Politechnika Białostocka, Wydział Elektryczny

Analiza propagacji promieniowania słonecznego w systemach solarnych typu "zimny dach"

Streszczenie. Uzyskiwanie lepszej wydajności energetycznej układu paneli fotowoltaicznych jest możliwe poprzez pasywny udział właściwości optycznych materiałów stosowanych jako pokrycia dachowe. Artykuł zawiera wyniki symulacji komputerowych, analizy wpływu ukształtowania powierzchni dachu na wartość natężenia napromienienia na absorberze.

Abstract. Obtaining a better energy efficiency of photovoltaic panels is possible, through a passive participation of materials' optical features, used as roof coverings. The article contains the results of computer simulations, relations between irradiance on absorber and the roof covering. (**Propagation analysis of "cold roof" solar systems**).

Słowa kluczowe: zimy dach, promieniowanie słoneczne, fotowoltaika Keywords: cold roof, solar radiation, photovoltaics

Wstęp

Koncepcja "zimnego dachu" polega na zastosowaniu materiału o dużym współczynniku odbicia ρ powierzchni dachu. w celu unikniecia absorpcji energii promieniowania słonecznego i konwekcji promieniowania termicznego w kierunku absorbera fotowoltaicznego. Mechanizm obniżenia temperatury polega na odbiciu mocy promienistej zamiast jej akumulacji w pokryciu (najczęściej bitumicznym). Zaletą tego rozwiązania jest ograniczenie tworzenia się tzw. "wysp które zaburzają rozkład temperatury ciepła", w przestrzeniach zurbanizowanych. Jest to jeden z pasywnych sposobów wykorzystania promieniowania słonecznego.

W przypadku instalacji fotowoltaicznej dodatkowy uzysk można osiągnąć poprzez wykorzystanie promieniowania słonecznego odbitego od powierzchni dachu, a światło słoneczne, poprzez system heliostatyczny, może być zastosowane do oświetlenia wnętrz [4].

Metodyka przeprowadzania symulacji

Przy zastosowaniu odpowiednich zależności związanych z ruchem Słońca po nieboskłonie [1] możliwe jest obliczenie jego dokładnego położenia za pomocą kąta horyzontalnego *h* oraz kąta *A* azymutu:

(1) $h = \arcsin[\sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\omega)]$

(2)
$$A = \arccos\left[\frac{\sin(\delta) - \left[\sin(h) \cdot \sin(\varphi)\right]}{\cos(h) \cdot \cos(\varphi)}\right]$$

gdzie: δ – kąt deklinacji, φ – szerokość geograficzna Warszawy, ω – kąt godzinowy.

Tabela 1. Wartości kątów azymutalnych i horyzontalnych dla dnia przesilania letniego (21 czerwca)

Czas	Kąt	Kąt	
urzędowy	azymutalny A	horyzontalny h	
6 ⁰⁰	68,3°	12,9°	
7 ⁰⁰	79,3°	21,7°	
8 <u>00</u>	90,78°	30,83°	
9 <u>00</u>	103,5°	39,9°	
10 ^{<u>00</u>}	118,56°	48,5°	
11 ^{<u>00</u>}	137,75°	55,73°	
12 ⁰⁰	162,4°	60,3°	
13 ^{<u>00</u>}	190,7°	60,9°	
14 ^{<u>00</u>}	216,6°	57,2°	
15 ^{<u>00</u>}	237,1°	50,5°	
16 ⁰⁰	253°	42,1°	
17 ⁰⁰	266,2°	33,1°	
18 ⁰⁰	278°	24°	

Tabela 2. Wartości kątów azymutalnych i horyzontalnych dla dnia przesilenia zimowego (21 grudnia)

Czas	Kąt	Kąt	
urzędowy	azymutalny A	horyzontalny h	
8 <u>00</u>	132°	0,9°	
9 <u>00</u>	144,5°	7°	
10 ⁰⁰	157,7°	11,5°	
11 ⁰⁰	171,6°	13,9°	
12 ⁰⁰	185,8°	14,1°	
13 ⁰⁰	199,8°	12,1°	
14 ⁰⁰	213°	8°	
15 ⁰⁰	225°	2,2°	

W celu wykonania obliczeń położenia Słońca na nieboskłonie wybrano dwie skrajne daty, związane z przesileniem letnim i zimowym, kiedy to Słońce jest najwyżej i najniżej na niebie. Dodatkowo, obliczenia dotyczą wybranej lokalizacji, którą opisano długością geograficzną $\lambda = 21^{\circ}$ i szerokością geograficzną $\varphi = 52^{\circ}$ 13'. Wartości kątów A i h dla dnia przesilenia letniego i zimowego zestawione są w tabelach 1 i 2.

