



Przegląd doświadczeń z instalacją PV off grid

Review of experiences with off-grid PV installation

Streszczenie. Artykuł przedstawia doświadczenia z eksploatacji wraz z ekonomiczną oceną pracy rzeczywistej mikroinstalacji fotowoltaicznej.

Abstract. The article presents some experience concerning technical and economical effectiveness arising from operation of an example of real photovoltaic micro installation.

Słowa kluczowe: eksploatacja, różne zagadnienia, zysk elektroenergetyczny, ekonomiczny.

Keywords: photovoltaic microinstallation exploitation, experience, technical and economical effectiveness.

Wstęp

Dostrzegając już w 2013 roku potencjał w rozwoju indywidualnych systemów fotowoltaicznych postanowiono w tym czasie zbudować niewielką, doświadczalną instalację i poddać ją różnorodnym testom. Dziesięcioletni okres użytkowania instalacji umożliwił nabycie interesujących doświadczeń i spostrzeżeń będących wynikiem przeglądów, pomiarów, wydarzeń eksploatacyjnych, prac związanych z naprawą uszkodzeń i modernizacją obiektu. Badania te wraz z dokumentacją pomiarową posłużyły do weryfikacji założeń inwestycyjnych i wielowymiarowej oceny efektywności pracy badanej instalacji [5].

Obiekt badań – historia rozwoju

Prezentowana mikroinstalacja fotowoltaiczna została zamontowana na dachu budynku jednorodzinne w Redzie w województwie pomorskim w listopadzie 2013 roku [1]. Założenia konstrukcyjne i projekt zakładał budowę układu autonomicznego z konwersją energii elektrycznej na energię ciepłą, kumulowaną w 120 litrowym wymienniku ciepła. Takie rozwiązanie przyjęto ze względu na potrzebę zaopatrzenia gospodarstwa domowego w ciepłą wodę w okresie letnim przy wyłączonym kotle CO, przy jak najmniejszej ingerencji w istniejący system CWU opartym na sieciowym elektrycznym podgrzewaniu wody grzałką elektryczną. Dodatkowym argumentem za tym rozwiązaniem były istniejące wówczas problemy proceduralne związane z montażem dwukierunkowego licznika energii elektrycznej oraz chęcią wykorzystania 100% konwertowanej energii elektrycznej z energii słonecznej, przy akceptowalnych stratach generowanych przez samą instalację [2].

Pierwotny system fotowoltaiczny składał się z ośmiu paneli polikrystalicznych PV o maksymalnej mocy pojedynczego panelu 250 Wp. połączonych w cztery sekcje (stringi) równolegle po dwa panele. Dzięki temu pomimo braku symetryzatorów, system samoistnie, sprzętowo dostosowuje moc generowaną proporcjonalnie do występujących zacięnięć. Szczytowa sumaryczna moc podstawowego systemu wyniosła zatem 2 kWp. Koszt tej inwestycji w roku jej budowy wyniósł 12 tys. zł.

Niezadowolające wyniki eksploatacyjne tak skonfigurowanego systemu fotowoltaicznego (zbyt długa stała czasowa osiągania przez wodę akceptowalnych parametrów cieplnych) były powodem (kosztem 3 tys. zł) rozbudowy układu w 2018 roku. System powiększono o cztery panele polikrystaliczne o mocy jednostkowej 270Wp. Tym samym zainstalowana moc maksymalna systemu wzrosła z 2 kWp do 3,08 kWp. Tak rozbudowany układ

składał się z 12 paneli fotowoltaicznych połączonych w sześć sekcji równoległych.

W 2022 roku na fali promocji energetyki odnawialnej i chęci zbadania systemu fotowoltaicznego współpracującego z elektrycznym bankiem energii dokonano kolejnej modernizacji, polegającej na dołożeniu do istniejącego układu dwóch niezależnych paneli polikrystalicznych o mocy 270 Wp, zamontowaniu dedykowanego solarnego układu UPS SinusPRO 2500s oraz banku energii opartego na czterech akumulatorach AGM. Dedykowany układ zasilania podłączono do wydzielonych odbiorników domowych (lodówka, zamrażarka, oświetlenie, piec CO) (rys.1.). Układ ten ma możliwość pracy przy różnych priorytetach poboru mocy z dedykowanych źródeł (instalacja fotowoltaiczna PV, baterie akumulatorów bat, sieci elektrycznej AC). Ze względu na warunki nasłonecznienia pracuje w trybie PV-BAT-AC od marca do października oraz w trybie PV-AC-BAT w pozostałą część roku.

