

Optimalizacja warunków współpracy rozwiązań hybrydowych farm wiatrowych i farm słonecznych dla obszaru Polski

1. Wstęp

Poszukiwanie zrównoważonych źródeł energii i możliwość ich wykorzystania staje się priorytetem z uwagi na wyzwania związane ze zmianami klimatycznymi i ograniczonymi zasobami paliw kopalnych. Energia odnawialna, w tym energia wiatrowa i słoneczna, odgrywa kluczową rolę w transformacji sektora energetycznego ku bardziej ekologicznemu i zrównoważonemu modelowi. Energia odnawialna, pochodząca z naturalnych źródeł, takich jak słońce, wiatr, woda czy biomasa, staje się fundamentem dla przyszłości energetyki. Jej wykorzystanie zmierza do redukcji emisji gazów cieplarnianych, ograniczenia zanieczyszczenia środowiska oraz zapewnienia niezależności energetycznej. Farmy wiatrowe wykorzystują energię kinetyczną wiatru do produkcji energii elektrycznej za pomocą turbin wiatrowych. Z kolei farmy słoneczne konwertują energię słoneczną na energię elektryczną przy użyciu paneli fotowoltaicznych. Oba te źródła stanowią potężny zasób energii odnawialnej [1-2]. Zarówno energia wiatrowa, jak i słoneczna mają dwie podstawowe wady: nie mogą być transportowane do innej lokalizacji, tak jak paliwa kopalne lub jądrowe, zaś duża zmienność promieniowania słonecznego i prędkości wiatru w czasie prowadzi do wahań mocy wyjściowej. Dlatego ich transport do użytkowników końcowych musi odbywać się w postaci energii elektrycznej za pośrednictwem sieci, co wiąże się ze stratami w dystrybucji i przesyłce [3-4].

Każde źródło energii odnawialnej ma swoje ograniczenia. W przypadku farm wiatrowych energia generowana jest zależna od zmiennej siły wiatru. Z kolei farmy słoneczne generują energię jedynie w obecności zmiennego natężenia promieniowania słonecznego. Wraz ze wzrostem udziału, o zmiennym charakterze, produkcji odnawialnych źródeł energii w systemach elektroenergetycznych pojawiło się w badaniach naukowych i na rynku energetycznym wiele opracowań i ekspertyz mających na celu określenia ich optymalnej kooperacji technologicznej oraz lokalizacyjnej.

Niniejsza praca analizuje możliwości optymalnej kooperacji tych dwóch źródeł z punktu widzenia minimalizacji ryzyka dostarczenia określonej wielkości energii. Problem jest rozwiązywany z zastosowaniem teorii MPT (ang. *modern portfolio theory*) [5-7]. Nowoczesna teoria portfela (MPT) była często stosowana w tym kontekście. Jednak niektóre kluczowe aspekty, ważne w planowaniu energetycznym, nie zostały uwzględnione w dotychczasowych analizach. W niniejszym opracowaniu zaprezentowano wykorzystanie modelu Markowitza w analizie kooperacji hybrydowej wybranych źródeł energii przy założeniu dwóch podejść – uwzględniających potencjał brutto oraz ograniczenia wynikające z możliwości technologicznych.

¹ btwarog@pk.edu.pl, Katedra Geoinżynierii i Gospodarki Wodnej, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Krakowska, www.pk.edu.pl.

Celem pracy jest określenie optymalnej wartości współczynnika udziału farm wiatrowych oraz farm słonecznych w kooperacji przy produkcji energii z założeniem minimalizacji ryzyka. Wartość ryzyka jest tutaj określona na podstawie miary rozproszenia dla dostarczenia określonej ilości energii.

2. Nowoczesna teoria portfela

Nowoczesna teoria portfela jest dalszym rozwinięciem klasycznej teorii portfela, opublikowanej po raz pierwszy w latach 50. przez Harry'ego Markowitza, który zdobył Nagrodę Nobla za swój wkład w dziedzinie ekonomii [5-7]. Zaproponował metodę wyboru efektywnych portfeli inwestycyjnych, opierając się na maksymalizacji przyszłego oczekiwanego zwrotu i biorąc pod uwagę pewien poziom ryzyka, który inwestorzy są skłonni podjąć. Według tej teorii charakterystykę tych inwestycji można zmierzyć na podstawie tylko dwóch zmiennych: oczekiwanej stopy zwrotu i wariancji. Zakładając, że inwestorzy mają awersję do ryzyka, mając do wyboru dwie inwestycje o tym samym odchyleniu standardowym, ale różnych oczekiwanych zwrotach, zawsze wybierają tę z wyższym oczekiwanym zwrotem (i odwrotnie). W ten sposób model średniej wariancji pozwala wyjaśnić korzyści, jakie inwestor ma z dywersyfikacji swoich inwestycji [5-6].

Centralnym elementem MPT jest model średniej wariancji, który pozwala na wyznaczenie efektywnych portfeli inwestycyjnych w zależności od poziomu ryzyka, jakie inwestor jest skłonny podjąć. Model ten pozwala na wyznaczenie krzywej efektywności, która przedstawia różne portfele w przestrzeni ryzyka i zwrotu. Portfele na tej krzywej są uważane za efektywne, ponieważ oferują maksymalny zwrot przy danym poziomie ryzyka lub minimalne ryzyko przy określonej oczekiwanej stopie zwrotu. Dywersyfikując portfel, inwestor może zmniejszyć ryzyko przy danym poziomie oczekiwanej stopy zwrotu. Oznacza to, że inwestorzy powinni zawsze wybierać portfele leżące na krzywej efektywności, gdyż oferują one najwyższy zwrot w przeliczeniu na dane ryzyko [7-9].

Wnioski z MPT skupiają się na znajdowaniu optymalnych punktów na krzywej efektywności, co pozwala inwestorom osiągnąć pożądany poziom zwrotu przy minimalnym ryzyku lub *vice versa*.

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^N \omega_i E(r_i) \quad (1)$$

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \omega_i \omega_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j \quad (2)$$

gdzie: $E(r_p)$ – wartość oczekiwana portfela, $E(r_i)$ – wartość oczekiwana i -tej składowej portfela, ω_i – współczynnik udziału i -tej składowej portfela, σ_p^2 – wariancja portfela, ρ_{ij} – współczynnik korelacji pomiędzy i -tą oraz j -tą składową portfela, σ_i – odchylenie standardowe i -tej składowej portfela.

