

Grzegorz TRZMIEL*

UKŁADY ŚLEDZĄCE PUNKT MAKSYMALNEJ MOCY W INWERTERACH STOSOWANYCH W INSTALACJACH FOTOWOLTAICZNYCH

W pracy przedstawiono możliwości stosowania różnych algorytmów poszukiwania punktów maksymalnej mocy w instalacjach fotowoltaicznych (PV). Wspomniano o różnych sposobach zwiększania sprawności systemów PV i uzysków energii elektrycznej. Dokonano przeglądu stosowanych inwerterów (falowników) ze względu na kilka kryteriów. Przedstawiono również celowość stosowania oraz funkcjonalność układów śledzących punkt maksymalnej mocy, które wchodzi w skład inwerterów. Zwrócono uwagę na podstawowe zasady doboru różnych rodzajów inwerterów. Główną częścią pracy jest charakterystyka najczęściej stosowanych algorytmów pracy układów śledzących punkt maksymalnej mocy.

SŁOWA KLUCZOWE: instalacja fotowoltaiczna (PV), inwerter, MPP tracker, punkt maksymalnej mocy

1. WPROWADZENIE

Rosnące zainteresowanie systemami fotowoltaicznymi (PV) skłania projektantów tych instalacji do wnikliwej analizy parametrów stosowanych elementów. Optymalny dobór urządzeń, wykorzystywanych w budowie systemów PV, pozwala zwiększyć sprawności układów, co przekłada się w konsekwencji na maksymalizację uzysków energii elektrycznej. Projektanci oraz instalatorzy zwracają uwagę na różne parametry stosowanych rozwiązań, a jednym z głównych nurtów ich poszukiwań jest odpowiedni dobór inwerterów, które są niezbędne do prawidłowej pracy każdej instalacji PV. Inwertery zawierają zazwyczaj w swojej konstrukcji układy śledzące punkt maksymalnej mocy, które pozwalają na optymalizację sprawności samego inwertera, a tym samym utrzymanie uzysku energetycznego na możliwie najwyższym poziomie.

2. INWERTERY W INSTALACJACH PV

Inwertery, zwane również falownikami, służą w instalacjach fotowoltaicznych do zamiany prądu i napięcia stałego na prąd i napięcie przemienne o para-

* Politechnika Poznańska.

metrach sieci elektroenergetycznej, czyli 230/400 V 50 Hz. Poza funkcją zmiany parametrów energii (prądu stałego na przemienny) inwerter może prowadzić statystyki dotyczące produkcji energii, a także pełnić funkcje kontrolne. Falowniki używane w instalacjach PV można podzielić na kilka sposobów w zależności od tego, jakie zastosuje się kryterium podziału [4]:

- kryterium izolacji falowników,
- kryterium typu instalacji, do jakiej ma być podłączony dany inwerter,
- kryterium wielkości falowników (sposobu podłączenia do instalacji PV).

Przy zastosowaniu kryterium izolacji falowników, wyróżnia się falowniki transformatorowe oraz beztransformatorowe (rys. 1). Falowniki transformatorowe pozwalają na pracę z napięciem niższym niż sieciowe, natomiast rynek obecnie jest zdominowany przez falowniki beztransformatorowe. Wynika to z faktu, iż są one lżejsze, a ich sprawność w szerokim zakresie obciążenia jest większa od konstrukcji transformatorowych. Dodatkową zaletą konstrukcji beztransformatorowych jest to, iż pracują one w zakresie większych częstotliwości niż te słyszalne dla człowieka, dzięki temu charakteryzują się praktycznie bezdźwięczną pracą. Warto podkreślić, że konstrukcja beztransformatorowa tak naprawdę w swojej strukturze posiada transformator wysokiej częstotliwości [1, 2, 3].



