Sieciowe (on-grid) instalacje PV wspomagane akumulatorami

Potencjalni inwestorzy w technologie PV z niepokojem oczekują likwidacji net-meteringu wynikającego z kształtu nowej ustawy dotyczącej OZE. Warto w tej sytuacji przyjrzeć się rozwiązaniom zapewniającym pracę wyspową (off-grid) oraz systemom gwarantowanego zasilania UPS, które oferują prawie wszystkie instalacje hybrydowe PV wyposażone w akumulatory.

Od 2013 r. Polacy rozpoczęli inwestycje w mikroinstalacje fotowoltaiczne. Początkowo bardzo nieśmiało, na nielicznych dachach domów, zaczęły pojawiać się pierwsze zabudowy z paneli PV. Powolny rozwój tego typu inwestycji spowodowany był niekorzystnym stosunkiem ceny sprzedawanej energii w stosunku do jej zakupu. Kolejne zmiany ustawy związanej z przyłączeniami instalacji PV rozwój ten znacznie przyspieszyły. Na koniec 2021 r. moc zainstalowana całej fotowoltaiki w Polsce była na poziomie ponad 7 GW (aż 70% tej mocy pochodzi z instalacji PV zabudowanych na domach prywatnych, rozliczanych w systemie prosumenckim). Na kwiecień 2022 r. ustawodawca zapowiedział jednak drastyczne zmiany w systemie rozliczeń. Korzystny dla inwestorów net-metering ma ponownie zostać zamieniony na sprzedaż nadwyżek energii operatorom z urzędu. Ceny za energię pozbawione opłat dystrybucyjnych są wielokrotnie mniejsze niż koszty zakupu energii i dlatego potencjalni inwestorzy coraz częściej interesują się akumulatorowym magazynowaniem energii.

INSTALACJE SIECIOWE (ON-GRID)

Potencjalny inwestor decydując się na zabudowę instalacji fotowoltaicznej ma wybór. Zabudowana instalacja może być instalacją wyspową (off-grid), pracującą w całkowitym odłączeniu od sieci elektroenergetycznej EE lub instalacją sieciową (on-grid), pracującą jedynie w obecności sieci EE. Często panuje błędny osąd, że mając na obiekcie zabudowane panele PV, nie należy obawiać się przerw w dostawach energii elektrycznej i w razie potrzeby obiekt może stać się niezależny energetycznie. Niezależność energetyczną można osiągnąć tylko w instalacjach umożliwiających pracę wyspową (off-grid). W typowych i najczęściej spotykanych instalacjach sieciowych (on-grid) jest to niemożliwe (ze względu na brak odpowiedniego magazynu energii). Koszty, nie tylko instalacyjne, ale także eksploatacyjne, związane z zakupem akumulatorowych magazynów energii, oraz bardzo korzystne rozliczenia związane z net-meteringiem, nie sprzyjały do tej pory wyborom instalacji wyspowych.

Instalacje sieciowe są bardzo proste w zabudowie. Najtrudniejsze są prace dekarskie (lecz dotyczy to każdego typu instalacji PV). Prace elektryczne nie są skomplikowanym zadaniem inżynierskim. Panele fotowoltaiczne łączone są szeregowo w stringi, następnie podłączane przez odpowiednie zabezpieczenia do falownika sieciowego, który zostaje podłączony właściwie w dowolnym punkcie obiektu do jedno- lub trójfazowej części instalacji elektrycznej. Poglądowo zostało to przedstawione na rys. 1.

Rys. 1. Poglądowy schemat instalacji on-grid (schemat własny autora)

Rysunek ten jest dość prymitywny, lecz dobrze ukazuje niezbędne dla prawidłowego funkcjonowania elementy instalacji elektrycznej, związanej z budową instalacji PV typu on-grid. Przepisy nie pozwalają na podłączanie instalacji PV bez wymaganych zabezpieczeń (ochronniki przed przepięciami, zabezpieczenia nadprądowe). Nie można także instalacji PV podłączać do obiektu za pomocą gniazda wtykowego – podłączenie to musi być trwałe (np. w puszce instalacyjnej). Jednak te dodatkowe elementy są związane z bezpieczeństwem użytkowników oraz zastosowanych urządzeń i do prawidłowego funkcjonowania nie byłyby konieczne [1, 2].

Na rys. 1 pokazano tylko jeden panel PV, w rzeczywistości paneli takich zawsze jest więcej, często więcej niż w jednym stringu. Ponadto pokazana instalacja jest instalacją jednofazową. Oczywiście przy odpowiednio większej mocy (w Polsce większej niż 3,6 kW) instalacja taka będzie trójfazowa [1, 2].

