



Europejski
Instytut Miedzi
Copper Alliance



Inteligentne sieci (Smart Grid)

Systemy magazynowania energii: wykorzystanie w sieci elektroenergetycznej i na rynku energii

Przemysław Komarnicki

Fraunhofer Institute for Factory Operation and Automation IFF,
Magdeburg, Niemcy

Streszczenie

Ze względu na kierunek rozwoju sieci elektroenergetycznych oraz rynku energii w ostatnich latach, charakteryzujący się wzrostem udziału rozproszonych źródeł energii (zwłaszcza w Europie), rośnie zapotrzebowanie na systemy magazynowania energii. Istniejące technologie, np. elektrownie szczytowo-pompowe, muszą zostać zmodernizowane i rozwinięte zgodnie z najnowszymi, jeszcze ekonomicznie nieopłacalnymi technologiami (np. baterie lub adiabatyczne magazyny energii sprężonego powietrza), o pożądanych właściwościach. Optymalny dobór systemów magazynowania oraz technicznie i ekonomicznie optymalne metody sterowania to główne wyzwania związane z integracją systemów magazynowania energii w sieci Smart Grid.

Artykuł zawiera przegląd literatury na temat najnowszych, niszowych rozwiązań magazynowania energii. Przedstawiono i omówiono przetestowane, potencjalne nowe przypadki użycia i scenariusze operacyjne wykorzystania magazynów w Smart Grid, a następnie oceniono je pod względem technicznym oraz ekonomicznym.

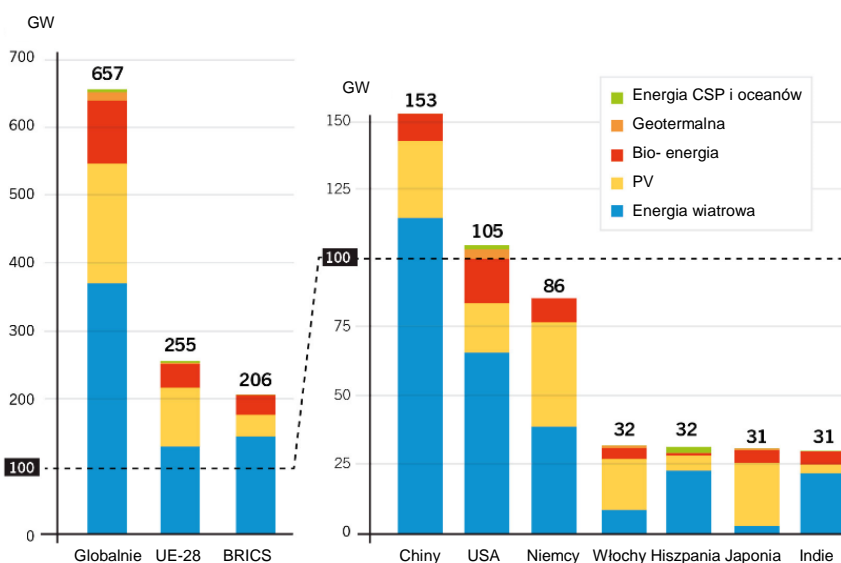
Wprowadzenie

Sieć elektroenergetyczna ulega szybkim zmianom aby sprostać zapotrzebowaniu odbiorców na zrównoważony system energetyczny a także, w sposób ekonomicznie opłacalny, zapewnić bezpieczeństwo dostaw i jakość zasilania. Z jednej strony, w celu osiągnięcia globalnych celów, instalowanych jest coraz więcej odnawialnych (OZE) i rozproszonych źródeł energii. W roku 2014 zainstalowano w skali światowej ponad 650 GW w odnawialnych źródłach energii, p. Rys. 1. Wartość ta będzie wzrastać z powodu różnorodnych czynników regionalnych lub lokalnych (np. promieniowania słonecznego lub warunków wietrznych), oraz czynników zależnych od struktury sieci i warunków rynku.

Z drugiej strony, zużycie energii na kontynencie Europejskim, które w roku 2014 przekroczyło 20 000 TWh, rośnie w sposób bardzo zróżnicowany (różne trendy demograficzne i działania w zakresie efektywności energetycznej) [1]. Wymienione czynniki (dynamika generacji i zużycia) oraz nowe funkcje i role, które mogą zostać włączone w kompletną sieć elektroenergetyczną (sieć smart grid i inteligentny rynek [2]) a także uczestnicy tego procesu, znacznie zwiększają zapotrzebowanie na zdolności przesyłowe, aby struktura sieci i mechanizmy działania jej operatora mogły lepiej reagować na potrzeby.

Pożądaną zdolność przesyłową nie zawsze można uzyskać za pomocą konwencjonalnych środków takich, jak rozbudowa sieci, a przede wszystkim, nie dość szybko i w sposób ekonomicznie opłacalny [3]. Zarówno dokładne prognozy produkcji OZE [4,5], pozwalające na bardziej efektywne zaplanowanie wykorzystania OZE [6], w połączeniu ze środkami zapewniającymi zdolność reakcji obciążenia [7, 8] będą miały zasadnicze znaczenie dla przyszłej elastyczności systemu elektroenergetycznego. Tylko one, wraz z nowymi komponentami zwiększającymi zdolność sieci do reagowania na warunki pracy systemu, jak np. układy magazynowania energii [9] w lokalnych systemach energetycznych [10] mogą zagwarantować odpowiednie bezpieczeństwo i niezawodność zasilania w przyszłych sieciach smart grid.

Moce wytwórcze OZE*: globalnie, UE-28, krajów BRICS i grupy G7, 2014



*nie obejmuje energii wodnej

REN21 Renewables 2015 Global Status Report



Rys. 1. Odnawialne źródła energii na świecie w r. 2014 [11]

Obecnie globalna zainstalowana moc systemów magazynowania energii jest szacowana na 140 GW [12], a uzupełnienie o dalsze 310 GW uważa się za niezbędne do kontynuowania redukcji emisji CO₂ w nadchodzących latach. Ponieważ technologie magazynowania energii, szczególnie technologie innowacyjne, są dosyć drogie, jest niezwykle ważne, żeby zawsze analizować przypadki ich indywidualnego i łączonego użycia i scenariusze działania, zarówno pod względem technicznym (wymiarowanie systemu magazynowania: pojemność, energia wyjściowa, odpowiedź dynamiczna) jak i ekonomicznym (sposób działania, analiza kosztów i korzyści) w celu dokonania wyboru optymalnego pod względem technologii i parametrów systemu magazynowania.

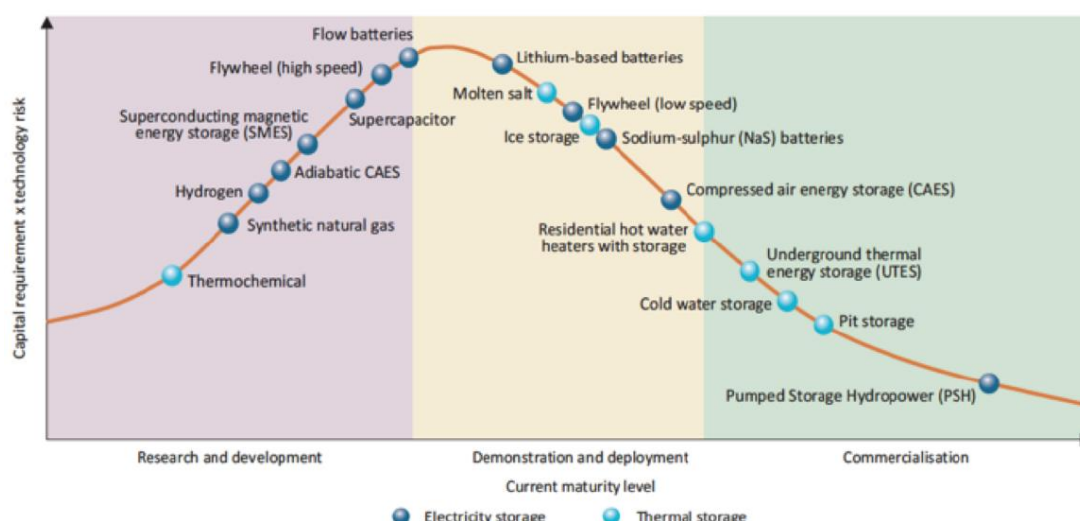
Rozdział 2 niniejszego artykułu opisuje obecne technologie magazynowania energii i stan ich rozwoju, poświęcając uwagę ich technicznym zaletom i wadom oraz obecnemu stanowi potencjalnych niszowych zastosowań technologii. Rozdział 3 opisuje właściwy sposób podejścia do optymalnego projektowania systemów magazynowania, a rozdział 4 scenariusze potencjalnych przypadków użycia systemów magazynowania oraz istotne parametry. Rozdział 5 ocenia najnowsze zastosowania niszowe. Rozdział 6 przedstawia wyniki wdrożenia rzeczywistego systemu magazynowania o pojemności 1 MW i jego funkcjonowanie w obecnych zastosowaniach rynkowych. Rozdział 7 zawiera wnioski.

