

Integracja systemowa technologii akumulacji energii elektrycznej

System integration of electric energy storage technologies

W artykule dokonano ogólnego omówienia najważniejszych zagadnień związanych wdrażaniem do systemu energetycznego technologii magazynowania energii elektrycznej, w tym przeglądu dostępnych i nowych koncepcji rozwiązań technologicznych. Celem artykułu jest przybliżenie czytelnikowi złożoności problematyki magazynowania energii elektrycznej we współczesnych systemach energetycznych, a także trendów rozwojowych, które w przyszłości mogą stanowić rzeczywiste rozwiązania infrastruktury technicznej rynku energii.

Słowa kluczowe: system energetyczny, akumulacja energii elektrycznej

In this paper the most important issues related to the implementation of electric energy storage technologies into the energy system are discussed in general, including a review of available and new concepts of technological solutions. The aim of this work is to familiarize the reader with the complexity of the issue of electricity storage in modern energy systems, as well as development trends that may in the future constitute real solutions for technical infrastructure of the energy market.

Keywords: energy system, electric energy storage

Wprowadzenie

Obserwowane w ostatnim okresie zmiany klimatyczne oraz rosnące koszty społeczne związane z korzystaniem z energii wzmacniają powszechną opinię, że ludzkość musi zaspokajać swoje rosnące zapotrzebowanie na energię w sposób zrównoważony, efektywny pod względem wykorzystania zasobów i neutralny dla środowiska. Aby tak się stało, światowy sektor energetyczny – nadal w dużej mierze oparty na paliwach kopalnych – powinien przejść zmiany strukturalne i technologiczne określane powszechnie transformacją energetyczną [1].

W poszczególnych krajach jest ona realizowana w różny sposób, jednakże w każdym przypadku obserwuje się pewne elementy wspólne, do których można zaliczyć: demonopolizację, decentralizację, liberalizację i deregulację, dekarbonizację, zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii i bezpieczeństwo energetyczne. Stosowane do tej pory konwencjonalne technologie wytwórcze są w coraz większym stopniu wypierane przez nowe technologie, a systemy energetyczne tworzą ściśle zintegrowane i inteligentniejsze rozwiązania dostosowane do dynamicznych wzorców podaży i popytu. Towarzyszy temu wdrażanie nowych rozwiązań prawnych, modeli biznesowych, a także nowych koncepcji rynków energii [2].

Za jeden z przyszłych głównych filarów światowego systemu energetycznego uważa się magazynowanie energii elektrycznej [3, 4], którego funkcjonalność postrzega się znacznie szerzej niż tylko jako proces, który tworzy dodatkowe obciążenie w sieci, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest niskie i dostarcza dodatkowej mocy, gdy zapotrzebowanie jest wysokie. Z drugiej strony, obecnie magazynowanie energii elektrycznej w zastosowaniach na skalę sieciową ogranicza się praktycznie do elektrowni szczytowo-pompowych [5, 6]. Magazynowanie w tej technologii odbywa się według schematu Power-to-Power (P2P) i przynosi korzyści wynikające ze świadczenia usług systemowych oraz z wahań cen na rynku energii elektrycznej. Dalszy rozwój tej technologii jest jednak

ograniczony ze względu na dostępność odpowiednich formacji geologicznych i zasobów wodnych. Mimo rosnącego zapotrzebowania na magazynowanie, udział innych technologii w rynku jest obecnie znikomy, co wynika z licznych barier o charakterze technicznym, prawnym i ekonomicznym. Powszechnie uważa się, że technologie magazynowania energii muszą dokonać postępu w zakresie innowacji, a istniejące bariery związane z wdrażaniem instalacji magazynowych muszą zostać znacznie ograniczone.

Istotnych możliwości poprawy efektywności energetycznej, ekologicznej i ekonomicznej magazynowania energii elektrycznej upatruje się obecnie układach technologicznych akumulacji energii elektrycznej, realizujących zróżnicowane procesy termodynamiczne i termochemiczne, posiadających potencjał integracji różnych podsystemów krajowego systemu energetycznego i wykorzystanie efektów synergii. Charakterystyczną cechą najnowszych koncepcji rozwiązań układów technologicznych akumulacji jest konwersja wtórna lub, jak zaproponowali Blarke i Lund w pracy [7], relokacja energii elektrycznej. Polega ona na zamianie całości lub części energii elektrycznej na inny nośnik, który może podlegać akumulacji lub zastępować energię pierwotną (założenie tzw. akumulacji w złożu). W ramach tej koncepcji część energii elektrycznej może być zwracana w tej samej formie (schemat P2P), część natomiast może ulec konwersji do postaci innego nośnika użytecznego w ramach ogólnego schematu Power-to-X (P2X). Układy takie mogą pracować na styku np. elektroenergetyki i gazownictwa, elektroenergetyki i ciepłownictwa czy też wszystkich trzech podsystemów. Mogą one również znajdować się na różnych poziomach hierarchicznego systemu energetycznego, a mianowicie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz końcowego wykorzystania (zużycia). Dają one możliwość tworzenia układów hybrydowych i kombinowanych o rozszerzonej funkcjonalności oraz zastępowanie przez produkty końcowe układu akumulacji tych samych produktów, które w innym przypadku zostałyby wytworzone w dedykowanych układach technologicznych.

Przykładowo, układ akumulacji zintegrowany z siecią ciepłowniczą może wytwarzać ciepło, które tradycyjnie jest dostarczane do sieci z ciepłowni lub elektrociepłowni [8, 9]. W ramach systemu magazynowania energii może być również stosowana (pochłaniana) dodatkowa substancja lub nośnik energii. Przykładem może być technologia Power-to-Gas (P2G) zintegrowana ze zgazowaniem biomasy lub układy wykorzystujące CO₂ z wychwytywania w konwencjonalnych elektrowniach w instalacjach CCS [10, 11]. Dalszym rozwinięciem koncepcji akumulacji jest schemat „Power to products”, w ramach której w okresie zwiększonej podaży energii elektrycznej prowadzona jest zwiększona produkcja wyrobów i półwyrobów (Power to intermediates) w różnych gałęziach gospodarki. Produkty te są magazynowane i pobierane z magazynów w okresach obniżonych mocy produkcyjnych, gdy podaż energii elektrycznej jest mniejsza. Przykładem może tu być np. akumulacja sprężonego powietrza, akumulacja w zakładach przemysłowych czy akumulacja w sprężonym gazie ziemnym w sieciach przesyłowych (pracujących obecnie zwykle znacznie poniżej ciśnienia projektowego).

We współcześnie proponowanych systemach technologicznych o złożonych strukturach magazynowaniu mogą podlegać: energia elektryczna, nośniki ciepła, powietrze, tlen, ciepło, wodór i inne gazy, w tym paliwowe (SNG), substancje ciekłe, w tym paliwa, produkty końcowe, paliwa stałe, półprodukty dla innych procesów. Poszczególne produkty mogą być wytwarzane okresowo w zależności od potrzeb i sytuacji na rynku energii, a układ magazynowania i konwersji może realizować zamiennie różne schematy procesowe. Układ tego typu można określić mianem inteligentnego i oznaczyć symbolem SEES (ang. Smart Electric Energy Storage). Ogólny schemat przepływów substancji i energii w tego typu układzie przedstawiono na rysunku 1.

Wprowadzenie na szeroką skalę do systemu energetycznego układów akumulacji energii elektrycznej na zasadach komercyjnych doprowadzi do sytuacji, w której staną się one kolejnymi podmiotami rynkowymi prowadzącymi operacje handlowe. Będzie to miało wpływ na sposób funkcjonowania rynku, a także na efektywność energetyczną i ekologiczną systemu. Obecnie większość opracowań studialnych i dostępnych publikacji literaturowych przedstawia systemy akumulacji energii w kontekście zmienności podaży energii wiatrowej oraz znacznych wahań cen na rynku energii. Jako podstawową funkcjonalność układów akumulacji wskazuje się niwelowanie niekorzystnego wpływu fluktuacji podaży z farm wiatrowych i elektrowni solarnych do systemu energetycznego. Zwykle bierze się pod uwagę, że kupowana jest energia po obecnych cenach poza szczytowych i sprzedawana

po obecnych cenach szczytowych. Sytuacja taka może mieć miejsce jedynie w odniesieniu do pierwszych układów akumulacji. Przy dużym nasyceniu systemu tego typu obiektami zmienność cen rynkowych będzie inna niż obecna, a poszczególne układy akumulacji mogą konkurować ze sobą zarówno w cyklu ładowania jak i rozładowania.

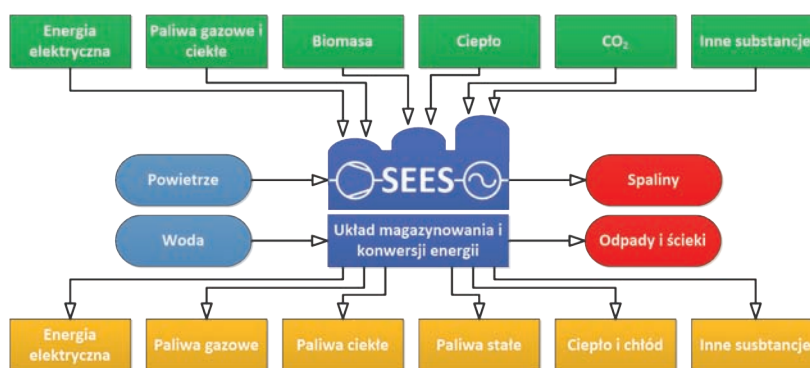
Przy odpowiednich uwarunkowaniach, realizacja układu w koncepcji SEES może korzystnie wypłynąć na rynkową konkurencyjność projektu. Należy również zwrócić uwagę na fakt, że w rozległym systemie energetycznym o złożonej sieci powiązań między poszczególnymi elementami, akumulacja energii będzie miała wpływ na funkcjonowanie wszystkich komponentów systemu. Przede wszystkim wpłynie ona na pracę elektrowni i elektrociepłowni na paliwa kopalne, które obecnie pełnią również funkcję źródeł bilansujących i rezerwowych. W systemie energetycznym takim jak polski, o dużym udziale gospodarki skojarzonej w wytwarzaniu energii elektrycznej, efekty systemowe wdrożenia akumulacji będą również wynikać z niwelowania oddziaływania źródeł kogeneracyjnych, w których nie występuje możliwość rozdzielenia wytwarzania energii elektrycznej i wytwarzania ciepła.

Układy akumulacji energii mogą mieć także istotne znaczenie w przypadku wprowadzenia do systemu krajowego elektrowni jądrowej. Jako że obiekty wytwórcze tego typu charakteryzują się stosunkowo wysokim wymaganym obciążeniem minimalnym, dostępność układów akumulacji może znacząco zwiększyć elastyczność systemu. Ogólnie mówiąc, na szeroko rozumianą efektywność akumulacji energii elektrycznej wpływać będzie sposób ich integracji z systemem energetycznym przy uwzględnieniu oddziaływań wynikających z funkcjonowania rynku energii i innych obszarów gospodarki.