NET-METERING I PROBLEMY Z NIM ZWIĄZANE

Czynnikiem, który miał największy wpływ na tak silny rozwój instalacji PV typu on-grid w Polsce jest net-metering. W instalacji sieciowej, wyprodukowana energia elektryczna nie jest magazynowana, a jej nadwyżki (niezużyte w bieżącym momencie przez inwestora) zostają odprowadzone do sieci EE. Jest to mechanizm traktujący sieć EE jak wirtualny magazyn energii elektrycznej. Ustawodawca określił limity i czasy na odzyskanie energii odprowadzanej do sieci. W świetle obowiązujących jeszcze obecnie przepisów można odzyskać 80% energii, przekazanej do sieci EE jeżeli instalacja PV nie przekracza mocy 10 kW oraz 70%, jeżeli moc ta jest większa lub równa 10 kW. Bilansowanie takie może odbyć się tylko w okresie 365 dni od czasu odprowadzenia energii do sieci EE i jedynie w ramach jednego obiektu (w ramach jednego dwukierunkowego licznika energii elektrycznej) [1, 2].

Przykład:

Jeżeli zabudowana na obiekcie instalacja wyprodukowała w danym dniu 30 kWh energii, lecz produkcja ta przerosła chwilowe zużycie i na potrzeby własne obiektu zużyto w tym dniu zaledwie 10 kWh, to pozostałe 20 kWh zostaje oddane do sieci EE. Nadwyżka ta nie jest sprzedawana lecz rejestrowana przez dwukierunkowy, inteligentny licznik energii. Energię tą zużywają w tym czasie inne obiekty przyłączone do tej sieci. Natomiast w obiekcie z instalacją PV 80% zarejestrowanej nadwyżki, czyli 16 kWh, można nieodpłatnie pobrać z sieci EE w dowolnym czasie (np. nocą lub zimą).

Mechanizm ten jest bardzo atrakcyjny dla inwestorów. Należy zaznaczyć, że instalację taką „najlepiej” jest przewymiarować, tak by roczna produkcja energii wystarczała zarówno na potrzeby własne w danym momencie produkcji, jak i na odbiór części nadprodukowanej energii z sieci EE w innym czasie. Podejście to pozwala niemal całkowicie znieść opłaty za energię elektryczną (pozostaje tylko niewielka i stała opłata licznikowa). Dystrybutorzy energii elektrycznej nigdy nie byli, nie są i co najważniejsze, nie chcą być technicznie gotowi na przewymiarowane podejście inwestorów do domowych instalacji PV. Nie jest to tylko

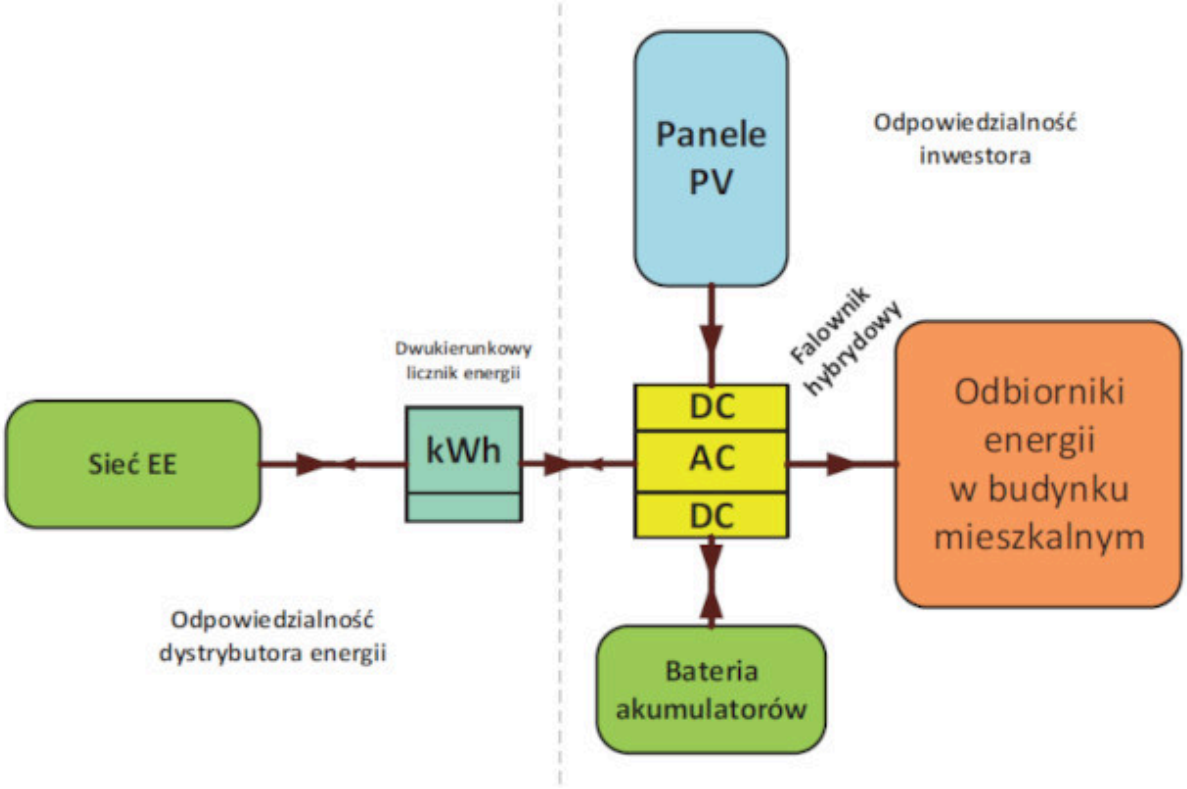
związane z malejącymi zyskami ze sprzedaży energii, lecz z niską (ale do tej pory wystarczającą) jakością ostatniego odcinka sieci EE.