Symulacje uwzględniające ruch Słońca po nieboskłonie

Słońce poruszające się po nieboskłonie zakreśla elipsę, której nachylenie względem Ziemi zależy od dnia roku, a aktualne położenie na tym torze definiuje czas. Źródło promieniowania zmienia się w szerokim zakresie położenia względem punktu na Ziemi. W układzie tzw. farmy fotowoltaicznej, należy wziąć pod uwagę zacienienie absorbera przez panel znajdujący się w kolejnym szeregu, zgodnie z rysunkiem 1. Jeśli system fotowoltaiczny przystosowany jest do pracy całorocznej należy obliczyć odległość pomiędzy sąsiednimi szeregami tak, aby cień kończył się na krawędzi następnego łańcucha paneli fotowoltaicznych (rys. 1), biorąc pod uwagę najdłuższy cień (przesilenie zimowe).



Rys.1. Układ geometryczny paneli fotowoltaicznych dla pracy całorocznej

Przenalizowano przypadek układu farmy fotowoltaicznej składającej się z 20 modułów fotowoltaicznych w szeregu o wymiarach 1m x 2m i mocy szczytowej 300 Wp. Panele nachylone są pod kątem $\gamma = 38^{\circ}$ względem podłoża. Odległość pomiędzy szeregami paneli z będzie obliczona dla pracy całorocznej zgodnie z powyższymi danymi wejściowymi. Poszukiwaną wartością jest długość zacienienia *L*. Obliczono ją korzystając z funkcji trygonometrycznych, ponieważ znany jest kąt pochylenia paneli fotowoltaicznych γ i kąt padania promieni słonecznych względem ziemi *h* dla konkretnego czasu. Obliczono wysokość *b* oraz długość *a* modułu fotowoltaicznego wykorzystując zależność :

 $b = c \cdot \sin(\gamma)$

(4)
$$a = c \cdot \cos(\gamma)$$

Długość zacienienia L obliczono korzystając ze wzoru :

(5)
$$L = \frac{b}{tg(h)}$$

Optymalna odległość *z* miedzy osiami symetrii paneli dla której cień kończy się na krawędzi kolejnego modułu podczas górowania Słońca wynosi:

$$(6) z = a + L$$

Wykonane obliczenia pozwalają określić kształt zacieniania szeregów modułów fotowoltaicznych w panelu. W rozpatrywanych przypadkach największe zacienie pojawiło się dla dnia przesilenia zimowego (rys. 2). Zainicjowany układ geometryczny farmy fotowoltaicznej obliczono dla kąta padania promieni słonecznych równego $h = 14^{\circ}$. Kiedy słońce znajduje się na wysokości horyzontalnej mniejszej od założonego kąta nachylenia, pojawia się zacienienie kolejnego szeregu paneli słonecznych. Taka sytuacja występuje podczas wschodu i zachodu Słońca, a cień jest tym dłuższy, im mniejszy jest kąt horyzontalny Słońca h.



Rys.2. Zacienienie szeregu paneli fotowoltaicznych dla przesilenia zimowego (21 grudnia)

Procentowy udział zacienienia powierzchni absorpcyjnej dla analizowanego przypadku przedstawia tabela 3.

Tabela 3. Procentowe zacienienie w zależności od czasu urzędowego

Czas	Stosunek zacienienia	Powierzchnia
urzędowy	do całej powierzchni	zacienienia [m ²]
	absorpcyjnej [%]	
8 <u>00</u>	51,29%	20,5
9 <u>00</u>	25,33%	10,1
10 ⁰⁰	14,01%	5,6
11 ^{<u>00</u>}	0,00%	0,0
12 ⁰⁰	0,00%	0,0
13 ^{<u>00</u>}	14,36%	5,7
14 ^{<u>00</u>}	21,71%	8,7
15 ⁰⁰	65,83%	26,3

Symulacje uwzględniające wysokość umieszczenia paneli fotowoltaicznych nad dachem

Panele fotowoltaiczne współpracujące z powierzchnią dachu mogą być umieszczone na różnej wysokości *x*. Zmiana tego parametru wpływa na cały układ optyczny paneli. Najkorzystniejszym położeniem jest umieszczenie fotoogniw na takiej wysokości, aby natężenie napromienienia na absorberze było największe. Dodatkowy wzrost mocy nie pochodzi od wiązki światła bezpośrednio padającego na panel fotowoltaiczny, lecz jest to wiązka światła odbita od struktury optycznej powierzchni dachu.

