

Analiza techniczno-ekonomiczna konwencjonalnych technologii magazynowania energii

Techno-economic analysis of conventional energy storage technologies

Julia Włosińska^{1*}

¹ Dekpol Budownictwo S.A.

*Kontakt / Correspondence: juliawlosinska2000@gmail.com

Streszczenie:

W artykule przedstawiono analizę techniczno-ekonomiczną konwencjonalnych technologii magazynowania energii: elektrownie szczytowo pompowe (PHES – pumped hydro energy storage), magazynowanie w sprężonym powietrzu (CAES – compressed air energy storage), adiabaticzne magazynowanie energii w sprężonym powietrzu (ACAES – adiabatic compressed air energy storage) oraz magazynowanie energii w ciekłym powietrzu (LAES – liquid air energy storage). Ocena przeprowadzona z wykorzystaniem wskaźnika LCOS (levelized cost of storage), uwzględniającego nakłady inwestycyjne, koszty operacyjne oraz sprawność systemów w całym cyklu życia. Wyniki wskazują, że najniższy koszt jednostkowy uzyskano dla PHES, co wynika z ich wysokiej sprawności i długiej żywotności. Wyższe wartości LCOS uzyskano dla CAES i ACAES, natomiast najwyższe dla LAES, głównie z powodu niskiej sprawności i dużego zużycia energii.

Słowa kluczowe: magazynowanie energii, LCOS, PHES, CAES, LAES

Abstract:

This paper presents a techno-economic analysis of conventional energy storage technologies: pumped hydro energy storage (PHES), compressed air energy storage (CAES), adiabatic compressed air energy storage (ACAES) and liquid air energy storage (LAES). The assessment is based on the levelized cost of storage (LCOS), which includes capital costs, operational costs, and system efficiency over the lifecycle. The results show that PHES have the lowest unit cost due to high efficiency and long lifetime. Higher LCOS values were obtained for CAES and ACAES, while the highest values were observed for LAES, mainly due to lower efficiency and high energy consumption

Keywords: energy storage, LCOS, PHES, CAES, LAES

1. Wstęp

Postępująca transformacja sektora energetycznego, związana z rosnącym udziałem odnawialnych źródeł energii, prowadzi do istotnych zmian w sposobie funkcjonowania systemów elektroenergetycznych. Źródła takie jak energetyka wiatrowa i fotowoltaiczna charakteryzują się zmiennością oraz ograniczoną przewidywalnością generacji, co stanowi wyzwanie dla zachowania równowagi pomiędzy produkcją a zapotrzebowaniem na energię elektryczną. W tym kontekście magazynowanie energii staje się jednym z kluczowych elementów zapewniających stabilną i bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego. Celem artykułu jest porównanie aspektów technicznych i ekonomicznych wybranych konwencjonalnych technologii magazynowania energii. Artykuł stanowi syntetyczne opracowanie wyników szerszego badania dotyczącego magazynowania energii w systemach elek-

troenergetycznych i koncentruje się na technologiach konwencjonalnych, które pomimo dynamicznego rozwoju nowych technologii pozostają istotnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa i stabilności pracy systemu elektroenergetycznego [1–3].

2. Metodologia obliczania wskaźnika LCOS

Ocena ekonomiczna analizowanych technologii magazynowania energii została przeprowadzona z wykorzystaniem wskaźnika uśrednionego kosztu magazynowania energii LCOS (levelized cost of storage). Metoda ta umożliwia porównanie technologii o odmiennych parametrach technicznych, różnej strukturze kosztów oraz różnym okresie eksploatacji poprzez odniesienie całkowitych, zdyskontowanych kosztów inwestycji do całkowitej, zdyskontowanej ilości energii oddanej do systemu elektroenergetycznego w całym cyklu życia instalacji [1, 2, 4].

Wskaźnik LCOS obliczono zgodnie z zależnością:

$$LCOS = \frac{CAPEX + OPEX (zdysk.) + Koszt energii (zdysk.)}{Energia dostarczona (zdysk.)} \quad (1)$$

gdzie:

CAPEX – nakłady inwestycyjne. W zależności od technologii uwzględniano m.in.: koszt jednostkowy urządzeń głównych, koszt zbiorników magazynowych, koszt infrastruktury towarzyszącej, koszt systemów pomocniczych. CAPEX był przyjmowany jako koszt ponoszony na początku inwestycji (rok 0) i nie podlegał dyskontowaniu.

