

Dominik KRYZIA*

Analiza struktury wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem metod analizy portfelowej

STRESZCZENIE. W artykule przeprowadzono analizę portfelową struktury wytwarzania energii elektrycznej w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego. W analizie uwzględniono 7 technologii wytwarzania energii elektrycznej, dla których obliczono uśrednione jednostkowe koszty produkcji energii (*Levelized Energy Cost* – LEC). Koszty te wyliczono dla poszczególnych kwartałów lat 2005–2009, uwzględniając koszty paliwa, koszty emisji CO₂ i koszty pozostałe (nakłady inwestycyjne, koszty kapitału, koszty eksploatacji i konserwacji, koszty likwidacji). Dla każdej z technologii wyznaczono ryzyko, obliczając odchylenia standardowe kosztów LEC. Na mapie ryzyko–taniaść (odwrotność kosztów LEC) przedstawiono graficznie portfele charakteryzujące się najmniejszym ryzykiem dla danej taniaści. Uwzględniono trzy scenariusze: 1) dostępne są wszystkie technologie, 2) energetyka jądrowa jest niedostępna, 3) energetyka jądrowa jest niedostępna i produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego jest ograniczona. Wyznaczono również przeciętną taniaść i ryzyko portfela odpowiadającego obecnej strukturze produkcji energii elektrycznej w Polsce.

SŁOWA KLUCZOWE: analiza portfelowa, wytwarzanie energii elektrycznej, rynek energii elektrycznej, struktura, ryzyko, koszty

* Mgr inż. – Zakład Zrównoważonego Rozwoju Gospodarki Surowcami i Energią, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; e-mail: kryzia@min-pan.krakow.pl

Wprowadzenie

Energia elektryczna jest postrzegana jako dobro o charakterze strategicznym. Obecnie na świecie do jej produkcji wykorzystuje się głównie paliwa kopalne, których złoża systematycznie się szcerpują. Wysokie uzależnienie energetyki od kopalnych surowców energetycznych sprawia, że wszelkie zakłócenia na rynkach tych surowców są przenoszone na rynek energii elektrycznej. Dlatego ograniczenia dostaw lub znaczące wahania cen kopalnych nośników energii powodują wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej, co może prowadzić do destabilizacji gospodarki. Z tego powodu dywersyfikacja nośników energii i źródeł dostaw jest bardzo ważnym elementem polityki energetycznej zmierzającej do zapewnienia właściwego poziomu bezpieczeństwa energetycznego. Równie ważnym elementem polityki energetycznej powinno być zapewnienie optymalnej struktury produkcji energii elektrycznej, zwłaszcza gdy dominuje w niej produkcja oparta na kopalnych surowcach energetycznych, ponieważ możliwa jest minimalizacja ekspozycji na wahania cen paliw poprzez wybór efektywnej struktury.

Bezpieczeństwo energetyczne można rozumieć jako zapewnienie wiarygodnych i nieprzerwanych dostaw energii w ilości wystarczającej do zaspokojenia bieżących i perspektywicznych potrzeb gospodarki po rozsądnej cenie przy minimalnym oddziaływaniu na środowisko i warunki życia społecznego [6, 16, 17]. W tej definicji można wyróżnić cztery wymiary bezpieczeństwa energetycznego, to jest: fizyczny, ekonomiczny, środowiskowy i społeczny [11].

Polska ma unikatową w skali międzynarodowej strukturę produkcji energii elektrycznej, w której przeważają elektrownie ciepłone opalane węglem. Dominujący udział paliw stałych w krajowej strukturze produkcji energii elektrycznej korzystnie wpływa na poziom bezpieczeństwa energetycznego w wymiarze fizycznym i ekonomicznym. Jednak ze względu na dużą emisję substancji szkodliwych, bezpieczeństwo energetyczne w wymiarze środowiskowym kształtuje się na niskim poziomie. Ponadto obowiązek ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i związane z tym wprowadzenie uprawnień do emisji CO₂ ma coraz większy wpływ na poziom bezpieczeństwa energetycznego w wymiarze ekonomicznym i społecznym. Ważne jest, aby zdać sobie sprawę, że istnieje niepewność co do poziomu bezpieczeństwa energetycznego nawet w przypadku produkcji energii opartej na krajowych zasobach paliw kopalnych.

Źródła energii odnawialnej, pomimo że aktualnie – ze względu na wysokie koszty i niski potencjał w Polsce – mają niewielki udział w krajowej produkcji energii elektrycznej, to jak wykazał Bolinger i inni [7–10] oraz Awerbuch [1, 2] mogą obniżyć ryzyko portfela w sposób opłacalny, zwiększając tym samym bezpieczeństwo energetyczne.

Podstawowym problemem jest zidentyfikowanie i określenie czynników ryzyka, a następnie uwzględnienie ich w strukturze produkcji energii elektrycznej poprzez taką jej zmianę, aby uzyskać optymalny poziom bezpieczeństwa energetycznego.

Awerbuch i inni [4] proponują wykorzystać teorię portfelową do podejmowania decyzji w zakresie rozwoju energetyki zgodnie z preferowanym poziomem bezpieczeństwa energetycznego. Jest to narzędzie, które pozwala zidentyfikować efektywne – w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego i nie tylko – możliwości inwestycyjne w branży energetycznej.

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. Z biegiem lat ulegała ona rozwojowi i modyfikacjom [15] i z czasem zaczęto ją wykorzystywać również do optymalizacji portfela aktywów niefinansowych. Pierwsze próby zastosowania teorii portfelowej w energetyce zostały podjęte przez Bar-Lev i Katz w 1976 r [5]. Od tego momentu teoria portfelowa stała się narzędziem coraz częściej wykorzystywanym w branży energetycznej. Awerbuch i Berger (2003) zastosowali ją po raz pierwszy na zliberalizowanych rynkach energii, analizując strukturę źródeł energii w Unii Europejskiej [3, 14].

Artykuł jest wstępną analizą, opartą na teorii portfelowej, której głównym celem jest identyfikacja najkorzystniejszej z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego struktury technologii wytwarzania energii elektrycznej w kraju.

