

MAGAZYNOWANIE ENERGII JAKO ELEMENT RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA

Sygn. PAB/WIB 16/2023



Raport przygotowany na zlecenie
Programu Analityczno-Badawczego
Fundacji Warszawski Instytut Bankowości

WIB

PROGRAM
ANALITYCZNO
BADAWCZY

O raporcie

Raport **Magazynowanie energii jako element rynku energii elektrycznej i ciepła** został opracowany na zlecenie Programu Analityczno-Badawczego Fundacji Warszawski Instytut Bankowości

Autorzy

Raport został opracowany przez zespół w składzie:

Grzegorz Wiśniewski – inżynier, ekonomista, specjalista rynku energetyki odnawialnej i technologii energetyki słonecznej. Założyciel (2001) i prezes Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO). Jest dyrektorem programowym studiów podyplomowych „Energetyka odnawialna dla biznesu”, członkiem Prezydium Komitetu ds. Energii i Polityki Klimatycznej przy Krajowej Izbie Gospodarczej oraz członkiem Rady Krajowej Izby Kłastrów Energii i Odnawialnych Źródeł Energii. Jest inicjatorem nowych koncepcji w energetyce odnawialnej, w tym budowy w Polsce giga-fabryk ogniw fotowoltaicznych realizowanej przez spółkę Giga PV S.A (2020), koncepcji wprowadzania do ciepłownictwa zeroemisyjnych OZE z sezonowymi magazynami ciepła oraz agrofotowoltaiki.

Był dyrektorem Centrum Komisji Europejskiej ds. Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) i przewodniczącym Grupy Refleksyjnej Komisji Europejskiej ds. Energetyki Zrównoważonej, Członek Komitetu Sterującego ds. Energii w NCBiR i Zespołu Redakcyjnego NCBiR ds. Nowych Technologii w zakresie energii. Członek Narodowej Rady Rozwoju przy Prezydencie RP kadencji 2015–2021. Kierował pracami nad kluczowymi dla OZE ekspertyzami rządowymi dotyczącymi kierunków rozwoju prawa, ocen ekonomicznych technologii OZE. Jest współautorem pierwszej krajowej „Strategii rozwoju energetyki odnawialnej” (2000), pierwszego projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii, założeń do systemu zielonych certyfikatów (2005), inicjatorem poprawki prosumenckiej do ustawy o OZE (2015). Laureat tytułu „Człowiek polskiej Ekologii (2014).

Dr inż. Tomasz Kowalak – absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej. Od 2016 roku pracownik Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO) zaangażowany w projektach poświęconych adaptacji do zmieniających się warunków regulacyjnych i rynkowych odbiorców energii i wytwórców energii elektrycznej i ciepła z OZE. Kluczowe obszary działań i kompetencji w tym zakresie: umowy PPA, wykorzystanie magazynów energii elektrycznej, ciepła i wodoru w systemach z pogodowo-zależnymi OZE, zielone elektroogrzewnictwo (green power-to-heat). Aktywnie uczestniczył w pracach na rzecz rozwijania modeli biznesowych autoproducenta energii z OZE oraz wykorzystania technologii power-to-heat dla przedsiębiorstw Energetyki Ciepłej: Końskie, Radzyń Podlaski i Wołomin oraz w elektrociepłowniach przemysłowych. Wykładowca na studiach podyplomowych dotyczących inwestycji w OZE organizowanych przez IEO i Politechnikę Warszawską.

Aleksandra Sulej – inżynier zaangażowany w problematykę transformacji sektora ciepłownictwa i energetyki w kontekście zwiększania udziałów OZE (Odnawialne Źródła Energii) i bezpieczeństwa energetycznego. Ukończyła studia inżynierskie na Wydziale MEiL Politechniki Warszawskiej, opracowując analizę modernizacji systemu ciepłowniczego. Od 2021 roku analityk systemów z udziałem OZE w Instytucie Energetyki Odnawialnej.

Uczestniczyła w projektach związanych z wdrażaniem energetyki odnawialnej poprzez analizę, modelowanie i optymalizację systemów energetycznych. Była zaangażowana w projekty modernizacji

ciepłowni m.in. „Ciepłownia Przyszłości”, poprzez wykonywanie analiz środowiskowych i symulację pracy systemu w programie TRNSYS. Brała udział w projektach związanych z opracowywaniem koncepcji techniczno-ekonomicznych dla elektrowni fotowoltaicznych oraz hybrydy wiatrowo-słonecznej z magazynem energii.

mgr Krzysztof Kalinowski – absolwent wydziału nauk ekonomicznych Uniwersytetu Warszawskiego. Od 2016 roku związany z sektorem energetycznym. Od 2021 roku pracuje w Instytucie Energetyki Odnawialnej, obecnie na stanowisku głównego ekonomisty.

Autor lub współautor wielu opracowań dotyczących inwestycji w sektorze przemysłowym. Specjalizuje się w analizach dotyczących wykorzystania OZE w ciepłownictwie. Uczestniczył w pracach nad projektami dla NCBR (Ciepłownia i Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym). Współautor artykułów oraz raportów przekrojowych o branży OZE. Recenzent prac dyplomowych na kierunku „Energetyka Odnawialna dla Biznesu” prowadzonych przez Szkołę Biznesu Politechniki Warszawskiej oraz IEO.

Dr inż. Jacek Gajkowski – doktorat z dyscypliny Inżynieria Mechaniczna (2021), specjalista systemów grzewczych opartych na pompach ciepła. Od 2022 roku jest pracownikiem Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO), aktualnie na stanowisku starszy specjalista.

Uczestniczy w licznych pracach dotyczących modernizacji ciepłownictwa, polegających na implementowaniu do systemów ciepłowniczych nisko- oraz zeroemisyjnych OZE wraz z krótkookresowymi oraz sezonowymi magazynami ciepła. Jako kierownik zaangażowany w projekcie poświęconym zastosowaniu magazynów ciepła typu PCM (phase change material – materiał zmiennofazowy) na cele ciepłej wody użytkowej (CWU) w systemach grzewczych budynków jednorodzinnych (program ComBioTES finansowany przez Unię Europejską).

Dr inż. Konrad Wiśniewski – jest kierownikiem projektów oraz specjalistą ds. zielonych technologii w Instytucie Energetyki Odnawialnej (IEO). Od ponad pięciu lat zaangażowany w projekty związane z rynkiem OZE i wdrażaniem nowych technologii. Stopień doktora uzyskał na Wydziale Fizyki Politechniki Warszawskiej za pracę dotyczącą cienkowarstwowych ogniw słonecznych. Ukończył również filozofię na Uniwersytecie Warszawskim.

W Instytucie Energetyki Odnawialnej zajmuje się kluczowymi aspektami technologii słonecznych – posiada szeroką wiedzę z zakresu metod wytwarzania oraz sposobu ich działania. Przeprowadza analizy ekonomiczne i oceny opłacalności inwestycji w OZE. Odpowiada za część technologiczną i jest członkiem rady nadzorczej spółki Giga PV – jednego z flagowych projektów związanych z budową tzw. „giga-fabryki” ogniw słonecznych w Polsce. Działa w Porozumieniu Sektorowym PV w sekcji „przemysł” i „edukacja”. Jest współautorem wielu raportów technicznych oraz rynkowych, często łączących aspekty technologiczne i ekonomiczne.

Był stypendystą programu współpracy przemysłowej z Tajwanem, prowadzi współpracę z zagranicznymi jednostkami naukowymi w Niemczech (Instytuty: Fraunhofer ISE i Weierstrassa). Jest autorem artykułów w renomowanych międzynarodowych czasopismach naukowych. Był wykonawcą projektów realizowanych w ramach programów Narodowego Centrum Nauki, Narodowego Centrum Badań i Rozwoju oraz programu UE Horyzont. Aktualnie bada różne koncepcje pozwalające na zwiększanie udziału OZE w polskim ciepłownictwie i szuka modeli biznesowych dla różnych technologii magazynowania energii, w tym dla sezonowych magazynów ciepła. Od 2019 roku prowadzi w Szkole Biznesu Politechniki Warszawskiej wykłady, ćwiczenia oraz recenzuje prace na studiach podyplomowych „Energetyka Odnawialna dla Biznesu”.

O programie

Program Analityczno-Badawczy przy Fundacji WIB powstał w 2019 roku jako odpowiedź na potrzeby sektora bankowego w zakresie analizy zjawisk, tworzenia opracowań i porządkowania wiedzy w obszarach cyberbezpieczeństwa i nowych technologii, a także szeroko rozumianego otoczenia sektora bankowego, kształtującego warunki działania banków w Polsce. Prace analityczno-badawcze w ramach programu realizowane są pod kątem możliwości praktycznego wykorzystania ich wyników w celu rozwoju sektora bankowego, podnoszenia poziomu bezpieczeństwa usług oraz kreowania wartości dla klientów bankowości. PAB WIB kładzie duży nacisk na rozwój współpracy ze środowiskami akademickimi i eksperckimi, poszukując synergii w zakresie zainteresowań badawczych autorów oraz potrzeb rozwojowych sektora bankowego.

W ramach programu realizowane są analizy i badania w następujących obszarach:

-  Nowe technologie w sektorze bankowym, cyberbezpieczeństwo banków i systemy płatnicze
-  Ekonomiczna analiza rozwoju sektora bankowego, stabilności banków, otoczenia makroekonomicznego
-  Prawno-regulacyjne i legislacyjne uwarunkowania działalności sektora bankowego oraz wyzwania wynikające z orzecznictwa sądów krajowych i europejskich
-  ESG i sustainable finance
-  Prace analityczno-badawcze w zakresie poszczególnych obszarów funkcjonowania banków oraz w zakresie funkcjonowania wskaźników referencyjnych

Więcej na temat działalności programu na stronie www.pabwib.pl

Kontakt

dr Andrzej Banasiak
Koordynator Programu
m: 696 405 104
e: abanasiak@wib.org.pl

Agnieszka Nierodka
m: 607 484 391
e: anierodka@wib.org.pl

dr Tomasz Pawlonka
m: 505 917 778
e: tpawlonka@wib.org.pl

Warszawski Instytut Bankowości
00-380 Warszawa, ul. Kruczkowskiego 8
t: (22) 182 31 70
www.pabwib.pl

Spis treści

	STRESZCZENIE KIEROWNICZE	7
	Wstęp	10
	1. Uwarunkowania prawne magazynowania energii	13
	1.1. Wdrożenie unijnej definicji magazynu energii i strategii integracji sektorów do ustawodawstwa krajowego	14
	1.2. Magazyny odwracalne energii elektrycznej „power-to-power”	17
	1.3. Magazyny nieodwracalne energii elektrycznej „power-to-x” (w tym green power-to-heat oraz green power to H ₂)	18
	1.4. Zidentyfikowane bariery prawne i regulacyjne, stymulujące potrzebę zmian	19
	2. Magazyny energii – podział, parametry, zastosowania na rynkach energii elektrycznej i ciepła	22
	2.1. Ogniwa galwaniczne (akumulatory litowo-jonowe)	28
	2.2. Magazyny przepływowe (Redox Flow Battery)	30
	2.3. Wodór jako magazyn energii elektrycznej z OZE	31
	2.4. Zasobniki ciepła i bufony w ogrzewnictwie indywidualnym	32
	2.5. Krótkoterminowe magazyny ciepła w ciepłownictwie systemowym	34
	2.6. Magazyny sezonowe ciepła	36



3.	Wybrane nisze biznesowe dla magazynowania energii warunkujące efektywną realizację celów polityki klimatycznej i OZE	41
3.1.	Wykorzystanie magazynów ciepła i magazynów bateryjnych przez mikroprosumenta	42
3.2.	Magazyny ciepła w systemach ciepłowniczych	47
3.3.	Magazyny energii elektrycznej z OZE – systemowe i dystrybucyjne	53
4.	Krytyczne czynniki rozwoju	56
4.1.	Mechanizmy cenotwórcze na rynku hurtowym jako czynnik wsparcia operacyjnego dla magazynów energii	57
4.2.	Taryfowanie energii i usługi sieciowej	58
4.3.	Cyfryzacja zarządzania infrastrukturą energetyczną	61
4.4.	Mechanizmy wsparcia inwestycyjnego	62
4.5.	Inne	67
5.	Podsumowanie i rekomendacje	70

Streszczenie kierownicze





Cel przeprowadzonego badania

Celem raportu jest:

- ▶ przybliżenie sektorowi bankowemu roli nowej funkcji na rynku energii, jaką jest szeroko rozumiane magazynowanie energii oraz jej możliwości rozwojowych,
- ▶ wykazanie, iż magazyny energii są już realnie obecnym elementem rynku energii i istnieją nisze biznesowe umożliwiające efektywne finansowanie ich rozwoju z udziałem sektora bankowego;
- ▶ wstępne przygotowanie sektora bankowego do obsługi nowych graczy na rynku energii, w szczególności wykorzystujących funkcjonalności biznesowe związane z wdrożeniem szeroko rozumianego magazynowania energii.

Odbiorcy raportu

Bezpośrednim odbiorcą raportu są podmioty sektora bankowego, przygotowujące się do finansowania inwestycji w zmieniającym się sektorze energetycznym – wdrażającym nowe technologie i procesy rynkowe, w szczególności z wykorzystaniem szeroko rozumianego magazynowania energii, zdefiniowanego zgodnie z wymaganiami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) 2019/944.

Odbiorcą pośrednim są inwestorzy w sektorze energetycznym wdrażający ww. technologie i oczekujący wsparcia (w głównej mierze finansowego) od sektora bankowego.

Przedmiot analizy

Przedmiotem badania jest analiza skutków biznesowych wprowadzenia do obiegu prawnego nowej definicji magazynowania energii na gruncie prawa europejskiego i ich atrakcyjności z punktu widzenia sektora bankowego, a także zagrożeń wynikających ze sposobu zaimplementowania tej regulacji do polskiego porządku prawnego.

Badanie ukierunkowano na:

- ▶ uwarunkowania prawne magazynowania energii,

- ▶ kierunki zastosowań magazynów energii w zależności od ich rodzajów i parametrów,
- ▶ wskazanie nisz biznesowych rokujących najlepiej w aktualnych uwarunkowaniach,
- ▶ analizę krytycznych czynników rozwoju magazynów energii.

Wnioski wynikające z badania

1. Magazyny energii są już obecne na rynku jako przejaw megatrendu.
2. Istnieją nisze biznesowe umożliwiające efektywne finansowanie ich rozwoju z udziałem sektora bankowego na zasadach rynkowych, w szczególności prosumenckie magazyny ciepła zasilane energią elektryczną z OZE oraz podobnie zasilane magazyny ciepła w dużych systemach ciepłowniczych.
3. Magazyny elektryczne prosumenckie i duże magazyny bateryjne w systemie elektroenergetycznym mogą być już obecnie opłacalne pod warunkiem skorzystania z dotacji programu Mój prąd lub wsparcia eksploatacyjnego w ramach aukcji Rynku mocy.
4. Magazyny energii mogą dalej rozwijać się biznesowo, pod warunkiem, że na rynku energii i ciepła działa poprawnie prawo wartości, honorujące zależność wartości energii od czasu i miejsca w sieci.
5. Wprowadzenie od 1 lipca 2024 roku taryf dynamicznych dla odbiorców energii wyposażonych w inteligentne liczniki energii elektrycznej poszerzy rynek magazynów energii.
6. Modele biznesowe magazynów energii wymagają analizy profili ładowania i rozładowania oraz profili cen energii (magazynowanej i sprzedawanej/zużywanej) i ich prognoz godzinna po godzinie (docelowo nawet z granulacją 15-minutową).
7. Szansą dla dynamicznego rozwoju instalacji magazynowania energii i usług świadczonych z ich wykorzystaniem jest rosnący popyt, uwarunkowany obiektywnymi okolicznościami, w tym ekonomią rozumianą kompleksowo (z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych, nieujawnianych w cenach energii).



8. Zagrożeniem (źródłem ryzyk) jest opór ze strony tradycyjnego biznesu zasiedziałego, broniącego swojej pozycji monopolistycznej i jego wpływ na ustawodawcę. Przejawia się to m.in. niestabilnością prawa oraz antyrynkowymi interwencjami i regulacjami na rynku energii.
9. Analogicznym zaburzeniom może być poddany proces inwestowania w magazyny energii, które zrazu stają się zagrożeniem dla tradycyjnych modeli biznesowych bazujących na zarobkach płynących z technologii schyłkowych i modelu rynku wspierającego te technologie.

Rekomendacje

1. Istnieje potrzeba wdrażania magazynów energii zaczynając od najtańszych (magazynów ciepła) oraz magazynów zastosowanych dla równoległego realizowania pakietu usług. Ograniczenie magazynu, zwłaszcza odwracalnego (dwustronnego *power-to power*), do jednego tylko zastosowania (np. spłaszczenia profilu generacji jednego, konkretnego źródła OZE), z reguły powoduje,

że taki biznes-model daje wynik ujemny, co stanowi fałszywy argument na rzecz tezy, że „magazynowanie energii się nie opłaca”.

2. Istnieje pilna potrzeba rozerwania błędnego koła na poziomie technicznym (niedorozwój sieci „uzasadnia” masowe odmowy przyłączenia zarówno kolejnych OZE jak i magazynów, brak magazynów upośledza pracę sieci i tworzy przesłanki dla blokady rozwoju OZE) oraz na poziomie organizacji rynku energii, przejawiającego się brakiem równowagi pomiędzy mechanizmami wsparcia inwestycji operacyjnymi i dotacyjnymi.
3. Magazyny energii wymagają aktywnego podejścia ustawodawcy i biznesu do rozwoju sector coupling (integracji sektorów różnych rynków końcowych). Dalsze zamykanie się w „silosach”: elektroenergetycznym, ciepłowniczym, gazowym, paliw transportowych i surowców, stanowi istotną blokadę rozwoju zarówno magazynowania energii, jak i OZE, stanowiących wspólnie o sukcesie polityki klimatycznej, prowadzącej do obniżenia emisji i obniżenia kosztów energii.

Wstęp



Zagadnienie magazynowania energii w relacji do rynku energii, w szczególności rynku energii elektrycznej, jest tematem bardzo szerokim, wieloaspektowym, wymagającym łączenia kompetencji dotyczących technologii magazynowania energii sensu stricto, funkcjonowania systemu elektroenergetycznego jako struktury technicznej, organizacji rynku energii, prawa energetycznego a także polityki, w tym polityki klimatycznej rozumianej jako składowa polityki gospodarczej. Raport z konieczności został ograniczony do analizy rozwiązań nowych lub już wprowadzonych na rynek o dużych szansach na replikację i pełną komercjalizację w najbliższych latach na rynkach energii elektrycznej i ciepła (magazyny energii stacjonarne, bez sektora transportu).

Na wstępie należy zwrócić uwagę na następujące, kluczowe, aspekty, wywierające decydujący wpływ na tok zaprezentowanego w raporcie rozumowania i wywiedzione wnioski:

- ▶ Zapotrzebowanie na magazynowanie energii i spowodowany tym rozwój technologiczny w tym obszarze jest ściśle powiązany ze wzrostem zapotrzebowania i rozwojem ilościowym odnawialnych źródeł energii (OZE) w szczególności OZE bezemisyjnych tj. wiatrowych (FW) i słonecznych (PV). W konsekwencji, energia elektryczna podlegająca magazynowaniu to w pierwszej kolejności energia „zielona” (Green Power), a procesy realizowane z wykorzystaniem magazynów to Green Power to Power (GP2P – magazynowanie energii elektrycznej odwracalne) oraz Green Power to Heat oraz Green Power to Gas (GP2G oraz GP2H₂ – magazynowanie energii elektrycznej nieodwracalne). W konsekwencji realny rozwój magazynów energii jest uwarunkowany (wzajemnie) rozwojem OZE wiatrowych i słonecznych.
- ▶ Lawinowy rozwój nowych technologii magazynowania energii, w tym magazynowania w małej skali, ale poddających się zagregowanemu zarządzaniu dzięki współbieżnemu rozwojowi technologii ICT, pozwala na odejście od tradycyjnego rozumienia systemowych magazynów energii – widzianych jako jednostkowe instalacje wielkoskalowe – w formie elektrowni wodnych szczytowo-pompowych lub kawernowych magazynów sprężonego powietrza – kapitałochłonnych, a dodatkowo limitowanych warunkami geologicznymi, przez to praktycznie trudno realizowalnych.
- ▶ Aspekt ekonomiczny, wynikający, obok kapitałochłonności, ze związku pomiędzy długością okresu przesunięcia energii a nakładem jednostkowym na moc i pojemność magazynu, determinujący granice opłacalności stosowania magazynów sezonowych względem magazynów krótkookresowych (np. dobowych).
- ▶ Aspekt techniczny, wynikający z zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego na usługi magazynowania energii w różnych horyzontach czasowych (od sekund – np. celem symetryzacji napięć fazowych, poprzez dobę – np. celem wykorzystania energii z PV w okresach nocnych i tydzień – np. celem wykorzystania energii z wiatru w okresach bezwietrznych, aż po „nieskończoność” – trwałe „zdejmowanie” z systemu elektroenergetycznego przez magazyny nieodwracalne nadwyżek energii z PV lub wiatru celem wykorzystania jej w dowolnym czasie w innych zastosowaniach.
- ▶ Otoczenie rynkowe, rozumiane jako obowiązujące (ew. planowane do wdrożenia) mechanizmy cenotwórstwa na rynku energii, determinujące zmienność cen energii w czasie (skutkujące wysokością spreadu cenowego pomiędzy okresami ładowania i rozładowania magazynów), a także ramy organizacyjno-prawne, warunkujące możliwość podjęcia przez inwestora w magazyn energii aktywności biznesowej na rynku energii.
- ▶ Wieloaspektowa rola magazynów na rynku energii: instalacje magazynowania energii, w zależności od ich lokalizacji i parametrów, mogą zaspokajać potrzeby różnych interesariuszy: wytwórców energii, (w szczególności OZE, ale także wytwórców konwencjonalnych), operatorów sieci, prosumentów i konsumentów energii elektrycznej a także podmiotów funkcjonujących poza rynkiem elektroenergetycznym. Rozwój rozproszonych magazynów energii w synergicznym powiązaniu z rozwojem rozproszonych źródeł OZE w praktyce pozbawia dzisiejszych OSD podstaw do zajmowania z mocy prawa pozycji monopolu naturalnego. To zaś motywuje biznes



zasiedziały, dysponujący istotnym wpływem na ustawodawcę, do podejmowania działań hamujących lub wręcz blokujących rozwój inwestycji w magazyny energii, na wzór ustawy „10h”, która skutecznie zablokowała rozwój lądowej energetyki wiatrowej.

Istotą i motorem zachodzącej zmiany jest, podążająca za rozwojem technologicznym, nowa definicja magazynowania energii, wprowadzona Dyrektywą 2019/944, pozwalająca na skuteczne uruchomienie nowych usług na rynku energii oraz zintensyfikowa-

nie rozwoju odnawialnych źródeł energii w skali pozwalającej na sukcesywne – docelowe – zastąpienie wielkoskalowych źródeł energii elektrycznej, wykorzystujących paliwa kopalne przez bezemisyjne, rozproszone OZE, a także zastąpienie wykorzystujących paliwa kopalne źródeł ciepła, niezależnie od ich skali. Zgodnie z jej brzmieniem warunkiem koniecznym zakwalifikowania instalacji jako magazynu energii elektrycznej nie jest już wymóg wykorzystania zmagazynowanej energii w formie energii elektrycznej, co pozwala przełamać barierę ekonomiczną blokującą rozwój magazynowania sezonowego.

1. Uwarunkowania prawne magazynowania energii





1.1. Wdrożenie unijnej definicji magazynu energii i strategii integracji sektorów do ustawodawstwa krajowego

Jeszcze kilka lat temu magazyny energii w energetyce rozumiane były wyłącznie jako elektrownie szczytowo-pompowe (tzw. elektrownie wodne z członem pompowym, dla odróżnienia od elektrowni „przepływowych”). W sensie prawnym szeroka definicja magazynu energii została wprowadzona do unijnego obiegu prawnego dopiero w 2019 roku.

Dyrektywa 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE¹ (dalej: Dyrektywa 944) wprowadziła w Art. 2 pkt 59) nową, nieintuicyjną definicję magazynowania energii w brzmieniu:

„magazynowanie energii” oznacza odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii.

Analiza treści ww. definicji wskazuje, że mamy do czynienia z dwoma, alternatywnymi, sposobami opisu tego pojęcia: człon pierwszy „odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia” odnosi się do wykorzystania energii elektrycznej w systemie rozumianym szerzej niż tylko elektroenergetyczny², natomiast człon drugi: „przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii” stanowi opis technologiczny tego procesu ze wskazaniem przekształcenia energii elektrycznej w inną postać energii celem jej prze-

chowania oraz – co najważniejsze – alternatywnych opcji końcowego wykorzystania energii – w postaci energii elektrycznej lub w postaci innego nośnika energii.

Podkreślenia wymaga, że pojęcie to zostało wprost przywołane w Art. 2 pkt 62 Rozporządzenia PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 roku w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej³ (dalej: Rozporządzenie 943):

„magazynowanie energii” oznacza magazynowanie energii zdefiniowane w Art. 2 pkt 59 dyrektywy (UE) 2019/944.

Zgodnie z obowiązującymi zasadami legislacji oznacza to, że powyższa definicja magazynowania energii elektrycznej obowiązuje wprost w polskim porządku prawnym od 1 stycznia 2020 roku, tj. dnia wskazanego w Art. 71 ust. 2 Rozporządzenia 943 jako pierwszy dzień stosowania jego przepisów.

Istota zmiany wprowadzonej przytoczonymi powyżej przepisami polega na objęciu definicją **magazynowania energii elektrycznej** zarówno procesów odwracalnych – kiedy użyteczną formą energii wykorzystywaną po okresie magazynowania jest energia elektryczna, jak i nieodwracalnych – kiedy pozyskana z pierwotnego nośnika energii energia elektryczna po okresie magazynowania w dowolnej formie jest wykorzystana finalnie w formie innej niż energia elektryczna (np. ciepło w formule power-to heat lub gaz w formule power-to gas). Podkreślenia wymaga, że definicja ta – mimo tytułowego uogólnienia do bliżej niesprecyzowanej „energii” – w swojej treści odnosi się bezpośrednio do energii elektrycznej jako formy energii poddawanej procesowi magazynowania.

W zaistniałej sytuacji, jedynym działaniem ustawodawcy polskiego powinno być wykreślenie z obowiązujących do tej pory przepisów definicji magazynowania energii (o ile były) w brzmieniu odmiennym od określonego w rozporządzeniu 943. Tak się jednak nie stało.

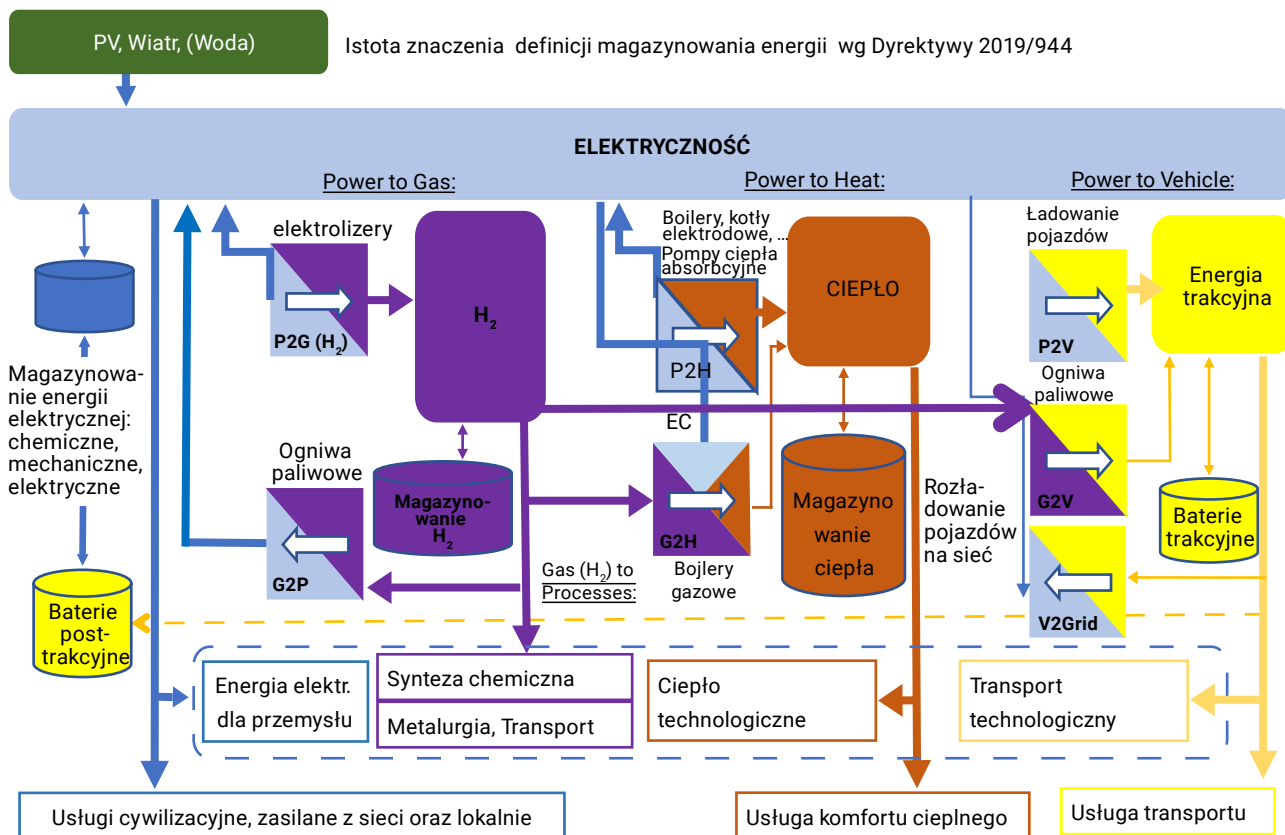
Celem i intencją ustawodawcy europejskiego było stworzenie podwalin pod jednolitą regulację procesów składających się na tzw. Sector coupling jako

1 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=ES>

2 System energetyczny: «całokształt urządzeń współpracujących ze sobą podczas pozyskiwania, przetwarzania, przesyłania i użytkowania energii» [<https://sjp.pwn.pl/sjp/system-energetyczny;2525865.html>] – bez doprecyzowania formy energii. W konsekwencji, system elektroenergetyczny jest jednym z segmentów systemu energetycznego, obok np.: systemu gazowniczego, ciepłego lub paliwowego.

3 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32019R0943>

Rysunek 1.1. Generalna idea systemu Sector coupling



Źródło: IEA.

fundament rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego opartego na rozwoju bezpaliwowych (a w efekcie bezemisyjnych) źródeł odnawialnych energii elektrycznej, nie blokowanego ograniczeniem zdolności systemu elektroenergetycznego do natychmiastowego wchłonięcia zmiennych w czasie nadwyżek energii elektrycznej generowanych w tych źródłach. Ideę systemu Sector coupling, wprowadzoną do unijnej strategii energetycznej w 2020 roku⁴ zilustrowano na rysunku 1.1.

Według Komisji Europejskiej „Sector coupling” polega m.in. na elastycznej elektryfikacji ciepłownictwa, transportu i przemysłu – tzw. P2X, czyli stanowi zaprzeczenie tradycyjnego podejścia „silosowego” do rozwiązywania problemów w energetyce. Powyższy schemat obrazuje energetykę jako systemem „wielokierunkowy”, w którym konsumenci odgrywają aktywną rolę w zaopatrzeniu w energię. W takim systemie np. odbiorcy energii prowadzą wymianę ciepła w inteligentnych systemach ciepłowniczych

lub odprowadzają energię elektryczną, którą wytwarzają samodzielnie, a magazynowanie energii zapewnia elastyczność pracy źródeł wytwórczych. Dzięki ściślejszej integracji sektorów energetycznego, ciepłownictwa i gazowniczego magazyny energii umożliwiają korzystanie z cen energii elektrycznej w czasie rzeczywistym, aby w bardziej inteligentny sposób reagować na zapotrzebowanie oraz dają możliwość arbitrażu między rynkami energii elektrycznej, ciepła i gazu. W takim, strategicznym kontekście należy rozważać definicje magazynowania energii i taka jest intencja ustawodawcy unijnego, który w magazynach energii dostrzega instrument obniżania kosztów w całej energetyce. Odrębną, w praktyce docelowo jeszcze ważniejszą „gałęzią” sector coupling jest rozwój gospodarki wodorowej na potrzeby przemysłu ciężkiego i ciężkiej chemii (green hydrogen-to-X).

Rozszerzona, względem postrzegania tradycyjnego, definicja magazynowania energii, sformułowana w przepisach Rozporządzenia 943 i Dyrektywy 944 jest mocno osadzona w celach sformułowanych w tych dokumentach: zapewnienia warunków dla rozwoju bezemisyjnych źródeł odnawialnych w skali pozwalającej docelowo wyeliminować z energetyki

⁴ Komisja Europejska: „Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego”. Bruksela, dnia 8.07.2020 r., COM (2020) 299 final.

paliwa kopalne oraz stworzenia podstaw wdrożenia gospodarki obiegu zamkniętego (GOZ), wymagającej jeszcze większego zaangażowania bezemisyjnych OZE ze względu na energochłonność procesów recyklingu, niezbędnych do wdrożenia w ramach GOZ. Każdy kraj członkowski UE ma obowiązek stosować wprost rozporządzenia Komisji, Rady i Parlamentu, natomiast wdrażać dyrektywy uwzględniając zakres delegacji i specyfikę kraju członkowskiego. Niestety, implementacja przepisów unijnych do polskiego porządku prawnego budzi wątpliwości.

