

Redukcja strat mocy w sieciowych systemach fotowoltaicznych za pomocą hybrydowych kolektorów PVT

Streszczenie. Energia promieniowania słonecznego, zaabsorbowana przez warstwy fotoaktywne systemów fotowoltaicznych (PV), podłączonych do sieci elektroenergetycznej, jest częściowo zamieniana na ciepło w skutek niepełnego procesu konwersji energii słonecznej na energię elektryczną. Na skutek znacznej pojemności cieplnej modułów PV, ciepło skumulowane jest w objętości materiału fotoabsorbora, co prowadzi do wzrostu temperatury roboczej systemu. Powoduje to spadek wartości generowanego fotonapięcia i mocy czynnej systemu. Moc generowana przez taki system nie osiąga wówczas wartości nominalnej, co skutkuje niedociążeniem falowników i ograniczeniem ilości wygenerowanej energii elektrycznej oddanej do sieci. Na bazie zebranych w półroczu letnim danych meteorologicznych, elektrycznych i termicznych systemu PV o mocy nominalnej 1,2 kW_p, przeprowadzono ilościową analizę możliwości zastosowania fotowoltaicznych kolektorów słonecznych (PVT) do redukcji strat mocy zawodowego generatora fotowoltaicznego.

Abstract. Incident solar radiation absorbed by photoactive layer of grid-tied photovoltaic (PV) systems is partially converted into thermal energy. It is due to the fact that incomplete process of energy conversion occurs PV modules. Because of large thermal capacity of modules, heat accumulated within the bulk of photoabsorbers is trapped inside as surrounding layers are composed of thermal insulators. In consequence of excessive accumulation of heat, the internal temperature of absorbers increases above nominal value. This implies the deterioration of nominal voltage of system and therefore its active power drop. In result, both photovoltaic array and solar inverter operate under partial load that reduces energy yield of whole system. In order to determine the relation between relative power losses and meteorological factors, a 1,2 kW_p PV system and climatic station was designed. Experimental analysis was carried out for establishing quantity of removal heat that may be transferred into flowing factor of PVT collector for reduction of power losses (**Reduction of power losses in grid-tied photovoltaic systems using hybrid PVT collectors**).

Słowa kluczowe: moc robocza, temperatura robocza, moduł fotowoltaiczny, falownik sieciowy, kolektor PVT

Keywords: operating power, operating temperature, photovoltaic module, grid-tied inverter, PVT collector

Wprowadzenie

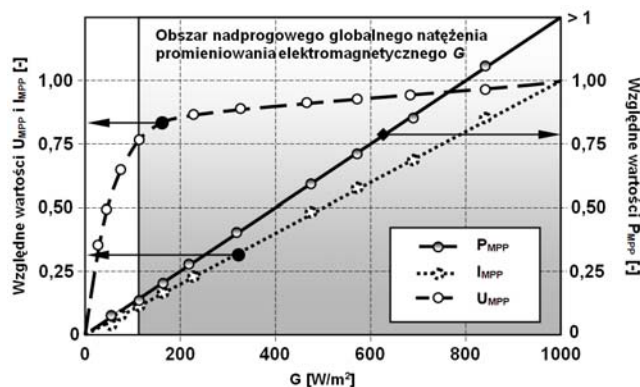
Systemy modułów fotowoltaicznych (PV) to generatory użytecznej energii elektrycznej. Zasada ich działania polega na bezpośredniej konwersji fotonów promieniowania słonecznego w stały prąd elektryczny DC pod wpływem wewnętrznego zjawiska fotoelektrycznego [1]. Systemy PV podzielić można na 2 grupy ze względu na formę gromadzenia energii. W autonomicznych systemach PV (ang. *stand-alone*), wyprodukowaną energię elektryczną magazynuje się w bateriach akumulatorów [2]. Zawodowe systemy fotowoltaiczne są z kolei podłączane do sieci elektroenergetycznej (SEE) za pomocą przekształtników energoelektronicznych zwanych falownikami o komutacji sieciowej (ang. *grid-tied inverters*) [3]. W obliczu planowanego wprowadzenia w życie zapisów Ustawy o Odnawialnych Źródłach Energii (OZE) własny zawodowy system fotowoltaiczny stanie się w Polsce jedną z form zarobkowania [4]. Konsekwencją wprowadzenia w życie ustawy o OZE będzie zwiększenie współczynników korekcyjnych dla systemów PV w nowym systemie zielonych certyfikatów. Sprawi to, że inwestowanie w branżę fotowoltaicznej stanie się w Polsce ekonomicznie uzasadnione.

W związku z planowanymi zmianami w ustawodawstwie energetycznym, szczególnie istotnego znaczenia nabierają zagadnienia techniczne, związane z redukcją czynników, ograniczających sprawność konwersji energii i uzysk energetyczny zawodowych systemów fotowoltaicznych.