Rys. 1. Falowniki [5]: po lewej – falownik transformatorowy Fronius IG PLUS, po prawej - falownik beztransformatorowy Fronius primo

Kolejnym kryterium, które wpływa na podział inwerterów, jest typ instalacji, do jakiej ma być podłączony dany inwerter. W zależności od tego czy instalacja będzie podłączona do sieci elektroenergetycznej czy też nie, można dokonać wyboru między inwerterem wyspowym oraz sieciowym (rys. 2). Falowniki wyspowe nie oddają energii wytworzonej przez instalacje PV do sieci. Mogą one natomiast gromadzić nadwyżki wytworzonej energii w akumulatorach. W przypadku zaniku zasilania z instalacji PV inwerter wyspowy może przetworzyć energię zgromadzoną w akumulatorach i dostarczyć do lokalnej instalacji. Zupełnie inaczej funkcjonuje falownik sieciowy. Ten typ inwertera potrafi zsyn-

chronizować się z krajową siecią elektroenergetyczną. W związku z tym daje to możliwość sprzedaży nadwyżki energii elektrycznej wyprodukowanej przez instalację fotowoltaiczną. Minusem zastosowania tego typu falownika jest brak możliwości ładowania nadwyżką mocy akumulatorów w celu późniejszego oddania zgromadzonej energii do sieci lokalnej (domowej). Należy również pamiętać, że, korzystając w instalacji PV z falownika sieciowego, w przypadku zaniku napięcia w sieci publicznej instalacja fotowoltaiczna również przestanie generować energię elektryczną. Wynika to z zastosowania w inwerterach sieciowych tak zwanych zabezpieczeń antywyspowych. Zabezpieczenia te mają na celu uchronienie od porażenia prądem przez lokalne mikroźródła energii elektrycznej specjalistów pogotowia energetycznego usuwających usterkę w sieci publicznej. Nowością na rynku są tak zwane rozwiązania hybrydowe. Są to urządzenia, które w zintegrowanej obudowie posiadają falownik oraz akumulatory, najczęściej litowo-jonowe. W rozwiązaniach tych falownik ma możliwość pracy z siecią elektroenergetyczną oraz posiada możliwość pracy w trybie wyspowym w przypadku odłączenia go od sieci [2, 3].



Rys. 2. Falownik sieciowy (po lewej) Danfoss oraz wyspowy (po prawej) STECA [6]

Trzecim kryterium podziału falowników jest ich wielkość oraz sposób podłączenia do instalacji fotowoltaicznej. Przy takim podziale można wyróżnić trzy typy inwerterów.

Pierwszy z nich stanowią mikroinwertery (rys. 3), które są przeznaczone do współpracy z jednym panelem fotowoltaicznym. Są one umiejscowione najczęściej z tyłu panelu fotowoltaicznego. Zaletą stosowania mikroinwerterów jest to, iż w przypadku występowania zacielenia, zabrudzenia lub uszkodzenia któregoś z paneli PV, nie występuje spadek mocy całego systemu, lecz jedynie danego panelu. Mikroinwertery pozwalają monitorować każdy panel z osobna, dzięki czemu szybko i łatwo można zlokalizować ewentualne uszkodzenie modułu PV. Do minusów stosowania mikrofalowników należy zaliczyć większe koszty poniesione przy budowie instalacji fotowoltaicznej oraz zwiększone ryzyko awarii przy zastosowaniu mikrofalownika przy każdym z modułów PV. Zwiększone

ryzyko awarii wynika z faktu, iż mikroinwertery są narażone na zmienne warunki atmosferyczne - deszcze, mrozy, upały oraz dostęp serwisowy jest utrudniony (dachy budynków, mocowanie do tylnej obudowy panelu fotowoltaicznego). Mikroinwertery są stosowane w instalacjach, których moc nie przekracza kilku kilowatów. Są to zatem najczęściej instalacje na budynkach domów jednorodzinnych i letniskowych [1, 3].



Rys. 3. Przykład mikroinwertera firmy SMA model Sunny boy 240 [7]

Drugim typem inwerterów w tym kryterium są tzw. falowniki łańcuchowe (rys. 4). Falowniki te w przypadku instalacji o mocy do około 30 kWp obsługują wszystkie panele.