Technologie magazynowania energii

Technologie magazynowania można podzielić na cztery zasadnicze grupy ze względu na rodzaj magazynowanej w nich energii:

- Chemiczna,
- Elektryczna,
- Mechaniczna,
- Ciepła.

Technologie magazynowanie energii mają różne właściwości (p. Rozdział 3), które predestynują je lub eliminują ich stosowanie w konkretnych przypadkach użycia. Ponadto, systemy magazynowania znajdują się na różnych etapach rozwoju technicznego i badań, p. Rys. 2. Niektóre technologie, np. adiabatyczne magazynowanie energii sprężonego powietrza lub magazynowania wodoru, znajdują się nadal we wczesnych stadiach rozwoju technicznego. Chociaż wielkoskalowe projekty demonstracyjne, np. system magazynowania z akumulatorami litowymi, mają porównywalny zakres stosowania jak ugruntowane i skomercjalizowane systemy takie, jak elektrownie szczytowo-pompowe, wciąż trzeba zwracać uwagę na ich znaczny koszt.



Rys. 2. Rodzaje systemów magazynowania energii i ich stan rozwoju [14]

Chemiczne systemy magazynowania energii

Przemiana energii elektrycznej w związki chemiczne jest podstawą jednej z najbardziej rozpowszechnionych technologii magazynowania, szczególnie w sektorze odbiorców indywidualnych (zasilanie urządzeń mobilnych), oraz infrastruktury (np. telekomunikacji). Są to prawie wyłącznie akumulatory niskotemperaturowe, głównie ołowiowo-kwasowe i litowo-jonowe, oraz wysokotemperaturowe, głównie sodowo-siarkowe, określane jako systemy z magazynowaniem wewnętrznym, ponieważ ich poziom energii i moc wyjściowa są niezależne. Z kolei zaletą systemów z zewnętrznym magazynowaniem energii jest możliwość niezależnego wymiarowania energii i parametrów wyjściowych. Przedstawicielami tej grupy są systemy magazynowania wodoru/metanu i akumulatory przepływowe (redox), które wymagają większej przestrzeni. Podstawowe parametry chemicznych systemów magazynowania energii zestawiono w Tabeli 1. Ponieważ są one zwykle przyłączane do sieci za pośrednictwem układów energoelektronicznych (uznawanych za szybkie i niezawodne), ta grupa systemów magazynowania może obejmować bardzo szeroki zakres przypadków użycia w sieciach energoelektrycznych.

Tabela 1. Parametry techniczne chemicznych systemów magazynowania energii [14, 15]

Rodzaj Akumulatora	η %	Gęstość mocy W/kg	Gęstość energii Wh/kg	Samorozładowanie	Koszt instalacji 1kW mocy EUR/kW	Koszt instalacji 1kWh EUR/kWh
Litowo-jonowy	do 95	100-185	120-200	5%/mies.	150	180-600
Przepływowy Redox	do 75	b.d.	30-70	0,4%/dzień	1 500	150
NaS	do 75	250	200	10%/dzień	200	150-600
H ₂ /metan	do 40	1 000	580-33 300	<1%/mies.	2 000	6

Elektryczne systemy magazynowania energii

Elektryczne systemy magazynowania energii zwykle nie wymagają żadnego wtórnego materiału w celu przechowywania energii. Magazynowanie zachodzi często w polu elektrostatycznym lub w stałym polu magnetycznym. Ponieważ systemy te mogą bardzo szybko ładować się i rozładowywać, są stosowane jako zasobniki energii. W obecnym stanie bardzo niska gęstość energii (<10 Wh/kg) i stosunkowo wysoki współczynnik samorozładowania (do 25% w ciągu 48 h) pozwalają na korzystne pod względem technicznym i ekonomicznym stosowanie ich tylko jako krótkoterminowych zasobników energii [14, 15]. Najbardziej znanymi przykładami tych dwóch technologii są superkondensatory i cewki nadprzewodzące.

Kondensatory dwuwarstwowe

W kondensatorach dwuwarstwowych ładunek elektryczny jest gromadzony przy zastosowaniu spolaryzowanych elektrod, przy których grupują się dodatnie i ujemne nośniki ładunku. Mogą one gromadzić lub uwalniać energię przy wysokich wartościach mocy właściwej (do 18 kW/kg) i z bardzo wysoką sprawnością (do 95%) w bardzo krótkim czasie (<10 ms) [14, 15]. Z tego powodu potencjalne zastosowania dotyczą przypadków użycia, w których potrzebne jest dostarczenie dużej mocy w krótkim czasie, ponieważ ich gęstości energii (do 10 Wh/kg) są dziesięć- do pięćdziesięciokrotnie niższe niż w przypadku akumulatorów [14]. Zastosowanie nowych materiałów separatora pozwala na podwojenie lub potrojenie gęstości energii przy zachowaniu osiągniętych i stabilności cyklu pracy. Koszty obsługi i energii różnią się znacznie. O ile koszt do 200 EUR za kilowat mocy zainstalowanej jest porównywalny z analogicznym kosztem dla akumulatora litowego, to koszt energii właściwej, który może wynosić aż 20 000 EUR/kWh, znacznie przekracza koszty innych technologii magazynowania energii [15].

Nadprzewodnikowe magnetyczne zasobniki energii

Nadprzewodnikowe magnetyczne zasobniki energii (SMES) przechowują energię elektryczną w postaci pola magnetycznego wytworzonego przez prąd stały płynący przez cewkę. Stan bezstratny wymaga chłodzenia cewki ciekłym helem do temperatury w przybliżeniu 4,2°K (- 269°C) [14]. Niższa gęstość energii (do 5 Wh/kg) tego rodzaju zasobnika i samorozładowanie powodowane dużym poborem mocy układu chłodzenia, są charakterystyczne dla systemów krótkoterminowego magazynowania energii [17]. Nowe badania wskazują, że w specjalnych materiałach można uzyskać nadprzewodnictwo w temperaturze 91°K (tzw. nadprzewodnictwo wysokotemperaturowe), co w przyszłości uczyni nadprzewodnikowe zasobniki energii bardziej atrakcyjnymi.

Ponieważ układy te są nadal prototypami, wiarygodne dane na temat gęstości energii i kosztów obsługi nie są jeszcze dostępne.

Mechaniczne systemy magazynowania energii

Przykładami mechanicznych systemów magazynowania energii są elektrownie szczytowo-pompowe, wirujące zasobniki energii (koło zamachowe) i magazynowanie energii sprężonego powietrza.