Jeżeli np. w obrębie jednego osiedla mieszkalnego znajduje się dużo instalacji PV, napięcie w ostatnim odcinku sieci EE, w okresach dużego nasłonecznienia, będzie gwałtownie wzrastać, a powyżej napięcia 253 V falowniki awaryjnie się wyłączają. Wywołuje to protesty i reklamacje inwestorów, gdyż postrzegają to jako stratę w produkcji energii. Problem ten operator może rozwiązać jedynie gruntowną i kosztowną modernizacją tego odcinka sieci EE. Należy zastosować większe przekroje przewodów i transformatory sieciowe większych mocy. Odłączenia falowników zmniejszają napięcie w sieci i proces ten cyklicznie się powtarza. Pozostali mieszkańcy osiedla nie obserwują przestojów w dostawie energii elektrycznej, problem zauważany jest tylko na sieciowych falownikach PV typu on-grid i to jedynie tych najbardziej odległych od transformatora. Rozgoryczenie inwestorów w takiej sytuacji jest tym większe, że nawet przy tej samej ulicy, pewne instalacje PV działają zupełnie prawidłowo, a inne stale są awaryjnie wyłączane.

O skłonności inwestorów do przewymiarowania instalacji PV może świadczyć fakt, że przeciętna moc nowej instalacji fotowoltaicznej, powstałej w listopadzie 2021 r. to aż 8,7 kW. Instalacja taka rocznie produkuje ok. 9 MWh energii elektrycznej, natomiast średnie zużycie energii elektrycznej polskiej rodziny, zamieszkującej dom jednorodzinny, to tylko 4,2 MWh rocznie! Taka nadprodukcja jest swoistego rodzaju prezentem dla operatora EE, ale sieć niskiego napięcia, zasilająca osiedle mieszkalne, nigdy nie była projektowana na takie moce ciągłe. W świetle obowiązującej obecnie ustawy nie można odmówić inwestorowi przyłączenia instalacji PV typu on-grid, jeżeli instalacja jest wykonana zgodnie ze sztuką, więc sytuacja staje się patowa [3, 4].

Problemy te nie dotykają jedynie naszego kraju, a stale rosnące ceny energii zachęcają do inwestycji w instalacje PV w całej UE. Wiele osób rezygnuje z innych źródeł energii (takich jak gaz) do ogrzewania domów, na rzecz ogrzewania elektrycznego, redukując koszty net-meteringiem i znacznie przewymiarowanymi instalacjami PV typu on-grid.

Dystrybutorzy energii elektrycznej zwrócili Parlamentowi Europejskiemu uwagę na problem sieci EE z tym związany, a ten zdecydował się na rozwiązania systemowe, likwidujące w efekcie net-metering. Oczywiście rozwiązania systemowe UE mają odpowiednio długie vacatio legis, umożliwiające wszystkim zainteresowanym zapoznanie się z nowymi przepisami i przygotowanie do ewentualnych zmian, lecz Polska postanowiła przepisy te wprowadzić niemal niezwłocznie, bo już od kwietnia 2022 r. Nadwyżki energii elektrycznej mają być w nowo powstających instalacjach PV rozliczane w formie sprzedaży, a nie jak do tej pory bardzo atrakcyjnego net-meteringu.

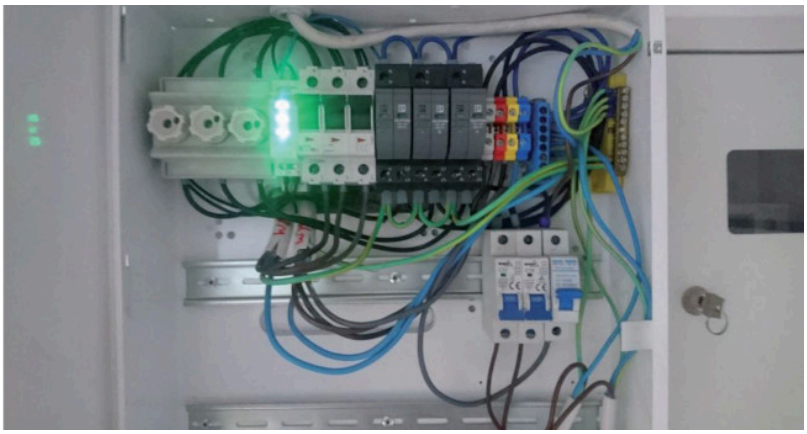


Rys. 2. Schemat blokowy hybrydowej instalacji PV (schemat własny autora)