Rys. 4. Przykład falownika łańcuchowego - ABB TRIO 20 [8]

Niewątpliwą zaletą stosowania inwerterów łańcuchowych jest ich lokalizowanie wewnątrz budynku. Dzięki takiemu umiejscowieniu nie są one narażone na zmienne warunki atmosferyczne, jak ma to miejsce dla mikrofalowników. Dodatkową zaletą wynikającą z umiejscowienia inwerterów łańcuchowych wewnątrz budynku jest łatwość dostępu w celach serwisowych. Falowniki łańcuchowe mogą być stosowane nawet przy instalacjach o mocy do kilku megawatów. Takie przypadki wymuszają decentralizację całej instalacji przez zastosowanie kilku do kilkunastu falowników łańcuchowych [1, 3].

Trzecim rodzajem falowników, przy zastosowaniu podziału na wielkość, są falowniki centralne (rys. 5). Są to urządzenia o dużej mocy - nawet do kilku megawatów. Głównym ich przeznaczeniem jest praca na farmach słonecznych. Jeden taki falownik centralny może obsługiwać całą farmę składającą się z setek czy tysięcy paneli. Przy stosowaniu rozwiązania z falownikiem centralnym moduły łączone są szeregowo do momentu uzyskania odpowiedniego napięcia, a następnie mogą być łączone są równoległe i połączone z falownikiem. Zaletą stosowania falowników centralnych przy dużych projektach fotowoltaicznych jest obniżenie kosztów. Natomiast w przypadku awarii falownika cała farma zostaje wyłączona z pracy, co stanowi jego największą wadę [3].

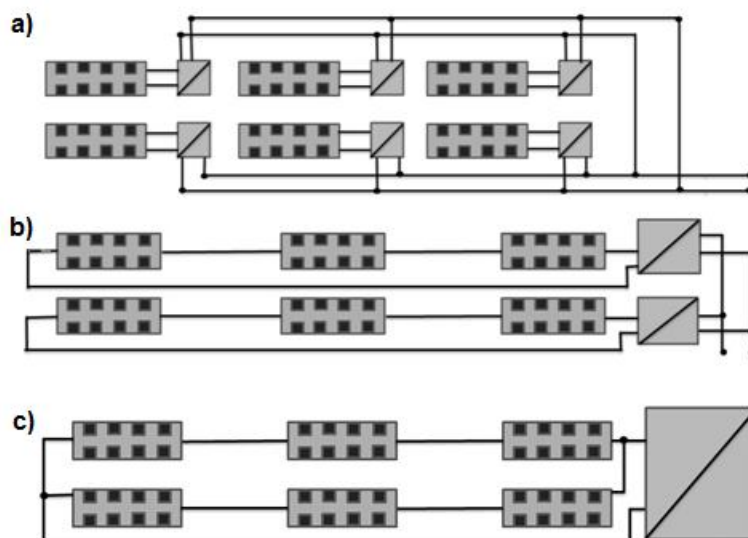


Rys. 5. Przykład inwertera centralnego firmy SMA [7]

Na rys. 6 przedstawiono trzy sposoby realizacji połączenia ze sobą paneli fotowoltaicznych z inwerterami, w oparciu o kryterium podziału inwerterów ze względu na ich wielkość.

W procesie doboru inwerterów do konkretnej instalacji należy wziąć pod uwagę szereg parametrów, m.in. moc znamionową projektowanego układu, lokalizację (miejsce montażu, zakładany zakres zmian temperatury, ewentualną konieczność montażu paneli pod różnymi kątami, wpływ warunków atmosferycznych), pożądaną funkcjonalność inwerterów (obecność układów śledzących punkt maksymalnej mocy, monitorowanie bieżącej pracy, archiwizację danych) oraz koszt przedsięwzięcia.

W dalszej części niniejszego opracowania skupiono uwagę na układach śledzących punkt maksymalnej mocy (MPP Tracker'ach), które coraz częściej implementowane są w inwerterach różnego typu.



