

**Politechnika Warszawska
Koło Naukowe Energetyków**

**VI Ogólnopolska
Konferencja
Młodych Energetyków**

Warszawa, 25–26 listopada 2019 roku



**Wydział Mechaniczny
Energetyki i Lotnictwa**

POLITECHNIKA WARSZAWSKA

**Politechnika Warszawska
Koło Naukowe Energetyków**

**VI Ogólnopolska
Konferencja
Młodych Energetyków**

Warszawa, 25–26 listopada 2019 roku

Organizator



**Koło Naukowe
Energetyków**

POLITECHNIKA WARSZAWSKA



**Wydział Mechaniczny
Energetyki i Lotnictwa**

POLITECHNIKA WARSZAWSKA

Partnerzy



Sponsorzy



Patroni honorowi



MINISTERSTWO
ROZWOJU



MINISTERSTWO
ENERGII



Urząd Regulacji
Energetyki

**Politechnika
Warszawska**



ec breac
Instytut Energetyki Odnawialnej

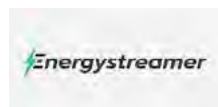


ARE

Patroni medialni



Energetyka 24



**Politechnika Warszawska
Koło Naukowe Energetyków**

VI Ogólnopolska Konferencja Młodych Energetyków

Warszawa, 25–26 listopada 2019 roku



**Wydział Mechaniczny
Energetyki i Lotnictwa**

POLITECHNIKA WARSZAWSKA

Recenzent

prof. dr hab. inż. Tadeusz Bohdal
(Politechnika Koszalińska)

Redakcja

Arkadiusz Górski

Korekta

Klaudia Pujer

Treść książki jest dostępna na licencji Creative Commons (CC BY-NC-ND 4.0)
Uznanie autorstwa – Użycie niekomercyjne – Bez utworów zależnych 4.0 Międzynarodowe.
Pewne prawa zastrzeżone na rzecz autorów. Zezwala się na wykorzystanie treści książki
zgodnie z licencją – pod warunkiem zachowania niniejszej informacji licencyjnej
oraz wskazania autorów jako właścicieli praw do tekstów.

Treść licencji jest dostępna pod adresem:

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/pl/legalcode>

Wydawca nie ponosi odpowiedzialności za treść, formę i styl artykułów

Exante Wydawnictwo Naukowe

<https://exante.com.pl>

Warszawa–Wrocław 2020

ISBN 978-83-66187-64-1 (PDF)

ISBN 978-83-66187-65-8 (oprawa miękka)

Spis treści

Przedmowa	7
1. Patryk Rojek, Maciej Gacki Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej. Krańcowy koszt wytwarzania	9
2. Fabian Dietrich Numeryczne badanie efektywności akustycznej turbulizacji przepływu w kolektorze słonecznym	22
3. Karol Wolański Model węzłowy rynku energii elektrycznej – podstawowe mechanizmy kształtowania cen	34
4. Jakub Żychowicz, Xalo Martinez Veiga, Mirea Ruscillo, Maria Aquilina Doświadczenia z pomiarów na reaktorze badawczym na Uniwersytecie BME w Budapeszcie	47
5. Jakub Kutyla Morskie farmy wiatrowe (MFW) w Polsce – rozwój, perspektywa do roku 2040 oraz rozwiązania techniczne	62
6. Magdalena Oczek Analiza wpływu zmian cen ropy naftowej na rynkach światowych na rynek paliw w Polsce	77
7. Grzegorz Królak Analiza aerodynamiczna studenckiego projektu zespołu zabudowy	90
8. Jacek Wróbel Czy rynek mocy zwiększa bezpieczeństwo energetyczne Polski?	105
9. Fabian Dietrich, Mateusz Wendołowicz, Jędrzej Wójcik Gaz flarowy czy napędowy? Analiza możliwości energetycznego zagospodarowania gazu odpadowego ze złóż kopalnych	131

Przedmowa

Ogólnopolska Konferencja Młodych Energetyków to cykliczne wydarzenie mające na celu wymianę doświadczeń, nawiązanie współpracy pomiędzy studentkami i studentami naukowymi działającymi na polskich uczelniach, a także wizji studentów na branżę energetyczną, która będzie musiała stawić czoła wielkim zmianom. Podczas VI Konferencji, która odbyła się w dniach 25 i 26 listopada 2019 r. w Centrum Zarządzania i Transferu Technologii Politechniki Warszawskiej swoje spojrzenie na energetykę prezentowali studenci z Akademii Górniczo-Hutniczej, Szkoły Głównej Handlowej, Uniwersytetu Kardynała Stefana Wyszyńskiego, Wojskowej Akademii Technicznej, Politechniki Poznańskiej, Politechniki Wrocławskiej oraz Politechniki Warszawskiej. Ponadto swoje wystąpienia zaprezentowali przedstawiciele sponsorów konferencji.

Niniejsza publikacja stanowi zbiór artykułów naukowych zaprezentowanych podczas VI Ogólnopolskiej Konferencji Młodych Energetyków zorganizowanej przez Koło Naukowe Energetyków Politechniki Warszawskiej działające przy Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa. Autorami opracowań są studenci, absolwenci oraz doktoranci polskich uczelni. W artykułach zamieszczonych w niniejszym tomie autorzy skupiają się na problematyce szeroko pojętej energetyki. Poruszone zostały aspekty funkcjonowania rynku energii, paliw oraz krajowego systemu elektroenergetycznego. Poddano analizie rozwój odnawialnych źródeł energii w naszym kraju w najbliższych latach. Przedstawiono wyniki prac badawczych prelegentów w obszarach związanych z obliczeniami CFD, a także z doświadczalnego reaktora jądrowego.

Ostatnio zaktualizowana *Polityka Energetyczna Polski 2040* wyznacza ambitne cele transformacji krajowego mixu energetycznego. Przed pokoleniem młodych energetyków stoją ważne zadania rozwoju farm wiatrowych na lądzie, fotowoltaiki, poprawy efektywności energetycznej, jak i nowych rozwiązań. Między innymi budowa morskich farm wiatrowych oraz program jądrowy pozwolą nam osiągnąć obniżenie emisyjności naszej gospodarki i wyznaczone cele we wspólnocie Unii Europejskiej. Kluczowe jest również stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych, a w szczególności od węgla. Aby zakończyć naszą transformację sukcesem potrzeba nie tylko dużych nakładów inwestycyjnych, ale w szczególności wykształconych inżynierów, w tym młodych energetyków.

Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego
Hubert Smoliński

Opiekun Koła Naukowego Energetyków PW
dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW

Patryk Rojek, Maciej Gacki

CENY NA HURTOWYM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ. KRAŃCOWY KOSZT WYTWARZANIA

Streszczenie

Niniejszy artykuł ma na celu przeanalizowanie podstawowych zagadnień związanych z kształtowaniem się cen na hurtowym rynku energii elektrycznej. Przedstawiono mechanizm wyznaczania ceny w obrocie giełdowym. Zaprezentowano składowe kosztów wytworzenia jednostki energii, wpływ krajowej struktury wytwarzania, wymiany transgranicznej, poziomu popytu oraz generacji z odnawialnych źródeł energii na poziom cen na hurtowym rynku energii elektrycznej.

Słowa kluczowe: rynek hurtowy, koszty wytwarzania, merit order, LCOE.

Oznaczenia

E_t – energia wygenerowana w roku t , MWh

F_t – koszt paliwa w roku t , PLN

I_t – wydatki inwestycyjne w roku t , PLN

M_t – koszty konserwacji w roku t , PLN

r – współczynnik dyskontowy

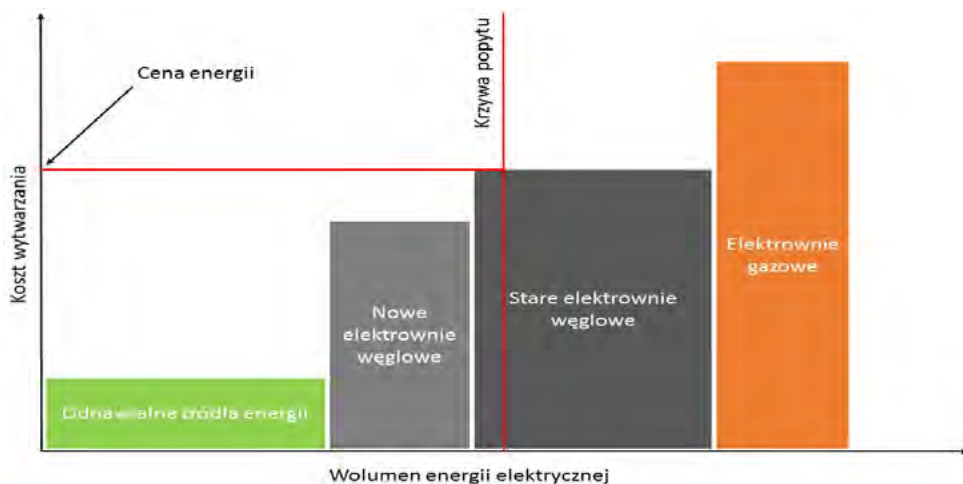
1. Wprowadzenie

Celem pracy jest analiza kluczowych zagadnień związanych z kształtowaniem się cen na hurtowym rynku energii elektrycznej. Omówiono: mechanizm wyznaczania ceny w obrocie giełdowym, składowe kosztów wytworzenia jednostki energii, wpływ krajowej struktury wytwarzania, wymiany transgranicznej, poziomu popytu oraz generacji z odnawialnych źródeł energii. Analizie poddano skrajne przypadki kształtowania się ceny na rynku hurtowym, które wystąpiły na rynku polskim w 2015 r. oraz 2018 r. W opracowaniu uwzględniono też wyliczenie krańcowych kosztów generowania poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej.

2. Wyznaczanie ceny na rynku hurtowym

Krajowa struktura źródeł wytwórczych ma kluczowy wpływ na hurtowe ceny energii. Charakterystyka jednostek generacyjnych danego państwa wpływa na koszt generacji oraz określa ekspozycję na poszczególne rodzaje ryzyka rynkowego. Analizę poszczególnych technologii wytwarzania, wraz ze strukturą ich kosztów, warto poprzedzić próbą rozpoznania mechanizmu kształtowania się cen na hurtowych rynkach energii.

Poprzez towarową giełdę energii zawierane są transakcje kupna i sprzedaży (odbioru i generacji). Cena w ofertach sprzedaży odzwierciedla krańcowy koszt wytwarzania energii elektrycznej danej jednostki wytwórczej. Zgodnie z obowiązującym mechanizmem merit order (porządek jednostek ustawionych od jednostki o najniższych kosztach krańcowych do jednostki o najwyższych kosztach krańcowych), zapotrzebowanie na energię elektryczną zaspokajane jest przez wykorzystanie źródeł najtańszych. Przykład uszeregowania jednostek wytwórczych wraz z wyznaczonym wolumenem oraz ceną energii przedstawia rysunek 1. Koszt wytworzenia jednostki energii w ostatniej elektrowni wyznacza cenę w danym okresie handlowym (podstawowym okresem dla Rynku Dnia Następnego oraz Rynku Dnia Bieżącego jest godzina). Cena wyznaczona przez ostatnią jednostkę obowiązuje dla wszystkich wytwórców wezwanych do pracy. W krótkim okresie oferty sprzedaży energii elektrycznej zależą wyłącznie od kosztów paliwa oraz uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Koszty stałe, będące w momencie podejmowania decyzji o wytwarzaniu w danym dniu kosztami utopionymi, nie wpływają na decyzję o produkcji.



Rysunek 1. Mechanizm kształtowania się ceny na rynku

Źródło: opracowanie własne.

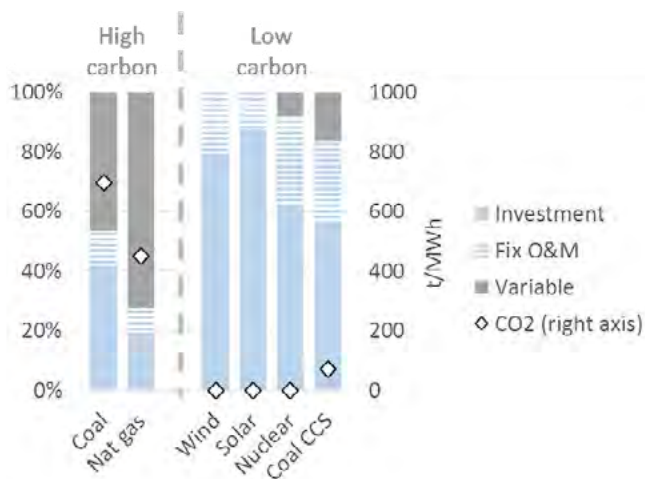
3. Struktura kosztów wytwarzania

Koszty wytwarzania energii elektrycznej można podzielić na koszty stałe oraz koszty zmienne. Do kosztów stałych zaliczamy nakłady związane z zakupem urządzeń, gruntów, połączenia z siecią elektroenergetyczną oraz finansowaniem. Nakłady inwestycyjne wyraża się w odniesieniu do jednostki mocy (np. EUR/MW). Koszty zmienne to wydatki na zakup oraz transport paliwa, koszt uprawnień do emisji CO₂ oraz materiały eksploatacyjne. Stanowią podstawowy wskaźnik pozwalający na podjęcie decyzji o produkcji. Wyrażane są w przeliczeniu na jednostkę wytworzonej energii (np. EUR/MWh). Popularnym wskaźnikiem pozwalającym na porównanie kosztu wytwarzania poszczególnych technologii jest uśredniony koszt energii elektrycznej (ang. *levelized cost of energy*, LCOE). LCOE bazuje na rachunku dyskontowym i pozwala obliczyć cenę energii elektrycznej, przy której instalacja zaczyna być rentowna (NPV = 0):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Poszczególne technologie wytwarzania różnią się znacznie pod względem struktury kosztów. Źródła konwencjonalne (elektrownie węglowe, gazowe oraz opalane paliwem ciekłym) charakteryzują się istotnym udziałem kosztu zmiennego w koszcie całkowitym. Zmiany wartości nośników energii pierwotnej oraz kosztu użytkowania środowiska są podstawowym źródłem ryzyka w tego typu przedsięwzięciach, które bezpośrednio wpływa na ceny energii na rynku hurtowym.

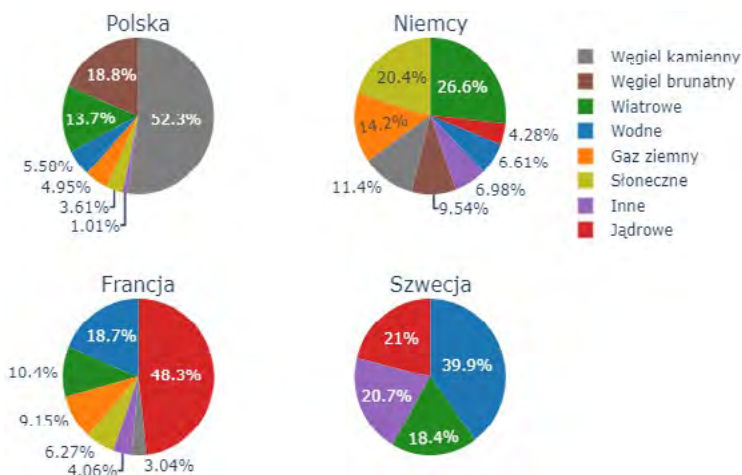
Źródła bezemisyjne (odnawialne źródła energii, elektrownie jądrowe) cechują się niskim udziałem kosztów zmiennych w strukturze kosztów. Koszt wytwarzania jest więc zależny wyłącznie od kosztu kapitału. Stąd głównym źródłem ryzyka jest średni koszt kapitału (ang. *weighted average cost of capital*, WACC). Rysunek 2 przedstawia strukturę kosztów wybranych technologii wytwórczych.



Rysunek 2. Struktura kosztów poszczególnych technologii [1]

4. Europejskie struktury wytwórcze

Poznawszy podstawowe czynniki wpływające na koszt wytwarzania energii elektrycznej możemy przyrzeć się przykładowym strukturom wytwarzania. Ze względu na bliskość geograficzną, oprócz polskiego zostaną przedstawione trzy europejskie systemy elektroenergetyczne: niemiecki, szwedzki oraz francuski. Rysunek 3 prezentuje procentowy udział poszczególnych technologii wytwarzania w krajowej strukturze wytwarzania:

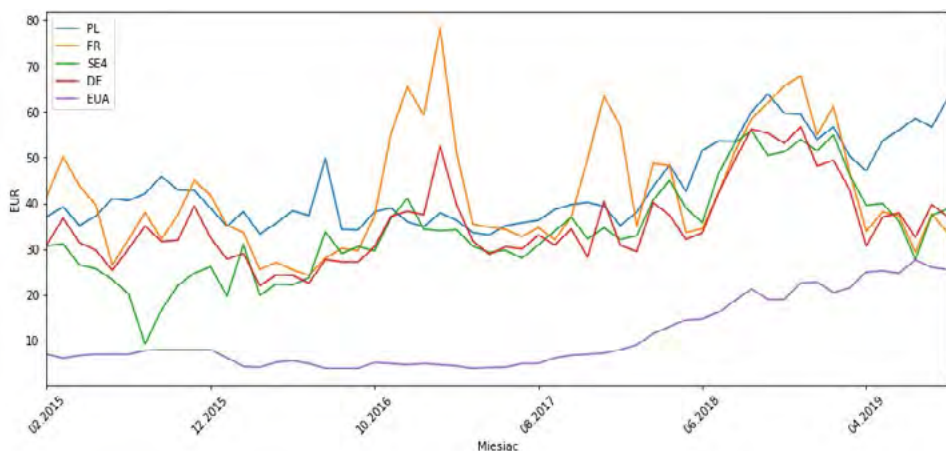


Rysunek 3. Procentowy udział poszczególnych technologii wytwarzania [2]

Wysoki udział odnawialnych źródeł energii pozwala zaoszczędzić na paliwie oraz nie przyczynia się do postępującej degradacji środowiska. Wiąże się jednak z ekspozycją na wahania cen na rynku hurtowym wynikających ze zmiennych warunków pogodowych. Z drugiej strony, poleganie wyłącznie na paliwach kopalnych naraża odbiorców na wahania cen pierwotnych nośników energii. Warto pamiętać, że pierwotną przyczyną rozwoju alternatywnych źródeł energii był kryzys irański lat 70. XX w. Szok wywołany na rynkach krajów zachodnich dał asumpt do zmniejszania importu paliw kopalnych.

Medialnym tematem pozostaje wzrost ceny uprawnień do emisji CO₂. W Polsce skutkowało to głęboką interwencją w sektor – rządzący podjęli próbę zamrożenia cen energii elektrycznej. Pomysł ten nie znalazł aprobaty organów europejskich, które nakazały uwolnienie cen.

Należy mieć na uwadze, że interwencja dotyczyła cen dla odbiorców końcowych i nie miała wpływu na obrót giełdowy. Rysunek 4 ilustruje giełdową cenę energii w okresie od lutego 2015 r. do kwietnia 2019 r.



Rysunek 4. Średni miesięczny kurs na Rynkach Dnia Następnego oraz cena uprawnień do emisji CO₂ [2]

Warto zwrócić uwagę na wzrost średniego kursu na rynku polskim, który we wcześniejszych latach był istotnie skorelowany z cenami na innych rynkach europejskich. Od pierwszego kwartału 2019 r. ceny na Towarowej Giełdzie Energii nie podążają już za europejskim trendem i są obecnie jednymi z najwyższych na Starym Kontynencie. Wynika to z wysokiego udziału paliw kopalnych w polskiej strukturze wytwarzania. Wzrost ceny uprawnień do emisji CO₂ jest głównym czynnikiem, który wpłynął na wzrost cen.

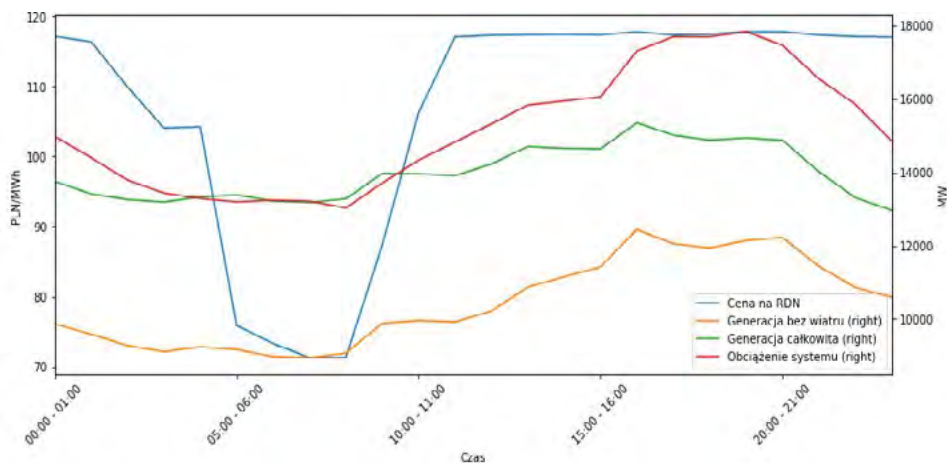
Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej [5] gwarantuje obywatelom Unii Europejskiej (UE) swobodny przepływ towarów, m.in. energii elektrycznej, który może zostać osiągnięty jedynie w warunkach w pełni otwartego rynku. Stąd przyjęta przez Parlament Europejski i Radę UE dyrektywa 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE ma na celu utworzenie wewnętrznego rynku energii elektrycznej [6], który będzie wspierał europejską transformację energetyczną. Jednym z filarów swobodnego przepływu energii jest rozbudowa krajowych sieci przesyłowych oraz zwiększanie międzysystemowych zdolności handlowych. Nieograniczony przepływ energii ma umożliwić lepszą integrację źródeł odnawialnych, które często charakteryzują się wzmoczoną generacją w poszczególnych regionach oraz wykorzystanie najefektywniejszych europejskich źródeł wytwórczych.

5. Wymiana transgraniczna

Wymiana transgraniczna będzie stanowiła coraz większy udział w handlu energią elektryczną. W ramach budowy paneuropejskiego rynku energii elektrycznej, Rada Europejska oczekuje, że w najbliższym czasie międzysystemowe zdolności przesyłowe krajów UE będą stanowiły przynajmniej 10% mocy zainstalowanej danego państwa. Likwidowanie tzw. wąskich gardel w systemie pozwoli na swobodny przepływ nadwyżek energii z regionów o podwyższonej generacji z odnawialnych źródeł energii do krajów o wysokim zapotrzebowaniu, co umożliwi konwergencję cen na rynkach europejskich.

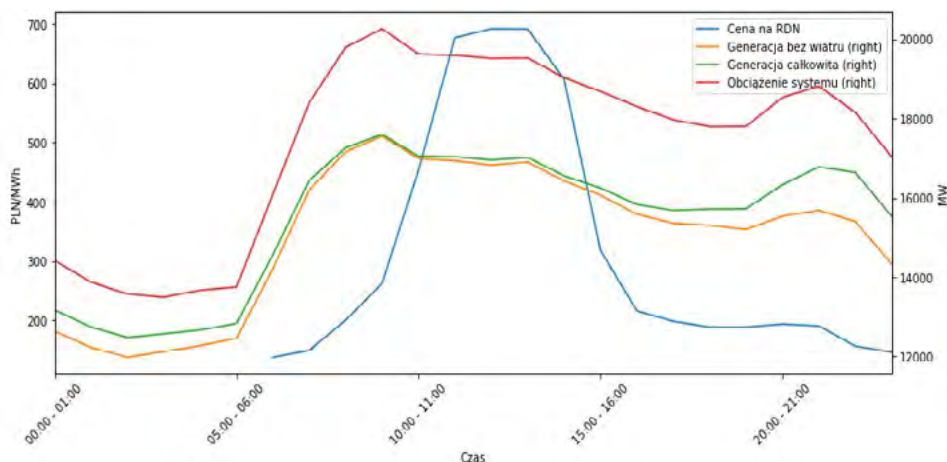
6. Przykłady

Podstawowym czynnikiem wyznaczającym ceny w danej godzinie jest dostępność mocy wytwórczych oraz poziom zapotrzebowania. Niskie zapotrzebowanie pozwala na wykorzystanie najbardziej ekonomicznych sposobów wytwarzania (np. bloków wytwórczych na parametry nadkrytyczne). Jeśli niski popyt (np. w czasie weekendów, okresów świątecznych) zbiegnie się w czasie z wysokim wytwarzaniem ze źródeł odnawialnych, można uzyskać bardzo niskie ceny energii. Na rysunku 5 przedstawiono sytuację z dnia 1 stycznia 2018 r. Niskie zapotrzebowanie wynikające z okresu noworocznego, wysoka generacja ze źródeł odnawialnych (między godziną 5.00 a 9.00 wynosiła około 4,2 GW – 30% zapotrzebowania) oraz możliwy import z sąsiednich systemów elektroenergetycznych, pozwoliły osiągnąć cenę 71,3 PLN/MWh (w godzinach od 7:00 do 8:00).



Rysunek 5. Zapotrzebowanie, wytwarzanie oraz cena na Rynku Dnia Następnego w dniu 1.01.2018 r. [2]

W przypadku bardzo wysokiego zapotrzebowania, np. w wyniku dużej ilości planowanych lub nieplanowanych odstawień bloków wytwórczych, ceny na rynku hurtowym mogą istotnie wzrosnąć. Do pracy w krajowym systemie elektroenergetycznym wzywane są źródła o coraz wyższym krańcowym koszcie wytwarzania. Rysunek 6 obrazuje sytuację z dnia 10 sierpnia 2015 r.



Rysunek 6. Zapotrzebowanie, wytwarzanie oraz cena na Rynku Dnia Następnego w dniu 10 sierpnia 2015 r. [2]

W tym dniu operator systemu przesyłowego, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, ogłosił dla obszaru całego kraju 20. stopień zasilania w godzinach od 10.00 do 17.00. Cena

na Rynku Dnia Następnego między godziną 12:00 a 13:00 osiągnęła rekordowy poziom 692 PLN, gdzie średnia cena kontraktu PEAK (energii wykorzystywanej w paśmie od godziny 8:00 do 22:00) w sierpniu 2015 r. wyniosła 200,18 PLN. Uwagę zwraca pomijalna generacja ze źródeł wiatrowych oraz duża ilość importowanej energii elektrycznej.

7. Koszty krańcowe, czyli ustalanie porządku merit order

Koszty krańcowe zostały zbadane za pomocą autorskiego modelu w arkuszu kalkulacyjnym Microsoft Excel. Przeanalizowano 9 technologii:

- biomasę,
- węgiel kamienny,
- turbinę gazową w obiegu złożonym,
- turbinę gazową w obiegu prostym,
- węgiel brunatny (nowy),
- elektrownię jądrową.

Dla każdej jednostki metodyka obliczeń była tożsama, uwzględniono jedynie różne wartości parametrów wejściowych dla danej technologii.

Posiadając dane o emisyjności paliwa oraz o sprawnościach założonych w danej technologii, obliczono emisję charakterystyczną (jest to ilość wyemitowanego CO₂ na każdą megawatogodzinę). Parametr ten jest unikalny dla każdej jednostki wytwórczej:

$$Emisja \left[\frac{kgCO_2}{MWh} \right] = \frac{3,6 \times Emisyjność \left[\frac{kgCO_2}{GJ} \right]}{sprawność\ brutto} \quad (2)$$

Następnie, w celu policzenia elementów niezbędnych do późniejszego obliczenia kosztów zmiennych skalkulowany został jednostkowy, charakterystyczny koszt paliwa dla każdej technologii będący ceną paliwa przypadającą na każdą wyprodukowaną megawatogodzinę:

$$Koszt\ paliwa \left[\frac{PLN}{MWh} \right] = \frac{3,6 \times Cena\ paliwa \left[\frac{PLN}{GJ} \right]}{sprawność\ brutto} \quad (3)$$

Ceny paliw w PLN/GJ zostały zaczerpnięte z giełdy European Energy Exchange (EEX). Po kosztach paliw został obliczony również wolumen charakterystyczny (jest to ilość energii wyprodukowanej w określonym czasie zużytej zarówno na potrzeby własne, jak i przesłanej do sieci) dla każdej jednostki, zgodnie z poniższym wzorem:

$$Energia [MWh] = Load\ Factor [h] \times Moc [MW] \quad (4)$$

gdzie moc, to moc jednostki przyjęta w założeniach, a Load Factor to ilość godzin w roku, liczony jako iloraz energii wyprodukowanej przez jednostkę w ciągu roku wyrażoną w megawatogodzinach do mocy jednostki wyrażonej w megawatach. Posiadając już wartości jednostkowe, obliczono potrzebne wartości makroekonomiczne. Następnie obliczono inne koszty zmienne (*Variable Operation & Maintenance*, V O&M) pozapaliwowe i pozaemisyjne. Podobnie jak w przypadku kosztów stałych informacje zaczerpnięto z Instytutu Fraunhofer. Instytut nie podaje dokładnych składników VO&M, niemniej dla elektrowni są to między innymi: sorbent niezbędny do pracy instalacji oczyszczania spalin, część zmienna kosztów składowania odpadów, koszty odprowadzenia ścieków. Koszty zmienne zależą od produkcji, dlatego też jednostkowe koszty zostały uzależnione od wolumenu energii:

$$V\ O\&M [PLN] = V\ O\&M \left[\frac{PLN}{MWh} \right] \times Energia [MWh] \quad (5)$$

Do kosztów zmiennych zaliczamy również opłatę emisyjną. Opłata ta zależy od ton emisji CO₂, co jest bezpośrednim skutkiem produkcji energii elektrycznej. Wolumen CO₂ natomiast obliczono za pomocą emisji charakterystycznej i wolumenu, które wynikają z wcześniej przedstawionych wzorów:

$$Wolumen\ CO_2 [tCO_2] = Emisja \left[\frac{kgCO_2}{MWh} \right] \times Energia [MWh] \quad (6)$$

$$Opłata\ emisyjna [PLN] = Opłata\ emisyjna \left[\frac{PLN}{tCO_2} \right] \times Wolumen\ CO_2 [tCO_2] \quad (7)$$

Koszt paliwa analogicznie obliczamy za pomocą jednostkowego kosztu paliwa i wolumenu:

$$Koszt\ paliwa [PLN] = Koszt\ paliwa \left[\frac{PLN}{MWh} \right] \times Energia [MWh] \quad (8)$$

W dalszej części obliczono skumulowane koszty krańcowe (marginalne) krótkookresowe (ang. *short-run marginal cost*, SRMC).

$$Koszty [PLN] = Koszt\ paliwa [PLN] + Opłata\ emisyjna [PLN] + V\ O\&M [PLN] \quad (9)$$

W tabeli 1 zestawiono założenia użyte do obliczenia wcześniej wskazanych wartości technicznych i makroekonomicznych.

Tabela 1. Założenia do obliczenia kosztów krańcowych

Jednostka	PV	Biomasa	Onshore	Offshore	WK	CCGT	OCGT	WB (n)	Ej
Rok prognozy	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020
Moc [MW]	1	2	9	5	900	600	400	800	1500
Sprawność netto [%]	100	35	100	100	45	60	33	42	35
Emisja z paliwa [kgCO ₂ /GJ]	0	0	0	0	94	55	55	110	0
Kurs euro	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
Paliwo [PLN/GJ]	0	20	0	0	13	28	28	16.2	2
V O&M [EURO/MWh]	0.0	0.0	0.0	0.0	4.4	4.0	3.0	4.4	2.4
Koszt CO ₂ [euro/tonaCO ₂]	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Podatek	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%

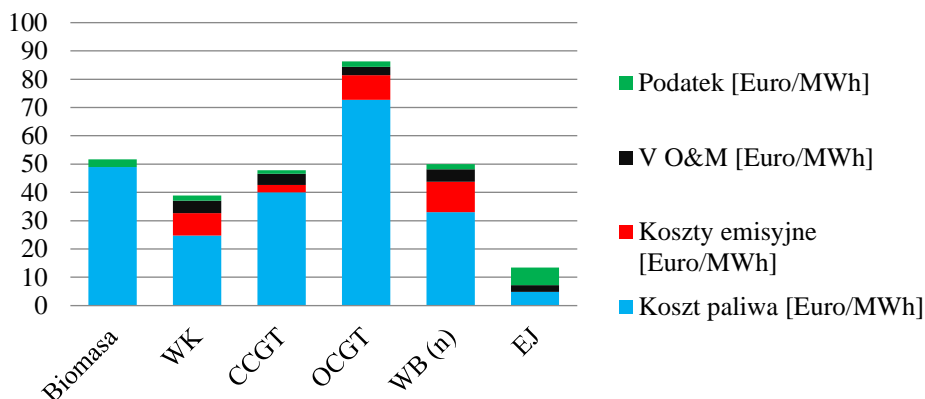
Źródło: opracowanie własne na podstawie [3, 4, 7].

Moce przyjęto zgodnie z najnowszymi trendami budowanych obecnie bloków, niemniej wartość ta w prezentowanym modelu nie wpływa na wyniki, ponieważ przeliczono je na wartości jednostkowe (podzielone przez megawatogodziny). Istotnym problemem – wpływającym na aktualność uzyskanych wyników – jest opłata emisyjna. Parametr ten cechuje się bardzo dużą zmiennością (od 18 do 27 EUR/tCO₂). Niemniej przez pierwsze miesiące analizowanego roku opłata emisyjna utrzymywała się na poziomie 20 EUR/tCO₂ [7], dlatego też wartość ta została przyjęta do modelu. Emisja z paliwa jest wartością charakteryzującą dane paliwo. Dane pozyskano z opracowania [7] Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami. Pod hasłem „Podatek” kryje się podatek CIT (ang. *Corporate Income Tax* – podatek od dochodów spółek). Warto jednak pamiętać, że przy faktycznej realizacji inwestycji, inwestor ponosi również koszty opłat wynikających z podatków lokalnych i gruntowych. W przeprowadzonej analizie ich nie uwzględniono z uwagi na ich duże zróżnicowanie w zależności od miejsca inwestycji. W licznych opracowaniach [3, 4] wskazuje się, że koszt paliwa dla elektrowni opalanej węglem brunatnym kształtuje się na poziomie od 5,00 do 6,00 PLN/GJ. Warto zauważyć, że temat nowego bloku na węgiel brunatny jest sprzęgnięty z założeniem nowej odkrywki węgla brunatnego. Powinno się więc doliczać koszt nowej kopalni do ceny paliwa, tak jak przyjęto w zaprezentowanych w tej

pracy obliczeniach. Pozostałe założenia, co już sygnalizowano, zaczerpnięto z opracowania Instytutu Fraunhofer.

8. Wyniki

Za pomocą kosztów krańcowych wyznaczyć można merit order. W ten sposób określa się, które jednostki mogą sprzedać swój wolumen energii jako pierwsze. Rysunek 7 obrazuje koszty krańcowe kilku technologii.



Rysunek 7. Koszty krańcowe wybranych technologii

Źródło: opracowanie własne na podstawie [3, 4, 7].

Z analizy danych ujętych na rysunku 7 wynika, że głównym składnikiem kosztów krańcowych są koszty paliwa. Dlatego też jednostki gazowe w obiegu prostym pracują tylko w momentach dużego zapotrzebowania, ponieważ wtedy cena energii na rynku jest wysoka. Jednostka, która jako ostatnia sprzeda swój wolumen na giełdzie i tym samym spełni całe krajowe zapotrzebowanie, ustala cenę energii.

W polskim systemie, oprócz wyżej wymienionych jednostek (wyluczając elektrownię atomową), możemy znaleźć odnawialne źródła energii (OZE), czyli instalacje fotowoltaiczne, wiatrowe czy też elektrownie wodne. Warto zauważyć, że te jednostki w przybliżeniu nie posiadają kosztów krańcowych (wartość ta jest zerowa). Dlatego też te jednostki zawsze wejdą w merit order, utrudniając sprzedaż jednostkom o niezerowym merit order.

9. Podsumowanie

Zestawiając ze sobą najpopularniejsze technologie obecne w światowych mikrosach energetycznych, zauważono, że jednostki opalane węglem stają się coraz mniej rentowne. Biorąc pod uwagę jedynie aspekty ekonomiczne, to OZE (wyluczając biomasę) stanowią najkorzystniejsze inwestycje. Zawdzięczają to niemal zerowym kosztom zmiennym oraz zerowym opłatom emisyjnym. Należy jednak pamiętać, że energetyka to gałąź przemysłu silnie skorelowana z takimi kwestiami, jak bezpieczeństwo i polityka. Obecnie osiągnięcie bezpieczeństwa energetycznego kraju wyłącznie przy wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii jest niezwykle trudne, ponieważ produkcja energii z OZE jest zależna od warunków atmosferycznych (w elektrowniach ciepłych poprzez podanie odpowiedniej ilości paliwa jesteśmy w stanie regulować wytwarzanie energii elektrycznej, natomiast nie panujemy nad tym, czy dzień jest słoneczny, czy też wietrzny). Przyszłościowym rozwiązaniem może być obecnie silnie rozwijana technologia magazynowania energii. Innym źródłem, które również jawi się jako ekonomicznie uzasadnione, są bloki jądrowe. Należy jednak pamiętać, że przy produkcji energii z atomu, powinno się zapewnić maksymalnie wysoki współczynnik Load Factor. Jednostki gazowe, w szczególności układy gazowo-parowe z turbiną gazową (ang. *Combined Cycle Gas Turbine*, CCGT), również mogą z powodzeniem znaleźć miejsce w merit order, niemniej duża zmienność cen tego paliwa może działać negatywnie na płynność finansową jednostki. Węgiel brunatny natomiast, zakładając, że inwestycję w nowy blok łączymy z wybudowaniem nowej kopalni, staje się mało rentowny. Następnym argumentem przeciwko blokom węglowym jest duża wrażliwość na opłatę emisyjną.

10. Bibliografia

- [1] Hirth L., Steckel J.Ch., The Role of Capital Costs in Decarbonizing the Electricity Sector, *Environ. Res. Lett.*, 2016, 11, 114010.
- [2] ENTSOE Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu/> [dostęp: 1.04.2020].
- [3] Kost Ch., Shammugam S., Jülch V., Nguyen H.-T., Schlegl T., Levelized Cost of Electricity [Renewable Energy Technologies, Fraunhofer Institute, March, 2018.
- [4] Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 13.0, <https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf> [dostęp: 1.04.2020 r.].
- [5] Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (wersja skonsolidowana) (Dz. Urz. UE z 26.10.2012, C 326/47).

- [6] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE z 14.6.2019, L 158/125).
- [7] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2015 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2018 (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2017).

Autorzy

Patryk Rojek
Maciej Gacki

Szkoła Główna Handlowa w Warszawie
Studenckie Koło Naukowe Energetyki

Fabian Dietrich

NUMERYCZNE BADANIE EFEKTYWNOŚCI AKUSTYCZNEJ TURBULIZACJI PRZEPŁYWU W KOLEKTORZE SŁONECZNYM

Streszczenie

W artykule przedstawiono rezultaty obliczeń numerycznych mechaniki płynów mających na celu zbadanie wpływu fal dźwiękowych na wymianę ciepła. Obiektem badanym jest kolektor słoneczny, a dźwięk wytwarzany jest bez użycia dodatkowych urządzeń, w komorze rezonansowej. Zbadano wpływ wielkości komory oraz jej położenia względem wymiennika na rozkład i wartości współczynnika przejmowania ciepła.

Słowa kluczowe: kolektor, wymiana ciepła, fale akustyczne, turbulizacja.

