



MAPA DROGOWA DLA RYNKU MAGAZYNÓW CIEPŁA W POLSCE

R A P O R T 2 0 2 4

MAPA DROGOWA DLA RYNKU MAGAZYNÓW CIEPŁA W POLSCE



PARTNERZY GŁÓWNI



PARTNERZY TOWARZYSZĄCY



PARTNERZY RAPORTU



PATRONAT



Autorzy serdecznie dziękują Polskiej Izbie Ciepłownictwo Polskie i jej członkom - przedsiębiorstwom ciepłowniczym za udział w badaniu rynku magazynów ciepła i konsultacjach.



© Copyright by Polska Izba Magazynowania Energii i Instytut Energetyki Odnawialnej, lipiec 2024 r.

Lider projektu i wydawca Raportu

Polska Izba Magazynowania Energii

Kierownik projektu: Krzysztof Kochanowski

Zespół autorski Instytutu Energetyki Odnawialnej

Autor koncepcji raportu
Grzegorz Wiśniewski

Redakcja naukowa:
dr inż. Mariusz Twardawa i Grzegorz Wiśniewski

Autorzy:
dr inż. Jacek Gajkowski, Krzysztof Kalinowski, dr inż. Tomasz Kowalak, Michał Kwasiborski, Sebastian Orzechowski, dr inż. Mariusz Twardawa, dr inż. Konrad Wiśniewski, Grzegorz Wiśniewski

Współpraca:
Katarzyna Bassa, Karolina Malinowska, Jolanta Sebastian, Marta Skowrońska

Kontakt do autorów:
CieplozOZE@ieo.pl

Urszula Zielińska

sekretarz stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska



Szanowni Państwo,

Kryzys klimatyczny i niestabilne otoczenie geopolityczne to wyzwania, które wymagają od nas zdecydowanych działań. Gwałtowne zjawiska pogodowe w Polsce powodują dziś straty szacowane na dziesiątki miliardów złotych rocznie. Na import paliw kopalnych, których spalanie tak destabilizuje nasz klimat, wydaliśmy w ciągu ostatnich dwudziestu lat ponad 1 bilion złotych, czyli mniej więcej tyle, ile kosztowałoby odejście od nich i przejście na bezpieczne źródła krajowej energii odnawialnej. To błędne koło można jednak zatrzymać, dokonując transformacji energetycznej. Stawką jest nasze zdrowie, bezpieczeństwo państwa i gigantyczne koszty „nicnierobienia”, które ponosimy dziś wszyscy. Tylko jak to zrobić?

Wiele odpowiedzi daje nam raport „Mapa Drogowa Dla Rynku Magazynów Ciepła”, którego publikację przyjąłam z wielkim zainteresowaniem. Nie można dziś pominąć roli magazynowania ciepła w transformacji energetycznej, zarówno tej we własnym domu, jak i tej kompleksowej, krajowej.

Kiedy podczas sejmowych debat sceptycy transformacji do znudzenia powtarzają pytanie: a co zrobić, kiedy nie wieje i nie świeci? – ja odpowiadam, że znacznie większym dziś wyzwaniem jest pytanie zgoła inne: co zrobić, kiedy wieje i świeci w nadmiarze? Z powodu wieloletnich grzechów zaniechania, zapóźniony w rozwoju krajowy system energetyczny nie jest w stanie poradzić sobie z niewielkimi, jak dotąd, nadwyżkami energii produkowanej w elektrowniach węglowych i na naszych dachach. A przecież prawdziwy rozwój źródeł energii odnawialnej dopiero przed nami!

Rola magazynów ciepła w efektywnym zarządzaniu nadwyżkami energii jest kluczowa dla stabilizacji całego systemu energetycznego. Znajduje to odzwierciedlenie w dokumentach strategicznych, za które odpowiedzialne jest Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu, Polityka Energetyczna Polski do 2040r. czy Strategia dla Ciepłownictwa będą tworzyły spójną i zintegrowaną wizję dekarbonizacji Polski. Tylko długofalowe i kompleksowe planowanie pozwoli polskim przedsiębiorcom i społeczeństwu dostrzec kierunek transformacji energetycznej i zapewnić jej optymalną ścieżkę.

Podkreślić tu muszę niebagatelne znaczenie publicznych programów wsparcia, które uruchomiliśmy w ostatnich miesiącach, takich jak „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa” oraz kolejne, wielomiliardowe programy, które już w tym roku zasilą Państwa domy, gminy i przedsiębiorstwa. Ich celem jest przyspieszenie transformacji, czyli przyspieszenie budowy naszego bezpieczeństwa.

Jestem przekonana, że raport „Mapa Drogowa Dla Rynku Magazynów Ciepła” będzie cenną pomocą dla wszystkich zaangażowanych w budowę nowoczesnego systemu energetycznego i bezpiecznego, odpornego na kryzysy państwa. Owocnej lektury!

Z wyrazami szacunku,

Urszula Zielińska

Wiceministra Klimatu i Środowiska

Dorota Zawadzka-Stępniaik

Prezes Narodowego Funduszu Ochrony
Środowiska i Gospodarki Wodnej



Szanowni Państwo,

Realizacja celów w zakresie polityki klimatycznej i energetycznej stawia przed polską gospodarką szereg wyzwań. Niezbędne jest zastąpienie węglowych jednostek wytwórczych nowymi technologiami niskoemisyjnymi i zeroemisyjnymi. Odchodzenie od wykorzystywania w energetyce paliw stałych to również krok ku zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Ważne jest byśmy nie tracili przy tym z oczu najważniejszej kwestii: wszystkie te zmiany mają służyć Polkom i Polakom. Konsumentom czy to indywidualni czy instytucjonalni oczekują, by zmiany oznaczały lepsze jutro, lepszą jakość życia i jakość środowiska. Podstawą dobrobytu jest powszechność i dostępność energii z jednoczesnym szacunkiem dla otaczającego nas środowiska i przeciwdziałaniem zmianie klimatu, stanowiącej jedno z największych wyzwań XXI wieku.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej postrzega Raport „Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła” jako źródło rzetelnej wiedzy o szansach jakie niesie wykorzystanie magazynów ciepła, ale też o związanych z tą technologią wyzwaniach i kwestiach niezbędnych do rozwiązania. Wierzę, że Raport o magazynowaniu energii OZE w ciepłe będzie punktem wyjścia do dyskusji energetyki i ciepłownictwa nad integracją tych systemów. Spodziewam się, że najistotniejszym efektem będzie popularyzacja wiedzy o najnowszych dostępnych rozwiązaniach i ich ekonomicie. 35 lat doświadczeń Narodowego Funduszu uczy, że nie ma jednego uniwersalnego rozwiązania satysfakcjonującego wszystkich zainteresowanych. Mam nadzieję, że Raport ułatwi inwestorom podejmowanie decyzji dotyczących budowy magazynów ciepła w konkretnych systemach ciepłowniczych.

Uważnie przyglądam się nowym rozwiązaniom i technologiom, które z jednej strony przyczynią się do dekarbonizacji gospodarki, a z drugiej pozwolą na zagospodarowanie nadwyżek zielonej energii w systemie elektroenergetycznym. O wadze problemu ograniczania pracy źródeł OZE w systemie elektroenergetycznym świadczy coraz większe zainteresowanie problemem zarówno sektora energetycznego, jak i społeczeństwa. Elektryfikacja ciepłownictwa jest wskazywana jako szansa na zwiększenie wykorzystania energii elektrycznej z OZE. W tym celu rozważane jest wdrożenie technologii Power to Heat, która opiera się na konwersji energii elektrycznej na ciepło, bądź chłód za pomocą pomp ciepła i kotłów elektrodowych. Kluczową rolę przewiduje się dla magazynów ciepła, których znaczenie będzie rosło wraz z rozwojem rozproszonych źródeł odnawialnych w sieci. Magazyn ciepła ma szansę stać się ważnym elementem stabilizującym pracę sieci tym bardziej, że jak wskazują analizy jest to rozwiązanie wielokrotnie tańsze od magazynów energii.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej odgrywa jedną z kluczowych ról w procesie transformacji energetycznej, wdrażając programy dla ciepłownictwa, energetyki zawodowej, nie pomijając też rozwoju energetyki prosumenckiej. Fundusz nieustannie pracuje nad ofertą finansowania, tak by jak najlepiej odpowiadała ona potrzebom różnych sektorów i rynku. Raport pt. „Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła” z pewnością będzie inspirującym materiałem, który pozwoli Narodowemu Funduszowi rozważać nowe programy wsparcia wychodzące naprzeciw potrzebom branż w realizacji Polityki Energetycznej Polski.

Z zainteresowaniem oczekuję na wyniki twórczej debaty, jaka z pewnością będzie miała miejsce po jego publikacji. Autorom Raportu gratuluję podjętej inicjatywy.

Z wyrazami szacunku,

Dorota Zawadzka-Stępniaik

Prezes Zarządu Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Grzegorz Onichimowski

Prezes Polskich Sieci Energetycznych



Szanowni Państwo,

Zmiany klimatu i podejmowane przez ludzkość wysiłki dla ograniczenia ich skutków – w tym transformacja energetyczna - będą w kolejnych latach wyznaczać rytm działania społeczeństw i gospodarek. Polska transformacja jest spóźniona, ale nieuchronna. Musimy zadbać o jak najefektywniejsze gospodarowanie ograniczonymi zasobami (efektywność), a także o możliwie bezemisyjne pokrywanie energetycznych potrzeb społeczeństwa. Ważnym aktywem Polski na drodze transformacji są istniejące w naszym kraju sieci ciepłownicze. Jak zaopatrzyć je w tanie i bezemisyjne ciepło? Autorzy niniejszego raportu dają na to pytanie szereg ciekawych odpowiedzi. Wiele z nich pokrywa się ze spostrzeżeniami i praktycznymi metodami, których wdrażania oczekuje Operator Systemu Przesyłowego jako strażnik bezpieczeństwa dostaw energii dla obywateli i biznesu.

Zbliżamy się do momentu, w którym moc zainstalowana źródeł odnawialnych będzie wyższa niż źródeł konwencjonalnych. Już teraz łączna moc fotowoltaiki i elektrowni wiatrowych przekracza maksymalny poziom zapotrzebowania. Inwestorzy realizują i planują kolejne projekty – według ich deklaracji za 10 lat w polskim systemie może być ponad 70 GW OZE. Ponad połowa zużywanej w Polsce energii elektrycznej będzie wówczas pochodziła ze źródeł odnawialnych. Jednocześnie coraz częściej będą zdarzać się okresy, gdy te źródła będą konkurowały na rynku nie z węglem czy gazem, lecz ze sobą nawzajem. Kluczowe jest zatem, by każdy wytwórca zadbał o to, aby zawsze mieć klientów na produkowaną przez siebie energię. Nikt za nich nie znajdzie odbiorców na ich produkt. Takim nowym, obiecującym klientem może być ciepłownictwo.

Okresowe redukcje źródeł odnawialnych nie są niczym dziwnym w systemach elektroenergetycznych z wysokim udziałem OZE i prawdopodobnie na obecnym poziomie rozwoju technologicznego nie uda się ich całkowicie uniknąć. Musimy jednak dążyć do minimalizowania konieczności ograniczania ich generacji. Nie ma przy tym złotego środka, który pozwoli na rozwiązanie problemu. Konieczny jest szereg zmian technicznych i rynkowych, a jednym z elementów tej układanki jest elektryfikacja ciepłownictwa i rozwój magazynowania ciepła i chłodu. Stworzy to biznesową możliwość wykorzystania nadwyżek energii elektrycznej i związanych z nimi niskich cen. Ciepłownictwo ma szansę stać się źródłem elastyczności przy stosunkowo niskim nakładzie środków wykorzystując cenne zasoby, jakimi są już istniejące sieci ciepłownicze. Możliwości magazynowania energii elektrycznej są ograniczone, ale ciepło potrafimy przechować. Trzeba sobie uświadomić, że w okresie transformacji okresów z nadwyżkami generacji będzie coraz więcej. Możliwość ich przechowania w produkcji jakim jest ciepło to efektywne kosztowo i technicznie rozwiązanie.

Raport, który mają Państwo przed sobą, jest dobrym początkiem dyskusji na ten temat. Nie daje wszystkich odpowiedzi, ale pokazuje możliwości, które już teraz” leżą na stole”. Obejmują one zarówno poszczególne gospodarstwa domowe, osiedla czy zakłady przemysłowe, a także całe miasta i dzielnice. Stanowią kluczowy element jednego z najważniejszych trendów w gospodarce – łączenia sektorów. Elektroenergetyka i ciepłownictwo muszą transformować się wspólnie, maksymalizując w ten sposób korzyści dla inwestorów, klientów i ochrony klimatu.

Z wyrazami szacunku,

Grzegorz Onichimowski,

Prezes Zarządu Polskich Sieci Energetycznych



STRESZCZENIE

Transformacja systemu energetycznego zgodnie z Porozumieniem Paryskim i unijnym pakietem klimatycznym FiT-for-55 wraz ze strategią „sector coupling” wymaga szybkiego wzrostu wykorzystania OZE we wszystkich sektorach końcowego zużycia energii. Ten fakt zwiększa zapotrzebowanie na magazynowanie energii w różnych postaciach, w tym w ciepłe oraz tworzy możliwości zwiększenia udziału i asymilacji energii elektrycznej z OZE w efekcie elektryfikacji i głębokiej integracji sektorów energii elektrycznej, ciepła i transportu.

Również w dokonującej się transformacji energetycznej w Polsce zaczęto dostrzegać możliwości jakie daje magazynowanie energii w ciepłe. Najpierw dostrzeżono potencjał magazynowania w formie ciepła nadwyżek energii z OZE w sektorze prosumenckim (program „Mój Prąd” od 2022 roku), następnie w ciepłownictwie (np. program „OZE- Odnawialne Źródło Energii dla Ciepłownictwa” (2024). Magazyny ciepła w ciepłownictwie i budownictwie wielorodzinnym pojawiły już w 2021 roku w KPO i w programie „Ciepłownia przyszłości” (2021).

Ostatnio, wraz z ograniczeniami pracy w systemie elektroenergetycznym źródeł wiatrowych i słonecznych, magazynowanie energii elektrycznej w ciepłe coraz częściej rozważane jest w planach stabilizacji sieci energetycznych w okresach nadpodaży energii elektrycznej generowanej przez OZE. Tego typu podejście zostało dostrzeżone w nowym planie PSE rozwoju sieci do 2034 roku, gdzie rozważane są nowe narzędzia wzrostu elastyczności systemu elektroenergetycznego i ograniczania skali redukcji pogodozależnych OZE dzięki integracji sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Technologie sprzęgania sektorów energii elektrycznej i ciepła, wsparte technologiami magazynowania energii cieplnej (Thermal Energy Storage -TES) mogą zatem pomóc w zakresie dalszego zwiększania udziału energii odnawialnej i wzrostu jej wykorzystania w ciepłownictwie systemowym, ogrzewnictwie i w przemyśle.

Przytoczone powyżej fakty, skłoniły autorów raportu do podjęcia dyskusji z branżą ciepłownictwa i ogrzewnictwa oraz operatorem sieci przesyłowej na temat obecnego stanu magazynowania energii w postaci ciepła w Polsce, analizie dostępnych technologii i możliwości ich wdrożenia w poszczególnych segmentach gospodarki do roku 2030. Zaznaczyć należy przy tym, że dotychczas w Polsce nie istnieje opracowanie

ujmujące aspekty magazynowania ciepła komplementarnie. W opracowanym przez IEO raporcie, autorzy we współpracy z branżą (ankietowanie) i ekspertami przedstawiają dominujące obecnie technologie: magazynowanie ciepła krótkoterminowe i długoterminowe (w tym sezonowe) oraz niskotemperaturowe i wysokotemperaturowe (w szczególności w kontekście zmian na rynku energii elektrycznej).

W raporcie dokonano oceny potencjału rozwoju magazynów o pojemności 200-400 litrów wobec rozwoju prosumeryzmu (ograniczenia źródeł prosumenckich) i elektryfikacji ogrzewnictwa (taryfy dynamiczne dla gospodarstw domowych). Uwzględniono problem częstszych wyłączeń źródeł prosumenckich PV oraz korzyści z magazynów ciepła dobowego i weekendowego. Uwzględniono też magazyny 1-10 tys. litrów w sektorze usług (commercial) i spółdzielni mieszkaniowych oraz magazyny z przemianą fazową (kompaktowość i stabilizacja temperatury odbioru ciepła).

Niezwykle istotnym aspektem poruszonym w przedstawionej pracy jest magazynowanie ciepła w ciepłownictwie systemowym. Ten segment posiada według autorów największy potencjał wykorzystania magazynów ciepła przy uzyskaniu synergii w zakresie największych generacji pogodozależnych źródeł OZE i zapotrzebowania na ciepło w systemach grzewczych. W szczególności analizowano potencjał magazynów sezonowych ciepła ziemnych (o pojemności 30-200 tys. m³) oraz magazynów stalowych (10-30 tys. m³) do świadczenia usług systemowych.

Trzecim segmentem o ogromnym potencjale z punktu widzenia magazynowania ciepła jest przemysł i energetyka. Te dwa sektory wykorzystują najczęściej w procesach technologicznych ciepło wysokoparametrowe np. w postaci pary technologicznej z zagwarantowaniem nieprzerwanej pracy przez całą dobę. Potrzeby tych segmentów są olbrzymie, jednak technologie, które będą w stanie magazynować energię w postaci ciepła o wysokich parametrach temperaturowych są w Polsce dopiero w fazach koncepcji testów (np. konwersja bloków węglowych na energię elektryczną z OZE) i na ich komercyjne wdrożenia będzie trzeba poczekać do 2030 roku.

Bez wątplenia segment magazynowania energii w postaci ciepła będzie się dynamicznie rozwijał. Nie będzie to jednak możliwe bez uporządkowania strony prawnej. Ustawodawca stosunkowo późno przewidział rosnące znaczenie tego segmentu np. wprowadzając do prawa definicję magazynów ciepła (jako magazynów nieodwracalnych – „Power-to-X” w przeciwieństwie do dostrzeżonych wcześniej magazynów odwracalnych typu „Power-to-Power”) dopiero w 2023 roku (wtedy wdrażając z opóźnieniem dyrektywy unijne z 2019 roku). Magazyny ciepła nie są jeszcze szeroko eksponowane zarówno w projektach strategii dla ciepłownictwa jak i polityki energetycznej PEP2040.

Nie w pełni i nie powszechnie dostrzeżono wyjątkowe korzyści jakie technologie magazynowania ciepła oferują, w tym pomoc w oddzieleniu bieżącego zapotrzebowania na ciepło od natychmiastowej produkcji energii z OZE i dostępności energii z konwencjonalnych źródeł wytwórczych. Wynika z tego elastyczność pozwalająca na znacznie większą absorpcję energii z pogodozależnych źródeł odnawialnych. Wielorakie technologie TES zmniejszają zapotrzebowanie na kosztowne wzmocnienia sieci, pomagają zrównoważyć popyt na nośniki energii w cyklach godzinnych, dobowym, tygodniowym i sezonowym oraz wspierają przejście na system energetyczny oparty głównie na odnawialnych źródłach energii.

W Polsce na potrzeby grzewcze spalane jest rocznie 24 mln ton węgla i 4,5 mld m³ gazu, z czego indywidualne gospodarstwa domowe zużywają 12 mln ton węgla przy zapotrzebowaniu 850-950 PJ/rok z czego 150-200 PJ/rok w przemyśle. Tymczasem zarówno ogrzewnictwo indywidualne, jak i ciepłownictwo systemowe stoją przed wyzwaniem związanym z realizacją celów wynikających z przyjętego w Europejskiego Zielonego Ładu i wymaganą redukcją emisji CO₂ o 55% do 2050 roku oraz konkretnymi wymogami na 2030 (wzrostu udziałów energii z OZE

w ramach dyrektywy budynkowej i dyrektywy OZE). Przyjęty cel redukcyjny i związany z nim wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ oraz wymóg wzrostu udziałów OZE (jedyny sektor w całej energetyce mający w tym zakresie konkretne zobowiązania na 2030 rok) ma fundamentalne znaczenie dla modernizacji sektora ciepłowniczego i technologii wykorzystywanych w procesie transformacji ciepłownictwa. Wszystkie te działania znalazły swój wyraz w kilku najnowszych unijnych dyrektywach ETS, REDIII, EED, IED oraz MCP.

Powyższe wyzwania powodują, że zarówno ciepło systemowe jak i ogrzewnictwo indywidualne muszą sprostać zwiększeniu udziału OZE w produkcji energii końcowej. Z kolei wzrost liczby zainstalowanych instalacji prosumenckich, budowa nowych farm wiatrowych oraz dużych instalacji (farm) fotowoltaicznych utrzyma tendencję wzrostową w najbliższych latach, co wobec niedoinwestowanych sieci dystrybucyjnych i z powodów bilansowych (moc pogodozależnych OZE w określonych godzinach przekracza zapotrzebowanie) będzie przyczyną okresowych ograniczeń produkcji. Można to już wyraźnie obserwować od II kwartału 2023 roku.

Sektor ciepłowniczy ma olbrzymi potencjał jako odbiorca energii elektrycznej i jest niewykorzystanym buforem na nadwyżki energii z OZE. Ciepło w strukturze zużycia energii finalnej brutto w 2020 roku stanowiło 53% (przy 20% energii elektrycznej - metodyka Eurostat) i to obrazuje, jak duży potencjał ma łączenia sektorów w Polsce - tabela 1.

Wobec szybkiego wzrostu mocy OZE odpowiedzią na nadwyżki energii elektrycznej staje się zatem łączenie sektorów poprzez elektroogrzewnictwo oparte na nadwyżkach energii elektrycznej z OZE (tzw. greenPower-to-Heat), które za pośrednictwem bojlerów i ogrzewaczy rezystancyjnych elektrycznych,

ZUŻYCIE ENERGII KOŃCOWEJ 2020	TWh	UDZIAŁ [%]
ZUŻYCIE CIEPŁA	447	53%
ZUŻYCIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	170	20%
ZUŻYCIE PALIW W TRANSPORCIE	228	27%
FINALNE ZUŻYCIE ENERGII BRUTTO	846	100%

Tabela 1. Zużycie energii finalnej brutto w 2020 roku wg metodyki Eurostat. Źródło Eurostat, oprac. IEO.

kotłów elektrodowych, czy pomp ciepła pozwala na konwersję energii elektrycznej w ciepło. Na wykresie poniżej zobrazowano potencjał ciepłownictwa do przejmowania generacji pogodozależnej OZE w efekcie postępującej elektryfikacji.

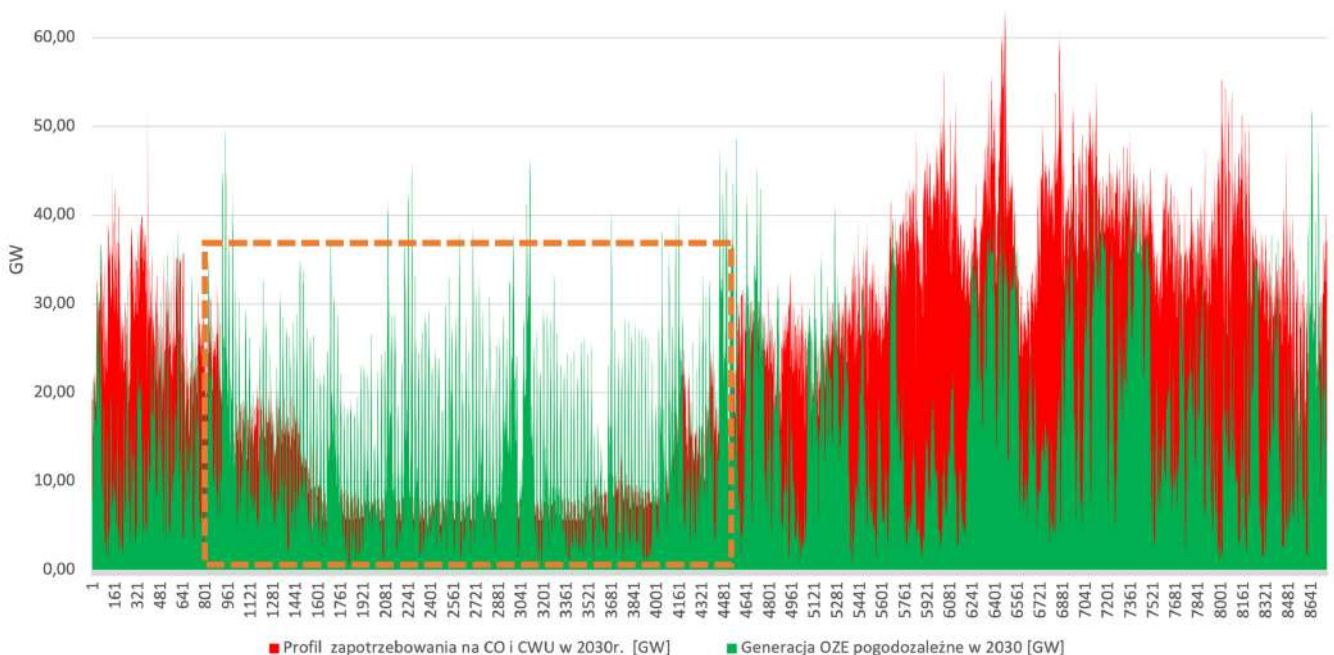
Wysokosprawne (sprawność rzędu 99,9%) i relatywnie tanie kotły elektrodowe, czy pompy ciepła mogą pracować skutecznie jedynie z różnymi typami magazynów ciepła. W ujęciu prosumentckim są to zasobniki ciepła (bufory), natomiast w ciepłownictwie będą to magazyny dobowe (również jako uzupełnienie kogeneracji). W zastosowaniach ciepłowniczych są to przede wszystkim wielkoskalowe sezonowe magazyny ciepła pozwalające na magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej z OZE, ale również ciepła z OZE (kolektory słoneczne, geotermia), ciepła odpadowego czy nadwyżki ciepła z instalacji biomasowych i konwencjonalnych w dużych ciepłowniach i nowoczesnych elektrociepłowniach.

Autorzy raportu przeprowadzili ankiety wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych, na podstawie których stwierdzono, że 100% ankietowanych zamierza oprzeć rozwój systemu ciepłowniczego o magazynowanie ciepła oraz odnawialne źródła energii. Te deklaracje znalazły swoje odzwierciedlenie w preferowanych technologiach dotyczących źródeł ciepła. 54% spośród ankietowanych przedsiębiorstw wyraziło zainteresowanie inwestycjami w dobowe magazyny ciepła, a 46% w sezonowe.

W załączniku do raportu umieszczono opinie dużych przedsiębiorstw ciepłowniczych dotyczące preferowanych kierunków transformacji ciepłowni i elektrociepłowni.

Spośród technologii OZE największym zainteresowaniem cieszyły się kotły biomasowe (39%), technologia P2H (24%) oraz kolektory słoneczne (22%). Przedsiębiorstwa te stawiają na dywersyfikację źródeł w procesie dążenia do osiągnięcia statusu efektywności energetycznej, ale zawsze wspólnym mianownikiem pozostaje magazyn ciepła – dobowy lub w większości magazyn sezonowy.

Dziś już wiadomo, że nie można osobno rozpatrywać systemów elektroenergetycznych i ciepłowniczych. Istotą dalszej efektywnej dekarbonizacji zatem staje się sector coupling oraz magazynowanie energii. Bez wątplenia magazyny energii ciepłej (ciepła) mogą sprzyjać i przyspieszać integrację sektorów (sector coupling) w zakresie produkcji energii elektrycznej i jej przesyłu oraz ogrzewnictwa, ciepłownictwa i chłodzenia z wykorzystaniem inteligentnych systemów zarządzania energią.



Rysunek 1 Zestawienie szacowanych profili łącznego zapotrzebowania na ciepło systemowe i indywidualne (CO i CWU) w 2030 roku oraz profil generacji pogodozależnych OZE w 2030 roku. Na wykresie linią przerywaną zaznaczono okres w którym rekomendowane jest wykorzystanie sezonowych magazynów ciepła.

Badając potencjał ciepłownictwa do absorpcji generacji OZE dokonano analiz sumarycznego profilu ciepłowniczego dla Polski (łącznie CO i CWU dla ogrzewnictwa i ciepłownictwa) i profilu generacji pogodozależnych OZE na 2030 rok.

Wyraźna nadwyżka generacji OZE nad ciepłownictwem w okresie kwiecień-wrzesień, a więc poza sezonem grzewczym, stanowi o olbrzymim i rosnącym potencjale magazynowania ciepła.

Z przeprowadzonych przez IEO badań szacuje się, że potencjał magazynowania ciepła w sektorze ciepłowniczym wynosi 57,4 GWh/dobę, a przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych i dostępności terenu realny potencjał to 6651 GWh/rok. Warto zaznaczyć, że największy potencjał posiadają przedsiębiorstwa ciepłownicze o mocy 10-50 MW, których w Polsce jest aż 178. Z jednej strony zatem dzięki zastosowaniu magazynów ciepła możliwe jest osiągnięcie systemu efektywnego energetycznego, ale, co równie ważne, umożliwienie lokalnej konsumpcji nadwyżek generowanych przez źródła OZE bez nadmiernego obciążania sieci energetycznych. Rynek inwestycji w tym sektorze w Polsce związany z samymi magazynami ciepła na jaki wskazuje ww. potencjał to 24,5 mld zł, a dla samych ciepłowni o mocy w przedziale 10-50 MW to 7,5 mld zł.

W raporcie oszacowany został też potencjał magazynów ciepła na 2030 rok w ogrzewnictwie obejmujący m.in. 6,6 mln buforów ciepła służących zaopatrzeniu gospodarstw domowych w ciepłą wodę użytkową, zdolnych zmagazynować w cyklach dobowych blisko 4,2 TWh energii elektrycznej, zasadniczo nadwyżek energii z OZE rocznie o wartości inwestycji ponad 30 mld zł. Na tym etapie nie uwzględniano potencjału wykorzystania magazynów ciepła na potrzeby ogrzewania. Przyjęto, że bardziej masowe inwestycje w magazynowanie ciepła do ogrzewania domów będą miały miejsce dopiero po 2030 roku.

Jest to znaczący potencjał w skali Europy i świata. Globalny rynek magazynów ciepła może potroić się do 2030 roku. Oznacza to wzrost pojemności TES z 234 gigawatogodzin (GWh) w roku 2019 do ponad 800 GWh w ciągu dekady. Według International Renewable Energy Agency inwestycje w aplikacje TES osiągną od 13 do 28 miliardów USD w tym samym okresie.

Polska ma w tym obszarze potencjał i może stać się (podobnie jak w fotowoltaice) jednym ze światowych liderów w magazynowaniu ciepła z OZE.

Wielkość krajowego rynku rośnie wraz z oczekiwanym szybkim tempem rozwoju OZE do 2030 roku (przy ograniczonej elastyczności systemu energetycznego) i z trwającymi wystarczająco długo inwestycjami w kogenerację (efektem wcześniejszych inwestycji w paliwa kopalne jest nadmiarowe ciepło do zagospodarowania w okresie letnim).

Obecna sytuacja związana z dynamicznymi zmianami, jakie mają miejsce na rynku, związane z cenami energii i paliw, wyłączeniami źródeł OZE jak i koniecznością przyspieszonej dekarbonizacji ciepłownictwa będą motorem napędzającym dynamiczny rozwój magazynów ciepła. Technologie magazynowania ciepła są dostępne, ale podążanie za potrzebami rynku wymaga szeregu działań legislacyjnych zarówno w obszarze definicji magazynów ciepła i urządzeń towarzyszących (kotły elektrodowe) oraz definicji ciepła z OZE, taryf elektroogrzewniczych i taryfowania wieloźródłowych zeroemisyjnych ciepłowni z kilkoma OZE i magazynami ciepła, przyspieszenia procesów inwestycyjnych i formalno-prawnych, odpowiedniego ukierunkowania systemów wsparcia (obowiązek zakupu magazynów energii przez prosumenta i rozpatrywanie magazynów ciepła jako elementu wsparcia dla pracy całego systemu ciepłowniczego obejmującego zarówno OZE jak i konwencjonalne, ale nieelastyczne źródła ciepła).

Wyniki raportu są kanwą do wypracowania stanowiska branży i ekspertów dla administracji państwowej, włączonej już wcześniej w prace nad raportem. Dalsze prace nad rekomendacjami na podstawie wniosków z Raportu będą prowadzone m.in. ramach działalności Zespołu ds. Magazynowania Ciepła przy PIME.



eco

Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA to wiodąca spółka ciepłownicza w kraju, obok Fortum i Veolia, ale jedyna z polskim kapitałem.

Prowadzi działalność energetyczną na obszarze 10 województw kraju, dostarczając ciepło dla ponad pół miliona Polaków.

Podstawową działalnością firmy jest produkcja oraz dystrybucja ciepła. Drugą wiodącą gałąź produkcyjno – usługową stanowi produkcja, sprzedaż oraz obrót energią elektryczną. Działalność w tym zakresie prowadzą w ramach Grupy Kapitałowej ECO spółki: ECO SA, ECO Jelenia Góra oraz ECO Kogeneracja. Największym partnerem firmy i jednocześnie posiadaczem 53 proc. akcji jest Gmina Opole. Pozostałe udziały ma niemiecki koncern E.ON edis energia sp. z o.o.

W skład Grupy Kapitałowej ECO SA (GK ECO) wchodzi 9 spółek, z czego 7 spółek świadczy kompleksowe usługi energetyczne, zarządzając 26 systemami ciepłowniczymi na terenie 10 województw w kraju, a 2 spółki prowadzą działalność pomocniczą na rzecz GK ECO.

Spółki Grupy ECO: ECO SA (spółka matka), ECO Kutno, ECO Malbork, ECO Jelenia Góra, ECO Tarnobrzeg, ECO Kogeneracja, ECO Serwis, ECO Logistyka, ECO Ciepło Lokalne 1.

 CIEPŁO
SYSTEMOWE

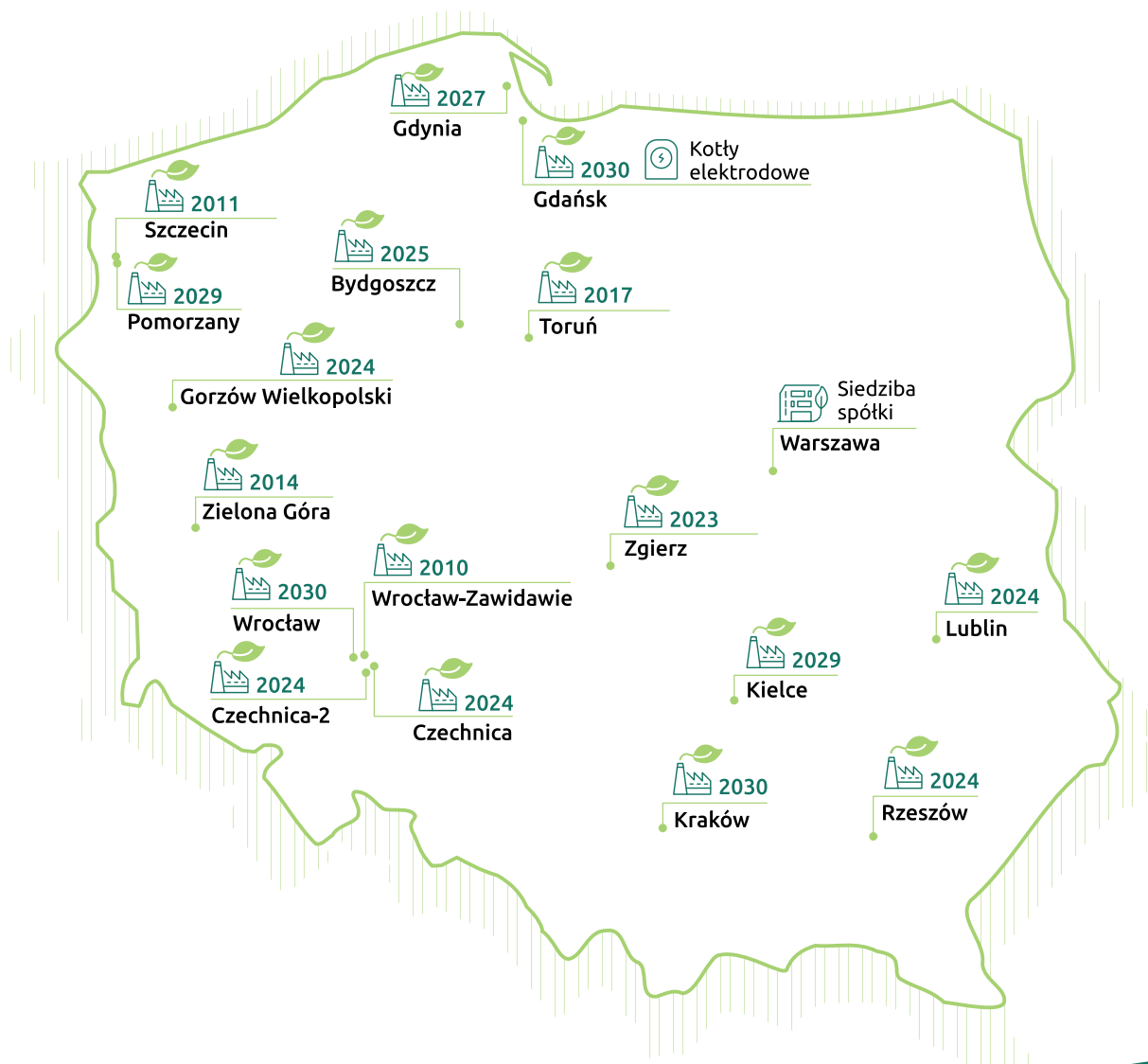
PGE Energia Ciepła – największy producent ciepła dla gospodarstw domowych

PGE Energia Ciepła S.A. posiada elektrociepłownię w 15 miastach w Polsce, w tym Krakowie, Wrocławiu, Gdańsku i Rzeszowie.

Spółka jest też właścicielem sieci ciepłowniczych o długości 700 km.

Zapewnia bezpieczeństwo produkcji i dostaw ciepła dla ponad 2 milionów odbiorców.

PGE Energia Ciepła planuje osiągnięcie w 2030 roku 100 procent produkcji ciepła ze źródeł zero - lub niskoemisyjnych.



SPIS TREŚCI

Wstęp	21
2. Klasyfikacja i stan rozwoju magazynów ciepła	21
2.1. Definicje i klasyfikacja magazynów energii	21
2.1.1. Magazyny odwracalne energii elektrycznej „power-to-power”	27
2.1.2. Magazyny nieodwracalne energii elektrycznej „power-to-x”	29
2.2. Stan rozwoju magazynowania energii w ciepłe	30
2.2.1. Krótkoterminowe magazyny ciepła w budownictwie mieszkaniowym	30
2.2.2. Magazyny ciepła w MŚP i przemyśle	37
2.2.3. Magazyny ciepła w ciepłownictwie systemowym	40
2.2.4. Zestawienie parametrów magazynów ciepła i ich klasyfikacja technologiczna	50
3. Rola magazynów ciepła w ogrzewnictwie w budynkach mieszkalnych i obiektach użyteczności publicznej	53
3.1. Ogrzewanie energią słoneczną z magazynami energii	53
3.2. Magazynowanie energii słonecznej u prosumentów	58
3.3. Magazynowanie ciepła u konsumentów energii elektrycznej bez własnych mocy wytwórczych	63
3.4. Potrzeby w zakresie magazynowania ciepła u posiadaczy pomp ciepła	64
3.5. Magazyny ciepła do stabilizacji pracy kotłów na paliwa stałe	66
4. Magazyny ciepła w ciepłownictwie systemowym i energetyce	69
4.1. Magazyny ciepła niskotemperaturowe	69
4.2. Magazyny ciepła wysokotemperaturowe	74
5. Potencjał przemysłowy, local content	79
5.1. Regulacje prawne promujące local content	79
5.2. Krajowy potencjał produkcyjny i instalacyjny małych, krótkoterminowych magazynów ciepła	82
5.3. Krajowy potencjał dostawców technologii, projektantów i wykonawców długoterminowych magazynów ciepła	83
6. Scenariusz rozwoju zastosowań wybranych instalacji magazynów ciepła w Polsce do 2030 roku	86
6.1. Potencjał magazynów ciepła w energetyce i ciepłownictwie i jego realizacja w UE	86
6.2. Zakres rynku magazynów ciepła uwzględnionych w scenariuszach rozwoju	88
6.3. Scenariusze rozwoju wybranych rodzajów magazynów ciepła w Polsce	90
6.3.1. Wodne magazyny ciepła w mieszkalnictwie	90
6.3.2. Wielkoskalowe sezonowe magazyny ciepła w ciepłownictwie i przemyśle	97
7. Ekonomia magazynów ciepła	103
7.1. Sezonowe magazyny ciepła	103
7.2. Domowe, dobowo-godzinowe magazyny ciepła - studium przypadku dla prosumentów	108

8. Potencjał magazynów ciepła w zwiększaniu elastyczności systemu elektroenergetycznego i zagospodarowaniu nadwyżkowej energii OZE	113
8.1. Ciepłownictwo i magazyny ciepła jako rozwiązanie problemów nieelastycznego systemu elektrycznego z pogodozależnymi OZE	113
8.2. Korelacje profili ciepłowniczych i profili generacji OZE na potrzeby elektryfikacji i oceny możliwości magazynowania ciepła	115
8.2.1. Potencjał sezonowych magazynów ciepła w ciepłownictwie systemowym do przejmowania nadwyżek energii OZE	120
8.2.2. Potencjał dobowych magazynów ciepła do przejmowania nadwyżek energii z OZE w ogrzewnictwie indywidualnym	121
8.3. Możliwości zwiększenia potencjału elastyczności KSE oraz ciepłowni korzystających z technologii P2H poprzez łączenie magazynowania ciepła z pracą elastycznych silników gazowych	123
8.4. Stan regulacji w zakresie zwiększenia potencjału elastyczności KSE, tym wykorzystania możliwości rozwoju OZE i magazynów ciepła	125
9. Magazyny ciepła w planach przedsiębiorstw ciepłowniczych - wyniki badań ankietowych	131
10. Podsumowanie i rekomendacje	137
Załącznik: Wypowiedzi przedstawicieli dużych przedsiębiorstw ciepłowniczych dotyczące kierunków transformacji ciepłownictwa	142

Wstęp

W Polsce dopiero od niedawna zaczęto dostrzegać możliwości jakie daje magazynowanie energii w ciepłe. Tymczasem transformacja energetyczna wymaga szybkiego wykorzystania OZE we wszystkich sektorach końcowego zużycia energii. Ten fakt zwiększa zapotrzebowanie na magazynowanie energii w różnych postaciach, w tym w ciepłe oraz tworzy możliwości zwiększania możliwości asymilacji energii z OZE w efekcie elektryfikacji i lepszej integracji sektorów energii elektrycznej, ciepła i transportu.

Niniejszy raport prezentuje przegląd różnych możliwości i technologii magazynowania ciepła we wszystkich niszach

i segmentach rynku energetyki i ciepłownictwa. Największy jednak potencjał rynku, w obliczu aktualnych potrzeb, został zidentyfikowany w zielonej elektryfikacji (green-power-to-heat). W raporcie najwięcej uwagi poświęcono takiemu sposobowi zarządzania energią w ciepłownictwie indywidualnym i systemowym oraz w krajowym systemie energetycznym, aby magazyny ciepła służyły głównie zagospodarowaniu nadmiarowej i taniej energii z OZE, a ograniczały pobieranie z Krajowego Systemu Energetycznego drogiej, „czarnej” energii elektrycznej w okresach gdy może jej brakować (dobowe szczyty zapotrzebowania – aktualnie wieczorne i sezon grzewczy).



Rozwiązanie pozwalające na większą absorpcję generacji OZE, konsultowane z ministerstwami klimatu, przemysłu i NFOŚiGW to wykorzystanie ciepła jako głównego źródła elastyczności. Zagospodarowanie nadmiarowej energii z OZE do produkcji ciepła jest najszybszym i najbardziej efektywnym rozwiązaniem.

Fragment wypowiedzi Prezesa PSE Grzegorz Onichimowskiego z 18 kwietnia 2024 dla portalu Biznes Alert.

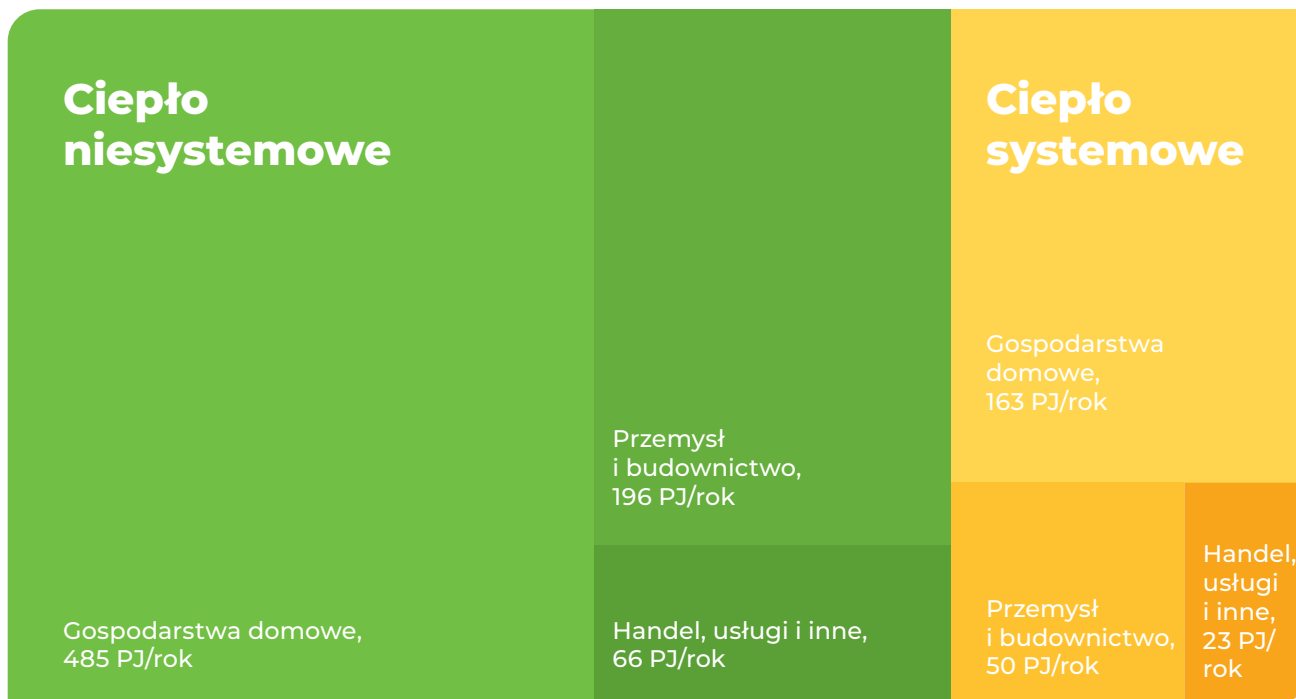
Technologie sprzęgania sektorów energii elektrycznej i ciepła wsparte technologiami magazynowania energii cieplnej (Thermal Energy Storage -TES) mogą zatem pomóc w zakresie dalszego zwiększania udziału energii odnawialnej w wytwarzaniu energii cieplnej i elektrycznej w przemyśle, budynkach.

Technologie magazynowania ciepła oferują wyjątkowe korzyści, takie jak pomoc w oddzieleniu bieżącego zapotrzebowania na ciepło od natychmiastowej produkcji energii z OZE i dostępności energii z konwencjonalnych źródeł wytwórczych. Wynikająca z tego elastyczność pozwala na znacznie większą absorpcję energii z pogodozależnych źródeł odnawialnych,

takich jak energia słoneczna i wiatrowa. W ten sposób wielorakie technologie TES zmniejszają zapotrzebowanie na kosztowne wzmocnienia sieci, pomagają zrównoważyć popyt na nośniki energii w cyklach godzinnych, dobowym, tygodniowym i sezonowym oraz wspierają przejście na system energetyczny oparty głównie na odnawialnych źródłach energii.

Zarówno ogrzewnictwo indywidualne jak i ciepłownictwo systemowe stoi przed wyzwaniem związanym z realizacją celów wynikających z przyjętego w Europejskiego Zielonego Ładu i wymaganą redukcją emisji CO o 55%. Przyjęty cel redukcyjny i związany z nim wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ ma fun-

damentalne znaczenie dla modernizacji sektora ciepłowniczego i technologii wykorzystywanych w procesie transformacji ciepłownictwa. Wszystkie te działania znalazły swój wyraz w unijnych dyrektywach ETS¹, REDIII², IDE³, EED⁴ oraz MCP⁵.



Rysunek 1-1 Zużycie energii końcowej w ciepłe w 2016 roku wg raportu „Czyste ciepło”.

Zarówno ciepło systemowe jak i ogrzewnictwo indywidualne muszą sprostać zwiększeniu udziału OZE w produkcji energii końcowej. Wzrost liczby instalacji prosumenckimi pokazuje jakim problemem podzależność produkcji energii ze źródeł fotowoltaicznych i niedopasowane profilu generacji do profilu zużycia energii. Budowa nowych farm wiatrowych oraz dużych instalacji (farm) fotowoltaicznych utrzyma tendencję wzrostową w najbliższych latach, co wobec niedoinwestowanych sieci dystrybucyjnych będzie przyczyną okresowych ograniczeń w produkcji. Możemy to zaobserwować już dzisiaj.

Wobec, jeszcze obecnie, ciągle drogich rozwiązań bateryjnych, które sprawdzać się mogą w dopasowaniu generacji OZE i zapotrzebowania na energię tylko w krótkich okresach, alternatywą na przenoszenie nadwyżek energii w formie ciepła (elektryfikacja ciepłownictwa) na okresy o większym zapotrzebowaniu na ciepło stają się magazyny ciepła.

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814 (Dyrektywa ETS - Emissions Trading Systems)

² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023r. w zakresie promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca Dyrektywę (UE) 2015/652. (Dyrektywa RED III Renewable Energy Directive)

³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dyrektywa IED - Industrial Emissions Directive)

⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) dnia 25 października 2012r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dyrektywa EED Energy Efficiency Directive)

⁵ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (Dyrektywa MCP Medium Combustion Plants)

Sektor ciepłowniczy ma olbrzymi potencjał jako odbiorca energii elektrycznej i jest niewykorzystanym buforem na nadwyżki energii z OZE. Ciepło w strukturze zużycia energii finalnej brutto w 2020 roku stanowiło 53%, przy 20% energii elektrycznej (metodyka Eurostat) co potwierdza duży potencjał łączenia sektorów w Polsce.

Wobec szybkiego wzrostu mocy OZE, odpowiedzią na nadwyżki energii elektrycznej staje się zatem łączenie sektorów poprzez elektroogrzewnictwo oparte na nadwyżkach energii elektrycznej z OZE (tzw. greenPower-to-Heat), które za pośrednictwem kotłów rezystancyjnych i elektrodowych, czy pomp ciepła pozwala na konwersję energii elektrycznej w ciepło. Mogą one pracować skutecznie jedynie z różnymi typami magazynów ciepła. W ujęciu prosumenckim są to zasobniki ciepła (bufory), natomiast w ciepłownictwie będą to magazyny dobowe (również jako odbiornik nadmiarowego ciepła z kogeneracji), ale przede wszystkim wielkoskalowe sezonowe magazyny ciepła pozwalające na magazynowanie nadwyżek energii z OZE. Magazyny ciepła są również potrzebne do zagospodarowania ciepła z OZE (kolektory słoneczne, geotermia), ciepła odpadowego czy nadwyżki ciepła z instalacji biomasowych lub umożliwienia bardziej efektywnej pracy źródeł konwencjonalnych (dalej od minimum technicznych i bliżej parametrów optymalnych z punktu widzenia sprawności) w dużych ciepłowniach i nowoczesnych elektrociepłowniach.

Rynek dysponuje już szeroko dostępną paletą dojrzałych technologicznie rozwiązań technicznych w zakresie magazynowania ciepła. Raport pokazuje olbrzymi potencjał technologii magazynowania ciepła w Polsce. Magazyny ciepła są zatem

obecnie najlepszym narzędziem do integracji sektorów (sector coupling) w zakresie produkcji energii elektrycznej i jej przesyłu oraz ogrzewnictwa, ciepłownictwa i chłodzenia z wykorzystaniem inteligentnych systemów zarządzania energią. Szerokie podejście do problemu integracji OZE z systemami energii elektrycznej i ciepła (źródła i sieci) przynosi korzyści zarówno dla systemów energetycznych, jak i termicznych.

Ale raport porusza też problem niewykorzystanej szansy z powodu spóźnionych regulacji, które nie pozwoliły dotychczas na wykorzystanie możliwości technologii magazynowania ciepła i jej potencjału rynkowego. Analiza wykazała, że ustawodawca nie wykorzystał szansy wdrożenia prawa unijnego w celu przeciwdziałania drastycznemu ograniczaniu mocy w OZE i wcześniejszego wykorzystania w Polsce naturalnej, wręcz oczywistej możliwości, jaką dają sector coupling i magazyny ciepła. Przepisy krajowe okazały się spóźnione, niespójne i nieskuteczne. Stało się to ze szkodą dla ekonomicznej efektywności zrealizowanych i planowanych projektów inwestycyjnych w OZE oraz dla transformacji ciepłownictwa.

Autorzy mają nadzieję, że kompleksowa prezentacja w raporcie rozwiązań technicznych magazynów ciepła, możliwości technologicznych, potencjału rynkowego, pierwszych obiecujących rozwiązań w zakresie finansowania magazynów ciepła oraz korzyści z integracji sektorów ciepła i energii elektrycznej (w szczególności z OZE) z wykorzystaniem magazynowania ciepła, stworzą solidną bazę do doskonalenia regulacji i wypełnienia przez magazyny ciepła ważnej roli w strategii na rzecz ciepłownictwa i strategii energetycznej kraju.





Energetyczny Kompas



Pobierz
aplikację teraz!



Bądź na bieżąco z alertami!
Odpowiedzialnie korzystaj z energii elektrycznej.
Korzystając z aplikacji Energetyczny Kompas
chronisz środowisko naturalne.

www.energetycznykompas.pl

2. Klasyfikacja i stan rozwoju magazynów ciepła

2.1. Definicje i klasyfikacja magazynów energii

Z przyjętej powszechnie lub obowiązującej prawnie definicji magazynowania energii wynika podstawowa klasyfikacja magazynów energii, w tym magazynów ciepła. Klasyfikacja prawna jest uzupełniona (wypełniona) klasyfikacją technologiczną, w drugiej części rozdziału.

Jeszcze kilka lat temu magazyny energii w energetyce – istotne w skali działania systemu elektroenergetycznego - rozumiane były wyłącznie jako elektrownie szczytowo-pompowe (tzw. elektrownie wodne z członem pompowym, dla odróżnienia od elektrowni „przepływowych”). Magazyny elektrochemiczne np. w formie baterii kwasowo-ołowiowych, elektromechaniczne

czy superkondensatory, jakkolwiek znane, wykorzystywane były wyłącznie w zastosowaniach lokalnych.

W sensie prawnym szeroka definicja magazynu energii została wprowadzona do unijnego obiegu prawnego w 2019 roku.

Dyrektywa 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE⁶ (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 powyższej 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 elektroenergetyczny.⁷ 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 przechowania oraz – co najważniejsze – alternatywnych opcji końcowego wykorzystania energii – w postaci energii elektrycznej lub w postaci innego nośnika energii.

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=ES>

⁷ 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

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 2019r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej⁸ (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 dnia 1 stycznia 2020r., tj. dnia wskazanego w Art. 71 ust. 2 Rozporządzenia 943 jako pierwszy dzień stosowania jego przepisów.

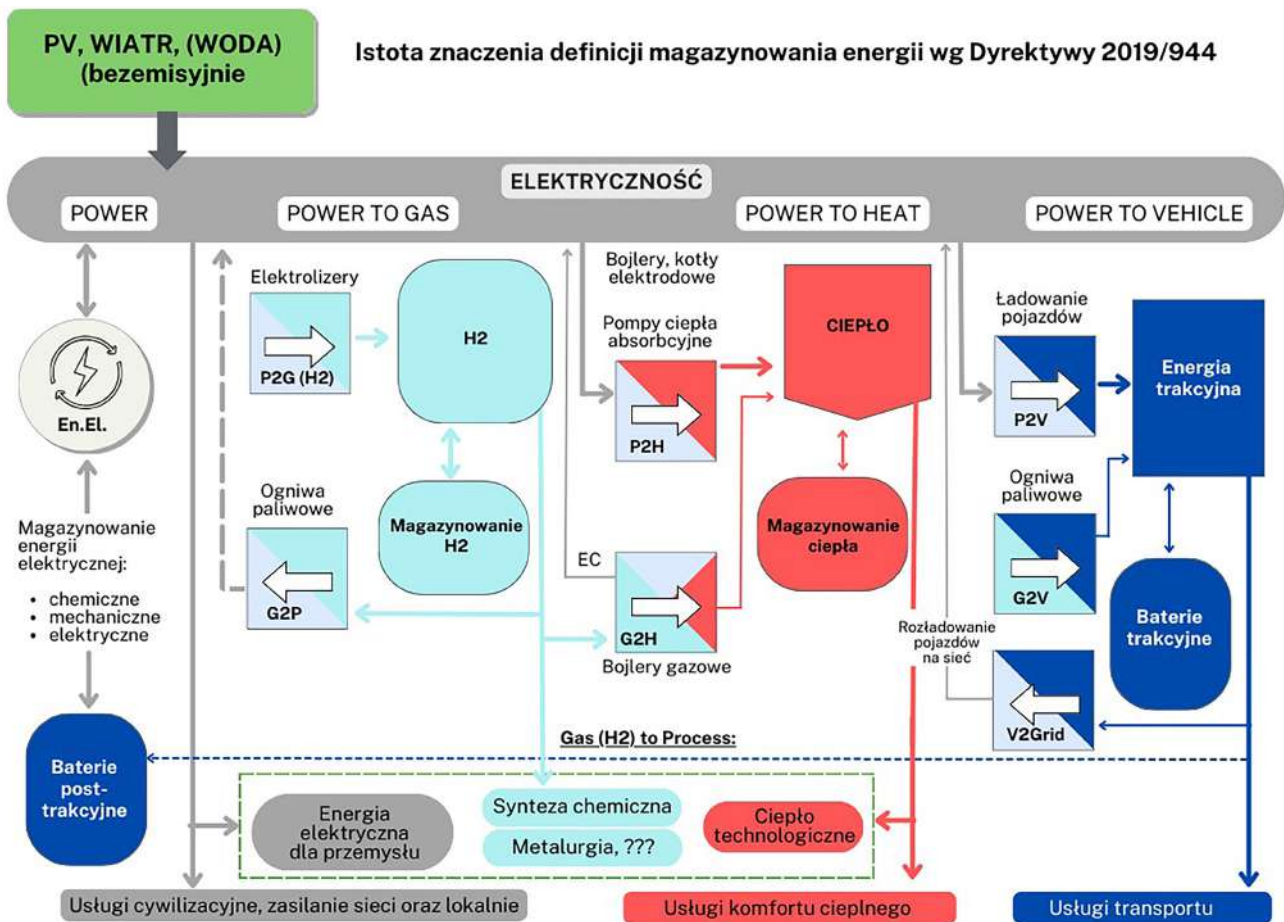
Istota zmiany wprowadzonej przytoczonymi powyżej przepisami polega na objęciu definicją **magazynowania energii elektrycznej** zarówno **procesów odwracalnych** – kiedy użyteczną formą energii wykorzystywaną po okresie magazynowania jest energia elektryczna, jak i **nieodwracalnych** – kiedy pozyskana 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 tytularnego 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 fundament rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego opartego na rozwoju bezpaliwowych (a w efekcie bezemisyjnych) źródeł odnawialnych energii elektrycznej, nieblokowanego 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 roku⁹ zilustrowano na rysunku 2-1.

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32019R0943>

⁹ Komisja Europejska: „Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego”. Bruksela, dnia 8.07.2020r., COM (2020) 299 final.



Rysunek 2-1 Generalna idea systemu Sector coupling. Źródło: IEO.

Wg 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 paliwa kopalne oraz stworzenia podstaw wdrożenia gospodarki obiegu zamkniętego (GOZ), wymagającej jeszcze większego zaangażowania bezemisyjnych OZE ze względu na energochłonność procesów recyklingu. 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 ww. unijnych aktów prawnych do polskiego porządku prawnego budzi wątpliwości.

W Art. 3 pkt 10k) ustawy Prawo energetyczne (dalej: uPe) znowelizowanej 20 maja 2021r., obowiązującym na dzień 31 grudnia 2022r., 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/powód 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 2021r¹⁰. wcale nie poprawiała istotnych 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;”

¹⁰ Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii. URL: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792164>



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 przyłączonej do sieci elektroenergetycznej i współpracującej 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, zwłaszcza jeżeli chodzi o rozwój OZE i z tym związaną potrzebę zagospodarowania nadwyżek energii z OZE. Zachodziło zatem 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 niedostępne 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 opisanej powyżej, ale – z uwagi na nie-usunięcie 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.

Na podstawie przedstawionej powyżej definicji magazynowania energii wyróżnić można dwie zasadnicze kategorie magazynów energii, niejako niezależnie od wykorzystywanej przez nie technologii. Są to magazyny odwracalne i magazyny nieodwracalne. Istotę różnic technicznych (i niepotrzebnego zawężania definicji) pomiędzy magazynami odwracalnymi i nieodwracalnymi opisano w kolejnych podrozdziałach.





Źródło: ConnectPoint

2.1.1. 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 KOMPENSUJĄCY SKUTKI PRZERW W ZASILANIU („BIG UPS”)

BUFOR HARMONIZUJĄCY BIEŻĄCY BILANS MOCY W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM POPRZEC PRZESUNIĘCIE W CZASIE – zgodnie z bieżącym zapotrzebowaniem – energii z intermitentnych źródeł pogodozależnych

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'oucie
- ✓ 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. Składają 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 dyskontowania 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.



2.1.2. Magazyny nieodwracalne energii elektrycznej „power-to-x”

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).

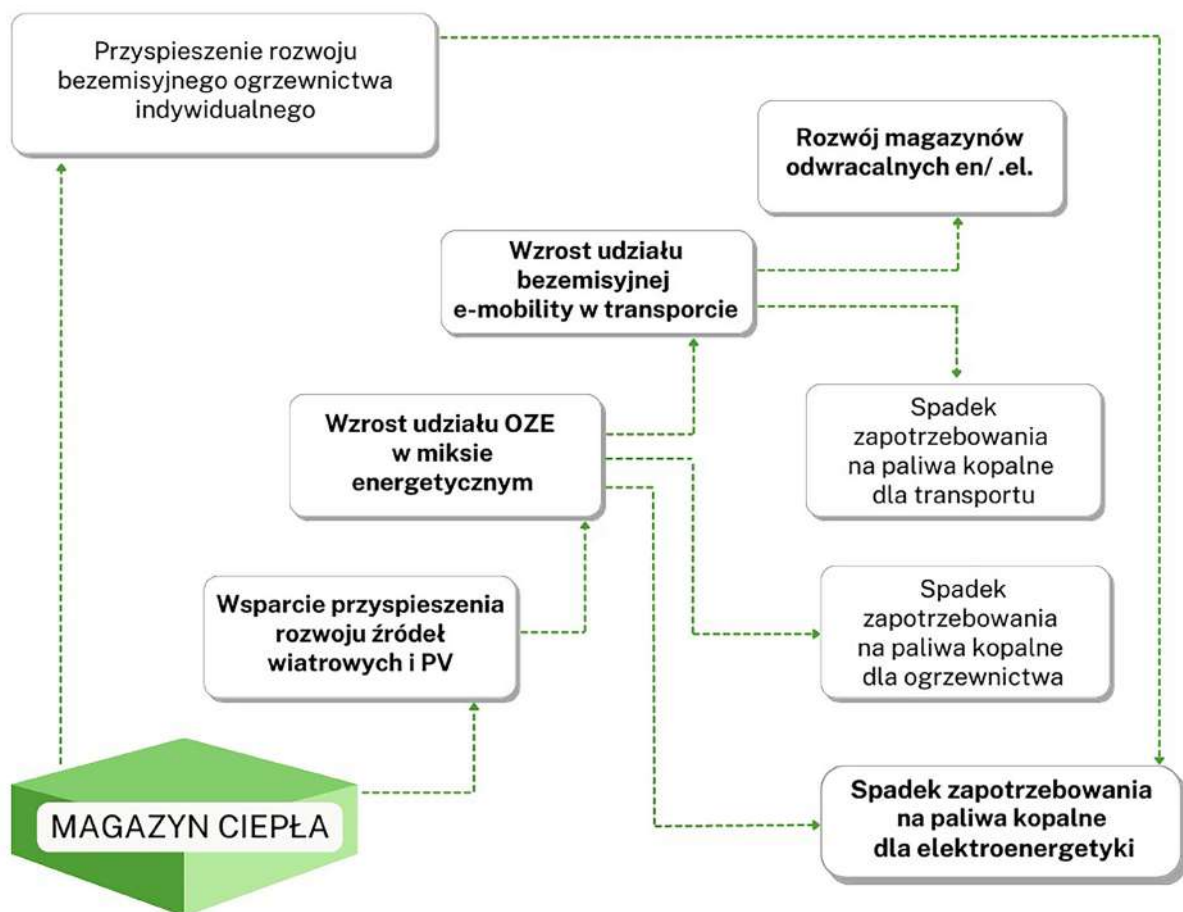
Szczególną rolą magazynów nieodwracalnych energii elektrycznej, z perspektywy systemu elektroenergetycznego, jest nadążne zagospodarowywanie chwilowych (okresowych) nadwyżek energii elektrycznej generowanych przez bezemisyjne OZE w okresach silnego wiatru lub nasłonecznienia oraz nadwyżek energii elektrycznej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

bilansu mocy w systemie elektroenergetycznym, realizowanego celem:

✓ 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 także poza sektor ciepłowniczy, przedstawiono na rysunku 2-2.



