



Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie

Technologie, które zmieniają rzeczywistość

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy i publikacje Forum Energii są udostępniane nieodpłatnie i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

OPIEKA MERYTORYCZNA

Marcin Ścigan, Forum Energii

AUTORZY

Instytut Energetyki Odnawialnej:

Paweł Tokarczyk

Patryk Pietrzak

Aneta Więcka

Justyna Zarzeczna

Grzegorz Wiśniewski

WSPÓŁPRACA

Forum Energii:

Joanna Maćkowiak-Pandera

Andrzej Rubczyński

Michał Jędra

Rafał Macuk

OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

Raport został opracowany w ramach projektu Forum Energii „Czyste ciepło – Międzynarodowe Forum Współpracy”, wspieranego przez Europejską Inicjatywę na rzecz Ochrony Klimatu (Europäische Klimaschutzinitiative, EUKI). Nadrzędnym celem EUKI jest sprzyjanie współpracy wewnątrz Unii Europejskiej w zakresie klimatu i zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. EUKI jest instrumentem finansowania projektów przez niemieckie ministerstwo środowiska (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, BMUB). Wdrażanie EUKI odbywa się przy wsparciu Niemieckiego Towarzystwa Współpracy Międzynarodowej (Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, GIZ). Opinie zamieszczone w tej publikacji należą wyłącznie do autorów.

DATA PUBLIKACJI:

maj 2020

PARTNER PROJEKTU



SPIS TREŚCI

Wstęp (<i>dr Joanna Maćkowiak-Pandera</i>)	2
1. Wprowadzenie	3
2. Kluczowe liczby	6
3. Najważniejsze wnioski	7
4. Cel raportu	8
5. Proponowane technologie i łączny nakład inwestycyjny	8
6. Charakterystyka proponowanych technologii	10
6.1. Kolektory słoneczne	10
6.2. Kotły na biomasę	12
6.3. Technologia Power to Heat - elektroogrzewnictwo	15
6.3.1. Podgrzewacze rezystancyjne	16
6.3.2. Kotły elektryczne	16
6.3.3. Sprężarkowe pompy ciepła	18
6.4. Pompy ciepła w połączeniu z instalacją fotowoltaiczną	20
6.5. Biogaz	22
6.6. Magazyny ciepła	23
6.6.1. Sezonowe magazyny	23
6.6.2. Magazyny krótko- i średnioterminowe	24
6.7. Ciepłownicze moduły geotermalne	25
7. Wdrożenie zidentyfikowanych rozwiązań technologicznych	27
8. Założenia do analiz i metodyka pracy	28
Załącznik: Katalog danych o nowoczesnych technologiach OZE w ciepłownictwie	32
Literatura	35

Wstęp

Niniejsze opracowanie to kontynuacja prac Forum Energii nad koncepcją rozwoju czystego ciepła w Polsce. Zależy nam, aby na ciepłownictwo patrzeć szeroko – nie tylko jak na systemy ciepłownicze, ale przede wszystkim indywidualne źródła ciepła, w których powstaje aż 75% ciepła zużywanego w gospodarstwach domowych w Polsce. To ten sektor jest głównym źródłem zanieczyszczeń powietrza.

Do tej pory opracowaliśmy strategię *Czyste Ciepło 2030*, zidentyfikowaliśmy problem małych systemów ciepłowniczych i ciepłownictwa systemowego, przygotowaliśmy strategię pozbycia się smogu dla Żywca oraz porównywaliśmy najlepsze doświadczenia duńskie i niemieckie. W 2019 r. w strategii *Czyste ciepło 2030* wskazaliśmy cztery scenariusze poprawy jakości powietrza i ograniczania emisji CO₂. Otoczenie zmienia się jednak szybko. Aktualnie cała Europa dyskutuje o neutralności klimatycznej w 2050 r. Dlatego w tej analizie skupiamy się technologiach kluczowych do osiągnięcia najbardziej ambitnego scenariusza naszej strategii, który zakłada pełną dekarbonizację do 2050 roku.

Technologie, które proponujemy mogą być kontrowersyjne. Nie ma idealnych rozwiązań, które zadowolą wszystkich. Wątpliwości mogą budzić dostępność surowców, koszty czy produkcja komponentów poza granicami naszego kraju. Jednak wyboru dokonać trzeba, bo era węgla się kończy, a Polki i Polacy zasługują na czyste ciepło. Wiek, stan techniczny oraz sprawność urządzeń grzewczych pozostawiają wiele do życzenia.

W analizie, wspólnie z Instytutem Energetyki Odnawialnej, wskazujemy technologie, na które naszym zdaniem warto postawić w najbliższej dekadzie. Uważamy, że Polska odchodząc od węgla, powinna wykonać skok w stronę źródeł odnawialnych, bo tylko one gwarantują w dłuższej perspektywie niezależność energetyczną, umiarkowane koszty, czyste powietrze oraz redukcję emisji CO₂. Rozwojowi OZE w ciepłownictwie powinna towarzyszyć ambitna polityka przemysłowa, aby stworzyć w tym sektorze jak najwięcej miejsc pracy. Czyste ciepło może stać się kołem zamachowym polskiej gospodarki, która po kryzysie wywołanym koronawirusem będzie potrzebowała nowych impulsów rozwojowych.

Mamy nadzieję, że nasze opracowanie stanie się inspiracją do działania.

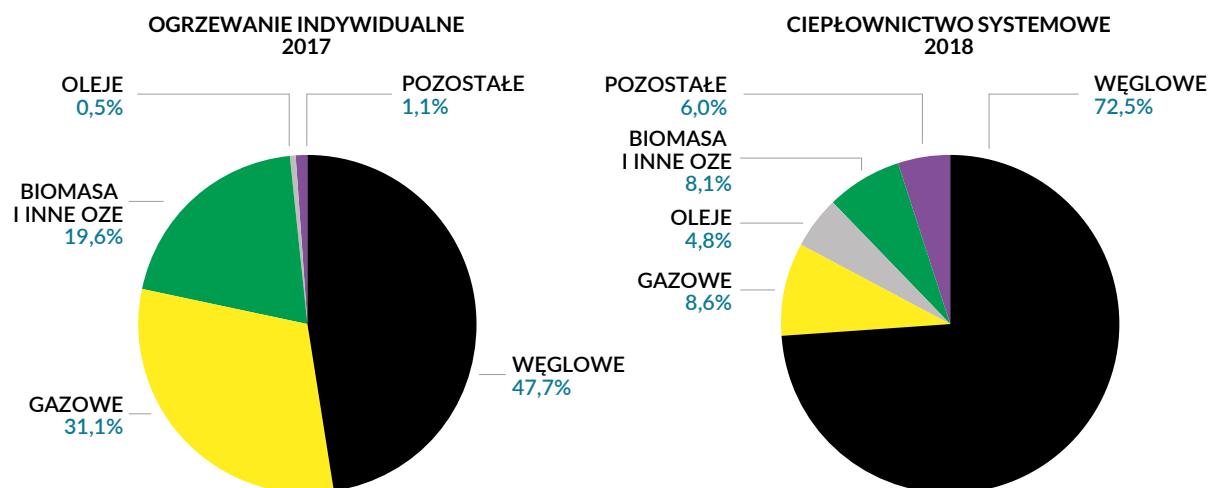
Życzymy dobrej lektury.
dr Joanna Maćkowiak-Pandera
Prezes Forum Energii

1. Wprowadzenie

Ciepłownictwo uwzględnia sieci ciepłownicze, jak też zaopatrzenie w ciepło gospodarstw domowych, które odpowiadają aż za 1/2 jego zużycia¹. Polski sektor ciepłownictwa opiera się w ogromnym stopniu na węglu (Wykres 1), którego zużycie do celów grzewczych wynosi 24 mln ton, z czego 12 mln ton jest wykorzystywane w gospodarstwach domowych². Bezpośrednio przekłada się to na zanieczyszczenie powietrza i powstawanie smogu. Szczegółową diagnozę ciepłownictwa w Polsce Forum Energii przedstawiło w raporcie *Czyste ciepło 2030*.

Miks energetyczny niewiele się zmienił w ostatnich latach. Udział odnawialnych źródeł energii między rokiem 2010 a rokiem 2018 wzrósł jedynie z 11,7% do 14,56%, z uwzględnieniem również ciepła wykorzystywanego w przemyśle³. Tak powolna zmiana nie spowoduje ograniczenia emisji CO₂ i poprawy jakości powietrza. Szczególnie niskie tempo wzrostu jest widoczne w ciepłownictwie systemowym, w którym udział źródeł OZE w strukturze wykorzystania paliw wzrósł z 2,9% w roku 2002 do zaledwie 8,2% w roku 2018⁴.

Wykres 1. Zużycie paliw do celów grzewczych



3

Źródło: *Ciepłownictwo w Polsce*. Edycja 2019, Forum Energii, Warszawa 2019.

Ciepłownictwo⁵ definiowane jest szeroko – zarówno jako ciepłownictwo systemowe obejmujące systemy ciepłownicze wraz z źródłami wytwarzania, jak i ciepłownictwo niesystemowe, czyli indywidualne instalacje grzewcze w gospodarstwach domowych.

Traktując OZE po macoszemu, Polska nie będzie w stanie zrealizować planowanego na rok 2020 celu w wysokości 17,05% dla ciepłownictwa i chłodnictwa⁶. Tym bardziej nie osiągnie tego wskaźnika w wysokości 28,4% w kolejnej dekadzie, jak przewiduje najnowszy Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030⁷. A trzeba podkreślić, że jest to wskaźnik realny. W niniejszym raporcie pokazano, że w przypadku ciepłownictwa systemowego i niesystemowego aspiracje mogą być większe. Przy odpowiednim wysiłku 40% ciepła może pochodzić z OZE już w 2030 r.

1 *Ciepłownictwo w Polsce*. Edycja 2019, Forum Energii, Warszawa 2019.

2 W efekcie polskie gospodarstwa domowe zużywają 87% węgla spalane w gospodarstwach domowych w państwach Unii Europejskiej.

3 Na podstawie danych Eurostatu.

4 *Energetyka ciepła w liczbach – 2018*, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2019.