Czynniki ograniczające moc nominalną systemu PV

Z punktu widzenia planowania inwestycyjnego w branżę fotowoltaicznej wyróżnia się dwa czynniki, które wpływają na moc rzeczywistą systemu PV i w konsekwencji na ilość produkowanej przezeń energii elektrycznej, oddanej do SEE w ciągu roku. Pierwszym z nich jest wartość średniorocznego napromieniowania w płaszczyźnie modułów systemu. Wyznacza ona teoretyczną ilość energii elektrycznej, którą odda do sieci idealny system fotowoltaiczny o powierzchni 1m² i współczynniku konwersji energii η równym 1 [5]. Wartość napromieniowania zależy od wartości globalnego natężenia promieniowania

słonecznego G oraz ilości godzin słonecznych n tj. czasu w ciągu roku w którym G przekracza progową wartość 120 W/m² [6]. Generowany przez system PV prąd elektryczny I_{MPP} zależy wprost proporcjonalnie od wartości G , przy ustalonej rezystancji obciążenia R , jednak wytwarzane przezeń napięcia U_{oc} i U_{MPP} , zależą od G w sposób logarytmiczny. Ponieważ wraz ze wzrostem ponadprogowego G , przyrost natężenia prądu I_{MPP} systemu jest relatywnie większy od przyrostu fotogenerowanego napięcia U_{MPP} zatem moc czynna P_{PV} systemu zależy liniowo od natężenia promieniowania (Rys. 1.). Moc P_{PV} wzrasta wraz ze wzrostem G , ale nie osiąga wartości nominalnej, gdyż jest skutecznie ograniczana przez wzrost temperatury wewnętrznej fotoabsorbora T_f .



Rys. 1. Względna zależność przyrostu napięcia, fotoprądu i mocy systemu PV od natężenia promieniowania słonecznego [6].

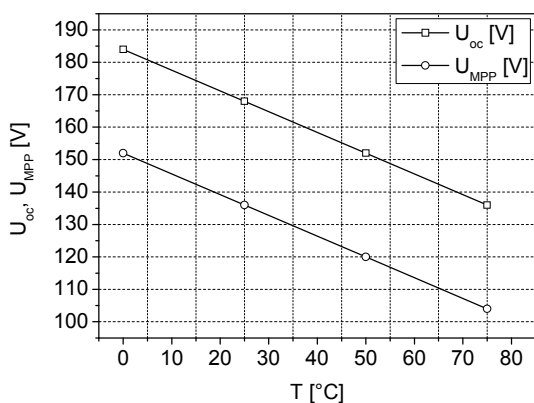
Drugim czynnikiem ograniczającym ilość energii elektrycznej E generowanej przez system PV i oddawanej do SEE jest wzrost wewnętrznej temperatury materiału fotoabsorbacyjnego T_f modułów z których system jest zbudowany. W przypadku ponad 90% instalacji zawodowych na świecie, fotoabsorbarami są ogniwa z krzemu mono- lub polikrystalicznego [7]. Szereg zjawisk powoduje, że wzrost ich temperatury ogranicza uzysk energetyczny co wiąże się głównie ze zmianą szerokości

przerwy energetycznej $E_g(T_f)$ oraz wydzielaniem ciepła Joule'-Lenza na rezystancji szeregowej ogniwa podczas przepływu prądu elektrycznego w obwodzie zamkniętym.

Wpływ temperatury fotoabsorbera na moc systemu

Moduły PV charakteryzowane są elektrycznie w tzw. standardowych warunkach testowych (ang. *Standard Test Conditions*). Według normy IEC 60904-3, znamionowa charakterystyka odpowiedzi prądowo-napięciowej modułu PV musi być rejestrowana w warunkach normalnej masy optycznej atmosfery dla wartości natężenia promieniowania elektromagnetycznego G równego 1 kW/m^2 przy stałej w czasie temperaturze ogniw fotowoltaicznych modułu równej 25°C [8]. W rzeczywistości systemy PV nie pracują w warunkach STC. Przyczyna takiego stanu rzeczy tkwi w zmiennym w cyklu dobowym i rocznym promieniowaniu słonecznym (jego natężeniu i charakterystyce widmowej) oraz budowie strukturalnej modułów PV, których warstwy składowe - poza ogniwami - są izolatorami termicznymi, o współczynnikach przewodzenia ciepła, charakterystycznych np. dla drewna tj. $1,8 \text{ W/m}\cdot\text{K}$ [9].