Elektrownie szczytowo-pompowe

Najbardziej rozpowszechnionym systemem magazynowania energii są elektrownie szczytowo-pompowe. Stanowią one 99% światowych systemów magazynowania energii w sieciach elektroenergetycznych. W ciągu dziesięcioleci eksploatacji ich podzespoły zostały zoptymalizowane i nie należy się spodziewać znacznych obniżek kosztów w tej dziedzinie. Z powodu niskiej gęstości energii, wynikającej z nieściśliwości wody, wykorzystanie tego rodzaju magazynowania energii, przy typowym stosunku energii do mocy, zostało zoptymalizowane w zakresie pracy od dwóch do ośmiu godzin [15]. W odróżnieniu od systemów akumulatorowych, możliwe lokalizacje tego rodzaju jednostek są uzależnione od warunków i ograniczeń geograficznych i zwykle położone z dala od centrów poboru energii elektrycznej. Pod względem ekonomicznym elektrownie pompowo-szczytowe stanowią najbardziej efektywną kosztowo opcję magazynowania energii elektrycznej (1000 EUR/kW do 20 EUR /kWh) przy wysokiej sprawności (do 82%) [15]. Zasadniczą zaletą takich dużych systemów magazynowania energii jest szybkość dysponowania i co za tym idzie, wkład w niezawodność systemu elektroenergetycznego [18].

Wirujące zasobniki energii

Wykorzystanie energii kinetycznej ruchu obrotowego umożliwia magazynowanie energii i jej szybkie dostarczenie. Koło zamachowe, zawieszane w próżni na łożyskach magnetycznych, gromadzi energię ze sprawnością 90-95% [14]. Znaczną wadą układu jest wysoki współczynnik samorozładowania (całkowite rozładowanie w czasie od 1 h do 10 h) i niska gęstość energii (mniejsza od 100 Wh/kg) [14]. Z drugiej strony, wirujące zasobniki energii odznaczają się wysoką trwałością (rzędu miliona cykli) oraz wysoką gęstością mocy (do 1800 kW/kg) [14, 18].

Kompresyjne zasobniki energii

Kompresyjne systemy magazynowania energii (CAES) wykorzystują jako nośnik energii sprężone powietrze. Ponieważ ciepło zużywane do ogrzania powietrza schłodzonego podczas rozprężania pochodzi ze spalania gazu ziemnego, systemy te mają sprawność około 50% niższą niż elektrownie szczytowo-pompowe. Rozwój systemów adiabatycznego magazynowania energii sprężonego powietrza, o znacznie lepszych sprawnościach, poczynił postępy wraz ze wzrostem wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i spodziewanym zwiększeniem zapotrzebowania na magazynowanie energii [19].

Magazynowanie energii cieplnej

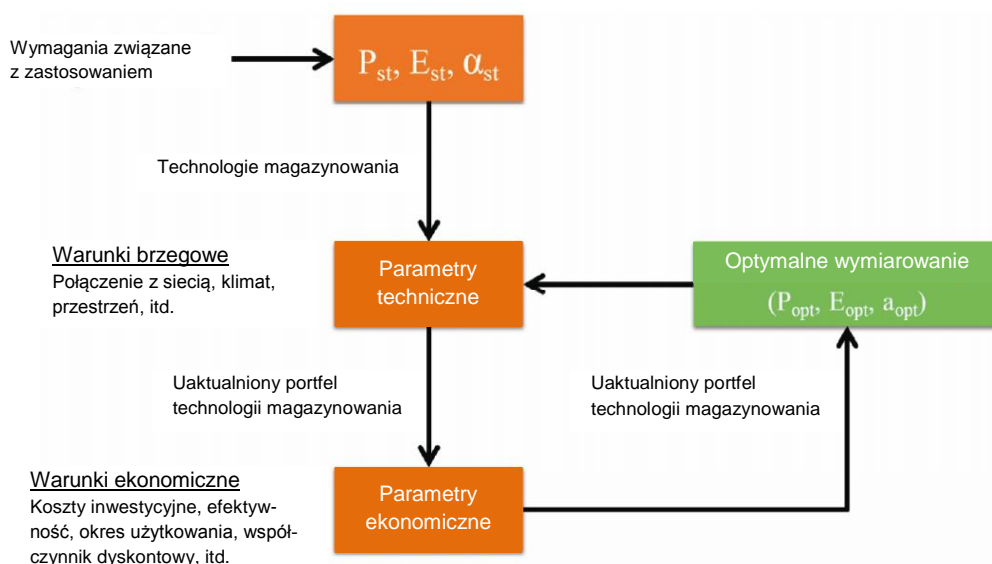
Obecnie połączenie elektrycznych i cieplnych systemów magazynowania w celu zmagazynowania nadmiaru energii (konwersja na ciepło) jest traktowane jako jednokierunkowy proces produkcji ciepła, np. dla miejskich systemów ciepłowniczych lub na użytek gospodarstw domowych (pompy ciepła). Ponieważ wytworzeniu ciepła użytecznego towarzyszą tak znaczne straty energii, że ponowna przemiana termodynamiczna byłaby niekorzystna, do tego celu odpowiednie są termoelektryczne wysokotemperaturowe systemy magazynowania, będące obecnie w opracowywaniu. Wysokosprawny system grzewczy wytwarza podczas ładowania temperaturę około 500°C w zasobniku z wykorzystaniem ciała stałego (tlenek magnezu lub sole). Podczas rozładowania ciepło wysokotemperaturowe jest wykorzystywane do wytwarzania pary za pośrednictwem wymiennika ciepła. Możliwości zastosowania są podobne jak w przypadku elektrowni szczytowo-pompowej lub kompresyjnego magazynowania energii, tj. typowo w systemach 24-godzinnego magazynowania. Wadami tego układu są niska sprawność i straty ciepłe w czasie postojów. Zalety to dostępność standardowych komponentów stosowanych w elektrowniach i swobodny wybór lokalizacji – w przeciwieństwie do elektrowni szczytowo-pompowych i kompresyjnych zasobników energii).

Wymiarowanie systemu magazynowania energii

Technologia i właściwości systemów magazynowania energii (krótkoterminowy lub długoterminowy, gradient mocy, maksymalna pojemność w odniesieniu do powierzchni) powodują, że nie wszystkie systemy magazynowania nadają się do każdego przypadku użycia. Jest zatem istotne, aby wymiarowanie i projektowanie systemów magazynowania energii oraz wybór właściwej technologii, wielkości i parametrów, przeprowadzać indywidualnie dla każdego przypadku.

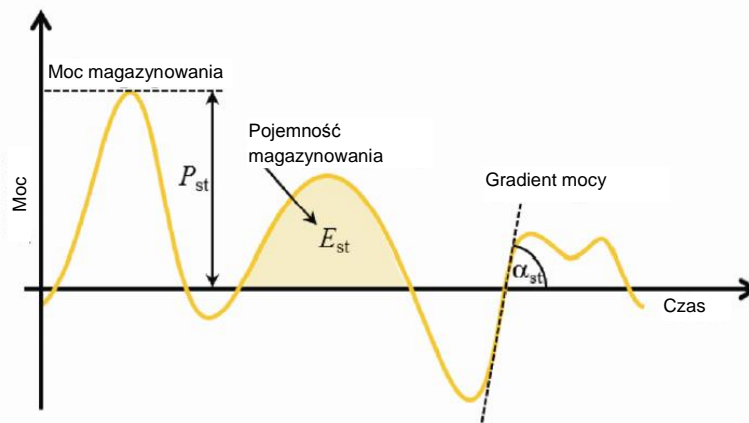
Wymiarowanie rozpoczyna się od sporządzenia specyfikacji systemu na podstawie danego przypadku użycia. Kluczowymi parametrami są: moc maksymalna (P_{st}), maksymalna pojemność (E_{st}) i gradient mocy (α_{st}), p. Rys. 3. Parametry te oraz specyfikacja zgodnie z zamierzonym zastosowaniem systemu, np. kryteria wstępnej kwalifikacji do stosowania jako rezerwa operacyjna, są uwzględniane przy wyborze technologii.