1. Metodologia i dane

Teoria portfelowa została stworzona do analizy finansowej, w której konstruując efektywne portfele maksymalizuje się zyski na każdym poziomie oczekiwanego ryzyka portfela. W przypadku wytwarzania energii elektrycznej dąży się do minimalizacji kosztów, co odbiega od opracowanej metodologii analizy portfelowej i może prowadzić do niejasności w interpretacji wyników. Dlatego na potrzeby tej analizy koszty zastąpiono ich odwrotnością nazywaną dalej „taniością” wyrażoną w kW·h na jednostkę pieniężną, która w prowadzonej analizie jest maksymalizowana. Zastąpienie kosztów taniością nie ma wpływu na wyniki i wnioski przedstawione w niniejszym artykule, ale pozwala na zastosowanie teorii portfelowej do analizy problemu w sposób analogiczny jak w analizie finansowej.

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

Przewidywana taniść portfela (T_p) wyraża się wzorem:

$$T_p = \sum_{i=1}^n w_i \cdot T_i \quad (1)$$

gdzie: w_i – udział i -tej technologii w portfelu,

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1 \quad (2)$$

T_i – taniść i -tej technologii,
 n – liczba technologii w portfelu.

Ryzyko portfela wyrażone odchyleniem standardowym taniaści portfela wylicza się wzorami:

$$\sigma_p = \sqrt{\sum_{i=1}^n w_i^2 \cdot \sigma_i^2 + 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n w_i w_j \sigma_i \sigma_j \rho_{ij}} \quad (3)$$

gdzie: w_i – udział i -tej technologii w portfelu,
 σ_i – odchylenie standardowe kosztów i -tej technologii,
 ρ_{ij} – współczynnik korelacji i -tej i j -tej technologii w portfelu,
 n – liczba technologii w portfelu.

Spośród portfeli wyznaczonych wzorami (1) i (3), przedmiotem zainteresowania są jedynie te, które charakteryzują się najwyższą taniaścią przy danym poziomie ryzyka lub najniższym ryzykiem dla danej taniaści. Portfele spełniające ten warunek nazywane są efektywnymi. Zbiór wszystkich portfeli efektywnych tworzy tzw. granicę efektywną nazywaną często granicą Markowitza. Wśród portfeli efektywnych istnieje jeden, który charakteryzuje się najwyższą taniaścią przypadającą na jednostkę ryzyka. Portfel spełniający ten warunek nazywany jest portfelem optymalnym.

Stworzenie efektywnego portfela technologii wytwarzania energii elektrycznej ze względu na konieczność uwzględnienia wielu czynników jest skomplikowanym procesem, a zatem należy uznać, że badania te mogą mieć pewne ograniczenia. Po pierwsze, nie uwzględniono wszystkich elementów ryzyka uznając, że mogą być one zignorowane. Po drugie, w celu oszacowania ryzyka wykorzystano dane historyczne, co nie odzwierciedla obecnego poziomu ryzyka. Po trzecie, koszty zostały obliczone na podstawie przyjętych na podstawie analizy literatury wartości parametrów, które mogą odbiegać od wartości rzeczywistych. Po czwarte, technologie odnawialne uznano za technologie wolne od ryzyka, co jest podejściem bardzo uproszczonym. Po piąte, w analizie uwzględniono tylko 7 technologii wytwarzania energii elektrycznej, co nie jest wystarczające. Ponadto w analizie przyjęto, że nie utrzymuje się rezerw mocy produkcyjnej oraz nie bierze się pod uwagę wszelkich kosztów utraconych korzyści. Przyjęto również, że elektrownie wiatrowe z uwagi na dużą akceptację społeczną i dynamiczny rozwój są potencjalnie najatrakcyjniejszą technologią produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, możliwą w przyszłości do rozwoju w kraju.

Teoria portfela opiera się na zestawie założeń, których przy analizie portfela aktywów rzeczowych nie zawsze można się ściśle trzymać. Niektóre z tych założeń mogą mieć decydujące znaczenie, ale znaczenie to musi być określone w takim sensie, w jakim wpływają na wynik. Biorąc pod uwagę te zastrzeżenia warto zauważyć, że teoria portfelowa mimo takich ograniczeń jest powszechnie stosowana do wyceny rzeczowych aktywów trwałych i aktywów niefinansowych [3].

Aby przeprowadzić analizę konieczne jest przygotowanie następujących danych wejściowych: jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej wyrażone w zł/MW·h dla poszczególnych technologii, ryzyko danej technologii, współczynnik korelacji kosztów poszczególnych technologii.

W analizie uwzględniono 7 technologii wytwarzania energii elektrycznej, tj.: bloki parowe opalane węglem brunatnym (WB), bloki parowe opalane węglem kamiennym (WK), bloki parowe opalane ciężkim olejem opałowym (OO), bloki gazowo-parowe (GZ), elektrownie jądrowe (EJ), elektrownie wodne (HP) i elektrownie wiatrowe (EW).

W celu wyznaczenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla poszczególnych technologii posłużono się metodyką opisaną w [12], pozwalającą określić jednostkowy uśredniony koszt produkcji energii (*Levelized Energy Cost* – LEC) dla danego systemu (źródła). Obliczając koszty wytworzenia energii, uwzględniono wszystkie koszty generowane przez system w całym okresie jego życia, tj. koszty związane z nakładami inwestycyjnymi, koszty kapitału, koszty paliwa, koszty emisji CO₂, koszty eksploatacji i konserwacji oraz koszty likwidacji.

Koszty obliczono dla poszczególnych kwartałów lat 2005–2009. Założono, że koszty pozostałe, tj.: koszty związane z nakładami inwestycyjnymi, koszty kapitału, koszty eksploatacji i konserwacji oraz koszty likwidacji, dla danej technologii mają stałą wartość przez cały okres analizy. Stopę dyskontową we wszystkich obliczeniach przyjęto na poziomie siedmiu procent. W tabeli 1 zestawiono dane charakterystyczne dla każdej z technologii, wykorzystane w obliczeniu kosztów LEC. Przyjęto je na podstawie analizy literatury [18]. Tabela 3 zawiera wyliczone koszty produkcji energii LEC dla poszczególnych technologii. W celu dokonania przeliczeń jednostek pieniężnych wykorzystano średnie kwartalne kursy euro i dolara do złotówki podawane przez NBP.