OPEX (zdysk.) – zdyskontowany OPEX. OPEX obejmuje koszty eksploatacji i utrzymania instalacji, w tym serwis, konserwację oraz bieżącą obsługę systemu. W analizie przyjęto, że koszty te ponoszone są corocznie przez cały okres eksploatacji instalacji. Z uwagi na długi horyzont czasowy funkcjonowania systemów magazynowania energii, koszty operacyjne zostały zdyskontowane w celu uwzględnienia wartości pieniądza w czasie - koszty ponoszone w przyszłości mają niższą wartość bieżącą niż koszty ponoszone w roku bazowym. Dla wszystkich analizowanych technologii zastosowano jednakową stopę dyskontową na poziomie 8%, co pozwoliło zachować spójność metodologiczną oraz zapewnić porównywalność wyników.

Koszt energii (zdysk.) – zdyskontowany koszt energii zużytej do ładowania systemu. W obliczeniach uwzględniono koszt energii elektrycznej zużytej do ładowania systemu magazynowania, który stanowi istotną składową wskaźnika LCOS. W zależności od technologii koszt ten obejmował energię niezbędną do pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych (PHES – pumped hydro energy storage), sprężania powietrza w systemach magazynowania w sprężonym powietrze (CAES – compressed air energy storage) i adiabatycznego magazynowania energii w sprężonym powietrze (ACAES – adiabatic compressed air energy storage), procesu skraplania w technologii magazynowania energii w ciekłym powietrze (LAES – liquid air energy storage). Wielkość kosztu energii była bezpośrednio uzależniona od sprawności całkowitej systemu, liczby cykli pracy w ciągu roku oraz mocy instalacji, które determinowały całkowitą ilość energii pobranej w całym okresie eksploatacji. Im niższa sprawność systemu, tym większa ilość energii wejściowej wymagana była do uzyskania tej samej ilości energii oddanej, co bezpośrednio wpływało na wzrost wartości LCOS. Koszt energii obliczano dla całego przyjętego okresu eksploatacji instalacji, a następnie dyskontowano, analogicznie jak koszty operacyjne.

Energia dostarczona (zdysk.) – zdyskontowana energia dostarczona. W mianowniku zastosowanego wzoru znajduje się całkowita ilość energii oddanej do systemu elektroenergetycznego w całym cyklu życia instalacji. Przyjęte parametry pozwoliły oszacować roczną produkcję

energii oddawanej do systemu, a następnie jej sumę w całym okresie eksploatacji. Analogicznie jak w przypadku kosztów, energia dostarczona została zdyskontowana. Dzięki temu zarówno licznik, jak i mianownik wskaźnika LCOS zostały wyrażone w wartościach bieżących, co umożliwiło rzetelne porównanie analizowanych technologii w długim horyzontie czasowym.

2.1. Metodologia obliczeń LCOS – przykład dla PHES

W celu zobrazowania przyjętej metodologii, poniżej przedstawiono przykład obliczeniowy dla elektrowni szczytowo-pompowej (PHES – pumped hydro energy storage). Parametry techniczne i ekonomiczne przyjęte do analizy odpowiadają typowym jednostkom tego typu eksploatowanym w Europie. [2, 5–7]. Zestawienie parametrów dla PHES przedstawiono w Tabeli 1.

Tabela 1. Zestawienie parametrów dla elektrowni szczytowo-pompowej PHES [1, 6, 7]

Table 1. Parameters of PHES pumped-storage power plant [1, 6, 7]

Parametry LCOS	Wartość	Jednostka
Moc systemu	300	MW
Czas pracy dziennie	8	h
Sprawność	75	%
Żywotność systemu	50	lat
CAPEX	2000	USD/kW
OPEX	15	USD/kW/rok
Koszt energii do ładowania	70	USD/MWh
Współczynnik dyskonta	8	%

