

NIEZAWODNOŚĆ WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM PRZY UWZGLĘDNIENIU ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Piotr MARCHEL¹, Józef PASKA¹

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej
tel.: (22) 234 5863; e-mail: pm.m@interia.pl
tel.: (22) 234 7366; e-mail: jozef.paska@ien.pw.edu.pl

Streszczenie: Artykuł jest poświęcony metodom uwzględniania odnawialnych źródeł energii w analizach niezawodności systemów elektroenergetycznych. Skupiono się na elektrowniach słonecznych. Określono sposób modelowania dostępności energii pierwotnej dla tych źródeł. Przedstawiono metody uwzględniania elektrowni słonecznych w obliczeniach niezawodności systemu elektroenergetycznego. Zbadano wpływ nowych źródeł fotowoltaicznych na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej systemu testowego IEEE RTS-79. Wyznaczono Capacity Credit dla tych elektrowni, dzięki czemu zbadano ich zdolność do pokrywania obciążenia.

Słowa kluczowe: niezawodność wytwarzania energii elektrycznej, odnawialne źródła energii, elektrownie słoneczne.

1. WSTĘP

Specyficzny charakter pracy źródeł wytwórczych wykorzystujących odnawialne zasoby energii wymaga również zastosowania wobec nich nowego podejścia przy analizie niezawodności i bezpieczeństwa systemów elektroenergetycznych. W szczególności dotyczy to elektrowni wiatrowych oraz słonecznych, w których wytwarzana moc i energia zależą w dużej mierze od dostępności energii pierwotnej: wiatru i promieniowania słonecznego. Dostępność ta ma charakter przypadkowy. W artykule [3] omówiono dokładniej sposób tworzenia modelu dostępności energii pierwotnej – promieniowania słonecznego, dla elektrowni fotowoltaicznych. Niniejsze opracowanie stanowi jego rozwinięcie. Podjęto próbę oszacowania, w jakim stopniu nowo powstające elektrownie słoneczne wpływają na niezawodność systemów elektroenergetycznych. Jako podstawę do obliczeń przyjęto system testowy IEEE RTS-79 [2], który został rozbudowany o nowe jednostki wytwórcze – farmy fotowoltaiczne.

2. MODELOWANIE DOSTĘPNOŚCI ENERGII PIERWOTNEJ DLA ELEKTROWNI SŁONECZNYCH

Energia pierwotna dla elektrowni słonecznych, czyli energia promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni panelu ma ona dwoisty charakter: deterministyczny powiązany ze znaną ilością energii docierającej do górnych warstw atmosfery w danej chwili i w określonej lokalizacji, którą można wyliczyć na podstawie znanych zależności, oraz stochastyczny, powiązany ze stanem atmosfery (pogodą), która określa jaka część dostępnej energii promieniowania słonecznego zostanie przepuszczona i będzie dostępna dla elektrowni. Szerzej zostało to opisane

w [3]. Gęstość strumienia promieniowania docierającego do powierzchni Ziemi G_Z można wyznaczyć z zależności:

$$G_Z = k_b \cdot G_p, \quad (1)$$

gdzie: G_p – gęstość strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi (w W/m^2),
 k_b – wskaźnik bezchmurności.

Wskaźnik bezchmurności jest silnie powiązany z zachmurzeniem i przyjmuje wartości z przedziału od 0, gdy całe promieniowanie słoneczne zostaje odbite lub pochłonięte przez atmosferę, do 1, gdy atmosfera przepuszcza całość docierającego promieniowania. W praktyce wskaźnik ten przyjmuje wartości z węższego zakresu. Średnia wartość wskaźnika bezchmurności w Polsce wynosi około 0,4.

Najprostszy model dostępności energii pierwotnej można stworzyć, zakładając że istnieją dwa dominujące typy pogody – pogodna i pochmurna. Analiza została przedstawiona na podstawie danych zawartych w typowych latach meteorologicznych [7] dla Tarnowa. Wyróżniamy dwa stany pogody: stan 1, gdy średnia wartość wskaźnika bezchmurności wynosi 0,2 oraz drugi, gdy średnia wartość wskaźnika bezchmurności wynosi 0,65. Jako granicę rozdzielającą stany przyjęto wartość k_b równą 0,35. Dla każdej godziny t w roku wyznaczono wartość $k_b(t)$ z zależności:

$$k_b(t) = G_Z(t) / G_p(t), \quad (2)$$

gdzie: $G_p(t)$ – obliczona gęstość strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi (w W/m^2) w godzinie t ,

$G_Z(t)$ – natężenie promieniowania słonecznego w godzinie t zawarte w danych meteorologicznych.