INSTALACJE HYBRYDOWE

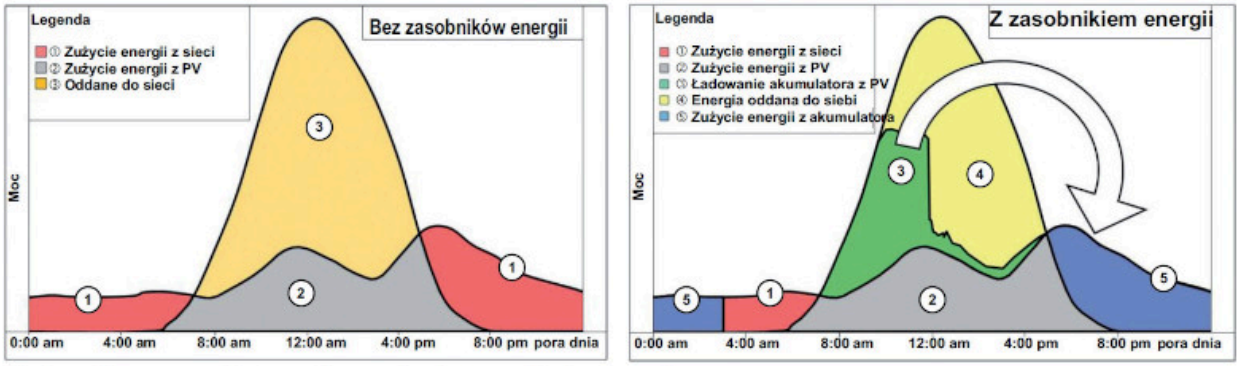
Hybrydowa instalacja PV to połączenie instalacji sieciowej on-grid z instalacją wyspową typu off-grid. Instalacja taka zawsze zostaje wzbogacona akumulatorowym magazynem energii, lecz nie zawsze w celu uzyskania możliwości pracy wyspowej w odłączeniu od sieci EE. Wiele z takich instalacji oferuje wprawdzie pracę jako układ gwarantowanego zasilania UPS, ale podstawą ich pracy jest EMS czyli „system zarządzania energią". Schemat blokowy instalacji przedstawiono na rys. 2.

EMS jest zaawansowanym systemem dokonującym kontroli przepływu energii. Instalacja powinna zostać oprogramowana tak, aby energia oddawana do sieci EE była jak najmniejsza, a nawet bliska lub równa zero. Instalacje takie funkcjonują na światowym rynku już długo, w Polsce jednak stanowią niewielki odsetek wszystkich inwestycji w PV. Schemat blokowy pokazany na rys. 2 jest schematem poglądowym, zawierający w swojej strukturze rozbudowany falownik, dokonujący wszelkich pomiarów przepływu energii, a także oferujący odłączenia od sieci EE i incydentalną (lecz bezpieczną dla operatora) pracę wyspową. Koszty inwestycyjne są zdecydowanie większe niż w przypadku instalacji typu on-grid. Montaż instalacji jest trudny w eksploatowanych budynkach mieszkalnych, konieczna jest dużo większa (niż pokazana na rys. 1) ingerencja w istniejącą instalację elektryczną obiektu, co nie zawsze można zrobić dostatecznie estetycznie (fot. 1).



Fot. 1. Dodatkowa natynkowa rozdzielnica pozwalająca na montaż falownika hybrydowego (zdjęcie własne autora)

W miejscu przyłącza obiektu, za dwukierunkowym licznikiem energii elektrycznej, lecz jeszcze przed rozdzielnicą główną budynku, należy wykonać przerwę w instalacji. W miejscu tym dokonywany jest pomiar energii elektrycznej oraz zastosowany jest bezpieczny rozłącznik dla pracy wyspowej obiektu (bardzo ważny, jeżeli falownik wyposażony jest w opcję układu gwarantowanego zasilania – UPS). Uproszczoną zasadę działania systemu EMS pokazano na rys. 3.