Oznaczenia

- a – prędkość dźwięku, m/s
- E – energia, J
- F – siła, N
- I – tensor jednostkowy
- k – energia kinetyczna turbulencji, J/kg
- l – wymiar charakterystyczny, m
- p – ciśnienie, kPa
- S_m – masa w fazie rozproszonej, kg
- t – czas, s
- T – temperatura, K
- u – prędkość, m/s
- v_m – prędkość elementów powierzchni normalnie do powierzchni, m/s
- μ – lepkość dynamiczna, Pa·s
- ρ – gęstość, kg/m³
- τ – naprężenie styczne, kPa

1. Wstęp

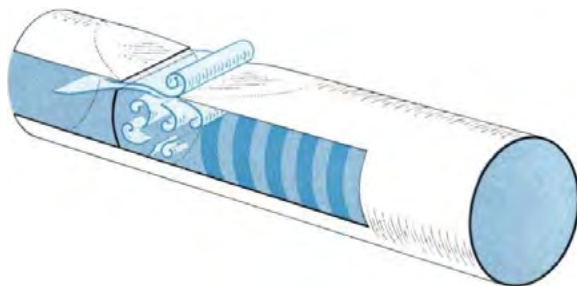
Postępujący rozwój cywilizacji nieodwracalnie wiąże się z wzrostem zapotrzebowania na energię. Rosnąca świadomość wpływu jej konwencjonalnych źródeł na środowisko generuje konieczność poszukiwania nowych technologii i metod zwiększania

efektywności istniejących rozwiązań. Największą uwagę obecnie cieszą się źródła odnawialne, które pomimo oczywistych korzyści nie są jednak pozbawione wad. Podstawowymi problemami większości metod bazujących na odnawialnych źródłach energii są niska sprawność konwersji energii oraz zależność produkcji od warunków zewnętrznych. Nad rozwiązaniem drugiego pracują specjaliści w zakresie magazynowania energii [1], pierwszy wymaga pracy u źródeł.

Szeroko pojęta energetyka solarna jest prawdopodobnie najbardziej rozpowszechnionym wariantem energetyki odnawialnej. Czy to w formie instalacji fotowoltaicznych, dostarczających energię elektryczną [2], czy też różnorodnych typów kolektorów solarnych, pozwalających wykorzystać energię słońca do ogrzewania. W systemach tego typu do podniesienia temperatury czynnika używa się energii dostarczonej w postaci promieniowania [3]. Do zalet omawianej metody należą między innymi prostota konstrukcji kolektorów solarnych oraz szeroka paleta dostępnych czynników, zwiększająca zakres możliwych zastosowań. Można stosować czynniki zarówno w stanie ciekłym (powszechne choćby w domowych instalacjach do podgrzewu ciepłej wody użytkowej), jak i gazowym, np. kolektory powietrzne stosowane w instalacjach suszarniczych [4].

Jedną z metod zwiększenia efektywności kolektorów solarnych typu powietrznego jest poprawa wymiany ciepła na drodze absorber – czynnik. Można to osiągnąć np. zwiększając współczynnik przejmowania ciepła po stronie czynnika poprzez zwiększenie turbulencji przepływu [5].

Celem tej pracy jest zbadanie efektywności turbulizatora akustycznego, działającego na zasadzie gwizdka (rys. 1). Jak widać na przedstawionej grafice, przepływ w gwizdku jest rozdzielany, w wyniku czego jego część zostaje zawirowana. Przepływ wirowy generuje oscylacje, które propagują wzdłuż kanału za komorą rezonansową. Oscylacje te przyczyniają się do intensywniejszego mieszania czynnika w kanale, co wspomaga konwekcję. Podczas gdy oscylacje akustyczne wspierają mieszanie w mikroskali, samo zawirowanie przepływu również przyczynia się do jego poprawy na poziomie makroskopowym.



Rysunek 1. Zasada działania gwizdka [6]

2. Analityczne podstawy symulacji

Obliczenia wykonano za pomocą programu ANSYS Fluent 19.2. Program ten wykorzystuje metodę objętości skończonych do rozwiązania równań opisujących ruch płynu ściśliwego: równania ciągłości, zmiany pędu oraz energii.

a) Równanie ciągłości:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v) = S_m \quad (1)$$

b) Równanie zmiany pędu:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \nabla \cdot (\rho v v) = -\nabla p + \nabla \cdot (\tau) + \rho g + F \quad (2)$$

gdzie:

$$\tau = \mu \left[(\nabla v + \nabla v^T) - \frac{2}{3} \nabla \cdot v I \right] \quad (3)$$

c) Równanie energii całkowitej:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho E) + \nabla \cdot (v(\rho E + p)) = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T - \sum_j h_j J_j + (\tau_{eff} \cdot v)) + S_h \quad (4)$$

Wykorzystano model k-omega SST, ze względu na połączenie cech pozytywnych modelu k-omega (dobre modelowanie warstwy przyściennej) i k-epsilon (stabilność obliczeń w strumieniu niezaburzonem). Eksperymentalnie zostało również wykazane, iż pozwala on na dokładniejsze odwzorowanie rzeczywistości przy późniejszym modelowaniu fal akustycznych [7]. Do tego celu zastosowano moduł Acoustics programu ANSYS Fluent 19.2. pozwalający na śledzenie powstawania fal akustycznych oraz wartości ich określających. Ponadto wykorzystano model Broadband Noise Sources, który określa moc akustyczną generowaną przez turbulencje w przepływie, w zależności od ich intensywności:

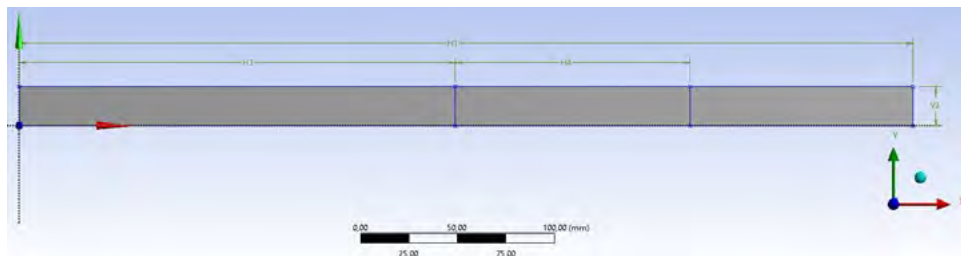
$$P_A = \alpha \rho_0 \left(\frac{u^3}{l} \right) \frac{u^5}{a_0^5} \quad (5)$$

3. Model i przebieg symulacji

Na potrzeby symulacji wykonano domenę obliczeniową 2-D w postaci prostokątnego kanału (rys. 2) o wymiarach przedstawionych w tabeli 1. Reprezentuje on kanał powietrzny pod absorberem kolektora. Sam absorber został odwzorowany jako środkowa część górnej ściany kanału. Odcinki przed i za absorberem służą ustabilizowaniu przepływu. Założono warunki brzegowe w postaci prędkości i temperatury na wlocie do kanału oraz strumienia ciepłego na powierzchni absorbera. Rezultaty symulacji posłużyły jako wartość referencyjna dla dalszych badań. Jako kryterium porównawcze ustalono liczbę Nusselta, będącą stosunkiem szybkości wymiany ciepła na drodze konwekcji do szybkości wymiany ciepła na drodze przewodzenia. Zwiększenie tego parametru oznacza poprawę konwekcji, co świadczy o skuteczności działania turbulizatora.

Warunki brzegowe:

- prędkość wlotowa – $12 \frac{m}{s}$,
- temperatura powietrza na wlocie – 300K,
- gęstość strumienia ciepła na płycie absorbera – $1000 \frac{W}{m^2}$.



Rysunek 2. Geometria referencyjna

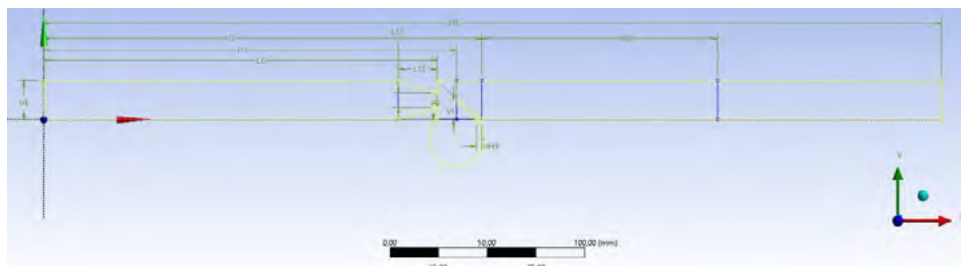
Źródło: opracowanie własne.

Tabela 1. Wymiary geometrii z rysunku 2

Wymiar	Wartość [mm]
H1	461
H3	225
H4	121
V2	20

Źródło: opracowanie własne.

Kolejnym krokiem było stworzenie geometrii turbulizatora maksymalizującej generację fal akustycznych w wyniku przepływu. Po kilku symulacjach pomocniczych otrzymano geometrię jak na rys. 3. Odległość od absorbera ustalono iteracyjnie, na podstawie obserwacji położenia pola turbulencji (kryterium w tym przypadku była energia kinetyczna turbulencji, której dystrybucję przedstawiono w sposób graficzny) i wartości liczby Nusselta (patrz rys. 4 i 5).

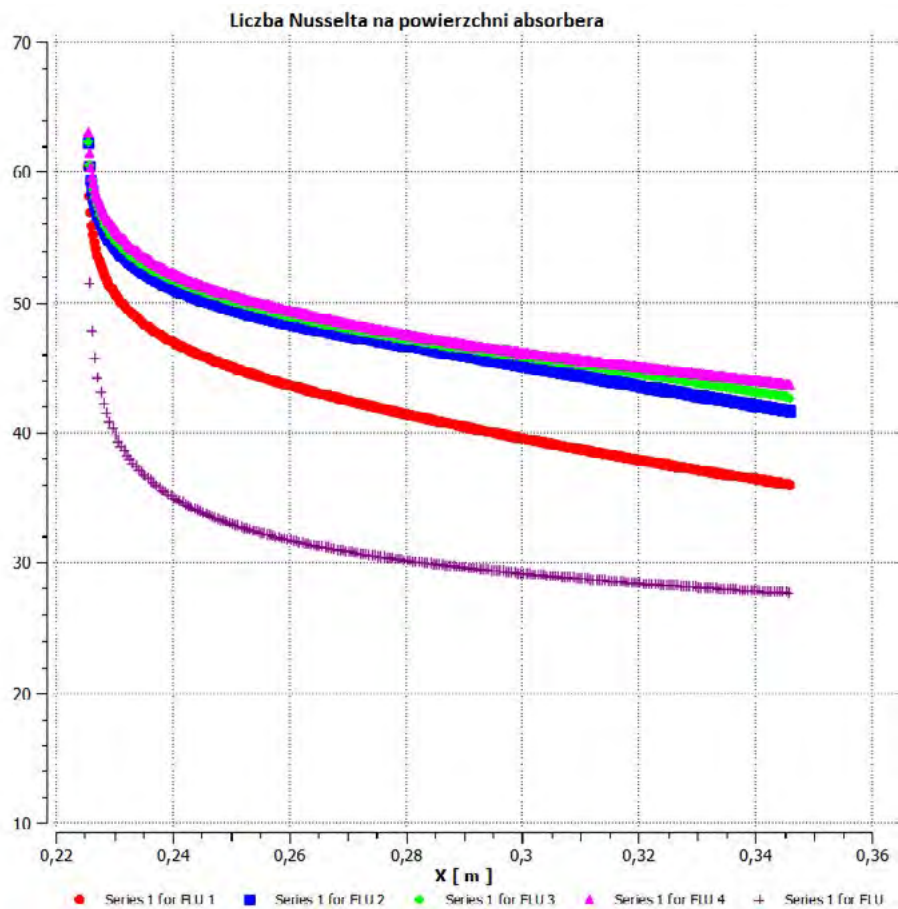


Rysunek 3. Geometria po dodaniu turbulizatora

Źródło: opracowanie własne.

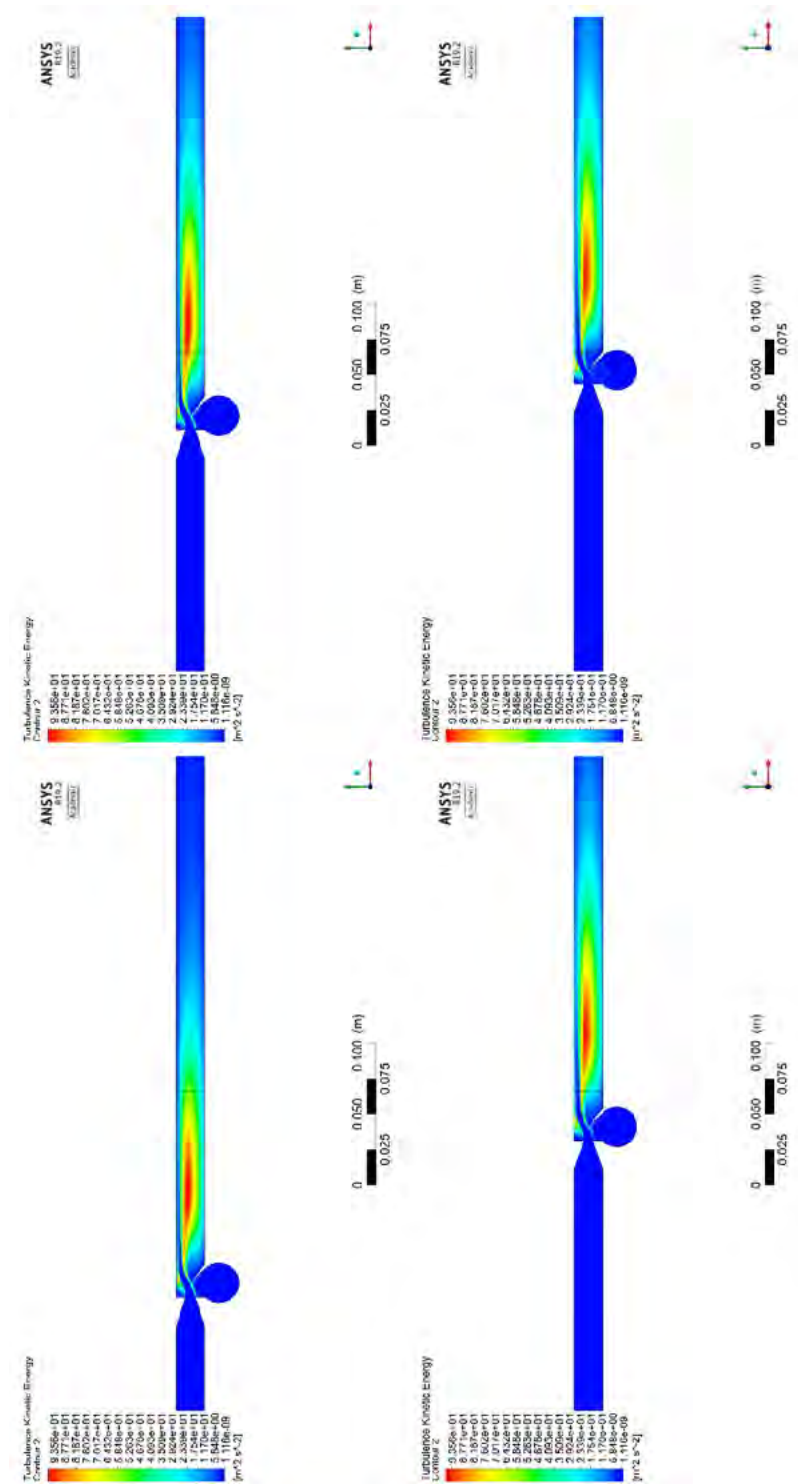
Tabela 2. Wymiary geometrii z rysunku 3

Wymiar	Wartość [mm]
H5	461
H7	225
H8	121
H1	212
L6	202
L12	20
L13	7
V4	20
H9	3
V11	10



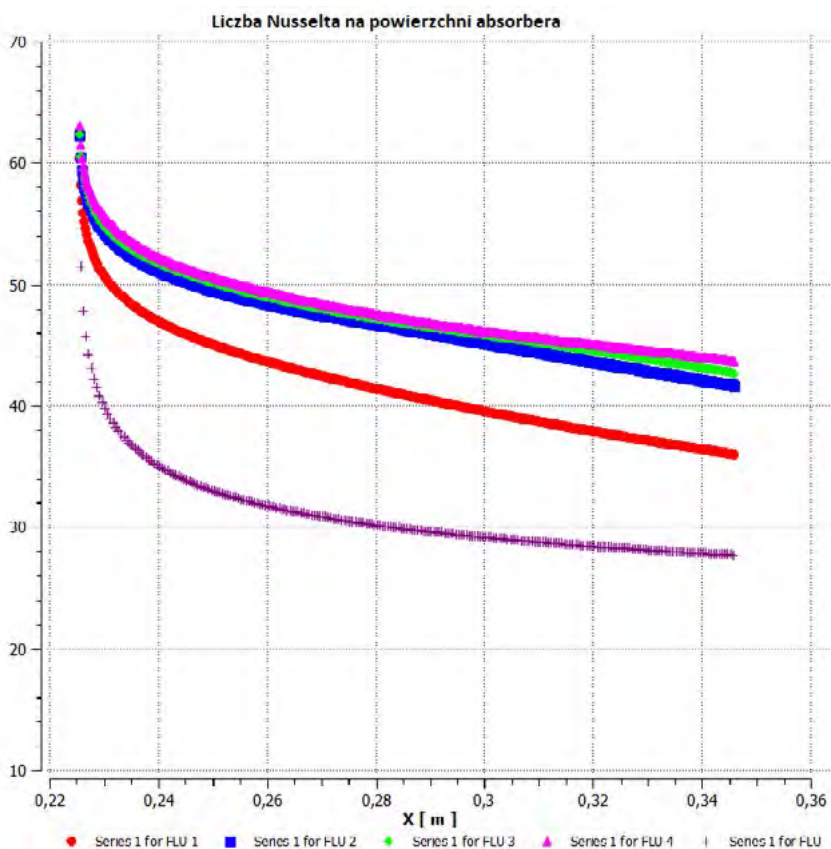
Rysunek 4. Wykres liczby Nusselta na powierzchni absorbera

Źródło: opracowanie własne.



Rysunek 5. Dystrybucja energii kinetycznej turbulencji w badanej geometrii
 Źródło: opracowanie własne.

Wyniki symulacji przy turbulizatorze ustawionym w optymalnym położeniu stały się zbiorem wartości referencyjnych dla finalnej serii, w której manipulowano rozmiarem komory rezonansowej. Celem badania było sprawdzenie wpływu tego parametru na intensywność turbulencji, a co za tym idzie generację fal akustycznych. Wyniki przedstawiono na rysunkach 6–8. Zmiana rozmiaru komory realizowana była modyfikacją parametru L6, w interwałach co 5 mm (patrz tab. 3).



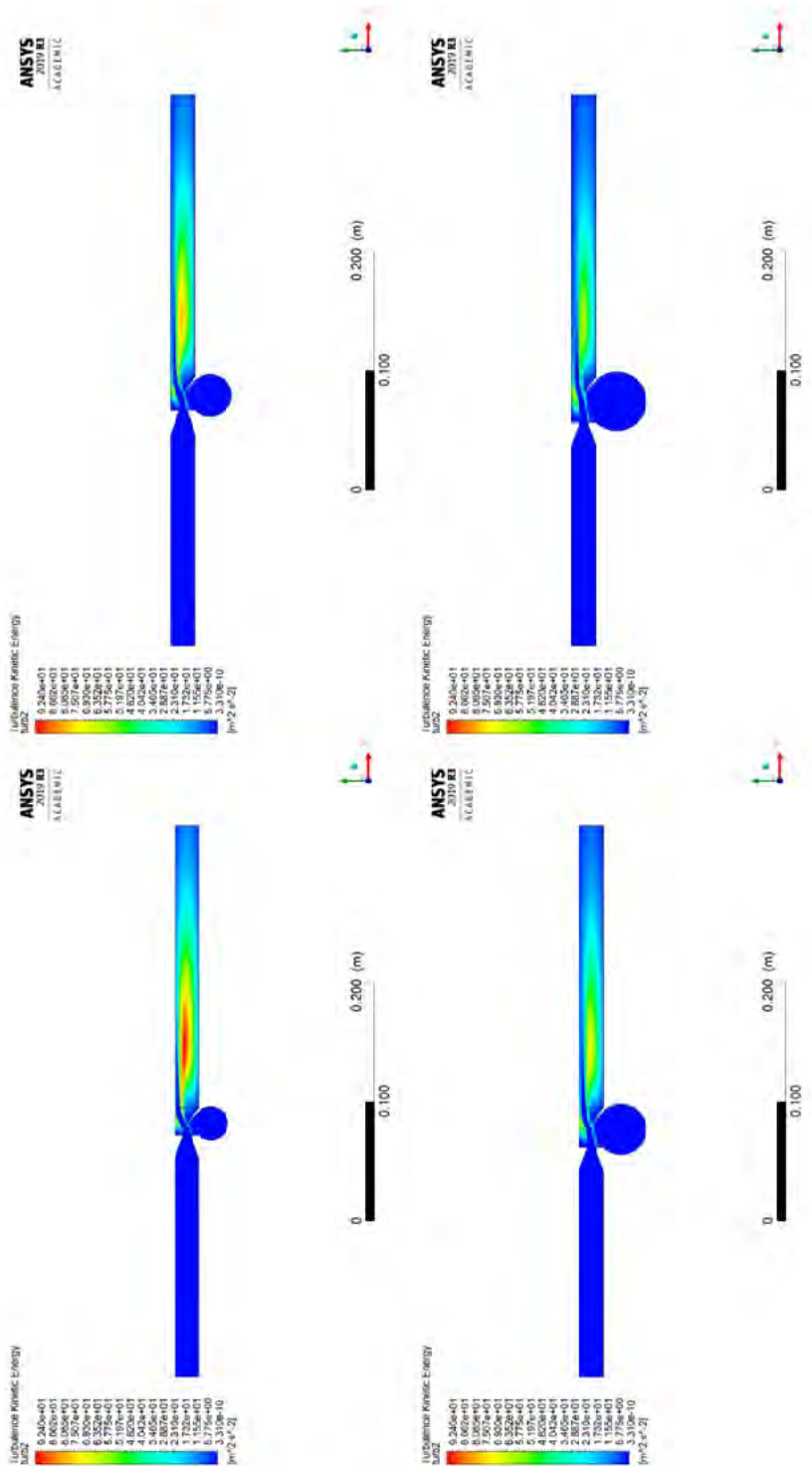
Rysunek 6. Wykres liczby Nusselta na powierzchni absorbera

Źródło: opracowanie własne.

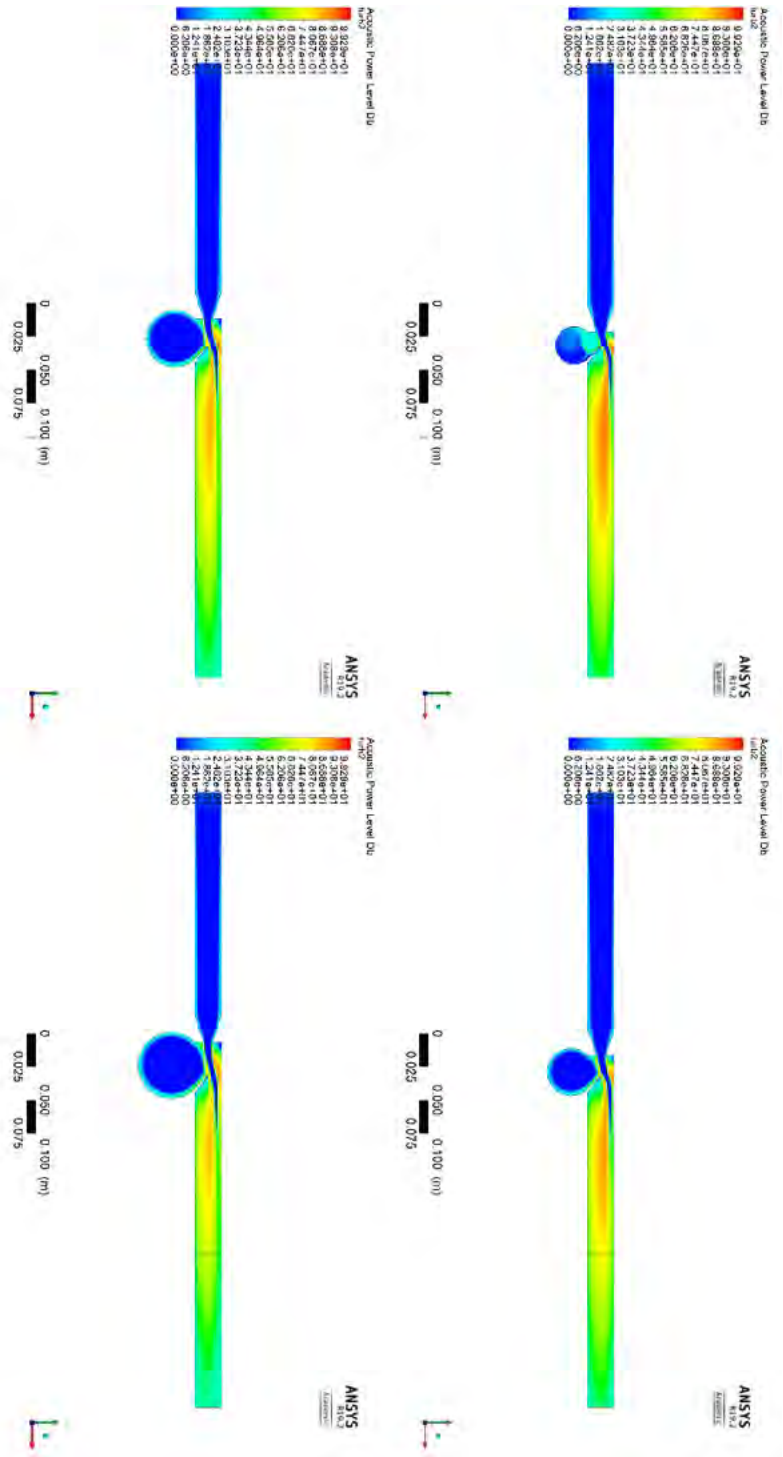
Tabela 3. Zmiany parametru L6 w kolejnych przypadkach

Lp.	Nazwa	L6 [mm]
1	FLU 4	202
2	FLU 5	197
3	FLU 6	192
4	FLU 7	187

Źródło: opracowanie własne.



Rysunek 7. Dystrybucja energii kinetycznej turbulencji w badanej geometrii
 Źródło: opracowanie własne.



Rysunek 8. Dystrybucja generacji mocy akustycznej w badanej geometrii

Źródło: opracowanie własne.

Siatka obliczeniowa w każdym z analizowanych przypadków była dostosowana do modelu obliczeń, tj. parametr y^+ utrzymany był w przedziale $y^+ \leq 1$.

4. Obserwacje i wnioski

W prezentowanym przypadku dodanie turbulizatora spowodowało znaczny wzrost liczby Nusselta, dzięki intensywnej turbulizacji przepływu pod absorberem. Można jednocześnie zauważyć, iż umiejscowienie pola turbulencji ma duży wpływ na uzyskany efekt (patrz rys. 4 i 5). Zwiększanie komory rezonansowej przyczyniło się do spadku intensywności turbulencji, a co za tym idzie do zmniejszenia poziomu generowanego dźwięku oraz pogorszenia konwekcji w rozważanym obszarze (rys. 6 i 7).

Przedstawiona geometria powoduje znaczne oscylacje przepływu, które intensyfikują wymianę ciepła dzięki poprawie konwekcji. Efektem ubocznym jest powstawanie dźwięku. Przy założonej metodyce badania nie udało się oddzielić wpływu fal akustycznych od wpływu oscylacji mechanicznych. Wyłączenie modułu Acoustics w celu pominięcia wpływu fal dźwiękowych, a tym samym wyizolowania ich wpływu na wymianę ciepła, nie przyniosło zamierzonego efektu, ponieważ program Fluent oblicza generację dźwięku jako wtórny efekt turbulencji mechanicznych. Efektem badania są zatem stworzenie efektywnego turbulizatora oraz wyniki stanowiące bazę do dalszych badań, mających na celu rozdzielenie wpływu zastosowanych metod.

5. Bibliografia

- [1] IRENA, Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook, Irena, January 2015.
- [2] Group S.P, International Technology Roadmap for Photovoltaic, Itrpv, 2017.
- [3] Saxena A., Varun, and El-Sebaïi A.A., A thermodynamic Review of Solar Air Heaters, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, 43, 863–890.
- [4] El-Sebaïi A.A. and Shalaby S.M., Solar Drying of Agricultural Products: A Review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, 16(1).
- [5] Yadav A.S. and Bhagoria J.L., Heat Transfer and Fluid Flow Analysis of Solar Air Heater: A Review Of CFD Approach, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, 23, 60–79.
- [6] <https://physics.stackexchange.com/questions/54950/whistle-physics/54984> [dostęp: 1.04.2020].
- [7] Dykas S., Wróblewski W., Rulik S., and Chmielniak T., Numerical Method for Modeling of Acoustic Waves Propagation, *Arch. Acoust.*, 2010, 35(1).

Autor

Fabian Dietrich

Politechnika Warszawska
Koło Naukowe Energetyków

Opiekun naukowy
dr inż. Karol Pietrak

MODEL WĘZŁOWY RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ – PODSTAWOWE MECHANIZMY KSZTAŁTOWANIA CEN

Streszczenie

W artykule omówiono koncepcję rynku węzłowego energii elektrycznej ze szczególnym uwzględnieniem metody kalkulacji lokalizacyjnych cen krańcowych. Praca w uproszczony sposób przedstawia najważniejsze czynniki różniące model węzłowy od strefowego oraz opisuje dwa systemy węzłowe (PJM i ERCOT) działające w Stanach Zjednoczonych. Podkreślono zalety rynku lokalizacyjnego, w szczególności transparentną wy cenę energii elektrycznej oraz zapewnianie obiektywnych bodźców cenowych dla uczestników rynku hurtowego w celu minimalizacji kosztów pracy systemu elektroenergetycznego.

Słowa kluczowe: ceny energii, rynek węzłowy, rynek strefowy, energia elektryczna.

Oznaczenia

- LMP_i – cena węzłowa w i -tym węźle sieci, PLN/MWh
- $K(P_{Gi})$ – koszt bilansowania zapotrzebowania, równy sumie iloczynów ilości mocy wykorzystanych do bilansowania zapotrzebowania i odpowiednich cen ofertowych wytwórców, PLN
- P_{Gi} – moc czynna wytwarzana przez wytwórców celem pokrycia zapotrzebowania w węźle i
- P_{Li} – moc czynna odbierana w węźle i , MW
- I_1 – natężenie prądu płynącego przez gałąź sieci łączącą węzły 1 i 2, przy produkcji energii jedynie przez wytwórcę 1, A
- I_2 – natężenie prądu płynącego przez gałąź sieci łączącą węzły 1 i 4, 4 i 3 oraz 3 i 2, przy produkcji energii jedynie przez wytwórcę 1, A
- U_l – napięcie w sieci, V
- Z_l – impedancja pojedynczej linii, Ω
- S_1 – moc czynna, z jaką wytwórca 1 pracuje w stanie ustalonym, MW
- ΔS_1 – przyrost mocy wytwórcy 1, MW
- S_3 – moc, z jaką wytwórca 3 pracuje w stanie ustalonym, MW
- ΔS_3 – przyrost mocy wytwórcy 3, MW
- D_2 – moc pobierana przez odbiorcę 2 w stanie ustalonym, MW
- ΔD_2 – przyrost mocy pobieranej przez odbiorcę 2 w stanie ustalonym, MW

1. Wstęp

Obecny podział systemów elektroenergetycznych państw Europy na obszary rynkowe (zwane też strefami), w większości przypadków odpowiadające granicom politycznym [1], pozwala wyznaczać jednakowe (uśrednione) ceny energii elektrycznej na terenie całego kraju lub jego części (przykładowo Norwegia, Szwecja i Włochy są podzielone na kilka stref cenowych). Stosowanie strefowego modelu rynku energii elektrycznej jest jednak obciążone poważną wadą – cena ukształtowana na podstawie transakcji zawieranych pomiędzy jego uczestnikami nie uwzględnia ograniczeń przesyłowych ani strat związanych z przesyłem energii pomiędzy lokalizacjami znajdującymi się w jednej strefie.

Energia elektryczna jest towarem specyficznym. Z racji braku możliwości efektywnego magazynowania jej dużej ilości, rynek jest zmuszony do ciągłego zrównywania podaży z popytem. Co za tym idzie, cena energii ulega ciągłym zmianom – gdy zapotrzebowanie na nią jest duże, cena zazwyczaj rośnie, w przeciwnym przypadku maleje. Fakt ten jest powszechnie akceptowany. Skoro więc krajowa hurtowa cena energii może być zmienna w czasie, to być może należy ją również zróżnicować geograficznie?

W celu odzwierciedlenia rzeczywistego kosztu dostawy energii do danej lokalizacji w jej cenach, jak również zwiększenia transparentności jej wyceny, opracowany został węzłowy model rynku energii [10]. W niniejszym artykule porównano najważniejsze założenia modeli węzłowego i strefowego, omówiono modelowe metody kalkulacji cen węzłowych, z uwzględnieniem ograniczeń i strat sieciowych na przykładzie prostego układu czterech węzłów oraz przypisanych do nich odbiorców/wytwórców, a także w skróconej formie przeanalizowano przykłady systemów, w których został on już wprowadzony.

2. Porównanie modeli węzłowego i strefowego rynku energii elektrycznej

W Stanach Zjednoczonych, inaczej niż w Unii Europejskiej (UE), rynek węzłowy energii elektrycznej jest uznawany obecnie za najwłaściwszy mechanizm handlu energią elektryczną, uwzględniający fizyczne ograniczenia sieci oraz zapewniający jego uczestnikom transparentne bodźce cenowe do przeprowadzania zarówno długoterminowych inwestycji, jak i bieżących działań operacyjnych [2, 4]. Pomimo obecnego w środowisku akademickim konsensusu, uznającego wyższość cen lokalizacyjnych nad uśrednionymi, żadne z państw członkowskich UE ich nie wprowadziło. Jednakże

analizy możliwości przemodelowania były prowadzone w wielu z nich, m.in. w Polsce [4]. Modele węzłowy i strefowy rynku energii elektrycznej porównano w tabeli 1.

Oczywiście należy brać pod uwagę fakt, że nie istnieją rynki wykazujące wszystkie cechy „modelowego” rynku strefowego lub węzłowego. Każdy z operatorów ma prawo do stosowania pewnych własnych rozwiązań. Przykładowo w Europie, gdzie dominuje model *self-dispatch*, kraje takie jak Polska czy Irlandia wciąż określają siebie jako stosujące model centralnego dysponowania.

Jak zauważa Dobbeni [8], sam charakter obowiązującego modelu rynku nie jest czynnikiem wystarczającym do maksymalizacji ekonomicznych korzyści jego uczestników. Zarówno na rynkach opartych o model węzłowy, jak i na tych, w których przyjęte zostało strefowe podejście, optymalizacja wykorzystania zasobów postępuje wraz z poszerzaniem ich obszaru geograficznego.

Tabela 1. Porównanie typowego współczesnego modelu węzłowego (USA) i strefowego (UE) rynku energii

Aspekt	Model strefowy	Model węzłowy
Wycena energii	<i>Uniform pricing</i> – jedna cena wyznaczana dla całej strefy	<i>Nodal pricing</i> – indywidualna cena wyznaczana dla poszczególnych węzłów w sieci
Uwzględnienie ograniczeń sieci w transakcjach rynkowych	„Miedziana płyta” – dla handlu wewnątrz stref fizyczne ograniczenia sieci są pomijane. Ograniczenia uwzględnione w handlu międzystrefowym. Uproszczony model sieci	Transakcje handlowe uwzględniają rzeczywisty koszt dostarczenia energii do danej lokalizacji. Pełny model sieci
Podejście do grafików pracy jednostek wytwórczych	<i>Self-dispatch</i> – jednostki same zgłaszają swoje harmonogramy i dbają o ich wykonalność. OSP wprowadza niewielkie korekty związane z technicznym prowadzeniem przesyłu	<i>Central dispatch</i> – ISO tworzy grafiki jednostek wytwórczych, a następnie koordynuje ich realizację
Struktura odpowiedzialności	OSP odpowiedzialni za przesył energii, giełdy jako operatorzy rynku	ISO agregujący funkcje OSP i giełd
Struktura własnościowa	OSP właścicielem i operatorem infrastruktury	ISO jako operator infrastruktury, zróżnicowana struktura własnościowa

Skróty: OSP – Operator Sieci Przesyłowej, ISO – Independent System Operator.

Źródło: opracowanie własne na podstawie [9].

W Europie efekt ten próbuje się uzyskać, stosując tzw. *market coupling*, czyli mechanizm wykorzystujący jeden algorytm obliczeniowy (EUPHEMIA) wyznaczający przepływy na granicach wielu stref, tym samym, pozwalając uczestnikom rynku na zakup energii ze stref innych niż ta, w której są zlokalizowani. Rynek węzłowy nie zakłada istnienia wielu obszarów (w praktyce jest to jeden rynek, lecz z wieloma cenami), a punkty pracy jednostek są ustalane tak, aby minimalizować całkowity koszt dostarczenia energii elektrycznej do odbiorców, równocześnie, zapewniając bezpieczeństwo pracy systemu. Im większy obszar objęty jednolitym rynkiem, tym większa liczba możliwych kombinacji przepływów i tym samym większe potencjalne istnienie bardziej optymalnego rozplywu mocy w sieci.

3. Wyznaczanie cen energii elektrycznej w obu modelach

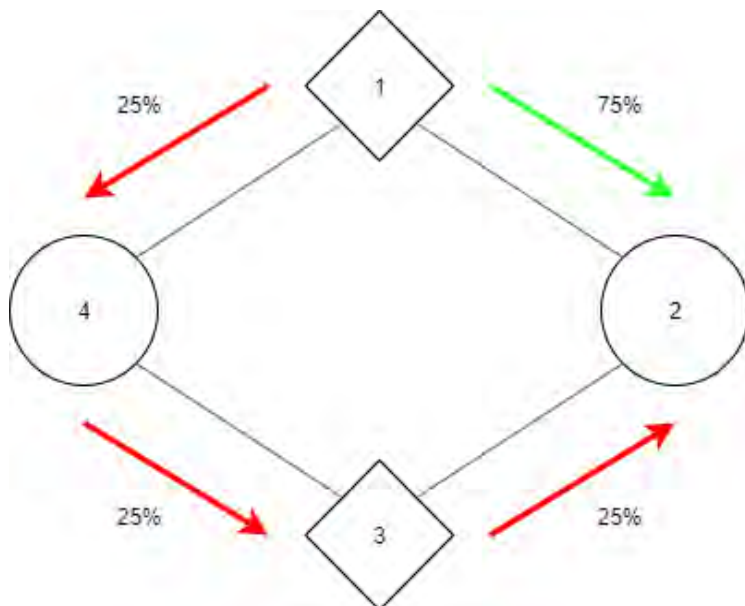
Stwórzmy uproszczony model sieci składający się z czterech węzłów połączonych ze sobą w zamkniętą pętlę (rys. 1). Niech linie przesyłowe łączące węzły charakteryzują się jednakową impedancją. Do węzłów 1 i 3 przyłączmy generatory, natomiast do węzła 2 odbiór. Cena obowiązująca w danym węźle jest równa kosztom dostarczenia dodatkowej jednostki energii do tego węzła [2] (równanie 1).

$$LMP_i = \frac{\partial K(P_{Gi})}{\partial P_{Li}} \quad (1)$$

W układach liniowych, zgodnie z zasadą superpozycji, odpowiedź obwodu elektrycznego lub jego gałęzi na kilka wymuszeń (pobudzeń) równa się sumie odpowiedzi (reakcji) na każde wymuszenie z osobna. Jest to podstawowe założenie dalszych rozważań dotyczących sprawdzania stanu układu, w którym zapotrzebowanie na moc w węźle wrasta o 1 MW. W obszarze zainteresowania autora pozostaje, która jednostka wytwórcza i jakim kosztem dostarczałaby dodatkową energię.