Rys. 6. Schematy połączeń paneli PV wraz z inwerterami:
 a) układ z mikroinwerterami, b) układ z dwoma falownikami łańcuchowymi,
 c) układ z jednym falownikiem centralnym

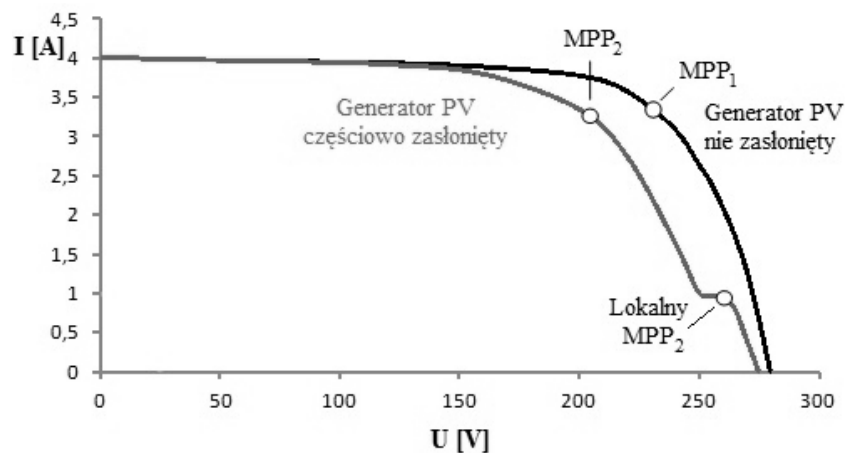
3. MPP TRACKER'Y

MPP tracker (ang. Maximum Power Point Tracker) jest to moduł, w który wyposażony jest każdy nowoczesny falownik. Podzespół ten służy do tego, by znaleźć punkt mocy maksymalnej, z jaką może pracować instalacja i tak obciążyć panele fotowoltaiczne, aby pracowały w tym punkcie. Punkt mocy maksymalnej jest to punkt, który znajduje się na charakterystyce prądowo-napięciowej modułów fotowoltaicznych. Punkt ten znajduje się na charakterystyce w miejscu, w którym iloczyn prądu i napięcia jest największy. Zastosowanie w inwerterach układów do śledzenia punktu maksymalnej mocy pozwala zwiększyć uzysk energetyczny nawet o 20% w stosunku do starych konstrukcji, które nie posiadają układu MPP tracker. Ponieważ MPP dla modułów fotowoltaicznych zmienia się w zależności od warunków atmosferycznych takich jak temperatura czy nasłonecznienie, tak istotna jest jego ciągła obserwacja. Najważniejsza więc w tych układach jest szybkość, z jaką moduł MPP tracker potrafi ustalić punkt mocy maksymalnej układu oraz dokładność, z jaką tę wartość wyznaczy. Obecnie większość falowników posiada układy do śledzenia mocy maksymalnej, których skuteczność wynosi ponad 99%. Niestety szybkość działania algorytmów wyszukiwania punktu maksymalnej mocy dla systemu PV jest różna i w dużej mierze zależy od jakości inwertera. Inwertery z dobrze napisanym algorytmem wyszukiwania MPP potrafią go odnaleźć zaledwie po kilku sekundach. Gorszej jakości produkty mogą

na tę operację poświęcić nawet kilkadziesiąt sekund. Istotność parametru czasu wynika z nie oddawania energii przez inwerter w czasie szukania MPP.

W przypadku posiadania przez falownik jednego modułu MPP nie należy łączyć do niego dwóch różnych łańcuchów stworzonych z paneli słonecznych o różnym kącie nachylenia. Kładąc moduły pod różnym kątem nachylenia do padania promieni słonecznych i/lub różnie łącząc je ze sobą (różna liczba połączeń szeregowych i równoległych na każdej z płaszczyzn dachu) inwerter z jednym MPP trackerem nie będzie w stanie znaleźć optymalnego MPP dla obu płaszczyzn położenia paneli. Tym samym instalacja nie będzie w pełni wykorzystywała swojego potencjału. Inwerter z jednym MPP trackerem będzie próbował znaleźć maksymalny punkt pracy dla wszystkich paneli jednocześnie. Z tego względu falowniki z jednym MPP trackerem muszą być stosowane w instalacjach, gdzie wszystkie panele wchodzące w skład instalacji mają taki sam kąt nachylenia względem Słońca, a także takie same parametry elektryczne. W przypadku podziału dachu na przykład na część lewą i prawą w obu częściach musi być łańcuch o takiej samej liczbie i sposobie połączenia paneli. Pozwoli to na pełne wykorzystanie możliwości falownika z jednym MPP trackerem.