Zgodnie z przyjętą metodologią, wskaźnik LCOS wyraża się zależnością (1). Energia oddawana:

$$E_{roczna} = 300 \text{ MW} \cdot \frac{8 \text{ h}}{\text{dzień}} \cdot 365 \text{ dni} \cdot 0,75 = 657 \text{ 000 MWh/rok}$$

Energia zużyta do ładowania (z uwagi na sprawność) – wejściowa:

$$E_{wej} = 300 \cdot 8 \cdot 365 = 876 \text{ 000 MWh/rok}$$

Energia całkowita:

$$E_{cakowitaj} = 657 \text{ 000} \cdot 50 = 32 \text{ 850 000 MWh/50lat}$$

Nakład inwestycyjny całkowity CAPEX:

$$CAPEX = 300 \cdot 1000 \cdot 2000 = 600 \text{ 000 000 USD}$$

Rocznie OPEX:

$$OPEX = 300 \cdot 1000 \cdot 15 = 4 \text{ 500 000 USD}$$

Koszt energii do ładowania:

$$876 \text{ 000} \cdot 70 = 61 \text{ 320 000 USD}$$

Zdyskontowana energia całkowita wynosi 8 037 399 MWh. Zdyskontowany OPEX wynosi 55 050 681 USD. Zdyskontowane koszty energii wynoszą 750 157 278 USD.

Na tej podstawie LCOS wynosi:

$$LCOS = \frac{CAPEX + OPEX \text{ (zdysk.)} + \text{Koszt energii (zdysk.)}}{\text{Energia dostarczona (zdysk.)}}$$

$$LCOS = \frac{600\,000\,000 + 55\,050\,681 + 750\,157\,278}{8\,037\,399} =$$

$$174,83 \text{ USD/MWh}$$

Przyjęta metodologia obliczeń wskaźnika LCOS umożliwiła kompleksową ocenę technologii magazynowania energii w ujęciu długoterminowym, z uwzględnieniem zarówno nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych, kosztu energii wejściowej, jak i rzeczywistej ilości energii oddanej do systemu elektroenergetycznego. W konsekwencji uzyskane wartości wskaźnika LCOS odzwierciedlają rzeczywiste różnice wynikające z parametrów technicznych, sprawności systemów oraz struktury kosztów poszczególnych technologii, co zapewnia ich bezpośrednią porównywalność.

3. Elektrownie szczytowo-pompowe (PHES)

Elektrownie szczytowo-pompowe (PHES – pumped hydro energy storage) magazynują energię poprzez wykorzystanie energii potencjalnej wody przemieszczanej pomiędzy zbiornikiem dolnym i górnym. W okresach nadwyżki energii elektrycznej system pracuje w trybie pompowania – energia zużywana jest do transportu wody do zbiornika górnego. W czasie zwiększonego zapotrzebowania woda kierowana jest przez turbiny do zbiornika dolnego, umożliwiając produkcję energii elektrycznej i jej oddanie do sieci. Technologia wymaga odpowiednich warunków topograficznych. Wyróżnia się systemy otwarte (z połączeniem z naturalnym zbiornikiem wodnym) oraz zamknięte, budowane np. w wyrobiskach pokopalnianych. Systemy otwarte są tańsze inwestycyjnie, lecz mogą silniej oddziaływać na środowisko poprzez zmiany poziomu wody i reżimu hydrologicznego [5–9].

Kluczowym elementem analizy kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych elektrowni PHES jest wysoki stosunek kosztów budowy do kosztów eksploatacji. Choć PHES wiąże się ze stosunkowo wysokimi nakładami początkowymi, cechują się niskimi kosztami operacyjnymi oraz długą żywotnością, co czyni je konkurencyjnymi w długim horyzoncie czasowym. Koszty kapitałowe dla PHES są silnie uzależnione od uwarunkowań geograficznych, rodzaju systemu (otwarty/zamknięty), dostępności odpowiednich zbiorników oraz stopnia integracji z istniejącą infrastrukturą. Koszty operacyjne elektrowni szczytowo-pompowych (PHES) należą do stosunkowo niskich i cechują się wysoką stabilnością w czasie. Wynika to zarówno z dojrzałości technologii, jak i z jej prostoty konstrukcyjnej.