Następnie, należy uwzględnić zewnętrzne kryteria stosowania systemu magazynowania energii, np. uwarunkowania sieciowe i/lub warunki klimatyczne, uzupełnione o czynniki ekonomiczne i techniczne oraz kryteria oceny istotne dla danego przypadku użycia (nakłady kapitałowe i przewidywany czas eksploatacji). W każdym przypadku użycia rezultatem procedury wymiarowania jest zoptymalizowana technologia magazynowania energii o predefiniowanych parametrach (moc, pojemność i gradient mocy). Jeżeli, przykładowo, przedmiotem analizy jest przypadek użycia „Integracja pracującego w sposób nieciągły źródła energii odnawialnej, np. wiatrowej lub słonecznej, w systemie autonomicznym”, to najpierw należy określić obciążenie rezydualne a następnie niezbędną pojemność systemu magazynowania, zgodnie z procedurą przedstawioną na Rys 3. Optymalizację należy przeprowadzić w następujących po sobie krokach.



Rys. 3. Procedura wymiarowania systemu magazynowania energii

Profil obciążenia rezydualnego (P_{res}) wynika z różnicy między generacją energii odnawialnej i zapotrzebowaniem. Zerowa wartość obciążenia rezydualnego (p. Rys. 4) oznacza stan zbilansowania systemu (systemy magazynowania, OZE i obciążenie). Krzywa obciążenia rezydualnego o wartościach różnych od zera oznacza, że system nie jest zbilansowany; wartości dodatnie odpowiadają nadmiarowi generacji, wartości ujemne oznaczają zwiększone obciążenie. System magazynowania energii zaprojektowany do pracy z autonomiczną mikro siecią musi dysponować możliwością pokrycia zarówno zapotrzebowania wynikającego z obciążenia odbiorami jak zapotrzebowania wynikającego z wytwarzania energii odnawialnej, p. równania (1) i (2), gdzie η jest całkowitą sprawnością procesu ładowania i rozładowania [20].



Rys. 4. Wymiarowanie systemu magazynowania energii w celu zbilansowania obciążeń rezydualnych

$$P_{St} = \max |P_{res}|, \quad (1)$$

$$C_{St} = \max(E_{St}) = \max_{t=1}^{t, \max} \left(\int_{t_i (P_{res}=0)}^{t_{i+1} (P_{res}=0)} P_{res} dt \right), \quad (2)$$

$$\alpha_{St} = \max_{k=1}^{k, \max} \left(\frac{\Delta P_k}{\Delta t_k} \right). \quad (3)$$

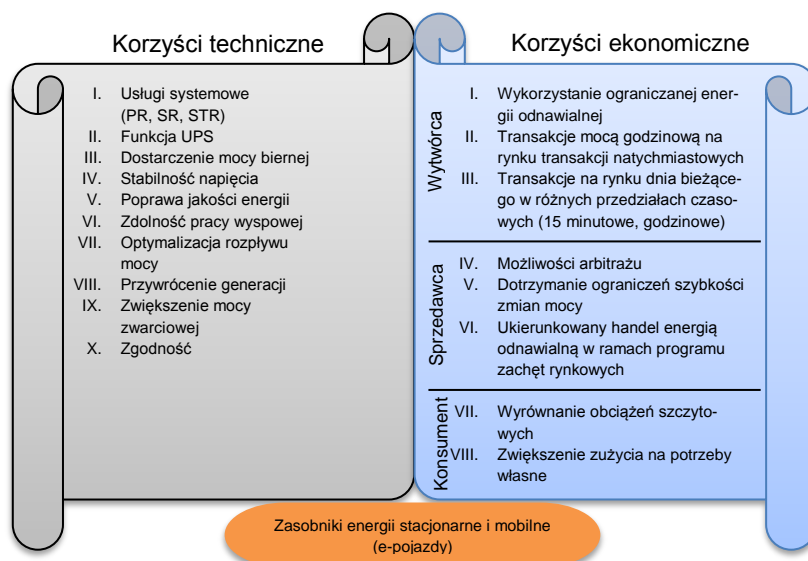
Niektóre systemy magazynowania energii takie, jak akumulatory, mogą mieć większą pojemność magazynowania niż wyznaczona z równania (2). Wynika to z relacji między głębokością rozładowania i okresem użytkowania. Niektóre akumulatory, np. z rodziny litowo-jonowych szybko ulegają degradacji jeżeli są ładowane do pełna a następnie całkowicie rozładowywane. Aby zapewnić pełną pojemność w całym okresie eksploatacji akumulatora należy także uwzględnić proces jego starzenia się.

Pojemność systemu magazynowania energii wyznaczona z równania (2) nie zawsze jest optymalna kosztowo. Powinna być ona wyznaczona na podstawie analizy kosztów i korzyści dla danego zastosowania systemu. Procedura wyznaczania optymalnej pojemności systemu wymaga oszacowania kosztów i korzyści analizowanej pojemności, zgodnie z równaniem (2). Jest to punkt początkowy procesu optymalizacji. Analiza wrażliwości sukcesywnie określa korelacje między kosztami i korzyściami dla różnych wartości pojemności systemu (przez jej zmniejszanie lub zwiększanie względem punktu początkowego). Wartość pojemności, która maksymalizuje korzyści (jeżeli istnieją) lub minimalizuje koszty, jest optymalną pojemnością systemu. W pewnych przypadkach, najlepszą opcją z punktu widzenia ekonomicznego, może być zrezygnowanie z zastosowania systemu magazynowania energii [20].

Przypadki użycia systemu magazynowania

Przypadki użycia i funkcje systemu magazynowania można w zasadzie podzielić na korzystne dla rynku i korzystne dla sieci, p. Rys. 5. Przypadki użycia korzystne dla sieci opisują opcje systemu magazynowania energii, który ma dodatni, krótko-, średnio- lub długoterminowy wpływ na działanie sieci elektrycznej, tzn. zapewnienie zgodności z dopuszczalnymi wartościami parametrów (częstotliwość, napięcie, prąd przewodowy) [21]. Scenariusze korzystne dla rynku dążą do osiągnięcia celu jakim jest wdrożenie systemu magazynowania do eksploatacji i uzyskanie wartości dodanej, szczególnie z uwzględnieniem rynku energii i jego ograniczeń [22]. Niektóre z przytoczonych przypadków użycia, np. jako rezerwowe źródło zasilania, są już z całą pewnością technicznie wykonalne. Inne staną się wykonalne w przyszłości, jako produkty rozwoju systemów magazynowania, w miarę jak rynek (struktura rynku) ewoluuje, a ograniczenia lub sieci elektryczne (np. lokalna operacyjność, moc zwarciowa lub systemy stosowane w pojazdach elektrycznych) są modyfikowane. Niektóre technologie nie mogą jednak być stosowane w każdym przypadku użycia, ponieważ ich właściwości fizyczne i

techniczne nie spełniają wymagań (np. nie spełniają warunków wstępnej kwalifikacji, gdyż są zbyt wolne dla celów zasilania rezerwowego, lub współczynnik samorozładowania jest zbyt duży dla długoterminowego magazynowania energii) a zatem są nieefektywne. Poza tym, indywidualne przypadki użycia powinny być badane i analizowane z perspektywy poszczególnych zainteresowanych stron i ich ról [23] (p. Rys. 5).



Rys. 5. Przypadki użycia systemów magazynowania energii

Efektywność indywidualnych scenariuszy w istniejących warunkach (częstość wdrożeń/użycia oraz ograniczenia komercyjne i regulacyjne) była analizowana na podstawie rzeczywistych danych dotyczących niemieckiej sieci rozdzielczej.