Koszty emisji CO₂ wyrażono iloczynem współczynnika emisji (tab. 2) i cen praw do emisji CO₂, będących średnimi cen notowanych na giełdzie ECX w danym okresie kontraktów *futures*. Natomiast koszty oleju opałowego i koszty gazu ziemnego wyrażono iloczynami wskaźników zużycia tych paliw na 1 MW·h wyprodukowanej energii elektrycznej i cen paliw dostępnych w biuletynach ARE. Koszty paliwa jądrowego obliczono na podstawie cen uranu udostępnionych przez UxC i wskaźnika zużycia paliwa na 1 MW·h wyprodukowanej energii elektrycznej plus koszty utylizacji zużytego paliwa. W przypadku węgla brunatnego i kamiennego koszty wyliczono opierając się na danych dostępnych w biuletynach ARE. Zawierają one również koszty biomasy.

Na ryzyko związane z kosztami produkcji energii elektrycznej mają wpływ: zmiany kosztów paliwa oraz zmiany kosztów emisji CO₂. Aby określić ryzyko danej technologii obliczono odchylenie standardowe dla kosztów paliwa oraz dla kosztów emisji CO₂ (tab. 4) oraz współczynniki korelacji kosztów paliwa z kosztami emisji CO₂ dla każdej technologii (tab. 5). Odchylenia standardowe kosztów pozostałych każdej z technologii, które są stałe przez cały okres analizy, wynoszą zero, dlatego też nie ma konieczności obliczania współczynnika korelacji dla tych kosztów. Jak wykazano w [3] można zaniedbać ryzyko związane z nakładami inwestycyjnymi, kosztami kapitału, kosztami eksploatacji i konserwacji oraz kosztami likwidacji, ponieważ zaniedbanie takie powoduje bardzo niewielkie odchylenia od wartości wyliczonych z uwzględnieniem tych składników ryzyka.

W przypadku zastosowania teorii portfelowej do budowy portfela technologii wytwarzania energii, dywersyfikacja i ryzyko portfela są często źle rozumiane. Niektórzy analitycy starają się wyznaczyć wszystkie możliwe zagrożenia, nawet te, które nie mają wpływu na

TABELA 1. Czas budowy oraz eksploatacji, nakłady inwestycyjne, współczynnik dostępności mocy i sprawność poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej

TABLE 1. Time of construction and exploitation, overnight costs, load factor of sources and efficiency of selected technologies

Technologia	Czas budowy [lata]	Liczba lat eksploatacji [lata]	Nakłady inwestycyjne [zł/kWe]	Współczynnik dostępności mocy [%]	Sprawność [%]
Bloki opalane węglem brunatnym (WB)	5	40	7 312	85	35
Bloki opalane węglem kamiennym (WK)	5	40	7 312	85	35
Bloki opalane ciężkim olejem opałowym (OO)	4	30	6 435	85	40
Bloki gazowo-parowe (GZ)	3	30	5 265	85	45
Elektrownie jądrowe (EJ)	8	50	16 087	90	35
Elektrownie wodne (HP)	4	60	11 700	50	-
Elektrownie wiatrowe (EW)	2	25	8 775	30	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [18]

TABELA 2. Współczynnik emisji CO₂

TABLE 2. CO₂ emissions factor

Paliwo	Współczynnik emisji CO ₂ [kg/GJ]
Węgiel brunatny	101,2
Węgiel kamienny	94,6
Olej opałowy	77,37
Gaz ziemny	74,07

Źródło: [19]

ogólne ryzyko portfela z punktu widzenia jego dywersyfikacji. Skutkuje to zawyżeniem oszacowanego ryzyka portfela [20].

Elektrownie wodne i elektrownie wiatrowe nie wykorzystują paliw oraz nie emitują zanieczyszczeń – w tym gazów cieplarnianych – co oznacza, że nie mają kosztów paliwa oraz kosztów związanych z zakupem praw do emisji CO₂, a zatem ryzyka związane ze zmiennością cen paliwa oraz cen praw do emisji CO₂ nie istnieją.

Mając wartości odchylenia standardowego dla poszczególnych kosztów i współczynniki korelacji, wyznaczono ryzyko danej technologii (tab. 6).

TABELA 3. Jednostkowe uśrednione koszty produkcji energii elektrycznej dla poszczególnych technologii w latach 2005–2009 [zł/MW·h]

TABLE 3. Levelized costs of electricity production for selected technologies, 2005–2009 [zł/MW·h]

Rok	2005				2006				2007				2008				2009			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Bloki opalane węglem brunatnym (WB)																				
Koszty CO ₂	34,5	79,7	94,0	85,1	99,4	100,1	79,7	71,7	65,7	84,1	83,6	88,7	84,5	96,3	91,4	75,2	62,2	73,4	69,7	65,4
Koszty paliwa	52,0	52,7	51,3	46,3	53,0	48,7	54,8	49,2	52,4	53,0	54,2	54,7	59,0	58,9	56,4	60,5	62,6	65,4	66,0	66,0
Koszty pozostałe	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2
LECWb	218,7	264,6	277,5	263,6	284,6	281,0	266,7	253,1	250,4	269,3	270,0	275,6	275,6	287,4	280,0	268,0	257,1	271,1	267,9	263,6
Bloki opalane węglem kamiennym (WK)																				
Koszty CO ₂	32,2	74,5	87,9	79,6	92,9	93,6	74,5	67,0	61,4	78,6	78,2	82,9	78,9	90,1	85,4	70,3	58,2	68,6	65,1	61,1
Koszty paliwa	62,6	64,3	64,8	64,7	65,2	66,8	66,4	66,8	67,1	68,7	71,0	71,0	76,8	83,6	86,2	92,2	107,1	115,4	118,4	117,8
Koszty pozostałe	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2
LECWk	227,0	271,0	284,8	276,5	290,3	292,6	273,1	266,0	260,7	279,5	281,4	286,1	287,9	305,8	303,8	294,8	297,5	316,3	315,8	311,2
Bloki gazowo-parowe (GZ)																				
Koszty CO ₂	19,6	45,4	53,5	48,5	56,6	57,0	45,4	40,8	37,4	47,9	47,6	50,5	48,1	54,8	52,0	42,8	35,4	41,8	39,7	37,2
Koszty paliwa	190,2	221,7	217,2	212,7	230,7	257,7	245,3	246,4	265,5	280,2	272,3	257,7	258,8	294,8	316,2	322,9	328,6	337,6	351,1	324,1
Koszty pozostałe	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2
LECGZ	299,0	356,2	359,9	350,3	376,4	403,9	379,9	376,4	392,2	417,3	409,1	397,4	396,1	438,9	457,4	455,0	453,2	468,6	479,9	450,5

TABELA 3 cd.

