

Dominik Kryzia^{*}, ^{}, Maciej Kaliski^{*}**

**ZNACZENIE TECHNOLOGII
WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
BAZUJĄCYCH NA GAZIE ZIEMNYM
DLA PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNEGO
W KONTEKŚCIE DYWERSYFIKACJI
JEGO STRUKTURY PRODUKCYJNEJ**

1. WPROWADZENIE

Konsekwencją przyjętego na szczycie Unii Europejskiej pakiet energetyczno-klimatyczny są radykalne zmiany w funkcjonowaniu sektora energii w krajach Unii Europejskiej. Dotyczą one osiągnięcia do 2020 r. przez wszystkie kraje członkowskie celów, obejmujących: zmniejszenie emisji CO₂, zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii oraz zwiększenie efektywności energetycznej. Dla wypełnienia tych celów konieczne jest dokonanie zmiany w strukturze źródeł energii pierwotnej krajów, które opierają się politykę energetyczną głównie na wykorzystywaniu węgla. W związku z tym branża gazownicza stoi przed ogromną szansą rozwoju ponieważ dzięki szybkiemu zwiększeniu udziału instalacji zasilanych gazem ziemnym można zwiększyć produkcję energii elektrycznej i cieplej bez zwiększania poziomu emisji zanieczyszczeń do atmosfery [20, 21].

Przewiduje się że do 2020 r. jako czynniki obniżenia emisji dostępne będą praktycznie tylko źródła gazowe i OZE, ponieważ CCS i energetyka jądrowa w tym okresie będzie generować koszty, natomiast efekty redukcyjne z tych tytułów to odległa perspektywa. Budowa instalacji gazowych jest także racjonalna, z uwagi na możliwość poprawy regulacyjności krajowego systemu elektroenergetycznego i może stanowić amortyzatory jego stabilności w związku z rosnącym udziałem mocy elektrowni wiatrowych [19].

* AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Kraków

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Pracownia Zrównoważonego Rozwoju Gospodarki Surowcami i Energią

Prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto w Polsce w 2020 r. wyniesie według najostrożniejszych szacunków 169,3 TWh, a według prognoz opartych na założeniu szybszego tempa wzrostu gospodarczego i mniejszego spadku energochłonności – 191,0 TWh. Jednocześnie do tego czasu (2011–2020) przewidywane jest wycofanie 7 tys. MW zainstalowanych w elektrowniach systemowych i dalszych 7 tys. w okresie do 2030 r. Wynika to z wyeksploatowania znacznej części mocy wytwórczych, jak i upłynięcia terminu derogacji od dyrektywy LCP 2001/80/WE, z jakich polskie elektrownie skorzystały na podstawie zapisów Traktatu Akcesyjnego. Dlatego zrównoważenie zdolności wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym z zapotrzebowaniem wymagać będzie wybudowania co najmniej 10 tys. MW w nowych jednostkach wytwórczych. Jedynie część wymaganych mocy może być odtworzona w odnawialnych źródłach energii [11, 17].

Już dzisiaj konsekwencją struktury wiekowej i stanu technicznego elektrowni w Polsce jest w dużej mierze coraz mniejsza nadwyżka mocy dyspozycyjnych w stosunku do zapotrzebowania szczytowego. Aby temu zaradzić, w najbliższych latach należy podjąć realizację znacznej ilości inwestycji w zakresie budowy nowych lub modernizację już istniejących urządzeń wytwarzania energii elektrycznej [17].

Przedsiębiorstwa energetyczne chcąc zwiększyć swój potencjał produkcyjny stają przed wyborem technologii wytwarzania energii. Właściwy wybór technologii ma kluczowe znaczenie dla przyszłych wyników przedsięwzięcia inwestycyjnego, a co zatem idzie rozwoju przedsiębiorstwa. Polskie przedsiębiorstwa powinny zwrócić większą uwagę na technologie energetyczne bazujące na gazie ziemnym ponieważ ich wdrożenie do struktury może być korzystne dla nich generując zysk przy niezmiennych lub nieznacznie zwiększonych kosztach produkcji energii i ograniczając przy tym ryzyko funkcjonowania przedsiębiorstwa na zliberalizowanych rynkach energii.