5 W przyjętym podejściu nie analizowano wykorzystania ciepła w przemyśle, które jest uwzględniane przez Eurostat w sektorze „Ciepłownictwo i chłodnictwo”.

6 *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych 2010–2020*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2010.

7 *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, Wersja z 18.12.2019, Ministerstwo Aktywów Państwowych, Warszawa 2019.

Dlaczego 40%

Dyskusja nad neutralnością klimatyczną Unii Europejskiej w 2050 r. nabiera rozpędu, a Nowy Zielony Ład, flagowa inicjatywa Komisji Europejskiej, mobilizuje do ambitnych działań. Dlatego ważne jest ustanowienie w Polsce długofalowego celu dekarbonizacji w ciepłownictwie. Aby całkowicie wyeliminować emisje do 2050 r., już w 2030 r. udział OZE powinien być na poziomie 40%, zgodnie z tzw. scenariuszem dekarbonizacji zidentyfikowanym w strategii *Czyste ciepło 2030*. Takie podejście pozwoli na realizację szeregu celów, które są korzystne dla krajowej gospodarki i społeczeństwa (Tabela 1).

Tabela 1. Cele dla ciepłownictwa systemowego i indywidualnego w perspektywie do 2030 r. i 2050 r.

Cel/Obszar	Rok 2030	Rok 2050
1. Klimat	Redukcja emisji CO ₂ (względem 2016 r.) o 42%	Redukcja emisji CO ₂ (względem 2016 r.) o 100%
2. OZE	Udział energii z OZE w zużyciu ciepła i chłodu w wysokości 40%	Udział energii z OZE w zużyciu ciepła i chłodu w wysokości 100%
3. Efektywność energetyczna	Redukcja zużycia energii końcowej przez budynki o 21% (względem 2016 r.)	Redukcja zużycia energii końcowej przez budynki o 55% (względem 2016 r.)
4. Środowisko i bezpieczeństwo energetyczne	Zastąpienie węgla innymi źródłami energii pierwotnej w budynkach ogrzewanych indywidualnie (a w ciepłownictwie systemowym do 2035 r.)	Dekarbonizacja systemów ciepłowniczych – elektryfikacja ciepła i wykorzystanie energii z OZE oraz energii odpadowej
5. Systemy ciepłownicze	Przekształcenie wszystkich systemów ciepłowniczych w systemy efektywne	-

4

Źródło: *Scenariusz IV. Dekarbonizacja ciepłownictwa, w: Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa, Forum Energii, Warszawa 2019.*

Co proponujemy?

W niniejszym raporcie przedstawiono ścieżkę do osiągnięcia 40-procentowego udziału OZE w ciepłownictwie w 2030 r., inspirowaną tzw. scenariuszem dekarbonizacji zidentyfikowanym w strategii *Czyste ciepło 2030*. Do osiągnięcia tego celu zostało nam jedynie 10 lat. Czasu na działanie jest więc mało i należy zacząć już teraz. Dlatego też rozwój OZE w ciepłownictwie w najbliższej dekadzie będzie się dużej mierze opierał na technologiach, które są już znane i wykorzystywane w Europie. Większość z nich jest nie tylko powszechnie stosowana, ale także produkowana przez polskie przedsiębiorstwa. Dodatkowo trzeba pamiętać, że bardzo prawdopodobne jest pojawienie się nowych rozwiązań technologicznych, które przyspieszą dekarbonizację ciepłownictwa. Będą one jednak raczej uzupełnieniem, a nie fundamentem strategii na kolejną dekadę.

Osiągnięcie omawianego celu w ciepłownictwie wiąże się z dwoma działaniami:

- 1. Zmniejszeniem zapotrzebowania na ciepło.** Według naszych założeń prognostycznych w 2030 r. zapotrzebowanie na ciepło spadnie o 21% do 622 PJ w porównaniu do 789 PJ w 2016 r. Efektywność energetyczna jest kluczowa. Powszechna termomodernizacja budynków, która została uwzględniona w tym raporcie⁸, jest jednym z najistotniejszych narzędzi.
- 2. Zmianą struktury zapotrzebowania na paliwa i mocy zainstalowanej.** Technologie paliw kopalnych będą zastępowane przez OZE. Łączna moc tych pierwszych w całym ciepłownictwie spadnie ze 139 GW_t w 2016 r.⁹ do 71 GW_t w roku 2030. Jednocześnie moce zainstalowane w OZE (łącznie z ciepłem odpadowym i procesami spalania odpadów komunalnych) wzrosną z 33 GW_t do 72 GW_t. Zważywszy

⁸ Wariant termomodernizacji przyjęty w raporcie Forum Energii *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*. Liczba budynków poddanych do termomodernizacji w 2050r. wzrośnie do 75 %. W scenariuszu wzięto pod uwagę zdecydowany wzrost liczby odbiorców podłączonych do sieci ciepłowniczej (odbiorców ciepła systemowego).

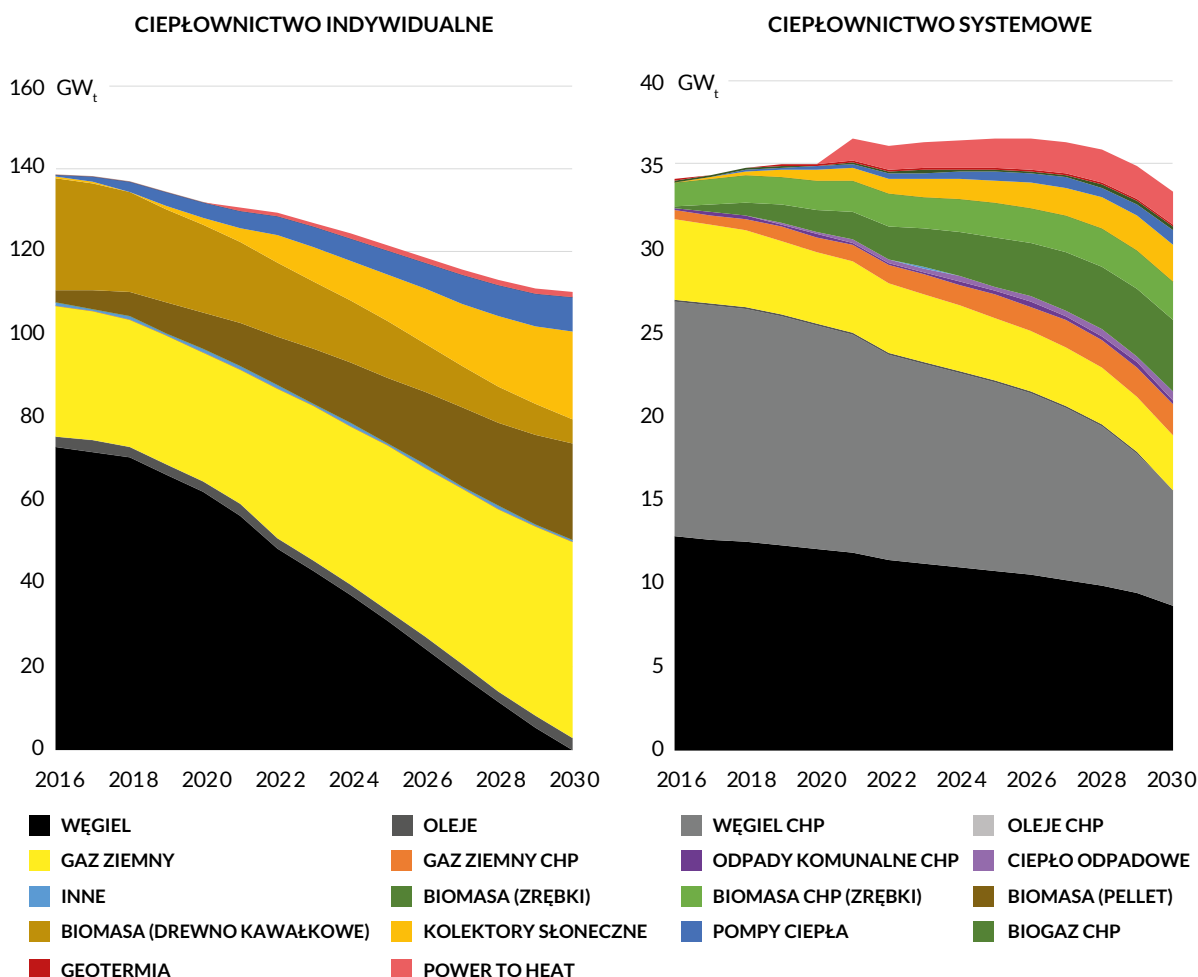
⁹ Na podstawie *Czyste ciepło 2030...*

na raczej niewielki wzrost w ostatnich latach, przyrost mocy OZE w kolejnej dekadzie powinien wynosić średnio ok. 4 GW_t na rok.

Realizacja obu działań wpłynie na dwa podsektory następująco:

1. **Ciepłownictwo indywidualne** – w niniejszej analizie przewiduje się wzrost udziału energii z OZE w ciepłownictwie indywidualnym z 21% w 2016 r. do 40% w 2030 r. W efekcie zainstalowana moc OZE podwoi się z 31 GW_t do blisko 60 GW_t i wyniesie 54% łącznej mocy w ciepłownictwie indywidualnym wobec 22% w 2016 r.
2. **Ciepłownictwo systemowe** – udział energii z OZE w ciepłownictwie systemowym wzrośnie z 9% w roku 2016 do 39% w 2030 r. Moc zainstalowana zwiększy się ponad sześciokrotnie, z niecałych 2 GW_t do 12,2 GW_t, w tym samym okresie. Przełoży się to na 37% łącznej mocy w ciepłownictwie systemowym wobec 5% w 2016 r.

Wykres 2. Struktura mocy wykorzystywanej w ciepłownictwie indywidualnym i systemowym



Źródło: Opracowanie Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO).