Rysunek 2-2 Role magazynów ciepła na rynku energii elektrycznej. Źródło: IEO.

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. Jedno-

częście jest to więc droga do redukcji emisji ze spalania paliw kopalnych oraz powodowanych nimi kosztów w środowisku (externalities „osieroconych”) i wynikających z mechanizmu UE ETS (externalities zinternalizowanych).

2.2. Stan rozwoju magazynowania energii w ciepłe

Magazynowanie energii w postaci ciepła można sklasyfikować na podstawie wielu parametrów. W niniejszym raporcie dokonano klasyfikacji na podstawie zastosowania w poszczególnych segmentach odbiorców (poprzedni rozdział) oraz z uwagi na długość okresu magazynowania i temperaturę czynnika magazynującego ciepło.

Magazyny ciepła różnią się też tzw. stanem dojrzałości technologicznej (tzw. TRL). Pomimo rosnącego zainteresowania tym sposobem magazynowania energii i dostępu do technologii stosowanych już od pewnego czasu w praktyce („znana technologia w nowej odsłonie”¹¹ na zmieniającym się rynku

energii) innowacje są nadal potrzebne, aby zwiększyć gotowość komercyjną rozwiązań, które są w fazie badawczej lub właśnie wchodzą w etap komercjalizacji. Innowacje dotyczą m.in. skali (mocy i pojemności), wydłużenia okresu magazynowania, nowych nośników ciepła o wyższej pojemności cieplnej (mniejsze zapotrzebowanie na powierzchnie pod inwestycje), wyższej temperatury rozładowania magazynu lub ustabilizowanej temperatury rozładowania (przemiana fazowa). Nowoczesne magazyny ciepła potrzebują też inteligentnych systemów zarządzania energią, w tym dobrej prognozy ładowania (rynek energii elektrycznej) i rozładowania (rynek ciepła).

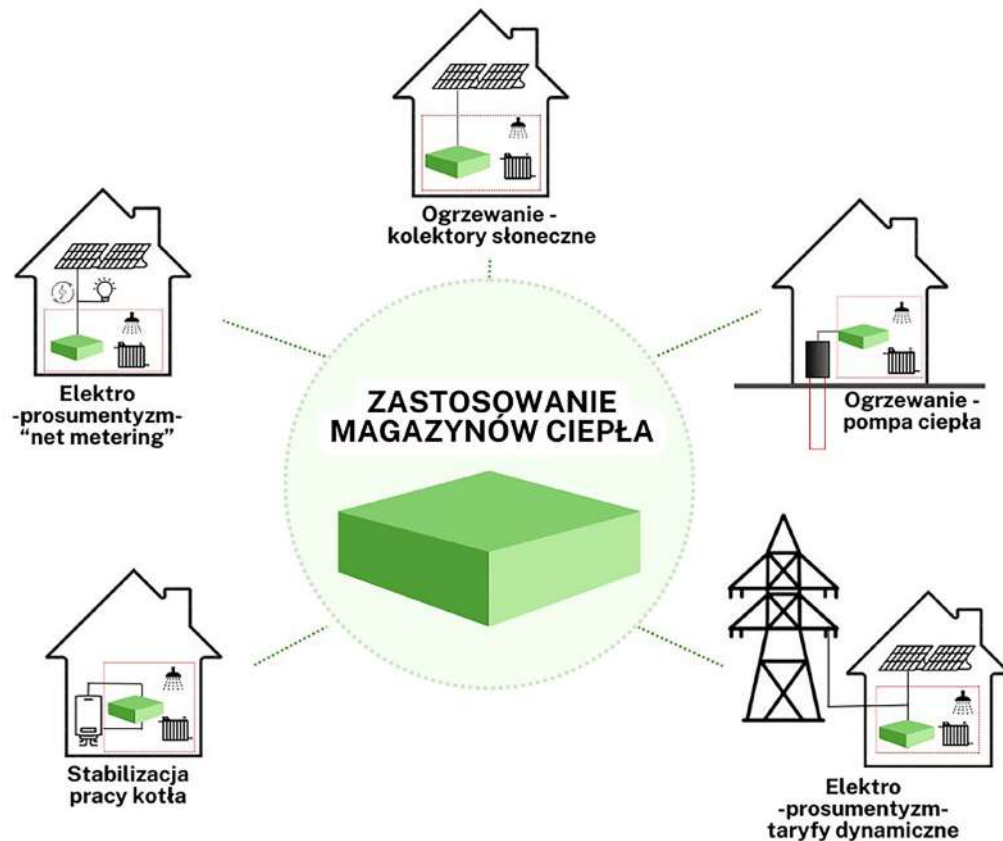
2.2.1. Krótkoterminowe magazyny ciepła w budownictwie mieszkaniowym

W budownictwie jedno i wielorodzinnym, pomimo że magazynowanie ciepła może być realizowane w różnych materiałach (cieczach lub ciałach stałych) z wykorzystaniem ciepła jawnego (gdy magazynowanie polega na podwyższeniu temperatury nośnika) lub utajonego (gdy magazynowanie ciepła polega na wymuszeniu przemiany fazowej – z postaci stałej do ciekłej) to obecnie najszerzej wykorzystywana jest woda jako nośnik ciepła. W mniejszym stopniu wykorzystywane są magazyny podziemne, które wybierane są przede wszystkim przy budowie nowych inwestycji, gdzie może to zostać uwzględnione już na etapie projektu.

Rola magazynów ciepła wykorzystywanych w budownictwie jest dwójaka. Przede wszystkim, od wielu lat, magazyny ciepła wykorzystuje się do podgrzewania ciepłej wody użytkowej, aby

zapewnić odpowiednią jej ilość w okresach największych rozbiórów. Wraz z rozwojem odnawialnych źródeł energii w postaci kolektorów słonecznych i dynamicznym rozwojem prosumeryzmu, w ostatnich latach znaczenie magazynów ciepła w tym sektorze znacznie wzrosło i zmieniło się. Obecnie na szeroką skalę wykorzystywane są zbiorniki stalowe o pojemnościach od kilkuset litrów, w przypadku prosumentów indywidualnych, do kilku m³ w przypadku prosumentów zbiorowych. Przeznaczenie tego rodzaju magazynu ciepła również uległo zmianie w kierunku magazynowania energii już nie tylko w celach podgrzewania ciepłej wody użytkowej, ale wspomaganie ogrzewania, zwiększenia elastyczności systemów ciepłowniczych oraz wsparcia elastyczności systemu elektroenergetycznego z OZE - rysunek.

¹¹ Instytut Energetyki Odnawialnej: „Znana technologia w nowej odsłonie” <https://ieo.pl/aktualnosci/1597-znana-technologie-w-nowej-odslonie-magazyny-ciepła-3>



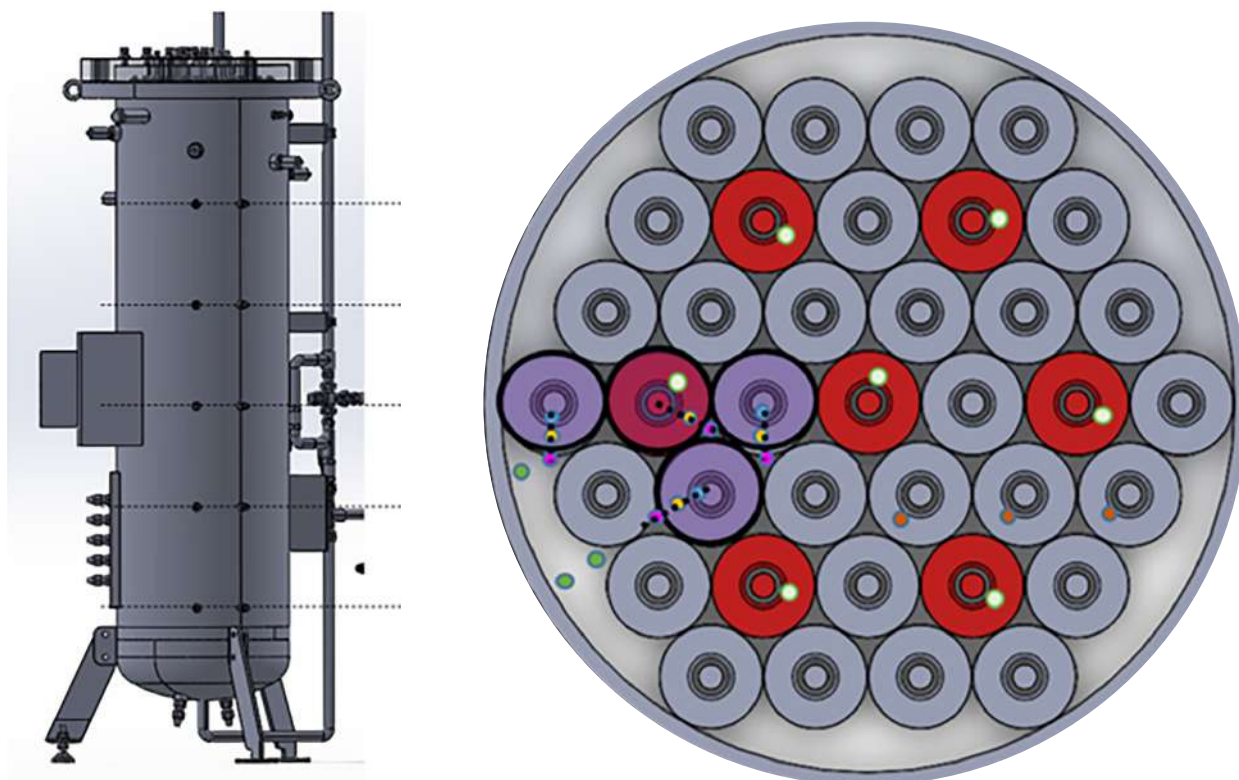
Rysunek 2-3 Zastosowania magazynów ciepła w budownictwie mieszkaniowym i w MŚP. Źródło: IEO.

W ciągu kilku ostatnich lat nastąpił dość dynamiczny rozwój konstrukcji tego typu zasobników. Wprowadzone zostały nowe modele zbiorników akumulacyjnych, które mogą odbierać, kumulować i przekazywać ciepło do podgrzewu c.w.u. oraz układu c.o. nie tylko z jednego źródła. Najczęściej do najprostszycy zbiorników tego typu można podłączyć od 2 do 4 źródeł ciepła, takie jak kominki, kotły na paliwa kopalne, ale również kolektory słoneczne i pompy ciepła. Dynamiczny rozwój rynku pomp ciepła szczególnie wpłynął również na rozwój rynku zbiorników akumulacyjnych. 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 wyłączenia sprężarki, co zmniejsza jej awaryjność.

We wczesnej fazie są prace nad wykorzystaniem innych nośników jak zmiennofazowe magazyny ciepła oparte na materiałach zmieniających fazę w trakcie ładowania i rozładowania (tzw. Phase Change Materials – PCM). Mogą to być np. roztwory solne, parafiny magazynowanie w materiałach ceramicznych (struktury na zewnątrz budynku takie jak magazyny kamienne, piaskowe itp.) lub zintegrowane ze strukturą budynku (fundamenty, podłoga, ściany).

W przypadku magazynów ciepła opartych na solach, wyróżnić można rozwiązanie oparte na hydracie soli -Trihydrat Octanu Sodiu (SAT), komercjalizowane w ramach projektu programu Horizon o ComBioTes¹². Jest to rozwiązanie kompaktowe (większa pojemność cieplna i mniejsze gabaryty niż w przypadku wody), w pełni biodegradowalny czynnik magazynujący ciepło, w szerokim zakresie temperatury topnienia: 55-100°C i płaską temperaturą krzepnięcia (rozładowania) magazynu ciepła w zakresie 55-65 °C. Widok magazynu i szczegóły konstrukcyjne magazynu ciepła z przemianą fazową przedstawia rysunek.

¹² Instytut Energetyki Odnawialnej: „Rusza projekt (ComBioTes), którego celem jest demonstracja magazynu ciepła współpracującego z OZE w domu jednorodzinnym”. URL: <https://ieo.pl/aktualnosci/1585-rusza-projekt-ktorego-celem-jest-demonstracja-magazynu-ciepła-wspolpracujacego-z-oze-w-domu-jednorodzinnym>. Projekt otrzymał dofinansowanie z programu badań i innowacji Unii Europejskiej „Horyzont 2020” w ramach umowy o dotację 864496.



Rysunek 2-4 Widok oraz konstrukcja rozwiązania magazynu z przemianą fazową opartego na hydracie soli -Trihydrat Octanu Sodu komercjalizowanego w ramach projektu programu Horizon „ComBioTes”. Źródło: CEA, oprac. IEO.

Kluczowym problemem w magazynach ciepła PCM opartych na solach jest układ hydrauliki rur wypełnionych materiałem zmiennofazowym i rur grzewczych przez które przepływa woda oraz kontrola temperatury. Na rysunku z przekrojem poprzecz-

nym układu rur typu „rura w rurze” zaznaczono też miejsca z termoparami kontrolującymi temperaturę materiału i wody.

Parametry domowego magazynu PCM opartego na hydracie soli zestawiono w tabeli.

MOC OBCIĄŻENIA	6 – 8 kW przez max do 3 godzin	5 kW max przez 3-5 godzin
POJEMNOŚĆ MAGAZYNOWANIA	18 - 24 kWh	ok. 12 kWh - wartość docelowa została dostosowana, aby zachować akceptowalny rozmiar magazynu do zastosowań mieszkaniowych
GĘSTOŚĆ MAGAZYNOWANIA	100 kWh/m³	40 kWh/m³
MOC ROZŁADOWANIA	4 - 6 kW	ok. 7 kW

Tabela 2-1 Parametry rozwiązania magazynu z przemianą fazową opartego na hydracie soli -Trihydrat Octanu Sodu komercjalizowanego w ramach projektu programu Horizon o ComBioTes. Źródło: CEA, oprac. IEO.

W segmencie prosumenckim niezwykle istotne stają się inteligentne systemy zarządzania energią, które wykorzystując predykcję cen nośników energii jak i prognozę pogody są w stanie zoptymalizować wykorzystanie źródeł energii w zakresie komfortu cieplnego przy zachowaniu najkorzystniejszej ekonomicznie pracy systemu. Zbiorniki akumulacyjne w ogrzewnictwie indywidualnym mają różne konstrukcje w zależności od tego z jakimi źródłami ciepła współpracuje i jakie potrzeby zaspokajają (zapotrzebowanie na CWU, CO lub stabilizacja pracy źródeł ciepła).

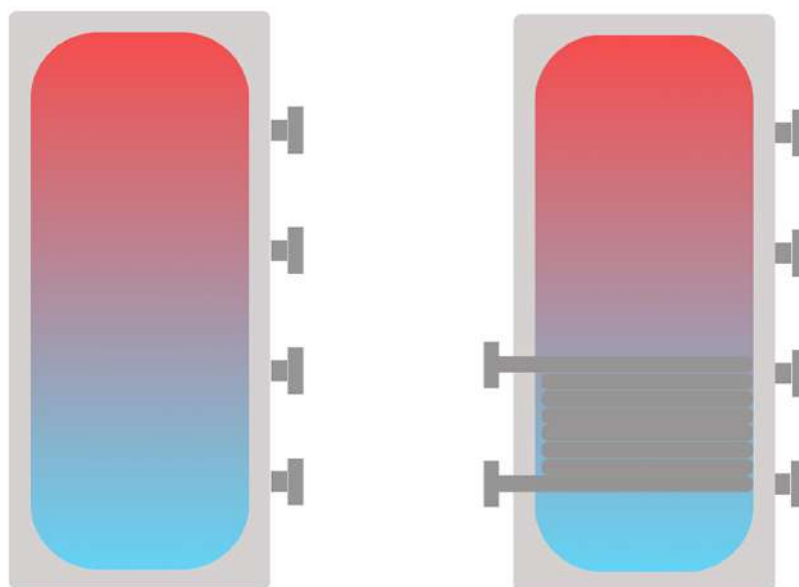
Wśród zbiorników akumulacyjnych wyróżnić należy zbiorniki proste i kombinowane. W każdym z rodzajów można wyszczególnić dodatkowe podgrupy czyli np. bufor wyposażone w jedną, dwie a nawet trzy węzownice spiralne. Zestawienie obecnie produkowanych i/lub dystrybuowanych na rynku krajowym ok. 1000 typów zasobników ciepła zawiera „Baza danych małych zasobników ciepła”¹³.

Wśród zbiorników akumulacyjnych prostych najbardziej popularnymi i najtańszymi modelami są zbiorniki bez węzownic. Można do nich podłączyć kilka źródeł ciepła. Bufory takie są wykonane ze stali nieemaliowanej, ponieważ sposób ich użytkowania i ich przeznaczenie nie wymagają stosowania tego typu zabezpieczenia antykorozyjnego. Są one natomiast ocieplone

o wiele grubszą warstwą izolacji, niż ma to miejsce w przypadku zasobników c.w.u. Z racji swoich gabarytów ich izolacją termiczną jest najczęściej miękka pianka lub gąbka poliuretanowa.

Bardziej popularne są już jednak na dziś zbiorniki buforowe wyposażone w dodatkowe węzownice spiralne. Dzięki zastosowaniu takich węzownic można podłączyć do układu np. zestaw solarny czy pompę ciepła pracujące w układzie zamkniętym. Układ ten nie może być połączony z resztą instalacji, jeśli jest ona układem otwartym niewypełnionym czynnikiem roboczym tych urządzeń.

Standardem jest instalowanie pionowych (wysmukłych) magazynów ciepła, które pozwalają na wykorzystanie zjawiska stratyfikacji, czyli efektu uwarstwienia ciepła. Polega on na tym, że w dolnej części zbiornika temperatura wody jest najniższa i wraz z wysokością zasobnika temperatura wody wzrasta. Jeżeli zasobnik służy do podgrzewania wody użytkowej, wtedy w górnej części zbiornika instalowany jest odpływ do odbiorcy, a w dolnej zasilanie zimną wodą wodociągową. Zjawisko uwarstwienia ciepła jest szczególnie korzystne, gdy wymagane jest ciepło do różnych potrzeb o różnym poziomie temperatury. W takim przypadku w zbiorniku może znajdować się kilka punktów odbioru ciepłej wody, np. CWU w środkowej części, CO w górnej części zbiornika.



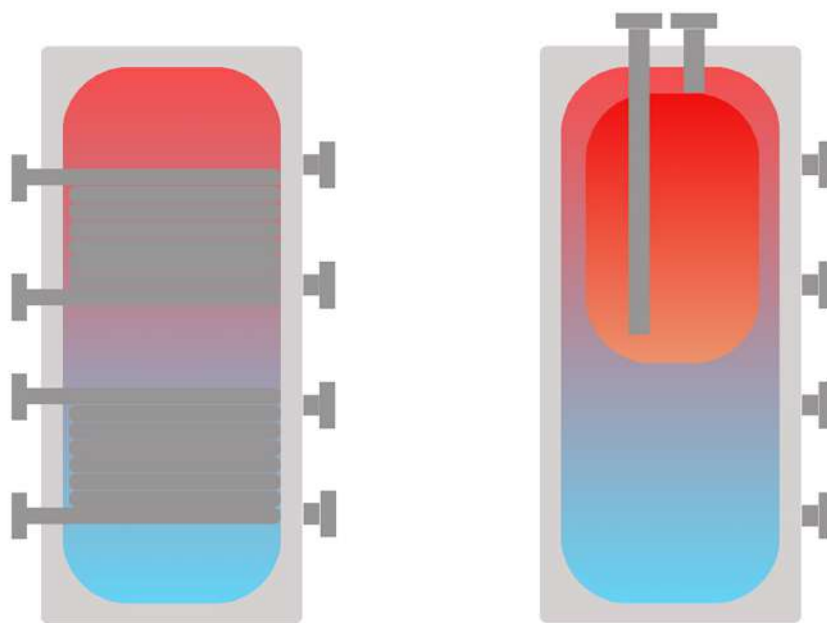
Rysunek 2-5 Schemat magazynu ciepła (bufor) bez węzownicy i z jedną węzownicą. Oprac. IEO.

¹³ Instytut Energetyki Odnawialnej; Baza danych małych zasobników ciepła. URL: <https://sklepiao.pl/baza-danych-malych-zasobnikow-ciepła-czerwiec-2022.html>

Podobnie, jak w przypadku buforów bez węzownic, ocieplenie stanowi miękka pianka lub gąbka PU a zewnętrzną powłoką jest zazwyczaj materiał skóropodobny, który występuje w kilku odcieniach w zależności od producenta.

Kolejną grupą wymienników buforowych są zbiorniki z dwiema lub trzema węzownicami. Konstrukcyjnie nie różnią się niczym od buforów z jedną węzownicą. Zazwyczaj mają jednak

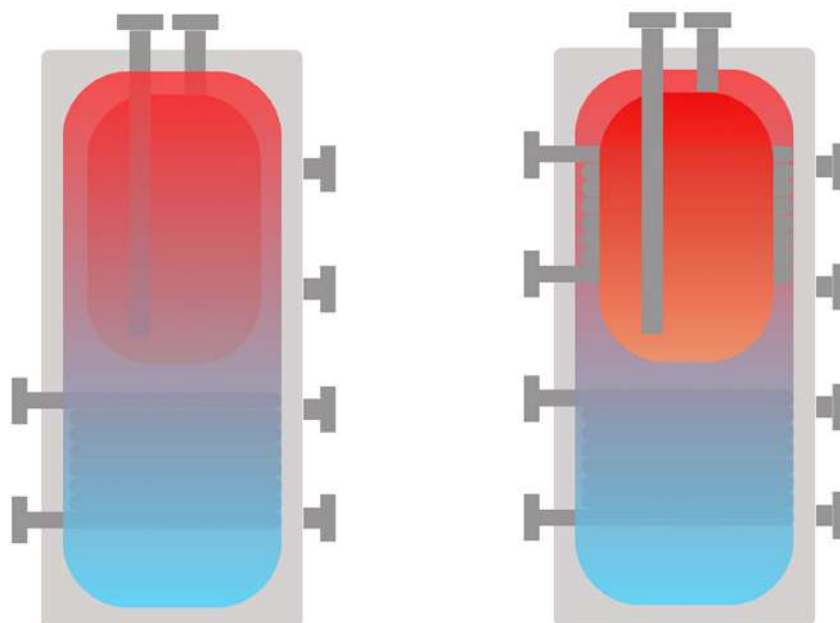
nieco większe gabaryty no i oczywiście możliwość przyłączenia dodatkowego źródła ciepła. Dodatkowa węzownica pozwala np. na przyłączenie do bufora kotła na paliwo stałe i zainstalowanie go w układzie otwartym jeśli występuje taka konieczność, gdy reszta instalacji pracuje jako układ zamknięty. I odwrotnie, pozwala na podłączenie kotła gazowego pod węzownicę i zainstalowanie go w układzie zamkniętym, jeśli reszta instalacji jest wykonana jako instalacja otwarta.



Rysunek 2-6 Schemat magazynu (bufora) z dwoma węzownicami oraz wewnętrznym zbiornikiem dla podgrzewu ciepłej wody użytkowej. Oprac. IEO.

Najbardziej zaawansowaną grupą wymienników buforowych są zbiorniki kombinowane, czyli wykonane w konwencji „zbiornik w zbiorniku”. Podstawową zaletą takich zbiorników akumulacyjnych jest możliwość produkcji przez nie ciepłej wody użytkowej w wewnętrznym najczęściej emaliowanym od środka zasobniku, który jest dodatkowo zabezpieczony antykorozyjnie poprzez zastosowanie anody magnezowej. Idea działania polega na tym, iż zewnętrzny płaszcz zbiornika buforowego, który wykonany ze stali nieemaliowanej wypełniony jest czynnikiem grzewczym, którym najczęściej jest woda kotłowa. Czynniki ten podgrzewany jest poprzez źródła ciepła podłączone do zbiornika.

Woda kotłowa natomiast otacza ze wszystkich stron wewnętrzny zbiornik, w którym znajduje się woda użytkowa. Dlatego też, takie zbiorniki buforowe, zyskały w ostatnich latach bardzo znaczący procent rynku. Nie należą one do tanich elementów instalacji grzewczych, lecz korzyści płynące z ich zainstalowania w znacznym stopniu to rekompensują.



Rysunek 2-7. Zbiorniki buforowe wyposażone w wewnętrzny zbiornik do podgrzewu ciepłej wody użytkowej z jedną i dwoma węzownicami grzewczymi.

Każdy ze zbiorników buforowych obecnie produkowanych jest przystosowany do podłączenia grzałek elektrycznych, co powoduje możliwość magazynowania energii elektrycznej w postaci ciepła. Stymulatorem rozwoju tego segmentu był na przykład realizowany przez NFOŚiGW program Mój Prąd. W edycji 4.0 tego programu, po raz pierwszy w 2022 roku, wsparciem zostały objęte również magazyny ciepła dla prosumentów.

W ramach tego programu złożono 2676 wniosków dotyczących magazynów ciepła na kwotę 11 343 474 zł. Warto zaznaczyć w tym miejscu, że liczba wniosków w tej edycji dotycząca energii elektrycznej była zbliżona a wielkość przyznanych dotacji trzykrotnie większa. W ramach samego programu Mój Prąd 4.0 przybyło w kraju magazynów ciepła prosumenckich o łącznej pojemności 323 040 dm³.

Program Mój Prąd



2 676

wniosków



323 040 dm³

łączna pojemność magazynów ciepła



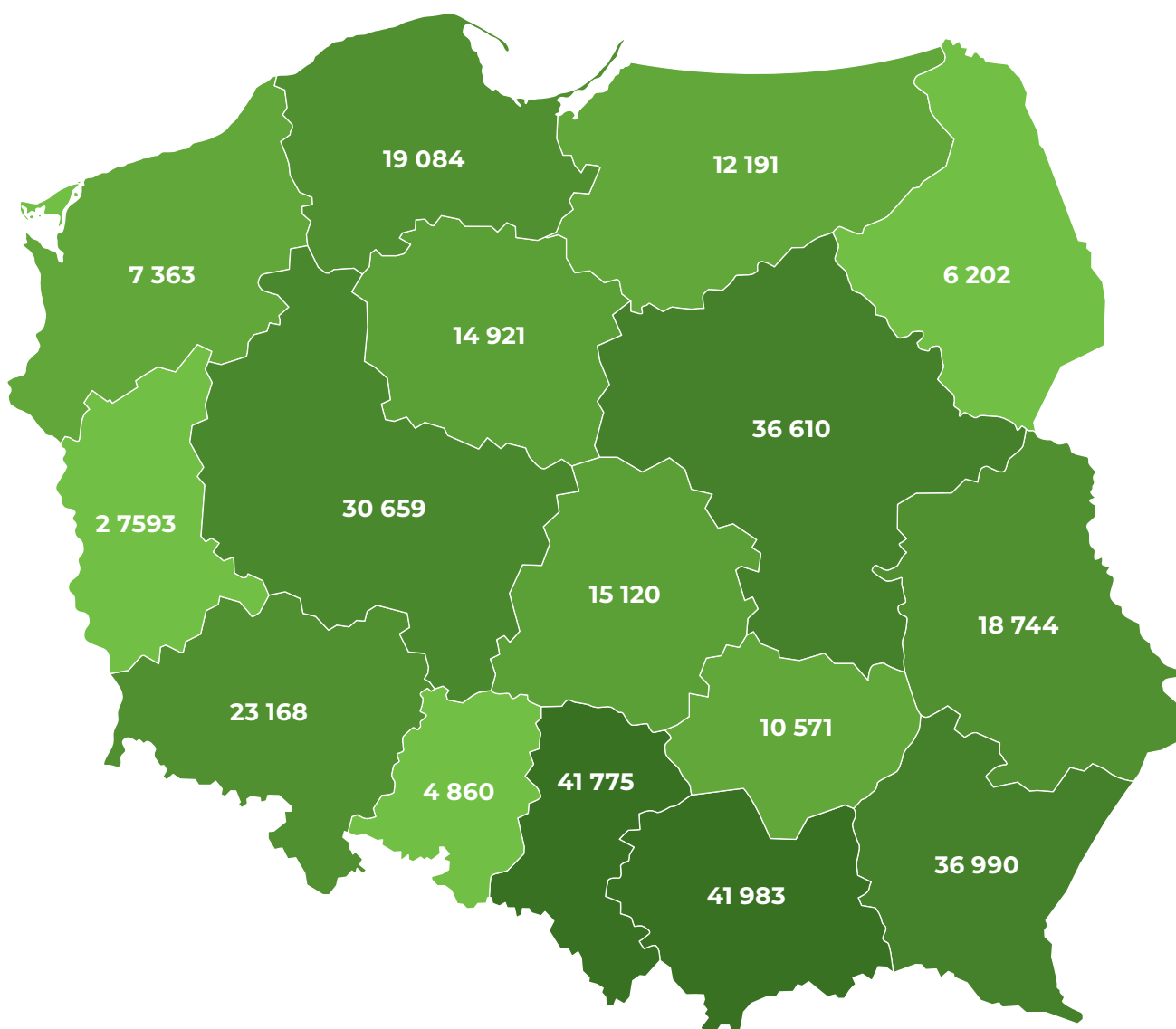
11 343 474 zł

łączna kwota wsparcia

W 2023 roku, w ramach programu „Mój Prąd 5.0” zainstalowano już 3998 sztuk magazynów ciepła (buforów). Średnia pojemność magazynów ciepła wyniosła 192,1 litra (ok 8 kWh) i bardzo różniła się w zależności od województwa. Największa średnia pojemność magazynów ciepła została zainstalowana w województwie pomorskim – 308,1 litra, a najmniejsza w świętokrzyskim – 132,7 litra.

(koniec pierwszego kwartału) zbudowano łącznie 9156 magazynów energii, co stanowiło 12% wszystkich zbudowanych w tym czasie instalacji prosumenckich¹⁴. Rynek prosumencki w systemie net-billing (od drugiego kwartału 2022 roku) oraz ze wsparciem programu „Mój Prąd”, a od 1 lipca 2024 w systemie taryf dynamicznych, stanowi coraz większy potencjał dla rozwoju domowych magazynów ciepła.

W 2022 roku magazyny energii elektrycznej (BESS) i ciepła występowały w 14% wniosków o dotacje z programu „Mój Prąd” do mikroinstalacji PV. W latach 2022 (trzeci kwartał) – 2024



Rysunek 2-8. Pojemność magazynów ciepła w dm³ zainstalowanych w kraju w ramach programu Mój Prąd 4.0 w przeliczeniu na województwa.

¹⁴ Instytut Energetyki Odnawialnej: Polska fotowoltaika nadal jednym z liderów. Premiera raportu IEO „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2024”. URL: <https://ieo.pl/aktualnosci/1688-raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2024>

2.2.2. Magazyny ciepła w MŚP i przemyśle

W budownictwie usługowym, hotelarskim czy kubaturowym stosowane są obecnie rozwiązania oparte o wspomniane wyżej technologie poprzez łączenie zasobników w baterie i układy wielozbiornikowe. Rynek magazynów ciepła dedykowanych dla obiektów handlowo-usługowych, hotelarskich czy budownictwa wielorodzinnego jest aktualnie ograniczony. Wynika to przede wszystkim z bardzo wysokich nakładów wymaganych do ich budowy oraz niewielkiej dotychczas presji rynkowej (braku zachęty) na magazynowanie energii. Na indywidualne zamówienia można wykonać akumulatory wodne, zbudowane na podstawie zbiorników stalowych lub kompozytowych. Jednak koszt tego rodzaju zbiorników wykonywanych jednostkowo, według indywidualnego projektu, jest wysoki.

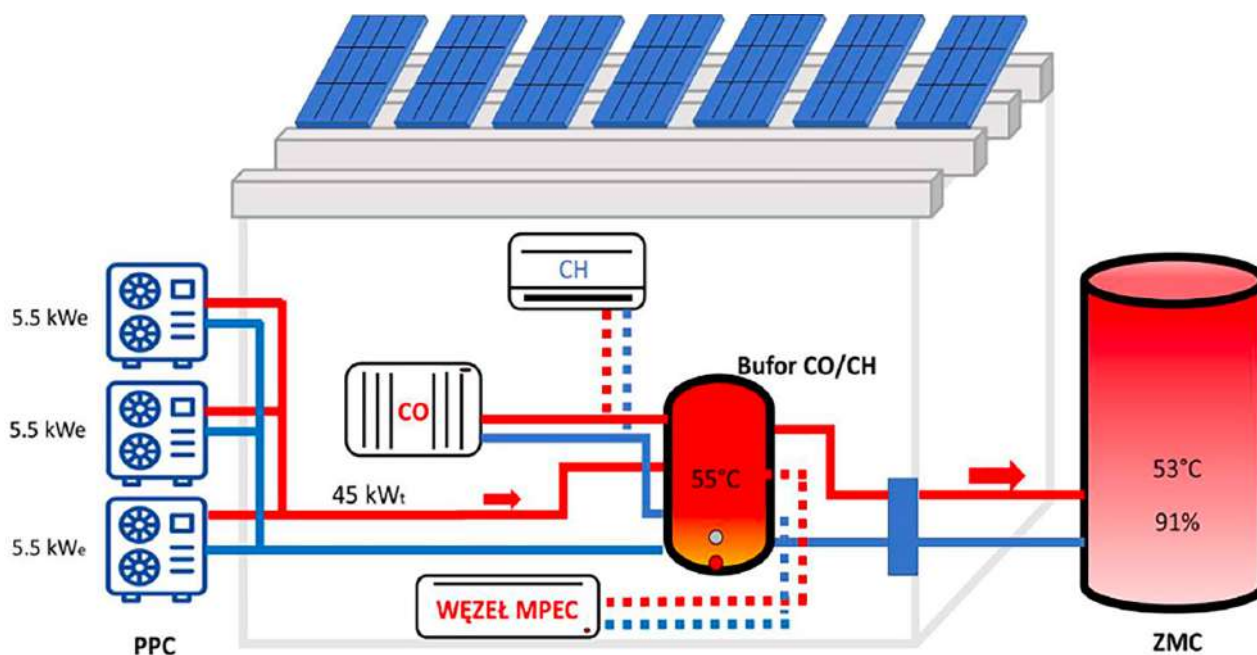
W przypadku akumulatorów zmiennofazowych, problemem jest stosunkowo wysoki koszt ich budowy oraz stopniowa degradacja materiału akumulującego w czasie. Chociaż, oczywiście, ta technologia będzie się rozwijała, ponieważ zapewnia kompaktowe wymiary magazynu.

Wybudowanie akumulatora ciepła jako typowego magazynu gruntowego typu PTES czy BTES dla domu jednorodzinnego, z uwagi na zbyt małą objętość, jest w większości przypadków bardzo skomplikowane, czasem nierealne. Chodzi o dostępną powierzchnię działki niezabudowanej i niezagospodarowanej, a także „inwazyjność” (ingerencja w aktualne zagospodarowanie działki) samych prac budowlanych. WW przypadku niewielkich budynków biurowych, usługowych, produkcyjnych czy mieszkalnych wielorodzinnych również budowa dużego zbiornika

podziemnego jest często niemożliwa. Przeszkodą jest gęstość uzbrojenia podziemnego w obszarach mocno zurbanizowanych, gdzie najczęściej takie obiekty są budowane oraz brak silnego wpływu efektu skali na obniżenie kosztów. Tylko niewielka liczba firm w Polsce oferuje tego typu rozwiązania.

Pojawiają się na rynku jednak rozwiązania, które mogą wypełnić tę lukę, jak chociażby oferowany przez firmę ConnectPoint magazyn ciepła i chłodu, który jako produkt seryjny i prefabrykowany może być transportowany bezpośrednio do miejsca zabudowy. Opracowany projekt ThermOS doprowadził do wskazania typoszeregu urządzeń o różnych pojemnościach roboczych, a co za tym idzie różnym potencjale magazynowania ciepła/chłodu. Są to **zewnętrzne magazyny ciepła** oznaczone jako ZMC-3 i ZMC-3N (3 m³), ZMC-6 (6 m³) oraz ZMC-9 (9 m³). Rozwiązanie takie jest uniwersalne i daje możliwość zastosowania urządzeń dla różnych wielkości budynków i potrzeb, również przez wybudowanie baterii współpracujących magazynów w różnych kombinacjach. Dodatkowo opracowane dwa warianty dla najmniejszego magazynu – ZMC-3N (magazyn naziemny) i ZMC-3 (magazyn podziemny), pozwolą na implementację rozwiązania także w nieruchomościach, gdzie niemożliwe jest posadowienie zbiornika naziemnego, np. z powodów wizualnych lub komunikacyjnych. Jak podaje producent ThermOS – Thermal Optimal System, jest kompletnym systemem wytwarzania i dostarczania do instalacji wewnętrznych budynku strumieni energii dla funkcji ogrzewania (CO), chłodzenia (CH) i ciepłej wody użytkowej (CWU). Podstawowymi elementami i urządzeniami są:

- ✓ powietrzna pompa ciepła (lub układ kaskadowy dla większej instalacji), bufor wewnętrzny CO/CH (jedno urządzenie - dwie funkcje), poj. 300 lub 1000 dm³,
- ✓ zewnętrzny magazyn ciepła i chłodu (ZMC) - izolowany termicznie zbiornik naziemny o pojemności roboczej 3000, 6000 lub 9000 dm³, połączony odrębnym obiegiem hydraulicznym z maszynownią w budynku; jeden magazyn spełniający funkcję akumulacji ciepła lub chłodu w zależności od sezonu,
- ✓ podgrzewacz pojemnościowy CWU z grzałką elektryczną (PPCWU),
- ✓ maszynownia, tj. zestaw urządzeń i instalacji hydraulicznych zapewniających poprawne działanie systemu, w tym m.in. płytowy wymiennik ciepła, pompy obiegowe, zawory przełączające,
- ✓ armatura, zabezpieczenie ciśnieniowe,
- ✓ układ automatyki, w tym sterownik nadrzędny PLC, pełniący funkcję głównego elementu sterowania i pośredniej komunikacji głównych urządzeń z aplikacją IT,
- ✓ instalacja fotowoltaiczna (panele PV wraz z inwerterem i niezbędnym osprzętem).



Rysunek 2-9 Schemat podłączenia magazynu ciepła z elementami instalacji oraz opcjonalnie z ciepłem systemowym.

Niezwykle istotną częścią całego systemu jest predykcyjny układ sterowania pracą magazynu bazujący na prognozie pogody, zapotrzebowaniu chwilowym na ciepło/chłód oraz zarządzaniem komfortem cieplnym w pomieszczeniach.

	$\Delta 20^{\circ}\text{C}$	$\Delta 25^{\circ}\text{C}$	$\Delta 30^{\circ}\text{C}$
ZMC*-3	70 kWh	87 kWh	104 kWh
ZMC*-6	140 kWh	174 kWh	209 kWh
ZMC*-9	209 kWh	261 kWh	313 kWh

Tabela 2-2 Zestawienie pojemności cieplnej ZMC w zależności od wielkości magazynu i różnych roboczych przedziałów temperatur

W kontekście rozwoju powyższego segmentu IRENA (International Renewable Energy Agency) przewiduje w raporcie Innovation Outlook Thermal Energy Storage, że w sektorze budownictwa na świecie do 2030 nie nastąpią drastyczne zmiany technologiczne w zakresie magazynowania ciepła w tym sektorze. Niezmiennie dominującym czynnikiem pozostanie woda jako nośnik energii. Nie przewiduje się również rewolucyjnych zmian cenowych i technologicznych w tym obszarze, poza wykorzystaniem na szerszą skalę magazynowania ciepła w ciałach stałych. Jako rozwojowe wskazywane są wysokotemperaturowe magazyny zmiennofazowe czy systemy absorpcyjne, jednak ich koszt nadal jest niezwykle wysoki w porównaniu do obecnie stosowanych metod w budownictwie. Dynamiczny rozwój jest

jednak spodziewany w opracowaniu doskonalszych systemów zarządzania energią i jej wykorzystaniem (łącznie z modułem prognostycznym: parametry klimatu, cena energii) szczególnie w kontekście zapowiadanych w Polsce zmian w zakresie handlu (reforma rynku bilansującego) i rozliczaniu energii elektrycznej (taryfy dynamiczne) oraz ograniczeń generacji PV z przyczyn bilansowych i sieciowych.

W przemyśle produkcja ciepła ma znaczny udział w zużytej energii, co stwarza coraz większe zapotrzebowanie na dostępną 24/7 energię cieplną, często również w postaci pary technologicznej. W tym obszarze wyczekiwane są rozwiązania pozwalające na magazynowanie ciepła wysokotemperaturowego z naciskiem na niezawodność dostaw czynnika grzewczego. Obecny stan rozwoju magazynów ciepła i ich koszt ogranicza możliwość ich zastosowania na pełną skalę w przemyśle. Magazyny ciepła mogą być używane do przechowywania niskotemperaturowego ciepła wytwarzanego przez pompy ciepła, kotły elektrodowe lub kolektory słoneczne, a także - co jest bardzo istotne w przypadku wielu zakładów przemysłowych - ciepła odpadowego.

Wg IRENA oczekuje się, że do 2030 roku rozsądne koszty technologii, w tym magazynów dobowych, spadną o prawie 30% z 150 zł /kWh do 102 zł /kWh¹⁵. W połączeniu z lepszą integracją w układach hybrydowych, zarządzania i kontroli istniejących magazynów ciepła może to zachęcić do większego wdrożenia wytwarzania energii słonecznej dla procesów wymagających ciepła procesowego w niższych temperaturach. Bardzo istotnym rozwiązaniem w zastosowaniach przemysłowych ma technologia Power to Heat z wykorzystaniem kotłów elektrodowych

w połączeniu z magazynem ciepła. Na rynku oferowane są już rozwiązania kotłów elektrodowych parowych wytwarzających parę technologiczną o ciśnieniu do 85 bar i mocy do 60 MW. Czołowi dostawcy tych rozwiązań opracowali również system do skojarzonej produkcji gorącej wody i pary wodnej w jednym urządzeniu (Combined Hot Water & Steam).

W nadchodzącej dekadzie technologie półprzewodnikowe mogą zaoferować tanią formę magazynowania, aby zapewnić zarówno energię elektryczną, jak i ciepło do procesów przemysłowych w podobny sposób jak dzisiejsze układy kogeneracyjne. Do 2030 roku magazyny zmiennofazowe (PCM) o wysokiej gęstości energii i rozwiązania do magazynowania hydratacji soli mogą potencjalnie rozszerzyć ich zakres zastosowań. Szacuje się, że spadną również koszty magazynów wysokotemperaturowych PCM z 420 zł/kWh do 380 zł/kWh, a temperatura magazynowanego czynnika może wzrosnąć z 700 do 850°C. W dłuższej perspektywie potrzebne są dalsze badania, aby zrozumieć potencjał chemicznych i innych termochemicznych systemów magazynowania zintegrowanych z procesami produkcyjnymi, aby pomóc spełnić wymagania dotyczące wysokotemperaturowego ciepła technologicznego.



¹⁵ IRENA (2020), Innovation Outlook: Thermal Energy Storage, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

2.2.3. Magazyny ciepła w ciepłownictwie systemowym

Magazyny ciepła krótkookresowe

W ciepłownictwie systemowym w Polsce dotychczas znalazły zastosowanie magazyny krótkoterminowe. Wykorzystywane są do akumulacji ciepła w okresie 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). Jeszcze większą rolę magazyny ciepła będą odgrywać w układach kogeneracyjnych zasilanych elastycznymi silnikami gazowymi sterowanymi w sposób najbardziej efektywny - ceną energii elektrycznej (silniki włączają się wtedy, gdy cena energii elektrycznej jest najwyższa, aby zyskać nie na dużej ilości spalonego gazu aby spełnić wymogi dotychczasowego lub wcześniejszego systemu wsparcia kogeneracji, ale na wysokiej cenie sprzedaży energii elektrycznej).

Kolejnym przykładem wykorzystania magazynów krótkoterminowych może być wdrożenie koncepcji „Power to Heat”. Gdy magazyn ciepła musi przejść i przechować energię do momentu, w którym pojawi się na nią popyt. Krótkoterminowe magazyny ciepła o małych pojemnościach rzędu kilkunastu tysięcy m³ mogą współpracować także z sezonowymi magazynami ciepła – zapewniają szybszą reakcję na zapotrzebowanie na ciepło od strony odbiorcy oraz poprawiają efektywność działania instalacji. W przypadku 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. Jedyne magazyny sezonowe są w stanie przechować duży wolumen energii cieplnej produkowanej w trakcie lata, aby oddać ciepło w sezonie grzewczym, kiedy energii z pogodozależnych źródeł słonecznych brakuje.

Warto nadmienić, że w ciepłowniach miejskich stosuje się też „duże”, ale krótkoterminowe magazyny. Ładowanie i rozładowywanie magazynu jest 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, która ma być zgromadzona.

Magazyny ciepła krótkoterminowe są stosowane w szczególności w dużych systemach opartych o kogenerację. 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 (wskaźnik agregacja np. w ramach planu świadczenia usług systemowych) może umożliwić arbitraż cenowy (grzanie 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. Inną wadą takich rozwiązań, w stosunku np. do magazynów ziemnych, 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. Spośród ostatnich inwestycji warto wymienić również akumulator w elektrociepłowni Sciechnice o wysokości 34 m i średnicy 24 m, który w 13.000 m³ wody będzie gromadził 700 MWh energii cieplnej. PGNiG TERMIKA S.A. w 2009 roku zakończyła budowę pierwszego akumulatora ciepła w Elektrociepłowni Siekierki o pojemności 30 000 m³. Bardzo pozytywne doświadczenia z jego eksploatacji oraz zmiany na rynku energii elektrycznej spowodowały, że w Elektrociepłowni Żerań planuje się rozpoczęcie budowy kolejnego akumulatora ciepła (największego w Europie) o pojemności około 60 000 m³ współpracującego z jednostkami kogeneracyjnymi, w tym blokiem parowo-gazowym. Zbiorniki buforowe (akumulatory) konstruowane są z żelbetu, stali, a nawet szkła wzmocnionego tworzywem sztucznym. Ściany zbiornika i warstwa ziemi uszczelnia się membraną, która musi być odporna na temperaturę 80°C. Grubość zewnętrznej izolacji termicznej powinna wynosić 15–30 cm.

Wymagania techniczne dla krótkoterminowych magazynów ciepła (jest to zazwyczaj zbiornik naziemny) pozostają znane i sprawdzone w warunkach krajowych. Projekty techniczne,

montaż komponentów magazynów i całej instalacji mogą wykonać wyłącznie firmy posiadające aktualne uprawnienia UDT.



Rysunek 2-10 Magazyn ciepła na terenie EC Czechnica-2 (fot. PGE Energia Ciepła).

Choć magazyny krótko- i średniookresowe są w Polsce stosowane w większych systemach ciepłowniczych, to kluczowe z uwagi na koszty zmienne potrzeby ciepłownicze i wprowa-

dzenie energetyki i ciepłownictwa źródeł pogodozależnych, a w szczególności energii słonecznej i elektroogrzewnictwa, jest wdrożenie magazynów sezonowych.

Sezonowe magazyny ciepła

Sezonowe magazyny ciepła pozostają 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.

W przypadku energii słonecznej (kolektory słoneczne i systemy PV) niezwykle pożądane pozostają dłuższe okresy magazynowania ciepła. Możliwe to jest obecnie do uzasadnionego ekonomicznie zrealizowania przy okazji budowy tzw. instalacji

wielkowymiarowych. 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 zimowym. 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 kwartalnych, ale ich wspólne użytkowanie nie zmniejsza popytu/zapotrzebowania na magazynowanie energii na jednostkę zeroemisyjnej mocy zainstalo-

wanej. 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.

W transformacji energetycznej, również ciepłownictwa, nie tylko energia słoneczna i wiatrowa ma swoje miejsce. Przede

wszystkim każdy system ciepłowniczy funkcjonuje w innym otoczeniu. W ramach tego otoczenia niezwykle istotnym elementem jest racjonalne wykorzystanie wszystkich potencjalnych źródeł ciepła, w tym już istniejących jak i potencjalnych źródeł ciepła odpadowego. Jednak każde z tych źródeł pracuje odmiennie niż źródła węglowe czy gazowe. W tych przypadkach sezonowy magazyn ciepła staje się hubem systemu ciepłowniczego, który pozwala na zagregowanie energii wielu źródeł i jej redystrybucję w okresach, kiedy wystąpi zapotrzebowanie.



Rysunek 2-11 Miejsce magazynów sezonowych w systemie ciepłowniczym (źródło: IEO).

Przejęcie 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 dużych 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. Przejęcie 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 dużych systemach ciepłowniczych i magazynach sezonowych służyć może jako rezerwa energii cieplnej, która może być wykorzystana do pokrycia obciążenia cieplnego lub chłodniczego w okresach szczytowego zapotrzebowania lub w okresach wysokich cen energii elektrycznej w sytuacji gdy ciepło jest wytwarzane przez grzejniki elektryczne lub pompy ciepła. W jednostkach kogeneracyjnych zainstalowanych w elektrociepłowniach, których praca jest sterowana wymaganiami (wymuszeniami) systemu wsparcia lub wysoką ceną energii elektrycznej zachodzi po-

trzeba magazynowania okresowych nadwyżek ciepła ponad bieżące zapotrzebowanie. Z kolei w godzinach dolin cenowych występujących w ciągu doby i nasilających się w niektórych sezonach (np. latem), w systemach ciepłowniczych z jednostkami w technologii power-to-heat (kotły elektrodowe bądź pompy ciepła), magazyn sezonowy może odbierać bieżące nadwyżki energii z systemu elektroenergetycznego (niska cena energii elektrycznej jest sygnałem, że w systemie jest za dużo generacji OZE).

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 elektroogrzewnictwem sterowanym ceną energii oferują także szereg zalet (efekty synergiczne) we współpracy lub w stosunku do klasycznych pojedynczych instalacji grzewczych, które są obecnie stosowane (pompy 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 stosuje się cztery rodzaje wielkoskalowych lub sezonowych magazynów energii ciepła (TES) wykorzystujących wodę jako nośnik ciepła. Obejmują

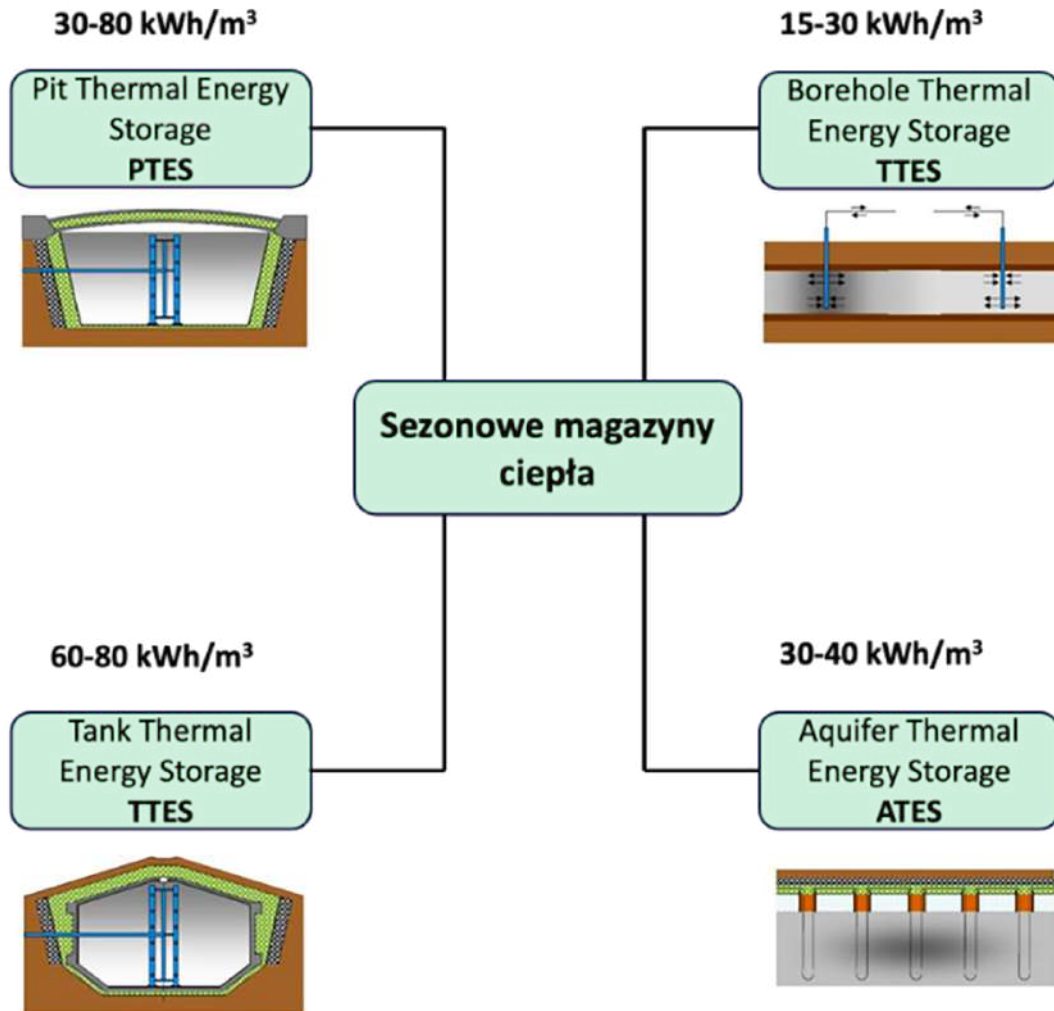
one cztery podstawowe koncepcje magazynowania energii i koncepcje specjalne zilustrowane na rysunku:

W ZBIORNIKU ZIEMNYM
LUB NAZIEMNYM (PTES I TTES)

W WARSTWIE WODONOŚNEJ (ATES)

W ODWIERCIE (BTES)

KONCEPCJE SPECJALNE: CAVERN THERMAL
ENERGY STORAGE (CTES), PHASE CHANGE
MATERIAL ENERGY STORAGE (PCMES)



Rysunek 2-12 Podział sezonowych magazynów ciepła.

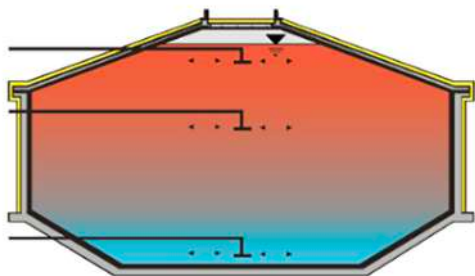
Magazyny ciepła tego typu mogą być budowane na bardzo dużą skalę, co jest istotne dla zapewnienia znacznej pojemności magazynowania ciepła przy stosunkowo niskich kosztach. Magazyn o większej pojemności ma niższe straty ciepła, za-

pewniając 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 (rozdzielił) poszczególne kategorie magazynów TES, PTES-Pit TES, BTES, ATES (skrót od oryginalnych nazw w języku angielskim) ze wskazaniem zalet i wad:

Tank TES (water)



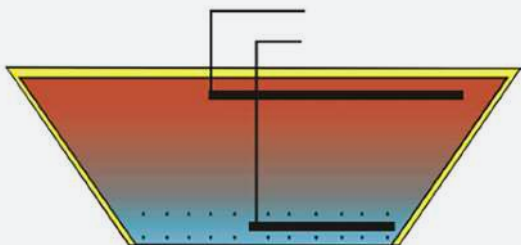
ZALETY:

- wysoka pojemność cieplna (woda)
- dobra charakterystyka działania, wysoka moc ładowania, nadają się do użytku jako magazyn buforowy)
- swoboda projektowania (geometria)
- stratyfikacja termiczna
- konserwacja/naprawa

WADY:

- ograniczony rozmiar (< 100 000 m³)
- zapotrzebowanie na energię pierwotną
- wysokie koszty budowy

Pit TES (gravel-water or water)



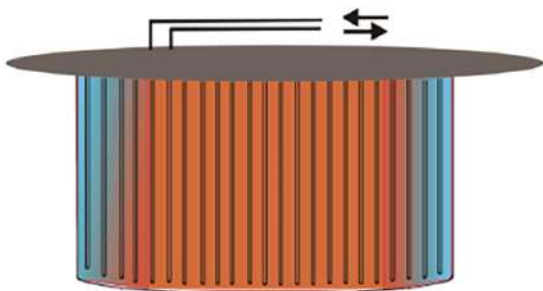
ZALETY:

- rozsądne koszty budowy
- średnia (woda żwirowa) do wysokiej (woda) pojemność cieplna
- prawie nieograniczone wymiary magazynu
- charakterystyka działania (średnia ładowania w przypadku żwirowo-wody)

WADY:

- złożona i kosztowna pokrywa (w przypadku wody)
- ograniczona swoboda projektowania (kąt nachylenia)
- naprawa konserwacji trudna/niemożliwa

BTES (soil)



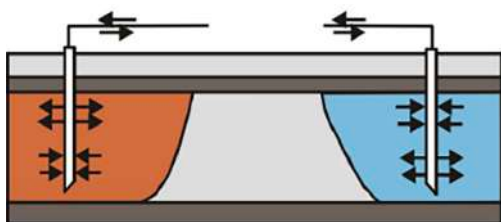
ZALETY:

- niskie koszty budowy
- łatwo rozszerzalne

WADY:

- niska pojemność cieplna
- charakterystyka pracy, niska moc ładowania, wymagany bufor, zalecana pompa ciepła
- ograniczony wybór lokalizacji
- brak izolacji termicznej z boku i na dole
- naprawa konserwacyjna trudna/niemożliwa

ATES (saturated sand-water)



ZALETY:

- bardzo niskie koszty budowy
- średnia pojemność cieplna

WADY:

- charakterystyka działania (zalecana niska /średnia moc ładowania, wymagany bufor i rekomendowana pompa ciepła)
- bardzo ograniczony wybór lokalizacji
- brak możliwej izolacji termicznej, stosunkowo wysokie straty termiczne



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 dla 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 kilkadziesiąt 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 także izolacji termicznej, co dla wysokich temperatur czynnika przekłada się na wysokie straty ciepła do otoczenia.

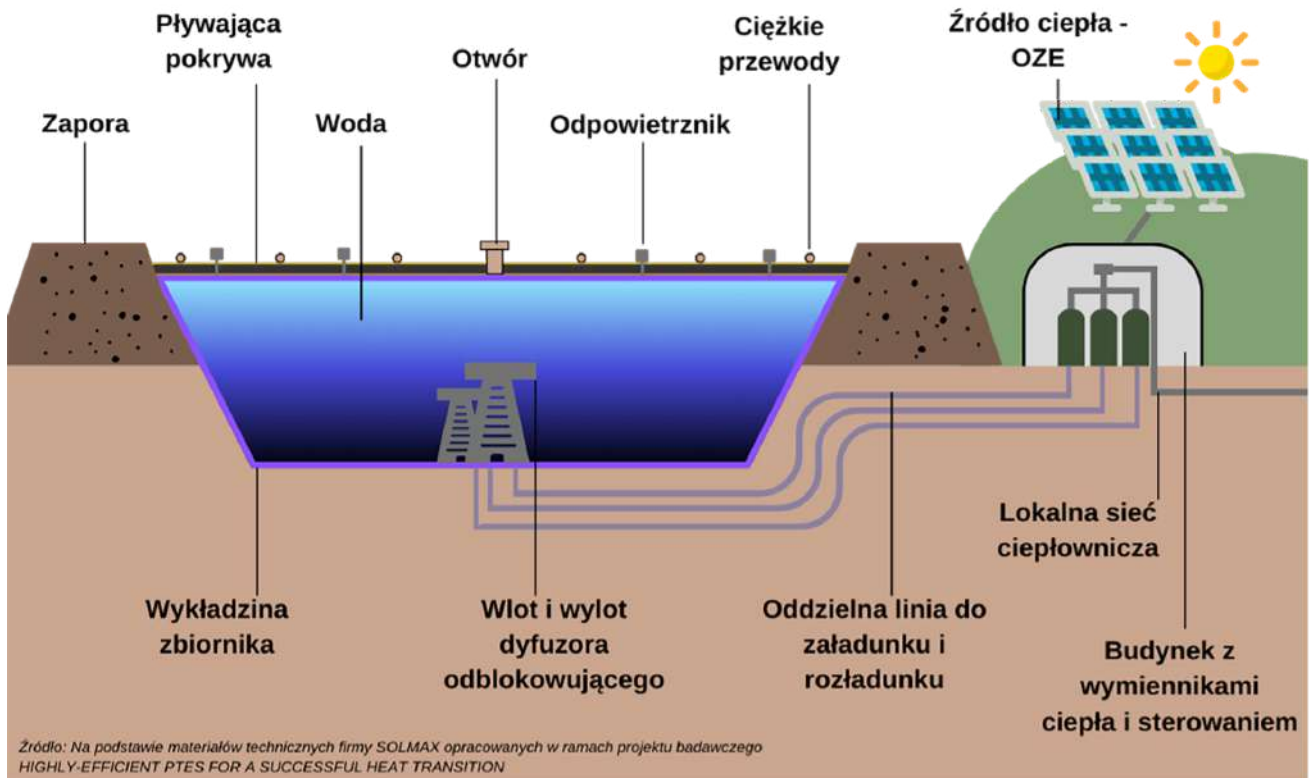
Magazyn (akumulator) żwirowo-wodny zagłębiony w grunt (ang. PTES, Pit Thermal Energy Storage)

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 umożliwić 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 pochylecia boków zbiornika, który zależy od rodzaju gruntu. Magazyn typu PTES wymaga stabilnych warunków glebowych, a maksymalną łączną wysokość (część w wykopie plus nasyp jaką może mieć wynosi nawet powyżej 15-20 metrów i zależy zasadniczo 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. Ilość zgromadzonego ciepła w stosunku do objętości magazynu jest duża – 50–80 kWh/m³ dla wody jako czynnika magazynującego i 30–50 kWh/m³ dla wody i żwiru. Maksymalna temperatura jaką może przyjąć czynnik grzewczy to 95°C, a średnia sprawność to 90%.

Sezonowy magazyn ciepła typu PTES ma zazwyczaj kształt odwróconego ściętego ostrosłupa. Konstrukcja tego typu magazynu zagłębionego w ziemi wykorzystująca samonośność gruntu pomaga zrównoważyć siły statyczne na ścianach systemu, a tym samym umożliwia wykonywanie ścian w formie izolacji wodnej i termicznej z ewentualnym wzmocnieniem siatką powierzchni ścian w wykopie, co pozwala uniknąć stosowa-

nia konstrukcji koniecznej w zbiornikach umieszczonych na poziomie gruntu. Duże zbiorniki o kształcie cylindrycznym na powierzchni gruntu lub o kształcie prostopadłościennym oznaczają konieczność wykonania wzmocnionych ścian betonowych lub stalowych. Schemat magazynu PTES razem z zastosowaną izolacją przedstawiono na rysunku 2-13.



Rysunek 2-13 Schemat sezonowego magazynu ciepła typu Pit Thermal Energy Storage (Solmax)¹⁶.

Ziemne magazyny ciepła (PTES) mają zazwyczaj wysokość kilkunastu metrów, w tym do 10 m wykopu plus powyżej 5 m nasypu. Wybór lokalizacji magazynu ziemnego wymaga posia-

dania wiedzy o gruncie. Gdy tej informacji nie ma, konieczne jest wykonanie badań hydrogeologicznych pozwalających na określenie i potwierdzenie:

czy gleba jest odpowiedniej jakości z punktu widzenia wykorzystania jako wał nasypowy oraz jaka jest jej stabilność dla określenia kąta nachylenia ścian bocznych magazynu,

jaki jest poziom wód gruntowych (wysoki poziom zmniejsza głębokość wykopu, wysokość magazynu i korzystny efekt stratyfikacji temperatury wody) i ruch wód gruntowych (zjawisko niekorzystne wpływające na wymianę ciepła).

¹⁶ Projekt badawczy: Efficient Pit - Development of highly efficient pit thermal energy storage (PTES) to be used in district heating

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-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 ma-

gazyń ciepła wymagał naładowania, a także wygrzania gleby). Magazyn typu BTES posiada możliwość łatwej rozbudowy poprzez odwiert dodatkowych otworów. 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.