Argumentami dla postrzegania technologii gazowych jako atrakcyjnych jest rosnący popyt na energię, konieczność ograniczenia emisji CO₂ i zwiększenia efektywności energetycznej co zmusza krajowe przedsiębiorstwa energetyczne do poszukiwania nowych rozwiązań w zakresie wywarzania energii. Ponadto budowa gazoportu oraz perspektywa wydobywania gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych, stwarza możliwość pojawienia się nadpodaży gazu co przy perspektywie zakupu w przyszłości 100% uprawnień do emisji CO₂, stwarza podstawy do upowszechnienia się w kraju gazowych technologii energetycznych.

Postępująca liberalizacja rynków energii zwiększa słabo rozpoznane i trudne do oszacowania ryzyka przez co zasadna staje się dywersyfikacja technologii energetycznych oraz analiza ich wpływu na ryzyko funkcjonowania przedsiębiorstwa i możliwości jego ograniczenia.

Aby być konkurencyjnym na rynku, przedsiębiorstwa powinny realizować takie inwestycje, które będą budować wartość przedsiębiorstwa, zapewniając jednocześnie bezpieczny poziom ryzyka, dlatego wskazane jest kompleksowe podejście do tego zagadnienia. Pozwoli ono podejmować właściwe decyzje w zakresie wyboru technologii energetycznych wdrażanych przez przedsiębiorstwo. W literaturze światowej pojawiły się nieliczne opracowania poruszające ten problem.

Celem artykułu jest pokazanie korzyści rozumianych jako zmniejszenie ryzyka funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego, wynikających z wdrożenia technologii wytwarzania energii bazujących na gazie ziemnym.

W badaniach zostanie wykorzystana metoda analizy portfelowej przedstawiona przez Markowitza, która pozwoli ocenić zmiany struktury produkcyjnej przedsiębiorstwa energetycznego po wdrożeniu gazowych technologii. Za kryteria oceny przyjmuje się:

- 1) koszty wytwarzania energii lub zysk przedsiębiorstwa bądź wartość przedsiębiorstwa,
- 2) ryzyko funkcjonowania przedsiębiorstwa (najczęściej jest to odchylenie standardowe kosztów lub zysków, stosowane są również bardziej wyrafinowane miary ryzyka).

Analiza polega na symulacji portfeli technologii energetycznych odzwierciedlających strukturę produkcyjną przedsiębiorstwa energetycznego po wdrożeniu danej technologii. Portfele te są poddane ocenie pod względem obu kryteriów. Pozwala to na ich klasyfikację, co wskaże technologie preferowane w danych warunkach funkcjonowania przedsiębiorstwa. W ten sposób można wykazać czy wdrożenie gazowych technologii energetycznych przez przedsiębiorstwo jest korzystniejsze w stosunku do alternatywnych przedsięwzięć inwestycyjnych bazujących na węglu.