Tabela 2. Poziom wykorzystywanych mocy cieplnych w krajowym ciepłownictwie w latach 2016 i 2030

Moc (MW _t)	2016	2030
Węgiel	99 691,9	15 442,1
Oleje	2 785,6	2 807,4
Gaz ziemny	36 642,1	52 421,3
Biomasa	31 609,6	35 357,9
Biogaz	56,0	233,4
Kolektory słoneczne	538,6	23 480,9
Pompy ciepła	248,5	9 147,7
Odpady komunalne	138,3	281,0
Ciepło odpadowe	0,0	463,0
Power to Heat	0,0	3 181,8
Inne	693,7	618,5
RAZEM	172 404,4	143 435,2

Źródło: Opracowanie IEO na podstawie Czyste ciepło 2030...

6

2. Kluczowe liczby

- 42%** Możliwy poziom redukcji CO₂ w ciepłownictwie do 2030 r.
- 40%** Możliwy udział odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie w 2030 r.
- 84 GW_t** Łączna moc instalacji opartych na węglu konieczna do wycofania do 2030 r. (w stosunku do 2016 r.)
- 0 MW_t** Moc urządzeń grzewczych wykorzystujących węgiel w gospodarstwach domowych w 2030 r.
- 72 GW_t** Postulowany poziom mocy grzewczej technologii OZE w 2030 r.
- 21%** Zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło pomiędzy 2016 a 2030 r. w wyniku termomodernizacji budynków
- 81,5 mld zł** Łączne nakłady inwestycyjne na nowe technologie OZE w ciepłownictwie w latach 2020–2030
- 4 GW_t/rok** Konieczny roczny przyrost mocy OZE w latach 2020–2030 w celu zwiększenia udziału OZE w ciepłownictwie do 40% w 2030 r.

3. Najważniejsze wnioski

1. Możliwe jest zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym i ciepłownictwie indywidualnym do 40% w 2030 r. Istotne będą działania na rzecz efektywności energetycznej oraz zmiana struktury zapotrzebowania na paliwa w tym sektorze. Konieczne są m.in. szeroko zakrojona termomodernizacja oraz odejście od wykorzystania węgla na cele grzewcze. Wszystko to doprowadzi do redukcji emisji CO₂ w ciepłownictwie o 42%.
2. Największe inwestycje należy przeznaczyć na trzy technologie, których moc grzewcza może znacząco wzrosnąć w ciągu najbliższej dekady:
 - pompy ciepła (do 9,1 GW_t),
 - kolektory słoneczne (do 23,5 GW_t)
 - kotły na pellet wykorzystywane w gospodarstwach domowych (do 23 GW_t).

Co istotne, kotły na pellet są uznawane za technologię przejściową w dekarbonizacji ciepłownictwa indywidualnego do 2050 r. Ponadto zastosowanie technologii elektrogrzewnictwa, biogazowni, magazynów ciepła oraz modułów geotermalnych będzie stanowiło uzupełnienie procesu dekarbonizacji ciepłownictwa.

3. Łączna moc zainstalowana technologii OZE w ciepłownictwie, razem z ciepłem odpadowym i procesami spalania odpadów komunalnych, powinna wzrosnąć z 33 GW_t w 2016 r. do 72 GW_t w 2030 r. Z uwagi na niewielki wzrost w ostatnich latach przyrost mocy OZE w kolejnej dekadzie powinien wynosić średnio ok. 4 GW_t na rok. Natomiast moc urządzeń wykorzystujących paliwa kopalne powinna spaść ze 139 GW_t w 2016 roku¹⁰ do 71 GW_t w roku 2030.
4. Nakłady inwestycyjne na nowe OZE w ciepłownictwie w latach 2020–2030 powinny wynieść niemal 81,5 mld zł. Średnie wydatki na poziomie ok. 8 mld zł rocznie są szansą dla dostawców technologii, ale też realnym wyzwaniem, także dla inwestorów i sektora finansowego. Jest to równowartość blisko 40% łącznych nakładów inwestycyjnych w Polsce w 2017 r. na wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę¹¹.
5. Obecny trend rozwoju technologii OZE w Polsce nie jest wystarczający do osiągnięcia 40-procentowego udziału energii odnawialnej w ciepłownictwie w 2030 r. Nie uda się również zrealizować celu udziału ciepła z OZE dla ciepłownictwa i chłodnictwa w wysokości 28,4%, określonego w Krajowym planie na rzecz energii i klimatu. Niezbędne jest więc przyspieszenie działań.
6. Krajowe zdolności wykonawcze nie są wystarczająco rozwinięte, by zrealizować tak ambitne tempo inwestycji. Z uwagi na zbyt powolny rozwój OZE polskie firmy nie wykreowały odpowiedniej bazy wytwórczej, ponieważ nie musiały zatrudniać dużej liczby pracowników ani produkować dużej liczby komponentów. Konieczna jest więc rozbudowa potencjału krajowego sektora produkcji i instalacji urządzeń OZE, w tym sektora B+R. Ten proces jednak wymaga czasu – od 2 do 5 lat.
7. Odpowiednia polityka przemysłowa musi być wsparta spójną strategią dla ciepłownictwa. Strategia ta musi umożliwić wprowadzenie koniecznych, a wyeliminowanie zbędnych regulacji oraz uwzględnić punkt startowy i potencjał rozwoju inwestorów w ciepłownictwie. Przewidywalny kierunek w tym sektorze zapewni przemysłowi poczucie bezpieczeństwa i zwiększy rolę dekarbonizacji ciepłownictwa w rozwoju gospodarczym naszego kraju.

¹⁰ Na podstawie *Czyste ciepło 2030...*

¹¹ To jest 21 mld zł. „Biuletyn Statystyczny” 2019, nr 3.

4. Cel raportu

Niniejsza analiza ma na celu przedstawienie kluczowych technologii, dzięki którym polskie ciepłownictwo mogłoby osiągnąć w 2030 r. 40-procentowy udział OZE¹². Technologie te mają zastosowanie w ciepłownictwie systemowym oraz ciepłownictwie indywidualnym¹³. Stosowanie niektórych z nich nie jest jeszcze rozpowszechnione w Polsce w przeciwieństwie do innych krajów Unii Europejskiej.

5. Proponowane technologie i łączny nakład inwestycyjny

W niniejszym raporcie zaprezentowano technologie OZE kluczowe w perspektywie 2030 r. oraz przeanalizowano możliwości ich rozwoju z wielu perspektyw (tabela 3).

Tabela 3. Uwarunkowania technologii OZE w ciepłownictwie

Technologia	Uwarunkowania +++ Najbardziej korzystne; ++ Umiarkowanie korzystne; + Najmniej korzystne					
	Zasoby	Powszechność wykorzystania	Koszty	Obecność polskich producentów	Uwarunkowania prawne	Główny obszar zastosowania
Kolektory słoneczne	+++ ^a	+++	+++	+++	+++	Ciepła woda użytkowa
Kotły na pellet – ciepłownictwo indywidualne	++ ^b	+++	++	+++	+ ^c	Ogrzewanie
Kotły na biomasę – ciepłownictwo systemowe	++	++	++	+++	+ ^d	Ogrzewanie
Podgrzewacze rezystancyjne	+++	++	+++	++	++ ^e	Ciepła woda użytkowa
Kotły elektryczne	+++	+	+	++	++ ^e	Ogrzewanie
Pompy ciepła	+++	+	++	+	++ ^e	Ogrzewanie
Biogaz	++	+	+	+	+++	Ogrzewanie
Magazyny ciepła	+++	+	+	++	++	Ogrzewanie
Geotermia	+	+	+	+	+++	Ogrzewanie

Źródło: Opracowanie własne.

a – nieograniczone zasoby;

b – bogate, ale ograniczone zasoby;

c – wiele dokumentów wojewódzkich programów ochrony powietrza uznaje pellet, jako paliwo stałe, za niepożądany;

d – zgodnie z dyrektywą RED II duże ciepłownie i elektrociepłownie o mocy powyżej 20 MW, wykorzystujące biomasę stałą będą objęte zaostrzonymi kryteriami w zakresie zrównoważonego rozwoju i redukcji emisji gazów cieplarnianych;

e – brak przepisów zwiększających opłacalność wykorzystania energii elektrycznej na cele grzewcze.

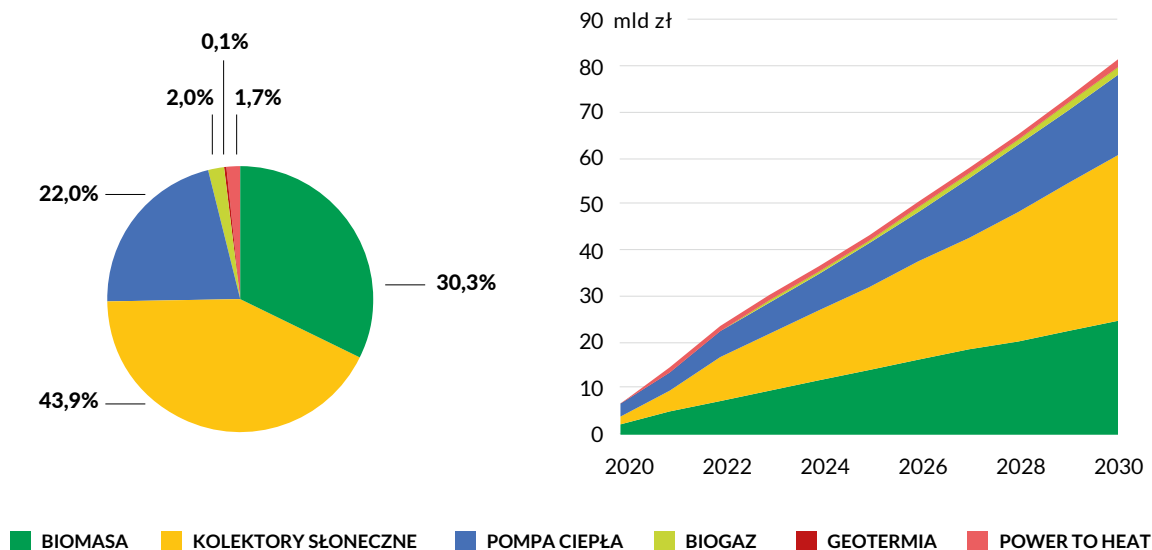
12 Inspiracją był scenariusz IV raportu *Czyste ciepło 2030...* Zakłada on dekarbonizację sektora ciepłownictwa do 2050 r. Na potrzeby niniejszej pracy scenariusz ten został nieco zaktualizowany (zob. Załącznik).