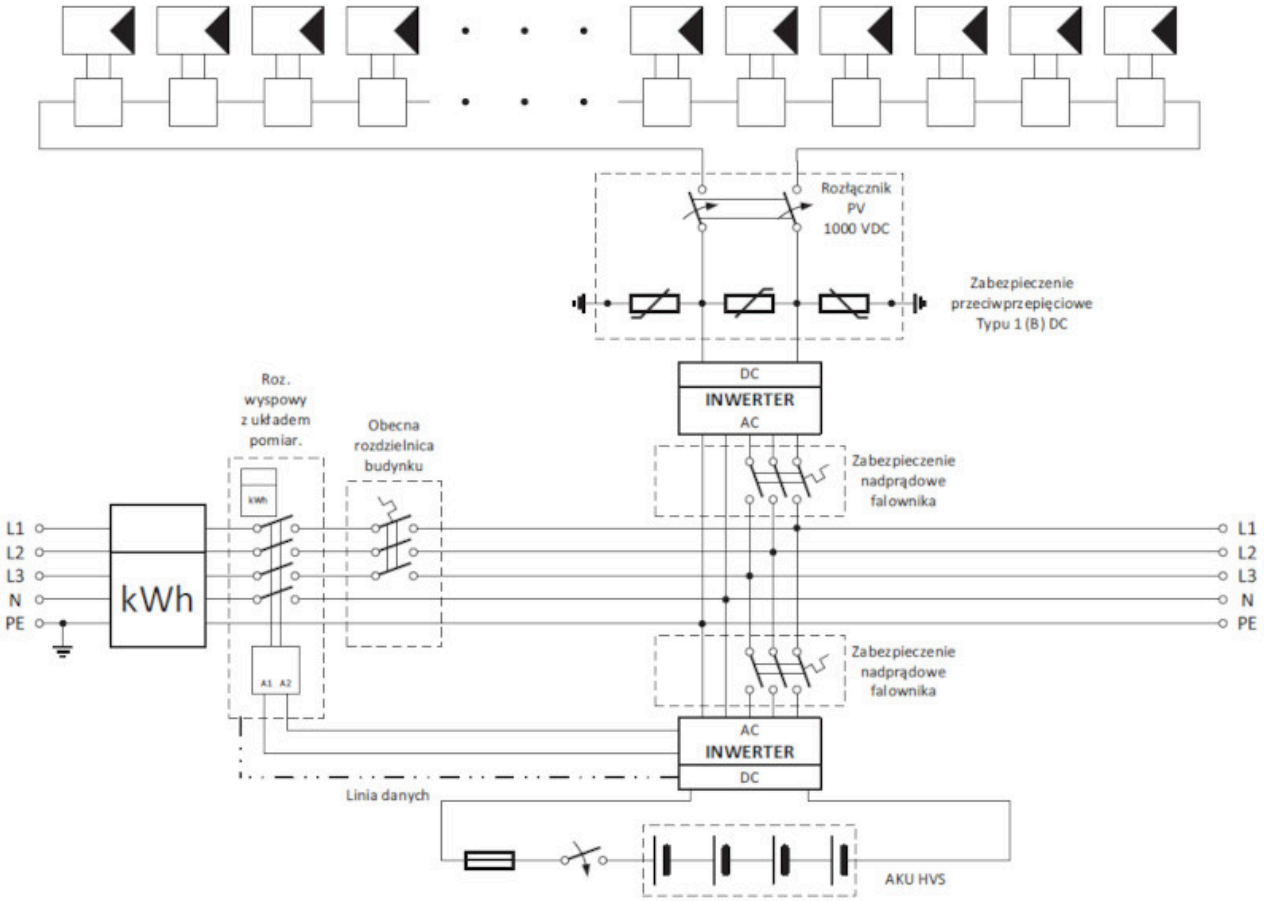
Zoptymalizowane własne wykorzystanie energii słonecznej

Po lewej: Typowa dobowa produkcja i zużycie energii w gospodarstwie domowym z systemem fotowoltaicznym ***bez zasobnika energii:*** w nocy system fotowoltaiczny nie wytwarza energii elektrycznej, więc wymagane energia pozyskiwana jest z sieci elektroenergetycznej ①.
W ciągu dnia nadmiar energii jest odprowadzany do sieci elektroenergetycznej ②, ponieważ nie cała wyprodukowana energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne ③.

Po prawej: Typowa dobowa produkcja i zużycie energii w gospodarstwie domowym z systemem fotowoltaicznym i ***akumulatorowym magazynem energii***: w ciągu dnia akumulator jest ładowany za pomocą nadmiaru energii fotowoltaicznej ③, niewykorzystana część jest odprowadzana do sieci elektro-energetycznej (4). W nocy duża część niezbędnej energii jest uzyskiwana z energii zgromadzonej w akumulatorze ⑤. Wykorzystanie energii fotowoltaicznej(②+⑤) jest znacznie wyższe, podczas gdy energia zakupiona z sieci maleje ①.

Rys. 3. Zasada działania systemu EMS [5]

System EMS pozwala na zadawane rozładowania akumulatorowego magazynu energii w okresach, w których energii ze słońca brakuje (np. nocą). Rozwiązanie to przy obecności net-meteringu nie było atrakcyjne dla inwestorów, gdyż eksploatacja akumulatorów to nie tylko jednorazowy koszt inwestycyjny, ale także eksploatacyjny (mają one ograniczoną liczbę cykli).
Instalacje hybrydowe mogą być budowane jako nowa integralna całość lub jako rozbudowa już istniejącej instalacji typu on-grid. Na rys. 4 pokazano przykładowy schemat instalacji PV typu on-grid rozbudowany dodatkowym falownikiem, rozłącznikiem wyspowym z układem pomiarowym oraz dedykowanym dla falownika magazynem energii.
Rozbudowę taką można dokonać już post factum pierwotnej inwestycji w instalację typu on-grid, jednak poniesione koszty są wtedy dużo wyższe (dodatkowy falownik, licznik oraz zabezpieczenia) niż zaprojektowanie i realizacja instalacji hybrydowej od początku jako właściwej.