TABLE 3 cont.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Bloki opalane ciężkim olejem opalowym (OO)																				
Koszty CO ₂	23,1	53,3	62,9	56,9	66,5	67,0	53,3	48,0	44,0	56,3	55,9	59,3	56,5	64,5	61,1	50,3	41,6	49,1	46,6	43,7
Koszty paliwa	177,4	188,1	192,1	213,5	206,8	227,0	224,2	191,6	176,6	206,2	229,2	251,1	242,3	262,8	316,6	213,1	180,3	232,9	287,2	294,9
Koszty pozostałe	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7	140,7
LECOO	341,2	382,1	395,7	411,2	414,0	434,7	418,2	380,2	361,3	403,1	425,8	451,1	439,5	467,9	518,4	404,1	362,7	422,7	474,5	479,3
Elektrownie jądrowe (EJ)																				
Koszty paliwa	12,9	14,2	14,0	14,6	14,9	15,2	15,9	16,7	18,0	19,6	16,6	15,8	14,3	12,6	13,0	16,1	17,9	17,2	16,0	15,4
Koszty pozostałe	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5
LECEJ	289,3	290,7	290,5	291,1	291,5	291,8	292,6	293,5	294,9	296,6	293,3	292,5	290,8	289,0	289,4	292,8	294,8	294,0	292,8	292,1
Elektrownie wodne (HP)																				
LECHP	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7	264,7
Elektrownie wiatrowe (EW)																				
LECEW	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6	422,6

Źródło: Opracowanie własne

TABELA 4. Ryzyko mierzone odchyleniem standardowym kosztów paliw i emisji CO₂ dla poszczególnych technologii

TABLE 4. Risk measured by standard deviation of fuel costs and costs of CO₂ emissions for selected technologies

Technologia	Ryzyko (odchylenie standardowe) kosztów paliwa	Ryzyko (odchylenie standardowe) kosztów CO ₂
Bloki opalane węglem kamiennym (WK)	19,7	14,5
Bloki opalane węglem brunatnym (WB)	5,9	15,5
Bloki opalane ciężkim olejem opałowym (OO)	46,5	8,8
Bloki gazowo-parowe (GZ)	40,2	10,4
Elektrownie jądrowe (EJ)	1,8	–

Źródło: Opracowanie własne

TABELA 5. Współczynniki korelacji kosztów paliwa i kosztów emisji CO₂ w ramach danej technologii

TABLE 5. Correlation coefficients between fuel costs and costs of CO₂ emissions

Technologia	Współczynnik korelacji kosztów CO ₂ z kosztami paliwa
Bloki opalane węglem brunatnym (WB)	–0,260
Bloki opalane węglem kamiennym (WK)	–0,262
Bloki opalane ciężkim olejem opałowym (OO)	0,284
Bloki gazowo-parowe (GZ)	–0,047

Źródło: Opracowanie własne

Aby przystąpić do budowy portfeli składających się z technologii wytwarzania energii elektrycznej, oprócz ryzyka danej technologii niezbędne jest wyznaczenie współczynnika wzajemnych korelacji pomiędzy kosztami LEC każdej z technologii. Tabela 7 zawiera wyliczone współczynniki korelacji kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla poszczególnych technologii.

Mając odchylenia standardowe kosztów LEC dla każdej z technologii i współczynniki korelacji oraz wartości tanioci będące odwrotnością kosztów LEC (tab. 6) można przystąpić do przeprowadzenia analizy portfelowej. Obliczenia wykonano w programie Microsoft Excel wykorzystując dodatek Solver.

TABELA 6. Ryzyko (odchylenie standardowe kosztów LEC) poszczególnych technologii oraz taniaści (odwrotność kosztów LEC) dla każdej technologii wyliczonych dla ostatniego kwartału 2009 roku

TABLE 6. Risk (standard deviation of costs LEC) of individual technologies and cheapness (inverse of costs LEC) for each technology calculated for the fourth quarter of 2009

Technologia	Ryzyko (odchylenie standardowe LEC)	Taniaść [kW·h/zł]
Bloki opalane węglem kamiennym (WK)	21,14	3,21
Bloki opalane węglem brunatnym (WB)	15,07	3,79
Bloki opalane ciężkim olejem opałowym (OO)	46,90	2,22
Bloki gazowo-parowe (GZ)	44,30	2,09
Elektrownie jądrowe (EJ)	1,99	3,42
Elektrownie wodne (HP)	0	3,78
Elektrownie wiatrowe (EW)	0	2,37

Źródło: Opracowanie własne

TABELA 7. Macierz korelacji kosztów generacji energii elektrycznej dla poszczególnych technologii

TABLE 7. Correlation matrix of costs of electricity generation for selected technologies

Technologia	WB	WK	OO	GZ	EJ
Bloki opalane węglem brunatnym (WB)	1	–	–	–	–
Bloki opalane węglem kamiennym (WK)	0,720	1	–	–	–
Bloki opalane ciężkim olejem opałowym (OO)	0,662	0,727	1	–	–
Bloki gazowo-parowe (GZ)	0,451	0,872	0,595	1	–
Elektrownie jądrowe (EJ)	–0,112	0,068	–0,308	0,320	1

Źródło: Opracowanie własne

2. Wyniki i dyskusja

Według danych ARE w 2009 roku produkcja energii elektrycznej w Polsce wyniosła 144,7 TW·h. W strukturze wytwarzania dominowały paliwa stałe: węgiel brunatny, węgiel kamienny i biomasa. Tabela 8 prezentuje strukturę produkcji energii elektrycznej według technologii w roku 2009.