Wartość wskaźnika $G_Z(t)$ jest nieokreślona dla godzin nocnych (gdy $G_p(t) \leq 0$). Na podstawie analizy przebiegu $k_b(t)$ wyznaczono: średnie wartości wskaźnika bezchmurności w danym stanie k_{bi} , intensywności przejść pomiędzy stanami λ_{ij} , średnie czasy przebywania w określonym stanie T_i oraz prawdopodobieństwa przebywania w określonym stanie p_i . Wyniki obliczeń zostały zawarte w tablicy 1.

Tablica 1. Wyznaczone parametry modelu dwustanowego dostępności energii pierwotnej

Nr stanu i	k_{bi}	$\lambda_{ij}, 1/h$		T_i, h	p_i
		$j = 1$	$j = 2$		
1	0,20	0,833	0,167	5,97	0,453
2	0,65	0,139	0,861	7,22	0,547

3. OBLICZENIA NIEZAWODNOŚCI SEE Z UDZIAŁEM ELEKTROWNI SŁONECZNYCH

Najczęściej niezawodność wytwarzania energii elektrycznej jest rozpatrywana jako zagadnienie przewyższenia przez proces stochastyczny zapotrzebowania na moc $Z(t)$ procesu stochastycznego zdolności wytwórczej systemu $P(t)$ [5]. Model niezawodności wytwarzania stanowi wtedy proces stochastyczny deficytu mocy $D(t)$, określony jako:

$$D(t) = \begin{cases} Z(t) - P(t), & \text{gdy } Z(t) > P(t) \\ 0, & \text{gdy } Z(t) \leq P(t) \end{cases} \quad (3)$$

Elektrownie fotowoltaiczne są to na ogół bardzo małe jednostki powiązane z systemem dystrybucyjnym na poziomie niskiego napięcia lub też pracujące wyspowo, zasilając grupę lokalnych odbiorników energii. Dlatego w analizach niezawodności można stosować dwa podejścia.

Pierwsze zakłada, że elektrownie fotowoltaiczne będą reprezentowane przez dodatkowe jednostki występujące w systemie, przedstawione w postaci modelu dwu- lub wielostanowego. Zakłada się, że prawdopodobieństwa stanów i intensywności przejść pomiędzy stanami są stałe dla całego okresu analizy, a zdolności wytwórcze odpowiadające kolejnym stanom zależą od chwili w roku t zgodnie z następującą zależnością:

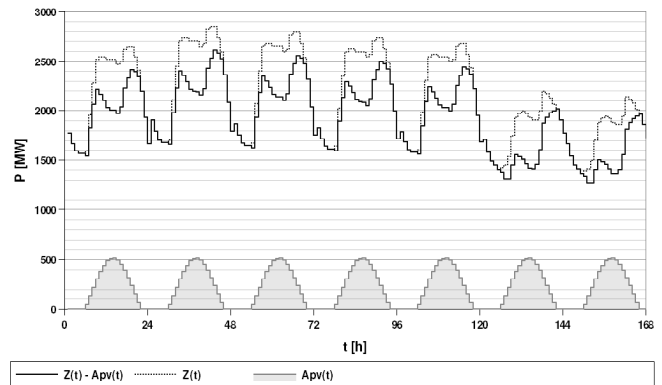
$$P_i(t) = P_{PV} \cdot k_{bi} \cdot G_p(t) / 1000, \quad (4)$$

gdzie P_{PV} – moc znamionowa elektrowni słonecznej (określona dla natężenia promieniowania słonecznego równego 1000 W/m^2 oraz temperatury 25°C).

W modelu nie uwzględniono wpływu zanieczyszczenia paneli fotowoltaicznych, utraty sprawności w czasie pracy

czy też sprawności przetworników energoelektronicznych sterujących pracą elektrowni i łączących ją z systemem elektroenergetycznym. Zakłada się, że moc generowana w elektrowni jest proporcjonalna do natężenia dostępnego promieniowania słonecznego. Dla uproszczenia można przyjąć również, że w danym tygodniu lub miesiącu w tych samych godzinach w kolejnych dniach zdolności wytwórcze w poszczególnych stanach nie zmieniają się.

