

RAPORT ANALIZA SEKTOROWA

SECTOR COUPLING

w Polsce

Wykorzystanie nadwyżek OZE w ciepłownictwie
poprzez Power-to-Heat i magazyny ciepła



SECTOR COUPLING

w Polsce

Wykorzystanie nadwyżek OZE w ciepłownictwie
poprzez Power-to-Heat i magazyny ciepła

Wydawcy raportu:

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

RE-Source Poland Hub

Horizons Power to Heat Sp. z o. o.

Autorzy:

Filip Jankun

Szymon Kowalski

Karol Żebrowski

Spis treści

1. Streszczenie zarządcze	06
Kluczowe wnioski	06
Rola ciepłownictwa jako odbiorcy dla OZE	07
Wnioski dla zarządów i decydentów	08
2. Wprowadzenie: dlaczego sector coupling jest koniecznością	10
Rosnący udział generacji OZE w systemie	10
Problem nadpodaży energii i nierynkowego redysponowania OZE	11
Niedopasowanie profilu produkcji i zapotrzebowania	12
Sector coupling jako odpowiedź systemowa	12
3. Ciepłownictwo jako brakujące ogniwo systemu energetycznego	13
Skala rynku	13
Presja regulacyjna i systemowa na dekarbonizację	13
Rola Power-to-Heat	15
Local content i europejski łańcuch dostaw technologii Power-to-Heat	16
Niewykorzystany potencjał elastyczności	19
Model operacyjny ciepłowni z Power-to-Heat	19
4. Magazynowanie ciepła jako kluczowy element systemu	20
Funkcja magazynu ciepła	20
Typy magazynów	20
Podstawy techniczne wymiarowania	21
Ekonomia magazynowania ciepła	21
5. Kocioł elektrodowy jako źródło elastyczności i zasób usług bilansujących	22
6. Model ekonomiczny: od zmiennej ceny energii do stabilnej ceny ciepła	25
Charakterystyka rynków: energia elektryczna i ciepło	25
Arbitraż energetyczny	25
Progi opłacalności - przykład orientacyjny	26
Struktura kosztu energii dla kotła elektrodowego	26
Wpływ proponowanego mechanizmu zielonych godzin (IDC)	28
Wpływ na LCOH i koszty systemowe	29
Kluczowe wskaźniki dla oceny projektu	30
Implikacje dla struktury projektu	30
7. Studium przypadku: magazyn ciepła i kocioł elektrodowy jako dwa modele wdrożenia sector coupling	31
Metodyka i zakres analizy przypadków	32
Studium przypadku A: dobowy magazyn ciepła TTES w średniej ciepłowni miejskiej ..	32
Charakter systemu i wyjściowa struktura źródeł	32
Cel inwestycji	34
Zakres analizowanych wariantów	34
Wyniki techniczno-ekonomiczne	35

Ocena wariantu optymalnego	40
Wnioski ze studium przypadku A	40
Studium przypadku B: kocioł elektrodowy jako elastyczne źródło i sterowalny odbiornik energii	41
Charakter systemu i cel inwestycji	41
Logika pracy kotła względem rynku energii	42
Znaczenie kosztów dystrybucyjnych i opłaty mocowej	44
Rola magazynu ciepła, PV i zarządzania energią	45
Wnioski z studium przypadku B	48
Studium przypadku C: zalicznikowa pompa ciepła w ciepłowni z kogeneracją biomasową	49
Charakter systemu i założenia wariantu	49
Logika pracy pompy ciepła	50
Współpraca z kogeneracją biomasową i kontraktem OZE	51
Wpływ na miks źródeł ciepła	52
Perspektywa ciepłowni	53
Wnioski ze studium przypadku C	54
Rekomendacje wdrożeniowe wynikające z studium przypadku	54
8. Bariery i ograniczenia	55
Bariery regulacyjne	55
Bariery rynkowe	55
Bariery techniczne	56
Bariery cyfrowe i organizacyjne	56
Macierz barier i działań ograniczających ryzyko	57
Rekomendacja regulacyjna: zielone godziny IDC bez opłaty mocowej i opłat zmiennych	57
Podsumowanie barier	58
Źródła	59
Autorzy	60

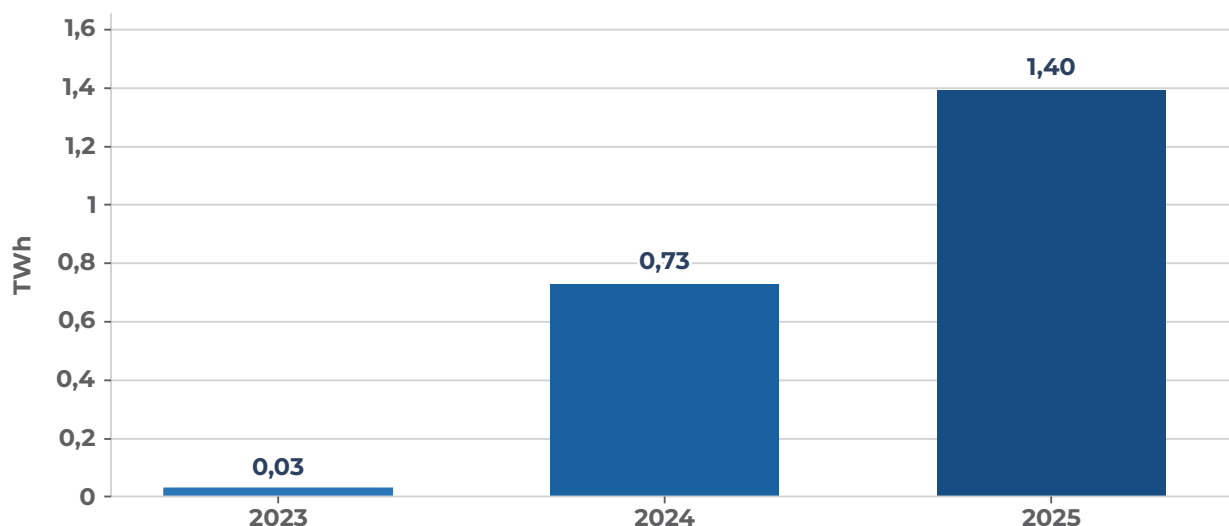
1. Streszczenie zarządcze

Kluczowe wnioski

Polska wchodzi w etap transformacji, w którym sama rozbudowa mocy OZE przestaje być wystarczająca. System elektroenergetyczny coraz częściej doświadcza godzin nadpodaży energii, ujemnych cen oraz nierynkowego redysponowania farm fotowoltaicznych i wiatrowych. W 2025 r. ograniczono szacunkowo **1,4 TWh energii z OZE**,

co stanowi dwukrotność skali z 2024 r. Według publikowanych danych aż **97,8% ograniczeń wynikało z przyczyn bilansowych** (brak elastyczności), a nie z fizycznych ograniczeń sieci. W tym samym czasie liczba godzin z cenami ujemnymi wzrosła do 315. [1] [2]

Rys. 1. Nierynkowe redysponowanie (curtailment) energii z OZE w Polsce [TWh] [1]



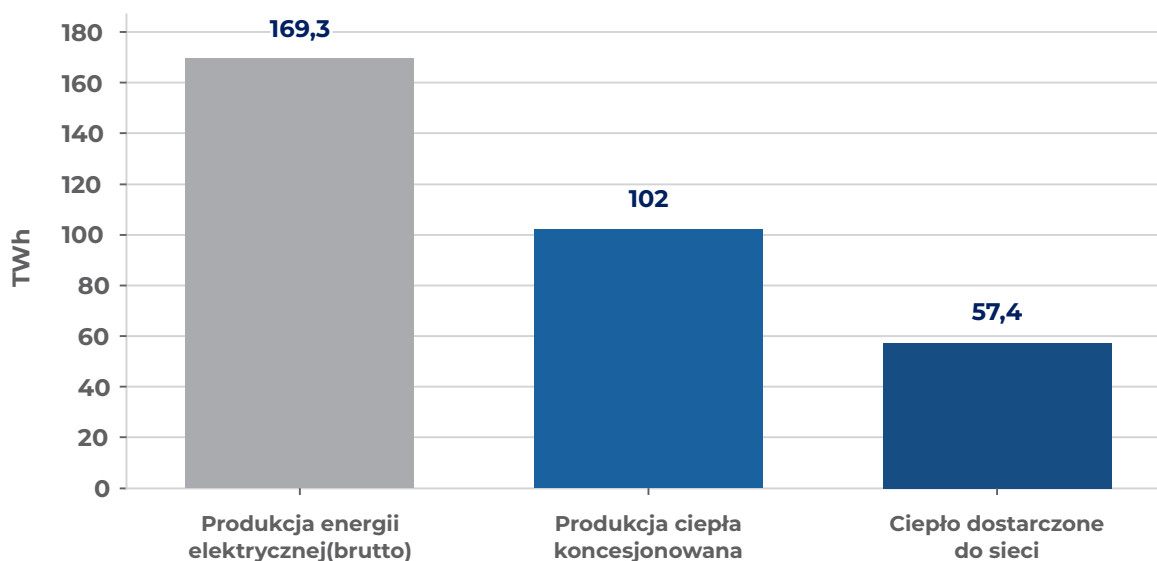
2022 i wcześniej: zjawisko praktycznie nie występowało. W 2025 r. 97,8% z przyczyn bilansowych.

Oznacza to, że nadwyżki energii odnawialnej stały się materialnym zasobem systemowym. Nie są już jedynie krótkookresową anomalią rynku dnia następnego, lecz symptomem niedoboru elastyczności po stronie popytu, magazynowania i pracy źródeł konwencjonalnych. **Najważniejszym**

pytaniem nie jest więc wyłącznie to, ile nowych mocy OZE można przyłączyć, ale jak zwiększyć zdolność systemu do ich lokalnego i efektywnego wykorzystania.

Ciepłownictwo systemowe jest naturalnym odbiorcą tej elastyczności. W 2024 r. koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze wytworzyły 367,1 tys. TJ ciepła, czyli ok. 102 TWh, a do odbiorców przyłączonych do sieci trafiło 206,8 tys. TJ, czyli ok. 57,4 TWh. Dla porównania krajowa produkcja

energii elektrycznej brutto wyniosła w 2024r. 169,3 TWh. Całkowita produkcja ciepła koncesjonowanego odpowiada więc ok. 60% krajowej produkcji energii elektrycznej, a ciepło dostarczone sieciowo do odbiorców ok. 34% tej produkcji. [3] [1]

Rys. 2. Skala rynku ciepła na tle energii elektrycznej w 2024 r. [TWh] [1] [4]

Technologie Power-to-Heat - przede wszystkim kotły elektrodowe, kotły elektryczne odporowe, wielkoskalowe pompy ciepła oraz magazyny ciepła - umożliwiają zamianę chwilowej nadpodaży energii elektrycznej na użyteczne ciepło. Ich przewaga polega na tym, że nie muszą oddawać

energii elektrycznej z powrotem do sieci. W przeciwieństwie do magazynów bateryjnych, których funkcją jest krótkoterminowy arbitraż energii elektrycznej, magazyny ciepła mogą pracować jako tania, wielkoskalowa infrastruktura absorpcji energii i stabilizacji kosztów produkcji ciepła.

Rola ciepłownictwa jako odbiorcy dla OZE

Ciepłownictwo może stać się „ujemnym źródłem mocy” dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego: nie dostarcza energii elektrycznej do systemu, lecz w godzinach nadpodaży zwiększa kontrolowany pobór, zamieniając go w ciepło

i przesuwając jego wykorzystanie w czasie. Taka funkcja ma szczególną wartość w godzinach wysokiej generacji PV oraz przy silnej generacji wiatrowej w okresach niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną.

- Dla operatora systemu elektroenergetycznego technologia Power-to-Heat oznacza dodatkowy, sterowalny popyt, który może ograniczać skalę curtailmentu i potrzebę interwencyjnego redysponowania źródeł OZE.
- Dla ciepłowni zawodowych oznacza dostęp do nowego źródła ciepła, którego koszt zależy od korzystania z niskich, godzinowych cen energii, a nie od stałych cen paliw kopalnych i kosztów CO₂.
- Dla odbiorców ciepła oznacza potencjalnie wolniejszy wzrost taryf, o ile system taryfowy pozwoli przenieść korzyści z taniej energii i pracy magazynu ciepła na koszt wytwarzania.
- Dla inwestorów OZE oznacza dodatkowy kanał zagospodarowania produkcji, zwłaszcza tam, gdzie lokalne ograniczenia sieciowe utrudniają eksport energii do KSE.
- Dla spółdzielni energetycznych i lokalnych klastrów technologie Power-to-Heat w ciepłownictwie są naturalnym sposobem zagospodarowania własnej, nadwyżkowej energii z OZE w obrębie tej samej sieci, bez konieczności jej eksportu i bilansowania w KSE.

Wnioski dla zarządów i decydentów

Power-to-Heat powinno być traktowane jako element infrastruktury systemowej, a nie wyłącznie jako lokalne źródło ciepła. Jego wartość jest widoczna jednocześnie na rynku ciepła, rynku energii elektrycznej i w pracy Krajowego Systemu Energetycznego.

Priorytetem nie jest maksymalizacja rocznej liczby godzin pracy źródeł P2H - kotła elektrodowego i wielkoskalowej pompy ciepła - lecz ich praca w godzinach o najwyższej wartości systemowej: niskich lub ujemnych cen, wysokiej generacji OZE, w przypadku wystąpienia ryzyka nierynkowego redysponowania oraz ograniczonej elastyczności źródeł konwencjonalnych. Kocioł elektrodowy pełni rolę elastycznego odbiornika nadwyżek i źródła szczytowego, a wielkoskalowa pompa ciepła - bardziej efektywnego energetycznie źródła pracy podstawowej; obie technologie są komplementarne, nie konkurencyjne.

Magazyn ciepła zwiększa ekonomiczny i techniczny potencjał P2H, bo pozwala ładować system w godzinach taniej energii i rozładowywać go w godzinach zapotrzebowania na ciepło.

Otoczenie regulacyjne jest już w dużej mierze gotowe: dyrektywy EED i RED III tworzą trwały popyt na ciepło z OZE, a mechanizm zielonych godzin (IDC - Interwencyjna Dostawa mocy Czynnej) oraz elastyczne taryfy dystrybucyjne OSD dają narzędzia do sterowania poborem w oknach nadwyżek. Wąskim gardłem nie jest dziś prawo, lecz struktura kosztów dystrybucyjnych - opłata mocowa oraz opłaty zmienne i stałe - która to neutralizują korzyści z taniej, nadwyżkowej energii dokładnie w godzinach, w których system najbardziej potrzebuje elastycznego popytu.

Rekomendacja: powiązać mechanizm zielonych godzin (IDC) z trzema zmianami w opłatach dystrybucyjnych:

- (1)** zerową opłatą mocową,
- (2)** zerowymi pozostałymi opłatami zmiennymi,
- (3)** opłatami stałymi naliczanymi od zredukowanej mocy umownej zgodnej z IDC.

To największa dźwignia opłacalności P2H i warunek, by ciepłownictwo realnie zagospodarowało nadwyżki OZE.



W skrócie - trzy korzyści, trzy bariery kosztowe, jedno rozwiązanie:

Tabela 1. Korzyści i bariery P2H

Korzyści	Bariery kosztowe	Proponowane rozwiązania
Mniej curtailmentu i godzin cen ujemnych w KSE	Opłata mocowa naliczana w oknie południowej nadwyżki PV (godz. 7-21)	Zielone godziny IDC bez opłaty mocowej
Tańsze i stabilniejsze ciepło dla odbiorców	Pełne opłaty zmienne mimo energii, która i tak była nadwyżkowa	Brak pozostałych opłat zmiennych dla Power-to-Heat w okresach występowania nadwyżkowej energii
Spełnienie wymogów EED i RED III dla ciepłownictwa	Opłaty stałe od pełnej mocy przy niskim wykorzystaniu kotła	Opłaty stałe naliczane od zredukowanej mocy umownej (IDC)

Skala potencjału: techniczny potencjał zielonej elektryfikacji ciepłownictwa - przy pełnym wyposażeniu systemów w magazyny ciepła - to ok. 42 TWh energii rocznie (ok. 40% ciepła dziś wytwarzanego w ciepłownictwie systemowym; bez magazynów to ok. 6 TWh), podczas gdy realny potencjał rynkowy

do 2035 r. szacowany jest na ok. 3,9 TWh (przy udziale ok. 2,5 GW kotłów elektrodowych). Magazyny ciepła są mnożnikiem skali zagospodarowania nadwyżek OZE w ciepło, a wielkość realnie wykorzystanego potencjału zależy przede wszystkim od struktury opłat dystrybucyjnych. [2] [5]



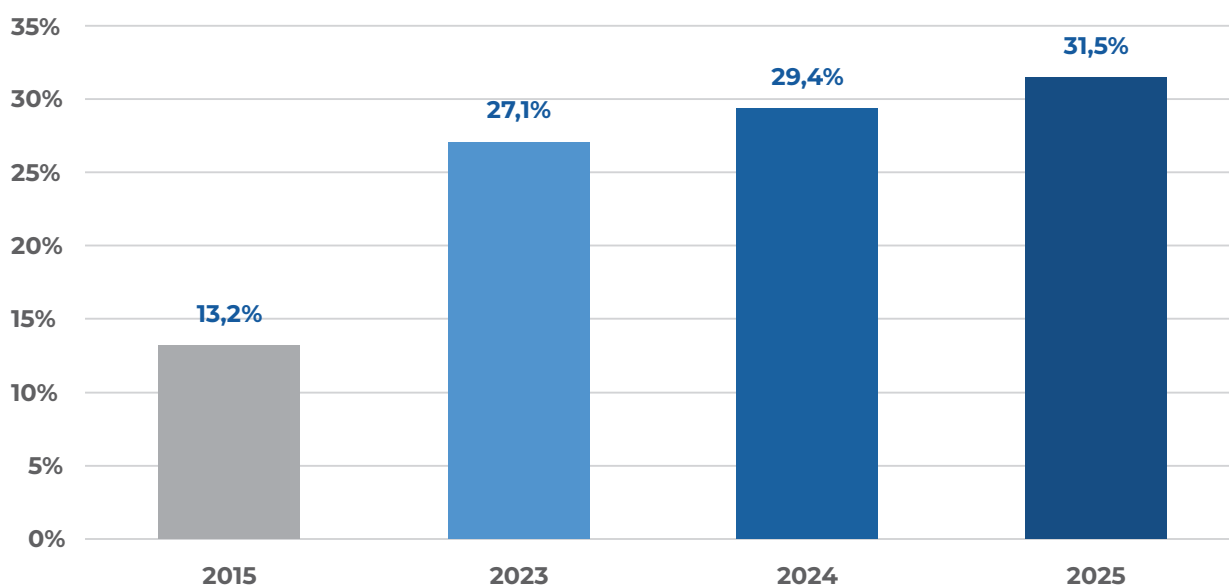
2. Wprowadzenie: dlaczego sector coupling jest koniecznością

Rosnący udział generacji OZE w systemie

W ostatnich latach polski system elektroenergetyczny zmienił strukturę szybciej, niż zmieniła się jego elastyczność. W 2025 roku krajowa produkcja energii elektrycznej brutto wyniosła 174,3 TWh, z czego 54,7 TWh pochodziło z OZE. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej osiągnął 31,41%, produkcja z wiatru wyniosła 23,8 TWh,

a produkcja z PV 20,3 TWh. Łącznie źródła wiatrowe i fotowoltaiczne odpowiadały za 25,3% produkcji energii elektrycznej. W wybranych godzinach ich udział w produkcji dochodził do 73%, a dla samych źródeł pogodozależnych maksymalny udział w krajowej produkcji energii elektrycznej wyniósł 66,8%. [1]

Rys. 3. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej w Polsce [1]



Taki miks zwiększa wrażliwość systemu na pogodę i porę dnia. Fotowoltaika koncentruje produkcję w godzinach południowych, szczególnie wiosną i latem, a wiatr generuje duże wolumeny w okresach meteorologicznie sprzyjających, niekoniecznie zgodnych z profilem zapotrzebowania.

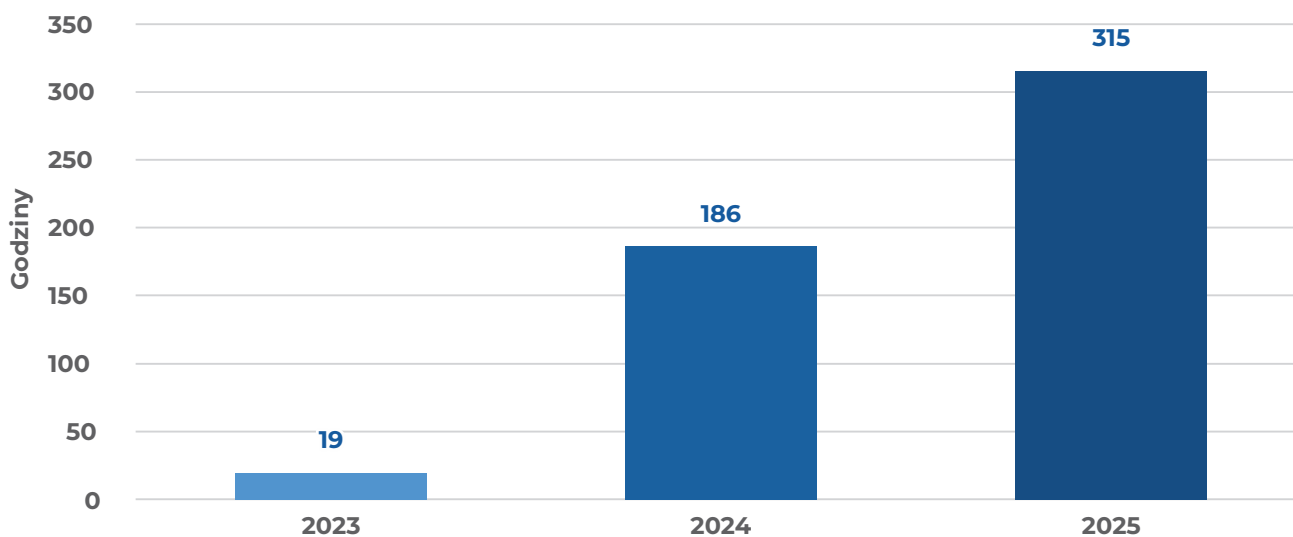
W systemie z wysokim udziałem jednostek konwencjonalnych o ograniczonej elastyczności technicznej pojawia się więc zjawisko „nadwyżki chwilowej”: energia jest dostępna, ale system nie ma wystarczającego popytu, magazynów lub elastycznych źródeł, które mogłyby ją zagospodarować.