Inwestorzy mają dwie alternatywy przy podejmowaniu decyzji:

- alternatywa 1: inwestor, określając maksymalne ryzyko, które jest gotów podjąć, może wybrać optymalny portfel, który maksymalizuje oczekiwany zwrot przy tym poziomie ryzyka

$$\max E(r_p) \quad (3)$$

$$\sigma_p^2 \leq \hat{\sigma}^2 \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^N \omega_i = 1 \quad (5)$$

$$\omega_i \geq 0 \quad (6)$$

- alternatywa 2: inwestor, określając pożądaną stopę zwrotu, może wybrać optymalny portfel, który minimalizuje wariancję przy określonym poziomie oczekiwanej stopy zwrotu

$$\min \sigma_p^2 \quad (7)$$

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^N \omega_i E(r_i) = E(\hat{r}) \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^N \omega_i = 1 \quad (9)$$

$$\omega_i \geq 0 \quad (10)$$

3. Aplikacja MPT do rynku energetycznego

Teoria nowoczesnego portfela często jest wykorzystywana w planowaniu wytwarzania energii elektrycznej. Model średniej wariancji może być efektywnie używany do identyfikowania optymalnych portfeli wytwarzania energii elektrycznej. Podejście MPT pozwala na analizę wpływu integracji technologii odnawialnych na miks źródeł wytwarzania energii elektrycznej. W praktyce model MPT pozwala na zobrazowanie kompromisu między wielkością uzyskiwanej energii z miks a ryzykiem związanym z tą wartością, a także między kosztami produkcji a ryzykiem: im niższy koszt, tym wyższe ryzyko [6-8].

Wyniki zastosowania modelu średniej wariancji do planowania wytwarzania energii nie polegają na identyfikacji konkretnego portfela, lecz na wyznaczeniu efektywnej granicy, na której znajdować się będą optymalne portfele. Oznacza to, że tworzą one zbiory Pareto-optymalne, gdzie wzrost zysków (lub obniżenie kosztów) jest osiągany jedynie poprzez akceptację zwiększonego ryzyka, a obniżenie ryzyka uzyskuje się tylko przy zaakceptowaniu wyższych kosztów. Warto zaznaczyć, że ważnym założeniem w modelu wariancji jest to, iż przeszłe wydarzenia stanowią najlepszy przewodnik do przewidywania przyszłości. Jednakże należy pamiętać, że to założenie może być ograniczone w przypadku dynamicznie zmieniającego się sektora energetycznego, gdzie technologie i warunki rynkowe mogą ulegać szybkim zmianom. Dlatego, mimo skuteczności modelu MPT, konieczne jest elastyczne podejście do analizy i interpretacji wyników, z uwzględnieniem dynamicznej natury branży energetycznej [9-11].

W niniejszym badaniu skupiono się na dwóch różnych przypadkach miks energetycznego, gdzie przeanalizowano potencjał synergii pomiędzy dwoma różnymi źródłami energii. W pierwszym założono możliwość wykorzystania potencjału brutto, zaś w drugim założono ograniczenia wynikające z możliwości technologicznych. W pierwszym przypadku, zakładając brak ograniczeń technologicznych, szczegółowo przebadano współpracę między energią słoneczną a wiatrową. Takie podejście pozwala lepiej zrozumieć optymalne warunki działania tych dwóch źródeł energii. Przeanalizowano, jak maksymalne wykorzystanie potencjału tych dwóch źródeł może przyczynić się do efektywnej produkcji energii elektrycznej. W drugim przypadku skupiono się na synergii między elektrownią fotowoltaiczną a elektrownią wiatrową, starając się zidentyfikować korzyści wynikające z ich wzajemnej kooperacji.

4. Elektrownie słoneczne

Słońce, działające jak ciało doskonale czarne, stale emituje promieniowanie, z którego tylko część dociera do Ziemi, przechwytywane lub odbijane przez atmosferę i chmury. Intensywność tego promieniowania, mierzona w W/m^2 [1, 11-13], oraz *global horizontal*

irradiance (GHI), określające całkowite promieniowanie na powierzchni ziemi w ciągu dnia, są kluczowe dla oceny potencjału fotowoltaicznego danej lokalizacji. Produkcja energii fotowoltaicznej, polegająca na konwersji światła słonecznego na elektryczność za pomocą efektu fotowoltaicznego, odbywa się w elektrowniach słonecznych, często integrowanych z innymi odnawialnymi źródłami energii, co zwiększa ich elastyczność i niezawodność.

W analizie przyjęto farmę fotowoltaiczną o mocy zainstalowanej 1 MW_p. Moc panelu była obliczana z następującego wzoru [1]:

$$P_{out} = \eta P_{STC} \left(\frac{R_{hor}}{R_{STC}} \right) [1 - \alpha_p (T_m - T_{STC})] \quad (11)$$

gdzie: P_{out} – moc wyjściowa panelu [W], $\eta = 0,85$, P_{STC} – nominalna moc panelu PV [W], $R_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ w warunkach testowych (STC, ang. *standard test conditions*), T_m – temperatura robocza [°C], $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$ – temperatura referencyjna, w warunkach testowych (STC), R_{hor} – średnie promieniowanie na poziomą powierzchnię [W/m^2].

Ostatecznie przyjęto:

$$P_{out} = 0,225 R_m [1 - 0,0042 (T_m - T_{STC})] \quad (12)$$

gdzie R_m – całkowite promieniowanie słoneczne (bezpośrednie, odbite oraz rozproszone) [W m^{-2}].

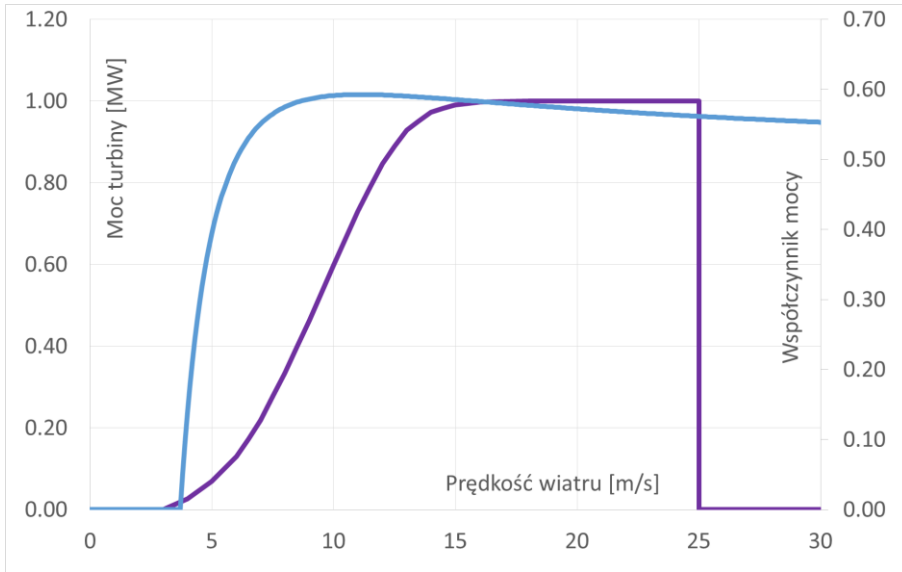
5. Elektrownie wiatrowe

Elektrownie wiatrowe wykorzystują energię wiatru (czyli energię kinetyczną poruszającej się masy powietrza), przekształcając ją w formę użytecznej energii, zazwyczaj mechanicznej lub elektrycznej [1]. Urządzenia, w których odbywa się ta transformacja, nazywane są turbinami wiatrowymi. Konwersja energii ma miejsce, gdy prąd powietrza przepływa przez obszar omiatany przez wirnik turbiny wiatrowej. Łopaty wirnika są ukształtowane aerodynamicznie, aby poruszać się w kierunku prostopadłym do prądu powietrza, wykorzystując część energii kinetycznej dostępnej w przepływającym wietrze.