3.1. Brak ograniczeń (miedziana płyta)

Zgodnie z prawem Ohma, w elementach liniowych natężenie prądu płynącego przez przewód przy stałym napięciu jest odwrotnie proporcjonalne do jego impedancji. Założenie jednakowej impedancji na każdej z linii łączących modelowe węzły oznacza, że przepływ energii elektrycznej z generatora rozkładał się będzie w stosunku 3:1 (rys. 1), z przewagą po stronie charakteryzującej się mniejszą całościową impedancją (równania 2–4).



Rysunek 1. Proporcje rozplywu energii elektrycznej ze źródła 1 w układzie czterech węzłów przy założeniu jednakowej impedancji wszystkich łączących je linii oraz jednakowego napięcia

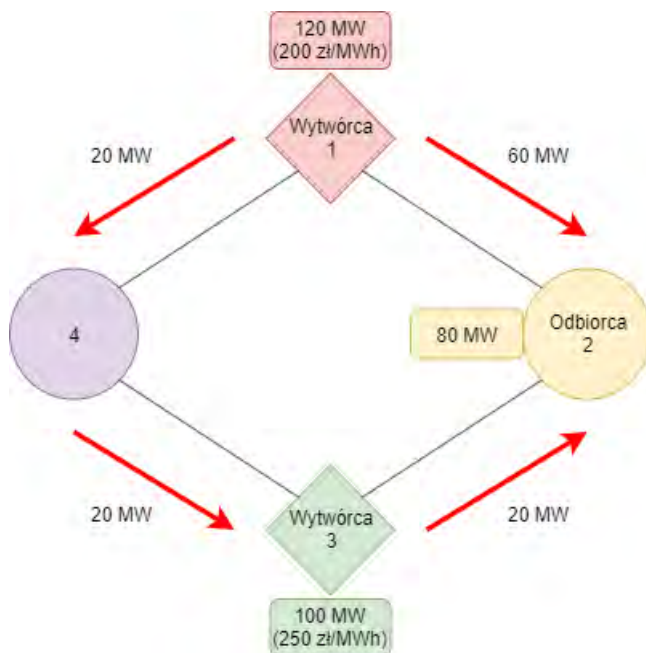
Źródło: opracowanie własne na podstawie [6].

$$I = \frac{U}{Z} \quad (2)$$

$$I_1 = \frac{U_l}{Z_l} \quad (3)$$

$$I_2 = \frac{U_l}{3Z_l} < I_1 \quad (4)$$

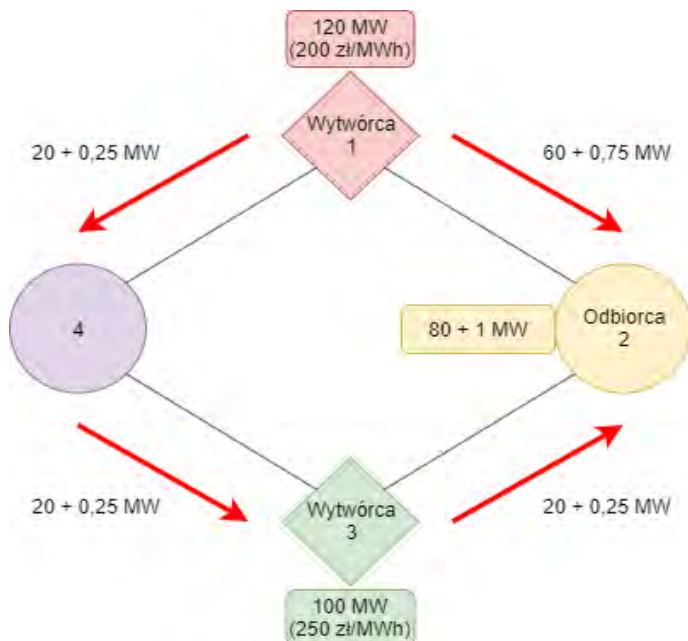
Wprowadźmy teraz moc oraz ceny oferowane przez poszczególnych wytwórców, a także wielkość zapotrzebowania na moc w węźle 2 w danej godzinie. W sytuacji braku ograniczeń sieciowych oraz przy założeniu zerowych strat całość zapotrzebowania będzie dostarczana przez źródło tańsze (rys. 2).



Rysunek 2. Rozpływy mocy w układzie bez ograniczeń sieciowych, zapotrzebowanie na poziomie 80 MW

Źródło: opracowanie własne na podstawie [6].

Cena krańcowa energii we wszystkich węzłach wyniesie 200 zł/MWh, ponieważ dostarczenie dodatkowej MWh energii elektrycznej do dowolnego węzła odbyłoby się poprzez dociążenie wytwórcy 1. Byłoby to możliwe, gdyż dysponuje on dodatkową mocą 40 MW niewykorzystaną przez rynek oraz nie istnieją żadne ograniczenia fizyczne mogące blokować ten przepływ (rys. 3).

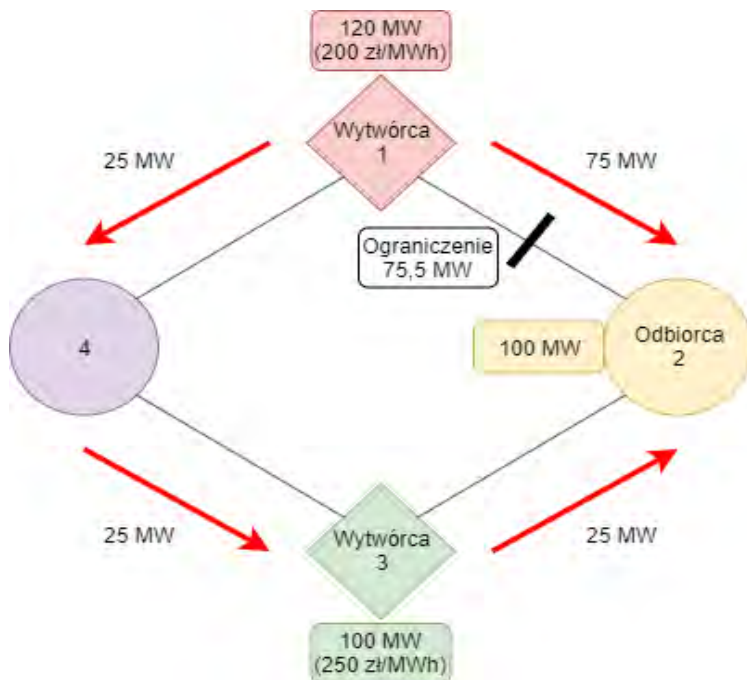


Rysunek 3. Rozpływy mocy w układzie bez ograniczeń sieciowych, zapotrzebowanie na poziomie 81 MW

Źródło: opracowanie własne na podstawie [6].

3.2. Uwzględnienie ograniczeń sieci

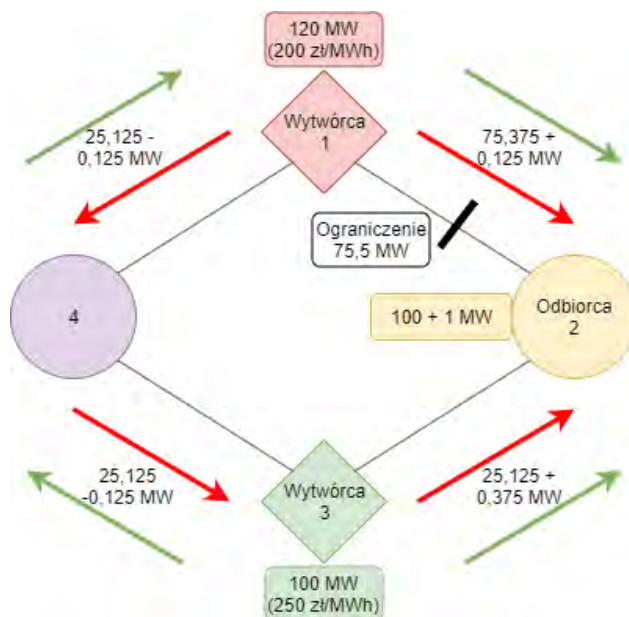
Rozważmy teraz sytuację, w której na jednej z linii istnieje ograniczenie. Maksymalna moc przesyłana tą linią nie może przekroczyć 75,5 MW. Odbiorca zwiększył swoje zapotrzebowanie do 100 MW. Energia elektryczna może zostać dostarczona przez tańszego wytwórcę, stąd przy dostawie fizycznej tylko on będzie aktywny (rys. 4).



Rysunek 4. Rozpływy mocy w układzie z ograniczeniem 75,5 MW na linii łączącej węzły 1 i 3, zapotrzebowanie na poziomie 100 MW

Źródło: opracowanie własne na podstawie [6].

Różnica względem pierwszej sytuacji (bez ograniczeń) pojawi się w momencie kalkulacji ceny węzłowej. Ograniczenie na linii uniemożliwia dostarczenie przez wytwórcę 1 dodatkowej MWh energii do odbiorcy 2 (rys. 5), dlatego, korzystając z zasady superpozycji oraz rozwiązując prosty układ warunków liniowych, możemy wyznaczyć obciążenie wytwórcy 3, z jakim musiałby on pracować, żeby odbiorca 2 mógł w pełni pokryć swoje zawyżone zapotrzebowanie, przy założeniu, że cena w węźle 2 jest możliwie jak najmniejsza.



Rysunek 5. Rozpływy mocy w układzie z ograniczeniem 75,5 MW na linii łączącej węzły 1 i 3, zapotrzebowanie na poziomie 101 MW

Źródło: opracowanie własne na podstawie [6].

Metodę kalkulacji ceny węzłowej energii elektrycznej przedstawiono poniżej (równania 5–8).

$$S_1 + \Delta S_1 + S_3 + \Delta S_3 = D_2 + \Delta D_2 \quad (5)$$

$$75 \cdot (S_1 + \Delta S_1) + 0,25 \cdot (S_3 + \Delta S_3) \leq 75,5 \text{ MW} \quad (6)$$

$$LMP = \frac{\Delta S_1 \cdot P_1 + \Delta S_3 \cdot P_3}{\Delta D_2} = \min \quad (7)$$

$$LMP = \frac{0,5 \text{ MWh} \cdot 200 \frac{\text{zł}}{\text{MWh}} + 0,5 \text{ MWh} \cdot 250 \frac{\text{zł}}{\text{MWh}}}{1 \text{ MWh}} = 225 \frac{\text{zł}}{\text{MWh}} \quad (8)$$

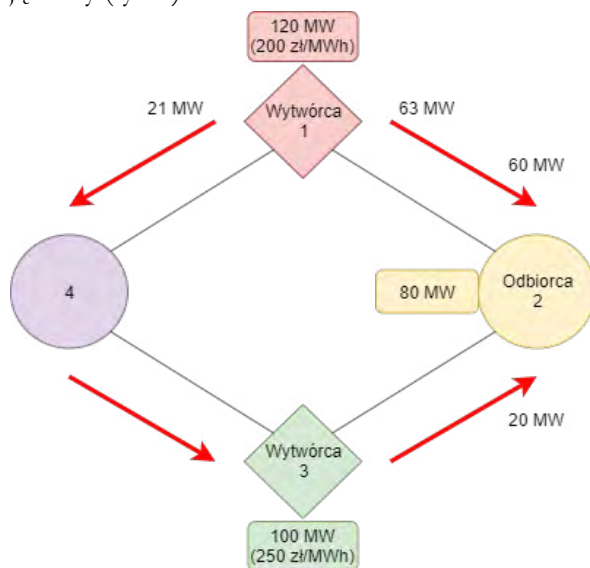
Otrzymana w ten sposób cena węzłowa uwzględnia koszty usuwania ograniczeń, znosząc konieczność przenoszenia ich do taryfy przesyłowej oraz dostarczając obiektywne sygnały informujące o niedostatecznym rozwoju sieci. W ogólnym przypadku cena w węźle może być zarówno wyższa, jak i niższa niż oferta któregośkolwiek z wytwórców z osobna [6]. Aby zabezpieczyć się przed kosztami związanymi z przesyłem

energii pomiędzy węzłami, o różnej cenie, kupujący może nabyć tzw. prawa przesyłowe (ang. *transmission rights*). Więcej o prawach przesyłowych można przeczytać w materiale Florenckiej Szkoły Regulacji dotyczącym europejskich kodeksów sieciowych [5]. Obecnie w Europie prawa przesyłowe nabywane są przez uczestników rynku, którzy chcą wymieniać energię pomiędzy strefami.

3.3. Uwzględnienie strat przesyłowych w cenie węzłowej

Kolejnym elementem, który może być uwzględniany w cenie węzłowej są straty przesyłowe. Obecnie w Polsce operator sieci przesyłowej kupuje energię w celu ich pokrycia, a następnie koszty socjalizuje się w taryfach. Jest to rozwiązanie nieoptymalne, w pewien sposób rozmywające odpowiedzialność za decyzje dotyczące zakupu oraz nie skupiające się na modernizacji połączeń powodujących największe straty. Tak jak w przypadku ograniczeń sieciowych i kosztów ich usuwania, rynek węzłowy pozwala w transparentny sposób adresować koszty związane ze stratami w sieci (zarówno przesyłowej, jak i dystrybucyjnej), a to z kolei może (choć nie musi) być podstawą do długoterminowych inwestycji w infrastrukturę.

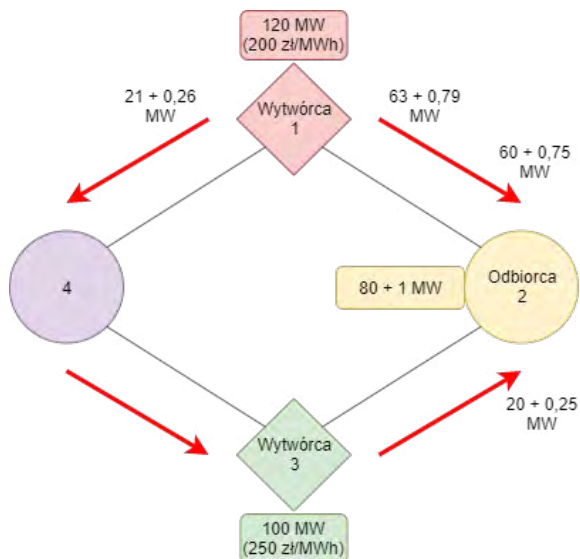
W celu uproszczenia obrazu warto posłużyć się po raz kolejny przykładem użytym w punkcie 3.1. Zapotrzebowanie odbiorcy na moc wynosi 80 MW. Tym razem w sieci występują straty (rys. 6).



Rysunek 6. Rozpływy mocy w układzie bez ograniczeń sieciowych, zapotrzebowanie na poziomie 80 MW. Uwzględnione straty

Źródło: opracowanie własne na podstawie [6].

Dla zaspokojenia zapotrzebowania odbiorcy, wytwórca 1 musi dostarczyć do sieci o 4 MW więcej niż w sytuacji uznania systemu za miedzianą płytę (rys. 6). Warto sprawdzić, na jakim poziomie zostanie ustalona cena na rynku (rys. 7).



Rysunek 7. Rozpływy mocy w układzie bez ograniczeń sieciowych, zapotrzebowanie na poziomie 81 MW. Uwzględnione straty
 Źródło: opracowanie własne na podstawie [6].

Cena ustaliła się na poziomie wyższym niż oferta wytwórcy 1, ponieważ uwzględnia ona koszty wytworzenia nadwyżki energii w celu pokrycia strat sieciowych (równanie 9):

$$LMP = \frac{\Delta S_1 \cdot P_1}{\Delta D_2} = \frac{1,05 \text{ MWh} \cdot 200 \frac{\text{zł}}{\text{MWh}}}{1 \text{ MWh}} = 210 \frac{\text{zł}}{\text{MWh}} \quad (9)$$

4. Przykłady istniejących systemów wykorzystujących ceny lokalizacyjne

Podejście do zarządzania systemem elektroenergetycznym może być zróżnicowane. Przykładami amerykańskich rynków, które przeszły drogę od stref do węzłów mogą być m.in. *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) i PJM Interconnection LLC

(PJM¹). Pierwszy obejmuje stan Teksas, natomiast drugi terytorium 14 stanów przy wschodnim wybrzeżu Stanów Zjednoczonych. Urynkowienie energetyki w Stanach Zjednoczonych, podobnie jak w Europie, nastąpiło w latach 90. XX w. Początkowo systemy zaprojektowano, bazując na modelu strefowym. Zakładano wtedy, że ograniczenia występujące w sieci mogą być reprezentowane przez podział geograficzny na strefy, a złożoność procesów kalkulacji cen węzłowych nie jest uzasadniona. Z czasem jednak okazało się, że wraz z postępem transformacji energetycznej, jedyną szansą na efektywny ekonomicznie rozwój jest wprowadzenie rynku lokalizacyjnego [3]. W roku 2010 wszyscy operatorzy rynków zliberalizowanych w Ameryce Północnej korzystali już z cen lokalizacyjnych. Jako ostatni zmiany w wycenie energii elektrycznej wprowadził ERCOT. Na rynku teksańskim ceny węzłowe obowiązują wytwórców, natomiast odbiorcy wciąż korzystają z uśrednionych w ramach 5 stref cen, dlatego można go nazwać rynkiem hybrydowym.

Nad tematem wyzwań stojących przed rynkami strefowymi dążącymi do przekształcenia się w węzłowe zastanawiał się Tim Schittekatte w rozmowie z Vincentem Duane – starszym wiceprezesem PJM [7]. Dyskusja została przeprowadzona przez Florencką Szkołę Regulacji dnia 25 stycznia 2019 r. w ramach organizowanego warsztatu dotyczącego porównania rynków węzłowych i strefowych. Wynika z niej, że operatorzy amerykańscy stali przed dokładnie tymi samymi problemami, z którymi zmagają się przedstawiciele systemów europejskich. Podejście do ich rozwiązywania różniło się w zależności od rynku. Część operatorów tworzyła własne systemy informatyczne i zarządzania. Niektórzy ISO poradzili sobie z nimi, w możliwie najprostszy sposób, unikając zbędnych kosztów. Przykładowo, ISO New England zamiast tworzyć rynek od podstaw, skorzystało ze sprawdzonych rozwiązań opracowanych przez PJM. Duane zaprzecza wszelkim zarzutom, jakoby rynek lokalizacyjny miał charakteryzować się mniejszą płynnością, zwiększoną siłą rynkową czy znacznymi problemami związanymi z kalkulacją wielu cen węzłowych z 5-minutową podziałką czasową. Zaznacza jak istotną decyzją było przemodelowanie rynku i podkreśla jego zalety związane z transparentnymi cenowymi zachętami dla uczestników rynku dostarczających usługi reakcji strony popytowej.

5. Bibliografia

- [1] Bidding Zone Configuration Technical Report 2018. Regular Reporting on Bidding Zone Configuration 15 October 2018, Entso-E, https://docstore.entsoe.eu/Documents/Events/2018/BZ_report/20181015_BZ_TR

¹ PJM – Pennsylvania-New Jersey-Maryland.

- _FINAL.pdf [dostęp: 4.01.2020].
- [2] Korab R., Ceny (i stawki) węzłowe – harmonizacja rozwiązań rynkowych z nowymi trendami rozwojowymi, *Acta Energetica*, 2009, 2, 31–40.
 - [3] Hogan M., Maćkowiak-Pandera J., Rynek lokalizacyjny w Polsce. Bezpieczeństwo dostaw, koszty i wpływ na transformację energetyczną, RAP, czerwiec 2019 (publikacja elektroniczna), <https://forum-energii.eu/pl/analizy/rynek-lokalizacyjny> [dostęp: 4.01.2020].
 - [4] Podsumowanie stanowiska Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. w sprawie propozycji modelu rynku energii elektrycznej, zawartej w pakiecie „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, 24 listopada 2017 r., <https://www.pse.pl/-/polskie-sieci-elektroenergetyczne-s-a-przedstawiaja-swoje-stanowiska-w-sprawie-najwazniejszych-propozycji-komisji-europejskiej-zawartych-w-pakiecie-cz> [dostęp: 4.01.2020].
 - [5] Meeus L., Schittekatte T., The EU Electricity Network Codes, FSR Technical report. February, 2019.
 - [6] Phillips D., Nodal Pricing Basics, Market Evolution Program, 2004 (publikacja elektroniczna), http://www.iemo.com/imoweb/pubs/consult/mep/lmp_nodalbasics_2004jan14.pdf [dostęp: 4.01.2020].
 - [7] Schittekatte T., Duane V., Zonal Versus Nodal Electricity Pricing: The PJM Experience, 2019 <https://fsr.eui.eu/zonal-versus-nodal-electricity-pricing-the-pjm-experience/> [dostęp: 4.01.2020].
 - [8] Glachant J.M., Baldick R., Dobbeni D., Seam Issues in Electricity Market Integration, US vs EU (online debate recording), 2017 <https://www.youtube.com/watch?v=UerHK6DQH64&t=1695s> [dostęp: 4.01.2020].
 - [9] Roques F., Market design for electricity – Comparing the US and EU (online lecture), 2018 https://www.youtube.com/watch?v=uD8j1Mmc3Ws&fbclid=IwAR1cIOyqb57Z0xzexsSVhZT7CCt_tuxV0JDAjUgUerAB1oZ0TQIOyCA2S0k [dostęp: 4.01.2020].
 - [10] Caramanis M.C., Bohn R.E., Schweppe F.C., Optimal spot Pricing: Practice and Theory, *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, 1982.

Autor

Karol Wolański

Szkoła Główna Handlowa w Warszawie

Studenckie Koło Naukowe Energetyki

Jakub Żychowicz, Xalo Martinez Veiga, Mireia Ruscillo, Maria Aquilina

DOŚWIADCZENIA Z POMIARÓW NA REAKTORZE BADAWCZYM NA UNIWERSYTECIE BME W BUDAPESZCIE

Streszczenie

Niniejszy artykuł dotyczy pomiarów dokonywanych w czasie trwania letniej szkoły energetyki jądrowej zorganizowanej w 2019 r. przez międzynarodową organizację European Nuclear Education Network (ENEN) na terenie Uniwersytetu BME w Budapeszcie. W publikacji przedstawiony został sposób obliczania strumienia neutronów termicznych w oparciu o podstawowe zjawiska zachodzące w reaktorze. Ponadto w opracowaniu poruszono kwestie optymalizacji rozmiarów reaktora poprzez stosowanie reflektora neutronów, opisano również metodę wykonywania tego typu obliczeń. W pracy przeprowadzono również analizę współczynników kadmowych dla różnych metali, które zostały poddane strumieniowi neutronów w reaktorze.

Słowa kluczowe: strumień neutronów, reflektor, aktywność.

Oznaczenia

A	– aktywność, Bq
A	– liczba masowa izotopu, g/mol
c	– odległość, m
E	– energia, eV
G_{th}	– wskaźnik samopokrycia atomów w próbce, 1
I	– intensywność aktywności, Bq
k	– stała Boltzmanna, eV/K
kW_{th}	– kilo-Wat termiczny
m	– masa, g
N_a	– liczba Avogadra (mol), 1
N_T	– ilość atomów w próbce, 1
n	– gęstość strumienia neutronów, 1/(cm ² s)
n_i	– liczba cząstek promieniowania i , 1
R	– aktywacyjny wskaźnik reakcyjności, 1/s
R_{Cd}	– wskaźnik kadmowy, 1
T	– temperatura, K
v	– prędkość, m/s
α	– obfitość docelowego izotopu, 1
β	– promieniowanie beta, 1
γ	– promieniowanie gamma, 1
Δ	– odległość, mm

η	– efektywność urządzenia mierzącego, 1
λ	– stała rozpadu promieniotwórczego, 1/s
σ	– przekrój czynny, barn
Φ	– strumień neutronów, 1/(m ² s)
Φ_{th}	– strumień neutronów termicznych, 1/(m ² s)
φ	– operator kątowy, radian
τ	– czas, s

1. Wstęp

Reaktory jądrowe są urządzeniami, które znalazły zastosowanie w wielu dziedzinach życia człowieka. Pierwszy reaktor – Chicago Pile 1 (CP-1) został uruchomiony w 1942 r. Zatem już od ponad 75 lat człowiek korzysta z energii zawartej w jądrze atomu. Przez wiele dekad energetyka jądrowa zdążyła się znacznie rozwinąć, pozwalając na jeszcze dokładniejsze zrozumienie zjawisk panujących w świecie mikroskopowym. Oprócz postępu technologicznego, wzrosła dostępność tej wiedzy, pozwalając coraz szerszej grupie społeczeństwa poznawać jej tajniki.

Niniejsze opracowanie dotyczy doświadczeń z uczestnictwa w projekcie Europejskiej Sieci Edukacji Nuklearnej (ENEN), którą zorganizowano w 2019 r. w Budapeszcie na Uniwersytecie BME (Budapest University of Technology and Economics). Uniwersytet na swoim terenie posiada badawczy reaktor jądrowy o niewielkiej, maksymalnej mocy 100 kW_{th}. Reaktor został zaprojektowany przez węgierskich inżynierów na podstawie rosyjskiego reaktora VVER, choć jako reaktor badawczy nie został zaprojektowany do produkcji energii elektrycznej, a głównie do prowadzenia badań materiałowych. Reaktor oddano do użytku w maju 1971 r., a jego paliwo jądrowe wzbogacono do poziomu 10% UO₂. Maksymalny strumień neutronów termicznych osiągalny w reaktorze to 2.7·10¹² n/(cm²*s).

2. Teoria

2.1. Strumień neutronów

Jądra atomowe izotopów występujących naturalnie na ziemi mogą zostać prze-transformowane w radioaktywne, jeśli zostaną wystawione na działanie strumienia neutronów. W ogólnym założeniu pomiar aktywności mierzonej w detektorach będzie zależał jedynie od strumienia neutronów termicznych w reaktorze wraz z korektą czasową wykonywania pomiarów. Strumień neutronów zdefiniowany będzie, jako:

$$\Phi(\mathbf{r}, E) = v^* \mathbf{n}(\mathbf{r}, E) \quad (1)$$

Doświadczenie będzie nas prowadziło w stronę wyznaczenia strumienia neutronów termicznych, trzeba natomiast wprowadzić granicę, w jakim zakresie energetycznym są neutrony termiczne. Na potrzeby zadania granica ta zdefiniowana będzie jako 0.625 eV. Zatem strumień neutronów termicznych będziemy definiować jako:

$$\Phi_{th}(r) = \int_0^{Eth} \Phi(r,E)dE \quad (2)$$

Neutrony ulegają termalizacji, czyli wytrąceniu swojej energii na skutek zderzeń sprężystych z moderatorem, którym w reaktorze jest woda lekka. Moderator jest konieczny, ponieważ w wyniku rozczepienia jąder uranu spektrum energetyczne mieści się w energiach 0,001 MeV do 10 MeV, a reaktor dostosowany jest do pracy właśnie w spektrum neutronów termicznych.

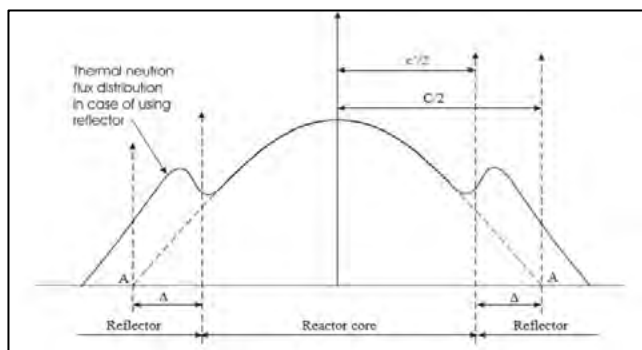
W reaktorze nieosłoniętym spadek gęstości strumienia neutronów jest ściśle powiązany z odległością od źródła neutronów, tj. paliwa jądrowego. Zakładając, że w doświadczeniu będziemy badać jedynie rozkład gęstości strumienia od głębokości (osi Z – pionowej), to możemy podać wzór na strumień neutronów termicznych względem wybranej osi:

$$\Phi(z) = \Phi_0 * \cos\left(\frac{\pi * z}{c}\right) = \Phi_0 * \varphi(z) \quad (3)$$

gdzie:

$$\Phi_0 = \Phi_{th}(z = 0) \quad (4)$$

Jednak w reaktorze jądrowym w celu zmniejszenia strat uciekających poza granice reaktora neutronów stosuje się reflektor, w celu odbicia neutronów z powrotem w stronę paliwa i stworzenia możliwości wywoływania większej ilości rozszczepień przy mniejszej ilości paliwa. Dobrze obrazuje to rys. 1.



Rysunek 1. Rozkład strumienia neutronów względem jednej z osi z zastosowaniem lub bez zastosowania reflektora neutronów [1]

Reflektor jest materiałem o niskim przekroju czynnym na pochłanianie neutronów. Takim materiałem jest na przykład grafit, czy beryl, ale również i woda, która jest moderatorem w reaktorze badawczym, na którym przeprowadzono te badania. Dane ujęte na rys. 1 wskazują, że różnica w odległościach między punktem zwiększania się strumienia neutronów na reflektorze a zaproksymowanym punktem przecięcia się dopasowanej funkcji cosinus przekłada się na zaoszczędzone miejsce w reaktorze, co równocześnie wpływa na zmniejszenie ilości potrzebnego paliwa na pełen wsad, opisane jest wzorem:

$$\Delta = \frac{c - c'}{2} \quad (5)$$

gdzie:

C jest odległością między zerową wartością dopasowanej funkcji cosinusa do rozkładu strumienia neutronów w rdzeniu,

c' jest rzeczywistym wymiarem reaktora.

Wymiar Δ jest obliczany w celu ustalenia, o ile mniejszą ilość paliwa możemy zastosować w reaktorze przy zachowaniu takiej samej mocy, zakładając zastosowanie reflektora.

2.1. Analiza aktywacyjna

Niniejszą część pracy poświęcono opisowi przeprowadzenia badań strumienia neutronów termicznych, jak i współczynników kadmowych. Metoda aktywacyjna ma na celu umożliwienie określenia zawartości danego pierwiastka w próbce, przy czym możliwe są analizy, nawet śladowych zawartości danych pierwiastków. Wprowadźmy zatem opis liczby napromieniowanych atomów danej próbki w czasie:

$$R = \Phi_{th} * \sigma_a * N_T \quad (6)$$

Szybkość zmian liczby jąder promieniotwórczych jest wyrażona jako różnica między liczbą napromieniowanych jąder a tymi, które zdążyły już ulec rozpadowi:

$$\frac{dN(t)}{dt} = \Phi_{th} * \sigma_a * N_T - \lambda N(t) \quad (7)$$

λ jest stałą rozpadu danego izotopu, który został otrzymany w wyniku poddania pierwotnych jąder działaniu strumienia neutronów. Zakładamy też, że początkowa

liczba atomów w stanie wzbudzonym jest równa zero w chwili $t = 0$. Z wzorów powyżej (6–7) możemy wyznaczyć liczbę atomów, które zostały naświetlone w dowolnym czasie:

$$N(t) = \frac{R}{\lambda} (1 - e^{-\lambda t}) \quad (8)$$

Mnożąc obustronnie przez stałą rozpadu, otrzymujemy aktywność próbki. Dodatkowo zdefiniujemy aktywność maksymalną w chwili T , czyli moment, w którym wyjmujemy próbkę z reaktora – jest to moment, w którym aktywność będzie największa:

$$A(T) = \lambda * N(T) = R * (1 - e^{-\lambda T}) \quad (9)$$

Aktywność próbki będzie z czasem zanikała zgodnie ze wzorem:

$$A(T, t) = \lambda * N(T) = R * (1 - e^{-\lambda T}) * e^{-\lambda t} \quad (10)$$

Należy jednak pamiętać, że wzór (10) jest prawdziwy, zakładając, że do każdego atomu w próbce równomiernie dociera strumień neutronów. W rzeczywistości do atomów wewnątrz próbki dociera trochę mniejszy strumień neutronów w wyniku absorpcji neutronów przez atomy z zewnętrznych powierzchni. Dlatego też wprowadza się współczynnik samopokrycia atomów:

$$G_{th} = \frac{\bar{\Phi}_{th}}{\Phi_{th}^0} \quad (11)$$

Wprowadzając poprawkę samopokrycia atomów w próbce, wzór na aktywność całkowitą będzie miał postać:

$$A(T, t) = \Phi_{th} * G_{th} * \sigma_a * N_T * (1 - e^{-\lambda T}) * e^{-\lambda t} \quad (12)$$

Pozostaje nam jeszcze kwestia liczby atomów zawartej w próbce, którą poddaje się irrydacji. Możemy ją policzyć z zależności:

$$N_T = \frac{m * \alpha * N_a}{A} \quad (13)$$

gdzie:

m jest masą próbki, którą mierzymy przed włożeniem próbki do reaktora, N_a jest liczbą Avogadro i jest stałą, α określa procentową zawartość danego izotopu w próbce dla stanu początkowego równe 1, zaś A jest liczbą masową badanego izotopu.

2.2. Współczynnik kadmowy

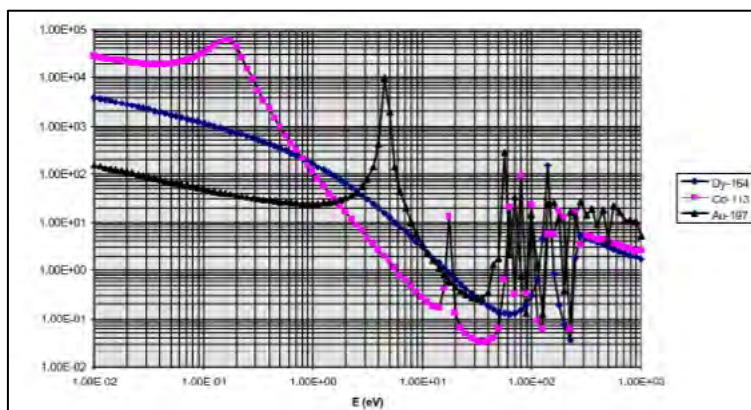
Współczynnik kadmowy to wskaźnik stosowany do określania, jaka część strumienia neutronów wychwycona przez próbkę jest w spektrum neutronów termicznych, a jaka w spektrum prędkim bądź epitermicznym. Jest to możliwe poprzez znajomość aktywacyjnych przekrojów czynnych materiału badanego oraz kadmu.

Z analizy rysunku 2 wynika, że w spektrum energii 0-0,7eV przekrój czynny kadmu jest większy niż dowolnej z próbek. Kadm uniemożliwia zatem pochłonięcie neutronów w spektrum neutronów termicznych. Co za tym idzie, możemy obliczyć aktywność spektrum termicznego poprzez różnicę aktywności dwóch prób pomiarowych: jednej czystej, bez kadmu i drugiej pokrytej kadmem. Aktywność będzie dana wzorem:

$$A_{th} = A_b - A_{Cd} \quad (14)$$

gdzie:

A_b jest aktywnością zmierzoną przez detektor bez pokrycia kadmem, a A_{Cd} jest aktywnością próbki pokrytej kadmem.



Rysunek 2. Aktywacyjny przekrój czynny: Dysprozjum-164 (niebieski), Kadmu-113 (różowy), Złota-197 (czarny) [1]

Współczynnik kadmowy będzie definiowany jako:

$$R_{Cd} = \frac{A_b}{A_{Cd}} \quad (15)$$

3. Przeprowadzenie doświadczeń

W czasie badań na terenie reaktora zostały postawione trzy cele do osiągnięcia:

1. Wyznaczenie współczynnika kadmowego dla próbki z dysprozjum.
2. Określenie współczynnika kadmowego dla próbki złota oraz określenie wartości strumienia neutronów termicznych.
3. Ocena wymiaru zaoszczędzonego paliwa jądrowego w reaktorze na podstawie pomiarów aktywności na całej długości przewodu z dysprozjum.

Dla powyższych doświadczeń zostały przygotowane próbki, których parametry ujęto w tabeli 1.

Tabela 1. Charakterystyka próbek zastosowanych w doświadczeniach

Lp.	Doświadczenie nr 1		
1.	Masa próbek: 5,84 mg	Średnica: 5 mm	Czas naświetlania: 40 s
2.	Masa próbek: 16,57 mg	Średnica: 5 mm	Czas naświetlania: 40 s
3.	-	Długość: 60 cm	Czas naświetlania: 360 s

Źródło: opracowanie własne.

W doświadczeniu pierwszym celem było wyznaczenie współczynnika kadmowego, zaś jego obliczenie możliwe jest na podstawie wzoru (15). Zastosowano detektor β , ponieważ na całej drodze rozpadu jąder dysprozjum towarzyszy jej rozpad beta.

Tabela 2. Wyniki pomiarów dla doświadczenia pierwszego

Rodzaj próbki	Zliczenia w 100 s (-)	Współczynnik kadmowy (-)
Niepokryta kadmem	562 273	173,1
Pokryta kadmem	3 248	

Źródło: opracowanie własne.

Duża wartość współczynnika kadmowego oznacza, że materiał (dysprozjum) jest bardziej wrażliwy na spektrum neutronów termicznych, aniżeli na neutrony przedkie.

Tabela 3. Wyniki pomiarów dla doświadczenia drugiego

TABLE 3. CALCULATION OF THE ACTIVITY

resolving time (s)	5,00E-07	measured counts per 100 sec (-)			measured count rate (1/s)			corrected count rate (1/s)			thermal activity (1/s)	cadmium ratio (-)
		beta	gamma	coincidence	beta	gamma	coincidence	beta	gamma	coincidence		
non-coated	background		1236			12,36						
	non-shielded	386382	71292	8073	3863,82	712,92	80,73	3833,72	700,56	77,88	34 487,8	29 658,6
shielded	3010		10	30,1					0,1			
coated	non-shielded	59910	11525	1276	599,1	115,25	12,76	594,25	102,89	12,66	4 829,2	7,14
	shielded	485		3	4,85		0,03					

Źródło: opracowanie własne.

Drugie doświadczenie miało na celu określenie współczynnika kadmowego dla próbki złota oraz wartości strumienia neutronów termicznych. W doświadczeniu zostały wykonane pomiary dla dwóch próbek jednej pokrytej kadmem, a druga niepokryta kadmem. Zostały wykorzystane detektory beta oraz gamma w celu pomiaru ilości zliczeń danych cząstek promieniowania. Wykonano również pomiar promieniowania tła gamma w celu odliczenia tej wartości od wartości aktywności gamma próbki. Dodatkowo wykonano serię pomiarową przy włożonej wkładce tuż pod detektor beta, która była w stanie powstrzymać docieranie promieniowania beta do detektora w celu odliczenia ilości zliczeń promieniowania gamma z wyników zliczeń promieniowania beta – tabela 3.

Zliczenia w detektorach beta i gamma zostały przedstawione w pierwszej części tabeli, czas pomiarów wynosił 100 sekund. Po podzieleniu otrzymanej ilości zliczeń przez czas pomiaru otrzymujemy aktywność wynikającą z danego typu promieniowania. Aktywność całkowita jest iloczynem ilości zliczeń z obu detektorów podzielonym przez ilość zliczeń koincydencji, czyli równoczesnego zliczenia w obu urządzeniach. Za określenie równoczesności przyjęto, że czas między dwoma równoczesnymi zliczeniami musi być mniejszy od $0,5 \mu\text{s}$, czyli mniejszy od czasu trwania wzbudzenia bramki AND łączącej sygnał z obu detektorów. Na podstawie pomiaru ilości zliczeń w detektorach dla wszystkich serii możliwe było obliczenie aktywności całkowitej oraz aktywności w spektrum neutronów prędkich i epitermicznych. W ten sposób obliczono, jaka jest aktywność neutronów termicznych, która jest różnicą między aktywnością zmierzoną dla próbki niepokrytej i pokrytej kadmem.

Doświadczenie trzecie miało na celu określenie wartości gęstości strumienia neutronów termicznych w reaktorze. Zostało to osiągnięte poprzez pomiar aktywności detektorem beta przewodu z dysprozjum. Pomiar wykonano nad przewodem w niewielkiej odległości, a kolejne pomiary wykonywane były w odstępach 5 mm, co 10 sekund. Dokonano ponad 120 pomiarów, których wyniki przedstawiono w tabeli 4.