Problem nadpodaży energii i nierynkowego redysponowania OZE

Curtailment, czyli ograniczenie generacji OZE z przyczyn bilansowych lub sieciowych, jest najbardziej widocznym objawem braku elastyczności. W 2024 r. szacunkowo 731,4 GWh energii elektrycznej z OZE poddano nierynkowemu redysponowaniu. Około 84,5% redukcji dotyczyło instalacji fotowoltaicznych, a 15,5% farm wiatrowych. Aż 70,3% redukcji przypadło na weekendy i dni wolne od pracy, kiedy popyt elektryczny jest niższy, a zdolność systemu do przyjęcia generacji OZE słabsza. [1]

Dane za 2025 r. pokazują dalszą eskalację zjawiska. Analitycy wskazują, że od stycznia do końca czerwca 2025 r. operatorzy ograniczyli 879 GWh energii z PV i wiatru o wartości nominalnej ok. 375 mln zł, tj. więcej niż w całym 2024 r. i wielokrotnie więcej niż w 2023 r. W tym samym okresie liczba godzin z cenami ujemnymi przekroczyła 251, a minimalna cena w szczycie generacji OZE osiągnęła poziom ok. -568 zł/MWh. [2]

Rys. 4. Liczba godzin z ujemnymi cenami energii w Polsce wg RDN Fixing I



2022 i wcześniej zjawisko praktycznie nie występowało

Źródło: URE / PSE.

Z punktu widzenia rynku oznacza to, że energia elektryczna ma coraz częściej skrajnie różną wartość w różnych godzinach. Średnia cena roczna

traci znaczenie jako jedyny wskaźnik opłacalności. Dla technologii takich jak P2H kluczowe stają się:

- liczba godzin taniej energii,
- głębokość ujemnych cen,
- przewidywalność profilu cenowego,
- koszty dystrybucyjne
- oraz możliwość automatycznego sterowania pracą źródła ciepła.

Niedopasowanie profilu produkcji i zapotrzebowania

Największe nadwyżki energii elektrycznej z PV występują najczęściej wiosną i latem w godzinach południowych. Zapotrzebowanie na ciepło dla centralnego ogrzewania jest natomiast wysokie zimą, a latem ogranicza się głównie do ciepłej wody użytkowej. Na pierwszy rzut oka profile te są rozbieżne. Właśnie dlatego sector coupling wyma-

ga magazynowania ciepła: bez magazynu, P2H może wykorzystywać głównie bieżące zapotrzebowanie na CWU (Ciepłej Wody Użytkowej), pojemność sieci i minimalne obciążenia technologiczne, natomiast z magazynem może przechwytywać energię wtedy, gdy jest tania, i oddawać ciepło wtedy, gdy jest potrzebne.

Niedopasowanie nie oznacza braku potencjału. Przeciwnie - oznacza potrzebę budowy pomostu między rynkiem energii elektrycznej a rynkiem ciepła. Tym pomostem są magazyny ciepła i systemy optymalizacji. W ujęciu operacyjnym ciepłownia przestaje być wyłącznie odbiorcą paliwa i producentem ciepła, a staje się aktywnym uczestnikiem rynku energii, który może modulować pobór energii elektrycznej, ładować magazyn i optymalizować pracę źródeł w funkcji cen, emisji i ograniczeń technicznych.

Sector coupling jako odpowiedź systemowa

Sector coupling oznacza integrację sektorów energii elektrycznej, ciepła, gazu, transportu i przemysłu przez techniczne oraz rynkowe mechanizmy konwersji energii. W kontekście ciepłownictwa systemowego najważniejsze jest sprzężenie elek-

troenergetyki i ciepłownictwa: energia elektryczna z OZE, zamiast być redukowana lub sprzedawana po cenach ujemnych, zostaje przekształcona w ciepło i magazynowana. Dzięki temu ta sama infrastruktura realizuje trzy cele:

- redukcję emisji z ciepłownictwa,
- zwiększenie lokalnej absorpcji OZE,
- obniżenie kosztów bilansowania systemu elektroenergetycznego.

Dla Polski szczególnie ważne jest, że ciepłownictwo systemowe ma charakter lokalny i taryfowany. Oznacza to, że decyzje inwestycyjne mogą być prowadzone na poziomie konkretnych miast i sys-

temów, a efekty ekonomiczne można mierzyć w taryfie ciepła, zużyciu paliw, emisji CO₂, pracy źródeł szczytowych oraz redukcji energii niezagospodarowanej z OZE.

3. Ciepłownictwo jako brakujące ogniwo systemu energetycznego

Skala rynku

Polski rynek ciepła systemowego jest drugim z największych w Europie, zaraz po rynku niemieckim – **to ok. 52 GWt mocy zainstalowanej, a przychody sektora szacowane są na 42 mld zł (URE 2024) rocznie.** Ciepło systemowe służy do celów grzewczych w 44,3% (dane GUS za 2024 r.) gospodarstw domowych w Polsce. Jednocześnie sektor pozostaje silnie zależny od paliw kopalnych. Według URE w 2024 r. udział paliw węglowych w energii chemicznej paliw zużywanych w koncesjonowanych źródłach ciepła wyniósł 57,4%, choć spadł z 81,7% w 2002 r. [3] [5]

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponowały w 2024 r. sieciami o łącznej długości 23 016,54 km. Wytworzyły, wraz z odzyskiem ciepła, 367,1 tys. TJ ciepła (ok. 102 TWh), z czego do odbiorców przyłączonych do sieci trafiło 206,8 tys.

TJ. Produkcja w kogeneracji stanowiła ok. 64% produkcji ciepła ogółem. Oznacza to, że ciepłownictwo jest jednocześnie dużym odbiorcą energii, dużym emitentem CO₂ i dużą infrastrukturą magazynowo-przesyłową, której elastyczność może mieć znaczenie systemowe. [3]

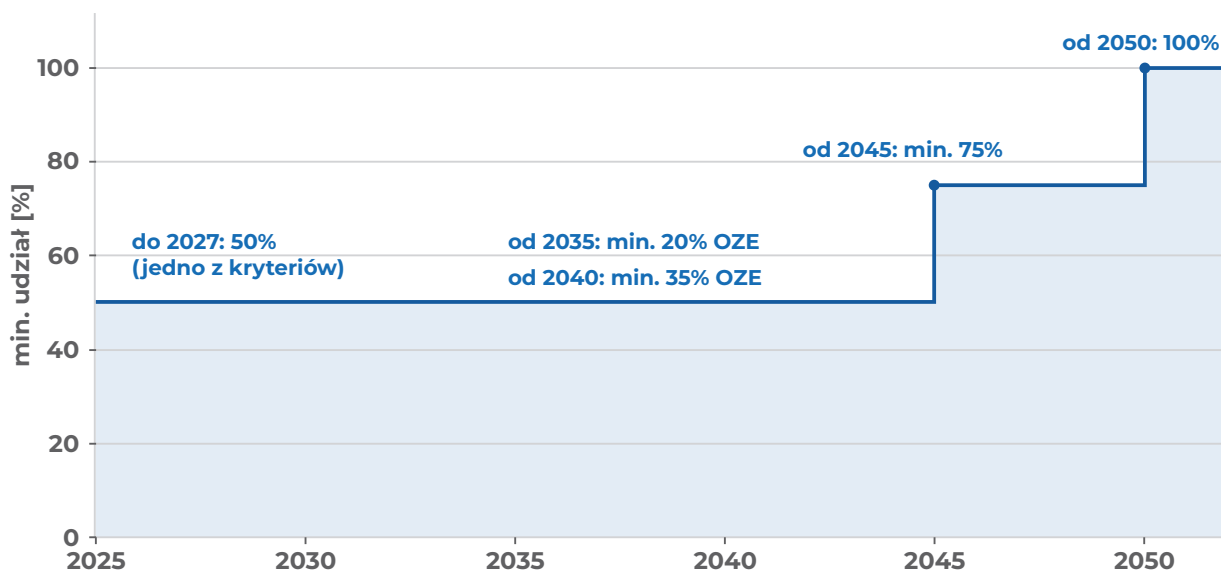
Z punktu widzenia P2H ważna jest nie tylko skala, ale także struktura systemów. W Polsce istnieje wiele średnich i małych ciepłowni miejskich, które mają zapotrzebowanie na ciepło, wolumeny taryfowane i często ograniczone możliwości dalszego opierania transformacji wyłącznie na gazie lub biomasie. To właśnie w segmencie ciepłowni 10-50 MW występuje duży potencjał replikacyjny dla kotłów elektrodowych, pomp ciepła i magazynów ciepła dobowych lub sezonowych. [6]

Presja regulacyjna i systemowa na dekarbonizację

Ciepłownictwo systemowe znajduje się pod presją kilku nakładających się procesów regulacyjnych. Po pierwsze, rośnie koszt emisji CO₂ i ryzyko utrzymania źródeł opartych na węglu. Po drugie, dyrektywa EED zmienia definicję efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego, zaostrażając w czasie wymagania dotyczące udziału

OZE, ciepła odpadowego i wysokosprawnej kogeneracji. Po trzecie, RED III wzmacnia cele OZE w ogrzewaniu i chłodnictwie oraz w ciepłownictwie systemowym, wskazując potrzebę corocznego wzrostu udziału energii odnawialnej w tych sektorach. [7] [8]

Rys. 5. Wymagany udział OZE i ciepła odpadowego dla efektywnego systemu ciepłowniczego wg EED (art. 26)



W praktyce regulacje te prowadzą do wniosku, że modernizacja ciepłownictwa nie może opierać się na prostym zastąpieniu węgla gazem. Gaz może pełnić funkcję przejściową, szczytową lub rezerwową, ale budowa długoterminowej strategii wyłącznie na gazie przenosi ryzyko cen paliwa, kosztów CO₂ i przyszłych wymogów emisyjnych.

Szacuje się, że transformacja sektora do 2050 r. wymaga nakładów od 299 do 466 mld zł w zależności od scenariusza, co oznacza konieczność wy-

boru rozwiązań o najniższym koszcie systemowym, a nie jedynie najniższym koszcie inwestycji jednostkowej. [5]

Rys. 6. Udział źródeł ciepła w Polskim systemie ciepłowniczym wg scenariuszy WEM i WAM



Rola Power-to-Heat

Power-to-Heat obejmuje technologie konwersji energii elektrycznej na ciepło. W ciepłownictwie systemowym kluczowe są dwie grupy urządzeń:

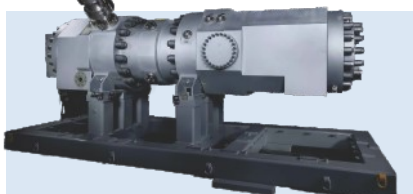
Kotły elektrodowe i elektryczne - charakteryzują się bardzo wysoką sprawnością konwersji energii elektrycznej w ciepło (>99%), szybkim rozruchem (kilka minut), szerokim zakresem regulacji (5-100%) i możliwością pracy w wysokich parametrach temperaturowych typowych dla istniejących sieci ciepłowniczych.

Wielkoskalowe pompy ciepła - wykorzystują energię elektryczną do podnoszenia temperatury ciepła z dolnego źródła (powietrze, ścieki, rzeka, wody kopalniane), dzięki czemu mogą uzyskiwać COP w zakresie 2-4 w zależności od technologii, temperatur źródła i sieci. Są szczególnie korzystne tam, gdzie dostępne jest ciepło odpadowe, ścieki, woda powierzchniowa, grunt lub niskotemperaturowa sieć.

Kotły elektrodowe mają szczególną rolę w godzinach niskich i ujemnych cen, ponieważ mogą szybko zwiększać pobór mocy i ładować magazyn ciepła. Pompy ciepła są bardziej efektywne energetycznie, ale wymagają odpowiedniego dolnego źródła i są wrażliwe na temperatury zasilania oraz otoczenia. Optymalny system nie powinien traktować tych technologii jako konkurencyjnych, lecz komplementarne: pompa ciepła może pracować dłużej w podstawie lub półpodstawie - szacuje się, że w średniopolskich warunkach powietrzna pompa ciepła, pracując wyłącznie przy temperaturach otoczenia $\geq 5^{\circ}\text{C}$, może pracować przez ponad 4800 godzin rocznie (55% czasu) z COP ~ 3 - a kocioł elektrodowy może pełnić rolę elastycznego odbiornika dla nadwyżek OZE i źródła szczytowego w logice rynkowej, w zależności od cen na rynku energii elektrycznej.

Rys. 7. Zestawienie kluczowych technologii Power-to-Heat

Pompy ciepła (1-30 MWt)



Technologia, która z każdej 1 kWh energii elektrycznej potrafi wygenerować nawet 3 kWh ciepła. Elastyczne źródło pracujące w podstawie wysokim COP.

- Zeroemisyjne źródło ciepła,
- Wysoka sprawność,
- Elastyczność,
- Możliwość zakwalifikowania energii pobieranej z dolnego źródła ciepła pochodzenia naturalnego (powietrze, woda, grunt) oraz ścieków jako **odnawialnego źródła energii**.

Kotły elektrodowe (1-50 MWt)



Szybkie bezobsługowe źródła szczytowe. Działają wtedy, gdy energia jest najtańsza. Kocioł elektrodowy to elastyczne źródło ciepła reagujące w minutach - idealne do współpracy z OZE i magazynem.

- Szybkie źródło szczytowe - gotowe w 2 minuty,
- Sprawność powyżej 99%, brak emisji, prosta konstrukcja,
- Działa wtedy, kiedy energia jest najtańsza lub gdy potrzebne jest rezerwowe źródło szczytowe.

Magazyny ciepła TTES i PTES (500-10 000 + MWh)



Magazyn ciepła to najprostszy sposób, by mieć zielone ciepło za darmo przez kilkaset godzin w roku. To bufor ciepła wykorzystujący z taryf dynamicznych i źródeł OZE.

- **Bufor ciepła** - na kilkadziesiąt godzin lub na cały sezon w zależności od konfiguracji,
- **Bilansują zmienność źródeł**, pozwalają tanio wytwarzać i sprzedawać.

Local content i europejski łańcuch dostaw technologii Power-to-Heat

Istotną przewagą technologii Power-to-Heat jest nie tylko ich funkcja systemowa, lecz także możliwość wdrażania ich w oparciu o europejski łańcuch dostaw. W odróżnieniu od strategii dekarbonizacji opartych głównie na imporcie paliw lub urządzeń spoza Europy, projekty Power-to-Heat mogą w dużej części tworzyć wartość dodaną w Unii Europejskiej: w projektowaniu, produkcji urządzeń, automatyce, wykonawstwie, integracji z systemami ciepłowniczymi, serwisie i optymalizacji pracy źródeł. Oznacza to, że transformacja ciepłownictwa może być nie tylko kosztem dostosowawczym, ale także narzędziem budowy europejskich kompetencji przemysłowych.

Local content należy rozumieć szerzej niż sam kraj pochodzenia głównego urządzenia. Obejmuje on udział lokalnych lub europejskich komponentów, usług projektowych, robót budowlano-mon-

tażowych, integracji automatyki, systemów zarządzania energią, serwisu oraz miejsc pracy tworzonych w całym cyklu życia inwestycji.

Znaczenie tego podejścia wzmacnia unijna polityka przemysłowa. Net-Zero Industry Act wskazuje jako cel zwiększenie europejskich zdolności produkcyjnych dla technologii net-zero do poziomu co najmniej 40% rocznych potrzeb wdrożeniowych UE do 2030 r. Zakres tych technologii obejmuje m.in. pompy ciepła, technologie magazynowania energii, technologie sieciowe oraz technologie związane z efektywnością energetyczną systemów, w tym sieciami ciepła. W praktyce oznacza to, że rozwój Power-to-Heat wpisuje się nie tylko w politykę klimatyczną, ale również w europejską politykę bezpieczeństwa gospodarczego i odbudowy konkurencyjności przemysłu.

Kotły elektrodowe i elektryczne

W obszarze kotłów elektrodowych istnieje już rozwinięta baza europejskich dostawców. Przykładowo duński Inopower dostarcza kotły elektryczne do produkcji gorącej wody o mocach 5-50 MW oraz kotły parowe o wydajności 5-60 t/h, przy napięciach elektrod 6-22 kV i ciśnieniach pary 10-65 bar. Norweski PARAT deklaruje doświadczenie obejmujące ok. 6,8 GW zainstalowanej mocy i ok. 305 kotłów wysokiego napięcia od 1985 r., a jego kotły są projektowane dla zastosowań

przemysłowych, ciepłowniczych i regulacyjnych. Do europejskiego ekosystemu należą również m.in. Zander & Ingeström ze Szwecji, VAPEC ze Szwajcarii oraz producenci kotłów elektrycznych oporowych, np. Bosch Industrial Heat w Niemczech. Bosch oferuje elektryczne kotły parowe ELSB o wydajności 350-8 300 kg/h i ciśnieniu do 24 bar, a w segmencie kotłów wodnych wskazuje produkcję i testowanie zgodnie z europejskimi standardami w niemieckiej fabryce.

Dla projektów realizowanych w Polsce oznacza to możliwość oparcia krytycznej technologii na europejskich dostawcach, przy jednoczesnym wysokim udziale lokalnym w pozostałej części zakresu: projektowaniu branżowym, fundamentach, konstrukcjach stalowych, rurociągach, izolacjach, rozdzielnicach SN/hN, transformatorach, układach

AKPiA, stacji uzdatniania wody, integracji z DCS/SCADA oraz serwisie. W praktyce główne urządzenie może pochodzić od wyspecjalizowanego producenta europejskiego, natomiast większość prac EPC i utrzymaniowych może być realizowana przez krajowe lub regionalne firmy.

Wielkoskalowe pompy ciepła

Również segment wielkoskalowych pomp ciepła posiada silne zaplecze europejskie. MAN Energy Solutions realizuje projekty dużych pomp ciepła dla ciepłownictwa, kluczowe sprężarki dla jednostek 50 MW mają być produkowane i testowane w Berlinie oraz Oberhausen. Siemens Energy wskazuje, że duże pompy ciepła produkuje w Finspång w Szwecji od lat 80., a dostarczone jednostki mają łącznie ponad 6 mln godzin pracy. GEA rozwija przemysłowe pompy ciepła wykorzystujące m.in. powietrze, wodę, geotermię i ciepło odpadowe, osiągające temperatury użyteczne dla ciepłownictwa i przemysłu, a Johnson Controls rozbudowuje w Danii centrum produkcji i inżynierii pomp ciepła Sabroe dla zastosowań przemysłowych i ciepłowniczych.

W przypadku pomp ciepła potencjał local content jest szczególnie wysoki, ponieważ duża część wartości projektu powstaje poza samą jednostką sprężarkową. Obejmuje to identyfikację i przygotowanie dolnego źródła ciepła, np. ścieków, rzeki, wód kopalnianych, ciepła odpadowego z przemysłu lub centrów danych, budowę układów wymiennikowych, pompowni, rurociągów, automatyki, systemów monitoringu oraz integrację z pracą istniejących źródeł i sieci. Lokalne zasoby ciepła odpadowego i środowiskowego stają się więc elementem przewagi konkurencyjnej miasta, zakładu przemysłowego lub regionu.

Magazyny ciepła TTES i PTES

Magazyny ciepła są technologią, w której udział krajowego i europejskiego łańcucha dostaw może być szczególnie wysoki. W magazynach zbiornikowych TTES zasadniczą część nakładów stanowią stal, fundamenty, izolacje, armatura, aparatura pomiarowa, rurociągi, prace montażowe oraz integracja z hydrauliką systemu ciepłowniczego. Są to obszary, w których Polska i UE posiadają rozwinięte kompetencje wykonawcze oraz przemysłowe.

W magazynach sezonowych PTES kluczowe znaczenie mają doświadczenie projektowe, roboty ziemne, warstwy izolacyjne, membrany, pokrywy,

układy wymiany ciepła i systemy zarządzania pracą magazynu. Duński Aalborg CSP oferuje dostawy pod klucz magazynów PTES oraz dostawy i montaż rozwiązań pokrywowych, a same magazyny PTES pozwalają przechowywać ciepło z OZE, procesów przemysłowych, wiatru i fotowoltaiki oraz rozdzielić moment produkcji ciepła od momentu jego zużycia. W raportach branżowych wskazuje się, że dla rozwoju rynku magazynów ciepła w Polsce istotne będzie stopniowe przenoszenie części kompetencji wykonawczych do krajowych firm, przy jednoczesnym korzystaniu w pierwszych projektach z doświadczonych europejskich dostawców referencyjnych.

Automatyka, Digital Twin i integracja rynkowa

Największa wartość technologiczna Power-to-Heat nie powstaje wyłącznie na poziomie pojedynczego urządzenia, ale w warstwie integracji. Kocioł elektrodowy, pompa ciepła i magazyn ciepła muszą być sterowane względem zapotrzebowania na ciepło, temperatur sieci, ograniczeń technicznych źródeł, cen energii, dostępności OZE, opłat dystrybucyjnych oraz potencjalnych usług elastyczności.

Oznacza to rozwój kompetencji w obszarze cyfrowych bliźniaków, systemów EMS, predykcji cen i produkcji OZE, optymalizacji pracy ciepłowni oraz integracji z rynkami energii i bilansującymi. Ten obszar może stać się jednym z najważniejszych pól budowy polskiej i europejskiej przewagi konkurencyjnej.

Potencjał polskiego zaplecza przemysłowego i wykonawczego

Polskie przedsiębiorstwa posiadają wysoki potencjał udziału w realizacji inwestycji Power-to-Heat, mimo że wyspecjalizowane urządzenia podstawowe, takie jak wielkoskalowe kotły elektrodowe czy sprężarki dużych pomp ciepła, są obecnie produkowane głównie przez dostawców z innych państw Europy. Krajowe zaplecze techniczne obejmuje jednak rozwinięty sektor projektowania energetycznego, budownictwa przemysłowego, prefabrykacji rurociągów i konstrukcji stalowych, produkcji rozdzielnic SN i nN, stacji transformatorowych, systemów zabezpieczeń, automatyki oraz układów EMS i SCADA.

Stan techniczny i poziom cyfryzacji przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce pozostają zróżnicowane. Obok dużych, nowoczesnych systemów działają liczne mniejsze przedsiębiorstwa komunalne, w których infrastruktura źródłowa i sieciowa wymaga modernizacji, a systemy sterowania nie zawsze są przygotowane do dynamicznej współpracy z cenami energii elektrycznej, magazynami ciepła i usługami elastyczności. Polska posiada jednak jeden z największych rynków ciepłownictwa systemowego w Europie oraz szeroką bazę przedsiębiorstw eksploatujących źródła, sieci i węzły ciepłone, co tworzy naturalne zaplecze dla rozwoju

krajowych kompetencji integracyjnych. Duża liczba systemów wymagających transformacji oznacza jednocześnie możliwość seryjnego rozwijania i standaryzowania rozwiązań Power-to-Heat.