Dobór krótkoterminowych i sezonowych magazynów ciepła do systemu ciepłowniczego

Niezwykle ważnym elementem przy podjęciu decyzji o budowie sezonowego magazynu ciepła jest jego projekt- począwszy od koncepcji, poprzez dobór, symulację pracy wraz z całym systemem ciepłowniczym i źródłami OZE. Takie obliczenia muszą być wykonane z godzinnym krokiem czasowym dla całego roku. Analizy takie zazwyczaj wykonuje się z wykorzystaniem

oprogramowania TRNSYS (ang. Transient System Simulation Tool). To program stosowany przez inżynierów do symulacji pracy w dziedzinie czasu (model cyfrowy) układów termicznych i elektrycznych. Jego zaletą jest elastyczność i szeroki zakres możliwości:

konfigurowanie i modelowanie złożonych systemów energetycznych

symulacja i szczegółowa analiza pracy źródeł energii (w tym źródeł wiatrowych i słonecznych oraz magazynów energii) w zmieniających się warunkach meteorologicznych

ocena pracy urządzeń i systemów ciepłowniczych opartych na urządzeniach wykorzystujących energię odnawialną i tradycyjne źródła energii,

wymiarowanie wielkości źródeł, wstępne projektowanie i optymalizacja systemów zarządzania energią w systemach ciepłowniczych

Modelowanie w TRNSYS pozwala na niemal rzeczywiste odwzorowanie pracy każdego z elementów i całego systemu ciepłowniczego w danej chwili tworząc tzw. cyfrowego bliźniaka (ang. digital twin. Przeprowadzone w tym programie symula-

cje mogą służyć do analizy i optymalizacji pracy źródeł ciepła w nawet najbardziej złożonym, wieloźródłowym systemie energetycznym.

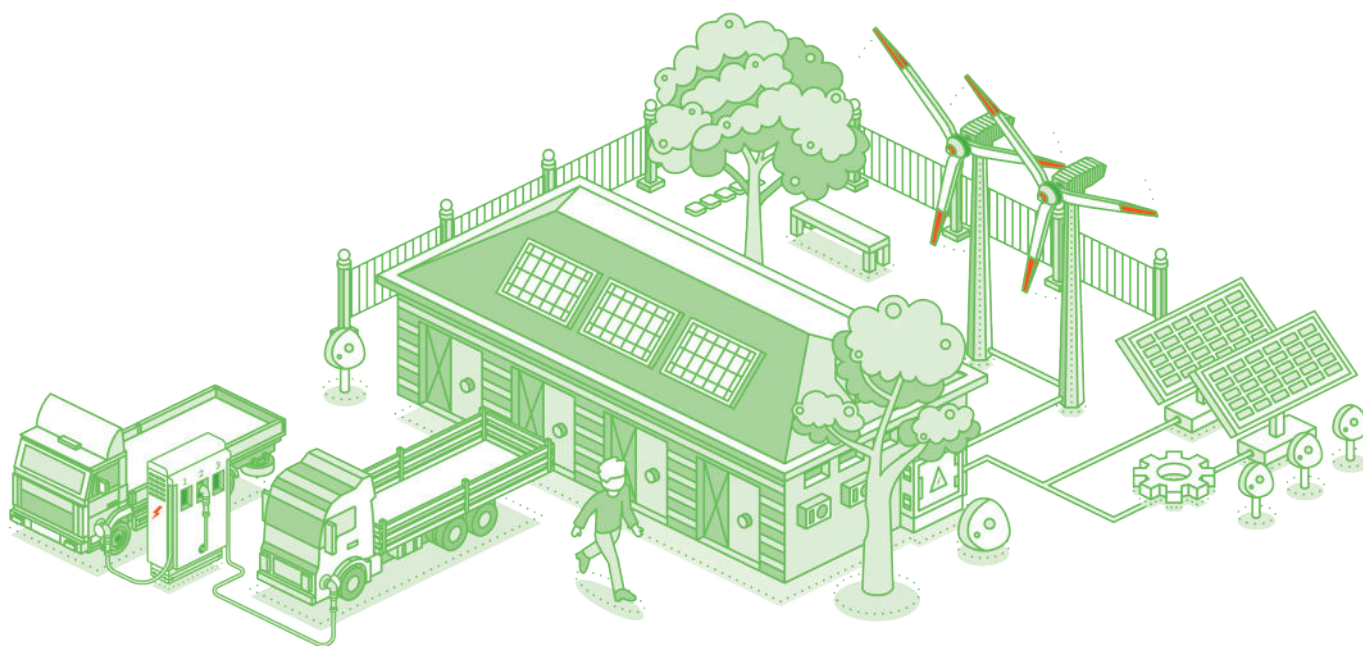
Proces tworzenia i wykorzystania modelu numerycznego do konfigurowania i optymalizacji pracy projektowanego systemu ciepłowniczego w rzeczywistości odbywa się na wielu płaszczyznach (warunki brzegowe, priorytety technologiczne,

modelowanie TRNSYS, analizy ekonomiczne). Procedurę i hierarchizację procesu modelowania magazynów ciepła w systemie ciepłowniczym przedstawiono na poniższym schemacie:



Rysunek 2-14 Hierarchizacja procesu modelowania magazynu w systemie ciepłowniczym. Adaptacja metody IE016.

Model numeryczny i symulacje są podstawą projektowania technicznego oraz określenia sposobu sterowania źródłami ciepła i całym systemem¹⁷.



¹⁷ Instytut Energetyki Odnawialnej: Projektowanie i optymalizacja systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami ciepła. Wykorzystanie metodologii „digital twin” i modelowania TRNSYS. URL: <https://ieo.pl/raport-projektowanie-i-optymalizacja-systemu-cieplowniczego-z-oze-i-magazynami-ciepła-wykorzystanie-metodologii-digital-twin-i-modelowania-trnsys>

2.2.4. Zestawienie parametrów magazynów ciepła i ich klasyfikacja technologiczna

Magazynowanie energii w postaci ciepła obecnie to bardzo dynamicznie rozwijający się sektor. Konieczność transformacji systemów ciepłowniczych, wzrost kosztów energii elektrycznej i ciepła dla prosumentów, ale również ciągle wymagające dopracowania i dalszej poprawy parametrów ekonomicznych magazynów bateryjnych spowodowały, że magazynowanie energii w postaci ciepła rozwija się bardzo dynamicznie.

Zarówno dostępność nośników energii (woda, ceramika, sole) jak i koszt budowy powodują, że magazynowanie energii w ciepłe jest 100 krotnie tańsze od magazynowania energii elektrycznej (Power to power). Jednak magazynując ciepło można dostrzec szereg wyzwań jak chociażby temperatura

magazynowanego medium determinująca możliwości wykorzystania bezpośredniego w przemyśle czy energetyce. Kolejnym niezwykle istotnym aspektem jest czas przez jaki można energię „przechować”. Mając na uwadze charakterystykę sezonowości podaży i popytu energii w Polsce i związanej z tym konieczności przeniesienia letniej generacji ze źródeł odnawialnych na sezon zimowy ze szczytowym zapotrzebowaniem to z punktu widzenia ciepłownictwa systemowego największe wyzwanie.

Podstawowe informacje dotyczące materiałów stosowanych jako nośnik ciepła, ich zakresów temperaturowych oraz gotowości technologicznej zestawiono w tabeli 2-3.

	TEMPERATURA MAGAZYNOWANIA, °C						CZAS MAGAZYNOWANIA			POZIOM GOTOWOŚCI TECHNOLOGICZNEJ		
	0	100	500	900	1600	2400	Godziny	Dni	Tygodnie	1-3	4-6	7-9
	Poniżej zera	Niska	Średnia	Wysoka	Wysoka +	Wysoka ++						
CIEPŁA JAWNE	Większość technologii jest w stanie objąć szeroki zakres temperatur						Większość technologii jest w stanie obsłużyć okresy w ciągu dnia do wielu dni, przy czym kilka jest w stanie obsłużyć do miesięcy (np. woda)			Większość technologii jest już dostępna na rynku z historią demonstracji i przypadków wdrożenia		
GRAFIT						✓	✓	✓				✓
CERAMIKA, KRZEMIONKA I PIASEK	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓				✓
STOPIONE SOLE			✓					✓				✓
BETON		✓	✓	✓					✓			✓
SKAŁA	✓	✓	✓	✓				✓				✓
STAL			✓					✓	✓	✓		
WODY PODZIEMNE		✓					✓	✓	✓			✓
WODA		✓					✓	✓	✓			✓
CIEPŁO UTAJONE	Określone zakresy temperatur obsługiwane przez określone technologie (np. lód dla subzera, sole nieorganiczne dla wysokich temperatur)						Większość technologii obsługuje okresy w ciągu dnia do wielu dni			Duży zakres dojrzałości technicznej, przy czym niektóre są już dostępne na rynku, a inne w fazie badań i rozwoju		
METALE MIKROKAPSULKOWANE			✓	✓	✓		✓	✓			✓	
SOLE NIEORGANICZNE I MIESZANINY EUTEKTYCZNE				✓			✓	✓				✓
SÓD			✓	✓			✓	✓			✓	
INNE CIEKŁE METALE			✓				✓	✓		✓		

Tabela 2-3 Klasyfikacja i charakterystyka techniczna magazynów ciepła. Część 1.

STOPIONY STOP ALUMINIUM		✓	✓				✓	✓			✓	
WOSKI PARAFINOWE, KWASY TŁUSZCZOWE		✓					✓	✓			✓	
SÓL UWODNIONA		✓					✓					✓
MIESZANKI SŁONOWODNE		✓	✓				✓					✓
LÓD	✓						✓	✓				✓
CIEKŁY POWIETRZE	✓							✓			✓	
CIEPŁO TERMOCHEMICZNE	Obejmuje mniejszy zakres temperatur ze względu na mniejszą różnorodność dostępnych technologii						Potencjał do obsługi w ciągu dnia do miesięcy			Stosunkowo rosnący się obszar z większością technologii w fazie badawczo-rozwojowej lub pilotażowej		
PRZECHOWYWANIE REAKCJI CHEMICZNYCH		✓	✓	✓				✓	✓		✓	
ABSORPCJA		✓					✓				✓	

Tabela 2-3 Klasyfikacja i charakterystyka techniczna magazynów ciepła. Część 2.

W kontekście opracowywania mapy drogowej rozwoju magazynów ciepła w perspektywie do 2030 roku liczą się technologie o poziomie gotowości technologicznej (TRL)7-9, czyli ciepło jawne, w tym w szczególności woda. Jeśli chodzi o potrzeby to do 2030 roku, w związku z szybkim przyrostem mocy PV, znaczenia będą nabierały magazynowanie liczonej w kilkunastu/kilkudziesięciu tygodniach, a więc magazyny sezonowe ciepła.

Ciepło utajone zacznie się liczyć na rynku maszynownia ciepła wraz z koniecznością szukania kompaktowych magazynów ciepła dla domów o ograniczonej możliwości instalowania magazynów wodnych o większej objętości (gabarytach) oraz wraz ze wzrostem wymaganej temperatury czynnika. Tę ostatnią potrzebę będą coraz szerzej realizować magazyny ciepła jawnego oparte na ciałach stałych (beton, piasek, skały).

Elektryfikacja ciepłownictwa

inwestycja w przyszłość z
przychodami z rynku
elastyczności



3. Rola magazynów ciepła w ogrzewnictwie w budynkach mieszkalnych i obiektach użyteczności publicznej

3.1. Ogrzewanie energią słoneczną z magazynami energii

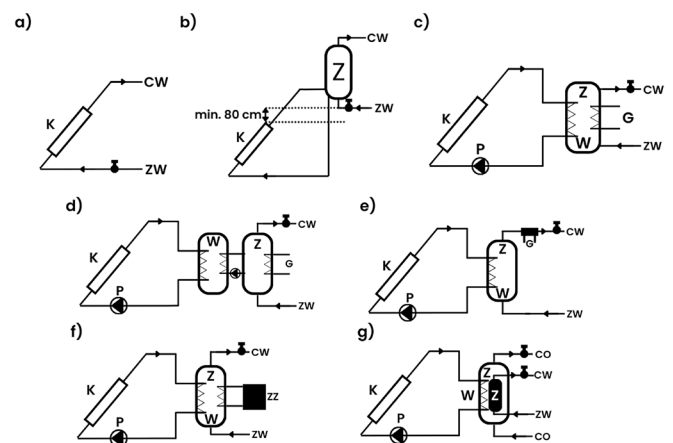
Produkcja ciepła z kolektorów słonecznych cechuje się niekoherentnością, czyli niespójnością z popytem, ponieważ szczyt produkcji ciepła przypada na okres najmniejszego zapotrzebowania na ciepło. W związku z tym magazyny ciepła są niezbędnym elementem systemu grzewczego opartego na kolektorach słonecznych. Magazyny ciepła pozwalają przenieść produkcję

ciepła na okres jej zapotrzebowania, a także ograniczają możliwość zaistnienia przegrzewu prowadzącego do degradacji czynnika grzewczego w instalacji¹⁸. Prawdopodobnie pierwsze nowoczesne magazyny ciepła pojawiły się wraz z technologią kolektorów słonecznych.

Magazyny ciepła w systemach z kolektorami słonecznymi w mieszkalnictwie

Z uwagi na rolę magazynów energii w systemach z kolektorami słonecznymi istnieje wiele możliwości połączenia kolektorów słonecznych z instalacjami użytkowymi. Kilka najważniejszych przedstawiono na rysunku 3-1¹⁹.

Rysunek 3-1 Schematy układów do podgrzewania wody kolektorami słonecznymi (objaśnienia w tekście) z różnymi funkcjami magazynów ciepła; K - kolektor, Z - zasobnik/magazyn ciepła, P - pompa cyrkulacyjna, W - wymiennik (wężownica), G - grzałka elektryczna, R - regulator (termostat różnicowy), GP - grzejnik przepływowy (terma), CW - ciepła woda, ZW - zimna woda, CO - centralne ogrzewanie, ZZ - zewnętrzne źródło ciepła.



¹⁸ Kotły.pl. Kolektory słoneczne zabezpieczone przed przegrzaniem. Portal Kotły.pl. Dostęp 01.03.2024.

¹⁹ Grzegorz Wiśniewski Aneta Więcka, Krystian Kurowski, Marian Gryciuk, Stanisław Gołębiowski Kolektory słoneczne. Energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwie i drobnym przemyśle. Wydawnictwo Medium 2008.

Rysunek pokazuje wzrost znacznie magazynów ciepła (nazywanych najpierw zasobnikiem, potem buforem, a dopiero od niedawna „magazynem”), który wyznaczył główny kierunek rozwoju energetyki słonecznej termicznej. Najprostszy jest układ bezpośredni (rys. 3-1a), który jest rozwiązaniem banalnym i mało użytecznym z uwagi na brak magazynu ciepła. Rys. 3-1b pokazuje pierwsze, naturalne rozwiązanie z najprostszym magazynem ciepła, który pracuje w obiegu grawitacyjnym.

Inne rozwiązania to tzw. układy pośrednie, w których obieg cieczy roboczej w kolektorze jest oddzielony od obiegu wody użytkowej wymiennikiem ciepła (rys. 3-1c i następne). Przypadek pierwszy to magazyn ciepłej wody z jedną węzownicą. W wielu przypadkach strumień energii promieniowania słonecznego jest niewystarczający do zapewnienia dostawy ciepłej wody. Wówczas konieczne jest stosowanie układów z dodatkowym źródłem ciepła (rys. 3-1e, f). Najczęściej spotykanym rozwiązaniem jest zastosowanie magazynu ciepła – buforu biwalentnego typu kombi (z dwoma węzownicami rys. 3-1f).

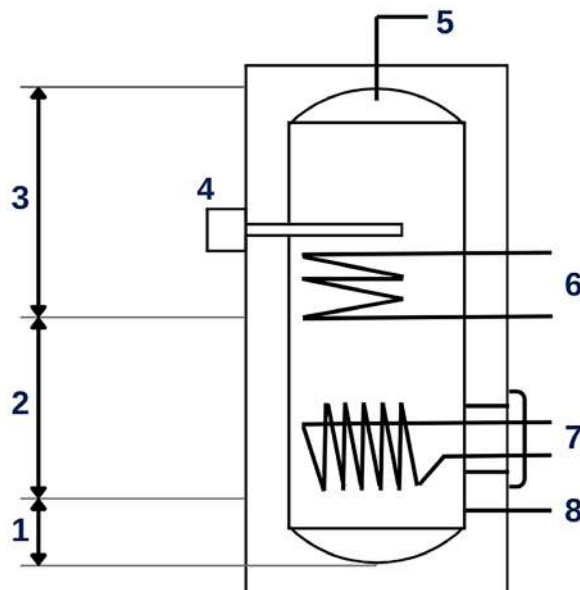
Pojemność magazynu ciepła w takich układach zależy od przeznaczenia ciepła z kolektorów słonecznych (ciepła woda i/ lub ogrzewanie), liczby mieszkańców i zapotrzebowania domu na ogrzewanie. Jeśli kolektor słoneczny jest przeznaczony tylko do wytwarzania ciepłej wody użytkowej przyjmuje się, że wystarczy zastosowanie dość małego magazynu ciepłej wody użytkowej (50 l/m² powierzchni kolektora) i 4-5 m² powierzchni kolektora na przeciętną rodzinę/mieszkanie. W przypadku stosowania ogrzewania przy pomocy systemu kombi, powierzchnia kolektorów powinna wynosić 5-8 m². Przeciętna instalacja, w skład której wchodzi kolektory o powierzchni 5 m² wykorzystuje zasobnik o pojemności 250-300 litrów. Dla systemów kombi przyjmuje się powierzchnię kolektorów pomiędzy 8 a 12 m² oraz zasobnik o pojemności 500-750 litrów. Ogrzewanie, a w zasadzie dogrzewanie pomieszczeń ciepłem słonecznym nie jest jeszcze tak powszechnym rozwiązaniem jak wykorzystanie energii słonecznej do przygotowania ciepłej wody użytkowej (CWU).

Aby uprościć instalacje domowe stosuje się zbiorniki typu kombi łączące w sobie funkcję zbiornika CWU oraz CO. Mają one za zadanie zbieranie, gromadzenie i rozdział energii (rys. 3-1g). W zbiorniku typu kombi głównym magazynem energii stanowi zbiornik c.o. Do zbiornika tego dostarczane jest w sposób pośredni ciepło z kolektora (najczęściej poprzez dolną węzownicę) a dogrzewanie najczęściej zachodzi w układzie bezpośrednim. Woda gromadzona w buforze jest wodą grzewczą.

W systemach z domowymi kolektorami słonecznymi, wodny magazyn energii stanowi ok 25% wszystkich kosztów.

Podczas dobowego akumulowania energii w zbiorniku wodnym należy liczyć się z okresowym występowaniem przerw w ciągu dnia (dni) w nasłonecznieniu lub uwzględnić dodatkowe źródło ciepła. Zwiększając pojemność zbiornika, uzyskuje się większy udział energii z kolektora słonecznego w bilansie energetycznym, ale jednocześnie zwiększają się koszty inwestycyjne. Przyjmuje się, że instalacje słoneczne z dodatkowym źródłem ciepła są najbardziej ekonomiczne wówczas, gdy pokrywają za pomocą energii słonecznej 60-70% zapotrzebowania na c.w.u. w ciągu roku. W instalacjach ciepłej wody użytkowej w budownictwie mieszkaniowym 80-90% energii do podgrzania wody zostaje pokryte przez kolektor słoneczny w miesiącach letnim, gdy pojemność zasobnika jest równa 2-3-dniowemu zapotrzebowaniu na ciepłą wodę.

Objętość zasobnika solarnego dzieli się na objętość roboczą, rezerwową i martwą (rys. 3-2).



Rysunek 3-2 Podział objętości zbiornika c.w.u. z wymiennikami:

- 1 – pojemność martwa,
- 2 – pojemność rezerwowa,
- 3 – pojemność robocza,
- 4 – anoda magnezowa,
- 5 – pobór wody gorącej,
- 6 – wymiennik ciepła z dodatkowego źródła,
- 7 – wymiennik ciepła z instalacji słonecznej,
- 8 – uzupełnienie wody zimnej.

Poniżej przedstawiono kryteria podziału całkowitej pojemności magazynu ciepła na strefy (pojemności różnie służącej całej instalacji), w typowych zastosowaniach w domach jednorodzinnych:

POJEMNOŚĆ ROBOCZA MAGAZYNU

- jest to pojemność wody w strefie działania dodatkowego systemu ogrzewania wody użytkowej (np. węzownica c.o. lub grzałka elektryczna) o wymaganej temperaturze roboczej. Strefa ta jest dogrzewana, jeśli nie ma wystarczającej ilości energii słonecznej lub w przypadku nagłego zwiększenia zużycia energii.

POJEMNOŚĆ REZERWOWA MAGAZYNU

- jest to pojemność jaką ma zasobnik poniżej strefy pojemności roboczej. Osiągnięcie maksymalnego stopnia sprawności instalacji oraz dużych uzysków ciepła wymaga utrzymania dużej objętości rezerwowej.

POJEMNOŚĆ MARTWA W MAGAZYNIE

- jest to obszar, jaki znajduje się poniżej dolnej krawędzi najniższego wymiennika ciepła, w którym zalega niepodgrzewana warstwa wody. Obszar ten nie jest wykorzystywany przy ogrzewaniu wody użytkowej i jego objętość powinna być minimalizowana.

W praktyce zatem w wykorzystaniu objętości magazynu ciepła liczy się zarówno podział zbiornika z uwagi na stratyfikację temperatury wody (rozdział 2.2.1), wyznaczana wysokość

króćców poboru wody jak i wyróżnienie pojemności obsługujące w magazynie ciepła strefy właściwe dla pracy wymienników.

Rynek magazynów ciepła z kolektorami słonecznymi i kierunki rozwoju

Według danych Solar Heat Europe w Europie jest ponad 10 milionów dachowych kolektorów słonecznych wyposażonych w magazyny ciepła. Powierzchnia kolektorów słonecznych wynosi 58 mln m² (ok. 40,5 GW). W Polsce, na koniec 2023 roku, było zainstalowanych 1,4 mln m² kolektorów słonecznych o łącznej mocy 1 GW.

Magazyny ciepła z wodnymi kolektorami słonecznymi w Europie miały pojemność cieplną 180 GWh (jest to pojemność 8-razy większa od tej, którą miały w tym samym czasie wszystkie bateryjne magazyny energii elektrycznej). Analogiczna pojemność magazynów „ciepła słonecznego” w Polsce wynosi ok. 4,5 GWh.

Zdaniem SPIUG, po paru latach zastoju od 2022 roku rośnie sprzedaż kolektorów słonecznych z wodnymi magazynami ciepła w Polsce. Sprzedaż detaliczna wzrasta głównie przez ponownie coraz większe zainteresowanie instalacjami kolektorów słonecznych także do doładowania ogrzewania w układach hybrydowych, w uzupełnieniu innych źródeł ciepła takich jak pompy ciepła, kotły gazowe, elektryczne czy biomasowe, a nie tylko do przygotowania c.w.u.

Na świecie²¹ przybywa systemów ogrzewania ciepłej wody z magazynami ciepła sprzężonych z fotowoltaiką. Są szczególnie interesujące na rynkach o wysokim poziomie zainstalowanej mocy PV, gdzie pojawia się tzw. „krzywa „kaczki”, czego efektem jest spadek cen energii elektrycznej. Australia jest liderem w penetracji fotowoltaiki, z mocą PV zainstalowaną na osobę. W 2024r. elektryczne podgrzewacze wody stanowią jedną trzecią australijskiego rynku ciepłej wody. Skromny zbiornik ciepłej wody w tych systemach może z łatwością przechowywać ok. 10 kWh energii. Tak zwane systemy „PV2Heat” łączą dachowe panele fotowoltaiczne bezpośrednio z oporowym elementem grzejnym prądu stałego w zbiorniku ciepłej wody (tj. bez inwertera i przy niewielkiej ilości elektroniki pośredniczącej), w szczególności na obszarach o zawodnej sieci, wysokich kosztach podłączenia lub niskim kapitale początkowym. Stanowią idealną technologię ciepłej wody. Szerzej o problemach rozwoju magazynów ciepła dla prosumentów PV w Polsce traktuje kolejny podrozdział.

Obecnie w Europie środkowej typowy system domowy kolektorów składa się z 2 lub 3 kolektorów słonecznych o wydajności od 2,1 do 4,2 kW (3 do 6 m²) i zasobnika ciepłej wody o pojemności od 200 do 400 litrów dla czteroosobowej rodziny. W domach wielorodzinnych powierzchnia kolektorów słonecznych uzależniona jest od wielkości budynku. Zazwyczaj chodzi o magazyny ciepła o pojemności około 2000-3000 litrów.

Solarne systemy grzewcze zapewniające ciepło zarówno do przygotowania CWU, jak i ogrzewania pomieszczeń nazywane są „systemami kombinowanymi”. Przeważają w Europie Środkowej i Północnej. Zazwyczaj w domu jednorodzinnym instaluje się system o mocy od 7 do 14 kW (powierzchnia kolektorów od 10 do 20 m²) i pojemności od 500 do 1500 litrów. Te systemy kombinowane pokrywają od 20% do 30% całkowitego zapotrzebowania na ciepło wymagane do przygotowania ciepłej wody użytkowej i ogrzewania pomieszczeń w dobrze izolowanych termicznie budynkach w Europie Środkowej.

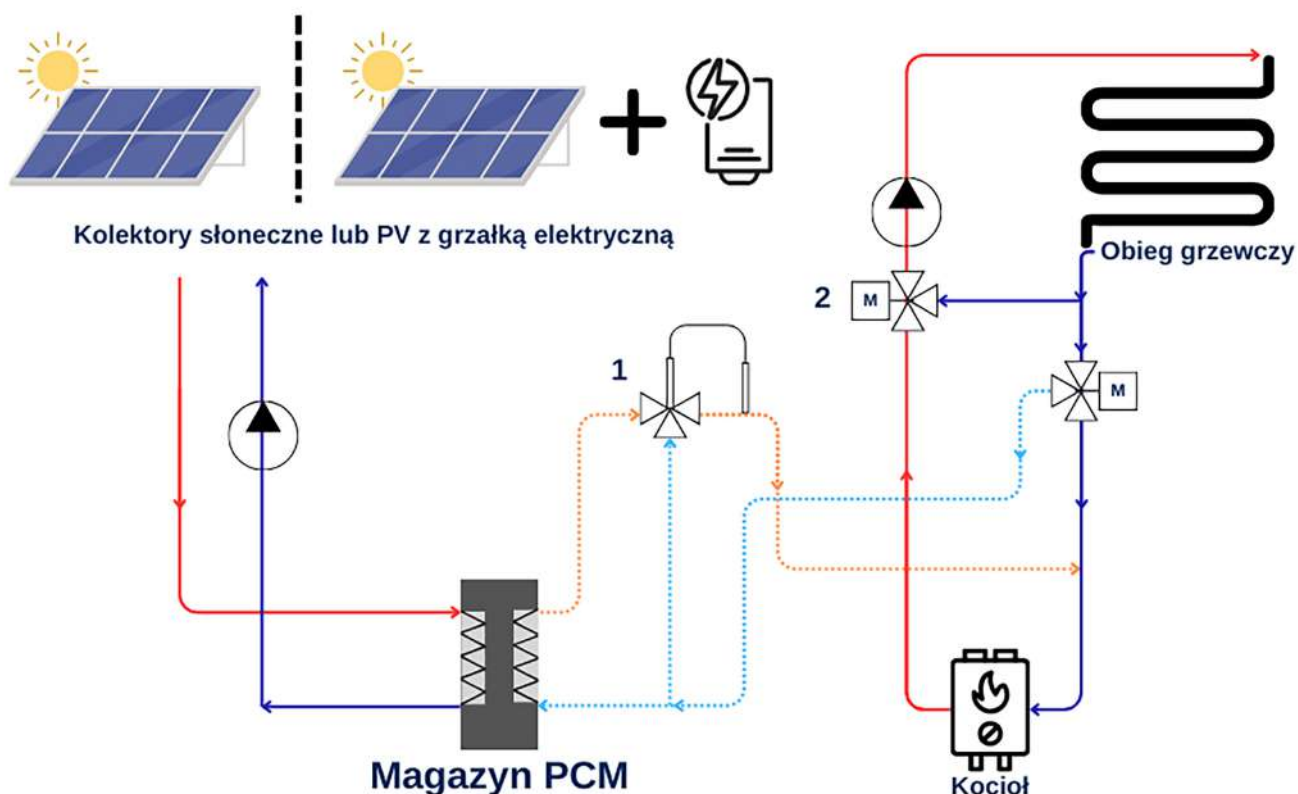
W związku ze wzrostem objętości magazynów ciepła w budownictwie mieszkaniowym i w usługach (commercial), w tych sektorach innowacje technologiczne w zakresie magazynowania ciepła dążą do zwiększania gęstości energii cieplnej czynnika magazynującego i obniżania objętości wolumenowej (gabarytów) magazynów ciepła. Tworzy to przestrzeń do rozwoju kompaktowych rozwiązań domowych magazynów ciepła z przemianą fazową (PCM). Typowe materiały PCM to sole nieorganiczne, parafiny, lód itp. oraz materiały termochemiczne. Niezbędne są badania i rozwój, aby poprawić zarówno ilość ciepła utajonego uzyskiwanego przy odpowiednich poziomach temperatur, jak i długoterminową stabilność istniejących PCM. Wymaga to lepszego zrozumienia dochołdzenia i separacji faz, a także technik łączenia różnych PCM (organicznych i nieorganicznych). Aby wybrać idealne materiały i opracować zoptymalizowane procesy wymagane są prace eksperymentalne, wsparte modelami numerycznymi. Aby umożliwić wykorzystanie magazynowania PCM, należy opracować technologie pomiarowe i kontrolne w celu identyfikacji stanu ich naładowania, w tym procedury predykcyjne w celu poprawy ich wydajności.

Europejskim liderem w rozwoju magazynów typu PCM na potrzeby budownictwa i przemysłu jest francuska firma CEA-INES. CEA-INES, która jest liderem projektu badawczo-wdrożeniowego „Compact bio-based thermal energy storage for buildings” (COMBioTES), z udziałem polskiego partnera²¹.

Także w Polsce pojawiły się w ofertach pierwsze magazyny tego typu, dotychczas w pełni nie-skomercjalizowane, w których rolę magazynu ciepła, zamiast wodnego zbiornika buforowego, może pełnić magazyn ciepła typu PCM – z czynnikiem zmienofazowym (Rysunek 3-3).

²⁰ Global Market Development and Trends 2023 Detailed Market Figures 2022-2024 Edition.

²¹ Projekt ten otrzymał finansowanie z programu badań i innowacji Unii Europejskiej „Horyzont 2020” w ramach umowy o dotację nr 864496 <https://combiotes.eu/project/consortium/>



Rysunek 3-3 Przykład systemu grzewczego z kolektorami słonecznymi (PV) i magazynami ciepła typu PCM.

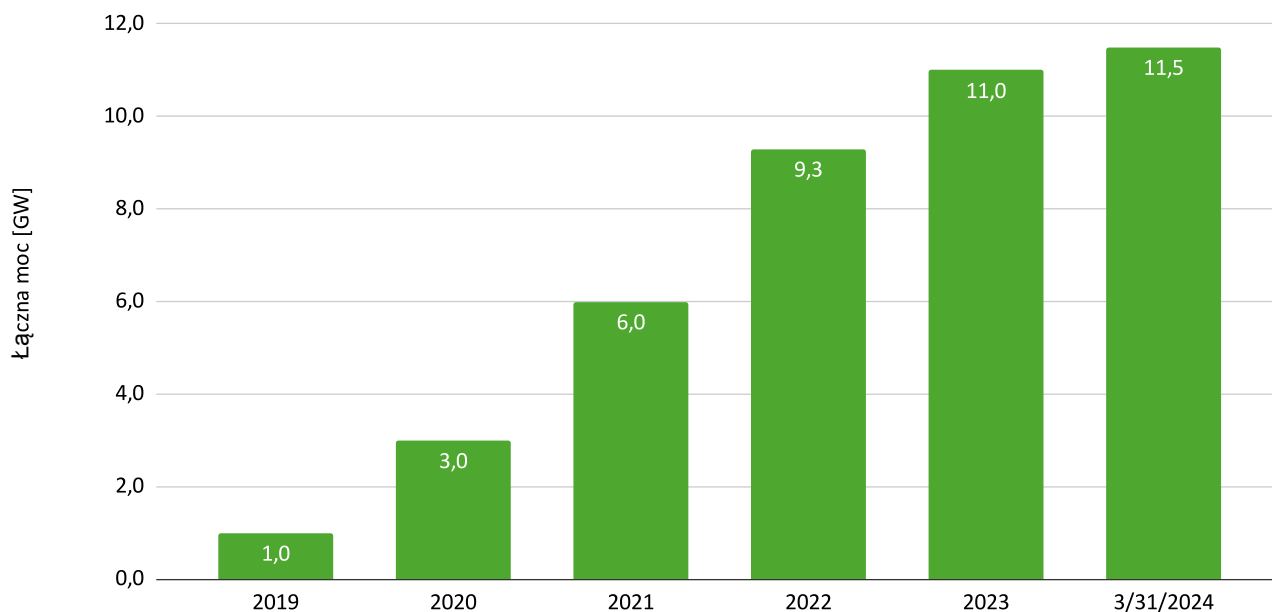
W przykładowym magazynie ciepła (PCM) znajdują się dwa wymienniki ciepła. Pierwszy (pierwotny) służy do poboru ciepła z kolektorów słonecznych (lub paneli PV DC lub AC), a drugi (wtórny) do zasilenia obiegów grzewczych. Woda podgrzana na wtórnym wymienniku ciepła trafia na trójdrogowy zawór mieszający (1), na którym miesza się z wodą z powrotu z obiegów grzewczych w celu uzyskania zadanej temperatury. Następnie

woda trafia na powrót z obiegu grzewczego, aby przez kocioł dotrzeć na zawór trójdrogowy (2) i ostatecznie na zasilenie obiegu grzewczego. W sytuacji gdy uzyskana temperatura wody jest równa żądanej generacja ciepła z kolektorów może samodzielnie pokryć zapotrzebowanie na ciepło. Natomiast, gdy temperatura wody jest zbyt niska uruchamiany jest kocioł grzewczy.



3.2. Magazynowanie energii słonecznej u prosumentów

Na koniec 2023 roku moc zainstalowana w mikroinstalacjach prosumenckich wyniosła 11 GW, przy 17,7 GW całkowitej mocy zainstalowanej w fotowoltaice – rysunek 3-4.



Rysunek 3-4 Wzrost mocy mikroinstalacji prosumenckich w ostatnich 5 latach. Źródło URE, oprac. IEO

Liczba mikroinstalacji prosumenckich przekroczyła 1.4 mln zł. 99,4 procent wszystkich mikroinstalacji to panele fotowoltaiczne. Głównie dzięki prosumentom, z wynikiem 0,82 kW mocy PV na jednego mieszkańca, Polska znalazła się na 4 miejscu na świecie, ustępując tylko: Australii, Holandii, Niemcom, oraz na trzecim miejscu pod względem liczby prosumentów (po Australii i Niemczech). Na świecie udział fotowoltaiki w instalacji prosumenckich stanowi 85,7%. Pozostałe mikroinstalacje to m.in. mikrowiatraki (11,1%) oraz instalacje wspomagające: magazyny bateryjne (11%) oraz magazyny ciepła (6,3%)²³.

Profil generacji w Polsce jest zatem profilem wybitnie słonecznym (bez magazynów energii), gdyż do końca pierwszego kw. 2022 roku w systemie rozliczeń prosumentów net metering (umożliwiającym traktowanie sieci energetycznej jak darmowego magazynu na okres lato-zima) nie było impulsu do instalowania ani magazynów energii, ani innych zachęt służących poprawie bilansowania mocy PV w systemie energetycznym, ta-

kich jak hybrydy mikroinstalacji czy orientacja paneli na wschód lub zachód. Zachęty do instalowania grzewczych pomp ciepła razem z mikroinstalacjami PV tylko pogarszały bilans mocy w szczytach zimowych. W systemie net metering funkcjonuje nieco ponad 1 mln mikroinstalacji o mocy łącznej ponad 8 GW (szacunki na podstawie danych PTPiRE).

Wprowadzenie od III kwartału 2022r. rozliczeń net-billing (rozliczenie po wartości, a nie ilości energii) łącznie ze zmianami w programie wsparcia „Mój Prąd” (dofinansowanie technologii wspierających funkcjonowanie mikroinstalacji w KSE, w tym magazynów energii, systemów zarządzania, innych mikroinstalacji takich jak kolektory słoneczne zasobnikami ciepła) ukierunkowało rozwój sektora prosumenckiego na nowe tory, ale z uwagi na wcześniejsze trendy i skalę, rosnący udział energii z PV w KSE oraz fakt, iż znaczna jej część (64%) produkowana jest przez mikroprosumentów (w szczególności gospodarstwa domowe) rodzi pewne wyzwania.

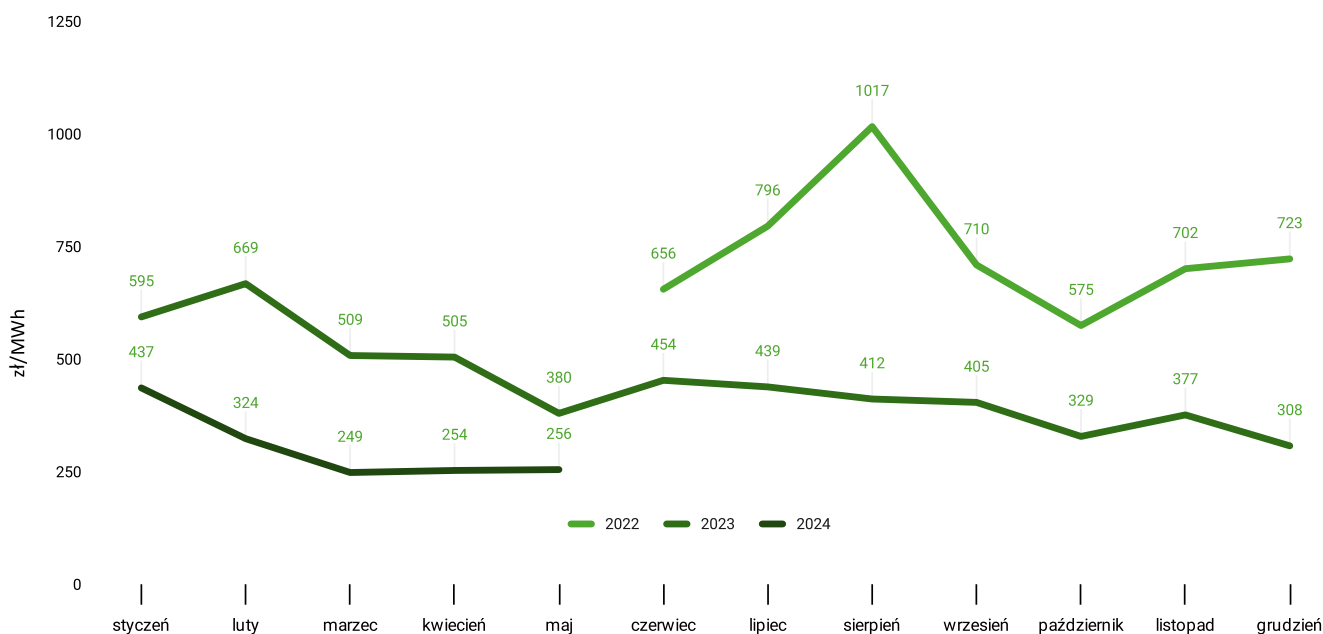
²³ Instytut Energetyk Odnawialnej: Rynek fotowoltaiki w Polsce 2024. URL: <https://ieo.pl/aktualnosci/1688-raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2024>

Najważniejsze to zagospodarowanie nadwyżek energii w okresie szczytów generacji (letnie południe). Wprowadzenie systemu net billing miało zmotywować prosumentów do większego zwracania uwagi na stopień autokonsumpcji - zminimalizować skalę włączania energii do sieci, gdy nie ma na to zapotrzebowania, za pomocą bodźców finansowych.

W najbardziej typowych instalacjach mikroprosumenckich autokonsumpcja, czyli stosunek energii wyprodukowanej na miejscu i zużytej lokalnie do całkowitej produkcji instalacji wynosi zaledwie około 20-25%. Biorąc pod uwagę sezonową zmienność generacji PV (większość energii produkowana jest w letnim półroczu) prowadzi to do bardzo niskiego stopnia autokonsumpcji w półroczu letnim. Jednym ze sposobów na zwiększenie autokonsumpcji jest dostosowanie profilu zużycia energii do profilu jej produkcji z instalacji PV, np. poprzez uruchamianie najbardziej energochłonnych urządzeń domowych (pralka,

zmywarka, klimatyzacja) w godzinach największej produkcji. Można to zrobić ręcznie lub za pomocą automatyki domowej i systemów zarządzania energią.

Prosumenci funkcjonujący w ramach systemu net billing w pierwszym etapie (którzy uruchomili swoją instalację do lipca 2024) sprzedają nadwyżki energii po cenach stałych w okresie miesiąca. Cena sprzedaży w danym miesiącu (indeks RCEm) publikowana jest przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne i stanowi średnią ważoną z indeksu RCE (również publikowanego przez PSE SA) ważoną za pomocą wolumenów energii wprowadzanych do sieci przez ogół prosumentów. Oznacza to, że poszczególny prosument jest cenobiorcą, a jakiegokolwiek działania podjęte przez niego (w szczególności zmiana profilu godzinowego sprzedaży) nie wpływają na uzyskiwaną przez niego cenę sprzedaży. Wartości indeksu RCEm od jego wprowadzenia pokazuje rysunek 3-5.



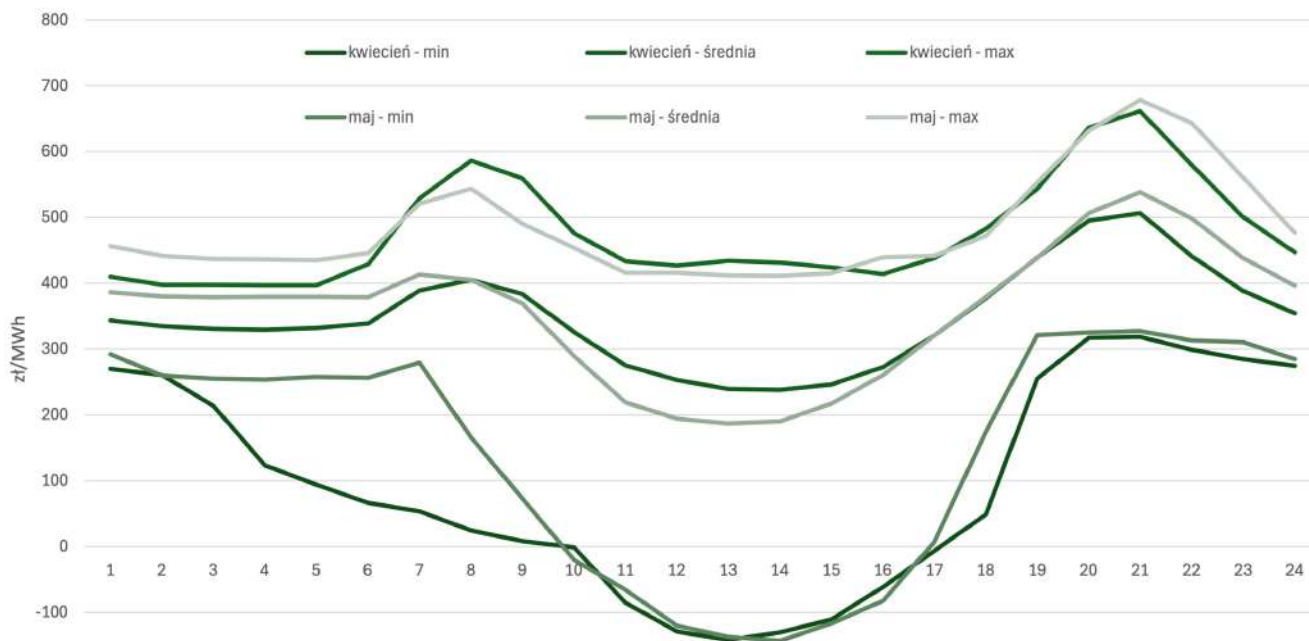
Rysunek 3-5 Wartość indeksu RCEm od początku notowań do chwili obecnej. Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

W pierwszym roku funkcjonowania, z uwagi na zamrożone ceny zakupu energii przy wysokich wartościach cen sprzedaży, system nie spełnił pokładanych w nim oczekiwań w postaci stworzenia bodźców do zwiększenia autokonsumpcji, gdyż przy wysokich cenach za energię jej wprowadzenie do sieci było atrakcyjne. W kolejnych latach, zwłaszcza w roku bieżącym, bodźce te znacząco wzrosły (spadek cen RCEm przy wzroście cen zakupu prądu).

Instalacje uruchomione po lipcu 2024 będą już musiały rozliczać się z wykorzystaniem bieżących, godzinowych notowań indeksu RCE. Rozwiązanie takie będzie korzystne dla podmiotów biorących pod uwagę swój profil generacji i konsumpcji, w większym stopniu niż średnia krajowa (mniejsze nadwyżki w południe i weekendy, a więcej w szczycie popołudniowym i porannym), jednak uzyskanie takiego profilu może stanowić wyzwanie.

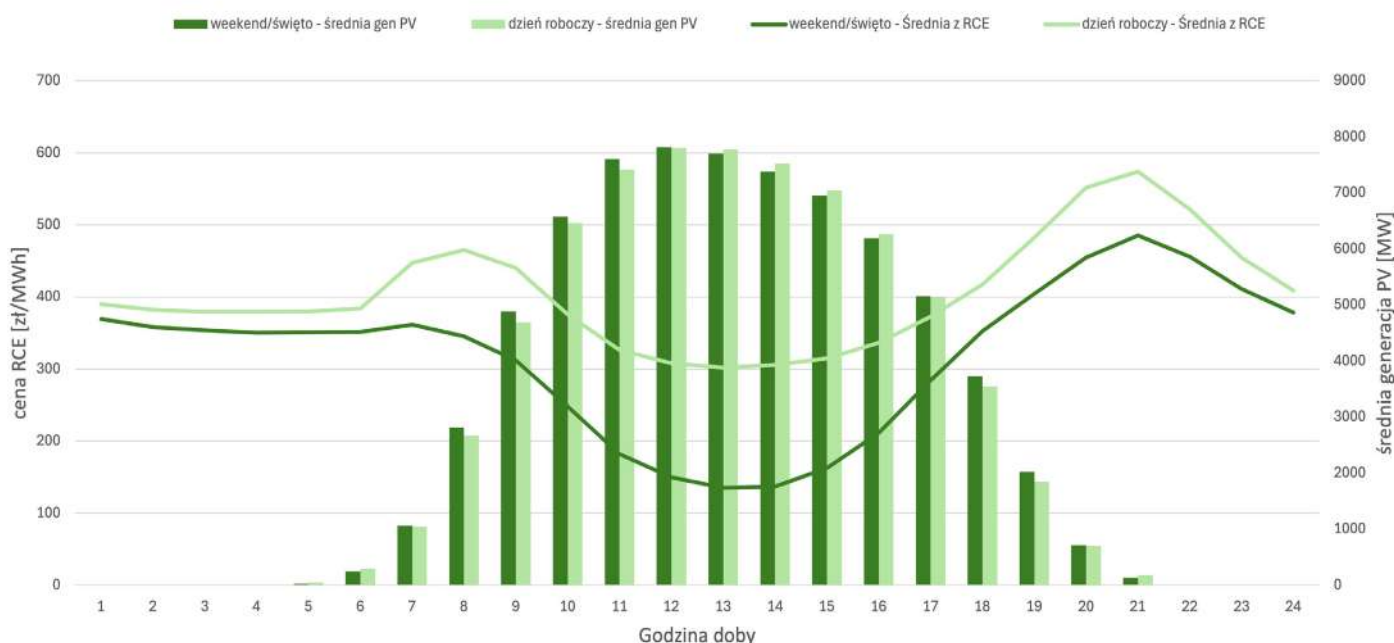
Rysunek 3-6 pokazuje zmienność indeksu RCE dla poszczególnych godzin doby w kwietniu i maju br., czyli w okresie gdy instalacje PV osiągały już znaczne generacje i napotykały problemy z zagospodarowaniem energii. Najwyższa różnica między

średnią w dni robocze i dni wolne występuje w okolicach południa (szczyt generacji PV) i sięga ponad 150 zł/ MWh (biorąc pod uwagę, że średnia RCEm w kwietniu i maju wyniosła ok 250 zł stanowi znaczącą wartość).



Rysunek 3-6 Dobowa zmienność indeksu RE na przestrzeni kwietnia i maja 2024. Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Wykres 3-7 natomiast pokazuje różnice między cenami RCE w weekendy i święta²⁴ oraz dni robocze.

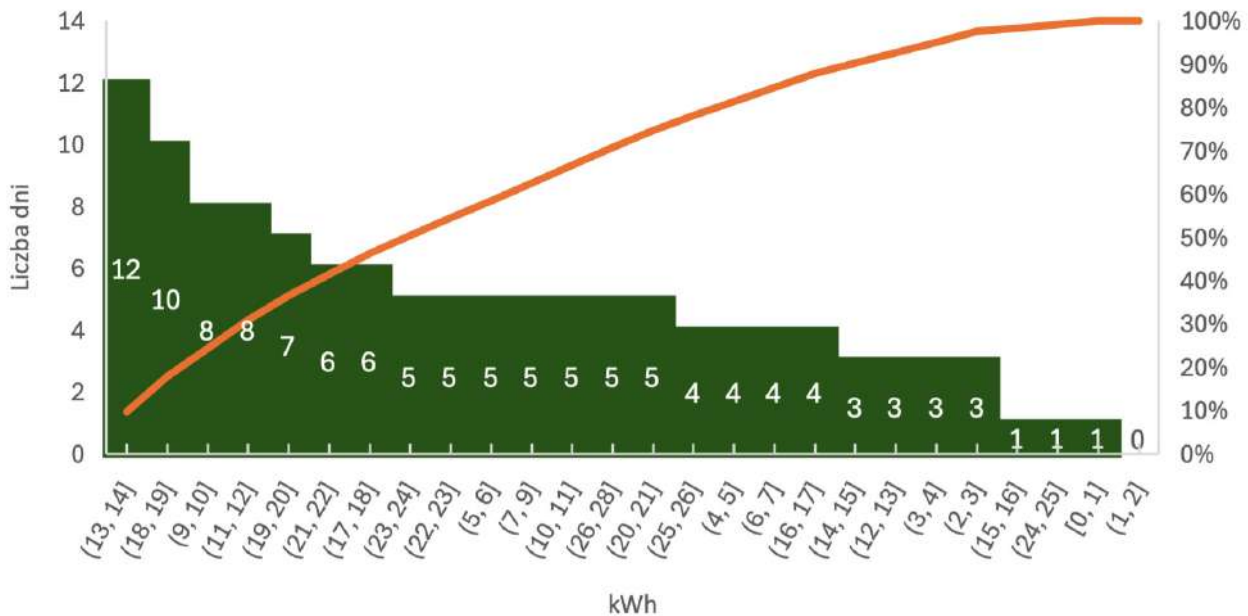


Rysunek 3-7 Średnia generacja PV w KSE oraz średnia wartość indeksu RCE w poszczególnych godzinach doby w podziale na dni robocze oraz weekendy i święta. Kwiecień-maj 2024. Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

²⁴ Analizując popyt na energię, założono iż 2 maja, 29 i 30 kwietnia, mimo formalnie bycia dniem roboczym, de facto z punktu widzenia aktywności gospodarczej były ciężą majówką i zostały zakwalifikowane niniejszej analizie jako „dzień wolny”.

Pierwszym nasuwającym się na myśl rozwiązaniem powyższego problemu wydają się być bateryjne magazyny energii. Mogą one stanowić część rozwiązania, jednak z uwagi na skalę problemu (wartość dziennych nadwyżek) baterijny magazyn energii o rozsądnej cenie nie będzie wystarczający dla typowego prosumenta. Rysunek 3-8 pokazuje wartości dziennych nadwyżek

(eksportu do sieci) energii elektrycznej prosumenta zużywającego ok 5 000 kWh rocznie i posiadającego instalację PV o mocy 5 kWp. Widzimy że najbardziej typowe wartości umiejscowione są na przedziale 10-20 kWh, ale zdarzały się również dni, w których wartość eksportu osiągała niemal 30 kWh.



Rysunek 3-8 Poziom dziennych nadwyżek energii w okresie maj-wrzesień u typowego mikroprosumenta (PV 5kWp, zużycie energii 5 MWh).
Opracowanie własne

Rozwiązanie umożliwiające zagospodarowanie nadwyżek takiej wielkości przy zachowaniu rozsądnych początkowych nakładów inwestycyjnych to zasobniki ciepłej wody użytkowej. Zasobnik o pojemności 250 l przy pełnym cyklu umożliwi zagospodarowanie ponad 20 kWh, zaś o pojemności 350 l - ponad 30 kWh. Taka ilość CWU przez większość gospodarstw domowych byłaby wykorzystana przez co najmniej kilka dni, więc podobnie jak w przypadku magazynów bateryjnych- nie jest to rozwiązanie samodzielnie niwelujące wszystkie problemy, jednak powinno być w stanie (w przeciwieństwie do domowych magazynów bateryjnych i przesuwania popytu na energię elektryczną pozostałych urządzeń) rozwiązać problem ograniczeń źródeł OZE w systemie (curtailmentów) powszechnych wyłączeń mikroinstalacji z powodu przekroczenia napięcia w szczytach generacji oraz sprzedaży energii za ceny bliskie zeru.

Ta argumentacja w systemie net billing zaczyna działać dopiero w powiązaniu z programem dotacji „Mój Prąd”. Od momentu wprowadzenia net billing do końca I kwartału br. (okres 2 lat) nowi prosumenci zdecydowali się na zakup 6.674 szt. magazynów ciepłą co stanowiło 5,1 % wszystkich wniosków o dofinansowanie mikroinstalacji PV – rysunek 3-9.



Rysunek 3-9 Liczba magazynów energii po które wnioskowali prosumenci ubiegający się w okresie II kwartał 2022 – I kw. 2024 o dotacje z programu „Mój Prąd” na budowę mikroinstalacji PV. Opracowanie własne na podstawie danych NFOŚiGW.

Z pozyskanych przez autorów danych od NFOŚiGW²⁵ wynika, że średnia pojemność magazynu energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wyniosła 7,3 kWh, a średnia pojemność wodna magazynu ciepła – 192,1 litra. Największa średnia pojemność wodna magazynów ciepła została zainstalowana w województwie pomorskim – 308,1 litra, a najmniejsza w świętokrzyskim – 132,7 litra. Przyjmując, że magazyny ciepła są stosowane przez prosumentów do podgrzewania ciepłej wody użytkowej (CWU) oraz zakładając, że temperatura wody zimnej wodociągowej wynosi 10°C, a temperatura CWU wynosi 60°C, pojemność cieplna magazynów ciepła stosowanych przez prosumentów wynosi 11,6 kWh (przy objętości 200 l) i 17,5 kWh (przy objętości 300 l).

W przypadku, gdy do celów grzewczych lub nawet wylewki dochodzi temperatura 90 °C, ww. pojemności cieplne rosną 18,6 i 21,9 kWh. Pojemność magazynów ciepłej wody może rosnąć, zwłaszcza dla domów z liczbą mieszkańców 5 i więcej, do 400 l lub, gdy podgrzana elektrycznie woda będzie też służyła do dogrzewania pomieszczeń. Wtedy pojemność cieplna wodnego magazynu (400 l) może wynieść 37,2 kWh. Tym samym magazyny ciepła mają znacznie większe pojemności cieplne niż magazyny bateryjne (2-4 razy). Mogą dłużej być ładowa-

ne z typowej instalacji PV np. 8 kW (2-4 godziny w ciągu dnia zamiast 1 godziny w przypadku typowego magazynu baterijnego), a także pozwalają na pokrycie potrzeb w zakresie CWU w cyklach dobowych.

Warto odnotować, że dla większości prosumentów funkcjonujących w ramach starego systemu wsparcia- net-metering, bezpośrednie zwiększenie stopnia autokonsumpcji nie jest, aż tak kluczowe, gdyż za każdą kWh oddaną do sieci mogą za darmo pobrać 700-800 watogodzin (w zależności od wielkości instalacji). Sprawia to, iż pozornie nie muszą się martwić rozkładem generacji energii i chwilowym zapotrzebowaniem na nią. Problem może wystąpić, gdy w ten sam sposób postąpiła duża część sąsiedztwa i w południe napięcie w lokalnej sieci niskiego napięcia wzrasta do takiego poziomu, że inwertery ulegają automatycznemu wyłączeniu z powodów napięciowych²⁶. W takim wypadku zwiększenie stopnia autokonsumpcji jest bardzo wskazane, gdyż w innym wypadku energia zostanie zmarnowana. Jak zostało to wspomniane powyżej, magazyn baterijny umożliwiający zagospodarowanie takiej ilości energii jest o rząd wielkości droższy od stalowego zbiornika na CWU wraz z grzałką.

²⁵ Instytut Energetyk Odnawialnej: Rynek fotowoltaiki w Polsce 2024. URL: <https://ieo.pl/aktualnosci/1688-raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2024>

²⁶ Należy zwrócić uwagę na niedoskonałość tego rozwiązania - jeśli zagęszczenie instalacji PV w danej okolicy jest zbyt duże i napięcie wzrasta w okresie letnim niemal codziennie, to podaż generowanej ciepłej wody użytkowej może przekraczać zapotrzebowanie gospodarstwa domowego, a energia nadal będzie marnowana (choć już w mniejszym stopniu). Problem ten dotyczy również magazynów odwracalnych (bateryjnych), gdy gospodarstwo domowe nie jest w stanie skosztować zgromadzonej energii dostatecznie szybko.

3.3. Magazynowanie ciepła u konsumentów energii elektrycznej bez własnych mocy wytwórczych

Według Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych (SPIUG) w ostatnich 5 latach, 2019-2023 średniorocznie instalowano w Polsce ponad 300 tys. domowych magazynów ciepła^{27 28}, czyli niemal 100 razy więcej niż w przypadku prosumentów (ponad 3,3 tys. rocznie). Magazyny te jako zasobniki i bufory są stosowane nie tylko w systemach ogrzewania elektrycznego (termy, bojlera), ale także gazowego i źródeł na paliwa stałe.

Najważniejszymi odbiorcami magazynów ciepła w mieszkalnictwie są odbiorcy energii elektrycznej korzystający z taryfy dwustrefowej (tzw. nocnej) G12. Niestety dokładna liczba odbiorców nie jest znana. Można tylko szacować, że w kraju około 13 milionów gospodarstw domowych korzysta z taryfy G (ok. 10 milionów to odbiorcy G11, około 3 milionów korzysta z taryfy G12 (i odmiana weekendowa G12w)). Z tej taryfy korzystają także inne podmioty, takie jak hospicja, domy dziecka, ambasady, klasztory, których zużycie prądu nie wynosi więcej niż 40 kilowatów (powyżej 40 kW zaczyna się grupa taryfowa C, właściwa dla dzielnicy gospodarczej).

Rozliczenie dwustrefowe G12 jest korzystne dla odbiorców, którzy posiadają urządzenia grzewcze wykorzystujące energię (istnieją urządzenia i systemy tzw. elektrycznego ogrzewania akumulacyjnego, wytwarzające i gromadzące ciepło w godzinach taniej taryfy) oraz ogrzewacze wody użytkowej (np. bojlera).

Do tej pory szczególnej uwagi na potrzeby magazynowania energii nie zwracali nabywcy pomp ciepła wychodząc z założenia, że skoro ponoszą koszty wysokiego CAPEX i mogą zakładać współczynnik wydajności COP rzędu 3 (3 kWh ciepła z 1 kWh energii elektrycznej) to problem bilansowania mocy ich nie interesuje. Mogą działać orientując się na komfort cieplny odbiorcy (o pompach ciepła więcej w dalszej części niniejszego podrozdziału).

Już dziś, wiele osób przygotowuje CWU z użyciem taryf dwustrefowych. Po wprowadzeniu od 1 lipca 2024 roku taryf dyna-

micznych (z inną ceną energii w każdej godzinie, w zależności od popytu i podaży) podgrzew CWU z wykorzystaniem takiej taryfy może okazać się jeszcze bardziej atrakcyjny niż obecne, stanowiąc dodatkową stabilizację systemu elektroenergetycznego.

Oddzielną kwestią jest wykorzystanie nadwyżek energii odnawialnej do ogrzewania nieruchomości. W tych przypadkach zazwyczaj dochodzi do dogrzewania pomieszczeń energią elektryczną, bez jej akumulacji. Ostatnie dane SPIUG za 2020 rok mówią, że w 2020 roku sprzedano ok. 13 tys. elektrycznych przepływowych kotłów c.o. (skokowy wzrost w stosunku do 2019 80%). Niszowe znacznie mają, popularne dekady temu piece akumulacyjne i nowe rozwiązania w postaci mat grzewczych.

Ze względu na dodatkowe opłaty dystrybucyjne energia zakupiona z sieci nie będzie ceteris paribus tak tania jak wyprodukowana lokalnie, jednak dysponowanie możliwością magazynowania energii elektrycznej w ciepło, gdy jest ona najtańsza w danej dobie, biorąc pod uwagę prognozowany wzrost cen pozostałych nośników energii (m.in. wprowadzenie systemu ETS2) może stać się atrakcyjną formą pozyskania energii cieplnej w porównaniu z alternatywami. Z uwagi na fakt, iż mikroinstalacje prosumentckie to niemal wyłącznie źródła solarne, ogrzewanie nieruchomości w warunkach polskich, oparte na wykorzystaniu energii elektrycznej, może bazować niemal jedynie na wykorzystaniu energii z sieci.

Można sobie wyobrazić domy pasywne, o bardzo niskim zapotrzebowaniu na energię cieplną, w pełni pokrywające swoje potrzeby energią pozyskaną lokalnie (czy to z wykorzystaniem mocno przewymiarowanej instalacji solarnej, tak aby generacja w sezonie grzewczym była nadal wystarczająca) lub w oparciu o magazynowanie sezonowe. Są to jednak na ten moment rozwiązania kosztowne lub o niskim stopniu gotowości technologicznej. Brak budynków niskoenergetycznych, w tym pasywnych, ogranicza potencjał wykorzystania pomp ciepła w ogrzewaniu budynków.

²⁷ SPIUG „Rynek urządzeń grzewczych w Polsce w 2023 roku”

²⁸ Informacja prywatna: Janusz Starościk, prezes SPIUG, 2 maja 2024r.

3.4. Potrzeby w zakresie magazynowania ciepła u posiadaczy pomp ciepła

Pompy ciepła są uznawane za odnawialne źródła ciepła i znajdują zastosowanie do ogrzewania budynków mieszkalnych. W zależności od zastosowanego dolnego źródła ciepła, który zasila parownik, jeden z dwóch wymienników ciepła w pompie ciepła, efektywność pracy pompy ciepła jest zmienna. Wynika to z wahań wartości temperatury dolnego źródła ciepła (np. woda, grunt, powietrze atmosferyczne).

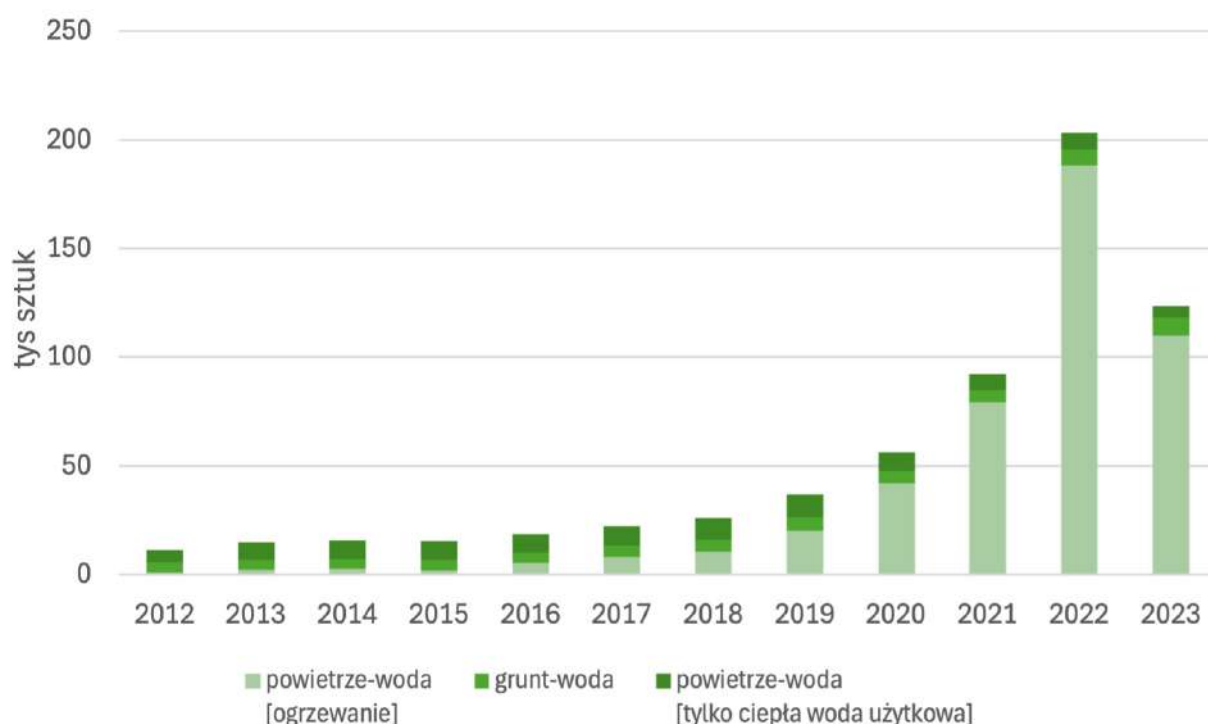
Najmniej efektywne (niska wartość współczynnika wydajności grzewczej COP) są najtańsze pompy ciepła, w których dolnym i górnym źródłem ciepła jest powietrze – tzw. pompy ciepła typu powietrze-powietrze. Takie pompy ciepła, zarówno w ogrzewnictwie jak i chłodnictwie (klimatyzacja), stosowane są bez magazynów ciepła (chłodu/łodu).