W Art. 3 pkt 10k) ustawy Prawo energetyczne (dalej: uPe) znowelizowanej 20 maja 2021 roku, obowiązującym na dzień 31 grudnia 2022 roku⁵, zdefiniowano magazyn energii elektrycznej jako:

„instalację umożliwiającą magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej”;

natomiast w pkt 59 zdefiniowano magazynowanie energii elektrycznej jako:

*„magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie **ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną**”.*

Są to definicje sprzeczne z brzmieniem już obowiązującym na gruncie Rozporządzenia 943, gdyż są zawężone do magazynowania odwracalnego, czyli tzw. *Power-to-Power* (a nie *Power-to-X*). Co więcej, obowiązujące brzmienie definicji magazynu energii elektrycznej daje asumpt do utożsamiania magazynu energii elektrycznej ze źródłem wytwórczym w analizach wpływu na sieć instalacji zgłaszanych do operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) we wnioskach o wydanie warunków przyłączenia.

Propozycja nowych definicji magazynowania energii i energii elektrycznej wg projektu zmiany w ustawie Prawo energetyczne (uPe) w wersji z czerwca 2021

roku⁶. wcale nie poprawiała błędów poprzedniej i dalej odbiegała od pierwotnej idei w inny sposób deformując normę zawartą w dyrektywie 944. Zgodnie z rządowym projektem tej nowelizacji:

s) pkt 59 otrzymuje brzmienie:

„59) magazynowanie energii – magazynowanie energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii”;

t) po pkt 59 dodaje się pkt 59a w brzmieniu:

*„59a) magazynowanie energii elektrycznej – odroczenie, w systemie elektroenergetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie **ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną**”.*

Nowe brzmienie pkt 59 pozwalało oddalić, a przynajmniej osłabić zarzut braku implementacji definicji w jej brzmieniu określonym Dyrektywą 944, gdyż uwzględniało opcję magazynowania nieodwracalnego. Natomiast nowy pkt 59a, odwołujący się wprost do zawężonego rozumienia magazynowania energii elektrycznej wyłącznie w formule magazynowania odwracalnego, powinien budzić niepokój. Zachodziło bowiem uzasadnione pytanie o intencję krajowego ustawodawcy, który konsekwentnie unikał bezpośredniej, dosłownej i wyłącznej implementacji do polskich przepisów definicji magazynowania energii w brzmieniu określonym Dyrektywą 944. Przykładowo, jeżeli w planowanych do wdrożenia warunkach stosowania programów wsparcia finansowego inwestycji w magazynowanie energii wykorzystana zostałaby definicja określona w pkt 59a, to niejako automatycznie programy te stałyby się nie-

5 <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/prawo/ustawy/17,Ustawa-z-dnia-10-kwietnia-1997-r-Prawo-energetyczne.html>

6 Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii. URL: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792164>



dostępne dla projektów nawiązujących do *sector coupling*, ze szkodą zarówno dla rozwoju bezemisyjnych OZE, jak i bezemisyjnych technologii wykorzystania energii funkcjonujących w systemie *sector coupling*.

Z wersji przedmiotowej nowelizacji uPe skierowanej do Sejmu ostatecznie usunięto jakiegokolwiek definicje magazynowania, unikając sprzeczności pisanej powyżej, ale – z uwagi na nieusunięcie pkt 59 (w obliczu obowiązywania wprost przepisu Rozporządzenia 943 definicja ta w ustawie stała się zbędna) pozostawiono sprzeczność pomiędzy ustawodawstwem krajowym a obowiązującym wprost ustawodawstwem unijnym.

Dodatkowo, podkreślenia wymaga, że na rynku jest obecna forma magazynowania energii odmienna wobec opisanej w ww. definicji, dla której początkową formą energii (podlegającą przekształceniu w celu zmagazynowania) nie jest energia elektryczna, ale ciepło, w szczególności z wysokotemperaturowych kolektorów ciepła.

Istotę różnic technicznych (i niepotrzebnego zawężania definicji) pomiędzy magazynami odwracalnymi i nieodwracalnymi opisano w kolejnych podrozdziałach.

1.2. Magazyny odwracalne energii elektrycznej „power-to-power”

Funkcje magazynów odwracalnych

Co do zasady magazyn energii działa jak „linia opóźniająca”: przez przesunięcie w czasie momentu wykorzystania energii względem momentu jej generacji, a także przesunięcie w przestrzeni miejsca „powrotu” energii elektrycznej do sieci względem miejsca jej pierwotnego wytworzenia pozwala na spłaszczenie amplitudy obciążeń źródeł energii i sieci.

Odwracalny magazyn energii elektrycznej nie jest źródłem energii, wbrew dotychczas stosowanym definicjom w ustawie o odnawialnych źródłach energii (uOZE) i w ustawie o rynku mocy (uRM). Stanowi natomiast:

- ▶ alternatywę dla rozbudowy źródeł wytwórczych, w szczególności wykorzystujących paliwa kopalne;
- ▶ alternatywę dla rozbudowy sieci;

- ▶ alternatywę dla mocy przyłączeniowej/umownej odbiorcy;
- ▶ bufor harmonizujący bieżący bilans mocy w systemie elektroenergetycznym poprzez przesunięcie w czasie – zgodnie z bieżącym zapotrzebowaniem – energii z intermitentnych źródeł pogodozależnych;
- ▶ bufor kompensujący skutki przerw w zasilaniu („Big UPS”);
- ▶ podstawę świadczenia usług systemowych:
 - związanych z częstotliwością:
 - regulacja pierwotna;
 - regulacja wtórna;
 - regulacja trójna;
 - alternatywa dla pracy źródeł wytwórczych z zaniżeniem lub z przeciążeniem;
 - interwencyjna redukcja poboru mocy;
 - inercja syntetyczna;
 - niezwiązanych z częstotliwością:
 - regulacja napięcia i mocy biernej (w szczególności w warunkach braku generacji mocy czynnej);
 - praca kompensatorowa;
 - zdolność do restartu po black'outcie;
 - kompensacja lokalnych zaburzeń jakości energii.

Warunkiem uczestnictwa magazynów energii we wszystkich ww. formach świadczenia usług systemowych jest cyfryzacja dająca możliwość agregowania procesu zarządzania nimi.

Organizacja rynku energii z punktu widzenia magazynów odwracalnych

Czynnikiem kluczowym, warunkującym efektywne wdrożenie magazynów odwracalnych, jest możliwość dyskontowania inwestycji w te aktywa. Skła-

dają się na nią – w sposób wzajemnie powiązany – następujące czynniki:

- ▶ Wysokość nakładu na jednostkę mocy i pojemności oraz sprawność i żywotność magazynu (liczba możliwych do realizacji cykli bez istotnej utraty parametrów) - determinujące koszt (a w konsekwencji możliwą do zaoferowania cenę) przesunięcia jednostki energii;
- ▶ Zasady cenotwórstwa obowiązujące na rynku energii – w dziedzinie czasu oraz w dziedzinie przestrzeni – kluczowe w szczególności dla możliwości wykorzystania arbitrażu cenowego oraz dla lokalizacyjnych decyzji przyłączeniowych, a także zakres uwzględniania kosztów zewnętrznych w rynkowej cenie energii (skala internalizacji *externalities*);
- ▶ Ramy legislacyjne rynku energii, warunkujące w wymiarze organizacyjnym możliwość prawną uczestniczenia inwestora inwestującego w magazyn energii w procesach świadczenia na rynku określonych usług, wymienionych powyżej, stanowiących podstawę dyskutowania tej inwestycji;
- ▶ Dostępność dla uczestników rynku energii infrastruktury pomiarowej i telekomunikacyjnej umożliwiającej cyfrowe (wtórne) agregowanie

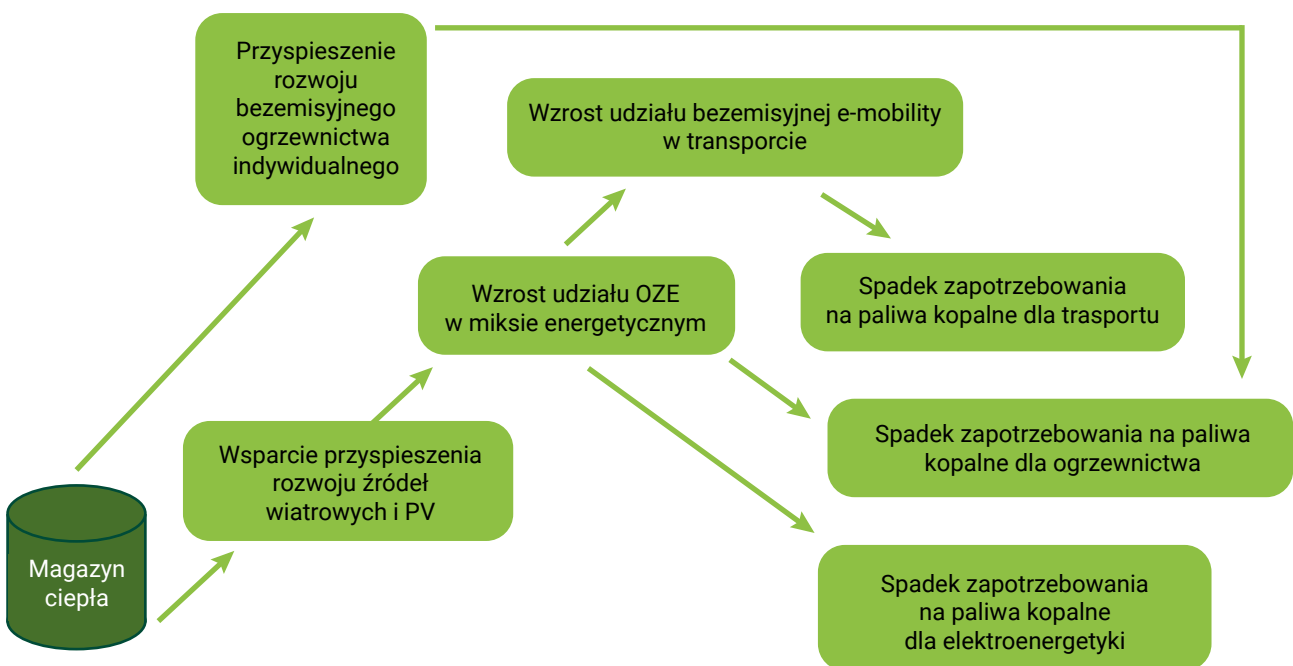
zasobu rozproszonego źródeł wytwórczych, magazynów i zasobów zarządzania popytem, będąca efektem dedykowanej legislacji.

1.3. Magazyny nieodwracalne energii elektrycznej „power-to-x” (w tym green power-to-heat oraz green power to H₂)

W niniejszym raporcie magazyny nieodwracalne energii elektrycznej „power-to-x” są rozumiane znacznie szerzej niż magazyny odwracalne „power-to power”, także przez to że uwzględniają jako ważną podkategorię magazyny służące lepszemu wykorzystaniu energii z OZE (green power), w szczególności jako magazyny green power-to-heat, zwane jako gP2H oraz green power to hydrogen, zwane jako gP2H₂) oraz magazynów służących zielonej elektromobilności (gP2V).

Szczególną rolę magazynów nieodwracalnych energii elektrycznej, z perspektywy systemu elektroenergetycznego jest nadążne zagospodarowywanie chwilowych (okresowych) nadwyżek energii elektrycznej generowanych przez bezemisyjne OZE w okresach silnego wiatru lub nasłonecznienia oraz nadwyżek energii elektrycznej będących rezultatem permanentnego wzrostu mocy zainstalowanej w tych źródłach ponad potrzeby bilansu mocy w systemie elektroenergetycznym, realizowanego celem:

Rysunek 1.2. Role magazynów ciepła na rynku energii elektrycznej



Źródło: IEQ.



- ▶ zwiększenia stopnia pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną bieżącą generacją z OZE pogodozależnych;
- ▶ zwiększenia podaży energii elektrycznej z OZE pogodozależnych na cele realizowania polityki klimatycznej w ciepłownictwie i przemyśle ciężkim oraz – ogólnie – GOZ.

Potencjalną rolę nieodwracalnych magazynów energii w postaci magazynów ciepła, wychodzącą poza sektor ciepłowniczy, przedstawiono na rysunku 1.2.

Podkreślenia wymaga, że rozwój P2H, jako najtańszej aktualnie formy magazynowania energii, w pętli dodatniego sprzężenia zwrotnego sprzyja dalszemu rozwojowi OZE pogodozależnych i – w konsekwencji – wzrostowi podaży energii, zarówno na cele elektroenergetyczne, jak również na cele P2H oraz P2V. Jednocześnie jest to więc droga do redukcji emisji ze spalania paliw kopalnych oraz powodowanych nimi kosztów w środowisku (*externalities „osierconych”*) oraz wynikających z mechanizmu UE ETS (*externalities zinternalizowanych*).

1.4. Zidentyfikowane bariery prawne i regulacyjne, stymulujące potrzebę zmian

Ustawodawca, przystępując do kolejnego procesu legislacyjnego (projekt rządowy UC 74, skierowany do Sejmu 15 maja 2023 roku)⁷, zidentyfikował szereg barier prawnych uzasadniających potrzebę nowelizacji przepisów. Były to w szczególności:

- ▶ „Płaskie” cenotwórstwo energii elektrycznej
 - Przewidziano wdrożenie obowiązku stosowania w obrocie energią elektryczną od 1 lipca 2024 roku umów z ceną dynamiczną – indeksowaną indeksem giełdowym;
- ▶ Niespójne definicje w różnych aktach prawnych
 - Zastąpiono je nową definicją, której wadę opisano w podrozdziale 1.1. powyżej;

- ▶ Brak określenia magazynowania energii elektrycznej jako procesu energetycznego
 - Dookreślono je z wadą opisaną w podrozdziale 1.1. powyżej;
- ▶ Nieokreślony status magazynowania energii elektrycznej w kontekście taryfowania i obowiązków koncesyjnych
 - Wyłączono magazynowanie energii spod obowiązku zatwierdzania taryfy, uregulowano także zakres obowiązków koncesyjnych;
- ▶ Brak przepisów określających szczegółowe wymagania techniczne i zasady przyłączenia do sieci magazynu energii elektrycznej;
- ▶ Brak przepisów określających zasady współpracy magazynu energii elektrycznej z siecią elektroenergetyczną;
- ▶ Brak przepisów określających zasady współpracy magazynów energii elektrycznej z jednostkami wytwórczymi, w tym ze źródłami OZE, których część stanowią, oraz z instalacjami odbiorców końcowych;
- ▶ Brak możliwości wykorzystania pełnego potencjału magazynowania w związku z zagrożeniem utraty przez instalacje OZE z magazynami energii elektrycznej wsparcia w sytuacji poboru przez magazyn energii z sieci elektroenergetycznej
 - Dopuszczono możliwość ładowania magazynu współpracującego z OZE energią z sieci elektroenergetycznej na potrzeby świadczenia usług systemowych bez utraty wsparcia;
- ▶ Brak w regulacjach dotyczących taryfowania odrębnych przepisów uwzględniających fakt, że energia elektryczna pobierana przez magazyn energii elektrycznej, która następnie jest wprowadzana do sieci, nie jest zużyciem końcowym
 - Doprecyzowano wolumen energii pobieranej przez magazyn jako wynikający wyłącznie z jego strat i potrzeb własnych;
- ▶ Niezdefiniowany status energii elektrycznej wprowadzanej do magazynu energii elektrycz-

⁷ Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Druk sejmowy 3237: <https://www.sejm.gov.pl/sejm9.nsf/PrzebiegProc.xsp?nr=3237>

nej oraz energii wyprowadzanej z uwzględnieniem strat z magazynu energii elektrycznej w kontekście podatku akcyzowego oraz obowiązków przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia (z OZE, z kogeneracji i efektywności energetycznej).

Zaproponowane kierunki zmian jako „nominalne” zasługują na uznanie, mogą istotnie poprawić warunki rozwoju magazynów na rynku energii. Na odrębną ocenę zasługuje jednak dotychczasowa praktyka i obserwacje rynku energii.

W szczególności, likwidacja obligo giełdowego w połączeniu z koncentracją podmiotową rynku energii mogą uzasadniać wniosek, że godzinowe indeksy giełdowe nie będą odzwierciedlały w sposób poprawny zmiennej dynamiki kosztów energii elektrycznej w poszczególnych godzinach, co uczyni działaniem pozornym instytucję „umowy z ceną dynamiczną”, planowaną do wdrożenia od połowy 2024 roku. Korporacje energetyczne są zainteresowane maksymalnym wyłuszczeniem cen energii, zmniejszającym ich ryzyko nie osiągnięcia przychodów. Systemowo chronione przed bezpośrednią konkurencją będą w stanie zmienności cen zapobiegać. Prawdziwość tej tezy potwierdza sytuacja, jaka miała miejsce w dniach 23 kwietnia 2023 oraz 30 kwietnia 2023 roku, kiedy pomimo nadmiaru względem zapotrzebowania energii generowanej przez źródła fotowoltaiczne (na rynku najtańsze) cena rynkowa energii elektrycznej w Polsce pozostała na najwyższym poziomie względem innych krajów europejskich i operator systemu przesyłowego zarządził wyłączanie mocy w źródłach PV.

Podobnie niepokojąca jest praktyka analiz wpływu na sieć instalacji magazynowych wnioskujących o przyłączenie, które traktowane są w tym zakresie na równi z instalacjami wytwórczymi. Ignorowane jest przy tym biznesowe zróżnicowanie *modus operandi* w działalności wytwórczej i magazynowej. Wytwórca jest bezpośrednio zainteresowany wprowadzaniem do sieci energii z bieżącą mocą dyspozycyjną, pod warunkiem, że cena rynkowa nie jest niższa od jego kosztu operacyjnego, gdyż to determinuje długość okresu zwrotu inwestycji. Powstrzymywanie się od produkcji zamiast uzyskiwania choćby obniżonej marży jedynie pogłębiałoby jego stratę wynikającą z konieczności finansowania kosztów stałych. Magazyn z definicji jest zorientowany na wprowadzanie energii do sieci wyłącznie w okresach wyższej ceny, sygnalizującej niedobór energii w systemie, tak więc

praktykowanie w analizach wpływu na sieć instalacji wnioskujących o przyłączenie sumowania mocy wytwórczych i magazynowych, jakkolwiek konstrukcyjnie możliwe, nie znajduje uzasadnienia biznesowego.

Szerszą dyskusję o krytycznych czynnikach rozwoju magazynowania energii w Polsce przeprowadzono w rozdziale 5.

Kolejnym obszarem ryzyka, którego adresatem może stać się sektor bankowy, a który to sektor jednocześnie może tym ryzykiem zarządzać, jest systemowo zróżnicowana dostępność środków finansowych dla inwestycji ocenianych jako „zielone” i pozostałe.

IEA zdefiniowała proces integracji źródeł pogodozależnych z uwzględnieniem wymagań elastyczności systemu w formie kolejnych faz, przedstawionych poniżej⁸.

Faza 1: OZE pojawiają się punktowo, ale są one zasadniczo nieistotne dla systemu; efekty są bardzo zlokalizowane w punkcie przyłączenia instalacji do sieci.

Faza 2: Udziały OZE są zauważalne dla systemu z uwagi na zmiany obciążenia: dla integracji z systemem konieczne jest uaktualnienie praktyk operacyjnych i lepsze wykorzystanie istniejących zasobów systemowych.

Faza 3: Większe wahania równowagi podaży i popytu powodują potrzebę systematycznego zwiększania elastyczności systemu elektroenergetycznego, która wykracza poza to, co można zapewnić dzięki istniejącym zasobom i praktyce operacyjnej.

Faza 4: Moc OZE jest wystarczająca, aby zapewnić znaczną większość zapotrzebowania na energię elektryczną w niektórych okresach; wymaga to zmian w podejściach operacyjnych i regulacyjnych. System elektroenergetyczny musi reagować natychmiast po niespodziewanych zakłócenieniach podaży lub popytu (stabilności systemu). Przepisy wymuszają, aby OZE musiały świadczyć usługi regulacyjne (częstotliwość).

Faza 5: Bez dodatkowych środków dodanie większej liczby instalacji OZE będzie oznaczać,

8 Źródło: IEA: Status of Power System Transformation 2018 Advanced Power Plant Flexibility, 2018.



że ich moc wyjściowa często przekracza zapotrzebowanie na moc i pojawią się strukturalne nadwyżki i ryzyko ograniczenia produkcji z OZE. Przeniesienie popytu na okresy wysokiej wydajności OZE i tworzenie nowego popytu poprzez elektryfikację np. ciepłownictwa może złagodzić ten problem. Możliwe jest, że popyt w niektórych okresach całkowicie zaspokajany jest przez OZE bez żadnych elektrowni ciepłych.

Faza 6: Główną przeszkodą w dalszym zwiększaniu udziału OZE staje się zaspokojenie popytu w okresach niskiej dostępności wiatru i słońca, a także dostarczanie zastosowań łatwych do elektryfikacji.

Pojawia się potrzeba sezonowego magazynowania ciepła i wodoru z elektrolizy.

Aktualnie rozwój OZE znajduje się na przełomie pomiędzy fazą 5 i 6. Rozwój szeroko rozumianych magazynów energii staje się warunkiem sine qua non dalszego rozwoju OZE, który z kolei jest warunkiem koniecznym realizacji celów rozumianej globalnie polityki klimatycznej. Z drugiej strony, inwestycje w aktywa energetyczne emisyjne (oparte na paliwach kopalnych) napotykają na coraz wyraźniej artykułowana barierę dostępności środków finansowych, czego przykładem jest polityka realizowana w tym zakresie przez EBI.

2. Magazyny energii – podział, parametry, zastosowania na rynkach energii elektrycznej i ciepła





Magazyny energii zasadniczo możemy podzielić z uwagi na przechowywany nośnik końcowy energii (energia elektryczna, ciepło, paliwa płynne), w drugiej kolejności z uwagi na fakt, czy jest to nośnik pierwotny (magazyny odwracalne) czy wtórny (magazyny nieodwracalne). Istotne jest też to czy magazyn służy poprawie elastyczności pracy źródeł wytwórczych, w szczególności OZE pogodozależnych i nieelastycznych źródeł na paliwa stałe, czy dostosowaniu odbiorów do profilu generacji. Inne tradycyjne podziały wynikające z samej konstrukcji magazynów są bardziej płynne z uwagi na szybki postęp technologiczny i zmienny stopień komercjalizacji magazynów na różnych pierwotnych i końcowych rynkach energii.

W tabeli 2.1. zestawiono i zwymiarowano rynki końcowe i końcowe nośniki energii oraz ich charakterystyki z uwagi na zmienność generacji (udział OZE) lub zapotrzebowania w czasie na dany nośnik energii.

Ważnym aspektem jest także koszt poszczególnych magazynów energii. Do określenia kosztów CAPEX wykorzystano „Bazę danych magazynów ciepła 2022” opracowaną przez IEO oraz dostępne krajowe i zagraniczne raporty naukowe, jak również analizy branżowe (PIME) dotyczące magazynów energii. Na rysunku 2.1. pokazano zbiorcze wyniki analiz.

Domowe zasobniki ciepła są zdecydowanie najtańsze w sensie wysokości nakładów inwestycyjnych

w przeliczeniu na jednostkę mocy (PLN/kW). Szansę w magazynowaniu na większą skalę i przejściu na zieloną energię dostrzega również ciepłownictwo systemowe, które musi zmagać się obecnie z zieloną transformacją, ograniczaniem kosztów i konkurencyjnością na rynku. Odpowiedzią na tę sytuację może być duży sezonowy magazyn ciepła PTES (Pit Thermal Energy Storage) zasilany energią z kolektorów słonecznych i tanią niezbilansowaną energią z farm wiatrowych lub fotowoltaicznych w ramach rozwiązań Power-to-Heat. Ze względu na efekt skali i tanie źródła energii do ich ładowania są to obecnie najtańsze rozwiązania w przeliczeniu na jednostkę zmagazynowanego ciepła (PLN/kWh). Droższą technologią są magazyny bateryjne i wodorowe.

W skali kraju kluczowe znaczenie na rynku energii mają magazyny ciepła i magazyny energii elektrycznej. Magazyny paliw stałych (w tym biomasy) i płynnych mają znaczenie z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego, ale nie są związane z bilansowaniem bieżących potrzeb na rynku energii i z zasadniczym tematem raportu – magazynach jako elementu rynku energii.

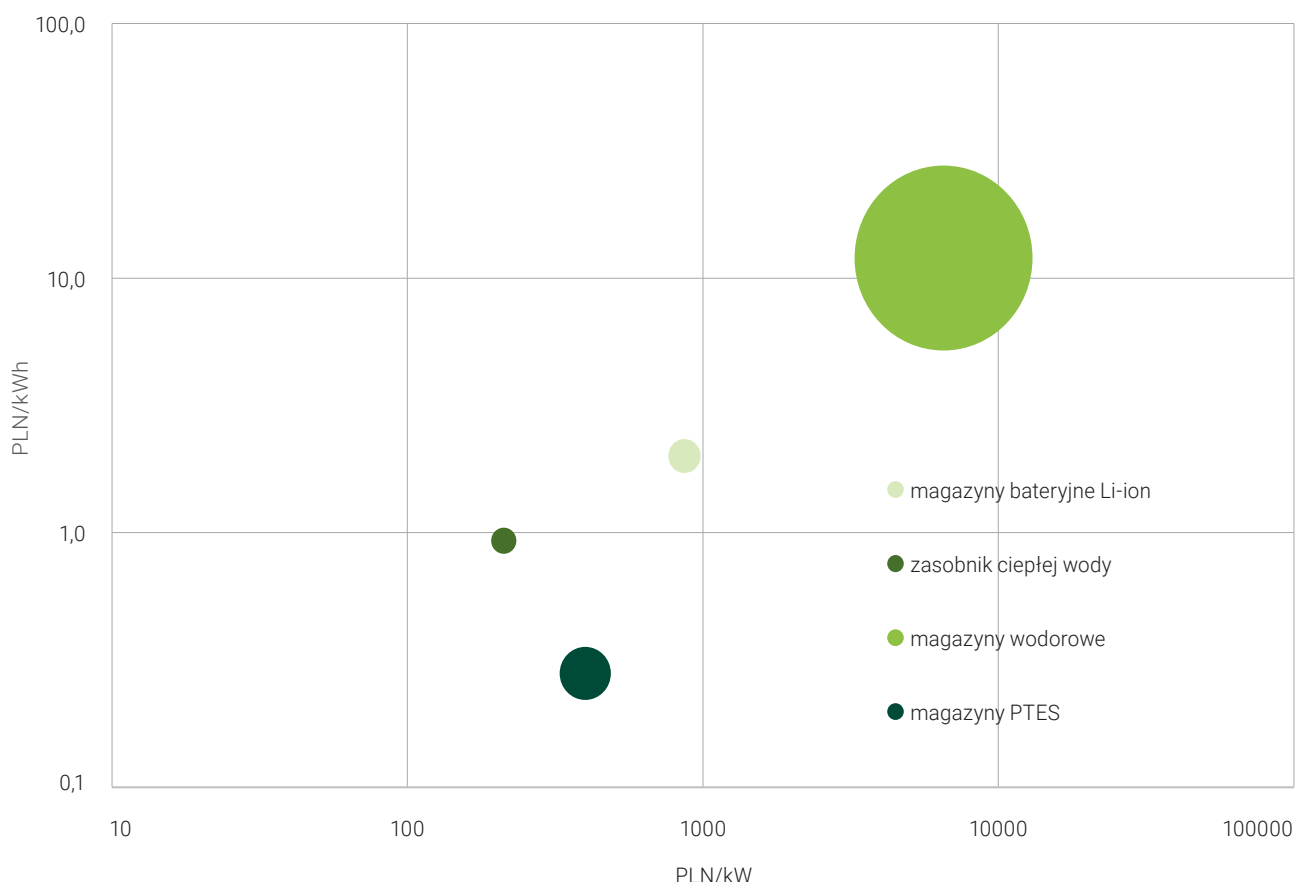
W dalszej części dokonano bardziej szczegółowej klasyfikacji magazynów energii elektrycznej i ciepła z uwagi na ich funkcjonalność w systemach elektroenergetycznych i ciepłowniczych. W istocie klasyfikacja magazynów energii nie jest prosta, z uwagi na ich różnorodność i funkcjonowanie w wielu niszach rynkowych.

Tabela 2.1. Końcowe rynki energii w Polsce w 2020 roku – rola magazynów energii

Zużycie energii końcowej	TWh	Udział [%]	Udział OZE [%]	Zmienność generacji/zapotrzebowania w czasie na nośnik energii	Rodzaj magazynów energii
Zużycie ciepła	447	53%	22,1%	wysoka (sezonowo), średnia (dobowo)	ciepła
Zużycie energii elektrycznej	170	20%	16,2%	wysoka (dobowo i godzinowo)	energii elektrycznej
Zużycie paliw i energii elektrycznej w transporcie	228	27%	6,6%	niska (w skali kraju)	zbiorniki paliw płynnych
Końcowe zużycie energii brutto	846	100%	16,1%	niska (rosnąca w skali kraju, wraz z OZE)	różne

Źródło danych liczbowych: Eurostat, SHARES, 1 lutego 2022 roku.

Rysunek 2.1. Koszty różnych typów magazynów energii



Źródła: LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS, Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii – Raport Fundacji WWF Polska, 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment, PIME. IEO: B.

W szczególności technologie odwracalnego magazynowania energii elektrycznej cechuje duża różnorodność wykorzystywanych procesów fizycznych oraz dynamiczny rozwój, w szczególności magazynów średniej i małej skali, z jednoczesnym spadkiem kosztów jednostkowych niektórych spośród nich.

Dodatkowo, w odniesieniu do magazynów odwracalnych elektrycznych istotną ich cechą jest rodzaj napięcia roboczego samego magazynu. Przykładowo, elektrownia szczytowo-pompowa wykorzystuje maszyny synchroniczne w obydwu stanach pracy: do pompowania (ładowanie magazynu) i do generacji energii elektrycznej (rozładowanie magazynu). Tym samym jest bezpośrednio zharmonizowana z rynkiem energii elektrycznej, od strony fizycznej zbudowanym jako rynek prądu przemiennego. Natomiast magazyny oparte na różnego rodzaju ogniach galwanicznych lub ogniach paliwowych pracują na napięciu stałym. Tym samym ich zharmonizowanie z rynkiem wymaga dodatkowej trans-

formacji prądu ładowania z przemiennego w stały i prądu rozładowania ze stałego w przemienny.

W kontekście relacji magazynów z rynkiem energii na szczególną uwagę zasługuje rodzaj zapotrzebowania na usługi realizowane z wykorzystaniem magazynów ze strony poszczególnych podsektorów rynku energii: wytwórców energii (energii elektrycznej lub ciepła), przedsiębiorstw obrotu, przedsiębiorstw sieciowych (operatorów systemów elektroenergetycznych i ciepłowniczych), prosumentów oraz odbiorców końcowych energii elektrycznej lub ciepła. W kontekście rynku energii nabierają znaczenia odwracalność, pojemność i kluczowe cechy wynikające z technologii magazynowania energii

Kierunki wykorzystania magazynów energii w zależności od podsektora rynku energii, ze wskazaniem odpowiednich rodzajów magazynów, przedstawiono w tabeli 2.2.