2. PRZEGLĄD LITERATURY

Teoria portfelowa narodziła się na początku lat pięćdziesiątych ubiegłego wieku, kiedy to Harry Markowitz opublikował „*Portfolio Selection*”, gdzie zaprezentował konstruowanie portfeli inwestycyjnych, które dla określonego poziomu ryzyka charakteryzowały się najwyższą oczekiwaną stopą zwrotu [15, 25]. Był on pierwszą osobą, która podała sformalizowany matematyczny zapis idei dywersyfikacji inwestycji. Wcześniej podstawowym sposobem podejmowania decyzji inwestycyjnych był wybór tych aktywów, które zaoferował najwyższy oczekiwany zysk przy minimalnym ryzyku. To rozumowanie mogło prowadzić często do budowania portfela składającego się tylko z jednego aktywa charakteryzującego się pożądanym poziomem ryzyka i zysku [22]. Do dzisiaj analiza portfelowa jest powszechnie stosowana przez inwestorów na rynkach finansowych, dając zadowalające wyniki w różnych warunkach gospodarczych [6]. Jednak z biegiem lat ulegała ona rozwojowi i modyfikacjom i z czasem zaczęto ją wykorzystywać również do optymalizacji portfela aktywów niefinansowych [24, 28]. Pierwsze próby zastosowania teorii portfelowej w energetyce zostały podjęte przez Bar-Lev i Katz w 1976 r. [9]. Od tego momentu teoria portfelowa stała się narzędziem coraz częściej wykorzystywanym w branży energetycznej. Jednak zainteresowanie tematem szczególnie wzrosło końcem lat dziewięćdziesiątych XX wieku i trwa nieprzerwanie do dzisiaj [14]. Spowodowane to jest dynamicznym rozwojem komputerów osobistych i znacznym wzrostem ich mocy obliczeniowej.

Niedługo po tym jak Markowitz opublikował swoją teorię portfelową zaczęto ją poddawać licznym modyfikacjom, które miały na celu jej udoskonalenie. Również podczas zastosowania teorii portfelowej w energetyce dokonywano licznych prób jej zmian.

Liberalizacja rynków energii stworzyła nowe otoczenie biznesu, które naraża inwestorów na większe ryzyko inwestycyjne wynikające z rosnącej niepewności w zakresie kosztów środowiskowych, dotyczących szczególnie zmian klimatu, przyszłych cen paliw i ich dostępności oraz przyszłego zapotrzebowanie na energię [10, 29, 33]. Te wątpliwości mają istotny wpływ na podejmowanie decyzji inwestycyjnych w energetyce. A trzeba mieć na uwadze, że konieczność wyboru technologii, wysoka kapitałochłonność i długi czas realizacji projektu sprawia, że decyzje te z uwagi na ich nieodwracalny charakter są już same w sobie bardzo trudne [10, 33]. Restrukturyzacja i deregulacja rynków energii elektrycznej powodują wzrost zmienności i niepewności cen energii [34]. Ryzyko wahań ceny *spot* na rynku energii elektrycznej jest szczególnie istotne. Badania wykazały, że codzienne wahania cen energii elektrycznej w danym miejscu są dużo wyższe niż jakiegokolwiek innego towaru. Głównym powodem tego może być brak możliwości łatwego magazynowania energii elektrycznej [23]. To wszystko powoduje dużą niechęć przedsiębiorstw energetycznych do podejmowania nowych inwestycji. Jest to poważnym zagrożeniem dla trwałego wzrostu i rozwoju nowoczesnego społeczeństwa [10].

W dzisiejszym dynamicznym i niepewnym otoczeniu, gdy ma miejsce stały wzrost popytu na wszystkie rodzaje energii, a ceny surowców zmieniają się gwałtownie, sektor energetyczny potrzebuje narzędzi, które pozwolą uchwycić kluczowe ryzyko i pomogą podejmować decyzje w zakresie realizacji nowych inwestycji energetycznych [26]. Zarządzanie ryzykiem jest ważnym i istotnym elementem w procesie podejmowania decyzji [23, 29]. Inwestorzy coraz częściej oprócz minimalizacji oczekiwanych całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, starają się ograniczyć ryzyka związane z wymienionymi wyżej kategoriami niepewności. Duża awersja do ryzyka sprawia, że inwestorzy kładą większy nacisk na jego wartość niż na przewidywane koszty [10, 33]. Awerbuch i Deehan uważają, że planowanie energetyczne powinno nie tylko prowadzić do najniższych kosztów, ale powinno także zwrócić większą uwagę na opracowywanie skutecznego portfela wytwarzania energii w celu osiągnięcia niższego ryzyka [2, 3, 5]. Awerbuch i Berger minimalizowali koszty, ponieważ z punktu widzenia społeczeństwa, minimalizacja kosztów wytwarzania jest właściwa. Ale na zliberalizowanych rynkach, funkcja celu jest inna. Dąży się do maksymalizacji zysków finansowych dla założonego poziomu ryzyka [7, 29]. Coraz częściej mówi się o maksymalizowaniu wartości przedsiębiorstwa, co jest szczególnie istotne w przypadku przedsiębiorstwa notowanego na giełdzie.