Tabela 4. Wyniki pomiarów dla doświadczenia trzeciego

# punkt	pozycja (mm)	Zliczenia na 10 s (-)	
		zmierzone	z korektą
1	0	387	387,0
2	5	1 557	1 559,0
3	10	3 122	3 130,1
4	15	3 523	3 536,8
5	20	4 002	4 022,9
6	25	4 296	4 324,0
7	30	4 988	5 027,1

# punkt	pozycja (mm)	Zliczenia na 10 s (-)	
		zmierzone	z korektą
8	35	5 598	5 649,2
9	40	6 381	6 447,7
10	45	6 929	7 010,6
11	50	7 749	7 850,4
12	55	8 387	8 507,8
13	60	9 167	9 311,2
14	65	10 010	10 180,6
15	70	10 862	11 061,5
16	75	11 554	11 781,6
17	80	13 006	13 279,4
18	85	13 759	14 066,5
19	90	14 773	15 122,8
20	95	16 404	16 814,3
21	100	17 428	17 887,2
22	105	19 200	19 731,5
23	110	20 243	20 830,4
24	115	21 463	22 114,6
25	120	23 000	23 729,0
26	125	24 085	24 880,8
27	130	24 921	25 777,9
28	135	25 405	26 312,7
29	140	25 142	26 074,2
30	145	25 983	26 981,4
31	150	26 781	27 846,3
32	155	26 783	27 884,6
33	160	26 620	27 751,0
34	165	26 197	27 345,5
35	170	25 373	26 519,9
36	175	24 613	25 759,0
37	180	23 475	24 600,0
38	185	22 477	23 584,8
39	190	21 778	22 881,1
40	195	21 763	22 895,0
41	200	21 415	22 558,3
42	205	22 249	23 467,3
43	210	22 366	23 621,4
44	215	22 647	23 949,3
45	220	23 393	24 770,3
46	225	24 086	25 537,3
47	230	24 800	26 328,6

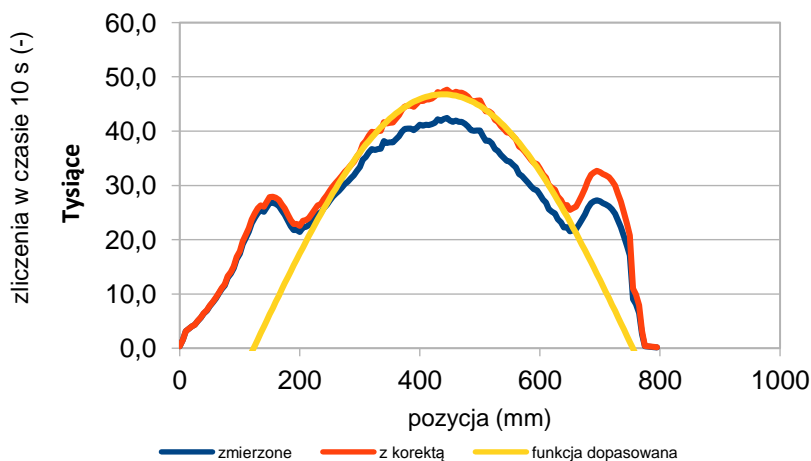
# punkt	pozycja (mm)	Zliczenia na 10 s (-)	
		zmierzone	z korektą
48	235	24 974	26 547,8
49	240	25 759	27 417,9
50	245	26 438	28 177,2
51	250	27 183	29 008,9
52	255	27 897	29 809,6
53	260	28 519	30 513,9
54	265	28 997	31 065,7
55	270	29 586	31 738,0
56	275	30 290	32 535,5
57	280	30 710	33 029,5
58	285	31 345	33 756,3
59	290	31 834	34 327,6
60	295	32 620	35 220,9
61	300,00	33413,00	36124,06
62	305,00	34736,00	37603,27
63	310,00	35229,00	38186,58
64	315,00	36103,00	39184,88
65	320,00	36719,00	39905,31
66	325,00	36496,00	39714,57
67	330,00	36698,00	39986,34
68	335,00	36727,00	40070,00
69	340,00	38144,00	41670,13
70	345,00	37841,00	41392,90
71	350,00	37934,00	41548,62
72	355,00	37929,00	41597,20
73	360,00	38482,00	42258,59
74	365,00	39077,00	42967,81
75	370,00	39863,00	43889,10
76	375,00	40399,00	44537,11
77	380,00	40458,00	44660,18
78	385,00	40488,00	44751,45
79	390,00	40191,00	44480,97
80	395,00	40672,00	45071,88
81	400,00	41174,00	45687,55
82	405,00	40983,00	45534,78
83	410,00	41187,00	45820,98
84	415,00	41126,00	45812,65
85	420,00	41274,00	46037,33
86	425,00	41552,00	46407,72
87	430,00	42207,00	47200,59

# punkt	pozycja (mm)	Zliczenia na 10 s (-)	
		zmierzone	z korektą
88	435,00	41915,00	46935,03
89	440,00	42232,00	47351,53
90	445,00	42434,00	47639,92
91	450,00	41966,00	47175,80
92	455,00	41739,00	46981,67
93	460,00	41919,00	47245,67
94	465,00	41732,00	47096,10
95	470,00	41687,00	47106,53
96	475,00	41359,00	46796,69
97	480,00	40903,00	46340,95
98	485,00	40177,00	45577,66
99	490,00	40035,00	45475,66
100	495,00	40104,00	45613,31
101	500,00	40091,00	45657,85
102	505,00	39137,00	44629,37
103	510,00	38211,00	43630,11
104	515,00	38207,00	43682,30
105	520,00	37774,00	43243,44
106	525,00	36701,00	42069,74
107	530,00	36363,00	41736,53
108	535,00	35647,00	40967,96
109	540,00	35044,00	40327,35
110	545,00	34524,00	39780,65
111	550,00	34425,00	39718,18
112	555,00	33822,00	39073,24
113	560,00	33330,00	38554,95
114	565,00	32104,00	37185,07
115	570,00	31753,00	36826,37
116	575,00	31176,00	36204,22
117	580,00	30513,00	35480,39
118	585,00	29834,00	34735,99
119	590,00	29296,00	34153,97
120	595,00	29073,00	33938,09
121	600,00	28336,00	33120,80
122	605	27 397	32 064,9

Źródło: opracowanie własne.

Na zmierzoną wartość aktywności należało nanieść poprawkę czasową, zgodnie ze wzorem (12). Zebrane wyniki ujęto na rysunku 3.

Na podstawie odczytu punktów przecięcia funkcji dopasowania z osią X oraz, odnajdując punkty początkowe odchylenia funkcji z wyników z naniesioną korektą czasową, możemy wyznaczyć możliwe oszczędności paliwa poprzez zastosowanie reflektora w reaktorze. Długość C odczytana z wykresu to 631,8 mm, a c' 500 mm. Zatem, stosując wzór (5), wyznaczamy oszczędność przestrzeni w jednym wymiarze, w jednym kierunku, która wynosi 65,9 mm. Gdyby reaktor był sześcianem o wymiarach $50 \times 50 \times 50$ cm, to dzięki reflektorowi oszczędzamy ponad 40% objętości względem rzeczywistych wymiarów reaktora.



Rysunek 3. Krzywe: aktywności zmierzonej, aktywności z naniesioną korektą czasową, funkcji dopasowania

Źródło: opracowanie własne.

W tym doświadczeniu wykorzystano próbkę dysprozjum do policzenia wartości gęstości strumienia neutronów termicznych. Dokonano pomiaru aktywności, ponadto znając czas naświetlania oraz czas od jego ukończenia, możliwe było zastosowanie wzoru (12) do obliczenia wartości gęstości strumienia neutronów termicznych. Wyniki zestawiono w tabeli 5.

Otrzymany wynik jest dwa rzędy wielkości mniejszy od maksymalnego strumienia neutronów, jednak w czasie pomiarów, które przedstawiono w niniejszej pracy, reaktor nie pracował z pełną mocą, więc otrzymany strumień nie został osiągnięty.

Tabela 5. Przyjęte wartości do obliczenia wartości strumienia neutronów termicznych

Obliczanie strumienia neutronów termicznych		
Dane obliczone	Liczba atomów (-)	5,07E+19
	Aktywacyjny przekrój czynny	8,10E-27
	Aktywność termiczna	29 658,58
Dane wejściowe	Współczynnik samopokrycia	0,9405
	Czas naświetlania (s)	10
	Czas chłodzenia (s)	2100
	Stała rozpadu (1/s)	3,01E-06
Obliczona wartość strumienia neutronów termicznych (1/m ² s)		2,57E+15

Źródło: opracowanie własne.

4. Podsumowanie

Reaktory jądrowe przebyły długą drogę od początku swojego istnienia. Przez wiele lat rzesze naukowców prowadziło działania na rzecz doskonalenia wykorzystywania energii ukrytej w jądrze atomu. Energetyka jądrowa, która w niedługim czasie doczeka się reaktorów czwartej generacji oraz reaktorów z rodziny SMR, potrzebowała wielu doświadczeń i wyników pomiarów materiałowych w celu doboru optymalnych materiałów do produkcji reaktorów. Dzięki takim badaniom, jak te opisane w prezentowanym opracowaniu, sektor jądrowy zdobywa wiedzę, która pozwoli zmniejszyć rozmiary reaktora, czy lepiej wypalić paliwo jądrowe, zmniejszając koszty eksploatacyjne. Omówione w publikacji badania nie są pierwszymi tego typu analizami, przyczyniają się jednak do popularyzacji wśród inżynierów kolejnych generacji wiedzy na temat podstaw inżynierii jądrowej.

5. Bibliografia

- [1] Szieberth M., Zsolnay É., Determination of the Thermal Neutron Flux in the Core of the Reactor – Measurement Guide, 2012.
- [2] Duderstadt J.J., Hamilton, L.J., Nuclear Reactor Analysis, John Wiley & Sons, New York, 1976.
- [3] Bell G., Glastone S., Nuclear Reactor Theory, Litton Educational Publishing, Inc., 1970.
- [4] Szatmáry Z., Bevezetés a reaktorfizikába, Akadémiai Kiadó, Budapest, 2000.
- [5] Csom G., Atomerőművek üzemtana I., A reaktorfizika és –technika alapjai, Műegyetemi Kiadó, 1997.
- [6] NuDat 2 database, National Nuclear Data Center, Brookhaven National Laboratory,

<http://www.nndc.bnl.gov/nudat2/>

- [7] Jagdish K.T., Nuclear Wallet Cards, National Nuclear Data Center, Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, U.S.A. 2000.
- [8] Szatmáry Z., Mérések kiértékelése, egyetemi jegyzet, BME Természettudományi Kar, Budapest, 2010.

Autorzy

Jakub Žychowicz

Akademia Górniczo-Hutnicza
im. Stanisława Staszica w Krakowie
Koło Naukowe Energetyków Jądrowych „Uranium”

Xalo Martinez Veiga

Mirea Ruscillo

Maria Aquilina

Jakub Kutyla

MORSKIE FARMY WIATROWE (MFW) W POLSCE – ROZWÓJ, PERSPEKTYWA DO ROKU 2040 ORAZ ROZWIĄZANIA TECHNICZNE

Streszczenie

Artykuł omawia temat rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce według założeń Polityki Energetycznej Polski w perspektywie do roku 2040. We wstępie nakreślono uwarunkowania prawne morskiej energetyki wiatrowej w Polsce i Europie Zachodniej. W pracy przedstawiono plany inwestorów zaangażowanych w rozwój polskich morskich farm wiatrowych wraz z przewidywanymi rozwiązaniami technicznymi, wybranymi na podstawie porównywalnych projektów zrealizowanych w Europie Zachodniej. Praca koncentruje się na analizie trendu budowy morskich elektrowni wiatrowych w polskiej części Morza Bałtyckiego.

Słowa kluczowe: offshore, morskie farmy wiatrowe, OZE, PEP2040.

Oznaczenia

- FNEZ – Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej
- KPEiK – Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu
- KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny
- KSP – Krajowy System Przesyłowy
- ME – Ministerstwo Aktywów Państwowych
- MFW – Morskie Farmy Wiatrowe
- OZE – Odnawialne Źródła Energii
- PEP – Polityka Energetyczna Polski
- PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne

1. Wstęp

Odnawialne źródła energii (OZE) przeżywają renesans. Zainteresowanie tą technologią wynika z kilku czynników. Pierwszym z nich jest społeczna świadomość zmian klimatycznych i szkodliwości emisji CO₂. Drugim czynnikiem, szczególnie w Unii Europejskiej, są zobowiązania KPEiK, zakładające wdrożenie wspólnej unii

energetycznej, m.in. w zakresie zwiększenia generacji energii elektrycznej z niskoemisyjnych i odnawialnych źródeł energii. Rozwiązania technologiczne OZE są bardzo szerokie. Największy potencjał oraz nadzieje daje energetyka słoneczna i wiatrowa.

Energia wiatru znana jest ludzkości od setek lat. Popularne lądowe „wiatraki”, czyli turbozespoły wiatrowe, od lat produkują „zieloną” energię na całym świecie. Z biegiem lat postęp technologiczny pozwolił na zainteresowanie się potencjałem wiatru na terenach morskich. Morska energetyka wiatrowa (ang. *offshore wind energy*) posiada szereg zalet, które przeważają nad jej tradycyjnym wykorzystaniem. Lokalizacja MFW wpływa na prędkość i dostępność wiatru. Wiatry na morzach są z reguły silniejsze (nawet do średnio 10 m/s na Morzu Północnym), co przekłada się na produktywność farmy. Brak gospodarstw domowych oraz samo umiejscowienie farm wiatrowych w znacznej odległości od linii brzegowej nie zaburzy krajobrazu, co bywa często podnoszoną obawą przeciwników tej technologii w Polsce. Nowoczesne rozwiązania w żaden sposób nie obciążają środowiska morskiego, a budowa prowadzona jest poza okresami szczególnej ochrony ryb czy ptaków. Pierwsza morska farma wiatrowa powstała w 1991 r. w Danii [1], co z upływem lat pozwoliło temu krajowi na osiągnięcie statusu potentata wśród producentów elementów konstrukcyjnych MFW. W Danii swoje siedziby mają giganci branży offshore, tacy jak Ørsted czy Vestas.

Źródła OZE z racji uzależnienia od warunków pogodowych nie są w pełni sterowalne (z wyłączeniem elektrowni opalanych biomasą lub biogazem), przez co powinny wspierać jednostki niskoemisyjne, pracujące w tzw. podstawie systemowej. Za takie jednostki uznaje się obecnie elektrownie węglowe, gazowe oraz jądrowe. W przyszłości, wraz z postępem technologicznym nadwyżki energii elektrycznej będą na bieżąco magazynowane w magazynach energii, co pozwoli na uniknięcie problemów braku generacji z MFW. Zmienność energii elektrycznej generowanej ze źródeł MFW przedstawiono na rys. 1.



Rysunek 1. Profil produkcji energii elektrycznej z MFW w Niemczech (styczeń 2018)

Źródło: opracowanie własne na podstawie [15].

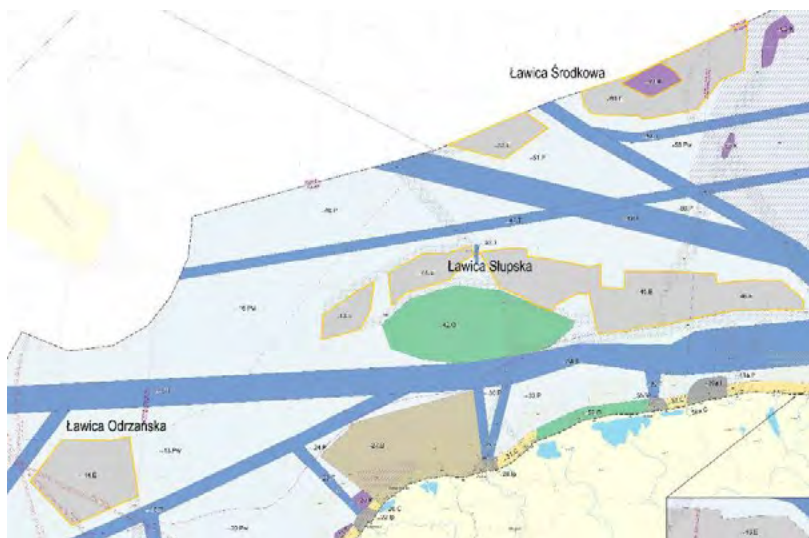
1.1. Uwarunkowania prawne

Pomimo rozwoju lądowej energetyki wiatrowej, *Polityka Energetyczna Polski do roku 2040* [2] (dalej PEP2040) zakłada budowę MFW na poziomie 10 gigawatów (GW), czyli ok. 24% aktualnej mocy zainstalowanej w KSE. Co więcej, PEP2040 przyjmuje uruchomienie pierwszej farmy już w 2025 r. Plany dotyczące rozwoju dodatkowych źródeł OZE pozwolą na wypełnienie 27% całkowitej konsumpcji energii elektrycznej źródłami bezemisyjnymi do 2030 r. Oprócz PEP2040, Ministerstwo Aktywów Państwowych (dalej też jako MAP) stale pracuje nad właściwą formą dokumentów promujących wytwarzanie energii z morskich farm wiatrowych, które precyzyjnie określą kierunek rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Regulacje wyróżniające MFW spośród ogólnych rozporządzeń OZE pozwolą na uproszczenie warunków potrzebnych do uzyskania zgód, np. na wynoszenie sztucznych wysp oraz rozwiążą szereg dodatkowych problemów inwestycyjnych, m.in. w kwestii opodatkowania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z MFW.

Głównym wyzwaniem dla inwestorów na rynku polskim jest kwestia wsparcia rządowego. Doświadczenia krajów europejskich jasno wskazują, iż w początkowej fazie rozwoju energetyki morskiej wsparcie ze strony rządu jest kluczowe. Wzorem krajów o dojrzałym rynku MFW możliwością jest kilka. W Wielkiej Brytanii spopularyzowane zostały kontakty dwustronne CfD (ang. *Contact for Difference*) [3] z wykorzystaniem systemów aukcyjnych. Takie kontrakty pozwalają inwestorowi zabezpieczyć cenę referencyjną podczas rynkowo fluktuujących cen energii. Dodatkowo system aukcyjny wzmacnia konkurencyjność pomiędzy inwestorami, co prowadzi do spadku cen. W Niemczech wsparcie polega na wydłużeniu okresu dopłat do ceny referencyjnej. Przedłużenie okresu wsparcia zależy od odległości od lądu lub głębokości wody w miejscu, w którym dana farma została zbudowana [4].

2. MFW w Polsce

Miejsca dla polskich projektów MFW wytyczono w morskim planie zagospodarowania przestrzennego [5] w trzech obszarach Polskiej Wylącznej Strefy Ekonomicznej na wodach Morza Bałtyckiego. Strefy Ławicy Odrzanej, Ławicy Słupskiej oraz Ławicy Środkowej – oznaczone kolorem szarym – przedstawia rys. 2.



Rysunek 2. Morski plan zagospodarowania przestrzennego [5]

Rozwój MFW w Polsce podyktowany jest także dostępnością dużych portów w miastach, takich jak Gdynia czy Gdańsk. W MFW duże nadzieje pokładają mniejsze porty, z uwagi na okresowe potrzeby stacjonowania załóg utrzymania czy konserwacji. Szacuje się, że proces inwestycyjny aż do osiągnięcia gotowości morskiej farmy wiatrowej będzie trwał 11 lat. Warunki lokalizacyjne posiada już 12 projektów, a część z nich zawarło także umowy przyłączeniowe z operatorem sieci przesyłowej – PSE. Obecne warunki przyłączeniowe do KSP to prawie 7 GW mocy [6]. Projekty o największym stopniu zaawansowania przedstawiono na rys. 3.



Rysunek 3. Projekty morskich farm wiatrowych w polskiej strefie Morza Bałtyckiego [7] – dane PSE, stan na luty 2019 r.

Badania geologiczne oraz umowę przyłączeniową posiada łączony projekt „Bałtyk Środkowy II & III”, prowadzony przez Polenergię i Equinor, o całkowitej mocy 1,2 GW. Przewiduje się, że będzie to pierwszy projekt offshore uruchomiony w polskiej części Morza Bałtyckiego. Gotowość w latach 2025–2027 mogą osiągnąć także PGE Baltica oraz PKN Orlen, dodając łącznie 2,2 GW mocy. Inwestorzy wciąż pokładają duże nadzieje w szybkim opracowaniu dedykowanego systemu wsparcia przez MAP.

3. Rozwiązania techniczne

Budowa morskiej farmy wiatrowej jest wymagającym i kompleksowym zadaniem. Przedstawione na rysunku 2 strefy znacznie różnią się od siebie. Dystans do lądu oraz głębokość wody to parametry, które w największym stopniu wpływają na koszt całkowity inwestycji (ang. *CAPEX*), z powodu potrzeby różnicowania fundamentów czy zmian w długości niezbędnych połączeń kablowych. W raporcie przygotowanym przez FNEZ [8] głębokość wody dla projektu „Bałtyk Środkowy III” szacuje się od 25 do 40 m. Projekty zlokalizowane w Ławicy Środkowej będą osadzone na znacznie głębszych wodach – nawet do 55 m.

Niniejsza część pracy została oparta na techniczno-ekonomicznym raporcie *A Guide to an Offshore Windfarm* brytyjskiej firmy BVG Associated [9]. Kalkulacje przedstawione w raporcie BVG Associated oparto na scenariuszu budowy farmy o mocy 1 GW, zawierającej 100 turbozespołów wiatrowych (100 ×10 MW). Charakterystykę lokalizacji dla potrzeb kalkulacji wyznaczono na średniej głębokości wody wynoszącej 30 m oraz odległości do brzegu wynoszącej 60 km. Przykładowy wygląd MFW przedstawiono na rys. 4.



Rysunek 4. Morska farma Rodsand II w Danii uruchomiona w 2010 r. (207 MW) [16]

3.1. Fundamenty

Fundamenty są podstawowym elementem każdego turbozespołu wiatrowego. Badania geologiczne wykonywane podczas etapu projektowania służą do określenia specyfiki dna morskiego, pozwalającego na dobór odpowiednich fundamentów i techniki osadzania. W polskich strefach, w zależności od głębokości wody, do zastosowania możliwe są dwa rodzaje fundamentów:

- Monopal – stosowany na wodach do ok. 40 m głębokości.
- Jacket – stosowany na wodach powyżej 40 m głębokości.

Fundamenty typu Jacket, z racji skomplikowanej i większej konstrukcji, są najdroższe. Z uwagi na głębokość wód prawdopodobnie zostaną użyte w projektach Ławicy Środkowej. Szacuje się, że fundamenty wraz z kosztami instalacyjnymi to koszt około 425 mln EUR dla farmy o mocy 1 GW. Wykorzystanie fundamentów typu Jacket zwiększa całkowite koszty o około 70 mln EUR. Przykładowy fundament typu Jacket przedstawiono na rys. 5.



Rysunek 5. Fundament typu Jacket [16]

Fundamenty instalowane są za pomocą żurawia z użyciem specjalnych jednostek morskich nazywanych „Jack-up”. Instalacja jednego monopalu trwa do 3 dni, a fundamentu typu Jacket maksymalnie do 5 dni.

3.2. Wieża

W odróżnieniu od fundamentów, elementy turbozespołu powyżej taflı wody są konstrukcyjnie zbliżone do tych stosowanych w lądowej energetyce wiatrowej. Z uwagi na dynamiczny rozwój i wzrost mocy turbin wiatrowych budowane są coraz większe wieże, pozwalające turbinom na lepsze wykorzystanie potencjału wyższych partii wiatru. Wieża to także zabezpieczenie przed niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi oraz wodą dla elementów mechanicznych i elektrycznych. Wysokość do piasty dla typowej turbiny 10 MW to około 100 m (ok. 33 piętra typowego budynku mieszkalnego), co przekłada się na prawie 900 t stali. Koszt jednej wieży szacuje się na 786 tys. EUR. Całkowita wysokość turbozespołu z łopatomı może osiągnąć nawet od 220 do 260 m [10].

3.3. Turbina

Turbina wiatrowa to najbardziej skomplikowany i najdroższy element turbozespołu wiatrowego. Odpowiada za przekształcenie energii kinetycznej wiatru w użyteczną energię elektryczną – zwykle w postaci trójfazowego prądu przemiennego o napięciu 690 V. Nowoczesne, duże turbiny pozwalają na osiągnięcie napięcia nawet na poziomie 33 kV. W przypadku przewidywania niestabilnej produkcji możliwe są także rozwiązania układu generacyjnego z prostownikami od strony generatora i falownikami od strony sieci (AC-DC-AC). Dynamiczny rozwój oraz postęp techniczny w przyszłości pozwoli na wykorzystanie turbin o mocy 12+ MW. Dotychczasowym rekordzistą jest Haliade-X 12 MW firmy GE. Haliade-X (rys. 6). Pozwala na wyprodukowanie 67 GWh energii elektrycznej, umożliwiającej zasilenie 16 tys. gospodarstw domowych przy 63-procentowym współczynniku wykorzystania [10].



Rysunek 6. Turbina Haliade-X 12 MW [10]

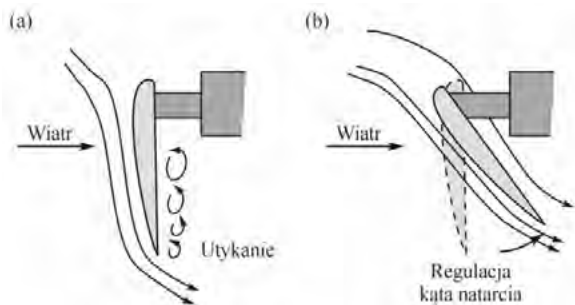
Omawiane projekty w pierwszych etapach zakładają użycie turbin wiatrowych o mocy 10 MW. Polska nie posiada lokalnego rynku turbin wiatrowych o wymaganych mocach. W Europie głównymi dostawcami są GE Renewable Energy oraz MHI Vestas oraz Siemens Gamesa. Deklarowany przez producentów okres pracy turbin to 25 lat.

Turbina wiatrowa w szczególności składa się z:

- gondoli,
- płyty przenoszącej drgania,
- generatora,
- wału łączącego turbinę i generator,
- przekładni (z 5–15 rpm do 600/1500 rpm),
- przystawki odbioru mocy pozwalającej na transfer energii elektrycznej do lokalnej sieci dystrybucyjnej,
- systemu kontroli (integracja z systemami SCADA/LIDAR),
- aparatury dodatkowej – hamulców, układu chłodzenia, systemów antypowarowych, baterii UPS, czujników,
- systemów okablowania i antywibracyjnych.

3.3.1. Wirnik

Wirnik służy do konwersji energii kinetycznej wiatru w energię mechaniczną. Kluczowymi elementami wirnika są stalowe łopaty, które dla typowej turbiny o mocy 10 MW osiągają od 170 do 200 m średnicy i 150 t wagi. Aby w pełni wykorzystać potencjał wiatru, położenie łopat ulega zmianom dzięki regulacji hydrauliczno-elektrycznej przez przeciągnięcie lub zmiany kąta natarcia, co przedstawia rys. 7.



Rysunek 7. Sposoby regulacji łopat: a) regulacja przez przeciągnięcie, b) regulacja kąta natarcia

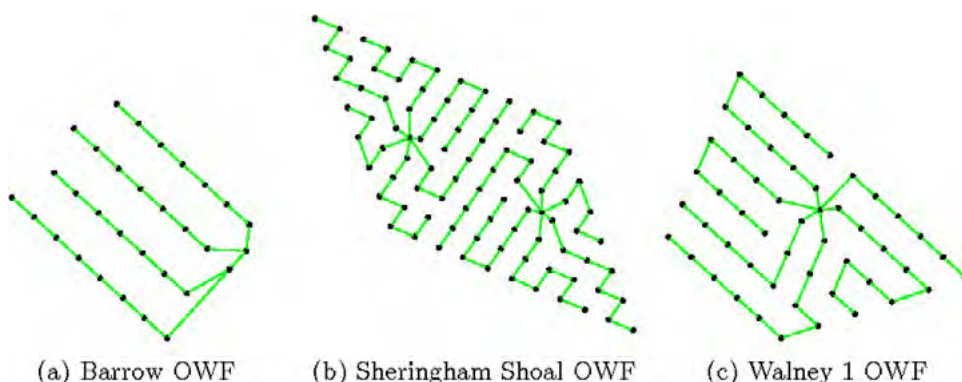
Źródło: Wykłady z Automatyki Regulacyjnej na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej prowadzone przez prof. dra hab. Jana Machowskiego.

Wirnik składa się także z szeregu materiałów kompozytowych, ochronnych oraz systemów łączeniowych z pozostałymi elementami turbozespołu wiatrowego. Całkowity koszt wyposażenia turbiny wiatrowej wraz z niezbędnymi elementami wirnika, automatyki oraz łopatomami szacuje się na ok. 12,5 mln EUR dla jednego turbozespołu wiatrowego.

3.4. Wyprowadzenie mocy

Wykorzystanie mocy wyprodukowanej przez turbinę wiatrową odbywa się dzięki układom wyprowadzenia mocy elektrycznej, łączących turbozespół wiatrowy z siecią dystrybucyjną lub przesyłową (w zależności od rozmiaru farmy). Wyprowadzenie mocy elektrycznej w systemach prądu przemiennego odbywa się w kilku krokach:

1. Turbozespoły wiatrowe zostają połączone w klastry lub grupy (rys. 8). Odbywa się to za pomocą wewnętrznej sieci dystrybucyjnej o strukturze promieniowej lub pierścieniowej o napięciu 33 lub 66 kV, łączącej się w dedykowanej podstacji morskiej.
2. Dedykowana stacja elektroenergetyczna podnosi napięcie z 33 lub 66 kV na poziom 132, 220 lub 400 kV. Krok pozwala na minimalizację strat podczas przesyłu energii elektrycznej na znaczne odległości.
3. Moc elektryczna zostaje wyprowadzona kablami eksportowymi wysokiego napięcia do dedykowanej stacji elektroenergetycznej znajdującej się na lądzie. Taka stacja, wskazana przez OSP, pozwala na bezpośrednie połączenie farmy wiatrowej z KSP i wprowadzenie mocy do KSE.



Rysunek 8. Sposoby grupowania morskich farm wiatrowych firmy Dong Energy (Wielka Brytania) [17]

3.4.1. Wewnętrzna sieć dystrybucyjna średniego napięcia

Dotychczasowy poziom napięcia stosowany w wewnętrznych sieciach dystrybucyjnych MFW to 33 kV. Wraz ze wzrostem mocy turbin zauważono potrzebę zwiększenia napięcia do poziomu 66 kV. Podczas wyboru poziomu napięcia należy zwrócić uwagę na:

- dostępność komponentów (np. transformatory, rozdzielnie);
- wybór odpowiedniego typu kabli (zwykle XLPE o przekroju od 150 do 800 mm²);
- koszt komponentów sieciowych;
- realną kalkulację potrzeby użycia danego poziomu napięcia (obliczenia strat);
- możliwą recertyfikację turbin wiatrowych z powodu użycia nietypowego poziomu napięcia;
- wpływ na farmę wiatrową.

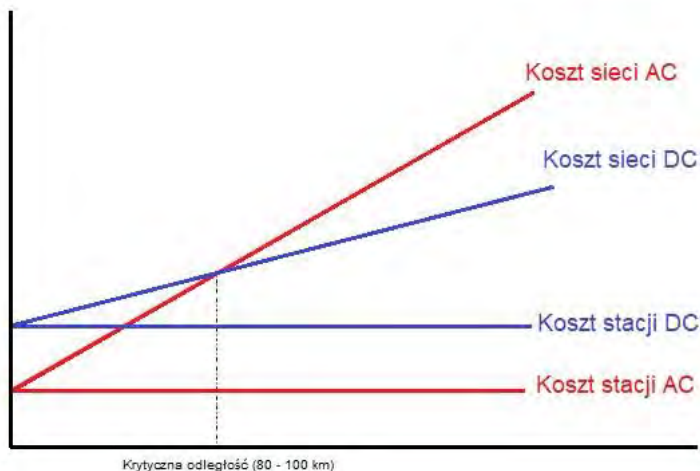
Analiza holenderskiej firmy Tennet [11] wskazała, że zastosowanie wyższego poziomu napięcia (66 kV) dla morskiej farmy Borssele pozwoliłoby na zaoszczędzenie około 50 mln EUR. Kluczową kwestią podczas zwiększania napięcia w wewnętrznej sieci dystrybucyjnej jest wzrost mocy biernej, ograniczającej możliwości wyprowadzenia mocy oraz powodującej dodatkowe straty elektryczne. Stąd, w morskiej stacji elektroenergetycznej powinny znajdować się elementy kompensujące moc bierną. Raport Tennet szacuje, że zwiększenie poziomu napięcia w wewnętrznej sieci dystrybucyjnej pozwala na oszczędność, nawet do 15% kosztu inwestycji. Straty napięcia przy użyciu poziomu 66 kV wynoszą około 0,55%, 0,8% podczas poziomu 33 kV. Koszt wewnętrznej sieci dystrybucyjnej szacuje się na około 70 mln EUR dla farmy o mocy 1 GW.

3.4.2. Eksportowa sieć wysokiego napięcia

Podstawową kwestią podczas projektowania eksportowego systemu wysokiego napięcia jest wybór technologii wyprowadzenia mocy. Stosuje się:

1. Systemy prądu przemiennego HVAC (ang. *high voltage alternate current*) – używane dla farm o bliskiej odległości do brzegu (80–100 km). Główne zalety to: dobrze rozwinięta, niedroga technologia. Wady: wysokie straty, potrzeba kompensacji mocy biernej.
2. Systemy prądu stałego HVDC (ang. *high voltage direct current*) – sprawdzają się dla farm o znacznej odległości do brzegu. Główne zalety: niskie straty, brak

mocy biernej podczas przesyłu energii elektrycznej. Wady: wymagają znacznego nakładu środków, przekształcania napięcia na przemiennie przed wprowadzeniem do KSE oraz większej przestrzeni w stacji elektroenergetycznej. Wybór odpowiedniej technologii dla farmy wiatrowej przedstawia rys. 9.



Rysunek 9. Porównanie przesyłu energii w technologii HVAC oraz HVDC

Źródło: ee.ic.ac.uk [dostęp: 29.01.2020].

W Niemczech morskie farmy wiatrowe sytuowane na Morzu Północnym grupowane są w klastry, które łączą się z dedykowaną stacją zbudowaną przez lokalnego operatora sieci przesyłowej – Tennet. Niemiecka stacja wysokiego napięcia DC DolWin2 zaprojektowana przez ABB jest dotychczas największą tego typu stacją na świecie (parametry: 900 MW, 325 kV) [12]. Typowa stacja HVAC waży od 1200 do 3000 t, a HVDC od 12 000 do 18 000 t. Zakłada się, iż jedna stacja HVAC pozwala na przesłanie do 500 MW mocy. Kluczowymi elementami stacji elektroenergetycznej są:

- rozdzielnie wysokiego napięcia,
- transformatory (AC), przekształtniki (DC),
- systemy kompensacji mocy biernej (np. tyrystorowe układy FACTS – ang. *Flexible AC Transmission System*, konwertery VSC, SSC),
- elementy uziemiające.

Trójfazowe kable AC o napięciu znamionowym 132 lub 245 kV pozwalają na przesłanie mocy od 350 do 400 MW. Typowy przekrój kabli AC wynosi od 800 do 1600 mm². Koszt sieci eksportowej wysokiego napięcia (AC) wraz z instalacją szacuje się na około 350 mln EUR dla farmy o mocy 1 GW. Dla takiej samej farmy, koszt

morskiej stacji elektroenergetycznej wraz z instalacją szacuje się na około 180 mln EUR.

3.5. Wpływ sąsiednich turbozespołów

Zbyt bliskie ustawienie obok siebie turbozespołów wiatrowych może spowodować dodatkowe straty (ang. *wake effect*) zmniejszające całkowitą produktywność turbiny. Straty można podzielić na własne – będące rezultatem zawirowań powietrza pomiędzy własną farmą i zewnętrzne – wynikające z zawirowań powietrza farmy sąsiadującej. Są one funkcjami dwóch elementów: odległości pomiędzy turbozespołami oraz wielkością farmy (wyboru struktury klastrów). Odległości pomiędzy farmami zależą bezpośrednio od podejścia lokalnego regulatora. Niektóre kraje w Unii Europejskiej stawiają na jak największe wykorzystanie powierzchni terenów morskich (np. Belgia), innym zależy na wyniku – produkcji energii elektrycznej (Wielka Brytania, Holandia). Demonstrację efektu przedstawia rys. 10.



Rysunek 10. Ilustracja efektu wpływu sąsiednich turbozespołów na rozkład wiatru
Źródło: twistedsiffer.com [dostęp: 29.01.2020].

4. Efekt ekonomiczny inwestycji w MFW

Wyliczenia Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) wskazują, że zainstalowanie MFW o mocy 6 GW stworzy 77 tys. miejsc pracy, wygeneruje ok. 60 mld PLN wartości dodanej do PKB i 15 mld PLN wpływów z podatków do 2030 r. [13]. Ambitny cel budowy ponad 10 GW morskich elektrowni wiatrowych należy też uznawać za początek rozwoju MFW w Polsce. Potencjał polskiej części Morza Bałtyckiego jest bardzo wysoki – jak twierdzi stowarzyszenie WindEurope [14], Polska posiada możliwość rozwinięcia nawet do 28 GW mocy zainstalowanej w offshore. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w głównej mierze wpływa na stymulację lokalnego łańcucha dostaw (szczególnie dla branży stoczniowej), umożliwia przeprowadzenie transformacji regionów przemysłowych oraz stwarza perspektywę w obszarach edukacyjno-badawczych. Ponadto, w fazach operacyjnych MFW wykorzystane zostaną lokalne, małe porty (m.in. w Ustce, Władysławowie), co wpłynie pozytywnie na możliwość wygenerowania nowych miejsc pracy na Wybrzeżu. PSEW w raporcie wskazuje, iż aktualnie „zidentyfikowano ponad 140 podmiotów, które biorą udział w łańcuchu dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce”.

5. Podsumowanie

Całkowity koszt inwestycyjny, biorący pod uwagę wszystkie aspekty projektowania, badań środowiskowych, wietrzności, budowy oraz uruchomienia morskiej farmy wiatrowej oddalonej od lądu o 60 km, na średniej głębokości wody 30 m ocenia się na 2 600 tys. EUR za MW (2,6 mld EUR za 1 GW) [9]. Koszt uwzględnia zarówno nakłady poniesione na projektowanie i rozwój inwestycji oraz koszty wycofania farmy z eksploatacji po okresie użytkowania (ok. 25 lat).

Morskie farmy wiatrowe w Polsce są strategicznym elementem polityki energetycznej państwa. KSE w Polsce, wciąż w większości oparty na węglu, musi zmierzyć się z istotną transformacją energetyczną, podążającą w kierunku dekarbonizacji. Transformacja obejmuje wyłączenie z eksploatacji starych, niespełniających norm BAT węglowych bloków energetycznych, jak i budowę nieemisyjnych źródeł energii. Należy pamiętać, że budowa odnawialnych źródeł energii nie jest w pełni wystarczająca z uwagi na brak możliwości pełnego sterowania źródłami OZE. Z tego powodu źródła OZE należy uznawać za dodatkowe, wspierające stabilne źródła energii, takie jak niskoemisyjne elektrownie jądrowe czy gazowe. Do poprawnego i szybkiego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce istnieje potrzeba stworzenia sprawdzonych rozwiązań prawnych i systemów zachęt dla inwestorów, podążając ścieżkami doświadczeń krajów europejskich m.in. Wielkiej Brytanii, Niemiec czy Danii.