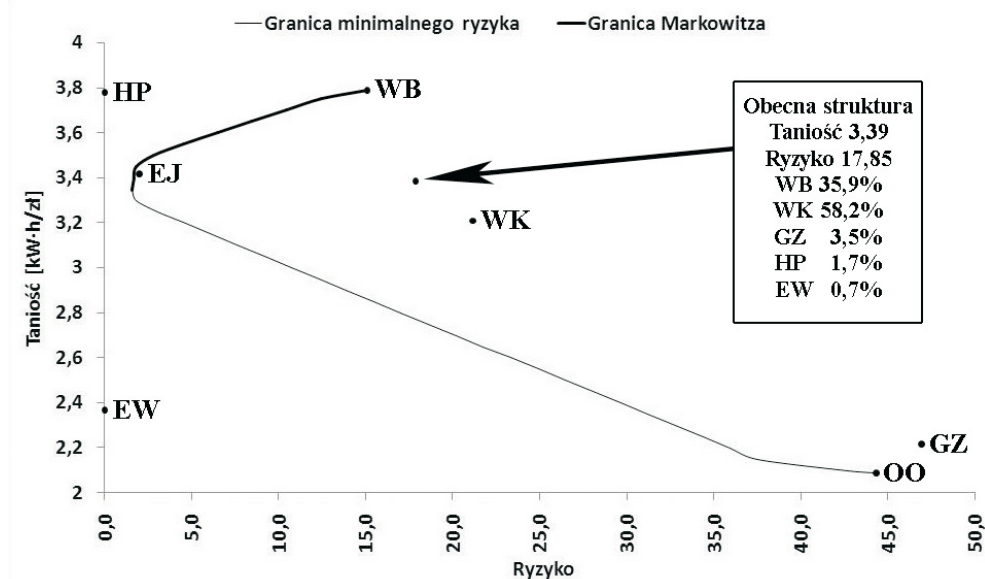
TABELA 8. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce według technologii w roku 2009

TABLE 8. Structure of electricity production in Poland according to technology in 2009

Technologia	Udział [%]
Bloki opalane węglem brunatnym (WB)	35,9
Bloki opalane węglem kamiennym (WK)	58,2
Bloki gazowo-parowe (GZ)	3,5
Elektrownie wodne (HP)	1,7
Elektrownie wiatrowe (EW)	0,7

Źródło: Opracowanie własne

Z uwagi na brak w analizie technologii opartej na spalaniu biomasy oraz wykorzystanie tego paliwa głównie w procesie współspalania z węglem, udział przypadający na tę technologię podzielono proporcjonalnie pomiędzy technologie węglowe. Na mapie ryzyko–taniłość (rys. 1) przedstawiono graficznie portfele charakteryzujące się najmniejszym ryzykiem dla danej taniłości. Portfele te budowano opierając się na wszystkich 7 technologiach.

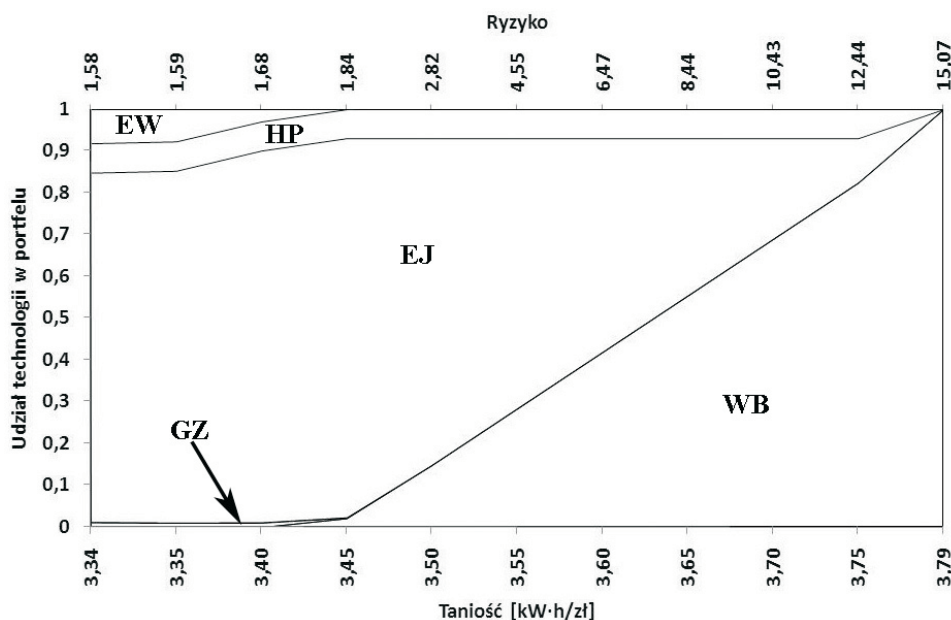


Rys. 1. Mapa ryzyko–taniłość wyznaczona dla wszystkich technologii
 WB – bloki opalane węglem brunatnym, WK – bloki opalane węglem kamiennym, OO – bloki opalane ciężkim olejem opałowym, GZ – bloki gazowo-parowe, EJ – elektrownie jądrowe, HP – elektrownie wodne, EW – elektrownie wiatrowe
 Źródło: Opracowanie własne

Fig. 1. Map of risk–cheapness designated for all technologies

Możliwość produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych ograniczono do wartości potencjału technicznego. I tak dla energetyki wodnej przyjęto, że maksymalna produkcja energii elektrycznej dla warunków krajowych może wynosić 11,9 TW·h, a dla energetyki wiatrowej 10 TW·h, co przy podanej produkcji energii elektrycznej odpowiada następującym udziałom w strukturze: 8,25% dla energetyki wiatrowej i 6,91% dla energetyki wodnej. Wyznaczono również przeciętną taniosc i ryzyko portfela odpowiadającego obecnej strukturze produkcji energii elektrycznej w Polsce i naniesiono na mapę ryzyko–taniosc.

Najmniejszym ryzykiem równym 1,58 charakteryzuje się portfel składający się z czterech technologii: EJ (udział w portfelu 83,65%), HP (6,91%), EW (8,25%) i GZ (1,19%). Jego przeciętna taniosc wynosi 3,34 kW·h/zł. Rysunek 2 prezentuje skład poszczególnych portfeli leżących na granicy Markowitza (pogrubiona linia na rys. 1). Lewa oś wykresu odpowiada portfelowi cechującemu się najmniejszym ryzykiem natomiast prawy – portfelowi o najwyższej taniosci.