Kluczowymi cechami każdego krajowego systemu energetycznego, które znacząco wpływają na strukturę i sposób funkcjonowania układów akumulacji, są:

- znaczenie strategiczne i wysoka użyteczność społeczno-gospodarcza,
- obecność powiązań z innymi systemami funkcjonującymi w ramach gospodarki krajowej lub regionalnej, w tym z systemami społecznymi, finansowymi i politycznymi,
- znaczny wpływ regulatora na sposób funkcjonowania,
- rozległość i duża różnorodność cech eksploatacyjnych poszczególnych komponentów,
- hierarchiczność i obecność wydzielonych podsystemów,
- obecność przepływów transgranicznych strumieni substancji i energii (wymiana międzynarodowa),

Rys. 1. Ogólny schemat przepływów substancji i energii w układzie typu SEES



- silne oddziaływania na środowisko naturalne,
- obecna struktura w znacznej mierze określona i zapoczątkowana w XIX wieku.

Integracja systemowa w systemach technicznych jest powszechnie rozumiana jako proces doboru i łączenia podrzędnych komponentów lub układów (podsystemów) technologicznych w nadrzędny system o określonej funkcjonalności i strukturze rozległej w sposób zapewniający maksymalizację lub minimalizację przyjętych kryteriów jakości. Początkowo jako funkcje celu przyjmowano minimalizację zużycia energii napędowej, maksymalizację oszczędności energii czy maksymalizację sprawności układu technologicznego [12]. Obecnie integracja systemowa jest rozwijana w wielu obszarach z uwagi na różne lokalne i globalne wskaźniki jakości.

W sektorze energetyki integracja systemowa sprowadza się do odpowiedniego wyboru technologii, parametrów konstrukcyjnych oraz eksploatacyjnych poszczególnych układów technologicznych. System zintegrowany powinien jako całość zapewniać zaspokojenie potrzeb przyłączonych do niego odbiorców w sposób optymalny i stabilny, tj. zapewniający ciągłość zasilania i niezmienną wartość parametrów dostarczanych nośników energii, przy zachowaniu akceptowalnego poziomu kosztów i minimalnego oddziaływania na środowisko, w tym na wyczerpywanie się zasobów naturalnych. Istotnym elementem procesu integracji systemowej jest wybór odpowiednich kryteriów jakości lub inaczej mówiąc – funkcji celu. W odniesieniu do układów akumulacji energii elektrycznej wciąż istnieje duże pole do badań podstawowych ukierunkowanych na syntezę struktur układów technologicznych oraz ich integrację z systemem energetycznym. Podobnie jak w przypadku technologii energii odnawialnej czy kogeneracji, układy magazynowania i relokacji energii elektrycznej będą generować efekty systemowe, które są zewnętrzne w stosunku do samego obiektu i nie są możliwe do uchwycenia na jego osłonie bilansowej [14]. Należy zatem zaproponować odpowiednie ramy regulacyjne i odpowiedni mechanizm wsparcia w celu stymulowania rozwoju technologii magazynowania energii elektrycznej [15].

W celu opracowania odpowiedniej polityki konieczne jest uzyskanie dużej ilości informacji na temat fizycznych, ekonomicznych i środowiskowych skutków poszczególnych rozwiązań technologicznych. Kluczowe pytania wymieniono poniżej.

- Jakie są możliwości technologiczne i potencjalne ścieżki integracji systemowej technologii magazynowania energii elektrycznej w danym systemie energetycznym?
- Jakie efekty mogą wywołać różne technologie magazynowania energii elektrycznej w systemie?
- Gdzie powinny być lokowane magazyny i jakie są: ich optymalna wielkość, struktura i parametry technologiczne oraz optymalny sposób eksploatacji?
- Jakie wskaźniki powinny być stosowane do oceny i porównania technologii magazynowania energii elektrycznej?
- W jaki sposób powinny być wspierane projekty magazynów energii elektrycznej?

Technologie akumulacji energii elektrycznej

W ogólnym przypadku układ technologiczny magazynowania i/lub relokacji energii elektrycznej przeznaczony do współpracy z siecią prądu zmiennego obejmuje technologię konwersji

energii doprowadzonej do postaci nośnika wtórnego mogącego podlegać magazynowaniu, technologię magazynowania nośnika oraz technologię konwersji, pozwalającą na ponowne wprowadzenie energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej lub wprowadzenie innego nośnika energii do innego podsystemu (np. paliw dla transportu).

W zależności od formy energii podlegającej magazynowaniu obecnie wyróżnia się następujące technologie:

- **elektryczne:** superkondensatory, nadprzewodnikowy zasobnik energii;
- **mechaniczne:** elektrownie szczytowo-pompowe, magazyny energii potencjalnej (np. wieżowe), magazyny sprężonego i ciekłego powietrza, magazyny sprężonego gazu ziemnego, koła zamachowe (masy wirujące);
- **cieplne:** zasobniki gorących cieczy typu woda pod ciśnieniem lub olej, ciekłe sole, substancje stałe, materiały zmienofazowe;
- **chemiczne:** wodór, metan, metanol, odwracalne reakcje chemiczne (ang. chemical looping) itd.;
- **elektrochemiczne:** ogniwa elektrochemiczne (akumulatory), ogniwa elektrochemiczne przepływowo, ogniwa paliwowe.

Z uwagi na zapotrzebowanie energii, technologie magazynowania klasyfikuje się na takie, które wymagają dodatkowego paliwa napędowego oraz takie, które takiego paliwa nie wymagają.

Za technologie przeznaczone do współpracy z siecią elektroenergetyczną w pełni rozwinięte do poziomu komercyjnego uważa się obecnie jedynie elektrownie szczytowo-pompowe. Technologie takie, jak akumulatory elektrochemiczne (np. litowo-jonowe i inne), magazynowanie ciepła w ciekłych solach, koła zamachowe i magazynowanie w sprężonym powietrzu uważa się za technologie wdrożone, lecz podlegające dalszym badaniom i rozwojowi. Pozostałe technologie znajdują się bądź w fazie badań, bądź są wdrażane jako pilotowe instalacje badawcze. Obecnie największy rozwój – zarówno technologiczny jak i rynku – obserwuje się w odniesieniu do technologii ogniwi elektrochemicznych, które uważa się za opcję technologiczną pozwalającą na rozwój rozproszonych magazynów energii elektrycznej, które nie wymagają specjalnych uwarunkowań lokalizacyjnych, w tym mobilnych na potrzeby transportu. Agencja Bloomberg New Energy Finance w raporcie *Energy storage forecast 2016-2030* przedstawiła prognozę sześciokrotnego podwojenia światowego rynku projektów magazynowania energii w latach 2016-2030 oraz osiągnięcia mocy zainstalowanej 125 GW i zdolności magazynowej 305 GWh [16].

Poszczególne technologie magazynowania energii elektrycznej różnią się od siebie wyróżnikami charakterystycznymi, które mają decydujący wpływ na przydatność danej technologii do pełnienia określonych funkcji w systemie. Do głównych cech charakterystycznych zalicza się:

- a) moc projektową, którą wyraża się w kW lub MW;
- b) moc osiągalną ładowania i rozładowania, którą wyraża się w kW lub MW;
- c) projektową zdolność magazynową, wyrażaną w kWh lub MWh;
- d) jednostkową zdolność magazynową, wyrażaną w kWh/kg zmagazynowanego nośnika;
- e) magazynową gęstość energii, wyrażaną zwykle w kWh/m³ całkowitej wielkości magazynu;

- f) sprawność magazynowania, zwykle wyrażaną jako stosunek energii wyprowadzonej do całkowitej energii doprowadzonej;
- g) wymaganą powierzchnię zabudowy, wyrażaną w m²;
- h) czas ładowania i rozładowania, wyrażany w ms, s, min, lub h;
- i) czas odpowiedzi na żądanie zmiany trybu (stanu) pracy, wyrażany w ms, s, min, lub h;
- j) czas odpowiedzi na żądanie zmiany mocy, wyrażany zwykle w MW/min;
- k) możliwą liczbę cykli na dobę i na rok;
- l) całkowity czas eksploatacji (tzw. czas życia) w latach;
- ł) całkowitą liczbę cykli;
- m) wskaźnik samowyladowania, wyrażany jako % energii traconej samoistnie na dzień lub miesiąc lub jako czas całkowitego rozładowania, w sytuacji braku podłączonego odbiornika;
- n) jednostkowy nakład inwestycyjny, zwykle wyrażany jako koszt inwestycji odniesiony do mocy projektowej wyrażany w USD/kW;
- o) uśredniony koszt energii w zależności od technologii (LCOE), wyrażany w USD/MWh;
- p) niezawodność i dyspozycyjność;
- r) cechy opisowe, jak: łatwość implementacji, łatwość transportu; ryzyko krytycznej awarii skutkującej zniszczeniem magazynu; oddziaływania zewnętrzne i inne.

W literaturze przedmiotu dostępnych jest obecnie wiele pozycji przeglądowych, jak np. [13, 17-18]. Zawierają one szczegółowe omówienie obecnego poziomu rozwoju technologii magazynowania energii, ich cech charakterystycznych oraz sytuacji rynkowej w zakresie wdrażania. Stąd też w niniejszym artykule pomijamy omówienie poszczególnych cech charakterystycznych odsyłając Czytelnika do dostępnych pozycji literaturowych. Pragniemy jedynie zwrócić uwagę na problematykę definiowania sprawności akumulacji energii elektrycznej, która dla określonej ostony bilansowej układu technologicznego może być przedstawiana różnorodnie, w zależności od typu technologii i funkcjonalności układu.

Klasyczne podejście do sprawności magazynowania (tzw. „round-trip efficiency”) określa zależność:

$$\eta = \frac{E_{el,out}}{E_{el,in}} \quad (1)$$

gdzie:

$E_{el,in}$ – energia elektryczna doprowadzona w cyklu ładowania,
 $E_{el,out}$ – energia elektryczna wyprowadzona w cyklu rozładowania.

Zależność (1) jest słuszna dla ogniw elektrochemicznych oraz układów typu AACAES czy LAES w schemacie magazynowania P2P. W przypadku układów, takich jak np. układy CAES pierwszej generacji, w których poza energią elektryczną doprowadzane jest paliwo, sprawność magazynowania jest zwykle określana zależnością:

$$\eta = \frac{E_{el,out}}{E_{el,in} + E_{ch,in}} \quad (2)$$

gdzie:

$E_{ch,in}$ – doprowadzona energia chemiczna paliwa.