Wcześniejsze analizy ujawniły, że w konkretnych przypadkach użycie systemów magazynowania energii nie jest ekonomicznie uzasadnione, w szczególności z powodu bardzo wysokich nakładów kapitałowych (cena systemu magazynowania), braku mechanizmów zapewniających pewność planowania (prawnych regulacji rynkowych, np. modelu zachęt, lub stabilności kształtowania cen zasilania rezerwowego), oraz istniejących warunków rynkowych (niedostępność handlowa niektórych usług).

Pociąga to za sobą konieczność zoptymalizowanego przyłączenia systemu magazynowania energii, tzn. działania w więcej niż jednym scenariuszu użycia, w celu rozpowszechnienia stosowania systemów magazynowania energii. Rozdział 6 przedstawia pierwsze wyniki zastosowania rzeczywistego baterijnego systemu magazynowania energii dla takiego przypadku, łącznie z działaniem opartym na możliwym połączeniu wielu scenariuszy użycia.

Najnowsze niszowe technologie magazynowania energii

Przeszkodą dla najnowszych niszowych technologii magazynowania energii są wysokie ceny zakupu. Dla obniżenia kosztów niezbędne są zastosowania ułatwiające i pobudzające rozwój. Z tego właśnie powodu, w ostatnich latach obserwuje się silną tendencję w kierunku niszowych systemów magazynowania energii. Przykładowo, badane i oceniane jest stosowanie (na małą skalę) instalacji wodorowych w sektorze budownictwa mieszkaniowego, oraz analizowane są procesy elektrodializy odwracalnej [25, 26]. Systemy magazynowania energii z kołem zamachowym [27, 28] lub z superkondensatorami [29] są wykorzystywane odzyskiwania energii lub stabilizacji pracy napędów elektrycznych. Szczególnie obiecujące są najnowsze badania, dotyczące przewidywanego masowego zastosowania układów magazynowania energii w pojazdach elektrycznych, wskazują one bowiem, że sprawność systemów magazynowania będzie się polepszać. Rozważane są tu różne rodzaje akumulatorów, zarówno w aspekcie trójki jak też usług dla sieci elektrycznej. Ukończono także badania w warunkach rzeczywistych [30]. Akumulatory zostały również zoptymalizowane pod względem

stosowania ich w napędach pojazdów elektrycznych [31, 32]. Popularnym i rozległym obszarem badania technologii magazynowania energii są także inteligentne budynki. Opracowano i wdrożono szeroko zakrojone systemy zarządzania energią w systemach autonomicznych [33] z uwzględnieniem dynamicznego zarządzania stroną popytową [34] oraz optymalnych strategii regulacji [35], zarówno dla hybrydowych systemów energii odnawialnej jak i dla przyłączonych do wspólnej sieci źródeł fotowoltaicznych i źródeł wiatrowych [37], z wykorzystaniem zarówno stacjonarnych jak i mobilnych akumulatorowych i ciepłych systemów magazynowania energii w celu optymalnej integracji odnawialnych źródeł energii [38]. Powstały także instalacje, które ułatwiają systemowe wyrównywanie obciążeń szczytowych w budynkach [39], obniżając w ten sposób zarówno moc pobieraną jak i koszty przyłączenia.

Wiele opracowań kontynuuje badanie systemów magazynowania energii, pracujących w połączeniu z instalacjami fotowoltaicznymi [40], ponieważ ze względu na możliwości prognozowania są one szczególnie dobrze dostosowane do zarządzania energią [41].

Badania w dziedzinie materiałów [42] także przyczyniają się do obniżenia kosztów technologii magazynowania energii. Obecnie prowadzone są kluczowe badania dotyczące siarczanu litu [43], akumulatorów przepływowych redox [44] i wanadowych akumulatorów redox [45], żeby wymienić tylko niektóre przykłady. Także rozwój systemów magazynowania energii może przyczynić się do ich dalszego rozprzestrzenienia się. Wykorzystywanie standaryzowanych modułów powoduje znaczne obniżenie kosztów produkcji i kosztów sprzedaży [46]. Pociąga to za sobą potrzebę dogłębnej analizy technicznej i ekonomicznej zastosowań w celu określenia znormalizowanych wielkości akumulatorów, np. 20 kW/1,5 h [47]. Zaslugują także na uwagę badania dotyczące drugiego życia ogniw akumulatorowych (baterii), gdyż pośrednio wpływają na koszty systemu poprzez wydłużenie czasu eksploatacji i eliminację potrzeby usuwania odpadów. Dzięki temu ogniwa akumulatorowe, niespełniające już wymagań związanych ze swoim pierwotnym przeznaczeniem mogą być stosowane do innych celów [48]. Typowymi przykładami są: pierwsze zastosowanie w urządzeniach mobilnych, w których wymagana jest duża gęstość energii i drugie zastosowanie w systemach stacjonarnych, w których gęstość energii odgrywa podrzędną rolę.

Wnioski z pracy akumulatorowego systemu magazynowania energii o pojemności 1 MW

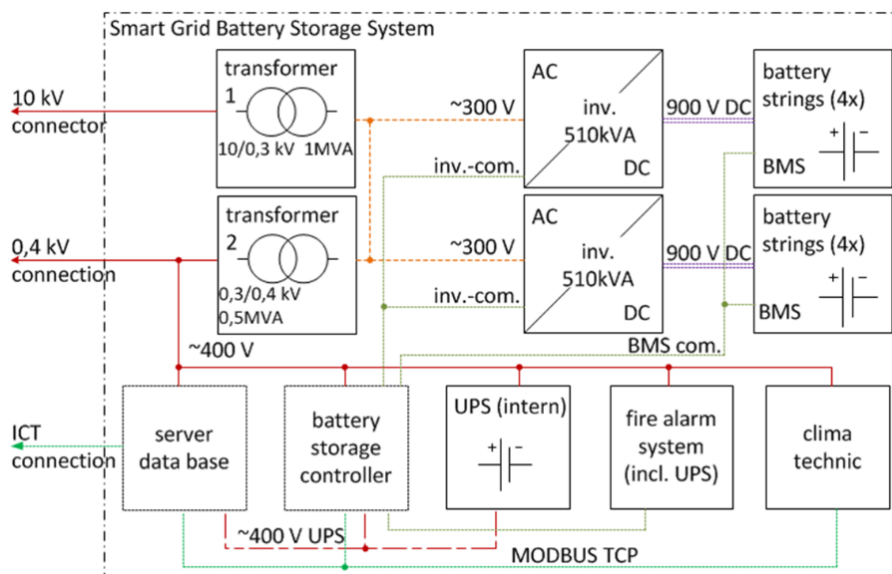
System magazynowania energii w sieci smart grid

W celu testowania zoptymalizowanych strategii działania systemu magazynowania energii, zastosowano układ zawierający akumulatory litowe, umieszczony w kontenerze o wadze 26 ton, p. Rys. 6.



Rys. 6. SGESS

Opracowany przez Instytut Fraunhofera IFF system magazynowania energii w sieci smart grid SGEES (Smart Grid Energy Storage System) posiada maksymalną moc ładowania/rozładowania 1 MW i efektywną pojemność 0,5 MWh. System jest wyposażony w dwa transformatory główne do pracy na średnim (10 kV) lub niskim napięciu (0,4 kV) sieci. Pełny schemat funkcjonalny układu SGEES, łącznie z falownikami i strukturą ICT, przedstawia Rys. 7.