W systemach ogrzewania mieszkań górnym źródłem jest najczęściej woda z uwagi na dominację w Polsce wodnych systemów centralnego ogrzewania (C.O.).

W ogrzewnictwie największe zdolności magazynowania ciepła, nawet w cyklach sezonowych, mają pompy ciepła typu

grunt-woda oraz solanka-woda. Dolnym źródłem ciepła może być samoistne ciepło gruntu lub zmagazynowane w gruncie na okres grzewczy (zimowy) ciepło słoneczne np. z kolektorów słonecznych. Są to rozwiązania droższe, ale układ solanka-woda, dzięki relatywnie wysokiej temperaturze dolnego źródła i zastosowaniu najczęściej w nowobudowanych domach (o podwyższonym standardzie cieplnym), także w sezonie grzewczym - przy niskiej temperaturze powietrza zewnętrznego, zapewnia najwyższy współczynnik COP. Niestety w Polsce sprzedaż tego rodzaju efektywnych pomp ciepła o mniejszym wpływie na pracę krajowego systemu energetycznego w zimowym szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną jest relatywnie niewielka.

W ostatnich pięciu latach polski rynek pomp ciepła został zdominowany przez sprzedaż pomp ciepła typu powietrze-woda, które nie korzystają z możliwości magazynowania ciepła po stronie dolnego źródła (ciepło powietrza otoczenia) – rysunek 3-10.



Rysunek 3-10 Zestawienie sprzedaży pomp ciepła w Polsce w latach 2012-2023 (Źródło: Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła PORT PC).

Efektywność pomp ciepła typu powietrze-woda spada bardzo szybko zimą, w okresie najniższych temperatur powietrza, a więc wtedy, gdy występuje największe zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania. Nawet w domu mieszkalnym o relatywnie dobrym standardzie cieplnym (zapotrzebowanie zimą na moc cieplną 50 W/m² o górnym parametrze wody grzewczej 55 °C dotyczy np. budynków energooszczędnych z ogrzewaniem grzejnikowym) wskaźnik COP spada do poniżej 1,0 przy temperaturze minus -12°C²⁹. Czyli wtedy pompa ciepła staje się źródłem ciepła o efektywności niższej od zwykłej grzałki elektrycznej i o bardzo wysokim poborze mocy elektrycznej rzędu 7-8 kW. Dlatego masowość pomp ciepła typu powietrze-woda, zwłaszcza w powiązaniu z systemem prosumenckim „net-metering” (rozdział 3.2) i możliwością darmowego odbioru z sieci energetycznej tzw. zimowego depozytu prosumenckiego (bez kosztów sezonowego magazynowania energii elektrycznej) może stanowić wyzwanie dla krajowego systemu energetycznego.

W przypadku pompy ciepła typu powietrze-woda ograniczeniem jej wykorzystania w sezonie grzewczym są zatem okresy niskiej temperatury powietrza i temperatura wyłączenia pompy ciepła albo z powodu braku racjonalności ekonomicznej jej pracy, albo z konieczności uruchomienia drugiego źródła ciepła celem zapewnienia komfortu cieplnego. Dla zapewnienia komfortu cieplnego w budynku, niezależnie od warunków pogodowych, w systemie grzewczym zalecane jest zatem posiadanie drugiego źródła ciepła np. podgrzewacza przepływowego lub kotła grzewczego. Dzięki biwalentnemu (dwuźródłowemu) systemowi ogrzewania produkcja ciepła może być zapewniona niezależnie od temperatury powietrza atmosferycznego. System taki może pracować w trybie alternatywnym, gdy pompa ciepła musi zostać wyłączona z powodu niskiej temperatury powietrza atmosferycznego kocioł grzewczy w pełni przejmuje rolę źródła ciepła. Pompy ciepła są sterownym, odnawialnym źródłem ciepła (o ile jest dostęp do taniej i czystej energii elektrycznej). Dotychczas nie rozpowszechniło się stosowanie magazynów ciepła długoterminowych, które mogłyby zapewnić możliwość ciągłej i efektywnej pracy pomp ciepła przy temperaturze powietrza poniżej 10 °C, co w przypadku mroźnych zim może mieć miejsce w okresie kilkuset godzin w roku.

W praktyce zamiast magazynów ciepła o dużej pojemności, które mogłyby poprawić efektywność i wydłużyć zakres i okres pracy pomp ciepła typu powietrze-woda w sezonie grzewczym,

w praktyce stosuje się jedynie bufory ciepła do 30-40 litrów na 1 kW mocy pompy ciepła w celu wydłużenia i okresów pracy sprężarki i stabilizacji pracy (mniejsza liczba załączania/wyłączania pompy ciepła). Niestety w praktyce, wg informacji handlowych zbieranych przez PORT PC, dostawcy stosują niższe wartości (10-25 litrów na kW mocy pompy ciepła). Takie bufory o całkowitej pojemności zaledwie 50-100 litrów) na domową pompę ciepła są niewystarczające do zapewnienia możliwości sterowania pracą pompy ciepła w funkcji zmiennej co godzina ceną energii elektrycznej. W systemie wprowadzanych taryf dynamicznych bufory ciepła powinny być wielokrotnie większe (500 l).

Rozwiązaniem problemu niskiej efektywności pracy przy ujemnych temperaturach powietrza mogłaby być budowa zasobników o pojemności rzędu 10 m³ na jeden dom jednorodzinny (walczak typu „termos” o średnicy 2 m i wysokości 4 m). Taki magazyn, w pewnym zakresie, wydłużyłby okres pracy pompy ciepła z COP powyżej 1 i zapewnił komfort cieplny przez 2-3 doby niskiej temperatury powietrza. Jest jednak zbyt duży, aby zamontować go w domu jednorodzinnym, bliźniaku czy segmencie i musiałby być montowany na zewnątrz budynku (utrudnienie) oraz stanowiłby istotny dodatkowy koszt.

Koszt domowego zasobnika ciepła (bufora) dobowo-godzinowego o pojemności 500 litrów to 5000 zł (50 zł/l)³⁰. Warto jednak zauważyć, że wielkowymiarowe (zbiorcze) magazyny ciepła są nawet 1000-krotnie tańsze. Z tej możliwości skorzystać można w dwójnasób w ogrzewnictwie. Można zastosować zbiorcze - duże pompy ciepła (rzędu 2-5 MW) do ogrzewania wielu domów, które mogą współpracować w systemach ciepłowniczych z magazynami sezonowymi typu PTES o koszcie rzędu 500 zł/m³ (zaledwie 0,5 zł/m³).

²⁹ Instytut Energetyki Odnawialnej: Koreferat raportu: Jan Rączka, Janusz Mazur. Wpływ pomp ciepła na funkcjonowanie Krajowego Systemu Energetycznego. Fundacja Europejskie Centrum Czystego Powietrza. 2024r.

³⁰ Baza danych małych zasobników ciepła, IEO, Czerwiec 2022. <https://ieo.pl/aktualnosci/1597-znana-technologie-w-nowej-odslonie-magazyny-ciepła-3>

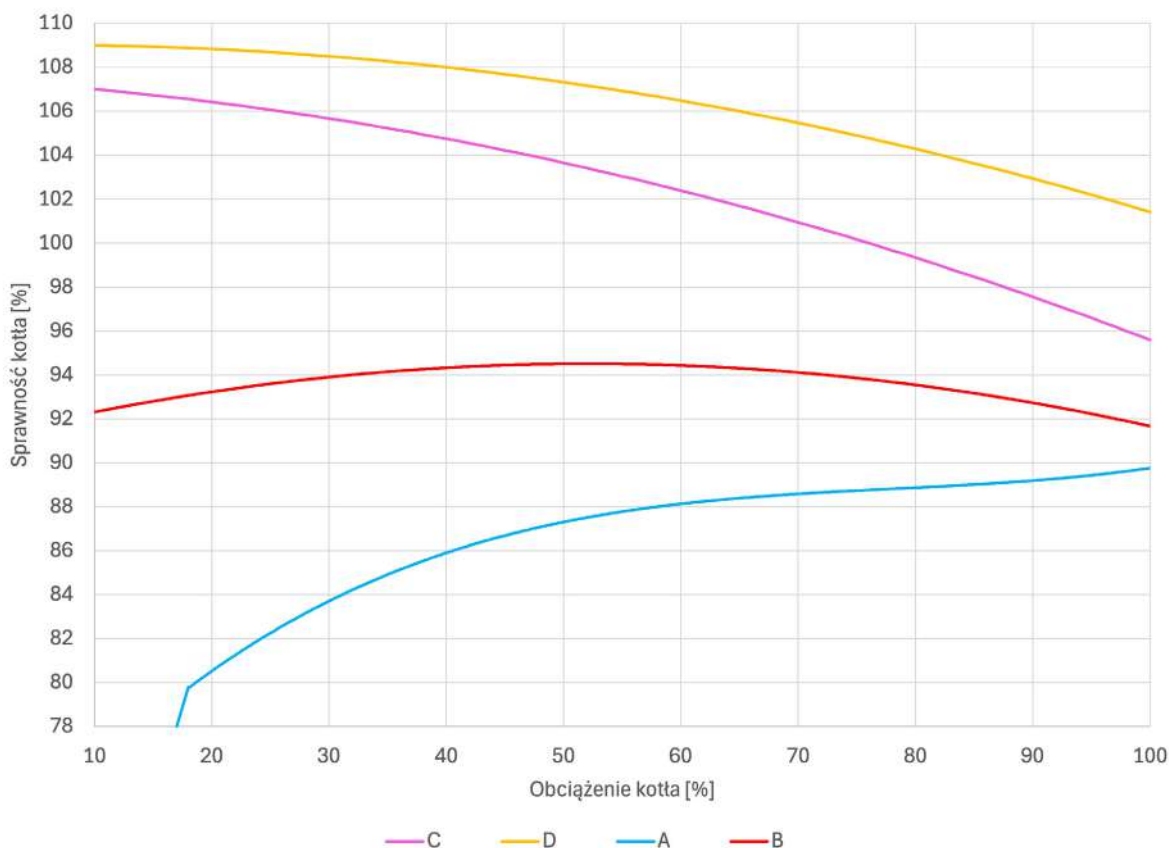
3.5. Magazyny ciepła do stabilizacji pracy kotłów na paliwa stałe

Podnoszone są standardy energetyczne dla kotłów na paliwa stałe w ramach tzw. warunków technicznych dla budynków (ostatnie WT 2021). Producenci kotłów podają klasę swoich produktów. Wraz ze wzrostem klasy kotła polepszają się jego parametry dotyczące emisji zanieczyszczeń, a także wzrasta minimalna sprawność cieplna. Przykładowo, zgodnie z normą PN-EN 303-5, dla piątej klasy kotłów przewidywana minimalna sprawność wynosi 88%³¹.

Kotły na paliwo stałe mogą być postrzegane, w przeciwieństwie do zależnych od pogody OZE, jako sterowalne źródła ciepła, a tym samym mogące służyć do pokrywania zmiennego zapotrzebowania na ciepło bez potrzeby magazynowania ciepła. Jednak jest to niezgodne z informacjami od producentów, którzy zalecają pracę kotłów z mocą nominalną we współpracy

z buforem (magazynem ciepła). Zmiana obciążenia kotła wiąże się ze stratą sprawności i wyższą emisją zanieczyszczeń. Dzięki zastosowaniu zbiornika buforowego możliwe jest zmniejszenie kosztów eksploatacyjnych wynikających z kosztów paliwa nawet o 30%, przy uzyskaniu dużo większej elastyczności źródła na zmiany zapotrzebowania.

W przypadku starszych (tradycyjnych) kotłów problem regulacji obciążenia jest większy niż w nowoczesnych kotłach. Na rysunku poniżej (rysunek 3-11) przedstawiony został zbiór krzywych sprawności dla wybranych kotłów.



Rysunek 3-11 Wykres krzywych sprawności dla wybranych kotłów.

³¹ Kamen. Norma PN-EN 303-5 – co musisz wiedzieć o normie emisji i sprawności dla domowych kotłów na węgiel?. Strona internetowa firmy Kamen. Dostęp 01.03.2024.

Krzywa A obrazuje charakterystykę sprawności kotła wysokotemperaturowego (tradycyjnego). Dla każdego kotła optymalna jest praca z pełnym obciążeniem. Przy zmianie obciążenia sprawność kotła znacząco spada. Natomiast, dzięki podłączeniu kotła do magazynu ciepła możliwe jest wypracowanie cykli pracy umożliwiających zwiększenie sprawności pracy kotła oraz ograniczenie kosztów eksploatacyjnych. Pozostałe charakterystyki dotyczą nowoczesnego kotła z obniżonymi parametrami wody grzewczej – B oraz kotłów kondensacyjnych w dwóch wariantach parametrycznych wody – C i D.

Magazyny ciepła mogą służyć do stabilizacji pracy kotłów na paliwo stałe, ale są szczególnie pomocne w systemach ogrzewania z odnawialnymi źródłami energii.



GRUPA KAPITAŁOWA

**INNOWACYJNOŚĆ
W ENERGETYCE I CIEPŁOWNICTWIE**



**Wdrożony Efektywny
System Ciepłowniczy**

CERTYFIKAT
Efektywny System Ciepłowniczy
nr TSP-GES-005.00

TÜV SÜD Polska Sp. z o.o. niniejszym zaświadcza,
że system ciepłowniczy przedwykonalności

ESV Witosan Sp. z o.o.
ul. Metalowca 4
35-462 Nowa Dłuba

zyskało status

efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego

w myśl przepisów Dyrektywy 2023/1191 z dnia 13 września 2023 r.

wskazujących w co najmniej 90% osiągnięcie
ciepła pochodzącego z kogeneracji oraz ciepła ze źródeł odnawialnych.

Okres ważności certyfikatu: od 14.02.2024 r. do 13.02.2025 r.

Następna ocena w zakresie do dnia 14.02.2024 r. – przed upływem okresu ważności certyfikatu.

Warszawa, dnia 14.02.2024 r.



TÜV SÜD Polska Sp. z o.o.
ul. Politechniki 17
00-282 Warszawa
www.tuv.com

TÜV[®]





4. Magazyny ciepła w ciepłownictwie systemowym i w energetyce

4.1. Magazyny ciepła niskotemperaturowe

Obecnie spośród przedstawionych w rozdziale 3 technologii magazynowania ciepła dla zastosowań ciepłowniczych najbardziej atrakcyjne, dostępne technologicznie na uwagę zasługują przede wszystkim magazyny sezonowe ciepła oraz magazyny dobowe. Najbardziej typowe nośniki ciepła w magazynach niskotemperaturowych to woda i grunt. Mając jednak na uwadze konieczność magazynowania znacznych ilości ener-

gii OZE w postaci ciepła z przeniesieniem szczytów generacji OZE występujących latem na sezon grzewczy w polskich warunkach zdecydowanie te pierwsze są najbardziej wyczekiwane przez rynek. Biorąc pod uwagę koszty inwestycyjne, możliwość skalowania jak i wymagania co do jakości gruntu to optymalnym wyborem są sezonowe magazyny ciepła typu PTES.

TYP	TTES	PTES	BTES	ATES
Medium	Woda	Woda (woda/żwir)	Gleba otaczająca odwierty	Wody podziemne w warstwach wodonośnych
Pojemność kWh/m³	60-80	60-80, 30-50 (woda/żwir)	15-30	30-40
Odpowiedniki wodne	1 m ³ pojemności magazynowej = 1 m ³ zmagazynowanej wody	1 m ³ pojemności magazynowej = 1 m ³ zmagazynowanej wody	3-5m ³ pojemności magazynowej = 1 m ³ zmagazynowanej wody	2-5m ³ pojemności magazynowej = 1 m ³ zmagazynowanej wody
Wymagania geologiczne	stabilne warunki gruntowe, najlepiej brak wód gruntowych, głębokość 5 - 15 m	stabilne warunki gruntowe najlepiej brak wód gruntowych, głębokość 5 - 15 m	grunt do wiercenia, korzystne dla wód gruntowych, wysoka pojemność cieplna gruntu, wysoka przewodność cieplna, niska przewodność hydrauliczna (kf < 10-10 m/s), naturalny przepływ wód gruntowych < 1 m/a, głębokość 30 - 100 m	warstwa wodonośna o wysokiej wydajności
Przeznaczenie	Przechowywanie krótkoterminowe/ dzienne, przechowywanie buforowe	Długoterwale/sezonowe przechowywanie dla produkcji powyżej 20 000 MWh, Krótki czas przechowywania dla dużych CHP (około 30,000 m ³)	Długoterwale/sezonowe dla ciepłowni o produkcji ponad 20 000 MWh/rok	Długoterwale / sezonowe ciepło i chłód
Temperatura czynnika, °C	5-95	5-95	5-90	7-18
Sprawność, %	90	90	40-60	70-100 (dla chłodu), 50-90 (dla ciepła)
Koszt inwestycyjny	110 - 200 EUR/m ³ (dla TTES powyżej 2000 m ³)	20 - 40 EUR/m ³ (dla PTES powyżej 50,000m ³)	20 - 40 EUR/m ³ (dla BTES powyżej 50 000 m ³ wody równoważnej wraz ze zbiornikiem buforowym)	50 - 60 EUR/m ³ (dla ATES powyżej 10 000 m ³ ekwiwalentu wody)
Zalety	Wysoka pojemność ładowania/rozładowania	Wysoka pojemność ładowania/rozładowana. Niskie koszty inwestycyjne	Większość podziemnych nieruchomości jest odpowiednia	Zapewnia ciepło i chłód, wiele geologicznie odpowiednich miejsc
Wady	Wysokie koszty inwestycji	Wymagania dotyczące dużej powierzchni	Niska pojemność ładowania/rozładowania	Niskie temperatury, niskie ΔT

Sezonowe magazyny ciepła typu PTES posiadające stosunkowo dużą gęstość energii mogą w systemie ciepłowniczym pełnić wielorakie funkcje. Do najważniejszych należą:

Zwiększająca się ilość energii ze źródeł wytwórczych pogodozależnych wymaga stabilizatora systemu jakim są wielkoskalowe magazyny ciepła,

W PTES magazynowane może być nie tylko ciepło z kolektorów słonecznych, ale również ciepło produkowane przez kotły elektrodowe w czasie, gdy występują korzystne i ujemne ceny energii elektrycznej oraz wtedy, gdy grozi odłączenie OZE od sieci z powodów bilansowych,

Do PTES mogą być również kierowane wszystkie nadwyżki ciepła w przypadku braku odbiorów (ciepło odpadowe, geotermii, kogeneracji itp.),

PTES stanowi stabilizację i zabezpieczenie cen ciepła,

Magazyny sezonowe stanowią ekonomicznie uzasadniony wybór w procesie transformacji energetycznej przedsiębiorstw ciepłowniczych przy zwiększeniu udziału pogodozależnych źródeł ciepła,

Magazyny sezonowe mogą być stabilizatorami dla sieci elektroenergetycznych w przypadku coraz częstszych wyłączeń źródeł OZE ze względu na nadpodaż energii z OZE.

Technologia magazynowania sezonowego ciepła nie jest rozpowszechniona w Polsce (poza projektem badawczym). Na szerszą skalę sezonowe magazyny ciepła w związku z wielkoskalowymi elektrowniami słonecznymi dla ciepłownictwa komunalnego zostały zbadane i wdrożone w Danii. W zasadzie magazyn ziemny typu PIT jest stosunkowo prostym rozwiązaniem z koncepcją dużego zbiornika na wodę do magazynowania energii cieplnej. Woda jest doskonałym medium do magazynowania ciepła, ponieważ jest tania, nietoksyczna i ma wysoką

pojemność cieplną. Koszt magazynowania wody składa się głównie z części otaczających wodę: zbiornika wodoszczelnego i izolacji termicznej. Jednak magazynowanie ciepła w wodzie na dużą skalę ma swoje ograniczenia konstrukcyjne.

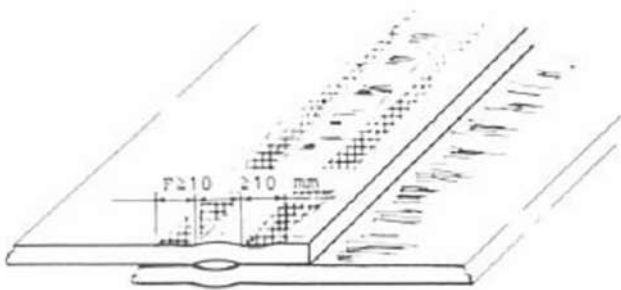
W przypadku mniejszych magazynów (do 20 000 m³) zazwyczaj stosuje się izolowany zbiornik stalowy, ale w przypadku większych magazynowanie w zbiornikach podziemnych jest znacznie tańsze w przeliczeniu na m³ wody (ok. 1/4 kosztów stalowego zbiornika).

Jako przykład referencyjny zostanie szerzej omówiony poniżej magazyn sezonowy PTES.

Główna struktura magazynu ciepła w gruncie jest dość prosta, ponieważ składa się z wykopu w ziemi pokrytej wodoszczelną membraną. Magazyn jest wypełniony wodą i przykryty pływającą, izolowaną pokrywą. Jednak, aby zapewnić sprawne i długotrwałe działanie szacowane na więcej niż 20 lat, zarówno projekt jak i stosowane materiały wraz z samym wykonaniem, musi być realizowana przy zachowaniu wysokiego reżimu i przez doświadczonych wykonawców.

Magazyn ciepła PTES może być zaprojektowany w dość dowolnym kształcie jeżeli wymagają tego uwarunkowania terenowe, ale najprostszym i najbardziej efektywnym jest wykop w kształcie ściętej piramidy umieszczonej do góry nogami w ziemi. Aby zminimalizować koszty gruntu i transportu, wykop jest wykonany z bilansem gleby, co oznacza, że gleba wykopana z dolnej części magazynu jest wykorzystywana jako nasypy wokół górnej części magazynu. Niezbędna objętość magazynu zależy od całego systemu ciepłowniczego, do którego jest podłączony i konieczne jest wykonanie modelu obliczeniowego całego systemu, aby znaleźć jego optymalną objętość.

Wodoszczelności magazynu ciepła w wykopie uzyskuje się przez pokrycie gleby wykładziną (membraną) odporną na wysoką temperaturę. W zależności od konstrukcji pokrywy membranę stosuje się również w tej warstwie izolacyjnej. Zastosowanie odpowiedniej i sprawdzonej membrany jest kluczowe z punktu widzenia niezawodnej pracy magazynu. W pierwszych magazynach ciepła typu PTES stosowano do uszczelnienia wodnego specjalną glinę, jednak to rozwiązanie nie sprawdziło się i nie wprowadzono go na szerszą skalę. W chwili obecnej stosowanie specjalistycznych membran jest już powszechne w każdym realizowanym obiekcie. Stosowane są różne rodzaje wkładek polimerowych (PP, PE), wkładek elastomerowych (EPDM) i różne rodzaje wkładek metalowych (stal nierdzewna, aluminium). Membrany polimerowe i elastomerowe są zdecydowanie najtańsze zarówno pod względem ceny materiału, jak i kosztów instalacji. Natomiast kompozytowe membrany metalowe mają przewagę w zakresie długoterminowej stabilności i paroszczelności. Rozpowszechnione membrany polimerowe jako PP i PE są stosunkowo tanie i łatwe w montażu, dzięki sprawdzonym i przebadanym technikom „spawania”. Proces spawania pokazano na rysunku 4-1.



Rysunek 4-1 Podwójne spawanie wykładziny HDPE. Spaw testowany jest poprzez powietrzną próbę ciśnieniową kanału pomiędzy spoinami.
Źródło: materiały Solmax.

Membrany polimerowe

Głównym minusem membran polimerowych jest odporność na temperaturę oraz - w porównaniu z membraną z włókna - metalowymi - przepuszczalność pary wodnej. W przypadku wkładek polimerowych przepuszczalność pary wodnej jest silnie zależna od temperatury. Wykładziny HDPE mają najniższą przepuszczalność pary wodnej w porównaniu z innymi geomembranami. W temperaturze 20°C przepuszczalność pary wodnej wynosi około 0,03 g/m²/dzień dla wykładziny 1 mm. W przypadku temperatur powyżej 60°C eksperymenty wykazały przepuszczalność pary wodnej dla 2,5 mm liniowej ok. 1,5 g/m²/dzień w temperaturze 80°C. W przypadku PP przepuszczalność pary wodnej jest ok. 4 razy wyższa niż w przypadku HDPE. Dla porównania LDPE ma przepuszczalność pary wodnej 45 razy wyższą, a PVC 115 razy wyższą niż HDPE.

Kluczowym parametrem membrany jest odporność na temperaturę wkładki polimerowej, która zależy nie tylko od materiału podstawowego, ale także w dużym stopniu od różnych dodatków do materiału. Pod wpływem gorącej wody z jednej strony i powietrza/gleby po drugiej powoduje z czasem degradację tej struktury. Materiał wykładziny, o doskonałej wydajności temperaturowej według dostawcy, może zatem mieć jednak bardzo ograniczoną żywotność w magazynie typu PTES.

Na podstawie wyników badań i oczekiwanego profilu temperaturowego magazynu przez cały rok można przewidzieć oczekiwaną żywotność wykładziny. Najlepsze, dotychczas testowane standardowe wykładziny starzeją się w wysokich temperaturach. Wysokotemperaturowe wykładziny HDPE, nawet przy utrzymujących się długo wysokich temperaturach w magazynie ciepła mogą mieć żywotność powyżej 20 lat. Dla typowego profilu temperatury magazynowania ciepła PTES połączonego z elektrownią słoneczną czas życia wkładki można jednak obliczyć na ponad 30 lat. W przypadku innego testowanego materiału (specyficzna wykładzina PP) żywotność w tych samych warunkach byłaby mniejsza niż 6 lat. Ten zakres pokazuje ogromne znaczenie doboru i użycia membran sprawdzonych na rynku posiadających stosowne atesty i badania. Rozwój wysokotemperaturowych wkładek polimerowych przyspieszył wraz ze wzrostem popytu. Nowo opracowane wysokotemperaturowe wykładziny HDPE z gwarantowaną przez dostawcę żywotnością ponad 20 lat przy stałej temperaturze 90°C. Ta wkładka jest używana przez Solmax w projekcie Dronninglund. Koszt wkładki HDPE wynosi ok. 20 €/m² wraz z montażem.

Górna powierzchnia magazynu ciepła PTES jest pokryta izolowaną pokrywą pływającą. Pokrywa jest najdroższą częścią magazynu i dlatego włożono wiele wysiłku w badania różnych wzorów i materiałów. Ogólne badania były prowadzone dla 3 rodzajów pokryw:

- pokrywa oparta na elastycznych matach izolacyjnych,
- osłona oparta na sztywnych elementach izolacyjnych,
- osłona oparta na izolacji objętościowej.

Pierwsza kategoria opiera się na elastycznych matach izolacyjnych zawartych w wodoszczelnej pływającej pokrywie. Elastyczność pozwala izolacji na pokrycie powierzchni wody i krawędzi magazynu jako jednej jednostki, podczas gdy lustro wody może poruszać się w górę i w dół z powodu rozszerzalności cieplnej wody. Materiałami bazowymi do izolacji są zazwyczaj polimery lub elastomery. Materiałem bazowym jest LDPE, ale połączenie krzyżowe sprawia, że izolacja jest bardziej odporna na ciepło niż zwykły LDPE. Według dostawcy materiał ma temperaturę roboczą do 95°C. Bardzo ważne jest również unikanie pary wodnej w kontakcie z izolacją ze względu na ryzyko kondensacji wody wewnątrz ogniw piankowych.

Druga kategoria opiera się na sztywnych elementach izolacyjnych unoszących się bezpośrednio na wodzie lub zawartych między wodoszczelnymi wkładkami, jak w przypadku elastycznej pokrywy. Sztywne elementy izolacyjne wykonane np. Pianka PUR lub PIR zazwyczaj ma lepszą odporność na temperaturę i wilgoć, niż elastyczna izolacja wykonana z polimeru. Sam materiał izolacyjny z czasem nie wytrzymuje wpływu gorącej wody, dlatego materiał izolacyjny musi być powlekany lub oddzielony membraną. Ze względu na niską elastyczność tego rodzaju konstrukcji izolacji należy zachować szczególną ostrożność wzdłuż krawędzi magazynów, aby zniwelować zjawiska związane z rozszerzaniem temperaturowym elementów izolacyjnych i zmianami poziomu wody spowodowanymi rozszerzalnością cieplną wody. Taki rodzaj izolacji został zastosowany w 20-letnim PTES-ie o pojemności 1 500 m³ (Ottrupgaard), który nadal pracuje.

Trzecia kategoria opiera się na izolacji objętościowej zawartej pomiędzy wodoszczelną pływającą membraną a górną wykładziną. Ze względu na otwartą konstrukcję izolacji i fakt, że temperatura jest wysoka poniżej izolacji i niska powyżej izolacji istnieje wysokie ryzyko znacznej konwekcji. Przy uży-

ciu keramzytu w takim rozwiązaniu istnieje ryzyko, że izolacja pochłonie wilgoć, a tym samym będzie miała znacznie niższą wartość izolacji. Ponieważ istnieje ograniczona spójność w izolacji objętościowej, istnieje również ryzyko, że cząstki izolacji nie pozostaną w tym samym miejscu, co może mieć miejsce podczas użytkowania z powodu ruchów pokrywy przez wpływ pogody, rozszerzalność temperaturową itp. W celu utrzymania poziomu wody na jak najbardziej stabilnym poziomie, należy również wykonać odwodnienie pokrywy wraz z systemem drenażowym. Taki rodzaj pokrywy został wdrożony w magazynach ciepła w duńskich miastach Gram i Vojens.

Najnowocześniejsze pokrywy zainstalowano w magazynach PTES w Dronninglund (60 000m³) oraz Marstal (75 000 m³).

W celu ładowania i rozładowywania magazynu stosuje się specjalny system rurowy zakończony dyfuzorem. Układ ten składa się z co najmniej dwóch połączeń rurowych: jedno połączenie rurowe doprowadza się do dna magazynu, a jedno

połączenie rurowe do górnej części magazynu. W zależności od systemu podłączonego do magazynu i pożądanej elastyczności może być konieczność zastosowania trzech lub pięciu połączeń rurowych na różnych poziomach. Połączenia rur mogą być prowadzone przez boczną lub dolną część magazynu. Połączenie rury przez boczną lub dolną wkładkę musi być bardzo starannie uszczelnione, aby uniknąć wycieku. Można to zrobić, przyspawując kołnierz do rur i zaciskając wkładkę między kołnierzem a kołnierzem za pomocą połączenia śrubowego. Pomiędzy stalowym kołnierzem a wyściółką umieszczona jest uszczelka odporna na temperaturę i wilgoć. Bezpośrednio poza magazynem rury są utrzymywane na miejscu przez betonową konstrukcję. Zaletą wpuszczenia rur do dna magazynu przez dno jest to, że rury dostają się do magazynu prostopadle do wykładziny. To sprawia, że betonowa konstrukcja pod wykładziną i połączenie kołnierzowe są prostsze. Wadą w porównaniu z połączeniem rurowym przez boki jest to, że rury muszą być zakopane głębiej w ziemi (poniżej magazynu).



Rysunek 4-2 Układ wlotu/wylotu przez spód magazynu. Trzy rury zakończone dyfuzorem u góry, na dole i na środku objętości magazynu. Zdjęcie z realizacji magazynu w Dronninglund. Źródło: Final report SUNSTORE 3, Phase 2, Implementation

Pomimo rosnącej popularności sezonowych magazynów ciepła w Europie (Dania, Niemcy, Francja, Holandia) w Polsce temat ten jest wciąż na etapie rozważań. Biorąc jednak pod uwagę fakt, że Polska na tle innych krajów europejskich, pod względem ilości miast korzystających z ciepła systemowego, ten relatywnie najtańszy system magazynowania ciepła znajdzie swoje miejsce. Barierą dla tego typu wodnych, wielkoskalowych magazynów ciepła jest dostosowanie ich do parametrów pracy z wysokotemperaturowymi sieciami ciepłymi w Polsce. Mając jednak na uwadze dane klimatyczne z ostatniej dekady, średnia temperatura zewnętrzna w sezonie grzewczym systematycz-

nie rośnie co bezpośrednio przekłada się na parametry pracy sieci ciepłowniczej. Nominalne parametry pracy w sieciach ciepłych występują obecnie zaledwie w znikomym procencie sezonu grzewczego, zwłaszcza w systemach ciepłowniczych małych i średnich, o największym potencjale do wykorzystania tej technologii. Ponadto, mając na uwadze stopniowy proces eliminowania paliw kopalnych, które mogą być źródłem szczytowym, jak i rosnące możliwości elektrogrzewnictwa w postaci kotłów elektrodowych, które mogą również z powodzeniem pracować jako źródła szczytowe, rola magazynów sezonowych bez wątpienia wzrośnie.

4.2. Magazyny ciepła wysokotemperaturowe

Obecnie spośród przedstawionych w rozdziale 3 technologii magazynowania ciepła dla zastosowań ciepłowniczych najbardziej atrakcyjne, dostępne technologicznie na uwagę zasługują przede wszystkim magazyny sezonowe ciepła oraz magazyny dobowe. Najbardziej typowe nośniki ciepła w magazynach niskotemperaturowych to woda i grunt. Mając jednak na uwadze konieczność magazynowania znacznych ilości ener-

gii OZE w postaci ciepła z przeniesieniem szczytów generacji OZE występujących latem na sezon grzewczy w polskich warunkach zdecydowanie te pierwsze są najbardziej wyczekiwane przez rynek. Biorąc pod uwagę koszty inwestycyjne, możliwość skalowania jak i wymagania co do jakości gruntu to optymalnym wyborem są sezonowe magazyny ciepła typu PTES.

TYP	Magazyny ciepła jawnego	Magazyny ciepła utajonego	Magazyny termochemiczne
Medium	Stopione sole, cegły ceramiczne, skały, beton,	Materiały zmiennofazowe	Pętle chemiczne, hydraty, systemy absorpcji i adsorpcji
Przeznaczenie	Zastosowania przemysłowe	Zastosowania przemysłowe oraz mieszkaniowe	Zastosowania przemysłowe oraz mieszkaniowe
Temperatura czynnika [°C]	150-1000	50-850	500-900
Sprawność, [%]	50-90%	75-90%	75-100%
Typ magazynu	Od godzinowych do sezonowych	Od godzinnych do kilkudniowych	Od godzinowych do sezonowych
Stopień rozwinięcia technologii	Wysoki i średni	Średni	Niski i średni
Zalety	<ul style="list-style-type: none"> • Występowanie stratyfikacji (optymalizacja wykorzystania energii i zmniejszanie strat) • Stabilność i niezawodność • Neutralne dla środowiska • Niskie koszty materiałów • W niektórych przypadkach: możliwość przepompowywania czynnika roboczego 	<ul style="list-style-type: none"> • Wysoka gęstość energii • Mała zmiana temperatur • Stała temperatura pracy • Elastyczność 	<ul style="list-style-type: none"> • Wysoka gęstość energii • Pomijalne straty ciepła
Wady	<ul style="list-style-type: none"> • Wysokie straty energii • Samorozładowanie • Niska gęstość zmagazynowanej energii (duże objętości) • Wysokie koszty konstrukcji 	<ul style="list-style-type: none"> • Niska przewodność cieplna • Różne warunki pracy w różnych fazach skupienia • Problemy ze stabilnością pracy • Zmienna objętość • Korozyjność/Toksyczność • Wysoki koszt produkcji 	<ul style="list-style-type: none"> • Niska przewodność cieplna przy wysokich gęstościach • Słaba stabilność termiczna i chemiczna • Skomplikowana budowa • Wysokie koszty produkcji

Tabela 4-2 Klasyfikacja magazynów wysokotemperaturowych.

Zasady działania magazynów zależą od medium, które pobiera i oddaje ciepło. Najbardziej technologicznie rozwinięte i też najprostsze są magazyny oparte o **stopione sole** (np. NaNO_3 , KNO_3), których temperatury mogą przekraczać kilkaset stopni Celsjusza. Duża rozpiętość wysokich temperatur, w których mogą znajdować się te materiały, bez zmiany swoich właściwości ułatwia ich wykorzystanie. Znalazły one swoje zastosowanie m.in. w ciepłowniach opartych na skoncentrowanej energii słonecznej (realizowanych poprzez skupianie promieniowania słonecznego za pomocą zwierciadeł w wybranym punkcie).

Drugim typem są **magazyny zmiennofazowe**. Wykorzystują one zmianę stanu materiału - np. ze stanu stałego na ciekły. Taki proces odbywa się w konkretnej temperaturze, co pozwala na łatwiejsze zdefiniowanie parametrów w głównym punkcie pracy magazynu. Urządzenia oparte o materiały zmiennofazowe są zazwyczaj bardziej kompaktowe niż magazyny soli stopionej, ale ich koszty są większe. Wyzwaniem jest też odpowiednio szybka wymiana ciepła.

Magazyny termochemiczne wykorzystują przede wszystkim zjawiska adsorpcji w odwracalnych reakcjach chemicznych. Energia jest magazynowana w zależności od tworzenia i rozszczepiania wiązań molekularnych. Podczas fazy ładowania ciepło może być kierowane do pary roboczej, który pochłania energię i rozdziela związki chemiczne, magazynując w ten sposób energię. Wykorzystane w magazynie substancje są utrzymywane oddzielnie aż do rozpoczęcia fazy rozładowania, w której łączą się ze sobą oddając energię termiczną do układu zewnętrznego. Tego typu rozwiązania są jednak, jak do tej pory, we wstępnej fazie rozwoju technologicznego.

Głównymi wyzwaniami dla przedstawionych technologii jest ograniczenie strat ciepła (poprawienie izolacji w warunkach wysokiej temperatury), zwiększenie niezawodności i ciągłości pracy, zwiększenie szybkości wymiany ciepła oraz zmniejszenie kosztów produkcji. Już teraz jednak powyższe technologie magazynowania energii znajdują zastosowanie w:

Wykorzystaniu skoncentrowanej energii słonecznej (CSP, ang. concentrated solar power)

Zwiększeniu elastyczności hybrydowych konwencjonalnych ciepłowni i elektrociepłowni

Odzysku ciepła odpadowego z przemysłu w procesach wysokotemperaturowych

Uzyskaniu wysokich temperatur dla systemów sprężonego powietrza

Uzyskaniu elastyczności procesów przemysłowych i efektywności energetycznej w przemyśle szklarskim, cementowym i stalowym

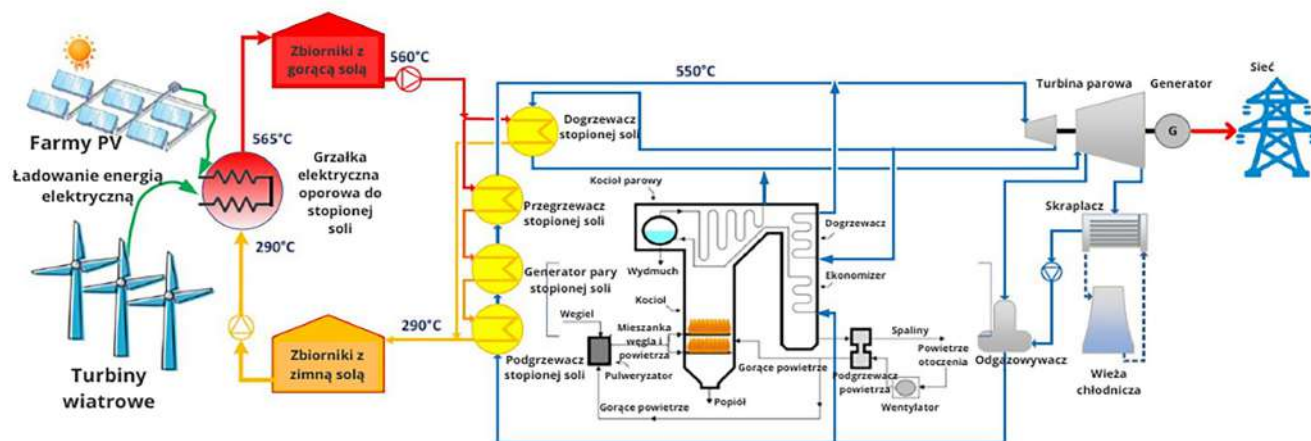
Wdrożenie HT-TES na większą skalę mogłoby pozwolić również na zmienienie paradygmatu tworzenia ciepła systemowego w oparciu o wodę, na rzecz np. o ciepłego powietrza. Obecnie trwają prace nad pierwszymi pilotażowymi instalacjami, w których wysokotemperaturowe magazyny wykorzystujące piasek (osiągający temperatury do $600\text{ }^\circ\text{C}$) były źródłem energii dla kilkunastu odbiorców.

Zgodnie z badaniem rynkowym Natural Resources Canada, obecnie na świecie mamy 31 firm będącymi dostawcami technologii dla wysokotemperaturowych magazynów, z czego prawie połowę stanowią firmy ze Stanów Zjednoczonych (10 firm) i Niemczech (5 firm).

Propozycja magazynu ciepła wysokotemperaturowego na rzecz transformacji polskiej energetyki

Energetyka zawodowa w Polsce oparta jest na paliwach kopalnych z dominacją węgla. Elektrownie gazowe i węglowe zapewniają bezpieczne dostawy energii elektrycznej do konsumentów oraz zabezpieczają stabilność sieci usługami pomocniczymi, takimi jak rezerwa mocy, bezwładność synchroniczna, rezerwa wirowania, prąd zwarcioowy. Jednostki konwencjonalne stanowią zatem podstawę systemu elektroenergetycznego w Polsce. Należy przy tym zauważyć, że większość działających w Polsce elektrowni to już jednostki wyeksploatowane, o niskiej sprawności, dużej awaryjności oraz niewielkiej elastyczności w odniesieniu do czasu reakcji na zmieniającą się generację z OZE. Czas uruchamiania, odstawiania tych bloków węglowych jest relatywnie długi, a ich minima techniczne bardzo wysokie. Oznacza to, że nie jest możliwa pełna współpraca i reagowanie tych jednostek na zmiany produkcji energii z OZE. Z kolei każde odstawienie i uruchomienie takiego bloku generuje bardzo duże koszty.

Istnieją rozwiązania, które pozwalają w przyszłości na retrofit tych bloków węglowych w nowym wymiarze z zastosowaniem wysokotemperaturowych (zazwyczaj zmiennofazowych) magazynów ciepła. Do ładowania magazynu wykorzystywana jest zielona energia elektryczna. Podgrzany w ten sposób czynnik włączony jest w układ ekonomizera i przegrzewaczy kotła konwencjonalnego. Zatem zmagazynowane ciepło może być wykorzystane do wytwarzania pary, która może być następnie wykorzystana w elektrowni parowej do wytwarzania energii elektrycznej. W ten sposób wykorzystywane są istniejące zakłady, co może prowadzić do niższych kosztów inwestycji w porównaniu z innymi alternatywami przechowywania. W fazie przejściowej para może być wytwarzana zarówno z generatora pary opalanej węglem, jak i z magazynu ciepła³⁵.

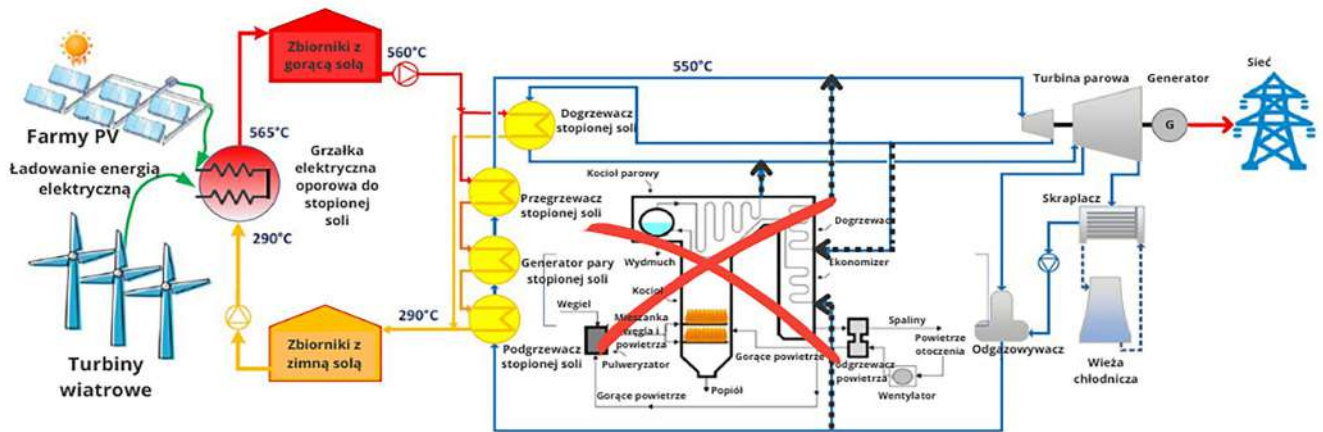


Rysunek 4-3 Koncepcja częściowej dekarbonizacji elektrowni węglowej poprzez wykorzystanie wysokotemperaturowych magazynów ciepła wykorzystującej generację z pogodozależnych OZE. Źródło: Michael Geyer, World Bank, oprac. IEO.

Po stopniowym wycyfywaniu wytwarzania energii z węgla możliwe jest bezpośrednie przejście na samodzielną pracę takich jednostek z magazynami ciepła. W ten sposób elektrownia opalana węglem może zostać przekształcona w samodzielną elektrownię ciepłą zasilaną w 100% ze źródeł OZE. Pojemność

magazynowa może być elastycznie dostosowana do zapotrzebowania poprzez równoległe podłączenie kilku modułów magazynowych.

³⁵ Michael Geyer, German Aerospace Center, DLR Institute of Engineering Thermodynamics. Converting coal fired power plants to thermal plants with storage for dispatch of renewable power decarbonization and saving jobsBank Workshop 15.11.2022: Replacing coal with renewables in Poland: The role of different storage technologies and the implications for jobs.



Rysunek 4-4 Koncepcja całkowitej dekarbonizacji elektrowni węglowej poprzez wykorzystanie wysokotemperaturowych magazynów ciepła wykorzystującej generację z pogodozależnych OZE. Źródło: Michael Geyer, World Bank. oprac. IEO.

Zaproponowane rozwiązanie pozwalające na implementację magazynów ciepła do istniejących elektrowni węglowych jest obiecującym rozwiązaniem dla floty bloków węglowych klasy 200 MWe+ zmierzając do dekarbonizacji elektrowni, zapewniając jednocześnie jej 100% dyspozycyjność i możliwość współpracy z OZE przy jednoczesnym wykorzystaniu istniejącej infrastruktury. Jednocześnie utrzymana zostanie możliwość spalania paliw kopalnych i wodoru w przyszłości. Elektrownia magazynowa, jak można ją nazwać, funkcjonuje w systemie energetycznym co

konwencjonalne elektrownie węglowe w zakresie stabilizacji sieci czy jako rezerwa mocy. Takie magazynowe elektrownie ciepłe umożliwiają również masową rozbudowę systemu o zmiennej wydajności wiatrowej i fotowoltaicznej bez potrzeby dodatkowego ograniczenia lub eksportu energii elektrycznej przy jednoczesnym wykorzystaniu infrastruktury i przy zachowaniu miejsc pracy. Do tychczas to rozwiązanie zostało wdrożone przez firmę MaltaInC (www.maltainc.com) w Stanach Zjednoczonych oraz w Chile, w obiektach o wielkości 100 MWe oraz 2x280MWe i innych.



Odnawiamy zasoby świata

Ciepłownia Przyszłości

– innowacyjna instalacja wykorzystująca 100% OZE.



www.veolia.pl

Przedsięwzięcie „Ciepłownia Przyszłości”, czyli system ciepłowniczy z OZE”, zostało zrealizowane ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach projektu pozakonkursowego pn. Podniesienie poziomu innowacyjności gospodarki poprzez wdrożenie nowego modelu finansowania przełomowych projektów badawczych. Poddziałanie 4.1.3 Innowacyjne metody zarządzania badaniami Programu Inteligentny Rozwój 2014 - 2020.



5. Potencjał przemysłowy, local content

5.1. Regulacje prawne promujące local content

Magazyny ciepła składają się z wielu komponentów. Komponenty dostarczane są przez producentów z różnych krajów, producentów krajowych, europejskich lub spoza UE. Wszystkim krajom wspierającym rozwój rynku zielonych technologii zależy na tym, aby jak najwięcej ich komponentów było wyprodukowanych lokalnie. Miarą skali korzyści rozwoju każdej branży (miejsca pracy, wartość dodana, efekt mnożnikowy) jest tzw. „local content”.

Local content (LC) jest to wartość lub udział towarów (np. komponentów), usług (np. projektowanie instalacji) oraz tworzonych lokalnie miejsc pracy w całym łańcuchu dostaw. Łańcuch dostaw urządzeń na potrzeby magazynowania ciepła jest dość złożony. O ile firmy instalacyjne obsługują zazwyczaj rynek krajowy, o tyle rynek dostawców komponentów i urządzeń w zakresie magazynowania ciepła ma charakter globalny. Dla

zachowania niezależności technologicznej oraz zwiększenia bezpieczeństwa dostaw urządzeń wskazane jest, aby kluczowe urządzenia i komponenty, w tym zasobniki (bufory) ciepła i materiały na ich wytwarzanie oraz systemy zarządzania energią, były produkowane lokalnie, w szczególności w kraju lub na terenie Unii Europejskiej.

W różnych krajach podejmowane są próby promowania idei local content (LC) oraz zwiększania lokalnej wartości w krajowych dostawach na rzecz kluczowych technologii, na rzecz transformacji energetycznej w obszarach uznanych za strategiczne działy gospodarki. Metodologia określania i waloryzacji LC zależy od założeń i stopnia wpisania w system prawny. LC może być promowany na trzech poziomach zaangażowania państw i ustawodawców. Typowe obecne rozwiązania promocji LC w przemyśle fotowoltaicznym to:

BRAK WYMOGU PRAWNEGO
– dobrowolność, np. „miękką” promocja lokalnej produkcji

SYSTEM MIESZANY
– zachęty i kary, np. wsparcie podatkami wyższego LC

WYMÓG PRAWNY
– uwzględnienie wartości LC w systemie wsparcia zielonych technologii

W zakresie zielonych technologii w Polsce LC jest promowane w tzw. „porozumieniach sektorowych” rządu z przemysłem w takich obszarach uznanych za strategiczne jak morska energetyka wiatrowa, fotowoltaika, technologie wodorowe. Do tej pory technologie magazynowania energii nie były promowane z uwagi na wysoki LC (ani krajowy, ani europejski). Najważ-

niejszy, jak dotychczas dokument, promujący LC w zakresie zielonych technologii stała się flagowa inicjatywa ustawodawcza prezydenta Joe Bidena, przyjęta przez Kongres USA we wrześniu 2021 roku, ustawa o inflacji (Inflation Reduction Act). Ustawa promuje LC w obszarze zielonych technologii poprzez rozbudowany system ulg podatkowych.

Magazynowanie energii w ciepłe dopiero rozpoczyna swój marsz w kierunku uznania technologii za strategiczną. W przeciwieństwie do innych zielonych technologii (fotowoltaika, magazyny bateryjne energii elektrycznej, elektromobilność) nie ma widocznej dominacji dostaw kluczowych komponentów pozaeuropejskich. Jest to szansa na świadome kształtowanie wysokiego LC w kraju i w UE.

27 czerwca 2024 roku zostało opublikowane długo oczekiwane rozporządzenie UE w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji produktów technologii neutralnych emisyjnie (NZIA – Net-Zero Industry Act)³⁶.

Rozporządzenie NZIA wraz z przyszłym aktem wykonawczym Komisji Europejskiej będzie miało kluczowe znaczenie dla kształtu przyszłego modelu wsparcia odnawialnych źródeł energii w Polsce. NZIA promuje europejski łańcuch dostaw, zapewnienie przewag biznesowych związanych z zieloną transformacją dla firm unijnych i rozwój zielonych miejsc pracy we Wspólnocie. Celem jest zapewnienie co najmniej 40% udziału rodzimych zdolności produkcyjnych w UE w obszarze m.in. OZE do 2030r.

NIZA zakłada harmonizację przepisów UE w zakresie stosowania w aukcjach kryteriów niecenowych (jakościowych), dotacjach, przetargach publicznych. Obecnie tylko część z państw UE stosuje jakiegokolwiek kryteria jakościowe, niezwiązane wyłącznie z oferowaną ceną. Poza kryteriami jakościowymi, nowe regulacje mają dotyczyć także indeksacji cen na aukcji OZE, czy unikania cen ujemnych.

Ważnym dla inwestorów OZE będzie art. 20 Rozporządzenia NZIA, który dotyczy ustanowienia kryteriów prekwalityfikacyjnych do aukcji OZE jak i nagradzania punktami w celu wyłonienia jej zwycięzców. Kryteria kwalifikacji wstępnej mają promować te projekty, których łańcuch dostaw ma plaketkę „Made in the EU”. Akcje OZE i programy dotacji mają przechodzić test odporności i równowagi środowiskowej. Test odporności dotyczy pochodzenia – jeśli ponad 50% podaży danej technologii lub głównych komponentów w UE pochodzi z państwa trzeciego to taka aukcja może zostać uznana za nieodporną w zakresie łańcucha dostaw. To jest kryterium wyjściowe i obowiązkowe.

Ponadto, państwa będą musiały wybrać co najmniej jedno z następujących kryteriów do oceny: pozytywne oddziaływanie (środowiskowe wykraczające poza minimalne wymagania obowiązującego prawodawstwa); wkład w innowacyjność (czy w integrację systemu energetycznego np. poprzez łączenie sektorów). To ostatnie jest szansą na wsparcie lokalnych dostaw dla magazynów ciepła. Państwom, które w większym stopniu obawiają się dostawców pozaeuropejskich lub chcą mieć większą swobodę w zakresie stosowanych kryteriów, Rozporządzenie umożliwia stosowanie własnych dodatkowych wymogów.

Państwa mogą też stosować kryteria odpornościowe i środowiskowe. W takim przypadku mają przyznać każdemu z kryteriów oceny minimalną wagę wynoszącą 5%, a łączną dla obydwu od 15% do 30% oceny. To jest niezbędne minimum, ale państwom dano wolną rękę na podniesienie wagi. W przypadku aukcji na energię z OZE kryteria jakościowe mają początkowo obowiązywać dla ograniczonego wolumenu energii na aukcjach – ma to być co najmniej 30% całkowitej ilości energii lub co najmniej 6 GW mocy na państwo członkowskie.

Rozporządzenie nie zawiera też żadnych twardych zapisów mających na celu ochronę inwestorów biorących udział w aukcjach od cen ujemnych energii elektrycznej, co wiąże się z różnicą zdań pomiędzy państwami w zakresie oceny ich efektów.

Artykuł 4 NZIA zawiera wykaz 19 technologii neutralnych emisyjnie, wśród których są technologie baterii i magazynowania energii. W rozumieniu NZIA „magazynowanie energii” oznacza „magazynowanie energii elektrycznej i ciepłej, a także inne formy magazynowania wykorzystywane do magazynowania energii wolnej od paliw kopalnych”. Kluczowe w NZIA jest zatem magazynowanie energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych. NZIA zawiera też podkategorie 42 technologii neutralnych emisyjnie, wśród których są m.in. technologie magazynowania energii (w tym magazyny ciepła) oraz technologie sieci ciepłowniczej (jw.).

Komisja ma przyjąć akt wykonawczy szczegółowo określający kryteria kwalifikacji wstępnej i przyznawania wsparcia inwestorom w drodze aukcji – ma na to 9 miesięcy od wejścia w życie Rozporządzenia NZIA. Akt delegowany zgodnie z art. 44 w celu zmiany załącznika na podstawie wykazu technologii

³⁶ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1724 Tekst mający znaczenie dla EOG. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=OJ:L_202401735

neutralnych emisyjnie określonego w art. 4 w celu określenia podkategorii technologii neutralnych emisyjnie oraz wykazu konkretnych komponentów używanych na potrzeby tych technologii. Ten akt delegowany opiera się na kompleksowej ocenie mającej na celu określenie konkretnych istotnych komponentów, które można racjonalnie uważać za używane głównie do produkcji technologii neutralnych emisyjnie. Ocena ta opiera się na analizie metodologicznej łańcuchów dostaw technologii neutralnych emisyjnie, z uwzględnieniem w szczególności dostępności komponentów na rynku, odpowiedniego poziomu szczegółowości i rozwoju technologii.

Ponadto wskazane branże strategiczne, spełniające wymogi rozporządzenia NZIA, otrzymają znaczące ułatwienia. Przede wszystkim będą one mogły liczyć na mniejsze obciążenia administracyjne. Nowe prawo uprości także proces wydawania zezwoleń, wyznaczając maksymalne terminy na projekty w zależności od ich zakresu. Decyzje inwestycyjne dla mniejszych projektów, o rocznej zdolności produkcyjnej do 1 GW, mają być wydawane w ciągu maksymalnie 9 miesięcy. Dla projektów większych, ten czas zostanie skrócony do 12 miesięcy. Nawet projekty niespełniające dodatkowych kryteriów będą miały przyspieszone procedury – do 12 miesięcy dla mniejszych i do 18 miesięcy dla większych. Priorytetowo mają być

traktowane wszystkie procesy odwoławcze i sądowe związane z tymi projektami. Przepisy dotyczące procedur mogą w sposób szczególnie ułatwić i przyspieszyć realizację dużych magazynów ciepła typu PTES.

Warto też zauważyć, że ramy rozporządzenia NZIA umożliwią państwom członkowskim wprowadzenie środków wsparcia nowych inwestycji w zakładach produkcyjnych w określonych sektorach neutralnych emisyjnie, w tym przez oferowanie korzyści podatkowych. NZIA mobilizuje też państwa członkowskie do wydatkowania na cele rozwoju przemysłów neutralnych emisyjnie środków, zgodnie z art. 10 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE. Chodzi o 25 % dochodów z ETS, które państwa członkowskie uzyskują rocznie z aukcji ETS.

Rozporządzenie NZIA otwiera drogę do promocji technologii magazynowania ciepła produkowanych w UE i w Polsce. Aktualnie, z uwagi na wysoki udział technologii pogodozależnych w KSE oraz znacznie ciepłownictwa systemowego i ogrzewnictwa Polska może być europejskim liderem w tym zakresie. Polska prezydencja w I półroczu 2025 roku, a więc w okresie wdrażania postanowień NZIA może odegrać kluczową rolę w promocji magazynów ciepła w całej Europie.



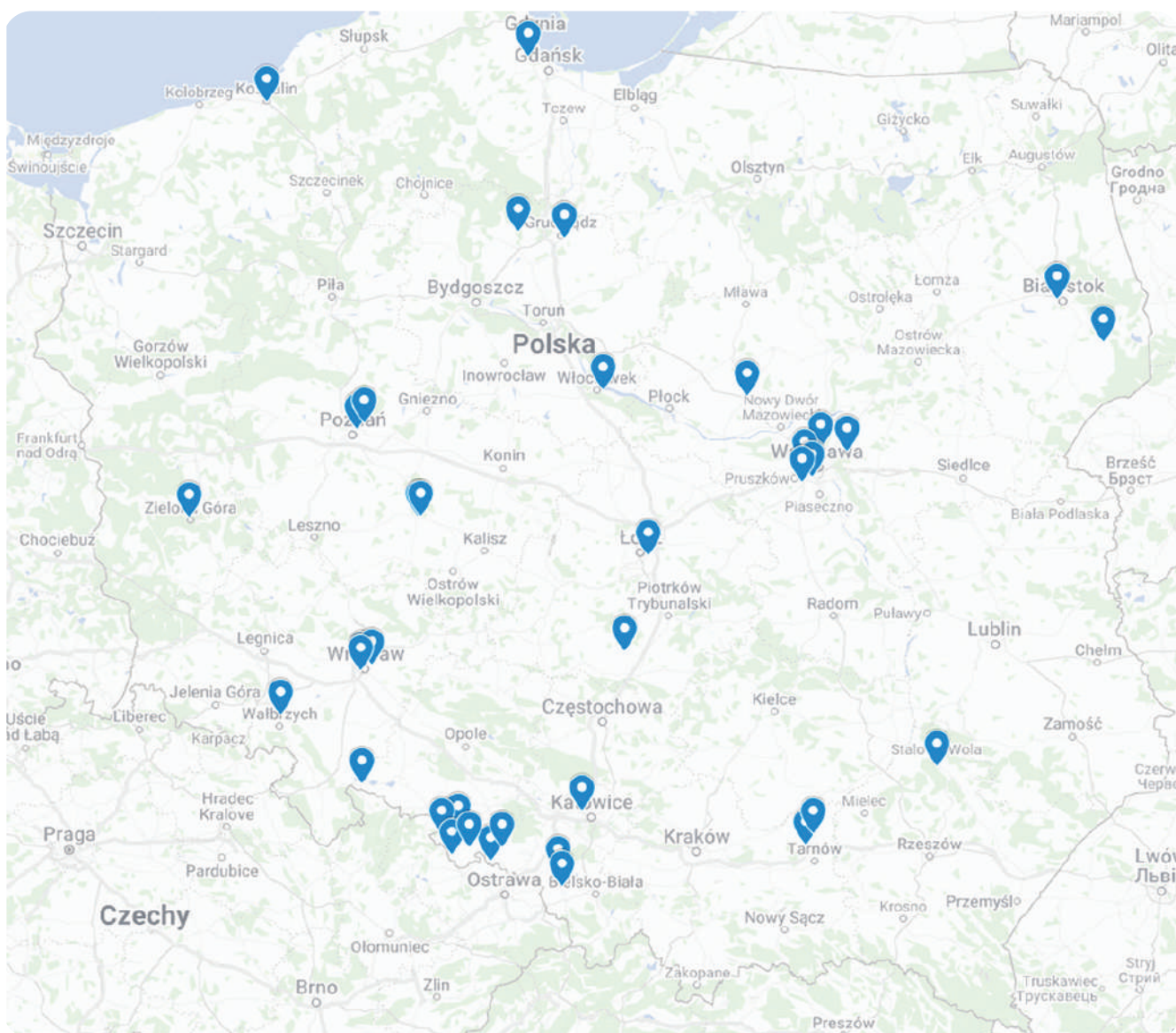
EC Kraków planuje uzyskanie 100% ciepła produkowanego ze źródeł zero-emisyjnych i niskoemisyjnych w 2030 roku, źródło PGE

5.2. Krajowy potencjał produkcyjny i instalacyjny małych, krótkoterminowych magazynów ciepła

Polska ma olbrzymi, aczkolwiek dotychczas (więcej w rozdziale 6) niedoceniony, choć szeroko wykorzystywany, potencjał przemysłowy w zakresie magazynowania ciepła w małych zasobnikach gorącej wody, a także rozwiązania innowacyjne związane niekonwencjonalnymi substancjami do gromadzenia i przechowywania ciepła (materiały ceramiczne, substancje z przemianą fazową itp.).

IEO przygotował bazę danych, w której zebranych zostało kilkudziesięciu polskich producentów oferujących różne zasobniki i bufony ciepła, a których asortyment to prawie tysiąc różnych modeli.

Na poniższej mapie (rysunek 5-1) pokazano lokalizacje 40 krajowych producentów magazynów ciepła wg klasyfikacji IEO.



Rysunek 5-1 Mapa Polski z zaznaczonymi lokalizacjami krajowych producentów magazynów ciepła.

Warto podkreślić, że Polska ma silny krajowy przemysł w tym segmencie rynku. Zestawiony przez Forum Energii bilans handlu zagranicznego poszczególnych grup wyrobów stosowanych w ciepłownictwie pokazał, że w zakresie magazynów ciepła i podgrzewaczy CWU Polska dysponuje solidną nadwyżką handlową, która cały czas rośnie, podczas gdy w innych segmentach np. grzejniki elektryczne, pompy ciepła odnotowujemy coraz wyższą zależność od importu³⁷.

Producenci dostarczają na rynek wiele rozwiązań magazynów ciepła różniących się w szczególności czynnikiem, izolacją termiczną, liczbą króćców, liczbą (powierzchnią i objętością) węzłowic, ciśnieniem roboczym, temperaturą roboczą, mocą cieplną, pojemnością cieplną, stratami ciepła i oczywiście ceną.

Wielość rozwiązań i typoszeregów wielkości magazynów ciepła zgromadzonych w bazie danych IEO potwierdza wcześniejszą tezę, że w zależności od swojej konstrukcji mogą być bardzo uniwersalnym urządzeniem. W szczególności umożliwiają projektowanie biwalentnych i wieloźródłowych systemów ogrzewania opartych na OZE, co jest szczególnie ważne gdy użytkownik coraz szerzej korzysta ze źródeł OZE. Obecnie użytkownik myśli przede wszystkim np. o tym jak wykorzystać magazyn do podgrzewania CWU, ale wkrótce, wraz z rozwojem magazynów długoterminowych, magazyny ciepła zaczną być wykorzystywane w ogrzewaniu pomieszczeń. W wielu rozwiązaniach magazyn ciepła jest centralnym i najbardziej „inteligentnym” elementem lokalnych systemów energetycznych Jego rola będzie rosła wraz z nieuchronnym i koniecznym wzrostem udziału źródeł pogodozależnych.