Mimo że zależność (2) jest stosunkowo prosta, można ją poddać szerszej dyskusji i dokonać alokacji wytworzonej energii elektrycznej w cyklu rozładowania odpowiednio do energii

elektrycznej doprowadzonej i paliwa doprowadzonego. W takim wypadku sprawność magazynowania zostanie sprowadzona do zależności (1), w której w liczniku znajdzie się energia elektryczna uzyskana w cyklu rozładowania, uzyskana z energii elektrycznej doprowadzonej w cyklu ładowania.

Jako przykład takiego podejścia można przedstawić zależność:

$$\eta = \frac{E_{el,out} - E_{ch,in}\eta_{ref}}{E_{el,in}} \quad (3)$$

gdzie:

η_{ref} – sprawność energetyczna wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni referencyjnej.

Zaznaczyć należy, że zagadnienie rozdziatu energii elektrycznej wytworzonej na człony nie jest proste, stąd zwykle w literaturze jest stosowana zależność (2).

W przypadku, gdy układ akumulacji poza energią elektryczną zwraca do systemu również inne produkty, sprawność akumulacji wymaga odpowiednich modyfikacji.

Przykładowo, gdy produktem końcowym będzie np. paliwo ciekłe, sprawność można przedstawić zależnością:

$$\eta = \frac{E_{el,out}}{E_{el,in} + E_{ch,in} - E_{ch,out}} \quad (4)$$

gdzie:

$E_{ch,out}$ – wyprowadzona energia chemiczna paliwa uzyskanego w wyniku konwersji wtórnej.

Przedstawione przykłady wskazują na niejednoznaczność pojęcia sprawności magazynowania, co powoduje, że porównywanie rozwiązań technologicznych na podstawie tego wskaźnika może prowadzić do błędnych wniosków. Do zagadnienia sprawności magazynowania energii elektrycznej powrócimy w dalszej części artykułu.

W porównaniu z rozwijanymi obecnie na szeroką skalę ogniwami elektrochemicznymi ważną rolę w sieci elektroenergetycznej i innych podsystemach regionalnego systemu energetycznego mogą odgrywać technologie ciepłne. Podczas gdy głównymi czynnikami napędzającymi rozwój ogniw elektrochemicznych jest integracja z systemem odnawialnych źródeł energii i poprawa lokalnego wykorzystania dostępnych zasobów, zwiększenie dostępu do energii w układach wyspowych i poprawa wskaźników finansowych po stronie klienta końcowego (aplikacje typu „behind-the-meter”), różne technologie ciepłne mogą być implementowane w układach rozproszonych średniej i dużej mocy. Podobnie jak elektrownie szczytowo-pompowe należą one do grupy układów akumulacji o długich czasach rozładowania, jak również o znacznym potencjale realizacji koncepcji relokacji energii elektrycznej. W stosunku do ogniw elektrochemicznych, jako korzystne cechy ciepłnych technologii konwersji energii wskazuje się dłuższy całkowity czas eksploatacji, niższy nakład inwestycyjny przy odpowiednio dużej mocy projektowej obiektu oraz mniejszy stopień degradacji parametrów pracy w związku z dużą liczbą cykli ładowania i rozładowania.

Ważną alternatywą dla elektrowni szczytowo-pompowych jest technologia magazynowania energii w sprężonym powietrzu (Compressed Air Energy Storage – CAES) [19]. W ramach

tej koncepcji rozważa się obecnie szereg alternatywnych rozwiązań szczegółowych, których za najbardziej obiecujące uważa się tzw. zaawansowane magazyny adiabatyczne, które nie wymagają doprowadzenia dodatkowego paliwa (tzw. Advanced Adiabatic CAES – AACAES) [20]. Układy typu AACAES charakteryzują się przede wszystkim wysoką sprawnością magazynowania (nawet ponad 70% [21]), co pozwala im konkurować na rynku. Jednak układy CAES na skalę systemową wymagają odpowiednich warunków geologicznych, których dostępność jest w praktyce ograniczona. Dlatego też w ostatnim okresie proponuje się inne koncepcje – nadziemnym magazynowaniem sprężonego powietrza ze sztucznymi zbiornikami zbudowanymi ze stali, włókna węglowego lub materiału warstwowego, a także ze zbiornikami rurowymi [19, 22]. Możliwe jest także zastosowanie zbiorników wykonanych z betonu, gdy pod uwagę brane są niższe wartości końcowego ciśnienia ładowania. Takie systemy są uważane za niezależne od lokalizacji i obecnie mogą być budowane do poziomu mocy 10-20 MW i czasu magazynowania około dwóch godzin. Ciśnienie magazynowania może osiągać 150 barów, a systemy są zazwyczaj zintegrowane z magazynowaniem ciepła [23]. W USA realizowany jest projekt demonstracyjny takiej instalacji [24]. Instalacje rozproszone CAES mogą być zintegrowane z lokalnym systemem energetycznym w kilku punktach. Z odzyskiem ciepła odpadowego można je traktować jako instalacje kogeneracyjne [8], a nawet jako zasilające lokalną sieć chłodniczą w wodę lodową [25].

Innym ciekawym rozwiązaniem jest technologia LAES (ang. Liquid Air Energy Storage) magazynowania ciekłego powietrza, która została wdrożona w wersji pilotowej [26]. W tym przypadku nadwyżka energii elektrycznej w systemie jest wykorzystywana do skraplania powietrza, które następnie jest przechowywane w temperaturze kriogenicznej. W przypadku zapotrzebowania na moc odbywa się etap regazyfikacji. Instalacja LAES składa się z trzech głównych części: układu ładowania, magazynu cieczy i różnych nośników ciepła oraz układu do wytwarzania energii. W skali komercyjnej moc znamionowa LAES jest oczekiwana w zakresie od 10 do 100 MW, podczas gdy pojemność magazynowa jest rzędu setek MWh.

W literaturze zostały również zaproponowane układy hybrydowe LAES i naziemne rozwiązania CAES [27]. Pewne możliwości magazynowania energii wynikają również z wykorzystania istniejącej infrastruktury magazynów gazu ziemnego, gdzie przez montaż sekcji turboexpanderów można uzyskać układ typu CGES (ang. Compressed Gas Energy Storage) [28].

Nowe koncepcje

Prowadzone obecnie na świecie na szeroką skalę prace naukowe oraz badawczo-rozwojowe powodują ciągłe powiększanie oferty technologicznej w zakresie nowych komponentów systemów technologicznych. Biorąc pod uwagę najnowsze osiągnięcia technologiczne i przyszłe trendy można zauważyć dużą różnorodność możliwych struktur technologicznych magazynów energii, jak również ich zróżnicowaną funkcjonalność w systemie energetycznym.

Nowe możliwości wynikają z rozwoju takich technologii, jak:

- wysokotemperaturowe odwracalne ogniwa paliwowe/elektrolizery tlenkowe (Solid Oxide Fuel Cell/Electrolyser – SOFC/SOEC);

- średnotemperaturowe ogniwa paliwowe/elektrolizery z elektrolitem ceramicznym przewodzącym protony (Reversible Proton Conducting Fuel Cells - RePCFC);
- trireforming;
- suchy reforming;
- turbina gazowa z częściowym utlenianiem paliwa (Partial Oxidation Gas Turbine – POGT);
- organiczny obieg Rankina (ORC);
- koncepcja odwróconego obiegu Braytona (Inverted Bryton Cycle – IBC);
- wysokotemperaturowe pompy ciepła i koncepcja tzw. baterii Carnota;
- synteza chemiczna różnych związków, jak metanol, kwas mrówkowy itp.;
- metanizacja termochemiczna i biologiczna;
- odwracalne reakcje chemiczne;
- synteza Fischera-Tropscha;
- zgazowanie biomasy i inne.

Stosunkowo nową drogą rozwoju technologii jest hybrydyzacja. Ogólnie rzecz biorąc, hybrydowy system magazynowania energii charakteryzuje się korzystnym połączeniem dwóch lub więcej technologii magazynowania energii o komplementarnych cechach eksploatacyjnych, co pozwala na korzyści z wykorzystania efektów synergii [29]. Układy hybrydowe i kombinowane pozwalają również w większym stopniu na realizację bardziej ogólnego schematu P2X, który obejmuje szereg procesów konwersji i magazynowania energii i pozwala na oddzielenie energii elektrycznej od sektora elektroenergetycznego i wykorzystanie jej w innych podsystemach, takich jak ciepłownictwo lub podsystem paliwowo-energetyczny [14, 30]. W praktyce jednak szeroko testowane są obecnie systemy P2G (Power-to-Gas), podczas gdy liczba potencjalnych rozwiązań technologicznych i zastosowań jest znaczna. Większość z nich jest obecnie znana jedynie z opracowań literaturowych.

Stosunkowo prostą koncepcją technologii cieplnej magazynowania energii elektrycznej, mogącą znaleźć zastosowanie w układach rozporoszonych, jest tzw. Bateria Carnota lub cieplny układ pompowy (ang. Pumped Thermal Energy Storage – PTES) [31-33]. W układach tego typu zakłada się konwersję energii elektrycznej do postaci ciepła, które jest następnie magazynowane w różnych technologiach, od nisko- po wysokotemperaturowe w ciekłych solach. Konwersja energii elektrycznej do ciepła może odbywać się z wykorzystaniem prostych grzałek oporowych lub też w układzie pompy ciepła. W cyklu rozładowania ciepło przekazuje energię do czynnika roboczego obiegu cieplnego Rankina lub Brytona, gdzie turbospół ponownie wytwarza energię elektryczną. Układy tego typu proponuje się w różnej skali od małych mocy, gdzie stosuje się pompę ciepła, zasobnik ciepła i moduł ORC, do dużych mocy w układach elektrowni konwencjonalnych [33]. Sprawności magazynowania energii tego typu rozwiązań mieszczą się w przedziale 30-40%.

Znaczną poprawę sprawności i opłacalności można uzyskać w układzie z wysokotemperaturową pompą ciepła przy wykorzystaniu przemysłowej energii odpadowej. Sprawność akumulacji może w tym wypadku osiągać wartości na poziomie 60% w stosunkowo szerokim przedziale projektowych parametrów termodynamicznych [31]. W celu obniżenia nakładów

inwestycyjnych oraz zmniejszenia liczby komponentów układu proponuje się rozwiązania wysoko zintegrowane z możliwością zmiany trybów pracy pompa ciepła – silnik cieplny [32].