Ilość energii wiatru zależy od jego prędkości i gęstości powietrza. Energia kinetyczna dostępna w wietrze nie może cała zostać przekształcona w inny rodzaj energii podczas przechodzenia przez turbinę wiatrową. Stosunek energii kinetycznej, którą można przekształcić w turbinach wiatrowych, podzielony przez energię kinetyczną dostępną w wietrze nazywany jest współczynnikiem mocy [C_p]. Maksymalna wartość współczynnika mocy, która może być osiągnięta przez turbinę wiatrową, wynosi 16/27 (59,3%, prawo Betza) energii kinetycznej dostępnej w wietrze (rys. 1). Moc wyjściowa turbiny wiatrowej zmienia się wraz z prędkością wiatru zgodnie z równaniem [1-2]:

$$P_{out} = \frac{1}{2} C_p \rho A V^3 \quad (13)$$

gdzie: P_{out} – moc wyjściowa [W], C_p – współczynnik mocy, ρ – gęstość powietrza [kg/m^3], A – powierzchnia omiatana przez łopaty wirnika [m^2], V – prędkość wiatru [m/s].

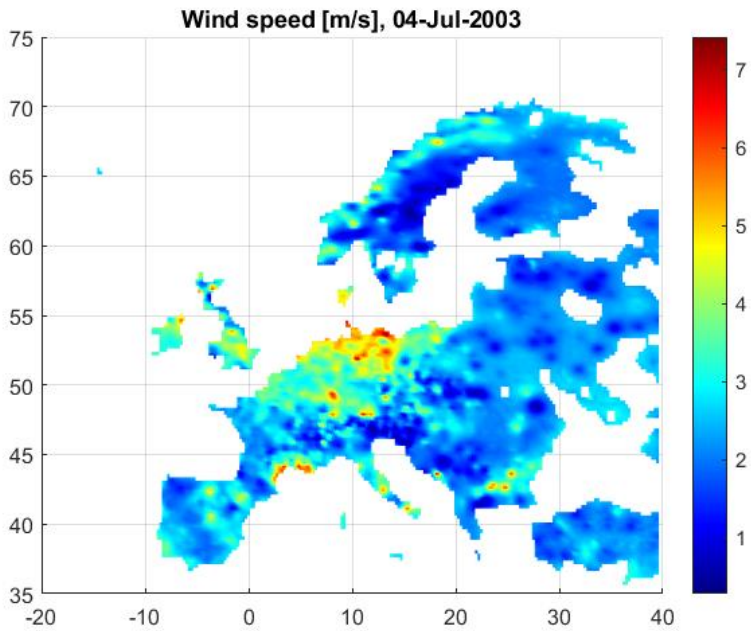


Rysunek 10. Krzywa mocy oraz współczynnik mocy turbiny wiatrowej [opracowanie własne]

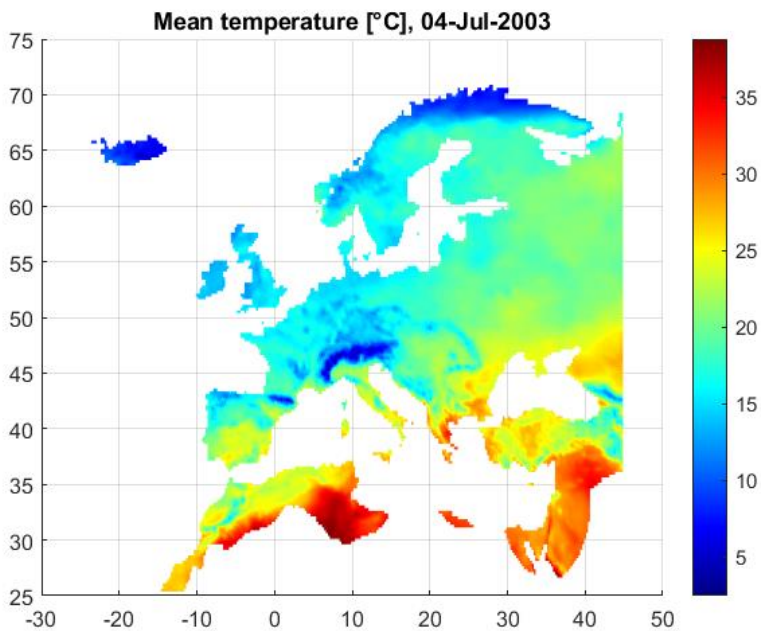
Zarówno współczynnik mocy, jak i moc wyjściowa zależą od prędkości wiatru [1]. Wydajność turbiny wiatrowej jest ogólnie reprezentowana przez jej krzywą mocy, która przedstawia dokładną moc wyjściową, jaką można uzyskać z turbiny wiatrowej dla każdej wartości prędkości wiatru [1-2]. Prędkość wejściowa to prędkość wiatru, przy której wiatr ma wystarczającą energię, aby rozpocząć ruch łopatek wirnika z ich statycznego położenia. Znamionowa prędkość wyjściowa to prędkość wiatru, przy której osiągnięta jest znamionowa moc wyjściowa lub maksymalna moc, jaką może wytworzyć turbina. Przy prędkościach wiatru powyżej tej wartości moc wyjściowa pozostaje równa mocy znamionowej [1-2]. W przypadku prędkości wiatru powyżej prędkości odcięcia turbina wiatrowa musi zostać wyłączona. Krzywa mocy turbiny wiatrowej jest zwykle podawana przez producentów turbin jako reprezentacja jej wydajności [1].