Wykonane obliczenia symulacyjne dotyczyły zakresu wysokości *x* mierzonej od podłoża dachu do dolnej krawędzi paneli fotowoltaicznych, gdy zakres zmiennej *x* leży w przedziale od 0 do 1,2 m, z krokiem co 0,1 m. Ustawienie fotoogniw było pod kątem γ = 38° względem dachu, a promieniowanie słoneczne padało pod kątem *h* = 61° (założono rozbieżność wiązki świetlnej 32'). Wyniki obliczeń zestawione są w tabeli 4 dla odległości *z* pomiędzy sąsiednimi szeregami paneli fotowoltaicznych skonfigurowanych do pracy całorocznej, gdy odbicie ma charakter równomiernie rozproszonego i kierunkowo-rozproszonego przy powierzchni modułu 2 m² i całkowitym współczynniku odbicia ρ = 0,8.

Wskaźnik <i>x/b</i>	Wysokość montażu x [m]	Moc przy odbiciu równomiernie rozproszonym [W]	Moc przy Odbicie kierunkowo- rozproszone
0	0	2023.90	2052.83
0,06	0,1	2010,02	2034,02
0,13	0,2	2007,12	2027,19
0,19	0,3	2001,83	2019,05
0,25	0,4	1997,88	2012,54
0,32	0,5	1994,58	2007,25
0,38	0,6	1991,81	2002,68
0,44	0,7	1989,54	1998,79
0,51	0,8	1987,68	1995,58
0,57	0,9	1982,08	1988,79
0,63	1	1984,59	1990,40
0,70	1,1	1983,31	1988,25
0,76	1,2	1982,26	1986,45

Tabela 4. Wyniki obliczeń dla różnych wysokości x dla z = 6,51m

Wyniki obliczeń obrazują charakterystyki (rys. 4) dla różnej odległości *z*, pomiędzy sąsiednimi szeregami paneli fotowoltaicznych.

Analizując wyniki symulacji okazało się, że najbardziej optymalnym położeniem, jeśli chodzi o wartość natężenia napromienienia na absorberze, jest wysokość x = 0m. Charakterystyki obrazujące wyniki dla konfiguracji pracy całorocznej z = 6,51m, dla dwóch sposobów odbicia promieniowania dachu mają charakter funkcji wykładniczej. Wraz ze wzrostem wysokości położenia paneli zmniejsza się udział części mocy promienistej odbijanej od powierzchni dachu. Dalsze zwiększanie wysokości dawało niewielkie różnice w zmianie mocy, a dominująca wartościa była moc promienista pochodząca bezpośrednio od Słońca. Analizowane przypadki charakteru odbicia tvpu rozproszonego kierunkowo równomiernie oraz rozproszonego udowodniły, że zdecydowanie bardziej efektywnym rozwiązaniem zastosowanie jest na powierzchnie dachu materiału o właściwościach odbicia kierunkowo-rozproszonego. Wynika to z faktu, że promieniowanie odbijane jest głównie kierunkowo i zgodne jest z ułożeniem paneli fotowoltaicznych, dlatego zaobserwowano wieksze wartości nateżenia napromienienia na absorberze.



Rys.3. Charakterystyka mocy padającej na absorber w zależności od wysokości x

W przypadku zastosowania podłoża pod panele o charakterze odbicia rozproszonego, część wiązki odbitej pada na odwrotną stronę absorbera, w kierunku przeciwnym niż promieniowanie bezpośrednie od źródła. Skutkuje to mniejszą wartością napromienienia na absorberze, a dodatkowo może powodować podgrzewanie całego szeregu fotoogniw od tyłu modułu. Następstwem tego procesu jest zmniejszenie sprawności konwersji fotowoltaicznej [1].

Analizy dotyczące konfiguracji paneli fotowoltaicznych do pracy tylko w okresie letnim, kiedy odległość z = 2,26mwykazały, że rodzaj powierzchni dachu nie miał wpływu na wzmocnienie natężenia napromieniania na absorberze. Jest to spowodowane ciągłym zacienieniem obszaru dachu biorącego udział w kierowaniu światła słonecznego w stronę części konwertującej promieniowanie. Przypadkiem konfiguracja pośrednim jest paneli do pracy zaprojektowanej na okres jesienno-wiosenny (z = 3,22m).