W ostatnim okresie podstawą wielu nowych koncepcji technologii magazynowania energii elektrycznej stają się odwracalne ogniwa paliwowe, mogące pracować również w trybie elektrolizera, przez co umożliwiają dwukierunkową wymianę energii elektrycznej z siecią [34]. W układzie magazynowany jest wodór, tlen jak również ciepło. W pracy [35] podano, że układy tego typu mogą osiągać sprawności akumulacji przekraczające 60%. Vialeto i współautorzy [36] przedstawili analizę projektu wdrożenia tego typu technologii w celu poprawy elastyczności i efektywności istniejącej elektrociepłowni przemysłowej zakładów papierniczych. Wykazano, że zaproponowane rozwiązanie pozwala na osiągnięcie oszczędności energii pierwotnej na poziomie do 6% oraz obniżenie kosztu wytwarzania wodoru w stosunku do procesu elektrolizy z 10 euro/kg do około 8 euro/kg.

W pracy [37] zaproponowano hybrydowy system magazynowania energii elektrycznej z wykorzystaniem ciśnieniowych ogniwn tlenkowych SOFC/SOEC i zgazowania biomasy. W układzie tego typu jest wytwarzany gaz syntezowy zarówno w trybie ogniwa paliwowego (generacyjnym), jak i w trybie elektrolizy. System ma możliwość wytwarzania dodatkowego syntetycznego gazu ziemnego (SNG), który nie jest ponownie wykorzystywany w trybie ogniwa paliwowego i może być wykorzystywany w transporcie lub procesach przemysłowych. Czas pracy w trybie elektrolizy jest większy niż czas pracy w trybie ogniwa paliwowego, a dzięki dostosowaniu wielkości układu zgazowania, system może dopasować się do potrzeb sieci elektrycznej – np. 80% czasu w trybie elektrolizy i 20% czasu w trybie ogniwa paliwowego. Według autorów rozwiązanie tego typu może działać w sposób ciągły (bez przerwy), ponieważ ma możliwość pracy pod częściowym obciążeniem realizując tylko konwersję gazu syntezowego na SNG lub energię elektryczną.

Przykładem podobnego hybrydowego układu magazynowania i relokacji energii jest zaproponowana przez Bartelę [11] koncepcja, która łączy w sobie ideę magazynowania energii w sprężonym powietrzu z ideą magazynowania energii poprzez zastosowanie wodoru (z możliwym jego dalszym przetwarzaniem na syntetyczny gaz ziemny). Integracja dwóch technologii pozwala na efektywne magazynowanie dużych ilości energii z wykorzystaniem zbiorników ciśnieniowych o ograniczonej pojemności. Ocena termodynamiczna zintegrowanego systemu hybrydowego wykazała, że dla założonych parametrów pracy możliwe jest uzyskanie sprawności magazynowania energii na poziomie 38,15%, co według autora jest wartością konkurencyjną wobec technologii magazynowania czystej energii wodorowej.

Yao i współautorzy [9] przedstawili koncepcję układu trójgeneracyjnego małej mocy, zintegrowanego z magazynem sprężonego powietrza oraz tłokowym silnikiem gazowym. Jako główny cel wdrażania tego typu rozwiązań wskazuje się poprawę efektywności wykorzystania energii i opłacalności projektów. Układ jest zintegrowany z odbiorcą ciepła i chłodu, do którego jest kierowane ciepło odzyskiwane ze sprężarek w procesie ładowania zbiornika sprężonego powietrza oraz wymienników ciepła chłodzenia gorącego powietrza w cyklu rozładowania. W cyklu rozładowania powietrze ze zbiornika przechodzi przez wymiennik typu gaz-gaz, gdzie jest podgrzewane spalinami z silnika. Spaliny służą również jako źródło ciepła napędowego

dla chłodziarki strumieniowej, która wytwarza użyteczny chłód w cyklu rozładowania magazynu.

Przykładowe teoretyczno-eksperymentalne studium przypadku w zakresie oceny efektywności rozbudowy rozproszonych systemów trójgeneracyjnych o sekcję magazynowania energii elektrycznej w układzie ze zbiornikowym magazynem sprężonego powietrza przedstawiono w pracy [38]. Analizie poddano system z silnikiem tłokowym zasilanym olejem napędowym o mocy 8266 kW oraz chłodziarką absorpcyjną, pracującą na potrzeby lokalnych sieci: elektroenergetycznej, ciepłowniczej i wody lodowej. Poza magazynem sprężonego powietrza rozważano instalację zasobników wody gorącej i wody lodowej. Wykazano, że zastosowanie układów akumulacji zwiększa wskaźnik oszczędności energii chemicznej paliw w stosunku do osiąganego w układzie referencyjnym z 11,06% do 23,13%. Wstępna ocena opłacalności wykazała, że spodziewany prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych kształtuje się w przedziale od 5,5 do 8,5 roku.

W pracy [39] zaproponowano integrację układów magazynowania energii w sprężonym powietrzu z biogazowniami. W tym przypadku ciepło odpadowe z procesu sprężania powietrza jest wykorzystywane na potrzeby ogrzewania reaktorów fermentacji metanowej. W cyklu rozładowania zmagazynowany biogaz zasila konwencjonalny silnik tłokowy, z którego ciepło odpadowe jest wykorzystywane do podgrzewania powietrza kierowanego do turboekspandera. Autorzy utrzymują, że układy tego typu stanowią alternatywę dla rozwiązań AACAES, a sprawności przez nie osiągnane mogą teoretycznie kształtować się na poziomie 80%.

W pracy [40] przedstawiono różne koncepcje struktur technologicznych magazynowania sprężonego powietrza w zbiornikach naziemnych zintegrowanych z konwencjonalną turbiną gazową. Według autorów rozwiązania tego typu nadają się do budowy układów w przedziale mocy znamionowej od 15 do 400 MW i zapewniają korzystne wskaźniki efektywności energetycznej i ekonomicznej. Podobnie, w celu zwiększenia przychodów na rynku energii elektrycznej, Briola i współautorzy [41] zaproponowali integrację układu typu LAES, dodatkowych turbin gazowych i istniejącego układu kombinowanego gazowo-parowego o mocy znamionowej 377,54 MW. Przeprowadzona przez autorów analiza ekonomiczna wykazała, że w większości przyjętych scenariuszy instalacja nowych komponentów jest rentowna i w znaczący sposób poprawia elastyczność pracy układu gazowo-parowego na rynku energii, co faktycznie wpływa na zwiększenie przychodów.

W pracy [42] proponuje się integrację technologii LAES z procesem regazyfikacji LNG za pomocą zamkniętego obiegu Braytona turbiny gazowej (oznaczanego jako LAES-Brayton-LNG), gdzie propan pod ciśnieniem wykorzystywany jest zarówno jako ciekły nośnik ciepła jak i czynnik do magazynowania zimna z systemu LNG. Nadmiar ciepła z LAES jest wykorzystywany jako źródło ciepła, a zimno odpadowe z regazyfikacji LNG jako źródło chłodzenia dla obiegu Braytona. Przeprowadzona przez autorów analiza wykazała, że sprawność energetyczna magazynowania w tego typu układzie może przekraczać 70% przy jednoczesnym znacznym zwiększeniu elastyczności pracy.

Istotnym kierunkiem rozwoju systemów magazynowania energii elektrycznej jest łączenie technologii energetycznych z chemicznymi i wdrażanie rozwiązań mogących poza

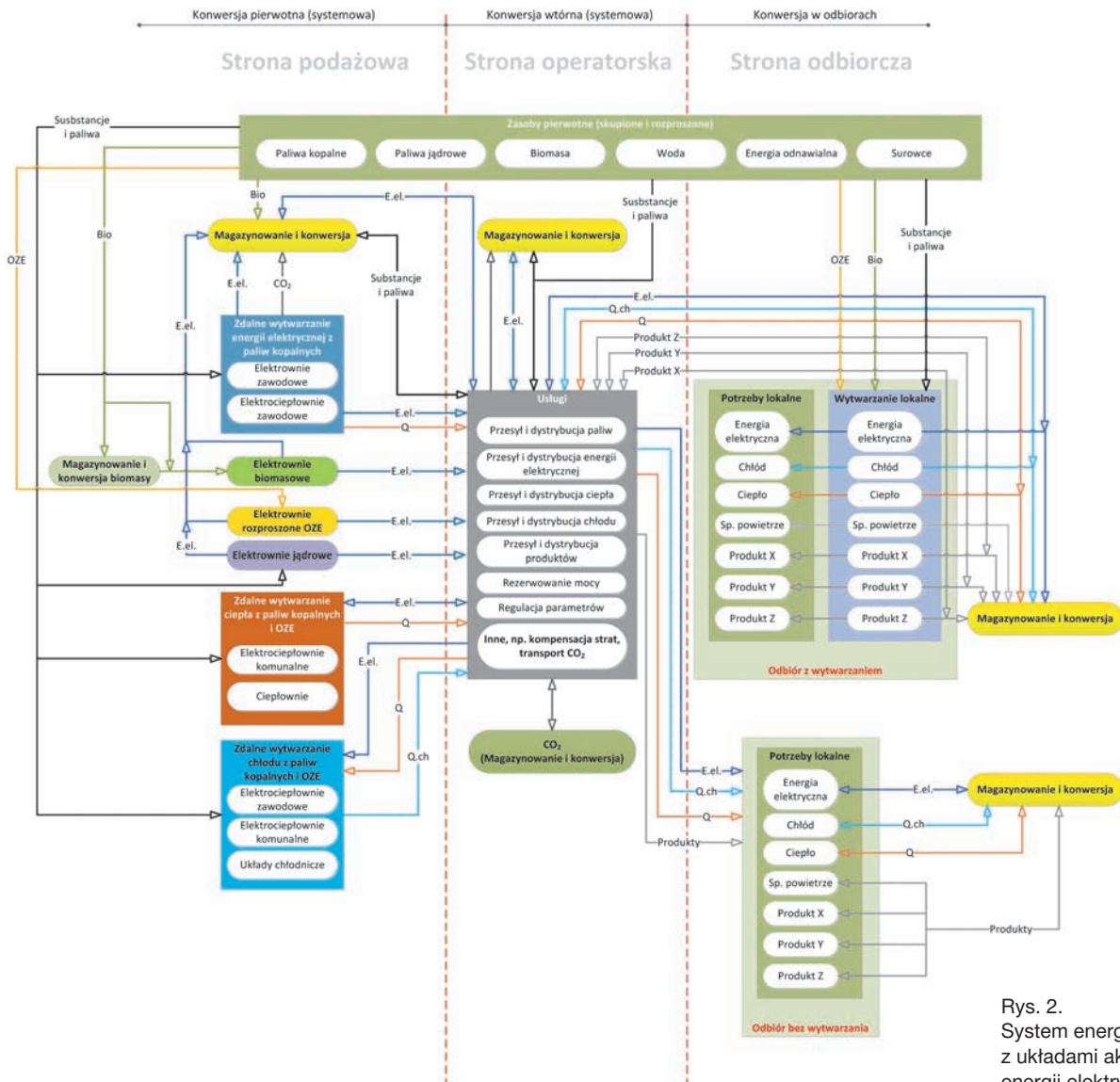
magazynowaniem stanowić istotne rozszerzenie technologiczne układów wychwytu i magazynowania CO₂ o moduły utylizacji tego gazu. Do głównych procesów zalicza się tu wytwarzanie paliw syntetycznych, metanolu, kwasu mrówkowego i amoniaku. Te nośniki energii stanowią obecnie alternatywę dla wodoru, w przypadku którego kwestie związane z magazynowaniem i dystrybucją stanowią kluczową barierę dla jego szerokiego wykorzystania w energetyce [43]. Przykładem nowych koncepcji tego typu procesów magazynowania energii są prace [44], w której przedstawiono proces produkcji metanolu wykorzystujący elektrolizer typu SOEC, oraz [45], w której omówiono możliwości wynikające z wykorzystania procesu trireformingu metanu. Wykorzystanie substancji chemicznych jako nośników energii jest uważane za ważny kierunek rozwoju technologicznego z uwagi na możliwość realizacji magazynowania, sezonowego lub nawet wieloletniego, nadwyżek energii odnawialnej. Uważa się, że projekty tego typu powinny być inicjowane w sąsiedztwie źródeł CO₂, takich jak elektrownie, parki przemysłowe czy klastry energetyczne, co pozwoli na optymalne wykorzystanie infrastruktury i efektu