6. Dane wykorzystane w analizie

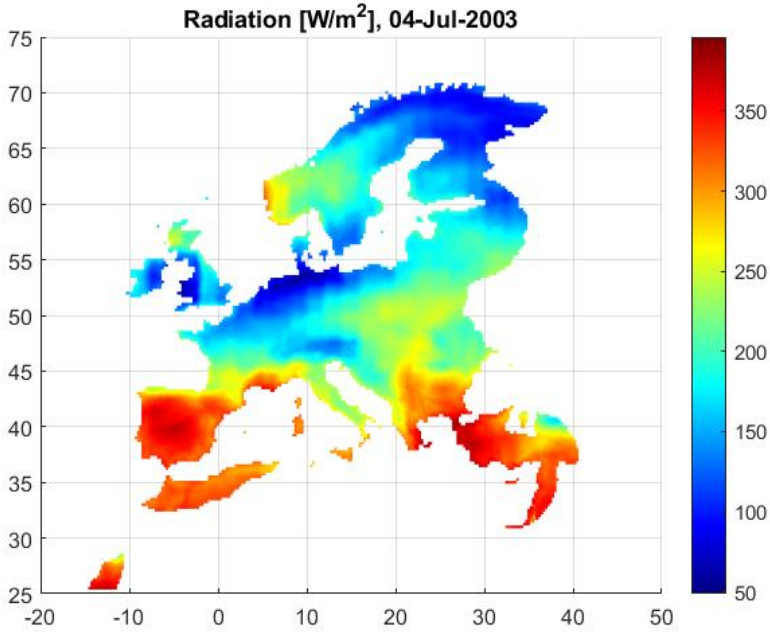
Analiza w artykule oparta jest na danych dobowych prezentowanych w siatce gridowej z opublikowanych produktów National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) oraz European Union's Earth Observation Programme [11-12]. W analizie przyjęto dane o rozdzielczości przestrzennej $0,25^\circ \times 0,25^\circ$. Produkty gridowe są udostępniane za pośrednictwem Internetu. Informacje te nie są udostępniane w czasie rzeczywistym. W przeprowadzonym badaniu wykorzystano dane charakteryzujące potencjał energii wiatru (rys. 2, 6, 7), energii słonecznej (rys. 4, 5) i temperatury (rys. 3, 5, 6).



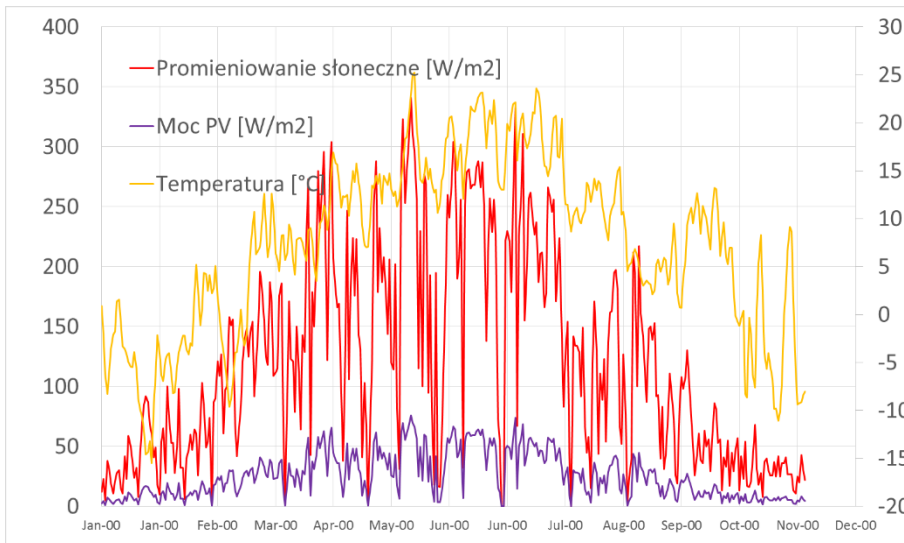
Rysunek 11. Średnia dobowa prędkość wiatru dla 4.07.2023 [opracowanie własne]



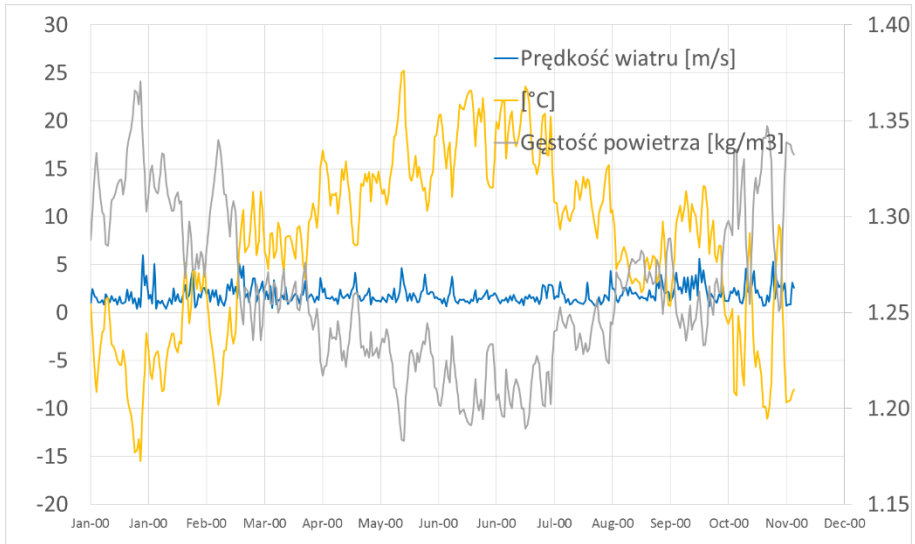
Rysunek 12. Średnia dobowa temperatura dla 4.07.2023 [opracowanie własne]



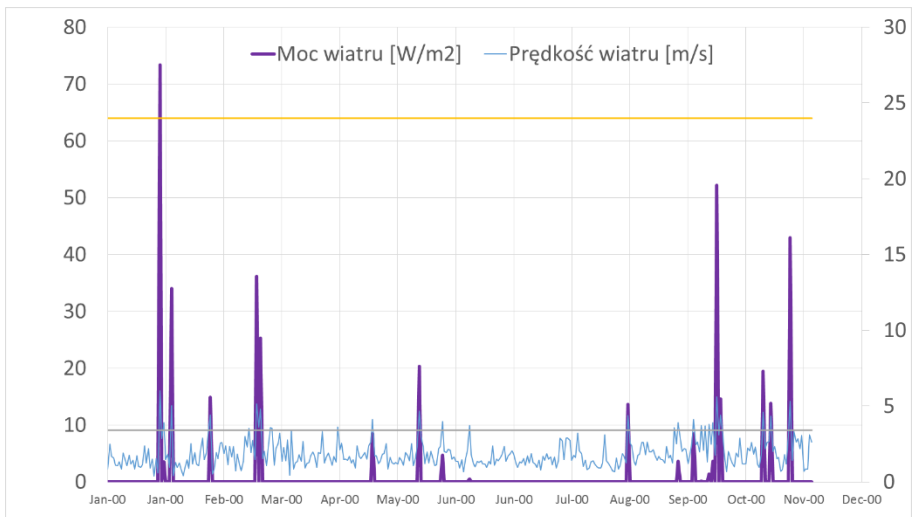
Rysunek 13. Średnie dobowe promieniowanie dla 4.07.2023 [opracowanie własne]



Rysunek 14. Zmienność temperatury, promieniowania słonecznego oraz uzyskiwanej mocy PV, współrzędne geograficzne: (49.375, 22.375), rok 2010, Polska [opracowanie własne]



Rysunek 15. Zmienność temperatury, prędkości wiatru oraz gęstości powietrza w funkcji temperatury, współrzędne geograficzne: (49.375, 22.375), rok 2010, Polska [opracowanie własne]