W przypadku elektrowni szczytowo-pompowych, LCOS jest silnie uzależniony od lokalizacji, warunków topograficznych, kosztu energii do pompowania oraz intensywności wykorzystania systemu. Obliczenia wskaźnika LCOS wykonano w oparciu o model referencyjnej elektrowni szczytowo-pompowej o mocy 300 MW, co odpowiada typowej wielkości instalacji tego typu funkcjonujących w Europie. Na podstawie przeprowadzo-

nych obliczeń uśredniony koszt magazynowania energii (LCOS) dla analizowanej elektrowni szczytowo-pompowej wyniósł 174,8 USD/MWh. Otrzymana wartość wskazuje, że technologia ta charakteryzuje się niskim jednostkowym kosztem magazynowania energii w porównaniu z innymi analizowanymi rozwiązaniami konwencjonalnymi.

Istotnym czynnikiem wpływającym na relatywnie niski poziom wskaźnika LCOS jest bardzo duża ilość energii oddanej do systemu elektroenergetycznego w całym cyklu życia instalacji. W analizowanym przypadku zdyskontowana energia dostarczona przekracza 8 mln MWh, co pozwala na efektywne rozłożenie wysokich nakładów inwestycyjnych na długi okres eksploatacji elektrowni.

Przeprowadzona analiza elektrowni szczytowo-pompowych potwierdza, że technologia ta jest dojrzałym i ekonomicznie konkurencyjnym rozwiązaniem magazynowania energii w skali systemowej. Uzyskany wskaźnik uśrednionego kosztu magazynowania energii LCOS na poziomie 174,8 USD/MWh jest najniższy spośród analizowanych technologii konwencjonalnych, co jednoznacznie wskazuje na wysoką efektywność ekonomiczną PHES w długim horyzoncie czasowym.

Kluczowym czynnikiem wpływającym na korzystny wynik analizy LCOS jest bardzo duża ilość energii oddanej do systemu elektroenergetycznego w całym cyklu życia instalacji. Długa żywotność elektrowni szczytowo-pompowych, przyjęta w analizie na poziomie 50 lat, w połączeniu z relatywnie niskimi i stabilnymi kosztami operacyjnymi, pozwala na efektywne rozłożenie wysokich nakładów inwestycyjnych w czasie. W efekcie technologia ta charakteryzuje się korzystnym bilansem kosztów i efektów energetycznych mimo wysokiego CAPEX.

Uzyskane wyniki wskazują, że, elektrownie szczytowo-pompowe szczególnie dobrze sprawdzają się w warunkach intensywnej i długoterminowej eksploatacji, typowej dla systemów elektroenergetycznych o rosnącym udziale niestabilnych odnawialnych źródeł energii. Przy sprawności cyklu magazynowania na poziomie około 75% oraz czasie pracy odpowiadającym dobowemu bilansowaniu zapotrzebowania, PHES pozostają jedną z najbardziej efektywnych energetycznie technologii magazynowania energii.

Jednocześnie analiza wykazała, iż rozwój nowych projektów elektrowni szczytowo-pompowych jest w znacznym stopniu ograniczony przez czynniki pozatechniczne. Wysokie wymagania lokalizacyjne, istotne oddziaływanie środowiskowe oraz potencjalne bariery społeczne mogą stanowić poważne ograniczenie dla realizacji inwestycji, nawet w przypadku technologii charakteryzującej się wyraźną przewagą ekonomiczną.

Podsumowując, elektrownie szczytowo-pompowe należy uznać za technologię o kluczowym znaczeniu dla stabilności i bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, zwłaszcza w kontekście transformacji energetycznej. Pomimo istotnych barier inwestycyjnych i społecznych, ich niski jednostkowy koszt magazynowania energii oraz wysoka efektywność w długim okresie czynią je fundamentem wielkoskalowego magazynowania energii, stanowiąc jednocześnie punkt odniesienia dla oceny pozostałych technologii magazynowania analizowanych w pracy.

4. Magazynowanie energii w sprężonym powietrzu – technologie CAES i ACAES

Technologie magazynowania energii w sprężonym powietrzu stanowią jedną z najważniejszych alternatyw dla elektrowni szczytowo-pompowych w obszarze wielkoskalowego, konwencjonalnego magazynowania energii. Ich istotą jest akumulacja energii elektrycznej w postaci energii sprężonego powietrza, które następnie wykorzystywane jest do produkcji energii w okresach zwiększonego zapotrzebowania [1, 2, 10].