W perspektywie krótkoterminowej najbardziej realistycznym modelem jest zatem łączenie europejskiej dostawy głównego urządzenia z wysokim udziałem polskich przedsiębiorstw w projektowaniu, budowie infrastruktury elektrycznej i ciepłej, integracji hydraulicznej, wykonaniu AKPiA, uruchomieniu oraz późniejszym serwisie. Szczególnie duży potencjał rozwojowy występuje w warstwie sterowania nadrzędnego: prognozowaniu zapotrzebowania na ciepło, optymalizacji pracy wielu źródeł, cyfrowych bliźniakach, EMS, integracji z OZE i rynkiem bilansującym. Jest to obszar, w którym wartość rozwiązania wynika przede wszystkim ze znajomości lokalnego systemu, danych operacyjnych i zdolności integracji wielu urządzeń, a nie wyłącznie z produkcji pojedynczego komponentu. Dzięki temu rozwój Power-to-Heat może prowadzić do stopniowego zwiększania polskiego udziału technologicznego – od wykonawstwa i integracji, przez rozwój własnego oprogramowania, aż po produkcję kolejnych elementów kompletnych instalacji.

Podsumowanie

Z perspektywy polityki przemysłowej technologie Power-to-Heat powinny być więc traktowane jako platforma rozwoju lokalnego ekosystemu. W jednym projekcie łączą się kompetencje producentów urządzeń, biur projektowych, firm budowlano-montażowych, automatyków, dostawców rozdzielnic i transformatorów, operatorów źródeł

OZE, agregatorów elastyczności, przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz firm serwisowych. Im większa skala rynku P2H w Polsce i UE, tym większa możliwość standaryzacji rozwiązań, skracania łańcuchów dostaw, obniżania kosztów oraz budowy własnego know-how eksportowego.

Podsumowując technologie Power-to-Heat pozwalają zamienić część wydatków na import paliw kopalnych w inwestycje w europejskie technologie, usługi i miejsca pracy. Rozwój tego segmentu może wzmacniać bezpieczeństwo energetyczne, odporność łańcuchów dostaw i konkurencyjność przemysłu UE, pod warunkiem że programy wsparcia, zamówienia publiczne i modele finansowania będą premiować nie tylko najniższy CAPEX, ale również trwałość, europejską dostępność serwisu, cyberbezpieczeństwo, zdolność integracji z systemem elektroenergetycznym oraz udział lokalnej wartości dodanej.

Niewykorzystany potencjał elastyczności

Potencjał elastyczności ciepłownictwa wynika z trzech warstw: elastyczności źródeł, pojemności sieci oraz magazynów ciepła. Sama sieć ciepłownicza ma pewną bezwładność cieplną, ale nie wystarcza ona do przechwytywania wielogodzinnych lub sezonowych nadwyżek OZE. Dopiero magazyn ciepła pozwala rozdzielić moment zakupu energii elektrycznej i produkcji ciepła od momentu dostawy ciepła do odbiorców.

Szacuje się, że przy magazynach ciepła potencjał zielonej elektryfikacji ciepłownictwa może wynosić ok. 42 TWh (ok. 40% miks), podczas gdy bez magazynów ok. 6 TWh (ok. 6% miks). Oznacza to, że magazynowanie ciepła może znacząco zwiększyć możliwy wolumen zagospodarowania energii z OZE, przy tej samej logice konwersji P2H.

[2]

Istotne jest również to, że aktywacja tej elastyczności nie musi oznaczać budowy pełnoskalowych nowych źródeł wytwórczych. W wielu systemach ciepłowniczych relatywnie najtańszym

pierwszym krokiem jest dobowy magazyn ciepła, który zwiększa wykorzystanie istniejących źródeł, ogranicza liczbę rozruchów źródeł szczytowych, umożliwia pracę kogeneracji w godzinach wysokich cen energii elektrycznej i maksymalizację premii kogeneracyjnej oraz pozwala przesunąć produkcję ciepła na godziny niskich lub ujemnych cen energii. Nakłady inwestycyjne na magazyn dobowy są przy tym zasadniczo niższe niż nakłady na budowę nowych jednostek wytwórczych.

Z perspektywy inwestora magazyn ciepła powinien być więc analizowany jako element umożliwiający monetyzację zmienności rynku energii. W analizowanych przypadkach modelowych prosty okres zwrotu z posiadania dobowego magazynu ciepła wynosił poniżej 5 lat, przede wszystkim dzięki możliwości przesunięcia produkcji na godziny tańszej energii, ograniczeniu pracy droższych źródeł konwencjonalnych oraz lepszemu wykorzystaniu kogeneracji i źródeł Power-to-Heat.

Model operacyjny ciepłowni z Power-to-Heat

W docelowym modelu ciepłownia pracuje jako system wieloźródłowy. Źródła istniejące - węgiel, gaz, biomasa, kogeneracja - pozostają elementem bilansu, ale ich praca jest optymalizowana względem P2H, magazynu i cen energii. System zarządzania energią (EMS) powinien w każdym interwale czasowym podejmować decyzję, czy korzystniejsze jest: uruchomienie kotła elektrodowego, praca pompy ciepła, ładowanie magazynu, rozładowanie magazynu, ograniczenie pracy źródła paliwowego, produkcja energii elektrycznej w kogeneracji czy wytworzenie ciepła z innego źródła.

Minimalny zestaw danych dla takiego modelu obejmuje: prognozę zapotrzebowania na ciepło, aktualny stan magazynu, ograniczenia hydrauliczne i temperaturowe sieci, ceny RDN/RB, koszty dystrybucji energii, sprawności i rampy źródeł, ceny paliw, koszt CO₂, ograniczenia emisyjne, dostępność źródeł OZE oraz warunki usług systemowych.

4. Magazynowanie ciepła jako kluczowy element systemu

Funkcja magazynu ciepła

Magazyn ciepła jest elementem, który zmienia P2H z prostego odbiornika energii elektrycznej w narzędzie integracji sektorów. Bez magazynu kocioł elektrodowy lub pompa ciepła może pracować tylko wtedy, gdy system ciepłowniczy ma

bieżące zapotrzebowanie lub gdy można krótkotrwale zwiększyć temperaturę i pojemność sieci. Z magazynem źródło P2H może pracować w godzinach najtańszej energii, a ciepło może zostać wykorzystane później.

Ta funkcja ma trzy skutki systemowe:

- 1) Ogranicza curtailment OZE, ponieważ zwiększa popyt w godzinach nadpodaży.
- 2) Obniża zużycie paliw kopalnych w ciepłowni, szczególnie w źródłach szczytowych i mniej sprawnych.
- 3) Poprawia elastyczność pracy kogeneracji: jednostki CHP mogą produkować energię elektryczną w godzinach wysokich cen, a w godzinach niskich cen ich pracę może zastępować P2H i rozładowanie magazynu.

Typy magazynów

Tabela 2. Zestawienie typów magazynów ciepła

Typ magazynu	Horyzont pracy	Typowe zastosowanie	Komentarz
TTES - tank thermal energy storage	godziny-dni	dobowe bilansowanie pracy kotła elektrodowego, CHP i OZE; bufor ciepła technologicznego	Najłatwiejszy do standaryzacji; wymaga miejsca i integracji hydraulicznej.
PTES - pit thermal energy storage	tygodnie-sezon	przenoszenie ciepła z okresu wysokiej generacji OZE do okresu grzewczego	Największy potencjał skali i niski koszt jednostkowy przy dużych pojemnościach.
BTES - borehole thermal energy storage	sezon	magazynowanie ciepła w gruncie, często z pompami ciepła	Dobre dla układów niskotemperaturowych i hybrydowych, lecz wymagające wykonywania kosztownych odwiertów.
ATES - aquifer thermal energy storage	sezon	magazynowanie w warstwach wodonośnych	Wymaga odpowiednich warunków hydrogeologicznych – nie wszędzie możliwy do zastosowania
Bufory CWU i małe magazyny wodne	godziny-dzień	lokalne zwiększenie autokonsumpcji PV i przechwytywanie tanich godzin	Duży potencjał rozproszony, po stronie odbiorców i budynków.

Podstawy techniczne wymiarowania

Dla magazynów wodnych użyteczna pojemność cieplna zależy od objętości wody i różnicy temperatur między stanem naładowania i rozładowania.

Przybliżony wzór:

$$E [\text{kWh}] = 1,163 \times V [\text{m}^3] \times \Delta T [\text{K}]$$

Przykład: magazyn wodny 1 000 m³ przy użytecznej różnicy temperatur 40 K przechowuje ok. 46,5 MWh ciepła. Przy $\Delta T = 50 \text{ K}$ pojemność rośnie do ok. 58,2 MWh. Dla magazynu 150 m³ oznacza to ok. 7,0 MWh przy $\Delta T = 40 \text{ K}$ albo ok. 8,7 MWh przy $\Delta T = 50 \text{ K}$. Raport PIME/IMP stosuje konserwatywną wartość 50 kWh/m³ dla analiz potencjału sezonowych PTES, co odpowiada 20 tys. m³ na 1 GWh ciepła. [S7]

Ekonomia magazynowania ciepła

Ekonomiczna przewaga magazynów ciepła nad magazynami energii elektrycznej wynika z prostoty medium magazynowego oraz faktu, że produkt końcowy jest ciepłem, a nie energią elektryczną. Woda, grunt lub warstwy wodonośne mogą magazynować energię przy znacznie niższym koszcie jednostkowym niż systemy elektrochemiczne. W zastosowaniach ciepłowniczych nie jest konieczna konwersja energii z powrotem do energii elektrycznej, co eliminuje część strat i kosztów.

Nie oznacza to, że magazyny ciepła są „tanie” w sensie inwestycyjnym. Duże magazyny typu PTES wymagają gruntu, robót ziemnych, izolacji, systemów dyfuzorów, wymienników, pomp, automatyki i integracji z siecią. Jednak przy dużej skali koszt jednostkowy pojemności cieplnej spada, a magazyn może obsługiwać wiele funkcji jednocześnie: P2H, kolektory słoneczne, ciepło odpadowe, kogenerację, rezerwę mocy cieplnej oraz stabilizację temperatury sieci.



5. Kocioł elektrodowy jako źródło elastyczności i zasób usług bilansujących

Kocioł elektrodowy może pełnić w systemie elektroenergetycznym podwójną rolę: źródła ciepła dla systemu ciepłowniczego oraz sterowalnego odbiornika energii elektrycznej. Z perspektywy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego nie jest to klasyczne źródło wytwórcze, lecz zasób elastycznego poboru, który może szybko zwiększać lub zmniejszać zapotrzebowanie na moc. Oznacza to, że ciepłownia wyposażona w kocioł elektrodowy i magazyn ciepła może nie tylko korzystać z niskich cen energii elektrycznej, ale również aktywnie uczestniczyć w bilansowaniu systemu.

Techniczna zasada działania kotła elektrodowego jest prosta: energia elektryczna jest bezpośrednio zamieniana w ciepło w wodzie kotłowej. Dzięki temu urządzenie osiąga bardzo wysoką sprawność konwersji energii elektrycznej na ciepło, a jednocześnie może pracować na wysokich parametrach temperaturowych wymaganych w istniejących systemach ciepłowniczych.

Z punktu widzenia rynku bilansującego najważniejsza jest nie sama produkcja ciepła, lecz zdolność kotła do kontrolowanej zmiany poboru mocy elektrycznej. Kocioł może świadczyć elastyczność w dwóch kierunkach. Regulacja „w dół” dla systemu elektroenergetycznego polega na zwiększeniu poboru energii elektrycznej, czyli uruchomieniu lub podniesieniu mocy kotła w sytuacji nadpodaży energii. Jest to szczególnie wartościowe przy wysokiej generacji z PV lub wiatru, gdy operator systemu potrzebuje dodatkowego odbioru mocy. Regulacja „w górę” polega natomiast na ograniczeniu poboru, czyli redukcji mocy kotła lub jego czasowym wyłączeniu. Dla systemu ma to taki sam efekt bilansowy jak zwiększenie generacji po stronie wytwórczej, ponieważ zmniejsza chwilowe zapotrzebowanie netto.

W praktyce zakres możliwej regulacji zależy od punktu pracy kotła. Jeżeli kocioł jest wyłączony, może zaoferować przede wszystkim możliwość zwiększenia poboru, a więc rezerwę „w dół”. Jeżeli

pracuje z mocą znamionową, może zaoferować głównie redukcję poboru, czyli rezerwę „w górę”. Jeżeli pracuje w punkcie pośrednim, np. przy 40-60% mocy, może świadczyć usługę dwukierunkową, ponieważ ma przestrzeń zarówno do zwiększenia, jak i zmniejszenia poboru. Taki tryb pracy jest szczególnie istotny dla usług wymagających symetrycznej lub szybkiej regulacji, ale wymaga odpowiedniego sterowania oraz uzasadnienia ekonomicznego, ponieważ utrzymywanie kotła w punkcie pośrednim może oznaczać rezygnację z pracy wyłącznie w najtańszych godzinach energii.

Zgodnie z Warunkami Dotyczącymi Bilansowania PSE katalog usług bilansujących obejmuje m.in. energię bilansującą, rezerwę utrzymania częstotliwości FCR, rezerwę odbudowy częstotliwości FRR, rezerwę odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną aFRR, rezerwę odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego mFRRd oraz rezerwę zastępczą RR. PSE wskazuje również, że moce bilansujące FCR, aFRR, mFRRd i RR, zarówno w górę, jak i w dół, są nabywane na zasadach rynkowych, a mogą być świadczone przez jednostki grafikowe utworzone z małych i dużych zasobów, niezależnie od technologii, pod warunkiem ważnej kwalifikacji do świadczenia danego typu mocy bilansującej.

W tym kontekście kocioł elektrodowy może być rozpatrywany jako zasób świadczący kilka typów usług. Po pierwsze, może uczestniczyć w dostawie energii bilansującej, czyli zmieniać pobór mocy na polecenie operatora względem zgłoszonego programu pracy. PSE definiuje energię bilansującą jako energię dostarczoną lub odebraną przez jednostkę grafikową w wyniku zmiany programu pracy na polecenie OSP, przy wykorzystaniu oferty zintegrowanego procesu grafikowania lub aktywacji nabytych mocy bilansujących. Dla kotła elektrodowego oznacza to możliwość zwiększenia poboru w okresach nadwyżki energii albo ograniczenia poboru w okresach deficytu mocy.

Po drugie, kocioł może potencjalnie świadczyć rezerwy mocy bilansującej. FCR jest rezerwą mocy czynnej służącą utrzymaniu częstotliwości po wystąpieniu niezbilansowania, a kwalifikacja do jej świadczenia dotyczy odrębnie kierunku w górę i w dół. Dla kotła elektrodowego usługa FCR byłaby najbardziej wymagająca technicznie, ponieważ wymaga bardzo szybkiej i niezawodnej reakcji układu regulacji. W praktyce możliwość jej świadczenia powinna być każdorazowo potwierdzona testami kwalifikacyjnymi oraz analizą wpływu szybkich zmian poboru na instalację elektryczną, układ zasilania SN, automatykę kotła i hydraulikę układu ciepłowniczego.

Po trzecie, bardziej naturalnym obszarem dla kotła elektrodowego może być aFRR i mFRR, czyli regulacja odbudowy częstotliwości. aFRR jest aktywowana przez OSP zdalnie i automatycznie z wykorzystaniem systemu LFC, natomiast mFRRd jest aktywowana zdalnie, ale nieautomatycznie, niezależnie od harmonogramu aktywacji ofert na energię bilansującą. Dla ciepłowni oznacza to możliwość zaoferowania operatorowi przewidywalnego, sterowalnego zakresu zmiany poboru, pod warunkiem że system ciepłowniczy jest w stanie przyjąć dodatkowe ciepło albo czasowo pokryć jego brak z magazynu lub innych źródeł.

Po czwarte, kocioł może uczestniczyć w rezerwie zastępczej RR, która służy odbudowie lub uzupełnieniu wymaganej wielkości FRR i przygotowaniu systemu na dodatkowe niezbilansowanie. Ten typ usługi jest szczególnie interesujący tam, gdzie ciepłownia może zaplanować dostępność kotła w dłuższych blokach czasowych i gdzie nie jest wymagana tak szybka odpowiedź jak w przypadku FCR. Dla przedsiębiorstw ciepłowniczych RR lub mFRR mogą być więc pierwszym, bardziej realistycznym etapem wejścia na rynek usług bilansujących.

Warunkiem praktycznego świadczenia usług bilansujących jest udział poprzez Dostawcę Usług Bilansujących oraz jednostkę grafikową. PSE wskazuje, że usługi bilansujące świadczy DUB poprzez jednostki grafikowe, dla których posiada aktualne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia danych usług oraz których parametry są zgodne z potwierdzeniem kwalifikacji i umową

przesyłania. Co istotne, zasób nie musi być własnością DUB - proces kwalifikacji może być prowadzony dla zasobu lub grupy zasobów reprezentowanych przez dostawcę usług bilansujących. Otwiera to drogę do modeli, w których ciepłownia współpracuje z agregatorem lub wyspecjalizowanym podmiotem rynkowym, zamiast samodzielnie budować pełne kompetencje handlowe, komunikacyjne i operacyjne wymagane na rynku bilansującym.

Z perspektywy ciepłowni kluczowe jest jednak to, że usługi bilansujące nie mogą pogarszać bezpieczeństwa dostaw ciepła. Kocioł elektrodowy powinien być traktowany jako element portfela źródeł, a nie jako niezależny odbiornik energii elektrycznej. Jego praca musi być skoordynowana z magazynem ciepła, źródłami konwencjonalnymi, kogeneracją, pompami ciepła i prognozą zapotrzebowania na ciepło. W godzinach, w których kocioł zwiększa pobór na potrzeby regulacji „w dół”, nadwyżka ciepła powinna być kierowana do magazynu ciepła lub wykorzystywana do ograniczenia pracy źródeł paliwowych. W godzinach, w których kocioł ogranicza pobór na potrzeby regulacji „w górę”, system ciepłowniczy musi mieć możliwość pokrycia zapotrzebowania z magazynu albo innych źródeł.

Dlatego magazyn ciepła jest praktycznie warunkiem wysokiej wartości regulacyjnej kotła elektrodowego. Bez magazynu możliwości świadczenia usług są ograniczone bieżącym zapotrzebowaniem na ciepło i ryzykiem przegrzewu sieci. Z magazynem kocioł może pracować bardziej niezależnie od chwilowego odbioru ciepła, a ciepłownia może zamieniać usługę bilansowania systemu elektroenergetycznego w zapas energii cieplnej do późniejszego wykorzystania.

Model biznesowy dla ciepłowni powinien opierać się na łączeniu kilku strumieni wartości. Pierwszym jest produkcja ciepła w godzinach niskich lub ujemnych cen energii. Drugim jest wynagrodzenie za gotowość do świadczenia mocy bilansujących. Trzecim jest wynagrodzenie za aktywowaną energię bilansującą. Czwartym jest redukcja zużycia paliw kopalnych i kosztów emisji CO₂. Piątym jest poprawa elastyczności całego systemu ciepłowniczego, zwłaszcza przy współpracy z kogeneracją. Taka architektura pozwala

przejsć od prostego modelu „kup energię i wyprodukuj ciepło” do modelu, w którym ciepłownia staje się aktywnym uczestnikiem rynku energii.

Najbardziej racjonalna ścieżka wdrożenia dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego powinna być etapowa. W pierwszym kroku kocioł pracuje przede wszystkim jako źródło ciepła uruchamiane w godzinach niskich cen energii i wysokiej generacji OZE. W drugim kroku, po integracji z magazynem ciepła i systemem EMS, ciepłownia może udostępniać ograniczoną elastyczność odbioru w formule współpracy z agregatorem lub DUB. W trzecim kroku, po przejściu kwalifikacji i testów, kocioł może świadczyć wybrane usługi bilansujące,

w pierwszej kolejności energię bilansującą, mFRR lub RR, a w bardziej zaawansowanych konfiguracjach również aFRR lub FCR.

Z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego największa wartość kotła elektrodowego polega na tym, że pozwala zagospodarować nadwyżki energii elektrycznej bez konieczności ich późniejszego oddawania do sieci. Z punktu widzenia ciepłowni największa wartość polega na tym, że ta sama instalacja może jednocześnie produkować ciepło, ograniczać zużycie paliw, stabilizować koszt wytwarzania i generować dodatkowe przychody z elastyczności.



6. Model ekonomiczny: od zmiennej ceny energii do stabilnej ceny ciepła

Charakterystyka rynków: energia elektryczna i ciepło

Rynek energii elektrycznej jest coraz bardziej zmienny. Ceny godzinowe na RDN i ceny bilansujące odzwierciedlają chwilowy bilans podaży i popytu, generację OZE, awarie, import oraz eksport, pracę jednostek konwencjonalnych i ograniczenia sieciowe. W efekcie ta sama megawatogodzina energii elektrycznej może mieć w różnych godzinach wartość dodatnią, bliską zera albo ujemną.

Rynek ciepła systemowego ma inną logikę. Ciepło jest produktem lokalnym, dostarczonym przez sieć, a jego cena jest stabilizowana przez taryfę i koszty uzasadnione. W 2024 r. średnia cena ciepła sprzedawanego ze wszystkich koncesjonowanych źródeł wyniosła 105,74 zł/GJ, czyli ok. 380,7 zł/MWh_{th}. Średnia cena ciepła z węgla ka-

miennego wyniosła 103,49 zł/GJ, a z gazu ziemnego wysokometanowego 129,67 zł/GJ. Średnia stawka opłaty za usługi przesyłowe wyniosła 31,76 zł/GJ.

[S2]

Logika biznesowa zastosowania źródeł Power-to-Heat polega na wykorzystaniu zmienności pierwszego rynku do wytworzenia stabilnego produktu drugiego rynku. Nie chodzi o to, aby kupować energię elektryczną przez cały rok po cenie średniej, lecz aby kupować ją selektywnie w godzinach o najniższej cenie całkowitej i najwyższej wartości systemowej lub - w przypadku pomp ciepła - wykorzystywać „dźwignię technologiczną”, jaką jest COP, pozwalające z 1 MWh energii elektrycznej wytworzyć nawet 3 MWh energii cieplnej.