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju zauważa potrzeby rynku i prowadzi konkursy, dzięki którym wspiera rozwój innowacyjnych technologii w zakresie magazynowania ciepła lub chłodu. Uczestnikami konkursów NCBR pt. „Magazynowanie Ciepła i Chłodu” – Strumień 1 – Budynek Domu Jednorodzinnego oraz „Magazynowanie Ciepła i Chłodu” – Strumień 2 – Budynek Biurowy są, ConnectPoint Sp. z o.o., Atmat Sp. z o.o., Noboto Design Sp. z o.o. Euros Energy sp. z o.o. oraz konsorcjum Uniserv S.A. i Enetech Sp. z o.o. magazyny różnią się czynnikami magazynującymi ciepło (zazwyczaj woda, ale np. Enetech oferuje przełożone magazyny ceramiczne) oraz wielkością (pojemnością).

Jeden z uczestników ww. konkursów NCBR firma ConnectPoint Sp. z o.o., dzięki pozytywnemu wynikowi z dopuszczeniem do Etapu II (w obu konkursach) rozwija projekt o nazwie ThermOS. Opracowane przez ConnectPoint rozwiązanie zakłada wykonanie dwupoziomowego układu magazynowania ciepła. Rozwiązanie jest zbliżone do dużych naziemnych akumulatorów ciepła stosowanych w systemach ciepłowniczych (kolejny podrozdział) w skali „mikro”. Taki właśnie magazyn, - według idei opracowanej koncepcji – będzie produktem seryjnym, prefabrykowanym, prostym w transporcie i montażu na terenie nieruchomości. Pozwoli, naszym zdaniem, wypełnić lukę rynkową.

5.3. Krajowy potencjał dostawców technologii, projektantów i wykonawców długoterminowych magazynów ciepła

Magazynowanie ciepła w wielkoskalowych magazynach ciepła w Polsce jest tematyką stosunkowo nową. O ile dobowe magazyny ciepła w postaci stalowych zbiorników naziemnych już powstały w kilku lokalizacjach w Polsce, to sezonowe magazyny ciepła na dużą skalę nie zostały jeszcze wdrożone. Magazyny dobowe, o których wspomniano już w rozdziale 2, najczęściej przewidziane były do współpracy z instalacjami kolektorów słonecznych lub kogeneracją. Magazyn taki jest najczęściej

włączonym w system ciepłowniczy bezciśnieniowym zbiornikiem wody. O ile w zakresie projektowania samych stalowych magazynów o pojemności do ok. 30 tys. m³ nie brakuje w Polsce specjalizujących się w tym zakresie biur projektowych, o tyle zdecydowanie niżej jest modelowanie tych układów ciepłowniczych, kiedy mają współpracować z kilkoma źródłami ciepła.

³⁷ Forum Energii: Czyste ciepło jako motor polskiej gospodarki Dlaczego potrzebujemy nowego otwarcia w ciepłownictwie. 2022.

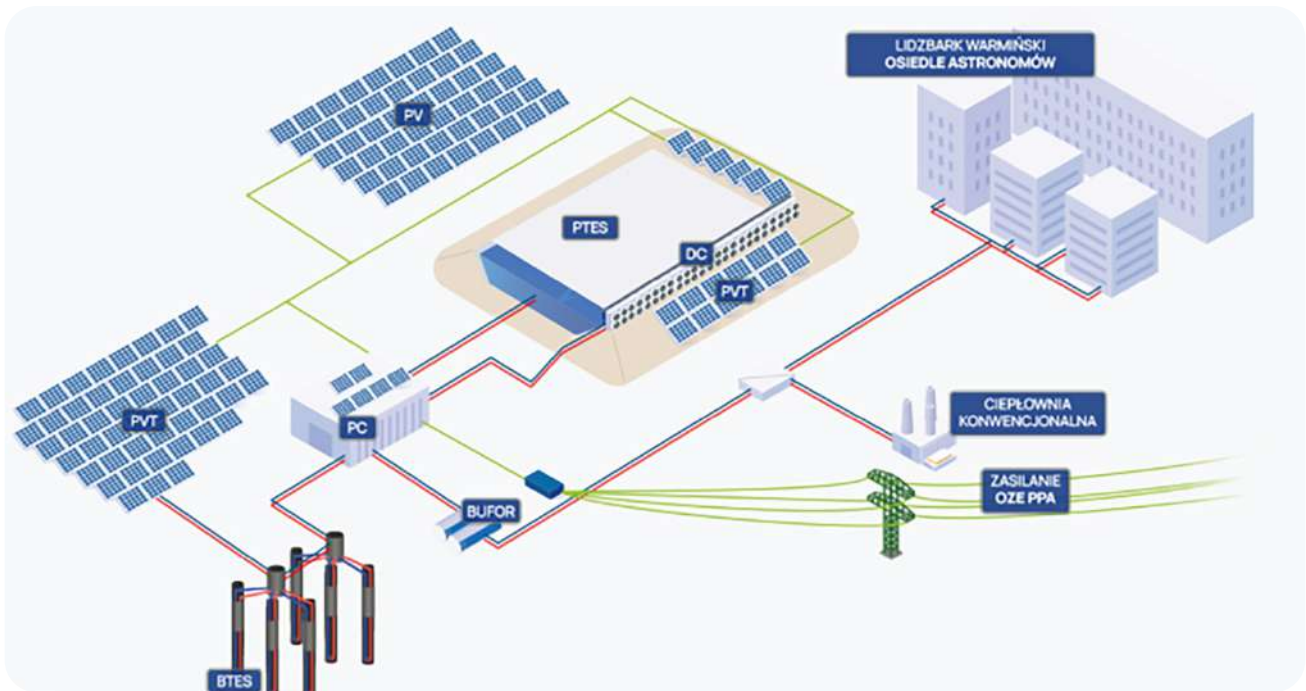
W tym przypadku wymagane jest podejście analityczne oparte chociażby o program TRNSYS, w którym przeprowadzana jest symulacja pracy magazynu ciepła wraz ze źródłami, wyznaczany jest ekonomicznie najlepszy algorytm działania jak i analizowana stratyfikacja i straty ciepła magazynu. Projektowanie wykonawcze winno być zatem poprzedzone rzetelnymi symulacjami.

Pod względem konstrukcyjnym jest to walcowy, szczelny zbiornik wykonany ze stali. Dno zbiornika wykonane jest z blach płaskich, natomiast jego płaszcz wykonany jest z blach walcowanych. Dach zbiornika jest wykonany z profili opartych na płaszczu zbiornika. Energia ciepła jest gromadzona w akumulatorze w sytuacji, kiedy występuje różnica w czasie pomiędzy produkcją ciepła, a zapotrzebowaniem na ciepło. W akumulatorze ciepła występują dwie główne warstwy: wody zimnej od dołu oraz wody gorącej od góry. Ze względu na różnicę gęstości pomiędzy obiema warstwami woda gorąca utrzymuje się nad wodą zimną nie mieszając się z nią. Obie warstwy rozdziela termoklina czyli warstwa przejściowa, której wysokość wynosi około 1 m. Położenie termokliny zmienia się w zależności od stopnia naładowania akumulatora. Aby nie dopuścić do mieszania się wody zimnej i gorącej, a zarazem zaburzenia termokliny zapewnia się minimalizację zakłóceń wywołanych ruchem wody wewnątrz zbiornika. Podawanie oraz pobieranie wody do/z akumulatora odbywa się przy wykorzystaniu dyfuzorów, które zapewniają laminarny przepływ wody o odpowiednio niskiej prędkości. Montaż płaszczu stalowego akumulatora ciepła na płycie fundamentowej odbywa się od dołu. Dach unoszą podnośniki hydrauliczne, aby pod jego konstrukcją mogły powstawać kolejne pierścienie obudowy. Montaż poszczególnych segmentów wykonywany jest poprzez spawanie. W skład instalacji wchodzi również rurociągi obiegu ładowania i rozładowywania akumulatora spięte z siecią ciepłowniczą wraz z zaworami odcinającymi, regulacyjnymi, pompami wspomagającymi rozładowywanie i ładowanie akumulatora oraz instalacja parowa mająca na celu wytworzenie tzw. poduszki parowej. Producentów i dostawców elementów stalowego płaszczu, izolacji i elementów towarzyszących nie brakuje. Również w zakresie montażu tych konstrukcji na rynku jest wiele firm specjalizujących się w takich pracach. W Polsce montażem magazynów ciepła stalowych najczęściej zajmują się wyspecjalizowane firmy takie jak Energomontaż czy Mostostal.

Nieco inaczej wygląda sytuacja w kontekście projektowania i budowy wielkoskalowych magazynów sezonowych, niezależnie od tego czy jest to BTES czy PTES czy inny magazyn podziemny. Pierwszy w Polsce sezonowy magazyn ciepła (STES), o pojemności 800 m³, powstał na terenie Mazowieckiego Centrum

Psychiatrii „Drewnica” w Żąbkach koło Warszawy w 2015 roku, niemniej nie można w tym przypadku mówić o pełnoskalowym magazynie jakie budowane są obecnie. Magazyny ciepła na szerszą skalę zostały rozpropagowane w ramach konkursu „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” oraz „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym” organizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Pierwszy z konkursów, którego budżet wynosił 48, 6 mln zł zakładał zaprojektowanie i zbudowanie systemu ciepłowniczego z udziałem minimum 80% ciepła pochodzącego z OZE. Większość proponowanych przez uczestników rozwiązań bazowała właśnie na magazynach sezonowych w celu spełnienia wymagań konkursu.

Jako obiekt referencyjny został wybrany projekt realizowany w Lidzbarku Warmińskim w ciepłowni należącej do Veolia Północ. Demonstrator nie obejmował jednak całego systemu ciepłowniczego, a jedynie wybraną część miasta. W ramach rozwiązania zbudowany został układ ciepłowniczy oparty o trójstopniowe magazynowanie ciepła. Pierwszym poziomem magazynowania jest magazyn krótkoterminowy w postaci zbiornika wody (bufora) o pojemności 100 m³ i zakresie temperaturowym pracy od 60°C do 85°C. Celem zastosowania bufora jest maksymalizacja autokonsumpcji energii elektrycznej wyprodukowanej lokalnie w panelach PV i kolektorach PVT. Drugi poziom magazynowania stanowi niskotemperaturowy magazyn gruntowy BTES – Borehole Thermal Energy Storage. Magazyn gruntowy składa się z 300 wymienników gruntowych, sond geotermalnych, o długości 99,9 metra, a jego zakres temperaturowy pracy to 5°C – 20°C. Magazyn jest ładowany w ciągu lata ciepłem wyprodukowanym przez pompy ciepła, dla których dolnym źródłem ciepła jest wtedy powietrzny wymiennik ciepła oraz ciepło z kolektorów hybrydowych PVT.



Rysunek 5-2 Koncepcja Ciepłowni Przyszłości zaproponowana przez Euros Energy w ramach konkursu NCBR. Źródło; www.cieplowniaprzyszlosci.pl

Ostatnim z poziomów magazynowania ciepła jest magazyn PTES o pojemności ok. 15 tys. m³, wypełniony w całości wodą. Temperatura pracy magazynu zawiera się w zakresie od 7°C do 70°C³⁸. Pomimo niewielkiej pojemności, jak i znacznie niższym temperaturom na jakie zaprojektowano magazyn PTES, można uznać to rozwiązanie za udany efekt projektu badawczego o dużej wartości edukacyjnej.

Rozwój magazynów sezonowych ciepła bazuje na doświadczeniach skandynawskich, a w szczególności duńskich. Dlatego też rozwiązania o implementacji, których prowadzone są rozważania dotyczy doświadczeń przede wszystkim firm skandynawskich. Największe doświadczenia w zakresie modelowania i projektowania zostały wypracowane i skorygowane na podstawie rzeczywistych obiektów powstałych w Danii czy na terenie Niemiec. Jednym z największych wyzwań na jakie zwracają uwagę projektanci i wykonawcy sezonowych magazynów ciepła jest niezwykle ważny etap wstępny, doboru wielkości magazynu i jego funkcjonowania w ramach całego systemu ciepłowniczego.

Na etapie modelowania systemu godzina po godzinie można uzyskać synergię pomiędzy wielkością magazynu, źródłami ciepła a charakterystyką rozbiórów ciepła na przygotowanie ciepłej wody i na cele grzewcze. Ta wstępna faza projektowania decyduje również o ekonomice całego przedsięwzięcia i koń-

cowej cenie ciepła dostarczanego do odbiorcy. Korzystając z doświadczeń skandynawskich Instytut Energetyki Odnawialnej opracował raport „Projektowanie i optymalizacja systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami ciepła. Wykorzystanie metodologii „digital twin” i modelowania TRNSYS”³⁹. Zebrane przez zespół specjalistów IEO wytyczne i procedury projektowe są na rynku polskim wypełnieniem niszy w zakresie efektywnego przeprowadzenia procesu inwestycyjnego od koncepcji, aż po projekt i realizację. O ile niszę związaną z częścią analityczno-ekonomiczną inwestycji udaje się powoli na polskim rynku zapełniać to na dzień dzisiejszy nieodzownym wydaje się wykorzystanie potencjału wykonawczego firm skandynawskich i niemieckich zarówno w zakresie produkcji membran uszczelniających odpornych na wysokie temperatury rzędu 95°C, od opatentowania rozwiązania pokrywy magazynu, aż po technologie wykonania prac ziemnych wraz z montażem geosyntetyków, pokrywy wraz z instalacjami towarzyszącymi. Jedną z takich firm, która uczestniczyła w budowie większości europejskich PTES-ów, jako dostawca membran i generalny wykonawca, jest niemiecka firma Solmax. O ile w ramach local content z czasem część robót będzie mogła być wykonywana przez lokalne firmy, to wydaje się nieodzowne korzystanie w pierwszej fazie rozwoju technologii w Polsce sięgnięcie po sprawdzonych wykonawców z referencjami i odpowiednimi gwarancjami na dostarczane produkty. Rozporządzenie NZIA (rozdział 5.1) w tym zakresie promuje europejski local content.

³⁸ <https://cieplowniaprzyszlosci.pl/>, stan na 01.07.2024

³⁹ Instytut Energetyki Odnawialnej: Projektowanie i optymalizacja systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami ciepła. Wykorzystanie metodologii „digital twin” i modelowania TRNSYS. URL: <https://ieo.pl/raporty-i-artkuly-ieo-oze-w-polskim-cieplownictwie>



GRUPA TECHNOLOGICZNA

ul. Narwicka 6
80-557 Gdańsk, Polska
+ 48 52 520 77 20
ase@ase.com.pl



- Ponad 30 lat na rynku branżowym
- 15 wyspecjalizowanych firm pod jednym dachem
- Wielobranżowy partner biznesowy
- Wdrażamy nowe technologie
- Współzałożyciel Klastra Technologii Wodorowych
- Współzałożyciel Bałtyckiego Klastra Morskiego i Kosmicznego



PONAD 400 INŻYNIERÓW

6. Scenariusz rozwoju zastosowań wybranych instalacji magazynów ciepła w Polsce do 2030 roku

6.1. Potencjał magazynów ciepła w energetyce i ciepłownictwie i jego realizacja w UE

Zmienia się rola i potencjał magazynów ciepła (TES) w szeroko rozumianym systemie energetycznym. Jeszcze w poprzedniej dekadzie^{40 41} rolę magazynów ciepła w perspektywie 10 lat widziano w UE (badania dla 25 krajów członkowskich UE, w tym Polska) odnoszono wyłącznie do paliw kopalnych oraz ciepłych

kolektorów słonecznych i słonecznych elektrowni ciepłych z koncentratorami (CSP) w trzech aspektach: a) redukcja szczytowego obciążenia cieplnego b) zastępowanie energii cieplnej c) zastępowanie energii elektrycznej - tabela 6.1.

Redukcja szczytowego obciążenia	TW	6
Zaoszczędzona energia cieplna	TWh	9 527
Zaoszczędzona energia elektryczna	TWh	18

Tabela 6-1 Potencjał roczny TES (wielokrotne ładowanie i rozładowanie) w UE-25.

Magazyny ciepła w energetyce odnawialnej były związane z wykorzystaniem kolektorów słonecznych i słonecznych elektrowni ciepłych. Potencjał magazynowania niskotemperaturowej energii słonecznej został oceniony na 367 TWh, w tym 319 TWh -magazyny krótkoterminowe i 47 TWh – magazyny sezonowe. Faktyczna pojemność magazynów ciepła współpracujących z kolektorami słonecznymi w 2021 roku wg Solar Heat Europe wynosiła 70 TWh rocznie czyli 190 GWh w cyklu dziennym (ponad 20-krotnie więcej niż pojemność wszystkich magazynów elektrycznych zainstalowanych w UE do końca 2021 roku).

Analogiczny potencjał dla ciepłych elektrowni słonecznych w UE został oceniony na 2 TWh. Większość ocenianego potencjału na 2021 roku dotyczyła możliwości ograniczania, dzięki magazynom ciepła, zużycia paliw kopalnych w ogrzewnictwie indywidualnym, ciepłownictwie systemowym i w kogeneracji.

Znaczenie magazynów ciepła w przypadku zmiennej dobowej i sezonowej energii słonecznej najłatwiej jest zilustrować na przykładach. Zasobnik ciepłej wody w polskich warunkach klimatycznych (200 l na m² pow. kolektora słonecznego) pozwala na pokrycie zapotrzebowania na CWU w 60-70% w ciągu roku⁴², przy pracy samego kolektora przez 10-15% czasu (okres usłonecznienia z uwzględnieniem minimum technicznego). W przypadku elektrowni słonecznych ciepłych (CSP) z rynną paraboliczną dodanie systemu magazynowania (solanka) w Hiszpanii zwiększa udział energii słonecznej w elektrowni aż o 47%.

Obecnie wiadomo, że magazyny ciepła tylko w części oznaczają oszczędności paliw w ciepłowniach, elektrociepłowniach i elektrowniach ciepłych, ale kluczowe staje się zagospodarowanie dzięki nim nadwyżek energii elektrycznej z najtańszych, pogodozależnych OZE (elektrownie fotowoltaiczne wiatrowe). W tak rozumianej elektryfikacji mieści się wykorzystanie strategii „sector coupling” (łączenia sektorów energii elektrycznej i ciepła w procesie elektryfikacji ciepłownictwa) w celu szer-

szego i szybszego zastępowania wysokoemisyjnego ciepła zeroemisyjną energią elektryczną z OZE oraz tzw. „load shifting” (czyli możliwości przesunięcia odbiorów ciepła w okresy najwyższej generacji energii elektrycznej z OZE (i jednocześnie najniższych cen energii elektrycznej).

Potencjał magazynowania energii elektrycznej w formie ciepła rośnie poprzez szybkie zwiększenie udziału energii elektrycznej z pogodozależnych OZE (ceny ujemne energii i niestety tzw. curtailment źródeł zeroemisyjnych w szczytach generacji stają się nieoczekiwanym standardem). Potencjał ten rośnie w efekcie liberalizacji rynku energii elektrycznej w UE. Wprowadzanie taryf wielostrefowych, taryf dynamicznych („time of use”) na energię elektryczną sprzyja „load shifting” i tworzy modele biznesowe na magazyny energii krótko i długookresowe (sezonowe).

Tak szeroko rozumiany potencjał magazynowania energii w formie ciepła razem z „load shifting” oznacza redukcję zanieczyszczeń powietrza z procesów spalania w ciepłownictwie i jednocześnie redukcję emisji CO² i kosztów w elektroenergetyce.

Wcześniej szacowane potencjały magazynów ciepła dotyczyły takich segmentów rynku jak wykorzystanie energii słonecznej termicznej nisko- i wysokotemperaturowej (bez fotowoltaiki) oraz ciepła wytwarzanego z paliw kopalnych w dużych systemach (szczególności z kogeneracji węglowej lub gazowej), a w mniejszych w celu stabilizacji pracy kotłów na paliwa stałe. Nowe scenariusze muszą w znacznie większym zakresie służyć wykorzystaniu nadmiarowej energii z OZE. Trudno zatem jest budować nowe scenariusze rozwoju magazynów ciepła w okresie zmiany paradygmatów i braku nowych, ugruntowanych trendów. Dlatego w niniejszym rozdziale zaprezentowano tylko scenariusze rozwoju magazynów ciepła do 2030 roku w wybranych niszach i segmentach rynku.

⁴⁰ Pablo Arce et al: Overview of thermal energy storage (TES) potential energy savings and climate change mitigation in Spain and Europe. Applied Energy Volume 88, Issue 8, August 2011, Pages 2764-2774

⁴¹ Luisa F. Cabeza (ed.): Advances in Thermal Energy Storage Systems. Elsevier 2015.

⁴² G. Wiśniewski. (red.) S. Gołębiowski K. Kurowski, M. Gryciuk, A. Więcka, Kolektory słoneczne. Energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwie i drobnym przemyśle. Wyd. Medium, Warszawa 2008.

6.2. Zakres rynku magazynów ciepła uwzględnionych w scenariuszach rozwoju

Dotychczas, Polsce nie ma systematyki magazynów ciepła (normy z zatwierdzoną terminologią) i jednoznacznych definicji.

W praktyce instalacyjnej stosuje się (często zamiennie) terminy będące synonimem magazynów ciepła wodnych, np.:

ZBIORNIK CIEPŁEJ WODY UŻYTKOWEJ
(CWU)

TERMA CWU
(z zasobnikiem, w odróżnieniu od przepływowej)

ZASOBNIK CIEPŁA NA POTRZEBY CWU I CO
(w tym zasobnik warstwowy/wielostrefowy)

BOJLER
(np. elektryczny lub gazowy)

BUFOR CIEPŁA
(współpracujący z jednofunkcyjnym kotłem na paliwo stałe lub pompą ciepła)

ZASOBNIK CIEPŁA WIELOFUNKCYJNY TYPU KOMBI
(nieraz w kaskadzie w zasobników) obsługujący dwa lub więcej źródeł ciepła

FUNKCJONUJĄ TEŻ MAGAZYNY CHŁODU (WODY ŁODOWEJ) BEZ PRZEMIANY FAZOWEJ.

Od strony konstrukcyjnej przeważają magazyny ciepła stałowe pionowe, w kształcie walczków stalowych, ale spotyka się też zbiorniki poziome. Magazyny ziemne zagłębione mogą mieć różne kształty i różne sposoby izolacji termicznej i paroizolacji.

Typowy podział zbiorników wykorzystywanych jako magazyny ciepła uzależniony jest od występowania węzownic (wbudowanych wymienników ciepła) oddzielających obiegi ładowania i rozładowania lub dzielących je na różne źródła ładowania lub rozbioru. Wyróżnia się zbiorniki/zasobniki:

Z JEDNĄ WĘŻOWNICĄ
(np. bojler gazowy z palnikiem gazowym do podgrzewania wody)

BEZWĘŻOWNICOWE
(np. bojler elektryczny)

DWUWĘŻOWNICOWE
(grzanie wody może odbywać się z dwóch niezależnych źródeł – tzw. systemu biwalentne)

Magazyny ciepła mogą być zasilane źródłami ciepła na paliwa kopalne (stałymi i płynnymi), ciepłem odpadowym oraz ciepłem z OZE (kolektory słoneczne) i energią elektryczną z OZE (w szczególności instalacje fotowoltaiczne i wiatrowej). W procesie ładowania (lub rozładowania) magazynu można rozróżnić

zbiorniki i zasobniki sterowane temperaturą w części roboczej (górnej), różnicą temperatur w części górnej i dolnej („martwej”) i sterowane potrzebami odbiorców – system zarządzania całą instalacją grzewczą (CO, CWU, chłodzenie).

Określenie potencjału rozwoju każdego z rodzajów magazynów ciepła oddzielnie, nawet przy zawężeniu analiz z tym zakresie tylko do magazynów wodnych, nie wydaje się możliwe zarówno z uwagi na brak historycznych danych statystycznych

w każdym z segmentów jak i z uwagi na różne ich (alternatywne) zastosowania. Potencjał magazynów ciepła określono w trzech obszarach zastosowań, różniących się też pojemnością:



O ile magazyny ciepła w gospodarstwach domowych można nazwać dobowo-godzinowymi, to magazyny większe mogą pełnić też rolę magazynów kilkudniowych lub sezonowych (magazyny PTES).

W analizach potencjału nie uwzględniono małych zbiorników „technicznych” (np. zbiorników przelewowych, ciśnieniowych, zazwyczaj poniżej 100 l) czy małych buforów pomp ciepła pełniących rolę stabilizacji pracy źródła (liczba załączeń), które nie służą do wygładzania profili zasilania z uwagi na zmienność warunków pogodowych lub cen energii i nie dostosowują profilu wytwarzania ciepła (generacji energii elektrycznej) do profilu zapotrzebowania na ciepło.

W rozdziale dokonano oceny potencjału rynkowego magazynowania ciepła dostępnego na skalę przemysłową dla Polski w okresie do 2030 roku. Jest to okres na tyle krótki że w skali kraju można pominąć potencjał najnowszych technologii magazynowania ciepła w ciałach stałych (ceramika, kamienie, skały, grunt), solankach (magazynowanie wysokotemperaturowe) i substancjach wykorzystujących przemiany fazowe (w tym lód, stearyna, silikażele, zeolity itp.), które mają już obecnie znaczny potencjał techniczny, ale nie pojawią się szerzej na rynku dopiero po 2030 roku.

Skupiono się zatem na potencjale magazynowania energii (w szczególności energii elektrycznej) w gorącej wodzie. Technologia jest znana i może być wykorzystana na znacznie większą skalę niż obecnie w odpowiedzi na szybko rosnące zapotrzebowanie na magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej z OZE. Szczegółowe założenia dotyczące budowy dwóch scenariuszy rozwoju magazynów ciepła w dwóch wybranych segmentach (małe magazyny domowe w ogrzewnictwie i duże magazyny sezonowe w ciepłownictwie) podano w kolejnym podrozdziale.

Oszacowany potencjał magazynów ciepła dla gorącej wody (magazyny małe krótkoterminowe i sezonowe) może być uzupełniony innymi magazynami (średnioterminowe, wysokotemperaturowe) i zastąpiony (substytucja) lub uzupełniony innymi ww. technologiami magazynowania ciepła, które wraz z postępem ich komercjalizacji mogą go dodatkowo powiększyć. Wyniki przeprowadzonych ocen potencjału należy zatem traktować jako konserwatywny.

6.3. Scenariusze rozwoju wybranych rodzajów magazynów ciepła w Polsce

Wodne magazyny ciepła w mieszkalnictwie

Według Stowarzyszenia Producentów i importerów Urządzeń Grzewczych (SPIUG) w latach 2011-2023 zainstalowano w Polsce ogółem 2,3 mln zasobników ciepłej wody i buforów ciepła^{44 45}. Wg SPIUG w 2023 roku najlepiej sprzedawały się zbiorniki jednowężownicowe (60,4%), następnie bufony bezwężownicowe (24,9%). Zbiorniki dwuwężownicowe to dalej mniejszość 8,5% (inne to 6,3%). Można przyjąć, że z uwagi na okres użytkowania magazynów ciepła w zastosowaniach domowych, tego rzędu liczba różnego rodzaju magazynów ciepła jest zainstalowana w budynkach mieszkalnych.

Zgodnie z wynikami Narodowego Spisu Powszechnego Ludności i Mieszkań na koniec 2021 roku na terenie kraju usytuowanych było 15,3 mln. mieszkań, które zlokalizowane były w 6,9

mln budynków, w tym 6,3 mln stanowiły budynki jednorodzinne, a 0,6 mln. budynki wielomieszkaniowe. Zgodnie z uwagami w rozdziale 6.2 zastosowanie magazynów ciepła w budynkach mieszkalnych silnie jest uzależnione od rodzaju ogrzewania i sposobu przygotowania ciepłej wody użytkowej. Najnowszą strukturę źródeł ciepła w budynkach mieszkalnych na początek 2024 podaje Główny Urząd Nadzoru Budowlanego w bazie danych Centralnej Ewidencji Emisyjności Budynków – tabela 6-2.

ŹRÓDŁA CIEPŁA W BUDYNKACH	LICZBA ŹRÓDEŁ	UDZIAŁ PROC.
Kocioł gazowy / bojler gazowy / podgrzewacz gazowy przepływowy /kominiek gazowy	4 853 449	28%
Kocioł na paliwo stałe (węgiel, drewno, pellet lub inny rodzaj biomasy) z ręcznym podawaniem paliwa / zasypowy	2 924 059	17%
Ogrzewanie elektryczne / bojler elektryczny	2 611 572	15%
Kominiek / koza / ogrzewacz powietrza na paliwo stałe (drewno, pellet lub inny rodzaj biomasy, węgiel)	1 579 078	9%
Kocioł na paliwo stałe (węgiel, drewno, pellet lub inny rodzaj biomasy) z automatycznym podawaniem paliwa / z podajnikiem	1 362 339	8%
Miejska sieć ciepłownicza / ciepło systemowe / lokalna sieć ciepłownicza	1 078 998	6%
Piec kaflowy na paliwo stałe (węgiel, drewno, pellet lub inny rodzaj biomasy)	1 055 336	6%
Trzon kuchenny / piecokuchnia / kuchnia węglowa	838 197	5%
Kolektory słoneczne do ciepłej wody użytkowej lub z funkcją wspomagania ogrzewania	473 786	3%
Pompa ciepła	368 680	2%
Kocioł olejowy	134 824	1%
SUMA:	17 280 318	100%

Tabela 6-2 Źródła ciepła w budynkach, stan na koniec 2023. Źródło: GUNB/CEEB.

⁴⁴ SPIUG „Rynek urządzeń grzewczych w Polsce w 2023 roku”

⁴⁵ Informacja prywatna: Janusz Starościk, prezes SPIUG, 2 maja 2024r.

Baza danych GUNB obejmuje budynki mieszkalne (ponad 90% budynków) oraz budynki należące do przedsiębiorców i instytucji publicznych, które analizowane są w kolejnym podrozdziale. Łatwo zauważyć, że w jednym budynku mieszkalnym znajdują się średnio 2-3 źródła ciepła, w szczególności do CO, CWU i potrzeb bytowych (np. przygotowanie posiłków).

Wielką trudność może sprawić przypisanie magazynów ciepła do poszczególnych budynków, a w szczególności źródeł ciepła. Na tym etapie analiza z konieczności musi opierać się na szacunkach. Wydaje się, że oszacowana wcześniej liczba magazynów ciepła (2,3 mln szt.) jest zaniżona, gdyż oznaczałaby,

że tylko w co trzecim domu (6,9 mln) jest zasobnik/bufor ciepła. W praktyce bowiem wszystkie kotły jednofunkcyjne na paliwa stałe, większość kotłów dwufunkcyjnych na paliwa płynne oraz ogrzewanych elektrycznie (wyłączając piecyki gazowe i elektryczne termy przepływowe) oraz wszystkie domy z kolektorami słonecznymi muszą mieć magazyny ciepła z uwagi na konieczność przygotowania CWU.

Na potrzeby dalszych uproszczonych analiz dokonano agregacji budynków z uwagi na rodzaje ogrzewania/paliw – tabela 6-3.

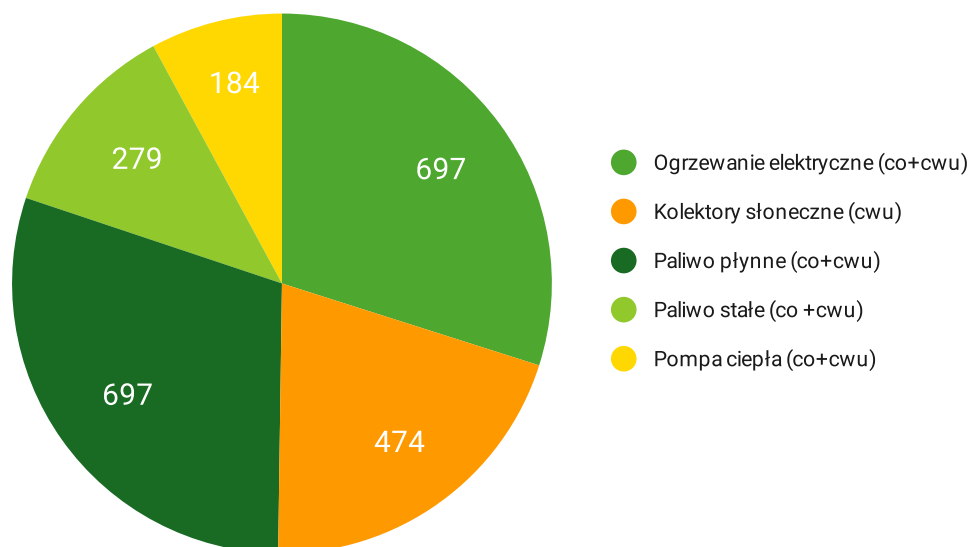
ŹRÓDŁA CIEPŁA	LICZBA ŹRÓDEŁ	UDZIAŁ PROC.
Ogrzewanie elektryczne (CO+CWU)	2 611 572	15%
Kolektory słoneczne (CWU)	473 786	3%
Paliwo płynne (CO+CWU)	4 988 273	29%
Ciepło systemowe (CO+CWU)	1 078 998	6%
Paliwo stałe (CO)	3 472 611	20%
Paliwo stałe (CO +CWU)	4 286 398	25%
Pompa ciepła (CO+CWU)	368 680	2%
SUMA:	17 280 318	100%

Tabela 6-3 Źródła ciepła w budynkach, stan na koniec 2023. Źródło: GUNB/CEEB, oprac. IEO.

Przyjmując, że obecnie zasadniczo w pomijalnym udziale mogą być instalowane magazyny ciepła w budynkach korzystających z ciepła systemowego (choć wiadomo, że są systemy ciepłownicze nie dostarczające CWU, która może być dostarczana w różny sposób, np. piecyki gazowe bez zasobników ciepła, ale nie tylko) oraz w budynkach tylko z kotłami na paliwo stałe na potrzeby CO, dokonano segmentacji magazynów ciepła w 2023 roku.

Przyjęto, że do budynków ogrzewanych elektrycznie i z wykorzystaniem paliw płynnych trafiło po 30% całości magazynów ciepła oraz, że wszystkie budynki z kolektorami słonecznymi i połowa z pompami ciepła (tu nie wliczono buforów rzędu 100-200 l, które nie pełnią roli magazynów ciepła dopasowujących profil poboru energii elektrycznej, a jedynie zmniejszających liczbę cykli włączeń/wyłączeń) ma zasobniki ciepła.

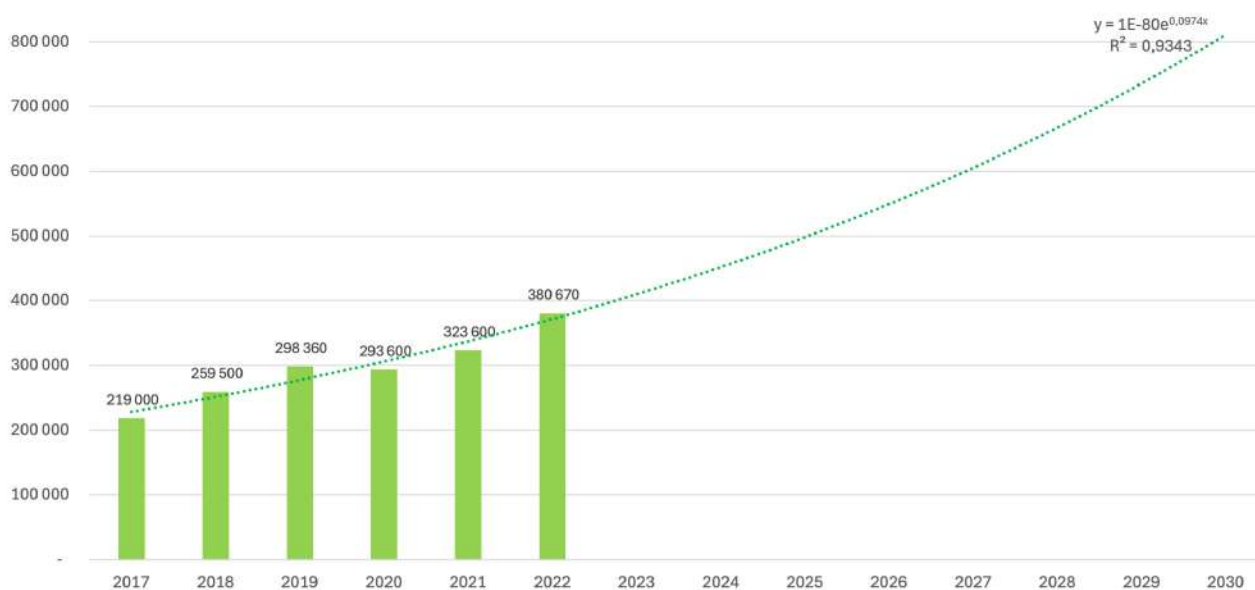
Wyniki rozdysponowania 2,3 mln magazynów ciepła (zasobników ciepłej wody i buforów ciepła) na rodzaje budynków/ogrzewania przedstawiono na rysunku 6-1.



Rysunek 6-1 Wodne magazyny ciepła sprzedane w latach 2011-2023 i zainstalowane (funkcjonujące) do końca 2023 roku w budynkach o różnych systemach ogrzewania. Źródło: oprac. IEO.

Prognoza zapotrzebowania na magazyny ciepła w budynkach mieszkalnych wymaga założeń co do ogólnego tempa wzrostu rynku oraz tempa zmian rodzajów paliw i sposobów ogrzewania w budynkach (niektóre segmenty wywołują większy popyt na magazyny ciepła).

Jeśli chodzi o tempo wzrostu rynku małych, wodnych magazynów ciepła dokonano ekstrapolacji danych SPIUG o sprzedaży różnych zasobników i buforów w latach uznanych za reprezentatywne (2017-2022). Wyniki zobrazowano na Wykresie 6.2.



Rysunek 6-2 Sprzedaż zasobników i buforów-dane historyczne i ekstrapolacja do 2030r. Źródło SPIUG, oprac. IEO.

Przyjęto ekstrapolację wykładniczą. Uzyskano wysoki współczynnik R² dopasowania modelu do danych. W rezultacie uży-

skano następującą prognozę sprzedaży magazynów ciepła do 2030 roku.

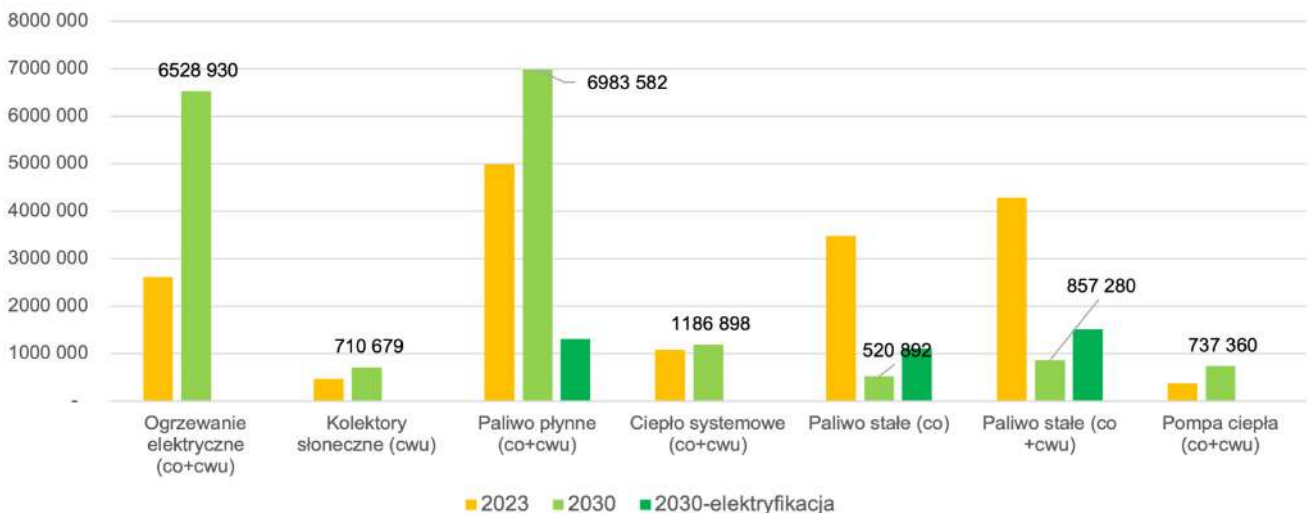
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	RAZEM
Sprzedaż zasobników i buforów [szt.]	460 611	506 672	557 339	613 073	674 380	741 818	816 000	4 369 892

Tabela 6-4 Prognoza sprzedaży magazynów ciepła do 2030 roku na potrzeby mieszkalnictwa. Źródło: oprac. IEO

Tego rodzaju progresywny trend jest też usprawiedliwiony propozycjami rządu w najnowszej wersji KPEiK z 5 marca 2024 roku: (...) *Prowadzone będą zmiany regulacji w kierunku ograniczenia barier stosowania OZE w ciepłownictwie, preferencyjnych warunków dla rozwoju systemów ciepłowniczych stosujących OZE, a także położenie nacisku na budowę magazynów ciepła zarówno dobowych, jak i sezonowych w różnych technologiach, celem pełnej integracji niestabilnych pogodowo źródeł energii odnawialnej w systemach ciepłowniczych.*

Ponownie trzeba odpowiedzieć na pytanie o potencjalne rozdysponowanie magazynów ciepła w 2030 roku, przy założeniu że liczba budynków pozostanie bez zmian, ale zmienia się źródła ciepła. KPEiK (w. z 5 marca 2024) w scenariuszu bazowym („with existing measures” - WEM) przewiduje spadek wykorzystania do 2030 roku przede wszystkim węgla i biomasy. Do wyboru pozostają dwie możliwości: gazyfikacja (kotły jednofunkcyjne z magazynami ciepła lub dwufunkcyjne z małymi

buforami na potrzeby dostarczania CWU) lub elektryfikacja ogrzewania z wykorzystaniem pomp ciepła (ew. kotłów rezystancyjnych z dużymi magazynami ciepła w ramach nieznanego jeszcze scenariusza „with additional measures”- WAM). Trwające obecnie wojny wpływające na ceny paliw płynnych i szybki rozwój OZE „elektrycznych” w Polsce (spadające ceny energii w okresach generacji energii z wiatru i słońca) wskazują na przyspieszenie - przynajmniej w okresie do 2030 roku - elektryfikacji ogrzewnictwa. Na rysunku 6.3 przedstawiony został scenariusz transformacji ogrzewnictwa w latach 2024-2030 poprzez elektryfikację źródeł na paliwa stałe oraz płynne (w pewnym zakresie). W 2024 roku udział energii elektrycznej w ogrzewnictwie (indywidualnym) wyniósł 17%, a w 2030 roku może sięgać 41% (wzrost o 24 punkty procentowe), podczas gdy w latach 2015-2023 udział ten wzrósł tylko o 2 punkty procentowe.



Rysunek 6-3 Założony plan zamiany paliw stałych i płynnych na energię elektryczną do 2030r. Źródło: oprac. IEO.

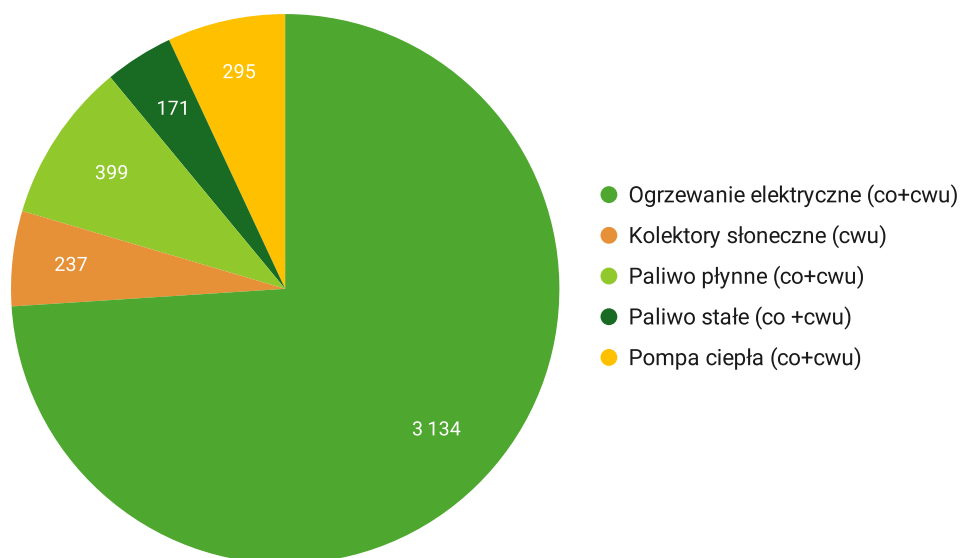
Zgodnie z powyższymi założeniami (masowa elektryfikacja ogrzewnictwa na rzecz zagospodarowania taniego pasma generacji z OZE) w latach 2024-2030 w mieszkalnictwie zostanie zainstalowanych 4,4 mln magazynów ciepła, a ich ogólna liczba

na koniec 2030 (uwzględniając wymiany zużytych magazynów na nowe) wyniesie niemal 6,6 mln szt. Rozdysonowanie magazynów ciepła wg źródeł ogrzewania budynków zestawiono w tabeli 6-5.

ŹRÓDŁA CIEPŁA W BUDYNKACH MIESZKALNYCH 2023 I 2030 ROKU (SZACUNEK)	SPRZEDAŻ MAGAZYNÓW CIEPŁA 2011-2023 [tys. szt.]	SPRZEDAŻ MAGAZYNÓW CIEPŁA 2024-2030 [tys. szt.]	MAGAZYNY CIEPŁA RAZEM DO 2030R. [tys. szt.]
OGRZEWANIE ELEKTRYCZNE (CO+CWU)	697	3 134	3 831
KOLEKTORY SŁONECZNE (CWU)	474	237	711
PALIWO PŁYNNNE (CO+CWU)	697	399	1 096
PALIWO STAŁE (CO +CWU)	279	171	450
POMPA CIEPŁA (CO+CWU)	184	295	479
RAZEM:	2 332	4 236	6 568

Tabela 6-5 Magazyny ciepła (wodne) w domach w domach mieszkalnych z różnymi źródłami ciepła w 2023 i 2030 roku (szacunek). Źródło: oprac. IEO.

STRUKTURA INWESTYCJI W MAGAZYNY CIEPŁA W LATACH 2024-2030.



Rysunek 6-4 Struktura inwestycji w nowe magazyny ciepła w budynkach z różnymi systemami ogrzewania w latach 2024-2030. Źródło: oprac. IEO.

Zgodnie z powyższym scenariuszem w 2030 roku źródła elektryczne będą zasilają 66% wszystkich magazynów ciepła w budynkach mieszkalnych, w tym 58% stanowią będą magazyny energii współpracujące z bojlerami elektrycznymi zasilanymi taną energią elektryczną wytwarzaną w okresach wzmożonej produkcji energii w elektrowniach słonecznych i wiatrowych, w tym instalacjach prosumenckich.

Szczególną rolę w rozwoju magazynów ciepła odegrają prosumenci w systemie net billing wprowadzonym w II połowie 2022 roku. Do końca 2023 roku w tym systemie funkcjonowało 279 tys. prosumenów. Ich liczba do 2030 może wzrosnąć do 1,5 mln i mogą stanowić do 30% wszystkich inwestorów w magazyny ciepła. Magazyny ciepła raczej nie będą stosowane u prosumenów rozliczających się w systemie net-metering, łącznie z pompami ciepła korzystającymi z tego systemu.

Potencjał magazynowania ciepła w 2030 roku w odniesieniu do objętości magazynów wodnych i pojemności energetycznej

przedstawiony na tym przykładzie gospodarstw domowych z magazynami ciepła zasilanych energią elektryczną, głównie z OZE:

SCHEMAT TARYFOWANIA	Użytkownicy magazynów ciepła zasilanych energią elektryczną		Założenia, ograniczenia, wymagania		
	Gospodarstwa domowe	Prosumenci	liczba cykli dziennie	długość cykli	dodatkowe wymagania
TARYFY STREFOWE	X	X	1	8h	
TARYFY (QUASI) DYNAMICZNE	X	X	1	6 - 8h	INTELIGENTNY LICZNIK
NET BILLING DLA PROSUMENTÓW		X	1	2 - 3h	INTELIGENTNY LICZNIK

Tabela 6-6 Schematy stosowania magazynów ciepła w mieszkalnictwie. Źródło: oprac. IEO.

Analizę pracy magazynu ciepła przedstawiono na prostym przykładzie 5- osobowego gospodarstwa domowego korzystającego z taryfy strefowej G12 (PGE⁴⁷) na potrzeby przygotowania CWU:



CENA W STREFIE DZIEENNEJ

0,5803 zł/kWh
(6:00-13:00, 15:00-22:00)



CENA W STREFIE NOCNEJ

0,3672 zł/kWh
(22:00-6:00, 13:00-15:00)

Typowy profil (referencyjny) zapotrzebowania na CWU w gospodarstwie domowym 5-osobowym przedstawiono na rysunku 6-5. Gospodarstwo zużywa ok. 185 litrów ciepłej wody o temperaturze 50°C co odpowiada zużyciu 36 litrów wody na osobę

i wymaga 8 kWh elektrycznej energii dziennie (przyjęto sprawność ogrzewania energią elektryczną 100% oraz pominięto straty ciepła na przechowywaniu).



Rysunek 6-5 Profil zapotrzebowania na CWU w gospodarstwie domowym. Źródło: Wyniki projektu ComBioTES, oprac. IEO.

⁴⁷ <https://www.gkpge.pl/dla-domu/oferta/oferta-taryfowa>

Przy dwukrotnym ładowaniu magazyn powinien mieć objętość niewiele wyższą od zapotrzebowania na CWU – rzędu 200-250 l.

Magazyn energii korzystający z taryfy nocnej G12 powinien być ładowany grzałką o mocy, która z uwagi na zabezpieczenia

elektryczne nie powinien mieć mocy znacząco przekraczającej 1 kW. Z drugiej strony do naładowania magazynu ciepła w godzinach „taryfy nocnej” w zakresie wystarczającym do pokrycia potrzeb gospodarstwa domowego w zakresie CWU wystarczająca jest moc 0,8 kW.




Gospodarstw domowe 5-sobowe, taryfa G12 '2024	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
Cena energii elektrycznej [zł/kWh]	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Zapotrzebowanie na CWU [kWh/h]							0,5	0,7	0,5				
Pojemność magazynu ciepła (2 cykle dziennie: ładowanie=rozładowanie 8 kWh) [kW/h]	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,5	0,7	0,5				
Koszt ładowania [zł/h]	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3							
Koszt ogrzewania elektrycznego bez magazynu ciepła [zł/h]							0,3	0,4	0,3				

Gospodarstw domowe 5-sobowe, taryfa G12 '2024	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Cena energii elektrycznej [zł/kWh]	0,39	0,39	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,39	0,39
Zapotrzebowanie na CWU [kWh/h]				0,8	0,9	1,0	1,2	1,5	0,9		
Pojemność magazynu ciepła (2 cykle dziennie: ładowanie=rozładowanie 8 kWh) [kW/h]	0,8	0,8		0,8	0,9	1,0	1,2	1,5	0,9	0,8	0,8
Koszt ładowania [zł/h]											0,3
Koszt ogrzewania elektrycznego bez magazynu ciepła [zł/h]				0,5	0,5	0,6	0,7	0,9	0,5		

Tabela 6-7 Przyjęte schematy stosowania magazynów ciepła w mieszkalnictwie w zakresie elektroogrzewnictwa opartego na taryfach dwustrefowych. Źródło: oprac. IEO

Takie rozwiązanie: magazyn o objętości 250 l i dobowej pojemności magazynowej 8 kWh/dobę, pozwala na zmagazynowanie w cyklu rocznym. Przy 6,6 mln wodnych magazynów ciepła prognozowanych na 2030 rok ich łączna pojemność dobową wyniosłaby 53 GWh, a łączna pojemność roczna 19 TWh.

Analizowany referencyjny magazyn ciepła daje atrakcyjne korzyści w stosunku do podgrzewania CWU bezpośrednio (terma przepływowa):

 <p>koszt ładowania magazynu</p> <p>2,2 zł/dobę</p>	 <p>koszt ogrzewania elektrycznego bez magazynu ciepła</p> <p>4,6 zł/dobę</p>	 <p>korzyści z magazynowania energii (różnica)</p> <p>2,4 zł/dobę</p>
--	--	--

Korzyści z magazynowania energii w cyklu rocznym wynoszą zatem 891 zł/rok. Potencjał zastosowania magazynów ciepła w systemie taryf dynamicznych i u prosumentów korzystających z net billing, z uwagi na znacznie większe spready cenowe, będzie znacznie wyższy.

Nie mniej ważny jest fakt, że **6,6 mln małych domowych magazynów ciepła** (dotychczasowy park magazynów domowych plus scenariusz do 2030 roku – tabela 6.5) pracujących przy „nocnej taryfie” (założenie) **w szczycie generacji PV latem o 13:00, mogłyby zagospodarować 5 GW nadwyżek energii z elektrowni PV,**

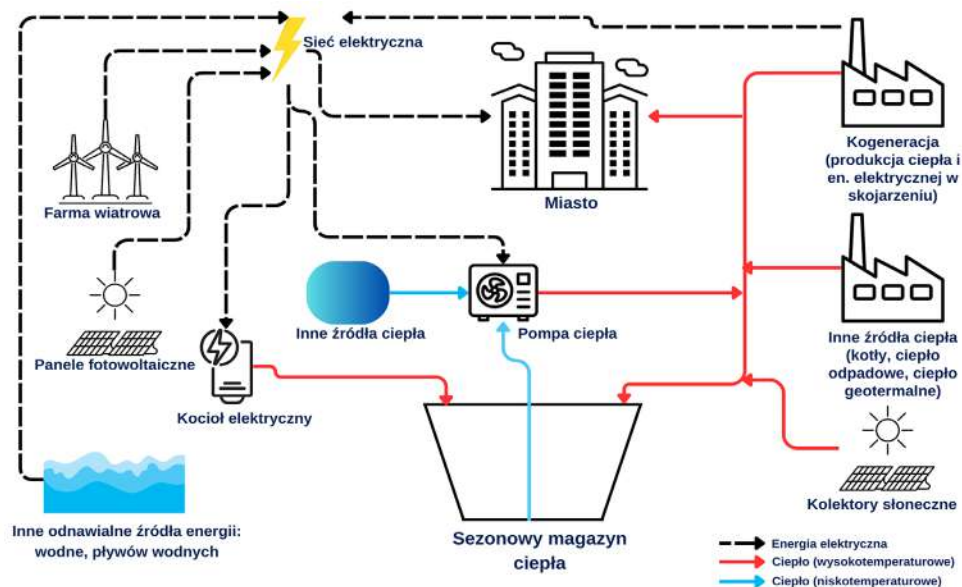
przy przyjętej niewielkiej mocy grzałki (0,8 kW) wystarczającej tylko do podgrzewu CWU. Biorąc pod uwagę fakt, iż większość zasobników dysponuje grzałką o mocy rzędu kilku kW, potencjał chwilowej elastyczności popytu generowany przez ten segment rynku jest znaczący.

W rozdziale 7 przeprowadzono szczegółowe, pogłębione analizy („godzina po godzinie”) potencjału domowych magazynów ciepła do przejmowania szczytowych mocy generacji OZE coraz bardziej zagrożonej ograniczeniami generacji (tzw. curtailment) oraz narażonej na niskie i ujemne ceny energii.

6.3.2. Wielkoskalowe sezonowe magazyny ciepła w ciepłownictwie i przemyśle

Jak wspomniano w rozdziale 4.1 wśród wielkoskalowych magazynów ciepła najszersze możliwości wykorzystania w sektorze ciepłowniczym mają sezonowe magazyny ciepła PTES, ze względu na możliwie największe spośród wszystkich magazynów wielkoskalowych możliwości adaptacyjne i ekonomiczne, wpasowują się w większość systemów ciepłowniczych. Uniwersalność sezonowego magazynu typu PTES pod kątem możliwości integracji źródeł jakie dominują w krajowych systemach

ciepłowniczych jest optymalnym wyborem. Ogólny schemat wykorzystania możliwości PTES w systemach ciepłowniczych pokazano na rysunku 6-6. Warto zauważyć, że integrowane mogą być źródła istniejące na paliwa kopalne (jak CHP czy kotły węglowe które stopniowo będą wycofywane), ale również źródła ciepła OZE w postaci kolektorów słonecznych i szeroka gama urządzeń technologii Power2Heat (kotły elektrodowe, pompy ciepła).



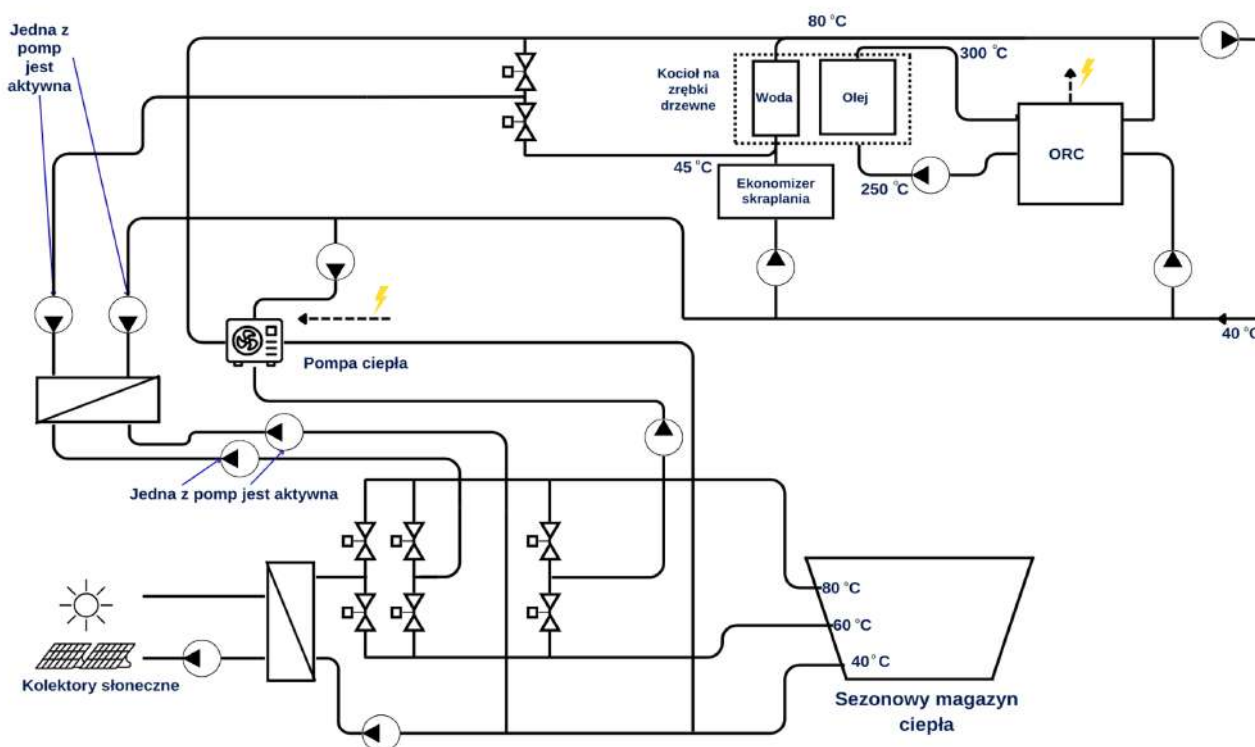
Rysunek 6-6 Dywersyfikacja energii elektrycznej i cieplnej za pomocą pomp ciepła i elektrociepłowni oraz magazynowania ciepła (sprzężenie sektorowe). Źródło⁴⁸, oprac. IEO

⁴⁸ Nielsen, J.E. & Vangkilde-Pedersen, T. (eds.). 2019: Underground Thermal Energy Storage (UTES) – general specifications and design. HEATSTORE project report, GEOTHERMICA – ERA NET Cofund Geothermal. 58 pp.

Ciepło magazynowane jest w PTES a temperatura wody dochodzi do 90°C. Źródła konwencjonalne stanowią rezerwę szczytową, kiedy temperatury zewnętrzne wymagają dogrzania wody sieciowej do parametrów wyższych. Takie rozwiązanie, w większości, będzie występowało w polskich realiach. Jednak zdarzają się również systemy integrujące kotły biomasowe ze źródłami pogodozależnymi z wykorzystaniem PTES. Takie rozwiązanie zastosowano chociażby w duńskim mieście Marstad. Energia słoneczna pokrywa połowę zapotrzebowania na ciepło, natomiast reszta zostaje pokryta zrębkami drzewnymi z kogeneracji opalanej drewnem. Źródłem ciepła są kolektory słoneczne o powierzchni 33 300 m², pompa ciepła o mocy 1,5 MW oraz kocioł biomasowy na zrębki o mocy 4 MW wraz z organicznym cyklem Rankina (OEC) o mocy 750 kW oraz kocioł elektrodowy.

Magazyn ciepła PTES o pojemności 75000 m³ jest zasilany za pośrednictwem kolektorów słonecznych i kotła elektrodowego. Źródło szczytowe stanowi kocioł biomasowy z układem ORC.

Jak pokazano na powyższym rysunku, możliwość konfiguracji systemów ciepłowniczych jest bardzo szeroka i może uwzględniać szereg uwarunkowań ciepłowni. Niemniej każdy z tych przypadków wymaga dogłębnej analizy nie tylko potrzeb cieplnych, ale i dostępnych lokalnych źródeł ciepła i paliw. Każdy z tych systemów wymaga również starannych symulacji numerycznych łącząc źródła konwencjonalne i pogodozależne a także, co w ostatnim czasie niezwykle istotne, również uwzględnienia nadwyżek energii elektrycznej.



Rysunek 6-7 Schemat technologiczny ciepłowni Marstad, oprac. IEO

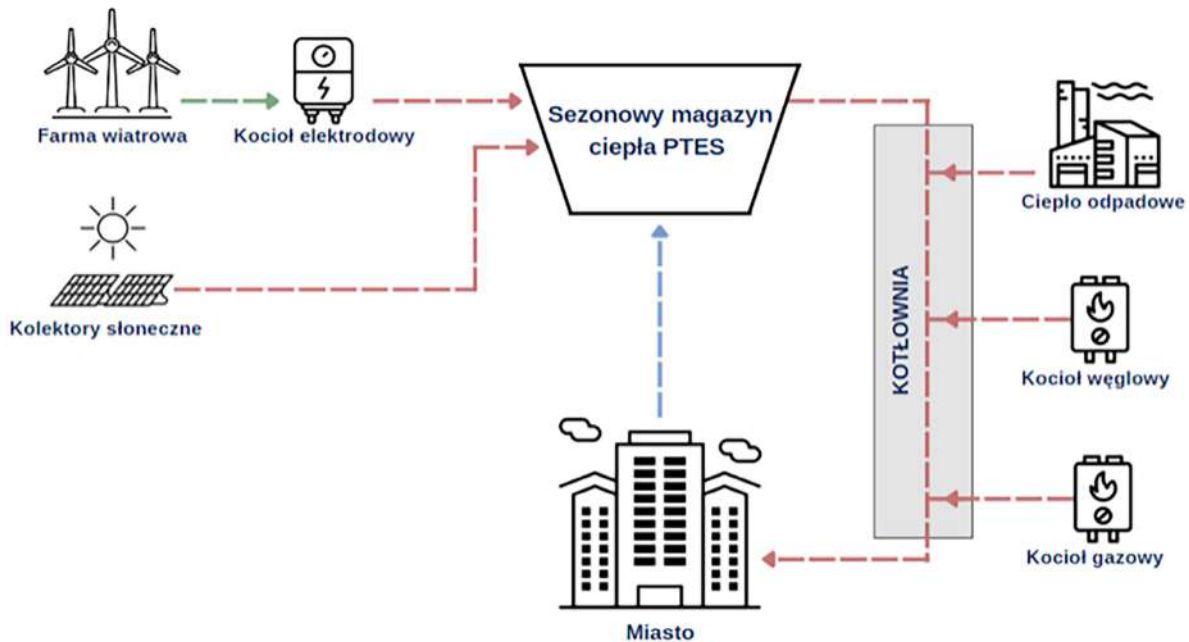
Również w Polsce podjęto już próby projektowania podobnych systemów ciepłowniczych, chociażby w projekcie „Ciepłownia Przyszłości” czy „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym” realizowanym przez NCBR. Zaproponowane rozwiązania w tym przedsięwzięciu już ewoluowały, krok dalej podążając za zmieniającymi się uwarunkowaniami i sytuacją na rynku. Obecnie nie można już rozpatrywać tych systemów tylko z punktu widzenia ciepła. Nieodzowne staje się traktowanie komplementarne produkcji ciepła i energii elektrycznej dla osiągnięcia synergii.