Tabela 2.2. Kierunki wykorzystania magazynów energii

Podmiot rynku energii	Cel wykorzystania magazynu	Rodzaj magazynu adekwatny do celu*)	Długość cyklu ład./rozład. niezbędna do realizacji celu
Źródło wytwórcze energii elektrycznej (bez względu na rodzaj)	Arbitraż cenowy: przesunięcie sprzedaży do godzin najwyższej ceny energii	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	< doby
OZE elektryczne bezemisyjne – instalacje PV	Zabezpieczenie zobowiązań kontraktowych	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	< doby
	Ochrona przed curtailmentem (operatorskim wyłączeniem z powodu doraźnej nadwyżki podaży mocy nad popytem na nią)	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	< doby
	Zamierzone przewymiarowanie mocy zainstalowanej względem zapotrzebowania celem zwiększenia udziału produkcji w pokryciu zapotrzebowania	Magazyn nieodwracalny (P2H lub P2G)	Zależny od charakteru (i głębokości) rynku zapotrzebowania na ciepło lub wodór
OZE elektryczne bezemisyjne – farmy wiatrowe	Zabezpieczenie zobowiązań kontraktowych	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	< tygodnia
	Ochrona przed curtailmentem (operatorskim wyłączeniem z powodu doraźnej nadwyżki podaży mocy nad popytem na nią)	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	< doby
	Zamierzone przewymiarowanie mocy zainstalowanej względem zapotrzebowania celem zwiększenia udziału produkcji w pokryciu zapotrzebowania	Magazyn nieodwracalny (P2H lub P2G)	Zależny od charakteru (i głębokości) rynku zapotrzebowania na ciepło lub wodór
Źródło wytwórcze energii elektrycznej ciepłe, w tym OZE biopaliwowe	Stabilizacja punktu pracy źródła w oderwaniu od doraźnych zmian zapotrzebowania na moc	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	Hybryda: Magazyn szybkozmienny plus <godziny/doby
	Ograniczenie ryzyka odstawienia ze względu na obniżenie zapotrzebowania poniżej minimum technicznego	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	< doby
	Podwyższenie zakresu mocy dyspozycyjnej alternatywne do rozbudowy źródła wytwórczego	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	< doby



Źródło kogeneracyjne w systemach ciepłowniczych	Optymalizacja punktu pracy (en. el./ciepło) źródeł kogeneracyjnych	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	Dobowy
	Redukcja kosztów operacyjnych	Centralny akumulator ciepła z P2H	Dobowy/tygodniowy
	Substytucja inwestycji liniowej	Magazyny ciepła na obrzeżach sieci ciepłowniczej	Sezonowe
Źródła ciepłne w systemach ciepłowniczych	Redukcja kosztów operacyjnych	Centralny akumulator ciepła z P2H	Dobowy/tygodniowy
	Substytucja inwestycji liniowej	Magazyny ciepła na obrzeżach sieci ciepłowniczej	Sezonowe
	Wsparcie systemu ciepłowniczego korzystającego ze źródeł pogodozależnych (kolektory słoneczne, instalacje PV, energia z farm wiatrowych)	Centralny magazyn ciepła	Sezonowe
Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną	Arbitraż cenowy: przesunięcie sprzedaży do godzin najwyższej ceny energii	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	< doby
	Zabezpieczenie zobowiązań kontraktowych	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	< doby
Operator sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej	Substytucja inwestycji liniowej	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	< doby
	Uczestnictwo w rynku mocy	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	< doby
Operator sieci dystrybucyjnej na nN	Stabilizacja parametrów energii w ciągach liniowych obciążonych lokalną generacją z PV	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	Hybryda: Magazyn szybkozmienny plus <godziny/doby
Prosument (PV)	Ominięcie ograniczenia mocy przyłączeniowej	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	Dobowy
	Zwiększenie pokrycia zapotrzebowania energią z własnego źródła	Odwracalny magazyn energii elektrycznej lub ciepła nieodwracalny	Dobowy
	Ochrona przed curtailmentem (operatorskim lub automatycznym odłączeniem instalacji od sieci z powodu doraźnej nadwyżki podaży mocy nad popytem na nią)	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	< doby
	Możliwość świadczenia usług systemowych (np. DSM)	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	Zależy od charakteru usług (szybkozmienny lub dobowy)



Odbiorca końcowy	Pokrycie wzrostu zapotrzebowania na moc bez przyrostu mocy przyłączeniowej lub redukcja mocy umownej	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	Dobowy
	Możliwość świadczenia usług systemowych (np. DSM)	Odwracalny magazyn energii elektrycznej	Zależy od charakteru usług (szybkodzienny lub dobowy)

* magazyn skupiony (wielkoskalowy) lub rozproszony (o analogicznych parametrach zbiorczych, zagregowany cyfrowo).

Źródło: IEO.

Z perspektywy powszechnych wdrożeń w Polsce można wyróżnić następujące grupy technologii, na których w raporcie skupiono uwagę ze względu na ich potencjał wdrożeniowy:

- ▶ Magazyny ciepła, na rynek energii elektrycznej wprowadzone nową definicją magazynowania energii na gruncie Dyrektywy 944, w całej rozpiętości ich skali (od bojlerów c.w.u., poprzez akumulatory ciepła w układach kogeneracyjnych po magazyny ciepła sezonowe, współpracujące z PV i FW)
 - Szczególnym przypadkiem wyżej wymienionych są magazyny ciepła mobilne, substytuujące lub wspierające sieć ciepłowniczą;
- ▶ Nowe, rozwijające się technologie rozproszonego magazynowania energii, w szczególności magazyny li-ion, o spadających kosztach jednostkowych, podatne na współpracę z rozproszonymi źródłami energii oraz zasobami DSM.

W dalszej perspektywie na uwagę zasługują:

- ▶ Magazyny wodoru współpracujące z elektrolizerami zasilanymi energią elektryczną z bezemisyjnych OZE, ich rozwój jest uwarunkowany rozwojem technologii wykorzystania wodoru w procesach metalurgicznych i ciężkiej chemii, jakkolwiek docelowo jest to megatrend coraz bardziej widoczny w skali światowej;

Dwa obszary wykorzystania magazynów energii:

- ▶ dla potrzeb własnych inwestora;
- ▶ w grze rynkowej.

Atrakcyjność ekonomiczna w obydwu ww. obszarach silnie zależy od jakości rynku: w zastosowa-

niach „wewnętrznych” podstawą wyceny ekonomicznej jest wpływ magazynu energii na poziom kosztów unikniętych, w zastosowaniach rynkowych zmienność cen rynkowych, będąca probierzem jakości rynku, stanowi warunek sine qua non efektywnego wykorzystania magazynów energii.

W raporcie pominięto celowo opis niejako „tradycyjnych” wielkoskalowych magazynów odwracalnych, takich jak elektrownie szczytowo-pompowe (ESP) czy kawernowe magazyny sprężonego powietrza (AES) z uwagi na nikłe prawdopodobieństwo realizacji w Polsce tych technologii w przewidywalnym czasie ze względu na ich kapitałochłonność i ograniczenia lokalizacyjne dyktowane warunkami geologicznymi. W to miejsce skupiono się na technologiach rozwijających się, wpisujących się w formułę energetyki rozproszonej.

Nie wszystkie magazyny energii wymienione w tabeli .2 mają obecnie sens ekonomiczny i nie we wszystkich przypadkach ich zastosowań można znaleźć model biznesowy. Za najbliższe rynku i za mające największy potencjał replikacyjny, a tym samym najbardziej zasługujące na zainteresowanie sektora bankowego, można uznać magazyny ciepła i energii elektrycznej dla prosumentów, służące zwiększeniu pokrycia zapotrzebowania energią z własnego źródła. Na koniec pierwszego kwartału 2023 roku w Polsce funkcjonowało ponad 5 tys. takich magazynów, w tym 2,7 tys. magazynów ciepła i 2,3 tys. magazynów energii elektrycznej⁹. Drugą atrakcyjną niszę stanowią duże magazyny ciepła, w tym magazyny sezonowe w ciepłowniach wykorzystujących zeroemisyjne OZE (ciepło z kolektorów słonecznych i energia elektryczna z farm PV i wiatrowych). Obecnie w Polsce funkcjonuje kilka magazynów ciepła krótkoterminowego wspierającego prace ciepłowni

9 IEO: „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2023”. URL: <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1645-raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce>

w systemach kogeneracyjnych z OZE i budowane są pierwsze magazyny ciepła sezonowego w ciepłowniach tzw. czwartej i piątej generacji¹⁰ (kończy się właśnie budowa pierwszego w Lidzbarku Warmińskim). Największe magazyny bateryjne (litowo-jonowe i przepływowe) będą wkrótce budowane w ramach aukcji rynku mocy (pierwsze pięć projektów z magazynami energii wygrało ubiegłoroczne aukcje z dostawą na 2027 rok).

W rozdziale 3 przeprowadzono analizy kosztów i korzyści dla magazynów energii, które mają obecnie największy potencjał rynkowy i uzasadnienie ekonomiczne zastosowania w aktualnych uwarunkowaniach rynkowych.

Poniżej bardziej szczegółowo omówiono najważniejsze z magazynów energii, które mają (zdaniem autorów raportu) największe szanse na komercjalizację w Polsce.

2.1. Ogniwa galwaniczne (akumulatory litowo-jonowe)

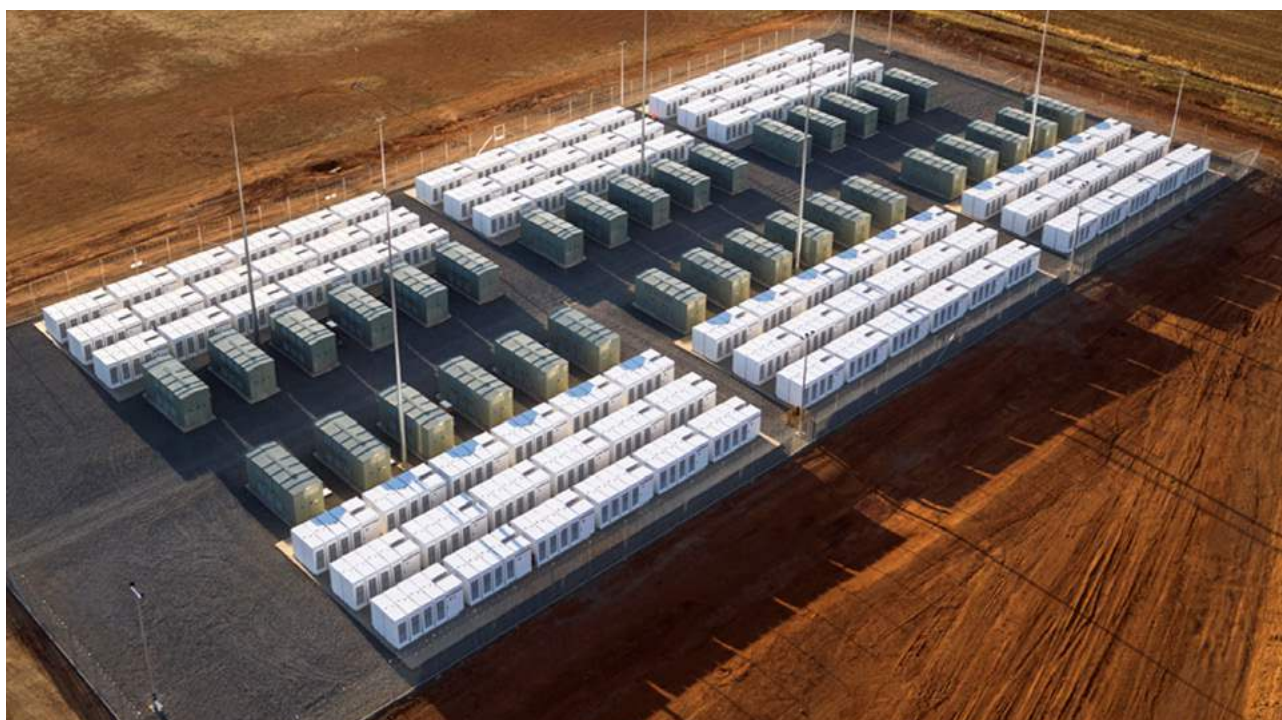
Aktualnie największy potencjał do wielkoseryjnych, powszechnych i różnicowanych zastosowań wydają się mieć magazyny litowo-jonowe, stosowane od mikroskali – baterijek wielokrotnego ładowania w urządzeniach mobilnych, przez baterie trakcyjne dla elektromobilności do średnio- i wielkoskalowych systemowych magazynów stacjonarnych.

O dynamice rozwoju tego rynku świadczy następujący przykład. W 2011 roku oceniano zakres zastosowań magazynów litowo-jonowych – jako baterii trakcyjnych dla elektromobilności w przedziale do 100 kWh pojemności i 100 kW mocy. Zaledwie po sześciu latach uruchomiony został w tej technologii stacjonarny magazyn o mocy 100 MW i pojemności 129 MWh¹¹, przedstawiony na rysunku 2.2. Aktualnie znane są doniesienia o opracowaniu magazynów litowo-powietrznych o czterokrotnie większej gęstości upakowania energii względem „tradycyjnych” magazynów litowo-jonowych.

¹⁰ IEO> Optymalizacja systemu ciepłowniczego z wykorzystaniem „digital twin” i modelowania TRNSYS. URL: <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1644-oze-i-magazyny-ciepla-optimalizacja-systemu-cieplowniczego-z-wykorzystaniem-digital-twin-i-modelowania-trnsys>

¹¹ <https://hornsdailepowerreserve.com.au>

Rysunek 2.2. Magazyn energii elektrycznej Hornsdale Power Reserve. Moc 100MW, pojemność 129MWh, szacunkowy koszt: 30-50 mln USD (ok. 1 mln PLN/MW)



Źródło: esdnews



Wspomniana powyżej konieczność zharmonizowania magazynu bateryjnego z rynkiem prądu przemiennego wymaga dodatkowej transformacji prądu ładowania z przemiennego w stały i prądu rozładowania ze stałego w przemienny, co wiąże się z koniecznością poniesienia dodatkowych nakładów inwestycyjnych, silnie zależnych od napięcia w punkcie przyłączenia do sieci. Tym samym instalacja magazynowania energii oparta na technologii bateryjnej wykazuje wewnętrzną strukturę, na którą oprócz właściwych baterii składają się układy transformacji prądu AC/DC oraz transformacji napięcia niezbędne do dopasowania poziomu napięcia pracy magazynu do napięcia w punkcie jego przyłączenia do sieci.

O wyborze schematu wewnętrznego instalacji magazynowej, a w konsekwencji o wysokości niezbędnych do poniesienia nakładów, rozstrzyga wartość mocy magazynu, determinująca poziom napięcia przyłączenia do sieci, zgodnie z zależnością przedstawioną w tabeli 2.3.

Tabela 2.3. Wymagane napięcie przyłączenia w relacji do mocy magazynu

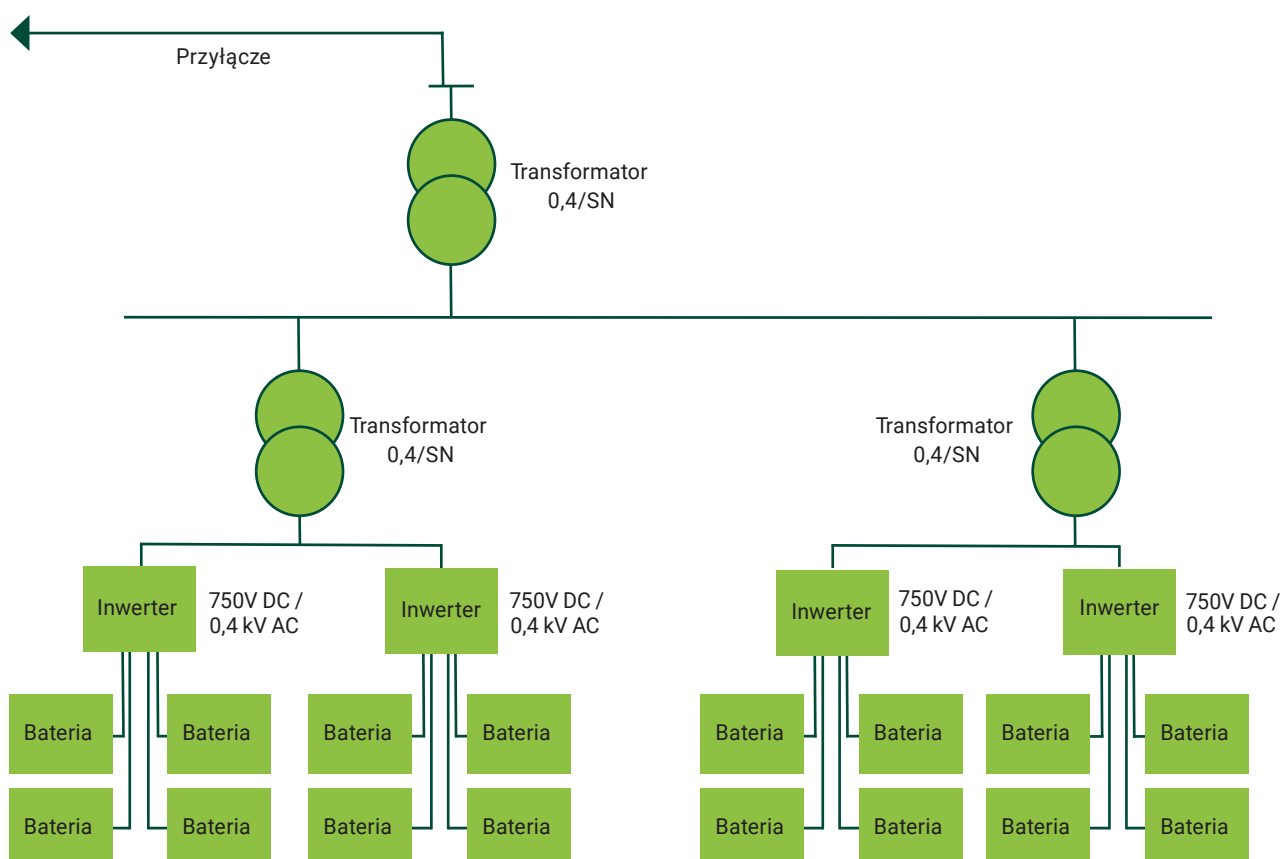
Moc magazynu	Napięcie przyłączenia
do 50 kW	nN tj. 0,4 kV
50 kW- 8 MW	SN tj. od 6kV do 60 kV
powyżej 8 MW ¹²	WN tj. 110 kV

Źródło: Wymagania OSD.

W konsekwencji – wobec faktu, że baterie wchodzące w skład magazynu pracują na napięciu stałym, a inwerter przekształca je na napięcie 0,4 kV AC, przy mocach magazynów powyżej 50 kW pojawia się konieczność zastosowania dodatkowo transformato-

¹² Powyżej 50 MW może być konieczne przyłączenie bezpośrednio do sieci NN tj. 220 kV lub 400 kV.

Rysunek 2.3. Struktura wewnętrzna (modułowa) przykładowego magazynu energii li-jon



Źródło: IEO.



Tabela 2.4. Struktura zależności magazynu energii w funkcji jego mocy

Właściwe baterie	Inwerter		GPO (Główny punkt Odbioru)				Napięcie sieci/ przyłącze, PP (Punkt Przyłączenia)
	Napięcie DC	Napięcie AC	Transformator dopasowujący	Napięcie 15 – 60 kV AC	Transformator dopasowujący II	Transformator sprzęgający z siecią	Napięcie AC
+	750V DC	0,4 kV					0,4 kV
+	750V DC	0,4 kV				0,4 kV/SN	SN
+	750V DC	0,4 kV	0,4 kV/SN	SN		SN/WN	110 kV
+	750V DC	0,4 kV	0,4 kV/SN	SN	SN/WN	WN/NN	220 lub 400 kV

Źródło: IEO.

rów dopasowujących nN/SN oraz ew. SN/WN, a dla magazynów największych mocy – WN/NN. Ilustrujący tę zależność przykładowy schemat instalacji przedstawiono na rysunku 2.3.

Strukturę tych zależności zobrazowanych na rysunku zestawiono w Tabeli 2.4.

2.2. Magazyny przepływowe (Redox Flow Battery)

Jest to odrębna względem opisanych powyżej rodzina odwracalnych magazynów energii elektrycznej, wykorzystująca proces naprzemiennego utleniania i redukcji określonych substancji, któremu towarzyszy odpowiedni przepływ jonów. Generalna idea została zilustrowana na rysunku 2.4, na przykładzie magazynu wanadowo-przepływowego. Moc magazynu jest zależna od kształtu i wielkości komory, przez którą przetłaczane są związki wanadu rozdzielone membraną przepuszczająca jedynie jony i wydajności układu hydraulicznego, natomiast pojemność magazynu jest zależna od objętości zbiorników, zewnętrznych względem komory.

Bezsprzeczną zaletą tej technologii, obok skalowalności niezależnej w wymiarach mocy i pojemności, jest ich trwałość – brak widocznego spadku pojemności w funkcji liczby cykli, potwierdzona wieloletnimi już obserwacjami oraz brak strat własnych w okresie przechowywania zmagazynowanej energii. W ich miejsce wchodzi potrzeby własne związane z koniecznością zasilania pomp w okresach ładowania i rozładowania. Relatywnie niewiel-

ka gęstość energii, rzędu 20–25 Wh/kg praktycznie wyklucza je z zastosowań mobilnych (trakcyjnych) jednakże nie jest przeszkodą dla zastosowań stacjonarnych we współpracy z instalacjami PV lub FW. Wadą jest koszt wanadu i oczekiwany dalszy wzrost jego ceny w odpowiedzi na rosnący popyt. Jednakże w odpowiedzi na te ryzyka rynek intensywnie poszukuje materiałów alternatywnych, czego przykładem jest magazyn przepływowy wykorzystujący wodór i chloran litu, z gęstością energii rzędu 1400 Wh/kg¹³.

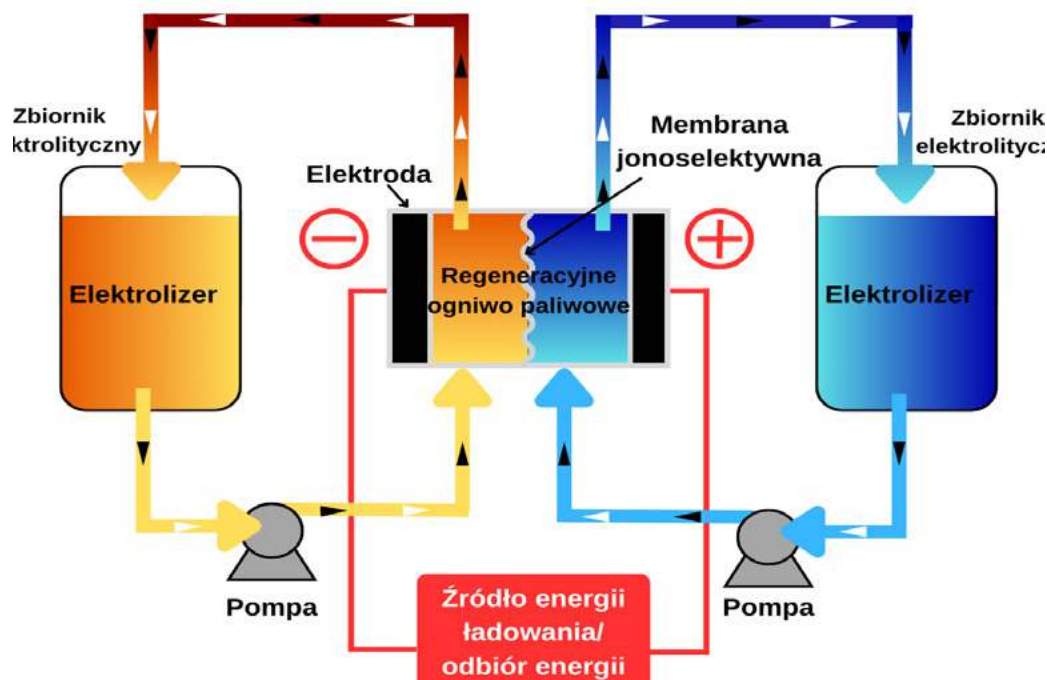
Technologie nieodwracalnego magazynowania energii elektrycznej, bazujące na nowej definicji magazynowania energii, sformułowanej w dyrektywie 2019/944, są ściśle powiązane z rynkami końcowych produktów magazynowania energii elektrycznej w tej formie, jakimi na dziś są ciepło i wodór.

Magazyny ciepła zasilane energią elektryczną z OZE realizują synergicznie dwa strategiczne cele:

- ▶ Wsparcie sektora ciepłowniczego w zwiększaniu udziału energii z OZE w produkcie końcowym, jakim jest ciepło – w skali systemowej, lokalnej i mikro;
- ▶ Ochrona OZE bezpaliwowych (PV lub FW) przed skutkami ekonomicznymi operatorskiego ograniczania produkcji w warunkach największego

13 Z. Budzyński, Techniczne aspekty związane z produkcją na wielką skalę samochodów elektrycznych, napędy i sterowanie, kwiecień 2017.

Rysunek 2.4. Ideowy schemat magazynu wanadowo-przepływowego



Źródło: <http://elektroonline.pl/news/4065,Tansze-i-mniejsze-akumulatory-przeplywowe>.

nasłonecznienia lub wietrzności oraz przewymiarowania mocy osiągalnej względem mocy przyłączeniowej.

W konsekwencji magazyny nieodwracalne wspierają wzrost udziału OZE bezpaliwowych w miksie energetycznym, w tym w sektorach nieanalizowanych w niniejszym raporcie tak szeroko, jak w zastosowaniach magazynów na rynkach energii elektrycznej i ciepła. Chodzi w szczególności o aplikacje magazynów w transporcie (e-mobility) oraz – poprzez rozwój gospodarki wodorowej – redukcję wykorzystania surowców kopalnych, w metalurgii i ciężkiej chemii. Magazynowanie wodoru pozyskanego z OZE bezpaliwowych (GH_2) stanowi podstawę rozwoju „zielonych” technologii w przemyśle ciężkim i chemicznym, co nie jest dalej szerzej analizowane. O zielonej (opartej na OZE) gospodarce wodorowej wspomniano jedynie ogólnie w poniższym podrozdziale.

2.3. Wodór jako magazyn energii elektrycznej z OZE

Magazynowanie wodoru wymaga zastosowania wysokich ciśnień celem jego sprężenia (rzędu 200–350 barów) lub schłodzenia do stanu ciekłego (-250°C), ewentualnie kombinacji wysokiego ciśnienia i temperatury obniżonej do -120 – 196°C w tech-

nologii zbiorników krio-ciśnieniowych. Każdorazowo oznacza to konieczność zaangażowania znacznego nakładu energii, co powoduje, że szersze wykorzystanie tego kierunku magazynowania energii może mieć sens ekonomiczny dopiero przy wykorzystaniu źródeł energii o zerowym koszcie zmiennym, takich jak PV i FW. Ograniczona sprawność procesu elektrolizy (rzędu 60%) oraz wytwarzania energii elektrycznej w ogniwie paliwowym (także rzędu 60%), ale przede wszystkim ich wysoka cena powodują, że wykorzystanie magazynowania wodoru jako magazynu odwracalnego nie powinno być celem podstawowym jego zastosowania, dopóki nie pojawi się w KSE znaczna nadwyżka mocy osiągalnej w źródłach OZE o zerowym koszcie zmiennym.

Do tego czasu atrakcyjność ekonomiczna magazynowania „zielonego wodoru” (pozyskanego z elektrolizy przy wykorzystaniu energii elektrycznej z OZE bezpaliwowych) będzie zależna od możliwości jego wykorzystania jako substytutu takich surowców kopalnych, jak węgiel koksujący i gaz ziemny w procesach – odpowiednio – metalurgicznych i ciężkiej syntezy chemicznej, pozwalających tym przemysłom wypełnić cele polityki klimatycznej. Funkcja magazynowania energii w wodrze w tym przypadku nie ma znaczenia priorytetowego (choć może służyć wykorzystaniu nadwyżek energii z zeroemisyjnych źródeł pogodozależnych), decydujące znaczenie mają inne względy związane z potrzebami przemysłu.

2.4. Zasobniki ciepła i bufony w ogrzewnictwie indywidualnym

Zapotrzebowanie na rynku ciepła co do zasady dzieli się na dwa segmenty: zapotrzebowania krótkoterminowego (w praktyce dobowego) na ciepłą wodę użytkową (CWU) oraz sezonowego na ciepło grzewcze.

Magazynowanie ciepła może być realizowane w różnych materiałach (cieczach lub ciałach stałych) z wykorzystaniem ciepła jawnego (gdy magazynowanie polega na podwyższaniu temperatury nośnika) lub utajonego (gdy magazynowanie ciepła polega na wymuszeniu przemiany fazowej – z postaci stałej do ciekłej).

Na rynku jest dostępne wiele zasobników ciepła. Możemy je podzielić ze względu na czynnik magazynujący, dominujące zastosowania to woda i materiał zmiennofazowy PCM (ang. Phase Change Material). Ze względu na konstrukcje możemy podzielić zasobniki ciepła na pionowe i poziome. W ramach zbiorników pionowych możemy je podzielić ze względu na sposób użytkowania, wykorzystanie na potrzeby CO i CWU. Do wykorzystania zbiornika na potrzeby CWU odpowiednią konstrukcją jest zasobnik ciepła typu „zbiornik w zbiorniku” – rysunek 2.6 lub zbiornik z dodatkową wężownicą

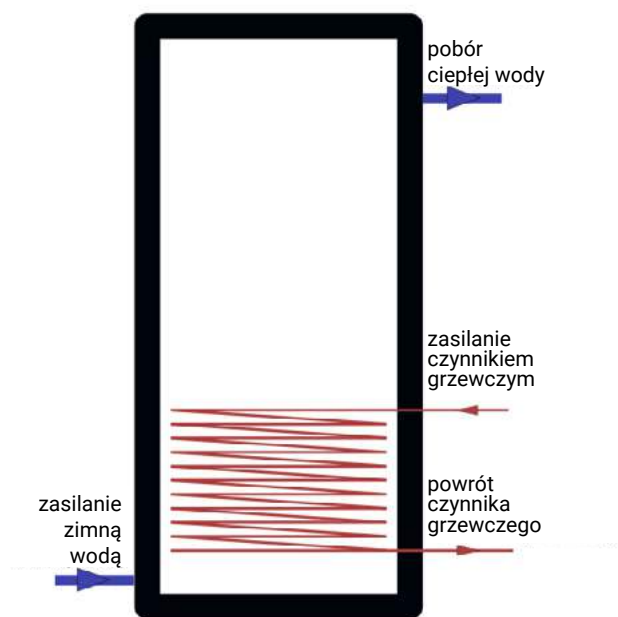
karbowaną (duża wydajność ze względu na dużą powierzchnię wymiany ciepła) – rysunek 2.7. Kolejnym parametrem zasobników ciepła jest ilość węzownic, jest ona zależna od ilości źródeł zasilania podpiętych do zasobnika ciepła (np. kocioł CO i kolektory słoneczne).

Magazyny wodne charakteryzuje niska cena i dostępność nośnika jako zalety i relatywnie niska gęstość energii (ciepło właściwe) oraz rosnące straty ze wzrostem temperatury maksymalnej jako wada. Magazyny zmiennofazowe – odwrotnie – posiadają istotnie większą gęstość energii (dla przykładu przemiana woda/lód angażuje osiemdziesiąt razy większą energię niż podgrzanie wody o jeden stopień), natomiast materiały zmiennofazowe są wielokrotnie droższe, a dodatkowym ograniczeniem jest ściśle zdefiniowana temperatura przemiany, która determinuje dobór materiału zmiennofazowego do projektowanego zastosowania magazynu.

Charakterystyka dobowego zapotrzebowania na CWU w warunkach polskich została przedstawiona na rysunku 2.9.

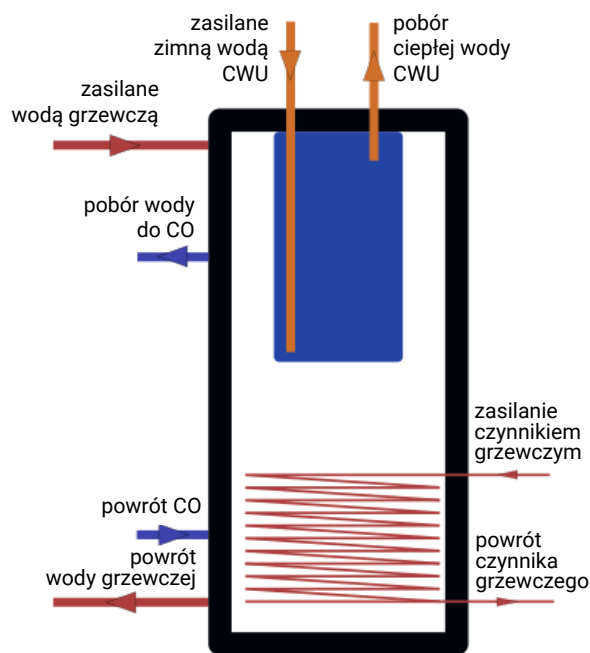
Zgodnie z zaleceniami doświadczonych zagranicznych producentów przyjmuje się, że dobowe zapotrzebowanie na CWU wynosi 50 litrów na osobę. Zgodnie z wynikami badań IEO, prowadzonymi

Rysunek 2.5. Zbiornik akumulacyjny pionowy, prosty z wężownicą spiralną, czynnik magazynujący woda



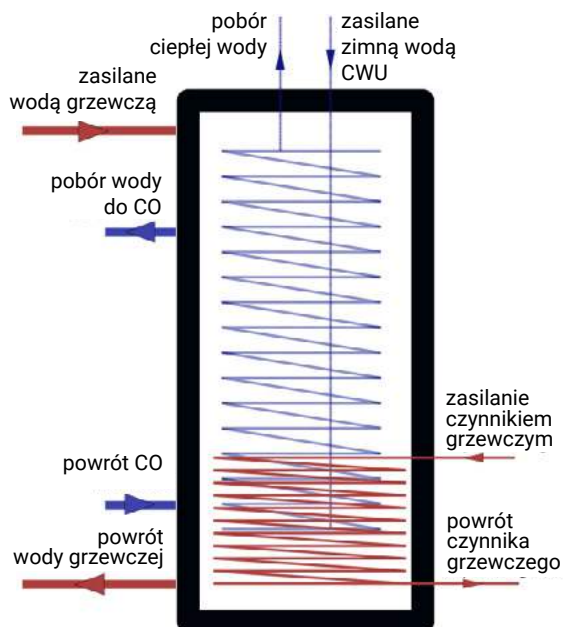
Źródło: IEO.

Rysunek 2.6. Zbiornik akumulacyjny pionowy typu „zbiornik w zbiorniku” z wężownicą, czynnik magazynujący woda



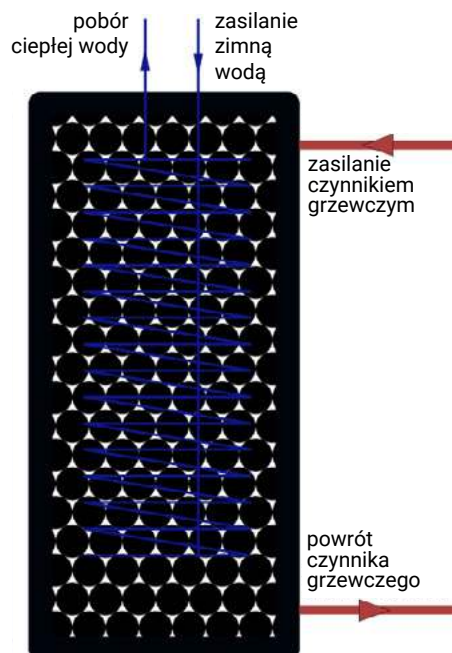
Źródło: IEO.