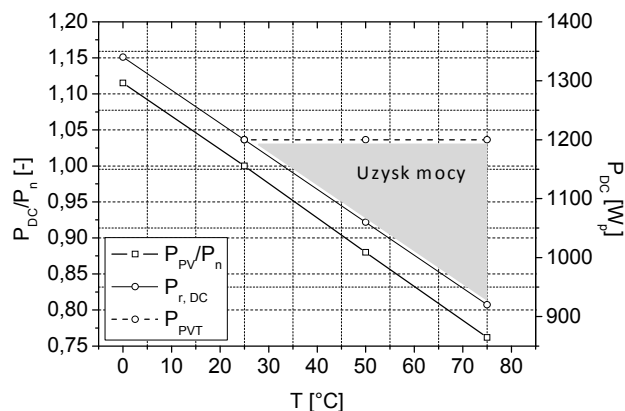
Padające na moduł promieniowanie słoneczne, zanim zostanie zaabsorbowane przez krzemowe ogniwo PV jest transmitowane przez ochronną warstwę hartowanego szkła i przezroczystą warstwę przeciwodblasiwą (ang. *anti-reflecting coating*). Tylko niewielka część zaabsorbowanego promieniowania o częstotliwości dopasowanej do wartości szerokości energii zabronionych półprzewodnika jest zamieniana na użyteczny prąd stały, doprowadzany do falownika sieciowego. Nieprzekształcona na prąd elektryczny część promieniowania, powoduje termalizację nośników ładunku w półprzewodniku co prowadzi do wzrostu natężenia szkodliwych prądów o charakterze termicznym w złączu. Wzrost natężenia tych prądów wywołany jest przez wzrost temperatury w objętości złącza na skutek znacznej pojemności cieplnej modułu i utrudnionej wymiany ciepła między nim a otoczeniem. Temperatura T_f nie zależy od temperatury otaczającego powietrza T_a [10], zatem na skutek braku konwekcji swobodnej dochodzi do pochłaniania ciepła w module PV i dla ustalonej wartości natężenia promieniowania G , następuje spadek napięcia punktu mocy maksymalnej systemu U_{MPP} (Rys. 2.).



Rys. 2. Teoretyczna zależność napięcia jałowego U_{oc} i napięcia dla punktu mocy maksymalnej U_{MPP} od temperatury dla łańcucha modułów PV o nominalnych wartościach U_{oc} i U_{MPP} , odpowiednio 168 V i 136 V

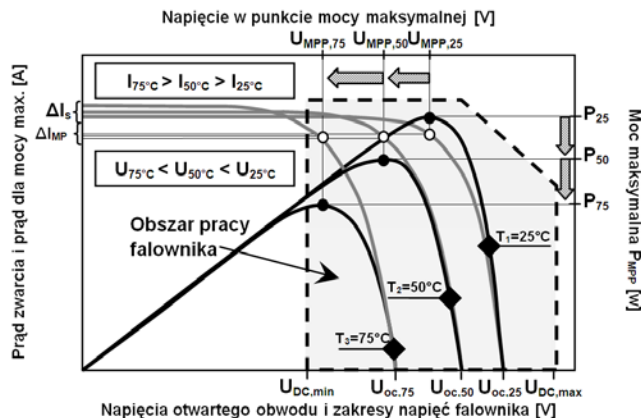
W konsekwencji maleje wartość mocy generowanej przez system P_{DC} oraz ilość produkowanej przez energię elektrycznej, szczególnie w okresie letnim, gdy natężenie promieniowania osiąga maksymalną wartość (Rys. 3.). Ujemną zależność temperaturową mocy i napięcia punktu

maksymalnej mocy oraz napięcia otwartego obwodu, opisują parametry znamionowe modułów PV tzw. współczynniki temperaturowe β odpowiednio dla P_{DC} , U_{MPP} i U_{oc} . Współczynniki temperaturowe napięcia otwartego obwodu dla dostępnych komercyjnie modułów fotowoltaicznych z krystalicznego krzemu mieszczą się w granicach $0,09 \pm 0,11 \text{ V}/^\circ\text{C}$ [11].



Rys. 3. Teoretyczna zależność stosunku mocy systemu PV i mocy nominalnej falownika oraz całkowitej mocy systemu od mocy nominalnej 1200 W_p w funkcji temperatury fotoabsorbera. Kolorem szarym zaznaczono uzysk mocy po wyeliminowaniu czynników powodujących jego spadek

Z punktu widzenia falowników o komutacji sieciowej (zewnętrznej) spadek wartości U_{MPP} prowadzi do sytuacji w której moc rzeczywista systemu PV po stronie DC $P_{r,DC}$ jest mniejsza od nominalnej mocy wejściowej falownika $P_{DC,min}$ (Rys. 4). Miarą tej zależności jest z jednej strony wielkość niedociążenia systemu fotowoltaicznego, co może wynikać z relatywnie niskich wartości natężenia promieniowania G i/lub wzrostu temperatury fotoabsorbera T_f , zaś z drugiej strony z poziomu niedociążenia falownika, pracującego poniżej punktu mocy nominalnej $P_{n,DC}$.