skali w celu minimalizacji kosztów [46]. Oczekuje się również, że wdrażanie nowych rozwiązań w obszarze magazynowania energii przyczyni się do stworzenia inteligentnego, efektywnego w aspekcie wykorzystania dostępnych zasobów, bezpiecznego, stabilnego, niezawodnego i bardziej przyjaznego środowisku systemu energetycznego.

Zagadnienia techniczno-ekonomiczne wdrażania technologii akumulacji energii elektrycznej

Biorąc pod uwagę różnorodność możliwych rozwiązań technologicznych i sposobów ich integracji z systemem energetycznym można stwierdzić, że wdrożenie technologii magazynowania energii elektrycznej do krajowego systemu energetycznego nie jest zadaniem trywialnym.

Na rysunku 2 przedstawiono uproszczony schemat systemu energetycznego z zaznaczeniem głównych strumieni substancji i energii oraz możliwych lokalizacji układów akumulacji.



Rys. 2. System energetyczny z układami akumulacji energii elektrycznej

Możliwe są tu przypadki aplikacyjne w warstwie wytwórczej (po stronie źródeł), w warstwie operatorskiej (przesyłania i dystrybucji lub nowej warstwie akumulacji zarządzanej przez operatora magazynów energii) jako obiekt samodzielny lub w warstwie użytkownika jako obiekt zintegrowany z odbiornikiem. W przypadku układów energetyki rozproszonej może również wystąpić sytuacja implementacji układu akumulacji po stronie użytkownika z wytwarzaniem, gdzie będzie on zintegrowany zarówno z lokalnym źródłem jak i z odbiornikiem. W każdym przypadku parametry techniczne, środowiskowe i ekonomiczne obiektu będą inne i zależą od technologii obiektu, jego funkcjonalności i interakcji z istniejącymi elementami systemu. Ponadto na możliwość realizacji poszczególnych schematów integracji kluczowy wpływ ma fizyczna struktura systemu energetycznego w rozważanym miejscu implementacji.

Poszczególne technologie magazynowania energii, w zależności od ich charakterystyki, mogą pełnić różne funkcje systemowe dostarczając produktów i usług w różnych obszarach runku energii, w tym: towarowym kontraktowym i giełdowym, bilansującym, usług systemowych i instrumentów finansowych.

Jako możliwe do realizacji przez układ magazynowania energii funkcjonalności, zależnie od miejsca ulokowania w systemie, wskazuje się obecnie:

- arbitraż cenowy,
- przesunięcia czasowe szczytów i dolin,
- usługi rynku bilansującego,
- interwencyjna podaż i odbiór mocy,
- wspomaganie i stabilizacja systemu z uwagi na podaż energii ze słabo sterowalnych źródeł energii odnawialnej,
- niwelacja szczytów i wyrównywanie obciążeń,
- regulacja częstotliwości,
- regulacja napięcia,
- kompensacja mocy biernej,
- rezerwy systemowe (zimna i wirująca),
- zasilanie awaryjne typu UPS,
- optymalizacja mocy zamówionej i minimalizacja kosztu energii przez działania typu DCM (ang. Demand Charge Management),
- wspomaganie planowania sieci – odroczenie inwestycji w sieci przesyłowe i dystrybucyjne,
- wspomaganie sieci słabych,
- wspomaganie sieci inteligentnych,
- wspomaganie źródeł konwencjonalnych i kompensacja strat w elektrowniach i elektrociepłowniach,
- wspomaganie elektrowni jądrowych,
- bilansowanie sieci wyspowych i klastrów energii,
- niwelowanie ograniczeń przesyłowych,
- wspomaganie zarządzania klientem w działaniach typu DSM (Demand Side Management) oraz DSR (Demand Side Response),
- kogeneracja,
- poligeneracja (w tym wytwarzanie paliw i związków chemicznych),
- wspomaganie wykorzystania przemysłowej energii odpadowej,
- wspomaganie instalacji CCSU (ang. Carbon Capture, Storage and Use – CCSU) w ramach gospodarki CO₂,
- wspomaganie sieci gazowniczej i tłoczni gazu.

Układy akumulacji o odpowiedniej strukturze technologicznej i charakterystyce operacyjnej mogą oferować jednocześnie lub zamiennie różne funkcjonalności, jak również mogą działać na kilku rynkach i w różnych ich segmentach (wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja). Rodzi to istotne problemy związane z wyceną wartości poszczególnych produktów i usług, jak również implementacji odpowiedniego systemu wsparcia. Dlatego też za jedną z największych barier wdrażania układów akumulacji energii elektrycznej uznaje się obecnie brak odpowiednich regulacji prawnych, odpowiednich mechanizmów wsparcia oraz sprawdzonych modeli biznesowych. W efekcie ryzyko projektów inwestycyjnych w obszarze magazynowania energii elektrycznej jest obecnie bardzo wysokie, a wskaźniki finansowe z reguły wskazują na brak opłacalności.

Projekty magazynowania energii mogą być opłacalne tylko wtedy, gdy spełnionych będzie szereg sprzyjających warunków i nastąpi kumulacja korzyści wynikających z wykorzystania zmiennych w czasie możliwości [47].

Do głównych uwarunkowań efektywnego projektu można zaliczyć:

- udział poszczególnych technologii w mocy zainstalowanej oraz produkcji energii w systemie (tzw. mix energetyczny),
- miejsce realizacji w systemie energetycznym,
- kształt profili zmienności podaży i zużycia energii elektrycznej i innych nośników,
- rodzaj technologii akumulacji,
- wysokość nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji,
- sposób eksploatacji,
- funkcjonalność,
- zmienność w czasie cen energii elektrycznej, innych nośników i usług.

Obecnie, podobnie jak w przypadku projektów rozproszonej kogeneracji gazowej, najkorzystniejsze efekty są uzyskiwane w przypadku realizacji inwestycji po stronie końcowego użytkownika energii. Ma to związek z najwyższą wartością energii elektrycznej, wynikającą z kumulacji kosztu energii i usług sieciowych przesyłania i dystrybucji, a także z możliwością utylizacji energii odpadowej i innych nośników. W aplikacjach systemowych (w warstwie wytwarzania lub operatorskiej) jednym z najważniejszych warunków realizacji rentownego projektu jest dobrze zaprojektowany i zoptymalizowany system magazynowania energii, który umożliwi świadczenie wielu usług i czerpanie korzyści z kumulacji wartości (ang. value stacking), tj. wykorzystanie tego samego układu technologicznego do generowania wielu strumieni przychodów. Wymaga to jednak zmian w funkcjonowaniu obecnych rynków energii, w tym tworzenie nowych wartości i modeli biznesowych [48], jak również odpowiedniego sterowania pracą magazynów energii. Efektywne finansowo prowadzenie magazynu, które pozwala na maksymalizację zysków i wypełnienie różnych zobowiązań kontraktowych, wymaga zaawansowanego modelowania i dynamicznego prognozowania stanów pracy oraz sytuacji na rynku energii. Predykcyjny system sterowania powinien utrzymywać odpowiedni stan naładowania, aby w razie potrzeby wygenerować odpowiednią reakcję.

Przykładem zaawansowanej analizy układu akumulacji energii elektrycznej uwzględniającej jego zróżnicowane funkcjonalności w systemie energetycznym jest praca przedstawiona przez Vecchi i współautorów [49]. Podjęto w niej próbę

ilościowego określenia efektów pracy układu typu LAES mocy 100 MW i pojemności magazynowej 300 MWh, dostarczającego jednocześnie różnych usług sieciowych na rynku brytyjskim. Pod uwagę wzięto arbitraż, krótkoterminową rezerwę operacyjną (ang. Short Term Operating Reserve – STOR) i rezerwę szybką (ang. Fast Reserve – FR). Wykazano, że praca układu w zmiennych warunkach obciążenia prowadzi do znacznego obniżenia sprawności magazynowania w stosunku do wartości projektowej przez co kluczowego znaczenia dla efektywności projektu nabiera dobór odpowiedniej mocy znamionowej w danej lokalizacji (tzw. sizing). Równocześnie jednoczesne świadczenie wielu usług systemowych prowadzi do około dwukrotnego wzrostu przychodów, przy czym nieuwzględnienie krótkoterminowych prognoz zmienności obciążeń i cen rynkowych może prowadzić do przeszacowania efektów finansowych rzędu 20%.

Innym przykładem zaawansowanej analizy pracy układu magazynowania energii jest [50], w której autorzy przedstawili problematykę planowania i optymalizacji pracy systemu zasilania wydzielonego obszaru miejskiego w energię elektryczną i gaz w sytuacji wysokiej podaży energii wiatrowej, z uwzględnieniem dynamiki zmienności obciążeń i magazynowania energii w sprężonym powietrzu. Istotną rolę w systemie tego typu poza układem magazynowania pełniły również elastyczne gazowe źródła wytwórcze.