Rys. 4. Schemat instalacji on-grid rozbudowanej o magazyn energii (schemat własny autora)

AKUMULATORY

Odpowiedni akumulator jest nieodłącznym elementem każdej instalacji hybrydowej. Nadal w tego typu zastosowaniach najczęściej występują baterie akumulatorów ołowiowych Pb (przeważnie wykonywane w technologii GEL lub AGM). Jest to błędne podejście, dające inwestorowi poczucie złudnej oszczędności. Trzeba podkreślić, że dla pracy cyklicznej (a tylko taka występuje w instalacjach hybrydowych z funkcją EMS) nie można wykorzystywać tanich akumulatorów rozruchowych. Praktyka pokazuje, że pojemność przy pracy cyklicznej takiego akumulatora i to bazującej zaledwie na poziomie 30% rozładowania, spada lawinowo już po kilkudziesięciu cyklach, czyli zaledwie po kilku miesiącach pracy! W zastosowaniach PV należy stosować dedykowane akumulatory Pb, w cenach zbliżonych do ołowiowych akumulatorów trakcyjnych (fot. 2).

Fot. 2. Akumulator GEL stosowany w systemach hybrydowych [6]

Jednocześnie, aby akumulator taki mógł pracować ok. 5 lat trzeba bazować przy pracy cyklicznej zaledwie na 30% jego pojemności. Dzisiejsze ceny takich akumulatorów to ok. 1000 zł za 1 kWh (ok. 350 Wh dostępnej cyklicznie energii).
Zamierzając zbudować system o rzeczywistej i dostępnej pojemności energii wynoszącej tylko 3 kWh należy się liczyć z inwestycją w magazyn Pb na poziomie ok. 9 tys. zł, a następnie pamiętać, że po okresie ok. 5–7 lat magazyn ten będzie miał tylko 30% pierwotnej pojemności energii.
Dodatkowo, akumulatory takie należy łączyć w baterie szeregowe dla zwiększenia napięcia, często także równolegle celem zwiększenia pojemności. Współczesne falowniki hybrydowe nie pracują na napięciu 12 V, typowym dla pojedynczego akumulatora Pb. Byłoby to bardzo niebezpieczne (wysokie zagrożenie pożarowe), gdyż prądy takiego akumulatora osiągałyby setki amperów dla zadanej mocy (moc 2,3 kW przy napięciu 230 V to minimum 10 A, przy napięciu 12 V jest to niemal 200 A).

Akumulatory niskonapięciowe LVS

Obecnie najczęściej stosowanym napięciem w akumulatorowych magazynach energii jest napięcie nominalne 48 V (odpowiednik 4 połączonych szeregowo akumulatorów ołowiowych). W falownikach hybrydowych o takim napięciu dedykowanym można stosować zarówno akumulatory ołowiowe, jak i dedykowane, znacznie lepsze, akumulatory litowe, wykonywane w bezpiecznej technologii LFP (budowane z ogniw LiFePO4). Podejście to pozwala na czterokrotnie mniejszy prąd pobierany z baterii niż ten w przypadku akumulatora 12 V (dla 2,3 kW będzie to więc niecałe 50 A). Przykład takiego akumulatora pokazano na fot. 3.
Akumulatory z fot. 3 można bezproblemowo łączyć równolegle w znacznie większe pojemności co pokazano na fot. 4.

Fot. 3. Akumulator LFP 48 V o dostępnej pojemności energii 3 kWh [7]

Fot. 4. Bateria akumulatorów LFP 48 V o dostępnej pojemności energii 12 kWh [7]

Rozwiązanie to jest nie tylko trwalsze od magazynu bazującego na ołowiu (nominalnie po 15 latach pracy cyklicznej producent zapewnia nadal dostęp do 50% pojemności energii), ale także tańsze inwestycyjnie (3 kWh to aktualnie 7500 zł). Akumulator ten wyposażony jest zarówno w magistralę CAN, jak i RS485, a układ BMS zapewnia komunikację niemal z każdym falownikiem hybrydowym dostępnym na rynku (także z produktami uznanych firm jak i tymi uchodzącymi za niemarkowe). Producentów takich magazynów LFP jest bardzo wielu. Rozwiązania takie są bardzo uniwersalne i pozwalają na mieszane połączenia sprzętu różnych producentów.