Drugie podejście do modelowania pracy elektrowni fotowoltaicznych w systemie elektroenergetycznym polega na zmniejszeniu oczekiwanego zapotrzebowania na moc $Z(t)$ o oczekiwaną wielkość produkcji energii elektrycznej w źródłach fotowoltaicznych $A_{PV}(t)$. Przykład został przedstawiony na rysunku 1.



Rys. 1. Przykład uwzględnienia generacji rozproszonej w elektrowniach fotowoltaicznych dla teoretycznego przebiegu zapotrzebowania w wybranym tygodniu: $A_{PV}(t)$ – oczekiwana wielkość produkcji energii elektrycznej w źródłach fotowoltaicznych, $Z(t)$ – zapotrzebowanie na moc

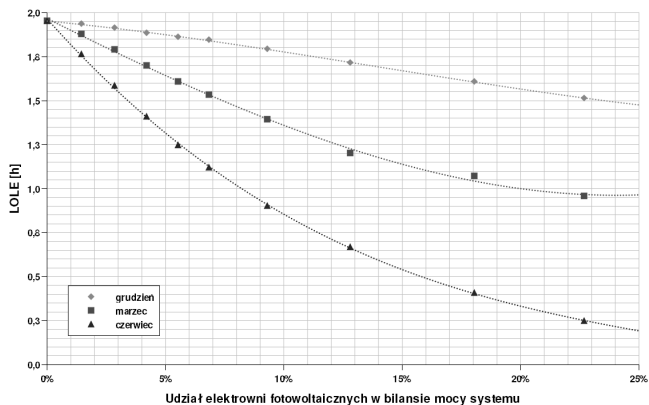
Tablica 2. Wybrane wskaźniki niezawodności SEE z udziałem elektrowni słonecznych, wyznaczone dwoma metodami: A – poprzez dodawanie nowych jednostek wytwórczych, reprezentowanych za pomocą modelu dwustanowego; B – poprzez odejmowanie oczekiwanej mocy wytworzonej w elektrowniach fotowoltaicznych od zapotrzebowania

P _i , MW	P _{PV} , MW	Udział PV w mocy, %	LOLE, h		LOEE, MWh		EIU	
			A	B	A	B	A	B
Przypadek bazowy – tydzień szczytowy RTS-79 bez dodatkowych źródeł wytwórczych								
3405	0	0,00	1,9512		280,27		0,00078	
Dodatkowe elektrownie fotowoltaiczne, obliczenia dla tygodnia 11–18 grudnia								
3505	100	2,85	1,8829	1,9107	266,52	271,00	0,00074	0,00076
3655	250	6,84	1,8463	1,8448	258,44	258,63	0,00072	0,00072
3905	500	12,80	1,7139	1,7050	240,91	240,85	0,00067	0,00068
Dodatkowe elektrownie fotowoltaiczne, obliczenia dla tygodnia 11–18 marca								
3505	100	2,85	1,7896	1,7927	250,23	250,64	0,00070	0,00070
3655	250	6,84	1,5316	1,5288	215,32	215,56	0,00060	0,00061
3905	500	12,80	1,2018	1,2340	168,96	176,49	0,00047	0,00050
Dodatkowe elektrownie fotowoltaiczne, obliczenia dla tygodnia 11–18 czerwca								
3505	100	2,85	1,5840	1,5856	217,49	217,64	0,00061	0,00061
3655	250	6,84	1,1199	1,1166	150,94	150,44	0,00042	0,00043
3905	500	12,80	0,6682	0,6617	84,11	83,14	0,00023	0,00024

LOLE – oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy, LOEE – oczekiwana energia niedostarczona, EIU – wskaźnik energii niedostarczonej

Analiza wpływu elektrowni słonecznych na niezawodność systemów elektroenergetycznych została wykonana na przykładzie w systemie testowego IEEE RTS-79 [2] rozbudowywanego o kolejne jednostki wytwórcze. Analizę wykonano dla trzech charakterystycznych tygodni: w styczniu, marcu i grudniu. Dodatkowo zostało wykonane porównanie

obu podejść: A – dodawanie kolejnych fotowoltaicznych jednostek wytwórczych o mocy znamionowej 1 MW w postaci modelu dwustanowego, B – odjęcie od wielkości zapotrzebowania na moc wartości oczekiwanej energii wytworzonej w źródłach fotowoltaicznych. Rezultaty obliczeń zostały przedstawione w tablicy 2 oraz na rysunku 2.