W przypadku wystąpienia różnych skosów dachu, w celu pełnego wykorzystania dostępnej powierzchni należy zastosować inwertery wyposażone w minimum dwa układy śledzące maksymalny punkt pracy. Dzięki zastosowaniu falownika wyposażonego w dwa lub więcej MPP trackerów punkt pracy maksymalnej będzie szukany oddzielnie dla każdej z grup paneli podłączonych do wejścia MPP. To rozwiązanie pozwala zoptymalizować moc instalacji, a ewentualne zaburzenia w jednym z pól paneli PV nie wpływają na pracę paneli w drugim polu. Przykład efektu działania inwertera z układem śledzącym punkt maksymalnej mocy zastosowanego w generatorze PV pokazano na rys. 7.



Rys. 7. Charakterystyki $I=f(U)$ przykładowego generatora PV w różnych warunkach pracy (zacinienia) i możliwe punkty maksymalnej mocy [9]

W przypadku częściowego zacienienia instalacji inwerter ten powinien „odróżniać” optymalny punktu maksymalnej mocy MPP_2 od lokalnego, który może mieć nawet kilkukrotnie niższą wartość. W tym celu stosowane są coraz bardziej rozbudowane i skomplikowane algorytmy poszukiwania punktu maksymalnej mocy.

4. ALGORYTMY POSZUKIWANIA PUNKTU MAKSYMALNEJ MOCY

Znalezienie punktu maksymalnej pracy jest ważnym zagadnieniem, ponieważ dzięki dobrze dobranemu algorytmowi poszukiwania MPP całość instalacji PV może zwiększyć swój uzysk energetyczny. W celu dobrego ustalenia MPP falownik musi dodatkowo zostać wyposażony w urządzenia pomiarowe oraz kontroler, dzięki któremu inwerter będzie mógł manipulować charakterystyką prądowo-napięciową modułów fotowoltaicznych lub wprost położeniem punktu pracy modułu PV na tej charakterystyce. Algorytmy używane do śledzenia punktu mocy maksymalnej można podzielić na pośrednie, bezpośrednie oraz wykorzystujące sztuczną inteligencję [1, 3].

Metody pośrednie

Jedną z metod pośrednich obliczania MPP jest metoda wykorzystująca pomiary napięcia otwartego generatora fotowoltaicznego. Metoda ta opiera się na w przybliżeniu liniowej zależności między wartością napięcia w maksymalnym punkcie mocy, a napięciem obwodu otwartego (wzór 1). Współczynnik ten jest różny dla paneli PV wykonanych w różnych technologiach i z różnych materiałów, a także jest zależny od warunków klimatycznych.

$$\frac{U_{MPP}}{U_{OC}} = const \quad (1)$$

gdzie: U_{MPP} – napięcie w maksymalnym punkcie mocy [V], U_{OC} – napięcie obwodu otwartego [V].

Wadą tej metody jest konieczność przerwania pracy systemu fotowoltaicznego na czas pomiaru napięcia U_{OC} , obliczenia z powyższego wzoru napięcia U_{MPP} oraz dopasowania napięcia pracy systemu PV do obliczonego U_{MPP} . Niewątpliwą zaletą metody jest jej stosunkowa prostota oraz niewielki koszt, związany z jej implementacją w inwerterze, poniesiony przez producenta.