Tak więc, docelowy system składa się z 14 paneli zasilających dwa układy MPPT – napięciowy sterujący pracą grzałek banku ciepłego, prądowy sterujący zasilaniem wydzielonych odbiorników domowych i ładowania akumulatorów banku elektrycznego. Panele na płaszczyźnie roboczej umieszczone są na dwóch wydzielonych partiach dachu o orientacji południowo - wschodniej i południowej w stosunku 42,86% (sześć paneli) na 57,14% (osiem paneli) mocy zainstalowanej. Panele rozmieszczono na klasycznym stelażu aluminiowym przytwierdzonym do dachu mocowaniami w postaci śrub wkręconych w krokwie (rys.2.).

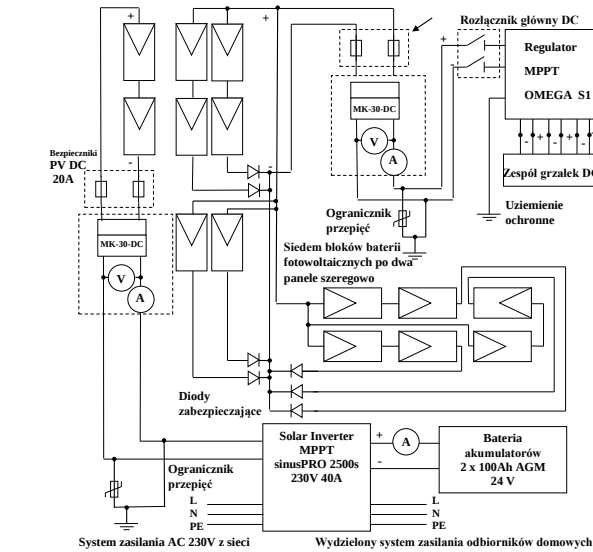
Realny efektywny czas pracy mikroinstalacji przy dobrym nasłonecznieniu wynosi w czerwcu około 12 godzin, a styczniu 6 godzin. Czas pracy jest ograniczony ze względu na zacięnięcia występujące od pobliskiego lasu.

W tabeli 1 umieszczono podstawowe informacje na temat komponentów elektrycznych badanej instalacji fotowoltaicznej

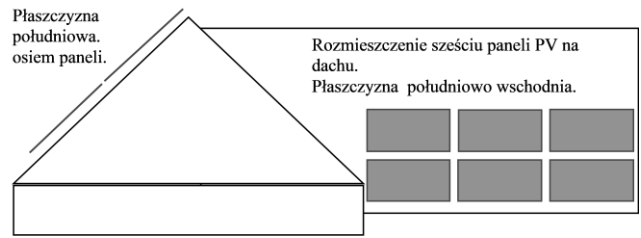
Omaiana mikroinstalacja fotowoltaiczna od chwili uruchomienia została poddana dokładnym badaniom pod kątem sprawności technicznej i efektywności ekonomicznej. Z tego względu przeprowadzane są regularne przeglądy i oględziny oraz prowadzona jest automatyczna rejestracja parametrów elektrycznych pracy układu. Rejestracja obejmuje następujące parametry: aktualne napięcie, prąd, moc oraz zliczana jest uzyskana energia elektryczna.

W okresie od uruchomienia w 2014 roku do pierwszej modernizacji w 2018 roku przy zróżnicowanych warunkach pogodowych mających wpływ na wydajność systemu (słabe nasłonecznienie, bądź ponadprzeciętnie gorące lato)

uzyskano średnio w roku 1270 kWh energii. W okresie po zwiększeniu mocy w 2018 roku do 2022 roku uzyskano średnio w roku 1680 kWh. A w ostatnim okresie tj. po dodaniu dodatkowego układu z UPS-em uzyskano sumę średniorocznej energii o wartości 2067 kWh.