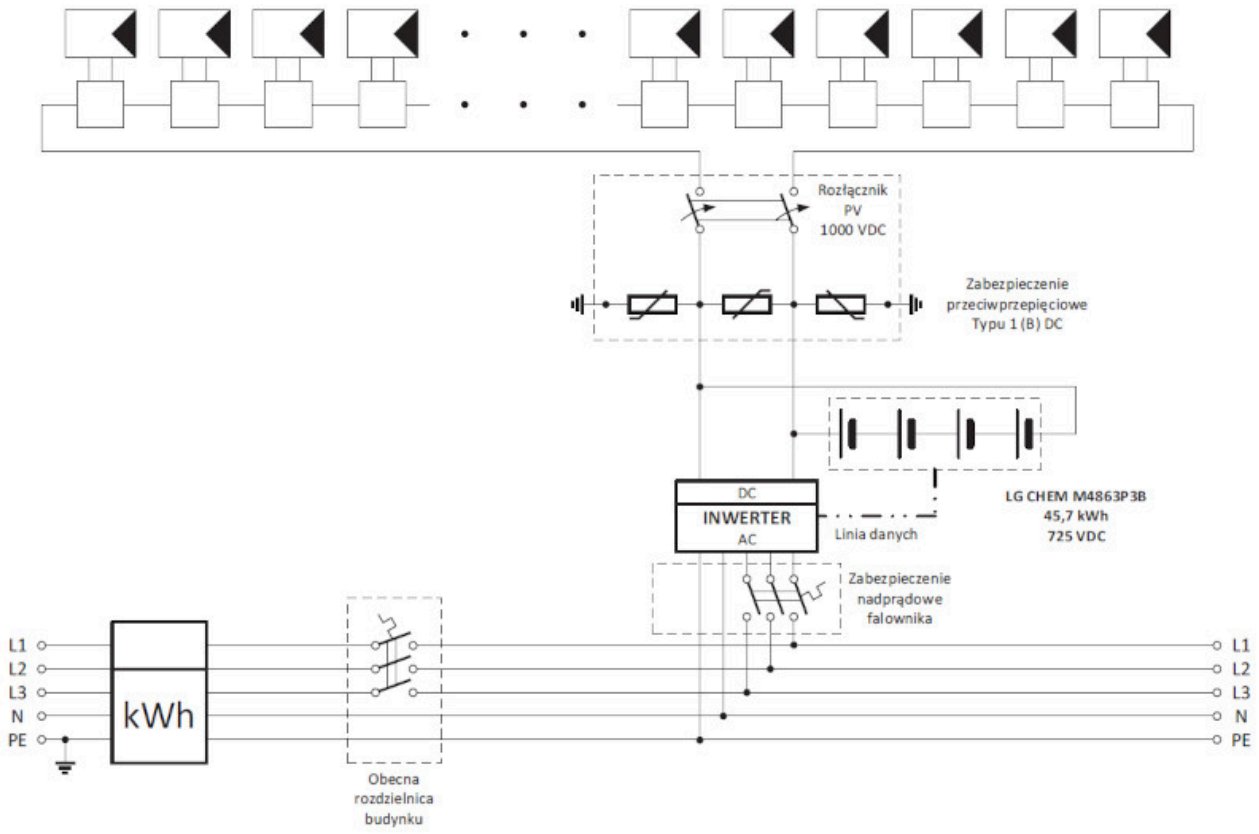
Akumulatory wysokonapięciowe HVS

W elektrotechnice napięcia do 1 kV opisywane są jako napięcia niskie, lecz w technice akumulatorowej każdy magazyn o napięciu wyższym od napięcia nominalnego 48 V opisywany jest jako akumulator wysokonapięciowy. Na rynku można spotkać wiele falowników hybrydowych współpracujących z magazynami wysokonapięciowymi HVS, rzadko jednak są to falowniki uznawane za markowe. Przeważnie będą to produkty chińskie, nie jest to jednak tendencja trwała. Nawet najbardziej uznani producenci sprzętu PV skłaniają się ku dopasowaniu swoich produktów do wysokonapięciowych magazynów energii. Magazyny takie budowane są modułowo z pakietów LFP o napięciu nominalnym 48 V (fot. 5) lub rzadziej z pakietów NMC o napięciu nominalnym 51 V (fot. 6).

Fot. 5. Bateria akumulatorów LFP 528 V o dostępnej pojemności energii 33 kWh [7]

Fot. 6. Bateria akumulatorów NMC 409 V o dostępnej pojemności energii 10,2 kWh [8]

W magazynach takich zawsze występuje układ Master BMS zarządzający modułami (jest pierwszym od góry z segmentów na fot. 5 oraz 6). Warto podkreślić, że z bloków dedykowanych do złożenia magazynu niskonapięciowego LVS (fot. 4) nie można złożyć magazynu wysokonapięciowego HVS (fot. 5), gdyż elektronika tych pierwszych nie współpracuje z układami Master BMS. Falowniki hybrydowe, dedykowane do magazynów wysokonapięciowych HVS, pozwalają na współpracę z akumulatorami o bardzo szerokim zakresie napięć nominalnych (np. od 96 V do nawet 450 V).
Posługując się wcześniejszymi przykładami warto zaznaczyć, że dla magazynu HVS o napięciu nominalnym 480 V, prąd w obciążeniu mocą 2,3 kW nie będzie przekraczał 5 A! Tak mały prąd to oszczędność na przekrojach w oprzewodowaniu oraz wielokrotnie większe bezpieczeństwo pożarowe obiektu (statystyki mówią, że aż 5% wszystkich pożarów w Polsce wywoływanych jest wadami w instalacjach elektrycznych).
Najciekawszym obecnie, lecz jednocześnie najdroższym rozwiązaniem rozbudowy optymalizatorowej instalacji on-grid, jest umieszczenie akumulatora od strony paneli PV, tak jak to pokazano na rys. 5.