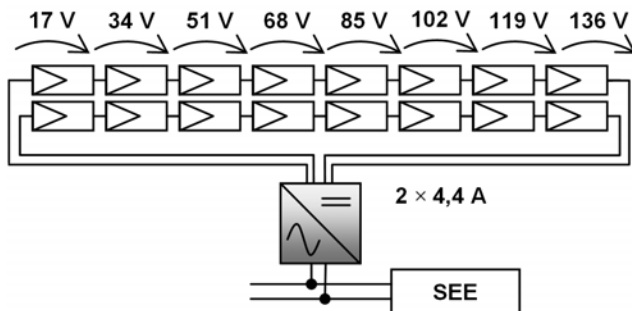


Rys. 4. Kształty charakterystyk $I(U)$ i $P(U)$ dla systemów PV w zależności od temperatury fotoabsorbera

Pierwszy czynnik redukujący moc systemu PV tj. ograniczone natężenie padającego promieniowania G ma charakter meteorologiczny. Jest on niezależny od czynników ludzkich i poza zastosowaniem nadążnych systemów koncentratorowych nie istnieją racjonalne metody jego eliminacji [12]. Istnieje jednak możliwość zrównoważenia mocy systemów PV, poprzez zredukowanie strat ich mocy. Celowe jest zastosowanie układu, odbierającego ciepło z powierzchni modułów systemu PV.

Cel badań i układ pomiarowy

Wzrost temperatury T_f prowadzi do spadku wartości napięcia U_{MPP} i mocy P_{DC} . Przeprowadzono zatem badania eksperymentalne mające na celu ilościowe określenie skali strat mocy generowanej przez system PV oraz badania nad możliwością ich redukcji. Zaprojektowano jednofazowy system fotowoltaiczny (Rys. 5), podłączony do SEE, charakteryzujący się mocą szczytową 1,2 kW_p (ang. *peak power*) tj. wyznaczoną w warunkach STC, składający się z 2 łańcuchów, zawierających po 8 połączonych szeregowo modułów PV typu AP-7105 firmy Astro Power Inc., wykonanych z monokrystalicznego krzemu (Tab 1.).



Rys. 5. Schemat jednofazowego systemu fotowoltaicznego o mocy nominalnej 1,2 kW_p, podłączonego do SEE

Tabela 1. Parametry szczytowe systemu PV

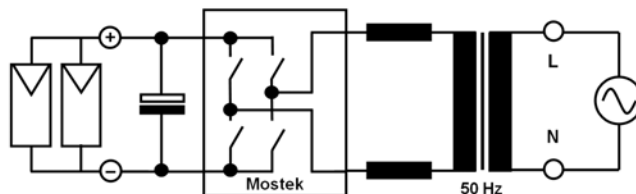
Wielkość elektryczna systemu	Skrót	Wartość
Moc nominalna mierzona w STC	P_{PV}	1,2 kW _p
Napięcie otwartego obwodu łańcucha	U_{oc}	168 V
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej	U_{MPP}	136 V
Natężenie prądu zwarcia łańcucha	I_{sc}	9,6 A
Prąd łańcucha w punkcie mocy maksymalnej	I_{MPP}	8,8 A
Współczynnik temp. prądu I_{sc} i I_{MPP}	α	0,2 mA/°C
Współczynnik temp. napięcia U_{oc} i U_{MPP}	β	-0,08 V/°C

System fotowoltaiczny zaprojektowano w topologii falownika centralnego z 2 szeregowymi łańcuchami modułów [13]. Podłączenie systemu PV do rozdzielnic nN, zrealizowano poprzez jednofazowy falownik o komutacji zewnętrznej z transformatorem niskiej częstotliwości (ang. *low frequency transformer*) do zastosowań fotowoltaicznych typu Sunny Boy SB1200 firmy SMA Solar Technology (Tab. 2.).

Tabela 2. Dane znamionowe falownika L1 SB1200 (SMA)

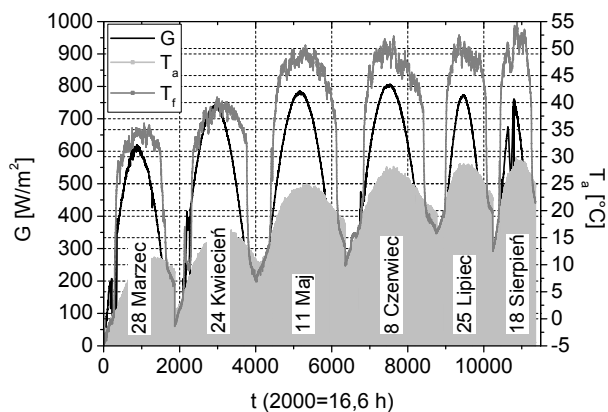
Wielkość wejściowa do falownika po stronie DC		
Maksymalna moc DC ($\cos\varphi=1$)	P_{DC}	1,32 kW
Maks. napięcie DC	$U_{DC,max}$	400 V
Zakres napięć punktu mocy maks.	ΔU_{MPP}	100+320 V
Nominalne napięcie DC	$U_{DC,n}$	120 V
Minimalne/startowe napięcie DC	$U_{DC,min}$	100/120 V
Maks. wejściowe natężenie prądu łańcucha	$I_{DC,max}$	12,6 A
Wielkość wyjściowa z falownika po stronie AC		
Moc nominalna AC 230 V, 50 Hz	$U_{AC,n}$	1,2 kW
Maksymalna moc pozorna AC	S_{max}	1,2 VA
Zakres napięć nominalnych AC	ΔU_{AC}	180+265 V
Maks. natężenie prądu wyjściowego AC	$I_{AC,max}$	6,1 A