Analizie poddano zarówno klasyczne systemy magazynowania energii w sprężonym powietrzu CAES (compressed air energy storage), jak i ich bardziej zaawansowaną technologicznie odmianę adiabatycznego magazynowania energii w sprężonym powietrzu ACAES (adiabatic compressed air energy storage), w której eliminowane jest zużycie paliw kopalnych poprzez magazynowanie ciepła sprężania. Obie technologie oceniono pod kątem parametrów technicznych, ekonomicznych oraz ich potencjalnego zastosowania w warunkach krajowych.

W klasycznych systemach CAES energia elektryczna wykorzystywana jest do sprężania powietrza, które magazynowane jest w dużych zbiornikach, najczęściej w kavernach solnych lub podziemnych wyrobiskach. W fazie generacji sprężone powietrze jest rozprężane i wykorzystywane do napędu turbin, przy czym w technologii diabatycznej wymagane jest dodatkowe źródło ciepła, zazwyczaj w postaci spalania paliwa. Technologia ACAES eliminuje ten element poprzez zastosowanie magazynów energii cieplnej, w których gromadzone jest ciepło powstające podczas sprężania powietrza. Rozwiązanie to pozwala na poprawę sprawności całkowitej układu oraz ograniczenie emisji, jednak wiąże się z większą złożonością techniczną i wyższymi nakładami inwestycyjnymi [1, 2, 10, 11].

W analizie LCOS przyjęto założenia charakterystyczne dla instalacji wielkoskalowych, uwzględniając ograniczenia technologiczne i lokalizacyjne. W pracy wskazano, że zastosowanie naziemnych zbiorników sprężonego powietrza jest ekonomicznie nieuzasadnione dla dużych mocy, natomiast wykorzystanie kavern solnych – uznawane za najbardziej efektywne rozwiązanie – nie stanowi obecnie realnej opcji w warunkach polskich. Czynniki te miały istotny wpływ na przyjęte parametry oraz uzyskane wyniki analizy ekonomicznej.

Tabela 2. Zestawienie parametrów dla technologii ACAES [1]
Table 2. Parameters of ACAES technology [1]

Parametr LCOS	Wartość	Jednostka
Moc systemu	100	MW
Czas pracy dziennie	8	h
Sprawność	70	%
Żywotność systemu	25	lat
CAPEX	1500	USD/kW
OPEX	30	USD/kW/rok
Koszt energii do ładowania	100	USD/MWh
Współczynnik dyskonta	8	%

Tabela 3. Zestawienie parametrów dla technologii CAES [1, 2, 10]
Table 3. Parameters of CAES technology [1, 2, 10]

Parametr LCOS	Wartość	Jednostka
Moc systemu	100	MW
Czas pracy dziennie	8	h
Sprawność	45	%
Żywotność systemu	25	lat
CAPEX	800	USD/kW
OPEX	16	USD/kW/rok
Koszt energii do ładowania	110	USD/MWh
Współczynnik dyskonta	8	%

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń uśredniony koszt magazynowania energii LCOS dla technologii CAES wyniósł 226 USD/MWh, natomiast dla technologii ACAES 314 USD/MWh. Uzyskane wartości są wyraźnie wyższe niż w przypadku elektrowni szczytowo-pompowych, co wskazuje na mniejszą konkurencyjność ekonomiczną tych technologii w obecnych warunkach technicznych i rynkowych.

Wyższy poziom wskaźnika LCOS dla technologii ACAES wynika przede wszystkim z większych nakładów inwestycyjnych związanych z koniecznością zastosowania magazynów energii cieplnej oraz bardziej złożonej infrastruktury systemowej. Z kolei w przypadku klasycznych systemów CAES istotnym czynnikiem wpływającym na koszt magazynowania energii jest niższa sprawność całkowita układu oraz ograniczona ilość energii oddanej w całym cyklu życia instalacji. Analiza wykazała również, że zarówno CAES, jak i ACAES charakteryzują się znacznie mniejszą ilością zdyskontowanej energii dostarczonej do systemu w porównaniu z elektrowniami szczytowo-pompowymi. Pomimo relatywnie atrakcyjnych kosztów jednostkowych CAPEX w niektórych wariantach technologicznych, efekt ekonomiczny w długim horyzoncie czasowym pozostaje mniej korzystny.