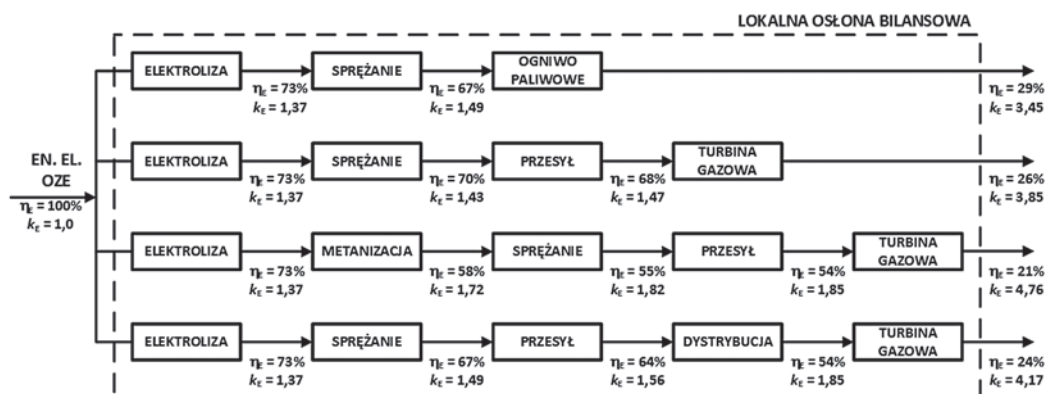
Jednym z kluczowych problemów w kontekście tworzenia nowych regulacji prawnych czy mechanizmów wsparcia systemów akumulacji energii jest poprawna ocena efektywności energetyczno-ekologicznej. Dotyczy to zarówno schematów akumulacji P2P jak i P2G czy P2X, zasilanych energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii. Efektywność energetyczna tych systemów, zarówno w literaturze światowej [51-56] jak i krajowej [57], jest najczęściej określana w lokalnej osłonie bilansowej obejmującej system akumulacji. Dodatkowo w ocenach tych zakłada się, że sprawność energetyczna dotycząca energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii (OZE) na wejściu do systemu akumulacji jest równa 100%. Oznacza to, że zakłada się wskaźnik jednostkowego zużycia energii dla elektryczności OZE na poziomie $k_e = 1/\eta_E = 1$. Wyniki oceny systemów akumulacji energii (P2P) w lokalnej osłonie bilansowej opublikowane w [51] zaprezentowano na rysunku 3.

Dla zaprezentowanych w [51] i przedstawionych na rysunku 3 wariantów oceny sprawności energetycznej magazynowania, sprawność systemu P2P zasilanego elektrycznością gene-

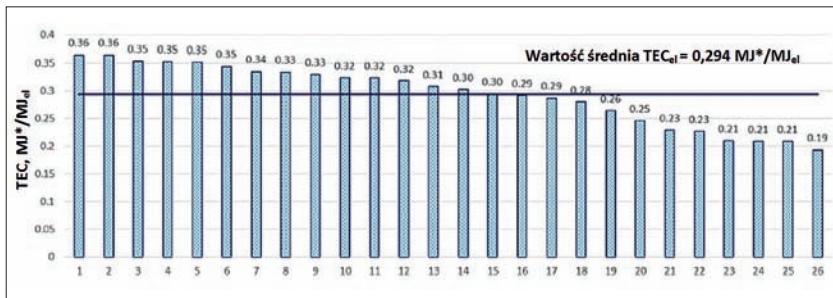
rowaną w OZE mieści się w zakresie $\eta_E = 21-29\%$, co odpowiada wskaźnikowi jednostkowego zużycia energii $k_e = 3,45 - 4,76$. Znamionowa sprawność energetyczna polskich elektrowni parowych opalanych węglem kamiennym i brunatnym według danych operatora sieci PSE [58] mieści się w zakresie 31,0 – 45,6%. Można stąd postawić wniosek, że sprawność energetyczna wytwarzania elektryczności w OZE zintegrowana z akumulacją energii jest znacząco niższa od sprawności energetycznej nowoczesnych bloków węglowych nawet na poziomie 24,6 punktów procentowych, porównując wariant 3 z rysunku 3 z elektrownią o sprawności $\eta_E = 45,6\%$. Zaprezentowana ocena efektywności systemów zintegrowanych OZE + P2G jest jednak błędna, co wynika między innymi z faktu, że jest przeprowadzana w lokalnej osłonie bilansowej obejmującej wyłącznie system akumulacji (tu P2P).

Poprawna ocena efektywności energetyczno-ekologicznej wymaga przede wszystkim zastosowania analizy systemowej w globalnej osłonie bilansowej sięgającej poziomu wyczerpywania nieodnawialnych bogactw naturalnych, w tym wpływu OZE na wyczerpywanie tych bogactw. Dodatkowo ocena systemowa efektywności energetyczno-ekologicznej wymaga zdefiniowania stanu referencyjnego, w którym oceniane są efekty energetyczne i ekologiczne dla wariantu, gdy elektryczność generowana w OZE jest przekazywana bezpośrednio do systemu elektroenergetycznego.

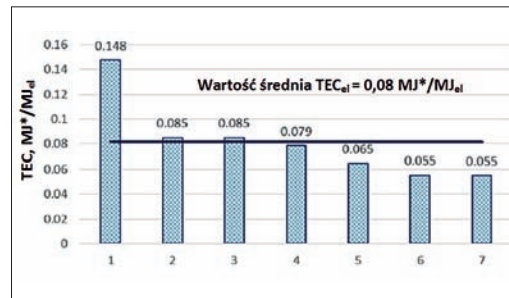
Ocena efektywności energetyczno-ekologicznej elektryczności generowanej w OZE dotyczy wpływu tych technologii na wyczerpywanie nieodnawialnych bogactw naturalnych. Mimo iż systemy te są zasilane odnawialną energią, np. wiatru lub promieniowania słonecznego, wskaźnik ten nie jest równy zero. Generacja elektryczności w OZE jest obciążona głównie wyczerpywaniem bogactw nieodnawialnych wynikającym z nakładów na budowę oraz eksploatację instalacji OZE. Oceny takiej można dokonać za pomocą kosztu termo-ekologicznego (TEC) zaproponowanego przez prof. Jana Szarguta [59, 60]. Według definicji J. Szarguta koszt termo-ekologiczny (TEC) jest to skumulowane zużycie energii bogactw nieodnawialnych obciążające wszystkie etapy procesów wytwórczych, prowadzące od pozyskania surowców do produktu finalnego. Na każdym z rozpatrywanych etapów łańcucha procesów produkcyjnych należy uwzględnić zużycie nośników energii, materiałów, nakłady związane z transportem, wytwarzanie produktów ubocznych oraz straty związane z odprowadzaniem zanieczyszczeń do środowiska naturalnego.



Rys. 3. Sprawność energetyczna przykładowych ścieżek P-t-P w lokalnej osłonie bilansowej (opracowanie na podstawie [51])



Rys. 4. Koszt termo-ekologiczny TEC elektryczności z ogniw PV [61]



Rys. 5. Koszt termo-ekologiczny TEC elektryczności z elektrowni wiatrowych PV [61]

W przypadku oceny technologii energetycznych koszt TEC wynika głównie ze skumulowanego zużycia energii nieodnawialnej i w ostonie globalnej odpowiada wskaźnikowi zużycia energii pierwotnej. Do głównych zastosowań analizy kosztu termo-ekologicznego należy zaliczyć następujące zagadnienia badawcze [59]:

- 1) ocena wpływu parametrów eksploatacyjnych systemów energetycznych i energotechnologicznych na wyczerpywanie nieodnawialnych bogactw naturalnych;
- 2) wybór technologii zapewniającej minimalne wyczerpywanie nieodnawialnych bogactw naturalnych, związane z wytwarzaniem rozpatrywanego produktu użytecznego;
- 3) optymalizacja parametrów eksploatacyjnych, struktury wytwarzania danego wyrobu użytecznego oraz parametrów konstrukcyjnych, zapewniająca minimalizację wyczerpywania bogactw nieodnawialnych;
- 4) szacowanie wpływu odprowadzania szkodliwych substancji do otoczenia na wyczerpywanie bogactw nieodnawialnych;
- 5) analiza wpływu wymiany międzyregionalnej na wyczerpywanie zasobów krajowych bogactw nieodnawialnych;
- 6) określanie wpływu poszczególnych dóbr użytecznych na wyczerpywanie zasobów nieodnawialnych w okresie ich pełnego cyklu istnienia (thermo-ecological life cycle analysis);
- 7) szacowanie stopnia zrównoważonego rozwoju;
- 8) określanie wielkości podatku proekologicznego zastępującego istniejące podatki od osób fizycznych i podatek VAT.

Metodyka TEC jest oceną efektywności energetyczno-ekologicznej w pełnym cyklu istnienia instalacji. Wyniki TEC dla elektryczności generowanej w elektrowniach PV oraz wiatrowych przedstawiono w [61] i na rysunkach 4 i 5. Dodatkowo porównanie przykładowych TEC dla różnych technologii wytwarzania elektryczności (OZE i nie-OZE) przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Koszt termo-ekologiczny (TEC) elektryczności

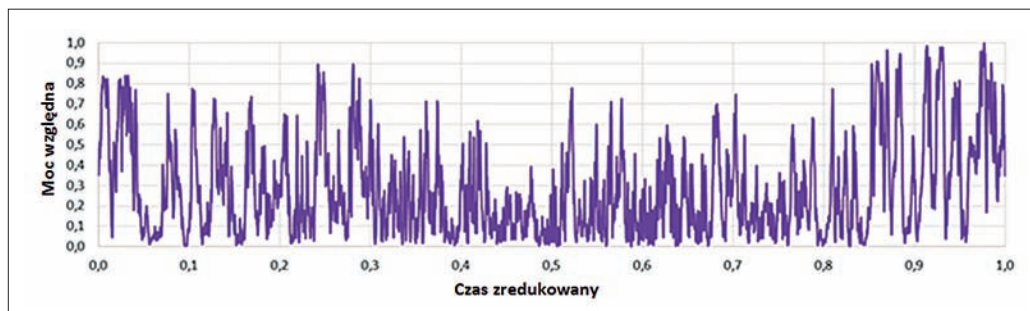
Technologia	TEC, MJ*/MJ _e
Elektrownia węglowa	5,29
Elektrownia gazowo-parowa	2,02
Ogniwo fotowoltaiczne PV	0,29
Elektrownia wodna	0,01
Elektrownia wiatrowa	0,10

Należy wyraźnie podkreślić, że nakład nieodnawialnych zasobów naturalnych wyrażonych za pomocą wskaźnika TEC dla źródeł nieodnawialnych $TEC > 1$, zaś dla źródeł odnawialnych $0 < TEC < 1$. Należy ponownie podkreślić, że interpretacja wskaźników nakładu energii k_E określonych w lokalnej ostonie bilansowej (rys. 3) nie ma uzasadnienia fizycznego. Wskaźniki kosztu termo-ekologicznego TEC zaprezentowane w tabeli 1 zostaną wykorzystane w proponowanym algorytmie oceny systemów akumulacji energii zintegrowanych z OZE, przedstawionym w dalszej części artykułu.