Rysunek 2.7. Zbiornik akumulacyjny pionowy higieniczny z dwoma węzownicami spiralną i karbowaną, czynnik magazynujący woda



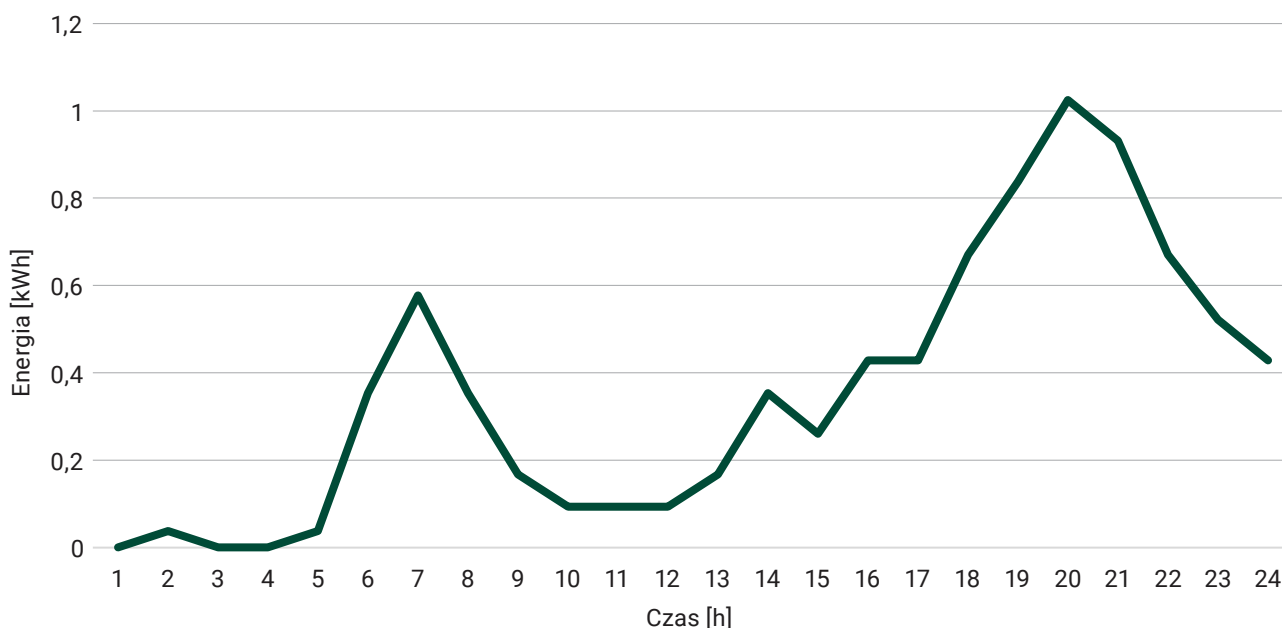
Źródło: IEO.

Rysunek 2.8. Zbiornik akumulacyjny wypełniony materiałem PCM (ang. Phase Change Material)



Źródło: IEO.

Rysunek 2.9. Godzinowe zużycie energii na potrzeby przygotowania CWU



Źródło: IEO.

w ramach projektu ComBioTES¹⁴, szczytowe zapotrzebowanie na moc grzewczą dla czteroosobowej rodziny na ogrzanie CWU wynosi 1 kW (rysunek

2.9). W efekcie zasobnik CWU jako magazyn wodny – zgodnie z opisanymi wcześniej wymogami dotyczącymi jednej osoby – dla rodziny czteroosobowej powinien pomieścić 200 litrów wody. Zbiornik o takiej objętości jest standardem w domach jednorodzinnych.

¹⁴ Demonstracja magazynu ciepła współpracującego z OZE w domu jednorodzinnym. Projekt ComBioTES (Horyzont). URL: <https://ieo.pl/aktualnosci/1585-rusza-projekt-ktorego-celem-jest-demonstracja-magazynu-ciepła-współpracującego-z-oze-w-domu-jednorodzinnym?highlight=WyJjb21iaW90ZXMIXQ==>

Magazyny ciepła w domu jednorodzinnym mogą służyć nie tylko jako narzędzie do przygotowywania

cieplej wody użytkowej, ale także współpracować z centralnym ogrzewaniem.

Niemal żadne kotły na paliwo stałe nie uzyskują V klasy oraz certyfikatu Eco design przy pracy w układzie bez bufora. Bufor w takim wypadku umożliwia kotłowi pracę w optymalnych warunkach (przy pełnej mocy), co zapewnia nominalną sprawność oraz minimalizację emisji szkodliwych substancji do atmosfery.

W przypadku pompy ciepła (w szczególności powietrznej) bufor umożliwia zmniejszenie jej kosztów operacyjnych dzięki kilku efektom. Po pierwsze, umożliwia arbitraż cenowy, tj. ładowanie bufora w najtańszych godzinach doby i wykorzystywanie zmagazynowanej energii przez resztę dnia. Po drugie, w przypadku przewidywanego spadku temperatury, bufor umożliwia włączenie pompy wcześniej, dzięki czemu może ona uzyskać wyższy COP – stosunek uzyskanej energii cieplnej do zużytej energii elektrycznej. W końcu, bufor (mniejsze) stosowane są również w układach z pompami ciepła w celu zmniejszenia częstości włączania i wyłączania sprężarki, co zmniejsza jej awaryjność.

2.5. Krótkoterminowe magazyny ciepła w ciepłownictwie systemowym

Magazyny ciepła występujące w układach grzewczych możemy podzielić na krótko- i długoterminowe. Magazyny krótkoterminowe wykorzystywane są do akumulacji ciepła na przestrzeni godzin lub dni. Mogą wspierać nieelastyczne technologie wykorzystania paliw kopalnych lub pogodozależne OZE. W przypadku źródeł konwencjonalnych zasilających systemy ciepłownicze magazynowanie krótkookresowe wykorzystywane jest **przede wszystkim w przypadku kogeneracji** w celu wyrównania dobowych dysproporcji między zapotrzebowaniem na ciepło i zapotrzebowaniem na energię elektryczną i spełnieniu wymogu tzw. wysokosprawnej kogeneracji (warunek konieczny wsparcia wytwarzania ciepła z paliw kopalnych). Kolejnym przykładem wykorzystania magazynów krótkoterminowych może być wdrożenie koncepcji „Power to Heat”, gdy magazyn ciepła musi przejąć i przechować energię do momentu, w którym pojawi się na nią popyt. Krótkoterminowe magazyny ciepła o małych pojemnościach mogą współpracować także z sezonowymi magazynami ciepła – zapewniają one szybszą reakcję na zapotrzebowanie na ciepło od strony odbiorcy oraz poprawiają efektywność działania instalacji. W przy-

padku zastosowania OZE w systemach ciepłowniczych, kluczowym aspektem przemawiającym za zastosowaniem sezonowego magazynu ciepła jest dysproporcja w podaży ciepła z OZE (szczególnie ciepła słonecznego) i zapotrzebowaniu na ciepło.

Warto nadmienić, że w ciepłowniach miejskich są też stosowane „duże”, ale krótkoterminowe magazyny. Są to zazwyczaj magazyny ciepła dostosowane do wykorzystania taniego pasma energii elektrycznej, tzw. Power to Heat (P2H)¹⁵, co może odbywać się w magazynach krótkoterminowych, w których energia/ciepło jest magazynowane przez kilka godzin lub dni (magazyn średniookresowy). W ciepłownictwie krótkookresowe magazyny służą głównie koncepcji P2H dla odbiorców indywidualnych, natomiast pracę magazynu średniookresowego można przypisać zarówno dla odbiorców indywidualnych (gospodarstwa domowe czy budynki użyteczności publicznej), jak też dla małych ciepłowni jako optymalizator pracy jednostek kogeneracyjnych. Ładowanie i rozładowywanie magazynu są zwykle uzależnione od źródła ciepła, zużycia ciepła i określonego wymiaru magazynu ciepła, a także urządzeń ładujących i rozładowujących. Przy doborze magazynu ciepła należy wziąć pod uwagę całkowitą ilość ciepła, które ma być zgromadzone.

Zbiorniki ciepłej wody konstruowane są z żelbetu, stali, a nawet szkła wzmocnionego tworzywem sztucznym. Ściany zbiornika i warstwa ziemi uszczelniane są folią, która musi być odporna na temperaturę 80°C. Grubość zewnętrznej izolacji termicznej powinna wynosić 15–30 cm¹⁶.

Wymagania techniczne dla krótkoterminowych magazynów ciepła (jest to zazwyczaj zbiornik naziemny) są znane i sprawdzone w warunkach krajowych. Projekty techniczne i montaż komponentów magazynów i całej instalacji mogą wykonać wyłącznie osoby posiadające aktualne uprawnienia UDT.

Choć magazyny krótko- i średniookresowe są w Polsce stosowane w większych systemach ciepłowniczych, to kluczowe z uwagi na koszty zmienne potrzeby ciepłownicze i wprowadzenie energetyki i ciepłownictwa źródeł pogodozależnych, a w szcze-

¹⁵ W niniejszym raporcie autorzy koncentrują się na wykorzystaniu „zielonej energii elektrycznej – tzw. GreenPower-to-heat”.

¹⁶ Por. (Wiśniewski G., Gołębiowski S., Więcka A., Kurowski K., 2008, str. 109).

Tabela 2.5. Szacunkowe uśrednione wskaźniki kosztów dla krótko- i średniookresowych magazynów ciepła

Technologia OZE	Pojemność ciepła [kWh/m ³]	Objętość [m ³] (ekw. 1 m ³ wody)	Przybliżony koszt na ekw. 1 m ³ wody
Magazyn krótko- lub średniookresowy dla elektrociepłowni miejskiej	45–65	12 000–30 000	1300–1700 zł/m ³

Źródło: IEO.

gólności energii słonecznej, jest wdrożenie magazynów sezonowych. Sezonowe magazyny ciepła są tradycyjnie związane z ciepłem słonecznym, co pozwala na przesunięcie nadwyżki energii występującej w lecie na okres zimowy, kiedy popyt jest wysoki, a podaż niska. Są one zatem zaprojektowane tak, aby zapewnić zarówno wystarczającą zdolność do absorpcji tej nadwyżki, jak i wystarczająco niskie straty energii w czasie, aby móc uwolnić znaczną jej część w dalszej części roku.

Zbiorniki buforowe stosowane są nie tylko w ogrzewnictwie indywidualnym, ale również w ciepłownictwie sieciowym, w szczególności w dużych systemach opartych o kogenerację. Są to zbiorniki w swej istocie podobne do tych stosowanych w domach (o kilka rzędów wielkości większe) oraz pełnią podobne funkcje. Po pierwsze, podobnie jak bufor w domu jednorodzinnym może umożliwić arbitraż cenowy (grza-

nie w tańszych godzinach doby), tak magazyn ciepła w elektrociepłowni może umożliwić do pewnego stopnia przesunięcie produkcji, gdy energia elektryczna jest droga. Podobnie, bufor w domu jednorodzinnym umożliwiał zwiększenie elastyczności pracy kotłów na paliwo stałe, tak może pełnić tę samą funkcję w przypadku bloków węglowych w ciepłowniach i elektrociepłowniach. W końcu, magazyny krótkoterminowe mogą też pełnić rolę źródła szczytowego, wykorzystywanego w przypadku konieczności nagłego zwiększenia mocy dostarczanej do sieci, co zmniejsza koszty związane z utrzymywaniem źródeł szczytowych.

Wadą takich rozwiązań są ich relatywnie wysokie koszty. Przykładowo inwestycja zrealizowana przez Veolia Energia Poznań to bufor o wysokości 64 m, objętości 24 000 m³, co umożliwia zmagazynowanie ok. 1111 MWh. Inwestycja ta w 2021 roku kosztowała 41,7 mln zł.

Rysunek 2.10. Krótkoterminowy magazyn ciepła w elektrociepłowni w Poznaniu



Źródło: Gram w Zielone.

Kogeneracyjne magazyny ciepła znalazły już zastosowanie w polskich elektrociepłowniach. Służą do zwiększania stopnia kogeneracji węglowej i gazowej oraz do stabilizacji pracy źródeł wytwarzania ciepła na paliwach stałych (węgiel, biomasa) i wspierają prace nieelastycznych OZE, takich jak geotermia. W rozdziale 3 podano inne przykłady i koszty.

2.6. Magazyny sezonowe ciepła

W przypadku energii słonecznej (kolektory słoneczne i systemy PV) niezwykle pożądane są dłuższe okresy magazynowania ciepła możliwe obecnie do uzasadnionego ekonomicznie zrealizowania przy okazji budowy tzw. instalacji wielkowskalowych. Uzasadnieniem do długoterminowego magazynowania energii słonecznej w sezonowych magazynach ciepła jest fakt, że sumy promieniowania słonecznego w półroczu letnim są trzykrotnie wyższe niż w półroczu zimowym¹⁷. Sezonowe wahania w generacji mają też elektrownie wiatrowe, których rozkład generacji jest bardziej wypłaszczony, ale większość generacji wiatrowej przypada w sezonie jesienno-zimowym.

Co prawda elektrownie wiatrowe i PV dobrze się uzupełniają w cyklach miesięcznych i kwartalnych¹⁸, ale ich wspólne użytkowanie nie zmniejsza popytu/zapotrzebowania na magazynowanie energii na jednostkę zeroemisyjnej mocy zainstalowanej. Jednocześnie doświadczenie 2022 roku pokazało, że współczynnik Pearsona dla korekcji generacji wiatrowej i cen energii wynosi -0,68, co oznacza, że „jak wieje, to jest tanio” i podobnie jest w przypadku generacji słonecznej. Tanie źródła pogodozależne o zmiennej generacji w cyklach miesięcznych i kwartalnych tworzą atrakcyjne modele biznesowe na sezonowe magazynowanie energii w ciepłownictwie systemowym, o czym więcej w rozdziale 3.

Przejście z systemów energetycznych zasilanych tradycyjnymi paliwami kopalnymi na systemy o wysokiej penetracji energii odnawialnej wprowadza

nierównowagę obciążenia między podażą a popytem. Dlatego magazynowanie ciepła w systemach ciepłowniczych i magazynach sezonowych służyć może także jako rezerwa energii cieplnej, która może być wykorzystana do pokrycia obciążenia cieplnego lub chłodniczego w okresach szczytowego zapotrzebowania lub w czasach wysokich cen energii elektrycznej, tj. gdy ciepło jest wytwarzane przez grzejniki elektryczne lub pompy ciepła. Z drugiej strony, gdy ciepło jest wytwarzane przez elektrociepłownię, a ceny energii elektrycznej są niskie, zapotrzebowanie na ciepło można pokryć za pomocą magazynu sezonowego, który może odbierać bieżące nadwyżki energii z systemu elektroenergetycznego w godzinach dolin cenowych, które są modulowane także zmianami cen energii w poszczególnych sezonach.

Sezonowe magazyny ciepła umożliwiają poprawę elastyczności pracy kolektorów słonecznych z magazynami dobowymi ciepła, szczególnie w sezonie letnim, gdzie występuje nadmiar produkowanej energii, a zapotrzebowanie jest skierowane raczej na potrzeby chłodnicze (np. klimatyzacja). Sezonowe magazyny ciepła z kolektorami słonecznymi lub elektrogrzewnictwem sterowanym ceną energii oferują także szereg zalet (efekty synergiczne) we współpracy lub w stosunku do klasycznych pojedynczych instalacji grzewczych, które są obecnie stosowane (pomy ciepła, kotły na paliwa stałe i inne). Magazyn sezonowy ciepła zwiększa też możliwości integracji z systemami grzewczymi innych zeroemisyjnych źródeł, takich jak przemysłowe ciepło odpadowe.

Powszechnie na całym świecie stosowane są cztery rodzaje wielkoskalowych lub sezonowych magazynów energii ciepła (TES) wykorzystujących wodę jako nośnik ciepła. Obejmują one trzy podstawowe koncepcje magazynowania energii oraz koncepcje specjalne:

1. w zbiorniku ziemnym lub naziemnym (PTES i TTES),
2. w warstwie wodonośnej (ATES),
3. w odwiercie (BTES),
4. koncepcje specjalne: Cavern Thermal Energy Storage (CTES), Phase Change Material Energy Storage (PCMES).

Magazyny ciepła tego typu mogą być budowane na bardzo dużą skalę, co jest istotne dla zapewnienia znacznej pojemności magazynowania ciepła przy stosunkowo niskich kosztach. Magazyn o większej

17 Grzegorz Wiśniewski, Stanisław Gołębiowski, Marian Gryciuk, Krystian Kurowski, Aneta Więcka: Kolektory słoneczne- Energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwie i drobnym przemyśle. Wydawnictwo Medium, 2008. URL: <https://www.publio.pl/kolektory-słoneczne-grzegorz-wisniewski,p62071.html>

18 Wiśniewski G.: Najwyższy w historii udział energii z OZE i niepokojące zjawiska na rynku energii. Energetyka w marcu 2023 – analiza na podstawie danych ENTSO-E. CIRE, 2023 r. URL: <https://www.cire.pl/artykuly/brak-kategorii/najwyzszy-w-historii-udzial-energii-z-oze-i-niepokojace-zjawiska-na-ryнку-energii-energetyka-w-marcu-2023--analiza-na-podstawie-danych-entso-e>



pojemności ma niższe straty ciepła, zapewniając w ten sposób korzyść finansową w porównaniu z tą samą pojemnością rozłożoną na wiele małych magazynów i pozwalając na lepszą stratyfikację, co jest korzystne z energetycznego punktu widzenia. W magazynach wodnych (PTES) przy wzroście objętości magazynów z 2 tys. m³ do 20 tys. m³ jednostkowy koszt budowy magazynów spada z 250 euro/m³ do 40 euro/m³. Poniżej scharakteryzowano (rozróżniono) poszczególne kategorie magazynów:

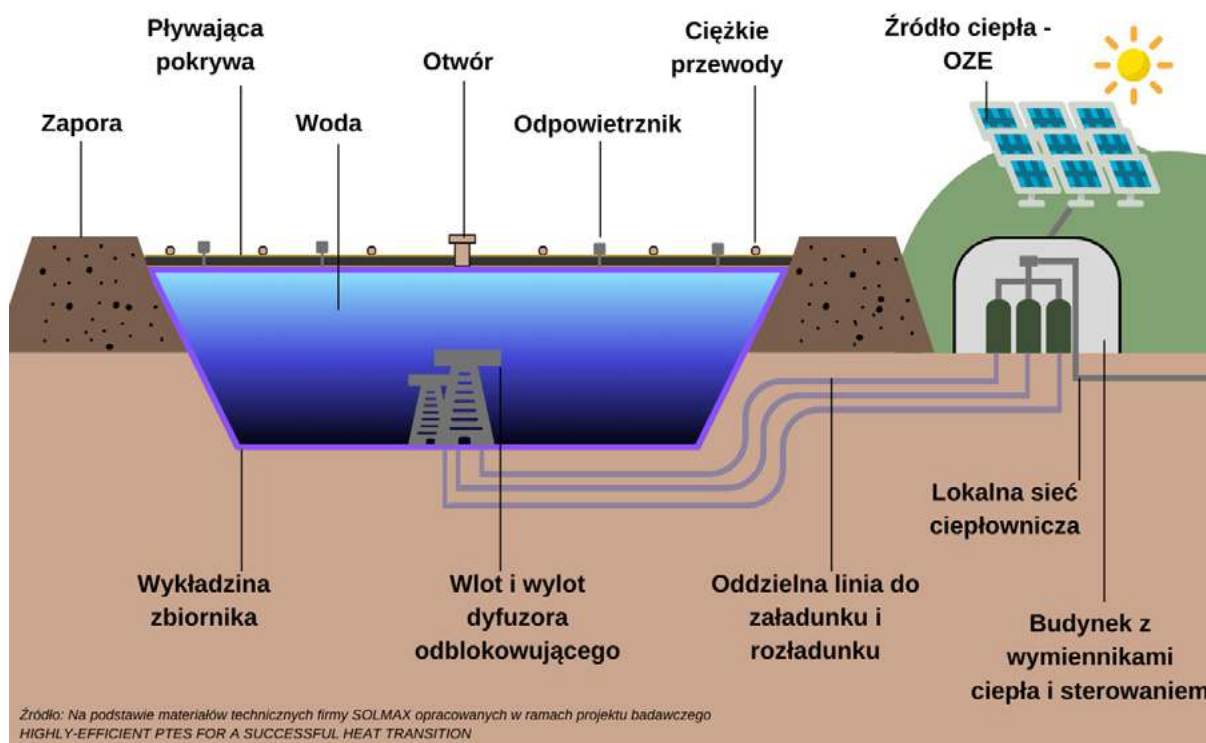
- ▶ Magazyn (akumulator) wodny naziemny (ang. TTES, Tank Thermal Energy Storage) – zbiornik wykonany z żelbetu, stali nierdzewnej, czasem szkła wzmocnionego tworzywem sztucznym napełniany wodą, o pojemnościach od kilku do kilku tysięcy metrów sześciennych. Najczęściej jest izolowany np. pianką poliuretanową, polistyrenem ekstrudowanym, wełną mineralną, szkłem piankowym w celu zmniejszenia strat ciepła do otoczenia. Do jego zalet można zaliczyć wysoką pojemność cieplną magazynowania, możliwość ładowania i rozładowywania z dużą mocą, większą swobodę geometrii oraz stratyfikację. Wadami takiego rozwiązania będzie ograniczony rozmiar magazynu oraz wysoki koszt konstrukcji.
- ▶ Magazyn (akumulator) w warstwie wodonośnej (ang. ATES, Aquifer Thermal Energy Storage) – do magazynowania ciepła wykorzystuje się naturalne występujące warstwy wodonośne. Ograniczeniem tego systemu jest brak możliwości częstej zmiany trybu pracy systemu ładowanie/rozładowanie, ponieważ działa on wtedy mniej efektywnie, standardowo w okresie letnim magazyn jest tylko ładowany. Temperatura ładowania jest ograniczona do 50°C, aby zapobiec stratom ciepła do otoczenia, a także w celu ochrony środowiska. Zasada działania systemu przy ładowaniu magazynu polega na poborze z zimnej studni wody, ogrzania jej przez wymiennik ciepła i zatłoczenia do gorącej studni. Proces rozładowania przebiega w odwrotnym kierunku, pobieramy wodę z ciepłej studni, trafia ona na wymiennik ciepła (lub pompę ciepła) następnie już zimna woda jest zatłaczana do studni zimnej. Studnia zimna i ciepła jest zrealizowana przez dwa odwierty oddalone od siebie o kilkadziesiąt metrów, a warstwa wodonośna najczęściej znajduje się na poziomie od kilkunastu do kilkudziesięciu metrów pod poziomem gruntu. Magazyn sezonowy ATES ma najniższe koszty inwestycyjne, **ale dla rozważanej lokalizacji musi występować**

warstwa wodonośna, którą można byłoby zagospodarować do celów magazynowania ciepła. Oprócz ograniczenia co do lokalizacji tego typu magazynów, nie posiadają one izolacji termicznej, co dla wysokich temperatur czynnika przekłada się na wysokie straty ciepła do otoczenia.

- ▶ Magazyn (akumulator) żwirowo-wodny zagłębiony w grunt (ang. PTES, Pit Thermal Energy Storage) – do magazynowania ciepła wykorzystywana jest mieszanka ziemi lub żwiru z wodą (istotną cechą materiału wypełniającego magazyn jest jego porowatość oraz przepuszczalność, a także wytrzymałość na ściskanie), magazyn ciepła typu PTES wymaga obłożenia wykładziną ścian i dna, aby zgromadzona woda nie przedostała się do gruntu i w celu zapobiegania utratom ciepła. Najtrudniejszym elementem konstrukcji jest izolowana pokrywa pływająca, która ma izolować magazyn, zapobiegać dostawaniu się wody deszczowej, a także umożliwiać odpływ pary wodnej na zewnątrz zbiornika. Ściany w tego typu magazynach najczęściej są pochylone pod pewnym kątem, aby zminimalizować ryzyko osuwania się ziemi. Koszt budowy magazynu typu PTES jest większy niż BTES czy ATES głównie z powodu pokrywy pływającej umieszczonej na wierzchu zbiornika, która jest najtrudniejszym elementem konstrukcji, dodatkowym ograniczeniem jest kąt pochylenia boków zbiornika, który zależy od rodzaju gruntu. Magazyn typu PTES wymaga stabilnych warunków glebowych, a maksymalną wysokość jaką może mieć to ok. 15 m, zależy to od głębokości występowania wód gruntowych. Do zalet tego magazynu można zaliczyć najlepszy stosunek kosztu inwestycyjnego do pojemności cieplnej magazynu, możliwość budowy magazynu o dużych wymiarach, a także występowanie stratyfikacji termicznej przy odpowiednim doprowadzaniu czynnika do magazynu. Pojemność magazynu w stosunku do zmagazynowanego ciepła jest duża – 60–80 kWh/m³ dla wody jako czynnika magazynującego i 30–50 kWh/m³ dla wody i żwiru. Maksymalna temperatura jaka może wystąpić w magazynie to 95°C, a średnia sprawność to 90%.

Sezonowy magazyn ciepła typu PTES ma zazwyczaj kształt odwróconego ściętego ostrosłupa. Jego pojemność magazynowania ciepła w gorącej wodzie wynosić 60–80 kWh/m³. Konstrukcja tego typu magazynu zagłębionego w ziemi wykorzystująca samonośność gruntu, pomaga zrównoważyć siły statyczne na ścianach systemu, a tym samym

Rysunek 2.11. Schemat sezonowego magazynu ciepła (PTES) z zaznaczoną izolacją



Źródło: IEQ.

umożliwia wykonywanie ścian w formie izolacji wodnej i termicznej z ewentualnym wzmocnieniem siatką powierzchni ścian w wykopie, co pozwala uniknąć stosowania konstrukcji koniecznej w zbiornikach umieszczonych na poziomie gruntu. Duże zbiorniki o kształcie cylindrycznym na powierzchni gruntu lub o kształcie prostokątnym oznaczają konieczność wykonania wzmocnionych ścian betonowych lub stalowych. Schemat magazynu PTES razem z zastosowaną izolacją przedstawiono na rysunku 2.11.

Konstrukcja magazynu PTES przedstawia się następująco. Na górze magazynu woda jest przykryta (w praktyce pływającą) izolowaną pokrywą. Kolejne warstwy pokrywy to folia HDPE (ang. High Density Polyethylene), siatka drenażowa, izolacja, kolejna warstwa drenażowa oraz folia HDPE. Celem siatki drenażowej jest umożliwienie wentylacji pomiędzy izolacją a wykładziną. Jest to konieczne ze względu na dyfuzję pary wodnej przez okładziny. Jeśli para nie jest usuwana, istnieje potencjalne ryzyko powstania kondensatu w izolacji, który z czasem może ją uszkodzić. Obłożenie izolacją boków i spodu magazynu, a także pokrywy przedstawiono na rysunku 2.11. Izolacja na bokach i spodzie magazynu może być wykonana z polimembrany HDPE i folii ALU (aluminiowej) oraz izolacji wykonanej ze szkła piankowego.

Skomplikowana struktura ściany kompozytowej wynika z faktu, że z jednej strony ta przegroda musi zapewnić ochronę izolacji termicznej przed wnikaniem wilgoci z wewnątrz i z zewnątrz, ale z drugiej strony – należy mieć możliwość osuszania izolacji w przypadku, gdy zostanie ona zawilgocona. Rozwiązanie tego typu zastosowano w szeregu magazynach w Danii.

- Magazyn (akumulator) typu „sonda ziemna” (ang. BTES, Borehole Thermal Energy Storage) – materiałem magazynującym ciepło jest warstwa gruntu, składa się on z odwiertów wykonanych w gruncie i zazwyczaj wykorzystuje pojedyncze u-rury jako wymienniki ciepła. Objętość gruntu zajętego przez palisadę wymienników ciepła wyznacza objętość magazynu. Proces ładowania w sezonie letnim zaczyna się od skierowania czynnika do centrum magazynu, co pozwala na zminimalizowanie strat ciepła (temperatura rozkłada się od najwyższej w centrum do najniższej na krańcach). Proces rozładowania przebiega w odwrotnym kierunku, tak aby zachować stały rozkład temperatur (w wielu wykonanych instalacjach w pierwszych latach eksploatacji systemu nie osiągnięto wysokiego udziału energii słonecznej, ponieważ sezonowy magazyn ciepła wymagał naładowania, a także wygrzania gleby). Magazyn typu BTES posiada



Tabela 2.6 Porównanie różnych rodzajów sezonowych magazynów ciepła

Typ sezonowego magazynu ciepła	TTES	GWTES	BTES	ATES
Czynnik magazynujący	woda	woda / woda-żwir	grunt	warstwa wodonośna
Pojemność cieplna [kWh/m ³]	60–80	60–80 / 30–50	15–30	30–40
Objętość magazynu [m ³] (ekwiwalent 1 m ³ wody)	1	1,3–2	3–5	2–3
Temperatura pracy	do 95°C	do 95°C	0–40°C (zastosowania niskotemperaturowe) 40–80°C (zastosowania wysokotemperaturowe)	6–95°C (różne przedziały temperatur ze względu na zastosowania)
Sprawność	90%	90%	40–60%	70–100% (magazyn chłodu) 50–90% (magazyn ciepła)
Przybliżony koszt ²⁰ na ekwiwalent 1 m ³ wody	800 zł/m ³ (160 euro/m ³)	600 zł/m ³ (120 euro/m ³)	450 zł/m ³ (95 euro/m ³)	200 zł/m ³ (40 Euro/m ³)

Źródło: S. Bepalko i inni.

możliwość łatwej rozbudowy poprzez odwiert dodatkowych otworów, a jego koszt budowy jest niski, ale zajmuje dużą objętość w stosunku do zmagazynowanego ciepła oraz ma niską sprawność 40–60% z powodu braku możliwości zastosowania izolacji termicznej po bokach i na spodzie. Dodatkowo, planując budowę BTES, należy spełnić szereg wymagań geologicznych: gleba, w której będą robione odwierty, musi nadawać się do wiercenia oraz mieć wysoką przewodność cieplną (najodpowiedniejsze są grunty nasycone wodą), jednocześnie przepływ wód podziemnych musi być jak najmniejszy, żeby nie zwiększać strat ciepła.

Instalacje magazynów sezonowych ciepła charakteryzują się wysokimi kosztami inwestycyjnymi. Jednakże koszty jednostkowe znacznie maleją wraz ze wzrostem pojemności magazynu. Istnieje tendencja do obniżania kosztów inwestycyjnych z 1200 zł/m³ do 200 zł/m³ wraz ze wzrostem pojemności zbiornika¹⁹. Aby uzyskać odpowiedni efekt skali i maksyma-

lizować korzyści płynące z zastosowania tego typu magazynów, powinno się je wdrażać do systemów o stosunkowo dużym rozbiórze energii (osiedle domów wielorodzinnych i większych), a w przypadku najmniejszych systemów pozostać przy zdecentralizowanej koncepcji wprowadzania ciepła słonecznego.

W tabeli 2.6 zestawiono podstawowe parametry techniczne i ekonomiczne dużych, w tym sezonowych magazynów ciepła.

Wśród magazynów TTES szczególną uwagę należy zwrócić na najtańsze ziemnie (pit) magazyny ciepła typu PTES (ang. *pit thermal energy storage*). Liderem w rozwoju tych technologii jest Dania. W tabeli 2.7 zestawiono parametry duńskich, pełnowymiarowych magazynów ciepła typu PIT (PTES) zbudowanych w trzech miejskich systemach ciepłowniczych w latach 2014–2017 na zasadach komercyjnych²¹.

19 S. BESPALKO, A. M. MIRANDA, AND O. HALYCHYI, "OVERVIEW OF THE EXISTING HEAT STORAGE TECHNOLOGIES: SENSIBLE HEAT," ACTA INNOVATIONS, NO. 28, PP. 82–113, JUL. 2018

20 Źródło z 2018 roku, przeliczone z Euro na zł po kursie z lipca '2022

21 Technology Data – Energy storage '2020. URL: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>



Tabela 2.7. Parametry duńskich, komercyjnych magazynów ciepła typu PIT (PTES) zbudowanych w latach 2014–2017

Miasto duńskie	Vojens	Gram	Toftlund
rok budowy	2014–15	2014–15	2016–17
wielkość [m ³ wody]	210 000	125 000	85 000
koszt [mln euro]	5,0	4,3	4,1
koszt jednostkowy [euro/m ³]	24	34	48
temperatura wody [°C]	40–90	20–90	20–90
pojemność cieplna [MWh]	12 180	12 125	6885
moc magazynu (rozładowanie) [MW]	38,5	30,0	22,0
roczne straty ciepła [%]	14%	13%	9%

Źródło: Danisz Energy Agency, oprac. IEO.

Koszty jednostkowe magazynu PTES są pięć–sześć razy niższe od magazynów w postaci walczków stalowych (lub betonowych) TTES budowanych do-tychczas w Polsce.