6. Bibliografia

- [1] Farma wiatrowa Vindeby, www.pl.wikipedia.org/wiki/Farma_wiatrowa_Vindeby [dostęp: 29.01.2020].
- [2] Polityka Energetyczna Polski do roku 2040, wersja draftowa datowana na 23.11.2018 r. – www.gov.pl/web/energia/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-zapraszamy-do-konsultacji1 [dostęp: 29.01.2020].
- [3] Contracts for Difference, Policy paper, www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference [dostęp: 29.01.2020].
- [4] German Renewable Sources Energy Act, 2017, www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-2017.pdf?__blob__publicationFile%26v%3D3 [dostęp: 29.01.2020].
- [5] Morski plan zagospodarowania przestrzennego datowany na 1.01.2019 r., Urząd Morski w Gdyni, www.umgdy.gov.pl/?page_id=2161 [dostęp: 29.01.2020].
- [6] PSE wydały warunki przyłączenia dla kolejnych trzech projektów morskich farm wiatrowych, 1.01.2019, www.biznesalert.pl/pse-przylaczenia-morskie-farmy-wiatrowe/ [dostęp: 29.01.2020].
- [7] Mniej miejsca na morskie farmy wiatrowe na Bałtyku, 22.08.2019, <https://wysokienapiecie.pl/21837-plan-zagospodarowania-przestrzennego-polskich-obszarow-morskich-mfw/> [dostęp: 29.01.2020].
- [8] Morska farma wiatrowa Bałtyk Środkowy III, raport oddziaływania na środowisko, 2015 www.bałtyk3.pl/wpcontent/uploads/2015/06/34_BSIII_TVI_streszczenie_niespecjali styczn_v12Pol_ost.pdf [dostęp: 29.01.2020].
- [9] A Guide to an Offshore Windfarm – BVG Associated, Kwiecień 2019, www.bvgassociates.com/cases/guide-offshore-wind-farm/ [dostęp: 29.01.2020].
- [10] World's largest Offshore Wind Turbine Haliade-X 12 MW – GE Renewable, 2019, www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine [dostęp: 29.01.2020].
- [11] 66 kV Systems for Offshore Windfarms – Tennet www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Technical_Topics/4_T1_Enclousure_nr_1b__66_kV_systems_for_Offshore_Wind_Farms_by_DNV_GL.pdf [dostęp: 29.01.2020].
- [12] HVDC DolWin2 www.en.wikipedia.org/wiki/HVDC_DolWin2 [dostęp: 29.01.2020].
- [13] Przyszłość morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, PSEW, www.psew.pl/wp-content/uploads/2019/06/Przysz%C5%82o%C5%9B%C4%87-morskiej-energetyki-wiatrowej-w-Polsce-raport.pdf [dostęp: 29.01.2020].
- [14] WindEurope: Do 2050 roku moc z offshore w Europie może wynieść 450 GW - 26.11.2019, www.biznesalert.pl/windeurope-2050-offshore-europa-450-gw-energetyka/ [dostęp: 29.01.2020].

- [15] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) [dostęp: 29.01.2020].
- [16] windpowermonthly.com [dostęp: 29.01.2020].
- [17] semanticscholar.org [dostęp: 29.01.2020].

Autor

Jakub Kutyla

Szkoła Główna Handlowa w Warszawie
Studenckie Koło Naukowe Energetyki

Magdalena Oczek

ANALIZA WPŁYWU ZMIAN CEN ROPY NAFTOWEJ NA RYNKACH ŚWIATOWYCH NA RYNEK PALIW W POLSCE

Streszczenie

Analiza mechanizmów rządzących branżą paliwową pokazuje, że głównymi czynnikami wpływającymi na wzrost cen paliw na stacjach benzynowych w Polsce są ceny ropy naftowej, kurs złotego wobec dolara i obciążenia podatkowe. W artykule przedstawiono związek między wzrostem cen paliw na rynku polskim ze wzrostem cen ropy naftowej na rynkach światowych. Przeanalizowano wpływ poszczególnych czynników na zmianę cen ropy naftowej, a także elementy składowe cen paliw w Polsce. Omówiono także charakterystykę rynku paliw płynnych w Polsce.

Słowa kluczowe: ropa naftowa, paliwa, OPEC, podatki.

1. Czynniki cenotwórcze ropy naftowej

Kluczowym czynnikiem wpływającym na cenę ropy naftowej pozostają, w myśl klasycznej ekonomii, bieżący i oczekiwany popyt na ropę naftową oraz bieżąca i oczekiwana podaż ropy naftowej [1]. Ze względu na fakt, iż walutą rozliczeniową rynku ropy naftowej jest dolar amerykański, na cenę ropy naftowej wpływają także w dużej mierze kursy walut [5]. Występowanie tej zależności potwierdzają wyniki badań, które wskazują, że popyt na ropę naftową jest powiązany z kształtowaniem się efektywnego kursu dolara, który informuje, o ile procent waluta ta osłabiła się bądź wzmocniła wobec walut innych państw, z którymi dane państwo realizuje transakcje płatnicze [5]. Wobec powyższego, aprecjacja prowadzi do spadku wartości surowca na rynku, osłabienie dolara z kolei powoduje wzrost notowań ropy naftowej.

Czynniki, które wpływają na ceny różnych gatunków ropy naftowej są podyktowane zarówno klasycznymi relacjami popytowo-podażowymi, jak i interakcjami obserwowanymi na rynkach światowych. Ropa naftowa jest sprzedawana przede wszystkim na podstawie długoterminowych umów zawieranych pomiędzy sprzedawcami

i nabywcami, a w przypadku niektórych gatunków możliwe jest dokonywanie transakcji na zasadach wolnorynkowych [7]. Ze względu na specyfikę czynników determinujących sytuację na rynku ropy naftowej, prognozowanie jej cen w przyszłości, zwłaszcza w perspektywie długoterminowej, jest przedmiotem wielu badań [8].

Determinanty cen ropy naftowej można podzielić na kilka grup w zależności od źródła pochodzenia. Wyróżnia się między innymi [4]:

- czynniki ekonomiczne: niska elastyczność cenowa popytu i podaży, struktura dostaw (siła OPEC, ang. *Organization of the Petroleum Exporting Countries*), wzrost popytu ze strony Chin i innych krajów azjatyckich oraz krajów Bliskiego Wschodu, tempo wzrostu gospodarek świata,
- czynniki polityczne: niepokoje i walki na terenach zasobnych w ropę, spekulacje na temat nowych konfliktów, groźby przerwania dostaw, polityczne działania Rosji,
- czynniki geologiczne: spadek wydobycia w krajach rozwiniętych i równocześnie demokratycznych, rosnący dyktat Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową (OPEC), malejące zapasy ropy w skali globalnej,
- rozwój rynku kapitałowego: strategie portfelowe wykorzystujące indeksy rynków surowcowych, rynek kontraktów futures, spekulacje giełdowe.

Analizując natomiast czynniki pod kątem perspektywy czasowej, w jakiej oddziałują na ceny ropy naftowej, można podzielić je na dwie główne grupy [6]:

- czynniki określające tendencje cenowe ropy naftowej w krótkim okresie (ang. *short-term drivers*): nastroje inwestorów, wydarzenia geopolityczne, decyzje OPEC związane ze zmianą podaży surowca, kurs dolara,
- czynniki określające tendencje cenowe ropy naftowej w długim okresie (ang. *long-term drivers*): podaż ropy naftowej na światowym rynku oraz popyt na nią, a także światowy wzrost gospodarczy.

2. Mechanizm cenotwórczy paliw

Głównym czynnikiem mającym wpływ na rynek paliw w Polsce jest sytuacja ekonomiczna na świecie powiązana z zasobami oraz produkcją ropy naftowej. Wzrost gospodarczy notowany przez gospodarki USA, Chin i Europy powoduje zwiększenie zapotrzebowania na ropę przy jednoczesnym spadku podaży ze strony krajów-producentów [3].

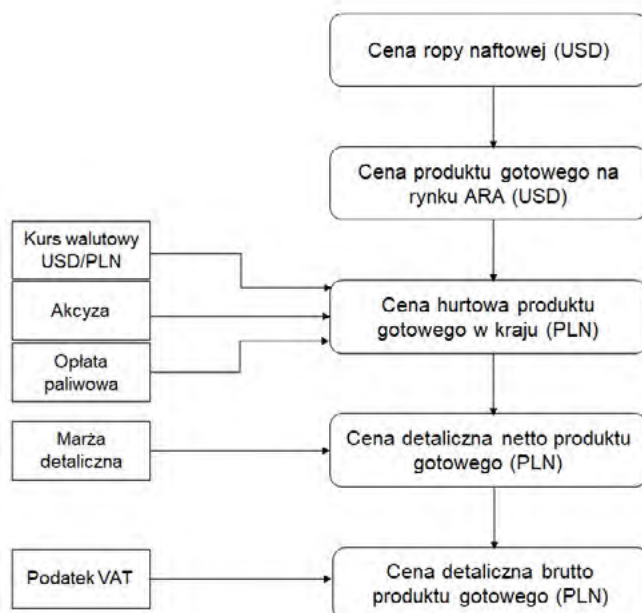
Polska z liczbą ludności na poziomie 38,5 mln, zarejestrowanych pojazdów w liczbie niemal 29 mln oraz wskaźnikiem samochodów osobowych na 1000 miesz-

kańców na poziomie 672 sztuk stanowi duży rynek wewnętrzny produktów ropopochodnych [9], a jednocześnie występuje w roli państwa importującego ropę naftową, z uwagi na zasoby niebędące w stanie pokryć zapotrzebowania na surowiec. Zależność od dostaw ropy naftowej ze źródeł zewnętrznych kształtuje poziom cen produktów ropopochodnych. Ceny kształtowane są zatem na rynku światowym, a stabilność polskiego rynku paliw przekłada się na zapewnienie korzystnych warunków do rozwoju naszej gospodarki, a także bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Do czynników cenotwórczych na rynku paliw w Polsce należą przede wszystkim notowania ropy naftowej na giełdach surowcowych, które mają bezpośredni wpływ na wycenę kontraktów, a w dalszej kolejności kurs wymiany złotego na dolara amerykańskiego, w którym rozliczane są transakcje na rynku ropy naftowej. Spośród czynników wewnętrznych, na które rząd ma większy wpływ, należy wymienić poziom opodatkowania paliw akcyzą czy wysokość opłaty paliwowej [3]. Nie można także zapomnieć o klasycznych elementach ekonomii, a w szczególności o popycie, który jest aktywną stroną rynku i wyznacza ceny paliw. Podobnie jak ropa naftowa, benzyna i olej napędowy są towarami dostępnymi globalnie, a ich ceny są ustalane na rynkach międzynarodowych. W Europie jest to tzw. rynek ARA, którego skrót pochodzi od nazw miast będących ważnymi portami zachodnioeuropejskimi: Amsterdamu, Rotterdamu, Antwerpii. Porty ARA pełnią funkcję przeladunkową, a więc przyjmują paliwo eksportowane z krajów produkujących i rozdzielają je na inne statki lub rozładują do magazynów. Cena ARA jest średnią cenę płaconą za przewóz ropy i paliw do portów ARA. Choć jest ceną miejscową i obejmuje swym zasięgiem niewielki procent światowego obrotu ropą i paliwami, to jest dokładnie śledzona przez większość producentów ropy. Polskie rafinerie sprzedają paliwa po cenach światowych notowań dostaw gotowego produktu w Rotterdamie, czyli po cenie wynoszącej tyle, ile stanowi wyprodukowanie benzyny lub oleju napędowego z surowca kupowanego przez zachodnie rafinerie z uwzględnieniem kosztów transportu. Koncernom naftowym w Polsce taki mechanizm pozwala kształtować poziom cen, który gwarantuje maksymalizowanie zysków, ponieważ cena gotowego paliwa jest ustalana na takim poziomie, aby import produktu z innej rafinerii był nieopłacalny. Dodatkowe zyski wynikają z różnicy cen rosyjskiej ropy i benchmarku Brent oraz tzw. „premii lądowej”, wynikającej z geograficznej bliskości ropociągu „Przyjaźń”, która polega na ponoszeniu mniejszych kosztów za dystrybucję surowca. W teorii istnieje możliwość obniżania ceny detalicznej poprzez stosowanie jako ceny odniesienia nie wartości pochodzącej z rynku ARA, lecz tej uzależnionej od kosztu zakupu tańszej rosyjskiej ropy. Rozwiązanie takie spowodowałoby obniżkę cen paliw na stacjach, lecz oznaczałoby spadek marż rafineryjnych, czego rezultatem stałoby się obniżenie wartości cen akcji spółek

i pogorszenie nastrojów inwestorów. Innym sposobem na zmniejszenie cen jest obniżenie akcyzy oraz opłaty paliwowej, co z kolei doprowadziłoby do obniżenia wpływów do budżetu państwa.

Pierwszy etap kształtowania się ceny paliw w Polsce rozpoczyna się od przeniesienia ceny ropy benchmarkowej dla naszego kraju, a więc ropy Brent notowanej na giełdzie w Londynie, na cenę produktu na europejskim rynku ARA. Następnie hurtowe ceny europejskie transmitowane są w ceny hurtowe w Polsce. Rafinerie nie biorą pod uwagę ceny zakupu danego gatunku ropy naftowej, lecz przeliczają cenę hurtową na podstawie cen gotowych paliw na europejskim rynku ARA, wyrażonych w złotych, które stanowią ceny odniesienia. W kolejnym etapie ceny te powiększane są o ustalone wewnątrz naszego kraju opłaty dodatkowe, czyli akcyzę oraz opłatę paliwową. Później następuje transmisja cen na rynek detaliczny w wyniku zwiększenia cen detalicznych o marżę detaliczną – powstaje cena detaliczna netto oraz o podatek od towarów i usług (VAT) – kształtuje się cena detaliczna brutto, czyli cena litra paliwa na stacji benzynowej. Mając na uwadze złożoność i wieloetapowość procesu kształtowania się cen paliw dla odbiorców detalicznych (rys. 1) oraz różnorodne czynniki występujące w kolejnych etapach łańcucha dostaw, każdy z nich – światowy rynek, europejski rynek hurtowy, krajowy rynek hurtowy i krajowy rynek detaliczny powinny być analizowane odrębnie.



Rysunek 1. Schemat procesu kształtowania się ceny detalicznej paliw w Polsce

Źródło: opracowanie własne.

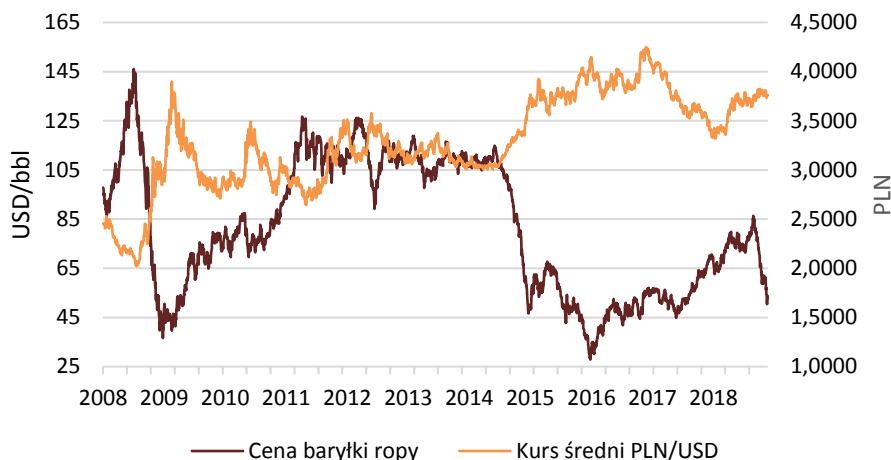
Zależność cen polskich paliw od kursu USD/PLN jest podyktowana faktem, iż na światowych rynkach walutą rozliczeniową jest właśnie dolar amerykański. Kurs walutowy wpływa więc bezpośrednio na koszty zakupu surowca przez polskie przedsiębiorstwa paliwowe. Rafinerie przy ustalaniu cen biorą pod uwagę ceny paliw notowanych na europejskich rynkach ARA, przez co kurs USD/PLN ma znaczny wpływ na poziom krajowych cen hurtowych oraz cen detalicznych produktów rafineryjnych. Kurs dolara stanowi ważny element w kształtowaniu krajowych cen paliw, gdyż reaguje natychmiast na zmiany nastrojów na globalnych rynkach finansowych. Zwykle wzrostowi globalnej awersji do ryzyka towarzyszy umocnienie się dolara. Gdy wzrostowi globalnej awersji do ryzyka towarzyszą zawirowania polityczne związane z rynkiem ropy naftowej, jak na przykład podczas zerwania przez USA porozumienia nuklearnego z Iranem, jednocześnie drożeje ropa naftowa i umacnia się dolar. Wzrost cen ropy naftowej wpływa na ceny paliw z opóźnieniem i jest spowodowany wzrostem kosztów w rafineriach.

Rafinerie, które skupują ropę naftową po cenach rynkowych, i sprzedają paliwa także po cenach rynkowych, to ważni gracze rynkowi, których działalność uwidacznia proces przekazywania impulsów między rynkiem ropy a rynkiem paliw. Gdy cena ropy spada z powodu nadmiernej podaży, a rynki paliw są w równowadze, nie ma powodu, aby doszło do sytuacji, w której ceny paliw podążają za ceną ropy. Spadki cen paliw następują dopiero w momencie, gdy rafinerie zwiększają przerób ropy w celu zainkasowania większych marż, przez co na rynku zwiększa się ilość paliwa i poziom cen musi spadać. Dostosowanie cen paliw nie następuje od razu, lecz z pewnym opóźnieniem, ponieważ zwiększanie produkcji w rafineriach musi zająć pewną ilość czasu. Ewentualne nieplanowane przestoje w produkcji rafineryjnej prowadzą do zmniejszenia podaży paliw na rynek, implikując wzrost ich cen. Jeśli rafineria nie produkuje w ogóle, jest to jednoznaczne z brakiem generowania popytu na ropę naftową i jej cena maleje [2].

3. Ceny paliw na rynku polskim

Analizy przeprowadzone przez Polską Organizację Przemysłu i Handlu Naftowego potwierdzają, że poziom cen paliw silnikowych w naszym kraju jest uzależniony od tzw. parytetu importowego, który jest uwzględniany przez koncerny paliwowe. Głównymi składnikami parytetu są notowania gotowych produktów paliwowych na europejskim rynku oraz kurs złotego w odniesieniu do dolara amerykańskiego. Ze względu na to, iż rynek polski pozostaje nieodłączną częścią rynku europejskiego, tendencje cenowe występujące na międzynarodowych rynkach zostają transmitowane na nasz rynek krajowy. Wyznacznikiem cen ropy naftowej dla Europy jest benchmark

ropy typu Brent. Notowania tego gatunku ropy zestawione wraz z kursem złotego wobec dolara amerykańskiego przedstawiono na rys. 2.



Rysunek 2. Średni kurs złotego wobec dolara oraz cena baryłki ropy naftowej w latach 2008–2018 [13]

Dane zebrane na rys. 2 wyraźnie obrazują ujemną korelację pomiędzy poziomem cen ropy naftowej i kursem walutowym dolara amerykańskiego wobec polskiego złotego. Taka zależność jest obserwowana od wielu lat i przez wielu ekonomistów jest uznawana za pewną prawidłowość. Wzrostowi cen ropy naftowej towarzyszy zazwyczaj deprecjacja dolara amerykańskiego. Z drugiej strony spadek cen ropy, wywołany załamaniem na światowych giełdach czy wzrostem produkcji ropy ze złóż niekonwencjonalnych w Stanach Zjednoczonych, oznacza aprecjację dolara oraz deprecjację walut innych gospodarek świata. Kiedy dolar amerykański na rynku walutowym się umacnia, ceny ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych w krajach importujących rosną. Z kolei wzrost poziomu cen obniża popyt i tworzy presję na obniżenie ceny ropy w dolarach – rys. 3.

Opisana przeciwna zależność cen ropy naftowej i efektywnego kursu dolara funkcjonowała na rynku naftowym przez wiele lat, jednak w ostatnich latach można zaobserwować jej zakłócenia. Do tej pory Stany Zjednoczone były zarówno największym konsumentem, jak i importerem ropy naftowej, ze względu na niewielkie zaspokajanie zapotrzebowania na ropę z własnych złóż. Dla gospodarki USA wzrost cen ropy naftowej oznaczał mniej pieniędzy na konsumpcję innych dóbr, co z kolei powodowało presję na spadek kursu efektywnego dolara.



Rysunek 3. I. Cena baryłki ropy naftowej (USD). II Średni kurs złotego wobec dolara (PLN) w latach 2008–2018 wraz ze wskazaniem tendencji wzrostowych i spadkowych [13]

W grudniu 2018 r. nastąpił pewien zwrot – po raz pierwszy od 75 lat Stany Zjednoczone stały się bowiem eksporterem netto ropy naftowej [13]. Powodem wzrostu eksportu do poziomu przewyższającego krajowe zapotrzebowanie było znaczne zwiększenie produkcji surowca na skutek eksploatacji złóż z łupków, nazwanych „rewolucją łupkową”. Pozwoliła ona na wydobycie w szybkim tempie i na masową skalę ropy naftowej z łupków bitumicznych, czyli z całkowicie nowych złóż. Rewolucja przekształciła Stany Zjednoczone w największego producenta ropy naftowej na świecie, który wyprzedził Rosję i Arabię Saudyjską oraz zmniejszył siłę oddziaływania kartelu OPEC na światowy rynek. Tym samym położenie Stanów Zjednoczonych uległo diametralnej zmianie – wysokie ceny ropy naftowej nie szkodzą już ich gospodarce, a nawet sprzyjają, ponieważ zapewniają zwiększone wpływy do budżetu. Amerykanie po przejściu z pozycji importerów do pozycji eksporterów ropy, w przeciwieństwie do czasów kryzysu naftowego z lat 70. XX wieku, nie obawiają się zmian na Bliskim Wschodzie, które mogłyby wpłynąć na cenę baryłki. W rzeczywistości prognozuje się, że to polityka USA będzie miała większy wpływ na cenę ropy niż utrzymujące się napięcia w regionie, czy polityka wydobycia krajów zrzeszonych w OPEC [10]. Krajom-eksporterom ropy zależy na jak najwyższych cenach ropy, ponieważ sprzyja to ich gospodarkom. Wzrost cen będzie szczególnie odczuwalny w krajach Europy

i Azji, które nie posiadają własnych złóż ropy. Kraje te odczują wzrost cen ropy zarówno ze względu na większe wydatki związane z zakupem surowca, jak i spadek lub stabilizację wartości krajowej waluty wobec dolara.

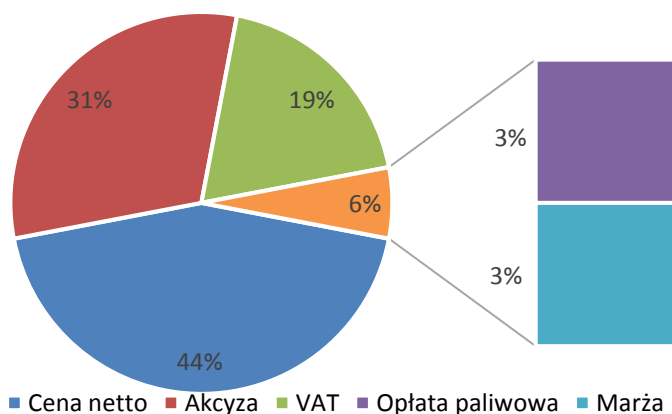
Udział wszystkich podatków nałożonych na paliwa w Polsce wynosi ok. 50%. Znaczny udział podatków w cenie detalicznej paliw powoduje, że tylko połowa tej ceny zależy od czynników rynkowych, takich jak ceny paliw na rynkach międzynarodowych oraz kurs dolara do waluty krajowej. Należy wspomnieć, że rozkład procentowy składowych cen może się różnić na poszczególnych stacjach benzynowych, z powodu zmiennej wartości pobieranej marży przez dystrybutora. Wyższe marże są notowane na stacjach przy autostradach i drogach ekspresowych niż przy drodze wojewódzkiej czy powiatowej.

Od 1 stycznia 2019 r. do składowych cen paliw dodano jeszcze jeden element, mianowicie obowiązującą w Polsce tzw. opłatę emisyjną, która wynosi 80 PLN netto od każdego tysiąca litrów paliwa, który trafi na rynek.

Rząd z nowego podatku zamierza pozyskać do budżetu państwa przynajmniej 1,7 mld PLN. Pieniądze mają być przeznaczone na programy poprawy jakości powietrza oraz na dotacje do zakupów samochodów elektrycznych dla urzędów państwowych i samorządów [11].

W 2018 r. miał miejsce dalszy wzrost poziomu cen paliw silnikowych na rynku detalicznym, szczególnie w II i III kwartale roku, kiedy ceny przekroczyły ponownie granicę 5 PLN za litr. Benzyna 95 była średnio droższa o 34 gr, a olej napędowy o 48 gr niż w roku 2017. Większe opłaty konsumenci ponosili także na zakup autogazu – litr tego paliwa podrożał o 15 gr, czyli o połowę więcej niż w roku 2017. Średnioroczna cena litra benzyny 95 wyniosła 4,93 PLN, a oleju napędowego 4,91 PLN, przy cenie 2,23 PLN za litr autogazu. Do września nieprzerwanie notowano wyłącznie wzrosty cen ropy na świecie, a w trzech ostatnich miesiącach roku tendencja na rynku tego surowca się odwróciła. Cena detaliczna benzyny 95 przewyższała cenę oleju napędowego od początku roku do początku października. Nastąpiła wtedy zmiana trendu i to olej napędowy był sprzedawany po cenie wyższej od paliwa do silników benzynowych. Prognozy wskazują na to, iż taka zależność będzie utrzymywała się w kolejnych latach, ze względu na zmiany na rynku międzynarodowym, wywołane między innymi przez wprowadzenie 1 stycznia 2015 r. tzw. dyrektywy siarkowej, która spowoduje wzrost popytu na olej napędowy i doprowadzi do fali wzrostów jego cen [2]. W przeszłości zdarzały się już tego typu sytuacje na rynku, jednak tylko krótkookresowo. Pomimo rosnącego poziomu cen paliw, konsumpcja krajowa rosła, dzięki czemu było możliwe wypracowanie wyższych marż detalicznych niż w roku 2017. Skala podwyżek cen została nieco zmniejszona dzięki korzystnemu kursowi złotego w stosunku do dolara. W związku z powyższym, ceny hurtowe w rafineriach rosły

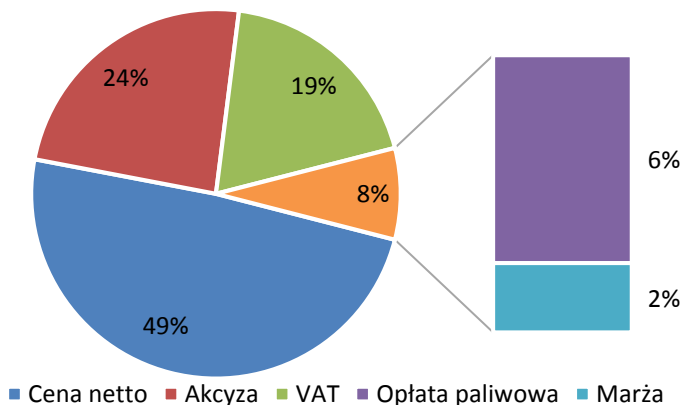
w mniejszym tempie niż notowania surowca i wzrosły odpowiednio o 20% w przypadku oleju napędowego i o 13% w przypadku benzyny. W 2018 r. stawki podatków nakładanych na paliwa pozostały na niezmiennym poziomie, oprócz podniesienia opłaty paliwowej o 2% w stosunku do roku poprzedniego. Stawka podatku VAT wynosiła jak przed rokiem 23%, lecz ze względu na fakt odliczania go od ceny netto powiększonej o podatki kwotowe w postaci akcyzy i opłaty paliwowej, podwyżka tej drugiej oznaczała zwiększenie podstawy naliczania podatku, i tym samym większe wpływy do budżetu. Jednocześnie średnie obciążenia podatkowe wzrosły w porównaniu z rokiem 2017 – rys. 4–5.



Rysunek 4. Struktura ceny detalicznej benzyny EU95 w 2018 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie raportu rocznego POPIHN za 2018 rok [12]

Ze względu na podwyżki cen na rynkach światowych oraz chęć utrzymania konsumpcji paliw na określonym poziomie bezpiecznym dla wyników sprzedaży, tylko niewielu stacjom paliw udało się osiągnąć poziom marż detalicznych pozwalających na ich funkcjonowanie bez sprzedaży pozapaliwowej. Jest to istotne w kontekście pojawiających się opinii o ograniczeniu sprzedaży artykułów alkoholowych i tytoniowych na stacjach benzynowych.



Rysunek 5. Struktura ceny detalicznej oleju napędowego w 2018 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie raportu rocznego POPiHN za 2018 rok [12]

Wykluczenie tych produktów z ofert stacji paliw może przyczynić się do zmniejszenia zysków i pogorszenia opłacalności prowadzenia punktów sprzedaży paliw, a tym samym do zmniejszenia ich liczby w całym kraju. Warto nadmienić, że w 2018 r. ceny paliw na polskim rynku, po przeliczeniu ich na euro, ponownie należały do najniższych w Unii Europejskiej [12].

4. Wnioski

Polski rynek naftowy w dużym stopniu jest uzależniony od aktualnej sytuacji panującej na światowym rynku ropy naftowej. Z kolei rynek ten jest nierozzerwalnie związany z globalną sytuacją gospodarczą. W przypadku Polski, będącej największym na terenie Europy Środkowej konsumentem ropy naftowej i produktów jej przerobu, zależność pogłębia się z powodu niskiego poziomu produkcji surowca z własnych złóż. Konieczność importu ropy wymaga zwrócenia szczególnej uwagi przy uwzględnianiu poziomów cen panujących na międzynarodowych rynkach. Dla naszego kraju wysokie poziomy cen zwykle zapowiadają spowolnienie w gospodarce, wzrost ogólnego poziomu cen i pojawienie się inflacji, co stanowczo nie sprzyja osiąganiu przez państwo wzrostu gospodarczego. W odwrotnej sytuacji, w kraju następuje spadek inflacji, cen żywności i usług, a w szczególności usług transportowych, pobudzenie ogólnego poziomu konsumpcji i ożywienia gospodarki narodowej.

Spadek cen ropy naftowej przekłada się na ceny benzyn i oleju napędowego, choć z reguły są to trendy długookresowe. Skutki obniżenia cen na światowym rynku

surowca mogą niecałkowicie zostać przetransmitowane na krajowy rynek paliw z uwagi na zakłócenie w postaci osłabienia kursu złotego wobec dolara. Ponadto, nie w każdym przypadku globalna obniżka oznacza niższe ceny paliw oraz towarów i usług, ponieważ sprzedający nie zawsze są skłonni do obniżenia marż detalicznych, które w zmniejszonym wymiarze mogłyby pomniejszyć ich zyski. Z drugiej strony wzrost cen ropy powoduje inflację, która niesie ze sobą obniżenie efektywnego kursu złotego.

W takiej sytuacji podwyżki cen surowca w połączeniu z osłabioną walutą krajową powodują istotny przyrost cen na stacjach paliw, a jego rozmiar zależy od tego, czy koncerny petrochemiczne zmniejszają swe marże, czy raczej przerzucają koszty podwyżek bezpośrednio na konsumentów, co w długim okresie prowadzi do zmniejszenia popytu na paliwa i stagnacji w gospodarce. Znaczny wzrost cen paliw w danym państwie jest niekorzystny dla gospodarek, ponieważ rosną ceny produktów importowanych, a przez osłabienie waluty zmniejszają się dochody z eksportu, co może prowadzić do spowolnienia rozwoju kraju.

Porównanie corocznych średnich notowań ropy naftowej na światowym rynku z cenami detalicznymi obserwowanymi na polskim rynku zestawione z obciążeniami fiskalnymi nakładanymi na paliwa prowadzi do kilku konkluzji. Po pierwsze, koncerny naftowe, które w Polsce mają silną pozycję rynkową z powodu struktury oligopolistycznej rynku, wykorzystują zawirowania na rynku międzynarodowym do generowania marż rafineryjnych kosztem konsumentów paliw. Następuje to w wyniku asymetrycznego nieco mechanizmu transmisji ceny, który polega na szybszym reagowaniu cen paliw na wzrost notowań ropy naftowej i wolniejszych obniżkach cen produktów gotowych w przypadku spadku notowań surowca. Marże ustalone natomiast na poziomie detalicznym mają marginalny wpływ na kształtowanie się cen paliw w Polsce, gdyż właściciele stacji benzynowych działają na rynku konkurencji doskonale i z dużą ostrożnością ustalają poziomy cen, by nie zaburzyć wyników sprzedaży i zapewnić sobie płynność finansową, a tym samym utrzymać się na rynku. Ze względu na fakt, że nie zawsze istnieje możliwość ustalenia poziomu marży pozwalającego na utrzymanie obiektu sprzedaży paliw, właściciele stacji decydują się na prowadzenie tak zwanej sprzedaży artykułów pozapaliwowych oraz świadczenia szerokiej gamy usług dodatkowych, które pozwalają na generowanie korzystnych wyników finansowych.

Znaczną część cen detalicznych paliw – ponad połowę – stanowią nakładane przez państwo podatki, w postaci podatku akcyzowego, opłaty paliwowej oraz podatku VAT, a od 2019 r. także opłaty emisyjnej. Narzuty te stanowią również znaczącą część wpływów do budżetu państwa, choć część rynku paliwowego należy do tzw. szarej strefy, prowadzącej nielegalną działalność unikającą opodatkowania, istotnie zmniejszającą wpływy z branży paliwowej. Porównanie opodatkowania paliw

w Polsce z innymi krajami Unii Europejskiej prowadzi jednak do konkluzji, że zarówno ceny brutto, jak i procentowy udział podatków w cenie należą do najniższych w Europie. Subiektywne odczucia konsumentów związane z poziomem cen paliw na stacjach benzynowych są jednak zgoła inne i spowodowane są raczej niską siłą nabywczą polskiej waluty niż zbyt wysokim opodatkowaniem, które wzorem innych gospodarek, wydaje się konieczne i ustalone na optymalnym poziomie.

Czynnikami mającymi decydujący wpływ na trendy na polskim rynku paliwowym są niewątpliwie ceny ropy naftowej na rynku światowym – ze względu na postawienie Polski w pozycji importera ropy, a także kurs złotego wobec dolara amerykańskiego, będącego walutą rozliczeniową na rynku globalnym. Te dwie składowe powodują największe fluktuacje w poziomach cen paliw i produktów ropopochodnych w Polsce, a możliwość ograniczenia skali wywoływanych przez nie zmian jest w praktyce znikoma.

5. Bibliografia

- [1] Czyżewski A.B., 2014. ABC cen ropy naftowej, <https://napedzamyprzyszosc.pl/blog/abc-cen-ropy-naftowej-i-paliw-cz-6> [dostęp: 1.03.2020].
- [2] Czyżewski A.B., 2018. Co się dzieje na rynku paliw?, <https://napedzamyprzyszosc.pl/blog/co-sie-dzieje-na-ryнку-paliw> [dostęp: 6.09.2019].
- [3] Gędek S., Ruszel M., Geopolityczne oraz makroekonomiczne uwarunkowania wzrostu ceny paliw, *Napędy i Sterowanie*, 2018, 7/8.
- [4] Kowalik S., Herczakowska J., Analiza i prognoza cen ropy naftowej na rynkach międzynarodowych, *Polityka Energetyczna*, 2013, 13, 2.
- [5] Łęt B., Zależności przyczynowe w sensie Grangera pomiędzy kursem terminowym ropy naftowej a wartością dolara amerykańskiego, *Acta Universitatis Nicolai Copernici, Ekonomia*, 2012, XLIII, 2.
- [6] Pach-Gurgul A., Główne determinanty wahań cen ropy naftowej na świecie na przełomie lat 2014/2015, *Prace Komisji Geografii Przemysłu Polskiego Towarzystwa Geograficznego*, 2016, 30(3).
- [7] Socha R., Analiza relacji wybranych cen gatunków ropy naftowej, *Polityka Energetyczna*, 2013, 16, 2.
- [8] Wojcieszak Ł., Bezpieczeństwo naftowe Polski – problem dywersyfikacji, Państwowa Wyższa Szkoła Wschodnioeuropejska, Przemysł 2015.
- [9] CEPiK, 2019, Pojazdy zarejestrowane w 2018 roku, <http://www.cepik.gov.pl/statystyki> [dostęp: 10.09.2019].
- [10] Jakóbiak W., 2019. Rewolucja lúpkowa daje Trumpowi zielone światło do nowej wojny, <http://biznesalert.pl/rewolucja-lúpkowa-bliski-wschod-usa-energetyka-ropa/> [dostęp: 2.09.2019].

- [11] NFOŚiGW, 2019. Dlaczego drożeje paliwo? NFOŚiGW zabiera głos w sprawie opłaty antyemisyjnej, <http://www.nfosigw.gov.pl/o-nfosigw/aktualnosci/art,1237,dlaczego-drozeje-paliwo-nfosigw-zabiera-glos-w-sprawie-oplaty-antyemisyjnej.html> [dostęp: 28.08.2019].
- [12] POPIHN, Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego. Przemysł i handel naftowy. Raporty roczne za lata 2008–2018.
- [13] Strefa Inwestorów, 2018. Ceny paliw najwyższe od 2014 roku. Udany szczyt Trumpra i Putina sugeruje, że będzie jeszcze drożej, <https://strefainwestorow.pl/artykuly/gospodarka/20180723/ceny-paliw-w-polsce> [dostęp: 1.09.2019].

Autor

Magdalena Oczek

Akademia Górniczo-Hutnicza
im. Stanisława Staszica w Krakowie

Grzegorz Królak

ANALIZA AERODYNAMICZNA STUDENCKIEGO PROJEKTU ZESPOŁU ZABUDOWY

Streszczenie

Artykuł ten obejmuje podsumowanie analizy aerodynamicznej studenckiego projektu zespołu zabudowy. Badania te obejmowały wykonanie i zbadanie w tunelu aerodynamicznym modelu w skali 1:500 zespołu budynków, które stanowią koncepcję architektoniczną zagospodarowania przestrzeni u zbiegu ulic Indiry Gandhi i Jana Rosoła na warszawskim Ursynowie. Używając techniki olejowej oraz saltacji otrzymano rozkład linii prądu i prędkości przy powierzchni gruntu w obszarze pomiędzy budynkami. Wyniki tego badania stanowiły bazę do walidacji symulacji numerycznej analogicznego zagadnienia przeprowadzonej w środowisku ANSYS Fluent. Następnie porównano wyniki eksperymentalne i numeryczne oraz sformułowano wnioski.

Słowa kluczowe: aerodynamika budynków, symulacja numeryczna.

1. Wstęp

Zagadnienia związane z aerodynamiką budynków są coraz częściej badane nie tylko na polu akademickim, ale również przy tworzeniu koncepcji urbanistycznych miast. Jest to spowodowane tym, że budowle, które wznoszone są w centrach dużych miast, osiągają coraz większe wysokości i wpływają w ten sposób na kształtowanie się pola przepływu powietrza. Przy niewłaściwie zaprojektowanej przestrzeni miejskiej zdarzają się sytuacje, gdy nawet przy niewielkim wietrze, prędkość przepływu powietrza wzmacnia się lokalnie do tak dużych wartości, że wpływa bardzo negatywnie na komfort przechodzących pomiędzy budynkami osób. Analogicznie obserwuje się przeciwny problem – zdarzają się miejsca zastoju powietrza, w których nie ma szans na skuteczną wentylację, co powoduje szereg problemów począwszy od ryzyka nadmiernych temperatur, kończąc na zbieraniu się pyłów oraz rozwijaniu niebezpiecznych grzybów.