Analiza portfelowa jest sprawdzoną metodą idealnie nadającą się do planowania strategii przedsiębiorstw energetycznych poprzez określenie optymalnego portfela technologii wytwarzania energii elektrycznej [4, 29, 30]. Pozwala ona w sposób metodyczny zdywersyfikować strukturę technologii wytwarzania energii znacznie lepiej niż dokonywanie arbitralnych wyborów [4, 8]. Daje to możliwość obniżenia ryzyka nie zwiększając przy tym kosztów lub zwiększając zyski, co ma duże znaczenie dla polityki przedsiębiorstwa energetycznego [1].

Przy wyborze technologii do realizacji w ramach projektu inwestycyjnego należy brać pod uwagę technologie energetyczne bazujące na gazie ziemnym. Wynika to z dużego postępu technologicznego w zakresie rozwoju turbin gazowych oraz dynamicznego rozwoju rynków gazu ziemnego na świecie [27].

Za pomocą metody portfelowej można wykazać, że zróżnicowanie portfela wytwarzania energii elektrycznej poprzez wdrożenie gazowych technologii energetycznych zwłaszcza kogeneracji może zmniejszyć ogólne ryzyko portfela na jakie jest narażony inwestor [6, 10]. Co wykazali Humphreys i McClain oraz Westner i Madlener a także Jensen i Meibom [16, 18, 31, 32]. Pozwala to obniżyć koszty ubezpieczenia od ryzyka.

Zwrócenie uwagi na energetykę gazową ma duże znaczenie w kontekście najnowszych badań zasobów gazu ziemnego w tym zasobów niekonwencjonalnych gazu, które wskazują, że są one znacznie większe niż wcześniej zakładano. To stwarza możliwości zwiększenia użytkowania gazu ziemnego, w różnych sektorach gospodarki, w tym do wytwarzania energii, zastępując technologie bazujące na ropie naftowej i węgla, a tym samym zmniejszając emisję gazów cieplarnianych i poprawiając jakość powietrza. Rozwój energetyki gazowej umożliwi szybszy rozwój odnawialnych źródeł energii bazujących na energii słonecznej i wiatrowej, które będą obejmować coraz większy udział w systemie elektroenergetycznym. Wymagają one mocy rezerwowych, które mogą być zapewnione przez systemy turbin gazowych [13]. Ponadto należy mieć na uwadze, że pomimo, iż państwa członkowskie Unii Europejskiej starają się zwiększać wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, elektrownie wykorzystujące kopalne nośniki energii, w tym w szczególności gaz ziemny będą w przyszłości nadal odgrywać ważną rolę w europejskim portfelu technologii energetycznych [32]. Szczególnie technologie kogeneracyjne, które są jednymi z najbardziej skutecznych w zakresie oszczędzania energii pierwotnej i ograniczania emisji gazów cieplarnianych [12]. Ze względu na te korzyści, wiele państw członkowskich promuje wytwarzanie energii w skojarzeniu, bazujące przede wszystkim na gazie ziemnym. Przyspiesza to upowszechnianie się technologii kogeneracyjnych [31].

3. WYKORZYSTANIE METODY ANALIZY PORTFELOWEJ

Głównym celem analizy portfelowej jest sterowanie składem portfela inwestycji w taki sposób, aby poziom ryzyka i zysku (w analizowanym przypadku koszt wytwarzania energii elektrycznej) był z punktu widzenia inwestora jak najlepszy. Uzyskuje się to poprzez odpowiednie dobranie struktury portfela (wielkości udziałów poszczególnych walorów – technologii energetycznych). Analiza portfelowa opiera się na założeniach rynku efektywnego. Minimalne ryzyko uzyskuje się poprzez dywersyfikację portfela, której istotną częścią jest nie tylko dobór walorów o najniższym ryzyku (odchyleniu standardowym), ale również o niskich współczynnikach korelacji z pozostałym walorami portfela.