Rys. 7. Schemat systemu SGEES

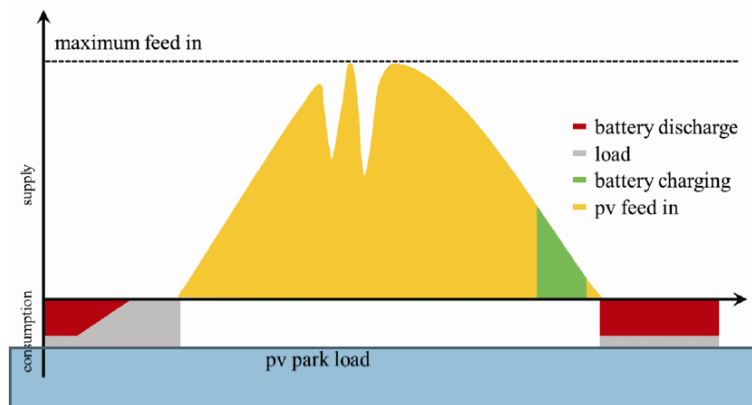
System magazynowania energii składa się z komory akumulatorowej zawierającej ponad 5000 ogniw połączonych w osiem gałęzi po dwanaście modułów oraz z dwóch falowników umieszczonych w sterowni. System akumulatorowy jest wyposażony w własny układ klimatyzacji/ogrzewania, zapewniający chłodzenie/ogrzewanie komory akumulatorowej oraz oddzielny UPS dla zasilania krytycznych elementów sterowania i zabezpieczeń.

Próby układu SGEES w warunkach rzeczywistych

Omawiany system magazynowania energii jest obecnie zainstalowany w największym parku fotowoltaicznym o szczytowej mocy zainstalowanej 145 MWp i powierzchni około 250 ha. Park fotowoltaiczny jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej 110 kV za pośrednictwem pobliskiej podstacji.

A) Przypadek użycia jako zasilania rezerwowego dla farmy PV

W ciągu dnia bateria akumulatorów jest ładowana energią wytwarzaną w parku fotowoltaicznym w celu zminimalizowania kosztów energii zasilania parku w nocy (tj. strat postojowych urządzeń peryferyjnych, jak falowniki, urządzenia monitorujące itp.) oraz potrzeb własnych SGEES w stanie postoju. Ładowanie odbywa się do zmroku, w oparciu o zainstalowany algorytm, p. Rys. 8. Jako kryterium ładowania przyjęto osiągnięcie na czas nocy stanu naładowania (SOC) 100% aby zminimalizować zużycie energii. Różnica cen między taryfą gwarantowaną za energię dostarczaną i pobieraną daje możliwość obniżenia kosztów operacyjnych parku fotowoltaicznego.



Rys. 8 Zasada działania dla przypadku użycia zasilania PV i zasilania rezerwowego (w nocy)

Umożliwia to obniżenie kosztów energii importowanej do infrastruktury parku fotowoltaicznego i baterii akumulatorów o około 40% rocznie, p. Tabela 2.

Tabela 2. Analiza kosztów dla przypadku użycia zasilania PV i zasilania rezerwowego (w nocy)

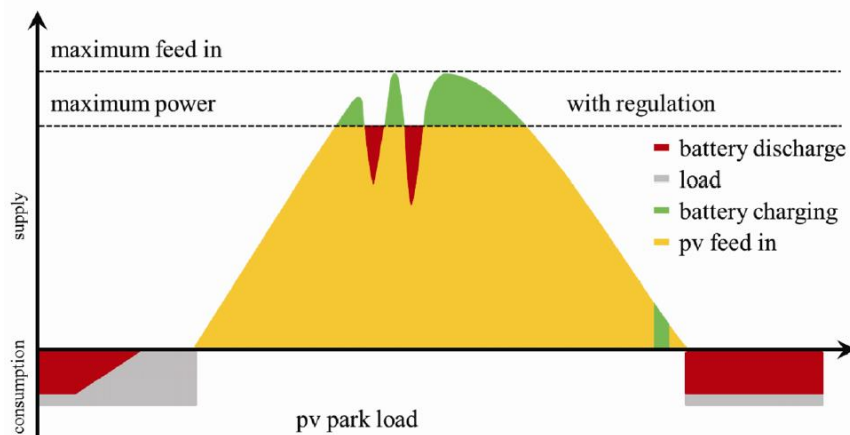
Parametr	Wartość [EUR]
Koszt energii elektrycznej (noc)	53 875
Koszt energii elektrycznej przy wykorzystaniu baterii akumulatorów	34 470
Oszczędności	19 404
Energia elektryczna nie zakupiona	34 772
Straty rocznie	15 367

Dostarczanie energii do baterii oznacza pobieranie energii normalnie dostarczanej do sieci wraz z odpowiadającą temu utratą przychodu (odjęcie ilości energii dostarczonej do baterii według taryfy gwarantowanej zgodnie z Ustawą o odnawialnych źródłach energii). Należy ponadto uwzględnić sprawność i zużycie energii na działanie systemu magazynowania.

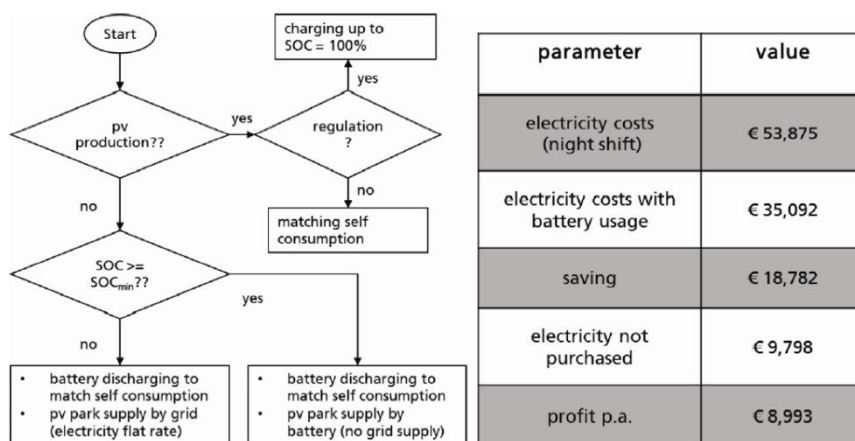
Daje to w ostatecznym wyniku stratę około 15 000 EUR rocznie, wyłączając nakłady kapitałowe oraz koszty rutynowych napraw i konserwacji.

B) akceptacja przypadku użycia w warunkach ograniczenia energii

Ponieważ odnawialne źródła energii podlegają działaniom związanym z bezpieczeństwem pracy sieci i mogą być ograniczane zewnętrznie, np. przez operatora sieci, w celu zapewnienia stabilności sieci, system magazynowania energii umożliwia magazynowanie i wykorzystanie tej zwykle kompensowanej, ale fizycznie niewykorzystanej, energii elektrycznej, p. Rys. 9.



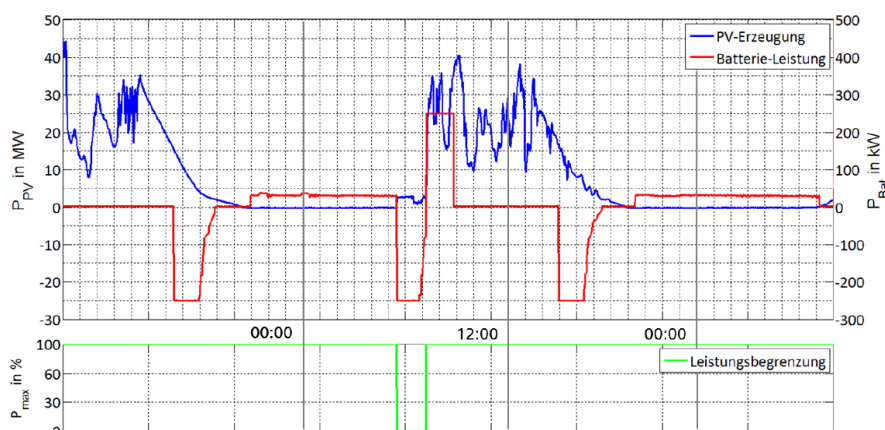
Rys. 9 Zasada działania dla przypadku użycia przy ograniczeniu energii



Rys. 10. Schemat analizy kosztów dla przypadku użycia przy ograniczeniu energii

W tym przypadku, system akumulatorowy w ciągu dnia pozostaje w trybie oczekiwania (okres produkcji PV) na polecenie ograniczenia od operatora sieci i w stanie spoczynkowym pobiera moc wytwarzaną przez park fotowoltaiczny (zasilanie systemu HVAC baterii akumulatorów i urządzeń sterujących), Rys. 10. Z chwilą otrzymania sygnału ograniczenia (np. ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci) bateria jest ładowana z odpowiednią mocą ładowania.