Rys. 2. Zależność oczekiwanego czasu występowania deficytu mocy LOLE od udziału w mocy systemu dodatkowo zainstalowanych elektrowni fotowoltaicznych

4. OCENA ZDOLNOŚCI ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNYCH DO POKRYWANIA OBCIĄŻENIA

Istnieje wiele definicji i podejść do wyznaczania zdolności elektrowni do pokrywania obciążenia. Najczęściej wykorzystuje się metody probabilistyczne, w których wyznacza się wartość odpowiedniego wskaźnika niezawodności systemu elektroenergetycznego (np. oczekiwany czas niepokrycia zapotrzebowania LOLE, prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania szczytowego LOLPs, wskaźnik niedyspozycyjności energetycznej EIU, wskaźnik zapewnienia energii EIR itp. [1, 3]) dla dwóch systemów: pierwszego – bez dodatkowych jednostek wytwórczych, drugiego – z dodatkowymi jednostkami wytwórczymi. W obu systemach musi być uzyskany ten sam poziom niezawodności systemu elektroenergetycznego – taka sama wartość wskaźnika niezawodności (LOLE, LOLPs, EIU, EIR itp.). Zdolność elektrowni fotowoltaicznych do pokrywania obciążenia CC (ang. Capacity Credit) może być wyznaczona z następującego równania:

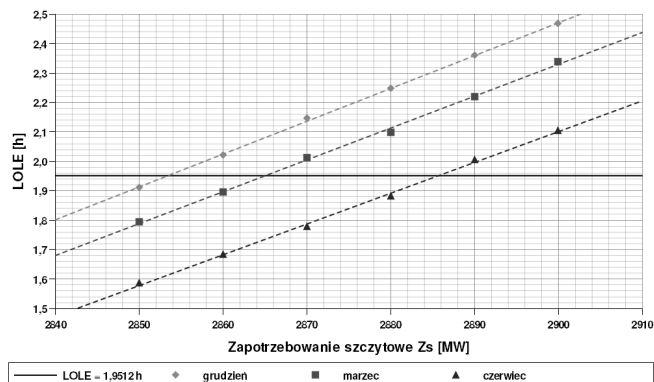
$$CC = \frac{P_{SPV} - P_S}{P_{PV}}, \quad (5)$$

gdzie: CC – wyrażona w jednostkach względnych zdolność elektrowni fotowoltaicznych do pokrywania obciążenia;

P_{SPV} – całkowita zdolność SEE do pokrywania obciążenia, obliczona z uwzględnieniem dodatkowej mocy zainstalowanej, w MW;

P_S – całkowita zdolność SEE do pokrywania obciążenia, obliczona bez uwzględnienia mocy zainstalowanej w elektrowniach fotowoltaicznych, w MW;

P_{PV} – moc zainstalowana dodatkowych elektrowni fotowoltaicznych, w MW.



Rys. 3. Zależność oczekiwanego czasu występowania deficytu mocy LOLE od wielkości zapotrzebowania szczytowego Z_s , w przypadku zainstalowania dodatkowych elektrowni fotowoltaicznych o mocy 100 MW dla trzech charakterystycznych tygodni w roku

Zdolności do pokrywania obciążenia systemu elektroenergetycznego w obu przypadkach: z uwzględnieniem oraz z pominięciem dodatkowej mocy zainstalowanej w elektrowniach słonecznych, określono dla tego samego poziomu niezawodności systemu. Jako odniesienie przyjęto jednokrotny poziom oczekiwanego czasu trwania deficytu mocy LOLE, który dla bazowego przypadku systemu, bez dodatkowych źródeł, jest równy 1,9512 h. Obliczenia zostały wykonane dla dwóch wielkości dodatkowej mocy, zainstalowanej w elektrowniach słonecznych: 100 i 250 MW oraz dla trzech charakterystycznych tygodni w roku: w grudniu, marcu i czerwcu. Zdolność systemu do pokrywania obciążenia z zainstalowanymi elektrowniami fotowoltaicznymi P_{SPV} wyznaczono na podstawie zależności wskaźnika LOLE od obciążenia szczytowego. Przykład zależności tego wskaźnika od obciążenia przedstawiono na rysunku 3. Wyznaczone wartości Capacity Credit zestawiono w tabelicy 3.