Wielkowymiarowe sezonowe magazyny ciepła do-tychczas nie znalazły zastosowania (pierwszego ko-mercyjnego wdrożenia) w Polsce. Warto zatem przy-pomnieć kluczowe wymagania techniczne na bazie zebranych doświadczeń zagranicznych, w szczegól-ności tych najtańszych, w których czynnikiem maga-zynującym i przenoszącym ciepło jest woda:

- ▶ zaleca się, aby ze względu na optymalizację strat ciepła i kosztów, najmniejsza pojemność magazynów sezonowych wynosiła 1000 m³;
- ▶ magazyn ciepła powinien posiadać właściwą izolację cieplną, aby zredukować straty ciepła do otoczenia – średnie straty zmagazynowane-go ciepła (wg obliczeń zgodnie z ogólnie przy-jętymi zasadami) są mniejsze niż 15 W/m² po-wierzchni zbiornika;
- ▶ w przypadku budowy magazynu podziemnego lub zagłębionego należy wykonać ekspertyzę hydrogeologiczną pod kątem stratygrafii, zwię-żłości gruntu, dryfu wód podziemnych, prze-wodnictwa hydraulicznego gruntu, natężenia i kierunku przepływu wód gruntowych i innych;
- ▶ rozmiar i położenie złączy hydraulicznych do zbiornika powinny być tak zaprojektowane, aby zoptymalizować wydajności procesu łado-wania i rozładowania

3. Wybrane nisze biznesowe dla magazynowania energii warunkujące efektywną realizację celów polityki klimatycznej i OZE



Potencjalne nisze biznesowe, właściwe dla poszczególnych rodzajów działalności gospodarczej prowadzonej jako działalność zasadnicza, są ściśle powiązane z określonymi funkcjonalnościami oferowanymi przez magazyny energii, a te z kolei z ich typem/charakterystyką opisaną w rozdziale 2. Stanowią one zarazem racjonalną odpowiedź na relewantne ryzyka.

Generalnie wyróżnić możemy:

- ▶ Odwracalne magazyny energii elektrycznej – systemowe, współpracujące z wytwórcami energii elektrycznej i siecią;
- ▶ Odwracalne magazyny energii elektrycznej prosumenckie, współpracujące ze źródłami wytwórczymi i instalacjami odbiorczymi prosumentów;
- ▶ Magazyny ciepła systemowe – krótkoterminowe akumulatory ciepła współpracujące ze źródłami kogeneracyjnymi i ciepłowniczymi oraz sieciami ciepłowniczymi;
- ▶ Magazyny ciepła prosumenckie i konsumencie – krótkoterminowe magazyny ciepła współpracujące z instalacjami zaopatrzenia w ciepła wodę użytkową;
- ▶ Instalacje magazynowe energii wykorzystywane w przemyśle w procesach technologicznych.

3.1. Wykorzystanie magazynów ciepła i magazynów bateryjnych przez mikroprosumenta

Polski rynek elektroenergetyczny charakteryzuje się relatywnie wysokim stopniem nasycenia przydomowymi instalacjami mikroprosumenckimi. Są to instalacje OZE (w zasadzie PV) o mocach do 50 kW, korzystające z uproszczonej procedury przyłączenia do sieci (zgłoszenie) i uproszczonej procedury rozliczania nadwyżek (obecnie net billing), opisanej w ustawie o OZE. Wśród nich dominują przydomowe instalacje korzystające z programu „Mój prąd”, obejmujące (od ponad roku) także dotacje do magazynów energii. Szerokie wykorzystanie dostępnych instrumentów wsparcia przez gospodarstwa domowe to sukces polskiego społeczeństwa, ale niosący za sobą pewne wyzwania, jeśli chodzi o zagospodarowanie nadwyżek energii.

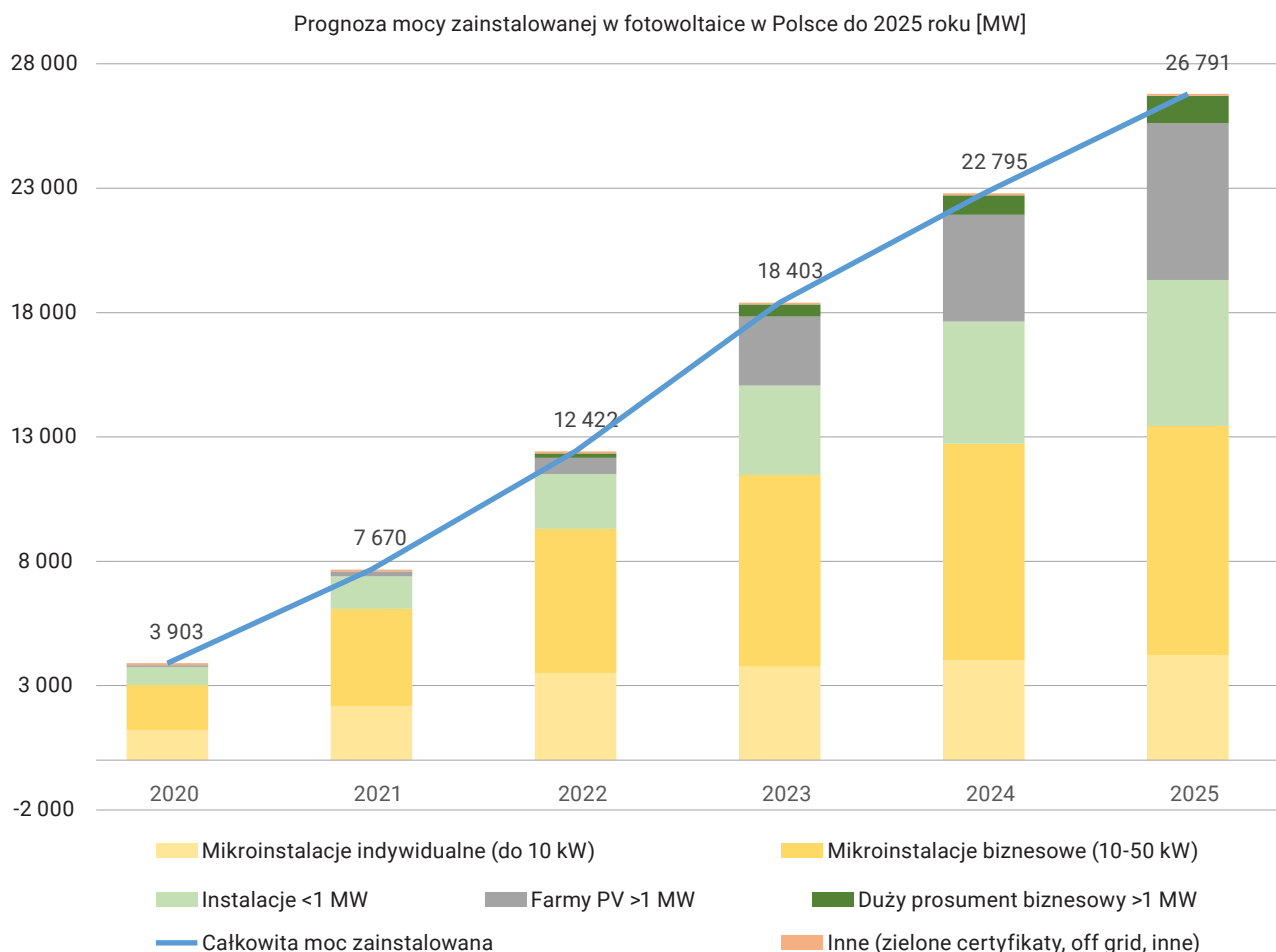
Wcześniejszy system rozliczeń mikroprosumentów (net metering) motywował do przewymiarowania instalacji PV oraz do takiego ich ułożenia względem stron świata, które maksymalizowało roczną produkcję energii, nie zważając na jej profil produkcji w czasie. Jeśli uwzględnimy dodatkowo fakt, iż instalacje PV nie są rozmieszczone równomiernie na przestrzeni kraju, lecz możemy zaobserwować ich skupiska (np. na przedmieściach dużych miast), w miejscach tych w godzinach najwyższej generacji PV występuje wysokie ryzyko braku możliwości odbioru energii z wszystkich zgrupowanych lokalnie instalacji przez sieć. Objawia się to wzrostem napięcia na transformatorze (przekroczeniem norm bezpieczeństwa dla odbiorników energii) i zadziałaniem automatyki sieciowej, co prowadzi do przymusowego wyłączenia inwerterów. System net billing stymuluje do budowy mniejszych instalacji PV i wyższej autokonsumpcji własnej energii, ale skumulowany efekt funkcjonowania 1,3 mln prosumentów w sieci, z których tylko niewielka część funkcjonuje w systemie net billing, choć znacznie wolniej niż wcześniej, ale podnosi ryzyko odłączeń instalacji PV od sieci w szczytach ich generacji.

Instalacje mikroprosumenckie podłączone do sieci po 1 kwietnia 2022 roku funkcjonujące w systemie net billing, rozliczają się ze spółkami energetycznymi nie tylko wg ilości wprowadzanej energii do sieci, ale również jej wartości. Obecnie prosumenci sprzedają do sieci swoje nadwyżki energii po tzw. „rynkowej cenie energii” (RCEm), która ulega zmianie w każdym miesiącu, jednak od przyszłego roku (2024 – przyp. red.) energia będzie już sprzedawana do sieci na podstawie taryf dynamicznych – uwzględniając rynkową cenę energii w każdej godzinie doby. Możemy się spodziewać, że wraz dalszym rozwojem zainstalowanych mocy PV, nie tylko prosumenckich (patrz rysunek 3.1), ceny energii elektrycznej w godzinach najwyższej generacji PV będą z czasem maleć, a w pozostałych godzinach będą wyższe od średniej.

Rozwiązaniem minimalizującym powyższe ryzyka może być zastosowanie magazynów energii w postaci odwracalnej (bateryjnych) lub nieodwracalnej – magazynujących ciepło, celem wykorzystania zmagazynowanych nadwyżek taniej energii w okresach, gdy jest ona droga. W przypadku magazynów energii dla prosumentów (patrz poprzedni rozdział) można mówić o maksymalnie dobowych okresach magazynowania, a najczęściej chodzi o 2–6 godzinne przesunięcia profilu zapotrzebowania na energię.



Rysunek 3.1. Prognoza mocy zainstalowanej w fotowoltaice w Polsce do 2025 roku



Źródło: Raport Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2023 s. 86.

Poniżej zaprezentowano **analizę rentowności inwestycji w magazyn ciepła lub energii elektrycznej** w prosumenckich instalacjach PV w obecnym otoczeniu rynkowym. W szczególności skoncentrowano się na analizie inwestycji w mikroprosumenckie instalacje w gospodarstwach domowych, korzystających z dotacji w programie „Mój prąd”. Inwestorzy indywidualni w nowe mikroinstalacje PV (lub 1,2 mln tych z nich, którzy już w nie zainwestowali wcześniej

w systemie rozliczeń net-metering) mogą korzystać z dotacji do magazynów ciepła.

Do analiz wykorzystano warunki dofinansowania z programu „Mój prąd 5.0” dla różnych wielkości (pojemności) magazynów ciepła. Przyjęto, że dotacja będzie stanowić maksymalny, 50-procentowy udział w kosztach, dla instalacji PV udział ten będzie miał od poziomu 50% dla instalacji mniejszych niż 2,8 kW,

Tabela 3.1. Wysokość dotacji w programie „Mój prąd”

Instalacja PV	6000 zł, jeśli nie zastosowano urządzeń dodatkowych	Nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych
	7000 zł w przypadku zastosowania magazynu	
Magazyn ciepła	5000 zł	
Magazyn energii elektrycznej	16 000 zł	

Źródło: IEQ.

do 28% w przypadku instalacji 5 kW, zaś w przypadku magazynów bateryjnych (elektrycznych) dotacja stanowi 50% kosztu w przypadku rozwiązań mniejszych niż ok. 5,5 kWh oraz wraz ze wzrostem wielkości magazynu spada do poziomu ok. 27% kosztów.

Zróżnicowany system dopłat do magazynów energii wskazuje, że budowa magazynu ciepła może być mniej opłacana niż budowa magazynu elektrycznego, ale warunki programu „Mój prąd” nie dają same w sobie odpowiedzi czy (i kiedy, w jakich warunkach) inwestycja w magazyny energii jest opłacalna. Taką analizę przeprowadzono poniżej.

Fotowoltaika prosumencka i dobowo-godzinowy magazyn ciepła

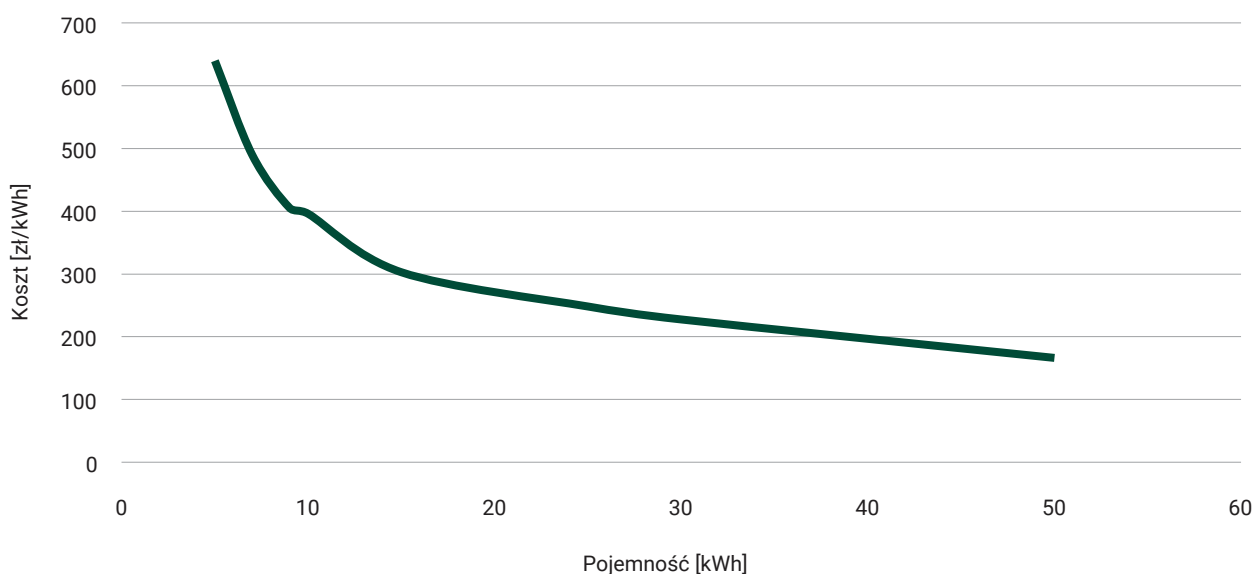
Z uwagi na fakt, iż magazyny ciepła mogą pełnić szereg funkcji (patrz rozdział 2) konieczne jest doprecyzowanie jak dany zasobnik będzie wykorzystywany. Poniżej zaprezentowano funkcjonowanie układu PV + magazyn dobowo-godzinowy (magazyny sezonowe będą omówione w dalszej części rozdziału). Z uwagi na fakt, że w miesiącach zimowych produktywność fotowoltaiki jest nieznaczna, w tej analizie korzyści płynące z dobowo-godzinowego magazynowania energii dla systemu centralnego ogrzewania (CO) nie zostaną uwzględnione. Zamiast tego zasobnik ciepła będzie wykorzystywany do przygo-

towania ciepłej wody użytkowej (CWU), na którą jest zapotrzebowanie (o zbliżonym dobowym profilu) przez cały rok.

Aby obliczyć rentowność inwestycji, konieczne jest określenie outside option, tzn. jak wyglądałby „stan świata” (koszty ponoszone przez gospodarstwo domowe) w wariantcie bez inwestycji. Założono, że gospodarstwo domowe kupowałoby całą wykorzystywaną energię elektryczną z sieci, a CWU byłaby przygotowywana z wykorzystaniem grzałki elektrycznej. W przypadku braku większego magazynu, tj. wykorzystywania małego, jedynie kilkudziesięciolitrowego zbiornika lub wykorzystywania podgrzewacza przepływowego, energia byłaby pobierana co do zasady w momencie zużywania wody (w tzw. „drogich godzinach”).

Do analizy przyjęto gospodarstwo domowe zużywające ok. 5 MWh energii elektrycznej rocznie, z czego 1363 kWh stanowiła energia konieczna do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Przyjęto, że w celu zakupu i montażu instalacji PV oraz magazynu ciepła gospodarstwo domowe skorzystało z obecnego systemu dopłat „Mój prąd 5.0”, umożliwiającego sfinansowanie do 50% kosztu danego elementu instalacji w formie bezzwrotnej dotacji. W związku z powyższymi założeniami, rozważano montaż instalacji PV z przedziału 2–5 kWp oraz montaż magazynu o pojemności 100–1000 l (ok. 5–50 kWh).

Rysunek 3.2. Średni koszt magazynu ciepła wraz z montażem w zależności od jego wielkości (przedział 100–1000 l)



Źródła: Baza danych IEO.

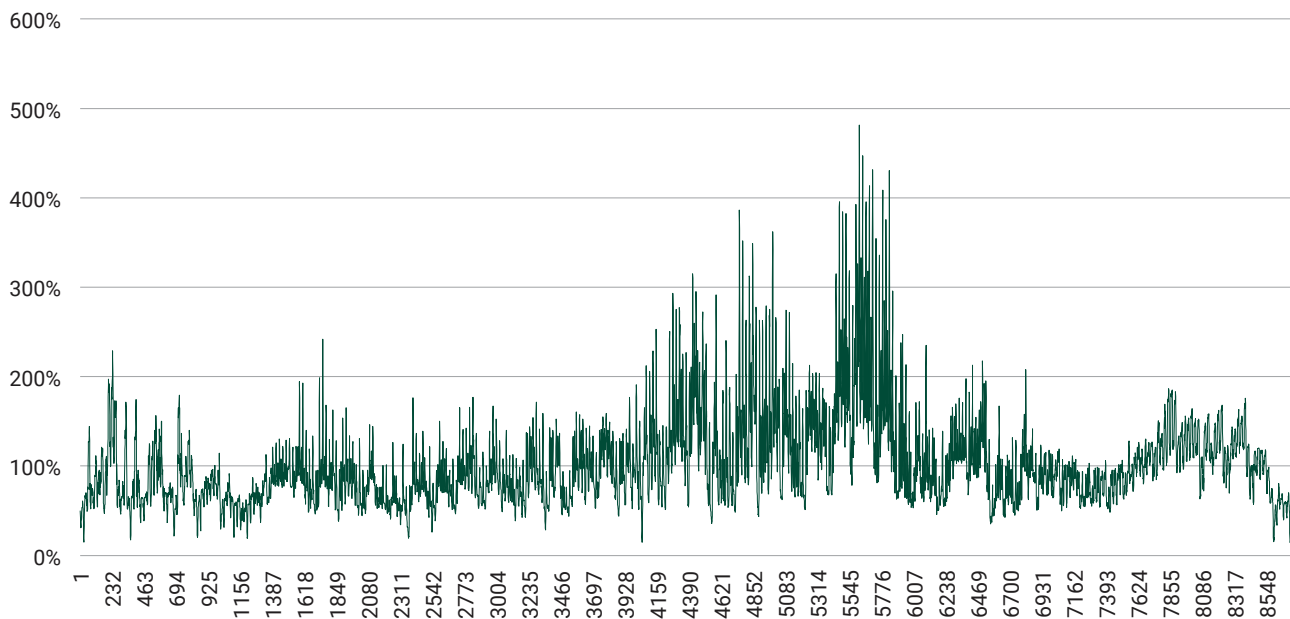


Tabela 3.2 Założenia dotyczące parametrów technicznych urządzeń

Produktywność PV w 1. roku	1061 kWh/kWp
Moc grzałki w magazynie ciepła	3 kW

Źródło: IEQ.

Rysunek 3.3. Cena energii w godzinie roku w stosunku do średniej rocznej



Źródło: TGE, oprac. IEQ.

Przyjęto jednostkowy koszt instalacji PV na poziomie 5 tys. zł/kW oraz jednostkowy koszt magazynu ciepła wraz z montażem zgodnie z poniższą krzywą (rysunek 3.2), wyznaczoną na podstawie aktualnych ofert magazynów zawartych w „Bazie danych małych zasobników ciepła”²².

Najważniejsze techniczne charakterystyki przyjętych urządzeń prezentuje tabela 3.2.

Kluczowym założeniem dla oszacowania rentowności inwestycji tego typu jest prognoza cen energii (zarówno sprzedaży, czyli w obecnym systemie cen energii czynnej, jak i cen zakupu (tj. cen energii czynnej i związanej z zakupami części zmiennej opłat dystrybucyjnych w danej grupie taryfowej)).

Opłacalność wykorzystania magazynów energii i ciepła rośnie wraz ze wzrostem dobowej zmien-

ności cen energii. Można zatem zakładać, że wprowadzenie tzw. taryf dynamicznych, tzn. uzależnienia cen zakupu energii bezpośrednio od rynkowej wyceny w każdej godzinie, spowodowałoby wzrost opłacalności stosowania magazynu. Z uwagi na fakt, iż takie rozwiązanie (tzn. taryfy dynamiczne) nie jest jeszcze dostępne w Polsce, założono utrzymanie korzystania z taryfy analogicznej do taryfy G12, ze strefą tańszej i droższej energii. Koszt zakupu energii czynnej przyjęto na podstawie autorskiej długoterminowej prognozy średnich cen energii oraz na bieżącej relacji pomiędzy ceną energii czynnej w szczycie i w godzinach pozaszczytowych w taryfie G12. Co się zaś tyczy części zmiennej opłat dystrybucyjnych, założono utrzymanie obecnych proporcji między strefą czasową szczytową i pozaszczytową oraz średnioroczny dwuprocentowy wzrost cen w cyklu życia inwestycji.

Prognozę cen sprzedaży energii do sieci przygotowano, bazując na wspomnianej już długoterminowej, autorskiej predykcji średnich rocznych cen giełdowych oraz na historycznych odchyleniach ceny energii w i-tej godzinie roku od średniej rocznej.

22 IEQ: Baza danych małych zasobników ciepła, czerwiec 2022.
URL: <https://sklepiao.pl/baza-danych-malych-zasobnikow-ciepła-czerwiec-2022.html>

Można przypuszczać, że z uwagi na rosnący udział źródeł pogodozależnych, zmienność cen energii również będzie rosła, z okresami istotnie niższych i istotnie wyższych wartości, zatem oparcie się na rozkładzie historycznym to pesymistyczne założenie z perspektywy badania rentowności inwestycji w magazyny energii.

Drugie kluczowe założenie to zastosowany **algorytm sterujący ładowaniem magazynu**. Najprostszy algorytm zakłada pobieranie ewentualnych nadwyżek z PV, jeśli tylko jest miejsce w magazynie. Na drugim krańcu spektrum byłby magazyn dysponujący sterownikiem z krótkoterminową prognozą produkcji energii z PV oraz zapotrzebowania gospodarstwa domowego na energię, porównujący możliwą cenę sprzedaży nadwyżek do sieci, cenę zakupu energii z sieci w najbliższych godzinach oraz wybierający czy w danej dobie bardziej opłaca się ładować energią z nadwyżek z PV (jeśli istnieją), czy też pobrać energię z sieci.

Okazuje się, że nawet trywialny algorytm „jeśli są nadwyżki energii z PV, to grzej wodę; chyba że ma 90°C, to wtedy przestań” daje zadowalające wyniki. W niniejszej analizie posłużono się algorytmem podejmującym decyzje na podstawie 24-godzinnej prognozy produkcji i konsumpcji energii oraz cen sprzedaży i zakupu.

Założono korzystanie z obecnego naboru do programu „Mój prąd 5.0”, w szczególności możliwych dopłat do 50% kosztów kwalifikowanych i do maksy-

malnej wysokości 5 tys. zł w przypadku magazynu ciepła. Ponadto, założono konieczność poniesienia pewnych nakładów odtworzeniowych (w szczególności na wymianę inwertera w 15. roku eksploatacji instalacji).

Na podstawie powyższych założeń oszacowano potencjalne oszczędności na kosztach zakupu energii elektrycznej możliwe do uzyskania w przypadku **inwestycji w PV oraz magazyn ciepła**, w zależności od wielkości poszczególnych urządzeń. Na tej podstawie obliczono stopę zwrotu z takich inwestycji. Za minimalną wartość oczekiwanej stopy zwrotu (koszt kapitału) przyjęto 9%.

W tabeli 3.3 w sposób syntetyczny przedstawiono wyniki analiz.

Jak widzimy, inwestycja w PV i magazyn ciepła w każdej analizowanej kombinacji wielkości urządzeń zapewnia wyższą oczekiwaną rentowność. Rentowność maleje wraz ze wzrostem wielkości instalacji PV oraz wraz ze wzrostem wielkości magazynu, choć ten drugi efekt jest wolniejszy.

Dla gospodarstwa domowego wykorzystującego prąd do grzania ciepłej wody użytkowej inwestycja w magazyn ciepła jest dużo bardziej opłacalna niż inwestycja w magazyn energii elektrycznej. Pozwala osiągnąć znaczne oszczędności w stosunku do posiadania jedynie małego bojlera/podgrzewacza przepływowego grzejącego wodę co do zasady w momencie jej konsumpcji.

Tabela 3.3. Rentowność (IRR) inwestycji w PV i magazyn ciepła

		Moc instalacji PV [kW]			
		2	3	4	5
Pojemność magazynu ciepła [kWh]	5	76,8%	42,8%	24,2%	16,2%
	10	69,4%	40,4%	23,3%	15,8%
	20	54,8%	34,8%	21,2%	14,7%
	30	50,8%	33,2%	20,5%	14,3%
	40	41,9%	29,0%	18,7%	13,2%
	50	44,6%	30,3%	19,3%	13,6%

Źródło: IEQ.



Tabela 3.4. Rentowność (IRR) inwestycji w PV i magazyn baterijny

		Moc instalacji PV [kW]			
		2	3	4	5
Pojemność magazynu baterijnego energii [kWh]	2	36,0%	25,4%	16,5%	11,6%
	4	19,7%	15,6%	11,1%	8,1%
	6	11,8%	9,7%	7,1%	5,1%
	8	6,0%	4,9%	3,4%	2,2%
	10	2,9%	2,2%	1,1%	0,2%

Źródło: IEQ.

Fotowoltaika wraz z magazynem baterijnym

Analogiczną analizę przeprowadzono dla magazynu baterijnego towarzyszącego identycznej inwestycji w prosumencką instalację PV o mocy 5 kW i korzystającego z dotacji „Mój prąd” (w tym przypadku wysokość dotacji może sięgać 16 tys. zł). W przypadku rozważania budowy instalacji w PV wraz z magazynem baterijnym założenia dotyczące profilu konsumpcji i produkcji energii elektrycznej, jak również założenia dotyczące technicznych parametrów urządzeń oraz prognozy cen energii pozostają takie same, jak powyżej.

Rozważano inwestycje w baterię o pojemności 1–10 kWh przy jednostkowym koszcie baterii wraz z montażem na poziomie 5900 zł/kWh. Założono sprawność baterii (DC–DC) na poziomie 90%, oraz średnioroczną utratę pojemności na poziomie 2,2%. Zwyczajowo, w szczególności względem baterii trakcyjnych, przyjmuje się „żywność” baterii liczoną do momentu utraty 20% pojemności. Uznano, że w przypadku domowego magazynu energii jest to zbyt ostre kryterium i nie ma ekonomicznego uzasadnienia, aby przestać eksploatować baterie o pojemności mniejszej.

Wyniki analiz przedstawiono w tabeli 3.4.

Rentowność maleje wraz ze wzrostem wielkości baterijnego magazynu energii elektrycznej. Kluczowy czynnik wpływu na opłacalność to pobranie energii w momencie, gdy jest najtańsza i skonsumowanie jej w okresie, gdy jest droga. Korzystny wpływ na opłacalność może być realizowany przez relatywnie niewielkie urządzenia.

Inwestycja w magazyn ciepła jest dużo bardziej opłacalna niż inwestycja w magazyn energii elektrycznej. W przeciwieństwie do magazynów ciepła, magazyny baterijne, mimo dużo wyższej dotacji charakteryzują się rentownością powyżej 9% jedynie w przypadku najmniejszych urządzeń. Należy mieć jednak na uwadze wspomniane już pozostałe korzyści z posiadania magazynu, a część z nich (w szczególności zapewnienie zasilania awaryjnego) może zagwarantować jedynie magazyn odwracalny.

3.2. Magazyny ciepła w systemach ciepłowniczych

Krótkoterminowe magazyny ciepła wspierające kogenerację

Dotychczas najbliższe rynku ciepłowniczego było krótkoterminowe magazynowanie ciepła w elektrociepłowniach wykorzystujących paliwa kopalne lub biomasę. Rynek na krótkoterminowe magazyny energii w ciepłowniach stworzył wymóg tzw. wysokosprawnej kogeneracji, który był i jest jeszcze ostatnim dopuszczalnym warunkiem i ekonomiczną motywacją wsparcia wytwarzania ciepła z paliw kopalnych. Dodatkowo magazyny ciepła krótkoterminowe służą stabilizacji pracy źródeł nieelastycznych i zapobiegania ich pracy w niekorzystnych warunkach, np. z mocą poniżej tzw. minimum technicznego lub przy nagłych zmianach obciążenia.

W tabeli 3.5 zestawiono największe funkcjonujące w Polsce w elektrociepłowniach duże magazyny ciepła krótkoterminowe zbudowane w latach 2009–2021.



Tabela 3.5. Funkcjonujące w Polsce (elektrociepłownie) magazyn ciepła krótkoterminowe i ich kluczowe parametry

	Rok budowy	Koszt	Parametry magazynowania	Wymiary	Dane techniczne
EC Białystok	2011	16 mln (4,3 mln zł – dofinansowanie pozyskane z NFOŚiGW)	Pojemność – 13 000 m ³ , Pojemność cieplna – 780 MWh, Moc cieplna – 130 MW, Prędkość ładowania – 3000 m ³ /h, rozładowania – 2000 m ³ /h; Temperatura wody sieciowej – 40–98°C	Wysokość zbiornika – 37 m, średnica zbiornika – 21 m, ciężar pustego zbiornika – 300 t	Typ zbiornika – bezciśnieniowy; Zabezpieczenie antykorozyjne – poduszka parowa, izolacja termiczna zbiornika to wełna mineralna o grubości 0,5 m
EC Siekierki	2009	Ok. 50 mln zł	Pojemność – 30 400 m ³ , Pojemność cieplna – 1600 MWh; Moc cieplna – 300 MW, Prędkość ładowania / rozładowania – 4500 t/h; Temperatura wody sieciowej – 40–99°C	Wysokość zbiornika – 47 m, średnica zbiornika – 30 m	Typ zbiornika – bezciśnieniowy; Zabezpieczenie antykorozyjne – poduszka parowa. Grubość izolacji – 0,5 m
EC Poznań	2021	41,7 mln zł (21 mln zł – dofinansowanie pozyskane z NFOŚiGW)	Pojemność – 24 000 m ³ , Pojemność cieplna – 4000 GJ, Temperatura wody w akumulatorze ciepła wynosi 98°C	Wysokość zbiornika – 63 m, średnica zbiornika – 24 m	
EC w Białymstoku	bd.		Pojemność – 20 000 m ³ , Moc cieplna – 30 MW	Wysokość zbiornika – 65 m, Średnica zbiornika – 21 m	
Elektrownia Ostrołęka	bd.		Pojemność – 13 000 m ³		
EC Toruń	bd.		Pojemność – 12 000 m ³		
EC Kraków	2011/2012	37,3 mln	Pojemność – 18 000 m ³		

Źródło: informacje inwestorów, oprac. IEO

Pojemność magazynów krótkoterminowych jest imponująca (12–30 tys. m³), ale to dlatego, że zostały zbudowane w największych systemach ciepłowniczych i wobec ich wielkości nie są w stanie spełnić ról magazynów długookresowych (powyżej 10–100 godzin, zgodnie z klasyfikacją Long Term Duration Storage Council²³). Z czasem ma-

gazyny krótkoterminowe nie będą służyć kogeneracji. W 2037 roku, zgodnie z polską ustawą o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, skończy się też możliwość wsparcia dla tych co aplikowali o wsparcie do 2022 roku (dla kolejnych beneficjentów okres wsparcia się skraca). Zatem nie tylko w elektroenergetyce, ale także w ciepłownictwie węgiel (to już się stało) i gaz stracą rolę źródła pracującego w trybie wysokosprawnej kogeneracji, a w jego miejsce przyjdą magazyny ciepła wspierające OZE.

23 Long Duration Energy Storage to accelerate energy system decarbonization. URL: https://www.ldescouncil.com/assets/pdf/221108_NZH_LDES%20brochure.pdf

Zgodnie z wymaganiami uchwalonymi przez Parlament Europejski w 2022 roku w nowelizacji dyrektywy o OZE (RED III) wzrost udziału OZE i ciepła odpadowego będzie musiał wynosić 2,2 2,3 pp. rocznie, w zależności od ostatecznych ustaleń tzw. „trialogu” instytucji UE. Nowelizacja dyrektywy o efektywności energetycznej (EED III) zwiększa wymagania w zakresie efektywnego systemu ciepłowniczego (ESC). Od 2035 roku żadne paliwo kopalne nie będzie mogło być źródłem ciepła w ESC. Najbezpieczniejszym i trwałym sposobem uzyskania statusu ESC w latach 2023–2035 jest wytwarzanie 50% ciepła z OZE i z ciepła odpadowego.