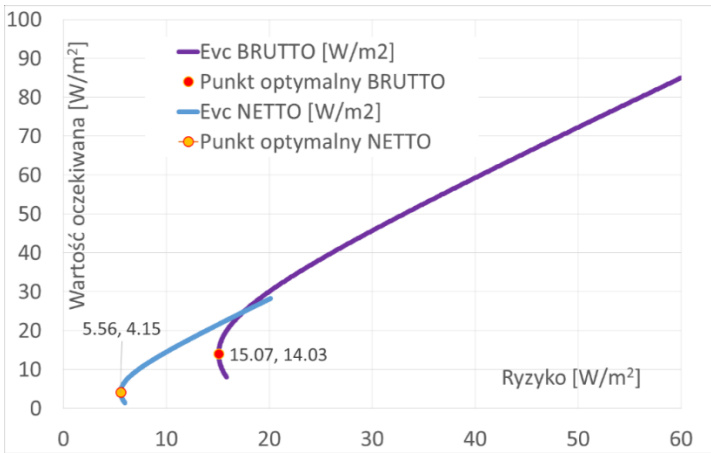


Rysunek 16. Zmienność prędkości wiatru oraz mocy uzyskiwanej na turbinie wiatrowej, współrzędne geograficzne: (49.375, 22.375), rok 2010, Polska [opracowanie własne]

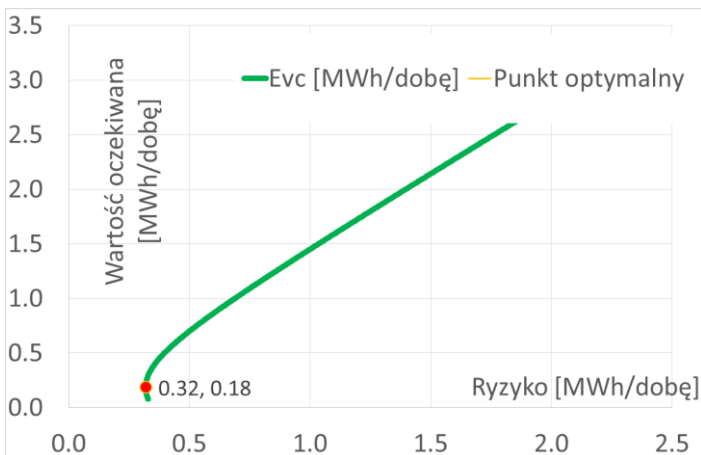
7. Idea kooperacji energetycznej – synergia

Hybrydowe systemy fotowoltaiczne (PV) i wiatrowe łączą wykorzystanie paneli fotowoltaicznych i turbin wiatrowych w celu maksymalizacji całkowitej produkcji energii i wydajności systemu. Zmienność parametrów utrudnia systemom słonecznym i wiatrowym sprostanie wymaganemu zapotrzebowaniu, gdy działają samodzielnie. Co więcej, niepewność prognozy tych zasobów jest znaczącym ograniczeniem dla przewidywalności ich mocy wyjściowej, co utrudnia dokładne dopasowanie produkcji energii do zapotrzebowania. Jednak komplementarność tych zasobów sprawia, że połączenie ich jest atrakcyjnym rozwiązaniem w celu zmniejszenia zmienności wytwarzania energii

elektrycznej. Integracja energii słonecznej i wiatrowej w hybrydowych systemach wytwarzania energii łagodzi wahania generowanej mocy w odniesieniu do pojedynczych systemów, poprawiając ogólną wydajność i niezawodność systemu [16-17]. Hybrydowe systemy fotowoltaiczne i wiatrowe zapewniają także ekonomiczne korzyści dzięki niższym kosztom operacyjnym i możliwości uzyskania większych przychodów z nadwyżek energii. Wykorzystanie zaawansowanych systemów zarządzania energią, które optymalizują czas ładowania i rozładowania akumulatorów, może dodatkowo zwiększać efektywność tych hybrydowych rozwiązań. Ponadto dzięki połączeniu różnych źródeł odnawialnych systemy te mogą lepiej przystosować się do zmieniających się warunków klimatycznych i popytu na energię. W efekcie hybrydowe systemy fotowoltaiczne i wiatrowe stają się kluczowym elementem w dążeniu do zrównoważonego rozwoju i niezależności energetycznej [15-17].



Rysunek 17. Zmiana położenia punktu optymalnego po wprowadzeniu rozwiązań technologicznych w porównaniu z potencjałem energii słonecznej i wiatru, współrzędne geograficzne: (49.375, 22.375), rok 2010, Polska [opracowanie własne]

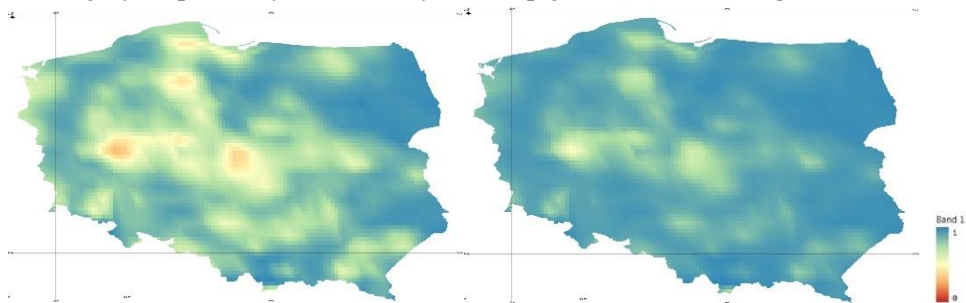


Rysunek 18. Punkt optymalny na przykładzie analizy wielkości produkcji dobowej miksu energetycznego 2 MW, współrzędne geograficzne: (49.375, 22.375), rok 2010, Polska [opracowanie własne]