Arbitraż energetyczny

Arbitraż w modelu P2H składa się z czterech kroków:

- 1) identyfikacja godzin taniej energii - prognoza cen RDN/RB, generacji OZE, ryzyka curtailmentu i lokalnych ograniczeń sieciowych;
- 2) konwersja energii elektrycznej na ciepło - praca kotła elektrodowego lub pompy ciepła w optymalnym zakresie mocy;
- 3) magazynowanie ciepła - ładowanie magazynu ciepła lub wykorzystanie pojemności sieci;
- 4) sprzedaż lub wykorzystanie ciepła w taryfowanym systemie - redukcja pracy źródeł paliwowych, kosztów paliwa i kosztów CO₂.

Ekonomika arbitrażu nie jest równa różnicy między ceną energii elektrycznej a ceną ciepła. Należy uwzględnić sprawność konwersji, koszty dystrybucji energii, opłaty stałe, koszty mocy zamówionej, O&M, koszty magazynu, straty ciepła, koszty

finansowania oraz możliwość przypisania ciepła do OZE. Dlatego projekt P2H powinien być oceniany modelem godzinowym, a nie wyłącznie rocznym bilansem energii.

Progi opłacalności - przykład orientacyjny

Na podstawie średnich cen ciepła URE można wyznaczyć orientacyjny próg ceny energii elektrycznej dla kotła elektrodowego. Są to progi „brutto”, liczone wyłącznie od ceny ciepła; w realnym projekcie wiążącym czynnikiem jest pełny koszt energii (z opłatami dystrybucyjnymi), omówiony w kolejnej sekcji. Jeżeli średnia cena ciepła z gazu wysokometanowego wyniosła w 2024 r. 129,67 zł/GJ,

to odpowiada to ok. 466,8 zł/MWh_{th}. Przy sprawności kotła elektrodowego 99% maksymalny koszt energii elektrycznej wraz ze zmiennymi opłatami, przy którym koszt zmienny ciepła byłby równy tej wartości, wynosi ok. 462 zł/MWh_e. Dla ciepła z węgla kamiennego (103,49 zł/GJ, czyli ok. 372,6 zł/MWh_{th}) analogiczny próg wynosi ok. 369 zł/MWh_e. [3]

Tabela 3. Kalkulacja opłacalności P2H względem paliw konwencjonalnych

Punkt odniesienia	Cena ciepła	W MWh _{th}	Próg kosztu energii (η=99%)
Średnia cena wytwarzania ciepła - wszystkie źródła	105,74 zł/GJ	380,7 zł/MWh _{th}	ok. 377 zł/MWh _e
Ciepło z węgla kamiennego	103,49 zł/GJ	372,6 zł/MWh _{th}	ok. 369 zł/MWh _e
Ciepło z gazu wysokometanowego	129,67 zł/GJ	466,8 zł/MWh _{th}	ok. 462 zł/MWh _e

Powyższe progi nie są rekomendacją inwestycyjną, lecz ilustracją mechanizmu. W realnym projekcie należy dodać koszty stałe przyłącza i mocy, koszty magazynu, O&M, straty oraz przychody z elastyczności. Jednocześnie w godzinach ujemnych

cen energia elektryczna może obniżać koszt produkcji ciepła znacznie poniżej wartości średniorocznych, o ile struktura opłat dystrybucyjnych i taryfowych nie zneutralizuje tej korzyści.

Struktura kosztu energii dla kotła elektrodowego

Próg liczony wyłącznie od ceny ciepła pomija to, co w praktyce decyduje o ekonomice. Realny koszt 1 MWh energii elektrycznej pobranej przez kocioł elektrodowy składa się w większości ze składników niezależnych od ceny giełdowej. Dla odbiorcy

na średnim napięciu (grupa taryfowa B21) orientacyjne wartości na 2026 r. (netto) przedstawia poniższa tabela. Tylko ostatni wiersz - cena energii - jest tym, co P2H optymalizuje; pozostałe są płacone niezależnie od ceny spot.

Tabela 4. Struktura kosztów energii dla kotła elektrodowego Tatyfa B21 wybranego OSD

Składnik	zł/MWh (2026)	Zależny od ceny spot?
Składnik zmienny stawki sieciowej (B23)	71,14	nie
Opłata jakościowa	33,06	nie
Opłata OZE	7,3	nie
Opłata kogeneracyjna	3,0	nie
Razem opłaty zmienne (bez mocowej)	114,50	nie
Opłata mocowa (godz. 7-21 dni rob.; profil K1-K4)	7-21 - 219,40 22-7 - 0	nie (zależy od godziny i profilu)
Opłaty stałe (opłata sieciowa stała, opłata handlowa)	wg mocy umownej 1871 PLN/MW	nie
Cena energii (RDN/RB)	od ujemnej do progu uruchomienia	TAK

Konsekwencja jest kluczowa: w przypadku kotła elektrodowego o ekonomice pracy nie decyduje wyłącznie cena energii na rynku spot. Duża część kosztu 1 MWh energii elektrycznej pobranej

z sieci wynika ze składników regulowanych i dystrybucyjnych, które są naliczane niezależnie od bieżącej ceny energii. W analizowanym przypadku są to przede wszystkim:

- ok. 114,50 zł/MWh opłat zmiennych, obejmujących składnik zmienny stawki sieciowej, opłatę jakościową, opłatę OZE i opłatę kogeneracyjną,
- 219,40 zł/MWh opłaty mocowej w godzinach jej obowiązywania, tj. zasadniczo w dni robocze w godzinach 7:00–21:00,
- dopiero na końcu cena energii elektrycznej z rynku RDN/RB, która może przyjmować zarówno wartości dodatnie, zerowe, jak i wartości ujemne.

Oznacza to, że w godzinach taniej energii elektrycznej koszt samej energii może być niski lub nawet ujemny, ale całkowity koszt pracy kotła nadal może pozostawać istotny z powodu opłat niezależnych od rynkowej ceny energii.

Przykładowo, w godzinie nadwyżki energii z PV w środku dnia roboczego, gdy cena energii na rynku spot wynosi 0 zł/MWh, ale obowiązuje opłata mocowa, całkowity koszt poboru energii przez kocioł wynosi orientacyjnie:

$$0 \text{ zł/MWh} + 114,5 \text{ zł/MWh} + 219 \text{ zł/MWh} = 333,50 \text{ zł/MWh}_e \rightarrow \sim 92,64 \text{ PLN/GJ}$$

Przy sprawności kotła elektrodowego na poziomie **99%** odpowiada to kosztowi ok. **336,9 zł/MWh_{th}** wytworzonego ciepła. Taki poziom jest nadal niższy od orientacyjnego progu kosztowego dla ciepła z gazu, szacowanego na ok. **462 zł/MWh_{th}**, oraz znajduje się na granicy konkurencyjności wzglę-

dem ciepła z węgla, którego próg oszacowano na ok. **369–377 zł/MWh_{th}**. Oznacza to, że kocioł elektrodowy może być konkurencyjny względem źródeł gazowych już dziś, ale opłata mocowa istotnie ogranicza skalę tej przewagi.

Skala wpływu opłaty mocowej jest bardzo duża. W powyższym przykładzie odpowiada ona za ok. **219 zł/MWh** z całkowitego kosztu ok. **337 zł/MWh**, czyli za około **2/3 kosztu poboru energii**. W praktyce oznacza to, że nawet przy zerowej cenie energii na rynku spot, odbiorca nadal ponosi znaczący koszt systemowy.

Jeszcze lepiej widać to przy cenach ujemnych. Jeżeli cena energii elektrycznej wynosi **-100 zł/MWh**, to w godzinach objętych opłatą mocową całkowity koszt poboru energii wynosi orientacyjnie:

$$-100 \text{ zł/MWh} + 114,5 \text{ zł/MWh} + 219 \text{ zł/MWh} = \text{ok. } 233,5 \text{ zł/MWh}_e \rightarrow \sim 65 \text{ PLN/GJ}$$

Innymi słowy, mimo że rynek „dopłaca” do odbioru energii, odbiorca końcowy nadal ponosi dodatni koszt jej wykorzystania, ponieważ opłaty regulowane i dystrybucyjne przewyższają wartość ujemnej ceny energii.

Sytuacja zmienia się dopiero poza godzinami obowiązywania opłaty mocowej, czyli przede wszystkim w nocy, weekendy oraz dni wolne. Wte-

dy koszt całkowity przy cenie spot **0 zł/MWh** spada do ok. **114,5 zł/MWh_e**, a przy cenie **-100 zł/MWh** do ok. **14,5 zł/MWh_e**. To pokazuje, że dla ekonomiki Power-to-Heat kluczowe znaczenie ma nie tylko sama cena energii elektrycznej, ale również godzina pracy kotła i struktura opłat sieciowych oraz regulowanych.

Wpływ proponowanego mechanizmu zielonych godzin (IDC)

Mechanizm zielonych godzin (IDC - Interwencyjna Dostawa mocy Czynnej) pozwala we wskazanych dniach i godzinach zwiększyć pobór mocy czynnej ponad moc umowną. Rekomenduje się powiązanie go z trzema zmianami w opłatach, obowiązującymi w tych właśnie godzinach: opłata

mocowa $\rightarrow 0$, pozostałe opłaty zmienne $\rightarrow 0$, a opłaty stałe naliczane od zredukowanej mocy umownej (bo pobór nadwyżkowy odbywa się ponad bazową moc umowną). Efekt na koszt całkowity pokazuje tabela.

Tabela 5. Rekomendowane zmiany IDC

Godzina	Cena energii	Obecnie (zł/MWh _e)	Po rekomendacji
Południe PV, dzień roboczy (z mocową)	0	$0 + 114 + 219 \approx 333$ $\rightarrow$ 93 PLN/GJ	$0 + (\text{proporcjonalna stała})$
Cena ujemna, w szczycie mocowym	-100	$-100 + 114 + 219 \approx 233$ $\rightarrow$ 65 PLN/GJ	≈ -100 (system dopłaca)
Standardowe godziny przy stałej, zakontraktowanej cenie energii z OZE	300	$350 + 114 + 219 \approx 683$ $\rightarrow$ 190 PLN/GJ	≈ 350 (wyłącznie koszt energii) $\rightarrow$ 97 PLN/GJ

Innymi słowy: bez zmiany struktury opłat kocioł elektrodowy „dopłaca” do energii w godzinach, w których system najbardziej potrzebuje elastycznego popytu. Po wprowadzeniu mechanizmu koszt krańcowy w zielonych godzinach sprowadza się praktycznie do ceny energii, więc P2H pracuje wtedy, gdy realnie obniża curtailment i ceny ujemne - a opłata mocowa, naliczana dziś dokładnie w oknie południowej nadwyżki PV (godz. 7-21), przestaje „karać” pożądane zachowanie. Dodatkowo takie podejście stwarza możliwość kontraktowania energii z OZE na potrzeby Power-to-Heat po stałej cenie odbioru, co automatycznie alokuje lokalnie część energii i odciąża system, przy obecnych uwarunkowaniach takie podejście jest niemożliwe z uwagi na końcową cenę ciepła sięgającą 190-200 PLN/GJ.

Konstrukcja rekomendacji wynika wprost z natury każdej z opłat. Opłata mocowa służy ograniczaniu poboru w godzinach szczytu zapotrzebowania - jej naliczanie w oknie nadwyżki OZE działa więc wbrew własnemu celowi i w zielonych godzinach powinno zostać zawieszone. Pozostałe opłaty zmienne (sieciowa zmienna, jakościowa, OZE, kogeneracyjna) odnoszą się do energii, która i tak była nadwyżkowa i podlegałaby redukcji, dlatego ich pobór nie ma w tych godzinach uzasadnienia kosztowego. Opłatę sieciową stałą utrzymujemy świadomie, lecz naliczaną od zredukowanej mocy umownej - pobór nadwyżkowy odbywa się ponad bazową, zakontraktowaną moc, a takie rozwiązanie zachowuje przejrzystość rozliczeń i częściowy zwrot kosztów stałych dla OSD, co czyni mechanizm prostszym do wdrożenia bez naruszania logiki taryfowej.

Wpływ na LCOH i koszty systemowe

W raportach branżowych dotyczących elektryfikacji ciepłownictwa wskazuje się, że układy Power-to-Heat z magazynem ciepła mogą osiągać koszt wytwarzania ciepła na poziomie ok. 100–105 zł/GJ, czyli ok. 360–380 zł/MWh_{th}, w zależności od przyjętej konfiguracji technologicznej, profilu pracy, kosztu energii elektrycznej oraz zakresu wykorzystania magazynu ciepła. Poziomy te są porównywalne z referencyjnymi kosztami ciepła z wybranych źródeł konwencjonalnych, a w niektórych wariantach mogą być od nich niższe. [5]

Istotny jest również wpływ P2H na koszty zmienne pracy całego systemu ciepłowniczego. W analizach sektorowych wskazuje się, że włączenie technologii Power-to-Heat do miksu źródeł może obniżyć zmienny koszt wytwarzania ciepła

nawet o kilkanaście procent, ponieważ pozwala ograniczać pracę najdroższych źródeł paliwowych w godzinach, w których dostępna jest tania energia elektryczna. [2]

Najważniejszy wniosek jest więc taki, że ekonomiki Power-to-Heat nie należy oceniać wyłącznie przez koszt pracy samego kotła elektrodowego w pojedynczej godzinie. O wyniku projektu decyduje cały układ: kocioł lub pompa ciepła, magazyn ciepła, profil cen energii, opłaty dystrybucyjne, koszt paliwa i CO₂ oraz algorytm sterowania źródłami. Dopiero analiza godzinowa pokazuje, czy P2H rzeczywiście obniża roczny koszt wytwarzania ciepła i zwiększa elastyczność systemu.

Kluczowe wskaźniki dla oceny projektu

Tabela 6. Kryteria oceny projektu Power-to-Heat

KPI	Definicja	Znaczenie
LCOH	Uśredniony koszt wytworzenia ciepła w zł/MWh _{th} lub zł/GJ	Porównanie technologii i scenariuszy
Koszt zmienny ciepła	Koszt energii, paliwa, CO ₂ i O&M zmiennego na jednostkę ciepła	Decyzje godzinowe o dispatchu
Godziny pracy P2H	Liczba godzin pracy i rozkład względem cen energii	Ocena, czy instalacja pracuje w tanich godzinach
Wolumen energii OZE zagospodarowanej	MWh energii zużytej w P2H w godzinach nadpodaży/OZE	Wpływ systemowy i środowiskowy
Redukcja emisji CO ₂	tCO ₂ uniknięte dzięki zastąpieniu węgla/gazu	Wartość regulacyjna i środowiskowa
Przychody z elastyczności	Przychody z DSR, usług systemowych, kontraktów z OZE lub avoided curtailment	Dodatkowy strumień wartości

Implikacje dla struktury projektu

Projekt P2H powinien być przygotowany jako przedsięwzięcie energetyczno-cyfrowe. Sam zakup kotła elektrodowego i budowa przyłącza nie gwarantują ekonomiki. Wymagany jest model godzinowy, dobór mocy względem zapotrzebowania i profilu cen, analiza magazynu, uzgodnienie taryfy energii, projekt integracji automatyki, a także mechanizm podejmowania decyzji operacyjnych. Szczególnie ważne jest uwzględnienie kosztu

mocy przyłączeniowej i opłat dystrybucyjnych, ponieważ mogą one decydować o opłacalności nawet wtedy, gdy ceny spot są bardzo niskie. Do decyzji „uruchamiać kocioł w danej godzinie czy nie” liczą się przy tym wyłącznie koszty krańcowe (składnik zmienny sieciowy, opłaty zmienne oraz - w godzinach szczytu - opłata mocowa), a nie koszty stałe, które są ponoszone niezależnie od pracy w danej godzinie.

7. Studium przypadku: magazyn ciepła, kocioł elektrodowy i pompa ciepła jako trzy modele wdrożenia sector coupling

Trzy przedstawione przykłady pokazują różne, ale komplementarne ścieżki wykorzystania Power-to-Heat w ciepłownictwie systemowym. Pierwszy przypadek dotyczy wdrożenia dobowego magazynu ciepła TTES w średniej wielkości ciepłowni miejskiej, w której magazyn staje się elementem optymalizacji pracy planowanych źródeł: kotła elektrodowego, źródeł gazowych, kogeneracji oraz instalacji PV. Drugi przypadek dotyczy koncepcji wdrożenia kotła elektrodowego w systemie opartym nadal w znacznej części na źródłach konwencjonalnych, gdzie kluczową wartością jest sterowalny pobór energii elektrycznej w godzinach niskich cen, możliwość udziału w usługach bilansujących oraz przygotowanie systemu do współpracy z magazynem ciepła i PV. Trzeci przypadek pokazuje wdrożenie zalicznikowej pompy ciepła w ciepłowni wykorzystującej źródła biomasowe, kogenerację biomasową oraz kotłownię węglową. W tym wariancie Power-to-Heat nie opiera się wyłącznie na krótkoterminowym wykorzystaniu godzin niskich lub ujemnych cen na rynku SPOT. Model zakłada możliwość pracy pompy ciepła przy stabilnej cenie zakupu energii elektrycznej, np. w formule kontraktu cenowego z OZE lub lokalnej umowy z istniejącą kogeneracją biomasową. Pompa ciepła staje się w takim układzie źródłem pracującym w podstawie, zwiększającym udział ciepła niskoemisyjnego, ograniczającym zużycie paliw i emisje CO₂ oraz poprawiającym lokalne zagospodarowanie energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji.

Wspólnym wnioskiem z trzech studiów przypadku jest to, że ekonomika Power-to-Heat nie wynika wyłącznie ze sprawności samego urządzenia. Decydujące są: profil zapotrzebowania na ciepło, godziny pracy względem cen energii elektrycznej, struktura opłat dystrybucyjnych, możliwość przesunięcia produkcji ciepła w czasie, dostępność lokalnych źródeł energii elektrycznej, status i ograniczenia źródeł konwencjonalnych oraz jakość algorytmu optymalizacji pracy systemu. W praktyce oznacza to, że kocioł elektrodowy, pompa ciepła lub magazyn ciepła powinny być dobierane nie jako pojedyncze aktywa, lecz jako element zintegrowanego modelu operacyjnego ciepłowni.

Przedstawione przypadki pokazują również, że Power-to-Heat może pełnić różne funkcje w zależności od lokalnego systemu. Może być narzędziem absorpcji nadwyżek OZE i pracy w godzinach niskich cen energii, zasobem elastyczności dla systemu elektroenergetycznego, sposobem na zwiększenie autokonsumpcji energii z lokalnej kogeneracji albo źródłem stabilnego, kontraktowanego ciepła w formule noCAPEX. Dlatego wdrożenia P2H nie powinny być oceniane wyłącznie przez pryzmat jednego modelu biznesowego. Ich wartość zależy od zdolności połączenia rynku energii, rynku ciepła, lokalnego miksu wytwórczego i infrastruktury magazynowania w jeden spójny system.

Metodyka i zakres analizy przypadków

Studia przypadku przygotowano w logice projektowej właściwej dla decyzji inwestycyjnych w ciepłownictwie: od profilu zapotrzebowania na ciepło, przez strukturę źródeł i warunki zakupu energii, po wynik ekonomiczny, operacyjny i systemowy. W pierwszym przypadku analizowano trzy warianty pracy ciepłowni: wariant referencyjny bez magazynu ciepła, wariant z magazynem 1 900 m³ oraz wariant z magazynem 2 500 m³. W drugim przypadku analizowano pracę kotła elektrodowego o mocy 5,5 MWt względem godzinowych cen energii elektrycznej i profilu zapotrzebowania systemu w okresie 21.08.2024-20.08.2025.

W trzecim przypadku analizowano wdrożenie zalicznikowej pompy ciepła o mocy 3 MWt w ciepłowni wykorzystującej kogenerację biomasową, kocioł biomasowy oraz kotłownie węglowe. W odróżnieniu od przypadku kotła elektrodowego, analiza nie opierała się wyłącznie na zmienności godzinowych cen energii elektrycznej na rynku SPOT. Przyjęto model pracy pompy ciepła w formule stabilnego kontraktu energetycznego, w którym energia elektryczna może pochodzić z lokalnej kogeneracji biomasowej lub z kontraktu cenowego z OZE.

Ocena nie sprowadza się do porównania jednostkowego kosztu wytworzenia 1 GJ ciepła. W analizie uwzględniono również zdolność tech-

nologii do świadczenia elastyczności, wpływ na pracę źródeł bazowych i szczytowych, potencjał ograniczenia pracy źródeł w reżimach nieoptymalnych, możliwość lokalnego zagospodarowania energii elektrycznej oraz możliwość wygenerowania dodatkowych przychodów z rynku energii elektrycznej lub systemów wsparcia. W przypadku pompy ciepła istotnym elementem oceny było także sprawdzenie, czy Power-to-Heat może być wdrażany nie tylko jako odpowiedź na niskie ceny SPOT, ale również jako stabilne źródło ciepła pracujące w podstawie przy przewidywalnym koszcie energii elektrycznej.

Takie podejście jest konieczne, ponieważ P2H jest technologią sektorową: wartość powstaje jednocześnie po stronie ciepła, energii elektrycznej i pracy systemu. Magazyn ciepła zwiększa swobodę przesuwania produkcji w czasie, kocioł elektrodowy umożliwia szybki i sterowalny pobór energii elektrycznej, a pompa ciepła pozwala efektywnie przetwarzać energię elektryczną na ciepło przy wysokim współczynniku COP i stabilnym koszcie jednostkowym. Dopiero analiza tych elementów w kontekście lokalnego miksu źródeł, profilu zapotrzebowania i warunków kontraktowych pokazuje pełną wartość wdrożenia sector coupling w ciepłownictwie systemowym.

Studium przypadku A: dobowy magazyn ciepła TTES w średniej ciepłowni miejskiej

Charakter systemu i wyjściowa struktura źródeł

Analizowany system A jest średniej wielkości miejskim systemem ciepłowniczym o rocznym zapotrzebowaniu na ciepło ok. 115 tys. GJ, czyli ok. 32 GWh. Zainstalowana moc cieplna systemu wynosi 15 MWt, a zapotrzebowanie szczytowe w najchłodniejszym miesiącu oszacowano na ok. 9 MWt.

Minimalne zapotrzebowanie w najcieplejszym miesiącu wynosi ok. 0,5 MWt, co dobrze pokazuje sezonową asymetrię obciążenia typową dla ciepłownictwa systemowego: źródła muszą pokrywać wysoki szczyt zimowy, ale przez znaczną część roku pracują przy bardzo niskim odbiorze ciepła.