Przeprowadzona analiza potwierdza, że technologie magazynowania energii w sprężonym powietrzu mogą stanowić interesującą alternatywę dla elektrowni szczytowo-pompowych w określonych warunkach lokalizacyjnych, jednak obecnie nie dorównują im pod względem efektywności ekonomicznej. Technologia ACAES, mimo wyraźnych zalet środowiskowych i braku konieczności wykorzystania paliw kopalnych, charakteryzuje się wysokim kosztem jednostkowym, co w obecnych warunkach ogranicza jej opłacalność komercyjną. Z kolei klasyczne systemy CAES, choć tańsze, obarczone są istotnymi ograniczeniami wynikającymi z niższej sprawności oraz zależności od dodatkowych źródeł energii cieplnej.

W kontekście warunków krajowych analiza wskazuje, że kluczową barierą dla rozwoju technologii CAES i ACAES jest brak odpowiednich struktur geologicznych umożliwiających efektywne i bezpieczne magazynowanie sprężonego powietrza. W rezultacie technologie te, mimo swojego potencjału, mogą pełnić jedynie rolę uzupełniającą wobec elektrowni szczytowo-pompowych, a ich szersze zastosowanie będzie uzależnione od dalszego rozwoju technologicznego oraz zmian uwarunkowań ekonomicznych i regulacyjnych.

5. Magazynowanie energii w postaci ciekłego powietrza (LAES)

Magazynowanie energii w postaci ciekłego powietrza LAES (liquid air energy storage), jest jedną z konwencjonalnych technologii magazynowania energii, która w ostatnich latach zyskuje zainteresowanie jako potencjalna alternatywa dla rozwiązań wymagających szczególnych uwarunkowań geograficznych. Istotną zaletą tej technologii jest możliwość jej lokalizacji niezależnie od warunków topograficznych oraz brak konieczności stosowania specyficznych struktur geologicznych, co teoretycznie zwiększa elastyczność wdrożeń w porównaniu z elektrowniami szczytowo-pompowymi czy systemami CAES [10, 12, 13].

Zasada działania technologii LAES polega na skraplaniu powietrza w okresach nadwyżki energii elektrycznej, jego magazynowaniu w izolowanych zbiornikach kriogenicznych, a następnie rozprężaniu i podgrzewaniu w celu ponownego wytworzenia energii elektrycznej. Proces ten wiąże się z istotnymi stratami energetycznymi, wynikającymi głównie z energochłonności procesu skraplania oraz ograniczonej sprawności odzysku energii w fazie generacji. W analizie przyjęto założenia charakterystyczne dla instalacji LAES o skali umożliwiającej zastosowanie systemowe, przy czym uwzględniono zarówno koszty inwestycyjne związane z infrastrukturą kriogeniczną, jak i koszty operacyjne wynikające z energochłonności procesu magazynowania [10, 12].

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń uśredniony koszt magazynowania energii LCOS dla technologii LAES wyniósł 326 USD/MWh. Uzyskana wartość jest wyższa zarówno w porównaniu z elektrowniami szczytowo-pompowymi, jak i technologiami CAES oraz ACAES analizowanymi w niniejszej pracy. Wskazuje to na niższą konkurencyjność ekonomiczną technologii LAES w obecnych warunkach technicznych i rynkowych.

Tabela 4. Zestawienie parametrów dla technologii LAES [12, 13]

Table 4. Parameters of LAES technology [12, 13]

Parametr LCOS	Wartość	Jednostka
Moc systemu	50	MW
Czas pracy dziennie	6	h
Sprawność	55	%
Żywotność systemu	30	lat
CAPEX	1600	USD/kW
OPEX	32	USD/kW/rok
Koszt energii do ładowania	100	USD/MWh
Współczynnik dyskonta	8	%

Jednym z kluczowych czynników wpływających na wysoki poziom wskaźnika LCOS jest relatywnie niewielka ilość zdyskontowanej energii oddanej do systemu elektroenergetycznego w całym cyklu życia instalacji. W analizowanym przypadku wartość ta wyniosła około 640 000 MWh, co znacząco odbiega od wartości uzyskiwanych dla technologii PHES oraz CAES. Ogra-

niczona ilość energii oddanej w czasie, w połączeniu z wysokimi kosztami energii zużywanej w procesie skraplania powietrza, prowadzi do wzrostu jednostkowego kosztu magazynowania energii.