Kolejnym sposobem zaliczanym do metod pośrednich jest metoda wykorzystująca pomiary prądu zwarcia generatora fotowoltaicznego. Ta metoda, podobnie jak poprzednia, wykorzystuje w przybliżeniu liniową zależność pomiędzy prądem w maksymalnym punkcie pracy oraz prądem zwarciovym generatora PV (wzór 2). Zaletą metody jest prostota oraz niewielkie koszty implementacji,

natomiast wadą, podobnie jak w poprzedniej metodzie, jest konieczność przetrwania pracy systemu na czas wykonywania obliczeń.

$$\frac{I_{MPP}}{I_{SC}} = const \quad (2)$$

gdzie: I_{MPP} – prąd w maksymalnym punkcie pracy [A], I_{SC} – prąd zwarciovowy panelu fotowoltaicznego [A].

Trzecią metodą zaliczaną do pośrednich jest metoda dopasowania krzywej. Metoda ta korzysta z zależności między mocą panelu P_{PV} a napięciem panelu U_{PV} :

$$P_{PV} = aU_{PV}^3 + bU_{PV}^2 + cU_{PV} + d... \quad (3)$$

gdzie: P_{PV} – moc panelu fotowoltaicznego [W], U_{PV} – napięcie panelu fotowoltaicznego [V].

Parametry a , b , c , d są wyznaczone doświadczalnie, a po przekształceniach napięcie w punkcie maksymalnej mocy wynosi:

$$U_{MPP} = \frac{-b\sqrt{b^2 + 3ac}}{3a} \quad (4)$$

Metoda ta wymaga od inwertera dużej ilości pamięci zarezerwowanej na wykonywanie obliczeń matematycznych. Dodatkowo metoda potrzebuje dokładnych parametrów opisujących moduł PV, zarówno tych związanych z technologią wykonania jak i z materiałem, z którego jest zbudowany panel fotowoltaiczny. Dokładność tej metody jest związana z tym, jak często falownik sprawdza parametry instalacji fotowoltaicznej. W celu uzyskania zadowalających rezultatów obliczeń inwerter powinien mierzyć parametry elektryczne nawet co kilka milisekund.

Ostatnią metodą zaliczaną do pośrednich jest metoda porównywania z tabelą. Polega ona na porównaniu zmierzonych wartości prądu i napięcia generatora fotowoltaicznego z wartościami zapisanymi wcześniej w pamięci urządzenia w postaci bazy danych. Wartości zapisane w tabeli odpowiadają, z określoną dokładnością, wartościom dla pracy modułu w MPP przy danych warunkach klimatycznych. Wadą tej metody jest konieczność wydzielenia w falowniku obszaru pamięci do przechowywania tabel dla konkretnego modułu oraz fakt, iż nie ma możliwości przewidzenia wszystkich warunków klimatycznych.

Ewidentną zaletą metod pośrednich jest ich łatwość w implementacji oraz stosunkowo niewielkie koszty związane z ich wdrożeniem. Główną wadą wszystkich metod pośrednich jest to, iż potrzebują pewnych wcześniej zadeklarowanych wartości. Wpływa to na gorsze radzenie sobie ze zmiennymi warunkami atmosferycznymi oraz na zmiany związane ze starzeniem się paneli fotowoltaicznych, a co za tym idzie zmianą ich parametrów elektrycznych.

Metody bezpośrednie

Do metody bezpośredniej można zaliczyć metodę różnicową. W metodzie tej układ logiczny MPP Tracker'a musi rozwiązać dwa równania w celu znalezienia punktu mocy maksymalnej:

$$\frac{dP_{PV}}{dt} = U_{PV} \quad (5)$$

$$\frac{dP_{PV}}{dt} + I_{PV} \frac{dU_{PV}}{dt} = 0 \quad (6)$$

gdzie: $\frac{dP_{PV}}{dt}$ – różniczka mocy panelu fotowoltaicznego [V], $\frac{dI_{PV}}{dt}$ – różniczka prądu panelu fotowoltaicznego [A/s], $\frac{dU_{PV}}{dt}$ – różniczka napięcia panelu fotowoltaicznego [V/s], V_{PV} – napięcie panelu fotowoltaicznego [V], I_{PV} – prąd modułu fotowoltaicznego [A].