Obliczenia w układach różnych nachyleń dachu względem ziemi

Panele fotowoltaiczne znajdują różnych sie w konfiguracjach położenia. Ustawione są pionowo na elewacjach budynków lub pod dowolnym nachyleniem względem poziomu, w przypadku usytuowania ich na dachach lub podłożu (rys. 4).



Rys.4. Układ geometryczny paneli fotowoltaicznych

Zarówno kat położenia ogniwa fotowoltaicznego y jak i nachylenie dachu σ mają wpływ na ilości mocy promienistej padającej na absorber. Znalezienie optymalnej wartości kąta z przedziału $\sigma \in <-15^{\circ};60^{\circ}>$ jest trudne, z powodu ciaqłych zmian położenia Słońca w czasie pracy ogniwa. Symulacja komputerowa w programie "TracePro" pozwoliła uogólnić większość przypadków. Powiązano kąt nachylenia dachu oraz panela fotowoltaicznego, mierzonego względem poziomu, do wartości natężenia napromienienia na powierzchni absorbera. Obliczenia zostały przeprowadzone dla trzech rodzajów powierzchni dachu, charakteryzujacych się odbiciem kierunkowo-rozproszonym i współczynnikiem odbicia ρ = 0,98, ρ = 0,8 i ρ = 0,2. Wysokość zawieszenia paneli fotowoltaicznych, mierzona od osi symetrii modułów względem powierzchni dachu wynosiła 1m. Symulacje komputerowe przeprowadzono dla położenia geograficznego miasta Warszawy w zenicie Słońca w dniu 22 czerwca. Kąt padania promieni słonecznych jest wtedy największy i wynosi około $h = 61^{\circ}$. Nie uwzględniono ruchu Słońca po nieboskłonie, tylko jego górowanie. Wartości kątów nachylenia dachu σ zmieniały się co 5° w przedziale od -15° względem położenia poziomego do 60°. Ujemny kąt σ oznacza, że dach skierowany jest w kierunku północnym. Aby zbadać wpływ właściwości optycznych podłoża na moc zaabsorbowaną przez pojedynczy panel, założono odległość liczoną do osi symetrii ogniwa z równą 5m. Skutkowało to wydzieleniem dużej powierzchni dachu przed modułem i widoczne różnice w wartości napromienienia na absorberze pod wpływem zmian współczynnika odbicia dachu ρ . Wyniki opisywanej symulacji dla dachu skierowanego na południe oraz na kierunek północny przedstawia rysunek 5.



absorber w zależności od nachylenia dachu σ

Charakterystyki na wykresie przedstawiają zależność pasywnego uzysku pokrycia dachowego dla konkretnych kątów nachylenia dachu σ . Widać, że największe natężenie napromienienia jest osiągane dla dachu pochylonego o σ = -5° oraz $\sigma = -10^{\circ}$ (skierowanego w kierunku północnym). Dla takiej konfiguracji bardzo duże znaczenie ma współczynnik odbicia pokrycia dachowego. Wzrost ten wynika z większego nakierowywana promieniowania słonecznego padającego na dach w stronę absorbera.

W celu uwzględnienia rzeczywistego sposobu odbicia powierzchni dachu przeprowadzono pomiar krzywej wskaźnikowej nowoczesnego materiału stosowanego na pokrycia dachowe (Sikaplan G15), przystosowanego do współpracy z układem paneli fotowoltaicznych. Celem było zbadanie właściwości odbijających powierzchni dla światła białego w całym zakresie kątowym. Analizując zmierzoną krzywą wskaźnikową nowoczesnej membrany dachowej (rys. 6) widać, że odbicie ma charakter kierunkoworozproszony [2]. Dla światła padającego prostopadle do badanej powierzchni odbicie zbliżone jest do równomiernego. W miarę zmniejszania kąta padania światła materiał przyjmuję charakterystykę o kształcie bardziej kierunkowym. Szczególnie widoczne jest to dla małych kątów, kiedy wiązka światła pada pod kątem 30°. Otrzymany wynik oznacza, że badany materiał wykazywał ponad 3-krotne wzmocnienie odbicia β_{θ} w stosunku do wyidealizowanej powierzchni rozpraszającej (zależność 7).

(7)
$$\beta_{\theta} = \frac{L_{\theta}}{L_{r}} = \frac{L_{\theta}}{\frac{\rho \cdot E}{\pi}}$$

gdzie: L_{θ} – luminancja powierzchni widziana pod kątem θ , L_{r} – luminancja idealnego rozpraszacza, ρ – współczynnik odbicia, E – natężenie oświetlenia na powierzchni.