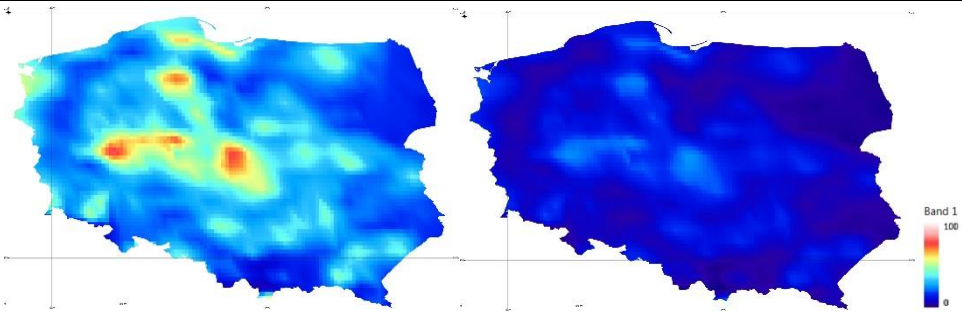
Niniejszy przykład obrazuje zastosowanie MPT w analizie kooperacji energetycznej. Dla danych o promieniowaniu słonecznym, prędkości wiatru oraz temperaturze przeprowadzono szczegółową analizę potencjału energetycznego (brutto) dostępnego w danym miejscu (ryzyko: $15,07 \text{ W/m}^2$, wartość oczekiwana: $14,03 \text{ W/m}^2$) – rysunek 8. Wprowadzenie nowoczesnych rozwiązań technologicznych w postaci hybrydowej elektrowni, o składowych: elektrownia fotowoltaiczna oraz elektrownia wiatrowa o mocy 1 MW każda, pozwoliło na przekształcenie tego potencjału w energię elektryczną (rys. 8, 9). Jednakże wyniki analizy wskazują na redukcję $(14,03 - 4,15) / 14,03 = 70,5\%$ produkcji energii elektrycznej (netto) (ryzyko: $5,56 \text{ W/m}^2$, wartość oczekiwana: $4,15 \text{ W/m}^2$) w porównaniu z dostępnym potencjałem (brutto). W ramach analizy przyjęto podejście minimalizujące ryzyko, co pozwoliło zidentyfikować punkty optymalne dla zastosowanych technologii w hybrydowym miksie energetycznym. W rezultacie efektywność uzyskiwanych ilości energii elektrycznej przy wykorzystaniu elektrowni PV i elektrowni wiatrowej osiągnęła poziom około 29,5% ($4,15 \text{ W/m}^2 / 14,03 \text{ W/m}^2$) w stosunku do dostępnego potencjału. Do koncepcji miksu energetycznego 2 MW, przyjęto następujące parametry elektrowni PV o mocy 1 MWp: ogniwo PV o mocy 225 W/m^2 (STC). W rozwiązaniach elektrowni wiatrowej przyjęto parametry turbiny o mocy 1 MW firmy LM Glasfiber i powierzchni czynnej łopaty $2290,0 \text{ m}^2$.

8. Mapa optymalnych wartości

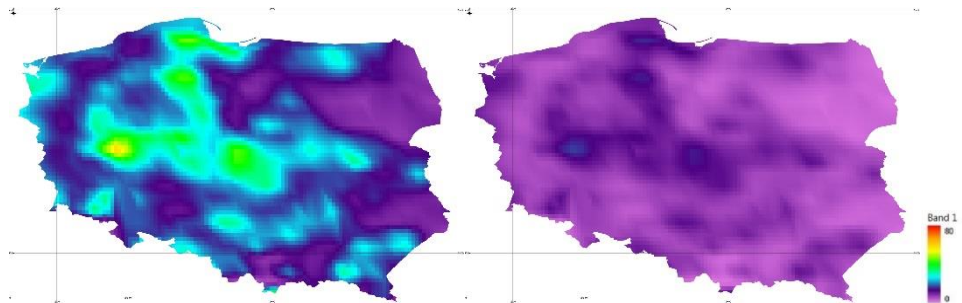
Analiza przedstawiona w rozdziale na temat kooperacji została przeprowadzona dla całego obszaru Polski. Wynikiem jest określenie map optymalnych wartości współczynników udziału pomiędzy składowymi hybrydowego kompleksu energetycznego dla obszaru Polski (rys. 10). Dodatkowo zostały przedstawione mapy minimalnych wartości ryzyka (rys. 12) oraz mapy możliwości uzyskania oczekiwanych wartości mocy (rys. 11) dla przypadków potencjału energetycznego (brutto) oraz z produkcji miksu energetycznego (netto). Analizując mapy współczynników udziału składowej energii wiatru, należy zauważyć, że współczynniki udziału składowej energii słonecznej będą uzupełnieniem do wartości 1. Największy potencjał energii wiatrowej skupiony jest na terenie północno-zachodniej oraz północno-wschodniej Polski. Obszary centralnej Polski nie są szczególnie wyróżnione tą postacią energii. Analizując mapy oczekiwanych wartości mocy uzyskiwanych z 1 m^2 , przede wszystkim należy podkreślić, że efektywność odzysku energii (netto/brutto) oscyluje wokół poziomu maksymalnie do 40%. Ponadto oczekiwana wartość mocy netto sięga 80 W/m^2 , natomiast wartość brutto: 30 W/m^2 z minimalnym ryzykiem na poziomie około $\frac{1}{3}$ tych wartości. Analiza została pokazana na przykładzie roku 2010. Z punktu widzenia warunków klimatycznych pod względem energii słonecznej i wiatru nie był to rok odstający od pozostałych. Świadczy to o skąpej zasobności w energię dla źródeł OZE.



Rysunek 19. Wartość optymalnych współczynników udziału składowej energii wiatru w miksie energetycznym brutto i netto, rok 2010, Polska [opracowanie własne]



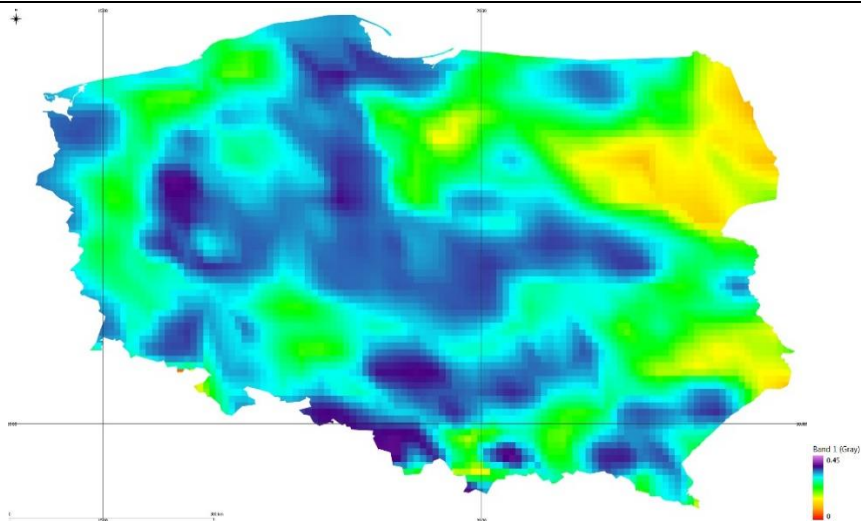
Rysunek 20. Optymalne oczekiwane wartości uzyskiwanej mocy z miksu energetycznego [W/m^2] brutto i netto, rok 2010, Polska [opracowanie własne]



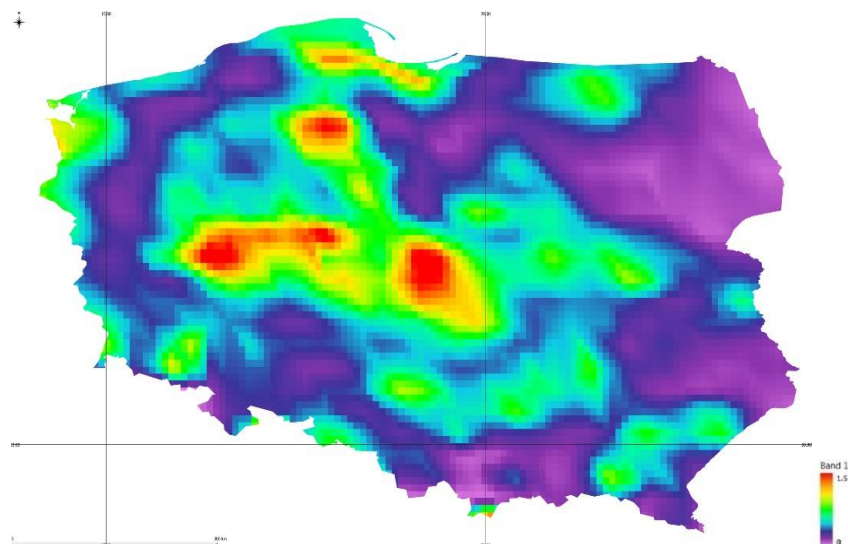
Rysunek 21. Optymalne (minimalne) wartości ryzyka uzyskiwanej mocy z miksu energetycznego [W/m^2] brutto i netto, rok 2010, Polska [opracowanie własne]