Zadaniem falownika jest dopasowanie wyjściowych parametrów energetycznych systemu PV do istniejących parametrów SEE oraz kontrola i synchronizacja przepływu mocy (Rys. 6). Zadania falownika są realizowane poprzez dopasowanie napięć i częstotliwości po stronie AC do wartości istniejących w SEE oraz śledzenie maksymalnej wartości iloczynu napięcia i prądu po stronie DC, tj. wartości przy których chwilowa moc dla danej wartości obciążenia i natężenia G osiąga wartość maksymalną (ang. *Maximum Power Point Tracking*) [3].

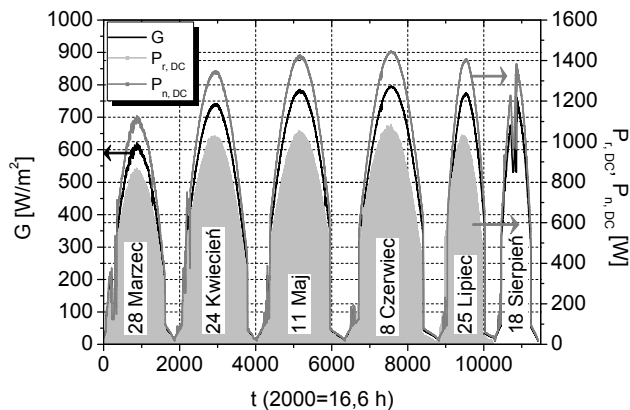


Rys. 6. Schemat falownika z transformatorem niskiej częstotliwości [13]

W celu przeprowadzenia analizy wyposażono system PV w automatyczny układ do odczytu i rejestracji wybranych parametrów. W skład układu wchodził pyranometr typu SP Lite, firmy Kipp&Zonnen, mierzący chwilowe wartości globalnego natężenia promieniowania G , zainstalowany w płaszczyźnie modułów, elektroniczne czujniki temperatury otaczającego powietrza T_a , tranzystorowe czujniki typu MOSFET, mierzące aktualną temperaturę powierzchni modułów fotowoltaicznych T_f oraz elektroniczne mierniki do pomiarów prądów I_{MPP} , napięć U_{MPP} i mocy rzeczywistej $P_{r,DC}$ systemów wraz z licznikiem wyprodukowanej energii elektrycznej E . Dane rejestrowano na dysku twardym co 30 sekund przez 6 miesięcy półrocza letniego od marca do sierpnia 2012 roku. Zarejestrowano przebiegi T_a , T_f , U_{MPP} , $P_{r,DC}$ w funkcji G . Ponieważ nie istnieją metody bezpośredniego pomiaru wewnętrznej temperatury absorbera [10], zatem w prowadzonych badaniach przyjęto, że temperaturę tę reprezentuje temperatura T_f mierzona na powierzchni hartowanego szkła modułów.



Rys. 7. Zależność między chwilowymi wartościami temperatury otoczenia i fotoabsorbera na tle natężenia G wybranych dni słonecznych w półroczu letnim

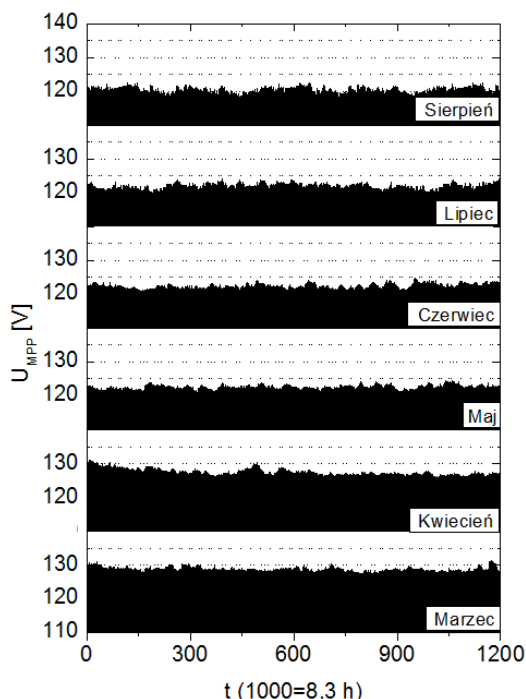


Rys. 8. Przebieg chwilowych wartości mocy rzeczywistej i mocy nominalnej systemu PV na tle chwilowych wartości G dla wybranych dni słonecznych w półroczu letnim

Wyniki pomiarów

Wyniki pomiarów potwierdziły wzrost temperatury T_f ponad wartość T_a , średnio o 25°C , co jest widoczne szczególnie podczas dni słonecznych (Rys. 7.). Maksymalną zarejestrowaną wartością T_f było $55,3^\circ\text{C}$. Kształty krzywych zależności wartości temperatur od G wykazały jednak związek między T_f a T_a , mimo, iż niektórzy autorzy postulowali inaczej [10]. Zanołowano negatywny wpływ T_f na rzeczywistą moc systemu $P_{r,DC}$ (Rys. 8.).