Rys. 1. Aktualny schemat badanej instalacji fotowoltaicznej PV (2024).



Rys. 2. Uproszczony schemat rozmieszczenia paneli fotowoltaicznych na dachu budynku mieszkalnego.

Tabela 1. Zestawienie komponentów elektrycznych badanej instalacji fotowoltaicznej

Nazwa	Typ	Ilość
Panel PV	MS250P-60	8 szt.
MaySun Solar	MS270P-60	6 szt.
Diody zabezpieczające	MC4-D15A	7 szt.
Kable solarne	H1Z2Z2 APV	60 m.
Warystorowy ogranicznik przepięć	20T2T3-2-DC600	2 szt.
Bezpieczniki	gPV 1000 V DC 20A	4 szt.
Układy pomiarowe	PZEM-025	1 szt.
	Circutor MK – 30 - DC	2 szt.
Elektroniczny regulator MPPT instalacji CWU	Omega S1	1 szt.
Inwerter Solarny z funkcją zasilacza awaryjnego z regulatorem	Sinus PRO S 2500S	1 szt.
Akumulatory	PM-AGM-100AHM1	4 szt.

Eksplatacja

Podczas eksploatacji instalacji doszło do mniejszych i poważniejszych awarii mających istotny wpływ na opłacalność inwestycji. W tabeli 2 zamieszczono najistotniejsze awarie w kolejności ich zaistnienia. W większości przypadków awarię zostały usunięte osobiście przez inwestora a w tabeli umieszczono tylko dodatkowe koszty materiałowe. W celu polepszenia ogólnej efektywności koszty pracy zostały pominięte.

Na podstawie zarejestrowanej efektywności energetycznej instalacji przeprowadzono stosowne analizy ekonomiczne różnych wariantów instalacji. Przy obliczeniach równocześnie przyjęto zasadę nie uwzględniania i uwzględniania kosztów eksploatacyjnych przy wykorzystaniu ekonomicznej metody zwrotu bezpośredniego i metody decyzyjnej NPV [6].

Tabela 2. Zaistniałe problemy eksploatacyjne badanej instalacji fotowoltaicznej

Data zaistniałej sytuacji	Problem	Konsekwencje	Rozwiązanie problemu
10.02. 2016	Rozładowany akumulator zasilania regulatora MPPT	Wyłączenie systemu uszkodzenie regulatora	Naprawa gwarancyjna
15.03. 2018	Rozładowany akumulator zasilania regulatora MPPT	Wyłączenie systemu uszkodzenie regulatora	Zakup nowego akumulatora Koszt 50zł Praca własna
15.10. 2019	Nieszczelność dachu	Zacieki na suficie	Remont dachu i mieszkania Praca własna Koszt 4000zł
10.03. 2020	Rozładowany akumulator zasilania regulatora MPPT	Wyłączenie systemu uszkodzenie regulatora	Zakup nowego akumulatora Koszt 60zł Praca własna
19.07. 2020	Pożar w rozdzielnicie PV	Uszkodzenie modułu Circutor MK-30-DC	Wymiana rozdzielnic, modułu i innej aparatury
20.03. 2022	Rozładowany akumulator zasilania regulatora MPPT	Wyłączenie systemu uszkodzenie regulatora	Zakup nowego akumulatora Koszt 60zł Praca własna
17.03. 2022	Analiza połączeń elektrycznych instalacji	-	Wymiana uszkodzonych połączeń MC4 Koszt 100zł Praca własna
Co roku	Brudne panele	Obniżenie mocy paneli	Mycie
Co roku	Mchy porosty pod panelami	Wilgoć Degradacja powierzchni dachu	Mechaniczne usuwanie