Poniżej przedstawiono dwa główne wzory wykorzystywane w analizie portfelowej. Są one już zaadaptowane na potrzeby niniejszej analizy.

Przewidywany koszt wytwarzania energii elektrycznej dla portfela wyraża się wzorem:

$$K_p = \sum_{i=1}^N u_i \cdot K_i \quad (1)$$

gdzie:

- K_p – przeciętny koszt wytwarzania energii elektrycznej dla portfela technologii,
- u_i – udział technologii i w portfelu,
- K_i – przeciętny koszt wytwarzania energii elektrycznej dla technologii i .

Oczywiście należy pamiętać, że suma udziałów technologii w portfelu musi być równa jeden oraz udziały muszą być nieujemne.

Sposób wyznaczania ryzyka portfela jest bardziej skomplikowany niż koszt, przy czym oprócz ryzyka walorów wchodzących w jego skład uwzględnia się korelację ich zachowań. Ryzyko portfela wyrażone odchyleniem standardowym kosztu wytwarzania energii elektrycznej portfela opisuje wzór:

$$\sigma_p = \sqrt{\sum_{i=1}^N u_i^2 \cdot \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^N u_i \cdot u_j \cdot \sigma_i \cdot \sigma_j \cdot \rho_{ij}} \quad (2)$$

gdzie:

- σ_p – ryzyko portfela,
- σ_i – ryzyko technologii i ,
- u_i – udział technologii i w portfelu,
- $\rho_{i,j}$ – współczynnik korelacji zachowań technologii i oraz j ,
- N – liczba technologii w portfelu.

Spśród portfeli wyznaczonych wzorami (1) i (2), przedmiotem zainteresowania są jedynie te, które charakteryzują się najniższym kosztem przy danym poziomie ryzyka lub najniższym ryzykiem dla danego kosztu. Portfele spełniające ten warunek nazywane są efektywnymi. Zbiór wszystkich portfeli efektywnych tworzy tzw. granicę efektywną. Wśród portfeli efektywnych istnieje jeden, który charakteryzuje się najniższym kosztem przypadającą na jednostkę ryzyka. Portfel spełniający ten warunek nazywany jest portfelem optymalnym.

Rozważmy bardzo prosty przypadek. Hipotetyczne przedsiębiorstwo energetyczne Y, które scharakteryzowano w tabeli 1, zamierza zwiększyć moc wytwórczą. W tym celu planuje realizację inwestycji – bloku o mocy 500 MW. Rozważane są dwie możliwości:

- 1) blok parowy opalany węglem kamiennym;
- 2) blok gazowo-parowy wykorzystujący gaz ziemny.

Parametry niezbędne do wykonania analizy charakteryzujące oba rodzaje bloków zamieszczono w tabeli 2.

Tabela 1

Charakterystyka obecnego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa Y

Parametr	Wartość
Zainstalowana moc produkcyjna e. e.	1000 MW
Rodzaj bloków energetycznych	węglowe
Przeciętny koszt wytwarzania e. e.	95 USD/MW·h
Odchylenie standardowe kosztu wytwarzania e. e.	15 USD/MW·h

Opracowanie własne

Tabela 2

Charakterystyka rozpatrywanych inwestycji

Parametr	Inwestycja 1	Inwestycja 2
Planowana moc wytwórcza	500 MW	500 MW
Rodzaj bloku energetycznego	węglowy	gazowy
Przeciętny koszt wytwarzania e. e.	110 USD/MW·h	110 USD/MW·h
Odchylenie standardowe kosztu wytwarzania e. e.	20 USD/MW·h	30 USD/MW·h
Korelacja kosztów wytwarzania e. e. z kosztami istniejących bloków energetycznych przedsiębiorstwa Y	1	0,1