W ramach programu „Ciepłownia przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” IEO wraz z RAFAKO Innovation zaproponowały rozwiązanie dedykowane dla miasta Końskie. Obecnie, już w wersji komercyjnej, doskonalone przez IEO rozwiązanie - uzyskanie dzięki magazynom ciepła już w I etapie transformacji ciepłowni ok. 50% udziału zeroemisyjnych OZE - jest implementowane w kilku ciepłowniach.

Wg przeprowadzonych przez IEO analiz wynika, że wśród ponad 350 koncesjonowanych wytwórców ciepła największy udział mają zakłady o mocy 10-50 MW. Są to najczęściej ciepłownie powiatowe, a ich liczba to prawie 200 przedsiębiorstw. Natomiast z punktu widzenia mocy zainstalowanej powyżej 500 MW identyfikuje się 24 przedsiębiorstwa zlokalizowane w dużych miastach i aglomeracjach. Przyjmując zapotrzebowanie ciepła na podstawie mocy nominalnej można określić całkowitą ilość energii możliwej do zmagazynowania na poziomie 57,4 GWh/dzień. Oczywistym jest jednak fakt, iż istnieje wiele ograniczeń w zakresie możliwości zabudowy sezonowych magazynów ciepła, szczególnie w dużych miastach (dostępność terenów, parametry pracy sieci ciepłej czy charakter pracy ciepłowni).

Uwzględniając te współczynniki można określić całkowity potencjał dla ciepła zmagazynowanego to 6,65 TWh/rok (szczegółowe kalkulacje w dalszej części rozdziału). Warto wskazać, że ilość inwestycji do realizacji będzie dotyczyła wytwórców z zakresu mocy 10-50 MW. Przy relatywnie akceptowalnych kosztach inwestycyjnych znacząca część przedsiębiorstw będzie mogła osiągnąć status efektywnych energetycznie oraz uniezależnić się od cen paliw.

Na rysunku 6.8 przedstawiono modelowy przykład zastosowania magazynu ciepła PTES w warunkach polskich. Magazyn wspiera przejście z węgla (i gazu) do 50% udziału zeroemisyjnych OZE (energia słoneczna, wiatrowa oraz ciepło odpadowe).



Rysunek 6-8 Modelowy przykład zastosowania magazynu ciepła PTES we współpracy z nowymi źródłami zeroemisyjnymi (energia słoneczna, wiatrowa oraz ciepło odpadowe) uzupełnianymi doczasowymi źródłami nieelastycznymi (węglowym) oraz szczytowymi (małe źródła gazowe). Źródło: IEO.

Ten przykładowy, zastosowany do typowej miejskiej ciepłowni w systemie ETS, który ma największy potencjał replikacyjny w segmencie mocy 20-50 MW (z uwagi na dostęp do terenów pod budowę odpowiedniej wielkości magazynów ziemnych i fakt, że w tym zakresie mieści się najwięcej ciepłowni systemowych), stał się podstawą do oceny potencjału sezonowych magazynów ciepła w Polsce.

Do szacowania potencjału magazynów sezonowych ciepła przyjęto szereg założeń upraszczających.

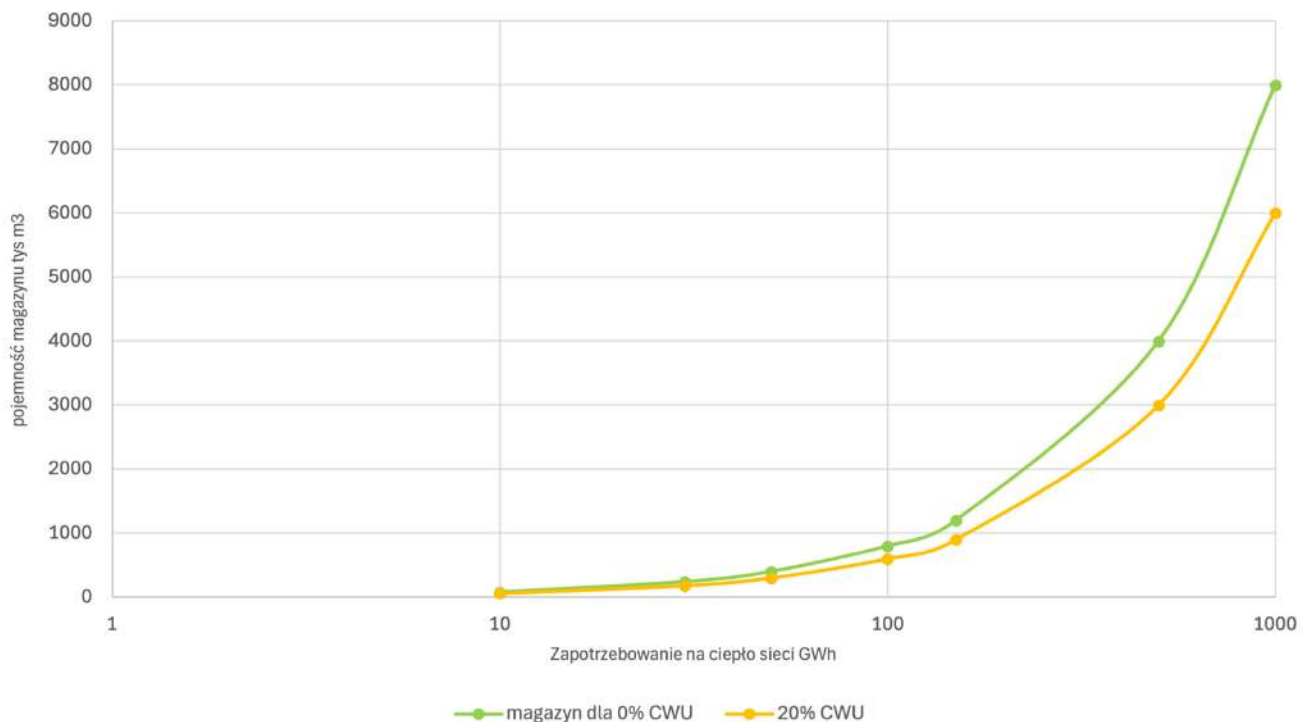
Ciepłownia węglowa dzięki inwestycjom w zeroemisyjne OZE (na przykładzie wykorzystania energii słonecznej) dochodzi

do 50% udziału ciepła z OZE w 2030 roku, czyli spełnia wymóg efektywnego systemu energetycznego. Źródeł ciepła z energii promieniowania słonecznego może być zarówno wielkometryrowy kolektor słonecznych jak farma fotowoltaiczna (energia elektryczna z OZE jest ciepłem z OZE, które może być wytworzone w kotle elektrodowym).

Udział CWU w pokryciu całkowitego zapotrzebowania na ciepło z ciepłowni miejskiej wynosi 15% (czym większy udział CWU w wytwarzaniu ciepła tym relatywnie mniejszy może być sezonowy magazyn ciepła; w niektórych przypadkach zapotrzebowanie na CWU przekracza 20-25% zapotrzebowania na ciepło).

Uwzględniając profil wytwarzania ciepła ciepłowni referencyjnej oraz profil generacji słonecznej oraz przyjmując pojemność jednostkową magazynu ciepła 50kWh/m³ (wartość konserwatywna) można wyznaczyć referencyjną pojemność potrzebnego magazynu ciepła – 195 tys. m³. Taki magazyn na przeniesienie

ciepła z sezonu na sezon potrzebuje 20 tys. m³ na 1 GWh ciepła. Analiza wymiarowa pozwala na wyznaczenie odpowiedniej pojemności magazynu sezonowego ciepła w funkcji mocy zainstalowanej i/lub zapotrzebowania na ciepło oraz udziału CWU w tym zapotrzebowaniu.



Rysunek 6-9 Zależność pojemności magazynu sezonowego ciepła od zapotrzebowania na ciepło w ciepłowni miejskiej, z uwzględnieniem wpływu zapotrzebowania na CWU na pojemność magazynu (założenie: ciepłownia transformuje się z węglowej (100% paliwa węglowego) do energii słonecznej (50% energii słonecznej, 50% węgla). Źródło: IEO.

W praktyce, w każdym przypadku oddzielnie, odpowiednie wielkości magazynu ciepła w ciepłowniach wieloźródłowych (węgiel, gaz, kogeneracja, energia słoneczna, wiatrowa) wyznacza się w symulacjach TRNSYS. Ale na potrzeby analiz makro, w ten sposób można obliczyć teoretyczną pojemność sezonowych magazynów ciepła możliwych do zainstalowania w całym cie-

płownictwie systemowym – 365 miejskich ciepłowni (z podziałem na zakresy mocy ciepłowni), które dzięki zeroemisyjnym OZE umożliwiły uzyskanie przez całe ciepłownictwo systemowe statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Wyniki analiz zestawiono w tabeli.

ZAKRESY MOCY	LICZBA	Teoretyczna pojemność magazynów ciepła typu PTES	Teoretyczna pojemność magazynów ciepła typu PTES			Potencjał techniczny
			GWh/rok	GWh/h	GWh/dobę	
DO 10 MW	35	1 435	72	0,01	0,2	57
10-50 MW	178	63 012	3 154	0,4	8,6	1 892
50 – 125	73	37 960	1 900	0,2	5,2	950
125 – 200	22	21 164	1 059	0,1	2,9	424
200 – 500	33	146 112	7 313	0,8	20	2 194
500 – 1000	16	77 920	3 900	0,4	10,7	780
pow 1000	8	70 842	3 545	0,4	9,7	355
RAZEM		418 445	20 942	2,4	57,4	6 651

Tabela 6-8 Ocena potencjału teoretycznego i technicznego magazynów ciepła sezonowych (na przykładzie PTES) w ciepłownictwie systemowym, z uwzględnieniem rozkładu mocy aktualnie funkcjonujących ciepłowni. Źródło: IEO.

W tabeli policzono też bardziej realny potencjał techniczny. Uwzględniono w nim ograniczenia w dostępie do terenów pod inwestycje w PTES. Dla przyjętej ciepłowni referencyjnej (30 GWh/rok) wymagana powierzchnia pod magazyn typu PTES to ok. 1-1,5 ha. Sam opróżniony do połowy plac nawęglania (mniejsze zapotrzebowanie na węgiel) nie jest zazwyczaj wystarczający pod lokalizację magazynu ciepła i trzeba szukać dodatkowego terenu na obszarze ciepłowni lub w jej sąsiedztwie. Problem rośnie wraz ze wzrostem wielkości ciepłowni (coraz trudniej też samymi zeroemisyjnymi OZE uzyskać status efektywnego systemu ciepłowniczego (tu: 50% ciepła z OZE). Na podstawie wcześniej zrealizowanych studiów wykonalności autorzy oszacowali spadek dostępność terenów w stosunku do wyżej obliczonego potencjału teoretycznego, ograniczając go najmniej w przypadku ciepłowni o mocach do 10 MW (do 80% całkowitego potencjału) a najbardziej w stosunku do ciepłowni rzędu 1000 MW (do 10%). Sezonowe magazyny ciepła wymagają bowiem rozwiązania pro-

blemu związanego z dostępnością do terenów pod ich budowę. Przy projektowaniu gruntowego magazynu ciepła (PTES), najkorzystniej w granicach działki należącej do PEC, oprócz dostępnej powierzchni ważna jest też struktura geologiczna gleby oraz poziom (obecność) wód gruntowych. Najkorzystniejszy jest profil gleby z dominującą rolą gliny oraz bez wód gruntowych do głębokości 6-8 m. Magazyny ciepła muszą też konkurować o teren pod budowę z innymi technologiami OZE niezbędnymi do transformacji ciepłownictwa. Najbardziej „powierzchniochłonnymi” OZE są biomasa uprawowa i fotowoltaika. Biomasa zakupiona z zewnątrz i kolektory słoneczne (mogą być instalowane na dachach budynków należących do PEC lub do odbiorców ciepła) wymagają najmniej dodatkowej powierzchni. W tabeli zestawiono powierzchniochłonność magazynów ciepła z innymi technologiami OZE, w które w obecnej i przyszłej dekadzie ciepłownictwo będzie masowo inwestować.

TECHNOLOGIA	MW/ha	MWh/ha
BIOMASA ZAKUPIONA (SKŁADOWANIE NA TERENIE PEC PRZEZ DWA MIESIĄCE)	6,38	23 243
KOLEKTORY SŁONECZNE	3,1	2 138
FOTOWOLTAIKA	0,55	633
BIOMASA Z WŁASNYCH UPRAW (WIERZBA ENERGETYCZNA)	0,01	53
SEZONOWY MAGAZYN CIEPŁA	5,3	7 588

Tabela 6-9 Zapotrzebowanie na teren (działki) dla różnych technologii OZE i magazyny ciepła sezonowego. Źródło: wyniki studiów wykonalności dla konkretnych ciepłowni oprac. IEO.

Oczywiście magazyny ciepła sezonowe mogą być też rozproszonymi na terenie całego miasta i obsługiwać poszczególne lokalne ciepłownie i dużych odbiorców ciepła.

W ten sposób oceniono potencjał techniczny sezonowych magazynów ciepła w polskim ciepłownictwie syntenowym na 6.651 GWh/rok i odpowiednio 0,8 GWh/h w statystycznie oszacowanych 194 miastach.

W oparciu o powyższe szacunki w rozdziale 7 dokonano szczegółowej analizy potencjału magazynów sezonowych ciepła do przejmowania nadwyżek zeroemisyjnej energii z pogodozależnych OZE i stabilizacji krajowego systemu energetycznego.

ZAUFANY PARTNER W TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

- Wiedza branżowa
- Nowoczesne technologie i narzędzia IT
- Wsparcie Klienta od projektu do wdrożenia



DEDYKOWANE ROZWIĄZANIA

- Monitoring i sterowanie
- Przetwarzanie, analiza i predykcja danych
- Obsługa Klienta końcowego



7. Ekonomia magazynów ciepła

7.1. Sezonowe magazyny ciepła⁴⁹

Przystępując do projektowania koncepcji modernizacji parku wytwórczego ciepłowni, powinno się na wstępie określić tzw. funkcję celu, jaka będzie maksymalizowana. Ujmując rzecz inaczej, należy określić kryteria (będące parametrami tej funkcji), za pomocą których będzie możliwe zdecydowanie, która koncepcja jest lepsza, a która gorsza. Mogą one być różnego

typu i wpływać na siebie. Celem może być najniższy koszt produkcji ciepła, przy jednoczesnej jak największej ilości energii z OZE. Określenie zmiennych funkcji celu i przyjętych ograniczeń może się zmieniać w każdym przypadku jednak każde rozsądne rozważania powinny uwzględniać:

średni koszt produkcji ciepła LCoH wyrażony w zł/MWh (minimalizacja z uwagi na odbiorców ciepła),

oczekiwany udział energii w OZE lub energii z kogeneracji lub energii pozyskiwanej z ciepła odpadowego w łącznej produkcji energii w systemie (maksymalizacja lub wymóg prawny),

ryzyko związane z produkcją ciepła, w szczególności ryzyko zmiany oczekiwanych kosztów wytwarzania ciepła (minimalizacja z uwagi na inwestora).

Kluczowym parametrem jest całkowity koszt produkcji ciepła LCoH, który przekłada się (lub powinien się w pełni przekładać) na taryfę na ciepło. LCoH jest w praktyce minimalną ceną, przy której suma zdyskontowanych przychodów ze sprzedaży ciepła jest równa sumie zdyskontowanych kosztów, przy uwzględnieniu kosztów poniesionych na budowę i eksploatację oraz kosztów finansowych, w szczególności kosztu kapitału własnego, w danym okresie (zazwyczaj życia jednostki). W ogólnym przypadku koszt LCoH oblicza się jako iloraz wydatków do efektów wyrażonych w wartości bieżącej⁵⁰.

Koszt LCoH, czyli kluczowy czynnik i kryterium optymalizacji i hierarchizacji źródeł ciepła, odnosimy przede wszystkim

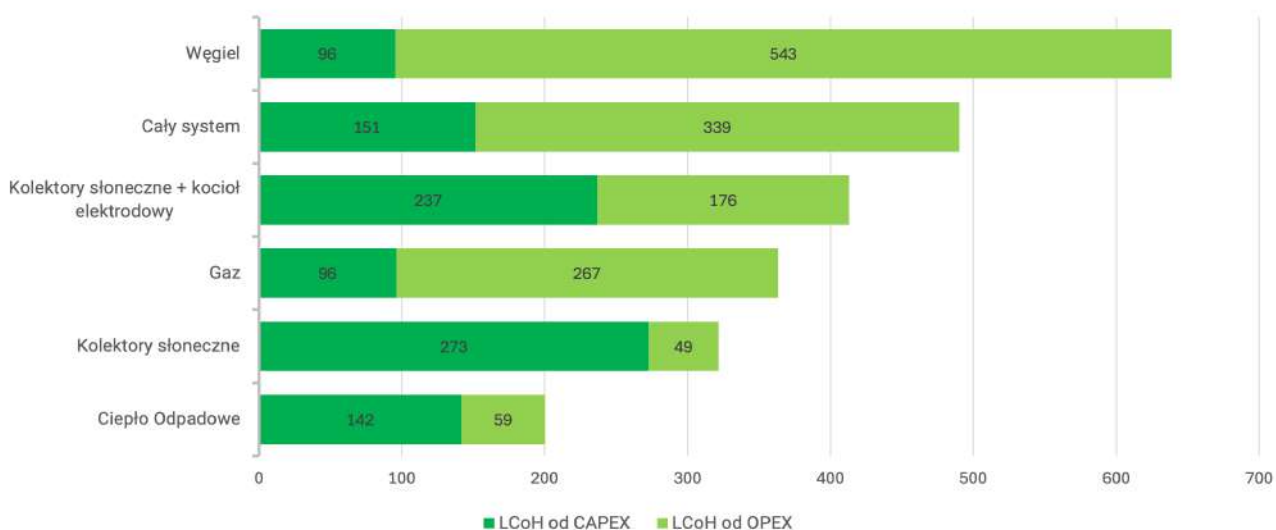
do uśrednionego kosztu ciepła z ciepłowni, ale możemy go odnosić też do kosztu ciepła z poszczególnych źródeł, co pomaga uszeregować je od najtańszego do najdroższego. Oczekiwany udział OZE jest mniej skomplikowanym do ustalenia czynnikiem. Z kolei ocena ryzyka i możliwego zakresu zmian kosztów paliw i energii stwarzają obecnie poważne wyzwanie. W ostatnich latach, w związku z wojną w Ukrainie i kryzysem energetycznym, a wcześniej z globalną pandemią, ceny surowców charakteryzowały się dużą, nieprzewidywalną zmiennością. Dlatego dopiero po konsultacjach z inwestorem dotyczących dostawców i zawieranych kontraktów przyjmuje się bardziej lub mniej pesymistyczne scenariusze wzrostów cen gazu, węgla czy uprawnień do emisji CO₂.

⁴⁹ Wykorzystano studium wykonalności dla miejskiej ciepłowni analizowane i opisane w raporcie IEO: „Projektowanie i optymalizacja systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami ciepła. Wykorzystanie metodologii „digital twin” i modelowania TRNSYS”. URL: <https://ieo.pl/raporty-i-artkuly-ieo-oze-w-polskim-cieplownictwie>

⁵⁰ Model ten w ogólnym przypadku jest nazywany także „uśrednionym w okresie życia” (ang. average lifetime levelized generating cost – ALLGC). Por. CASES Cost Assessment of Sustainable Energy Systems Deliverable

Możliwa jest optymalizacja wszystkich trzech zmiennych funkcji celu, przy dobraniu pewnych wag dla każdej z nich lub optymalizacja jednego parametru przy ograniczeniu nałożonym na pozostałe zmienne. Na podstawie przyjętych kryteriów ustala się hierarchię (priorytety) doboru i pracy poszczególnych źródeł ciepła, którą następnie wykorzystuje się w projektowaniu

modernizacji systemu: źródłom na górze hierarchii przyznaje się priorytet podczas wymiarowania i w ramach przyjmowania założeń do sterowania systemem ciepłowniczym, wychodząc z założenia, że głównym kryterium jest koszt produkcji ciepła (LCoH).



Rysunek 7-1 Porównanie prognozowanych uśrednionych kosztów ciepła z poszczególnych źródeł w referencyjnym studium przypadku dla ciepłowni miejskiej. Opracowanie: IEO

Ważną cechą danego źródła ciepła jest jego zależność od nakładów inwestycyjnych (CAPEX) oraz kosztów operacyjnych (OPEX). Im większy wpływ kosztów operacyjnych na LCoH, tym trudniejsza do przewidzenia jego ostateczna wartość, która wymaga uwzględnienia prognozy zmiennych cen nośników energii. Mówiąc o ustalaniu hierarchii źródeł, mamy na myśli taki dobór poszczególnych elementów systemu, który maksymalizuje zdefiniowaną na wstępie funkcję celu – obniżenie LCoH i wypełnienie zobowiązań prawnych oraz zmniejszanie ryzyka inwestycyjnego. W przypadku jednak sterowania już wybudowanym, wielopaliwowym układem, jedyna kwestia wpływająca na priorytet pracy poszczególnych elementów układu to koszt krańcowy produkcji ciepła, czyli przyrost kosztu produkcji wywołany przez zwiększenie generacji ciepła w danym źródle i momencie. W wybranej chwili, w szczególności dzięki posiadaniu magazynu ciepła, będziemy maksymalizowali wykorzystanie tego źródła, które będzie generowało jak najmniejszy koszt.

Analizy ekonomiczne mogą być zwieńczeniem procesu przygotowania do inwestycji. Są elementem studium wykonalności i biznesplanu oraz mogą stanowić podstawę do podjęcia przez inwestora decyzji o rozpoczęciu prac nad modernizacją ciepłow-

ni – tzw. final investment decision (FID). Prace w tym punkcie mogą być jednak również prowadzone równoległe z optymalizacją techniczną (symulacje TRNSYS) i wpływać na ostateczną konfigurację, wielkość i moc źródeł oraz ich hierarchię pracy w systemie ciepłowniczym. W analizowanym poniżej przypadku, zarówno ziemny, sezonowy magazyn ciepła PTES, jak i pole kolektorów słonecznych, wykazują silne rosnące efekty skali, tzn. wraz ze wzrostem wielkości instalacji, jednostkowe nakłady inwestycyjne spadają.

Zmienność otoczenia powoduje, że model ekonomiczny powinien być elastyczny i mocno powiązany z otwartym na zmiany i modyfikacje (dzięki TRNSYS) modelem technologicznym ciepłowni. Dla zaprojektowanej wielkości instalacji przyjęto następujące założenia dotyczące nakładów inwestycyjnych – tabela 7-1.

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
Pozostałe nakłady inwestycyjne, w tym koszty projektu, nadzoru, budowy rurociągów, wymienników	15 560	tys. zł
Łączne oczekiwane nakłady inwestycyjne	49 700	tys. zł
Średni ważony koszt kapitału	8,3	%

Tabela 7-1 Wybrane założenia finansowe modelu ekonomicznego wg IEO (duży magazyn typu PTES, stan na 2022r., przed okresem wzrostu inflacji 2022/2023).

Jeżeli chodzi o ceny nośników energii (węgla i gazu), na potrzeby opracowania posłużono się wycenami kontraktów terminowych. W przypadku energii elektrycznej zastosowano autorską prognozę dla badanego okresu (fluktuacja średnich, rocznych cen energii czynnej na przedziale 416-510 zł/MWh, przy założeniu utrzymania rocznej zmienności na poziomie charakterystycznym dla ostatnich trzech lat). Ponadto, założono, że po roku 2025 wprowadzony zostanie system ETS-2, który obejmie swoim zakresem mniejsze ciepłownie, jednak

przewidywana cena uprawnień do emisji CO₂ w badanym okresie nie przekroczy 45 EUR/t. Założono również, że instalacja rozpocznie pracę w 2025 roku, a jej oczekiwaną żywotność przewidziano na 25 lat.

Przy powyższych założeniach oraz uzyskanych wynikach symulacji oszacowano uśredniony koszt produkcji ciepła w cyklu życia instalacji LCoH zgodnie z następującym równaniem:

$$LCoH = \frac{\sum_{t=1}^{25} \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{Produkcja_t}{(1+r)^t}}$$

gdzie:

r – średni ważony koszt kapitału

$CAPEX_t$ – nakłady inwestycyjne poniesione w roku t-tym

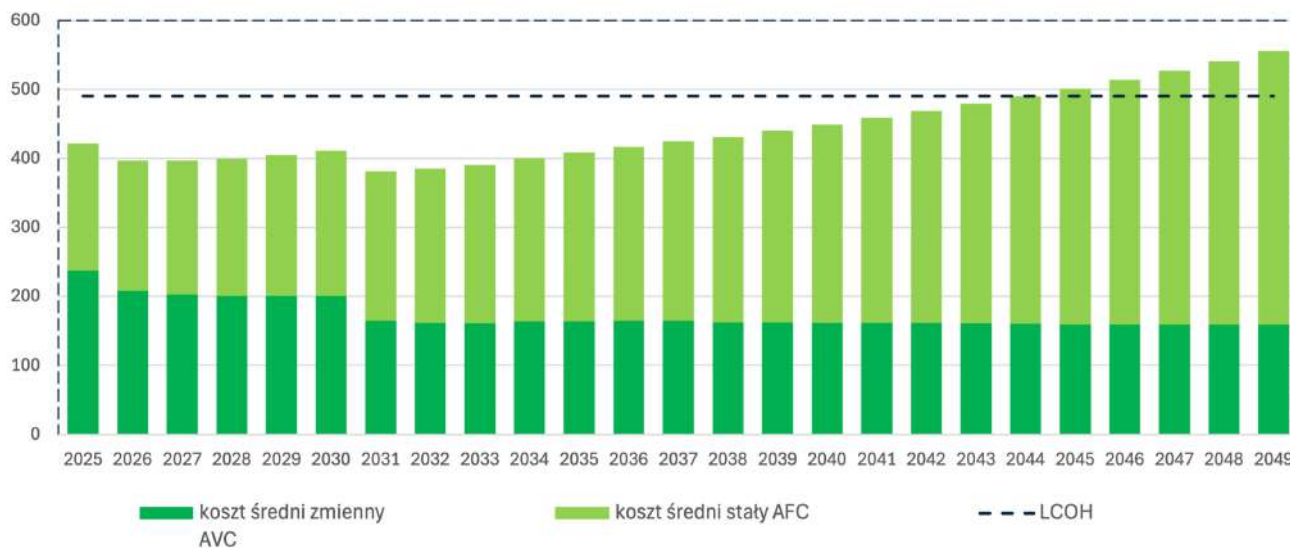
$OPEX_t$ – koszty operacyjne funkcjonowania ciepłowni w roku t-tym

$Produkcja_t$ – produkcja energii cieplnej w roku t-tym (wyrażona w GJ lub MWh)

LCoH to minimalna, stała cena sprzedaży ciepła w cyklu życia inwestycji, przy której inwestycja osiągnie zwrot w wysokości średniego ważonego kosztu kapitału, tj. wykaże wartość bieżącą netto NPV=0. Dla przedmiotowej inwestycji oczekiwane LCoH wynosi 448 zł/MWh (124 zł/GJ). Wartość ta w ok. 1/3 determinowana jest przez wysokość początkowych nakładów inwestycyjnych (CAPEX).

LCoH wykazuje niską wrażliwość na zmianę oczekiwanych parametrów, za wyjątkiem kosztu finansowania, względem którego LCoH wykazuje wysoką elastyczność (wynosząca niemal +2). Jeśli elastyczność LCoH względem danej zmiennej wynosi X, oznacza to, że wzrost/spadek wartości danej zmiennej o 1%

powoduje wzrost/spadek LCoH o x%. Niskie wartości elastyczności względem poszczególnych zmiennych, w szczególności cen nośników energii, świadczą o dużej odporności zaprojektowanego systemu na zmienną sytuację rynkową. Uśredniony koszt produkcji ciepła LCoH oraz dla porównania średni koszt zmienny AVC oraz średni koszt stały AFC produkcji ciepła w poszczególnych latach prezentuje rysunek na następnej stronie.



Rysunek 7-2 Średni koszt produkcji ciepła w poszczególnych latach oraz uśredniony koszt produkcji ciepła przez 25 lat (LCoH). Opracowanie IEO.

Koszty zmienne to przede wszystkim koszty zakupu paliw i energii elektrycznej, jak również koszty uprawnień do emisji CO₂, koszty stałe zaś to wszystkie koszty funkcjonowania cie-

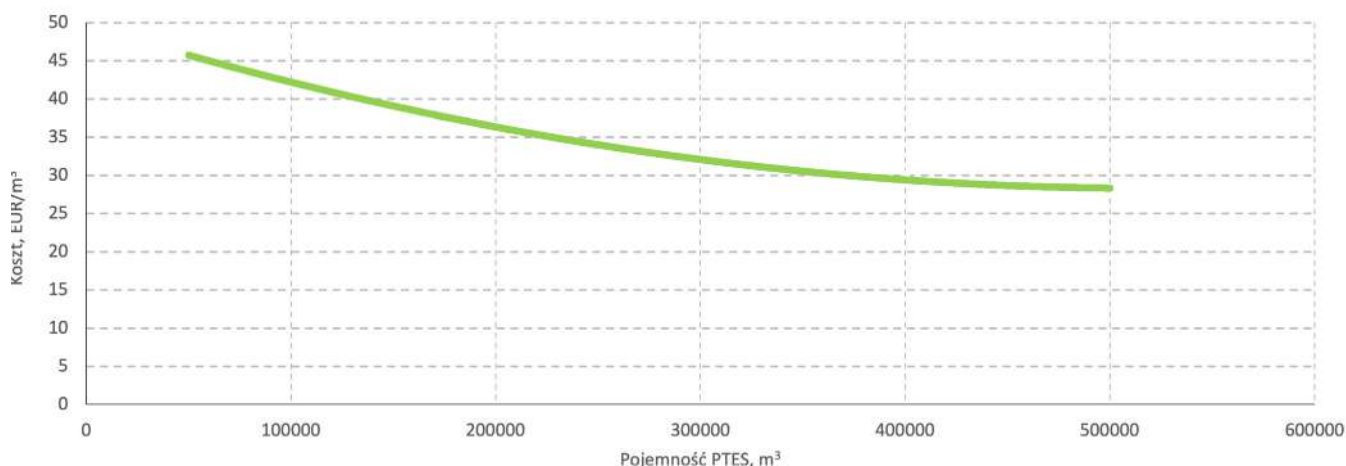
plowni niezależne od wielkości produkcji ciepła w danym roku, m.in. koszty serwisu, podatki, wynagrodzenia itp.

ZMIENNA	Elastyczność
KOSZT KAPITAŁU	1,98
KOSZTY OSOBOWE	0,31
CENA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	0,12
CENA WĘGLA	0,09
KOSZT UPRAWNIEŃ DO CO ₂	0,09
CENA GAZU	0,03

Tabela 7-2 Wrażliwość LCoH względem najważniejszych parametrów modelu. Elastyczność LCoH względem danej zmiennej wynosi X (druga kolumna tabeli), jeśli zmiana wartości danej zmiennej o 1% powoduje wzrost/spadek LCoH o X%.

W zależności od relacji zmian cen paliw, energii i kosztów uprawnień do emisji CO₂ oraz kosztów kapitału, będących pochodną inflacji, ryzyka w branży ciepłowniczej związanej z wyborem technologii i dostępu do dotacji możliwe są korekty założeń technicznych projektowanej ciepłowni. Szanse na pozyskanie dotacji mogą np. prowadzić do decyzji dotyczącej zwiększenia roli źródeł zeroemisyjnych „capexowych”. A to z kolei może być inspiracją do zakupu lub dzierżawy dodatkowych terenów położonych dalej (2-3 km od ciepłowni), aby zwiększyć udział kolektorów słonecznych lub podjęcia decyzji o budowie własnej elektrowni fotowoltaicznej lub wiatrowej. Wyniki analiz ekonomicznych trudno oddzielić od założeń technicznych i odwrotnie.

Należy również zwrócić uwagę na efekt uczenia się technologii magazynowania ciepła w magazynach typu PTES. Wraz z kolejnymi realizacjami, konkurencją na rynku koszty jednostkowe zdecydowanie maleją. W ostatnich badaniach przeprowadzonych w ramach SolarHeating&Cooling Programme dokonano estymacji kosztów na podstawie zrealizowanych dotychczas projektów oraz ewolucji materiałów. Wyznaczoną na tej podstawie krzywą pokazano na rysunku 6-9. Ekonomia skali jest jasna. Od 60 000 m³ do 500 000 m³ spodziewane koszty szczegółowe są zmniejszone o ponad 20% (z ok. 50 do ok. 30 €/m³). Należy jednak zauważyć, że koszty inwestycyjne są bardzo zależne od lokalnych warunków glebowych i konstrukcji magazynu i jego pokrywy.



Rysunek 7-3 Szacunkowy koszt budowy magazynu ciepła PTES w zależności od objętości. Źródło: PlanEnergii

Na cenę jednostkową magazynów typu PTES największy wpływ ma pokrywa górna, jako przegroda o najwyższych wymaganiach konstrukcyjnych i izolacyjnych. Stały rozwój również

innych komponentów jak i konkurencja rynkowa wymaga indywidualnych szacunków ekonomicznych dla każdego przypadku.

	KOSZT	% INWESTYCJI	zł/m ³
PRACE ZIEMNE	2 644 400,00 zł	22,85%	35,26 zł
MEMBRANA USZCZELNIAJĄCA	792 000,00 zł	6,84%	10,56 zł
POKRYWA	4 703 600,00 zł	40,65%	62,71 zł
SYSTEM DYFUZORÓW	756 800,00 zł	6,54%	10,09 zł
PRZYGOTOWANIE WODY	858 000,00 zł	7,41%	11,44 zł
RUROCIĄGI I WYMIENNIKI	1 817 200,00 zł	15,70%	24,23 zł
SUMA	11 572 000	100%	154,29 zł

Tabela 7-3 Udział kosztów w zależności od fazy budowy magazynu sezonowego PTES na podstawie realizacji projektu Marstad.

Niezwykle istotnym czynnikiem stymulującym inwestycje w wielkoskalowe magazyny ciepła oraz pogodozależne OZE w przedsiębiorstwach ciepłowniczych mają dotacje. Coraz czę-

ściej w ogłaszanych konkursach magazyny ciepła stają się albo wymaganiami obligatoryjnymi, albo czynnikiem zwiększającym szanse na lepszą ocenę wniosku i otrzymanie dotacji.

PROGRAM	DZIAŁANIE	NAZWA	OZE	MAGAZYNY CIEPŁA	
NFOŚIGW	Nabór V	Zwiększenie produkcji energii elektrycznej z mikroinstalacji PV	x	x	dopuszczalne
FENIKS	FENX.02.01	Infrastruktura ciepłownicza	x	x	zalecane
FUNDUSZ MODERNIZACYJNY	PP	OZE - źródło ciepła dla ciepłownictwa	x	x	obowiązkowe
FUNDUSZ MODERNIZACYJNY	PP	Digitalizacja Sieci Ciepłowniczych	x	x	zalecane
FUNDUSZ MODERNIZACYJNY	PP	Kogeneracja dla Ciepłownictwa	x	x	zalecane
KPO	B1	Projekty realizowane przez społeczności energetyczne	x	x	obowiązkowe
KPO	B1.1.1	Inwestycje w OZE w systemach ciepłowniczych	x	x	zalecane
NCBR	FENG	Ciepłownictwo rozproszone	x	x	obowiązkowe
NCBR	FENG	Ciepłownia Przyszłości 2	x	x	obowiązkowe
NCBR	FENG	Duży system ciepłowniczy z OZE	x	x	obowiązkowe

Tabela 7-4. Aktualne programy wsparcia dla ciepłownictwa uwzględniające magazyny ciepła.

W Polsce nadal brak strategii dla ciepłownictwa, pomimo że prace nad tym ważnym dokumentem kierunkowym trwają od kilku lat. Pomimo braku jednego z najważniejszych dokumentów pozwalających na podejmowanie decyzji przez przedsiębiorstwa ciepłownicze kierunku zmian już obecnie uruchamiane są pro-

gramy wsparcia. W tych programach magazyny ciepła znalazły już swoje miejsce. Szacuje się, że wieloletni koszt modernizacji sektora ciepłowniczego wymaga nakładów rządu 13-14 mld zł do roku 2030.

7.2. Domowe, dobowo-godzinowe magazyny ciepła - studium przypadku dla prosumentów

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 korzystające 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. Program wyczerpał się w I połowie 2024 roku, w II połowie roku ogłoszony zostanie nowy Program 6.0 w którym magazyny energii, w tym ciepła mają być obowiązkowe.

Przyjęto, że dotacja będzie stanowić maksymalny, 50% udział w kosztach. Dla instalacji PV udział ten będzie malał od poziomu 50% dla instalacji mniejszych niż 2,8 kW, do 28% w przypadku instalacji 5 kW, zaś w przypadku magazynów bateryjnych (elek-

trycznych) dotacja stanowi 50% kosztu w przypadku rozwiązań mniejszych niż ok 5,5 kWh. Wraz ze wzrostem wielkości magazynu spada do poziomu ok 27% kosztów.

INSTALACJA PV	6 000 zł, jeśli nie zastosowano urządzeń dodatkowych	Nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowalnych
	7 000 zł w przypadku zastosowania magazynu	
MAGAZYN CIEPŁA	5 000 zł	
MAGAZYN ENERGII ELEKTRYCZNEJ	16 000 zł	

Tabela 7-5 Wysokość dotacji w programie „Mój Prąd 5.0”.

Zróżnicowany system dopłat do magazynów energii wskazuje, że budowa magazynu ciepła baterijnego może być mniej opłacalna 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.

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 (C.O.) nie zostaną uwzględnione. Zamiast tego zasobnik ciepła będzie wykorzystywany do przygotowania ciepłej wody użytkowej (CWU), na którą jest zapotrzebowanie (o zbliżonym dobowym profilu) przez cały rok.

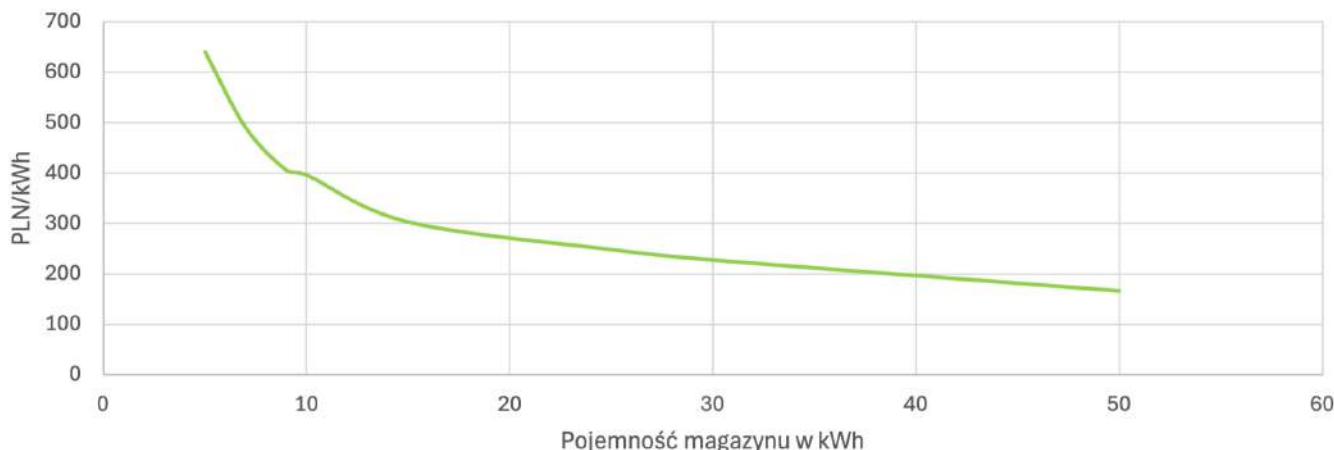
Aby obliczyć rentowność inwestycji, konieczne jest określenie outside option, tzn. jak wyglądałby „stan świata” (koszty ponoszone przez gospodarstwo domowe) w wariacie bez inwestycji. Założono, że gospodarstwo domowe kupowałoby całą wykorzystywaną energię elektryczną z sieci, a CWU byłaby przygotowywana 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 rocznie ok 5 MWh energii elektrycznej rocznie, z czego 1 363 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 bez-zwrotnej 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).

Przyjęto jednostkowy koszt instalacji PV na poziomie 5 tys. zł/kW oraz jednostkowy koszt magazynu ciepła wraz z montażem zgodnie z poniższą krzywą wyznaczoną na podstawie aktualnych ofert magazynów zawartych w „Bazie danych małych zasobników ciepła”⁵¹.

⁵¹ IEO: Baza danych małych zasobników ciepła, czerwiec 2022. URL: <https://sklepiao.pl/baza-danych-malych-zasobnikow-ciepła-czerwiec-2022.html>



Rysunek 7-4 Średni koszt magazynu ciepła wraz z montażem w zależności od jego wielkości (przedział 100–1000 l). Źródła: baza danych IEO.

Najważniejsze techniczne charakterystyki przyjętych urządzeń prezentuje poniższa tabela.

PRODUKTYWNOŚĆ PV W 1. ROKU	1061 kWh/kWp
MOC GRZAŁKI W MAGAZYNIE CIEPŁA	3 kW

Tabela 7-6 Założenia dotyczące parametrów technicznych urządzeń do domowego wytwarzania ciepła z OZE.

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 zmienności 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 2% 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. 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 dys-

ponujący sterownikiem z krótkoterminową prognozą produkcji energii z PV oraz zapotrzebowanie gospodarstwa domowego na energię. Sterownik Porównywałby możliwą cenę sprzedaży nadwyżek do sieci, cenę zakupu energii z sieci w najbliższych godzinach oraz wybierając czy w dane 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 maksymalnej 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%.

		moc instalacji PV [kW]			
		2	3	4	5
pojemność magazynu ciepła [kWh]	5	76,80%	42,80%	24,20%	16,20%
	10	69,40%	40,40%	23,30%	15,80%
	20	54,80%	34,80%	21,20%	14,70%
	30	50,80%	33,20%	20,50%	14,30%
	40	41,90%	29,00%	18,70%	13,20%
	50	44,60%	30,30%	19,30%	13,60%

Tabela 7-7 Rentowność (IRR) inwestycji w domową instalację PV i magazyn ciepła z dotacją „Mój Prąd”.

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.

Modele biznesowe dotyczące magazynów ciepła dla prosumentów funkcjonujących w systemie net billing zaczną się wkrótce sprawdzać także dla odbiorców energii. 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. Następny warunek wymaga aby umowy z ceną dynamiczną w obrocie energią nie były zdeformowane przez nadmiernie wysoki stopień zintegrowania struktury podmiotów realizujących obrót energią poprzez TGE lub niebyły obciążone innym ryzykiem deformacji cen równowagi.

PGNiG TERMIKA S.A.

- Energia dla Warszawy od pokoleń



Jesteśmy liderem w ciepłownictwie i wiodącym producentem ciepła w kogeneracji. **Produkujemy 11% całego wytwarzanego w Polsce ciepła sieciowego.**

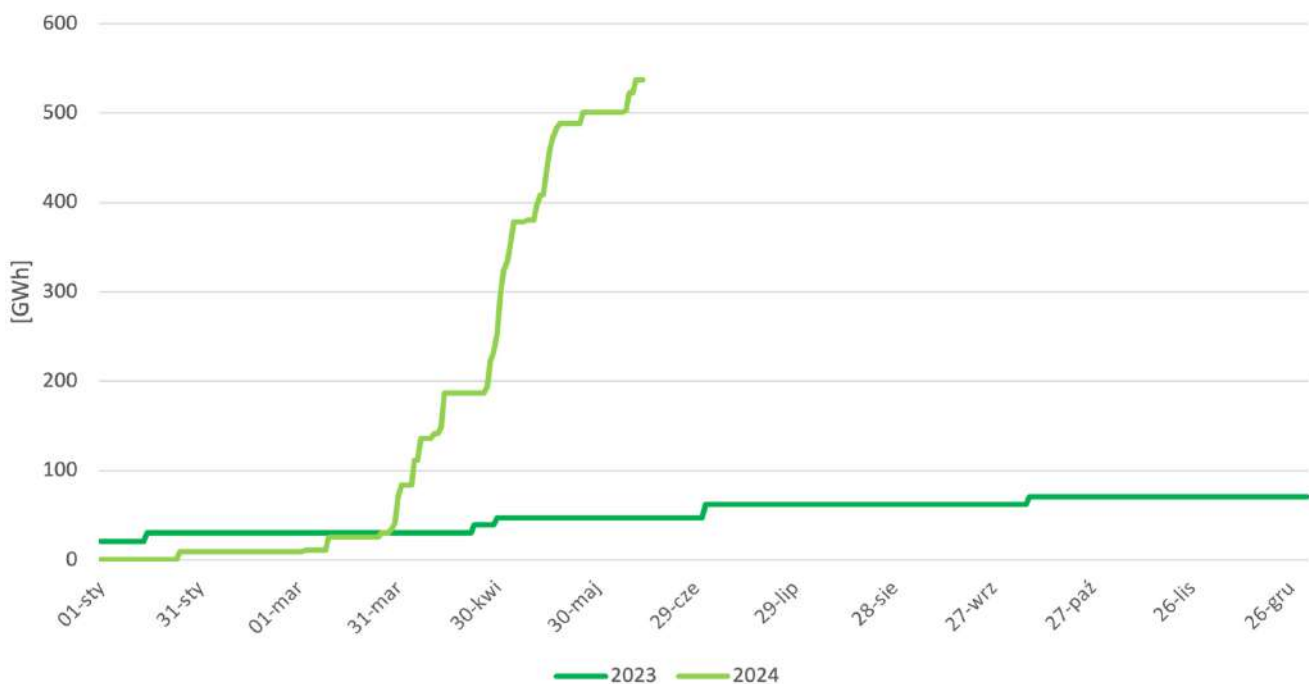
Planujemy rozbudowę zdolności akumulacyjnych ciepła w perspektywie najbliższej dekady z **30.000 m³ do 120.000 m³.**

8. Potencjał magazynów ciepła w zwiększaniu elastyczności systemu elektroenergetycznego i zagospodarowywaniu nadwyżkowej energii OZE

8.1. Ciepłownictwo i magazyny ciepła jako rozwiązanie problemów nieelastycznego systemu elektrycznego z pogodozależnymi OZE

Jak pokazało pierwsze półrocze 2024 roku, coraz częściej dochodzi do sytuacji, gdy aktywne instalacje zeroemisyjnych OZE, a w szczególności instalacje fotowoltaiczne są tymczasowo wyłączane w okresach przewidywanej szczytowej generacji- tzw. curtailment. Energia, która w efekcie ograniczeń

bilansowych (lub sieciowych) nie została wyprodukowana w tych okresach, z powodzeniem mogłaby zostać zmagazynowana w postaci ciepła w magazynach sezonowych. Dynamika pojawiania się redysponowań nierynkowych OZE – tzw. redispatching- została przedstawiona na poniższym wykresie.



Rysunek 8-1 Dynamika narastania ograniczenia generacji OZE w 2023 oraz 2024 roku.

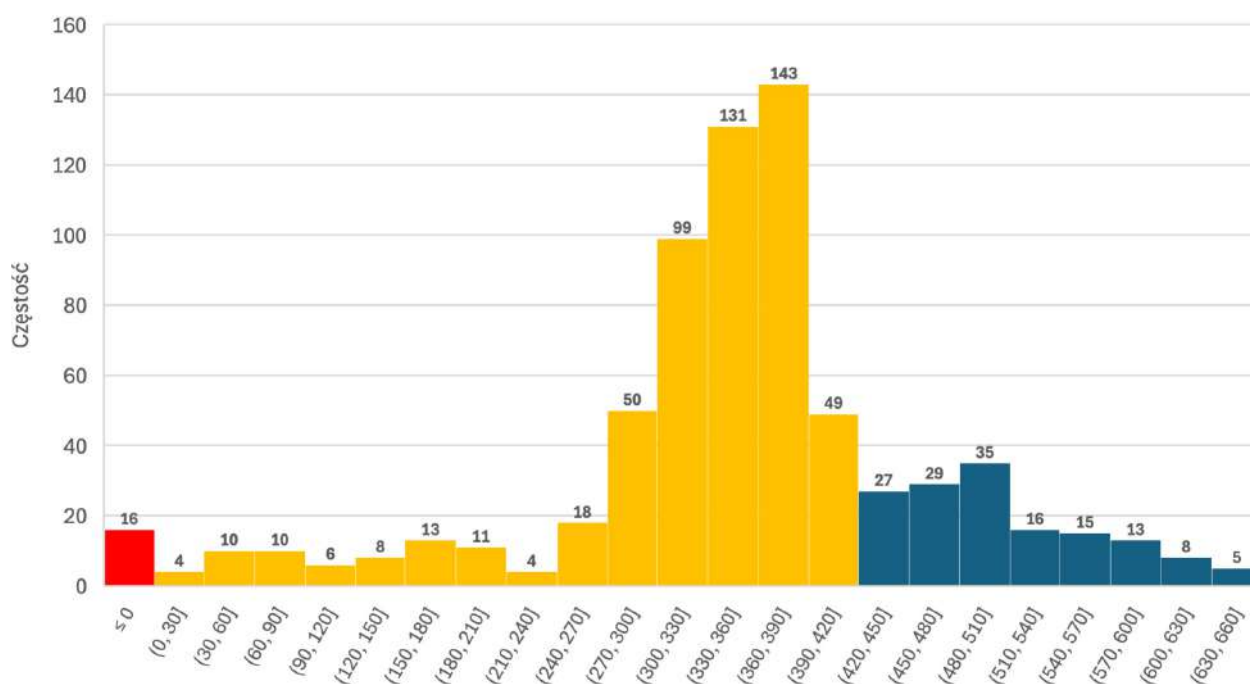
Obserwowany jest znaczący wzrost liczby curtailmentów w bieżącym roku w porównaniu do roku ubiegłego. Ubiegłoroczne redukcje OZE dotyczą tylko 0,2%, ale już do 27 maja br. przekroczyły one 2,5% i do końca roku mogą przekroczyć 5%. Od początku roku 2023 do 27 maja br. zostało ograniczone (utracone) ponad 500 GWh energii z OZE, w tym 460 GWh energii z elektrowni słonecznych. W analizowanym okresie odnawialne źródła energii ograniczone zostały przez 164 łącznie, w tym źródła PV przez 131 godzin. W kwietniu br. ograniczenia OZE wynosiły 78 godzin, w tym przez 61 godzin ograniczane były źródła PV. Jeżeli ten trend się utrzyma, więcej niż 1 TWh energii z OZE w 2024 roku zostanie zmarnowana.

Sytuacja ta uwydatnia pilną potrzebę strategicznych rozwiązań w zakresie zarządzania krzywą popytu i zwiększania elastyczności krajowego systemu energetycznego (KSE). Ponieważ Polska w dalszym ciągu zwiększa swoją moc fotowoltaiczną i wiatrową, sprostanie wyzwaniom związanym z zarządzaniem siecią będzie miało kluczowe znaczenie dla wykorzystania pełnego potencjału jej zasobów energii odna-

wialnej. Powyższe obserwacje podkreślają rosnącą potrzebę implementacji efektywnych systemów magazynowania energii, w tym w szczególności magazynów ciepła oraz optymalizacji zarządzania produkcją energii OZE w KSE.

Wskazanie na możliwości ciepłownictwa i magazynów ciepła w zakresie ograniczania zjawiska marnowania „nadwyżek” energii z OZE, jest naturalne i oczywiste. Nie wymaga nadzwyczajnych nakładów finansowych. Dzieje się tak dlatego, że w Polsce cena ciepła, przy wolniejszej transformacji energetycznej ciepłownictwa niż elektroenergetyki, już dawno przestała być 2-3 krotnie tańsza od energii elektrycznej.

Na rysunku zobrazowano, że w kwietniu 2024 roku (wtedy gdy jeszcze trwał sezon grzewczy) przez 16 godzin ceny energii elektrycznej miały wartość ujemną, a przez aż 665 godzin ceny hurtowej energii elektrycznej ceny energii elektrycznej na rynku RDN były niższe od cen ciepła (wg URE na dzień 31 marca br., średnie ceny ciepła wynosiły ok. 430 zł/MWh (119 zł/GJ).



Rysunek 8-2 Histogram cen energii w kwietniu 2024. Udziały cen energii niższych od cen ciepła oznaczono kolorem pomarańczowym, a ceny ujemne energii elektrycznej kolorem czerwonym. Źródło: ENSTO-E, URE, oprac. IEO

Powyższe dane potwierdzają fakt, że wysoka nadpodaż energii słonecznej i wiatrowej skutkuje z jednej strony chwilowym obniżeniem ceny energii, a z drugiej – pojawieniem się naprężeń w systemie elektroenergetycznym, na które odpowiedzią jest zarządzanie curtailmentu. Rozwiązanie problemu narastających ograniczeń OZE staje się jednym z największych wyzwań dla

rynku energii i dla branży OZE. Ciepłownictwo z magazynami ciepła może efektywnie zagospodarować większość nadwyżek chwilowej nadpodaży energii z OZE). W szczególności technologia Power-to-Heat (P2H) oferuje obiecującą metodę rozwiązania tego problemu poprzez konwersję nadmiaru energii elektrycznej na energię cieplną, którą można zmagazynować, wykorzystać

później, przyczynić się do powstania bardziej odpornego i wydajnego systemu energetycznego.

O ile w transformacji samego ciepłownictwa liczy się zmiana struktury wytwarzania i zwiększanie udziału OZE w wytwarzaniu ciepła, o tyle dla stabilności KSE, możliwości rozwoju zielonej elektroenergetyki bez silnych w szczytach generacji ograniczeń pogodozależnych OZE, liczą się chwilowe (godzinowe) moce, które dzięki magazynom ciepła i technologii P2H mogą być przejęte przez ciepłownictwo. W związku z tym, że moce

OZE w szczytach generacji to najtańsza i najczystsza energia, w opisanym powyżej rozwiązaniu będącym klasycznym przypadkiem „sector coupling” upatruje się obopólnych korzyści ekonomicznych (tanie i zielone źródło energii dla ciepłownictwa) i systemowych (ciepłownictwo jako stabilny odbiorca energii elektrycznej z OZE, gdy jej wartość rynkowa jest niska). Analizie tych możliwości z punkt widzenia bilansowania i zwiększania elastyczności KSE oraz zagospodarowywaniu nadwyżkowej, w stosunku do dotychczasowych potrzeb, energii OZE poświęcony jest poniższy podrozdział.

8.2. Korelacje profili ciepłowniczych i profili generacji OZE na potrzeby elektryfikacji i oceny możliwości magazynowania ciepła

Aby skutecznie wykorzystać i magazynować nadwyżkę energii odnawialnej za pomocą technologii Power-to-Heat (P2H), kluczowym krokiem jest zrozumienie godzinowego zapotrzebowania na ciepło. W niniejszym rozdziale przedstawiono metodologię obliczania godzinowego zapotrzebowania na ciepło w Polsce, wykorzystując szczegółowe dane wewnętrz-

ne z reprezentatywnej ciepłowni. Analizując te dane, ustalono punkt odniesienia dla godzinowego zapotrzebowania na ciepło. Wartość bazowa została następnie ekstrapolowana w celu odzwierciedlenia całkowitej mocy zainstalowanej wszystkich koncesjonowanych ciepłowni w Polsce. Obliczenia zostały zrealizowane w kilku krokach:

01

Ustalanie poziomu bazowego. Zebrano szczegółowe dane operacyjne z ww. pojedynczej ciepłowni, zaopatrującej miasto w CO i CWU jako elementu większego systemu.

02

Skalowanie w górę. Na podstawie danych bazowych wyskalowano zapotrzebowanie godzinowe tak, aby odzwierciedlało całkowitą moc wszystkich koncesjonowanych ciepłowni w Polsce. Wykorzystano dane publikowane przez URE w publikacji „Energetyka cieplna w liczbach”⁵². Moc zainstalowana koncesjonowanego ciepłownictwa w Polsce w 2022 roku wyniosła 53.188 MW, a łączna produkcja ciepła 82.564 TWh.

03

Zgodnie z danymi publikowanymi przez IGCP oraz GUS przyjęto, że ciepłownictwo systemowe stanowi 40%, a pozostałe ogrzewnictwo 60% całości zapotrzebowania krajowego na ciepło (206.410 TWh) oraz, że oba segmenty rynku ciepła mają identyczne profile godzinowe zapotrzebowania na moc.

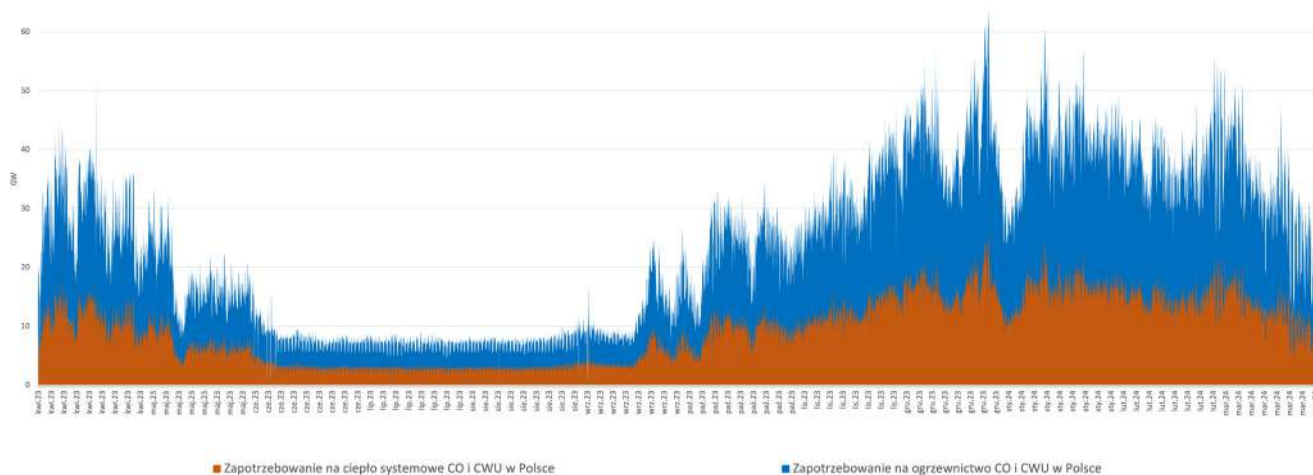
04

Walidacja i regulacja. Aby zapewnić dokładność, skalowane dane dotyczące zapotrzebowania sprawdzano krzyżowo w stosunku do krajowych statystyk dotyczących zużycia energii i dostosowywano, jeśli to konieczne, w celu uwzględnienia różnic regionalnych i konkretnych różnic operacyjnych między zakładami.

⁵² 2022 - Energetyka cieplna w liczbach, dostępny pod: <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-cieplna-w-l/11407,2022.html>

Na podstawie powyższej metodyki oszacowano godzinowe zapotrzebowanie na ciepło systemowe i ogrzewnictwo na łączne potrzeby C.O i C.W.U w całej Polsce. Profil godzinowego

zapotrzebowania na ciepło - średnią moc cieplowniczą w każdej godzinie u źródła wytwarzania (ze stratami na dystrybucji) przedstawiono na rysunku.



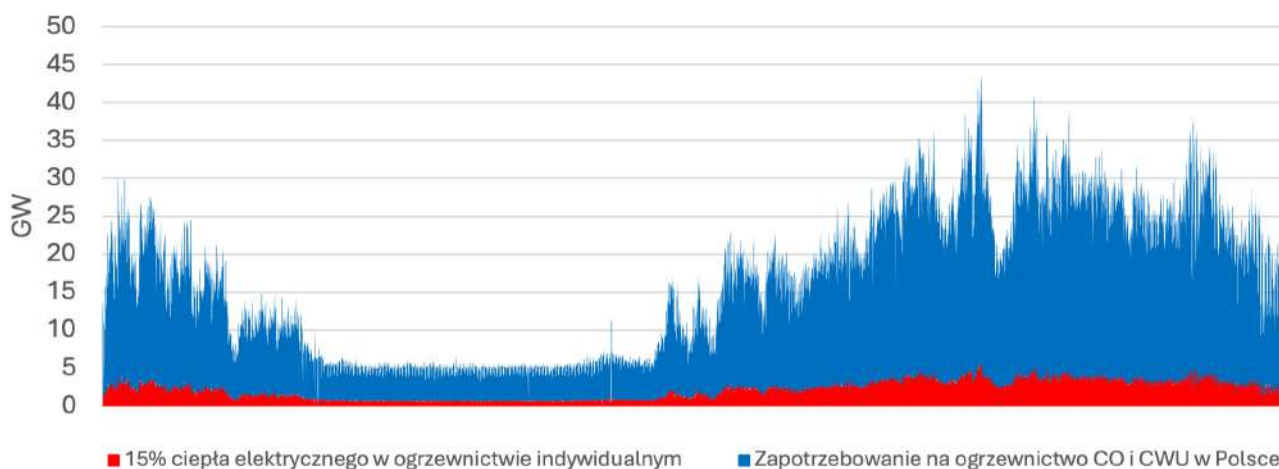
Rysunek 8-3 Skumulowane profile zapotrzebowania na ciepło systemowe oraz ogrzewnictwo indywidualne w badanym okresie.

Aby efektywnie wykorzystać nadwyżki energii odnawialnej poprzez technologię Power-to-Heat (P2H), istotne jest zrozumienie zapotrzebowania na ciepło elektryczne w indywidualnym sektorze ogrzewnictwa. Według raportu JRC z 2019r. ciepło elektryczne w Polsce w 2015 stanowiło 15% całkowitego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania indywidualnego⁵³. Odnosząc ten odsetek do wcześniej wyliczonego całkowitego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania indywidualnego, ustalonego na poziomie ok. 124 TWh rocznie, można określić jednostkowe zapotrzebowanie na ciepło elektryczne w ogrzewnictwie indywidualnym, które wynosi ok. 18,6 TWh w skali roku.

elektryfikacji swojego produktu jakim jest ciepło. Dla uproszczenia przyjęto że ciepłownictwo systemowe nie jest jeszcze zelektryfikowane (pominięto istniejące pojedyncze przypadki wykorzystania technologii P2H w ciepłownictwie, z uwagi marginalną rolę w bilansie (max 200-400 GWh rocznie w kotłach elektrodowych i pompach ciepła) i brak dostępu do całościowych statystyk dotyczących profili godzinowych pracy tych urządzeń.

Przyjęto, że profil zapotrzebowania na ciepło elektryczne jest identyczny z profilem zapotrzebowanie na ciepło i zestawiono z całkowitym zapotrzebowaniem na ciepło w ogrzewnictwie indywidualnym -rysunek.

Elektryfikacja sektora ciepłowniczego jest na bardzo wczesnym etapie i polskie ciepłownie dopiero rozpoczynają proces



Rysunek 8-4 Skumulowane zapotrzebowanie na ciepło systemowe oraz indywidualne w Polsce w ciągu roku (12-mcy).

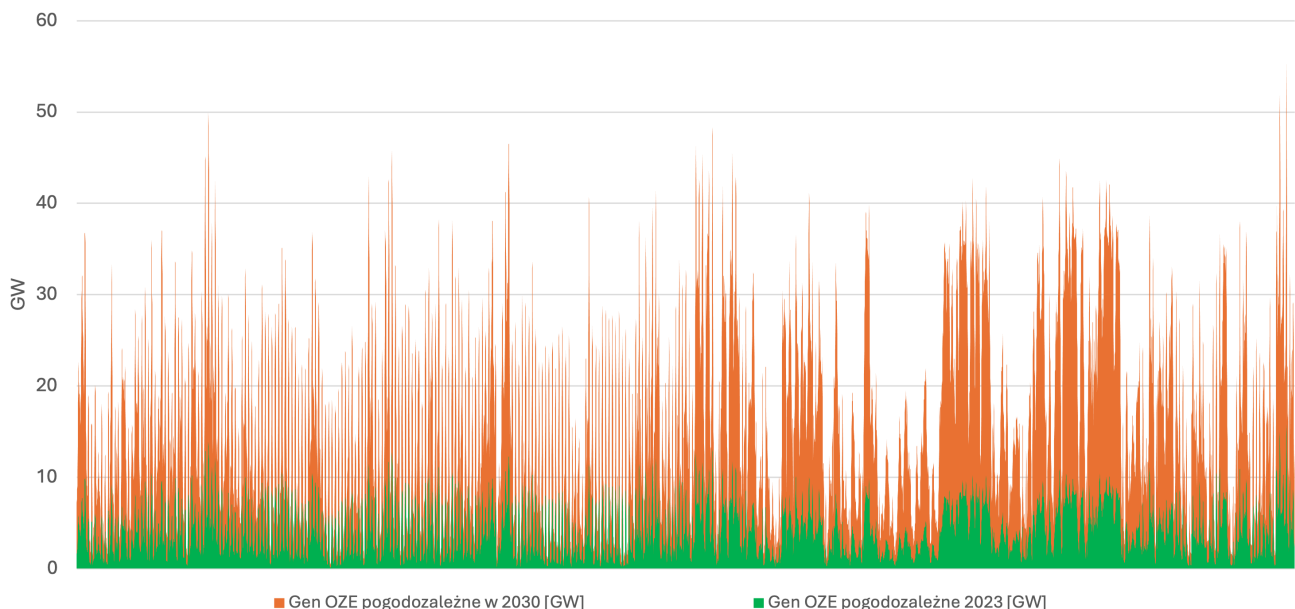
⁵³ Kavalelis K., Jiménez-Navarro J.P., Thomassen G., JRC Technical Reports – Decarbonising the EU heating sector. Integration of the power and heating sector, 2019

Bufor „ciepła elektrycznego” w ogrzewnictwie wynoszący 18,6 TWh w skali roku może już obecnie mieć znaczenie w efektywnym zarządzaniu nadwyżkami energii z OZE zapewniając odbiór zielonej energii, o ile wykorzysta możliwości magazynowania energii i będzie funkcjonował w oparciu o dynamiczne taryfy dla odbiorców energii elektrycznej, których wysokość jest skorelowana ze szczytami i dolinami generacji OZE.