W związku z tym badanie projektów przyszłych inwestycji pod kątem oddziaływania na aerodynamikę otoczenia wydaje się być konieczne do uwzględnienia w procesie projektowania budynków.

2. Cel i zakres pracy

Podstawą do napisania tej pracy były badania wykonane podczas zajęć z aerodynamiki budynków. We współpracy ze studentami architektury, którzy stworzyli projekt osiedla (rys. 1) model oraz zbadali go w tunelu aerodynamicznym wykonano symulację komputerową analogicznego zagadnienia za pomocą techniki RANS, używając środowiska ANSYS Fluent. Celem wykonania tego samego badania za pomocą technik numerycznych i badań w tunelu była, oprócz walidacji modelu numerycznego, możliwość porównania stopnia skomplikowania obu podejść, czasu niezbędnego na otrzymanie wyników oraz zakres otrzymanych danych.



Rysunek 1. Wizualizacja projektu badanego osiedla

Źródło: opracowanie własne.

3. Analiza aerodynamiki budynków w tunelu aerodynamicznym

Istnieją dwa podstawowe podejścia, za pomocą których można analizować aerodynamikę budynków. Klasyczne podejście opiera się na wykonaniu modelu w skali badanej geometrii i, zachowując zasadę podobieństwa dynamicznego, przeprowadzeniu badania w tunelu aerodynamicznym. Najprostsze metody pozyskania danych to wizualizacje powierzchniowe. Ich wadę stanowi fakt, że uzyskuje się dane o polu przepływu tylko przy powierzchni podłoża. Przykładem takich metod są metoda saltacji oraz filmu olejowego.

Metoda saltacji

Polega ona na wykorzystaniu zjawiska wyrzucania cząsteczek (erozji) kalibrowanego piasku z chwilą, gdy przepływ nad piaskiem osiągnie pewną krytyczną wartość. Saltacja nastąpi tylko na tych obszarach, gdzie prędkość przepływu płynu była wyższa bądź równa krytycznej. W ten sposób, powtarzając doświadczenie przy różnych prędkościach przepływu w niezakłóconym polu, otrzymujemy mapę prędkości przepływu.

Metoda filmu olejowego

W tej metodzie badaną powierzchnię pomiędzy modelami budynków pokrywa się warstwą oleju z pigmentem. Prędkość spływania oleju zależy od jego lepkości i naprężeń stycznych przy powierzchni, natomiast te naprężenia zależą od prędkości przepływu. Im większa prędkość przepływu, tym większa warstwa pigmentu zostanie zmyta, więc otrzymujemy obraz uśrednionych w czasie prędkości i naprężeń stycznych.

Analiza aerodynamiki budynków za pomocą symulacji numerycznej

Drugim podejściem jest symulacja numeryczna. Polega na: przeniesieniu geometrii badanego obiektu do postaci trójwymiarowego modelu, stworzeniu na podstawie tej geometrii domeny obliczeniowej, zdyskretyzowaniu jej za pomocą siatki obliczeniowej oraz na przeprowadzeniu symulacji przepływu. Coraz większa doskonałość oraz szybkość otrzymania wyników, która rośnie wraz z rozwojem komputerów, wpływa na zwiększającą się popularność tego podejścia oraz powoduje, że nie ma potrzeby wykonywania modelu i używania tunelu aerodynamicznego, co generowałoby wysokie koszty.

4. Model numeryczny

4.1. Geometria

Domena obliczeniowa została wykonana na podstawie fragmentu osiedla zaprojektowanego przez Marię Tańską, studentkę Wydziału Architektury Politechniki Warszawskiej. Projekt ten wraz z numeracją budynków przedstawia rys. 2.

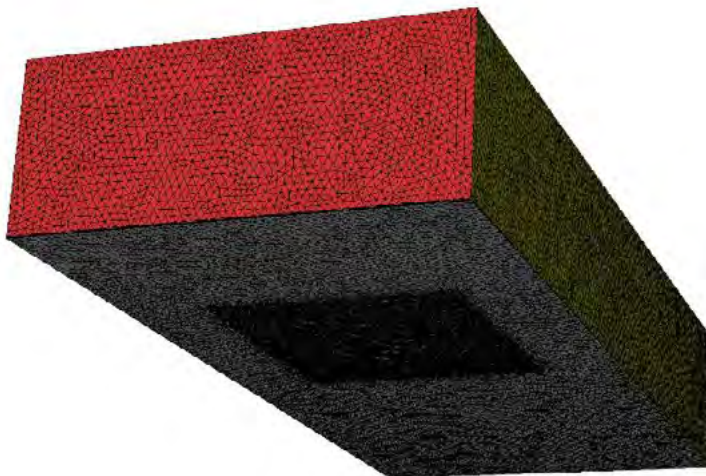


Rysunek 2. Projekt badanego osiedla wraz z numeracją budynków

Na podstawie geometrii osiedla wykonano model domeny obliczeniowej. Powstał on po przeskalowaniu osiedla do rozmiaru 1:500, ponieważ w takiej skali wykonano model, który był badany w tunelu aerodynamicznym. Przyjęto takie granice obszaru domeny wokół osiedla, aby nie wpływały one na jakość obliczeń wewnątrz obszaru obliczeniowego. Zgodnie ze wskazówkami literaturowymi [2] przyjęto wysokość domeny w wysokości pięciokrotności najwyższego budynku, szerokość na boki 2,3 szerokości osiedla, zaś za osiedlem pozostawiono piętnastokrotność wysokości najwyższego budynku. Dłuższy obszar utworzono na wlocie, aby ustabilizować warstwę przyścienną w swobodnym polu przepływu.

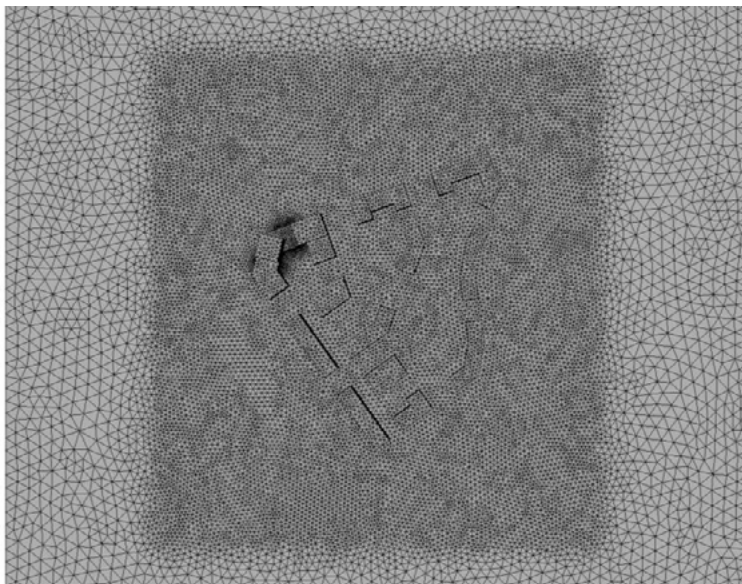
4.2. Siatka obliczeniowa

Na podstawie omówionej geometrii domeny obliczeniowej wykonano siatkę obliczeniową. Dokonując analizy wrażliwości siatki stwierdzono, iż rozmiar oczek siatki przestaje mieć wpływ na jakość obliczeń, gdy ma ona rozmiar 4 712 130 komórek oraz 906 256 węzłów (rys. 3).

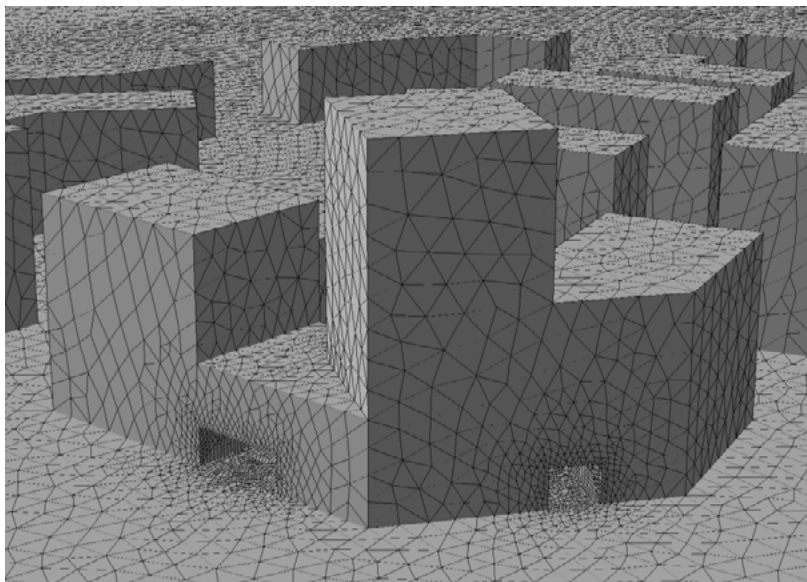


Rysunek 3. Siatka obliczeniowa – widok ogólny

Dookoła budynków oraz w bramach utworzono obszary o większym zagęszczeniu, co przedstawia rys. 4–5.



Rysunek 4. Siatka obliczeniowa – widok od spodu



Rysunek 5. Siatka obliczeniowa – zbliżenie na bramy

Zadbano o zasymulowanie warstwy przyściennej o grubości pierwszego rzędu oczek zawierającej się w optymalnych wartościach parametru y^+ .

4.3. Warunki brzegowe

Przepływ wymuszono za pomocą warunków velocity-inlet oraz pressure-outlet. Profil wlotowy pola prędkości zdefiniowano za pomocą pliku udf jako logarytmiczny w osi pionowej, definiując prędkość normalną (na wys. referencyjnej 10 m wynosiła 10 m/s) oraz energię kinetyczną turbulencji i współczynnik dyssypacji. Ścianom zewnętrznym domeny obliczeniowej przypisano warunek symetry, zaś na podłożu zamodelowano szorstkość o wysokości referencyjnej odpowiadającej 2 m przed przeskalowaniem.

4.4. Ustawienia solvera

Prędkości przepływu są na tyle niewielkie, że solver typu Pressure-Based jest zdecydowanie wystarczający. Analizowano przypadek ustalony. Najczęściej używanym i polecanym do zastosowań aerodynamiki budynków modelem turbulencji jest

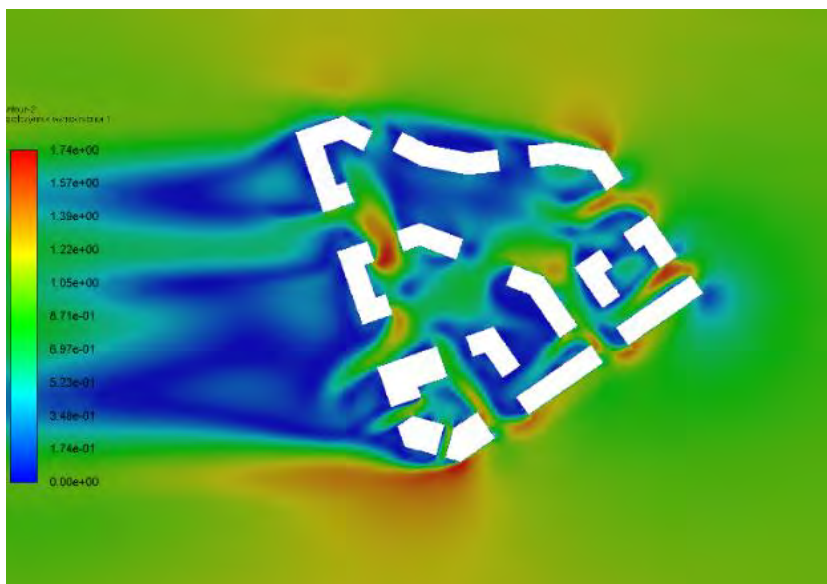
Realizable k- ϵ ze standardową funkcją ścianki [1], więc właśnie ten model został zastosowany. Właściwości płynu przyjęto jak dla powietrza w standardowych warunkach. Zbieżność residuów ustalono na poziomie 10^{-9} .

5. Wyniki

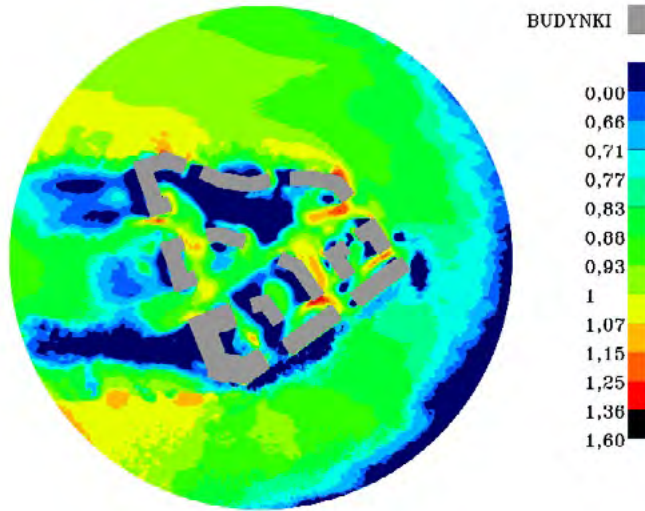
5.1. Porównanie mapy konturowej prędkości i wyników saltacji

Kierunek zachodni

Rysunki 7 i 8 przedstawiają wyniki numeryczne oraz pozyskane metodą saltacji pola prędkości na wysokości $h = 1,75$ m. Można zauważyć istotne podobieństwo, ale też i drobne różnice pomiędzy wynikami numerycznymi i eksperymentalnymi.



Rysunek 6. Mapa konturowa wartości wektorów prędkości, kierunek zachodni

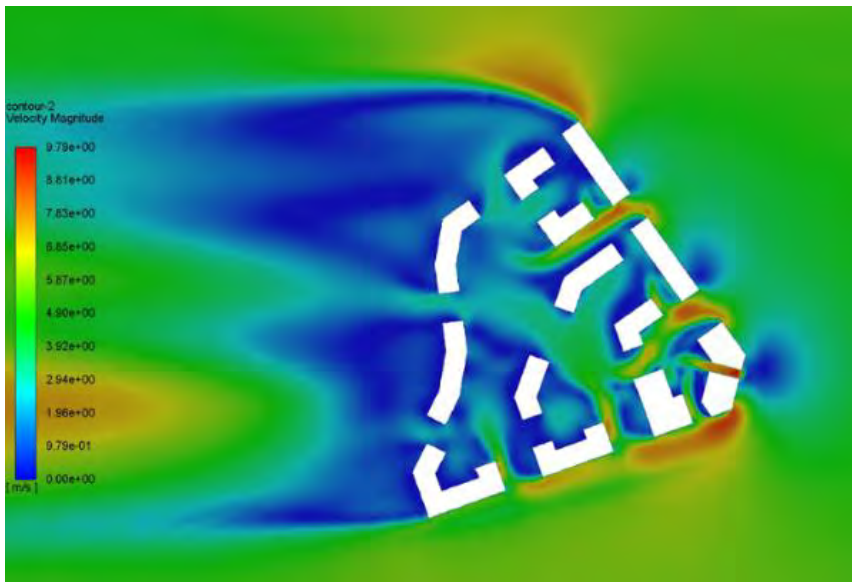


Rysunek 7. Wyniki saltacji, kierunek zachodni

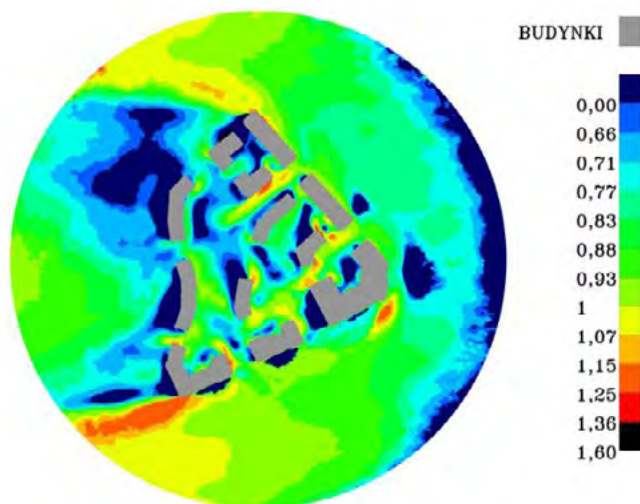
Pewien wpływ ma dokładniejsze odwzorowanie geometrii zagadnienia w przypadku symulacji numerycznej (zamodelowanie obecności bram). Dodatkowo można zauważyć, iż kształty obszarów zastoju mają niekiedy nieco odmienne kształty.

Kierunek północny

W północnym kierunku napływu zdecydowanie można zauważyć różnicę w obecności bramy pod budynkiem C1 i C2 (zgodnie z numeracją przyjętą na rys. 2). Za budynkiem L1 i L2 na wynikach numerycznych widoczna jest strefa zastoju, jednak brak jej w wynikach saltacji. Inaczej również wykreował się przepływ wzdłuż wschodniej ściany osiedla. Strefy lokalnego spadku prędkości powodowane spiętrzeniami przy zachodniej ścianie zostały oddane dość wiernie. Dużą zgodność wykazuje również pole przepływu pomiędzy pozostałymi budynkami (rys. 8 i 9).



Rysunek 8. Mapa konturowa wartości wektorów prędkości, kierunek północny

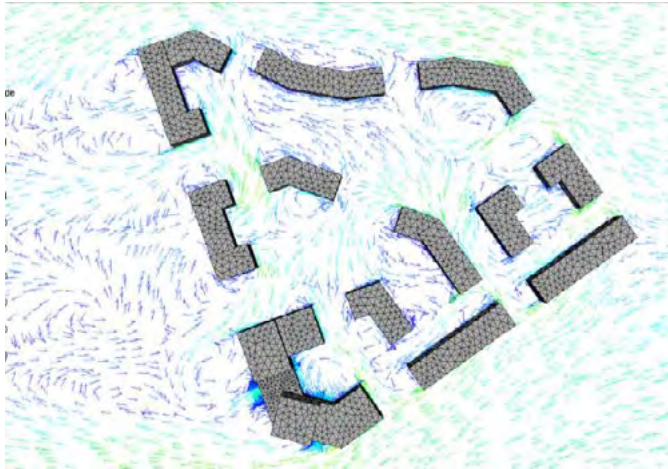


Rysunek 9. Wyniki saltacji, kierunek północny

5.2. Porównanie wektorów prędkości i wyników metody olejowej

Kierunek zachodni

Układ linii prądu widocznych poprzez pozostawiany pigment w metodzie olejowej dość dobrze pokrywa się z układem wektorów prędkości otrzymanych w wyniku badań numerycznych. W szczególności w obu przypadkach dobrze widać kanał mający swój wlot pomiędzy budynkami G1 i F3 oraz wylot pomiędzy D1 i C4. Dobrze również jest widoczna strefa zawirowania przy budynku G (por. rys. 10–13).

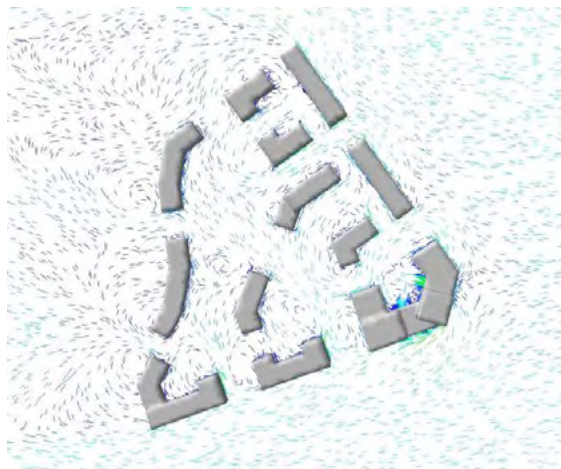


Rysunek 10. Wektory prędkości, kierunek zachodni



Rysunek 11. Metoda olejowa, kierunek zachodni

Kierunek północny



Rysunek 12. Wektory prędkości, kierunek północny

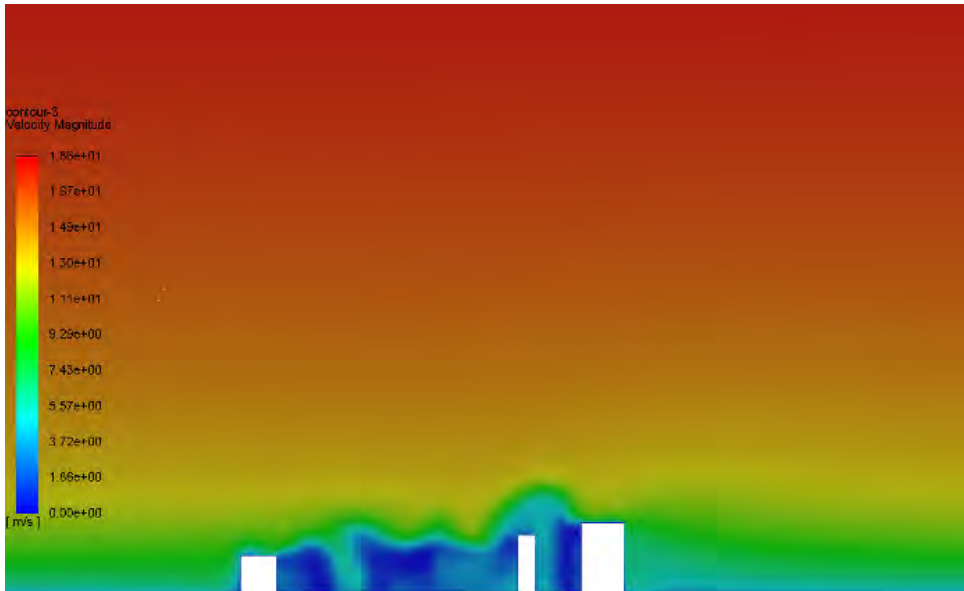


Rysunek 13. Metoda olejowa, kierunek północny

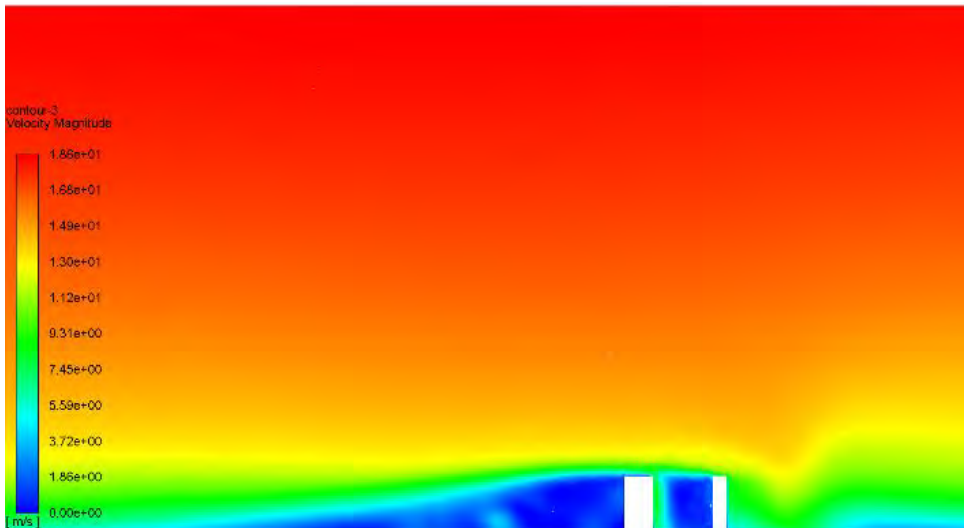
5.3. Przekrój pionowy pola prędkości

Nie jest łatwo otrzymać w tunelu aerodynamicznym pole prędkości w innym miejscu, niż przy podłożu. Wymaga to zastosowania dużej ilości czujników bądź zastosowania bardziej skomplikowanych metod. Jednak w przypadku symulacji numerycznej jest to łatwe do wykonania. Rysunki 14–15 ilustrują przekroje pionowe. Widać

obszary zastoju pomiędzy budynkami, a do tego w przypadku przekroju wzdłużnego (wzdłuż osi przepływu płynu) jest widoczny także długi cień oddziaływania osiedla na obszar położony za nim.



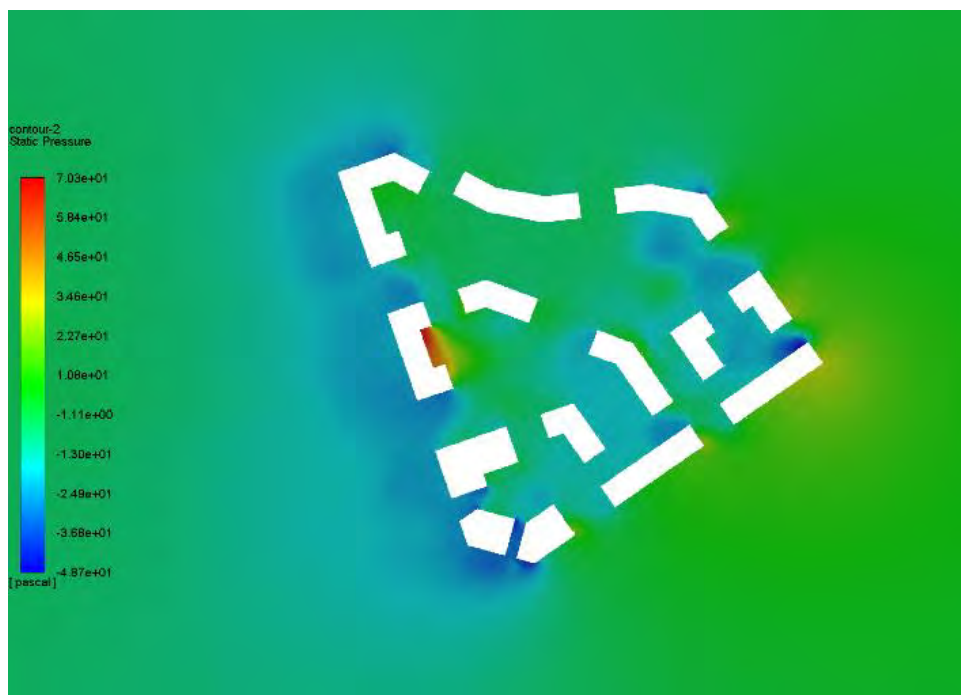
Rysunek 14. Mapa wartości wektorów prędkości – przekrój pionowy poprzeczny



Rysunek 15. Mapa wartości wektorów prędkości – przekrój pionowy wzdłużny (kierunek przepływu od prawej do lewej)

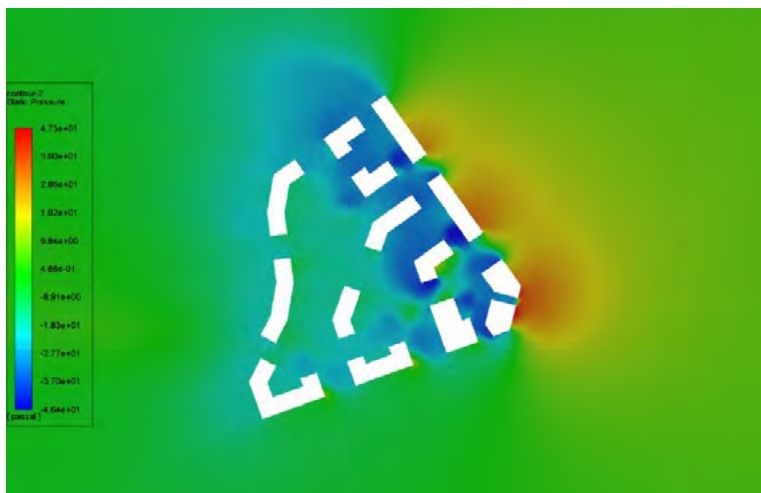
5.4. Mapa konturowa ciśnienia statycznego

Mapa konturowa ciśnienia jest dobrym przykładem jednego z podstawowych odczytów, które bardzo łatwo otrzymać poprzez badanie numeryczne aerodynamiki budynków, natomiast w przypadku badania w tunelu wymagałoby to użycia dużej liczby mierników. Na mapie konturowej widać wyraźnie punkt spiętrzenia od strony napływającego powietrza oraz lokalne maksimum ciśnienia w miejscu, gdzie napływające powietrze natrafia na budynek w kształcie litery C. Można również zauważyć, że linia budynków najbardziej od strony zawietrznej posiada okna wychodzące na przeciwnie strony tak, że pomiędzy nimi tworzy się spory gradient ciśnienia. Generuje to dogodne warunki do przewietrzania mieszkania – rys. 16.



Rysunek 16. Mapa konturowa ciśnienia statycznego – kierunek zachodni

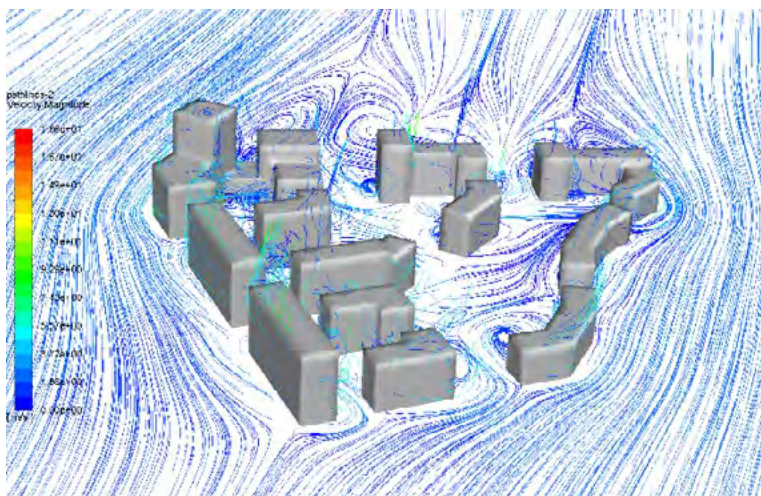
W przypadku kierunku północnego widać mechanizm powstawania dużej prędkości w okolicy bram. Punkt spiętrzenia znajduje się przy kierunku napływu, zaś za pierwszym rzędem budynków jest obszar zastoju. Duży gradient ciśnień pomiędzy tymi obszarami powoduje powstanie dużego wymuszenia w rejonie bramy i dużą prędkość wiatru – rys. 17.



Rysunek 17. Mapa konturowa ciśnienia statycznego – kierunek północny

5.5. Linie prądu

Ten rodzaj odczytu pozwala na zaobserwowanie, co się dzieje z płynem, także w kierunku pionowym, jak cząsteczki płynu wirują we wszystkich kierunkach. Można również zaobserwować, że osiedle działa jak ogromny klin rozdzielający powietrze na 2 części. Ciekawe jest również, w jaki sposób kształtują się turbulencje w obszarach zastoju, powodując odrywanie cząsteczek powietrza od podłoża ku górze.



Rysunek 18. Linie prądu

6. Wnioski

Na podstawie dokonanego porównania badania aerodynamiki osiedla za pomocą tunelu aerodynamicznego oraz symulacji numerycznej można stwierdzić, iż oba te podejścia mają swoje wady i zalety. Pomiar w tunelu aerodynamicznym daje dużą wierność wyników, są jednak pracochłonne i nie można w prosty sposób otrzymać innych raportów, niż dotyczących powierzchniowego pola przepływu prędkości.

Symulacja numeryczna możliwa jest do wykonania bez potrzeby tworzenia modelu fizycznego. Ogranicza to koszty związane z pracą tunelu i materiałami do wykonania modelu. Zdarzają się pewne niedokładności w odwzorowaniu wyników doświadczalnych, jednak ogólne jakościowe tendencje zachodzących procesów są odwzorowane poprawnie. Otwiera się natomiast pole możliwości uzyskiwania skomplikowanych raportów dotyczących różnych parametrów przepływu w całym jego polu.

7. Bibliografia

- [1] Jędrzejewski M., Pocwierz M., Zielonko-Jung, K. The Problem of Airflow Around Building Clusters in Different Configurations, *Archive of Mechanical Engineering*, 2017, 64(3), 401–418. doi: 10.1515/meceng-2017-0024.
- [2] Tominaga Y. et al., AIJ Guidelines for Practical Applications of CFD to Pedestrian Wind Environment Around Buildings, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 2008, 96(10–11), 1749–1761. doi: 10.1016/j.jweia.2008.02.058.

Autor

Grzegorz Królak

Politechnika Warszawska
Kolo Naukowe Energetyków

Opiekun naukowy
dr inż. Marta Poćwierz

Jacek Wróbel

CZY RYNEK MOCY ZWIĘKSZA BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE POLSKI?

Streszczenie

W artykule omówione zostały prognozy rozwoju oraz problemy, z jakimi zмага się sektor elektroenergetyczny w Polsce, m.in. wzrost kosztów uprawnień do emisji CO₂, deficyt mocy dyspozycyjnej oraz wynikająca z niego konieczność importu energii elektrycznej z innych państw. Omówiono genezę wprowadzenia rynku mocy w Polsce oraz dotychczasowe funkcjonowanie mechanizmu mocowego w Polsce, biorąc pod uwagę przeprowadzone już aukcje mocy. Omówiono i porównano efektywność tego typu mechanizmów w kontekście zapewnienia ciągłości i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Polska, jak wiele innych państw, stoi przed ryzykiem zaistnienia przewagi popytu nad podażą mocy w systemie energetycznym. W tekście odwołano się również do historii wprowadzenia mechanizmu mocowego w Polsce – przedstawiono jego główne założenia, a także jego dotychczasowy i planowany wpływ na kształt rynku energii w Polsce.

Słowa kluczowe: rynek mocy, rynek energii, bezpieczeństwo energetyczne, rentowność inwestycji.

Oznaczenia

- BAT – Najlepsze dostępne techniki (ang. *Best Available Technique/Technology*)
- Blackout – przerwa w dostawie energii elektrycznej na dużą skalę
- CRM – Mechanizm niezawodności mocowej (ang. *Capacity Reliability Mechanism*)
- DSR – „Reakcja Strony Popytowej” (ang. *Demand Side Response*)
- EOM – Rynek tylko energii (ang. *Energy Only Market*)
- JWCD – Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
- KDT – Kontrakty Długoterminowe
- KE – Komisja Europejska
- KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny
- MW – Megawat – jednostka mocy
- nJWCD – Jednostka wytwórcza niebędąca JWCD
- OSD – Operator Sieci Dystrybucyjnej
- OSP – Operator Sieci Przesyłowej
- OZE – Odnawialne Źródła Energii
- PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne
- RB – Rynek Bilansujący

TGE	– Towarowa Giełda Energii
TWh	– Terawatogodzina – jednostka energii
URE	– Urząd Regulacji Energetyki

1. Wprowadzenie

W Polsce, jak i na całym świecie kwestie związane z bezpieczeństwem energetycznym powinny być traktowane jako istotny element bezpieczeństwa narodowego. W polskim systemie prawnym bezpieczeństwo energetyczne zostało zdefiniowane jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska” [10].

Ostatnie trzy dekady to okres bardzo dynamicznego rozwoju rynku energii elektrycznej zarówno w Polsce, jak i całej Europie. Do niedawna jednotowarowy rynek energii z pewnymi elementami mocowymi, takimi jak np. rezerwa zimna i ciepła, został uzupełniony o pełnoprawny element mocowy, stając się poprzez to rynkiem dwutowarowym. Poza zapewnieniem stymulowania oraz wspierania inwestycji w nowe źródła wytwarzania, a także zwiększeniem rentowności istniejących już instalacji, rynek mocy ma na celu zagwarantowanie sprawnego działania Krajowego Systemu Energetycznego (KSE), a co za tym idzie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw.

Jest to niezwykle istotne, biorąc pod uwagę wydarzenia z sierpnia 2015 r., kiedy to ze względu na niewystarczającą ilość mocy w systemie elektroenergetycznym wprowadzono 20. stopień zasilania zmuszający odbiorców przemysłowych do zredukowania pobieranej mocy. Zbieg niekorzystnych wydarzeń, takich jak wysoka temperatura i niski poziom wód w rzekach, awarie oraz okres remontowy w elektrowniach zawodowych wyraźnie pokazały, że w polskim systemie elektroenergetycznym nie ma wystarczających zapasów mocy. Podobna, dużo bardziej nagłośniona na arenie międzynarodowej, sytuacja miała miejsce w Kalifornii w 2001 r. Zyskała ona nawet przydomek „kryzysu kalifornijskiego”. Do głównych przyczyn tamtej sytuacji można zaliczyć przede wszystkim niedokończoną liberalizację rynku, zaniedbane inwestycje oraz ekstremalne warunki pogodowe, czyli czynniki bardzo podobne do tych, które zachwiały systemem elektroenergetycznym w Polsce.

Przyczyn impasu inwestycyjnego w polskiej energetyce jest wiele, jednak jako jedną z głównych należy podać stosunkowo niską cenę na rynku hurtowym energii elektrycznej¹. Duży wolumen energii elektrycznej w Polsce jest produkowany przez stare, w większości zamortyzowane już bloki energetyczne, a uzupełniany jest on

¹ Nawet, biorąc pod uwagę wzrosty cen podczas ostatniego roku, które były w dużej mierze spowodowane wzrostem cen emisji CO₂.

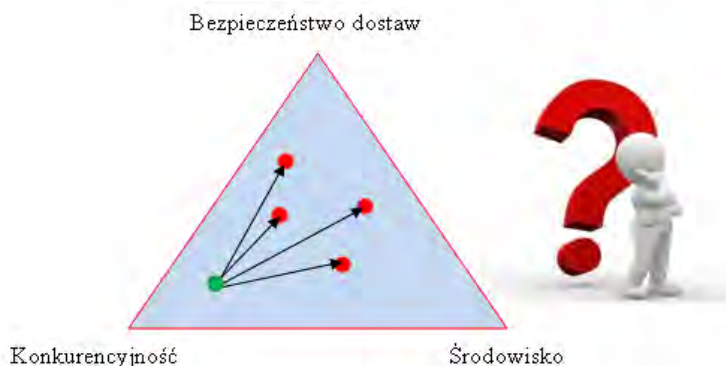
przez subsydiowane odnawialne źródła energii. Wraz ze wzrostem generacji energii z OZE spada również procent wykorzystania elektrowni konwencjonalnych. Zjawisko to znane jako tzw. problem uciekających przychodów (ang. *missing money problem*) uniemożliwia uzyskanie przychodu elektrowniom zawodowym, na poziomie pozwalającym na nowe inwestycje, i może mieć skutek w problemach operatora ze zbilansowaniem systemu. Jednakże fakt braku wystarczających środków na budowę źródeł konwencjonalnych nie pozostaje tylko problemem inwestycyjnym. Zdecydowana większość ekspertów z sektora energetycznego wspomina również o tzw. kosztach osieroconych (ang. *stranded costs*), czyli kosztach ulokowanych w przedsięwzięciach, których realizacja nie ma uzasadnienia związanego z efektywnością ekonomiczną oraz nie zostały one w pełni zamortyzowane. Częściowo wynikają one ze znaczących zmian technologicznych w sektorze. Ponadto duży wpływ na generowanie kosztów osieroconych ma wsparcie finansowe większości technologii OZE. Dodatkowo postępująca liberalizacja rynku oraz uczestnictwo coraz większej liczby podmiotów w handlu energią elektryczną prowadzi do zwiększenia konkurencji na rynku i dalszego spadku cen.

W przypadku każdej inwestycji w źródła produkujące prąd do analizy opłacalności brana jest pod uwagę cena energii elektrycznej, kapitałochłonność elektrowni oraz koszty finansowania. Przez ostatnie lata, na podstawie prowadzonych analiz, z pewnością trudno było znaleźć uzasadnienie ekonomiczne dla nowych inwestycji. Problem z przepływami pieniężnymi, niepewność zwrotu kapitału oraz wysoki koszt początkowy zniechęcały zarówno spółki energetyczne, jak i zewnętrznych inwestorów do podejmowania nowych projektów. Do bodźców zniechęcających inwestorów należy również zaliczyć ogromne opóźnienia budowy bloków konwencjonalnych. Można mnożyć przykłady nie tylko „z własnego podwórka” – zaczynając od Kozienic (planowany termin: lipiec 2017 r.; budowa bloku zakończona w 2019 r.) czy Stalowej Woli (blok gazowo-parowy, który miał być uruchomiony w 2016 r., ma trafić do eksploatacji dopiero w 2020 r.).