Rys. 5. Schemat instalacji on-grid rozbudowanej o magazyn energii umieszczony równolegle z panelami PV (schemat własny autora)

Rozwiązanie to jest możliwe tylko wtedy, gdy optymalizatory dołączone do paneli PV mają własny algorytm MPPT, a falownik on-grid jest tylko urządzeniem dokonującym zamiany prądu stałego na prąd sinusoidalnie zmienny. Instalacja ta nie będzie pracowała nigdy wyspowo i nie będzie stanowić układu gwarantowanego zasilania w obiekcie (UPS), ale doskonale sprawdzi się jako instalacja wzbogacona o zarządzanie energią EMS. Akumulator umieszczany od strony paneli, w przypadku instalacji trójfazowej, musi mieć dla tego typu falownika napięcie przekraczające 700 V, co wiąże się zawsze z jego dużą pojemnością i dużą ceną (w przykładzie z rys. 5 to ponad 45 kWh; w akumulatorach litowych, niezależnie od wykonania, cena rzadko spada poniżej 500 euro za 1 kWh).

PODSUMOWANIE

Technologie litowe akumulatorów osiągnęły obecnie przyzwoity poziom cenowy, wysoką trwałość i zunifikowane standardy (pozwalające np. na współpracę z wieloma typami falowników hybrydowych). W całej Europie obserwujemy silne zachęty do inwestycji w tego typu rozwiązania. Nie zawsze są to zachęty negatywne (jak niskie ceny skupu nadwyżek energii od użytkowników PV), bywają to także (choć obecnie nie w Polsce) zachęty pozytywne (np. dofinansowania do zakupu i instalacji magazynów litowych).
Ceny energii elektrycznej w całej UE rosną w zastraszającym tempie. Prognozy sugerują, że energii tej może także zacząć brakować. Mieszkańcy całej Europy przyzwyczajani są do wizji „blackoutu", czyli poważnej awarii systemu EE, powodującego dłuższą przerwę w dostawie energii. Warto może zacząć myśleć o rozwiązaniach zapewniających pracę wyspową (off-grid) systemu PV i o systemach gwarantowanego zasilania UPS, które oferują prawie wszystkie instalacje hybrydowe PV doposażone w akumulatory. Dodatkowo już w 2021 r. polski ustawodawca zezwolił na opomiarowane rozładowywanie akumulatorowych magazynów wprost do sieci EE, o dowolnej porze dnia i nocy. Wiele z hybrydowych falowników PV na to pozwala (jest to także funkcjonalność dostępna w pewnych samochodach elektrycznych). Rozpatrywane jest równocześnie wprowadzenie taryfy dynamicznej dla użytkowników prywatnych, silnie uzależniającej cenę energii od jej chwilowego popytu – podobnie jak ma to miejsce na giełdzie energii. Taryfę dynamiczną można wykorzystać doskonale, posiadając akumulatorowy magazyn energii. Sprzedaż energii wtedy, gdy jej cena jest bardzo wysoka, a zakup tylko wtedy gdy jest tania, może

być bardziej atrakcyjna niż net-metering. Niestety w Polsce to ostatnie rozwiązanie pozostaje jedynie opisywaną od kilku lat wizją i nie może mieć ono wpływu na rozwój instalacji hybrydowych.

dr inż. Krzysztof Sztymelski

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Katedra Elektrotechniki i Informatyki

Artykuł zamieszczony w „Przewodniku Projektanta” nr 1/2022

Członkowie Polskiej Izby Inżynierów Budownictwa mogą składać zamówienie na drukowane wydanie „Przewodnika Projektanta” nr 2/2022.

Zachęcamy członków PIIB do wypełnienia formularza zgłoszeniowego zamieszczonego na stronie **www.izbudujemy.pl/formularze/przewodnikprojektanta**

W kolejnym wydaniu „Przewodnika Projektanta” będziemy poruszać m.in. tematy związane z zespolonymi konstrukcjami słupowymi, belkami chłodzącymi i Smart Home. Kontynuujemy cykl artykułów dotyczących BIM, a także będą zamieszczone artykuły prawne.

LITERATURA

1. Sztymelski K., Instalacje fotowoltaiczne w budynkach mieszkalnych, Silesian Electrical Journal, No 5–6’2020.
2. Sztymelski K., Projektowanie instalacji fotowoltaicznej na budynku mieszkalnym, Wydawnictwo PIIB, Przewodnik Projektanta, nr 4/2019.
3. Sztymelski K., Analiza uzysków rzeczywistej instalacji PV o mocy 2 kWp, Rozdział monografii: Energetyka prosumencka: konsolidacja problematyki społecznej, ekonomicznej i technicznej w aspekcie transformacji polskiego rynku energii elektrycznej, Wydawnictwo Wydziału Zarządzania Politechniki Częstochowskiej, 2017.
4. www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-fotowoltaiki-w-polsce/
5. www.effekta.com
6. www.instsani.pl
7. en.pylontech.com.cn
8. bydeurope.com