Dotychczasowe technologie P2H w ogrzewnictwie tylko częściowo wykorzystywały technologie magazynowania energii (bojlery elektryczne). Pompy ciepła typu powietrze-woda korzystają zazwyczaj tylko z niewielkich buforów stabilizujących prace sprężarek. Najczęściej stosowane grzejniki olejowe lub nagrzewnice powietrza w zasadzie nie mają zdolności samostanowienia magazynowania ciepła. Działo się tak dlatego, że ten segment ogrzewnictwa funkcjonował w oparciu o taryfy jedno- i dwustrefowe, nie był zainteresowany pozyskaniem taniej energii z OZE (tylko częściowo odpowiadał na potrzeby rynku), a ponadto nie był też stymulowany przepisami dyrektywy o efektywności energetycznej budynków aby zmniejszać tzw. wskaźnik energii pierwotnej. Wprowadzanie nowych przepisów w tym zakresie (taryfy, wdrożenie dyrektywy budynkowej), zmie-

ni podejście do elektryfikacji ogrzewnictwa i nada znaczenie technologii magazynowania energii.

Do oszacowania ilości zielonej energii jaka może być zmagazynowana w 2030 roku (potencjał magazynowania energii z OZE) niezbędne było wstępne wyznaczenie na ten rok łącznej generacji energii słonecznej i wiatrowej dla każdej godziny. Wykorzystano założenia wariantu bazowego (w momencie tworzenia raportu nie był znany scenariusz z ambitnymi instrumentami z tzw. „advance measures”) Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK), w tym prognozowaną moc zainstalowaną w fotowoltaice i energetyce wiatrowej. Zgodnie z planami, moc zainstalowana w 2030 w fotowoltaice i energetyce wiatrowej ma osiągnąć odpowiednio 29 269 MW i 15 842 MW⁵⁴. Przy odpowiednich założeniach⁵⁵ opracowano profil prognozowanej generacji PV i wiatru w 2030 roku, który pozwala na ocenę potencjału magazynowania nadwyżek OZE w przyszłości. Na poniższym wykresie przedstawiono wyskalowany profil generacji OZE w 2030 i porównano go do obecnego profilu produkcji OZE.



Rysunek 8-5 Skumulowane profile zapotrzebowania na ciepło systemowe oraz ogrzewnictwo indywidualne w badanym okresie.

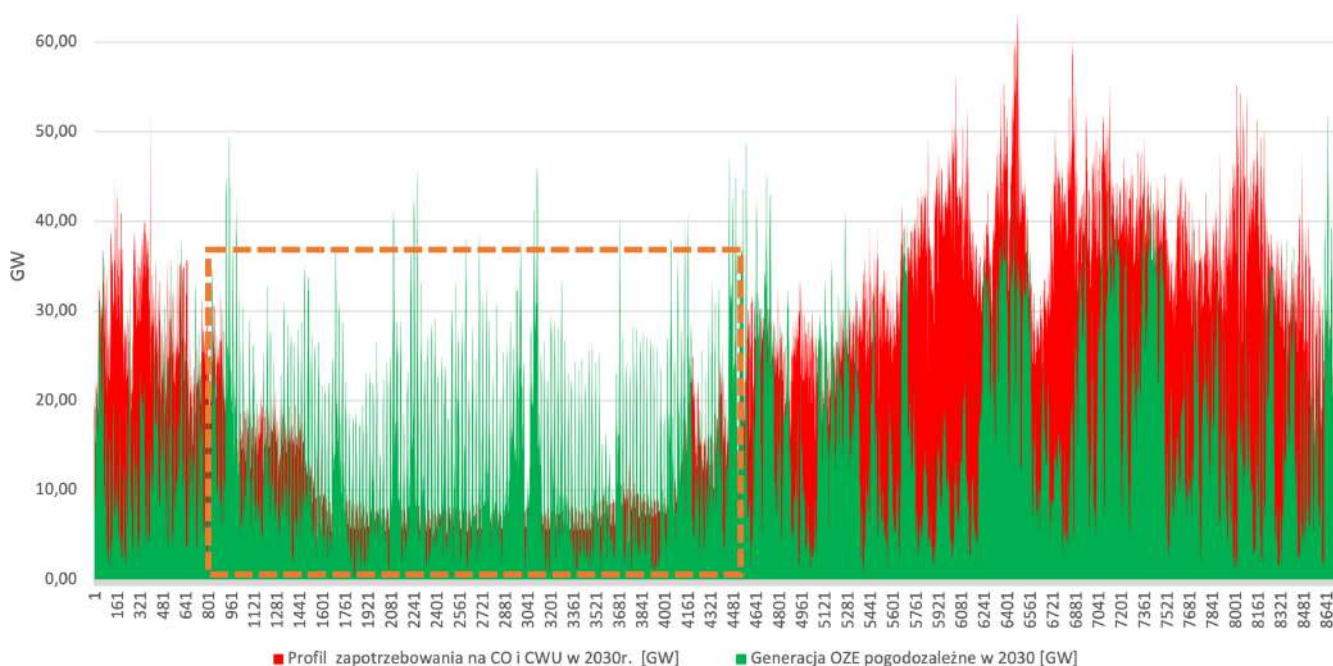
⁵⁴ Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030. URL: <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>
⁵⁵ Do oszacowania wartości generacji OZE niezbędnymi danymi była moc zainstalowana w energetyce wiatrowej oraz słonecznej w badanym okresie. Skorzystano do tego celu z dostępnych danych ARE, które obejmowały miesięczną moc zainstalowaną. Następnie, wartości miesięczne zostały interpolowane na dane godzinowe, aby zapewnić szczegółowy rozkład zainstalowanej mocy w czasie. Korzystając z interpolowanych danych, obliczono godzinowe współczynniki wykorzystania mocy dla energii wiatrowej i słonecznej wykorzystując rzeczywistą produkcję z mocą zainstalowaną. Następnie oszacowano średnie wskaźniki wykorzystania mocy w analizowanym okresie, odzwierciedlając typową efektywność i potencjał wytwórczy energii wiatrowej oraz słonecznej. Odnosząc te wskaźniki do prognozowanej mocy zainstalowanej w 2030 roku, opracowano współczynniki wytwórcze, dzięki którym oszacowano wysokość godzinowych generacji PV i wiatru.

Generacja OZE w badanym okresie roku 2023 wg danych rzeczywistych wyniosła blisko 36,6 TWh, natomiast estymowana generacja w 2030 roku na podstawie danych uzupełniających wyniosła blisko 144 TWh.

Bardzo trudno przewidzieć profil krajowego zapotrzebowania na ciepło w 2030 roku – jest to zadanie samo w sobie, które wymagałoby szeregu założeń dotyczących zmian klimatu, rozwoju budownictwa mieszkaniowego, poprawy komfortu termicznego mieszkańców, potrzeb ciepłych przemysłu, tempa poprawy efektywności energetycznej (strategia renowacji budynków) oraz relacji zmian pomiędzy zapotrzebowaniem CO (spadek potrzeb) i CWU (wzrost potrzeb) oraz relacji pomiędzy ciepłownictwem systemowym i ogrzewnictwem (ew. przyłączenie no-

wych odbiorców do miejskich ciepłowni czy ucieczka od ciepła systemowego i poszukiwania przez odbiorców ciepła rozwiązań grzewczych indywidualnych). Nie jest też znane tempo i kierunek elektryfikacji ciepłownictwa (będą różne w ogrzewnictwie i ciepłownictwie) oraz pewne możliwości dostosowania profilu ciepłowniczego do profilu generacji elektrycznej pod wpływem taryf dynamicznych i rosnącej dynamiki cen energii elektrycznej na rynku hurtowym. Dla uproszczenia, do oceny potencjału magazynowania w ciepłe pogodozależnej generacji OZE przyjęto, że profil ciepłowniczy w 2030 roku będzie identyczny jak w 2023 roku.

Na wykresie poniżej porównano profile całkowitego zapotrzebowania na ciepło z profilem generacji pogodozależnej OZE.



Rysunek 8-6 Zestawienie szacowanych profili łącznego zapotrzebowania na ciepło systemowe i indywidualne (CO i CWU) w 2030 roku oraz profilu generacji pogodozależnych OZE w 2030 roku. Na wykresie linią przerywaną zaznaczono okres, w którym rekomendowane jest wykorzystanie sezonowych magazynów ciepła.

W praktyce, nie chodzi o pełną elektryfikację ciepłownictwa energią z OZE, ale w pierwszej kolejności o wykorzystanie nadwyżek energii z OZE. Aktualnie w polskich warunkach, z uwagi na relatywnie wysoki udział fotowoltaiki w miksie energetycznym oraz ewolucje profilu generacji wiatrowej (brak długotrwałych, bezwietrznych wyżów atmosferycznych w okresach najwyższej operacji słonecznej), najwięcej nadwyżkowej generacji OZE (mierzonej skalą ograniczeń i niskimi cenami energii elektrycznej) wytwarzane jest w okresie letnim, w codziennych szczytach południowych. Wtedy istnieje najwyższy potencjał zagospodarowania przez ciepłownictwo i ogrzewnictwo taniej, trudnej do zbilansowania w KSE mocy i energii z OZE.

Wysokość nadwyżek generacji OZE nad potencjałem magazynowania wyniosła w wyfiltrowanym okresie od kwietnia do września w godzinach od 10:00 do 14:00 w 2030 roku wyniesie 23 TWh, przy 7 TWh w 2023 roku. Z uwagi na fakt, że okres nadwyżek energii z OZE jest rozbieżny z sezonem grzewczym, tworzy się potencjał (dobowy i sezonowy) dla magazynów ciepła.

Oszacowanie ilości nadwyżek energii odnawialnej, którą można wykorzystać do produkcji i magazynowania zielonego ciepła, wymagało zastosowania kilku dodatkowych założeń. Założenia te pomagają odpowiednio wyodrębnić okresy i warunków, w których najprawdopodobniej wystąpią nadwyżki OZE, zapewniając realistyczną i praktyczną analizę.

Sezonowe nadwyżki OZE:

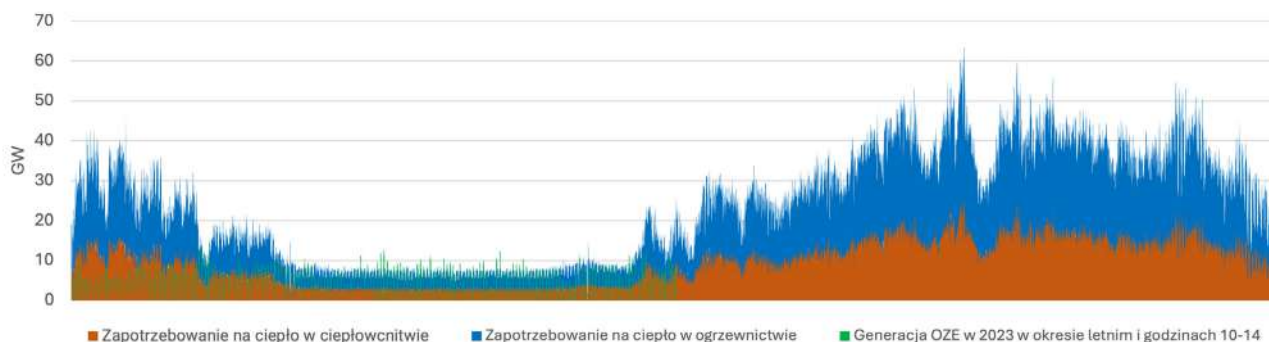
Jak widać na rysunku 8-7 szczytowe zapotrzebowanie na ciepło przypada na miesiące jesienno-zimowe. W tych okresach są możliwości bezpośredniego odbioru energii elektrycznej z OZE, ale jednocześnie są to okresy o wysokich cenach energii z OZE. W związku z tym, okresy te są wyłączone z analizy. Główny nacisk położony jest na wykorzystanie taniego pasma energii elektrycznej z OZE w miesiącach wiosenno-letnich (od kwietnia do września). W tych miesiącach zapotrzebowanie na ciepło jest mniejsze, co sprawia, że jest to dobry okres do znajdowania nadwyżek OZE i produkowania zielonego ciepła, które następnie można zmagazynować.

Godzinowe nadwyżki OZE:

Analizę zawężono do konkretnych godzin w ciągu dnia, w których występuje największe prawdopodobieństwo wystąpienia nadwyżek energii odnawialnej. Okres od 10:00 do 14:00 uznano

za charakteryzujący się najwyższymi nadwyżkami, głównie ze względu na szczytową produkcję energii słonecznej w okresie letnim. Filtr czasu zapewnia, że analiza koncentruje się na godzinach najbardziej odpowiednich dla potencjalnej konwersji energii elektrycznej z OZE w ciepło.

Łącząc filtry sezonowe i godzinowe, skupiono się na ilości energii odnawialnej i chwilowej mocy dostępnej od kwietnia do września w godzinach od 10:00 – 14:00 (godziny zagrożone ograniczeniami generacji OZE i okresy najniższych cen energii elektrycznej). Analizie poddano sezon grzewczy kwiecień 2023-marzec 2024. Na poniższym wykresie zaprezentowano generację OZE (godzina po godzinie) stanowiącą sumę generacji energii z wiatru i słońca w sezonie letnim 2023 w relacji do zapotrzebowania na ciepło w ogrzewnictwie oraz w ciepłownictwie systemowym.



Rysunek 8-7 Zestawienie zapotrzebowania na ciepło w ogrzewnictwie oraz w ciepłownictwie z generacją OZE w 2023 roku w wybranym oknie czasowym.

Z wykresu wynika, że w 2023 roku (sezon letni) ciepłownictwo na bieżąco (bezpośrednio, bez magazynowania ciepła) mogło przejąć znaczną część łącznej generacji energii słonecznej i wiatrowej. Ale w okresie od trzeciej dekady maja do pierwszej dekady września, nawet przy pełnej elektryfikacji ciepłownictwa i ogrzewnictwa powstawałyby nadwyżki mocy rzędu 5 GW, które mogłyby być przejęte tylko dzięki magazynom ciepła.

W rozdziale 6 oszacowano na 2030 rok potencjał techniczny magazynów ciepła w ciepłownictwie (skupiono się na magazynach sezonowych) i w ogrzewnictwie (skupiono się na magazynach dobowych ciepła). Przyjęto, dla tych przypadków, odpowiednio **dwa wirtualne ogólnokrajowe magazyny ciepła**, bez uwzględniania bilansów regionalnych i lokalnego rozkładu

(dopasowania) dopasowania generacji OZE i potrzeb ciepłych. Warto podkreślić, że w przypadku dobowych magazynów ciepła skupiono się na CWU uznając że w takim zakresie (ok. 20% potrzeb grzewczych) możliwa jest elektryfikacja gospodarstw domowych i sieci niskiego napięcia. Analogicznie budowa zakładanych ok. 200 (rozdział 7.2.1) sezonowanych magazynów ciepła na potrzeby P2H (średnia moc kotła elektrodowego – ok 4 MW) wymagała rozbudowy sieci dystrybucyjnej.

8.2.1. Potencjał sezonowych magazynów ciepła w ciepłownictwie systemowym do przejmowania nadwyżek energii OZE

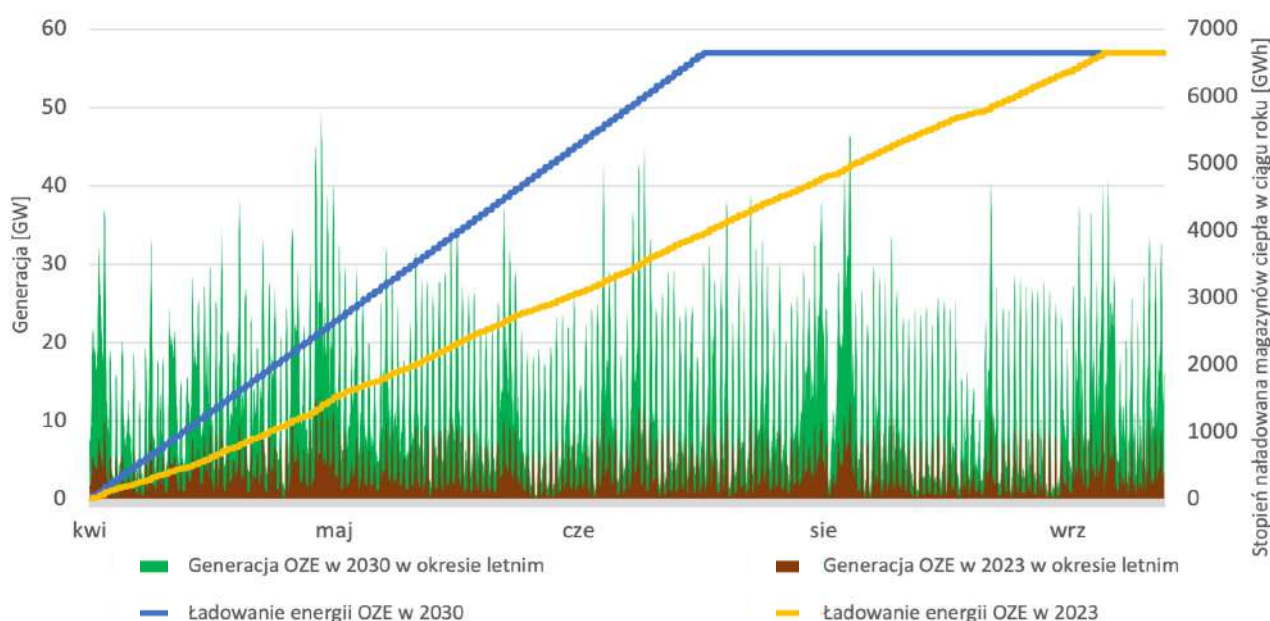
Potencjał magazynowania sektora ciepłowniczego przekształcającego nadwyżki energii odnawialnej w zielone ciepło i przechowywania go w magazynach sezonowych Pit Thermal Energy Storage System (PTES) jest jednym z istotnych elementów tego raportu. Proces oszacowania tego potencjału również opiera się na pewnych założeniach.

Przede wszystkim, należy podkreślić, że powyższa analiza przedstawia potencjał teoretyczny, przy założeniu zaawansowanego procesu inwestycyjnego w polskich ciepłowniach, którego efektem będzie wdrożenie magazynów ciepła zdolnych do skutecznej absorpcji nadwyżek OZE w horyzoncie sezonowym.

Następnie, określono maksymalną moc ładowania magazynów energii, którą ustalono na poziomie 50% szczytowego zapotrzebowania na ciepło systemu. Kryterium to opiera się na praktyce doboru kotłów elektrodowych do systemów grzewczych, w których moc zainstalowana jest zwykle skonfigurowana tak, aby pokrywać połowę szczytowego zapotrzebowania na ciepło. Biorąc pod uwagę, że szczytowe zapotrzebowanie na ciepło systemowe do centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej w Polsce wynosi około 25,4 GW to maksymalną moc ładowania zielonego ciepła szacuje się na około 12,5 GW. Oznacza to, że w okresach, w których nadwyżka energii odnawialnej przekra-

cza tę moc, sieć kotłów elektrodowych w całym kraju mogłaby wchłonąć do 12,7 GW nadwyżki. I odwrotnie, jeśli nadwyżka wytwarzania energii odnawialnej jest niższa od tego progu, system grzewczy może skutecznie wychwytywać i magazynować nadwyżkę energii OZE. Zmagazynowaną energię można następnie wykorzystać w sezonach jesienno-zimowych o dużym zapotrzebowaniu.

Zgodnie z wynikami rozdziału 6.3.2. „Wielkoskalowe sezonowe magazyny ciepła w ciepłownictwie i przemyśle” całkowitą zdolność tych systemów magazynowania w niemal 200 statystycznych ciepłowniach miejskich do przyjęcia nadwyżki energii odnawialnej przyjęto na poziomie 6.651 GWh rocznie (tzw. potencjał techniczny na 2030 rok). Dla uproszczenia przyjęto, że magazyny będą służyły wyłącznie potrzebom P2H (w praktyce będą obsługiwać też ciepło z kolektorów, ciepło odpadowe i ciepło z kogeneracji). Założenie (ograniczenie) dotyczące dostępnej pojemności magazynów ciepła jest kluczowym czynnikiem przy określaniu ilości energii odnawialnej jaka może być zmagazynowana i później wykorzystywana. Na poniższym wykresie zobrazowano stopień naładowywania magazynów ciepła (jednokrotne ładowanie w sezonie) przy systemach ciepłowniczych w oparciu o powyższe kryteria czyli w relacji do prognozowanej generacji OZE w 2030 i bazowej z 2023 roku.



Rysunek 8-8 Szybkość ładowania magazynów energii w porównaniu do prognozowanej generacji OZE w 2030, a obecnej w 2023.

Moc generacji OZE znacząco przyczynia się do tempa wypełnienia dostępnej (potencjał techniczny na 2030 rok) pojemności magazynów sezonowych ładowania OZE.

Według tej analizy możliwe było wyliczenie ile energii OZE teoretyczne magazyny mogłyby „zabrać” energii (mocy) OZE w każdej godzinie i przechować ją w formie zielonego ciepła w magazynach ciepła przy ciepłowniach na zimowy okres grzewczy. W 2023 roku energia OZE w analizowanym okresie tj. od kwietnia do września i w godzinach od 10:00 do 14:00 (tzw. godziny curtailmentów i niskich cen energii elektrycznej), gdzie szacuje się pojawiania rzeczywistych nadwyżek OZE nad zapotrzebowanie (okres curtailmentów) mogłyby być w całości skonsumowana i przekształcona w formę zielonego ciepła. Energia wyprodukowana w tym okresie w OZE to 7,048 TWh. Ciepłownictwo systemowe nie posiada obecnie takich technicznych możliwości do przejmowania nadwyżek OZE, ale przy oszacowanej, możliwej technicznie do zrealizowania od 2030 roku łącznej pojemności magazynów setowych 6.651 GWh, byłaby możliwość przejmowania całkowitej generacji OZE od kwietnia aż do trzeciej dekady września 2023 roku (pomarańczowa linia na powyższym rysunku).

Sprawdzono jak sytuacja mogłaby analogicznie wyglądać dla projekcji w 2030, kiedy ww. potencjał sezonowego magazynowania ciepła mógłby być zrealizowany w formie magazynów PTES. Generację OZE w okresach częstszego pojawiania się curtailmentów 10:00- 14:00 oszacowano na poziomie 23,34 TWh. Teoretyczna flota kotłów elektrodowych mogących przenieść tą energię nie byłaby w stanie przy tych założeniach wykonać 100% konwersji energii elektrycznej w ciepło, jak to mogłoby mieć miejsce przy generacji OZE z 2023 roku. Magazyny sezonowe ciepła w 2030 roku naładują się znacznie szybciej z uwagi na nadwyżki OZE – już na koniec czerwca (niebieska linia na powyższym rysunku), a wartość przeniesionej energii OZE na ciepłownictwo to blisko 11,5 TWh.

Magazyny ciepła sezonowe w okresie letnim mogłyby przejmować maksymalnie do 12,7 GW mocy OZE (średnia wartość godzinowa). Stanowiłyby to niezwykle istotne i w pełni zarządzane odciążenie systemu energetycznego, z korzyścią dla odbiorców ciepła i wytwórców energii z OZE.

8.2.2. Potencjał dobowych magazynów ciepła do przejmowania nadwyżek energii z OZE w ogrzewnictwie indywidualnym

Szacowanie potencjału przejmowania mocy OZE i magazynowania nadwyżek energii odnawialnej na potrzeby ogrzewania indywidualnego odbywa się według szczegółowej metodologii, podobnej do szacowania potencjału ciepłownictwa systemowego. Według raportu JRC ponad 15% zapotrzebowania na ciepło w Polsce pokrywane jest już obecnie poprzez ogrzewanie elektryczne, głównie w ciepłownictwie indywidualnym. Dodatkowy potencjał magazynowania dla tego segmentu rynku obliczono przy założeniu, że ww. 15% zapotrzebowania jest pokrywane przez produkcję energii odnawialnej (nie jest zgodne ze stanem

faktycznym na dzisiaj, ale jest potencjałem), a dodatkowym potencjał jest uwzględniany jedynie w przypadku, gdy produkcja przewyższa zapotrzebowanie na ciepło elektryczne. Nadwyżka ta może być następnie wykorzystana do ładowania magazynów i buforów wodnych wyposażonych w grzałki elektryczne zdolne do absorpcji nadwyżek energii odnawialnej w Polsce.

Aby móc otrzymać stosowne wyniki, przyjęto kilka założeń:

- 1 Założono, że zielone ciepło powstałe z nadwyżek energii odnawialnej magazynowane jest wyłącznie na potrzeby ciepłej wody użytkowej CWU. Umożliwia to praktyczne wykorzystanie magazynowania nadwyżek energii;

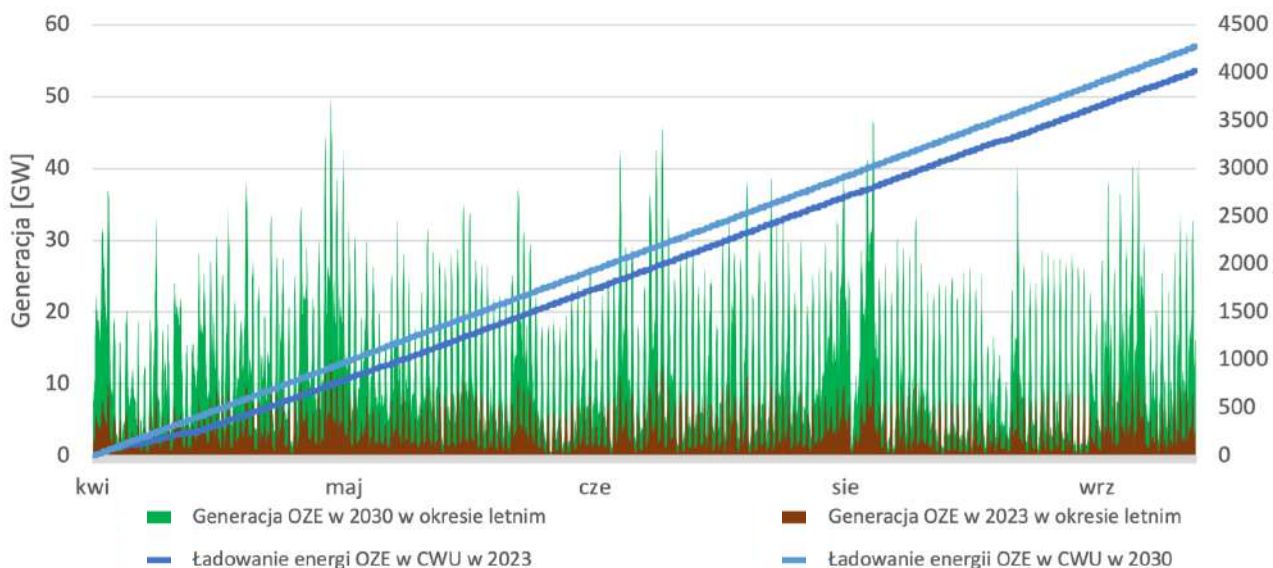
- 2 Maksymalna łączna moc, jaką wszystkie zagregowane grzałki elektryczne w Polsce mogły otrzymać z odnawialnych źródeł energii w celu zamiany na zielone ciepło do przygotowania ciepłej wody użytkowej oszacowano na 4,67 GW. Szacunek ten opiera się na danych Głównego Urzędu Nadzoru Budowlanego Centralnej Ewidencji Emisji Budynków (CEEB), która dostarcza kompleksowych informacji o rodzajach źródeł energii w Polsce⁵⁶. Zgodnie z wynikami analiz scenariuszowych w rozdziale 6.3.1. „Wodne magazyny ciepła w mieszkalnictwie” przewiduje się, że do roku 2030 liczba magazynów wody wyposażonych w podgrzewacze elektryczne i współpracujących z odpowiednimi źródłami ciepła w Polsce przekroczy 6,5 mln jednostek. Dodatkowo ekspercko przyjęto, że moc pojedynczego podgrzewacza w tych buforach termicznych wynosi 0,8 kW (moc wystarczająco do ładowania magazynów ciepła w okresie taryfy nocnej);

- 3 Przy zachowaniu potencjału elektrycznych podgrzewaczy wody z dobowymi magazynami ciepła, zmieniono założenie z rozdziału 6.3.1. założono ładowanie magazynów nie w okresie taryfy nocnej (22:00-6:00) ale w okresie niskich taryf dynamicznych i nadwyżki energii z OZE (10:00-14:00);

- 4 Maksymalną dobową zdolność absorpcji taniej energii z OZE w szczytach jej generacji oszacowano na 115 GWh w całym kraju. Szacunek ten opiera się na prognozie, zgodnie z którą do 2030r. polskie domy będą dysponowały znacznie większymi buforami ciepłej wody (wzrost pojemności z obecnych 200 litrów do 400 litrów), co umożliwi większą pojemność magazynowania nadwyżek energii na dłuższy okres (całej doby od 14:00 do 10:00).

Wykorzystując powyższe założenia do wyliczenia potencjału magazynowania nadwyżek energii odnawialnej zostanie jedynie nadwyżka energii odnawialnej – wykraczająca poza bezpośrednie zapotrzebowanie na ciepło. Na poniższym rysunku

przedstawiono krzywe ładowania buforów wodnych w ogrzewnictwie indywidualnym energią z OZE w okresie występowania jej w systemie elektroenergetycznym w stosunku do potrzeb.



Rysunek 8-9 Szybkość ładowania magazynów CWU z nadwyżkowej energii OZE dla dwóch scenariuszy generacji OZE w 2030 i 2023 roku

⁵⁶ Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków - <https://www.gunb.gov.pl/strona/centralna-ewidencja-emisyjnosci-budynkow>

Szybkość ładowania magazynów ciepła jest przede wszystkim ograniczona przez maksymalną moc wszystkich grzałek elektrycznych w buforach wodnych. Dzielne ograniczenie przyjęto tylko na potrzeby przygotowania CWU gwarantuje (bez CO i klimatyzacji), że pobór energii nie przekroczy łącznej wydajności, utrzymując stabilność i wydajność systemu. Według projekcji generacji energii OZE w Polsce na rok 2030 przewidyuje się, że od kwietnia do końca września bufor wodny CWU w ogrzewnictwie indywidualnym mogłyby skutecznie pochłoniąć i zmagazynować w cyklach dobowych blisko 4,2 TWh nadwyżek energii odnawialnej. Tym samym będą w stanie przejąć do 5 MW mocy OZE w szczytach jej generacji przez cały analizowany

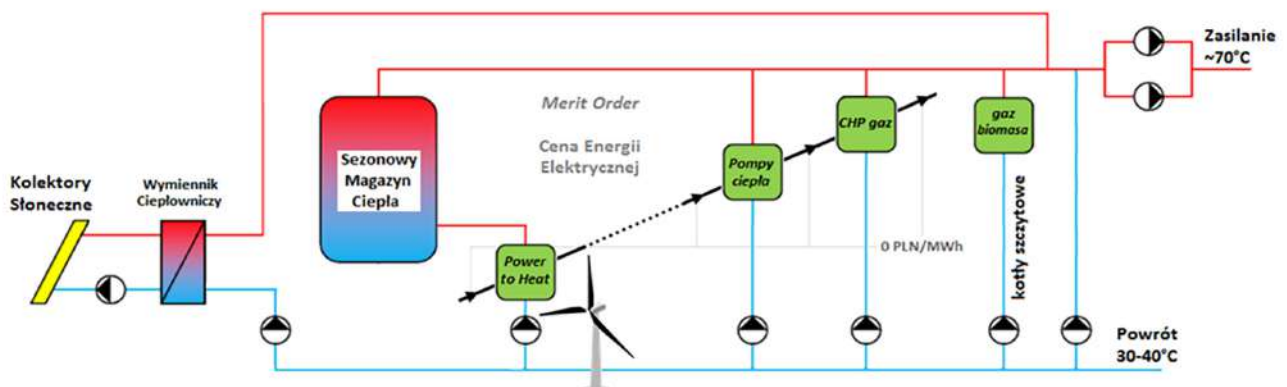
okresie kwiecień-wrzesień, nie przekraczając ani jednej doby wymaganej pojemności w 6,6 mln małych magazynów ciepła (bojlerów).

Łącznie ciepłownictwo systemowe z magazynami ciepła sezonowymi oraz ogrzewnictwo z magazynami dobowymi na potrzeby CWU, w szczytowych godzinach łącznej generacji wiatrowej i słonecznej mogłyby przejąć 12,7 GW +5 GW = 17,7 GW mocy pogodozależnych OZE. Ten, do tej pory ukryty potencjał, stanowiłoby źródło olbrzymiej elastyczności dla Krajowego Systemu Energetycznego.

8.3. Możliwości zwiększenia potencjału elastyczności KSE oraz ciepłowni korzystających z technologii P2H poprzez łączenie magazynowania ciepła z pracą elastycznych silników gazowych

W analizach w raporcie, potwierdzonych studiami wykonalności dla krajowych ciepłowni oraz zrealizowanymi przykładami zagranicznymi, dzięki magazynom ciepła istnieje możliwość przejścia ciepłowni z węgla do ok. 50% zeroemisyjnych OZE. Większe udziały OZE lub możliwość zrealizowania inwestycji pod pełną potrzebę uzyskania przez ciepłownię statusu efektywnego systemu ciepłowniczego wymagają skorzystania z kogeneracji gazowej lub zwiększenia elastyczności pracy ciepłowni poprzez kotły gazowe lub silniki gazowe.

Typowy przykład ciepłowni z wysokim udziałem pogodozależnych OZE (kolektory słoneczne, elektrownie wiatrowe lub fotowoltaiczne własne lub energia zakupiona z tych źródeł w formule PPA do zasilania kotłów elektrodowych), wspierane pompami ciepła, kogeneracja gazowa lub kotłami gazowymi ew. na biomasę) przedstawiony został na rysunku.



Rysunek 8-10 Zarządzanie pracą instalacji ciepłowniczej z wieloma źródłami ciepła, w tym OZE (duński model biznesowy).

Taki system z centralnym sezonowym magazynem ciepła zapewnia elastyczną pracę ciepłowni, sterowaną zazwyczaj cenami energii elektrycznej (sprzedaż z własnych źródeł po wysokich cenach, zakup na potrzeby P2H po niskich) oraz odciąża krajowy system energetyczny w szczytach generacji OZE. Ciepłownie w takiej konfiguracji mogą dodatkowo świadczyć usługi systemowe lub regulacyjne.

W polskich warunkach ten model jeszcze w pełni nie funkcjonuje. Przeważa nakierowanie inwestycji i modelu eksploatacji ciepłowni na wysokosprawną kogenerację gazową, która generuje zaopatrzenie na magazynowanie ciepła latem (raczej krótkoterminowym), ale nie zapewnia odpowiedniej elastyczności pracy ciepłowni (pozostałych źródeł węglowych) i ani tym bardziej KSE (sprzedaż energii elektrycznej z kogeneracji nie wg potrzeb KSE, ale wymogu wysokosprawnej kogeneracji). Zwiększanie produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz zmiany regulacji torują drogę polskich ciepłowni i elektrociepłowni przesyłowych w kierunku wyżej opisanego modelu duńskiego.

W przypadku polskiego systemu sieci elektroenergetycznych i ciepłowniczych, w którym dominuje węgiel, dekarbonizacja wiąże się zarówno z wyzwaniami, jak i jednocześnie z ogromnymi możliwościami. Potrzebne jest jednak nowe podejście i nowe narzędzia, modele do efektywnej integracji wielu źródeł. Standardowo bardziej ambitne plany modernizacji i transformacji i ciepłowni w kierunku OZE przygotowywane są z wykorzystaniem systemu TRNSYS⁵⁷ (więcej rozdział 6), ale są różne inne modele które mogą zoptymalizować prace układów kogeneracyjnych (w szczególności silników gazowych w zielonych elektrociepłowniach) w celu zwiększenia wykorzystania energii odnawialnej, magazynów, pomp ciepła i stopniowego zastępowania planowo wycofywanych instalacji opalanych węglem.

Aby można było w pełni wykorzystać potencjał ciepłownictwa w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego zdominowanego przez fotowoltaikę i wiatr niezbędne jest wykorzystanie źródeł, które w zależności od potrzeb, będą wytwarzały lub konsumowały energię elektryczną, jednocześnie dostarczając wymagane ilości ciepła. Technologie power-to-heat są w stanie zrealizować tylko część z wymaganych zadań – mogą konsumować nadmiar energii elektrycznej z OZE. Druga część tego zadania – wprowadzenie mocy do sieci w deficytowych momentach, może być realizowana przez jednostki kogeneracji oparte na silnikach tłokowych. W przeciwieństwie do turbin gazowych, silniki mają możliwość wprowadzenia energii do sieci już 30 sekund po uruchomieniu, możliwość pracy nawet przy

10% mocy nominalnej i osiągnięcie mocy maksymalnej w 2 minuty od uruchomienia. Z tego powodu ich wykorzystanie jest korzystne zarówno z punktu widzenia operatora sieci, jak i właściciela elektrociepłowni, który może dostosować swój profil wytwarzania do sytuacji cenowej na rynku energii elektrycznej. Tym sposobem unika się pracy w godzinach, w których sieć jest zdominowana przez źródła odnawialne, a cena energii spada do zera lub nawet poniżej zera. Można natomiast skoncentrować się na pracy w momentach niedoborów energii w systemie, które jednocześnie wiążą się z wyższą jej ceną. Takie podejście zwiększa przychody operatora elektrociepłowni, redukuje koszty zmienne, w szczególności koszty paliwa, ale także zmniejsza emisję gazów cieplarnianych.

Optymalizacja sektorów wytwarzania energii elektrycznej i ciepłownictwa pozwoliłaby Polsce znacznie zmaksymalizować możliwości dostępne na ścieżce wycofywania się z węgla. Strategia ta może mieć duże znaczenie taktyczne dla uzyskania możliwie najskuteczniejszej integracji mocy wytwórczych OZE w Polsce, jednocześnie identyfikując optymalny miks technologii zastępujących stopniowo wycofywane jednostki węglowe. Elastyczność ta może zostać osiągnięta poprzez jednoczesne wdrażanie technologii konsumujących energię elektryczną (m.in. pomp ciepła i kotłów elektrycznych) jak i sterowalnych mocy wytwórczych.

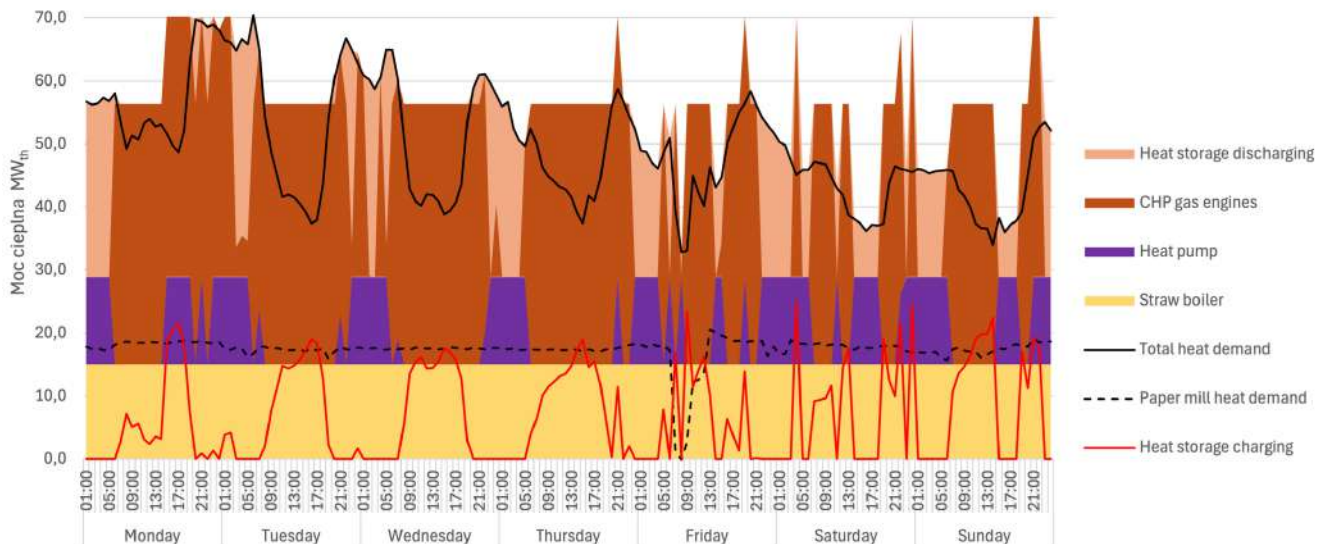
Aby można było w pełni wykorzystać potencjał ciepłownictwa w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego zdominowanego przez fotowoltaikę i wiatr niezbędne jest wykorzystanie źródeł, które w zależności od potrzeb będą wytwarzały lub konsumowały energię elektryczną, jednocześnie dostarczając wymagane ilości ciepła. Technologie power-to-heat są w stanie zrealizować tylko część z wymaganych zadań – mogą konsumować nadmiar energii elektrycznej z OZE. Druga część tego zadania – wprowadzenie mocy do sieci w deficytowych momentach, może być realizowana przez jednostki wysokosprawnej kogeneracji oparte na silnikach tłokowych.

Operator instalacji, w której skład wchodzi zarówno elementy pobierające energię z sieci w momentach jej nadmiaru, wytwarzające i wyprowadzające energię do sieci przy zmniejszonej generacji z OZE oraz magazynujące ciepło, może dynamicznie reagować na sytuację na rynkach dnia bieżącego lub następnego, maksymalizując przychody ze sprzedaży energii elektrycznej przy jednoczesnym zapewnieniu dostarczenia do systemu ciepłowniczego wymaganych ilości ciepła.

⁵⁷ Instytut Energetyki Odnawialnej Projektowanie i optymalizacja systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami ciepła. Wykorzystanie metodologii „digital twin” i modelowania TRNSYS. 2023. URL: <https://ieo.pl/raporty-i-artikuly-ieo-oze-w-polskim-cieplownictwie>

Poniżej na rysunku przedstawiono model współpracy technologii P2H z magazynami ciepła i silnikami gazowymi w wybranym tygodniu (16 tydzień roku) w zakresie wytwarzania ciepła

i energii elektrycznej przeprowadzone w środowisku PLEXOS[®] (Wärtsilä).



Rysunek 8-11 Zarządzanie częścią elektryczną ciepłowni w funkcji cen energii elektrycznej z wykorzystaniem silników gazowych przeprowadzone w środowisku PLEXOS[®]. Źródło: Wärtsilä

Wyniki analiz potwierdzają zasadność odejścia od założenia, że kogeneracja gazowa ma pracować przez cały rok. Ponadto zoptymalizowane systemy ciepłownicze, zwłaszcza wyposażone w elektrociepłownie, wykazują potencjał generowania dodatkowych przychodów poprzez udział w rynkach usług pomocniczych.

Z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego ogranicza to konieczność wyłączenia źródeł OZE w momentach nadprodukcji, co w Polsce zdarza się coraz częściej (rozdział 7.1). Natomiast z punktu widzenia odbiorcy końcowego przekłada się na redukcję kosztów energii elektrycznej i ciepła.

8.4. Stan regulacji w zakresie zwiększenia potencjału elastyczności KSE, tym wykorzystania możliwości rozwoju OZE i magazynów ciepła

Regulacje prawne wywierające wpływ na rozwój i wykorzystanie magazynowania energii elektrycznej z OZE mają dwojaki charakter:

definiujące charakter aktywów i funkcji magazynowania,

determinujące możliwość realizowania procesów rynku energii, dla których magazynowanie energii jest lub może być istotnym elementem.

Definicje magazynowania energii w brzmieniu określonym legislacją unijną oraz niespójną z nią legislacją krajową omówiono w rozdz. 3. Z punktu widzenia rozwoju magazynów ciepła w powiązaniu z rozwojem OZE bezemisyjnych (a tym samym magazynowania ciepła „zielonego”) kluczowe są dwie przywołane tam okoliczności: legalizacja definicji magazynowania energii elektrycznej w formule nieodwracalnej - z odzyskiem energii zmagazynowanej w formie ciepła oraz sens zastosowania magazynów nieodwracalnych energii elektrycznej jako formy zabezpieczenia stabilności bilansu mocy w systemie elektroenergetycznym w warunkach chwilowego nadmiaru podaży mocy ze źródeł OZE względem bieżącego popytu. Zastosowanie tradycyjnych środków ochrony równowagi bilansowej

systemu elektroenergetycznego zmusza operatora systemu przesyłowego do drastycznego ograniczania wykorzystania dostępnej mocy w OZE, ze szkodą dla ekonomicznej efektywności zrealizowanych projektów inwestycyjnych w te źródła, a także dla ich dalszego rozwoju

Przepisy determinujące możliwość realizowania procesów rynku energii znalazły się w nowelizacji ustawy Prawo energetyczne, noszącej nazwę roboczą UC74 (Dz.U. 2023 poz. 1681 z 28 lipca 2023r.) wdrażającej dyrektywę o wewnętrznym rynku energii elektrycznej z 2019 roku oraz w nowelizacji ustawy o OZE (Dz.U.2023 poz. 1762) wdrażającej dyrektywę o OZE (RED II) z 2019 roku..

Można je pogrupować w następujący sposób.

Przepisy opisujące wdrożenie mechanizmu nierynkowego ograniczania źródeł w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii przez operatorów systemu elektroenergetycznego:

dodanie ust. 7a–7q do art. 9c uPe:

W dodawanych ustępach wprowadzono mechanizm ograniczania wytwarzania energii elektrycznej przez wytwórców energii elektrycznej z OZE (OZE i PV) oraz poboru i wprowadzenia do sieci z magazynów energii elektrycznej na polecenie OSP i OSD (lub w koordynacji) w sposób bezpośredni lub pośrednio. Takie ograniczenie podlega rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia Parlamenty i Rady 2019/943. Określono również kolejność redukcji, biorąc pod uwagę moc zainstalowaną instalacji OZE oraz kierując się potrzebą minimalizacji kosztów rekompensat finansowych oraz wolumenów zredukowanego wytwarzania energii elektrycznej. Zaproponowano derogację od poleceń redukcji dla jednostek wytwórczych, które nie są wyposażone w odpowiednie układy sterowania mocą czynną lub takie wyposażenie nie jest wy-

magane na podstawie odpowiednich przepisów. Dookreślono również sposób obliczania rekompensaty finansowej, sposób jej wypłaty, zakres współpracy OSP i OSD w tej kwestii, w zakresie m.in. wymiany danych, a także wprowadzono obowiązek złożenia sprawozdania do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przez operatora systemu elektroenergetycznego.

Ryzyko konieczności wykorzystania tej regulacji może być ograniczone w sytuacji, gdy „nadmiarowa” względem możliwości sieciowych moc kierowana jest do magazynu energii, w tym w szczególności sezonowego magazynu ciepła, w przypadku którego – ze względu na skalę minimalizuje się ryzyko wystąpienia ograniczenia w postaci zapełnienia magazynu.

dodanie pkt 6a w art. 9g uPe

6a) wydawania oraz wykonywania poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b, oraz obliczania i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, z tytułu nierynkowego redysponowania jednostkami wytwórczymi wykorzystującymi energię wiatru lub słońca, lub magazynów energii elektrycznej oraz kryteria i zasady ustalania, który z operatorów systemu elektroenergetycznego jest

uznawany za wydającego polecenie i obowiązany do zapłaty rekompensaty w przypadku poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b, wydanych wytwórcy lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do koordynowanej sieci 110 kV, oraz rozliczeń za niewykonanie poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b;

Dodany pkt 6a w art. 9g ust. 4 daje podstawę OSP i OSD do ustalenia w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci zasad redukcji oraz zasad rozliczenia (sposobu kalkulacji) rekompensat finansowych za takie ograniczanie wytwarzania lub ograniczanie poboru i wprowadzania do sieci energii elektrycznej z magazynu

energii elektrycznej, zapewniając bezpieczeństwo prawne zarówno operatorowi (możliwość polecenia redukcji w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci lub zrównoważenia wytwarzania z zapotrzebowaniem), jak i po stronie wytwórców (stosowna rekompensata za redukcję).

Przepisy dotyczące zasad zakupu przez OSP usług systemowych – możliwości świadczenia usług systemowych przez zasób rozproszony, w tym magazyny energii na zasadach biznesowych

Wybrane zmiany w art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne:

po pkt 8 dodaje się pkt 8a i 8b w brzmieniu:

„8a) zakup i wykorzystanie usług elastyczności niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewniających rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się agregatorów oraz użytkowników systemu, w tym oferujących energię ze źródeł odnawialnych, zajmujących się odpowiedzialnością

odbioru oraz magazynowaniem energii elektrycznej, zgodnych z zasadami koordynowania korzystania z tych usług przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym wymaganiami w zakresie planowania pracy systemu przesyłowego;

zmieniony art. 9g ust. 6a:

W art. 9g ust. 6 dokonuje się aktualizacji zakresu przedmiotowego instrukcji w części dotyczącej bilansowania systemu w związku z objęciem znacznej części zagadnień warunkami dotyczącymi bilansowania opracowywanymi na podstawie rozporządzeń unijnych:

6a. Operator systemu elektroenergetycznego określa w instrukcji wymagania techniczne uczestnictwa odpowiedzi odbioru oraz uczestnictwa przez agregację w obrocie energią elektryczną, rynku bilansującym oraz świadczeniu usług syste-

mowych. Wymagania te opracowuje się na podstawie charakterystyki technicznej odpowiednich procesów oraz technicznych zdolności odbiorców do działania w charakterze odpowiedzi odbioru.

Przepis nakazuje uwzględnić w instrukcji techniczne wymagania uczestnictwa odpowiedzi odbioru i agregacji na podstawie ich technicznych zdolności oraz charakterystyki poszczególnych procesów, co stanowi wykonanie obowiązku z art. 17 ust. 5 dyrektywy 2019/944.

Przepisy warunkujące możliwości praktyczne dynamicznego zarządzania pracą magazynu:

Opóźnienie wdrożenia umożliwiającego dynamiczne rozliczenie

Zgodnie z ustawą z 7.07.2023 (Dz.U. 2023 poz. 1506) ogłoszoną 3.08.2023r. o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw

Art. 9. W ustawie z dnia 20 maja 2021r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm.) art. 20 otrzymuje brzmienie:

„Art. 20. 1. W celu utworzenia zbioru informacji niezbędnych operatorowi informacji rynku energii do budowy i uruchomienia centralnego systemu informacji rynku energii, operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz sprzedawcy energii elektrycznej udostępnią operatorowi informacji rynku energii, w postaci elektronicznej, informacje o punktach pomiarowych w rozumieniu art. 3 pkt 66 ustawy zmienianej w art. 1 oraz o użytkownikach systemu, w tym o osobach fizycznych

przypisanych do tych punktów pomiarowych, w terminie 39 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, zgodnie z harmonogramem publikowanym przez operatora informacji rynku energii.”

Co oznacza przesunięcie daty uruchomienia CSIRE na dzień 1 lipca 2025r (o rok)

Umożliwienie odbiorcom energii zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, z co najmniej jednym sprzedawcą i każdym sprzedawcą, który ma ponad 200 tys. odbiorców. Uzupełniono treść art. 5 ust. 4f -4h uPe

4f. W przypadku odbiorcy końcowego, u którego zainstalowano licznik zdalnego odczytu, sprzedaż energii elektrycznej może odbywać się na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej.

4g. Sprzedawca energii elektrycznej, który sprzedaje energię elektryczną do co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, jest obowiązany oferować sprzedaż energii elektrycznej na pod-

stawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz publikować na swojej stronie internetowej oferty na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.

4h. Warunkiem zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej jest uzyskanie przez sprzedawcę energii elektrycznej zgody odbiorcy końcowego

**Wprowadzenie przepisów dotyczących agregatora na rynku energii elektrycznej, jego zadań i uprawnień
W art. 3: Użyte w ustawie określenia oznaczają:**

6f) agregator – uczestnika rynku działającego na rynku energii elektrycznej zajmującego się agregacją;

6g) niezależny agregator – agregatora niepowiązanego ze sprzedawcą energii elektrycznej odbiorcy oraz niezaliczającego się do grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2021r. poz. 275 oraz z 2022r. poz. 2581 i 2640), do której zalicza się ten sprzedawca;”

Art. 5a1

1. Agregacja odbywa się na podstawie umowy agregacji zawartej między odbiorcą końcowym energii elektrycznej, wytwórcą energii elektrycznej lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej a agregatorem.

2. Umowa, o której mowa w ust. 1, jest zawierana niezależnie od umów, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 3, i nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej lub przedsiębiorstwa

energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

3. Umowa, o której mowa w ust. 1, zawiera co najmniej określenie stron umowy oraz postanowienia określające przedmiot i podstawowe zobowiązania stron, zasady i warunki realizacji agregacji, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, zasady komunikacji i przekazywania informacji oraz ich ochrony, okres obowiązywania umowy, warunki jej zmiany oraz warunki zakończenia jej obowiązywania.

4. Umowa, o której mowa w ust. 1, może przewidywać także udostępnienie stronom tej umowy platformy partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 3a ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015r. o odnawialnych źródłach energii. W takim przypadku umowa, o której mowa w ust. 1, zawiera również zasady i warunki realizacji usług udostępniania tej platformy.

5. Agregator informuje operatora systemu elektroenergetycznego i sprzedawcę, w terminie określonym w art. 4j ust. 6a, o zawarciu umowy, o której mowa w ust. 1.

6. Sprzedawca energii elektrycznej nie może stosować wobec odbiorcy końcowego energii elektrycznej, który zawarł umowę, o której mowa w ust. 1, z niezależnym agregatorem, dyskryminujących wymogów technicznych, procedur, opłat lub kar.

7. Agregator jest obowiązany do przekazywania odbiorcom końcowym energii elektrycznej kompleksowych danych dotyczących warunków oferowanych im umów.

8. Odbiorca końcowy energii elektrycznej, wytwórca energii elektrycznej lub posiadacz magazynu energii elektrycznej może zawrzeć umowę, o której mowa w ust. 1, wyłącznie z jednym agregatorem dla każdego punktu poboru energii.

9. Operator systemu elektroenergetycznego jest obowiązany umożliwić zmianę agregatora w terminie 24 godzin od momentu poinformowania tego operatora przez nowego agregatora o zawarciu umowy agregacji z odbiorcą końcowym energii elektrycznej, wytwórcą energii elektrycznej lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej. Termin ten nie ma zastosowania do zmiany agregatora pełniącego funkcję dostawcy usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia 2017/2195, jeżeli zmiana agregatora jest związana z koniecznością przeprowadzenia procedury kwalifikacji, o której mowa w art. 16 ust. 1 tego rozporządzenia.

10. Termin, o którym mowa w ust. 9, jest liczony od momentu przesłania przez agregatora powiadomienia o zawarciu z odbiorcą końcowym energii elektrycznej, wytwórcą energii elektrycznej lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej umowy agregacji właściwemu operatorowi.

11. Przypisanie agregatora do odbiorcy końcowego energii elektrycznej, wytwórcy energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej, na podstawie umowy z agregatorem, następuje w dacie wskazanej w powiadomieniu, o którym mowa w ust. 10, pod warunkiem jego weryfikacji przez operatora systemu elektroenergetycznego i następuje od początku doby w dacie wskazanej w tym powiadomieniu.”;

Art. 5b3

Podmiot, który zamierza prowadzić agregację, i agregator mają prawo do wejścia na rynki energii elektrycznej i uczestniczenia w tych rynkach bez zgody innych uczestników rynku.

Art. 5b4

1. Agregator może podjąć działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej po uzyskaniu wpisu do wykazu agregatorów prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. 11. Wykaz agregatorów jest jawny, prowadzony w postaci elektronicznej i zamieszczany na stronie podmiotowej urzędu obsługującego Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, z wyłączeniem informacji podlegających ochronie danych osobowych.

Powyższa analiza stanu prawnego wskazuje na mechaniczne lub ambiwalentne podejście polskiego ustawodawcy do wdrażania prawa unijnego w zakresie przeciwdziałania drastycznemu ograniczaniu wykorzystania dostępnej mocy w OZE i wykorzystania naturalnej - wręcz oczywistej możliwości jaką dają sector coupling i magazyny ciepła. Tworzone z opóźnieniem, ale zaledwie rok wcześniej w stosunku do okresu tworzenia niniejszego raportu i nagłego pojawienia się ograniczeń OZE na dużą, niespotykaną skalę przepisy krajowe okazały się spóźnione, niespójne i w praktyce nieskuteczne. Nie biorą pod uwagę ani realnych potrzeb w zakresie transformacji ciepłownictwa, ani potrzeby zwiększania tempa rozwoju OZE, ani możliwości jakie dają magazyny ciepła dobowe i sezonowe (na dziś jedyny realny zasób długoterminowego magazynowania energii w Polsce). Stało się to ze szkodą dla ekonomicznej efektywności zrealizowanych i planowanych projektów inwestycyjnych w OZE oraz ze szkodą ekonomiczną dla transformacji ciepłownictwa. Konieczna jest poprawa regulacji nakierowana na realną de-

karbonizację energetyki poprzez odblokowanie potencjału tkwiącego w rynku energii, w możliwościach jakie dać mogą przełamanie „silosowego” podejścia do energetyki, OZE i ciepłownictwa oraz rozwiązania techniczne i systemowe analizowane przykładowo w niniejszym raporcie, w tym olbrzymi potencjał magazynowania zielonej energii i jej wykorzystania w formie ciepła. W tym kontekście szczególne znaczenie ma konieczność pilnej modyfikacji wymagań technicznych dla wdrażanych w elektroenergetyce układów pomiarowych zapewniających realny czas dostępu do danych pomiarowych zgodny z wymaganiami Rozporządzenia 2019/943, stanowiących realną podstawę wdrażania taryf dynamicznych. Wiele wskazuje na to, że polski ustawodawca z nieznanых przyczyn, przywiązany do „silosowego” postrzegania elektroenergetyki bazującej na paliwach kopalnych, wiele uwagi poświęcił technologiom magazynowania energii o niewielkim wpływie na realizację celów rozwojowych kraju na 2030 rok, a zignorował potencjał magazynowania energii z OZE, w szczególności w sezonowych magazynach ciepła.

Powyższe problemy wynikają z nieoptymalnego sposobu wdrożenia dyrektyw z 2019 roku, w tym dyrektywy RED II. Jeśli chodzi o wdrożenie dyrektywy RED III z 2023 roku to tu problemy też tkwią w samej dyrektywie, poprzez jej nadmierne nakierowanie w obszarze sector coupling na promocję jednej technologii jaką są pompy ciepła, bez zwracania uwagi na zapewnienie do ich napędu energii z OZE (korzystają z energii z sieci) i bez uwzględnienia możliwego negatywnego wpływu ich masowego rozwoju (bez odpowiednich magazynów ciepła) na KSE. W dyrektywie zmarginalizowana została rola kotłów elektrodowych współpracujących z magazynami ciepła i korzystających wyłącznie z energii z OZE.

Dyrektywa zostawia trzy możliwości budowy magazynów ciepła i zaliczenia do ciepła z OZE kotłów elektrodowych zasilanych:

1. z OZE zbudowanych na terenie ciepłowni
2. zasilanych linią bezpośrednią połączoną z OZE zbudowanych poza działką należąca do ciepłowni,
3. zasilanych z OZE w kontrakcie PPA z gwarancją pochodzenia zakupionej energii z OZE.

O ile punkty 1 i 2 są dopuszczalne, jeśli chodzi o realizację obowiązków wynikających z definicji efektywnego systemu ciepłowniczego, o tyle punkt 3 wymaga przemyślanej implementacji RED III (termin do końca 2024 roku).

Uznając pierwszeństwo budowy OZE i magazynu ciepła na terenie ciepłowni lub w najbliższym sąsiedztwie jako priorytet, umożliwienie zakupu nadmiarowej energii z OZE w umowie PPA zachęciłoby do współpracy wytwórców energii z OZE i ciepłowników do wspólnego rozwiązania problemów bilansowania KSE oraz znajdowania nabywców na nadmiarową generację energii z OZE. Nie chodzi zatem o zakup całości oferowanej energii z instalacji OZE na potrzeby ciepłownictwa (ogrzewnictwa, np. przez agregatorów), ale o zakup na ten cel najtańszego pasma generacji OZE i jej bezpośrednie zużycie lub zmagazynowanie.



Wspieramy energetyczną przyszłość Polski

Silniki Wärtsilä dostarczają ciepło i energię elektryczną do bilansowania sieci

Więcej informacji:

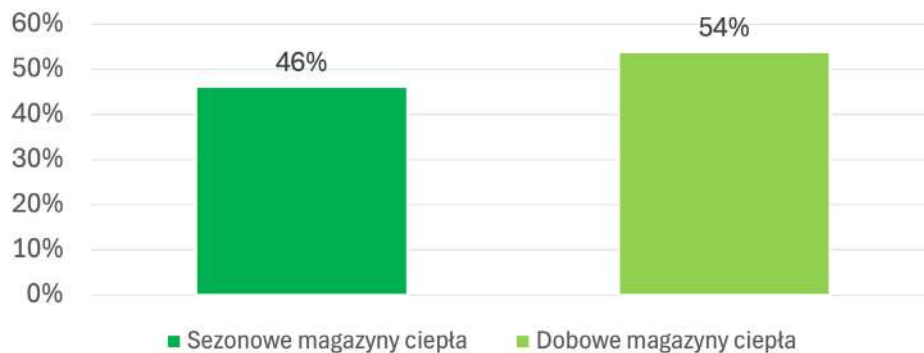


9. Magazyny ciepła w planach przedsiębiorstw ciepłowniczych - wyniki badań ankietowych

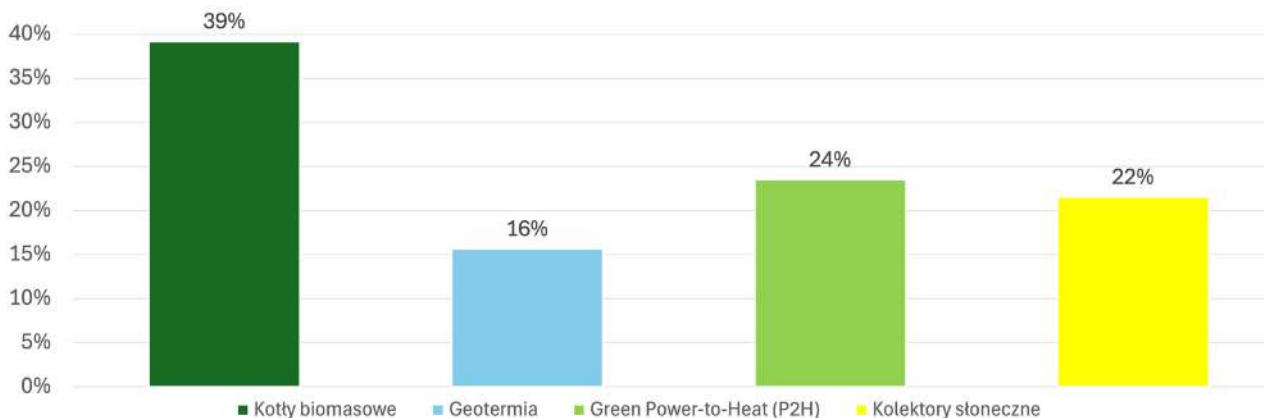
Przedstawione w niniejszym rozdziale wyniki ankiet zostały opracowane w oparciu o odpowiedzi (luty 2024) uzyskane od Przedsiębiorstw Energetyki Ciepłej, członków Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie. Poniżej zostały zaprezentowane wyniki obrazujące aktualny stan ciepłownictwa w Polsce oraz opinie branży na temat potencjału rozwoju ciepłownictwa w oparciu o odnawialne źródła energii i magazyny ciepła.

Niemal wszyscy ankietowani wyrazili zainteresowanie rozwojem swojego przedsiębiorstwa w oparciu o magazyny ciepła

(krótko i/lub długoterminowe) oraz OZE. Na rysunku 9-1 i 9-2 przedstawiony został podział zainteresowania magazynami ciepła oraz wybranymi technologiami OZE wśród ankietowanych przedsiębiorstw. 54% spośród ankietowanych przedsiębiorstw wyraziło zainteresowanie inwestycjami w dobowe magazyny ciepła, a 46% w sezonowe. Spośród technologii OZE największym zainteresowaniem cieszyły się kotły biomasowe (39%), technologia P2H (24%) oraz kolektory słoneczne (22%). Natomiast najmniejszym zainteresowaniem wśród OZE cieszyła się geotermia (16%).