W związku z powyższym podjęto próbę opracowania mechanizmów, które nie tylko wesprą wytwórców i poprawią rentowność działających już elektrowni, ale także umożliwią prowadzenie nowych inwestycji w elektrownie konwencjonalne, mając do tego uzasadnienie biznesowe. Bazując na mechanizmach wprowadzonych w innych krajach, w Europie i na świecie opracowano projekt wdrożenia mechanizmu mocowego w Polsce.

Rysunek 1 prezentuje trójkąt, który w dość prosty, lecz obrazowy sposób przedstawia dylematy współczesnej energetyki i kwestie efektywności. W uproszczeniu system energetyczny każdego państwa można przedstawić jako punkt na powierzchni trójkąta. W przybliżeniu można stwierdzić, że Polska aktualnie jest w punkcie zielonym – cena energii elektrycznej jest konkurencyjna, doświadczamy wielu problemów

z wymogami środowiskowymi oraz poza własnymi zasobami węgla nie mamy znaczących złóż innych surowców energetycznych (gazu, ropy czy uranu). Z dwóch ostatnich faktów wynika znaczna odległość naszego „punktu” od boku łączącego bezpieczeństwo dostaw i środowisko.



Rysunek 1. Trójkąt priorytetów energetycznych

Źródło: opracowanie własne na podstawie warsztatów prowadzonych przez Jean-Andre Barbosa (Areva).

Czerwone punkty oznaczają miejsca, w których Polska może potencjalnie znaleźć się za kilkanaście lat. Zabiegi dążące do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw zmniejszają konkurencyjność. Ogromne możliwości produkcji z odnawialnych źródeł energii państw sąsiadujących z Polską oraz powstające połączenia na granicach dają możliwość importu taniej energii, jednakże tylko wtedy, gdy wyrazi na to zgodę operator innego państwa. Wiąże się to z ogromnym uzależnieniem, niemalże utratą suwerenności i bezpieczeństwa w zarządzaniu zużyciem.

Koszt związany ze zużyciem energii elektrycznej ma znaczący wpływ nie tylko na funkcjonowanie przedsiębiorstw i osób prowadzących własną działalność, ale także jest ważny dla gmin i powiatów, a przede wszystkim dla gospodarstw domowych. Przy rosnących cenach energii pogarszają się warunki prowadzenia działalności gospodarczej oraz spada jej konkurencyjność. Można zatem wysnuć tezę, że stabilna i odpowiednio niska cena energii elektrycznej jest bodźcem do rozwoju gospodarczego. Dodatkowo funkcjonowanie sieci przesyłowej w sposób niezakłócony i przy zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw jest jednym z najważniejszych elementów funkcjonowania współczesnej gospodarki. Wprowadzenie mechanizmów ekonomicznych promujących zeroemisyjne technologie wytwarzania może mieć znaczący wpływ na ceny produkcji energii, przesuując punkt poziomo w prawą stronę.

Decyzja o tym, w którą stronę Polska będzie podążać przez najbliższe lata (nie 5 czy 10, lecz przynajmniej 30 – na taki okres celowe jest budowanie polityki energetycznej) jest jedną z najważniejszych, przed której podjęciem stoją rządzący. Racjonalna gospodarka paliwowo-energetyczna kraju stanowi jeden z kluczowych filarów każdego kraju. Przede wszystkim istotne jest konsekwentne podążanie obraną drogą, a nie próba zmiany wybranego celu po kilku latach – szczególnie przy zmianie władzy. Powinna ona przede wszystkim uwzględniać stabilne ramy dla inwestycji, które mogłyby się przyczynić do bezpiecznej i zrównoważonej podaży energii.

Wobec powyższego główny problem badawczy niniejszej pracy zawiera się w pytaniu: czy dotychczasowy wpływ rynku mocy zwiększa bezpieczeństwo energetyczne Polski?

2. Charakterystyka Krajowego Systemu Energetycznego

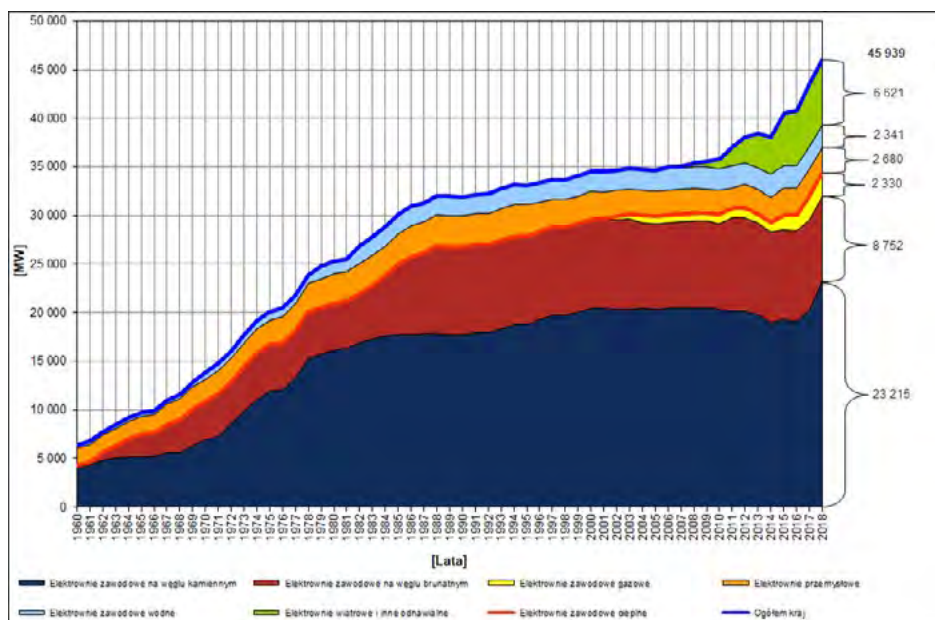
Dostęp do energii wymaga działania rozbudowanego układu urządzeń do jej wytwarzania, przesyłania i rozdziału. To właśnie on nazywany jest Krajowym Systemem Energetycznym. Sumaryczne zużycie energii elektrycznej w Polsce w 2018 r. przekroczyło 170 TWh. Produkcja energii w tym czasie wyniosła nieco ponad 165 TWh. Od momentu agregacji danych (rok 1960) widoczny jest zdecydowany trend wzrostu zużycia energii elektrycznej w Polsce oraz wzrostu maksymalnego i średniego zapotrzebowania na moc (poza okresami transformacji gospodarczej oraz kryzysu energetycznego).

Przez ostatnie 25 lat moc zainstalowana w krajowych elektrowniach wzrosła o ponad 40%. Analizując dane ujęte na rys. 2, można wyodrębnić kilka okresów, w których zmiany były spowodowane głównie:

- budową bloków o mocy 125–200 MW (lata 1961–1970);
- budową bloków o mocy 360 MW oraz 2 x 500 MW (lata 1971–1980);
- budową 12 bloków o mocy jednostkowej 360 MW w Belchatowie oraz budową Elektrowni Polaniec (lata 1981–1990);
- brakiem znaczących inwestycji; wzrost mocy o 2,6 GW (lata 1999–2000);
- utrzymaniem poziomu mocy zainstalowanej; subtelny rozwój mocy zainstalowanych w elektrowniach gazowych (lata 2001–2010);
- dynamicznym rozwojem źródeł alternatywnych, m.in. elektrowni wiatrowych (od 2011 r.).

Całkowita moc zainstalowana w KSE wyniosła w 2018 r. 45 650 MW (29 416 MW w JWCD, 16 189 MW w nJWCD). W Polsce jednostkami wytwórczymi

są głównie elektrownie ciepłe opalane węglem brunatnym lub kamiennym, które stanowią około 70% mocy zainstalowanej w całym systemie. Pozostała moc jest zainstalowana w elektrowniach gazowych (5%), wodnych (5%), przemysłowych (6%) oraz odnawialnych źródłach energii (14%). Maksymalne zapotrzebowanie na moc w roku 2018 miało miejsce 28 lutego i wyniosło 26 448 MW. Minimalne zapotrzebowanie na moc miało miejsce 24 czerwca i wyniosło 12 221 MW. Na rys. 2 przedstawiono wzrost mocy zainstalowanej w Polsce w latach 1960–2018. Do 2010 r. polska energetyka opierała się praktycznie wyłącznie na węglu kamiennym i brunatnym oraz na elektrowniach wodnych.



Rysunek 2. Wzrost mocy zainstalowanej w KSE w latach 1960–2018 [28]

W 2018 r. elektrownie ciepłe opalane dwoma rodzajami węgla odpowiadały za prawie 80% wyprodukowanej energii (131,447 z 165,214 TWh). Największy udział w krajowym miksie energetycznym posiadał węgiel kamienny. Tylko niecałe 11 TWh (około 7% produkcji) powstało z elektrowni wiatrowych i innych odnawialnych. Jednakże w przeciągu ostatniej dekady widoczny jest bardzo dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych oraz produkcji w nich energii. W roku 2008 moc zainstalowana wynosiła jedynie 350 MW, by w roku 2018 osiągnąć rekordowy poziom 6 452 MW, a produkcja energii z OZE w 2008 r. wyniosła 0,68 TWh (niecałe 0,5% całkowitej produkcji).

Zwiększona generacja z farm wiatrowych w Polsce, jak i za granicą wpłynęła na zmniejszenie poziomu generacji w elektrowniach konwencjonalnych o ponad 5% w latach 2011–2015.

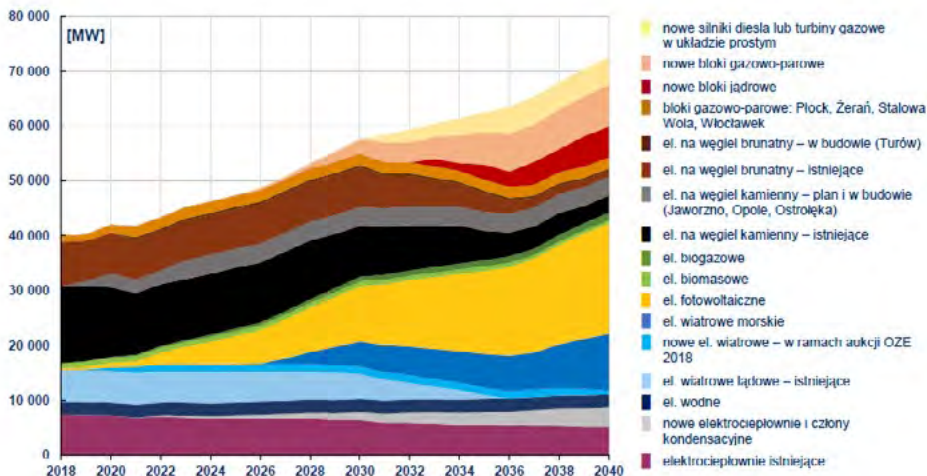
Różnica pomiędzy udziałem mocy zainstalowanej a produkcją energii elektrycznej wynika przede wszystkim z odmiennych uwarunkowań technicznych i ekonomicznych. Produkcja z odnawialnych źródeł energii jest mocno uzależniona od warunków atmosferycznych (tzw. generacja zdeterminowana). Elektrownie węglowe są wykorzystywane praktycznie cały czas jako podstawa w systemie, zaś elektrownie gazowe o krótkim czasie rozruchu są używane w tzw. „szczytach” zapotrzebowania, dzięki możliwości szybkiego rozruchu. Zazwyczaj nie są one używane w trybie ciągłym ze względu na wyższe koszty produkcji energii.

3. Prognozy rozwoju rynku energii w Polsce

Większość analiz przygotowanych przez firmy konsultingowe bądź instytucje pozarządowe wskazuje na problem ze zbilansowaniem mocy w Polsce w perspektywie kilku lat.

Na rys. 3 przedstawiono prognozę mocy zainstalowanej w polskim systemie elektroenergetycznym do roku 2040. Dane te odzwierciedlają zapisy dokumentu *Polityka Energetyczna Polski (PEP 2040)* [17], której kolejna wersja oczekuje na publikację, po krajowych konsultacjach społecznych i publicznych przeprowadzonych w latach 2018–2019.

Według prognozy w 2040 r. moc zainstalowana w KSE ma przekroczyć 70 GW. Interesujący jest fakt, że przedstawiono bardzo dynamiczny wzrost w segmencie morskiej energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki. Moc zainstalowana w elektrowniach opalanych węglem kamiennym oraz węglem brunatnym w 2040 r. nieznacznie przekroczy 10 GW. Od 2033 r. systematycznie będzie rosła dostępność mocy pochodzącej z elektrowni atomowych. Znacząca moc zainstalowana w odnawialnych źródłach energii, biorąc pod uwagę ich dużą niestabilność generacji, będzie bilansowana przez nowe bloki gazowo-parowe oraz silniki proste lub turbiny gazowe w układzie prostym.



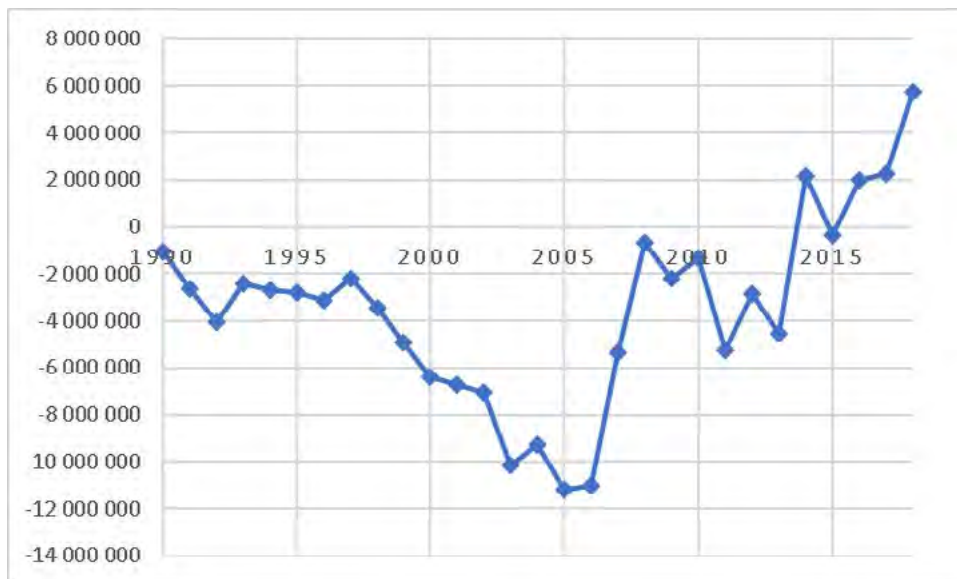
Rysunek 3. Prognoza mocy zainstalowanej w Polsce z podziałem na źródła do roku 2040

Źródło: Załącznik numer 1 do [17].

3.1. Polskie problemy związane z produkcją energii i jej ceną

W ciągu ostatnich 25 lat Polska pozostawała eksporterem energii elektrycznej netto, co ilustrują dane ujęte na rys. 4. Od roku 2016 stale importowane są znaczące ilości energii elektrycznej. Główną przyczyną jest stosunkowo niska cena energii z źródeł odnawialnych np. w Szwecji czy Niemczech, z którymi Polska posiada połączenia transgraniczne. W ramach tworzenia unijnego rynku energii oraz powstawania kolejnych połączeń pomiędzy krajami proces ten będzie się intensyfikował, co z kolei zdecydowanie negatywnie wpłynie na konkurencyjność polskiej energetyki konwencjonalnej.

W ostatnich latach Polska importuje także energię elektryczną z Ukrainy oraz Litwy. W 2016 r., dzięki nowemu połączeniu LitPol Link, do Polski sprowadzono 659 GWh. Biorąc pod uwagę trendy z ostatnich lat, Polska staje się zdecydowanym importerem energii elektrycznej. Ma to niebanalne znaczenie i wpływ na obecnie funkcjonujące elektrownie oraz nowe inwestycje w jednostki wytwórcze.



Rysunek 4. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą w latach 1990–2018 – przepływy fizyczne [kWh]

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych [21].

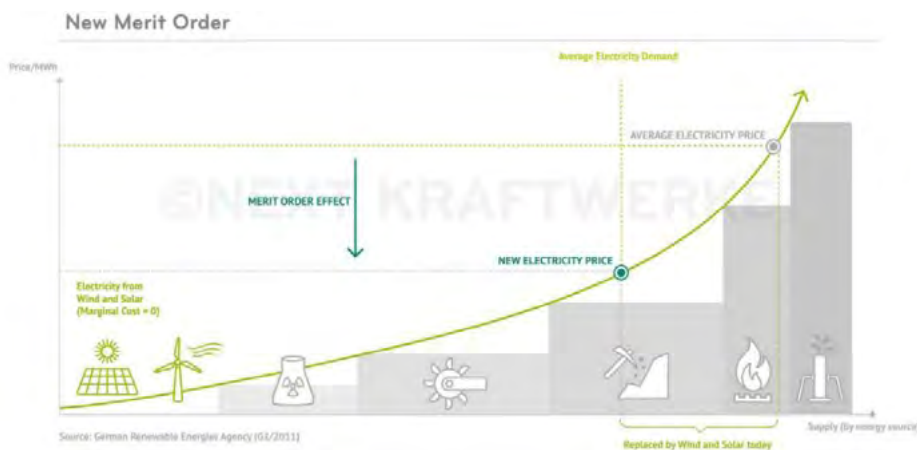
Rosnący wolumen energii elektrycznej wymienianej pomiędzy państwami, nie tylko w Polsce, ale i w całej Unii Europejskiej (UE) prowadzi niewątpliwie do wyrównania poziomu cen hurtowych energii elektrycznej. Oznacza to, że w przyszłości na poziom ceny energii w Polsce znaczący wpływ będą miały zagraniczne elektrownie o niskich kosztach zmiennych (przede wszystkim odnawialne źródła energii), które będą w stanie oferować energię po niższych cenach niż polskie elektrownie konwencjonalne.

Zmieniony kierunek wymiany transgranicznej powoduje, że produkcja w elektrowniach konwencjonalnych nie rośnie, lecz spada w wyniku bardziej konkurencyjnych cen „zielonej energii” zza granicy oraz rosnącego udziału OZE w polskim miksie energetycznym. Taka sytuacja rynkowa negatywnie wpływa na rentowność jednostek wytwórczych, obniżając ich przychody ze sprzedaży energii elektrycznej.

Na konkurencyjnym rynku cena kształtowana jest w oparciu o koszty marginalne wytwarzania jednostek. Tworzony jest tzw. „stos” – od jednostek o najmniejszym koszcie zmiennym do tych o największym koszcie zmiennym. W pierwszej kolejności na rynku alokowany jest cały wolumen produkcji z OZE ze względu na niski koszt. Następnie kontraktowany jest wolumen tzw. „must-run”, tj. elektrociepłownie oraz elektrownie przemysłowe, które dostarczają moc bez względu na zapotrzebowanie w systemie elektroenergetycznym. Potem dopiero znajduje się miejsce dla elektrowni

konwencjonalnych, zazwyczaj w kolejności: atom, węgiel brunatny, węgiel kamienny, gaz, olej (kolejność ta, w zależności od ceny paliwa i uprawnień do emisji, może być inna). Pozioma krzywa popytu na energię wyznacza cenę. Efekt ten zmniejsza możliwość lokowania energii z jednostek konwencjonalnych na rynku. W związku z tym występuje sytuacja, w której dochody jednostek konwencjonalnych nie pokrywają w pełni kosztów przez nie ponoszonych.

Jak wynika z analizy danych ujętych na rys. 5, ciągły spadek kosztów produkcji energii elektrycznej – zwłaszcza w przypadku produkcji energii odnawialnej – spowodował przesunięcie kolejności zleceń, a konwencjonalne elektrownie zajęły bardziej wsteczne stanowisko.



Rysunek 5. Przykład merit order effect z pokazaniem skalowalnych kosztów produkcji w różnych źródłach [37]

Efekt ten jest dość widoczny w przypadku coraz większego udziału energii odnawialnych (takich jak fotowoltaika, energia wiatrowa czy biomasa). Zmienne elektrownie fotowoltaiczne i wiatrowe, których koszty krańcowe są bliskie zeru, wkraczają na rynek i spychają konwencjonalne elektrownie na koniec biegu jałowego w okresach szczytowego obciążenia. Branża energetyczna opisuje to zjawisko jako efekt zamówienia na energię odnawialną (*merit order effect* – MOE). Tylko obciążenie resztkowe – pozostałe zapotrzebowanie na energię elektryczną, którego energie odnawialne nie są w stanie pokryć – musi być zapewnione przez elektrownie konwencjonalne.

Brak przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej generuje problem braku mocy (ang. *missing capacity problem*). Szybki wzrost dotowanych OZE powoduje utratę przychodów przez elektrownie ciepłone. Wraz ze starzeniem się i wyłączeniem kolejnych bloków zwiększa się ryzyko braku stabilności systemu. Brak zachęt do rozwoju portfela wytwórczego oraz wcześniejsze wyłączenia bloków z eksploatacji to dwa

główne problemy sektora wytwórczego. Warto również zwrócić uwagę na normy środowiskowe, które również wymuszają częściowe (liczba godzin do wyłączenia) bądź całkowite zamknięcie jednostek wytwórczych.

Polska energetyka ma również poważny problem z dostosowaniem się do BAT-ów i towarzyszących im dokumentów referencyjnych (tzw. BREF) dla dyrektywy o emisjach przemysłowych (IED). Dokumenty te wprowadzają znaczne ograniczenia emisji substancji do atmosfery w procesie produkcji energii w elektrowniach konwencjonalnych. Według dwóch scenariuszy przygotowanych przez operatora sieci, wycofania mocy mogą w 2030 r. wynieść około 5,6 GW dla scenariusza modernizacyjnego i 17,3 GW dla scenariusza wycofań.

Nie należy również zapominać o pakiecie klimatyczno-energetycznym, popularnie nazywanym „3 × 20”, który zakłada do 2020 r. osiągnięcie 20-procentowego udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej, 20% poprawy efektywności energetycznej oraz redukcję o 20% emisji gazów cieplarnianych.

W przeciągu ostatniego dziesięciolecia, analizując przedstawione powyżej fakty, rosło ryzyko utraty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Rynek energii elektrycznej w Polsce nie generuje wystarczających bodźców dla inwestorów oraz nie zapewnia utrzymania rentowności istniejących, niezamortyzowanych jednostek wytwórczych, które są podstawą do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

Biorąc pod uwagę wieloletnie doświadczenia różnych państw borykających się z problemem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, w Polsce rekomendowane jest wprowadzenie rynku mocowego obok rynku energii. W różnych modelach, które zostały opisane w kolejnych częściach pracy, państwa będące członkami Unii Europejskiej oraz Stany Zjednoczone wprowadziły, bądź rozważają wprowadzenie, rynków mocy w celu uniknięcia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw.

Obecny model rynku energii, który bazuje na modelu rynku jednotowarowego nie jest w stanie zagwarantować wystarczającej ilości kapitału oraz zachęcić inwestorów do ulokowania gotówki w sektor konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. W innych krajach problemy oraz ich geneza są bardzo podobne. Jest to widoczne na przykładzie Wielkiej Brytanii i Stanów Zjednoczonych, które zdecydowały się na wprowadzenie rozwiązań opartych na mechanizmach mocowych. Biorąc pod uwagę doświadczenia innych państw, zdecydowano się wprowadzić rynek mocy w Polsce.

4. Modele mechanizmów mocowych

Omówione trendy na rynku energii nie stanowią problemu wyłącznie w Polsce. Zmniejszające się rezerwy mocy oraz brak inicjatyw inwestycyjnych skłoniły wiele

krajów w Unii Europejskiej i na świecie do wprowadzenia mechanizmu płatności za moc. Ze względu na różne miksy energetyczne, a także uwarunkowania ekonomiczne czy klimatyczne brak jest ujednoczonego rozwiązania.

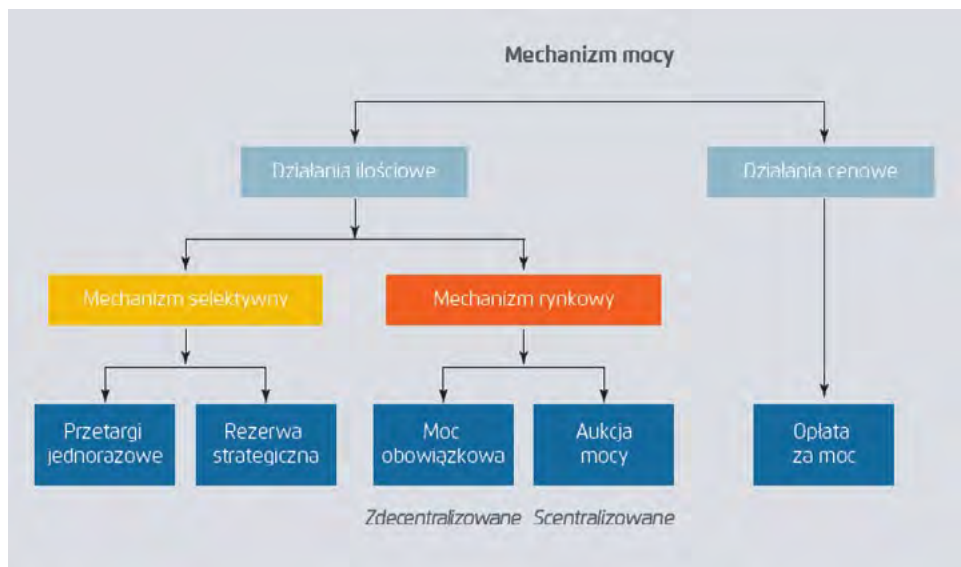
Wraz z szybkim wzrostem produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i stopniowym wycofywaniem z rynku źródeł konwencjonalnych, bazujących na wytwarzaniu energii z węgla i reakcji jądrowych, rośnie obawa, że europejskie rynki energii elektrycznej w nadchodzących latach nie będą w stanie zapewnić wystarczającej zdolności produkcyjnej. Do czynników mających znaczący wpływ na kształtowanie się rynku energii elektrycznej w przyszłości należy zaliczyć:

- politykę klimatyczną na poziomie globalnym oraz europejską politykę związaną z cenami emisji dwutlenku węgla, celami w zakresie produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz efektywności energetycznej,
- rozwój rynków paliw, a w szczególności rynku gazu,
- regulacje i kształtowanie rynku: subsydia (w szczególności dla źródeł odnawialnych) oraz opłaty za korzystanie ze środowiska,
- rozwiązania technologiczne oraz związane z nimi koszty,
- otoczenie gospodarcze, w tym ogólną sytuację koniunkturalną, która wpływa na decyzje inwestorów, również w sektorze energetycznym.

W związku z licznymi niewiadomymi i trudnością w zaprognozowaniu wpływu każdego z czynników na kształt rynku, nie ma jednoznacznej zgody ekspertów co do zasadności wprowadzenia mechanizmów mocowych. Niektórzy utrzymują, że rynek „tylko energii” (ang. EOM, *Energy Only Market*) jest zasadniczo wadliwy i istnieje konieczność wprowadzenia mocy jako drugiego towaru, podczas gdy inni zarzucają wady nierynkowego kształtowania cen za energię, faworyzowania jednostek konwencjonalnych oraz niedozwoloną pomoc publiczną takich rozwiązań.

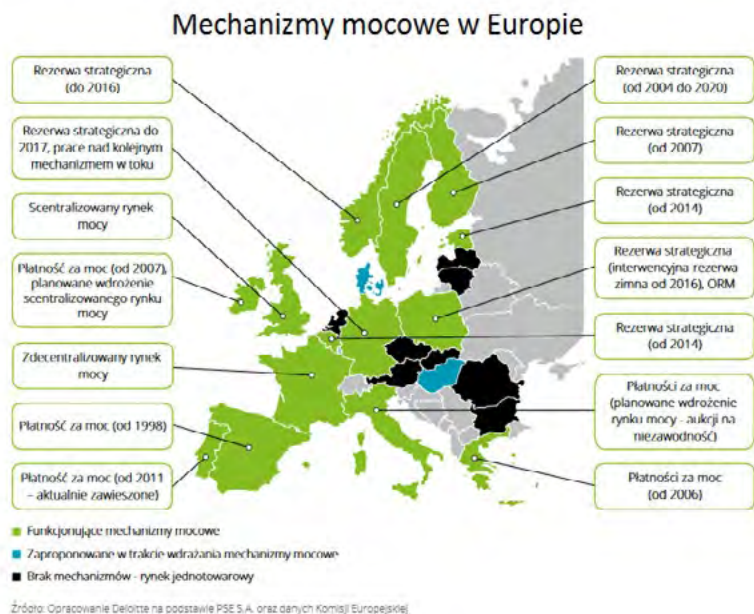
Niezależnie od zasadności i opinii na temat mechanizmów mocowych, należy stwierdzić, że ich nadrzędnym celem jest wzmocnienie zachęt dla inwestycji w zakresie mocy wytwórczych. Mechanizmy te występują w wielu różnych formach i konstrukcjach, implementując różne formy interwencji rynkowych.

Rynki mocy można ogólnie podzielić na oparte o cenę oraz oparte o wolumen. W przypadku pierwszego rozwiązania, konieczne jest wyznaczenie ceny mocy dyspozycyjnej. Przykład takiego mechanizmu to „opłata za moc”. Drugie rozwiązanie zakłada płatność w oparciu o ilość mocy. Płatność za moc może mieć charakter rynkowy bądź selektywny. Wśród mechanizmów rynkowych znajdują się modele rynków scentralizowanych i zdecentralizowanych. Do grupy selektywnej możemy zaliczyć przetargi oraz rezerwę strategiczną. Na przykład funkcjonująca w Polsce tzw. interwencyjna rezerwa zimna może być zaliczona jako rezerwa strategiczna (charakter selektywny) – rys. 6.



Rysunek 6. Systemy mechanizmów wynagradzania mocy [13, s. 9]

Wiele krajów będących członkami UE wprowadziło lub wprowadza mechanizmy mocowe. Na rys. 7 przedstawiono zestawienie aktualnych rozwiązań stosowanych w krajach UE.



Rysunek 7. Mapa mechanizmów mocowych w Europie – stan na 2017 rok [42]

Mechanizmy przepustowości zostały wdrożone w kilku krajach europejskich. Rozwiązanie to jest również dyskutowane lub wdrażane w innych krajach. Finlandia, Norwegia, Polska i Szwecja posiadają obecnie rezerwy strategiczne, podczas gdy Grecja, Irlandia, Włochy, Portugalia i Hiszpania dokonują płatności za zdolność produkcyjną. Wszystkie mechanizmy są do pewnego stopnia ukierunkowane lub zróżnicowane. Żaden z nich nie jest otwarty na uczestnictwo transgraniczne, chociaż wymiana mocy między Irlandią a Zjednoczonym Królestwem jest realizowana w oparciu o ceny, w tym opłaty za przepustowość.

Francja i Zjednoczone Królestwo zdecydowały się na wdrożenie mechanizmów zdolności przesyłowych, a w Niemczech i Belgii trwają na ten temat dyskusje. Francja wybrała model opierający się o certyfikację zdolności i reakcji na zapotrzebowanie, gdzie można handlować certyfikatami. Wielka Brytania opowiedziała się za scentralizowaną, ogólnorynkową aukcją mocy.

5. Rynek mocy w Polsce

Do głównych oczekiwań stawianych przed mechanizmem mocowym w Polsce zalicza się, na podstawie doświadczeń innych państw, zapewnienie odpowiedniego wolumenu mocy dyspozycyjnej w KSE oraz ciągłości dostaw dla odbiorców.

W sposób ekonomicznie uzasadniony należy wspierać i zachęcać do budowy nowych jednostek wytwórczych oraz dążyć do zredukowania zapotrzebowania szczytowego poprzez mechanizm DSR. Należy przeprowadzać aukcję z kilkuletnim wyprzedzeniem, co pozwoli na oddanie do użytku jednostek biorących udział w systemie.

Podczas projektowania mechanizmu mocowego w Polsce wzięto pod uwagę różne interesy podmiotów będących częścią tego rozwiązania. Z jednej strony są to konsumenci oczekujący niezawodności dostaw, ponosząc przy tym jak najmniejsze koszty; z drugiej strony inwestorzy dążący do jak najlepszego zwrotu z inwestycji, małego ryzyka oraz jak najmniejszych nakładów inwestycyjnych. Zadaniem ustawodawcy było ustalenie kompromisu pomiędzy dwoma, na pierwszy rzut oka skrajnie różnymi, priorytetami. Koszty ponoszone przez klientów zostały racjonalnie podniesione jednocześnie zabezpieczając przyszłe przepływy pieniężne do wytwórców, którzy zyskują uzasadnienie ekonomiczne dla planowanych inwestycji.

Rynek mocy w Polsce był wprowadzany zgodnie z następującym harmonogramem:

- 4 lipca 2016 r. Ministerstwo Energii przedstawiło szczegółową koncepcję rynku mocy.
- 25 października 2017 r. miało miejsce pierwsze czytanie projektu ustawy o rynku mocy w Sejmie.

- 6 grudnia 2017 r. Sejm przyjął ustawę o rynku mocy.
- 29 grudnia 2017 r. Prezydent RP podpisał ustawę o rynku mocy.
- 18 stycznia 2018 r. weszła w życie ustawa o rynku mocy.
- 19 stycznia 2018 r. PSE rozpoczęły konsultacje publiczne regulaminu rynku mocy.
- 7 lutego 2018 r. Komisja Europejska zatwierdziła wsparcie dla polskich elektrowni.
- 30 marca 2018 r. Prezes URE zatwierdził Regulamin rynku mocy.
- 12 kwietnia 2018 r. minął termin przyjmowania przez PSE wniosków o wpis do rejestru rynku mocy w ramach certyfikacji ogólnej.
- 8 listopada 2018 r. odbyła się testowa aukcja rynku mocy. Aukcje główne odbyły się odpowiednio: 15 listopada dla okresu dostaw 2021 r.; 5 grudnia dla okresu dostaw 2022 r.; 21 grudnia 2018 r. dla okresu dostaw 2023 r.

W celu standaryzacji procesów i aukcji odbywających się w wyniku przyjęcia ustawy o rynku mocy, ustalono szereg corocznych procedur. Każdy rok rozpoczynany jest procesem certyfikacji ogólnej ogłaszanej przez URE we współpracy z PSE. Następnie Ministerstwo Energii ogłasza parametry aukcji. Pod koniec roku, ustawowo w ciągu ostatnich 3 jego miesięcy, odbywają się aukcje główne na moc. Od 2020 r., na początku każdego roku, odbywać się będzie również aukcja dodatkowa – tabela 1.

Tabela 1. Harmonogram procedur corocznych wynikających z ustawy o rynku mocy [34]

Procedura	Termin
Certyfikacja ogólna	I–III kwartał roku
Aukcja mocy główna (do 2025 r.)	IV kwartał
Aukcja mocy dodatkowa (do 2020 r.)	I kwartał

Zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2024 wynosi 9088 MW. Aukcja odbyła się 6 grudnia 2019 r.

Pierwsze aukcje dodatkowe na poszczególne kwartaly roku dostaw 2021 odbędą się najprawdopodobniej 18 marca 2020 r.

5.1. Założenia i model ekonomiczny

Do wprowadzenia rynku mocy w Polsce należało określić podstawowe parametry, takie jak:

- model rynku,

- wolumen i parametry mocy,
- zasady handlu na rynku,
- normy dostaw,
- metodologia rozliczeń.

Celem rynku mocy jest zachęcenie do inwestowania w konwencjonalne bloki energetyczne oraz ich modernizowania, a także do odroczenia chęci i decyzji o wycofaniu z użycia istniejących źródeł wytwórczych. Aukcja główna odbywa się w czwartym roku przed fizyczną dostawą, a aukcja dodatkowa w roku poprzedzającym rok fizycznej dostawy. W obrocie certyfikatami/zobowiązaniami mocowymi będzie funkcjonował także rynek wtórny. Koszty rynku mocy pokrywać będą odbiorcy końcowi, uiszczając opłatę mocową stanowiącą część taryfy za dostarczanie energii elektrycznej.

Produktem na scentralizowanym rynku mocy wprowadzonym w Polsce jest moc dyspozycyjna. Jest ona wyrażana w MW/rok. Wytwórca deklaruje zdolność do dostarczenia w okresie ciągłym określonej mocy (z wyjątkiem okresów wcześniej uzgodnionej niedyspozycyjności, np. ze względów na planowane remonty). Zdolność ta będzie weryfikowana tylko i wyłącznie na podstawie rzeczywistej dyspozycyjności danej jednostki w okresach maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE.

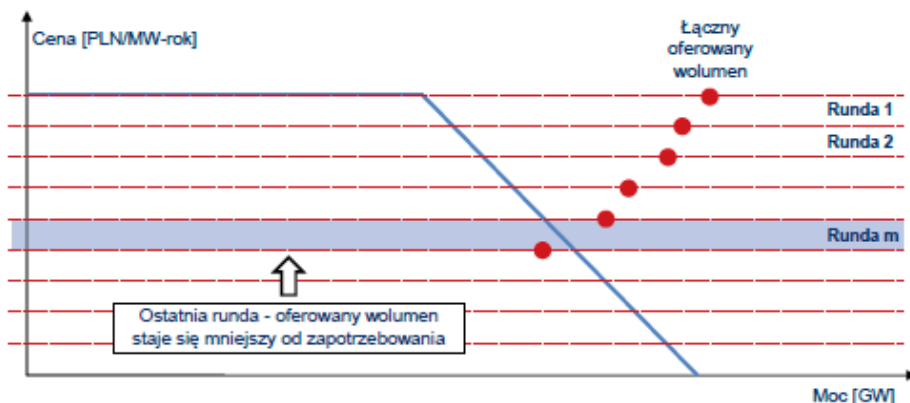
Do podmiotów, które mają wpływ na mechanizm mocowy w Polsce należy zaliczyć:

- Wytwórców – istniejące i planowane jednostki wytwórcze oraz jednostki DSR, także na terytorium innego państwa², które pozytywnie przeszły proces certyfikacji.
- OSP oraz operatorów sieciowych – podmiot zarządzający rynkiem, który kalkuluje prognozowane zapotrzebowanie na moc, przeprowadza certyfikację, aukcję, weryfikuje dyspozycyjność oraz rozlicza przepływ pieniężny pomiędzy wytwórcami a odbiorcami; może on – w realizacji powierzonych zadań – korzystać ze wsparcia OSD.
- Regulatora (URE) – zatwierdzającego metodykę i wyniki prognoz zapotrzebowania na moc, certyfikację oraz rozliczenia handlowe oraz nadzorującego procesy, taryfy oraz spory na rynku scentralizowanym.
- Odbiorców końcowych – podmioty zużywające energię elektryczną, które są jednocześnie zobowiązane do ponoszenia kosztów funkcjonowania mechanizmu mocowego; w przypadku, gdy mogą sterować swoim zapotrzebowaniem, mogą brać udział w rynku mocy także jako DSR.

² Jednostki zlokalizowane w innym systemie wytwórczym muszą spełniać szereg kryteriów, m.in. muszą być dysponowane przez PSE oraz mieć zagwarantowane prawo przesyłu transgranicznego.

Operator Sieci Przesyłowej, który jest odpowiedzialny za prognozowanie zapotrzebowania na moc, określa wolumen mocy, jaki musi zostać zakupiony w danym okresie czasu. Jest to sumaryczne zapotrzebowanie szczytowe netto w KSE bez brania pod uwagę wymiany transgranicznej planowanej na dany rok dostaw. Podczas aukcji organizowanych przez OSP wykorzystywany jest tzw. mechanizm aukcji typu holenderskiego, czyli mechanizm o spadającej cenie w rundach. W pierwszej rundzie cena jest równa cenie maksymalnej wynikającej z krzywej popytu, a w kolejnych rundach konsekwentnie spada aż do momentu zrównania oferowanego przez dostawców wolumenu z krzywą popytu. Mechanizm działania aukcji przedstawiono na rys. 8.