9. Analiza ekonomiczna

Mapy oczekiwanych wartości mocy uzyskiwanych z 1 m^2 pokazują, że efektywność odzysku energii (netto/brutto) oscyluje wokół poziomu maksymalnie 30,5%. Oczekiwana wartość mocy brutto sięga 80 W/m^2 , natomiast wartość netto 30 W/m^2 z minimalnym ryzykiem na poziomie około $\frac{1}{3}$ tych wartości. Efektywność rozwiązań (rys. 13) głównie jest budowana na składowej energii słonecznej. Analizując wielkości optymalnej produkcji obliczonej jako wartość oczekiwana produkowanej energii elektrycznej przy minimalnym ryzyku z elektrowni hybrydowej o mocy 2 MW, można uzyskać przychód 0,45 mln/rok przy średniej cenie za energię na poziomie 821 zł/MWh (rys. 14). Przy koszcie inwestycyjnym rzędu 10 mln zł i rocznych kosztach eksploatacyjnych 0,25 mln zł zwrot inwestycji wg cen bieżących rozciąga się na 40 lat.



Rysunek 22. Efektywność rozwiązań technologicznych w stosunku do potencjału, rok 2010, Polska [opracowanie własne]



Rysunek 23. Optymalna dzienna produkcja energii elektrycznej [MWh/dobę] z miks elektrowni wiatrowej o mocy 1 MW oraz elektrowni słonecznej również o mocy 1 MW, rok 2010, Polska [opracowanie własne]

Tabela 7. Nakłady na elektrownię wiatrową o mocy 1 MW, dane za rok 2022

Nakłady	%	Kwota w tys. zł
koszt turbiny	81,5%	5 500
drogi i fundamenty	7,4%	500
koszt przyłączenia	5,9%	400
koszty projektowe	3,7%	250
koszt wewnętrznej sieci elektrycznej, ubezpieczenie i podatki	1,5%	100
	100,0%	6 750

Źródło: opracowanie własne na podstawie [16, 17].

Tabela 8. Nakłady na elektrownię słoneczną o mocy 1 MW, dane za rok 2022

Koszt instalacji	%	Kwota w tys. zł
dokumentacja projektowa	2,3%	84,64
moduły fotowoltaiczne	45,4%	1 692,83
inwertery	4,5%	169,28
konstrukcja wsporcza	9,1%	338,57
linie kablowe DC i AC oraz zabezpieczenia	4,0%	148,12
stacja transformatorowa	9,7%	359,73
przyłącze średniego napięcia	3,4%	126,96
ogrodzenie	2,0%	74,06
elementy zależne od decyzji i wymagań inwestora, np. monitoring wizyjny i techniczny, oświetlenie, drogi dojazdowe	2,8%	105,80
	100,0%	3 100,00

Źródło: opracowanie własne na podstawie [16, 17].

Tabela 9. Koszt eksploatacyjny elektrowni o mocy 2 MW, dane za rok 2022

Koszt eksploatacji	%	Kwota w tys. zł
serwis, zarządzanie	51	131,58
podatek od nieruchomości/ opłaty dzierżawne	18	46,44
bilansowanie energii	16	41,28
ubezpieczenie	10	25,80
energia na potrzeby własne	5	12,90
	100	258,00 zł

Źródło: opracowanie własne na podstawie [16, 17].

Obliczając nakłady na realizację miksu energetycznego elektrowni wiatrowej oraz elektrowni słonecznej otrzymujemy kwotę na poziomie 9,85 mln zł [14, 15]. Uwzględniając koszty eksploatacyjne roczne w wysokości 0,25 mln zł, można wyliczyć średnią cenę sprzedaży prądu z aukcji OZE, przy której zostaną pokryte koszty eksploatacyjne (tab. 1-3). Zakładając oczekiwaną wartość produkcji dziennej, przy minimalnym ryzyku, w wysokości 1,5 MWh, otrzymujemy minimalną średnią cenę sprzedaży prądu z aukcji OZE, która powinna być na poziomie 490 zł/MWh. Jest to wartość znacznie powyżej średniej ceny z aukcji – 375 zł/MWh, która to cena została osiągnięta w 2022 roku. Zauważyć należy, że te analizy dotyczą tylko obszaru o najwyższym współczynniku odzysku potencjału energetycznego, którym jest obszar centralnej Polski. Nie wspominam już o zysku i okresie zwrotu inwestycji. W obecnej sytuacji powyższe analizy prowadzą do porównania zysku z takiej inwestycji z wygraną w grze losowej. Wyniki analiz pokazują konieczność wspierania inwestycji ze środków UE na dużo wyższym poziomie niż jest to proponowane obecnie, w innych przypadkach zysk jest trudny do osiągnięcia.

Dane Eurostatu pokazują, że najbardziej rentowna produkcja energii z wiatru wydaje się być w Austrii, Belgii, Portugalii i Wielkiej Brytanii. Wyjątkiem są jedynie Niemcy, gdzie obowiązują wysokie ceny energii elektrycznej, a pomimo tego jednocześnie duża część farm wiatrowych ponosi straty [18].

10. Podsumowanie

W niniejszej pracy do analizy miksu energetycznego składającego się z elektrowni wiatrowej oraz słonecznej zastosowano model Markowitza. Analizując wielkości promieniowania słonecznego, temperatury oraz prędkości wiatru, obliczono dla obszaru Polski wartości optymalnych współczynników udziału składowej energii wiatru i energii słonecznej (brutto) oraz składowej elektrowni wiatrowej i składowej elektrowni słonecznej (netto) przy założeniu mocy składowych 1 MW każda. Przeprowadzone obliczenia pozwoliły ocenić efektywność rozwiązań technologicznych, określić minimalne wartości ryzyka oraz oczekiwane wartości mocy przy tych minimalnych wartościach ryzyk. Największy potencjał energii wiatrowej skupiony jest w obszarze północno-zachodniej oraz północno-wschodniej Polski. Obszary centralnej Polski nie są zasobne w tę postać energii w przeciwieństwie do energii słonecznej. Świadczy to o konieczności przeanalizowania zasadności inwestowania w energetykę wiatrową na niektórych obszarach. Inwestycje fotowoltaiczne mają stopę zwrotu inwestycji na poziomie 8%, co z kolei świadczy o konieczności doinwestowywania instalacji przed upływem okresu całkowitego zwrotu inwestycji. W kontekście tych analiz oraz parametrów opłacalności tych inwestycji jedynym poprawnym kierunkiem działań jest rozszerzenie miksu energetycznego o takie źródła jak biogazownie, hydroenergetyka czy inwestowanie w energetykę jądrową.