W modelu inwestycyjnym przyjęto rozwój układu w kierunku hybrydowym. Główne projektowane źródła obejmowały:

- kocioł gazowy o mocy 7 MWt, pracujący jako źródło konwencjonalne i zabezpieczające pokrycie zapotrzebowania na ciepło,
- kocioł elektrodowy o mocy 7 MWt, pracujący przede wszystkim w godzinach niskich cen energii elektrycznej albo w sytuacjach szczytowego zapotrzebowania na ciepło,
- jednostka kogeneracji gazowej o mocy ok. 1 MWt / 1,1 MWe, której praca pozwala jednocześnie produkować ciepło i energię elektryczną,
- instalacja PV o mocy 1,4 MWp, której energia mogła być oddawana do sieci albo wykorzystywana lokalnie, w szczególności do zasilania kotła elektrodowego.

Kocioł elektrodowy pełnił rolę źródła elastycznego, które może pracować przy niskich cenach energii elektrycznej lub w godzinach szczytowego zapotrzebowania na ciepło. Jednostka kogene-

racyjna miała natomiast potencjał pracy bazowej, pod warunkiem zapewnienia odbioru ciepła i ekonomicznego eksportu energii elektrycznej.

Najważniejsze założenia rynkowe były następujące:

- profil cen energii elektrycznej przyjęto na podstawie ścieżek cenowych publikowanych przez firmę Baringa na rok 2026,
- opłaty dystrybucyjne energii elektrycznej przyjęto zgodnie z cennikiem Tauron Dystrybucja 2025,
- profil produkcji PV opracowano na podstawie średniego profilu iradiacji w danym regionie,
- dla kogeneracji przyjęto premię kogeneracyjną 274,77 PLN/MWh, zgodnie z wartością referencyjną dla nowych jednostek kogeneracji gazowej w 2026 r.,
- przyjęto, że jednostka kogeneracyjna nie pracuje w godzinach ujemnych cen energii elektrycznej, ponieważ sprzedaż energii do sieci byłaby wtedy ekonomicznie nieuzasadniona,
- przyjęto planowane przerwy eksploatacyjne kogeneracji w wymiarze 24 h na kwartał,
- emisję CO₂ dla źródeł gazowych przyjęto na poziomie 55,73 kg/GJ, zgodnie z wartościami opałowymi i wskaźnikami emisji stosowanymi do raportowania w ramach EU ETS za 2025 r.,
- analizowana ciepłownia nie uczestniczy w EU ETS, dlatego koszt uprawnień do emisji nie był głównym elementem kalkulacji taryfowej w tym studium przypadku.

Tabela 7. Kluczowe parametry wejściowe dla systemu A

Parametr	Wartość / założenie
Zainstalowana moc cieplna systemu	15 MWt
Roczne zapotrzebowanie na ciepło	ok. 115 tys. GJ/rok, tj. ok. 32 GWh/rok
Średnie dobowe zużycie ciepła	zima: ok. 520 GJ/doba; lato: ok. 63 GJ/doba
Zapotrzebowanie szczytowe	ok. 9 MWt
Zapotrzebowanie minimalne	ok. 0,5 MWt
Planowany kocioł elektrodowy	7 MWt, sprawność >98%, zakres regulacji 10-100%, praca przy niskich cenach energii lub w szczycie
Planowana kogeneracja gazowa	ok. 1 MWt / 1,1 MWe, premia kogeneracyjna przyjęta na poziomie 274,77 PLN/MWh
Planowana PV	1,4 MWp

Źródło: Opracowanie własne na podstawie zanonimizowanego raportu źródłowego

Cel inwestycji

Celem inwestycji nie było wyłącznie dodanie pojemności akumulacyjnej do systemu. Magazyn ciepła miał rozwiązać trzy problemy operacyjne typowe dla systemów hybrydowych. Po pierwsze, umożliwić rozdzielenie momentu produkcji ciepła od momentu jego odbioru przez sieć. Po drugie, zwiększyć wykorzystanie godzin niskich cen energii elektrycznej przez kocioł elektrodowy, bez konieczności natychmiastowego odbioru całej produkcji przez odbiorców końcowych. Po trzecie, zapewnić stabilniejszą, bardziej ciągłą pracę jednostki kogeneracyjnej w okresach, w których bieżące zapotrzebowanie na ciepło byłoby zbyt niskie, aby utrzymać ją w optymalnym reżimie.

W praktyce magazyn TTES staje się buforem pomiędzy rynkiem energii elektrycznej a taryfowanym rynkiem ciepła. Kocioł elektrodowy może ładować magazyn wtedy, gdy energia elektryczna jest tania, a magazyn oddaje ciepło w godzinach wyższego zapotrzebowania lub wyższych cen energii. Analogicznie, magazyn przejmuje nadwyżkę ciepła z kogeneracji wtedy, gdy produkcja energii elektrycznej jest opłacalna, lecz bieżący odbiór ciepła w sieci jest ograniczony. Dzięki temu wzrasta wartość całego układu, a nie tylko pojedynczego źródła.

Zakres analizowanych wariantów

W analizie porównano wariant referencyjny bez magazynu ciepła oraz dwa warianty z naziemnym, stalowym magazynem wodnym typu TTES. Dla magazynu o pojemności 1 900 m³ pojemność cieplną określono na ok. 116-121 MWh, natomiast dla magazynu 2 500 m³ na ok. 155-160 MWh. W obu

wariantach przyjęto pracę w parametrach właściwych dla sieci ciepłowniczej, z wodą jako medium magazynującym, ciśnieniem roboczym dostosowanym do parametrów sieci oraz orientacyjnym zakresem temperatur ok. 95/45°C.

Z punktu widzenia inżynierskiego istotne jest, że zwiększanie pojemności magazynu nie daje liniowego wzrostu korzyści. Większy zbiornik oznacza większą powierzchnię zabudowy, wyższe nakłady na konstrukcję, izolację, fundamenty, armaturę i automatykę, a jednocześnie może dawać

jedynie marginalne zwiększenie korzyści, jeżeli profil ciepłowni nie pozwala wykorzystać dodatkowej pojemności. Dlatego optymalizacja magazynu powinna być prowadzona na podstawie modelu godzinowego, a nie wyłącznie na podstawie prostego przelicznika m^3/MW .

Tabela 8. Warianty magazynu ciepła w systemie A

Wariant	Konfiguracja	Charakterystyka
Wariant 0	Brak magazynu ciepła	Układ referencyjny
Wariant 1	TTES 1 900 m^3	ok. 116-121 MWh; wariant minimalny i wystarczający
Wariant 2	TTES 2 500 m^3	ok. 155-160 MWh; wariant większy, o wyższym CAPEX i ograniczonej dodatkowej korzyści

Źródło: Opracowanie własne

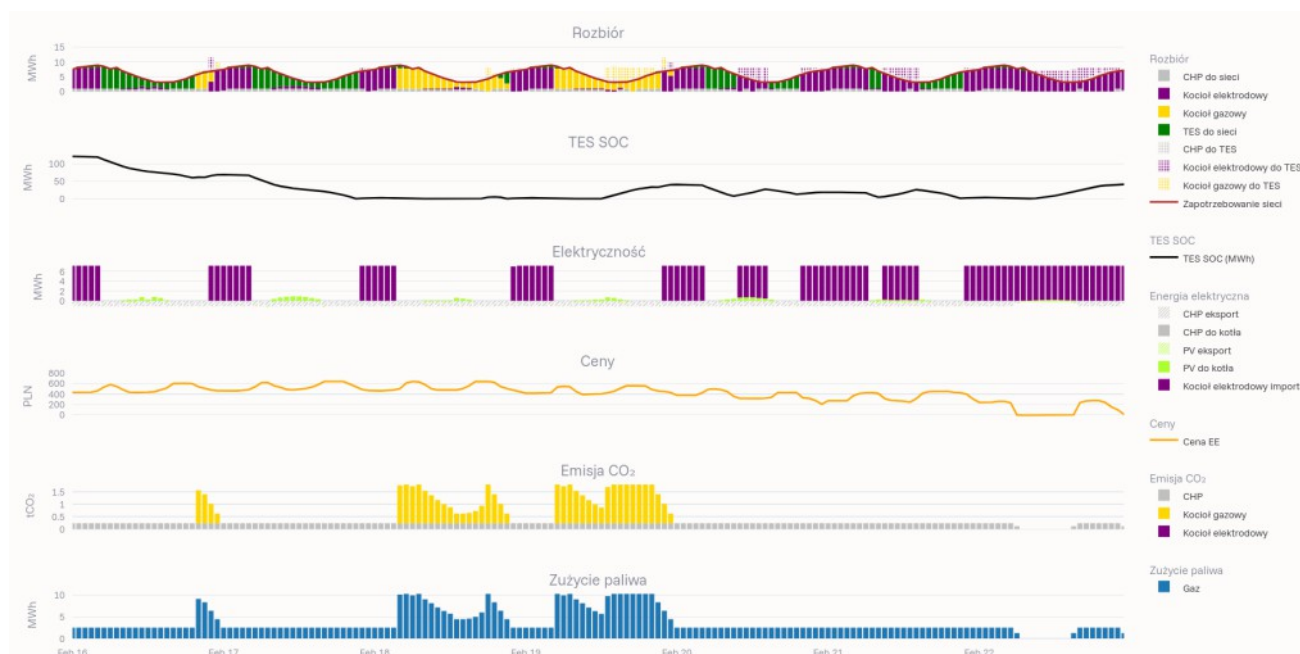
Wyniki techniczno-ekonomiczne

Modelowanie cyfrowe wykazało, że we wszystkich wariantach zapewniono pełne pokrycie zapotrzebowania sieci ciepłowniczej. Różnica pojawiła się jednak w strukturze pracy źródeł i koszcie wytwarzania. Wariant z magazynem obniżył średni koszt ciepła z 80 PLN/GJ do 71 PLN/GJ, tj. o 9 PLN/GJ. Przy rocznym zapotrzebowaniu ok. 115 tys. GJ oznacza to oszczędność rzędu ok. 1,0 mln PLN rocznie po stronie kosztu ciepła, przed uwzględnieniem dodatkowych korzyści z premii kogeneracyjnej.

Magazyn zwiększył produkcję ciepła z kogeneracji gazowej z 22 498 GJ do 26 696 GJ w wariantcie 1 900 m^3 oraz do 26 844 GJ w wariantcie 2 500 m^3 . Jednocześnie eksport energii elektrycznej z kogeneracji wzrósł z 7 030 MWh do 8 342 MWh w wariantcie 1 900 m^3 oraz ok. 8 389 MWh

w wariantcie 2 500 m^3 . Wartość dodatkowej premii kogeneracyjnej wyniosła odpowiednio ok. 360,5 tys. PLN oraz 373,2 tys. PLN. Oznacza to, że magazyn ciepła pełnił funkcję nie tylko narzędzia przesuwania pracy kotła elektrodowego, lecz także instrumentu zwiększającego wartość kogeneracji.

Zastosowanie magazynu zmniejszyło udział ciepła z kotła elektrodowego w miksie z 32,84% do 28,58% w wariantcie 1 900 m^3 oraz 28,50% w wariantcie 2 500 m^3 . Nie oznacza to zmniejszenia roli Power-to-Heat, lecz poprawę jakości pracy układu: kocioł elektrodowy pracuje bardziej selektywnie, w godzinach uzasadnionych cenowo, a magazyn przejmuje funkcję buforowania ciepła. Jest to dokładnie ta logika, która odróżnia sterowany system P2H od prostego, nieoptymalizowanego odbiornika energii elektrycznej.

Rys. 8. Tydzień grzewczy 16-22/02 – Praca bez magazynu ciepła**Rys. 9.** Tydzień grzewczy 16-22/02 – Praca z magazynem 1900 m³

Komentarz do Rys. 8, Rys. 9.: Porównanie referencyjnego tygodnia grzewczego bez magazynu ciepła z wariantem alternatywnym obejmującym magazyn ciepła o pojemności 1900 m³ pokazuje zmianę logiki pracy całego układu. W wariantcie bez magazynu praca kotła elektrodowego jest bezpośrednio ograniczana chwilowym zapotrzebowaniem sieci ciepłowniczej. Oznacza to, że nawet w godzinach niskich lub ujemnych cen energii elektrycznej kocioł nie zawsze może pracować z pełną mocą, ponieważ system nie ma gdzie odebrać nadwyżkowego ciepła.

Dodanie magazynu ciepła pozwala rozdzielić moment produkcji ciepła od momentu jego odbioru przez sieć. W analizowanym tygodniu magazyn umożliwił stabilizację pracy kotła elektrodowego na maksymalnym obciążeniu w godzinach najkorzystniejszych cenowo. Kocioł mógł produkować ciepło niezależnie od bieżącego zapotrzebowania

odbiorców, a nadwyżka była kierowana do magazynu. Dzięki temu system mógł efektywniej wykorzystywać niskie i ujemne ceny energii elektrycznej.

Efektom takiej pracy jest ograniczenie wykorzystania źródła gazowego, a w konsekwencji również zmniejszenie zużycia gazu i emisji CO₂. W referencyjnym tygodniu bez magazynu kocioł gazowy musiał pracować codziennie, aby pokrywać bieżące zapotrzebowanie systemu. W scenariuszu z magazynem jego uruchomienie było konieczne jedynie trzykrotnie - w okresach wysokiej ceny energii elektrycznej oraz niskiego poziomu naładowania magazynu. Oznacza to, że magazyn ciepła pełni funkcję bufora operacyjnego, który pozwala zastępować pracę źródła gazowego ciepłem wyprodukowanym wcześniej w korzystniejszych warunkach cenowych.

Rys. 10. Tydzień poza okresem grzewczym 7-13/08 – Praca bez magazynu ciepła



Rys. 11. Tydzień poza okresem grzewczym 7-13/08 – Praca z magazynem 1900 m³

Komentarz do Rys 10., Rys. 11.: Porównanie pracy systemu poza okresem grzewczym pokazuje, że magazyn ciepła zasadniczo zmienia sposób wykorzystania źródeł wytwórczych. W wariancie bez magazynu zapotrzebowanie na ciepło było pokrywane głównie przez układ kogeneracyjny oraz kocioł elektrodowy uruchamiany przy niskich cenach energii bądź szczytowemu zapotrzebowaniu na ciepło. Praca kogeneracji miała jednak charakter cykliczny - jednostka była włączana i wyłączana w zależności od bieżącego zapotrzebowania na ciepło oraz warunków rynkowych. Ograniczeniem był brak możliwości odbioru nadwyżkowego ciepła w godzinach niskiego zapotrzebowania, a także ujemne ceny energii elektrycznej, które nie sprzyjały oddawaniu energii elektrycznej do sieci.

W tym wariancie energia z instalacji PV była wykorzystywana dwójako: oddawana do sieci elektroenergetycznej, gdy było to ekonomicznie uzasadnione, albo kierowana na zasilanie kotła elektrodowego w godzinach, w których sprzedaż energii do sieci była nieopłacalna. Kocioł elektrodowy pełnił więc funkcję elastycznego odbiornika nadwyżek energii, ale jego praca była ograniczona bieżącym zapotrzebowaniem systemu na ciepło.

W wariancie z magazynem ciepła większą rolę przejął układ kogeneracyjny, który w analizowanym przypadku korzystał z premii kogeneracyjnej. Dzięki współpracy z magazynem jednostka

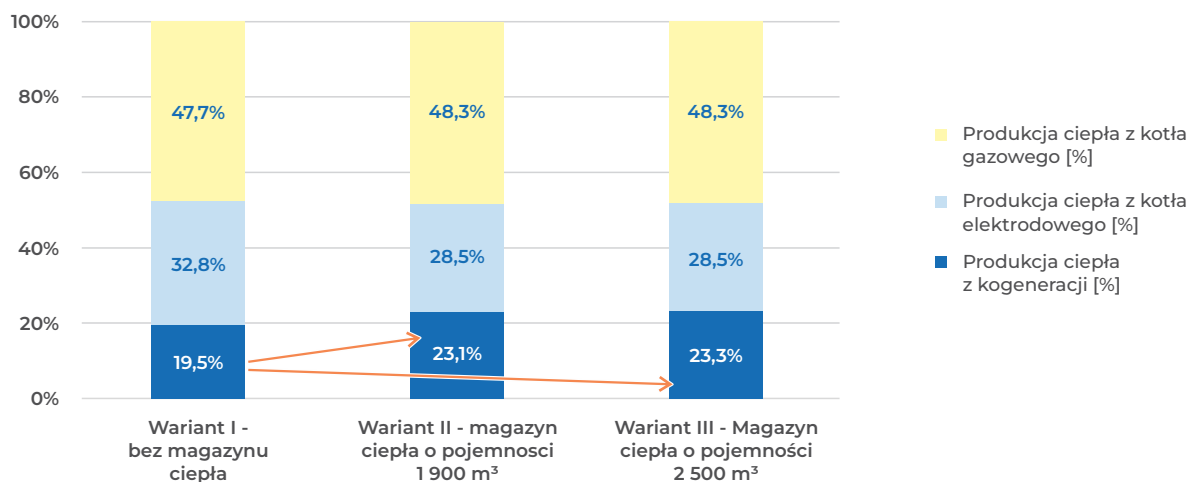
kogeneracyjna mogła pracować przez większość czasu ze stabilnym, maksymalnym obciążeniem, niezależnie od chwilowego profilu zapotrzebowania na ciepło. Wyjątkiem były okresy, w których cena energii elektrycznej była bliska 0 PLN/MWh lub ujemna - wtedy praca kogeneracji była ograniczana, ponieważ sprzedaż energii elektrycznej do sieci stawała się ekonomicznie nieuzasadniona.

Magazyn ciepła umożliwił bilansowanie różnicy między produkcją ciepła z kogeneracji a chwilowym zapotrzebowaniem sieci. Gdy zapotrzebowanie systemu było niższe niż produkcja ciepła z kogeneracji, nadwyżka była kierowana do magazynu. Gdy kogeneracja była wyłączana albo występowało szczytowe zapotrzebowanie na ciepło, magazyn oddawał zgromadzoną energię do sieci ciepłowniczej.

W analizowanym tygodniu kocioł elektrodowy został uruchomiony jedynie trzykrotnie - wyłącznie wtedy, gdy było to ekonomicznie uzasadnione ze względu na zerowe lub ujemne ceny energii elektrycznej. Oznacza to, że poza okresem grzewczym magazyn ciepła pozwolił przesunąć ciężar pracy systemu z krótkotrwałej, reaktywnej pracy kotła elektrodowego na bardziej stabilną pracę układu kogeneracyjnego, maksymalizując uzysk z premii kogeneracyjnej i ograniczając liczbę nieefektywnych załączeń źródeł.

Tabela 9. Porównanie wyników dla systemu A

Parametr / Wariant	Praca ciepłowni bez magazynu ciepła (wariant referencyjny)	Praca ciepłowni z magazynem ciepła o pojemności 1900 m ³	Praca ciepłowni z magazynem ciepła o pojemności 2500 m ³
Cena ciepła [PLN/GJ]	80	71	71
Całkowita roczna emisja CO ₂ [tCO ₂]	4 886	5 213	5 220
Emisyjność [tCO ₂ /kWh]	152	162	163
Całkowite wytworzone ciepło [TJ]	115,35	115,52	115,51
Utracone ciepło [GJ]	0	0	0
Produkcja ciepła z kogeneracji gazowej [GJ]	22 498	26 696	26 844
Produkcja ciepła z kogeneracji gazowej [%]	19,5%	23,11%	23,23%
Produkcja ciepła z kotła elektrodowego [TJ]	37 875	33 014	32 936
Produkcja ciepła z kotła elektrodowego [%]	32,84%	28,58%	28,50%
Produkcja ciepła z kotła gazowego [TJ]	54 975	55 809	55 771
Produkcja ciepła z kotła gazowego [%]	47,66%	48,31%	48,27%
Energia przekazana do magazynu (ładowanie) [GJ]	0	27 460	28 594
Energia przekazana z magazynu (rozładowanie) [GJ]	0	27 288	28 391
Praca PV na sieć elektroenergetyczną [MWh]	603	738	728
Praca PV na zasilanie kotła elektrodowego [MWh]	838	728	728
Eksport energii elektrycznej z kogeneracji do sieci elektroenergetycznej [MWh]	7 030	8 342	8 389
Praca kogeneracji na zasilanie kotła elektrodowego [MWh]	0	0	0

Rys. 12. Miks wytwórczy w systemie A w zależności od scenariusza

Ocena wariantu optymalnego

Wariant 1 900 m³ został oceniony jako optymalny techniczno-ekonomicznie. Spełniał wymagania wynikające z profilu zapotrzebowania, pozwalał efektywnie bilansować pracę kotła elektrodowego i kogeneracji oraz nie powodował istotnych ograniczeń operacyjnych wynikających z częstego osiągnięcia stanu pełnego naładowania lub rozładowania. Wariant 2 500 m³ dawał nieco wyższą elastyczność, ale przyrost korzyści był niewielki: udział kogeneracji wzrastał jedynie o ok. 0,12 p.p. względem wariantu 1 900 m³, udział kotła elektrodowego spadał o ok. 0,08 p.p., a dodatkowa premia kogeneracyjna rosła o ok. 12 tys. PLN. Mniejsze magazyny nie pozwalały efektywnie bilansować systemu i dawały gorsze wyniki ekonomiczne.

Szacowane nakłady inwestycyjne dla magazynu 1 900 m³ wyniosły ok. 2,4-2,8 mln PLN, a dla 2 500 m³ ok. 3,0-3,6 mln PLN. Koszty eksploatacyjne obejmujące straty ciepła, energię elektryczną dla układów pomocniczych oraz serwis oszacowano na ok. 100-135 tys. PLN rocznie. Prosty okres zwrotu w warunkach modelowych wynosił ok. 3,1 roku dla wariantu 1 900 m³ i ok. 4,0 roku dla wariantu 2 500 m³. **Po uwzględnieniu kosztów OPEX i nieidealnych warunków pracy rzeczywisty okres zwrotu oceniono na ok. 4-5 lat.**

Wnioski ze studium przypadku A

- Magazyn ciepła o pojemności dobowej może być inwestycją o bardzo krótkim okresie zwrotu, jeżeli system ma źródła o zróżnicowanym koszcie pracy oraz możliwość wykorzystania zmiennych cen energii elektrycznej.
- Największa wartość magazynu nie wynika z samego przechowania energii, ale z poprawy kolejności pracy źródeł: ograniczenia pracy kotła elektrodowego w drogie godziny, zwiększenia pracy kogeneracji w reżimie opłacalnym oraz buforowania nadwyżek ciepła.
- Większy magazyn nie zawsze oznacza lepszy projekt. W analizowanym przypadku 1 900 m³ stanowiło minimalny i wystarczający rozmiar, a 2 500 m³ generowało nieproporcjonalnie wyższy CAPEX względem dodatkowych efektów.