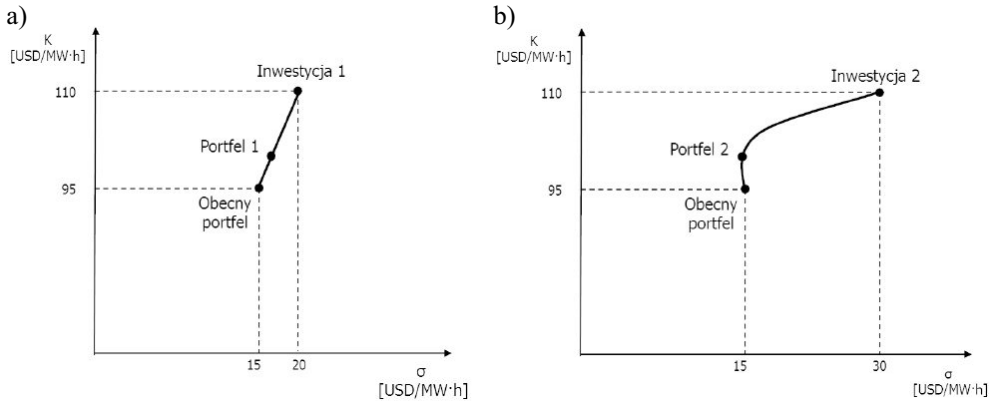
Opracowanie własne

W analizie przyjęto, że koszty wytwarzania energii elektrycznej dla obu rozpatrywanych inwestycji są takie same ale ryzyka mierzone odchyleniem standardowym są inne. Istniejące bloki węglowe są już w znacznej mierze zamortyzowane przez co koszt wytwarzania energii jest niższy niż w nowych blokach węglowych również ich ryzyko jest niższe. Korelację pomiędzy kosztami wytwarzania energii w blokach węglowych przyjęto równą 1, ponieważ wykorzystują one to samo paliwo – węgiel kamienny.

Rozpatrywany przypadek jest bardzo uproszczony a jego wyniki mają tylko pokazać jakie korzyści może nieść dla monokulturowego przedsiębiorstwa energetycznego dywersyfikacja jego struktury wytwórczej.

Na rysunku 1 przedstawiono zbiór wszystkich możliwych portfeli z zaznaczonym portfelem przedsiębiorstwa po wdrożeniu inwestycji 1. Rysunek 2 przedstawia analogiczną sytuację ale dla portfela po wdrożeniu inwestycji 2. W tabeli 3 zestawiono wyniki liczbowe.

Analiza powyższych wyników pozwala stwierdzić, że realizacji inwestycji 2 jest korzystniejsza dla przedsiębiorstwa Y w stosunku do realizacji inwestycji 1 ponieważ portfel wynikowy (portfel 2) charakteryzuje się mniejszym ryzykiem od portfela 1. Ponadto portfel 2 charakteryzuje się mniejszym ryzykiem niż portfel wyjściowy.



Rys. 1. Zbiór wszystkich portfeli efektywnych z zaznaczonym portfelem przedsiębiorstwa po wdrożeniu: a) inwestycji 1; b) inwestycji 2
Opracowanie własne

Tabela 3
Charakterystyka portfeli po wdrożeniu inwestycji

Parametr	Portfel 1	Portfel 2
Planowana moc wytwórcza portfela	1500 MW	1500 MW
Wdrożona inwestycja	inwestycja 1	inwestycja 2
Udział mocy wytwórczej nowego bloku w portfelu	33%	33%
Przeciętny koszt wytwarzania e. e.	100 USD/MW·h	100 USD/MW·h
Odchylenie standardowe kosztu wytwarzania e. e.	16,67 USD/MW·h	14,83 USD/MW·h