W krajowym systemie elektroenergetycznym dominujący udział elektryczności OZE dotyczy elektrowni wiatrowych. Moc zainstalowana jest rzędu 6 GW, co stanowi ok. 20% szczytowego zapotrzebowania na moc. Negatywną cechą generacji elektryczności w elektrowniach wiatrowych jest losowa dostępność energii wiatru. Wyniki generacji wiatrowej dla wybranego roku na podstawie [58] zaprezentowano na rysunku 6.

W krajowym systemie elektroenergetycznym elektrownie wiatrowe są zaliczane do jednostek niecentralnie dysponowanych (nJWCD). Zatem zmienna generacja elektryczności w elektrowniach wiatrowych, jak zaprezentowano na rysunku 6, wymaga bilansowania mocy w KSE przez jednostki centralnie dysponowane (JWCD) – głównie elektrownie węglowe.

Rys. 6. Zmiana generacji mocy elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym



Zatem losowe działanie generacji wiatrowej wymusza zmiany chwilowej sprawności energetycznej bloków bilansujących, powodując zwiększenie wskaźnika jednostkowego zużycia energii. Wymuszenie to uwzględniono w ocenie działania systemów energetyki odnawialnej za pomocą kosztu termo-ekologicznego (TEC) jako kosztu termo-ekologicznego indukowanego (TEC_{ind}) [61-62]. Koszt ten wynika z dodatkowego zużycia energii chemicznej paliwa w elektrowni kompensującej, wynikającego z wymuszonej pracy ze sprawnością niższą od znamionowej:

$$\Sigma \Delta E_{ch} = \sum_{\tau=1}^{8760} \left[n(\tau) \cdot N(\tau) \cdot \left(\frac{1}{\eta_{el}(\tau)} - \frac{1}{\eta_{el\,nom}} \right) \cdot \Delta \tau \right] \quad (5)$$

gdzie:

- $\eta_{el\,nom}$ – sprawność energetyczna nominalna netto bloku,
- $\eta_{el}(\tau)$ – sprawność odpowiadająca obniżonej mocy bloku,
- $\Delta \tau = 1 \text{ h}$.

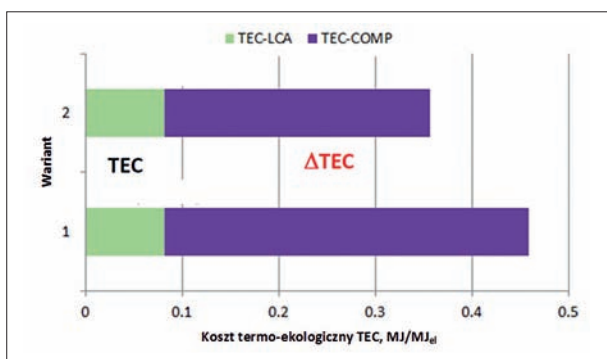
Na podstawie równania (5) można wyznaczyć koszt termo-ekologiczny indukowany obciążający pracę elektrowni wiatrowych, wynikający z kompensacji pracy przy sprawności niższej od znamionowej:

$$TEC_{comp} = \frac{TEC_w \cdot \Sigma \Delta E_{ch}}{E_{el\,wind}} \quad (6)$$

gdzie:

- TEC_w – koszt termo-ekologiczny w odniesieniu do energii chemicznej węgla kamiennego,
- $E_{el\,wind}$ – ilość energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach wiatrowych bilansowanych w systemie za pomocą elektrowni JWCD.

Wyniki obliczeń kosztu termo-ekologicznego (TEC) dla elektryczności wytwarzanej w elektrowniach wiatrowych, z uwzględnieniem dwóch składników TEC-LCA (obciążający budowę i eksploatację w pełnym cyklu istnienia (rys. 5) oraz TEC-COMP opisany zależnościami (5) i (6), przedstawiono dla dwóch wariantów obliczeń na rysunku 7.



Rys. 7. Koszt termo-ekologiczny elektryczności wytwarzanej w elektrowniach wiatrowych z uwzględnieniem konieczności kompensacji losowego działania [62]

Wyniki przedstawione na rysunku 7 stanowią **wariant referencyjny** w proponowanej metodyce oceny systemowej efektywności energetyczno-ekologicznej systemów energetyki odnawialnej zintegrowanych z akumulacją energii.

W wariantcie 1 przedstawionym na rysunku 7 przyrost kosztu TEC w związku z koniecznością kompensacji losowego działania $\Delta TEC = 0,377 \text{ MJ/MJ}$. Zastosowanie akumulacji ma uzasadnienie, jeżeli przyrost TEC akumulowanej elektryczności generowanej w OZE jest mniejszy niż w wariantcie referencyjnym (przyrost wynikający z konieczności kompensacji w systemie elektroenergetycznym). Zakładając wariant akumulacji P2P [52]: elektroliza ($\eta_E = 80\%$), metanizacja ($\eta_E = 80\%$), elektrownia gazowo-parowa ($\eta_E = 60\%$) o łącznej sprawności cyklu P2G, a poziomie $\eta_E = 38\%$, dla elektryczności generowanej w elektrowni wiatrowej o wskaźniku jak w tabeli 1 ($TEC = 0,1 \text{ MJ/MJ}$) uzyskuje się wzrost kosztu termo-ekologicznego w proponowanej ścieżce akumulacji na poziomie $\Delta TEC = 0,163 \text{ MJ/MJ}$. Przyrost wskaźnika TEC w związku z akumulacją (0,163) jest znacząco mniejszy niż w przypadku przyrostu w związku z koniecznością kompensacji losowego działania (0,377). Zaproponowana metodologia oceny systemowej jednoznacznie uzasadnia zastosowanie akumulacji i prowadzi do przeciwnych wniosków niż wyniki uzyskiwane w lokalnej ostonie bilansowej (rys. 3).

Podsumowanie

Magazynowanie energii elektrycznej jest uważane za niezbędny element zrównoważonego systemu energetycznego z dużym udziałem odnawialnych źródeł energii. Magazynowanie jest jednak rodzajem technologii konwersji energii, która podobnie jak technologie kogeneracji lub energii odnawialnej generuje efekty zewnętrzne w ramach systemu energetycznego.

Obecna sytuacja na rynku energii związana z wykorzystaniem na szeroką skalę technologii OZE wywołała na całym świecie intensywne działania badawczo-rozwojowe w zakresie magazynowania energii elektrycznej. Jednakże implementacja w systemie energetycznym technologii magazynowania energii wymaga odpowiednich badań systemów energetycznych w celu określenia rozwiązań technologicznych i strategii operacyjnych, które są najlepsze (zoptymalizowane) pod względem ekonomiki wykorzystania zasobów i oddziaływania na środowisko.

Kluczową kwestią związaną z realizacją projektów magazynowania jest ich opłacalność, która wymaga waloryzacji i wyceny efektów oraz właściwej ich alokacji albo do cen energii, albo do mechanizmów wsparcia. Tworzenie odpowiedniej polityki i nowych modeli biznesowych w dziedzinie magazynowania energii jest kluczowym czynnikiem dla dalszego rozwoju technologii w tym obszarze.

Obecnie projekty inwestycyjne powinny być opracowywane indywidualnie dla każdego przypadku, z uwzględnieniem wszystkich lokalnych możliwości i ograniczeń. Dalsze wdrażanie do systemu energetycznego technologii magazynowania energii elektrycznej wymaga opracowania metod oraz algorytmów wielokryterialnej analizy systemowej służących odpowiedniej ocenie efektów w ramach uwarunkowań krajowego systemu energetycznego, a także optymalizacji poszczególnych rozwiązań technologicznych.

Podziękowania

Pracę wykonano w ramach badań statutowych prowadzonych w Katedrze Techniki Ciepłej Wydziału inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej. Autorzy składają podziękowania Ministerstwu Nauki i Szkolnictwa Wyższego za dofinansowanie badań w ramach dotacji SUBB.