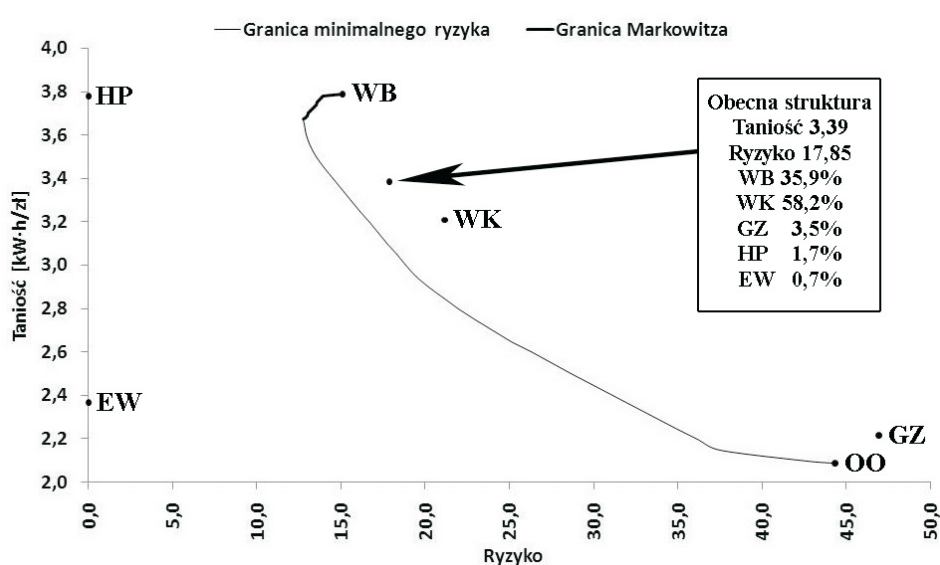
Rys. 2. Struktura portfela wzdłuż granicy Markowitza – wszystkie technologie
 WB – bloki opalane węglem brunatnym, GZ – bloki gazowo-parowe, EJ – elektrownie jądrowe,
 HP – elektrownie wodne, EW – elektrownie wiatrowe
 Źródło: Opracowanie własne

Fig. 2. Structure of portfolio along Markowitz frontier – all technologies

Portfel obliczony dla obecnej strukturze produkcji energii elektrycznej cechuje się przeciętną tanioscią na poziomie 3,39 i ryzykiem równym 17,85. Jak wykazała analiza można zbudować portfel o takiej samej taniosci, ale charakteryzujący się minimalnym ryzykiem równym 1,66. W jego skład wchodzi następujące technologie: EJ (87,73%), HP (6,91%), EW (4,24%) i GZ (1,13%).

Portfel optymalny leży bardzo blisko portfela minimalnego ryzyka. Różnice są bardzo małe, wręcz pomijalne.

Obecnie Polska nie dysponuje elektrowniami jądrowymi, dlatego przeprowadzono następną analizę wykluczając technologię EJ z portfela. Na mapie ryzyko–taniaść (rys. 3) przedstawiono graficznie portfele charakteryzujące się najmniejszym ryzykiem dla danej taniaści. Założenia dotyczące maksymalnej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w tej analizie również obowiązują.



Rys. 3. Mapa ryzyko–taniaść wyznaczona dla wszystkich technologii z wyłączeniem elektrowni jądrowych (EJ) WB – bloki opalane węglem brunatnym, WK – bloki opalane węglem kamiennym, OO – bloki opalane ciężkim olejem opalowym, GZ – bloki gazowo-parowe, HP – elektrownie wodne, EW – elektrownie wiatrowe

Źródło: Opracowanie własne

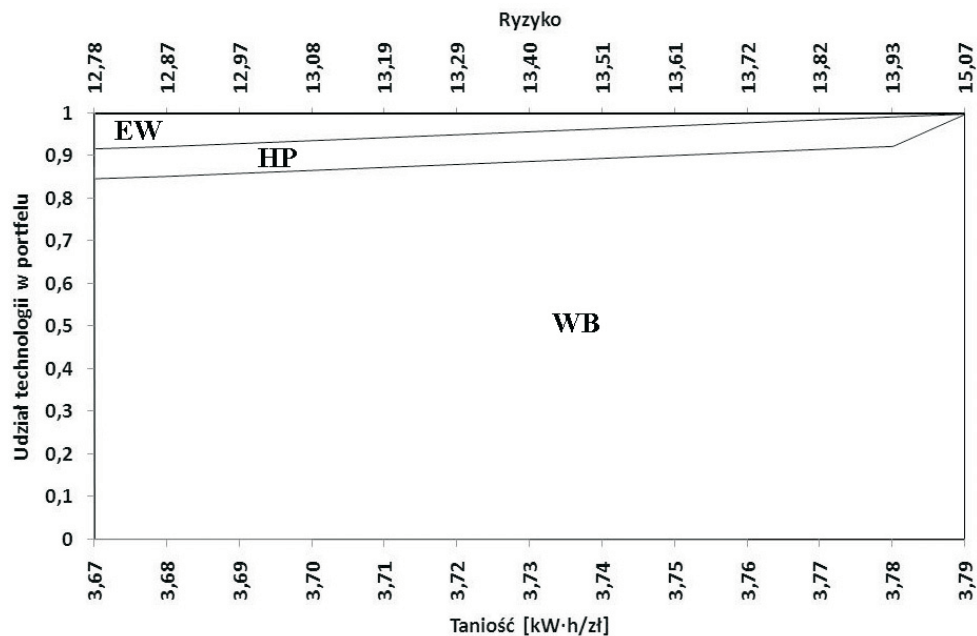
Fig. 3. Map of risk–cheapness designated for all technologies, except EJ

Najmniejszym ryzykiem, równym 12,78, charakteryzuje się portfel składający się z trzech technologii: WB (84,84%), HP (6,91%) i EW (8,25%). Jego przeciętna taniaść wynosi 3,67 kW·h/zł. Rysunek 4 prezentuje skład poszczególnych portfeli leżących na granicy Markowitza (pogrubiona linia na rys. 3).

Istnieje portfel o takiej samej taniaści jak portfel wyznaczony dla obecnej struktury produkcji energii elektrycznej, ale charakteryzujący się najmniejszym możliwym ryzykiem równym 14,67. W jego skład wchodzi następujące technologie: WK (41,95%), WB (40,42%), EW (8,25%), HP (6,91%) i OO (2,47%).

Portfel optymalny pokrywa się z portfelem minimalnego ryzyka.