Opracowanie własne

4. PODSUMOWANIE

Zawansowane wykorzystanie analizy portfelowej pozwala na porównanie technologii energetycznych i określenie ich roli dla przedsiębiorstwa energetycznego w przypadku realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego w zakresie wytwarzania energii. W oparciu o to podejście możliwe jest stworzenie metody, za pomocą której można dokonać oceny gazowych technologii energetycznych pod względem korzyści dla przedsiębiorstwa energetycznego, rozumianych jako wzrost wartości przedsiębiorstwa i zmniejszenie ryzyka jego funkcjonowania. W ten sposób będzie można określić rolę gazowych technologii energetycznych w strukturze produkcyjnej polskich przedsiębiorstw energetycznych. Realizacja kompleksowych badań w tym zakresie jest wielce interesująca ponieważ wdrożenie jej wyników zwiększy konkurencyjność polskich przedsiębiorstw energetycznych wskazując kierunek dywersyfikacji ich struktur produkcyjnych.

LITERATURA

- [1] Allan G., Eromenko I., McGregor P., Swales K.: *The regional electricity generation mix in Scotland: A portfolio selection approach incorporating marine technologies*. Energy Policy, vol. 39 (1), 2011, s. 6–22.
- [2] Awerbuch S.: *The surprising role of risk in utility integrated resource planning*. Electricity Journal, vol. 6 (3), 1993, s. 20–33.
- [3] Awerbuch S.: *Market-based IRP: it's easy!!!* Electricity Journal, vol. 8 (3), 1995, s. 50–67.
- [4] Awerbuch S.: *The Role of Wind Generation in Enhancing Scotland's Energy Diversity and Security: A Mean-Variance Portfolio Optimization of Scotland's Generating Mix – Detailed Analysis and Conclusions*. Airtricity, Greenock, Scotland, vol. II, 2006.
- [5] Awerbuch S., Deehan W.: *Do consumers discount the future correctly? A market-based valuation of residential fuel switching*. Energy Policy, vol. 23 (1), 1995, s. 57–69.
- [6] Awerbuch S., Berger M.: *Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy-making*. IEA/EET Working Paper, 2003.
- [7] Awerbuch S., Berger M.: *Energy Security and Diversity in the EU: A Mean-Variance Portfolio approach*. IEA Research Paper, Paris 2003.
- [8] Awerbuch S., Beurskens L., Jansen J. C., Drennen T. E.: *The cost of geothermal energy in the western US region: a portfolio-based approach a mean-variance portfolio optimization of the regions' generating mix to 2013*. SANDIA REPORT, 2005.
- [9] Bar-Lev D., Katz S.: *A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry*. Journal of Finance, vol. 31 (3), 1976, s. 933–947.
- [10] Bhattacharya A., Kojima S.: *Power sector investment risk and renewable energy: A Japanese case study using portfolio risk optimization method*. Energy Policy, vol. 40 (1), 2012, s. 69–80.
- [11] Bil J., Gašiorowska E., Graczyk W., Guzik R., Maciuk-Grochowska A., Malec A., Smoleń P.: *Analiza trendów rozwoju branży energetycznej: Raport*. Związek Pracodawców Prywatnych Energetyki, 2010.
- [12] Blok K., Turkenburg W.: *CO₂ emission reduction by means of industrial CHP in the Netherlands*. Energy Conversion and Management, vol. 35 (4), 1994, s. 317–340.
- [13] Flavin Ch., Kitasei S.: *The Role of Natural Gas in a Low-Carbon Energy Economy*. Natural Gas and Sustainable Energy Initiative, 2010.
- [14] Fuss S., Szolgayová J., Khabarov N., Obersteiner M.: *Renewables and climate change mitigation: Irreversible energy investment under uncertainty and portfolio effects*. Energy Policy, vol. 40 (1), 2012, s. 59–68.
- [15] Haugen R.A.: *Teoria nowoczesnego inwestowania. Obszerny podręcznik analizy portfelowej*. WIG-Press, Warszawa 1996.

