

Magazyny energii jako sposób na odblokowanie mocy przyłączeniowych

Transformacja polskiego systemu energetycznego staje się kwestią coraz bardziej nagłą. Jednak prosta zamiana źródeł konwencjonalnych na odnawialne jest podejściem dalekim od rozwiązania problemu. Jego istotną część stanowi, oczywiście, nieregularność generacji z OZE, ale kłopot sprawiają także bariery technologiczne i administracyjne uniemożliwiające przyłączenie nowych instalacji do sieci. Z informacji Instytutu Energii Odnawialnej wynika, że w 2021 r. projekty o łącznej mocy nawet 20 GW mogły uzyskać negatywną decyzję dotyczącą warunków przyłączenia. W większości dotknęło to farm fotowoltaicznych.

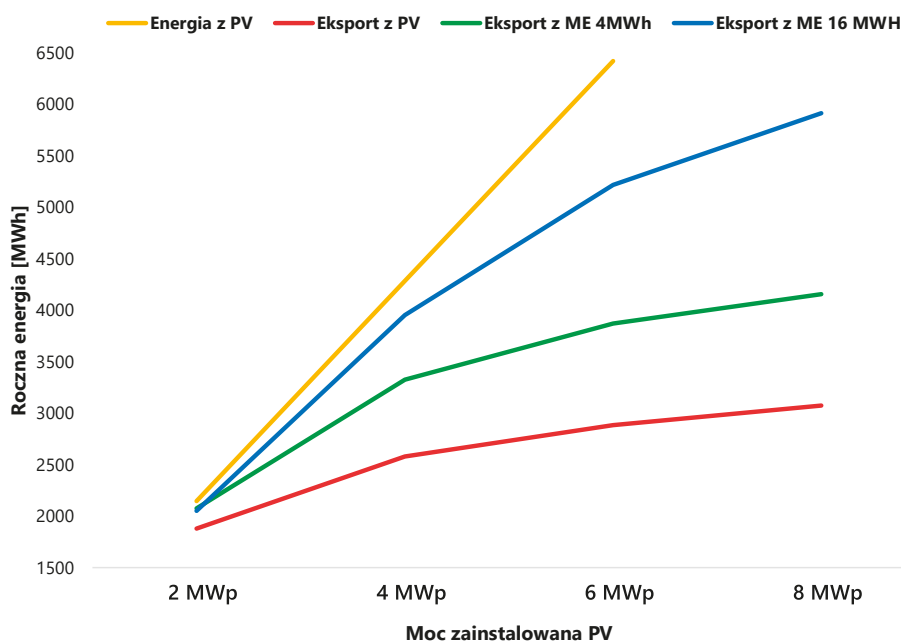
K. Rafał, K. Mik, H. Biedka
Instytut Maszyn Przepływowych
Polskiej Akademii Nauk

Wynika to w dużej mierze z niewydolności sieci, a także z rezerwowania mocy przyłączeniowych pod inwestycje OZE z założeniem, jakby zawsze miały pracować z mocą znamionową, co jest dalekie od stanu faktycznego. W tym kontekście szansą na zmianę mogą być nowe regulacje prawne wynikające z wdrażania dyrektywy RED II mające wprowadzić m.in. cable pooling, czyli współdzielenie zdolności przesyłowych przez hybrydowe elektrownie, głównie wiatrowo-słoneczne, ale powyższe podejście można zastosować również w przypadku współpracy instalacji PV z magazynami energii. Umożliwiłoby to nie tylko przyłączenie farmy fotowoltaicznej o mocy znacznie przekraczającej przepustowość przyłącza, ale także zapewniło większą zdolność bilansowania sieci i ciągłość generacji.

Prawidłowo zaprojektowana farma fotowoltaiczna na terenie Polski powinna wytwarzać od 0,9 do 1,1 MWh energii rocznie z każdego kilowata mocy zainstalowanej. Innymi słowy, farmy pracują przez ok. 1000 godz. w roku, wykorzystując moc przyłączeniową w 11–12%. Tylko przez 8,4% godzin w roku przyłączy wykorzystywane jest w ponad 50%, a przez 53% czasu w roku nie występuje żadna generacja.

Współpraca z magazynem energii

Przyłączenie farmy PV współpracującej z magazynem energii (ME) może znacząco poprawić powyższą statystykę, umożliwiając wielokrotnie wyższą sprzedaż energii z wykorzystaniem tej samej mocy przyłączeniowej. Nie do przecenienia jest także zwiększona elastyczność instalacji wyposażonej w ME.