- [1] Leal-Arcas R. i inni, *The Great Energy Transition in the European Union*. Elvia Press SRL. Chisinau, Mołdawia 2020. ISBN 978-9975-3417-1-4.
- [2] Popczyk J. *Od działań kryzysowych 2020 do elektroprosumeryzmu 2050. Transformacja energetyki w trybie przełomowym*. „Energetyka” 2020, nr 5.
- [3] Lund H., Østergaard P.A., Conolly D., Skov I.R., Mathiesen B.V., Hvelplund F.K., Thellufsen J.Z., Soknæs P., *Energy Storage and Smart Energy Systems*. „International Journal of Sustainable Planning and Management” 2016, Vol. 11, pp. 3-14.
- [4] Bussar CH., Stöcker P., Cai Z., Moraes L., Magnor D., Wiernes P., van Bracht N., Moser A., Sauer D.U., *Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050-Sensitivity study*. „Journal of Energy Storage” 2016, 6:1-10.
- [5] Lott M.C., Kim S., *Technology Roadmap: Energy storage*. „Energy Technology Perspectives” 2014, p. 64.
- [6] Aneke M., Wang M., *Energy storage technologies and real life applications. A state of the art review*. „Applied Energy” 2016, 179:350-377.
- [7] Blarke M.B., Lund H., *The effectiveness of storage and relocation options in renewable energy systems*. „Renewable Energy” 2008, Vol 33, pp. 1499-1507.
- [8] Safaei H., Keith D. W., Hugo R. J., *Compressed air energy storage with waste heat export: An Alberta case study*. „Energy Conversion and Management” 2014, 78, pp. 114-124.
- [9] Yao E., Wanga H., Wang L., Xi G., Maréchal F., *Thermo-economic optimization of a combined cooling, heating and power system based on small-scale compressed air energy storage*. „Energy Conversion and Management” 2016, 118, pp. 377-386.
- [10] Götz M., Lefebvre J., Mörs F., Mc-Daniel Koch A., Graf F., Bajohr S., Reimert R., Kolb T., *Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review*. „Renewable Energy” 2016, Vol. 85, pp.1371-1390.
- [11] Bartela Ł., *A hybrid energy storage system using compressed air and hydrogen as the energy carrier*. „Energy” 2020, Vol. 196, 117088.
- [12] Klemeš JJ (editor). *Handbook of process integration (PI): minimisation of energy and water use, waste and emissions*. Woodhead Publishing Limited, 2013. ISBN 978-0-85709-725-5 (online).
- [13] Palizban O., Kauhaniemi K., *Energy storage systems in modern grids – Matrix of technologies and applications*. „Journal of Energy Storage” 2016, 6, pp. 248-259.
- [14] Sternberg A., Bardow A., *Power-to-What? – Environmental assessment of energy storage systems*. „Energy and Environmental Science” 2015, 8 (2), pp. 389-400.
- [15] International Energy Agency: *Technology Roadmap. Energy Storage*, OECD/IEA, Paris, France, 2014. www.iea.org.
- [16] Energy Storage News. *BNEF predicts 305GWh of energy storage worldwide by 2030*. 21 November 2017. <https://www.energy-storage.news/news/bnef-predicts-305gwh-of-energy-storage-worldwide-by-2030>.
- [17] Joint EASE/EERA recommendations for a European energy storage technology development roadmap. 2017 update. www.ease-storage.eu.
- [18] Akhil A.A., Huff G., Currier A.B., Kaun B.C., Rastler D.M., Bingqing Chen S., Cotter A. L., Bradshaw D.T., Gauntlett W.D., *DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*. Sandia National Laboratories. Raport SAND2015-1002, September 2014.
- [19] Budt M., Wolf D., Span R., Yan J., *A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments*. „Applied Energy” 2016, 170, pp. 250-268.
- [20] Geissbühler L., Becattini V., Zanganeh G., Zavattoni S., Barbatto M., Haselbacher A., Steinfeld A., *Pilot-scale demonstration of advanced adiabatic compressed air energy storage, Part 1: Plant description and tests with sensible thermal-energy storage*. „Journal of Energy Storage” 2018, Vol. 17, pp. 129-139.
- [21] Yuan Zhang, Ke Yang, Xuemei Li, Jianzhong Xu, *The thermodynamic effect of air storage chamber model on Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage System*. „Renewable Energy” 2013, 57.
- [22] Petrov M. P., Arghandeh R., Broadwater R., *Concept and application of distributed compressed air energy storage systems integrated in utility networks*. Proceedings of the ASME 2013 Power Conference Power 2013 July 29 – August 1, Boston, Massachusetts, USA.
- [23] Santi F., Mini-A-CAES/2-TES: Above Ground Compressed Air Energy Storage 1 to 10 MW combined with a two-level Thermal Energy Storage. Proceedings of the Energy Storage Forum. Rome, 2012.
- [24] Electric Power Research Institute. *Advanced Compressed Air Energy Storage Demonstration*. Press release <http://www.electrictchnologycenter.com/pdf/EPRI%20CaES%20Demo.pdf>.
- [25] Yao E., Wanga H., Wang L., Xi G., Maréchal F., *Thermo-economic optimization of a combined cooling, heating and power system based on small-scale compressed air energy storage*. „Energy Conversion and Management” 2016, 118, pp. 377-386.
- [26] Sciacovelli A., Smith D., Navarro H., Li Y., Ding Y., *Liquid air energy storage – Operation and performance of the first pilot plant in the world*. Proceedings of the ECOS 2016 – the 29th International Conference On Efficiency, Cost, Optimization, Simulation And Environmental Impact Of Energy Systems. June 19-23, 2016, Portorož, Slovenia.
- [27] Kantharaj B., Garvey S., Pimm A., *Compressed air energy storage with liquid air capacity extension*. „Applied Energy” 2015, 157, pp. 152-64.
- [28] Gülen C., Adams S. S., Haley R. M., Carlton C., *Compressed Gas Energy Storage*. „Power Engineering” 2017, Issue 8, Vol. 121.
- [29] Bocklisch T., *Hybrid Energy Storage Systems for Renewable Energy*. „Applications. Energy Procedia” 2015, 73, pp. 103-111.
- [30] Bergins C., Tran K.-C., Buddenberg T., Stefánsson B., Koytsoumpa E.-I., Duarte M. J., *Power to fuel as a sustainable business model for cross-sectoral energy storage in industry and power plants*. Proceedings of the POWER-GEN Europe 2016. Milan, 21-23 June 2016.
- [31] Dumont O., Dickes R., Ishmael M., Lemort V., *Mapping of performance of pumped thermal energy storage (Carnot battery) using waste heat recovery*. Materiały 5th International Seminar on ORC Power Systems, September 9-11, 2019, Athens, Greece.
- [32] Eppinger B., Zigan L., Will S., *Simulation of a pumped thermal energy storage based on a reversible HP-ORC-system*. Materiały 5th International Seminar on ORC Power Systems, September 9-11, 2019, Athens, Greece.

- [33] Walter O., Tremel A., Prenzel M., Becker S., Schaefer J., *Techno-economic analysis of hybrid energy storage concepts via flowsheet simulations, cost modeling and energy system design*. „Energy Conversion and Management” 2020, 218, 112955.
- [34] Perna A., Minutillo M., Cicconardi S.P., Jannelli E., Scarfoglio S., *Performance Assessment of Electric Energy Storage (EES) systems based on reversible solid oxide cell*. „Energy Procedia” 2016, 101, 1087-1094.
- [35] Mottaghizadeh P., Santhanam S., Heddrich M.P., Friedrich K.A., Rinaldi F., *Process modeling of a reversible solid oxide cell (r-SOC) energy storage system utilizing commercially available SOC reactor*. „Energy Conversion and Management” 2017, 142, 477-493.
- [36] Vialeto G., Noro M., Colbataldo P., Rokni M., *Enhancement of energy generation efficiency in industrial facilities by SOFC e SOEC systems with additional hydrogen production*. „International Journal of Hydrogen Energy” 2019, Vol. 44, 9608-9620.
- [37] Kofler R., Butera G., Jensen S. H., Clausen L. R., *Novel hybrid electricity storage system producing synthetic natural gas by integrating biomass gasification with pressurized solid oxide cells*. Materiały 32. Międzynarodowej Konferencji Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems ECOS 2019. Wrocław, 23-28 czerwca 2019.
- [38] Zhang X., Chen H., Xu Y., Li W., He F., Guo H., Huang Y., *Distributed generation with energy storage systems: A case study*. „Applied Energy” 2017, 204, 1251-1263.
- [39] Llamas B., Ortega M. F., Barthelemy G., de Godosb I. Acién F. G., *Development of an efficient and sustainable energy storage system by hybridization of compressed air and biogas technologies (BIO-CAES)*. „Energy Conversion and Management” 2020, 210, 112695.
- [40] Nakhmkin M., Chiruvolu M., Patel M., Byrd S., Schainker R., Marean J., *Second Generation of CAES Technology – Performance, Operations, Economics, Renewable Load Management, Green Energy*. POWER-GEN International, December 8-10, 2009, Las Vegas Convention Center, Las Vegas, NV.
- [41] Briola S., Gabbrielli R., Delgado A., *Energy and economic performance assessment of the novel integration of an advanced configuration of liquid air energy storage plant with an existing large-scale natural gas combined cycle*. „Energy Conversion and Management” 2020, 205, 112434.
- [42] She X., Zhang T., Cong L., Peng X., Li C., Luo Y., Ding Y., *Flexible integration of liquid air energy storage with liquefied natural gas regasification for power generation enhancement*. „Applied Energy” 2019, Vol. 251, 113355.
- [43] Valera-Medina A., Xiao H., Owen-Jones M., David W.I.F., Bowen P.J., *Ammonia for power*. „Progress in Energy and Combustion Science” 2018, Vol. 69, pp. 63-102. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.07.001>.
- [44] Zhang H., Wang L., Van Herle J. Maréchal F., Desideri U., *Techno-Economic Optimization of CO₂-to-Methanol with Solid-Oxide Electrolyzer*. „Energies” 2019, 12, 3742, DOI:10.3390/en12193742.
- [45] Świrk K., Grzybek T., Motak M., *Tri-reforming as a process of CO₂ utilization and a novel concept of energy storage in chemical products*. E3S Web of Conferences 14, 02038 (2017). DOI: 10.1051/e3sconf/20171402038.
- [46] Horizon 2020 – Work Programme 2018-2020. Secure, clean and efficient energy. European Commission Decision C(2018)4708 of 24 July 2018.
- [47] D’Aprile P., Newman J., Pinner D., *The new economics of energy storage*. Raport agencji McKinsey & Company. 2016. <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/the-new-economics-of-energy-storage#>
- [48] Teng F., Strbac G., *Business cases for energy storage with multiple service provision*. „Journal of Modern Power Systems and Clean Energy” 2016, 4(4):615–625. DOI: 10.1007/s40565-016-0244-1.
- [49] Vecchi A., Li Y., Sciacovelli A., *Analysis of multi-mode operation of liquid air energy storage (LAES) plant – Link between provision of grid balancing services and thermodynamic performance*. Materiały 32. Międzynarodowej Konferencji Efficiency, Cost, Optimization, Simulation And Environmental Impact Of Energy Systems ECOS 2019. Wrocław, 23-28 czerwca 2019.
- [50] Li Y., Wang J., Han Y., Zhao Q., Fang X., Cao Z., *Robust and opportunistic scheduling of district integrated natural gas and power system with high wind power penetration considering demand flexibility and compressed air energy storage*. „Journal of Cleaner Production” 2020, Vol. 256, 120456.
- [51] Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA 2015 <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-hydrogen-and-fuel-cells>. Available 12.06.2020.
- [52] Maroufmashat A., Fowler M., *Transition of Future Energy System Infrastructure; through Power-to-Gas Pathways*. „Energies” 2017, 10, 1089; DOI:10.3390/en10081089.
- [53] Zhang H., Lin G., Chen J., *Evaluation and calculation on the efficiency of a water electrolysis system for hydrogen production*. „International Journal of Hydrogen Energy” 2010, 35.
- [54] Ni M., Leung M.K.H., Leung D.Y.C., *Energy and exergy analysis of hydrogen production by a proton exchanger membrane (PEM) electrolyzer plant*. „Energy Conversion and Management” 2008, Vol. 49.
- [55] Martinez-Frias J., Pham A.Q., Aceves S.M., *A natural gas assisted steam electrolyzer for high-efficiency production of hydrogen*. „Int. J Hydrogen Energy” 2003, 28, pp. 483-490.
- [56] Schaaf et al., *Methanation of CO₂ – storage of renewable energy in a gas distribution system Energy, Sustainability and Society*. DOI 10.1186/s13705-014-0029-1.
- [57] Chmielniak T., Lepszy S., Mońka P., *Energetyka wodorowa – podstawowe problemy*. „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal” 2017, tom 20, zeszyt 3, s. 55-66, ISSN 1429-6675.
- [58] Polskie Sieci Energetyczne. *Data on the power system – Available at: <<https://www.pse.pl/dane-systemowe>>* [accessed 11.03.2019].
- [59] Szargut J., *Exergy Method: Technical and Ecological Applications*, WIT Press, Southampton-Boston, 2005.
- [60] Szargut J., Ziębik A., Stanek W., *Depletion of the non-renewable natural exergy resources as a measure of the ecological cost*, „Energy Convers. Manag.” 2002, 43, 1149-1163.
- [61] Stanek W., Czarnowska L., Gazda W., Simla T., *Thermo-ecological cost of electricity from renewable energy sources*. „Renewable Energy” 2018, 115, s. 87-96.
- [62] Simla T., Stanek W., Czarnowska L., *Thermo-ecological cost of electricity generated in wind turbine systems Proceedings of ECOS 2017, The 30TH International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, July 2 - July 6, 2017, San Diego, California, USA.*