13 W przyjętym podejściu nie analizowano pod kątem technologicznym sektorów przemysł i budownictwo, które odgrywają istotną rolę w zapotrzebowaniu na specyficzne technologie. Nie uwzględniono np. technologii odzysku ciepła odpadowego z procesów technologicznych, które będą z czasem także źródłem ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych, w szczególności w uprzemysłowionych aglomeracjach, jak Warszawa, Katowice itd.

Koszty

Łączne nakłady inwestycyjne na nowe OZE w ciepłownictwie w latach 2020–2030 powinny wynieść 81,5 mld zł. Warto tu zauważyć, że w 2017 r. przeznaczono 21 mld zł na inwestycje w zakresie wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę¹⁴. Prognozowane inwestycje na poziomie 8 mld rocznie są zatem nie tylko szansą dla dostawców technologii, ale i realnym wyzwaniem, także dla inwestorów i sektora finansowego.

Wykres 3. Skumulowane nakłady inwestycyjne i struktura wydatków na poszczególne technologie



9

Źródło: Opracowanie IEO.

Gros nakładów inwestycyjnych (CAPEX) pochłaniają trzy najważniejsze technologie OZE dla ciepłownictwa: kolektory słoneczne, kotły na biomasę i pompy ciepła. Koszty jednostkowe wszystkich technologii, przedstawione przez Instytut Energetyki Odnawialnej, zostały oszacowane na podstawie analiz i studiów przypadku.

W analizie poszczególnych technologii w następnej sekcji uwzględniono, tam, gdzie to było możliwe:

- CAPEX – jednostkowy nakład inwestycyjny;
- OPEX – jednostkowy wydatek operacyjny, głównie na paliwo i/lub serwis;
- LCOH – rozłożony koszt ciepła¹⁵, który pokazuje uśredniony koszt przypadający na jednostkę ciepła ponoszony w całym cyklu życia źródła ciepła. Zawiera nakłady inwestycyjne, koszty kapitałowe, prognozowane koszty zmienne, w tym koszty paliw¹⁶.

Dla użytkownika urządzenia istotny jest OPEX, gdyż nakład inwestycyjny w wielu przypadkach może zostać zmniejszony dzięki dotacjom lub innym formom pomocy publicznej. W efekcie wskaźnik LCOH może się obniżyć, zbliżając się do kosztów zmiennych. Wśród wyżej wskazanych technologii biomasa, a w znacznej części także pompy ciepła mają stosunkowo wysokie, jak na OZE, koszty operacyjne (OPEX) wynikające przede wszystkim z kosztu paliwa, a w przypadku pomp ciepła – kosztu energii elektrycznej. Najprostszym sposobem uniezależniania się inwestorów czy odbiorców ciepła od OPEX (koszt paliwa, koszt opłat środowiskowych i inne) i ryzyka ich wzrostu jest zwiększanie roli źródeł, które nie są oparte na procesach spalania paliw.

¹⁴ „Biuletyn Statystyczny” 2019, nr 3.

¹⁵ Zakres pracy nie obejmował szczegółowych analiz LCOH na konkretnych przykładach i przy konkretnych założeniach.

¹⁶ Wyliczona w ten sposób cena ciepła jest wyższa od tej, którą znamy z obecnej praktyki rynkowej, ze względu na prognozowany wzrost kosztów zmiennych.

6. Charakterystyka proponowanych technologii

W tej sekcji szerzej opisano poszczególne technologie OZE kluczowe w perspektywie 2030 r., w tym ich koszty. Porównano również tempo rozwoju poszczególnych technologii, konieczne do osiągnięcia 40-procentowego udziału OZE w ciepłownictwie do 2030 r., z ich średnim tempem wzrostu w ostatnich kilku latach w Polsce. Dla tych technologii, które jeszcze nie są wykorzystywane w Polsce (np. sieciowe kotły elektryczne) bazowano na doświadczeniach duńskiego systemu ciepłowniczego (trend techniczny). Zestawienie i pełny katalog danych i parametrów ekonomicznych, wraz z listą kluczowych polskich dostawców, znajduje się w załączniku.

6.1. Kolektory słoneczne

Jest to technologia wykorzystująca pochłanianie promieni słonecznych i przekształcająca je w energię cieplną wykorzystywaną do ogrzewania wody. Tradycyjne kolektory słoneczne znajdują zastosowanie w podgrzewaniu ciepłej wody użytkowej (60–70% w skali roku) lub wspomagają centralne ogrzewanie w systemach zdecentralizowanych o mocach cieplnych rzędu kilku kW_t. Większe systemy, o mocach kilkudziesięciu, a nawet kilkuset kilowatów, znajdują się np. w dużych spółdzielniach mieszkaniowych czy szpitalach. Kolektory słoneczne cechują się prostą budową, łatwością użytkowania, dostępnością cenową, niemalże bezkosztową eksploatacją oraz dostępnością na rynku.

Polska jest jednym z europejskich i światowych liderów w produkcji i stosowaniu kolektorów słonecznych. Pod względem sprzedaży i instalacji słonecznych systemów podgrzewania wody była na piątym miejscu w UE w roku 2017¹⁷.

Najbardziej popularne w naszym kraju są kolektory płaskie¹⁸. Niezawodne, o dobrej relacji uzysku energii do ceny, a także szeroko stosowane w Unii Europejskiej, stały się specjalnością polskich producentów – w sumie kilkudziesięciu firm. Niektóre z nich produkują też zasobniki ciepłej wody – ważny element instalacji z kolektorami słonecznymi, który pozwala magazynować ciepło w cyklach dobowo-godzinowych¹⁹. Ponad 80% wszystkich sprzedanych kolektorów słonecznych w 2015 r. wyprodukowano w kraju²⁰. Polska branża eksportuje swoje produkty do wielu krajów świata²¹.

Natomiast kolektory próżniowe, a zwłaszcza ich kluczowe komponenty – rury próżniowe, są najczęściej importowane. Głównie pochodzą z Chin i następnie są montowane w gotowe kolektory w polskich firmach. Cechuje je lepsze wykorzystanie energii słonecznej, zwłaszcza w okresie zimowym i przejściowym. Są jednak znacznie droższe i mają krótszą żywotność.

Zastosowanie

W Polsce kolektory słoneczne mogą współpracować z kotłami c.o. lub pompami ciepła, a także domowymi systemami fotowoltaicznymi. W szczególności fotowoltaika może zapewnić zasilenie pomp cyrkulacyjnych, a zasobniki wody kolektorów słonecznych mogą odebrać nadmiarową energię elektryczną i przechować ją w postaci ciepłej wody na okresy braku zapotrzebowania na energię elektryczną. Natomiast kocioł c.o./pompa ciepła może ogrzewać wodę w zasobniku wówczas, gdy kolektory słoneczne nie dostarczają wystarczającej ilości energii, np. w mniej słoneczny dzień.

Poza budownictwem indywidualnym większość produkowanych w kraju kolektorów słonecznych może być stosowana także w średnich (np. w spółdzielniach mieszkaniowych) i dużych systemach ciepłowniczych. Wielkowymiarowe systemy kolektorów słonecznych, zgodnie z klasyfikacją UE, mają powierzchnię od 500 do 50 000 m² (0,35–35 MW_t)²². Obecnie największe pola kolektorów słonecznych pracują w systemach ciepłowniczych w Olsztynie i Łży.

Systemy kolektorowe warto stosować wraz z magazynami ciepła, które przechowują ciepłą wodę wtedy, gdy produkcja z kolektorów jest większa niż zapotrzebowanie na ciepło. Magazyny krótkookresowe (o objętości do kilku m³) są dostępne

17 W. Weiss, M. Spörk-Dür, *Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends in 2018. Detailed Market Figures 2017*, AEE – Institute for Sustainable Technologies, Vienna 2015, <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2019.pdf>.

18 Według corocznych badań IEO.

19 Więcej informacji o zasobnikach, można znaleźć w sekcji 7.6 na temat magazynów ciepła.

20 *Rynek kolektorów słonecznych w Polsce – 2015*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2016.

21 *Rynek kolektorów słonecznych w Polsce – 2013*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2014.

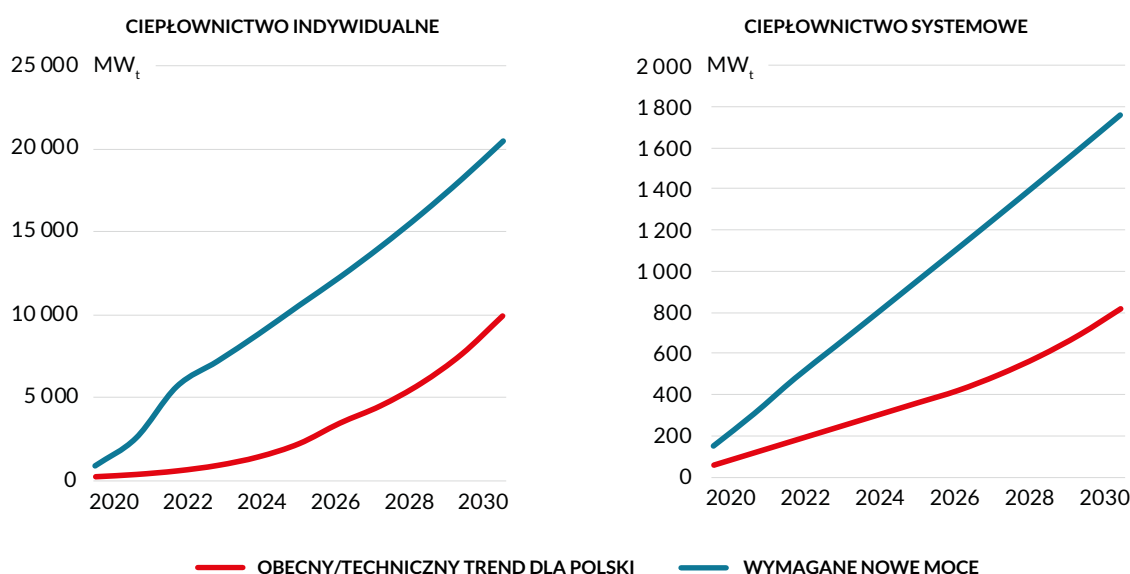
22 Założenie: 0,7 kW/m².

na rynku i coraz szerzej używane. Również magazyny sezonowe (długookresowe) powinny być w najbliższych latach bardziej wykorzystywane. Jeśli wziąć pod uwagę LCOH, kolektory słoneczne jako źródła uzupełniające w systemach ciepłowniczych są technologią zdecydowanie najtańszą. Wraz z sezonowymi magazynami ciepła stają się jeszcze bardziej efektywne.