Na początku inwerter musi wykonać pomiary prądu, napięcia, mocy generatora, czasu oraz zmian mierzonych wartości w czasie. Następnie algorytm rozwiązuje powyższe równanie. Jeżeli w wyniku obliczeń w drugim równaniu wartość będzie różna od zera, to w zależności czy liczba ma znak ujemny czy dodatni należy zmniejszyć lub zwiększyć napięcie pracy generatora fotowoltaicznego, tym samym zmieniając jego punkt pracy.

Drugą metodą zaliczaną do bezpośrednich jest metoda zaburzania i obserwacji. Polega ona na tym, że układ wprowadza zmiany napięcia pracy generatora PV i obserwuje wynikające z tego zmiany mocy generatora. W przypadku, gdy moc generatora wzrasta, układ kontynuuje zmiany napięcia w wybranym początkowo kierunku (napięcie dalej rośnie bądź maleje). Jeżeli jednak moc maleje, układ zmienia kierunek napięcia, to znaczy, jeśli wcześniej rosło, obniża je, a jeśli malało, to zaczyna je zwiększać. Wadą tej metody jest czas dokonywania pomiarów w stosunku do szybkich zmiany wartości promieniowania słonecznego docierającego do modułów PV. Szybkie zmiany wartości promieniowania mogą spowodować, że instalacja fotowoltaiczna będzie działała na już nieaktualnych danych.

Kolejną z metod bezpośrednich jest metoda przyrostów przewodności, w której wykorzystane jest równanie:

$$-\frac{I_{PV}}{U_{PV}} = \frac{dI_{PV}}{dU_{PV}} \quad (7)$$

Lewa strona równania to chwilowa konduktancja, a jego prawa strona to tzw. „powiększona” konduktancja. Następnie zastępuje się wyrażenia różniczkowe dU , dI różnicowymi $\Delta U = U(t_2) - U(t_1)$, $\Delta I = I(t_2) - I(t_1)$, uzyskując w ten sposób wyniki działania, które pokazano w tabeli 1.

W pierwszym przypadku należy zmniejszyć napięcie pracy instalacji PV, w drugim pozostaje ono bez zmian. Natomiast w przypadku otrzymania w wyniku obliczeń sytuacji jak w trzecim wierszu należy zwiększyć napięcie pracy U_{PV} .

Trzecią metodą bezpośrednią jest metoda wymuszonych oscylacji. W tej metodzie do sygnału generowanego z paneli fotowoltaicznych dodaje się sygnał o małej częstotliwości i amplitudzie. Następnie obserwuje się odpowiedź układu na charakterystyce mocy w funkcji napięcia. Jeżeli zaobserwowane na charakterystyce zmiany są w tej samej fazie co dodany sygnał oznacza to, że należy zwiększyć napięcie pracy generatora PV. Jeżeli natomiast zmiany są przesunięte w fazie o 180° , to wartość napięcia należy obniżyć. Wadą metody jest duża komplikacja układu generacji sygnału i pomiaru oscylacji. Dodatkowo przy niskiej mocy produkowanej przez instalacje fotowoltaiczną występują trudności w pracy danej metody. Plusem metody wymuszonych oscylacji jest powolne zbliżanie się do punktu MPP, dzięki czemu unika się oscylacji wokół maksymalnego punktu pracy, jak ma to miejsce w pozostałych metodach bezpośrednich.

Tabela 1. Wpływ wyników operacji różniczkowych na napięcie pracy instalacji

Wartość różniczki [A]	Napięcie pracy [V]
$\frac{dP_{PV}}{dU_{PV}} < 0$	$U_{PV} > U_{MPP}$
$\frac{dP_{PV}}{dU_{PV}} = 0$	$U_{PV} = U_{MPP}$
$\frac{dP_{PV}}{dU_{PV}} > 0$	$U_{PV} < U_{MPP}$

Metody bezpośrednie mierzą parametry pracy generatora oraz zmieniają je, dzięki czemu znajdują MPP. Są one lepsze od metod pośrednich, ponieważ nie wymaga się w nich wcześniejszej wiedzy na temat charakterystyki modułu, układu modułów fotowoltaicznych. Są niezależne od warunków atmosferycznych oraz stanu zużycia paneli PV, ponieważ pracują na bieżącej charakterystyce panelu czy paneli fotowoltaicznych. Wadą tych metod może być zbyt długi czas wyznaczania MPP przez układ oraz złożoność budowy podzespołów realizujących skomplikowane niekiedy algorytmy obliczeniowe.