We wszystkich symulacjach dokonano przeliczenia krzywych wskaźnikowych na współczynniki (*BRDF, A, B, g*) [3], które odzwierciedlały rzeczywiste właściwości optyczne powierzchni materiału.



Rys.6. Krzywa wskaźnikowa powierzchni materiału Sikaplan 15 G light grey

Wnioski

Wyniki symulacji potwierdzają, że zastosowanie membrany dachowej o wysokim współczynniku odbicia zwiększa natężenie napromienienia na panelu fotowoltaicznym. Uzysk natężenia napromienienia w stosunku do dachu pokrytego idealnym absorberem wynosi około 7%.

Mimo, że farma fotowoltaiczna konfigurowana jest zwykle do pracy całorocznej, to w okresie zimowym pojawi się częściowe zacienienie (nawet 64% powierzchni czynnej) podczas wschodu i zachodu Słońca.

Zastosowanie dachu 0 charakterze odbicia rozproszonym spowoduje skierowanie równomiernie promieniowania słonecznego w górną półprzestrzeń, z czego tylko niewielka część zostanie skierowana na Znacznie lepsze uzyskano absorber. wyniki ро zastosowaniu powierzchni odbijającej w sposób kierunkowo-rozproszony. Nachylenie dachu σ powodowało zmianę napromieniania na module fotowoltaicznym.

Najbardziej optymalnym ustawieniem był dach poziomy oraz nachylony pod niewielkim kątem w kierunku północnym. Jednak dla takiej konfiguracji, rodzaj odbicia materiału zastosowanego na podłoże jak i współczynnik odbicia ρ mają decydujący wpływ na wielkość uzysku.

Wykonano również pomiar krzywej wskaźnikowej nowoczesnej membrany dachowej "Sikaplan 15 G light grey" stosowanej na pokrycia dachowe, której paramenty świetlno-optyczne nadawały się do zwiększenia efektywności koncepcji typu "zimny dach". Symulacje zostały wykonane w programie "TracePro" po wprowadzaniu takich parametrów jak α , ρ , τ , (*BRDF*, *A*, *B*, *g*), które odzwierciedlały rzeczywiste właściwości optyczne materiałów [3].

Koncepcja typu "zimny dach" doskonale sprawdza się również w okresie zimowym, szczególnie podczas dużego nasłonecznienia. Temperatura dachu zostaje prawie taka sama jak temperatura powietrza. Zapobiega to powstawaniu wilgoci i oblodzenia, które występuje w tradycyjnych konstrukcjach dachów (typu ciepłego).

Domy pasywne, w których należy zapewnić niskie zapotrzebowanie na energię końcową (do 15kWh/m² na rok), powinny charakteryzować się dachem o niewielkim spadku w kierunku północnym (do 15°), co pozwoli zmniejszyć powierzchnię przenikania ciepła, spowodować osuwanie się pokrywy śnieżnej i poprawić efekt odbicia promieniowania słonecznego. Przeprowadzona analiza dowodzi, że zastosowanie nowoczesnej membrany dachowej w tym przypadku przełoży się na maksymalny pasywny uzysk.

Artykuł został zrealizowany w Katedrze Elektroenergetyki, Fotoniki i Techniki Świetlnej Politechniki Białostockiej w ramach pracy statutowej S/WE/4/2013

LITERATURA

- Pluta Z.: Podstawy teoretyczne fototermicznej konwersji energii słonecznej, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej Warszawa, 2013.
- [2] Żagan W.: Podstawy techniki świetlnej, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej Warszawa, 2005.
- [3] Richardson S.: Characterization of Surface Degradation by Laser Light Scattering, At the S-DLE Center laboratory
- [4] Pracki P., Matusiak B.: Problemtyka inteligentnego oświetlenia w budynkach. Przegląd Elektrotechniczny, 08/2008, str. 97-100.

Autorzy:

Dr hab. inż. Maciej Zajkowski, Politechnika Białostocka, Wydział Elektryczny, Katedra Elektroenergetyki, Fotoniki i Techniki Świetlnej, 15-351 Białystok, ul. Wiejska 45d, E-mail: <u>m.zajkowski@pb.edu.pl</u>

Mgr inż. Mateusz Prorok, studia doktoranckie Wydziału Elektrycznego Politechniki Białostockiej, Katedra Elektroenergetyki, Fotoniki i Techniki Świetlnej, 15-351 Białystok, ul. Wiejska 45d E-mail: <u>northdarkness@gmail.com</u>