Ścieżka rozwoju

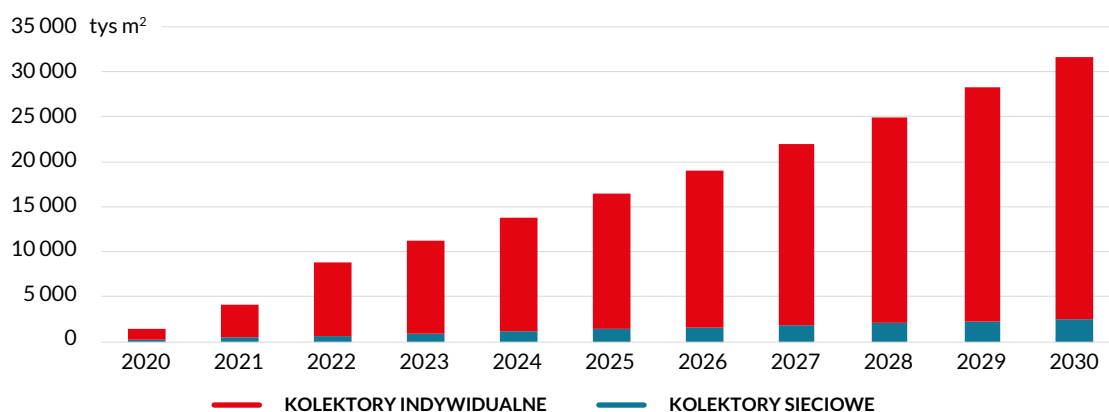
Osiągnięcie 40-procentowego udziału OZE w ciepłownictwie w 2030 r. wymaga zainstalowania dodatkowych kolektorów słonecznych o mocy nieco ponad 22 GW_t, w zdecydowanej większości w domach jednorodzinnych i mieszkalnictwie. Obecny trend rozwoju jest jednak zdecydowanie niewystarczający.

Wykres 4. Tempo wzrostu mocy zainstalowanej dla kolektorów słonecznych w ciepłownictwie indywidualnym i systemowym



Źródło: Opracowanie IEO.

Wykres 5. Skumulowany przyrost powierzchni kolektorów słonecznych w stosunku do 2019 r. (założenie: 0,7kWt/m²)



Źródło: Opracowanie IEO.

Koszty inwestycyjne i wybrane istotne dane techniczne

Tabela 4. Szacunkowe uśrednione wskaźniki kosztów dla instalacji kolektorów słonecznych

Kolektory słoneczne	Moc	Powierzchnia	CAPEX	OPEX	LCOH
	MW _t	m ^{2a}	zł/MW _t	zł/MW _t /rok	zł/GJ
Dla gospodarstw domowych	0,004–0,05 (4–50 kW _t)	6–70	2 000 000 (2 000/kW _t)	16 000 (16/kW _t)	64
Dla budynków użyteczności publicznej	0,05–0,5	70–715	1 300 000 (1 300/kW _t)	6 000 (6/kW _t)	36
Dla słonecznych systemów ciepłowniczych (płaskich)	>0,5	> 715	1 160 000	900	30–50 ^b

Źródło: Opracowanie IEO.

a – założenie: 0,7 kW/m².

b – dolna wartość dotyczy wytwarzania ciepłej wody użytkowej (bez magazynowania), górna – systemów z całorocznymi magazynami energii.

- Badania wykonane zgodnie z normą PN-EN 12975-1+A1:2010 *Słoneczne systemy grzewcze i ich elementy – kolektory słoneczne. Część 1: Wymagania ogólne* lub równoważną.
- Certyfikacja na podstawie sprawozdania z badań, wykonana przez akredytowane laboratorium, zgodnie z normą PN-EN ISO 9806:2017-12 *Energia słoneczna – Słoneczne kolektory grzewcze – metody badań* lub równoważną.
- Do sprawozdania z badań należy dołączyć certyfikat jakości nadany przez właściwą, akredytowaną jednostkę certyfikującą. Data potwierdzenia zgodności z wymaganą normą lub nadania znaku nie może być wcześniejsza niż pięć lat licząc od daty realizacji inwestycji.
- Moc kolektorów słonecznych jest wyznaczana zgodnie z normą PN-EN ISO 9806:2017-12 lub równoważną, przy różnicy temperatury (T_m-T_a) = 50 K i natężeniu promieniowania słonecznego (G=1000 W/m²), i jest podana w sprawozdaniu z badań wykonanych zgodnie z ww. normą.
- Kolektory słoneczne muszą mieć gwarancję producenta na co najmniej pięć lat od daty uruchomienia instalacji.
- Obowiązkowym elementem instalacji powinien być odrębny od instalacji monitorującej licznik ciepła montowany w obiegu kolektora słonecznego umożliwiający lokalną prezentację danych (np. zintegrowany z zespołem sterującym pracą instalacji).

6.2. Kotły na biomasę

Na rynku krajowym funkcjonują firmy oferujące kotły przeznaczone do spalania różnego rodzaju biomasy, takiej jak:

- zrębki drzewne – cząstki drewna o wymiarach od kilku milimetrów do kilkunastu centymetrów, powstające w wyniku rozdrabniania drewna za pomocą maszyn;
- pellet – granulki sprasowane z suchych odpadów z przemysłu drzewnego;
- suche i sezonowane drewno kawałkowe.

Dostępne są także kotły na słomę, ziarno zbóż, odpady poprodukcyjne i inne sezonowe rośliny. Są to jednak rozwiązania nisze, głównie dla rolnictwa lub energetyki ciepłej przemysłowej dysponującej własnymi odpadami produkcyjnymi.

Tabela 5. Dane techniczne biomasy drzewnej

Rodzaj	Zalecane użytkowanie	Wilgotność (%)	Wartość opałowa (MJ/kg)
Zrębki drzewne	Systemy ciepłownicze	20–60	6–16
Pellet	Odbiorcy indywidualni	7–12	16,5–17,5
Drewno kawałkowe	Odbiorcy indywidualni	20–30	11–22

Źródło: Opracowanie IEO.

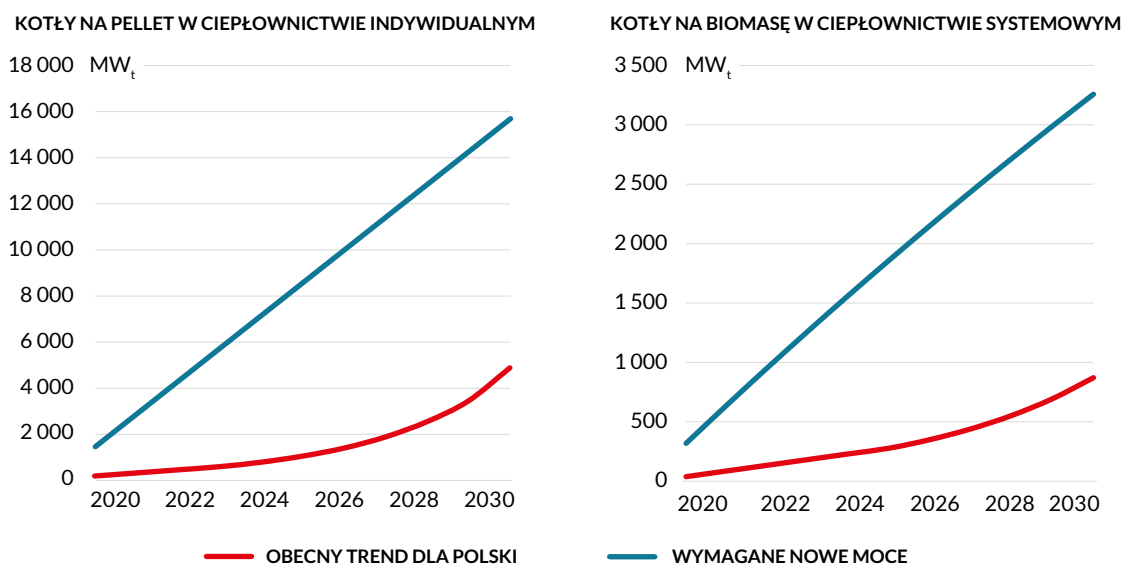
Biomasa drzewna dla ciepłownictwa indywidualnego

Pellet i drewno kawałkowe wykorzystuje się głównie w kotłach do zasilania indywidualnego o mocy od 4 do 500 kW_t. Nowoczesne kotły na pellet są całkowicie zautomatyzowane, paliwo podawane jest za pomocą podajnika ślimakowego. Ważne znaczenie ma tu odpowiednia jakość granulatu w celu zapobiegania powstawaniu spieków, które mogą uszkodzić urządzenie. Innowacyjnym rozwiązaniem jest zastosowanie hybrydowego kotła, który może być zasilany zarówno pelletem, jak i drewnem kawałkowym.

W celu dojścia do 40-procentowego udziału OZE w ciepłownictwie w 2030 r. przewiduje się uruchomienie w ciągu następnego dziesięciolecia ponad 860 tysięcy nowych kotłów w zdecydowanej większości wykorzystujących pellet. Obecny jednak trend w tym zakresie jest niezadowalający. Należy podkreślić, że technologię tę uznaje się za przejściową w dekarbonizacji ciepłownictwa indywidualnego do 2050 r. W najbliższych latach będzie ona wykorzystywana do zastępowania kotłów na węgiel w gospodarstwach domowych. A po zakończeniu okresu eksploatacyjnego tych urządzeń zostaną wprowadzone inne nieemisyjne technologie.

13

Wykres 6. Biomasa: tempo wzrostu mocy zainstalowanych w indywidualnych kotłach na pellet i kotłach działających w systemach ciepłowniczych



Źródło: Opracowanie IEO.