W celu uzyskania realnych wyników ekonomicznych dotyczących przychodów z pracy instalacji w dobie fluktuacji cen w rozpatrywanym czasie eksploatacji inwestycji przyjęto następujące dane korekcyjne przy obliczeniach wykorzystujących metodę NPV - 5% wartość stopy dyskonta (dane maklerskie [3]), oraz 5% wzrost cen energii po 10 latach eksploatacji inwestycji. Dla pierwszych 10 lat eksploatacji wprowadzono realne ceny energii dla taryfy G11 uzyskane na podstawie rachunków inwestora od 2014 roku. Natomiast do obliczeń przy wykorzystaniu metody tzw. prostej zwrotu kapitału przyjęto uśredniony koszt brutto 1 kWh w omawianym okresie rejestrowanej pracy instalacji na poziomie 0,9 zł. Aktualne poniesione koszty instalacji fotowoltaicznej (2024r.) uwzględniające nakłady początkowe, dwie rozbudowy i konieczne naprawy wyniosły 27000 zł. (12000 zł pierwsza instalacja + 3000 zł pierwsza rozbudowa + 7000 zł druga rozbudowa + 5000 zł koszty eksploatacyjne). Analizę przeprowadzono w 2024 roku. W tabeli 3 zaprezentowano uzyskane wyniki.

Tabela 5. Analiza ekonomiczna badanej instalacji fotowoltaicznej uwzględniająca różne zmiany modernizacyjne i ewentualne dodatkowe koszty eksploatacyjne

Data budowy Data zwrotu kosztów	Met. Zwrot Bezp. 2,1kW [zł]	Met. Zwrot Bezp. 3,1kW [zł]	Met. Zwrot Bezp. 3,6kW [zł]	Met. Zwrot Bezp. 3,6kW [zł]	Met. NPV 3,6kW [zł]	Met. NPV 3,6kW [zł]
2013 Rok 0	Koszt 12000	Koszt 15000	Koszt 22000	Koszt 27000	Koszt 22000	Koszt 27000
2024 Rok 10	Zysk [zł] 567,8					
2025 Rok 11		Zysk [zł] 1357				
2029 Rok 15			Zysk [zł] 1218,2			
2031 Rok 17				Zysk [zł] 1675,4		
2033 Rok 19					Zysk [zł] 854,3	
2037 Rok 23						Zysk [zł] 1088,4

Podsumowanie

W literaturze, a w szczególności w mediach elektronicznych znajduje się szereg informacji na temat pracy różnych mikroinstalacji PV [3]. Większość zawartych tam tez (nie uwzględniając optymistycznych, nie popartych rzetelną analizą) kończy się następującą konkluzją iż, wykorzystanie tego rodzaju instalacji bez uzyskania dotacji jest nieopłacalne [4]. Dopiero dotacja sprawia, że inwestycja staje się interesująca dla inwestora, a średni okres zwrotu wynosi wtedy około 9 lat.

Wyżej przedstawiona analiza wyników uzyskana z eksploatowanej instalacji potwierdza takie wnioski. Jednocześnie praca instalacji wykazała iż, nie da się uniknąć kosztów eksploatacyjnych.

Badana instalacja fotowoltaiczna została zrealizowana w okresie poprzedzającym szczyt zainteresowania inwestorów takimi rozwiązaniami energetycznymi. W całości została sfinansowana środkami własnymi inwestora. Ze względu na niezadowalające parametry pracy została poddana pierwszej modernizacji, następnie na fali rozwoju tej dziedziny elektroenergetyki głębokiej rozbudowie o system współpracujący z układem UPS opartym o elektryczny, akumulatorowy bank energii. Każda z tych modernizacji polepszyła parametry instalacji, jednocześnie podniosła znacznie koszty inwestycyjne. Szczególnie duży wzrost tych kosztów wynikł z wprowadzenia układu UPS z bankiem energii. Wszystko to sprawiło, iż zdyskontowany zysk z instalacji uzyska się po 19 latach eksploatacji a przy uwzględnieniu pojawiających się dodatkowych kosztów eksploatacyjnych po 23 latach eksploatacji. Jednakże na korzyść tej inwestycji przemawia fakt, że pierwotna instalacja o mocy 2 kWp nie uwzględniając zmian wartości pieniądza w czasie zamortyzowała się po 10 latach pracy. Analizując w zasadzie słabe wyniki badanej instalacji należy uwzględnić parę faktów.

Po pierwsze jest to już długo pracująca instalacja, a więc komponenty jej są już przestarzałe i dodatkowo nie osiągają już parametrów znamionowych, gdyż uległy zużyciu eksploatacyjnemu.