Tabela 3. Wyznaczone wartości Capacity Credit dla elektrowni słonecznych, określające ich zdolność do pokrywania obciążenia

Udział PV w mocy, %	P_{PV} , MW	Tydzień w roku	P_S , MW	P_{SPV} , MW	Capacity Credit (CC), %
2,85	100	11 XII – 18 XII	2850	2853,7	3,70
		11 III – 18 III		2865,2	15,17
		11 VI – 18 VI		2884,4	34,42
6,84	250	11 XII – 18 XII		2860,7	4,26
		11 III – 18 III		2895,5	18,19
		11 VI – 18 VI		2939,9	35,97

5. PODSUMOWANIE

Rosnący udział energetyki wykorzystującej odnawialne zasoby energii w Europie wymaga uwzględnienia jej również w analizach niezawodnościowych. W artykule przedstawiono sposoby uwzględniania w tych analizach elektrowni słonecznych. Dla modelowania ich pracy i niezawodności istotne jest stworzenie modelu dostępności energii pierwotnej – promieniowania słonecznego. Zaprezentowano dwa podejścia do uwzględniania elektrowni słonecznych w anali-

zach niezawodności. Pierwsze z nich zakłada, że elektrownie fotowoltaiczne są traktowane jako jednostki wytwórcze dwustanowe, gdzie zdolność wytwórcza odpowiadająca obu stanom zależy od godziny oraz dnia. Drugie podejście polega na założeniu, że elektrownie słoneczne są zlokalizowane blisko odbiorców, a zatem można je traktować jako odbiór o ujemnym zapotrzebowaniu na moc. W tym podejściu od zapotrzebowania na moc należy odjąć wartość oczekiwaną produkcji energii w elektrowniach słonecznych. Wyniki obliczeń uzyskiwane w obu podejściach są zbliżone. Prost-

sze, a co za tym idzie mniej czasochłonne obliczenia są wymagane w drugim z analizowanych sposobów. Dlatego, przy porównywalnych wynikach wydaje się on lepszy. Zbadano również zdolność elektrowni słonecznych do pokrywania obciążenia. W grudniu, w dniach o najniższym nasłonecznieniu są one zdolne zapewnić zasilanie o wielkości około 3–4% ich mocy znamionowej. Na wiosnę i na jesieni wskaźnik ten wynosi około 15–18%, natomiast w lipcu sięga około 35%.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Amelin M.: Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 2, May 2009, pp. 685–691.
2. IEEE Committee Report: IEEE Reliability Test System, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No. 6, Nov/Dec 1979.
3. Marchel P., Paska J.: Modelowanie niezawodności elektrowni fotowoltaicznych, Rynek Energii, Nr 2, 2014, ss. 81–86.
4. Marchel P., Paska J.: Wpływ modeli niezawodności wiatrowych jednostek wytwórczych na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 10, 2013, ss. 37–42.
5. Paska J.: Niezawodność systemów elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
6. Paska J., Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2010
7. Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków ze strony Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju, http://www.mir.gov.pl/budownictwo/rynek_budowlany_i_teknika/efektywnosc_energetyczna_budynkow/typowe_lata_meteorologiczne/strony/start.aspx

GENERATION RELIABILITY IN ELECTRIC POWER SYSTEM CONSIDERING RENEWABLE ENERGY SOURCES

The paper is devoted to methods of considering renewable energy sources in reliability analyses of the electric power systems. The special attention was focused on solar power plants. The way for modeling of primary energy availability for these sources was defined. The impact of the new photovoltaic sources on generation reliability in electric power system on example of IEEE RTS-79 was examined. Capacity Credit for these power plants was evaluated, thanks to that the ability to cover the demand for power was assessed.

Keywords: reliability of electricity generation, renewable energy sources, solar power plants