Literatura

1. Patel M.R., *Wind and solar power systems*, CRC Press, Boca Raton 1999.
2. Dale M., *A comparative analysis of energy costs of photovoltaic, solar thermal and wind electricity generation technologies*, Applied Sciences, 3(2), 2013, s. 325-337.
3. Lopez M., Rodriguez N., Iglesias G., *Combined floating offshore wind and solar PV*. Journal of Marine Science and Engineering, 8(8), 2020, s. 576.
4. *We acknowledge E-OBS dataset from the EU-FP6 project UERRA (<https://www.uerra.eu>) and the Copernicus Climate Change Service, and the data providers in the ECA&D project*, <https://www.ecad.eu>.
5. Markowitz H., *Portfolio selection*, The Journal of Finance, 7(1), 1952, s. 77-91.
6. Sharpe W.F., *Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk*, The Journal of Finance, 19(3), 1964, s. 425-442.
7. Castro G.M., Klöckl C., Regner P., Schmidt J., Pereira A.O. Jr., *Improvements to modern portfolio theory based models applied to electricity systems*, Energy Economics, 111, 2022, 106047.
8. Garcia C.R., González V., Contreras J., Custodio J.E.S.C., *Applying modern portfolio theory for a dynamic energy portfolio allocation in electricity markets*, Electric Power Systems Research, 150, 2017, s. 11-23.
9. Ossietzky C., *The modern portfolio theory applied to wind farm investments*, Universität Oldenburg, dissertation, 2013.
10. Fernandez P.M., *An application of the modern portfolio theory to the optimization of the European Union power generation mix from an environmental perspective*, Universidade da Coruna, doctoral thesis, 2019.
11. DeLlano-Paz F., Cartelle-Barros J.J., Martínez-Fernández P., *Application of modern portfolio theory to the European electricity mix: an assessment of environmentally optimal scenarios*, Environment, Development and Sustainability, 26, 2023, s. 15001-15029.
12. Cornes R.C., Schrier G., Besselaar E.M., Jones P.D., *An ensemble version of the E-OBS temperature and precipitation datasets*, Journal of Geophysical Research Atmospheres, 123(17), 2018.
13. Silva A.R., Estanqueiro A., *From wind to hybrid: a contribution to the optimal design of utility-scale hybrid power plants*, Energies, 15(7), 2022, 2560.

14. Nzelibe I.U., Ojediran D.D., Moses M., *Geospatial assessment and mapping of suitable sites for a utility-scale solar PV farm in Akure South, Ondo State, Nigeria*, *Geomatics and Environmental Engineering*, 16(4), 2022, s. 79-101.
15. Kowalczyk A.M., Czyża S., *Optimising photovoltaic farm location using a capabilities matrix and GIS*, *Energies*, 15(18), 2022, 6693, <https://doi.org/10.3390/en15186693>.
16. Ceran B., Szczerbowski R., *Analiza techniczno-ekonomiczna instalacji fotowoltaicznej*, *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN*, 98, 2017, s. 15-26.
17. Wyrobek J., *Comparative analysis of wind farms financial situation in selected countries of the European Union in years 2009-2017*, *Problems of World Agriculture*, 18(4), 2018, s. 504-514.
18. <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database> [data dostępu: 5.06.2024].

Optymalizacja warunków współpracy rozwiązań hybrydowych farm wiatrowych i farm słonecznych dla obszaru polski

Streszczenie

Wraz ze wzrostem udziału, o zmiennym charakterze, produkcji odnawialnych źródeł energii w systemach elektroenergetycznych w badaniach naukowych i na rynku energetycznym pojawiło się wiele opracowań i ekspertyz w celu określenia ich optymalnej kooperacji technologicznej i lokalizacyjnej. Nowoczesna teoria portfela (MPT) była często stosowana w tym kontekście. Jednak niektóre kluczowe aspekty, ważne w planowaniu energetycznym, nie zostały uwzględnione w tych analizach. Niniejszy artykuł prezentuje wykorzystanie modelu Markowitza (*modern portfolio theory*) w analizie kooperacji hybrydowej wybranych źródeł energii przy założeniu dwóch podejść – uwzględniających potencjał brutto oraz ograniczenia wynikające z możliwości technologicznych. Celem jest określenie optymalnej wartości współczynnika udziału farm wiatrowych oraz farm słonecznych w kooperacji przy produkcji energii z założeniem minimalizacji ryzyka. Wartość ryzyka jest tutaj określona na podstawie miary rozproszenia dla dostarczenia określonej ilości energii. Wynikiem analizy jest określenie mapy optymalnych wartości współczynników udziału pomiędzy składowymi hybrydowego kompleksu energetycznego dla obszaru Polski. Analizy zostały wykonane dla potencjału brutto, pokazując możliwości maksymalnych produkcji energii, oraz dla potencjału ograniczonego możliwościami technologicznymi. W przeprowadzonym badaniu wykorzystano dane charakteryzujące potencjał energii wiatru oraz energii słonecznej i temperatury. Zastosowane dane w analizach są publicznie dostępne dla celów badawczych. Analizy poparto wykresami oraz komentarzem.

Słowa kluczowe: kooperacja elektrowni, elektrownie hybrydowe, elektrownie wiatrowe, elektrownie PV, MPT, optymalizacja

Optimization of the conditions of cooperation of hybrid solutions of wind farms and solar farms for the area of Poland

Abstract

With the increase in the share, with variable production of renewable energy sources in power systems, many studies and expert opinions have appeared in scientific research and the energy market to determine their optimal technological and locational cooperation. Modern portfolio theory (MPT) has often been applied in this context. However, some key aspects important in energy planning have not been included in these analyses. This article presents the use of the Markowitz model (modern portfolio theory) in analyzing the hybrid co-option of selected energy sources, assuming two approaches that take into account gross potential and constraints imposed by technological capabilities. The goal is to determine the optimal value of the participation rate of wind farms and solar farms in the energy production co-op assuming the minimization of risk. The value of risk here is determined by a measure of dispersion for the delivery of a certain amount of energy. The results of the analysis are the determination of a map of optimal values of participation factors between the components of the hybrid energy complex for the area of Poland. Analyses were made for gross potential, showing the possibilities of maximum energy production, and for potential limited by technological possibilities. The study used data characterizing the potential of wind energy and solar energy and temperature. The data used in the analyses are publicly available for research purposes. The analyses were supported by graphs and commentary.

Keywords: power plant cooperation, hybrid power plants, wind power plants, PV power plants, MPT, optimization