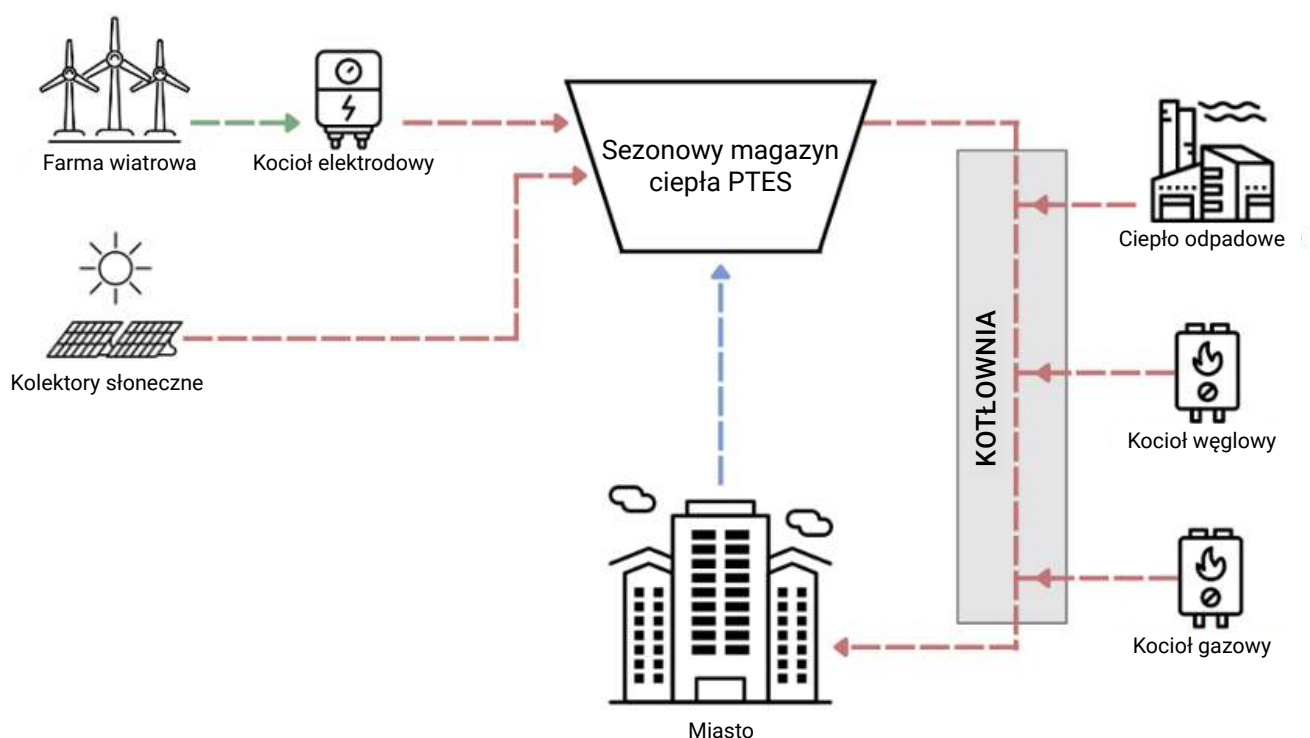
Bardzo szybkie zmiany otoczenia regulacyjnego i warunków rynkowych w energetyce spowodują, że w ciągu najbliższych kilku, kilkunastu lat ciepłownictwo systemowe w Polsce będzie musiało zmierzyć się z wyzwaniami związanymi z koniecznością przyspieszenia transformacji energetycznej. Paliwa kopalne będą zastępowane przez OZE, w tym pogodozależne oparte na wykorzystaniu energii słonecznej (kolektory słoneczne i instalacje PV on site lub w bliskiej odległości) oraz wiatrowej (pojedyncze elektrownie wiatrowe on site – na terenie ciepłowni lub terenie przyległym i oddalone farmy wiatrowe jako wirtualny dostawca energii elektrycznej na cele grzewcze).

Przechodzenie ciepłowni na źródła pogodozależne wynika z faktu, że są to jednocześnie źródła zeroemisyjne (szybka dekarbonizacja) i najtańsze. Przykładami najtańszych źródeł zeroemisyjnych są kolektory słoneczne, kotły elektrodowe i pompy ciepła zasilane niebilansowaną (nadwyżkową) energią elektryczną z elektrowni wiatrowych lub fotowoltaicznych (tzw. P2H). Proponowane nowe źródła wytwórcze często nie pracują wtedy, gdy występuje zapotrzebowanie na ciepło ze strony odbiorców, ale gdy występują sprzyjające warunki dla pracy danego źródła i takie źródła tworzą nowe modele biznesowe na magazynowanie energii.

Sezonowe magazyny ciepła wspierające ciepłownie z dużym udziałem OZE

Dla źródeł pogodozależnych, takich jak kolektory słoneczne czy instalacje PV, czas i efektywność pracy są podyktowane chwilową wielkością natężenia promieniowania słonecznego. Podobny problem występuje dla kotła elektrodowego, który będzie produkował ciepło, gdy ceny energii elektrycznej są niskie (wysoka generacja wiatrowa), a kogeneracja będzie pracować, gdy ceny sprzedaży energii elektrycznej są wysokie. Dlatego tak ważnym elemen-

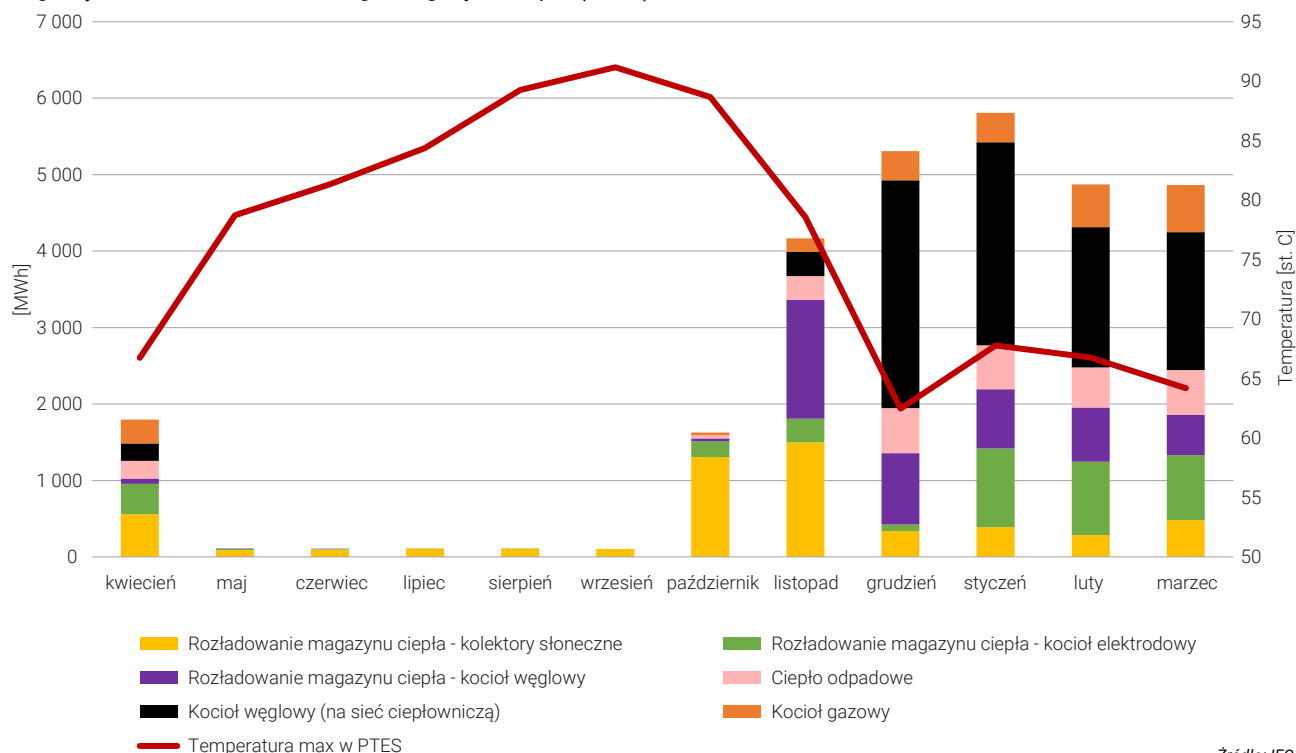
Rysunek 3.4. Przykładowy schemat systemu ciepłowniczego opartego na zeroemisyjnych OZE



Źródło: IEQ.

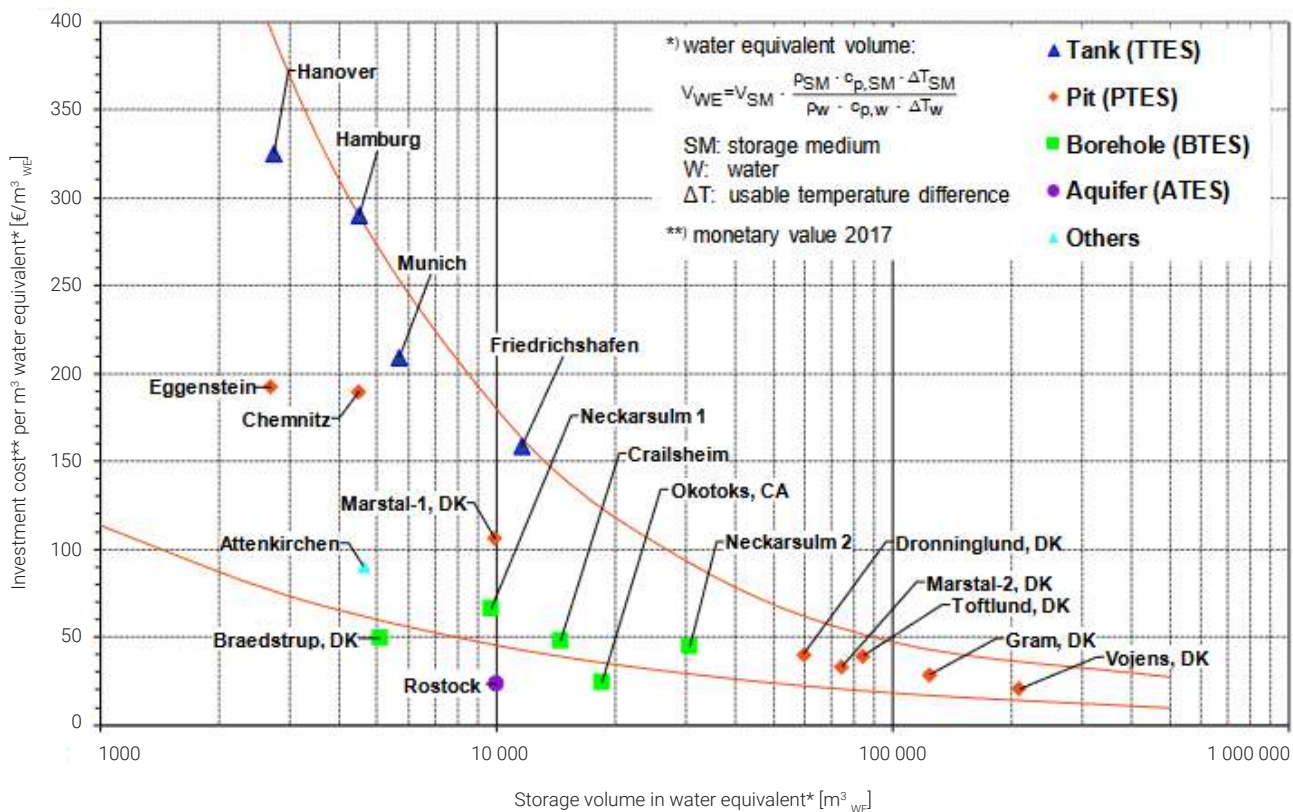


Rysunek 3.5. Udział źródeł ciepła w zaspokojeniu zapotrzebowania na ciepło w rozdzielczości miesięcznej oraz temperatura w górnych warstwach sezonowego magazynu ciepła (PTES)



Źródło: IEO.

Rysunek 3.6. Koszt inwestycyjny budowy wielkoskalowego sezonowego magazynu ciepła (w tym wszystkie niezbędne koszty budowy samego magazynu ciepła, bez projektu, podłączenia rurociągów i urządzeń w ciepłowni)



Źródło: IEO.



Tabela 3.6. Nakłady inwestycyjne (CAPEX) na rozbudowę ciepłowni o OZE i magazyn ciepła

Rodzaj kosztu	Nakłady inwestycyjne [zł]
Sezonowy magazyn ciepła	16 000 000
Kocioł elektrodowy	2 500 000
Kolektory słoneczne	14 000 000
Instalacja do odzysku ciepła odpadowego	1 500 000
Budowa ciepłociągów i pompy obiegowe	4 500 000
Koszty pozostałe (budynki, przyłącza, AKPiA, obsługa projektu)	6 500 000
Prace planistyczne, deweloperskie i projektowe	4 500 000
SUMA	49 500 000

Źródło: IEQ.

Tabela 3.7. Koszty jednostkowe wybranych technologii ciepłowniczych opartych na OZE i magazynach ciepła

Parametr	Wartość	Jednostka
Jednostkowy koszt magazynu PTES	119	zł/m ³
Jednostkowy koszt budowy farmy kolektorów słonecznych	800	zł/m ²
Jednostkowy koszt zakupu kotła elektrodowego	640	tys. zł/MW

Źródło: IEQ.

tem systemu ciepłowniczego jest magazyn ciepła, który zapewnienia możliwość pracy źródeł działających nie ze względu na chwilowe zapotrzebowanie na ciepło, ale ze względu na sprzyjające warunki pogodowe i ekonomiczne.²⁴

Użycie sezonowego magazynu ciepła jest głównie podyktowane charakterystyką pracy kolektorów słonecznych lub modułów fotowoltaicznych z pompami ciepła. Generacja ciepła z tych źródeł przypada głównie na sezon letni, sezonowy magazyn ciepła pozwala na przeniesienie nadmiaru produkcji ciepła z sezonu letniego na sezon grzewczy. Magazyny ciepła służą jednak wszystkim źródłom ciepła zainstalowanym w ciepłowni, nie tylko zeroemisyjnym. Magazyny służą bowiem także pozostawionym we flocie wytwórczej kotłom węglowym, które

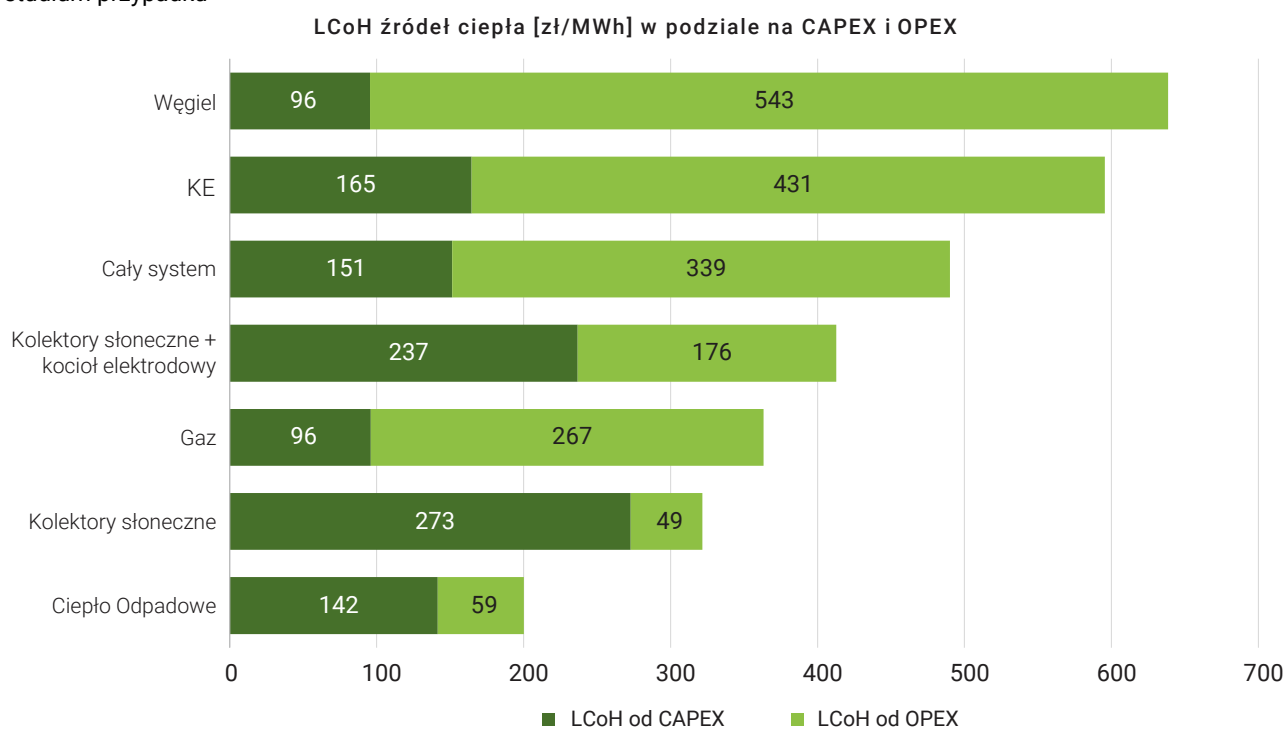
po modernizacji ciepłowni dalej będą mogły stabilnie i efektywnie pracować, pełniąc rolę źródeł podszczytowych. Dodatkowo ciepłownia posiadająca magazyn może stać się największym beneficjentem niskich cen energii elektrycznej w szczytach zeroemisyjnej generacji słonecznej i wiatrowej.

Przykładowy schemat systemu ciepłowniczego opartego na wybranych zeroemisyjnych OZE wspartych magazynem ciepła i podszczytową generacją węglową (z możliwym udziałem gazu jako źródła szczytowego) przedstawiono na rysunku 3.4.

W przedstawionym powyżej systemie ciepłowniczym ciepło z kolektorów słonecznych i z kotła elektrodowego jest magazynowane w sezonowym magazynie ciepła. Ciepło odpadowe, kocioł węglowy i kocioł gazowy są źródłami pracującymi bezpośrednio na sieć ciepłowniczą. Dodatkowo kocioł węglowy może pracować także na sezonowy magazyn ciepła dla stabilizacji i zwiększenia sprawności

24 IEA, Design Aspects for Large-Scale Aquifer and Pit Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling, 2018

Rysunek 3.7. Porównanie prognozowanych uśrednionych kosztów ciepła z poszczególnych źródeł w referencyjnym studium przypadku



Opracowanie: IEO²⁶.

pracy. Pierwszeństwo pracy mają źródła OZE (kocioł elektrodowy i kolektory słoneczne, czyli rozładowanie sezonowego magazynu ciepła), następnie ciepło odpadowe. Źródłem podszczytowym jest kocioł węglowy, a szczytowym kocioł gazowy. Na rysunku 3.5 pokazano pracę źródeł ciepła w rozkładzie miesięcznym.

Koszt sezonowego magazynu ciepła wykazuje silnie rosnący efekt skali, tzn. wraz ze wzrostem wielkości instalacji, jednostkowe nakłady inwestycyjne spadają – patrz rysunek 3.6.

Koszt jednostkowy sezonowego magazynu ciepła dla wybranego przypadku to 119 zł/m³, zamodelowany magazyn ciepła miał około 130 000 m³, a jego udział w nakładach inwestycyjnych wyniósł ok. 32%.

Ważnym składnikiem analiz jest określenie kosztu, po jakim dane źródło ciepła jest w stanie produkować energię, który najczęściej określa się jako LCoH. Ważną cechą danego źródła ciepła jest jego zależność od nakładów inwestycyjnych (CAPEX) oraz kosztów operacyjnych (OPEX). Im większy wpływ kosztów operacyjnych OPEX na LCoH, tym trudniejsza do przewidzenia jego ostateczna wartość, która wymaga uwzględnienia prognozy zmiennych cen nośników energii. Przedstawiony przykład modernizacji ciepłowni uwzględnia wiele źródeł wytwórczych

(kocioł węglowy, kocioł gazowy, kolektory słoneczne, kocioł elektrodowy i ciepło odpadowe) – powoduje to zmniejszenie wrażliwości systemu na zmianę cen nośników energii. Dla analizowanego przypadku LCoH dla całego systemu wynosi 480 zł/MWh. Według URE²⁵ cena sprzedaży ciepła z węgla wynosiła ok. 241–648 zł/MWh. Jest również istotnie niższa od średniej ceny sprzedaży ciepła wytwarzanego z wykorzystaniem gazu ziemnego – 288–1080 zł/MWh.

Magazynowanie energii w sezonowych magazynach ciepła w polskich ciepłowniach ma sens ekonomiczny. Dążenie do zwiększania udziałów OZE i spełnienia w tym zakresie wymagań UE oraz uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego może się diametralnie zmienić w sytuacji uzyskania dodatkowych form finansowania, np. w ramach jednego z programów Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Najkorzystniejszym dla wsparcia inwestycji w źródła zeroemisyjne i magazyny ciepła jest program „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa”.

25 URE: Ustawa o cieple może nie zatrzymać wszystkich podwyżek. URL: <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/ure-w-mediach-1/10539,Ustawa-o-cieple-moze-nie-zatrzymac-wszystkich-podwyzek.html>

26 Przy uwzględnieniu odpowiedniej części kosztów związanych z magazynem ciepła do poszczególnych źródeł.



3.3. Magazyny energii elektrycznej z OZE – systemowe i dystrybucyjne

Wytwórcy energii z OZE z uwagi na niestabilną i niezarządzalną podaż energii elektrycznej z OZE pogodozależnych są eksponowani na kanibalizm cenowy. Objawia się on przejściowym spadkiem ceny energii na rynku hurtowym w godzinach największej aktywności źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych, powodującej przejściowy „nadmiar” energii elektrycznej na rynku. Skutkuje to utratą przychodu tych wytwórców względem kalkulowanego (prognozowanego) przy cenie średniej, co jest szczególnie dotkliwe dla wytwórców PV, których niemal cała produkcja, niejako z zasady jest realizowana w okresach zagrożonych tym zjawiskiem. Kolejnym ryzykiem obciążającym wytwórców z OZE jest odłączanie od sieci decyzjami operatorskimi, spowodowane koniecznością utrzymania w ruchu źródeł ciepłych w okresach największej podaży energii ze źródeł pogodozależnych (wobec perspektywy konieczności ich wykorzystania w kolejnych godzinach, a których wykorzystanie w wymaganym czasie po ewentualnym odstawieniu nie byłoby możliwe z powodów technologicznych).

Odpowiedzią na obydwa ww. ryzyka jest odwracalny magazyn krótkookresowy (z czasem przesunięcia rzędu godzin), np. li-ion, o mocy porównywalnej z mocą źródła wytwórczego. Podstawą kalkulacji opłacalności inwestycji w taki magazyn jest spread cenowy pomiędzy ceną zaniżoną z powodu nadpodaży energii a ceną w wieczornym szczycie obciążenia. Pierwsze magazyny energii bezpośrednio wspierające pracę systemu energetycznego powstają w ramach aukcji rynku mocy (więcej w rozdziale 4).

Odrębnym ryzykiem obciążającym wytwórców z OZE jest odłączanie od sieci decyzjami operatorskimi, spowodowane problemami sieciowymi, związanymi w szczególności z utrzymaniem równowagi napięciowej w otoczeniu sieciowym źródła OZE lub przekraczaniem dopuszczalnej obciążalności określonych elementów sieci w otoczeniu tego źródła.

Nieoczywistym przykładem biznesowego wykorzystania magazynu odwracalnego energii elektrycznej, ilustrującym możliwości wykorzystania magazynu energii, jest powiązanie: OZE – sieć dystrybucyjna – sieć trakcyjna z magazynem energii w położeniu centralnym tej konfiguracji.

Operatorzy sieci trakcyjnych są zobowiązani do zwiększania udziału energii OZE w energii zużywanej na potrzeby trakcyjne oraz zainteresowani rekuperacją energii

elektrycznej z hamowania. Efektywne wdrożenie wykorzystania energii elektrycznej z rekuperacji wymaga inwestycji w elektroenergetycznych stacjach trakcyjnych umożliwiających odwrócenie kierunku przepływu energii (oddawanie jej do sieci dystrybucyjnej). W przeciwnym razie rekuperacja jest możliwa wyłącznie w sytuacjach, gdy z tej samej sekcji sieci trakcyjnej zasilane są lokomotywy hamująca i przyspieszająca, co jest stanem statystycznie rzadkim. Tradycyjne stacje trakcyjne wyposażone są wyłącznie w prostowniki pozwalające na zasilenie sieci trakcyjnej 3 kV DC z sieci dystrybucyjnej 20, 15 lub 6 kV AC. Energia oddawana do sieci z przystosowanej do tego lokomotywy – jeżeli nie jest pobierana przez inną lokomotywę powoduje wzrost napięcia w sieci trakcyjnej i zadziałanie zabezpieczeń nadnapięciowych odłączających lokomotywę hamującą od sieci, co niweczy potencjalną korzyść z przystosowania lokomotywy do oddawania energii do sieci trakcyjnej.

Integralną częścią odwracalnego magazynu energii elektrycznej współpracującego z siecią dystrybucyjną jest inwerter, tj. układ energoelektroniczny pozwalający na przepływ energii zarówno od sieci AC do sieci DC (jako prostownik) jak i w kierunku odwrotnym (jako falownik).

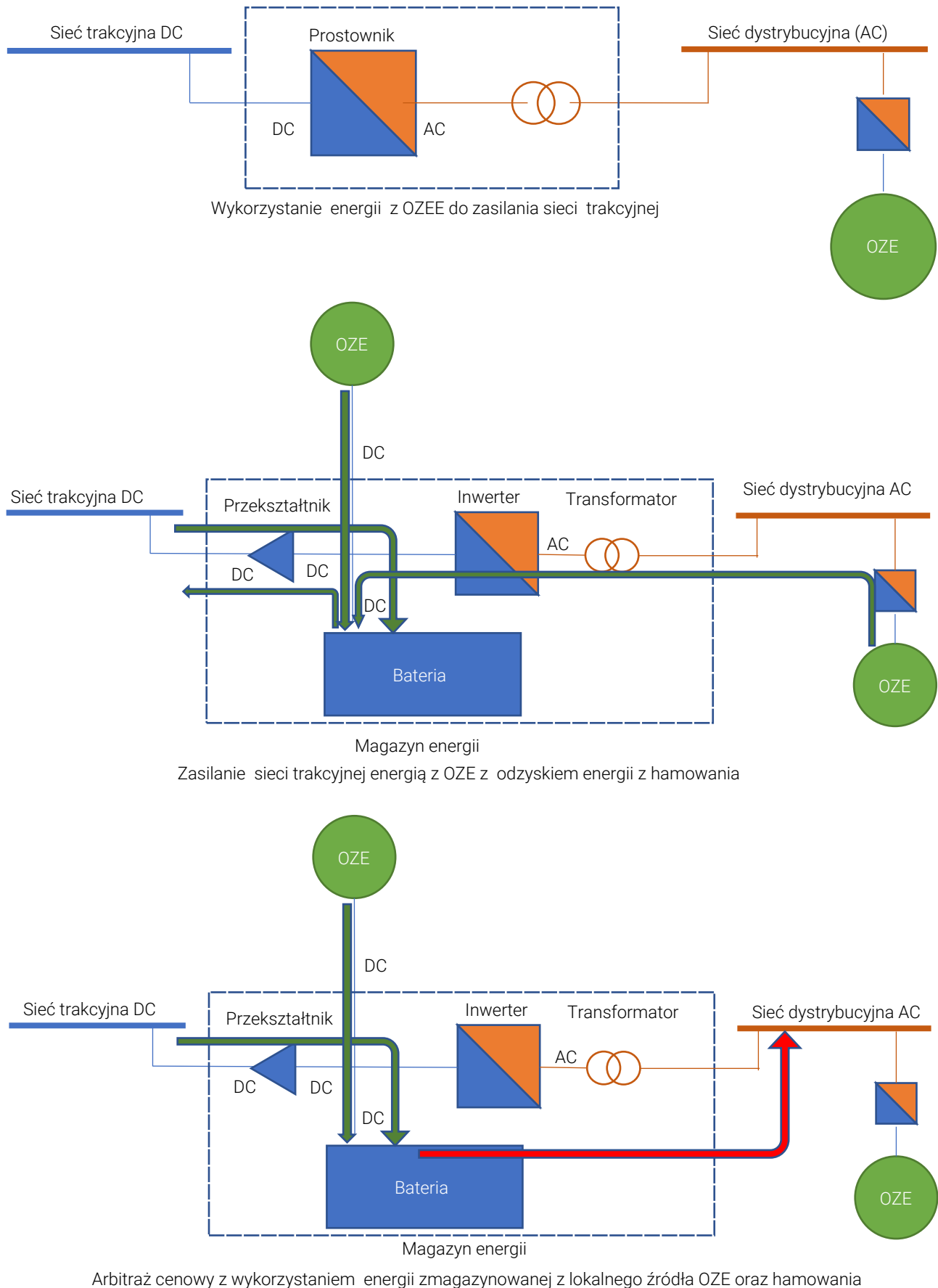
Na rysunku 3.8 przedstawiono uproszczony schemat tradycyjnej stacji zasilającej sieć trakcyjną z sieci dystrybucyjnej, za której pośrednictwem możliwe jest zwiększanie udziału energii z OZE w energii trakcyjnej.

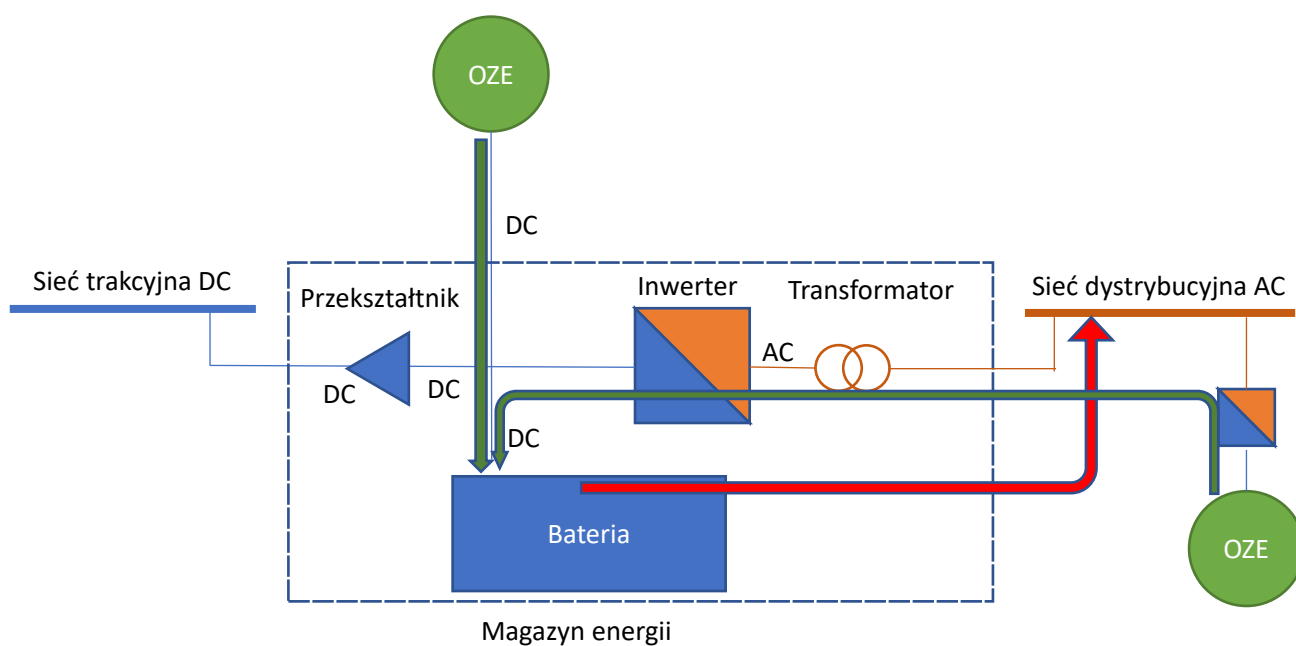
Rysunek ilustruje trzy scenariusze biznesowe, możliwe do realizowania współbieżnie, co istotnie podnosi efektywność inwestycji. Są to:

- ▶ Wykorzystanie magazynu energii do harmonizowania krzywych podaży energii z OZE (lokalnych i zewnętrznych) i poboru energii z sieci trakcyjnej oraz magazynowania energii odzyskiwanej z hamowania;
- ▶ Arbitrażu cenowego z wykorzystaniem energii zgromadzonej w magazynie z OZE lokalnego i hamowania;
- ▶ Stabilizowania mocy oferowanej z OZE lokalnych lub zewnętrznych oraz arbitrażu cenowego energii pobieranej z sieci.

Magazyny wspierające pracę systemu elektroenergetycznego mogą mieć zatem różnych operatorów na różnych poziomach systemu, mogą też występować w wersjach hybrydowych, np. operatorzy sieci trakcyjnych.

Rysunek 3.8. Magazyn energii współpracujący ze źródłem OZE, siecią trakcyjną i siecią dystrybucyjną





Stabilizacja mocy oferowanej z lokalnego lub zewnętrznego źródła OZE

Źródło: IEQ.