Rys. 1. Roczna produkcja energii w instalacji PV przy ograniczeniu mocy przyłącza do 1 MW

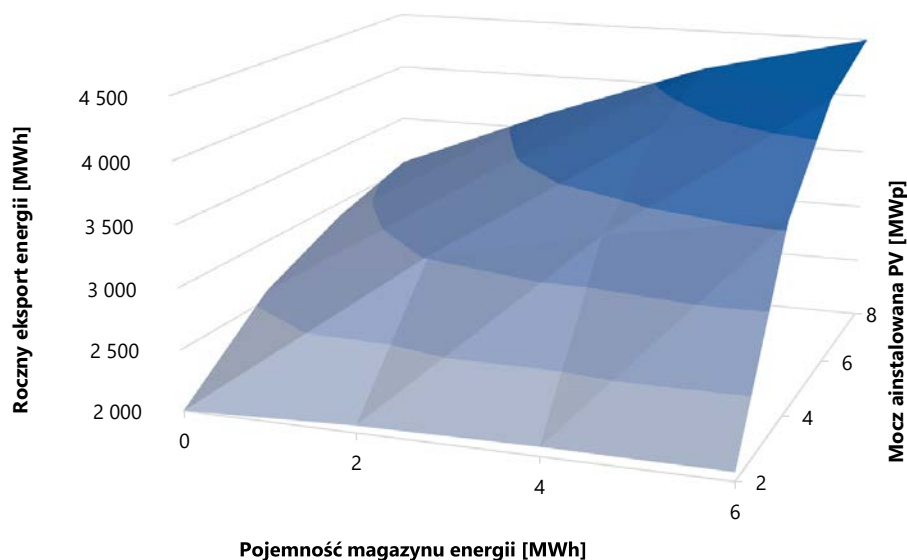
Zgromadzoną w ME nadwyżkę energii można sprzedać w godzinach z najwyższymi cenami rynkowymi energii lub wykorzystać do świadczenia usług systemowych jak rynek mocy lub DSR (ang. *Demand Side Response*).

W celu oszacowania wpływu sparowania instalacji PV z ME na stopień wykorzystania przyłącza przeprowadzono szereg symulacji komputerowych. Rozpatrzono różne warianty mocy instalacji (z założeniem rozbudowania mocy zainstalowanej ponad przyłączeniową) i pojemności ME. W analizie założono, że moc oddawana do sieci elektroenergetycznej nie może przekraczać 1 MW.

Przyjęto, że farma PV będzie składać się z bloków o mocy ok. 1 MWp. Na blok składało się 8 falowników po 105 kW (840 kW AC) i 2496 modułów po 400 Wp zamontowanych w orientacji poziomej na

4-rzędowej konstrukcji o nachyleniu 25° (998 kWp DC). Taka instalacja dla przyjętych założeń powinna wyprodukować w ciągu roku ok. 1056 MWh energii. Rozważono warianty, w których moc instalacji PV jest wielokrotnie przewymiarowana, tzn. składa się z 2, 4, 6 lub 8 bloków opisanych powyżej.

Analizie poddano instalację pracującą samodzielnie oraz wyposażoną w magazyn energii (ME). Jest on ładowany całą nadwyżką energii wykraczającą ponad moc przyłączeniową, by następnie oddawać zgromadzoną energię w godzinach braku generacji z PV. Przyjęto różne pojemności użytkowe ME współpracującego z farmą PV. W symulacji maksymalną moc ładowania baterii przyjęto na stosunkowo wysokim poziomie 66% jego pojemności, dzięki czemu nie stanowiła ona istotnego ograniczenia.



Rys. 2. Zależność produkcji energii od mocy zainstalowanej PV i pojemności magazynu energii przy ograniczeniu mocy przyłącza do 1 MW

Na rys. 1 pokazano potencjał produkcji energii z PV dla instalacji PV o mocach od 2 do 8 MWp (linia żółta). Ze względu na przyjęte ograniczenia mocy przyłącza do 1 MW możliwość wprowadzenia tej energii do sieci jest ograniczona (linia czerwona). Warto zauważyć, że samo zwiększenie mocy znamionowej ponad przyłączeniową może przynieść wymierne efekty. Postawienie dwóch opisanych powyżej bloków przy ograniczeniu wprowadzania do sieci na poziomie 1 MWh może skutkować wytwarzaniem na poziomie 1879 MWh rocznie. Oznacza to, że z powodu ograniczeń mocy na przyłączy AC niewykorzystane zostaje jedynie 12% potencjalnej produkcji energii. Dalszy wzrost mocy PV nie powoduje już istotnej poprawy wykorzystania przyłącza, przykładowo dla 4 MW generacja wzrasta nieznacznie do 2578 MWh, a straty sięgają już 40%.

Sytuację znacznie poprawia możliwość przechowania nadwyżek generacji i późniejszego ich eksportu z wykorzystaniem ME (linie zielona i niebieska). Instalacja taka jest w stanie oddać do sieci o wiele większą ilość energii przy tym samym ograniczeniu mocy na przyłączy, jednak wymagana pojemność ME jest wielokrotnie wyższa niż moc zainstalowana PV. Na rys. 2 zilustrowano wielkość eksportu energii dla różnych konfiguracji mocy PV i pojemności ME. Wielkość eksportu rośnie proporcjonalnie do obu tych wielkości. I tak

np. dla systemu z instalacją 4 MWp oraz ME o pojemności 8MWh można uzyskać generację na poziomie 4156 MWh rocznie, wykorzystując moc przyłącza w 47%. Oczywistą przeszkodą na drodze komercjalizacji tego typu instalacji jest, rzecz jasna, obecny koszt magazynów energii.