Po drugie, duży wpływ na działanie instalacji ma jej budowa (podział na dwa kierunki świata) oraz występowanie zacienień. Analiza porównawcza osiąganych efektów, w stosunku do danych producentów wynikających z projektu, kształtuje się na poziomie 75% deklarowanej mocy.

Po trzecie wystąpienie dużych awarii po sześciu latach eksploatacji i konieczność ich usunięcia znacznie podważyły ekonomiczne podstawy pracy instalacji.

Po czwarte ostatnia modernizacja dotycząca rozbudowy o układ UPS z bankiem energii opartego o akumulatory AGM nie spełnia założeń, ze względu na użycie nieefektywnych akumulatorów AGM. Po dwóch latach pracy tej części instalacji, latem - w konfiguracji priorytetu PV-BAT-AC a zimą - PV-AC-BAT, akumulatory straciły już ponad 40% swojej pojemności i nie pracują efektywnie (układ przechodzi aktualnie na pracę AC po czterech godzinach po zmroku. Nowy układ czerpał energię z akumulatorów do świtu).

Jednak instalacja działa i po pierwsze zapewnia w okresie letnim tj. od marca do października, dostarczanie energii do podgrzania CWU, po drugie jest źródłem energii dla układu UPS współpracującym z wydzielonymi odbiornikami domowymi.

Należy podkreślić iż, niezadowalające efekty pracy tej instalacji wynikają z faktu, iż powstała w początkowym okresie rozwoju tej technologii, przed istniejącymi sposobami wsparcia.

Konkludując:

1. Najlepsza instalacja fotowoltaiczna to taka, która jest zamontowana w optymalnych warunkach nasłonecznienia i nie podlegająca zacienieniom.
2. Instalacja jest wykonana z wysokiej jakości materiałów nie poddająca się szybko procesowi starzenia technologicznego.
3. Do instalacji jest stosunkowo łatwy dostęp, umożliwiający realizację odpowiednich prac eksploatacyjnych.

Wydaje się, iż takie kryteria spełniają nowoczesne instalacje zamontowane na pochyłonych ramach umieszczonych na posesjach, placach, polach lub na dachach budynków gospodarczych lub płaskich dachach domów mieszkalnych [6].

Pomimo takiej konkluzji, na podstawie doświadczeń, należy pamiętać o tym, iż układy instalacji są układami podlegającymi procesom starzenia i wraz każdym rokiem eksploatacji rośnie prawdopodobieństwo zaistnienia awarii. Koszty jego usunięcia, mogą wydatnie wpłynąć na aspekt ekonomiczny inwestycji.

Autor: dr inż. Tomasz Nowak, Uniwersytet Morski, Katedra Elektroenergetyki Okrętowej, ul. Morska 81-87 Gdynia, 81-225 Gdynia, E-mail: t.nowak@we.umg.edu.pl.

LITERATURA

- [1] <https://www.enis-pv.com/naslonecznienie-w-polsce.html> dostępność sierpień 2024
- [2] https://pdgr.urk.edu.pl/zasoby/98/2017_z4_a08.pdf dostępność sierpień 2024
- [3] <https://finanse-w-energetyce.cire.pl/pliki/2/20pstraspopr.pdf> dostępność sierpień 2024
- [4] <https://www.youtube.com/watch?v=LKxL4KyncVA> dostępność sierpień 2024
- [5] Nowak T. "Case study –based experience concerning technical and economical effectiveness resulting from the operation of photovoltaic installations" Scientific Journal of Gdynia Maritime University, No. 120/21, 7–21
- [6] M. Solińska, I. Soliński „Efektywność ekonomiczna proekologicznych inwestycji rozwojowych w energetyce odnawialnej” UWND Kraków 2003
- [7] David Martinko, Dusan Medved, Michal Kolcun, Damian Mazur: „Planowanie optymalnej wydajności domowej fotowoltaiki i magazynowania baterii z uwzględnieniem zwrotu z inwestycji” Przegląd elektrotechniczny, 01/2024, 105-111
- [8] Leszek Litzbarski, Marek Olesz, Konrad Seklecki: „Praktyka wykonywania pomiarów instalacji fotowoltaicznych prowadząca do określenia rzeczywistego stanu technicznego” Przegląd elektrotechniczny, 03/2024, 82-84