W analizowanym przypadku, aby znaleźć się na krzywej będącej granicą Markowitza, udział technologii WB w portfelu musi wynosić minimum 84,84%. Taki udział – biorąc pod uwagę możliwości produkcji węgla brunatnego – nie jest możliwy do zrealizowania. Jak podają Kasztelewicz i Tajduś [13] maksymalne wydobycie węgla brunatnego przy suk-



Rys. 4. Struktura portfela wzdłuż granicy Markowitza – z wyłączeniem elektrowni jądrowych (EJ)
WB – bloki opalane węglem brunatnym, HP – elektrownie wodne, EW – elektrownie wiatrowe

Źródło: Opracowanie własne

Fig. 4. Structure of portfolio along Markowitz frontier – except of EJ

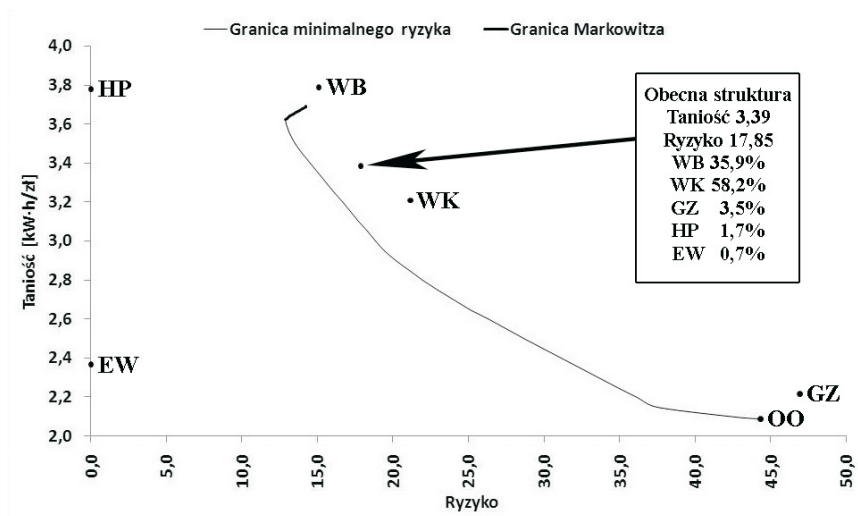
cesywnym udostępnianiu nowych złóż może wzrosnąć do 118 mln Mg, co umożliwi produkcję 110,5 TW·h energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę obecną produkcję daje to udział w strukturze produkcji energii elektrycznej równy 76,37%, dlatego przeprowadzono następną analizę, w której ograniczono udział technologii WB do tej wartości.

Na mapie ryzyko–taniosc (rys. 5) przedstawiono graficznie portfele charakteryzujące się najmniejszym ryzykiem dla danej taniosci. Założenia dotyczące maksymalnej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w tej analizie również obowiązują.

Najmniejszym ryzykiem równym 12,86 charakteryzuje się portfel składający się z czterech technologii: WB (76,37%), WK (8,47%), HP (6,91%) i EW (8,25%). Jego przeciętna taniosc wynosi 3,62 kW·h/zł. Rysunek 6 prezentuje skład poszczególnych portfeli leżących na granicy Markowitza (pogrubiona linia na rys. 5).

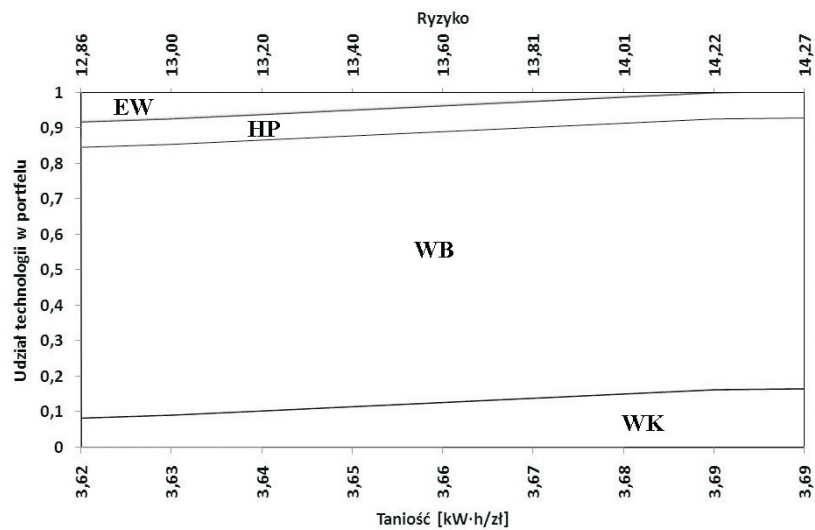
Skład portfela cechującego się taką samą tanioscią jak portfel wyznaczony dla obecnej struktury produkcji energii elektrycznej, a przy tym najmniejszym ryzykiem, jest taki sam jak w analizie drugiej.

Portfel optymalny pokrywa się z portfelem minimalnego ryzyka.



Rys. 5. Mapa ryzyko-taniosc wyznaczona dla wszystkich technologii z wyłączeniem elektrowni jądrowych (EJ) oraz uwzględnieniem ograniczenia dla technologii opartej na węglu brunatnym (WB)
WB – bloki opalane węglu brunatnym, WK – bloki opalane węglu kamiennym, OO – bloki opalane ciężkim olejem opalowym, GZ – bloki gazowo-parowe, HP – elektrownie wodne, EW – elektrownie wiatrowe
Źródło: Opracowanie własne

Fig. 5. Map of the risk-cheapness designated for all technologies, except of EJ and taking into account constraint of technology WB



Rys. 6. Skład portfela wzdłuż granicy Markowitza – z wyłączeniem elektrowni jądrowych (EJ) i ograniczeniem technologii opartej na węglu brunatnym (WB)
WB – bloki opalane węglu brunatnym, WK – bloki opalane węglu kamiennym, HP – elektrownie wodne, EW – elektrownie wiatrowe
Źródło: Opracowanie własne

Fig. 6. Structure of portfolio along Markowitz frontier – except of EJ and mitigation technology WB

Wnioski

Przeprowadzono wstępną analizę opartą na teorii portfelowej, której głównym celem była identyfikacja najkorzystniejszej z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego struktury technologii wytwarzania energii elektrycznej w kraju. Wyniki analizy należy interpretować w aspekcie przyjętych założeń upraszczających, ponieważ mają one istotny wpływ na wyliczone wartości.