Skumulowane przebiegi czasowe średnich wartości rzeczywistych napięć U_{MPP} , generowanej przez system fotowoltaiczny i śledzonej przez system MPPT falownika, potwierdziły obliczenia teoretyczne. Wartości U_{MPP} , mimo znacznego wzrostu średniej wartości G malały z każdym miesiącem by osiągnąć minimalną średnią równą ok. 120 V w miesiącu sierpniu (Rys. 9.), co względem warunków STC oznacza średnią stratę rzędu 16 V przy ΔT_f równym 25°C i współczynnika temperaturowym $-0,08 \text{ V}/^\circ\text{C}$.

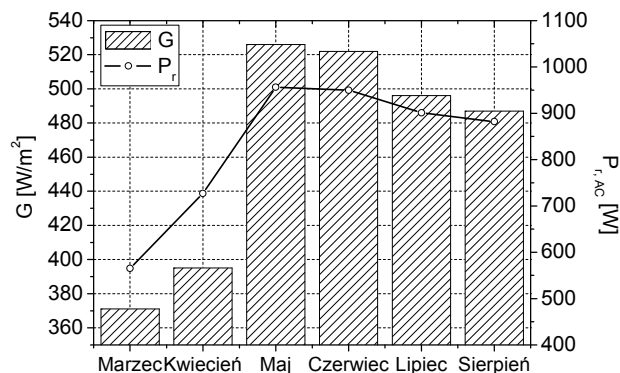


Rys. 9. Średnie wartości napięcia w punkcie mocy maksymalnej systemu PV, zarejestrowane dla nadprogowych wartości natężenia promieniowania globalnego

Tabela 3. Średnie temperatury powietrza T_a i absorbera T_f

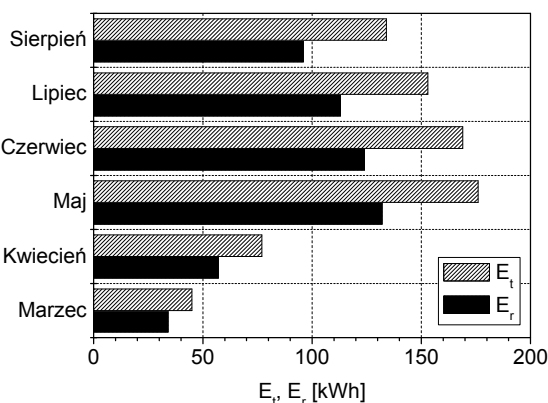
m-c	III	IV	V	VI	VII	VIII
$T_f [^\circ\text{C}]$	26,4	32,8	37,2	39,6	40,6	41,9
$T_a [^\circ\text{C}]$	8,2	12,3	18,9	23,4	23,8	24,3

Zależności empiryczne dla pojedynczych dni słonecznych, ukazują skalę strat mocy, występującą w korzystnych warunkach meteorologicznych. Skala tych strat jest dla dni słonecznych relatywnie większa niż dla tzw. dni pochmurnych, gdyż w przypadku tych ostatnich, wartości T_f zależą głównie od T_a , co ma związek z nieznacznymi wartościami G . Średnie miesięczne wartości rzeczywistej mocy systemu $P_{r,DC}$ zależą od średniej wartości G i T_f , zależnej z kolei od G i T_a . Negatywny wpływ wzrostu temperatury roboczej na moc jest wyraźny w miesiącu sierpniu (Rys. 10.). Ma to związek z najwyższą średnią wartością T_f i T_a dla tego miesiąca (Tab. 3.) i z faktem, iż nieznaczny spadek średniej wartości G w sierpniu, względem średniego G w maju nie może według obliczeń teoretycznych, spowodować tak znacznego spadku średniej mocy.