W systemie tym Prezes URE nie odpowiada jednak za realizację głównych procesów rynku mocy, takich jak certyfikacja ogólna i certyfikacja do aukcji głównej, czy też aukcje mocy. Jego kluczowym zadaniem jest przede wszystkim dbałość o przejrzystość i transparentność rynku energii elektrycznej, co znajduje wyraz w ustawowym wymogu zatwierdzenia Regulaminu Rynku mocy (co stało się na mocy decyzji z 30 marca 2018 r.), a także w opiniowaniu parametrów do aukcji głównej. To na Prezesa URE ciąży także obowiązek ogłoszenia ostatecznych wyników każdej aukcji mocy.



Rysunek 8. Ilustracja graficzna przebiegu aukcji głównej rynku mocy w Polsce [15]

Główna aukcja odbywa się na 4 lata przed planowanym okresem dostaw. Możliwe jest również organizowanie aukcji dodatkowych, na rok bądź dwa lata przed tym okresem. Możliwe jest również zawieranie kontraktów kilku- bądź wieloletnich.

Poza aukcjami, co jest charakterystyczne dla rynku scentralizowanego, istnieje również możliwość zawierania transakcji bilateralnych na rynku wtórnym. Co do zasady, rynek wtórny ma na celu dostosowanie aktualnej pozycji jednostki wytwórczej

do pozycji zajętej wcześniej w aukcji na rynku mocy (np. niedostępność zakontraktowanej mocy bądź chęć zwiększenia mocy).

Rozliczenia wytwórców, które są prowadzone przez OSP, są realizowane co miesiąc w roku dostaw. Z założenia mogą one być pomniejszane w przypadku niedyspozycyjności w określonych przez KSE oraz OSP okresach. W przypadku wystąpienia okresów zagrożenia, jednostka wytwórcza, która dostarczy więcej mocy, ma prawo do otrzymania z tego tytułu premii.

Mechanizm zakupu obowiązku mocowego rozpoczyna się od Ministra Energii, który w drodze rozporządzenia zatwierdza parametry planowanej aukcji na podstawie prognozowanego zapotrzebowania na moc, po zasięgnięciu opinii prezesa URE i OSP. W aukcji mogą wziąć udział jednostki rynku mocy, które poddane zostały uprzednio procesowi certyfikacji. Co ważne, obowiązkowi certyfikacji ogólnej zostaną poddane wszystkie jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 2 MW. Jest to motywowane koniecznością uzyskania przez OSP dokładnych informacji na temat istniejących zasobów mocy. Jednostki o mocy niższej niż 2 MW mogą brać udział w aukcji po stworzeniu tzw. agregatów, czyli umów o uczestniczeniu w rynku mocy wraz z innymi wytwórcami. Aukcje przeprowadza operator systemu przesyłowego za pomocą systemu elektronicznego. W ramach rynku pierwotnego wyróżnia się aukcję główną – przeprowadzaną na 4 lata przed rzeczywistymi dostawami oraz aukcję dodatkową – realizowaną na rok przed dostawami. Okres wyprzedzenia ma umożliwić przedsiębiorstwom energetycznym realizację budowy nowych mocy wytwórczych. Ustawa różnicuje okres, na jaki będą zawierane umowy. Na najdłuższe, piętnastoletnie dopłaty mogą liczyć nowe jednostki wytwórcze, pięcioletnie wsparcie otrzymają jednostki wytwórcze wymagające modernizacji, a jednoroczne – istniejące jednostki rynku mocy oraz zasoby strony popytowej (*Demand Side Response*, DSR). Projekt ustawy przewiduje, że aukcje będą przeprowadzane przynajmniej przez 10 lat. Minister Energii zostanie zobowiązany do ogłoszenia zakończenia mechanizmu rynku mocy na dwa lata przed tym faktem. Jest to kolejna regulacja prawna dotycząca przedsiębiorstw energetycznych oraz instytucji finansowych. Aukcja mocy jest aukcją z ceną malejącą. Jej rozpoczęcie ma miejsce z wykorzystaniem ceny maksymalnej, która jest obniżana w każdej kolejnej rundzie. Jest to aukcja typu holenderskiego. Celem jest zakup wszystkich wymaganych mocy przez OSP. Jeżeli podaż będzie znacząco przewyższała popyt, ceny ukształtują się na stosunkowo niskim poziomie. Co do zasady aukcja kończy się jedną ceną zamknięcia dla wszystkich jednostek rynku mocy. Minister Energii może jednak postanowić, że dana aukcja główna kończy się różnymi (wyższymi) cenami zamknięcia dla nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy.

W rynku mocy nie mogą uczestniczyć zasoby mocy, które korzystają z określonych systemów wsparcia/pomocy publicznej (operacyjne wsparcie OZE i CHP, kontrakty różnicowe itp.). Rynek mocy nie stawia na uprzywilejowanej pozycji żadnej z technologii. To znaczy, że jest on neutralny technologicznie.

Ustawa o rynku mocy oraz rozporządzenia określają parametr – standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej – jako liczbę godzin w roku kalendarzowym, w których dopuszcza się wystąpienie braku dostaw energii elektrycznej, powiększoną o wymaganą rezerwę dla bezpiecznej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Zgodnie z projektem wartość ta wynosi 3 godziny. W takiej samej wysokości stosowana jest także m.in. na rynku mocy we Francji i Wielkiej Brytanii. To właśnie między innymi w oparciu o ten parametr będzie określane zapotrzebowanie na moc w aukcjach mocy.

Minimalna rezerwa zdolności wytwórczych na potrzeby spełnienia bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców końcowych została określona na 120% mocy netto największej pracującej jednostki wytwórczej. Obecnie jest to blok nr 11 w elektrowni Kozienice, którego moc netto wynosi 1000 MW.

Ustawa o rynku mocy przedstawia również proponowany wzór obliczenia jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego. Do obliczeń wykorzystane będą dane publikowane przez GUS dotyczące PKB oraz ilości zużywanej energii elektrycznej.

5.2. Aukcje rynku mocy – ocena

Po wprowadzeniu rynku mocy w Polsce pod koniec 2017 r., istotnym krokiem było przyjęcie i zaakceptowanie Regulaminu Rynku Mocy, które miało miejsce pod koniec marca 2018 r. Zarówno ustawa, regulamin jak i dodatkowe rozporządzenia precyzują prawa i obowiązki każdego z podmiotów rynku mocy.

W ramach tych obowiązków, podmioty o mocy brutto powyżej 2 MW są zobowiązane do udziału w certyfikacji ogólnej. Pierwsza certyfikacja ogólna miała miejsce w kwietniu i maju 2018 r. Zarejestrowanych zostało 1167 jednostek, których sumaryczna moc to 47,1 GW. Większość stanowiły fizyczne jednostki produkujące energię elektryczną; 1,89 GW stanowiły jednostki DSR. Tylko co dziesiąta fizyczna jednostka wytwórcza była jednostką planowaną. Ze wszystkich istniejących certyfikowanych jednostek chęć udziału w aukcji mocy z terminem dostawy w 2021 r. zadeklarowały jednostki o sumarycznej mocy nieco powyżej 31 GW.

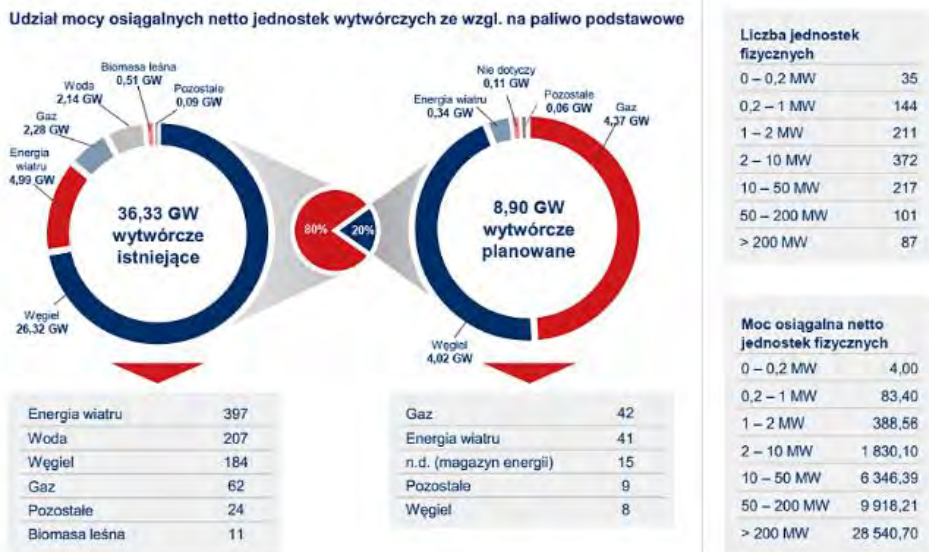
W grupie jednostek fizycznych wytwórczych wraz z magazynami energii wpisano do rejestru 885 jednostek istniejących i 119 jednostek planowanych. Stosunkowo

liczną, jak na polskie warunki, grupą jednostek były jednostki redukcji zapotrzebowania, których wpisano do rejestru 163, w tym 110 jednostek istniejących i 53 jednostki planowane. Spośród jednostek istniejących, 31,04 GW zadeklarowało chęć udziału w aukcji głównej dla roku dostaw 2021.

Dla kolejnych lat było to: 30,41 GW dla roku 2022 oraz 30,16 GW dla roku 2023. Analogiczne deklaracje dla jednostek planowanych w latach 2021–2023 wyniosły: 6,78 GW dla roku 2021, 6,80 GW dla roku 2022 i 8,85 GW dla roku 2023. Łączna moc jednostek deklarujących chęć udziału w poszczególnych aukcjach głównych na lata 2021–2023 wyniosła odpowiednio: 39,52 GW, 39,00 GW i 40,89 GW.

Od początku stycznia do początku marca 2019 r. odbyła się kolejna certyfikacja. Sumaryczna moc jednostek wpisanych do rejestru to prawie 55 GW (z czego 2,5 GW to DSR). Jednostki planowane stanowią ponad 10,5 GW.

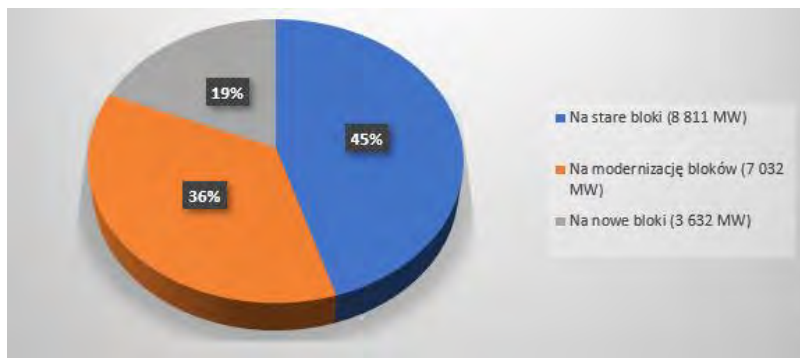
Przede wszystkim należy stwierdzić, że koszt rynku mocy został niedoszacowany. Koszt mocy zakontraktowanej na przyszłe lata w każdym z nich przekracza początkowo podaną wartość 4 mld PLN o ponad 20%. Cena zamknięcia aukcji na rok 2021 wyniosła 240,32 zł/kW/rok. W następnych aukcjach spadła do poziomu około 200 zł/kW/rok. Szacuje się, że podstawowy komponent kosztu rynku mocy wynosi w wyniku rozstrzygnięcia aukcji głównych 5,4 mld PLN w 2021 r. oraz odpowiednio 5,1 i 5,2 mld PLN odpowiednio w latach 2022 i 2023.



Rysunek 9. Udział mocy osiągalnych netto jednostek wytwórczych ze względu na paliwo podstawowe oraz zestawienie ilościowe jednostek [24]

W przypadku prognozowanego zapotrzebowania na energię w roku 2021 na poziomie 175 000 000 MWh, do każdej wykorzystanej MWh trzeba będzie doliczyć 31,21 PLN/MWh. Zwyczajowo opłata mocowa przerzucona będzie tylko na odbiorców indywidualnych z taryfy G i będzie ona realizowana w sposób ryczałtowy. W takim wypadku, zakładając około 15 mln odbiorców korzystających z taryfy G w Polsce, roczny koszt wynikający z dodatkowej opłaty wyniesie 364,19 zł/rok (aż 30,35 zł/miesiąc). Możliwe jest również ryczałtowe rozliczanie odbiorców z taryfy G, a dla konsumentów z taryf A, B oraz C naliczenie proporcjonalnie do mocy zamówionej bądź fizycznego zużycia.

W pierwszej aukcji kontraktującej obowiązek mocy na rok 2021 nowe bloki wygrały jedynie 3 632 MW, co stanowiło niecałe 19% całego wolumenu. Jak twierdzą eksperci, pierwsza rozstrzygnięta aukcja w niezbyt istotny sposób wpłynie na inwestycje w nowe moce wytwórcze. Wpływ z rynku mocy będą gwarantowały rentowność dla niedawno oddanych do użytku elektrowni konwencjonalnych bądź takich, które mają być oddane do użytku w najbliższym czasie (elektrownie w Kozienicach, Opolu, Jaworznie). Dodatkowo, z analizy wyników aukcji opublikowanych przez PSE wynika, że głównymi beneficjentami są przedsiębiorstwa wchodzące w skład grup kapitałowych dominujących na polskim rynku w segmencie wytwórczym. Większość ich kapitału wytwórczego bazuje na węglu kamiennym i brunatnym. W związku z tym, to właśnie te technologie zdobyły dominującą większość kontaktów na moc (18–19 GW z 22–23 GW mocy zakontraktowanej na lata 2021–2023).

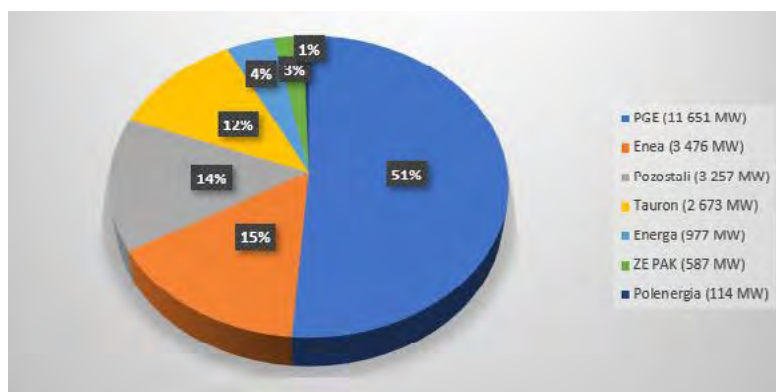


Rysunek 10. Wyniki pierwszej aukcji mocowej w dostawach na 2021 rok z podziałem na kontrakty [31]

Analizując dotychczasowe pozytywne opinie na temat rynku mocy w Polsce, nie należy zapominać, że jedno z nowych proponowanych rozporządzeń Komisji Europejskiej wskazuje, że jednostki posiadające emisyjność jednostkową CO₂ na poziomie

powyżej 550 kg/MWh nie będą mogły uczestniczyć oraz otrzymywać premii z mechanizmów mocowych od połowy 2025 r. Ponadto, wsparcie dla istniejących mocy przekraczających ten limit zostało ograniczone do 5 lat. W praktyce wyklucza to z udziału w tym mechanizmie wszystkie jednostki bazujące na węglu kamiennym oraz brunatnym. Przy obecnej technologii, żaden blok opalany węglem nie jest w stanie ograniczyć emisyjności poniżej 700g/kWh.

Jeżeli chodzi o podział na koncerny energetyczne, to Polska Grupa Energetyczna zakontraktowała ponad 50% wszystkich mocy (11561 MW). Drugie i trzecie miejsce zajęły odpowiednio koncerny Enea i Tauron, które zakontraktowały odpowiednio 15% (3 746 MW) oraz 12% (2 673 MW).



Rysunek 11. Wyniki pierwszej aukcji mocowej w dostawach na 2021 z podziałem na wytwórców [31]

6. Podsumowanie i wnioski

Do głównych przyczyn rozpoczęcia prac nad wprowadzeniem rynku dwutowarowego (energii i mocy) w 2016 r. w Polsce z pewnością można zaliczyć:

- sygnał o niewystarczających rezerwach mocy w systemie w sierpniu 2015 r., po wprowadzeniu 20. stopnia zasilania;
- *missing money problem* – mniejsze przychody elektrowni konwencjonalnych ze względu na rosnący udział OZE w miksie energetycznym wynikającym z pierwszeństwa w merit order;
- stosunkowo niskie ceny energii na rynku hurtowym energii elektrycznej;
- opóźnienia w realizacji budowy elektrowni konwencjonalnych;
- stały wzrost wolumenu importowanej energii elektrycznej z zagranicy;

- rosnące zużycie energii oraz szczytowe zapotrzebowanie na moc w okresie letnim;
- obowiązek modernizacji bądź wyłączenia bloków konwencjonalnych niespełniających BAT-ów (ang. *Best Available Technique/Technology*).

Na podstawie tych przesłanek stwierdzono wtedy, że obecny model rynku energii, który bazuje na modelu rynku jednotowarowego nie jest w stanie zagwarantować wystarczającej ilości kapitału oraz zachęcić inwestorów do ulokowania gotówki w sektor konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Z perspektywy ekonomicznej wprowadzenie rynku mocy należy traktować jako narzędzie zastępujące „niewidzialną rękę rynku” oraz jednocześnie równoważące interesy przedstawicieli jednostek wytwórczych i odbiorców indywidualnych. Powstające w tym celu rozwiązania służą podniesieniu rentowności istniejących i nowych jednostek wytwórczych.

Na podstawie modelu polskiego rynku mocy oraz porównania go do innych obecnie funkcjonujących modeli w Unii Europejskiej należy stwierdzić, że pomimo różnorodności wdrożonych rozwiązań, geneza problemów współczesnej energetyki konwencjonalnej ma w każdym z tych krajów wspólne czynniki.

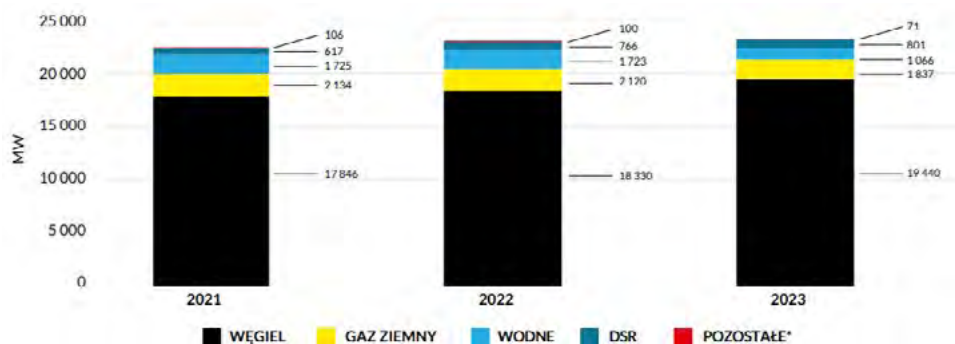
Analizy stanu istniejącego i prognozy na następne lata wskazują, że mogą występować zagrożenia związane z bezpieczeństwem dostaw energii, a koszty niedostarczonej energii mogą zahamować rozwój gospodarczy Polski. Niezbędne jest podjęcie działań zapewniających sygnały inwestycyjne dla budowy nowych bloków energetycznych. Zmiany w funkcjonowaniu rynku energii są bardzo dynamiczne i, patrząc na obecną sytuację, niezbędne w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej.

Rosnący udział odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym, niechęć do realizowania kapitałochłonnych inwestycji z długim okresem zwrotu oraz stosunkowo niskie ceny energii prowadzą do zagrożenia stabilności dostaw energii elektrycznej w przyszłości. W związku z tym wdrażanie mechanizmów mocowych jest szansą na zapewnienie bodźców inwestycyjnych oraz gwarancją zwrotu nakładów inwestycyjnych dla potencjalnych inwestorów.

Oprócz wymienionych powyżej dylematów *stricte* ekonomiczno-technicznych, podejmując decyzję o budowie elektrowni, należy wziąć pod uwagę szereg innych czynników, m.in. zmniejszające się zasoby wody, coraz częstsze upały i susze, bardzo wysokie zanieczyszczenie powietrza zarówno zimą, jak i latem oraz ogromne koszty z tym związane, rosnące uzależnienie od importu paliw, negatywny bilans handlu zagranicznego, ryzyko szoków podażowych spowodowanych spekulacjami na rynku paliw kopalnych, niskie dochody gmin i gospodarstw wiejskich, redukcję zatrudnienia w górnictwie, wysoki poziom ubóstwa energetycznego, rosnące zapotrzebowanie na energię, kurczącą się rezerwę mocy w systemie elektroenergetycznym, problemy ze sfinansowaniem nowych inwestycji, brak sposobu na pokrycie inwestycji w moce pracujące jedynie w szczycie zapotrzebowania, problem z bilansowaniem niestabilnych

źródeł energii czy ryzyko blackoutu w wyniku wojny, ataku terrorystycznego lub działania hackerów.

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej po 2023/2024 r. może być dużym wyzwaniem, jeśli jednostki wytwórcze nie będą otrzymywały wsparcia z opłaty mocowej. Warto również wspomnieć, że prawie 5 GW w pierwszych trzech aukcjach mocy zostało zakontraktowane w ramach 15- bądź 17-letniego kontraktu. Czy w związku z tym będą one musiały zostać rozwiązane podobnie jak kontakty długoterminowe (KDT)? Czy zasada niedziałania prawa wstecz zostanie uznana? Czy Polska odejdzie od „czarnego miks” energetycznego? Na pewno nie z pomocą rynku mocy, co obrazuje rys. 12 – dominująca rola węgla w odbytych do tej pory aukcjach jest niezaprzeczalna.



Rysunek 12. Zestawienie wyników aukcji z podziałem na paliwa [43]

Czy rynek mocy jest wystarczającym narzędziem do inwestycji w nowe moce czy narzędziem podtrzymującym życie koncernów i istniejących elektrowni? Żeby móc odpowiedzieć na te pytania będziemy musieli uzbroić się w cierpliwość. Na ten moment możemy jedynie śledzić rozwój sytuacji – aukcja główna na rok dostaw 2024 odbędzie się 6 grudnia 2019 r.

7. Bibliografia

- [1] Hach D., Chyong C.K., Spinlera S., Capacity Market Design Options: A Dynamic Capacity Investment Model, *Energy Policy*, 2016, 249/2016.
- [2] Kojro M., Czy istnieje potrzeba wprowadzenia w Polsce regulacji prawnych w zakresie „rynku mocy”?, UKSW, Warszawa, 2017.
- [3] Komar D., Rynek mocy w Wielkiej Brytanii, *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, 2018, 1/2018.
- [4] Kuciński K., Energia w czasach kryzysu, Difin, Warszawa, 2006.

- [5] PSE, Spotkanie prasowe, Konstancin-Jeziorna, 2016.
- [6] Europejska Karta Energetyczna; Haga 17 grudnia 1991 r. Decyzja Rady i Komisji 98/181/WE z dnia 23 września 1997 r. w sprawie zawarcia przez Wspólnoty Europejskie Traktatu w sprawie Karty Energetycznej i Protokołu do Karty Energetycznej, w sprawie efektywności energetycznej i związanych z nią aspektów środowiskowych.
- [7] Regulamin Rynku Mocy. Wersja zatwierdzona przez Prezesa URE Decyzją z dnia 30 marca 2018, PSE, Warszawa, 2018.
- [8] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. Urz. UE PL 18.2.2009 L 211/1).
- [9] Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. 2018, poz. 9).
- [10] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. 2019, poz. 755 tekst jednolity ze zm.).
- [11] Bayer E., Kukula W., Rączka J., Stoczkiewicz M., Założenia rynku mocy w Polsce – analiza prawna i ekonomiczna, Client Earth, Warszawa, 14 lipca 2016.
- [12] Deloitte, Elektroprojekt-Katowice S.A., Perspektywy rynku mocy w Polsce, Warszawa, Deloitte, 2017.
- [13] Forum Analiz Ekonomicznych, Rynek mocy w Wielkiej Brytanii – doświadczenia ważne dla Polski, 2015.
- [14] ING, PwC, 5 mitów polskiej elektroenergetyki, IV edycja raportu ING Banku Śląskiego i PwC, 2014.
- [15] Ministerstwo Energii, Rynek mocy – projekt rozwiązań funkcjonalnych, Warszawa, 2016.
- [16] Ministerstwo Energii, Ocena skutków regulacji – rozporządzenie o parametrach aukcji, Warszawa, 2018.
- [17] Polityka Energetyczna Polski (PEP 2040) – projekt, Warszawa, ME, 2018.
- [18] PSE, Europejski rynek energii elektrycznej – diagnoza, Konstancin-Jeziorna, 2018.
- [19] Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej – Sektor Energii Świata i Polski – Początki, rozwój i stan obecny, Warszawa, 2015.
- [20] Poręba S., Rynek Mocy – Rozwiązanie dla Polski, EY, Warszawa, 2014.
- [21] PSE, ME, Rynek Mocy – projekt rozwiązań funkcjonalnych, Warszawa, 2016.
- [22] Raport roczny TGE za rok 2018, Warszawa, 2019.
- [23] THEMA & COWI, Capacity Mechanisms in Individual Markets within The IEM, Belgium, 2013.
- [24] TOE, Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego w Polsce – stan na 31 marca 2019, Warszawa, 2019.
- [25] Towarzystwo Obrotu Energią, Rynek Energii Elektrycznej w Polsce – stan na 31 marca 2019, Warszawa, 2019.
- [26] URE, Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2018 roku, Warszawa, 2019. Veytrens T., Capacity Market in France, WEC European Energy Forum, 2014.
- [27] URE, Podsumowanie kadencji Prezesa URE, Warszawa, 2019.
- [28] Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2018 roku, PSE, 2019.
- [29] www.ure.waw.pl [dostęp: 24.11.2019].

- [30] www.biznes.onet.pl [dostęp: 24.11.2019].
- [31] <https://biznesalert.pl/rynek-mocy-pierwsz-aukcja-energetyka> [dostęp: 24.11.2019].
- [32] www.cire.pl [dostęp: 24.11.2019].
- [33] www.ec.europa.eu/clima [dostęp: 24.11.2019].
- [34] <https://www.gov.pl/web/energia/o-ministerstwie-programy-i-projekty-rynek-mocy> [dostęp: 24.11.2019].
- [35] www.inwestycjeenergetyczne.itc.pw.edu.pl [dostęp: 24.11.2019].
- [36] www.kierunekenergetyka.pl [dostęp: 24.11.2019].
- [37] <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/what-does-merit-order-mean> [dostęp: 24.11.2019].
- [38] www.pse.pl [dostęp: 24.11.2019].
- [39] www.tge.pl [dostęp: 24.11.2019].
- [40] www.toe.pl [dostęp: 24.11.2019].
- [41] www.ure.gov.pl [dostęp: 24.11.2019].
- [42] <https://wysokienapiecie.pl/2149-rynek-mocy-bedzie-kosztowal-4-miliardy-rocznie/> [dostęp: 24.11.2019].
- [43] Forum Energii, Rynek mocy do przeglądu. Warszawa, 2019.

Autor

Jacek Wróbel

Szkoła Główna Handlowa w Warszawie
Studenckie Koło Naukowe Energetyki

Opiekun naukowy
prof. dr hab. inż. Konrad Świrski

GAZ FLAROWY CZY NAPĘDOWY? ANALIZA MOŻLIWOŚCI ENERGETYCZNEGO ZAGOSPODAROWANIA GAZU ODPADOWEGO ZE ZŁÓŻ KOPALNYCH

Streszczenie

Gaz odpadowy jest nieodłącznym elementem procesów wydobywczych paliw kopalnych. Względny bezpieczeństwa nakazują pozbywanie się go ze złóż, a zmienne parametry i nieprzewidywalny skład utrudniają jego praktyczne wykorzystanie. Z tego względu emisja metanu wynikająca z jego uwalniania do atmosfery oraz dwutlenku węgla z jego spalania stanowią znaczną część światowych emisji gazów cieplarnianych. Niniejsza praca podejmuje problem spożytkowania potencjału drżającego w gazie flarowym na cele produkcji energii elektrycznej, jak również ciepła i chłodu w skojarzeniu. Proponowanym rozwiązaniem jest instalacja układu przechwytywania oraz agregatu kogeneracyjnego opartego o silnik tłokowy. Artykuł zawiera dane dotyczące emisji, porównanie proponowanego rozwiązania z innymi możliwościami oraz opis zasady działania układu. Podjęto próbę udowodnienia opłacalności takiej instalacji zarówno z ekonomicznego, jak i ekologicznego punktu widzenia.

Słowa kluczowe: gaz flarowy, kogeneracja, emisje.

1. Wprowadzenie

Złożom wysokojakościowych paliw kopalnych, takich jak gaz ziemny czy ropa naftowa, towarzyszą zazwyczaj ogromne pokłady gazu niższej jakości – traktowanego jako gaz odpadowy. Ze względów bezpieczeństwa najczęstszą praktyką stosowaną w jednostkach wydobywczych jest spalanie tegoż gazu w specjalnych pochodniach. Stosuje się również kontrolowane uwalnianie do atmosfery. Z formalnego i ekonomicznego (emisyjnie) punktu widzenia jest to działanie wysoce opłacalne. Wszakże emisja metanu, stanowiącego lwią część składu tegoż gazu, nie jest objęta opłatami emisyjnymi. Jednakże w szerszej perspektywie metan ma znacznie wyższy potencjał cieplarniany. Podsumowując, „dbałość o portfel” nie idzie w parze z dbałością o klimat i środowisko.

Według danych Banku Światowego, w 2018 r. wolumen spalonego gazu odpadowego wyniósł 145 mld m³. Odpowiada to zapotrzebowaniu rocznemu całej Ameryki Środkowej i Południowej. Bardziej obrazowo – jest to ilość wystarczająca na pokrycie polskiego zapotrzebowania przez okres 8 lat. Strata energetyczna jest więc wyraźnie widoczna. Należy jednak zwrócić również uwagę na aspekt środowiskowy – z tych samych danych Banku Światowego dowiadujemy się, iż wynikiem spalania była emisja do atmosfery 350 mln ton CO₂.

Oznacza to, iż rocznie tracimy ok. 170 Mtoe energii pierwotnej. Gdyby gaz ten wykorzystać energetycznie w agregatach prądotwórczych o sprawności energetycznej rzędu 40%, będących w otoczeniu platform wydobywczych, można by wyprodukować ok. 770 TWh energii elektrycznej. Wygenerowałoby to większe zyski finansowe, a pozytywny wpływ na środowisko z pewnością nie przeszedłby bez echa.

2. Propozycja rozwiązania

Artykuł opisuje ideę zbudowania na jednej z platform wydobywczych kontrolowanych przez wiodącą spółkę w dziedzinie górnictwa naftowego instalacji wychwytu gazu odpadowego, który będzie podawany do silnika tłokowego z inteligentnym układem sterowania (ECU – *Engine Control Unit*), potrafiącym dostosować właściwości pracy w taki sposób, aby utrzymać optymalne parametry spalania niezależnie od składu, a więc wartości opalowej i liczby metanowej gazu. Takie rozwiązanie stawiałoby wspomnianą firmę wydobywczą w pozycji lidera na rzecz wyeliminowania zjawiska spalania gazu we flarach oraz znacznego ograniczenia emisji CO₂ poprzez oszczędność energii pierwotnej.

Spośród dostępnych rozwiązań, oprócz silnika tłokowego rozważane były również: kocioł z turbiną parową, turbina gazowa oraz ogniwo paliwowe. Pierwsze z tych rozwiązań jest dyskwalifikowane przez szereg istotnych wad, takich jak stosunkowo wysoki koszt budowy oraz utrzymania połączony z wyższym stopniem skomplikowania systemu, niezrekompensowany bynajmniej wyższą sprawnością, w zakresie rozważanego zakresu mocy. Turbina gazowa również stanowi rozwiązanie bardziej kosztowne i trudniejsze w eksploatacji. Wykorzystanie z kolei ogniwa paliwowego nie jest możliwe, ze względu na wysoki stopień zanieczyszczenia gazu – jeżeli nie uniemożliwiłoby to funkcjonowania układu, mogłoby prowadzić do szybkiej degradacji elementów urządzenia. Dodatkowo istotnym argumentem przemawiającym za silnikiem tłokowym jest możliwość łatwego wprowadzenia układów kogeneracyjnych znacząco zwiększających całkowitą sprawność instalacji.

Przedstawione rozwiązanie wpisuje się w założenia wspólnej inicjatywy Banku Światowego oraz Organizacji Narodów Zjednoczonych zachęcającej do dobrowolnego ograniczenia spalania gazu odpadowego w pochodniach do 2030 r. Owa inicjatywa zrzesza pionierów w dziedzinie zagospodarowania gazu odpadowego.

W Polsce sytuacja wygląda podobnie. Według danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE) w 2016 r. do atmosfery wyemitowane zostało 1,88 mln ton metanu, co odpowiada wyemitowaniu 46,94 mln ton CO₂. Z czego ok. 5,4% emisji pochodzi z wydobycia, przerobu i dystrybucji ropy naftowej i gazu. Z analizy danych uwzględnionych na rys. 1 wynika, że, od przełomu wieków emisja metanu do atmosfery jest praktycznie stała, co świadczy o małym zainteresowaniu ograniczeniem emisji tego gazu cieplarnianego do atmosfery.



Rysunek 1. Krajowa inwentaryzacja gazów cieplarnianych w latach 1988–2016 według kategorii źródeł [kt ekw. CO₂] [1]

Bezpośrednia emisja CH₄ do atmosfery bez jego spalania we flarze jest równoważna emisji 25-krotnie większej ilości CO₂. Jednak przy spalaniu takiej samej ilości metanu w agregatach prądowórczych (o sprawności elektrycznej rzędu 44%), będących w sąsiedztwie kopalni lub złóż wydobywczych, dodatkowo można wyprodukować ok. 680 GWh energii elektrycznej [1].

3. Opis instalacji

Głównym problemem natury technicznej, z którym należy się zmierzyć, jest wysoce niestabilny przepływ gazu wraz z silnie nieprzewidywalnymi jego parametrami.

Pierwszy z problemów stosunkowo nietrudno rozwiązać, instalując zawór trójdrożny na rurociągu wiodącym do pochodni. W zależności od zmiennego zapotrzebowania agregatu odpowiednia część strumienia kierowana jest na ścieżkę zasilania silnika. Szalenie interesującą kwestią jest sterowanie tymże zaworem z poziomu wspomnianego wcześniej ECU – przepustnica wyprowadzona zostaje daleko poza obrys jednostki wytwórczej. Skutkuje to podawaniem do silnika zawsze optymalnej mieszanki paliwowej. W przypadku większej instalacji konieczne będzie zastosowanie zbiornika buforowego, aby całość gazu przeznaczonego pierwotnie do utylizacji mogła zostać wykorzystana jako paliwo. Bufor przyczyni się również do odciążenia jednostki sterującej, pełniąc funkcję mieszalnika, czyli swoistego normalizatora parametrów paliwa.

Warunkiem poprawnego działania takiej jednostki jest znajomość zmian składu gazu w czasie rzeczywistym, co wymusza instalację urządzeń badających udział poszczególnych składników gazu (jak chromatografy). Pozwala to, korzystając ze stosunkowo prostych zależności, określić wartość opałową determinującą wolumen podawanego paliwa oraz liczbę metanową określającą odporność na spalanie stukowe, a więc konieczność dostosowania kąta wyprzedzenia zapłonu.

W przypadku parametrów paliwa znacząco wykraczających poza zakres tolerancji silnika, można poprawić jakość mieszanki przez bieżące domieszkowanie czystym gazem z głównego strumienia.

Dodatkowym plusem jest możliwość poligeneracji, czyli w zależności od potrzeb kopalni lub platformy wydobywczej, obok produkcji energii elektrycznej można wytwarzać ciepło i/lub chłód. Zwiększa to wykorzystanie energii pierwotnej nawet dwukrotnie. Trywialnym jest więc stwierdzenie o opłacalności takiego rozwiązania. Należy również wspomnieć, iż znacząco zwiększa to elastyczność instalacji, mogącej dostosować swą produkcję do bieżących potrzeb. Naturalnie w zależności od wybranej opcji schemat technologiczny będzie się różnił parametrami czynników oraz elementami, przykładowo konieczna będzie obecność wymienników ciepła lub chłodziarek absorpcyjnych.

Wykorzystanie gazu odpadowego do produkcji energii niesie również dodatkową korzyść ekonomiczną – koszty emisyjne ponoszone w wyniku spalania gazu będą zamortyzowane dzięki podniesieniu sprawności całego procesu wydobywania gazu ziemnego lub ropy naftowej.

4. Podsumowanie

Metan, będący odpadem przy wydobywaniu paliw kopalnych, powinien być nie tylko utleniany w tzw. flarach i przekształcany w dwutlenek węgla, który ma znacząco

mniej szy wpływ na globalne ocieplenie, ale powinien być wykorzystywany energetycznie i spalany np. w silnikach tłokowych ze specjalnym systemem sterowania silnika, mogącym dopasować parametry jego pracy do składu gazu. W ten sposób nie tylko zmniejszyć można całkowitą emisję ekwiwalentu dwutlenku węgla, ale również zredukować zużycie energii w sektorze wydobywczym. Ekologiczny aspekt tego rozwiązania objawia się poprzez oszczędność energii pierwotnej w paliwie. Jest to kwestia często poruszana w dyskusjach dotyczących modernizacji sektora energetycznego.

5. Bibliografia

- [1] Krajowy Raport Inwentaryzacyjny 2018. Inwentaryzacja gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988–2016, Warszawa, luty 2018, https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/krajowa_inwentaryzacja_emisji/NIR_2018_raport_syntetyczny_PL.pdf [dostęp: 20.01.2020].
- [2] EDF (Environmental Defense Fund) (2019), Satellite Data Confirms Permian Gas Flaring Is Double What Companies Report, <http://blogs.edf.org/energyexchange/2019/01/24/satellite-data-confirms-permian-gas-flaring-is-double-what-companies-report/> [dostęp: 20.01.2020].
- [3] World Energy Outlook 2018, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018> [dostęp: 24.11.2019].
- [4] Tracking Fuel Supply, <https://www.iea.org/reports/tracking-fuel-supply-2019/flaring-emissions> [dostęp: 24.11.2019].
- [5] Zero routine Flaring by 2030 [online], <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030#4> [dostęp: 24.11.2019].
- [6] Permian Gas Flaring Hits All-Time Highs, <https://www.rystadenery.com/newsevents/news/press-releases/Permian-flaring-record/> [dostęp: 24.11.2019].
- [7] Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR), <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#1> [dostęp: 24.11.2019].
- [8] Workbook: Oil Production, https://dataviz.worldbank.org/t/DECDG/views/OilProduction/GasFlaring?iframeSizedToWindow=true&%3Aembed=y&%3AshowAppBanner=false&%3Adisplay_count=no&%3AshowVizHome=no [dostęp: 24.11.2019].
- [9] Increased Shale Oil Production and Political Conflict Contribute to Increase in Global Gas Flaring, <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2019/06/12/increased-shale-oil-production-and-political-conflict-contribute-to-increase-in-global-gas-flaring> [dostęp: 24.11.2019].

Autorzy

Fabian Dietrich

Mateusz Wendołowicz

Jędrzej Wójcik

Politechnika Warszawska

Koło Naukowe Energetyków

Partnerzy



Sponsorzy



Patroni honorowi



**Politechnika
Warszawska**



Wydawnictwo

Exante Wydawnictwo Naukowe
<https://exante.com.pl>

ISBN 978-83-66187-64-1 (PDF)

ISBN 978-83-66187-65-8 (oprawa miękka)

Patroni medialni