Przeprowadzona analiza pozwala na wyciągnięcie następujących wniosków:

- ❖ Obecna struktura produkcji energii elektrycznej jest nieefektywna z punktu widzenia ryzyko–taniaść. Istnieje grupa portfeli charakteryzujących się niższym ryzykiem i wyższą taniaścią.
- ❖ Zwiększenie udziału źródeł odnawialnych (elektrownie wodna – HP, elektrownie wiatrowe – EW) w strukturze produkcji energii elektrycznej pozwala obniżyć ryzyko portfela zwiększając tym samym bezpieczeństwo energetyczne.
- ❖ Rozwój energetyki jądrowej w Polsce jest uzasadniony ze względu na niskie ryzyko i wysoką taniaść.
- ❖ Wyniki analizy wskazują na potrzebę zwiększenia udziału technologii opartej na węglu brunatnym, co zwiększy bezpieczeństwo energetyczne kraju.
- ❖ Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego i oleju opałowego powinna być ograniczona do minimum.

Konieczne jest prowadzenie dalszych badań uwzględniających pominięte w niniejszym artykule aspekty (takie jak np.: koszty i elementy ryzyka) oraz biorących pod uwagę większą liczbę technologii wytwarzania energii elektrycznej.

Literatura

- [1] AWERBUCH S., 1995 – Market-based IRP: it's easy!!! The Electricity Journal vol. 8, z. 3, s. 50–67.
- [2] AWERBUCH S., 2000 – Investing in photovoltaics: risk, accounting and the value of new Technology. Energy Policy vol. 28, s. 1023–1035.
- [3] AWERBUCH S., BERGER M., 2003 – Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy-making. IEA/EET Working Paper.
- [4] AWERBUCH S. et al., 2004 – Building capacity for portfolio-based energy planning in developing countries. Final report. Renewable Energy & Energy Efficiency Partnership (REEEP) and United Nations Environment Program (UNEP).
- [5] BAR-LEV D., KATZ S., 1976 – A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry. Journal of Finance vol. 31, z. 3, s. 933–947.
- [6] BIELECKI J., 2002 – Energy security: is the wolf on the door? Quart Rev Econ Finance 42, s. 235–250.
- [7] BOLINGER M. et al., 2001 – States emerge as clean energy investors: a review of state support for renewable energy. Electricity Journal vol. 14, z. 9, s. 82–95.

- [8] BOLINGER M. et al., 2005 – An overview of investments by state renewable energy funds in large-scale renewable generation projects. *Electricity Journal* vol. 18, z. 1, s. 78–84.
- [9] BOLINGER M., WISER R., 2006 – A comparative analysis of business structures suitable for farmer-owned wind power projects in the United States. *Energy Policy* vol. 34, z. 14, s. 1750–1761.
- [10] BOLINGER M. et al., 2006 – Accounting for fuel price risk when comparing renewable to gas-fired generation: the role of forward natural gas prices. *Energy Policy* vol. 34, z. 6, s. 706–720.
- [11] EUNJU J. et al., 2009 – The analysis of security cost for different energy sources. *Applied Energy* 86/10, s. 1894–1901.
- [12] Expansion planning for electrical generating systems. A Guidebook. IAEA, 1984.
- [13] KASZTELEWICZ Z., TAJDUŚ A., 2009 – Dziesięć atutów branży węgla brunatnego w Polsce, czyli węgiel brunatny optymalnym paliwem dla polskiej energetyki w I połowie XXI wieku. *Węgiel Brunatny* nr 4, s. 1–8.
- [14] MADLENER R., WESTNER G., 2009 – Development of cogeneration in Germany: A dynamic portfolio analysis based on the new regulatory framework. Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN).
- [15] MARCHLEWSKI K., 2004 – Teoria portfela inwestycyjnego. WSB, Poznań.
- [16] Polityka Energetyczna Polski do roku 2025. MP z dnia 22.07.2005.
- [17] Prawo energetyczne wraz z późniejszymi zmianami. Ustawa z dnia 10.04.1997 r., Dz.U. nr 153 poz.1504.
- [18] Projected Costs of Generating Electricity 2010, OECD, Nuclear Energy Agency.
- [19] SZURLEJ A., MOKRZYCKI E., 2003 – Ekologiczne i energetyczne oraz ekonomiczne aspekty stosowania układów wykorzystujących gaz ziemny. *Polityka Energetyczna* t. 6, z. spec., s. 199–211.
- [20] WHITE B. et al., 2007 – A mean-variance portfolio optimization of California’s generation mix to 2020: Achieving California’s 33 percent renewable portfolio standard goal. Draft Consultant Report.

Dominik KRYZIA

An analysis of structure of electricity generation with the application of portfolio methods

Abstract

This paper presents an analysis of structure of portfolio of electricity generation in terms of energy security. The analysis included seven power generation technologies, for which levelized energy cost production (LEC) were calculated. These costs were calculated for each quarter of 2005–2009, taking into account fuel costs, costs of CO₂ emissions and other costs (investment, capital costs, operating

and maintenance costs, decommissioning costs). For each technology risk (standard deviation) of LEC costs was calculated. Portfolios with the lowest risk for selected cheapness (inverse of costs LEC) shown in map of risk-cheapness. The analysis was carried out for three scenarios: 1) all technologies available, 2) nuclear energy not available, 3) nuclear power not available and limited production of electricity from brown coal. Calculated average cheapness and risk of portfolio correspond to current structure of electricity production in Poland. The analysis allows to draw the following conclusions:

- ✧ Present structure of electricity production is inefficient in terms of risk-cheapness. There is a group of portfolios characterized by lower risk and higher cheapness.
- ✧ Increasing the share of renewable energy sources in the structure of electricity production is recommended in order to reduce risk of portfolio thus increasing energy security.
- ✧ Development of nuclear energy in Poland is justified in view of low risk and high cheapness.
- ✧ The analysis indicates a need to increase the share of brown coal technology in production structure of electricity, which will increase energy security of Poland.
- ✧ Production of electricity from natural gas and fuel oil should be kept to a minimum.

KEY WORDS: portfolio analysis, generation of electricity, market of electricity, structure, risk, costs