- Dobowy TTES jest relatywnie niskonakładowym narzędziem poprawy elastyczności w porównaniu z budową nowego źródła wytwórczego, ponieważ nie zastępuje całego parku źródeł, lecz zwiększa wartość i efektywność pracy aktywów już obecnych lub planowanych w systemie.
- Z perspektywy finansowej magazyn ciepła działa jak bufor, który pozwala produkować ciepło w najtańszych lub najbardziej opłacalnych godzinach i oddawać je do sieci wtedy, gdy jest potrzebne. W analizowanym przypadku magazyn **1 900 m³** obniżył koszt ciepła o ok. **9 PLN/GJ**, co przy rocznym zapotrzebowaniu ok. **115 tys. GJ** daje ok. **1 mln PLN oszczędności rocznie**, a dodatkowo zwiększył wartość premii kogeneracyjnej o ok. **360 tys. PLN rocznie**. Przy CAPEX ok. **2,4-2,8 mln PLN** oznacza to prosty okres zwrotu rzędu **3-5 lat**, zależnie od przyjętego poziomu ostrożności.

Studium przypadku B: kocioł elektrodowy jako elastyczne źródło i sterowalny odbiornik energii

Charakter systemu i cel inwestycji

System B reprezentuje miejską ciepłownię, w której ciepło jest nadal wytwarzane z istotnym udziałem źródeł konwencjonalnych, w tym kotłów węglowych. W toku prac koncepcyjnych przeanalizowano możliwości przyłączeniowe i potencjalne lokalizacje dla nowej infrastruktury Power-to-Heat. Głównym celem było zwiększenie udziału źródeł niskoemisyjnych i OZE w bilansie ciepła oraz stworzenie elastycznego odbiornika energii elektrycznej, który może pracować w godzinach niskich lub ujemnych cen na rynku spot.

Analizowany wariant obejmował kocioł elektrodowy o mocy 5 MWt, uzupełniony docelowo o magazyn ciepła oraz instalację PV. W logice projektowej kocioł nie jest traktowany jako źródło pracujące w podstawie przez cały rok. Jego wartość polega na szybkiej, sterowalnej pracy w określonych oknach rynkowych: przy niskich cenach energii, w okresach nadpodaży OZE, w szczytach ciepłych lub w formule świadczenia usług bilansujących.

W analizie przyjęto następujące główne założenia rynkowe:

- próg pracy na rynku SPOT: uruchomienie kotła w godzinach, w których cena energii elektrycznej była niższa niż 200 PLN/MWh,
- okres analizy: dane godzinowe od 21.08.2024 do 20.08.2025,
- cena energii elektrycznej: godzinowa cena RDN Spot Fixing I,
- cena uprawnień do emisji CO₂: ok. 302,53 PLN/tCO₂,
- przyjęta cena sprzedaży ciepła: 115 PLN/GJ,
- taryfa dystrybucyjna: grupa taryfowa B21 właściwego operatora,
- dodatkowo uwzględniono możliwość udziału w usługach bilansujących jako DUB poprzez agregatora usług.

Tabela 10. Kluczowe założenia techniczne i operacyjne dla systemu

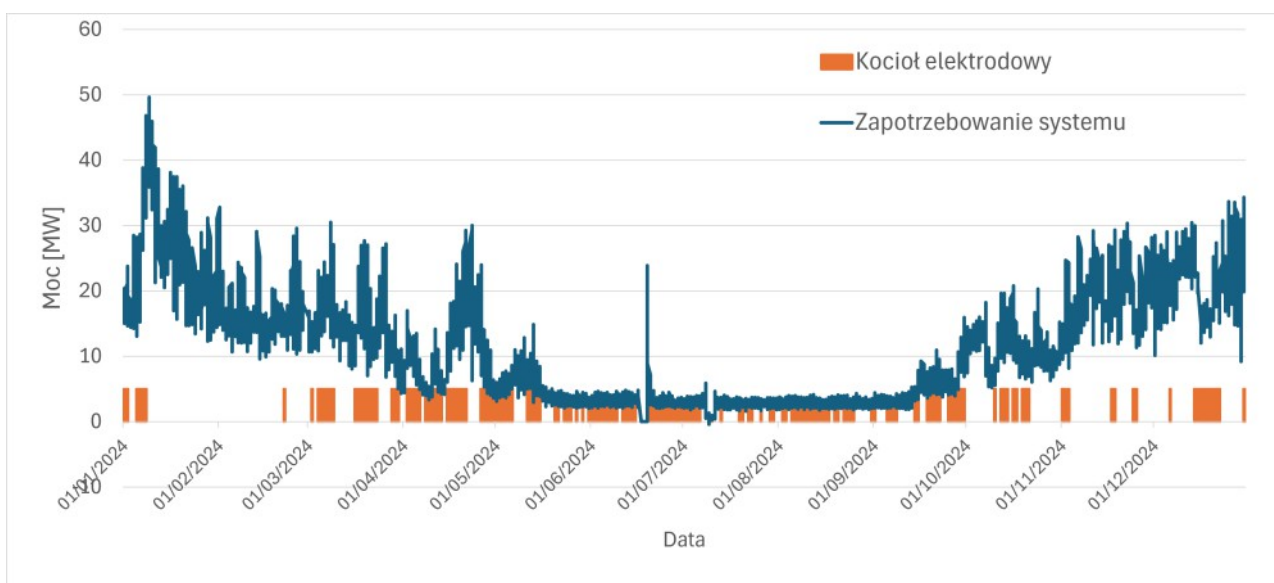
Parametr	Założenie
Technologia	kocioł elektrodowy / elektryczny
Moc cieplna	5 MWt
Sprawność	99%
Napięcie zasilania	380/400/690 V; moc zamówiona w analizie: 5 MWe
Parametry pracy	temperatura maksymalna do 190°C; zawór bezpieczeństwa do 16 bar
Sterowanie	tyrystorowe, płynna regulacja 0-100 %
Dynamika pracy	zmiana obciążenia 0-100 % w ok. 120 sekund
Strategia pracy	godziny energii poniżej 200 PLN/MWh, praca szczytowa oraz usługi bilansujące

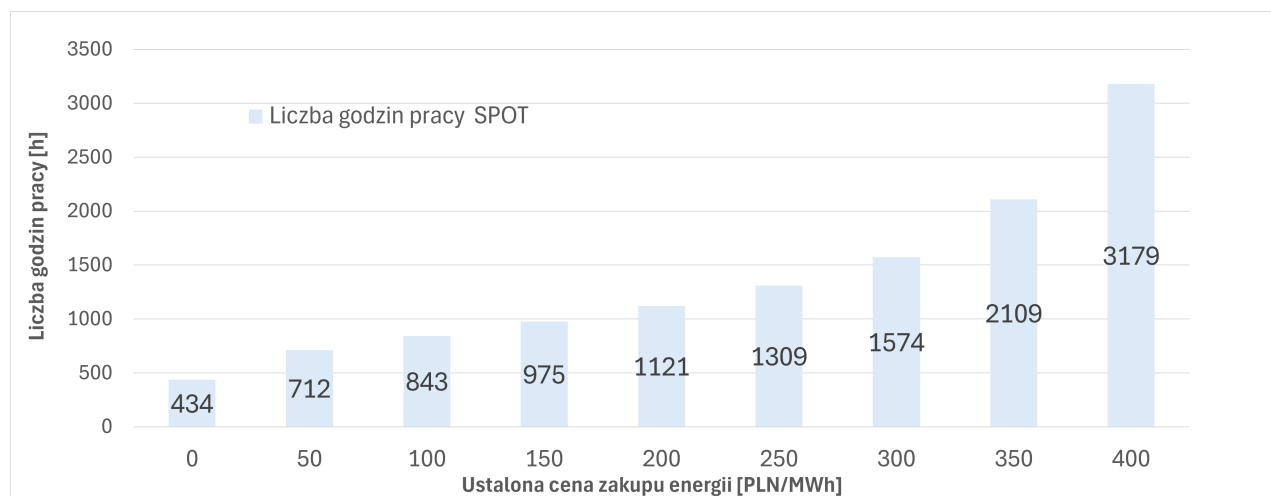
Źródło: Opracowanie własne

Logika pracy kotła względem rynku energii

Analiza potwierdziła, że liczba godzin pracy kotła jest silnie zależna od przyjętego maksymalnego poziomu ceny zakupu energii elektrycznej. Przy progu 200 PLN/MWh liczba godzin pracy na rynku spot wynosiła 1121 godzin w analizowanym okresie, co odpowiadało produkcji ok. 17 TJ ciepła i udziałowi ok. 5,0% w rocznym miksie ciepłowni.

Przy progu 300 PLN/MWh liczba godzin pracy rosła do 1 574 godzin, produkcja do ok. 24 TJ, a udział w miksie do ok. 6,9%. Przy progu 400 PLN/MWh kocioł mógł pracować 3 179 godzin, dając ok. 48 TJ produkcji i 13,7% miksu, ale przy wyższej ekspozycji na koszty energii i opłat dystrybucyjnych.

Rys. 13. Praca kotła elektrodowego w ujęciu rocznego profilu zapotrzebowania na ciepło

Rys. 14. Zależność liczby godzin pracy od maksymalnej ustalonej ceny zakupu energii na rynku spot

Taki wynik pokazuje, że optymalizacja nie powinna dążyć do maksymalizacji godzin pracy kotła. Celem jest wybór godzin, w których kocioł ma najwyższą wartość systemową i ekonomiczną. W analizowanym przedziale koszt ciepła był najniższy w okolicy progów 200-250 PLN/MWh,

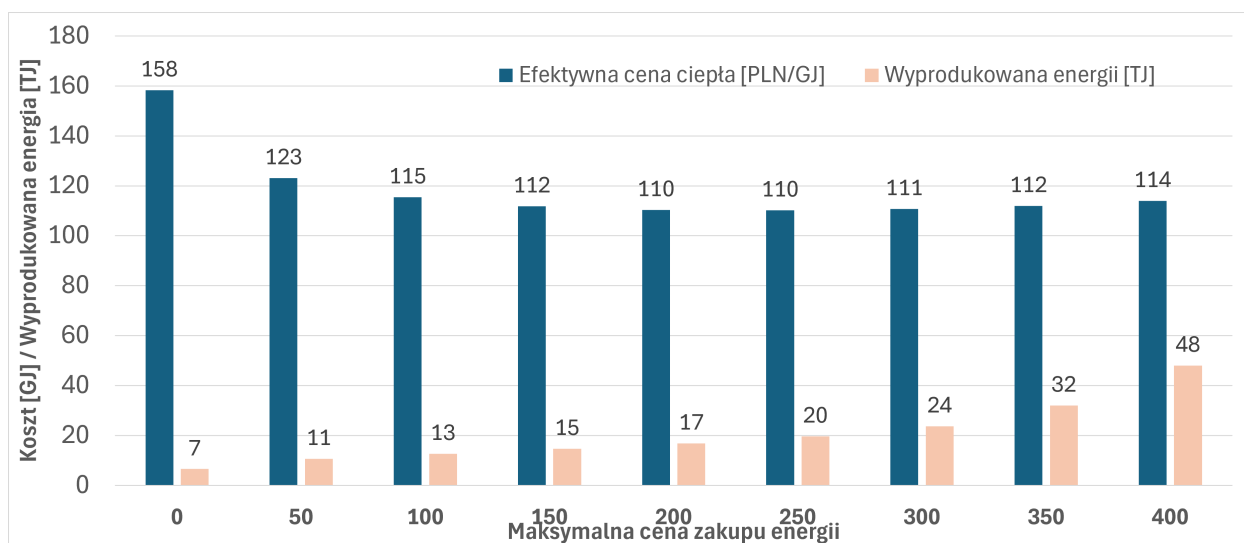
gdzie wynosił ok. 110 PLN/GJ. Powyżej tego poziomu wolumen produkcji rósł, ale malejąca jakość godzin pracy i rosnące obciążenie opłatami prowadziły do wypłaszczania lub pogorszenia wyniku jednostkowego.

Tabela 11. Wrażliwość pracy kotła elektrodowego w systemie B na cenę energii

Maks. cena energii [PLN/MWh]	Godziny SPOT [h]	Godziny DUB [h]	Udział w miksie	Produkcja [TJ]	Koszt ciepła [PLN/GJ]
0	434	79	2,2%	7	158
50	712	70	3,3%	11	123
100	843	66	3,9%	13	115
150	975	62	4,4%	15	112
200	1 121	58	5,0%	17	110
250	1 309	54	5,8%	20	110
300	1 574	50	6,9%	24	111
350	2 109	45	9,2%	32	112
400	3 179	42	13,7%	48	114

Źródło: Opracowanie własne

Rys. 15. Zależność ceny ciepła i produkcji energii cieplnej w zależności od ustalonej maksymalnej ceny zakupu energii elektrycznej

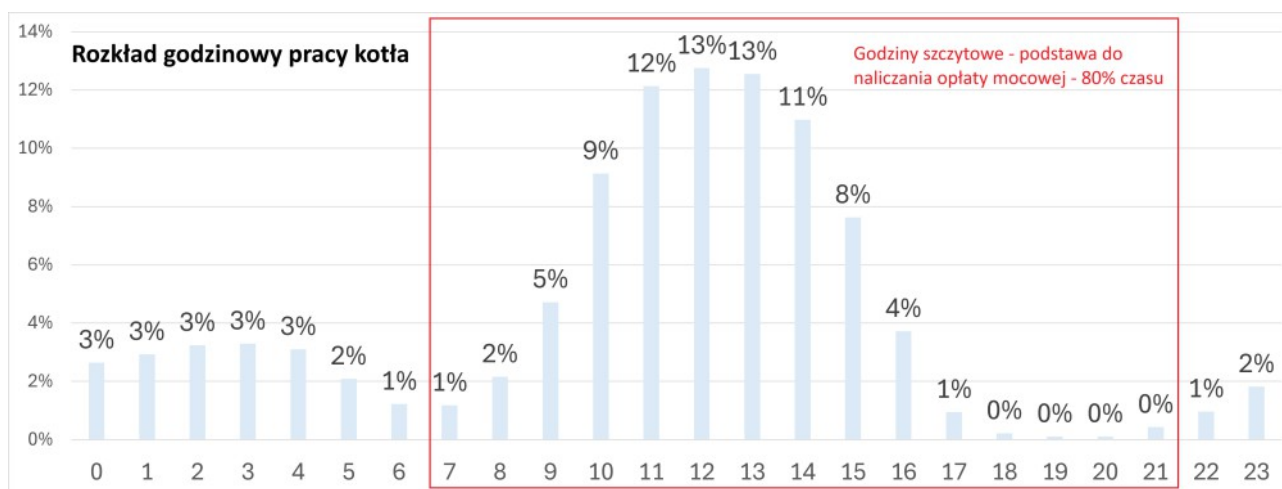


Znaczenie kosztów dystrybucyjnych i opłaty mocowej

Najważniejszym ograniczeniem ekonomicznym w systemie B okazała się nie sama cena energii czynnej, lecz struktura kosztu całkowitego poboru energii elektrycznej. W analizie wskazano, że ok. 80% zużycia energii przez kocioł przypadło na godziny szczytowe będące podstawą naliczania opłaty mocowej. To kluczowy wniosek dla całego

rynku P2H: źródło może technicznie pracować w godzinach korzystnych z perspektywy systemu elektroenergetycznego, ale jeżeli te same godziny są obciążone wysokimi opłatami zmiennymi i mocowymi, korzyść z niskiej ceny SPOT jest częściowo lub całkowicie neutralizowana.

Rys. 16. Rozkład pracy kotła elektrodowego w ujęciu godzinowym – wpływ opłaty mocowej



W konsekwencji model biznesowy kotła elektrodowego wymaga nie tylko urządzenia i przyłącza, lecz także właściwej strategii taryfowej, doboru mocy zamówionej, automatyzacji decyzji godzinowych oraz potencjalnie wykorzystania mechanizmów usług elastyczności. Bez tego kocioł może stać się aktywnym o dużej mocy przyłączeniowej

i niskim współczynnikiem wykorzystania, generującym wysokie koszty stałe. Z magazynem ciepła oraz systemem EMS ryzyko to jest ograniczane, ponieważ moment poboru energii może zostać lepiej dopasowany do rzeczywiście tanich godzin i potrzeb systemu.

Rola magazynu ciepła, PV i zarządzania energią

W analizowanej koncepcji kocioł elektrodowy został rozwinięty o dwa elementy zwiększające wartość operacyjną: magazyn ciepła oraz instalację PV. Szacunkowo przewidziano magazyn ciepła o objętości 1 500-2 500 m³ i pojemności ok. 100-160 MWh_t. Magazyn miałby umożliwić ładowanie ciepła w godzinach niskich cen energii i oddawanie go w okresach zapotrzebowania, podobnie jak w systemie A. Planowana PV o mocy ok. 1,5-2 MW_p mogłaby zwiększyć lokalne wykorzystanie energii odnawialnej, przy czym jej rzeczywisty potencjał zależy od dostępnej powierzchni, ograniczeń planistycznych, przebiegu infrastruktury elektroenergetycznej i warunków przyłączeniowych.

W przypadku układu obejmującego kocioł elektrodowy, instalację PV, magazyn ciepła oraz istniejące źródła konwencjonalne kluczowym zagadnieniem nie jest wyłącznie dobór mocy poszczególnych urządzeń, ale sposób zarządzania ich pracą w czasie. Taki system działa na styku dwóch rynków: rynku ciepła, w którym trzeba zapewnić ciągłość dostaw do odbiorców, oraz rynku energii elektrycznej, w którym ceny zmieniają się godzinowo i mogą okresowo osiągać wartości bardzo niskie lub ujemne.

Oznacza to, że źródła nie powinny pracować według prostego, stałego harmonogramu. Kocioł elektrodowy powinien być uruchamiany przede wszystkim wtedy, gdy energia elektryczna jest tania, występują nadwyżki OZE lub pojawia się możliwość świadczenia usług bilansujących.

Magazyn ciepła powinien być ładowany w godzinach korzystnych cenowo, a rozładowywany wtedy, gdy zapotrzebowanie na ciepło rośnie albo gdy praca kotła elektrodowego lub innych źródeł byłaby mniej opłacalna. Jednocześnie system musi uwzględniać ograniczenia techniczne:

moc przyłączeniową, parametry sieci ciepłowniczej, stan naładowania magazynu, minimalne i maksymalne obciążenia źródeł oraz dostępność energii z PV.

Właśnie w tym obszarze istotną rolę mogą pełnić narzędzia typu cyfrowy bliźniak systemu tzw. Digital Twin, rozumiane jako godzinowy model pracy ciepłowni połączony z modelem rynku energii. Taki system pozwala zasymulować, jak cały układ będzie zachowywał się w różnych scenariuszach cen energii, zapotrzebowania na ciepło, produkcji PV, pracy magazynu i dostępności źródeł. Nie jest to więc wyłącznie narzędzie analityczne, ale praktyczna metoda ograniczania ryzyka inwestycyjnego i operacyjnego.

Model powinien obejmować w szczególności: profil zapotrzebowania na ciepło, ceny energii elektrycznej, taryfy dystrybucyjne, ograniczenia mocy przyłączeniowej, stan naładowania magazynu, pracę źródeł konwencjonalnych, dostępność PV oraz potencjalne przychody z usług bilansujących. Dopiero analiza takiego układu w ujęciu godzinowym pozwala określić, jaka moc kotła elektrodowego i jaka pojemność magazynu są rzeczywiście uzasadnione technicznie i ekonomicznie.

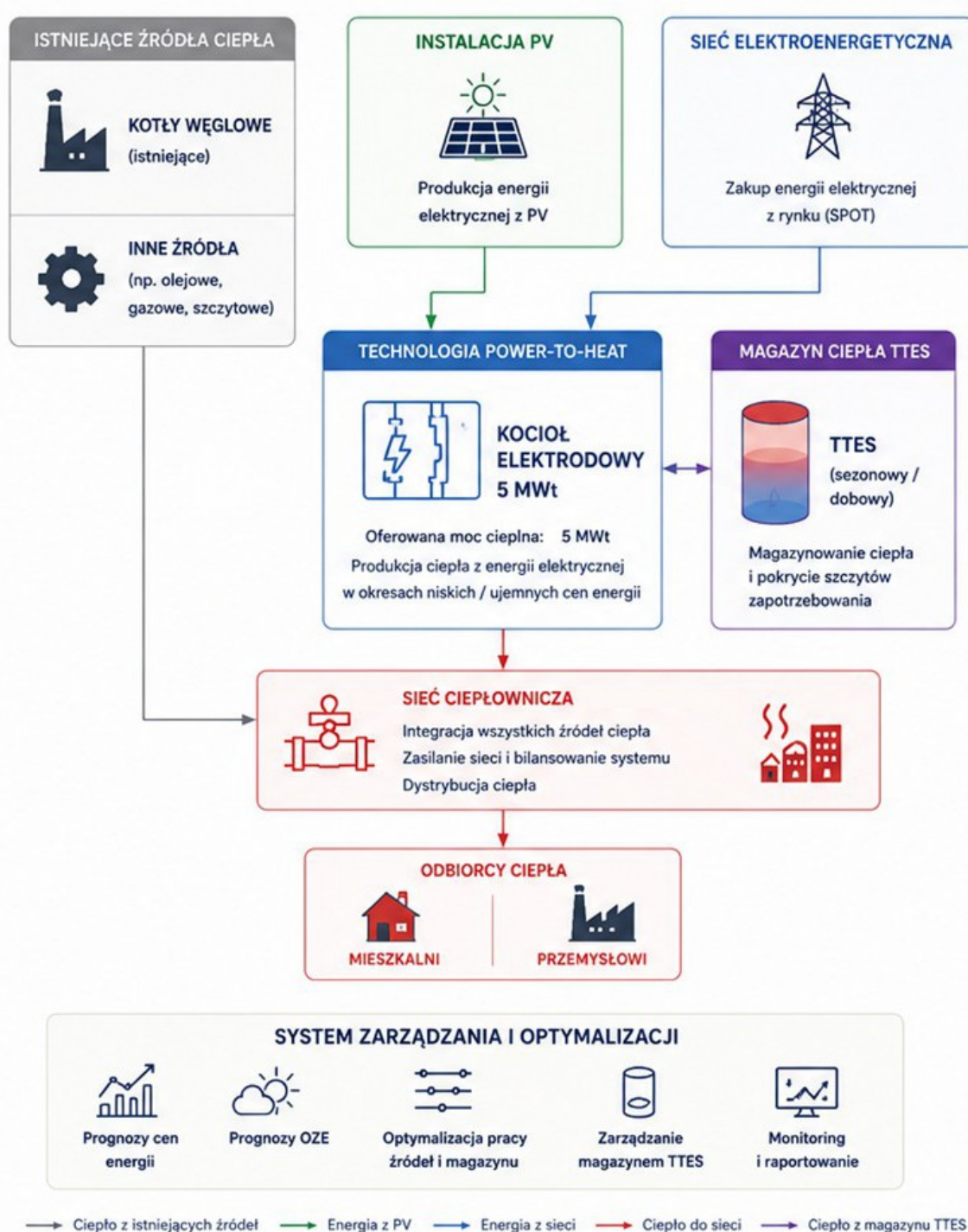
Ma to szczególne znaczenie, ponieważ przewymiarowanie instalacji może prowadzić do wzrostu CAPEX bez proporcjonalnego wzrostu korzyści, natomiast zbyt mała moc kotła lub zbyt mała pojemność magazynu ograniczy możliwość wykorzystania taniej energii elektrycznej i świadczenia usług elastyczności. Digital Twin pomaga więc znaleźć punkt równowagi: dobrać układ na tyle duży, aby zachować wartość elastyczności, ale nie większy niż wynika to z realnego profilu pracy systemu.