Biomasa drzewna dla ciepłownictwa systemowego

Moc dużych kotłów ciepłowniczych na zrębki drzewne mieści się w granicach od 500 kW_t do 20 MW_t. Dla kotłów na zrębki, które mają większą wilgotność (ok. 50%), ważne jest określenie wilgotności spalanego w nich paliwa. Zbyt duża mogłaby bowiem niekorzystnie wpłynąć na proces spalania, zmniejszyć sprawność kotła oraz spowodować jego wcześniejsze

zużycie. W znakomitej większości są to kotły zautomatyzowane, o sprawności sięgającej 87%. Skatalogowane typoszeregi oferowane przez producentów obejmują zakres mocy do 10 MW_t. Są one bardzo dobrą alternatywą dla przestarzałych konstrukcji kotłów wodno-rurowych z tego zakresu mocy (np. WR-5). W przypadku większych jednostek konieczne jest złożenie indywidualnego zamówienia. Łączna zainstalowana moc kotłów na biomasę w ciepłownictwie systemowym powinna wzrosnąć do 2030 r. o 3,2 GW_t, a układów kogeneracyjnych na biomasę o 665 MW_t.

Koszty inwestycyjne i wybrane istotne dane techniczne

Tabela 6. Szacunkowe uśrednione wskaźniki kosztów dla kotłów biomasowych

Kocioł biomasowy	Moc	CAPEX	OPEX	LCOH
	MW _t	zł/MW _t	zł/MW _t /rok	zł/GJ
Mały kocioł z automatycznym podajnikiem paliwa na pellet	<0,01 (<10 kW _t)	1 000 000 (1 000/kW _t)	350 000 (350/kW _t /rok)	100
Kocioł biomasowy na pellet – budynki użyteczności publicznej	0,01–0,5	600 000	340 000	83
Kocioł biomasowy na zrębki na potrzeby ciepłownictwa	0,5–20	2 900 000	160 000	60

Źródło: Opracowanie IEO.

- Dobranie mocy cieplnej kotłów na biomasę w sposób zapewniający całkowite wykorzystanie ciepła wyprodukowanego na potrzeby sieci ciepłowniczej lub zasilania magazynu ciepła.
- Posiadanie przez kotły sprawności przemiany energetycznej (w odniesieniu do ciepła spalania) co najmniej na poziomie 85%.
- Spełnienie przez nowe mniejsze kotły biomasowe kryteriów normy PN-EN 303-5:2012 zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2015/1189²³ (pod względem emisyjnym wymogi te są na poziomie piątej klasy ww. normy).
- Nieprzekraczanie dopuszczalnych wielkości emisji określonych w następujących dokumentach²⁴:
 - Dyrektywie 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych dla instalacji o co najmniej 50 MW całkowitej mocy dostarczanej w paliwie;
 - Dyrektywie (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (1–50 MW energii zawartej w paliwie).
- Posiadanie gwarancji producenta na co najmniej pięć lat od daty uruchomienia.

Kryteria zrównoważonego rozwoju dla biomasy

Planując rozwój wykorzystania instalacji biomasowych w ciepłownictwie, należy mieć na uwadze fakt, że w niedalekiej przyszłości pojawią się pewne obostrzenia dla ich rozwoju. Wynika to z założeń nowej dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych na lata 2021–2030, tzw. RED II²⁵. W celu ograniczenia emisji ze spalania biomasy²⁶ duże ciepłownie i elektrociepłownie o mocy powyżej 20 MW_t wykorzystujące biomasę stałą będą objęte zaostrzonymi kryteriami zrównoważonego rozwoju i redukcji emisji gazów cieplarnianych. W przypadku gazowych

23 Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1189 z dnia 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwo stałe.

24 Wskazane dyrektywy wdrożono do prawa polskiego poprzez Ustawę Prawo ochrony środowiska.

25 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

26 Produkcja energii z odpadów i pozostałości nie jest objęta tym wymaganiami.

paliw z biomasy, w tym biogazu, wymóg ten odnosi się do instalacji o całkowitej nominalnej mocy cieplnej wynoszącej co najmniej 2 MW_t.

Ponadto zgodnie z artykułem 29 ww. dyrektywy warunkiem zakwalifikowania instalacji spalającej biomasę jako instalacji OZE jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 70% dla instalacji oddanych do eksploatacji od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2025 r. oraz 80% w przypadku instalacji przekazanych do użytku od 1 stycznia 2026 r.

W związku z powyższym biomasę jako źródło stabilne może stanowić uzupełnienie miksów ciepłowniczych, ale sama w sobie na dużą skalę nie powinna być podstawą przechodzenia z węgla na OZE.

6.3. Technologia Power to Heat – elektroogrzewnictwo

Power to Heat (P2H), tj. elektroogrzewnictwo, odnosi się do idei wykorzystania energii elektrycznej na cele ciepłownicze. Wskazane w tej sekcji urządzenia wykorzystują zazwyczaj energię elektryczną z sieci, w dużej mierze wytworzoną z węgla, więc ich stosowanie nie zawsze przyczynia się do dekarbonizacji polskiej energetyki²⁷. Dlatego też w niniejszym raporcie przeanalizowano użycie tych urządzeń w formule *green Power to Heat* (gP2H)²⁸, której celem jest zagospodarowanie produkcji energii elektrycznej z najtańszych OZE. W szczególności dotyczy ona źródeł wiatrowych i słonecznych w okresach, w których ceny energii na rynku hurtowym lub w taryfach są najniższe. W przypadku wprowadzenia na polski rynek taryf dynamicznych²⁹ zastosowanie formuły gP2H może doprowadzić do znacznej oszczędności na rachunkach za energię elektryczną w gospodarstwach domowych.

Z perspektywy ciepłownictwa systemowego integracja rynków energii elektrycznej i systemów ciepłowniczych wraz z zastosowaniem magazynów zapewnia dwie podstawowe korzyści:

- magazynowanie nadwyżek produkcji energii elektrycznej z OZE w ciepłe, co zwiększa możliwości bilansowania systemów elektroenergetycznych w oparciu o istniejącą infrastrukturę;
- dodatkowe przychody przedsiębiorstw ciepłowniczych z tytułu sprzedaży taniej, zmagazynowanej energii z OZE w postaci ciepła systemowego.

15

Korzyści te otwierają dla szeregu podmiotów nowe możliwości współpracy, w tym:

- świadczenie przez przedsiębiorstwa energetyki cieplnej usług bilansowania na rynku energii elektrycznej;
- brak konieczności ustalania grafików odbioru energii elektrycznej przez właścicieli farm wiatrowych (np. zakup przez przedsiębiorstwa energetyki cieplnej czystej energii w modelu PPA³⁰ lub budowa wiatraka na terenie przedsiębiorstwa);
- pełne dopasowanie do potrzeb profilu odbioru energii z magazynu. Z magazynu można pobierać różną ilość energii, określoną aktualnymi potrzebami systemu.

W Polsce profil obciążenia ciepłowniczego jest w dużym stopniu skorelowany z profilem generacji wiatrowej. Można założyć, że ceny energii elektrycznej w okresie jesienno-zimowym będą najkorzystniejsze z punktu widzenia ciepłownictwa, gdyż wtedy jest największe na nią zapotrzebowanie. Jest to kolejny aspekt przemawiający za integracją sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Ze względu na rosnący udział odnawialnych źródeł energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) oraz zmiany ustawodawcze dążące do urynkowienia tych źródeł należy się spodziewać, że w kolejnych latach potencjał ten będzie systematycznie rósł. W obecnym otoczeniu systemowym potencjalne wyniki ekonomiczne osiągnane przez tego

²⁷ Według Polskich Sieci Elektroenergetycznych w 2019 r. około 75% energii elektrycznej pochodziło z węgla brunatnego i kamiennego.

²⁸ Na potrzeby zapewnienia udziału OZE na poziomie 40% w 2030 r. wzięto pod uwagę tylko energię elektryczną ze źródeł OZE. Gwarancje pochodzenia bądź umowy PPA mogą zapewnić odbiorcy 100% zielonej energii elektrycznej.

²⁹ Taryfy dynamiczne odzwierciedlają wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych. Możliwość ich stosowania przez odbiorców końcowych została wprowadzona w pakiecie *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*.

³⁰ Długoterminowe umowy na bezpośredni zakup energii elektrycznej pochodzącej z OZE.

typu instalacje mogą być zaniżane przez opłaty dystrybucyjne i przesyłowe. Dlatego konieczne jest wykształcenie odpowiednich mechanizmów rynkowych oraz modeli biznesowych umożliwiających skuteczną i korzystną, z punktu widzenia elektroenergetyki oraz ciepłownictwa, integrację obu sektorów.

Wyróżnia się cztery podstawowe technologie wykorzystywane w projektach gP2H, służące konwersji energii elektrycznej na ciepło:

- kotły elektryczne rezystancyjne,
- kotły elektryczne elektrodowe,
- podgrzewacze rezystancyjne,
- pompy ciepła.

Uśrednione koszty ogrzewania elektrycznego energią z OZE (OPEX) w formule gP2H, przedstawione w dalszej części raportu, nie uwzględniają kosztu energii elektrycznej. Jest on uzależniony od grup taryfowych i zakresu regulacji taryfowych, w tym profilu taryf dynamicznych po roku 2020³¹. Jedynie z racji istnienia rynku pomp ciepła od kilku lat Instytut Energetyki Odnawialnej zaproponował szacunkowe wartości OPEX i LCOH, które uwzględniają energię elektryczną (tzw. czarną), aby umożliwić odbiorcom indywidualnym lepszą orientację w realiach.

6.3.1. Podgrzewacze rezystancyjne

Podgrzewacze rezystancyjne, czyli wielkowymiarowe grzałki oporowe, są powszechnie używane do podgrzewania ciepłej wody użytkowej. Mogą być urządzeniami przepływowymi, jak też zostać zamontowane wewnątrz magazynu ciepła. Podgrzewacze rezystancyjne współpracują z zasobnikami akumulującymi ciepło w wodzie (tzw. ogrzewacze pojemnościowe, bojlerzy).