Wyniki analizy wskazują, że technologia LAES charakteryzuje się istotnymi ograniczeniami energetycznymi, które bezpośrednio przekładają się na jej efektywność ekonomiczną. Niska sprawność całkowita cyklu magazynowania powoduje, że mimo braku istotnych barier lokalizacyjnych oraz możliwości elastycznego rozmieszczenia instalacji, technologia ta pozostaje mniej konkurencyjna w porównaniu z innymi konwencjonalnymi magazynami energii. Potencjalne zastosowanie technologii LAES może być uzasadnione w specyficznych warunkach, takich jak integracja z instalacjami przemysłowymi umożliwiającymi wykorzystanie ciepła odpadowego. Jednak w analizowanym wariantcie referencyjnym, nieuwzględniającym dodatkowych synergii systemowych, technologia ta nie osiąga konkurencyjnych parametrów ekonomicznych [1, 10, 11].

Przeprowadzona analiza wykazała, że magazynowanie energii w postaci ciekłego powietrza charakteryzuje się najwyższym spośród analizowanych konwencjonalnych technologii kosztem jednostkowym magazynowania energii LCOS. Pomimo zalet technologicznych, takich jak brak istotnych wymagań lokalizacyjnych i możliwość budowy instalacji w pobliżu centrów zapotrzebowania na energię, technologia LAES w obecnych warunkach nie stanowi konkurencyjnej alternatywy dla elektrowni szczytowo-pompowych ani systemów magazynowania energii w sprężonym powietrzu. Może ona pełnić jedynie rolę uzupełniającą w systemach elektroenergetycznych, w których inne technologie magazynowania nie mogą zostać zastosowane ze względów przestrzennych lub środowiskowych [12, 13].

6. Podsumowanie

Analiza konwencjonalnych technologii magazynowania energii potwierdza, że rozwiązania te odgrywają istotną rolę w systemach elektroenergetycznych, szczególnie w kontekście rosnącego udziału niestabilnych odnawialnych źródeł energii. Pomimo dynamicznego rozwoju nowych technologii magazynowania, dojrzałe rozwiązania konwencjonalne pozostają kluczowe w zastosowaniach wielkoskalowych i długoterminowych.

Tabela 5. Zestawienie wyników analizy

Table 5. Summary of analysis results

Technologia	CAPEX [USD/kW]	OPEX [USD/kW/rok]	LCOS [USD/MWh]
PHES (elektrownia sz-p)	2000	15	174,8
CAES (sprężone powietrze)	800	16	226
ACAES (adiabatyczne CAES)	1500	30	314
LAES (ciekłe powietrze)	1600	32	326

Z przeprowadzonych obliczeń wskaźnika LCOS wynika, że elektrownie szczytowo-pompowe PHES charakteryzują się najniższym jednostkowym kosztem magazynowania energii spośród analizowanych technologii. Wysoka efektywność ekonomiczna tej technologii jest bezpośrednio związana z bardzo dużą ilością energii oddanej do systemu w całym cyklu życia instalacji, długą żywotnością oraz stabilnymi i relatywnie niskimi kosztami operacyjnymi. W rezultacie elektrownie szczytowo-pompowe pozostają punktem odniesienia dla oceny pozostałych technologii konwencjonalnych.

Technologie magazynowania energii w sprężonym powietrzu, zarówno CAES, jak i ACAES, osiągają wyższe wartości wskaźnika LCOS w porównaniu z elektrowniami szczytowo-pompowymi, co ogranicza ich konkurencyjność ekonomiczną w obecnych warunkach. Ich potencjał wynika jednak z możliwości pracy w dużej skali oraz w przypadku technologii ACAES, z istotnych korzyści środowiskowych związanych z eliminacją paliw kopalnych. Zastosowanie tych technologii jest silnie uzależnione od dostępności odpowiednich warunków geologicznych, co w warunkach krajowych stanowi istotną barierę rozwojową.