W docelowym modelu eksploatacyjnym cyfrowy model może również wspierać bieżącą optymalizację pracy źródeł. Na podstawie prognoz cen energii, zapotrzebowania na ciepło, produkcji PV i poziomu naładowania magazynu system zarządzania energią może rekomendować, kiedy uruchomić kocioł elektrodowy, kiedy ładować magazyn, kiedy ograniczyć pracę źródeł konwen-

cjonalnych oraz kiedy wykorzystać magazyn do pokrycia zapotrzebowania sieci. W takim ujęciu Digital Twin staje się podstawą do wdrożenia inteligentnego zarządzania ciepłownią, a nie jedynie narzędziem do przygotowania koncepcji inwestycji.

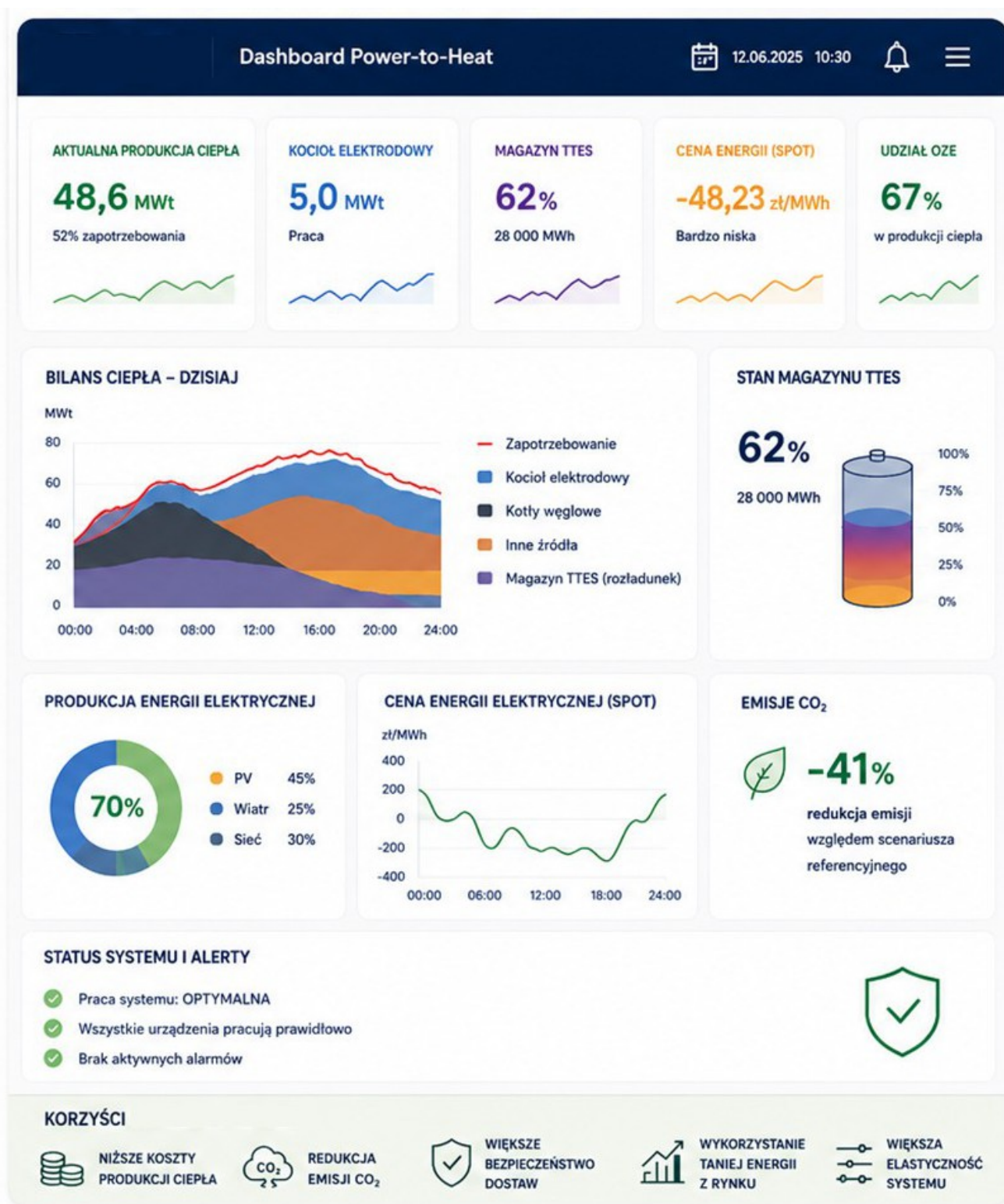
Rys. 17. Koncepcja integracji kotła elektrodowego, PV, magazynu ciepła i EMS

SCHEMAT INSTALACJI POWER-TO-HEAT



DASHBOARD KONCEPCYJNY

ZARZĄDZANIE SYSTEMEM POWER-TO-HEAT



Wnioski z studium przypadku B

- Analizowany wariant dotyczył wdrożenia kotła elektrodowego o mocy 5 MWt jako elastycznego źródła ciepła w istniejącym systemie ciepłowniczym. Kocioł nie był projektowany jako źródło podstawowe, pracujące przez większość roku, lecz jako źródło uruchamiane w wybranych godzinach przede wszystkim wtedy, gdy cena energii elektrycznej była niska lub ujemna, albo gdy możliwe było uzyskanie dodatkowej wartości z usług bilansujących.
- W modelu przyjęto, że kocioł pracuje na rynku SPOT wtedy, gdy cena energii elektrycznej nie przekracza 200 PLN/MWh. Przy takim progu w analizowanym okresie kocioł mógł pracować ok. 1 121 godzin rocznie, wyprodukować ok. 17 TJ ciepła i pokryć ok. 5,0% rocznego zapotrzebowania ciepłowni. Efektywny koszt wytworzenia ciepła wyniósł ok. 110 PLN/GJ, czyli był zbliżony do przyjętej ceny sprzedaży ciepła na poziomie 115 PLN/GJ.
- Kluczowy wniosek ekonomiczny jest taki, że opłacalność kotła elektrodowego zależy od jakości doboru godzin pracy, a nie od maksymalizacji produkcji. Podniesienie progu ceny energii zwiększa liczbę godzin pracy kotła i jego udział w miksie ciepłowniczym, ale może jednocześnie pogarszać koszt jednostkowy ciepła. Każda dodatkowa godzina pracy przy wyższej cenie energii elektrycznej musi być więc oceniana pod kątem realnej wartości dla systemu.
- Największym ograniczeniem finansowym pozostaje struktura kosztów poboru energii elektrycznej. Nawet jeśli cena energii na rynku SPOT jest niska, całkowity koszt pracy kotła może być istotnie podwyższany przez opłaty dystrybucyjne, opłatę mocową oraz inne składniki regulowane. Jest to szczególnie istotne w godzinach, w których system elektroenergetyczny potrzebuje elastycznego popytu, ale odbiorca nadal ponosi wysokie opłaty niezależne od samej ceny energii.
- W wariantcie bez magazynu ciepła liczba godzin pracy kotła jest naturalnie ograniczona, ponieważ kocioł może produkować ciepło tylko wtedy, gdy istnieje bieżące zapotrzebowanie po stronie sieci. Jeżeli w danej godzinie energia elektryczna jest bardzo tania, ale system nie ma możliwości odbioru dodatkowego ciepła, potencjał ekonomiczny takiej godziny nie może zostać w pełni wykorzystany.
- Dodanie magazynu ciepła oraz systemu EMS istotnie zwiększa wartość kotła elektrodowego. Magazyn pozwala produkować ciepło w godzinach najtańszej energii i wykorzystać je później, natomiast EMS umożliwia wybór optymalnych godzin pracy kotła na podstawie cen energii, zapotrzebowania na ciepło, opłat dystrybucyjnych, stanu magazynu i dostępności pozostałych źródeł.
- Z perspektywy finansowej kocioł elektrodowy należy traktować jako narzędzie elastyczności i optymalizacji kosztów, a nie jako proste zastępstwo dla źródeł konwencjonalnych. Jego największa wartość pojawia się wtedy, gdy pracuje selektywnie: w godzinach niskich lub ujemnych cen energii, w okresach opłacalnego poboru energii z systemu oraz w połączeniu z magazynem ciepła, który zwiększa liczbę możliwych do wykorzystania godzin.

Studium przypadku C: zalicznikowa pompa ciepła w ciepłowni z kogeneracją biomasową

Studium przypadku C pokazuje, że technologia Power-to-Heat nie musi opierać się wyłącznie na pracy w godzinach ujemnych lub bardzo niskich cen rynku SPOT. W ciepłowni o zróżnicowanym miksie źródeł - obejmującym kotły węglowe, kocioł biomasowy oraz kogenerację biomasową - możliwe jest wdrożenie pompy ciepła pracującej w modelu zalicznikowym, zasilanej częściowo energią elektryczną wytwarzaną lokalnie w kogeneracji, a częściowo energią z sieci kupowaną w formule stałej ceny, np. w kontrakcie cenowym z OZE.

Przykład oparto na koncepcji wdrożenia pompy ciepła o mocy 3 MWt w polskim systemie ciepłowniczym. Analizowany układ zakłada pracę pompy przy temperaturze otoczenia powyżej 5°C, przy średnioważonym współczynniku COP nie niższym niż 3. Pompa ciepła ma współpracować z istniejącą kogeneracją biomasową oraz pozostałymi źródłami ciepła. W takim modelu Power-to-Heat staje się nie tylko odbiornikiem energii z rynku, ale narzędziem optymalizacji pracy lokalnej kogeneracji i redukcji udziału źródeł emisyjnych.

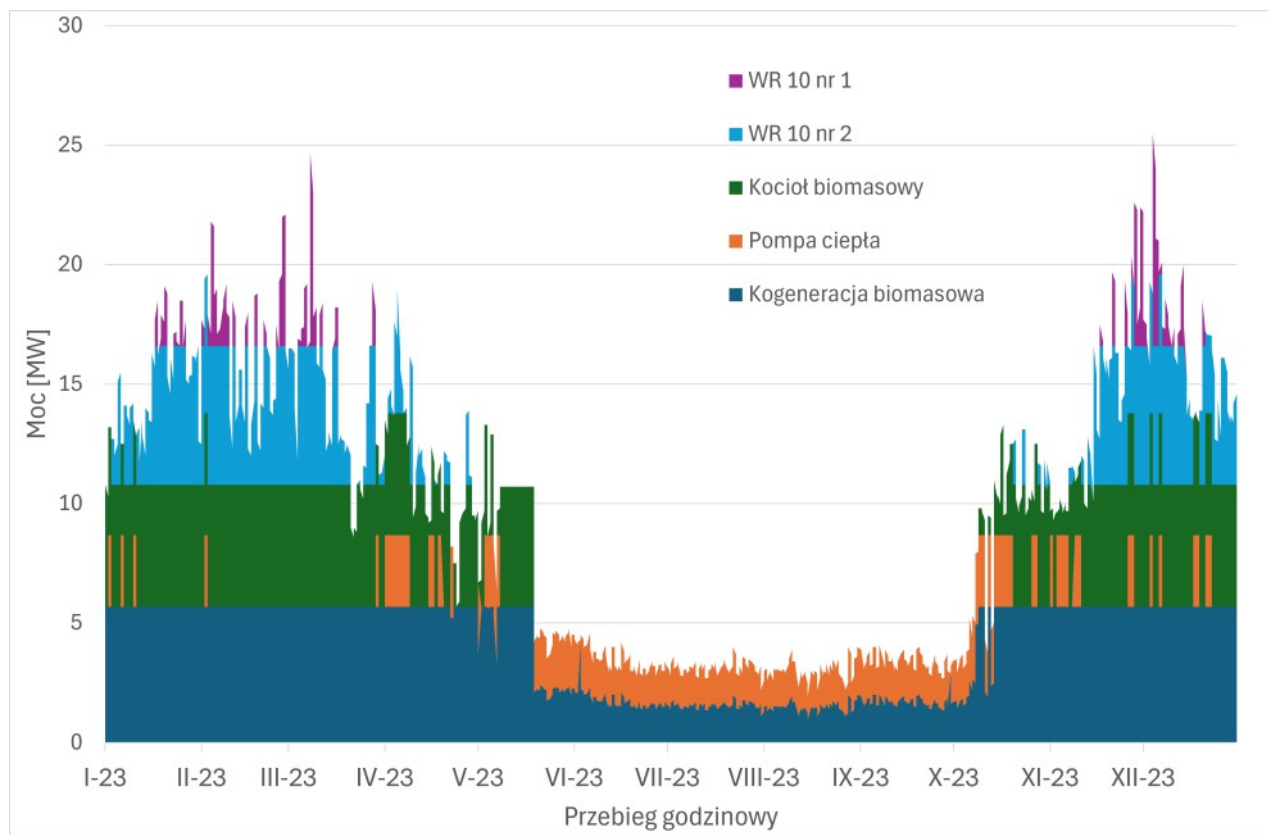
Charakter systemu i założenia wariantu

Tabela 12. Wyniki analizy

Parametr	Założenie / wynik z analizy
Typ źródła P2H	Pompa ciepła współpracująca z kogeneracją biomasową
Moc cieplna pompy	3 MWt
Warunek pracy	Temperatura otoczenia > 5°C; średnie COP ≥ 3
Czas pracy	ponad 5 100 h/rok (na podst. Warunków pogodowych z regionu)
Produkcja ciepła z pompy	ok. 9,49 GWh/rok, tj. ok. 34,2 TJ/rok
Udział pompy w miksie ciepła	ok. 11 % rocznego zapotrzebowania systemu
Struktura zasilania pompy	ok. 73 % energii elektrycznej z kogeneracji biomasowej, ok. 27 % z sieci
Stała cena energii kontraktowanej	400 PLN/MWh

Istotą wariantu jest zastąpienie części produkcji z kotłowni węglowych i części pracy źródeł konwencjonalnych ciepłem wytwarzanym przez pompę ciepła. Nie jest to wariant pełnej elektryfikacji systemu, lecz etapowa integracja Power-

to-Heat z istniejącym majątkiem ciepłowniczym. Dzięki temu wdrożenie nie wymaga natychmiastowej przebudowy całego miksu źródeł ani przejścia na model pracy oparty wyłącznie o ceny SPOT.

Rys. 18. Szacunkowy godzinowy rozbiór zapotrzebowania na ciepło i pracy źródeł w systemie

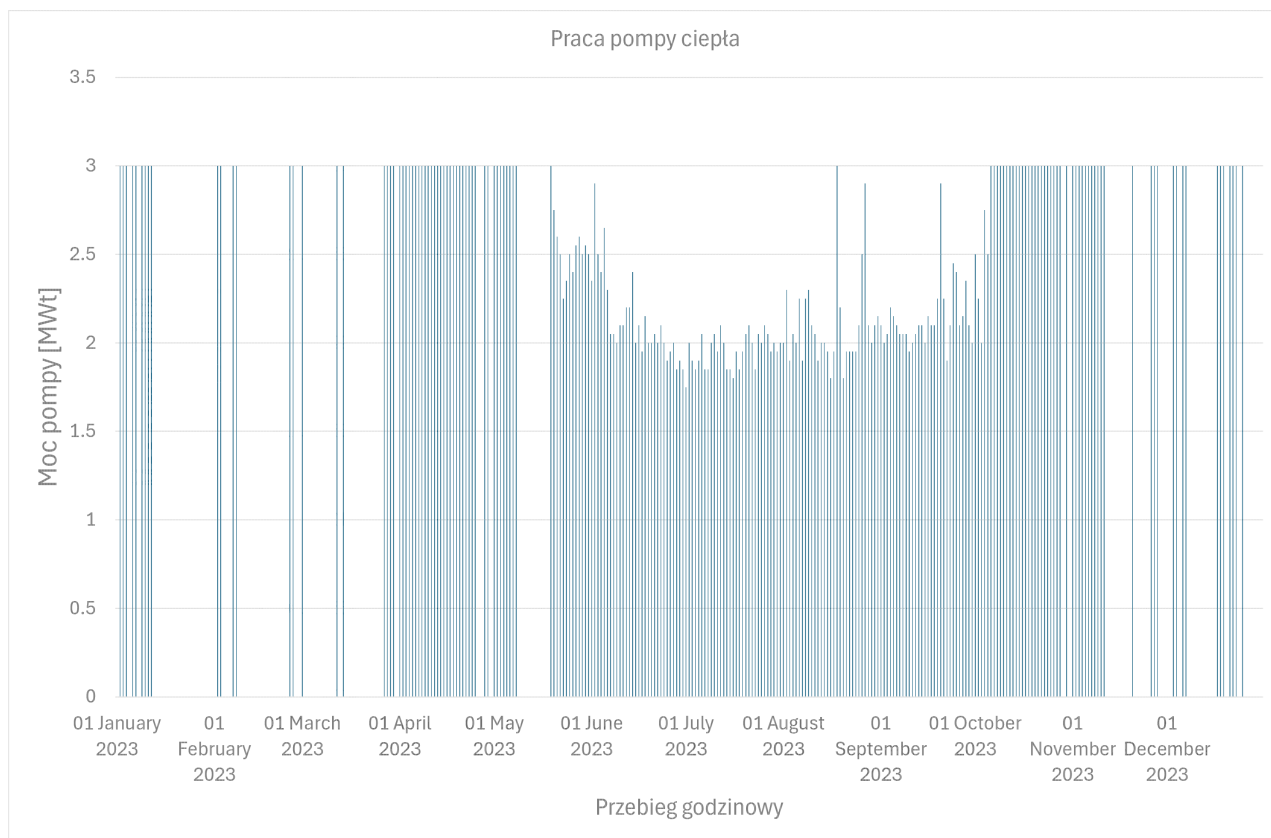
Logika pracy pompy ciepła

Pompa ciepła została dobrana jako źródło pracujące w podstawie lub w szerokim paśmie średniego obciążenia, przede wszystkim poza najzimniejszymi godzinami roku. Jej praca jest ograniczona warunkiem temperatury otoczenia, ponieważ przy niższych temperaturach spada efektywność źródła dolnego i rośnie koszt jednostkowy ciepła.

Przy stałej cenie zakupu energii elektrycznej na poziomie 400 PLN/MWh oznacza to, że sam koszt energii elektrycznej w jednostkowym koszcie ciepła wynosi ok. 133 PLN/MWh_{th}, czyli ok. 37 PLN/GJ. Jest to koszt zmienny energii, przed uwzględnieniem nakładów inwestycyjnych, finansowania, serwisu, kosztów bilansowania, utrzymania i marży. Pokazuje to jednak zasadniczą

przewagę pomp ciepła względem kotłów elektrycznych: nawet przy stałej cenie energii, a nie tylko przy godzinach ujemnych cen SPOT, technologia P2H może produkować ciepło o przewidywalnym i konkurencyjnym koszcie zmiennym.

W analizowanym przypadku pompa ciepła wytwarza ok. 9,49 GWh ciepła rocznie. Przy mocy znamionowej 3 MWt odpowiada to ok. 3 160 godzinom ekwiwalentnej pracy z pełną mocą. Jednocześnie deklarowany czas pracy przekracza 5 100 godzin rocznie, co oznacza, że urządzenie pracuje ze zmiennym obciążeniem, dostosowanym do warunków pogodowych, profilu zapotrzebowania na ciepło oraz dostępności energii z kogeneracji biomasowej.

Rys. 19. Profil pracy pompy ciepła przy założeniu $COP \geq 3$ i temperaturze otoczenia powyżej $5^{\circ}C$ 

Współpraca z kogeneracją biomasową i kontraktem OZE

Kluczową cechą analizowanego wariantu jest możliwość zasilania pompy ciepła energią elektryczną wytworzoną lokalnie w kogeneracji biomasowej. Zamiast sprzedawać całą energię elektryczną do sieci, zwłaszcza w godzinach niskich cen rynkowych, ciepłownia może skierować część produkcji na potrzeby pompy ciepła. W takim modelu energia elektryczna z kogeneracji staje się lokalnym nośnikiem wartości, który po konwersji w pompie ciepła zwiększa ilość ciepła dostępnego dla systemu.

Z perspektywy ciepłowni oznacza to zmianę logiki pracy kogeneracji. Jednostka biomasowa może nadal pełnić funkcję źródła ciepła i energii elektrycznej, ale część produkcji elektrycznej jest wykorzystywana za licznikiem do wytwarzania dodatkowego ciepła z wysokim COP. W przedsta-

wionym wariantcie ok. 73% energii elektrycznej zużywanej przez pompę pochodzi z kogeneracji biomasowej, a ok. 27% jest uzupełniane energią z sieci.

Analogiczna logika może zostać zastosowana również wtedy, gdy pompa ciepła nie jest zasilana z własnej kogeneracji, lecz z kontraktu cenowego na energię OZE. Stała cena energii elektrycznej w formule PPA lub kontraktu indeksowanego ogranicza ekspozycję ciepłowni na zmienność rynku SPOT i pozwala budować przewidywalny koszt wytwarzania ciepła. Tym samym pokazane jest, że Power-to-Heat nie jest wyłącznie technologią arbitrażową zależną od występowania cen ujemnych. Może być również stabilnym źródłem ciepła pracującym w oparciu o długoterminowy kontrakt energii odnawialnej.

Rys. 20. Współpraca kogeneracji biomasowej i pompy ciepła: energia kierowana do sieci, do pompy oraz uzupełnienie z sieci



Wpływ na miks źródeł ciepła

Po wdrożeniu pompy ciepła system pozostaje systemem wieloźródłowym. Kogeneracja biomasowa odpowiada za ok. 36,7 GWh ciepła rocznie, kocioł biomasowy za ok. 24,7 GWh, pompa ciepła za ok. 9,5 GWh, a kotłownie węglowe za ok. 18,6 GWh. Przy łącznym zapotrzebowaniu ok. 89,5 GWh ciepła, czyli ok. 322 TJ.