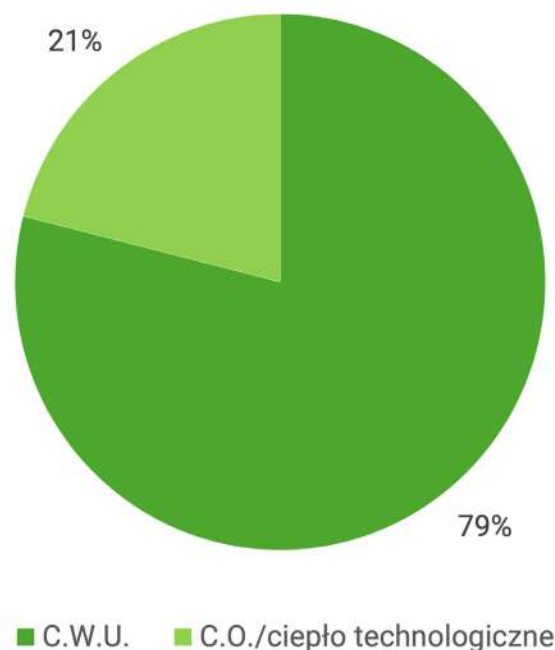
Rysunek 9-1 Zainteresowanie magazynami ciepła



Rysunek 9-2 Zainteresowanie wybranymi technologiami OZE

W stosunku do poprzednich badań, które zostały przeprowadzone przez IEO w 2018 roku wzrosło zainteresowanie magazynami ciepła, odpowiednio dla magazynów krótkoterminowych z 39% do 54%, a dla magazynów sezonowych z 33 do 46%. Zdecydowanie spadło zainteresowanie biomasą jako rozwiązaniem problemu transformacji ciepłownictwa, odpowiednio z 65% w 2018 roku do 39% w 2024 roku. W okresie wysokich cen energii elektrycznej w latach 2022-2023, ale przed nasileniem się okresów ultraniskich i ujemnych cen w 2024 roku spadło zainteresowanie technologią P2H z 37% do 24%.

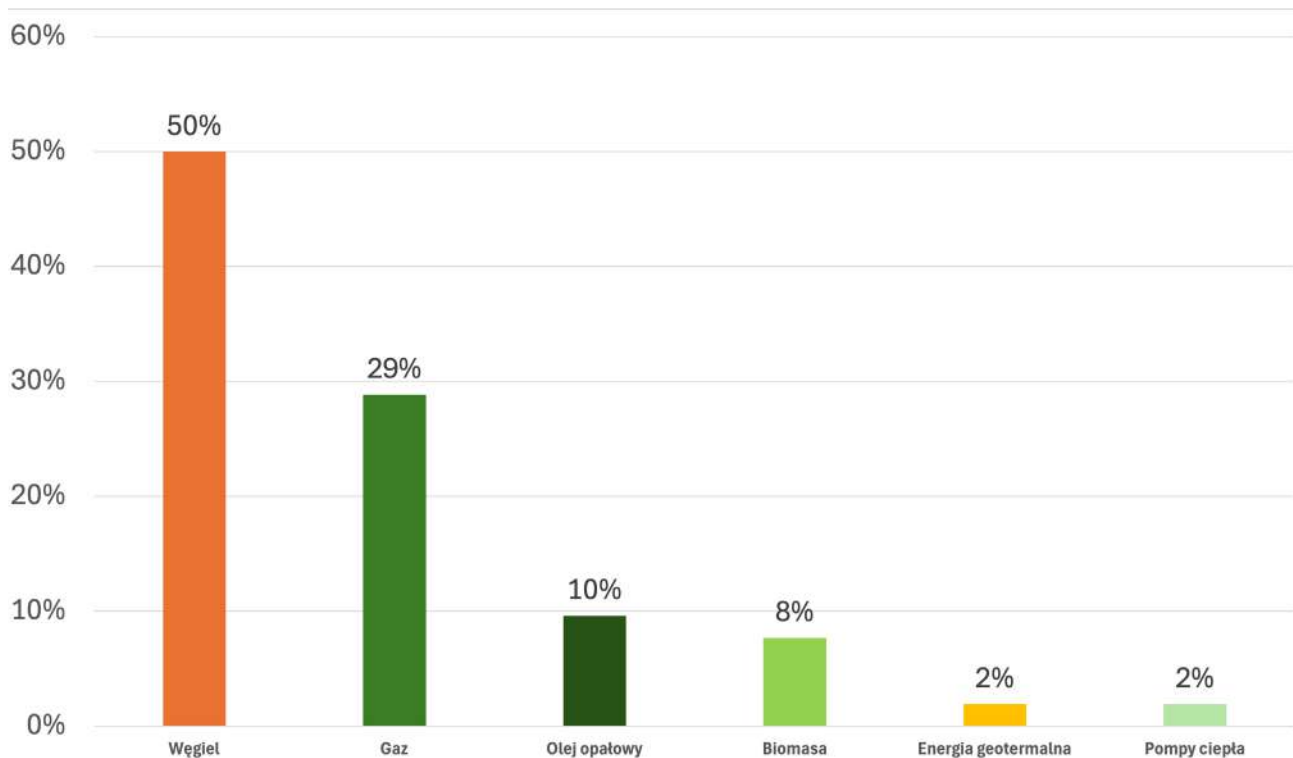
Na rysunku 9-3 został przedstawiony udział zapotrzebowania na ciepło wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych poza sezonem grzewczym. Udział ciepłej wody użytkowej wynoszący wśród ankietowanych 79% wskazuje na idealne warunki do zastosowania kolektorów słonecznych z potencjalnym udziałem sezonowego magazynu ciepła w przypadku możliwości zainstalowania większej liczby kolektorów słonecznych. Ciepło technologiczne, które było wskazywane rzadziej (21%) przez ankietowanych może posiadać wymagania temperaturowe, którym niskotemperaturowe odnawialne źródła energii mogą nie sprostać, ale technologia P2H owszem.



Rysunek 9-3 Struktura zapotrzebowania na ciepło poza sezonem grzewczym

Zgodnie z wymogami określonymi w Dyrektywach Unii Europejskiej (RED III i EED) polskie ciepłownictwo w ciągu kilku najbliższych dekad będzie musiało ograniczyć zużycie paliw kopalnych, tak aby ostatecznie w 2044 roku zakończyć działanie wysokosprawnej kogeneracji opartej na gazie (połączenie kogeneracji wraz z ciepłem odpadowym i OZE). Na rysunku 9-4 przedstawiono procentowy udział wybranych paliw i źródeł ciepła wybieranych do pokrycia zapotrzebowania na ciepło. Technologie odnawialnych źródeł energii, czyli biomasa, energia geotermalna oraz pompy ciepła spośród wszystkich wskazań osiągnęły wyniki odpowiednio 8, 2 i 2 procent. W liczbie wskazań paliwa kopalne zapewniają niemal 80% ciepła, ale aż 29% w całości zapotrzebowania na ciepło stanowi udział gazu. Świadczy to o częściowej reprezentowalności badanych firm

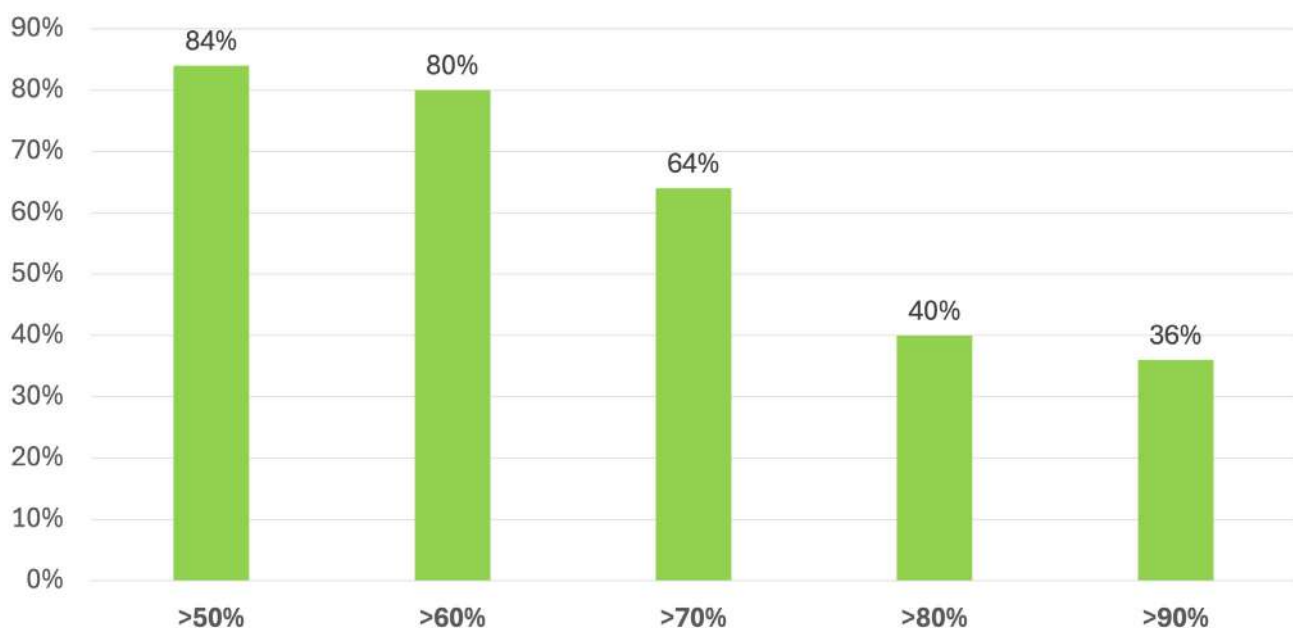
dla całościowego obrazu branży ciepłowniczej (wśród badanych firm wyraźnie wyższy od średniego dla całej branży jest udział gazu, a niższy biomasy), ale potwierdza znany fakt, że dotychczasowy udział ciepła z OZE w Polskim ciepłownictwie jest bardzo niski.



Rysunek 9-4 Struktura zapotrzebowania na ciepło poza sezonem grzewczym

Nie tylko mała liczebność wskazań OZE, ale przede wszystkim rzeczywisty udział źródeł w produkcji ciepła może świadczyć o skali wyzwania stojącego przed polskim ciepłownictwem. Na rysunku 9-5 został przedstawiony histogram z podziałem ankietowych przedsiębiorstw pod względem udziału węgla w miksie energetycznym. Zgodnie z danymi 84% przedsiębiorstw do pokrycia zapotrzebowania na ciepło w ponad 50%

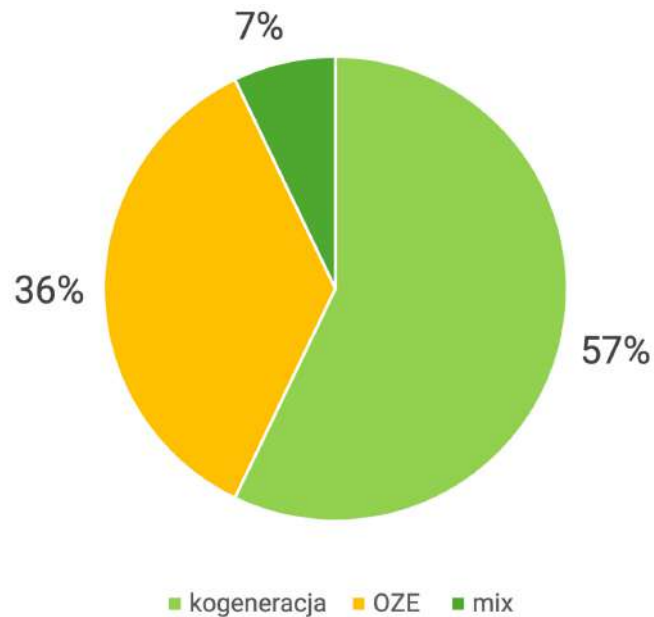
wykorzystuje węgiel. Wraz ze wzrostem udziału węgla liczba przedsiębiorstw maleje. Już tylko 36% dla przedsiębiorstw udziałem węgla w miksie energetycznym przekracza 90%.



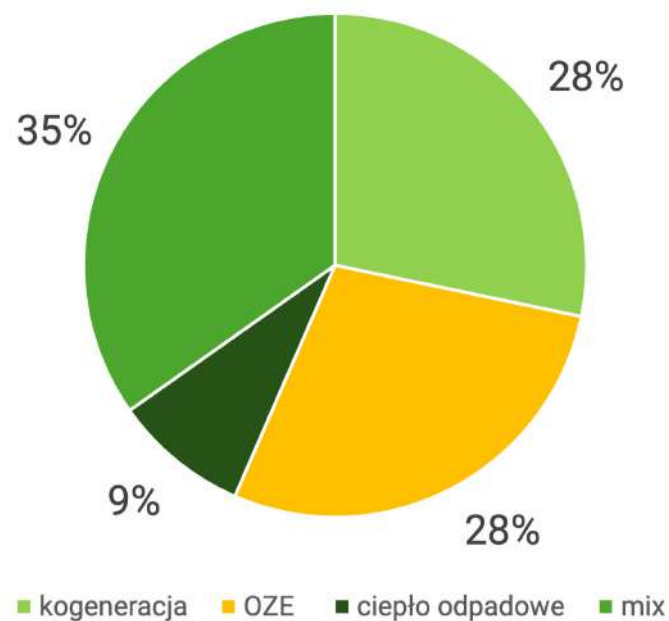
Rysunek 9-5 Udział węgla w miksie energetycznym

Część ankietowanych przedsiębiorstw wprost wykazała, że posiada już status Efektywnego Systemu Ciepłowniczego (29%). Na rysunku 9-6 przedstawiono wyniki, dzięki którym technologiom udało im się tego dokonać. Najczęściej wskazywaną technologią jest kogeneracja (57%). Ta technologia również często była wskazywana jako technologia, z którą wiążą swoje nadzieje przedsiębiorstwa, które status Efektywnego Systemu Ciepłowniczego dopiero będą chciały uzyskać (rysunek 9-7).

Jednak wyniki przedstawione na rysunku 9-7 wskazują również na pragmatyzm ankietowanych polegający na dążeniu do wykorzystania mixu źródeł, oprócz kogeneracji i OZE (po 28%), także ciepło odpadowe (9%), najwięcej (35%) kombinacja różnych rozwiązań.



Rysunek 9-6 Technologie, które umożliwiły osiągnięcie statusu ESC.



Rysunek 9-7 Technologie, które umożliwią osiągnięcie statusu ESC.

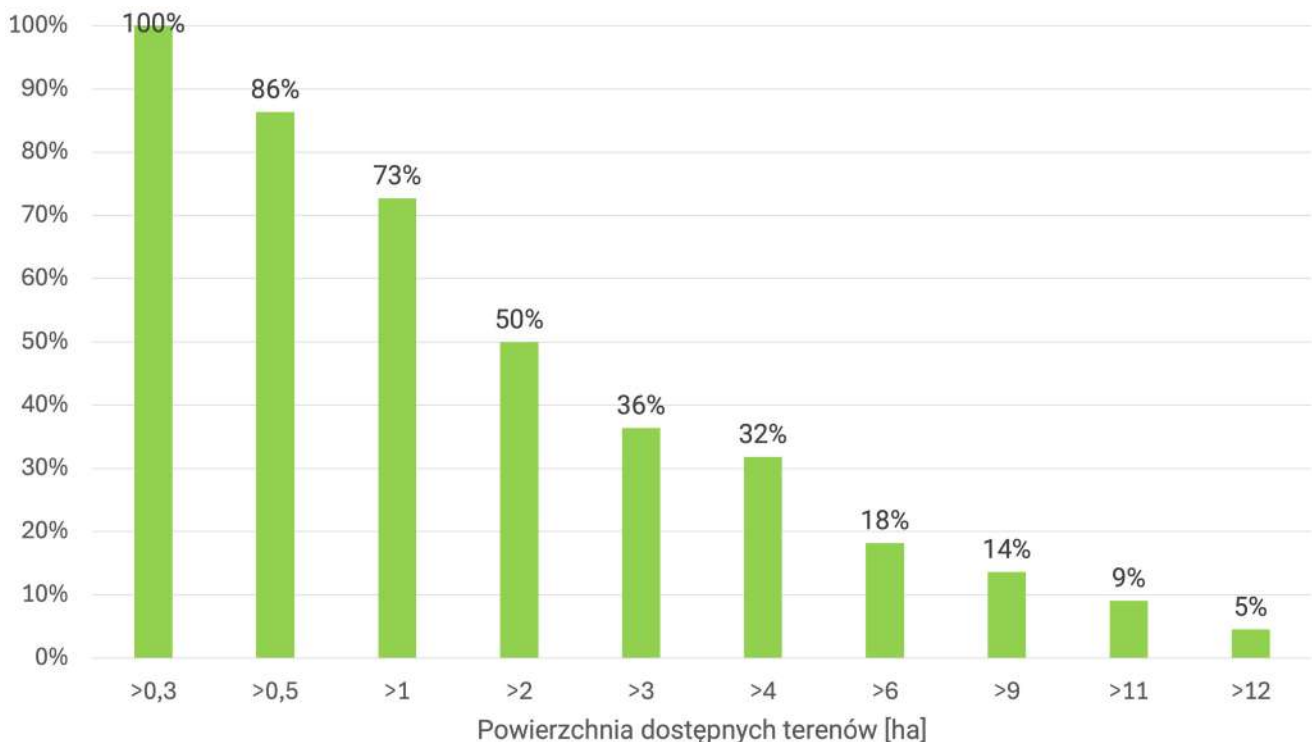
Magazyny ciepła są nieodzowne zarówno na potrzeby OZE (łącznie z biomasą- potrzeba stabilizacji pracy układu), jak i na potrzeby stabilnego odbioru ciepła odpadowego, ale rodzaj i wielkość magazynów ciepła powinny być dobierane racjonalnie.

Powyżej opisane podejście opierające się miksie technologii jest słuszne pod warunkiem, że stosowanymi OZE nie będzie np. wyłącznie biomasa, zwłaszcza w większej liczbie ciepłowni jednocześnie. Jednym z zagrożeń wynikającym z opierania się w zbyt dużym stopniu na biomasie jest jej podatność na wzrost cen przy ograniczonej podaży. Dążąc do uniezależnienia się od cen wszystkich paliw warto budować pola kolektorów słonecznych oraz rozwijać farmy wiatrowe i fotowoltaiczne lub pozyskiwać z nich energii (Power-to-Heat) w tanim paśmie.

Wymienione wyżej źródła energii są zależne od pogody, ale w połączeniu z magazynami ciepła mogą stanowić bezpieczne i stabilne źródło ciepła o bardzo niskich kosztach eksploata-

cyjnych (OPEX), nienarażonych na ryzyka fluktuacji cen paliw i cen uprawnień do emisji CO₂. Jediną barierą proponowanego rozwiązania, dla części przedsiębiorstw nie do pokonania, są ograniczenia wynikające z dostępności terenów pod inwestycje (działki w bliskim sąsiedztwie głównej kotłowni będące własnością PEC, działki możliwe do pozyskania od gminy lub innego podmiotu). Do swobodnego planowania magazynu ciepła w połączeniu z kolektorami słonecznymi niezbędne jest posiadanie 1-2 hektarów pod zabudowę magazynu ciepła sezonowego i minimum 2-12 ha pod zabudowę kolektorów słonecznych lub paneli PV, najkorzystniej w odległości kilku kilometrów od kotłowni.

Z uzyskanych odpowiedzi wynika, że jedynie 5% PEC-ów może cieszyć się ze swobody inwestycji w OZE i magazyny ciepła posiadając dostęp do terenów powyżej 12 ha (rysunek 9-8). Natomiast już 18% mogłoby rozważyć np. instalacje kolektorów słonecznych (ew. farm PV) z magazynem ciepła w celu uzyskania statusu ESC (ponad 6 ha dostępnych terenów).



Rysunek 9-8 Udział dostępnych terenów pod inwestycje

Dostęp do terenów pod inwestycje OZE i magazyny ciepła na terenie ciepłowni lub w najbliższym sąsiedztwie (kluczowa rola władz samorządowych) będzie decydował o przewadze konkurencyjnej danego PEC lub miasta w dążeniu do niskich cen ciepła dla mieszkańców.

Ostatnie analizy pokazują, że wraz z liberalizacją przepisów ustawy o inwestycjach w elektrownie wiatrowe (odejście od zasady „10H” na rzecz minimalnej odległości turbiny od zabudowań 700m i prawdopodobnie 500m - zapowiedzi MKiŚ - w niedalekiej przyszłości) rośnie potencjał budowy na włą-

snych i okolicznych terenach elektrowni wiatrowych. Elektrownie wiatrowe to najtańsze źródło energii elektrycznej i wysokim współczynnikiem wykorzystania mocy i profilu generacji zbieżnym z profilem ciepłowniczym, które nie zajmuje dużo terenu (100 m² plus droga dojazdowa).

Najnowsze analizy wskazują że szereg ciepłowni/elektrociepłowni mogłoby już obecnie na swoich terenach przemysłowych (i w ich najbliższym sąsiedztwie- otuliny) realizować tego typu inwestycje w formule ESCO (trzecia strona) lub samodzielnie. Mogłyby też wykorzystać instytucję linii bezpośredniej lub przyłączenia się do własnego OSDn (szereg elektrociepłowni stanowi zamknięty system elektroenergetyczny). Takie rozwiązania zdecydowanie zwiększają możliwości inwestowania w najtańsze OZE i wspierają proces elektryfikacji ciepłownictwa oraz możliwości uzasadnionego ekonomicznie zwiększonego tempa odchodzenia od procesów spalania.

Ankietowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, poza nielicznymi wyjątkami, pod względem wielkości należą zasadniczo do średnich miejskich ciepłowni o mocach zainstalowanych rzędu 20-80 MW. Ankiety (poza pojedynczymi przypadkami) nie objęły ciepłowni o mocach poniżej 20 MW, gdzie znacznie łatwiej o dostęp do terenów pod inwestycje w OZE takie jak kolektory słoneczne i magazyny ciepła, ani dużych elektrociepłowni o mocach cieplnych powyżej 200 MW, które szczególnie są zainteresowane technologiami power-to-heat, w tym kotłami elektrodowymi. **W załączniku do raportu umieszczono opinie dużych przedsiębiorstw ciepłowniczych dotyczące preferowanych kierunków transformacji ciepłowni i elektrociepłowni, które są jakościowym uzupełnieniem powyższych badań ankietowych⁵⁸.**

⁵⁸ Instytut Energetyki Odnawialnej. Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej* przygotowany na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej. 2024. URL: <https://ieo.pl/aktualnosci/1678-potencjal-terenow-przemyslowych-dla-rozwoju-ladowej-energetyki-wiatrowej-1-6-gw-potencjalnych-nowych-mocy-wiatrowych-dla-przemyslu>



Długoterminowe magazynowanie ciepła typu PTES w celu dekarbonizacji ciepłownictwa

Solmax usługi:

- ▶ Badania
- ▶ Doradztwo
- ▶ Produkty
- ▶ Instalacja

z jednej ręki bazując na wieloletnim doświadczeniu.

Kontakt:

Gilbert Śmigieński
gsmigieński@solmax.com



Efficient Pit - Rechlin, Niemcy
5.000 m³ - w budowie 2024



Bracht, Niemcy
26.600 m³ - w budowie 2024



Meldorf, Niemcy
43.000 m³ - 2023



Langkazi, Tybet
15.000 m³ - 2018



Toftlund, Dania
85.000 m³ - 2017



Vojens, Dania
200.000 m³ - 2015



Gram, Dania
122.000 m³ - 2015,
nowa górna pokrywa 2020



Dronninglund, Dania
62.000 m³ - 2014,
nowa pływająca pokrywa 2021



Marstal, Dania
75.000 m³ - 2012,
nowa pływająca pokrywa 2019

10. Podsumowanie i rekomendacje

Podsumowanie

W obecnych uwarunkowaniach rynkowych oraz przy wzrastającym udziale źródeł pogodozależnych w generacji energii wzrasta rola magazynów energii. W szczególności magazyny ciepła mogą odgrywać coraz bardziej znaczącą rolę nie tylko w systemach ciepłowniczych, w ogrzewnictwie indywidualnym, ale także w krajowym systemie elektroenergetycznym, jako środek zagospodarowywania okresowych nadwyżek energii elektrycznej z OZE bezpaliwowych.

Już obecnie magazynowanie w cieple dostarcza wsparcia dla energetyki i ciepłownictwa w zakresie:

1. poprawy efektywności i stabilności nieelastycznych źródeł ciepła i energii elektrycznej na paliwa stałe, w tym węgiel i biomasę, zarówno w indywidualnym ogrzewnictwie, ciepłownictwie, jak i elektroenergetyce systemowej i przemysłowej;
2. racjonalizacji i optymalizacji ekonomicznej pracy źródeł kogeneracyjnych, w szczególności tzw. „wysokosprawnej” kogeneracji gazowej, dotychczas słabo reagującej na sygnały cenowe z rynku energii elektrycznej i paliw;
3. wygładzenia i wydłużenia okresu dostaw energii słonecznej w systemach z kolektorami słonecznymi;
4. zapewnienia możliwości odbioru ciepła odpadowego, wtedy gdy jego generacja nie odpowiada zapotrzebowaniu na ciepło;
5. zwiększenia możliwości poboru CWU (mocy chwilowej wynikającej z potrzeb odbiorcy) w ogrzewnictwie indywidualnym, bez konieczności zwiększania mocy źródła gazowego lub elektrycznego ponad aktualne warunki przyłączenia do sieci gazowej lub elektrycznej i bez ryzyka przewymiarowania źródła ciepła na zapotrzebowanie szczytowe;
6. elektryfikacji ciepłownictwa i ogrzewnictwa (tradycyjnie rozumiany sector coupling nakierowany na wykorzystanie niższych cen energii w tzw. taryfie nocnej);
7. zielonej elektryfikacji (green-power-to-heat) powiązanej z:
 - obniżeniem kosztów zaopatrzenia w ciepło.
 - wykorzystaniem nadwyżek energii elektrycznej z pogodozależnych OZE w cyklach zgodnych z profilami

taryf dynamicznych i dynamiką cen energii na rynku hurtowym

- radykalnym zmniejszeniem, w wyniku odchodzenia od procesów spalania, emisyjności ciepłownictwa i ogrzewnictwa, zarówno w zakresie tzw. niskiej emisji (pyły, związki siarki, azotu oraz rtęci), jak i zgodnego z polityką UE tempa zmniejszania emisji CO₂.

Podstawową funkcją magazynu ciepła jest zrównoważenie podaży i popytu na energię, zarówno w okresie dobowym jak i sezonowym. Dynamiczny rozwój instalacji fotowoltaicznych czy turbin wiatrowych coraz częściej będzie skutkował nadpodażą energii w krajowym systemie energetycznym, która przy zastosowaniu technologii „Power to heat” oraz magazynów ciepła może być skutecznie wykorzystana do wytwarzania taniego, zielonego ciepła. Magazyny ciepła zwiększają również efektywność wykorzystania kolektorów słonecznych oraz ciepła odpadowego w procesie dekarbonizacji systemów ciepłowniczych, obniżając tym samym udział paliw kopalnych stosowanych w procesie wytwarzania ciepła. Ponadto magazyny ciepła zwiększają efektywność pracy jednostek kogeneracyjnych wytwarzających ciepło i energię elektryczną w jednym procesie technologicznym – bazy dla efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych.

Niniejszy raport prezentuje szeroki przegląd ww. możliwości i technologii magazynowania ciepła we wszystkich niszach i segmentach rynku energetyki i ciepłownictwa. Największy potencjał rynku, w obliczu aktualnych potrzeb, został zidentyfikowany w zielonej elektryfikacji (green-power-to-heat). W raporcie najwięcej uwagi poświęcono takiemu sposobowi zarządzania energią w ciepłownictwie indywidualnym i systemowym oraz w krajowym systemie elektroenergetycznym, aby magazyny ciepła służyły głównie zagospodarowaniu nadmiarowej i taniej energii elektrycznej z OZE, a ograniczały pobieranie z KSE drogiej, „czarnej” energii elektrycznej w okresach, gdy może jej brakować (dobowe szczyty zapotrzebowania – aktualnie wieczorne i sezon grzewczy).

Przyjęcie takiej perspektywy prowadzi do sformułowania kluczowych wniosków w zakresie wyboru odpowiednich rodzajów magazynów ciepła dla technologii „green-power-to-heat” oraz nowych zagadnień badawczych w tym zakresie. Za najważniejsze z nich można uznać:

- Pilną potrzebę wprowadzenia w Polsce magazynów energii długoterminowych (okres magazynowania energii dłuższy niż 8-12 godzin), w tym w szczególności dużych sezonowych magazynów ciepła w ciepłownictwie systemowym. Wniosek ten wynika z profilu generacji pogodozależnych OZE zdominowanego w okresie letnim przez fotowoltaikę oraz zmian sezonowego profilu generacji wiatrowej (większy udział silniejszych wiatrów w porze letniej niż w ubiegłych latach). Ponadto brak jest realnej alternatywny technologicznej przejmowania rosnących z roku na rok chwilowych nadwyżek energii z OZE. Letnia skala nadwyżek energii z OZE jest poza zasięgiem krótkoterminowych magazynów bateryjnych (ograniczenie techniczne), a tym bardziej magazynów wodoru (ograniczenie ekonomiczne);
- W ogrzewnictwie indywidualnym rekomendowane są magazyny dobowe ale aktualnie stosowane magazyny wodne o pojemnościach 150-200 litrów są za małe w stosunku do potrzeb. Rozwiązaniem jest zwiększenie pojemności magazynów wodnych do 300-400 litrów, a w sytuacji gdy ograniczeniem w budynku jest wielkość (gabaryty) zasobnika ciepła (bojlera elektrycznego), rozwiązaniem może być rozwój kompaktowych magazynów ciepła z przemianą fazową (PCM);
- Bojlery elektryczne i pompy ciepła w systemach grzewczych mogą zwiększyć potencjał wykorzystania energii elektrycznej, ale znacznie większy potencjał do zagospodarowania energii elektrycznej z OZE mają bojler elektryczny do przygotowania CWU z magazynami ciepła rzędu 200-400 litrów. Najpopularniejsze obecnie pompy ciepła typu powietrze-woda, bez dużych buforów ciepła używane do ogrzewania pomieszczeń, nie mają wystarczającego potencjału do zwiększenia elastyczności KSE. Są one sterowanym odnawialnym źródłem ciepła (o ile bazują na energii elektrycznej z OZE), jednakże, aby zapewnić komfort cieplny przez 2-3 doby niskiej temperatury powietrza (ograniczona generacja OZE) i nie obniżyć rezerwy mocy, wymagają budowy zasobników o pojemności rzędu 10000 litrów⁵⁹ na jeden dom (znaczący koszt i ew. problem z brakiem miejsca). Bardziej przyjazne dla KSE są pompy ciepła typu grunt-woda, ale ich potencjał jest ograniczony wysokimi nakładami inwestycyjnymi. Oznacza to, że przy obecnie dostępnych technologiach, z uwagi na gabaryty, długoterminowe wodne magazyny ciepła dla

budynków mieszkalnych, spółdzielczych i w sektorze komercyjnym można budować jedynie na zewnątrz budynków;

- W ciepłownictwie systemowym najkorzystniejszym rozwiązaniem są kotły elektrodowe na tanie pasmo energii z OZE wytwarzanej lokalnie (PV, turbiny wiatrowe) lub zakupionej z gwarancją pochodzenia (w umowie PPA), sprzężone z sezonowymi magazynami energii. Kotły elektrodowe są też szczególnie rekomendowanym rozwiązaniem dla dużych systemów ciepłowniczych, gdzie nie będzie możliwości budowy innych technologii OZE (np. problem ze znalezieniem odpowiedniej wielkości i kształtu działki dla instalacji kolektorów słonecznych lub terenów pod infrastrukturę dostawy i składowania biomasy);
- W raporcie nie udało się potwierdzić tezy, że kotły elektrodowe sprzężone z odpowiednio dużym (w relacji do skali ciepłowni), dobowym magazynem ciepła, będą w stanie już przy obecnym profilu generacji OZE i jej cenach pełnić funkcję stabilizacji KSE, zagospodarowując nadwyżki energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych. Duże (powyżej 10 tys. m³), stalowe magazyny ciepła (w formie walczaka), działające jedynie w cyklach dobowo-godzinowych charakteryzują się wysokim kosztem za jednostkę pojemności i w ograniczonym zakresie mogą zapewnić odbiór najtańszej energii z OZE. Ich znaczenie może wzrosnąć wraz ze zwiększaniem udziałów OZE i tzw. spreadów cenowych oraz liczby dni i godzin z cenami ujemnymi. Mogą one stabilizować pracę kogeneracyjnych układów z turbinami gazowymi (wymagałoby to jednak dużego wsparcia inwestycyjnego i operacyjnego) lub dawać możliwość zarabiania na wysoko wycenianych usługach systemowych (regulacyjnych), które będą coraz bardziej wymuszane szybkozmienną generacją OZE. Duże dobowe magazyny ciepła są rekomendowane wszędzie tam, gdzie nie ma możliwości budowy sezonowych magazynów ciepła. W obecnej sytuacji, tańszym i bardziej przyszłościowym rozwiązaniem od wykorzystującej turbiny kogeneracji gazowej lub biomasowej, rozumianej jako technologie przejściowe i narażone na koszty osieroczone w przypadku przeinwestowania, są bardziej od turbin elastyczne silniki na gaz lub biogaz (lub ich kaskady), wspierające systemy ciepłownicze z OZE z magazynami ciepła i zarabiające na spreadach cenowych energii elektrycznej.

Powyższe wnioski dotyczące magazynów ciepła w odniesieniu do obecnie najważniejszej niszy rynkowej w zakresie ich zastosowań - zielonej elektryfikacji (green-power-to-

⁵⁹ Nie licząc izolacji zewnętrznej jest to przestrzeń o wymiarach 2x2x2,5 m

-heat) wynikają z ogólnych analiz bilansowych na poziomie całego kraju. Są one adresowane głównie do decydentów, w szczególności do ustawodawcy krajowego, operatorów sieci i dostawców rozwiązań (technologii), a nie do zarządców ciepłowni w konkretnych lokalizacjach, na mapie infrastruktury technicznej i topologii sieci energetycznej oraz funkcjonujących w konkretnych uwarunkowaniach gospodarczych. Ograniczone ramy „mapy drogowej” nie pozwoliły na przeprowadzenie pełnego bilansu podaży energii z OZE rozproszonych na obszarze całego kraju, modułowanej niskim pasmem cenowym wg średnioterminowej (5-10 lat) prognozy cen energii w rozdzielczości godzinowej, z zapotrzebowaniem na ciepło w ogrzewnictwie i ciepłownictwie w układach lokalnych, gdzie czynnikiem rozstrzygającym jest infrastruktura energetyczna i jej lokalne zdolności do przejmowania mocy OZE. Wyniki badań ankietowych wśród lokalnych przedsiębiorstw ciepłowniczych, przeprowadzonych na potrzeby raportu, potwierdzają rosnące zainteresowanie magazynami ciepła oraz zróżnicowane uwarunkowania i sposoby podejścia do wykorzystania lokalnego potencjału magazynowania energii.

Pomimo tego, że jest już w pełni dostępna cała paleta zidentyfikowanych, dojrzałych technologicznie rozwiązań technicznych w zakresie magazynowania ciepła zaniebdania i opóźnienia po stronie regulacji stały się przeszkodą w odpowiednio wczesnym wprowadzaniu tych technologii na rynek energii. Analiza stanu prawnego wykazała, że ustawodawca nie wykorzystał szansy wdrożenia prawa unijnego w celu przeciwdziałania drastycznemu ograniczaniu wykorzystania dostępnej mocy w OZE i wcześniejszego wykorzystania w Polsce naturalnej, wręcz oczywistej możliwości, jaką dają sector coupling i magazyny ciepła. Przepisy krajowe okazały się spóźnione, niespójne i nieskuteczne. Nie biorą pod uwagę ani realnych potrzeb w zakresie

transformacji ciepłownictwa, ani potrzeby zwiększania tempa rozwoju OZE, ani możliwości jakie dają magazyny ciepła dobowe i sezonowe.

Stało się to ze szkodą dla ekonomicznej efektywności zrealizowanych i planowanych projektów inwestycyjnych w OZE oraz dla transformacji ciepłownictwa. Polski ustawodawca wiele uwagi poświęcił odwracalnym technologiom magazynowania energii (magazyny bateryjne, a w szczególności wodór) o niewielkim wpływie na realizację celów rozwojowych kraju w perspektywie 2030 roku, a zignorował potencjał magazynowania energii z OZE w sezonowych magazynach ciepła. Do polskiego prawa błędnie została wdrożona unijna definicja nieodwracalnego magazynu energii (Power-to-X) jakim jest magazyn ciepła.

Oszacowany potencjał magazynów ciepła w ogrzewnictwie i ciepłownictwie na 2030 rok jest imponujący. Obejmuje 6,6 mln buforów ciepła w CWU zdolnych zmagazynować w cyklach dobowych blisko 4,2 TWh nadwyżek energii z OZE rocznie oraz niemal 200 dużych sezonowych magazynów typu PTES w ciepłownictwie, zdolnych do przeniesienia z sezonu letniego na sezon grzewczy blisko 11,5 TWh. Każdego dnia magazyny te byłyby w stanie przejść w każdej godzinie łącznie do 18 GW niezbilansowanej mocy OZE ograniczając „curtailment” elektrowni słonecznych i wiatrowych.

Wyniki raportu są kanwą do wypracowania stanowiska branży i ekspertów dla administracji państwowej, włączonej już wcześniej w prace nad raportem. Dalsze prace nad rekomendacjami na podstawie wniosków z Raportu, służące odblokowaniu i wykorzystaniu potencjału magazynowania ciepła w Polsce, będą prowadzone m.in. ramach działalności Zespołu ds. Magazynowania Ciepła przy PIME.

Rekomendacje

Aby w pełni wykorzystać ww. potencjał magazynowania ciepła z OZE (do 16 TWh rocznie przy zdolności absorpcji chwilowej generacji OZE do 18 GW), prace oparte na wynikach raportu oraz szczegółowych analizach przestrzennych (GIS) powinny być kontynuowane i przeprowadzone na szczeblu lokalnym, we współpracy pomiędzy wytwórcami i odbiorcami ciepła oraz wytwórcami energii z OZE i operatorami sieci.

Brak możliwości bilansowania w KSE szybko rosnących mocy OZE staje się szansą dla ciepłownictwa i technologii magazynowania ciepła, a jednocześnie źródłem olbrzymiego ryzyka

zatrzymania transformacji energetycznej przy rosnących kosztach energii elektrycznej i ciepła dla odbiorców w perspektywie średnioterminowej 2030 roku. Potrzebne są pilne działania, aby szybko i w pełni wykorzystać potencjał magazynowania ciepła jako dostępną „od ręki” i skuteczną metodę mitygacji narastających i długo nierozwiązywanych problemów systemowych. Dalsze prace nad konieczną poprawą regulacji powinny odblokować i brać pod uwagę potencjał tkwiący w rynku energii, w możliwościach jakie dać może przełamanie odrębnego podejścia do energetyki, OZE i ciepłownictwa.

Magazyny ciepła, jako znana technologia, ale w zupełnie nowej odsłonie (efekt postępu technologicznego i potrzeb rynku energii) wymagają znacznie szerszego niż dotychczas uwzględnienia w strategii energetycznej i gospodarczej kraju. Końcowe rekomendacje powinny być wypracowane w dialogu w branży ciepłowniczej, ogrzewnictwa i dostawców technologii z administracją państwową, przy okazji konsultacji Krajowego Planu działań w zakresie Energii i Klimatu 2021-2030”, „Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku” oraz planu wdrożenia dyrektywy o odnawialnych źródłach energii (RED III). Szerokie wykorzystanie tej technologii może stanowić znaczące wsparcie w procesie dekarbonizacji Polski, w szczególności jeżeli pozwoli na szeroką asymilację przez ciepłownictwo energii elektrycznej i słonecznej termicznej ze źródeł zeroemisyjnych. Istotnym zagadnieniem jest wprowadzenie możliwości zakwalifikowania ciepła wytworzonego w kotłach elektrodowych zasilanych energią z OZE jako „ciepła z OZE”, zarówno na potrzeby spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego jak i realizacji obowiązku zwiększania udziałów energii z OZE w ciepłownictwie, zgodnie z dyrektywą RED III.

Na dzisiaj (stan wiedzy i stan prawny na koniec czerwca 2024 roku) do najpilniejszych rekomendacji dla ciepłownictwa systemowego w zakresie działań na szczeblu centralnym i samorządowym autorzy uznają:

- Praktyczne wdrożenie w Polsce procedury NZIA (Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 13 czerwca 2024r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie), która dla mniejszych projektów wymaga, by proces wydawania wszelkich decyzji lokalizacyjnych służących transformacji ciepłownictwa skrócić maksymalnie do 9 miesięcy. Priorytetowo mają być traktowane wszystkie procedury odwoławcze i sądowe związane z tymi projektami. Przepisy dotyczące procedur powinny w sposób szczególny ułatwić i przyspieszyć realizację dużych magazynów ciepła;
- Przegląd i systematyczne usuwanie ograniczeń formalnoprawnych w zakresie procedur środowiskowych, które mogą pojawiać się w decyzjach organów wydających odpowiednie pozwolenia prawno-administracyjne. Nieznane organom administracji wielkowskalowe wodne magazyny ciepła współpracujące z OZE, mogą trafiać na nieoczekiwane problemy natury formalnoprawnej, nawet wtedy, gdy nie znajdują się w zakresie rozporządzenia Rady Ministrów z 10 września 2019 roku w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko. Pierwsze doświadczenia wskazują na nieprzygotowanie organów

administracji do rozpatrywania wniosków o uzyskanie np. decyzji środowiskowej i warunków zabudowy (regionalne dyrekcje ochrony środowiska, Wody Polskie). Podniesienie roli jednostek samorządu terytorialnego w zakresie planowania i zarządzania procesami zaopatrzenia w energię w sposób kompleksowy, z wykorzystaniem mechanizmów sector coupling, wraz z koniecznym w tym celu ich wzmocnieniem kompetencyjnym i finansowym;

- Opracowanie wskazań (wytycznych) dla samorządów lokalnych w zakresie opracowywania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) i planów ogólnych, tak aby przy ciepłowniach i elektrociepłowniach identyfikować i rezerwować tereny pod inwestycje w OZE i magazyny ciepła. W szczególności działki rolnicze z klasami bonitacyjnymi IV, V, VI (gorsze gleby) i o niskim poziomie wód gruntowych oraz odpowiedniej strukturze geologicznej mogą stanowić cenny zasób pod rozwój nowoczesnej infrastruktury energetycznej (OZE plus magazyny energii), służącej transformacji energetycznej, redukcji wpływu ciepłowni na środowisko i obniżaniu cen ciepła dla lokalnych odbiorców;
- Usunięcie ograniczeń infrastrukturalnych, w tym możliwości przyłączenia OZE oraz kotłów elektrodowych do sieci energetycznej oraz magazynów ciepła i źródeł ciepła z OZE do sieci ciepłowniczej oraz eliminacja zbyt wysokich temperatur czynnika grzewczego z powodu opóźnień w termomodernizacji budynków – czynniki te powinny być mitygowane przez plany energetyczne gmin. Brak działań w tym zakresie uniemożliwi przejście na OZE i osiągnięcie przez lokalne ciepłownie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego, co może prowadzić do ucieczki odbiorców od ciepła systemowego i wzrostu cen ciepła dla wszystkich mieszkańców.
- Uwzględnienie w procedurach wydawania / zmiany warunków przyłączenia dla dużych podmiotów (innych niż prosumenci) magazynu ciepła i kotła elektrodowego jako czynników łagodzących warunki przyłączenia;
- Modernizacja ciepłowni jest kapitałochłonnym przedsięwzięciem, szczególnie biorąc pod uwagę OZE zintegrowane z sezonowym magazynem ciepła i od możliwości pozyskania finansowania, w przeciwieństwie do technologii niskonakładowych (opartych na procesach spalania paliw, w szczególności gazowych). Jednym ze sposobów na udźwignięcie kosztów modernizacji może być uzyskanie wsparcia od inwestora zewnętrznego, np. w formule project finance, ale w początkiem etapu upowszechnia

sezonowych magazynów ciepła konieczne jest wsparcie ze środków publicznych. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej uruchomił w 2024 roku pilotażowy program dotacji i kredytów „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa” na wsparcie inwestycji w źródła zeroemisyjne (pompy ciepła, kolektory słoneczne, ciepło odpadowe i magazyny ciepła). Fundusz powinien kontynuować ten program w kolejnych latach, poszerzając paletę wspieranych technologii współpracujących z magazynami ciepła o kotły elektrodowe. Kolejne edycje programu, poprzez odpowiednio dobrane kryteria oceny wniosków, powinny zwiększać i atrakcyjność inwestycji w sezonowe magazyny ciepła. Źródłem ryzyka prawnego dla tego scenariusza jest błędnie wdrożona definicja magazynowania energii, która w przypadku energii elektrycznej (np. z OZE) domaga się wyłącznie magazynowania odwracalnego, tym samym eliminując możliwość uwzględnienia magazynowania energii elektrycznej z OZE w postaci ciepła. Ponadto należałoby rozważyć utworzenie nowego programu, którego źródłem finansowania mógłby być także Fundusz Modernizacyjny, przeznaczony dla inwestycji w magazyny ciepła wspierające cały system ciepłowniczy, a nie tylko pojedyncze źródła;

- Wsparcie regulacyjne dla operatorów systemów ciepłowniczych, zapewniające pełne pokrycie kosztów zakupu ciepła z odnawialnych wraz z usługą magazynowania tego ciepła oraz wprowadzenie zmian w taryfowaniu ciepła z OZE z magazynami ciepła. Obecny sposób taryfowania ciepła nie odwzorowuje specyfiki instalacji OZE, które charakteryzują się wysokimi nakładami inwestycyjnymi, nie generując jednak kosztów operacyjnych porównywalnych do poziomu konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Obowiązujące obecnie przepisy i wytyczne Prezesa URE nie premią w procesie taryfowania wysiłków przedsiębiorstw energetycznych, które podejmują się realizacji inwestycji w instalacje OZE, które powinny współpracować z magazynami ciepła. W obecnym stanie prawnym magazyny stanowią urządzenie techniczne współpracujące ze źródłem wytwórczym, a koszty jego wybudowania czy funkcjonowania nie są pokrywane w taryfie. Zasady taryfowania mogą dyskryminować inwestycje w OZE pogodozależne w ciepłowniach wieloźródłowych z magazynami ciepła w efekcie penalizacji obniżoną stopą zwrotu zainwestowanego kapitału w źródła o niskich współczynnikach wykorzystania mocy zainstalowanej;
- Opracowanie interpretacji prawej zwalniającej magazyny sezonowe ciepła typu PTES z obowiązku opodatkowania ich w całości 2 procentową stawką podatku od nieruchomości.

mości. Wyłączeniem z opodatkowania powinna być objęta np. pływająca górna pokrywa izolująca magazyn przed stratami ciepła do otoczenia.

Do kluczowych rekomendacji dla ogrzewnictwa zaliczyć można:

- Powszechne wprowadzenie taryf dynamicznych na energię elektryczną dla gospodarstw domowych i małych przedsiębiorstw korzystających z taryf C oraz (jako odpowiedź na rosnące koszty dystrybucji) rozpoczęcie prac legislacyjnych nad „uzmiennieniem” taryf dystrybucyjnych w zależności od godzin zużycia energii czynnej;
- Wprowadzenie, na wzór ulg w podatku dochodowym od osób fizycznych z tytułu nakładów poniesionych na inwestycje prosumenckie, analogicznych ulg na budowę domowych magazynów ciepła i systemów zarządzania energią w nich magazynowaną;
- Wprowadzenie w programach dotacji dla prosumentów obowiązku uwzględnienia we wniosku o dotację zakupu magazynu ciepła o dużej pojemności odpowiadającej zdolności magazynowania całości energii elektrycznej z instalacji PV wyprodukowanej przez co najmniej 4 godziny szczytowej jej generacji w czerwcu (od 10:00 do 14:00);
- Przegląd przepisów Prawa energetycznego i ustawy o OZE dotyczących agregatora na rynku energii elektrycznej pod kątem ułatwienia możliwości agregacji prosumenckich instalacji PV z magazynami ciepła indywidualnymi i zbiorowymi.

Załącznik: Wypowiedzi przedstawicieli dużych przedsiębiorstw ciepłowniczych dotyczące kierunków transformacji ciepłownictwa

Załącznik jest uzupełnieniem do wyników badań ilościowych dotyczących planów przedsiębiorstw średniej wielkości w zakresie inwestycji w OZE i magazyny ciepła przedstawionych w rozdziale 9 „Magazyny ciepła w planach przedsiębiorstw ciepłowniczych - wyniki badań ankietowych”. Poniżej zaprezentowano opinie przedstawicieli dużych przedsiębiorstw ciepłowniczych dotyczące znaczenia magazynowania ciepła w procesie transformacji ciepłownictwa.

Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA

Raport „Mapa Drogowa Dla Rynku Magazynów Ciepła” jest odpowiedzią na potrzeby branży energetycznej w zakresie podstawowym, bo odpowiada na pytanie jak nie marnować energii.

Tempo rozwoju źródeł odnawialnych produkujących energię elektryczną jest zawrotne. Moc zainstalowana elektryczna OZE wynosi aktualnie (maj 2024 r.) około 31 GW, a możliwa moc OZE na koniec bieżącej dekady, to nawet 60 GW. Zainstalowana moc OZE przekracza już zatem rzeczywiste zapotrzebowanie na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Tym bardziej, że aktualny rekord zapotrzebowania na moc wynosi 28,6 GW.

Problematyką OZE jest brak możliwości sterowania mocą – generacja energii elektrycznej zależy od chwilowych warunków pogodowych. W związku z dalszym prognozowanym rozwojem OZE, coraz częstszym zjawiskiem będzie występowanie okresów z nadmiarową ilością energii elektrycznej i jest to problem, który będzie rósł co najmniej proporcjonalnie do wzrostu rynku OZE.

Marnowanie tak cennej energii elektrycznej z OZE jest nie do przyjęcia z perspektywy zarządzania zasobami energetycznymi w kontekście ochrony naszej planety.

Remedium proponowanym przez sektor ciepłowniczy jest konwersja nadwyżek energii elektrycznej z OZE na zielone ciepło! Wykorzystajmy kotły elektrodowe, które są jednym z najsprawniejszych rozwiązań technologicznych do przetworzenia nadwyżek energii elektrycznej (czyli energii zbędnej) do wytworzenia zielonego ciepła i zmagazynujmy je. Właśnie tak sektor ciepłowniczy może skonsumować tę nadwyżkę energii przekuwając ją w korzyść dla siebie, konsumentów i środowiska.

Jest jednak kilka warunków, które muszą zostać spełnione, aby ten scenariusz został zrealizowany. Infrastruktura, taryfowanie, finansowanie – w każdym z tych zakresów potrzebne są duże i dobrze skoordynowane zmiany. Ale nie zmienimy wysokoemisyjnych systemów ciepłowniczych bez tych wszystkich szczegółowych zmian w każdym z obszarów w których funkcjonuje współczesne ciepłownictwo systemowe.

Naszym priorytetem jest uznanie ciepła produkowanego wyłącznie z nadwyżek energii elektrycznej OZE w kotłach elektrodowych za ciepło zielone. Wierzmy, że to rozwiązanie zafunkcjonuje już niedługo, bo branża ciepłownicza jest wyjątkowo zgodna co do efektywności takiego rozwiązania i oczywiście konieczności jego jak najszybszego wdrożenia.

Dlatego już dziś trzeba wykonać kolejny krok i usunąć wszelkie bariery w sprawie budowy magazynów ciepła. Wierzmy, że raport „Mapa Drogowa Dla Rynku Magazynów Ciepła” stanie się osią rzeczowej dyskusji wszystkich zaangażowanych w dekarbonizację polskiej energetyki stron i pozwoli w szybkim czasie wypracować rozwiązania legislacyjne, które przyczynią się do realizacji transformacji energetycznej Polski.

Zarząd Energetyki Ciepłej Opolszczyzny SA

Paweł Krawczyk,

Członek Zarządu ds. Ekonomicznych

Mirosław Romanowicz,

Członek Zarządu ds. Operacyjnych.

ESV SA

W ramach grupy kapitałowej ESV prowadzimy eksploatację elektrociepłowni z jednostkami kogeneracyjnymi, napędzanymi silnikami gazowymi. Nasz system spełnia kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego. Obserwujemy obecnie zmiany na rynku elektroenergetycznym polegające na wysokiej zmienności cen energii elektrycznej w cyklach dobowych i sezonowych wynikające z nadpodaży generacji niesterowalnych OZE w KSE. Implikuje to konieczność dostosowania działalności w obszarze wytwarzania ciepła i energii elektrycznej do nowych uwarunkowań rynkowych.

Obserwowana w roku 2024, w szczególności w lipcu, zmienność cen energii elektrycznej w cyklu dobowym od wartości rzędu – 100 zł/MWh do + 2000 zł/MWh determinuje takie zarządzanie pracą jednostek wytwórczych, aby optymalizować ich okres pracy pod względem ekonomicznym.

W wyniku optymalizacji procesu zarządzania produkcją elektrociepłowni realizowana jest praca elastyczna jednostek kogeneracyjnych w godzinach niedoboru energii elektrycznej w KSE. Jest to zbieżne z jej wysokimi cenami. Z uwagi na zapotrzebowanie na ciepło systemu na cele CWU, zachodzi konieczność, w okresie postoju jednostek kogeneracyjnych, uruchamiania na stosunkowo krótki okres, kotłów na paliwo stałe. Działania te są uciążliwe ze względów eksploatacyjnych, wywołują straty rozruchowe, negatywnie wpływają na stan techniczny kotła. Efektywnym rozwiązaniem w tej sytuacji jest wykorzystanie dobowego magazynu ciepła. W okresie wysokich cen energii elektrycznej, czyli w godzinach szczytu wieczornego i szczytu porannego, jednostki kogeneracyjne powinny pracować z maksymalną mocą elektryczną, a całe nadmiarowe ciepło powinno być gromadzone w magazynie ciepła. W okresie niskich cen energii elektrycznej i co za tym idzie, postojem jednostki kogeneracyjnej, zgromadzona wcześniej energia ciepła byłaby wprowadzana do sieci z magazynu ciepła. Wykonana analiza techniczno-ekonomiczna w warunkach lokalnych ESV Wisłosan wykazała, iż inwestycja w dobowy magazyn ciepła jest uzasadniona ekonomicznie. Prosty okres zwrotu inwestycji zawiera się w przedziale 6 – 8 lat.

Z technicznego punktu widzenia, poza instalacją dobowego magazynu ciepła, atrakcyjnym rozwiązaniem jawi się instalacja kotła elektrodowego zasilanego „nadmiarową” zieloną energią elektryczną z KSE. Okres pracy tego kotła powinien być skorelowany z okresem dostępności energii elektrycznej po cenie jej nabycia poniżej kosztów unikniętych paliwa używanego do wytworzenia ciepła w istniejących kotłach wodnych.

Należy zauważyć, że cena ta powinna zawierać, poza kosztem energii elektrycznej również koszty usługi dystrybucyjnej. Jednak z uwagi na fakt, iż najczęściej nadwyżki energii występują w godzinach szczytu, koszty zmienne usługi dystrybucyjnej są wysokie. Odrębnym problemem jest wysoki koszt związany z dodatkową mocą umowną, jaką przedsiębiorstwo ciepłownicze musi ponieść w przypadku eksploatacji kotła elektrodowego. Stosunkowo mała liczba godzin wykorzystania mocy zamówionej na te potrzeby, jak też wyżej opisane wysokie koszty zmienne usług dystrybucyjnych powodują, iż efektywność ekonomiczna przekształcania nadmiarowej energii z OZE na „zielone ciepło” w praktyce staje pod znakiem zapytania.

W celu pobudzenia transformacji ciepłownictwa i wykorzystania integracji sektorów energii elektrycznej i ciepła, konieczna jest dyskusja dotycząca cen energii elektrycznej, rozszerzona o zagadnienia związane z kosztami dystrybucji. Przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny móc korzystać z dedykowanych taryf dystrybucyjnych dla energii elektrycznej, przeznaczonych wyłącznie do ładowania magazynów ciepła. Rekomendowanym działaniem powinno być stworzenie spójnej polityki elektryfikacji ciepłownictwa w ramach „sector coupling”.

**Artur Kuźniacki,
Dyrektor ds. Ciepłownictwa i Wytwarzania**

PGE Polska Grupa Energetyczna SA

Do 2050 roku Grupa Kapitałowa PGE planuje osiągnąć neutralność klimatyczną, co oznacza zerowe emisje netto oraz 100% produkowanej energii odnawialnej. W strategię rozwoju Grupy PGE wpisana jest budowa wielkoskalowych jednostek magazynowania energii elektrycznej oraz ciepła. Zwiększający się udział źródeł odnawialnych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym sprawia, że rośnie znaczenie magazynowania energii. Wynika to z potrzeby stałego podnoszenia jakości dostaw energii, jak również możliwości bilansowania nadwyżek energii pochodzących z jednostek OZE, czy to w postaci energii elektrycznej, czy ciepła.

Ciepło, które produkowane jest wraz z energią w procesie kogeneracji może być optymalnie wykorzystywane dzięki magazynom ciepła. Mogą one przechowywać jego nadmiar wyprodukowany w tzw. dolinach zapotrzebowania na ciepło i oddać do wykorzystania w okresach szczytowego zapotrzebowania.

Magazynowanie ciepła – w szczególności w ramach dużych systemów ciepłowniczych - pozwoli na lepszą integrację odnawialnych źródeł energii w systemie energetycznym oraz zwiększa potencjał rozwoju mocy zainstalowanych. Źródła odnawialne charakteryzują się sporą zmiennością produkcji uzależnioną od warunków pogodowych, a szczyt produkcji energii elektrycznej z OZE nie zawsze pokrywa się z okresami szczytowego zapotrzebowania na ciepło.

Rozwiązaniem jest wykorzystanie magazynowania ciepła wraz z technologią Power to Heat. Jak wskazuje raport Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ) szersze stosowanie Power to Heat może doprowadzić do znaczącego, nawet 30% spadku kosztów produkcji ciepła, co znajduje odzwierciedlenie w cenach ciepła dla klientów. Stąd też GK PGE planuje szerokie wykorzystanie magazynów i akumulatorów ciepła w połączeniu z technologiami Power to Heat takimi jak pompy ciepła czy kotły elektrodowe w swoich lokalizacjach. Zgodnie z planem neutralności klimatycznej – tylko do 2030 r. PGE zamierza zainwestować 704 mln euro w magazyny ciepła, co przyczyni się do osiągnięcia znaczących redukcji emisji. Już teraz PGE korzysta z akumulatorów ciepła między innymi w EC Kraków o pojemności 20 000 m³.

Pełne wykorzystanie potencjału magazynów ciepła wymaga zmian regulacyjnych, pozwalających na autonomiczną pracę magazynów ciepła w tym m.in. dedykowane taryfowanie czy też możliwość świadczenia usług w systemie ciepłowniczym dla uczestników rynku. Nadrzędnym celem Grupy PGE jest aktywne uczestnictwo rozwoju technologii i rozwiązań sektorowych umożliwiających realizację strategicznych wyzwań dla elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Grzegorz Krystek,
Prezes Zarządu PGE Energia Ciepła SA

PGNiG TERMIKA SA

PGNiG TERMIKA, jako wiodący producent ciepła sieciowego w Polsce, dostrzega ogromną rolę magazynowania nośnika energii w stabilizacji dostaw dla mieszkańców oraz poprawy rentowności wytwarzania ciepła. Zbiornikowe akumulatory ciepła zapewniają bezpieczne dostawy do sieci bez konieczności utrzymywania tzw. gorącej rezerwy. Umożliwiają dostawy ciepła w sytuacjach awaryjnych oraz zmniejszają koszty produkcji ciepła, a tym samym pośrednio obniżają koszty końcowe dla odbiorców finalnych. Ma to szczególne znaczenie przy obecnie obserwowanych wzrostach kosztów utrzymania gospodarstw domowych.

PGNiG TERMIKA dostrzegła zalety akumulatorów ciepła również w kontekście optymalizacji pracy zakładów i już od 2009 roku eksploatuje magazyn w Elektrociepłowni Siekierki o pojemności 30 tys. m³. Nasze 15-letnie doświadczenie eksploatacji pokazuje jego znaczącą rolę w poprawie pracy elektrociepłowni – akumulator pozwala na wyrównywanie obciążenia źródeł wytwórczych przy zmiennym zapotrzebowaniu na ciepło, a także na uniezależnienie produkcji energii elektrycznej od profilu zapotrzebowania na ciepło. Pozwala to na zwiększenie produkcji energii elektrycznej w jednostkach kogeneracyjnych. Dzięki akumulatorowi nie ma potrzeby uruchamiania jednostek szczytowych, charakteryzujących się wyższym kosztem zmiennym produkcji ciepła. Zwiększamy wtedy pracę w kogeneracji, która jest najefektywniejszym sposobem wykorzystania paliw do produkcji ciepła. Jednocześnie akumulator jest urządzeniem bezawaryjnym, co jeszcze bardziej przekłada się na tak ważną dla nas gwarancję bezpieczeństwa dostaw ciepła.

Widząc wszystkie powyższe zalety, PGNiG TERMIKA w swoich planach inwestycyjnych uwzględniła budowę dwóch kolejnych akumulatorów ciepła, a także kotłów elektrodowych, które w przypadku zasilania nadwyżkami energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii pozwolą na dostarczenie mieszkańcom „zielonego” ciepła oraz poprawią sytuację systemu elektroenergetycznego w kraju.

**Andrzej Gajewski,
Prezes Zarządu PGNiG TERMIKA SA**

Veolia Energia Polska SA

W przejściu na zrównoważoną gospodarkę, do której dąży także Grupa Veolia w Polsce, niemożliwe jest dalsze podejście „silo-sowe” do energetyki. Transformacja wymaga współpracy wielu gałęzi gospodarki. Przedsiębiorstwa energetyczne powinny szukać sposobów integracji sektorów (sector coupling) dla wzmocnienia synergii w transformacji. Dzisiaj dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii i ich tryb działania stawia przed operatorami systemów elektroenergetycznych nowe wyzwania. Jednocześnie jasnym jest, że dalszy rozwój energetyki odnawialnej jest niezbędny. Kryzys paliwowy nauczył nas, że wykorzystanie lokalnych, w tym odnawialnych, zasobów energii jest kluczowe dla rozwoju gospodarki, ograniczenia importu i co za tym idzie - wydatków, które mogą zostać wykorzystane na inne potrzeby.

Dalszy dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł nie będzie możliwy bez szerokiego wykorzystania technologii magazynowania energii. Taką możliwość daje m.in. wykorzystanie potencjału ciepłownictwa. W Polsce mamy jedno z największych systemów ciepłowniczych na świecie. Ciepłownictwo systemowe będzie naturalnym partnerem dla integracji z systemem elektroenergetycznym. Już dzisiaj istnieje możliwość zagospodarowania i magazynowania w ciepłe nadwyżek energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii. Zamiast ograniczać pracę tych źródeł (podczas braku wystarczającego zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym) można tę energię skumulować w ciepłe, wykorzystując ją potem na potrzeby ciepłownictwa (ogrzewania, chłodzenia oraz ciepłej wody użytkowej).

Rozwój magazynów ciepła to optymalna, dostępna i opłacalna odpowiedź zarówno na coraz częstsze zjawisko redysponowania energii z odnawialnych źródeł energii, jak i pilną potrzebę transformacji krajowego ciepłownictwa. Sektor ciepłowniczy od lat prowadzi konsekwentną dekarbonizację. Korzyści systemowe wynikające z magazynowania ciepła były jednak dotychczas marginalizowane, a same akumulatory ciepła bardziej pomijane, na przykład w dostępnych systemach wsparcia. Tymczasem magazyny ciepła pozwalają obniżyć cenę jego wytwarzania, sprzyjają przyłączeniu większej liczby źródeł odnawialnych źródeł energii do sieci i redukują zapotrzebowanie na paliwa kopalne.

Raport „Mapa drogowa dla rozwoju magazynów ciepła w Polsce” w przejrzysty i wyczerpujący sposób opisuje te kwestie, identyfikując obszary największego potencjału rynku magazynów ciepła, dostępne technologie, bariery regulacyjne oraz uwarunkowania sektora ciepłowniczego. Autorzy raportu wykazują dogłębną wiedzę na temat potrzeb ciepłownictwa w Polsce, między innymi w zakresie finansowania transformacji i szerokiego wykorzystania lokalnych zasobów – bez ograniczenia do danej technologii i dyskryminowania rozwiązań technicznie i ekonomicznie uzasadnionych, takich jak kotły elektrodowe. Cieszy fakt, że w raporcie przytoczono także studium przypadku Ciepłowni Przyszłości w Lidzbarku Warmińskim, zrealizowanej przy udziale Grupy Veolia. Pozytywne doświadczenia z realizacji tego projektu stanowią najlepszy dowód na potencjał krajowego ciepłownictwa i integracji sektorów, a także pokazują właściwy kierunek planowania instrumentów wsparcia finansowego.

Tomasz Surma,
Dyrektor ds. Regulacji i Relacji Publicznych,
Veolia Energia Polska SA



Instytut Energetyki Odnawialnej