4. Krytyczne czynniki rozwoju





4.1. Mechanizmy cenotwórcze na rynku hurtowym jako czynnik wsparcia operacyjnego dla magazynów energii

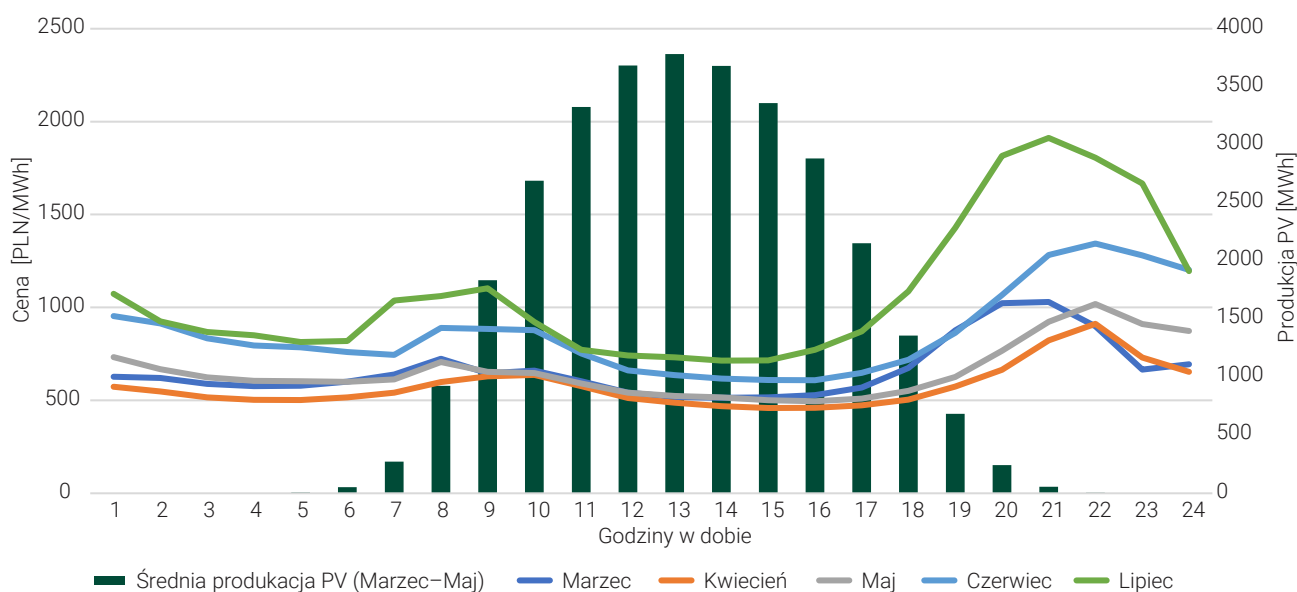
Czynnikiem krytycznym dla atrakcyjności inwestycyjnej magazynów energii jest zmienność w czasie cen energii i jej powiązanie z faktycznym stanem bieżącego oraz perspektywicznego napięcia bi-

lansu mocy. W szczególności, jest oczywiste, że przy płaskiej (niezmiennej w czasie) cenie energii finansowanie działalności magazynowej poprzez rynek energii nie jest możliwe.

Zmienność w czasie hurtowych cen energii w Polsce jest istotnie mniejsza niż w krajach takich, jak Niemcy, Dania lub Francja, co zilustrowano na rysunku 4.2.

Rysunek 4.1. Korelacja zmienności cen energii na rynku hurtowym i poziomu generacji energii z PV na przykładzie roku 2022

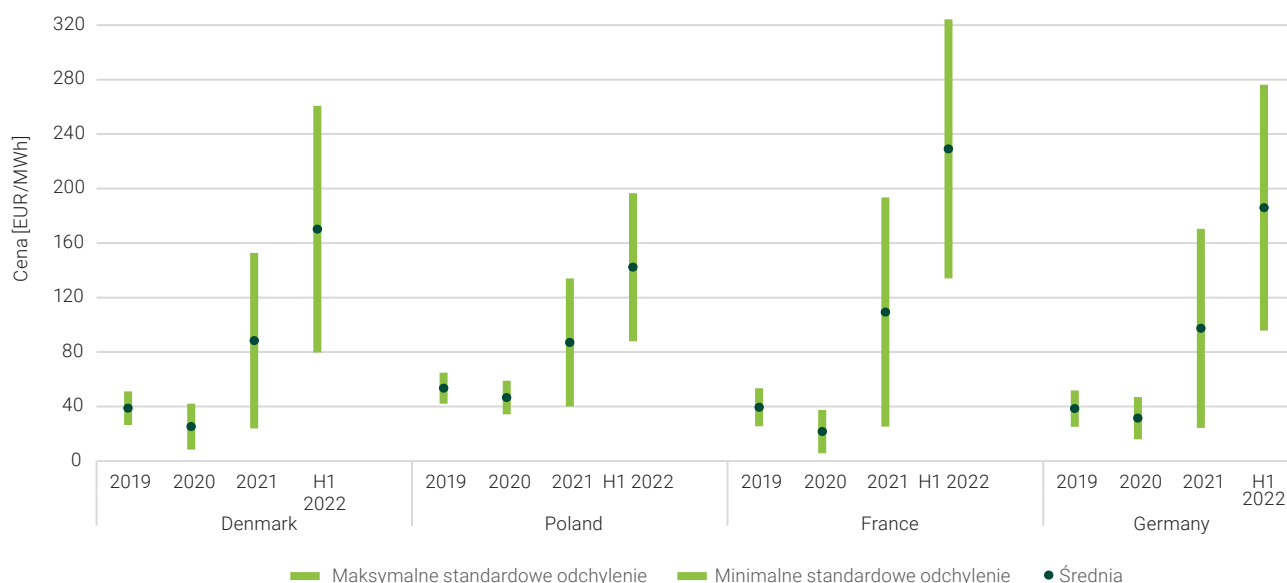
Średnie godzinowe ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym w Polsce w poszczególnych miesiącach w korelacji do produkcji energii elektrycznej z PV '2022



Źródło: IEQ.

Rysunek 4.2. Średnia hurtowa cena energii elektrycznej 2019–2022

Średnia hurtowa cena energii elektrycznej 2019–2022 (II kwartał 2022 jedynie)



Źródło: IEQ.

Rynkowi magazynów energii w Polsce nie sprzyjały mechanizmy tworzenia cen na rynku hurtowym (wg indeksów TGE, co zaprezentowano na rysunku) także dlatego, że w 2022 roku w Polsce zniesiono obbligo giełdowe. Był to ustawowy obowiązek prowadzenia hurtowego obrotu energią z wykorzystaniem TGE lub platform analogicznych, celem wymuszenia na spółkach obrotu, funkcjonujących na scentralizowanym rynku energii, płynności obrotu giełdowego wystarczającej dla obiektywizacji parametrów zawieranych transakcji. Obowiązek, w 2018 roku podniesiony z 30% do 100% wolumenu energii podlegającej obrotowi hurtowemu, nominalnie celem ograniczenia wzrostów cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, został bezterminowo zniesiony z dniem 6 grudnia 2022 roku na mocy przepisów ustawy z 29 września 2022 roku o zmianie ustawy prawo energetyczne (Dz.U. 2022 poz. 2370).

Na rozwój magazynów energii niekorzystanie wpływają także najnowsze projekty zmian legislacyjnych, które przewidują dalsze przedłużenie „mrożenia cen energii” z OZE, w szczególności z energii wiatrowej i słonecznej (na poziomie cen z aukcji), zastosowanego jako środek zaradczy na drastyczny wzrost cen paliw i energii w wyniku agresywnych działań Federacji Rosyjskiej na europejskim rynku energii oraz w postaci otwartej wojny przeciwko Ukrainie. Środek ten został sprecyzowany w formie Rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854. Zgodnie z tym przepisem środki nadzwyczajne mogą mieć zastosowanie do końca czerwca 2023 roku, natomiast polski ustawodawca ustawą z dnia 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (Dz.U. 2022 poz. 2243 ze zm., „Ustawa Cenowa”) określił horyzont ich obowiązywania do końca roku 2023 a aktualnie rozważane jest dalsze przedłużenie tego terminu.

4.2. Taryfowanie energii i usług sieciowej

Mechanizmy cenotwórcze niesprzyjające rozwojowi magazynów energii występują też w handlu detalicznym energią, który, zgodnie z polityką UE, powinien być oparty w możliwie najszerszym zakresie na sygnałach pochodzących z rynku hurtowego – gry rynkowej (wynikających z równowagi popytu i podaży), ale wprowadzanie tych zasad w Polsce ciągle się oddala. Natomiast UE dąży

do wprowadzania tzw. cen dynamicznych (cen czasu rzeczywistego).

Zgodnie z Dyrektywą 2019/944:

„umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej oznacza umowę na dostawę energii elektrycznej między dostawcą a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach co najmniej równych częstotliwości rozliczeń na rynku”.

Zgodnie z art. 71 ust. 1 Dyrektywy 2019/944 „Państwa członkowskie wprowadzają w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania do dnia 31 grudnia 2020 roku”.

Oznacza to, że przepisy dotyczące umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej powinny być wdrożone do polskiego porządku prawnego do końca 2020 roku.

Wdrożenie umów z ceną dynamiczną w Polsce zostało powiązane z wdrożeniem CSIRE, którego początek funkcjonowania został określony na połowę 2024 roku, co oznacza zaimplementowanie odpowiedniego przepisu Dyrektywy 944 z ponad czteroletnim opóźnieniem, ale stwarza perspektywę zrealizowania oczekiwanej zmiany.

Na rynku polskim wciąż obowiązuje taryfowanie energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom w gospodarstwach domowych w ramach energetycznych grup kapitałowych,

Paletę możliwych do zastosowania schematów różnicowania w czasie cen energii i kosztów jej dostarczenia przedstawiono w tabeli 4.1.

W Tabeli 4.1 żółtym kolorem oznaczono taryfy dla energii elektrycznej aktualnie stosowane w Polsce. Do analogicznych schematów ograniczony jest też zakres stosowanych w Polsce taryf na usługę dostarczenia energii (taryf sieciowych) zatwierdzanych przez Prezesa URE dla wszystkich przedsiębiorstw.

Odbiorcy inni niż w gospodarstwach domowych oraz odbiorcy w gospodarstwach domowych, którzy zdecydowali się na zmianę sprzedawcy korzystają z cen energii nie zatwierdzanych przez prezesa URE, ale kształtowanych w oparciu o schematy cenowe proponowane przez sprzedawców w formule



Tabela 4.1. Schematy różnicowania w czasie cen energii i kosztów jej dostarczenia

Abonament	Taryfa płaska	Cena premiująca konsumpcję C-B	Taryfa czasu użycia (strefowa)			Taryfa czasu rzeczywistego w obrocie RTP	Taryfa dynamiczna
			TOU	Taryfa strefowa z dodatkowym bodźcem TOUv			
				Krytyczna cena konsumpcji CCP			
				Krytyczna cena szczytowa CPP	Cena z rabatem krytycznym CPR		
A lump sum	Flat	Consumption-Based	Time of Use	Critical Consumption Price	Critical Peak Rabate	Real Time Price	Dynamic Tariff
Stała kwota za dostęp do energii z wykorzystaniem infrastruktury (ryczałt)	Cena energii stała w czasie, płatność w funkcji wielkości poboru	Cena zależna od wielkości poboru	Cena energii zależy od godziny poboru, rodzaju dnia w tygodniu lub pory roku	Cena zaporowa w ograniczonej liczbie godzin w roku	Rabat za ograniczenie poboru w ograniczonej liczbie godzin w roku	Cena energii podąża godziną po godzinie za ustalonym indeksem giełdowym	Całkowity koszt zaopatrzenia w energię danego węzła sieci ustalany krocząco z minimalnym wyprzedzeniem
	Odrębna taryfa sieciowa						

Źródło: IEO²⁷.

Tabela 4.2. Schemat podziału doby na strefy czasowe w taryfach TOU stosowanych w Polsce

G11 C11	cały rok	C12a	zima	lato	G12 C12b	cały rok	C22a	miesiące				C22b	cały rok	C23	zima	lato
			I, II, III	IV, V, VI VII, VIII, IX X, XI, XIII				I, II	III	IV	V, VI, VII, VIII				I, II, III	IV, V, VI VII, VIII, IX
1		1			1		1					1		1		
2		2			2		2					2		2		
3		3			3		3					3		3		
4		4			4		4					4		4		
5		5			5		5					5		5		
6		6			6		6					6		6		
7		7			7		7					7		7		
8		8			8		8					8		8		
9		9			9		9					9		9		
10		10			10		10					10		10		
11		11			11		11					11		11		
12		12			12		12					12		12		
13		13			13		13					13		13		
14		14			14		14					14		14		
15		15			15		15					15		15		
16		16			16		16					16		16		
17		17			17		17					17		17		
18		18			18		18					18		18		
19		19			19		19					19		19		
20		20			20		20					20		20		
21		21			21		21					21		21		
22		22			22		22					22		22		
23		23			23		23					23		23		
24		24			24		24					24		24		

cena średnia

cena niższa

cena niska

cena wyższa

cena pośrednia

cena wysoka

Źródło: IEO na podstawie taryf OSD zatwierdzonych przez prezesa URE.



Tabela 4.3. Zastosowanie różnych schematów taryfowych w krajach europejskich

Rodzaj taryfy//Kraj	FT/ C-B	TOU	CPP	CPR	RTP – tylko sprzedaż (quasi-dynamiczne)	RTP – sprzedaż & dostawa (dynamiczne)
PL	V	V	-	-	V	-
DE	V	V	V ²⁸		Tylko wdrożenia pilotowe	-
UK	V	V			Tylko wdrożenia lokalne	-
ES	V	V ²⁹			V	-
CN	V	-	-	-	-	-
CZ	V	V				-
FR	V	V	V			-
DK	V				Tylko wdrożenia pilotowe	-

Legenda:

Znaki:

V – taryfa jest stosowana, - taryfa nie jest stosowana, (-) brak danych

Kolory:

V – brak warunków dla rozwoju magazynowania energii

V – warunki dla rozwoju magazynowania zależą od profilu konsumpcji

V – warunki dla szerokiego rozwoju magazynowania energii

Źródło: IEO

taryfy TOU lub z ceną energii indeksowaną uzgodnionym pomiędzy stronami indeksem giełdowym, zazwyczaj uśrednionym w dłuższym okresie.

W tabeli 4.2 przedstawiono schemat podziału doby na strefy czasowe w taryfach TOU stosowanych w Polsce.

Dla magazynowania energii w cyklu dobowym najbardziej atrakcyjne są taryfy z krótkim interwałem niskich cen i „dolina cenową” w szczycie południowym produkcji energii z PV.

Dla porównania, w tabeli 4.3 przedstawiono w jakim zakresie różne schematy taryfowe są stosowane w innych krajach europejskich.

Przykładowe porównanie pomiędzy taryfą TOU (stacyczną) i taryfą dynamiczną (umową z ceną dynamiczną) zaprezentowano na rysunku 4.3, stanowiącym cytata za Euelectric.

Perspektywa wdrożenia taryfy dynamicznej na rynku energii elektrycznej

Wdrożenie taryf dynamicznych ograniczonych do obrotu energią (quasi-dynamicznych) już otwiera możliwość wykorzystania spreadu cenowego na rynku hurtowym pomiędzy godzinami szczytowego obciążenia systemu elektroenergetycznego (KSE) a godzinami pozostałymi dla finansowania inwestycji w magazyny energii.

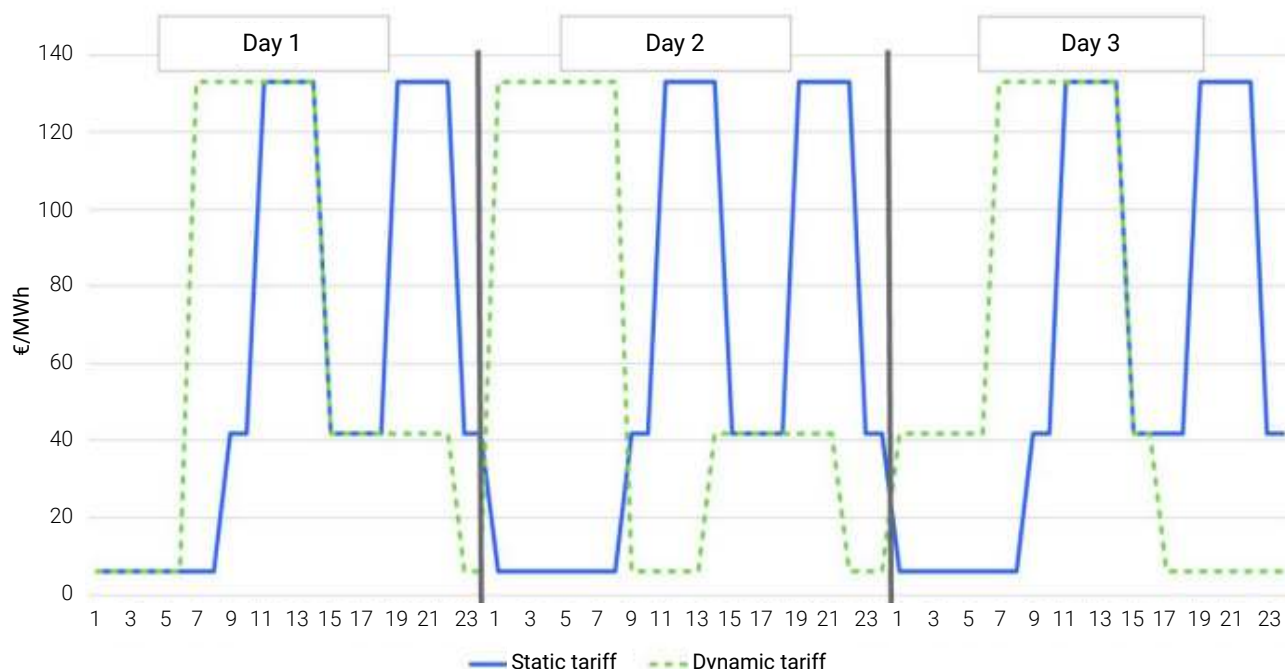
Wdrożenie taryf dynamicznych w pełnym zakresie (z uwzględnieniem bieżących zmian kosztu dostarczania energii) pozwala na wycenę wartości energii wprowadzanej do systemu i pobieranej z systemu w miejscu przyłączenia instalacji, tym samym pozwala na pełne dyskontowanie wartości lokalnej instalacji magazynowej współpracującej z lokalnymi źródłami wytwarzania energii i lokalnym jej odbiorem. Jednakże opisana poniżej wada strukturalna

27 Anglojęzyczne nazwy taryf zamieszczono w drugim wierszu tabeli w celach informacyjnych, celem wyjaśnienia będących w użyciu akronimów.

28 Jest to taryfa przerywana dla odbiorców z odbiornikami kontrolowanymi zdalnie przez OSD

29 W Hiszpanii funkcjonuje obok taryfy TOU również „odwrotna taryfa TOU”, zgodnie z którą suma kosztów ponoszonych przez odbiorcę w obrocie i dystrybucji jest stała pomimo zmienności w czasie stawek sieciowych.

Rysunek 4.3. Przykładowe porównanie ceny energii w kolejnych dobach według profilu cenowego taryfy TOU (trójstrefowej) ze zmieniającym się w czasie profilem umowy z ceną dynamiczną



Źródło: Euelectric, Powering the Energy transition through network tariffs; 2021.

wdrożenia liczników zdalnego odczytu (LZO) powoduje, że w perspektywie dekady (horyzont wymiany liczników) możliwość powszechnego wdrożenia taryf dynamicznych w pełnym wymiarze została praktycznie zablokowana.

4.3. Cyfryzacja zarządzania infrastrukturą energetyczną

Efektywność wielowymiarowego włączenia odwracalnych magazynów energii do rynku energii jest ściśle uzależniona od poziomu i jakości procesu cyfryzacji procesów energetycznych, obejmujących zarówno pozyskiwania danych pomiarowych, jak również ich transmisję, interpretację i wykorzystanie.

Podstawowe zasady funkcjonowania nowego systemu pomiarowego a magazyny energii:

Zgodnie z wymaganiami określonymi w nowelizacji uPe z 20 maja 2021 roku wprowadzony ma zostać jednolity system pozyskiwania danych pomiarowych w postaci liczników zdalnego odczytu (LZO) zainstalowanych w miejsce liczników dotychczasowych przez poszczególnych OSD (właścicieli tych licni-

ków). Informacje pomiarowe mają być następnie przekazywane do Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE), stworzonego i prowadzonego przez PSE SA, z którego informacje pomiarowe mają być udostępniane uprawnionym do dostępu do nich uczestnikom rynku, np. sprzedawcom energii. Infrastruktura telekomunikacyjna i same liczniki zdalnego odczytu mają być przystosowane także do przekazywania w kierunku odbiorcy informacji i poleceń związanych z zarządzaniem krzywą poboru. Jednakże szczegółowa specyfikacja LZO określona przepisami wydanymi z delegacji ustawowej determinuje wielogodzinne opóźnienie w dostępie do danych pomiarowych, wielokrotnie przekraczające okres rozliczania niezbilansowania wskazany w Dyrektywie 944 i Rozporządzeniu 943.

Obserwacja bieżącego poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną i bilansu mocy w skali lokalnej, a także możliwość nadążnego reagowania na ich zmiany jest kluczowym czynnikiem na rzecz efektywnego wykorzystania magazynów energii, istotnie zwiększających potencjał zarządzania krzywą obciążenia celem równoważenia bilansu mocy.

Wdrożeniu tej funkcjonalności służą regulacje unijne zawarte w szczególności w Dyrektywie 944 oraz Rozporządzeniu 943.

Zgodnie z Dyrektywą 944 – Art. 20:

lit. a:

„[...], dostęp odbiorców końcowych do niezatwierdzonych danych dotyczących zużycia w czasie zbliżonym do rzeczywistego, przez znormalizowany interfejs lub przez zdalny dostęp, także musi być łatwy i bezpieczny, bez dodatkowych kosztów, w celu wsparcia zautomatyzowanych programów efektywności energetycznej, odpowiedzi odbioru i innych usług”;

lit. g:

„inteligentne systemy opomiarowania muszą stwarzać odbiorcom końcowym możliwość opomiarowywania i rozliczania ich zużycia w tej samej rozdzielczości czasowej co okres rozliczania niezbilansowania na rynku krajowym”.

Zgodnie z Dyrektywą 944 – Art. 2 pkt 26:

„czas zbliżony do rzeczywistego” oznacza, w kontekście inteligentnego opomiarowania, krótki okres, zazwyczaj z dokładnością do sekund lub do okresu rozliczania niezbilansowania na rynku krajowym”;

Natomiast zgodnie z Rozporządzeniem 943 – Art. 8 ust. 4:

„Do dnia 1 stycznia 2021 roku okres rozliczania niezbilansowania musi wynosić 15 minut we wszystkich obszarach graficznych, chyba że organy regulacyjne przyznały odstępstwo lub zwolnienie. Odstępstwa można przyznawać wyłącznie do dnia 31 grudnia 2024 roku”.

Wymagania sformułowane w uPe znowelizowanej 20 maja 2021 roku oraz aktach wykonawczych wydanych z delegacji do tej ustawy, zgodnie z którymi informacje pomiarowe pozyskiwane z liczników zdalnego odczytu udostępniane będą najwcześniej w dobie następnej po dobie pomiarowej pozostają w jaskrawej sprzeczności z wymaganiami określonymi w Dyrektywie 944 i Rozporządzeniu 943, przez co założona funkcja celu nie będzie mogła być realizowana tą drogą.

Alternatywą pozostaje wykorzystanie nałożonego na OSD obowiązku udostępniania odbiorcy jego danych pomiarowych na miejscu, on-line i organizowanie przez odbiorcę własnej, niezależnej od OSD, infrastruktury transmisji i interpretacji tych danych

funkcjonującej w czasie rzeczywistym, tworzonej np. przez agregatorów usług świadczonych z wykorzystaniem magazynów energii.

Podkreślenia wymaga, że jest to scenariusz obciążony wadą zbędnej redundancji, gdyż koszty budowy infrastruktury nieefektywnej, budowanej przez OSD na mocy ustawy obciążą odbiorców energii poprzez taryfę sieciową. Z drugiej strony, rynkowe zapotrzebowanie na usługi systemowe świadczone z wykorzystaniem magazynów energii może uzasadnić potrzebę poniesienia tych kosztów niejako „drugi raz”, jakkolwiek kwestią otwartą pozostaje pytanie, czy Operator Systemu Przesyłowego – nabywca usług systemowych – będzie gotów honorować usługi oferowane na podstawie pomiarów innych niż udostępnione przez OSD za pośrednictwem CSIRE.

Cyberbezpieczeństwo w kontekście cyfryzacji scentralizowanego systemu elektroenergetycznego

Aspektem obligującym do dopełnienia wymagań najwyższej staranności przy inwestowaniu w magazyn energii jest konieczność wdrożenia i utrzymywania wymagań związanych z zapewnieniem cyberbezpieczeństwa w procesach wymiany informacji pomiarowych i zarządzania pracą instalacji magazynowej.

4.4. Mechanizmy wsparcia inwestycyjnego

Deficyt możliwości refinansowania inwestycji w magazyny energii wynikający ze zbyt małej zmienności rynkowych cen energii w czasie powoduje, że decydującego znaczenia nabierają mechanizmy bezpośredniego wsparcia inwestycyjnego. Aktualnie składają się na nie Rynek Mocy oraz programy „Mój prąd” i „Ciepło z OZE”.

Rynek Mocy

Rynek Mocy jest quasi-rynkowym mechanizmem wsparcia aktywów wytwórczych, prowadzonym przez PSE SA jako operatora systemu przesyłowego, ustawowo odpowiedzialnego za zapewnienie bieżącego i perspektywicznego bilansu mocy w KSE. Zgodnie z regulaminem Rynku Mocy magazyny energii są kwalifikowane jako aktywa wytwórcze. W warunkach polskich dominują w tej grupie elektrownie szczytowo pompowe, ale w ostatnich latach

daje się zaobserwować rozwój magazynów bateryjnych, głównie w technologii litowo-jonowej.

Zgodnie z regulaminem Rynku Mocy, corocznie wszystkie aktywa wytwórcze o mocy powyżej 2 MW są objęte procedurą certyfikacji ogólnej, w której zobowiązane są uczestniczyć także jednostki mniejsze, które zamierzają wziąć udział w aukcji głównej. Wy-

grana w aukcji głównej jest podstawą do zawarcia umowy mocowej na określony okres, na podstawie której jej beneficjent otrzymuje w tym okresie permanentne wynagrodzenie w wysokości ceny zamknięcia aukcji głównej, z jednoczesnym zobowiązaniem do dostarczenia zakontraktowanej mocy w okresach, gdy zostanie do tego wezwany przez PSE SA. Na rysunku 4.4 przedstawiono informację obrazującą

Rysunek 4.4. Wyniki certyfikacji ogólnej '2022 do Rynku mocy. Miejsce magazynów energii w segmencie wytwarzania, do którego są zaliczane zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy

Podział jednostek wytwórczych ze względu na paliwo podstawowe

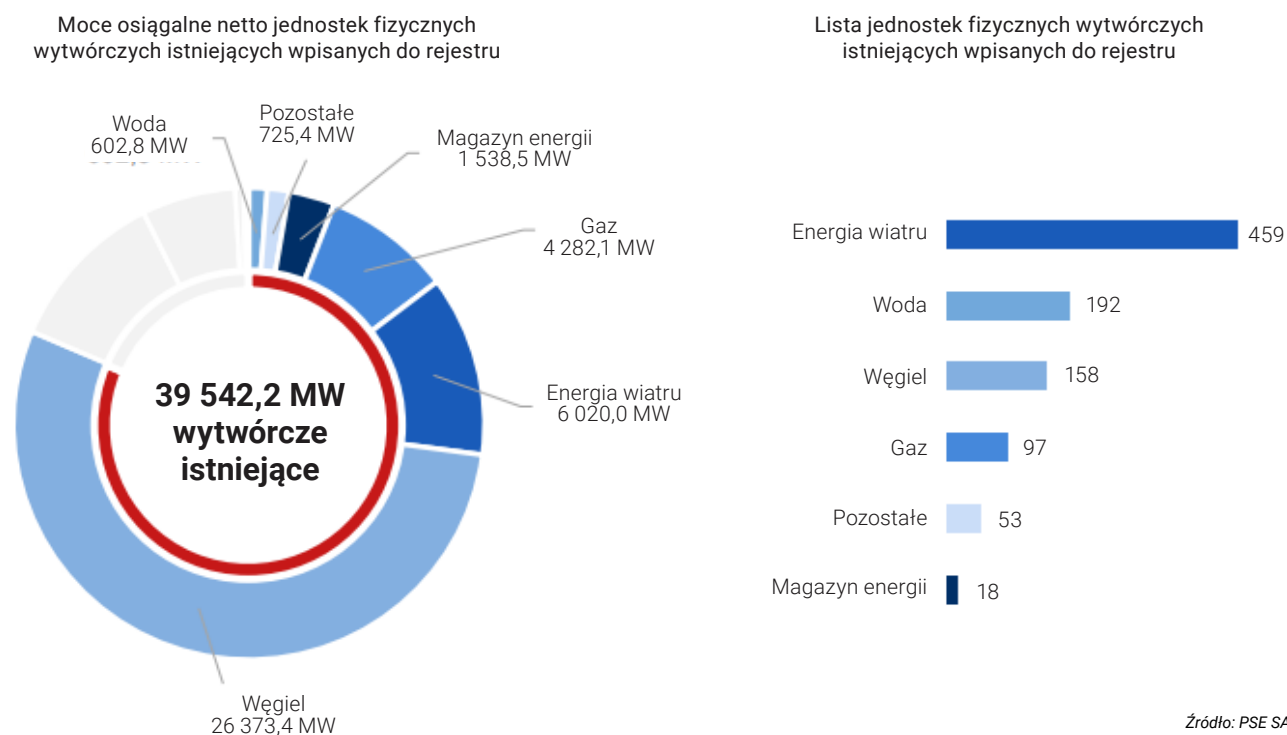


Tabela 4.4. Zestawienie magazynów energii, które wygrały aukcję główną Rynku Mocy na rok 2027

Firma	Kod jednostki rynku mocy JRM	Moc [MW]	Długość kontraktu [lata]	Parametry magazynu
Columbus (Fotowoltaika HIG XVIII)	730	124	17	133 MW / 523 MWh
OX2 Green sp. z o. o.	758	21	17	50 MW / 100 MWh
Battery ESS-1 sp. z o.o.	777	9,167	17	9,2 MW / 36,8 MWh
HES/HCMG/PKE Pomorze	774	6,65	17	7,5 MW / 30 MWh
Energa Wytwarzanie	747	3,79	7	6 MW / 27,3 MWh,

Źródło: IEO na podstawie publikacji Prezesa URE oraz kwerendy odnośnie parametrów technicznych (wyłącznie magazyny energii elektrycznej).

cą skalę rozwoju magazynów energii na tle aktywów wytwórczych z podziałem na paliwa podstawowe, natomiast w tabeli 4.4 zestawiono magazyny energii, które wygrały aukcję główną z terminem dostawy na 2027 rok, z wyszczególnieniem mocy zakontrowanej w Rynku Mocy oraz parametrów magazynu – jego mocy właściwej oraz pojemności.

Cena zamknięcia aukcji głównej Rynku Mocy z dostawą na rok 2027 wyniosła 406,35 zł/kW/rok. Cena ta ma zastosowanie we wszystkich umowach mocowych zawieranych przez PSE SA z beneficjentami rynku mocy, który wygrali tę aukcję, a więc także z inwestorami w magazyny energii.

W instalacjach magazynowania energii, które wygrały w aukcji głównej Rynku Mocy '2027 dominuje technologia baterijna li-ion, jednakże zasługuje na uwagę to, że magazyn 6 MW/27,3 MWh, zainstalowany przez Energa Wytwarzanie (jedyne w tym zbiorze już funkcjonujące), stanowi kombinację magazynu litowo-jonowego, zapewniającego oczekiwaną moc oraz kwasowo-ołowiowego zapewniającego pojemność.

Ryzyko operacyjne magazynów na Rynku Mocy

Mechanizm Rynku Mocy nominalnie miał stanowić podstawę rozwoju technologii pozwalających stabilizować zagrożony deficytem bilans mocy w KSE. W praktyce w pierwszej kolejności posłużył do dofinansowania istniejących zdolności wytwórczych w źródłach węglowych, wypieranych z rynku przez źródła PV i fany wiatrowe. Ale nawet po wykluczeniu źródeł węglowych z mechanizmu Rynku Mocy na podstawie przepisów unijnych po 2025 roku,

zabraniających dofinansowania źródeł emisyjnych po 1 lipca 2025 roku, wykorzystanie go do finansowania inwestycji w magazyny jest obciążone ryzykiem. Wynika ono z postanowień Regulaminu Rynku Mocy, dotyczących kar za niewywiązanie się beneficjenta Rynku Mocy z ciążącego na nim obowiązku i przewidzianego tym regulaminem sposobu zabezpieczenia przed ich poniesieniem w formie cesji zobowiązania. Preferuje ono podmioty funkcjonujące w grupach kapitałowych, wzajemnie się zabezpieczające na wypadek awarii lub konieczności odstawienia instalacji do remontu planowego. Podmiot niezależny (działający na rynku energii jako IPP, w tym także właściciel magazynu) jest ekspozycyjny na ryzyko niemożności znalezienia podmiotu, który zgodzi się w razie takiej potrzeby na przejęcie na siebie zobowiązania wynikającego z umowy mocowej. Nie jest to ryzyko związane z technologią magazynowania jako taką, tylko ze statusem jej właściciela, nie zharmonizowanym z formułą rynku scentralizowanego.

Mój prąd

Już czwarta edycja „Mój prąd 4.0” rozszerzona została o możliwości dofinansowania dodatkowych urządzeń wspomagających większą autokonsumpcję energii – magazynów energii, magazynów ciepła oraz systemów zarządzania energią (BEMS/HEMS) – patrz tabela 4.5. Wyższe dofinansowanie do magazynów energii i ciepła pozwoliło ożywić rynek towarzyszący fotowoltaice.