Udział pompy ciepła w rocznym mikse wynosi ok. 11%. Jest to wartość istotna z punktu widzenia dekarbonizacji, ale jednocześnie bez-

pieczna operacyjnie: pompa nie zastępuje całego systemu, lecz przejmuje część produkcji w okresach, w których jej praca jest najbardziej efektywna. Największa rola źródeł węglowych pozostaje w sezonie grzewczym i w godzinach szczytowego zapotrzebowania, co pokazuje, że Power-to-Heat może być wdrażany etapowo, bez ryzyka utraty bezpieczeństwa dostaw ciepła.

Tabela 13. Wpływ pompy ciepła na koszty paliw i koszty emisji CO₂

Źródło	Produkcja roczna [MWh]	Udział w miksie	Rola w systemie
Kogeneracja biomasowa	36 655	41%	źródło podstawowe i lokalne źródło energii elektrycznej dla pompy
Kocioł biomasowy	24 717	28%	źródło podstawowe/ uzupełniające oparte o paliwo odnawialne
Pompa ciepła	9 488	11%	źródło P2H pracujące przy COP ≥ 3
Kotłownie węglowe	18 635	21%	źródła szczytowe i rezerwowe w okresach wysokiego zapotrzebowania

Powyższy miks pokazuje również praktyczne znaczenie local sector coupling. Energia elektryczna wytwarzana lokalnie w kogeneracji biomasowej jest wykorzystywana lokalnie do produkcji ciepła,

a brakująca część energii może pochodzić z sieci lub kontraktu OZE. W efekcie ciepłownia ogranicza ekspozycję na paliwa kopalne, zwiększa udział OZE i buduje bardziej odporny portfel źródeł.

Perspektywa ciepłowni

Z perspektywy przedsiębiorstwa ciepłowniczego analizowany model ma kilka praktycznych zalet:

- Rozwiązanie zapewnia przewidywalną cenę ciepła, ponieważ cena usługi może być powiązana z taryfą ciepła albo ze stałą ceną energii elektrycznej w kontrakcie OZE.
- Ogranicza ryzyko sprzedaży energii z kogeneracji biomasowej w niekorzystnych godzinach rynkowych, ponieważ część tej energii może zostać zużyta lokalnie.
- Pompa ciepła zwiększa redundancję źródeł i odporność systemu. W systemie pojawia się dodatkowe źródło, które nie wymaga dostaw paliwa stałego ani uprawnień do emisji CO₂ dla samego procesu konwersji energii elektrycznej w ciepło.
- Wdrożenie może wspierać osiąganie wymaganych udziałów OZE i niskoemisyjnych źródeł w systemach ciepłowniczych, co będzie miało coraz większe znaczenie dla utrzymania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego oraz dostępu do finansowania publicznego.

Jednocześnie taki model wymaga odpowiedniego przygotowania technicznego. Konieczne jest zweryfikowanie temperatur sieci, parametrów dolnego źródła, profilu pracy kogeneracji, mocy przyłączeniowej, układu pomiarowego, sposobu rozliczenia energii za licznikiem, algorytmów sterowania oraz zasad współpracy z istniejącymi

źródłami. Dla uzyskania pełnego efektu ekonomicznego pompa powinna być objęta systemem zarządzania energią tzw. EMS, który optymalizuje pracę względem zapotrzebowania na ciepło, dostępności energii z kogeneracji, ceny energii z sieci oraz ograniczeń technicznych źródeł.

Wnioski ze studium przypadku C

Studium przypadku pokazuje, że Power-to-Heat może być wdrażany nie tylko w modelu krótkookresowego arbitrażu cen SPOT, ale również w modelu stabilnej, kontraktowej ceny energii elektrycznej. Przy założeniu pracy pompy ciepła z $COP \geq 3$ oraz stałej cenie zakupu energii elektrycznej na poziomie 400 PLN/MWh efektywny koszt wytworzenia ciepła wyniósł ok. 48 PLN/GJ uwzględniając część opłat dystrybucyjnych i nakładów na utrzymanie aktywa. Po uwzględnieniu amortyzacji inwestycji koszt ten nadal nie przekraczał 90% obecnej ceny taryfowej, co pokazuje, że model Power-to-Heat może być konkurencyjny ekonomicznie również bez pełnej ekspozycji na zmienne ceny rynku SPOT.

Model zasilania częściowo z kogeneracji biomasowej, a częściowo z sieci lub kontraktu OZE, pozwala łączyć kilka celów: zwiększenie udziału

OZE w ciepłe, poprawę wykorzystania lokalnej kogeneracji, ograniczenie emisji CO₂, redukcję pracy źródeł węglowych i zwiększenie elastyczności ciepłowni. Oznacza to, że Power-to-Heat powinien być traktowany jako technologia integrująca lokalny system ciepłowniczy i elektroenergetyczny.

Najważniejszy wniosek dla sektora jest następujący: pompa ciepła w ciepłowni może być opłacalnym i bezpiecznym etapem transformacji nawet wtedy, gdy nie zakłada się pełnej ekspozycji na rynek SPOT. Warunkiem jest odpowiednie dobranie mocy, źródła dolnego, modelu zakupu energii, integracji z istniejącą infrastrukturą oraz długoterminowej formuły rozliczenia ciepła. W takim ujęciu Power-to-Heat staje się narzędziem stabilizacji kosztów, dekarbonizacji i lokalnego wykorzystania energii odnawialnej.

Rekomendacje wdrożeniowe wynikające z studium przypadku

- Każdy projekt P2H powinien zaczynać się od godzinowego modelu pracy systemu ciepłowniczego, a nie od prostego doboru mocy urządzenia. Profil zapotrzebowania, profile cen energii i ograniczenia źródeł są równie ważne jak sprawność kotła lub pompy ciepła.
- Dobowy magazyn ciepła powinien być analizowany jako pierwszy mnożnik elastyczności. Nawet przy umiarkowanej pojemności może znacząco poprawić pracę źródeł i skrócić okres zwrotu z inwestycji.
- Wielkość magazynu powinna być dobierana do konkretnego profilu systemu. Przewymiarowanie może zwiększyć CAPEX szybciej niż wzrosną efekty energetyczne.
- Kocioł elektrodowy powinien być integrowany z EMS/Digital Twin, który automatycznie uwzględnia ceny SPOT, opłaty dystrybucyjne, stan magazynu, prognozę zapotrzebowania i ograniczenia źródeł konwencjonalnych.
- Ekonomia projektów P2H wymaga szczegółowej analizy taryf dystrybucyjnych i opłaty mocowej. To one mogą decydować o tym, czy godzina niskiej ceny energii jest rzeczywiście godziną niskiego kosztu ciepła.
- Projekty powinny być rozwijane etapowo: studium techniczno-ekonomiczne, model cyfrowy, weryfikacja przyłączenia i taryf, finalny dobór mocy oraz dopiero później decyzja inwestycyjna.

8. Bariery i ograniczenia

Bariery regulacyjne

Otoczenie regulacyjne dojrzało na tyle, że to nie ono jest dziś główną barierą: dyrektywy EED i RED III tworzą popyt na ciepło z OZE, a mechanizm zielonych godzin (IDC) oraz elastyczne taryfy OSD dają narzędzia do sterowania poborem. Pozostają jednak istotne luki regulacyjne. Pierwszą jest kwalifikacja ciepła wytworzonego z energii elektrycznej pobranej z sieci jako ciepła odnawialnego [MOU10.1][KŻ10.2]. Bez jasnych zasad dokumentowania pochodzenia energii, wykorzystania gwarancji pochodzenia i przypisania energii OZE do ciepła, inwestycje P2H mogą nie wspierać formalnie realizacji celów efektywnego systemu ciepłowniczego w takim stopniu, w jakim wspierają je fizycznie. [2] [5]

Drugą, i w praktyce wiążącą, barierą jest struktura opłat dystrybucyjnych - przede wszystkim opłata mocowa i opłaty zmienne. P2H tworzy wartość wtedy, gdy może elastycznie pobierać energię w wybranych godzinach. Jeżeli jednak

znaczną część kosztu stanowią opłaty niezależne od ceny spot - opłata mocowa naliczana w godzinach 7-21 (czyli w oknie południowej nadwyżki PV) oraz pełne opłaty zmienne dystrybucyjne mimo nadwyżkowego charakteru energii, instalacja może mieć wysokie koszty nawet przy niskich cenach spot. Dla projektów pracujących kilkaset lub kilka tysięcy godzin rocznie struktura opłat jest równie ważna jak średnia cena energii.

Trzecią barierą jest taryfowanie ciepła w systemach wieloźródłowych. Model kosztów uzasadnionych powinien umożliwiać uznanie inwestycji w P2H, magazyn ciepła i EMS za element służący obniżeniu kosztu systemowego, redukcji emisji i zwiększeniu bezpieczeństwa dostaw. W przeciwnym razie przedsiębiorstwa ciepłownicze mogą nie mieć motywacji do ponoszenia nakładów, których część korzyści pojawia się po stronie KSE lub wytwórców OZE.

Bariery rynkowe

Rynek energii elektrycznej wynagradza elastyczność w sposób niepełny z perspektywy ciepłowni. P2H może ograniczać curtailment, zwiększać lokalną autokonsumpcję OZE, stabilizować pracę sieci i redukować koszty bilansowania, ale nie wszystkie te korzyści przekładają się na bezpośredni przychód projektu. Brakuje standardowych kontraktów między wytwórcami OZE, ciepłowniami i odbiorcami ciepła, w których elastyczny pobór byłby wynagradzany jako usługa.

Dodatkową barierą jest niepewność przychodów z usług systemowych i bilansujących. Kotły elektrodowe mogą technicznie reagować szybko, ale dostęp do produktów rynkowych zależy od wymogów kwalifikacji, agregacji, pomiarów, telemetrii i regulaminów operatorów. Projekty nie powinny opierać bankowalności wyłącznie na niepewnych przychodach z usług dodatkowych; powinny traktować je jako dodatek względem podstawowej logiki zastępowania drogiego ciepła paliwowego tanim ciepłem z OZE.

Bariery techniczne

Najczęstsze ograniczenia techniczne dotyczą mocy przyłączeniowej, parametrów sieci elektroenergetycznej i integracji z istniejącym układem ciepłowniczym. Kocioł elektrodowy o mocy kilku lub kilkadziesiąt MW może wymagać rozbudowy GPZ, transformatorów, pól SN/WN, zabezpieczeń, systemów kompensacji mocy biernej oraz uzgodnień z operatorem sieci. W wielu lokalizacjach moc przyłączeniowa, a nie cena urządzenia, będzie pierwszym ograniczeniem projektu.

Po stronie ciepłowniczej kluczowe są: temperatury zasilania i powrotu, ciśnienia, możliwości wpięcia do magistrali, praca pomp obiegowych,

miejsce na magazyn, dopuszczalne gradienty temperatury, ochrona przed przegrzaniem sieci oraz logika pracy źródeł istniejących. Magazyn ciepła wymaga nie tylko zbiornika, ale także wymienników, dyfuzorów, armatury, układów pompowych, izolacji, układu pomiarowego i poprawnie zdefiniowanych algorytmów ładowania/rozładowania. Pompy ciepła w przypadku sieci wysokotemperaturowych mogą dawać niewystarczający parametr techniczny na wyjściu, przez co ich efektywność drastycznie spada.

Bariery cyfrowe i organizacyjne

P2H jest technologią prostą sprzętowo, ale złożoną operacyjnie. Wartość projektu zależy od decyzji godzinowych: kiedy pobierać energię, jaką mocą, do jakiej temperatury ładować magazyn, kiedy uruchamiać źródła paliwowe, a kiedy wykorzystywać zgromadzone ciepło. Wiele ciepłowni nie posiada dziś systemów EMS zdolnych do automatycznego uwzględniania cen energii, prognoz OZE, prognoz pogody i ograniczeń technologicznych.

Wdrożenie wymaga także zmiany kompetencyjnej. Operator ciepłowni musi rozumieć nie tylko hydraulikę i kotły, ale również rynek energii elektrycznej, zasady bilansowania, kontrakty PPA, taryfy dystrybucyjne, cyberbezpieczeństwo i data governance. Brak takich kompetencji może prowadzić do zachowawczej pracy instalacji i utraty potencjalnych korzyści.



Macierz barier i działań ograniczających ryzyko

Tabela 14.

Bariera	Ryzyko dla projektu	Działanie ograniczające
Niejasna kwalifikacja ciepła z energii elektrycznej jako OZE	Brak wpływu na spełnienie kryteriów efektywnego systemu i celów OZE	Zasady dokumentowania pochodzenia energii, gwarancje pochodzenia i bilansowanie energii OZE zużytej w P2H
Taryfy dystrybucyjne niedopasowane do elastycznej pracy	Niski spread ekonomiczny mimo taniej energii spot	Dedykowane produkty taryfowe dla elektroogrzewnictwa systemowego. Mechanizm zielonych godzin IDC bez opłaty mocy i opłat zmiennych, z opłatami stałymi od zredukowanej mocy (zob. sekcja w rozdz. 5)
Brak wynagrodzenia za ograniczenie curtailmentu	Korzyść systemowa nie trafia do inwestora	Kontrakty elastyczności między OZE, ciepłownią i agregatorem; produkty DSR
Ograniczona moc przyłączeniowa	Niemożliwość instalacji kotła/magazynu w optymalnej skali	Analiza przyłączeniowa na etapie pre-FEED; wariantowanie mocy P2H i etapowanie
Brak EMS/Digital Twin	Ręczne sterowanie i utrata wartości zmienności cen	Wdrożenie EMS z optymalizacją dispatchu, prognozami i integracją SCADA
Niepewność przychodów z usług systemowych	Przeszacowanie bankowalności projektu	Model bazowy na oszczędności paliw/CO ₂ ; usługi systemowe jako upside

Rekomendacja regulacyjna: zielone godziny IDC bez opłaty mocy i opłat zmiennych

Ponieważ wiążącą barierą jest dziś struktura kosztów, a nie brak prawa, najsukuteczniejszą interwencją jest powiązanie mechanizmu zielonych godzin (IDC) z czasowym zwolnieniem z opłat, które

najmocniej obciążają nadwyżkową energię. Proponowany mechanizm - w godzinach wskazanych jako zielone (nadwyżki OZE):

- 1) opłata mocy $\rightarrow 0$ (jej cel - ograniczanie poboru w szczycie - jest sprzeczny z pożądanym zachowaniem P2H w godzinach nadwyżki);
- 2) pozostałe opłaty zmienne (sieciowa zmienna, jakościowa, OZE, kogeneracyjna) $\rightarrow 0$, bo energia i tak była nadwyżkowa i podlegałaby redukcji;
- 3) opłaty stałe $\rightarrow$ naliczane od zredukowanej mocy umownej zgodnej z IDC, ponieważ pobór nadwyżkowy w zielonych godzinach odbywa się ponad bazową, zakontraktowaną moc.

Skutkiem jest sprowadzenie kosztu krańcowego P2H w zielonych godzinach praktycznie do ceny energii. W godzinach cen ujemnych oznacza to dodatni sygnał ekonomiczny do poboru - dokładnie wtedy, gdy KSE potrzebuje elastycznego popytu, a wytwórcy OZE są zagrożeni redukcją. Utrzy-

manie zredukowanej opłaty stałej zamiast jej całkowitego zniesienia jest wyborem celowym: zachowuje częściowy zwrot kosztów stałych dla OSD, dzięki czemu mechanizm pozostaje przejrzysty rozliczeniowo i łatwy do wdrożenia bez naruszania logiki taryfowej.

Podsumowanie barier

Bariery dla P2H nie wynikają z niedojrzałości technologii. Kotły elektrodowe, pompy ciepła i magazyny ciepła są rozwiązaniami komercyjnie dostępnymi i dojrzałymi technologicznie. Nie wynikają też - wbrew częstej diagnozie - przede wszystkim z luk w prawie: ramy popytowe (EED, RED III) i narzędzia sterowania poborem (IDC, taryfy elastyczne) już istnieją. Główne ograniczenie ma charakter kosztowy: obecna struktura opłat dystrybucyjnych, a zwłaszcza opłata mocowa naliczana w oknie nadwyżek PV, neutralizuje korzyść z taniej energii. Rozwój P2H w Polsce zależy więc przede wszystkim od tego, czy regulacja dostosuje strukturę opłat do nadwyżkowego, elastycznego pobo-

ru - co czyni opisany mechanizm zielonych godzin IDC najwyższej dźwigni interwencji.

Rekomendowany kierunek działań to uruchamianie projektów demonstracyjnych i komercyjnych w ciepłowniach średniej wielkości, w których możliwe jest szybkie połączenie kotła elektrodowego, magazynu TTES/PTES i EMS, a następnie replikacja modelu w kolejnych systemach. Każdy projekt powinien być poprzedzony analizą godzinową i oceną wpływu na taryfę ciepła, pracę KSE, lokalne OZE i emisję CO₂.



Źródła

- [1] Instytut Energetyki Odnawialnej / PIME,, Zielona elektryfikacja ciepłownictwa wraz z propozycją legislacyjną na rzecz zagospodarowania nadwyżek energii z OZE.
- [2] Energetyki, Urząd Regulacji, Taryfy na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej na 2026 r. (decyzje z 17.12.2025); Informacje Prezesa URE nr 57/2025 i 58/2025 (opłata mocowa), nr 61/2025 (opłata OZE); rozporządzenie Ministra Energii z 28.11.2025 (opłat).
- [3] Forum Energii, Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2025” oraz rocznik danych o energetyce, 2025.
- [4] IMP/PIME/IEO, Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła w Polsce.
- [5] Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, Koncepcja dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego wg NCBR.
- [6] 6 Dyrektywa (UE) 2023/2413 (RED III) - cele OZE, ogrzewanie i chłodnictwo, ciepłownictwo systemowe.
- [7] Urząd Regulacji Energetyki, Energetyka ciepła w liczbach, 2024.
- [8] Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Potencjał wykorzystania technologii Power-to-Heat w transformacji ciepłownictwa systemowego w Polsce, 2024.
- [9] Dyrektywa (UE) 2023/1791 w sprawie efektywności energetycznej (EED), art. 26 - efektywne systemy ciepłownicze i chłodnicze.
- [10] International Energy Agency, The future of Heat Pumps.
- [11] Danish Energy Agency, Technology Data for Generation of Electricity and District Heating.

Autorzy



Filip Jankun

Filip Jankun łączy ponad 15 lat doświadczenia w budowaniu i wdrażaniu nowych technologii z praktycznym podejściem do transformacji energetycznej przemysłu i ciepłownictwa.

Jako Prezes Horizons Power to Heat rozwija projekty z obszaru Power-to-Heat, magazynowania ciepła, elektryfikacji źródeł ciepła oraz systemów sterowania energią. Koncentruje się na rozwiązaniach, które pozwalają zakładom przemysłowym i systemom ciepłowniczym obniżyć koszt ciepła, ograniczyć emisję CO₂ i wykorzystywać zmienność cen energii elektrycznej jako źródło przewagi operacyjnej.

W swojej pracy łączy perspektywę technologiczną, ekonomiczną i wykonawczą: od analizy danych i modelowania Digital Twin, przez dobór techno-

logii i struktury finansowania, po realizację projektów oraz ich późniejszą optymalizację.

Wcześniej z sukcesem prowadził projekty technologiczne od koncepcji i prototypu do wdrożenia przemysłowego oraz skalowania organizacji. Dziś wykorzystuje to doświadczenie w projektach Power-to-Heat, gdzie kluczowe znaczenie mają niezawodność, automatyka, integracja z procesem przemysłowym i długoterminowa ekonomika pracy aktywów energetycznych.

Autor i prelegent wystąpień oraz publikacji prezentowanych na konferencjach międzynarodowych w USA, Japonii, Niemczech, Francji i Polsce.

**Szymon Kowalski**

Wiceprezes RE-Source Poland Hub – ekspert rynku energetycznego związany z sektorem energetycznym od 15 lat. Wieloletni pracownik największych grup energetycznych w Polsce (TAURON Polska Energia S.A., PGE Energia Odnawialna S.A.), gdzie zajmował stanowiska kierownicze wyższego szczebla. Był również pracownikiem administracji publicznej na szczeblu centralnym, aktywnie uczestnicząc w tworzeniu krajowych i unijnych regulacji w sektorze energetycznym.

Współautor kilku analiz i opracowań dotyczących rynku energii w Polsce. Prelegent licznych konferencji i szkoleń z zakresu energetyki. Prowadził i nadzorował projekty badawczo-rozwojowe w sektorze energetycznym w obszarach usług sieciowych i odnawialnych źródeł energii, pracował nad przyspieszeniem rozwoju start-upów. Obecnie doradza w zakresie zielonej transformacji odbiorców energii i optymalizacji sprzedaży energii ze źródeł OZE w ramach spółki Business Energy Solutions Sp. z o.o.



Karol Żebrowski

Karol Żebrowski łączy doświadczenie w rozwoju infrastruktury energetycznej i elektromobilności z praktycznym podejściem do transformacji energetycznej przemysłu oraz ciepłownictwa systemowego.

Jako Dyrektor Rozwoju Biznesu w Horizons Power to Heat odpowiada za rozwój projektów z obszaru Power-to-Heat, wielkoskalowych pomp ciepła, kotłów elektrodowych, magazynowania ciepła oraz cyfrowej optymalizacji systemów energetycznych. Koncentruje się na rozwiązaniach, które pozwalają przedsiębiorstwom ciepłowniczym i zakładom przemysłowym obniżyć koszty wytwarzania ciepła, ograniczać emisję CO₂, zwiększać udział energii odnawialnej oraz wykorzystywać elastyczność źródeł na rynku energii elektrycznej.

W swojej pracy łączy perspektywę techniczną, biznesową i wykonawczą: od analizy profili zużycia energii, modelowania cyfrowego i oceny opła-

calności inwestycji, przez dobór technologii oraz przygotowanie modeli realizacyjnych, po rozwój projektów i współpracę z dostawcami technologii i wsparcie procesu wdrożenia.

Posiada wieloletnie doświadczenie w budowie i rozwoju infrastruktury energetycznej oraz elektromobilności, obejmujące zarówno przygotowanie i realizację inwestycji, jak i późniejsze utrzymanie aktywów.

Absolwent Politechniki Warszawskiej, w swoich działaniach koncentruje się na łączeniu wiedzy technicznej ze sprawnym prowadzeniem projektów, budową modeli biznesowych i skalowaniem rozwiązań, które wspierają elektryfikację transportu, przemysłu oraz ciepłownictwa.



www.horizons-heat.energy



www.resourcepoland.pl



www.psew.pl