- [16] Humphreys H. McClain K.: *Reducing the impacts of energy price volatility through dynamic portfolio selection*. The Energy Journal, vol. 19 (3), 1998, s. 107–131.
- [17] *Informacja Rządu o aktualnej sytuacji i perspektywach polskiej energetyki*. Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Skarbu Państwa. Warszawa, 2010.
- [18] Jensen S.G., Meibom P.: *Investments in liberalised power markets: Gas turbine investment opportunities in the Nordic power system*. Electrical Power and Energy Systems, 30 (2), 2008, s. 113–124.
- [19] Jeżowski P.: *Koszty polityki klimatycznej UE dla polskich przedsiębiorstw energetycznych*. Przedsiębiorstwa wobec zmian klimatu, 7–8 kwietnia 2011, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie.
- [20] Kaliski M., Frączek P., Szurlej A.: *Brytyjskie doświadczenia a zmiana struktury źródeł energii w Polsce*. Polityka Energetyczna, t. 14, z. 2, 2011, s. 141–153.
- [21] Kaliski M., Frączek P., Szurlej A.: *Liberalizacja rynku gazu ziemnego a rozwój podziemnych magazynów gazu w Polsce*. Polityka Energetyczna, t. 13, z. 2, 2010, s. 199–218.
- [22] Kienzle F., Koeppel G., Stricker P., Andersson G.: *Efficient electricity production portfolios taking into account physical boundaries*. Presented at the 27th USAEE/IAEE North American Conference, Houston, USA, 2007.
- [23] Liu M., Wu F.F.: *Portfolio optimization in electricity markets*. Electric Power Systems Research, 77, 2007, s. 1000–1009.
- [24] Marchlewski K.: *Teoria portfela inwestycyjnego*. WSB, Poznań 2004.
- [25] Markowitz H.: *Portfolio Selection*. The Journal of Finance, vol. 7 (1), 1952, s. 77–91.
- [26] Munoz J.I., Sanchez de la Nieta A.A., Contreras J., Bernal-Agustin J.L.: *Optimal investment portfolio in renewable energy: the Spanish case*. Energy Policy, vol. 37 (12), 2009, s. 5273–5284.
- [27] Näsäkkälä E., Fleten S. E.: *Flexibility and technology choice in gas fired power plant investments*. Review of Financial Economics, 14 (3–4), 2005, s. 371–393.
- [28] Oliveira F.A., Paiva A.P., Lima J.W., Balestrassi P.P., Mendes R.R.: *Portfolio optimization using Mixture Design of Experiments: Scheduling trades within electricity markets*. Energy Economics, 33 (2011), s. 24–32.
- [29] Roques F.A.: *Technology choices for new entrants in liberalized markets: The value of operating flexibility and contractual arrangements*. Utilities Policy, vol. 16 (4), 2008, s. 245–253.
- [30] Roques F.A.: *Analytic Approaches to Quantify and Value Fuel Mix Diversity*. Conference on Applied Infrastructure Research, 2008.
- [31] Westner G., Madlener R.: *The benefit of regional diversification of cogeneration investments in Europe: A mean-variance portfolio analysis*. Energy Policy, vol. 38 (12), 2010, s. 7911–7920.
- [32] Westner G., Madlener R.: *Investment in new power generation under uncertainty: Benefits of CHP vs. condensing plants in a copula-based analysis*. Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior. FCN Working Paper No. 12/2010.

- [33] Vithayasrichareon P., MacGill I., Wen F.: *Monte-Carlo optimization framework for assessing electricity generation portfolios*. Power Engineering Conference. AUPEC 2009. Australasian Universities, 2009, s. 1–6.
- [34] Yau S., Kwon R. H., Rogers J. S. Wu D.: *Financial and operational decisions in the electricity sector: Contract portfolio optimization with the conditional value-at-risk criterion*. Int. J. Production Economics, vol 134 (1), 2010, s. 67–77.