W przypadku ogrzewania gospodarstw domowych interesującym rozwiązaniem są piece akumulacyjne. Urządzenia te mogą pobierać taną energię elektryczną podczas nadprodukcji energii ze źródeł odnawialnych w celu naładowania się, a rozładowywać się, oddając ciepło, przez pozostałe godziny w ciągu doby. Cyrkulujące powietrze wewnątrz pieca nagrzewa się i jest później wydmuchiwane do pomieszczenia przez szczeliny.

Tabela 7. Szacunkowe uśrednione wskaźniki kosztów – podgrzewacze rezystancyjne

Podgrzewacze rezystancyjne	Moc	CAPEX	OPEX
	MW _t	zł/MW _t	zł/MW _t /rok
Ogrzewacz pojemnościowy	0,001–0,027 (1–27 kW _t)	200 000 (200/kW _t)	8 000 (8 zł/kW _t /rok)
Piec akumulacyjny	0,001–0,007 (1–7 kW _t)	700 000 (700/kW _t)	8 000 (8 zł/kW _t /rok)

Źródło: Opracowanie IEO.

6.3.2. Kotły elektryczne

Kotły elektryczne rezystancyjne działają na tej samej zasadzie co elektryczne podgrzewacze ciepłej wody. Zgodnie z duńskimi doświadczeniami³² są one bardziej odpowiednie dla rozwiązań w niewielkiej skali – od kilku kilowatów dla pojedynczych gospodarstw do maksymalnie 5 MW_t mocy zainstalowanej. Rezystancyjne kotły elektryczne dla odbiorców indywidualnych w technologii gP2H powinny współpracować z krótkoterminowymi wodnymi magazynami

31 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE nie została jeszcze wdrożona do polskiego porządku prawnego. Dlatego też prognoza co do poszczególnych grup taryfowych do 2030 r. nie jest możliwa.

32 Technology Data for Generation of Electricity and District Heating, August 2016, Danish Energy Agency, <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>.

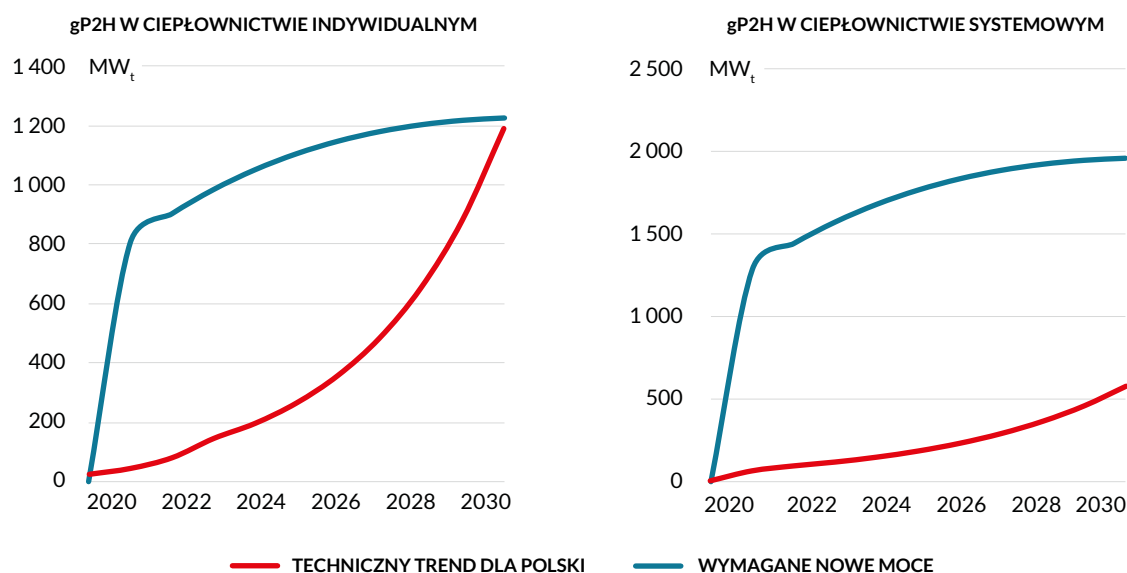
ciepła. Większe urządzenia, o mocy powyżej 2 MW_t, to już równoległe połączenia kilku mniejszych jednostek. Kotły rezystancyjne są zazwyczaj przyłączane do sieci niskich napięć.

Kotły elektryczne elektrodowe są przeznaczone dla projektów większych, a pojedyncze jednostki wytwórcze tego typu są dostępne w zakresie 1–50 MW_t (przy czym najczęściej 5–50 MW_t)³³. Dużą zaletą tego typu rozwiązań jest to, że poza elastycznością wykazują się niemalże zerową konsumpcją energii elektrycznej, funkcjonując w fazie *stand-by*. Czas zmiany obciążenia kotła elektrodowego pozostającego w czuwaniu od 0 do 100% mocy to ok. 30 sekund. Przyłączane do sieci średniego napięcia elektrodowe kotły elektryczne dla ciepłownictwa systemowego w technologii P2H powinny współpracować z sezonowymi magazynami ciepła w celu uzyskania odpowiedniej efektywności całej instalacji³⁴.

Ścieżka rozwoju

Docelowo blisko 2 GW_t mocy powinno funkcjonować w formule gP2H w 2030 r. w systemach ciepłowniczych oraz 1,2 GW_t w ogrzewnictwie indywidualnym.

Wykres 7. gP2H: tempo wzrostu mocy zainstalowanej u odbiorców indywidualnych i w kotłach działających w systemach ciepłowniczych



Źródło: Opracowanie IEO.

Koszty inwestycyjne i wybrane istotne dane techniczne

Tabela 8. Szacunkowe uśrednione wskaźniki kosztów kotłów elektrycznych

Kotły elektryczne	Moc	CAPEX	OPEX
	MW _t	zł/MW _t	zł/MW _t /rok
Mały kocioł rezystancyjny (gospodarstwa domowe)	0,004–0,05 (4–50 kW _t)	650 000 (650/kW _t)	6 500 (6,5/kW _t /rok)
Duży kocioł rezystancyjny (budynki użyteczności publicznej)	0,05–5	670 000	6 500
Duży kocioł elektrodowy	1–50	310 000	6 500

Źródło: Opracowanie IEO.

33 Ze względu na ich podstawowe zastosowanie rozbito kotły elektryczne na rezystancyjne dla odbiorców indywidualnych oraz elektrodowe dla systemów ciepłowniczych. Zdarzają się jednak odmienne zastosowania.

34 Magazyny ciepła można integrować w różnych konfiguracjach z kotłami elektrycznymi (np. gospodarstwa domowe – magazyny krótkoterminowe; systemy ciepłownicze – magazyny średniookresowe lub sezonowe).

Kotły rezystancyjne i elektrodowe:

- Muszą mieć nominalną sprawność przemiany energetycznej na poziomie >98%.
- Powinny być wyposażone w funkcję pozostawania w trybie czuwania umożliwiającą ich szybki rozruch (0–100% mocy poniżej minuty).
- Muszą mieć gwarancję producenta na co najmniej pięć lat od daty uruchomienia instalacji.

6.3.3. Sprężarkowe pompy ciepła

Pompy ciepła są już dojrzałą i coraz częściej stosowaną technologią w Polsce. Wraz ze stopniowym obniżaniem emisyjności naszej elektroenergetyki będą się one opierały w coraz większym stopniu na energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Sprężarkowe pompy ciepła mogą wykorzystywać energię elektryczną w formule gP2H do napędu sprężarki. Ciepło najczęściej rozprowadzane jest przez system centralnego ogrzewania. Mogą to być systemy zarówno wodny, jak i powietrzny stosujące klimakonwektory lub instalacje wentylacyjne.

Obecnie funkcjonuje ok. 200 tysięcy instalacji, z czego połowa jest wykorzystywana do centralnego ogrzewania³⁵. W zależności od doboru źródła ciepła można wyróżnić kilka rodzajów pomp ciepła:

1. **Powietrzne pompy ciepła (typu powietrze/powietrze³⁶ lub powietrze/woda)** są najbardziej popularne w Polsce. Charakteryzują się zazwyczaj małą mocą (4–50 kW_t) i są użytkowane przede wszystkim przez gospodarstwa domowe. Pompy te wykorzystują energię zgromadzoną w powietrzu otoczenia lub powietrzu wyrzuconym z budynku.
2. **Pompy ciepła typu woda/woda** wykorzystują energię skumulowaną w wodach podziemnych, powierzchniowych lub morskich. Tam, gdzie wody podziemne są łatwo dostępne, wykonuje się dwa odwierty. Pierwszy z nich stanowi studnię czerpaną, z której pompuje się wodę do pompy ciepła. Drugi odwiert spełnia natomiast funkcję studni zrzutowej. Zaletą wodnych pomp ciepła jest szczególnie spora efektywność ze względu na wysokie temperatury wody jako nośnika ciepła. Są to zazwyczaj pompy małej mocy (4–50 kW_t), a ich głównym odbiorcą są gospodarstwa domowe.
3. **Gruntowe pompy ciepła (typu solanka/woda lub grunt/woda)** pobierają ciepło z gruntu za pomocą pionowych lub poziomych wymienników ciepła, w których płynie bezpośrednio woda lub czynnik pośredni – solanka. Decydującym składnikiem kosztu tego ciepła jest w tym przypadku nakład inwestycyjny na wykonanie dolnego źródła. Gruntowe pompy ciepła, dobrane odpowiednio do zaspokojenia potrzeb cieplnych budynku o dobrym standardzie energetycznym, mogą pracować w trybie monowalentnym (bez dodatkowego źródła ciepła) przez cały sezon grzewczy. Najczęściej stosowane są w nowych domach o wyższych standardach energetycznych. Mogą też być wykorzystane w systemach ciepłowniczych (moce powyżej 1 MW_t) jako jeden z elementów wspomagających produkcję ciepła.