Rys. 10. Średnie miesięczne wartości rzeczywistej mocy systemu PV tle średnich miesięcznych wartości natężenia promieniowania

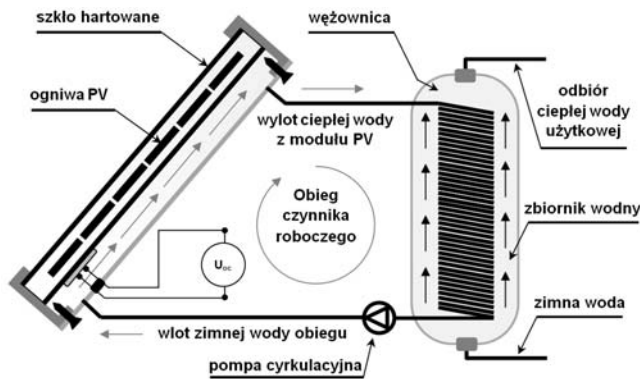
Zarejestrowane bezwzględne wartości rzeczywistej wygenerowanej i oddanej do SEE energii elektrycznej E_r w zestawieniu z energią możliwą do uzyskania, gdyby temperaturę roboczą systemu ograniczyć do stałej wartości 25°C , ukazują jej szkodliwy wpływ na uzysk energetyczny (Rys. 11.). W okresie od marca do sierpnia system wyprodukował 556 kWh energii. Gdyby wyeliminować wszystkie straty termiczne, teoretyczny uzysk wyniósłby 754 kWh. Udział strat energetycznych tj. stosunek E_r/E_t wzrasta z każdym miesiącem od 24,4% w marcu do 28,3% w sierpniu.



Rys. 11. Ilość rzeczywistej energii elektrycznej E_r , oddanej do SEE na tle energii, która zostałaby oddana, gdyby temperaturę fotoabsorbera ograniczono do 25°C (E_t)

Analiza możliwości redukcji temperatury roboczej systemów PV

Ubytek energii elektrycznej, oddanej do SEE, pociąga za sobą straty finansowe, tym większe im większa moc systemu. Rozwiązaniem tego problemu jest odprowadzenie nadmiarowego ciepła, zakumulowanego w module i ustalenie jego temperatury roboczej na poziomie 25°C (STC). Istniejące rozwiązania, wykorzystują do tego celu jednorodny układ kolektora słonecznego (T) i modułu fotowoltaicznego (PV) [14,15]. Mimo pozornej prostoty takich rozwiązań są one wadliwe i kosztowne ze względu na system wymienników ciepła zainstalowany wewnątrz. Urządzenia takie nie mogą być również dołączane do istniejących już systemów PV, gdyż stanowią układ zintegrowany. Aby zredukować temperaturę roboczą zaprojektowanego już systemu PV, zaproponowano koncepcję budowy płaszcza wodnego na tylnej warstwie modułów [16] (Rys. 12.).

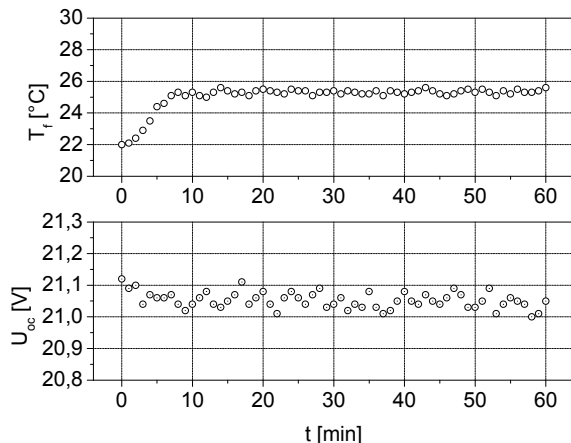


Rys. 12. Uproszczony schemat budowy modułu PV z płaszczem wodnym, zainstalowanym na tylnej ramie modułu

W celu oszacowania zysku mocy cieplnej \dot{Q} modułu po zastosowaniu płaszcza wodnego na tylnej jego powierzchni, przeprowadzono analizę numeryczną na bazie danych meteorologicznych zebranych w półroczu letnim roku 2012 i równania Yoshi-Tiwari [17], uwzględniającego zmienne wartości T_a i G oraz stałe wartości strumienia masy \dot{m} wody (c_p - ciepło właściwe), wartości współczynników absorpcji promieniowania dla krzemu α , transmitancji warstwy szkła τ , wymiar modułu bL , temperatury wody chłodzącej T_{in} tj. 25°C oraz empiryczny współczynnik przejmowania ciepła U_T z tylnej warstwy modułów (Tedlar) do wody:

$$(1) \quad \dot{Q} = \frac{\dot{m} \cdot c_p (\alpha \tau G + U_T (T_a - T_{25}))}{U_T} \left[1 - \exp\left(-\frac{bL U_T}{Mc_p}\right) \right]$$

Badania modułu składowego o nominalnej wartości napięcia otwartego obwodu U_{oc} równej 21 V (STC) z zainstalowanym płaszczem wodnym, przy wartości strumienia masy \dot{m} , zapewniającej realizację założonych parametrów procesu, tj. równej 0,2 kg/s, prowadzono przez 1 godzinę w warunkach STC i T_a równej 22°C . Wartości U_{oc} i T_f rejestrowano i kontrolowano co 1 minutę (Rys. 13.).