Po zaniku sygnału ograniczenia, bateria akumulatorów rozładowuje się dla wyrównania mocy dostarczonej przez park fotowoltaiczny (rewizja harmonogramu/prognozy) i ładuje wolne pojemności na następny okres ograniczenia, jak widać z zarejestrowanych przebiegów na Rys. 11. Zysk jest tu dwukrotnie większy niż w pierwszym przypadku, a energia elektryczna nie zostaje fizycznie utracona, jak byłoby to w przypadku zastosowania działań dla bezpieczeństwa pracy sieci.



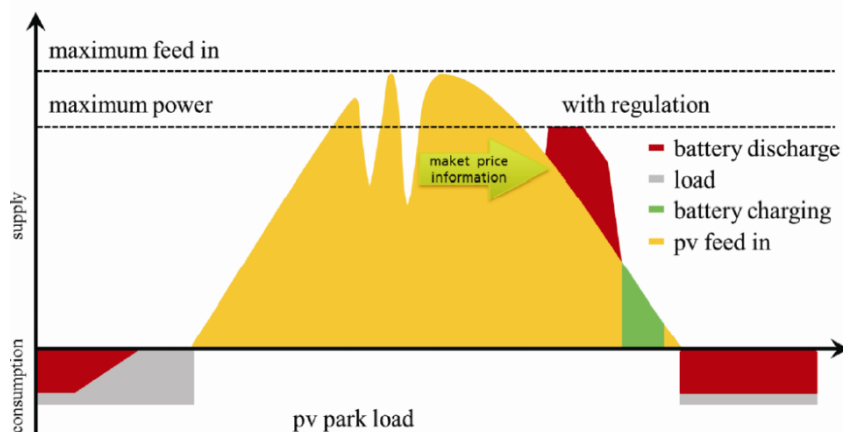
Rys. 11. Bateria akumulatorów rozładowuje się dla wyrównania mocy dostarczonej przez park fotowoltaiczny i ładuje wolne pojemności na następny okres ograniczenia

C) Przypadek użycia: podstawowy i transakcji na rynku dnia bieżącego

W przypadku użycia C, system sterowania uwzględnia wpływy rynku. W prezentowanych badaniach w warunkach rzeczywistych, oznacza to, że bateria akumulatorów jest ładowana w okresach ograniczenia mocy lub gdy ceny rynkowe są niskie (por. przypadek użycia przy ograniczeniu energii) a energia elektryczna nie jest bezpośrednio odyskiwana lecz optymalizowana na okresy wyższego dochodu, tzn. gdy może być sprzedawana po wyżej cenie, p. Rys. 12. Ten scenariusz dodatkowo zapewnia, że bateria jest w pełni naładowana na czas pracy nocnej, a także umożliwia zminimalizowanie wydatków na zakup energii elektrycznej.

Uzyskane wyniki pokazują, że uwzględniając zmienione warunki rynkowe można oczekiwać zwiększenia zysku. To jednak nie wystarcza do eksploatacji baterii w sposób ekonomicznie opłacalny, gdy uwzględniane są nakłady kapitałowe i koszty konserwacji, jak również przewidywany czas eksploatacji oraz, wynikająca z

technologii, stabilność cyklu pracy. W konsekwencji, aby pokryć wysoką cenę tego rodzaju systemu magazynowania energii, należy rozważyć jeszcze inne przypadki użycia, polegające na optymalnym połączeniu scenariuszy ukazanych na Rys. 5, uwzględniając przy tym podstawowe warunki sieciowe i rynkowe.



Rys. 12. Zasada działania dla przypadku podstawowego i transakcji na rynku dnia bieżącego

Wnioski

Obecnie dostępne są handlowo różnorodne technologie systemów magazynowania energii, będące w różnych stadiach rozwoju. Z jednej strony istnieje długoletnie doświadczenie stosowania małych zasobników energii takich, jak akumulatory kwasowo-ołowiowe lub dużych systemów, jak elektrownie szczytowo-pompowe. Systemy te nie zawsze mogą spełnić wymagania obecnego rozwoju sieci i nowych technologii (okres eksploatacji, gradient mocy i sprawność). Z drugiej strony pojawiają się na rynku nowe technologie o dużym znaczeniu, takie jak akumulatory przepływowe (redox) – dla małych systemów magazynowania, lub magazynowanie energii sprężonego powietrza (CAES) dla dużych systemów. Często nadal brakuje łatwo skalowalnych prototypów oraz podstawowych doświadczeń z ich stosowaniem w praktyce, tj. instalacji pilotażowych. Z tego powodu konieczne są dalsze prace badawcze w kierunku rozwoju i testowania nowych technologii.

Wdrożenie, w sensie ekonomicznym i technicznym, przypadków użycia z istniejącego portfela technologii wymaga określenia standardowych narzędzi wymiarowania systemów magazynowania energii oraz zapewnienia pewności planowania nakładów inwestycyjnych i stabilnych warunków realizacji, gdyż w przeciwnym razie przedsięwzięcie takie byłoby niewykonalne ze względu na wymagane znaczne nakłady inwestycyjne. Doświadczenia uzyskane z eksploatacji w rzeczywistych warunkach systemów magazynowania energii (instalacja, konserwacja i niezawodność) umożliwią przekształcenie układów pilotażowych w niezawodne i konkurencyjne produkty. Badania wskazują że istnieją już praktyczne przypadki użycia, np. zmniejszenie obciążenia urządzeń lub poprawa wykorzystania potencjału odnawialnych źródeł energii, jednak nie mogą być one wykorzystane komercyjnie ponieważ nie przynoszą dochodu. Przedsiębiorstwa dystrybucyjne kompensują operatorom elektrowni straty z tytułu opisanego w tym artykule ograniczenia, a zatem niewykorzystania, mocy i przenoszą te koszty na odbiorców. Stosowanie przynoszących dochody systemów magazynowania energii może obniżyć koszty powodowane przez wąskie gardła w sieci. Symulacje i próby prowadzone w warunkach rzeczywistych wskazują wyraźnie, że badanie innych przypadków użycia, jak również optymalizacja łączonego użycia różnych scenariuszy oraz opracowanie nowych scenariuszy użycia, będą miały kluczowe znaczenie w przyszłości.