Dobór magazynu energii

W praktycznej implementacji należy zwrócić uwagę na odpowiedni dobór technologii ME. Poza pojemnością należy zwrócić uwagę na dostępną moc ładowania/rozładowania, która może stanowić ograniczenie przy wysokich nadwyżkach mocy z PV i stanowi podstawę do doboru konkretnej technologii. Na rynku dominują obecnie ME wykorzystujące akumulatory litowo-jonowe. Jest to bardzo dobrze rozwinięta technologia o doskonałych parametrach użytkowych, takich jak wysoka sprawność i wysoka dostępna moc chwilowa. Do wad należy zaliczyć wysokie ryzyko pożarowe, możliwość wykorzystania tylko części mocy zainstalowanej (ograniczona głębokość rozładowania) oraz degradację pojemności z czasem i każdym cyklem pracy, skutkującą krótkim czasem użytkowania. Drugą technologią wartą uwagi są baterie przepływowe. Jest to typowa technologia dla ME o długim czasie podtrzymania (typowo od 4 godz. wzwyż), a więc także stosunkowo małej mocy. Charakteryzuje się wysokim bezpieczeństwem i wyjątkową żywotnością, a jej jedyną wadą zdaje się być niska sprawność.

Tabela 1. Wyniki symulacji instalacji PV 4 MWp zME 4 MWh dla mocy przyłącza 1 MW

	Bateria litowo-jonowa	Bateria przepływowa	Bateria hybrydowa (li-ion + przep.)
Pojemność zainstalowana [MWh]	4,0	4,0	2,0 + 2,0 = 4,0
Pojemność użytkowa [MWh]	3,2	4000	1,6 + 2,0 = 3,6
Moc zainstalowana [MW]	2,0	0,8	1,0 + 0,4 = 1,4
Sprawność cyklu RTE*	86%	68%	86%/68%
Znamionowa liczba cykli*	2000	5200	2000/5200
Koszt początkowy* [\$/kWh]	519	601	560
Energia rozładowania baterii [MWh]	650	649	296 + 367 = 663
Ekwiwalent cykli	203	162	185/183
Okres użytkowania magazynu [lata]	9,8	32,3	10,8/28,4
Straty w generacji [MWh]	886	689	759
Straty w magazynie [MWh]	105	306	48 + 173 = 221
Eksport energii do sieci [MWh]	3235	3234	3247

* Energy Storage Cost and Performance Database (<https://www.pnnl.gov/ESGC-cost-performance>)



Baterie litowo-jonowe oraz kwasowo-ołowiowe w Centrum Badawczym KEZO



Bateria przepływowa w Centrum Badawczym KEZO

W poniższej tabeli porównano wyniki rocznej analizy instalacji o 4 MWp mocy zainstalowanej PV i ograniczeniu 1 MW na przyłączy. Wyposażenie instalacji w ME o pojemności znamionowej 4 MWh

pozwała zwiększyć eksport o wartość energii rozładowania baterii. Porównano technologię litowo-jonową, przepływową oraz układ hybrydowy złożony z tych dwóch rodzajów baterii.

Wyniki są bardzo zbliżone, zmieniają się jedynie proporcje strat w generacji (wynikających z niewykorzystania potencjału generacji z powodu ograniczonej mocy lub pojemności ME) do strat w magazynie (wynikających z jego ograniczonej sprawności energetycznej). Baterie litowo-jonowe ze względu na ograniczoną do 80% głębokość rozładowania (stosunek pojemności użytkowej do zainstalowanej) powodują wyższe straty w generacji, podczas gdy niska sprawność baterii przepływowych skutkuje wyższymi stratami w magazynie.

Rozwiązaniem korzystnym dla wielu instalacji może być układ hybrydowy, w którym współpracują ze sobą bateria przepływowa o wysokiej pojemności z baterią litowo-jonową o wysokiej mocy. Priorytetowo pracuje w niej bateria przepływowa, a litowa stanowi uzupełnienie mocy szczytowej. Taki układ dzięki swojej elastyczności pozwala osiągnąć najwyższą wielkość eksportu energii.

Najbardziej istotnym czynnikiem różniącym opisane typy ME jest jednak ich żywotność cykliczna. W przyjętym scenariuszu baterie wykonują ekwiwalent ok. 200 pełnych cykli, co dla baterii litowo-jonowej oznacza konieczność wymiany ogniwi po 10 latach użytkowania ME. W tym kontekście uwidacznia się największa zaleta baterii przepływowych w postaci wysokiej żywotności zapewniającej nawet do 30 lat pracy bez wymiany komponentów przy niewiele wyższym koszcie początkowym.