Rys. 13. Chwilowe wartości napięcia otwartego obwodu U_{oc} i temperatury T_f modułu PV z płaszczem wodnym, redukującym stratę P_n , wywołaną wzrostem temperatury absorbera

Teoretyczna wartość \dot{Q} dla modułu o mocy nominalnej P_n równej 75 W_{p_2} , współczynniku η równym 0,12 i powierzchni 0,63 m^2 wynosi 554 W. Analiza numeryczna wykazała stratę 536 W. Przebiegi wartości U_{oc} i T_f w eksperymencie potwierdziły, że zastosowanie układu przepływowego redukuje moc cieplną modułu. Zastosowanie wodnego płaszcza przepływowego dla systemu fotowoltaicznego o mocy nominalnej 1,2 kW_{p_2} , zwiększyłoby potencjalnie uzysk energetyczny z 556 kWh do 744 kWh w okresie półrocza letniego.

Podsumowanie

Spadek wartości mocy elektrycznych systemów PV na skutek wzrostu temperatury absorbera jest problemem technicznym o znaczeniu inwestycyjnym. Zastosowanie obiegu wymiany ciepła, umożliwiła redukcję mocy cieplnej i w przypadku omawianego systemu pozwala na zwiększenie ilości energii oddanej do sieci średnio o 25% w okresie lata.

Praca badawcza zrealizowana w ramach projektu systemowego „InnoDoktorant – stypendia dla doktorantów, V edycja”. Projekt jest współfinansowany przez Unię Europejską z Europejskiego Funduszu Społecznego (Program Operacyjny Kapitał Ludzki, Priorytet VIII, Działanie 8.2, Poddziałanie 8.2.2: „Regionalne Strategie Innowacji”).

LITERATURA

- [1] Basu T.S., Ray M., Bandyopadhyay N.R., Pramanick A.K., Hossain S.M., Performance Enhancement of Crystalline Silicon Solar Cells by Coating with Luminescent Silicon Nanostructures, *J Electron Mater*, 42 (2013), n.3, 403-409
- [2] Correa T.P., Seleme Jr. S.I., Silva S.R., Efficiency optimization in stand-alone photovoltaic pumping system, *Renew Energ*, 41 (2012), 220-226
- [3] Kjaer S.B., Pedersen J.K., Blaabjerg F., A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules, *IEEE T Ind Appl*, 41 (2005), n. 5, 1292-1306
- [4] Projekt Ustawy o Odnawialnych Źródłach Energii, Ministerstwo Gospodarki RP, <http://www.mg.gov.pl/node/16913> (dostępny od 5.10.2012 r.)
- [5] Roy J., Betts T.R., Gottschalg R., Accuracy of Energy Yield Prediction of Photovoltaic Modules, *Jpn. J. Appl. Phys*, 51 (2012), 10NF01-1-10NF01-5
- [6] Dyk E.E. van, Meyer E.L., Vorster F.J., Leitch A.W.R., Long-term monitoring of photovoltaic devices, *Renew Energ*, 25 (2002), 183-197
- [7] Martins G.F., Thompson A. J. R., Goller B., Kovalev D., Murphy J.D., Fabrication of 'finger-geometry' silicon solar cells by electrochemical anodisation, *J Mater Sci*, 48 (2013), n. 7, 2977-2985
- [8] Norma IEC 60904-3, Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data
- [9] Armstrong S., Hurley W.G., A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions, *Appl Therm Eng*, 30 (2010), 1488-1495
- [10] Skoplaki E., Palyvos J.A., Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations, *Renew Energ*, 34 (2009), 23-29
- [11] Radziemska E., Klugmann E., Thermally affected parameters of the current-voltage characteristics of silicon photocell, *Energ Convers Manage*, 43 (2002), n. 14, 1889-1900
- [12] Kim Y.S., Kang S.M., Winston R., Modeling of a concentrating photovoltaic system for optimum land use, *Prog Photovoltaics*, 21 (2013), n.2, 240-249
- [13] Eltawil M.A., Zhao Z., Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems - A review, *Renew Sust Energ Rev*, 14 (2010), 112-129
- [14] Delisle V., Kummert M., Experimental Study to Characterize the Performance of Combined Photovoltaic/Thermal Air Collectors, *J Sol Renew Energ*, 134 (2012), 031010-1-031010-13
- [15] Chow T.T., A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology, *Appl Energy*, 87 (2010), n.2, 365-379
- [16] Radziemska E., Performance Analysis of a Photovoltaic-Thermal Integrated System, *J Int Photoenergy*, 2009 (2009), ID 732093, 1-6
- [17] Joshi A.S., Tiwari A., Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic-thermal (PV/T) air collector, *Renew Energ*, 32 (2007), 2223-2241

Autorzy: prof. dr hab. Ewa Klugmann-Radziemska; mgr inż. Michał Modzelewski; Politechnika Gdańska, Wydział Chemiczny, Katedra Aparatury i Maszynoznawstwa Chemicznego, ul. Gabriela Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk, E-mail: ewa.klugmann-radziemska@pg.gda.pl; modzelewskimichal@yahoo.com