Literatura

- [1] <https://yearbook.enerdata.net>, accessed November 2015.
- [2] Buchholz M., Styczynski Z., *Smart Grid Fundamentals and Technologies in Electricity Networks*, Springer (2014).
- [3] *Netzentwicklungsplan 2014, Factsheet, Inhalt, Konsultation, Sensitivitäten und weiteres Verfahren*, www.netentwicklungsplan.de
- [4] Bridier L., David M., Lauret P., Optimal design of a storage system coupled with intermittent renewables, *Renewable Energy* 67: 2-9 (2014).
- [5] Quan D.M., Ogliari E., Grimaccia F. et al., Hybrid model for hourly forecast of photovoltaic and wind power, *IEEE International Conference on Fuzzy Systems*, no. 6622453 (2013).
- [6] Mathiesen B.V., Lund H., Connolly D., et al., Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions, *Applied Energy* 145: 139-154 (2015).
- [7] Kondziella H., Bruckner T., Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems – A review of research results and methodologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53: 10-22 (2016).
- [8] Stötzer M., Hauer I., Richter M., Styczynski Z.A., Potential of demand side integration to maximize use of renewable energy sources in Germany, *Applied Energy* 146: 344-352 (2015).
- [9] Styczynski Z.A., Stötzer M., Müller G., et al., Challenges and barriers of integrating e-cars into a grid with high amount of renewable generation, *44th International Conference on Large High Voltage Electric Systems*, p. 9 (2012).
- [10] Lombardi P., Styczynski Z.A., Sokolnikova T., Suslov K., Use of energy storage in Isolated Micro Grids, *Power Systems Computation Conference PSCC*, no. 7038361 (2014).
- [11] *Renewables 2015, Global Status Report*, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, <http://www.ren21.net>.
- [12] Styczynski Z., Lombardi P., Seethapathy R., et al., Electric energy storage and its tasks in the integration of wide-scale renewable resources, *Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*, *CIGRE/IEEE PES Joint Symposium* (2009).
- [13] *Technology Roadmap Energy Storage*, International Energy Agency, OECD/IEA, <https://www.iea.org/publications>, accessed (2014).
- [14] Mayer T., Sandurkov B., *Evaluierung der Weiterverwendung gebrauchter Lithium-Ionen-Zellen aus der Elektromobilität und Marktübersicht Hausbatterien*, EKFAuftragsstudie SWD-10.08.81-12.11 (2013).
- [15] Fuchs G., Lenz B., Leuthold M., Sauer D.U., *Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität*, *Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP)* (2012).
- [16] Subramanian M.A., Torardi C.C., Calabrese J.C., et al., A New High-Temperature Superconductor: $\text{Bi}_2\text{Sr}_{3-x}\text{Ca}_x\text{Cu}_2\text{O}_{8+y}$, *Science* 26, 239(4843): 1015-1017 (1988).
- [17] Rehman S., Al-Hadhrami L.M., Alam M.M., Pumped hydro energy storage system: A technological review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 44: 586-598 (2015).
- [18] *Deutsches ClenTech Institut DCTI, Speichertechnologien 2013 – Technologien, Anwendungsbereiche, Anbieter* (2013).
- [19] Lombardi P., Röhrig Ch., Rudion K., et al., An A-CAES pilot installation in the distribution system: A technical study for RES integration, *Energy Science & Engineering* 2(3): 116-127 (2014).
- [20] Cigré WG C6.15, *Electric Energy Storage Systems*, Paris (2011).
- [21] Cho J., Kleit A.N., Energy storage systems in energy and ancillary markets: A backwards induction approach, *Applied Energy* 147: 176-183 (2015).
- [22] Brijs T., De Vos K., De Jonghe C., Belmans R., Statistical analysis of negative prices in European balancing markets, *Renewable Energy* 80: 53-60 (2015).
- [23] Liu J., Fang W., Zhang X., Yang C., An Improved Photovoltaic Power Forecasting Model With the Assistance of Aerosol Index Data, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 6(2), no 7029108: 434-442 (2015).
- [24] Cholewiński M., Tomków L., Domestic hydrogen installation in Poland Technical and economic analysis, *Archives of Electrical Engineering* 64(2): 189-196 (2015).
- [25] Kingsbury R.S., Chu K., Coronell O., Energy storage by reversible electro dialysis: The concentration battery, *Journal of Membrane Science* 495: 502-516 (2015).

- [26] Xu M., Ivey D.G., Xie Z., Qu W., Rechargeable Zn-air batteries: Progress in electrolyte development and cell configuration advancement, *Journal of Power Sources* 283(20743): 358-371 (2015).
- [27] Baszyński M., Siostrzonek T., Flywheel energy storage control system with the system operating status control via the Internet, *Archives of Electrical Engineering* 63(3): 457-467 (2014).
- [28] Baszyński M., Piróg S., Determining the mechanical losses in a high-speed motor on the example of a flywheel energy storage system, *Archives of Electrical Engineering* 61(3): 299-313 (2012).
- [29] Kozłowski M., Application of supercapacitors to recuperate energy in diesel-electric locomotives, *Archives of Electrical Engineering* 54(212): 205-224 (2005).
- [30] Heuer J., Komarnicki P., Styczynski Z.A., Integration of electrical vehicles into the smart grid in the Harz.EE-mobility research project, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, no. 6039147 (2011).
- [31] Rothgang S., Rogge M., Becker J., Sauer D.U., Battery design for successful electrification in public transport, *Energies* 8(7): 6715-6737 (2015).
- [32] Ren G., Ma G., Cong N., Review of electrical energy storage system for vehicular applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41: 225-236 (2015).
- [33] Lombardi P., Sokolnikova T., Suslov K., Styczynski Z.A., Optimal storage capacity within an autonomous micro grid with a high penetration of renewable energy sources, *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on. IEEE (2012).
- [34] Moskalenko N., Wenge C., Pelzer A., Komarnicki P., Styczynski Z.A., Energy Management System with dynamic component control for efficiency optimization, *IEEE PES ISGT Europe 2012*, pp. 1-7 (2012).
- [35] Moskalenko N., Lombardi P., Komarnicki P., Control strategies and infrastructure for a dynamic energy management system (DEMS), *IEEE Grenoble Conference PowerTech*, no. 6652455 (2013).
- [36] Sharafi M., El Mekawy T.Y., Bibeau E.L., Optimal design of hybrid renewable energy systems in buildings with low to high renewable energy ratio, *Renewable Energy* 83: 1026-1042 (2015).
- [37] Hussein, A.A., Batarseh, I., Energy management for a grid-tied photovoltaic- wind-storage system - Part II: Operation strategy, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, no. 6672414 (2013).
- [38] Gude V.G., Energy storage for desalination processes powered by renewable energy and waste heat sources, *Applied Energy* 137: 877-898 (2015).
- [39] Zheng M., Meinrenken C.J., Lackner K.S., Smart households: Dispatch strategies and economic analysis of distributed energy storage for residential peak shaving, *Applied Energy* 147: 246-257 (2015).
- [40] Parra D., Gillott M., Norman S.A., Walker G.S., Optimum community energy storage system for PV energy time-shift, *Applied Energy* 137: 576-587 (2015).
- [41] Zavadil R., Renewable generation forecasting: The science, applications, and outlook, *Proceedings of the Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, no. 6480115: 2252-2260 (2013).
- [42] Assresahegn B.D., Brousse T., Bélanger D., Advances on the use of diazonium chemistry for functionalization of materials used in energy storage systems, *Carbon* 92: 362-381 (2015).
- [43] Manthiram A., Chung S.-H., Zu C., Lithium-sulfur batteries: Progress and prospects, *Advanced Materials* 27(12): 1980-2006 (2015).
- [44] Ha S., Gallagher K.G., Estimating the system price of redox flow batteries for grid storage, *Journal of Power Sources* 296: 122-132 (2015).
- [45] Cunha A., Martins J., Rodrigues N., Brito F.P., Vanadium redox flow batteries: A technology review, *International Journal of Energy Research* 39(7): 889-918 (2015).
- [46] Rothgang S., Baumhöfer T., van Hoek H., et al., Modular battery design for reliable, flexible and multi-technology energy storage systems, *Applied Energy* 137: 931-937 (2015).
- [47] Herlender K., Styczynski Z., Dominik H., Prokhovnik A., Determination of a Battery Storage Module Size for Distribution, *Distributed Energy Storage for Power Systems*, Aachen, Verlag Mainz ISBN 3-89653-3363 (1998).
- [48] Balischewski S., Wenge C., Roehrig C., Komarnicki P., Styczynski Z.A., Zellenrecycling im stationären Batteriespeicher. Zellelektion, Speicherkonzeption und Systemtests, 5th Power & Energy Summer Summit 2013 (PESS'13), *IEEE Student Branch*, pp. 23-25 (2013).