Zgodnie z końcowymi wynikami programu, podanymi przez NFOŚiGW, średnie dofinansowanie magazynu

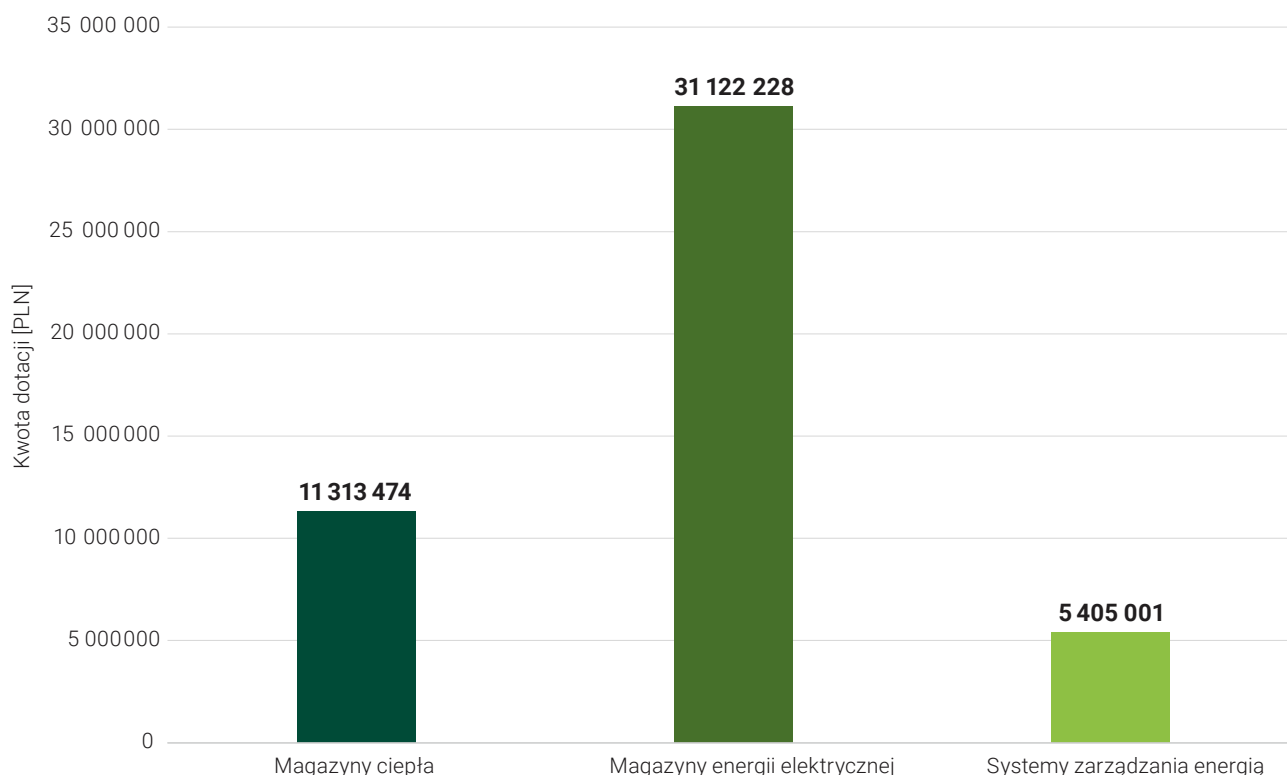
Tabela 4.5. Dofinansowanie instalacji PV z magazynami energii i systemami zarządzania w programie „Mój prąd”.

	„Mój Prąd 4.0”			„Mój Prąd 5.0”		
Data montażu	od 15.04.2022			po 15.04.2022		
Elementy dodatkowe	PV + magazyn energii cieplnej	PV + magazyn energii elektrycznej o mocy od 2 kW	PV + EMS/HEMS pod warunkiem zakupu magazynu	PV + magazyn ciepła (zasobnik c.w.u., bufor ciepła)	PV + magazyn energii elektrycznej	PV + urządzenie do zarządzania energią
Kwota dofinansowania [zł]	5 000	7 500	3 000	5 000	16 000	3 000

Źródło: IEQ.



Rysunek 4.5. Podział środków na magazyny energii i wspierające je systemy zarządzania w ramach programu „Mój prąd 4.0”



Źródło: Dane NFOŚiGW przekazane autorom w trybie dostępu do informacji publicznej.

nów ciepła wyniosło 4227 zł, natomiast magazynów energii elektrycznej 13 508 zł – patrz rysunek 4.5.

Łączne dofinansowanie do magazynów energii wyniosło zatem 42,4 mln zł. Był to wkład w rozwój rynku magazynów energii w Polsce.

Najnowsza edycja programu „Mój prąd 5.0” wystartowała w Dzień Ziemi 22 kwietnia 2023 roku. Budżet dotacyjny tej edycji został określony na 500 mln PLN, w tym 100 mln zł z niewydanej części funduszy unijnych 2015–2020 i dodatkowych 400 mln PLN z własnych zasobów NFOŚiGW.

Nowa edycja programu „Mój prąd 5.0” również jest nastawiona na zwiększenie autokonsumpcji energii oraz ponownie rozszerzona o nowe urządzenia. Oprócz wsparcia magazynów energii, magazynów ciepła i systemów zarządzania, obejmuje też możliwość dofinansowania i zakupu oraz montaż technologii komplementarnych, takich jak kolektory słoneczne, i pomp ciepła. W przypadku pomp ciepła chodzi o pompy powietrze-woda, powietrze-woda o podwyższonej klasie efektywności energetycznej, powietrze-powietrze, a także gruntowych pomp ciepła o podwyższonej klasie efektywności energetycznej.

Wnioskodawcy, którzy będą mogli skorzystać z programu, zostali podzieleni na trzy grupy:

- I. Wnioskodawcy rozliczający się z wyprodukowanej energii elektrycznej w systemie net-billing, którzy dotychczas nie skorzystali z dofinansowania;
- II. Wnioskodawcy rozliczający się z wyprodukowanej energii elektrycznej w systemie net-metering (systemie opustów), którzy nie skorzystali z dofinansowania, ale zdecydują się na przejście do rozliczeń w systemie net-billing;
- III. Wnioskodawcy rozliczający się z wyprodukowanej energii elektrycznej w systemie net-metering (systemie opustów), którzy skorzystali z dofinansowania, przeszli na system rozliczeń net-billing i zgłoszą do dofinansowania urządzenie dodatkowe.

Podobnie jak w poprzednich edycjach programu, utrzymany został warunek dofinansowania do 50% kosztów kwalifikowanych.

Zestawienie wielkości dofinansowań piątej edycji programu „Mój prąd” przedstawiono w tabeli 4.6.

Tabela 4.6. Zestawienie parametrów i zasad programu „Mój prąd 5.0”

„Mój prąd 5.0”									
Przedmiot dofinansowania	Mikroinstalacja PV				Pompa ciepła PC				Kolektor słoneczny KS
Moc instalacji PV	2–10 kW								
Elementy dodatkowe	PV	PV + magazyn ciepła (zasobnik cwu., bufor ciepła)	PV + akumulator ³⁰	system zarządzania energią HEMS/EMS	powietrze-powietrze	powietrze-woda	powietrze-woda (podwyższona efektywność)	grunto-wa	Kolektor słoneczny
Grupa wnioskodawców I	6000								
Grupa wnioskodawców II		7000 + 5000	7000 + 16 000	3000	4400	12 600	19 400	28 500	3500
Grupa wnioskodawców III		3000 + 5000	3000 + 16 000	3000	4400	12600	19400	28500	3500
Maks. dofinansowanie	58 000 PLN								

Źródło: IEQ.

Obecna edycja programu wspiera większą autokonsumpcję energii poprzez dodatkowe urządzenia, ale również daje możliwość wykorzystania nadwyżek na potrzeby ciepłe. Oprócz magazynowania energii, wykorzystać ją można do zasilenia pompy ciepła na potrzeby CO czy CWU.

Dodatkowo, autokonsumpcja jest wymuszana administracyjnie. Mikroinstalacja fotowoltaiczna powinna być tak dobrana, aby całkowita ilość energii elektrycznej wyprodukowanej i odprowadzonej do sieci energetycznej przez mikroinstalację objętą dofinansowaniem w rocznym okresie rozliczeniowym, nie przekroczyła 120% całkowitej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci energetycznej w tym samym okresie.

Poszerzenie programu „Mój prąd” o nowe elementy wymusza na instalatorach posiadanie szerszej wiedzy o rynku energii i integracji sektorów energii elektrycznej i ciepła. W tabeli 4.7 zestawiono strukturę efektów funkcjonowania programu „Mój prąd 5.0” zaledwie tydzień po uruchomieniu naboru.

W aktualnym podejściu tworzenia funduszy na rzecz mikroinstalacji, fotowoltaika ciągnie za sobą rynek instalacji i rozwiązań towarzyszących.

Ciepło z OZE

Celem programu jest wspieranie inwestycji dotyczących wytwarzania energii cieplnej z odnawialnych źródeł ciepła. Budżet na realizację celu programu wynosi do 2 mld zł. Dofinansowanie jest możliwe w formie dotacji i pożyczki. Dofinansowanie w formie pożyczki do 70% kosztów kwalifikowanych (kwota pożyczki do 300 mln zł). Dofinansowanie w formie dotacji do 50% kosztów kwalifikowanych (do 100 mln zł). Program dotyczy inwestycji w budowę lub/i przebudowę źródeł o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 5 MWt, w których do produkcji energii cieplnej wykorzystuje się energię ze źródeł odnawialnych. Elementem projektu może być przyłącze do sieci ciepłowniczej magazynu ciepła. Warunkiem udzielenia wsparcia na magazyn energii jest zintegrowanie go ze źródłem ciepła, które będzie realizowane równolegle w ramach projektu.

30 Pojemność min. 2 kWh. Cena max. 4000 PLN/kWh



Tabela 4.7. Najpopularniejsze elementy programu „Mój Prąd 5.0”, na które składane są wnioski o dotacje (efekty pierwszego tygodnia naboru)

Urządzenie	Udział w budżecie na podstawie złożonych wniosków
Mikroinstalacja PV	47,5%
Magazyn bateryjny	39,6%
Magazyn ciepła	5,7%
HEMS/BEMS	6,8%
Kolektor słoneczny	0,5%

Źródło: wiceprezes NFOŚiGW Paweł Mirowski.

Kogeneracja powiatowa

Celem programu jest promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji w sektorze ciepłowniczym. Budżet na realizację celu programu wynosi do 1 mld zł. Dofinansowanie jest możliwe w formie dotacji i pożyczki. Dofinansowanie w formie pożyczki do 100% kosztów kwalifikowanych (kwota pożyczki 1–100 mln zł). Dofinansowanie w formie dotacji do 50% kosztów kwalifikowanych (od 1 mln zł). Program dotyczy budowy lub/i przebudowy jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 1 MW, pracujących w warunkach wysokosprawnej kogeneracji (z wyłączeniem energii wytworzonej w jednostce kogeneracji opalanej węglem) wraz z podłączeniem ich do sieci, w których do produkcji energii wykorzystuje się:

- ▶ ciepło odpadowe,
- ▶ energię ze źródeł odnawialnych,
- ▶ paliwa gazowe, mieszanki gazów, gaz syntetyczny lub wodór.

Elementem inwestycji może być m.in. magazyn energii – warunkiem udzielenia wsparcia na magazyn energii jest zintegrowanie go ze źródłem ciepła – wysokosprawną kogeneracją.

Digitalizacja sieci ciepłowniczej

Celem programu jest budowa i przebudowa systemu telemetrii i telemechaniki polegająca na wdrożeniu nowoczesnych narzędzi i rozwiązań IT służą-

cych do zdalnego nadzoru, sterowania i regulacji pracy systemu ciepłowniczego, monitorowania parametrów jakościowych przesyłu ciepła/chłodu czy przekazywania informacji o zakłóceniach w pracy sieci i węzłów, a także lokalizacji awarii z wykorzystaniem odczytu na odległość wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Drugim rodzajem inwestycji jest budowa instalacji OZE produkujących energię wyłącznie na cele urządzeń wykonawczych związanych z systemem telemetrii i telemechaniki, przy czym elementem instalacji OZE może być magazyn energii pod warunkiem jego integracji ze źródłem OZE. Budżet na realizację celu programu wynosi do 500 mln zł. Dofinansowanie jest możliwe w formie dotacji i pożyczki. Dofinansowanie w formie pożyczki do 100% kosztów kwalifikowanych (kwota pożyczki 2–50 mln zł). Dofinansowanie w formie dotacji do 50% kosztów kwalifikowanych (2–50 mln zł).

4.5. Inne

Na szczególną uwagę zasługuje **drenaż finansowy odbiorców na rynku energii**, realizowany na kilku płaszczyznach:

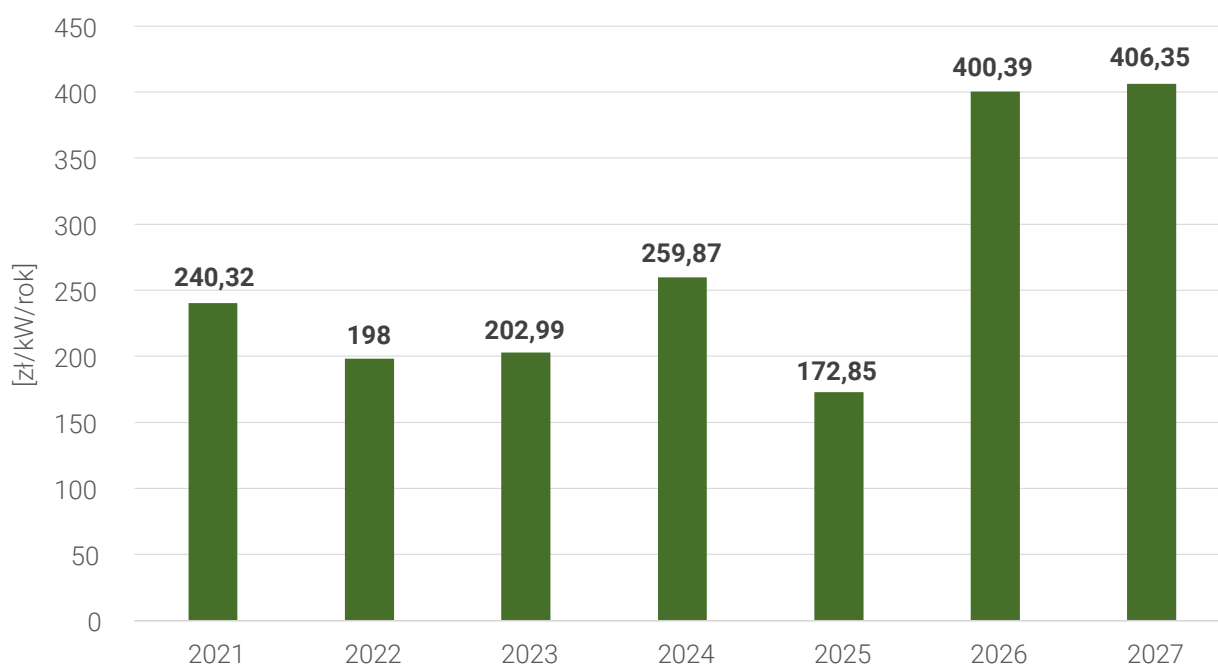
- ▶ Postępująca monopolizacja (koncentracja pionowa i pozioma) przedsiębiorstw energetycznych prowadzi do niekontrolowanego rozwoju możliwości forsowania marż, co jest obserwowane zarówno na rynku energii elektrycznej, jak i na rynku paliw transportowych;
- ▶ Zacieśnienie powiązań biznesu energetycznego z władzą polityczną, oparte na obustronnym czerpaniu korzyści ogranicza perspektywę



zmiany struktury rynku na korzystniejszą dla odbiorców końcowych i dla rozwoju rozproszonej energetyki obywatelskiej, której integralnym elementem są (mogą i powinny być) magazyny energii;

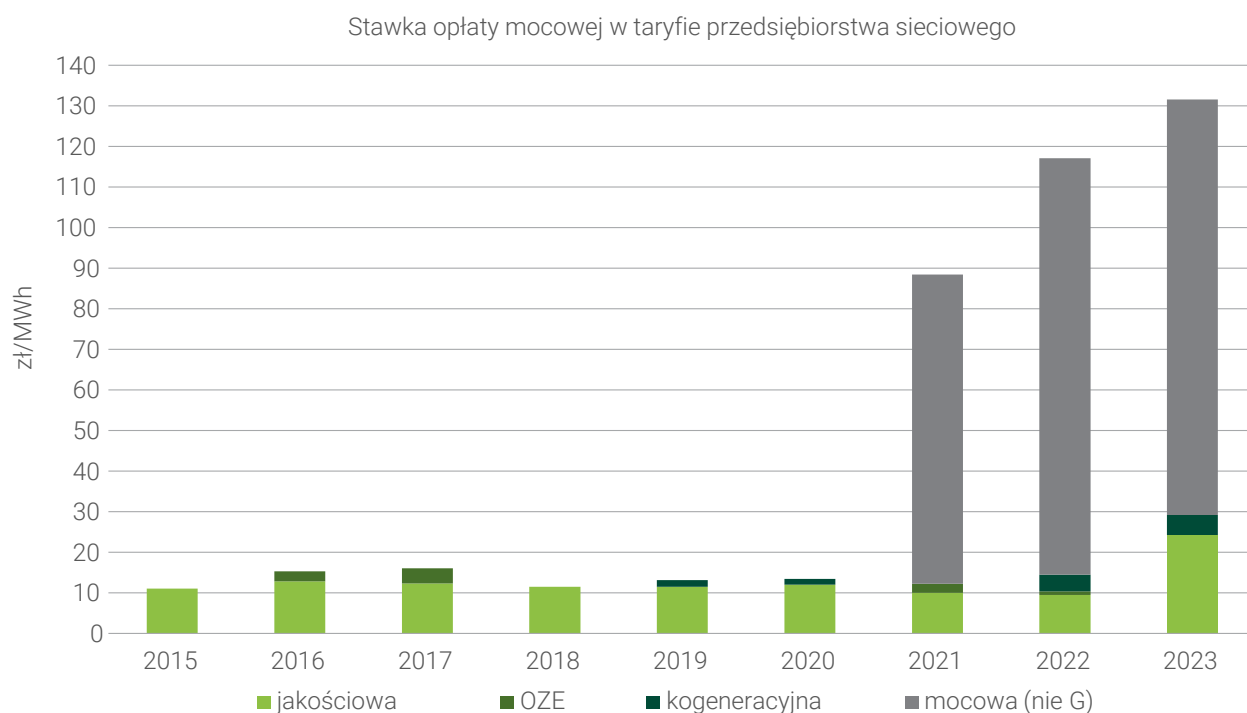
► Stanowiąca bezpośredni efekt problemu przedstawionego w bullecie drugim polityka energetyczna zorientowana na kontynuację/obronę sektora energetycznego w formule scentralizowanej, opartej na paliwach kopalnych,

Rysunek 4.6. Ceny zamknięcia aukcji głównych na Rynku Mocy na kolejne lata dostawy



Źródło: IEO na podstawie informacji z URE

Rysunek 4.7. Wzrost kosztów zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną z powodu wdrożenia mechanizmu Rynku Mocy



Źródło: IEO.



z uwzględnieniem rozwoju energetyki jądrowej eksponuje uczestników rynku na konieczność poniesienia nieefektywnych kosztów zaopatrzenia w energię, czego przykładem jest Rynek Mocy. Są podstawy, by oczekiwać, że jego bezpośrednim i nieuniknionym następcą będzie analogiczna forma sfinansowania inwestycji w energetykę jądrową, która pozbawi rynek środków finansowych niezbędnych dla rozwoju OZE bezpaliwowych i magazynów energii.

Dobitnym przejawem i przykładem negatywnych skutków finansowych dla odbiorców energii polityki energetycznej zorientowanej na obronę status quo są konsekwencje finansowe wdrożenia w Polsce Rynku Mocy. Na rysunku 4.6 przedstawiono ceny zamknięcia aukcji głównych na Rynku Mocy na ko-

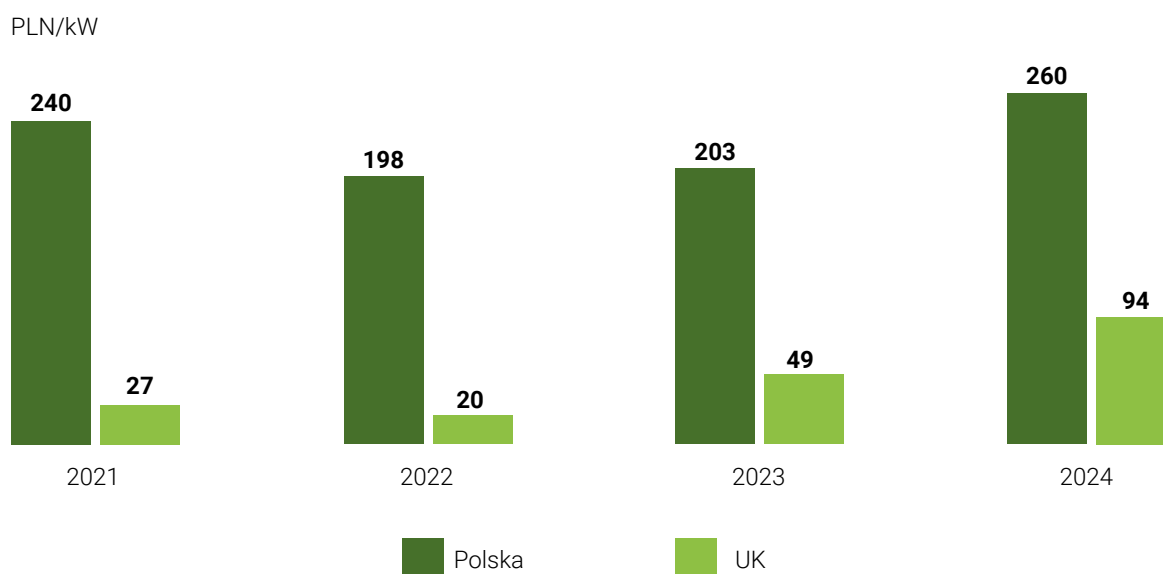
lejne lata dostawy, skutkujące wzrostem kosztów energii ukrytych w taryfach przedsiębiorstw sieciowych (OSD).

Wzrost kosztów zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną z powodu wdrożenia mechanizmu Rynku Mocy zilustrowano na rysunku 4.7.

Rysunek 4.8. ilustruje efekty różnych modeli rynków mocy – porównanie z wzorcowym dla rynku polskiego rynkiem mocy w wielkiej Brytanii, opracowane przez Forum Energii.

Mechanizm Rynku Mocy wdrożony w Polsce wydaje się być nieefektywny w stosunku do kosztów, jakie ponosi polski odbiorca energii – dalece przewymiarowany finansowo.

Rysunek 4.8. Porównanie cen rozliczeniowych rynku mocy w Polsce i w Wielkiej Brytanii



Źródło: Forum Energii, Rynek mocy do zmiany.

5. Podsumowanie i rekomendacje





Magazynowanie energii jest pojęciem znacznie szerszym niż tylko odwracalne magazynowanie energii elektrycznej, przez dekady borykające się z ograniczeniami technologiczno-ekonomicznymi hamującymi jego rozwój, ale także brakiem popytu na usługi magazynowania wynikającym z tradycyjnej formuły funkcjonowania sektora energetycznego wykorzystującego głównie paliwa kopalne w wielkoskalowych, scentralizowanych jednostkach wytwarzających energię elektryczną i ciepło.

Aktualnie w szeroko rozumianym sektorze energetycznym obserwowalny jest przełom na dwóch płaszczyznach:

- ▶ rosnąca świadomość ekologiczna, ale także związana z nią świadomość ekonomicznych skutków wykorzystywania paliw kopalnych, są motywatorami zastępowania źródeł energii wykorzystujących paliwa kopalne źródłami bezemisyjnymi, wykorzystującymi energię wiatru i promieniowania słonecznego;
- ▶ rozproszony z natury charakter tych źródeł oraz ich ograniczona sterowalność względem prognozowanego popytu na energię powoduje gwałtowny wzrost popytu na usługi magazynowania energii jako mechanizm wzmacniający narzędzia zarządzania popytem w sposób pozwalający dostosować jego poziom do prognozowanego poziomu podaży energii z OZE bezemisyjnych.

W konsekwencji następuje dynamiczny rozwój technologii magazynowania energii oraz ewolucja sposobu zorganizowania rynku energii w kierunku rozwoju usług wykorzystujących magazynowanie energii. Przy tym szczególnie ważne jest to, że energia uzyskiwana ze źródeł wiatrowych oraz PV ma formę energii elektrycznej, natomiast magazynowanie jej przybiera formy zarówno **magazynowania odwracalnego**, kiedy po okresie „przechowania” energia wraca do systemu jako energia elektryczna, jak i **magazynowania nieodwracalnego**, kiedy po okresie przechowania energia – pierwotnie elektryczna – wykorzystywana jest w innej formie, w szczególności jako ciepło lub (w horyzoncie kilku lat) wodór. Logika ta znalazła szczególny wyraz w przepisach Rozporządzenia 2019/943 oraz Dyrektywy 2019/944, które zrównały magazynowanie energii odwracalne i nieodwracalne.

W tym kontekście na szczególną uwagę zasługuje magazynowanie ciepła jako aktualnie najtańsza in-

westycyjnie i eksploatacyjnie forma magazynowania energii, z przeznaczeniem do wykorzystania jako:

- ▶ ciepła (gorąca) woda – w magazynach krótkoterminowych, małej skali, pozwalające jedynie zredukować zapotrzebowanie na tradycyjne nośniki energii w celach grzewczych;
- ▶ ciepło grzewcze:
 - w akumulatorach wspierających pracę systemów ciepłowniczych, pozwalające w większym stopniu zredukować zapotrzebowanie na tradycyjne nośniki energii w celach grzewczych;
 - w magazynach sezonowych, pozwalających docelowo wyeliminować zapotrzebowanie na tradycyjne nośniki energii w celach grzewczych.

Odwracalne magazyny energii elektrycznej, aktualnie są najbardziej rozpowszechnione w technologii litowo-jonowej, ale ze względu na ryzyka związane z długimi łańcuchami dostaw i wzrostem kosztów generowanym przez popyt na niezbędne materiały, intensywnie rozwijane są technologie alternatywne. Rozwój magazynów odwracalnych, rozproszonych w sieci, w której realizują całą gamę funkcjonalności na rzecz wytwórców energii, przedsiębiorstw sieciowych i odbiorców, jest warunkiem dalszego rozwoju ilościowego bezemisyjnych źródeł OZE. Zachodzi tym samym synergia pomiędzy atrakcyjnością inwestycyjną magazynów odwracalnych i bezemisyjnych OZE.

Na odrębną uwagę zasługują technologie magazynowania energii w wodorze (*Green H2*) mogące wypełniać funkcje zarówno magazynów odwracalnych, kiedy energia zmagazynowana w wodorze jest przekształcana w energię elektryczną w ogniowach paliwowych lub silnikach wodorowych napędzających prądnice, jak i nieodwracalne – kiedy wodór wykorzystywany jest w procesach technologicznych nie jako paliwo tylko jako reduktor w metalurgii lub surowiec w ciężkiej syntezie chemicznej.

Rozwój relatywnie tanich magazynów nieodwracalnych (aktualnie w formie magazynów ciepła, docelowo także magazynów wodoru) pozwala w praktyce na nieograniczony rozwój bezemisyjnych OZE i eliminację będących źródłem szkodliwych emisji surowców kopalnych z energetyki i przemysłu.

Wnioski i rekomendacje:

1. Analizy ekonomiczne potwierdzają potrzebę i opłacalność stosowania magazynów ciepła wraz z pogodozależnymi OZE, pomimo braku promocji tego typu rozwiązań.
2. Magazyny elektryczne prosumenckie i duże magazyny bateryjne w systemie elektroenergetycznym mogą być opłacalne pod warunkiem skorzystania z dotacji programu „Mój prąd” lub wsparcia eksploatacyjnego w ramach przetargów Rynku Mocy.
3. Magazyny energii wymagają aktywnego podejścia ustawodawcy i biznesu do rozwoju sector coupling. Dalsze zamykanie się w „silosach”: elektroenergetycznym, ciepłowniczym, gazowym, paliw transportowych i surowców, stanowi istotną blokadę rozwoju zarówno magazynowania energii, jak i OZE, stanowiących wspólnie o sukcesie polityki klimatycznej, prowadzącej do obniżenia emisji i obniżenia kosztów energii.
4. Magazyny energii są już obecne na rynku jako przejaw megatrendu, niejako wbrew zewnętrznym uwarunkowaniom formalno-technicznym, jednak z uwagi na te uwarunkowania wciąż jest to rynek płytki, wymagający dedykowanego mechanizmu wsparcia.
5. Magazyny energii mogą dalej rozwijać się biznesowo, pod warunkiem, że na rynku energii i ciepła działa poprawnie prawo wartości, honorujące zależność wartości energii od czasu i miejsca w sieci. Obowiązujący aktualnie na rynku energii elektrycznej system taryf grupowych, zgodnie z którym zarówno wartość energii, jak i wartość usługi jej dostarczenia siecią są uśredniane w całej sieci w skali roku jest tego zaprzeczeniem. Działaniem zmierzającym (choćby częściowo) we właściwym kierunku jest taryfa „czasu rzeczywistego” (TOU) w działalności sieciowej – pod warunkiem, że zróżnicowanie w czasie wysokości stawek sieciowych nie będzie sztucznie ograniczane oraz ograniczone zostanie zjawisko socjalizowania kosztów energii w formie całodobowych stawek doliczanych do taryfy sieciowej, a także umowy z ceną dynamiczną w obrocie energią – pod warunkiem, że stopień zintegrowania struktury podmiotów realizujących obrót energią poprzez TGE nie będzie generował ryzyka deformacji cen równowagi.
6. Modele biznesowe magazynów energii wymagają analizy profili ładowania i rozładowania oraz profili cen energii (magazynowanej i sprzedawanej/zużywanej) i ich prognoz godzinna po godzinie (docelowo nawet z granulacją 15-minutową). Zarówno ta potrzeba, jak i brak dostępu do danych pomiarowych są wyzwaniem dla standardowych metod analiz i ocen ekonomicznych.
7. Istnieje pilna potrzeba rozerwania błędnego koła na poziomie technicznym: niedorozwój sieci „uzasadnia” masowe odmowy przyłączenia zarówno kolejnych OZE, jak i magazynów, brak magazynów upośledza pracę sieci i tworzy przesłanki dla blokady rozwoju OZE.
8. Istnieje potrzeba wdrażania magazynów energii zaczynając od najtańszych (magazynów ciepła) oraz magazynów zastosowanych dla równoległego realizowania pakietu usług. Ograniczenie magazynu, zwłaszcza odwracalnego, do jednego zastosowania, z reguły powoduje, że taki biznes model daje wynik ujemny, co stanowi fałszywy argument na rzecz tezy, że „magazynowanie energii się nie opłaca”.
9. Istnieje pilna potrzeba przerwania błędnego koła na poziomie organizacji rynku energii, przejawiającego się brakiem równowagi pomiędzy mechanizmami wsparcia inwestycji operacyjnymi i dotacyjnymi. Wspomniany wcześniej deficyt sygnałów rynkowych (niskie spready cen energii, oderwane od faktycznej dynamiki zmienności kosztów pozyskania energii) skutkuje osłabieniem sygnałów operacyjnych i w to miejsce zwiększonym zapotrzebowaniem na sygnały dotacyjne. Z drugiej strony, większe dotacje pogłębiają istniejące już deformacje rynku (dalsze osłabianie sygnałów operacyjnych). Warunkiem zoptymalizowania instrumentów wsparcia dotacyjnego dla magazynów energii (i dla OZE) jest głęboka rewizja mechanizmów rynku energii.
10. Szansą dla dynamicznego rozwoju instalacji magazynowania energii i usług świadczonych z ich wykorzystaniem jest rosnący popyt, uwarunkowany obiektywnymi okolicznościami, w tym ekonomią rozumianą kompleksowo (z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych, nieujawnianych w cenach energii).
11. Zagrożeniem (źródłem ryzyk) jest opór ze strony tradycyjnego biznesu zasiedziatego,



broniącego swojej pozycji monopolistycznej i jego wpływ na ustawodawcę. Przejawia się to m.in. niestabilnością prawa. Jego ofiarą padły dotychczas energetyka wiatrowa (wcześniej dopuszczenie współspalania biomasy z węglem, a ostatnio ustawa „10H”) i fotowoltaika prosumencka (wdrożenie z gruntu błędnej koncepcji „net metering”, która stworzyła iluzję nad-atrakcyjności ekonomicznej inwestowania w PV prosumenckie i negatyw-

ne wrażenie pogorszenia warunków w efekcie jej zastąpienia bardziej poprawnym mechanizmem „net billing”).

12. Analogicznym zaburzeniom może być poddany proces inwestowania w magazyny energii, które zrazu stają się zagrożeniem dla tradycyjnych modeli biznesowych bazujących na zarobkach płynących z technologii schyłkowych i modelu rynku wspierającego te technologie.



PROGRAM
ANALITYCZNO
BADAWCZY

Raport przygotowany na zlecenie
Programu Analityczno-Badawczego
Fundacji Warszawski Instytut Bankowości