Najwyższy jednostkowy koszt magazynowania energii spośród analizowanych technologii osiąga magazynowanie energii w postaci ciekłego powietrza (LAES). Wysoka wartość wskaźnika LCOS wynika przede wszystkim z niskiej efektywności energetycznej cyklu oraz ograniczonej ilości energii oddanej do systemu elektroenergetycznego w całym okresie eksploatacji instalacji. Pomimo zalet lokalizacyjnych i elastyczności wdrożeniowej, technologia ta w obecnych warunkach pełni raczej rolę rozwiązania uzupełniającego niż konkurencyjnej alternatywy dla pozostałych technologii konwencjonalnych.

Analiza wykazała również, że ocena technologii magazynowania energii nie może opierać się wyłącznie na kryteriach ekonomicznych. Aspekty techniczne, środowiskowe oraz społeczne w istotny sposób wpływają na możliwość realizacji inwestycji, nawet w przypadku technologii charakteryzujących się wyraźną przewagą kosztową. Ograniczenia lokalizacyjne, oddziaływanie na środowisko oraz poziom akceptacji społecznej stanowią istotne czynniki determinujące realny potencjał wdrożeniowy poszczególnych rozwiązań.

7. Bibliografia

- [1] Chmielewski, A., Kupecki, J., Szabłowski, Ł., Fijałkowski, K. J., Zawieska, J., Bogdziński, K. (2020). *Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii*. Fundacja WWF Polska. https://www.wwf.pl/sites/default/files/2020-09/Magazynowanie%20energii%20-%20PL%20FINAL_0.pdf
- [2] IRENA-IEA-ETSAP. (2020). *Electricity Storage – Technology Brief E18*. International Renewable Energy Agency (IRENA) Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), Abu Dhabi.
- [3] Enewable Energy World (2011). *Renaissance for Pumped Storage in Europe*. <https://www.renewableenergyworld.com/energy-storage/pumped-storage/renaissance-for-pumped-storage-in-europe>
- [4] World Bank (2020). *Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems*. Washington, DC. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/222731592289791721/pdf/Economic-Analysis-of-Battery-Energy-Storage-Systems.pdf>
- [5] Blakers, M., Stocks, B., Lu, C., Cheng, C. (2021). A review of pumped hydro energy storage. *Progress in Energy*, 3(2). 022003 <https://doi.org/10.1088/2516-1083/abeb5b>
- [6] Koritarov, V. et al. (2022). *A Review of Technology Innovations for Pumped Storage Systems*. National Renewable Energy Laboratory (NREL) & Argonne National Laboratory. <https://publications.anl.gov/anlpubs/2022/05/175341.pdf>
- [7] National Hydropower Association (2021). *Pumped Storage Report*. Washington, DC. <https://hydro.org/wp-content/uploads/2021/09/2021-Pumped-Storage-Report-N-HA.pdf>
- [8] National Renewable Energy Laboratory (2022). *Pumped storage hydropower – Electricity Technology Baseline Report*. Renewable Energy World. <https://www.renewableenergyworld.com/energy-storage/nrel-includes-pumped-storage-in-2022-electricity-technology-baseline-report/>
- [9] Sustainability Directory (2024). *What are the environmental impacts of pumped hydro storage?* Energy Sustainability Directory. <https://energy.sustainability-directory.com/question/what-are-the-environmental-impacts-of-pumped-hydro-storage>
- [10] Burian, O., & Dancová, P. Compressed Air Energy Storage (CAES) and Liquid Air Energy Storage (LAES) Technologies—A Comparison Review of Technology Possibilities. *Processes* 2023; 11: 3061. <https://doi.org/10.3390/pr11113061>
- [11] Waniczek, S. (2021). *System magazynowania energii w sprężonym powietrzu sprofilowany na potrzeby dużych jednostek wytórczych*. Rozprawa doktorska, Politechnika Śląska, Gliwice.
- [12] Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2021). *Magazynowanie energii – przegląd technologii*. Warszawa.