Metody wykorzystujące sztuczną inteligencję

W metodach tych wykorzystywane są sieci neuronowe oraz logika rozmyta. Dzięki temu osiągnię są lepsze rezultaty niż w tradycyjnych metodach śledzenia MPP. Algorytmy w tych metodach nie muszą używać wcześniej zaimplementowanych modeli matematycznych, ale na podstawie pewnych użytych wag oraz zmierzonych parametrów starają się znaleźć jak najszybszą drogę do osiągnięcia maksymalnego punktu pracy.

4. PODSUMOWANIE

System paneli fotowoltaicznych oraz ich sposób połączenia ze sobą powinny być dobrane pod parametry elektryczne falownika, który inwestor chce wykorzystać w instalacji lub odwrotnie, czyli do posiadanych już paneli dobiera się odpowiadający parametrami falownik. Biorąc pod uwagę wciąż relatywnie niewielkie sprawności konwersji energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną w ogniwach PV, należy rozważyć konieczność stosowania inwerterów z układami śledzącymi punkt maksymalnej mocy, czyli MPP Tracker'ami. Szczegółowy dobór inwertera z odpowiednim układem śledzącym powinien być poprzedzony dokładną analizą parametrów pracy projektowanej instalacji fotowoltaicznej, panującymi warunkami atmosferycznymi (klimatem) oraz założeniami techniczno-ekonomicznymi inwestora i odbiorcy energii elektrycznej. Przedstawione w artykule algorytmy stosowane w MPP Tracker'ach różnią się między sobą stopniem skomplikowania aparatu matematycznego, szybkością działania oraz wymaganiami sprzętowymi co do procesora czy pojemności pamięci. Oczywiście każde z rozwiązań powinno zostać rozpatrzone pod względem jak najlepszego stosunku jakości (efektywności) do ceny.

LITERATURA

- [1] Jastrzębska G., Ogniwa słoneczne budowa, technologia i zastosowanie, Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warszawa, 2014.
- [2] Lewandowski W. M., Proekologiczne źródła energii odnawialnej, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2002.
- [3] Szymański B., Instalacje Fotowoltaiczne, Wydawca GEOSYSTEM BUREK, KOZYTA S.C., Kraków, 2013.
- [4] <http://blog.gsenergia.pl/fotowoltaika-zasady-dzialania>, Fotowoltaika - zasady działania, GS energia, 15.11.2015.
- [5] <http://www.fronius.com>, Fronius primo, 11.11.2015.
- [6] <http://www.elektroda.pl/rtvforum/topic2748839.html>, Inwerter falownik sieciowy, 10.11.2015.
- [7] http://www.commersun.pl/16_ComponentsInverters.html, Falowniki, 12.11.2015.
- [8] <http://superenergia.pl/product-pol-361-ABB-TRIO-20-0-TL-OUTD-S2X-400.html>, Inwertery 3-fazowe ABB, 12.11.2015.
- [9] <http://www.photovoltailsolarstrom.de/photovoltaiklexikon/maximum-power-point-mpp-tracking>, Der Maximum Power Point und sein Tracking, 20.01.2016.

SYSTEMS FOLLOW THE MAXIMUM POWER POINT IN INVERTERS USED IN PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS

The paper presents the possibility of using different algorithms to search for the point of maximum power in installations of photovoltaic (PV). Mentioned about different

ways to increase the efficiency of PV systems and electricity yields. Overview of the inverters due to several criteria was made. Also presented the desirability of the use and functionality of the systems tracking the maximum power point, which are included in the inverters. Attention was drawn to the basic principles for the selection of different types of inverters. The main part of the paper is the characteristic of the most commonly used circuits tracking the maximum power point algorithms.

(Received: 12. 02. 2016, revised: 3. 03. 2016)