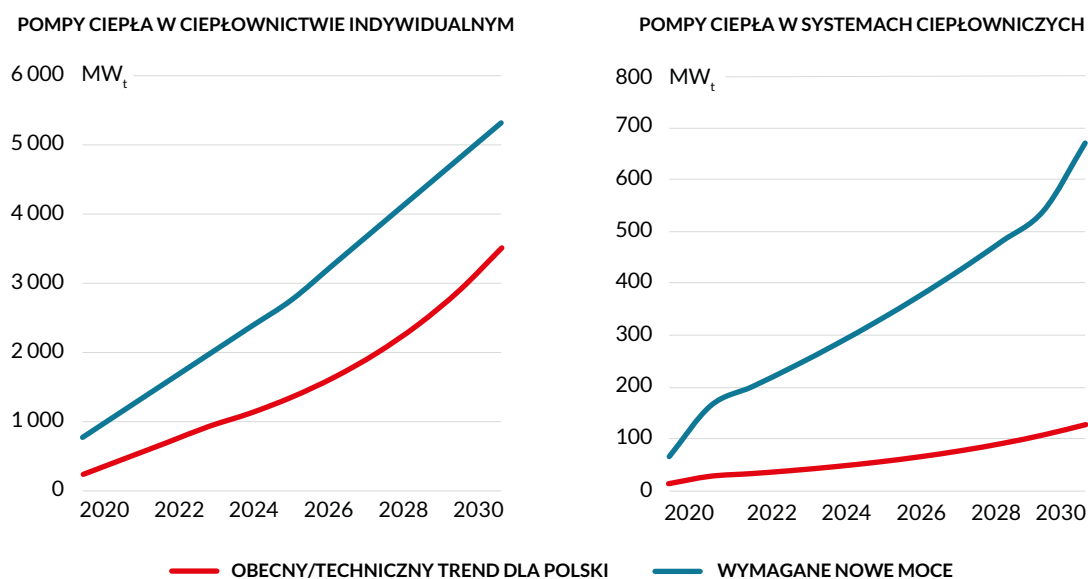
Ścieżka rozwoju

W celu osiągnięcia 40-procentowego udziału OZE w ciepłownictwie w 2030 r. przewiduje się zapotrzebowanie w systemach ciepłowniczych na dodatkowe 670 MW_t mocy, a w domach jednorodzinnych i mieszkalnictwie kilkakrotnie więcej – 5,3 GW_t (ok. nowych 300 000 sztuk). Podobnie jak w przypadku poprzednich technologii, obecne tempo rozwoju ich wykorzystania w Polsce jest niewystarczające.

³⁵ Rynek pomp ciepła w Polsce w latach 2010–2018. Perspektywy rozwoju rynku pomp ciepła do 2030 roku, PORT PC, Kraków 2019.

³⁶ Z racji, że powietrze zewnętrzne stanowi dolne źródło ciepła, to przyjmuje się, że przy niskich temperaturach (rzędu –5 stopni lub mniej) COP pompy spada na tyle nisko, że robi się z tego systemu grzałka elektryczna (COP ~ 1).

Wykres 8. Pompy ciepła: tempo wzrostu mocy zainstalowanej w ciepłownictwie indywidualnym i systemowym



Źródło: Opracowanie IEO.

Koszty inwestycyjne i wybrane istotne dane techniczne

Tabela 9. Szacunkowe uśrednione wskaźniki kosztów dla pomp ciepła

19

Pompy ciepła	Moc	CAPEX	OPEX	LCOH
	MW _t	zł/MW _t	zł/MW _t /rok	zł/GJ
Pompa ciepła o małej mocy (gruntowa)	<0,05	5 000 000 (5 000/kW _t)	270 000 270/kW _t /rok	131
Pompa ciepła o małej mocy (powietrze-woda)	<0,05	3 500 000 (3 500/kW _t)	350 000 350/kW _t /rok	111
Pompa ciepła – zastosowanie w budynkach użytkowych (gruntowa)	0,05–1	2 500 000	550 000	139
Pompa ciepła – zastosowanie w budynkach użytkowych (powietrze-woda)	0,05–1	2 000 000	530 000	150
Pompa ciepła – zastosowanie w ciepłownictwie systemowym	1–5	2 940 000	70 000	90

Źródło: Opracowanie IEO.

- Wykonanie pionowych wymienników gruntowych musi być poprzedzone przygotowaniem projektu robót geologicznych lub planu ruchu zakładu górniczego oraz zgłoszeniem w stosownym urzędzie zamiaru przystąpienia do rozpoczęcia prac.
- Współczynnik wydajności pompy ciepła (COP) musi wynosić minimum 4.
- Montaż gruntowych pomp ciepła związany jest z ingerencją w podłoże działki i w niektórych przypadkach konieczne jest dokonanie formalności wynikających z przepisów *Ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze* w zakresie otworów na obszarach górniczych i o głębokości powyżej 30 m. W powyższych warunkach istnieje obowiązek sporządzenia projektu robót geologicznych, który podlega zgłoszeniu w urzędzie powiatowym.

- Przy instalacji gruntowych pomp ciepła istnieje możliwość wykorzystania potencjału zbiorników wodnych, studni czy cieków powierzchniowych jako dolnego źródła ciepła zgodnie z prawem geologicznym i górnictwem oraz dodatkowo *Ustawą z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne*.

6.4. Pompy ciepła w połączeniu z instalacją fotowoltaiczną

Instalacje fotowoltaiczne zyskują coraz większą popularność. Tylko w 2019 r. nowe instalacje osiągnęły moc ponad 800 MW³⁷. Kojarzone dotąd głównie z produkcją energii elektrycznej, mogą również współpracować z pompami ciepła w celu zwiększenia samowystarczalności energetycznej budynków oraz zmniejszania kosztów ogrzewania. Energię elektryczną przetworzoną w panelach fotowoltaicznych można skierować do napędu sprężarki pompy ciepła, która następnie podgrzewa ciepłą wodę użytkową i wspomaga system centralnego ogrzewania. W warunkach polskich około 20–35% rocznego zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną może pochodzić bezpośrednio z paneli fotowoltaicznych.

Instalacje fotowoltaiczne, które mogą współpracować z pompami ciepła, można podzielić na:

- jednostki scentralizowane o mocy powyżej 500 kW_p;
- jednostki rozproszone na budynkach użyteczności publicznej i gospodarstwach domowych o mocy 1–500 kW_p. Szczególną grupą są mikroinstalacje domowe, które zazwyczaj nie przekraczają mocy 10 kW_p.

Mikroinstalacje o mocy do 50 kW_p funkcjonują w tzw. systemie opustów³⁸, tj. rozliczenia netto z dostawcą energii elektrycznej dla domu, małej firmy lub spółdzielni w okresach rocznych. Ich opłacalność w tym systemie zależy od tzw. współczynnika autokonsumpcji, który obrazuje, jaka część energii w budynku w ciągu roku jest pokrywana z własnej instalacji. Typowo dla domu jednorodzinnego wskaźnik ten wynosi ok. 30%. Można go podnieść, montując np. bojler elektryczny lub pompę ciepła. Instalacje o mocach powyżej 50 kW_p w biurach, przemyśle, obiektach publicznych nie korzystają z systemu rozliczeń netto i jeszcze bardziej zyskują na zwiększeniu stopnia autokonsumpcji energii (wskaźnik autokonsumpcji wynosi średnio 60%, ale stosunkowo łatwo uzyskać 70%).

Koszty inwestycyjne³⁹ i wybrane istotne dane techniczne

Tabela 10. Szacunkowe uśrednione wskaźniki kosztów dla instalacji fotowoltaicznych

System fotowoltaiczny (do współpracy z pompą ciepła lub zasobnikiem ciepłej wody)	Moc	CAPEX	OPEX
	MW _p	zł/MW _p	zł/MW _p /rok
Przydomowe instalacje na potrzeby gospodarstwa domowego	0,004–0,05 (4–50 kW _p)	5 500 000 (5 500/kW _p)	57 000 (57/kW _p /rok)
Zastosowanie w budynkach użytkowych	0,05–0,5	3 000 000	47 000

Źródło: Opracowanie IEO.

- Spełnienie przez moduły fotowoltaiczne standardów (International Electrotechnical Commission, IEC), potwierdzone certyfikatem akredytowanej jednostki certyfikującej. Zasadniczym standardem jest IEC 61730-1 i -2 (ogólne sprawdzenie bezpieczeństwa pod względem elektrycznym i mechanicznym). Dodatkowo obowiązują standardy w zależności od rodzaju ogniw fotowoltaicznych: IEC 61215 (ogniwa krzemowe c-Si), IEC 61646 (ogniwa cienkowarstwowe *thin-film*), IEC 61215-1-4:2016 (ogniwa CIGS), IEC 61215-1-2:2016 (ogniwa CdTe), IEC 61215-1-3:2016 (ogniwa krzemowe amorficzne a-Si).

³⁷ Na podstawie danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych.

³⁸ System „opustów” pozwala na zmagazynowanie wytworzonej energii z paneli w sieci elektroenergetycznej i odebranie 80% tej energii w ciągu roku (dla instalacji PV < 10 kW_p, lub 70% dla 10 - 50 kW_p). Rozliczenie następuje w okresie rocznym tylko do wysokości zużycia energii przez prosumenta. Ewentualna niewykorzystana nadwyżka jest oddawana do sieci bezpłatnie, co zachęca do zwiększania autokonsumpcji.

³⁹ Koszty takiej instalacji hybrydowej są praktycznie addytywne.

- Odpowiedni dobór mocy instalacji fotowoltaicznej do potrzeb budynku zasilanego również pompą ciepła. Niedościgniona moc skutkowałaby brakiem efektu oszczędności, natomiast przeszacowana moc zwiększyłaby niepotrzebnie straty finansowe prosumenta poprzez oddanie zbyt dużej ilości energii do sieci bezpłatnie.
- Odpowiedni dobór falownika do zastosowanej instalacji fotowoltaicznej. Falownik o zbyt małej mocy nie wykorzystywałby w pełni potencjału paneli PV, natomiast o przeszacowanej mocy zwiększyłby niepotrzebnie koszty inwestycyjne.

6.5. Biogaz

Instalacje biogazowe w systemie kogeneracji (CHP) pozwalają na skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła. Cechuje je większa sprawność procesu wytwarzania (nawet do 90%), ponieważ przy zużyciu tej samej ilości paliwa wytwarza się jednocześnie energię elektryczną oraz ciepło. W Polsce funkcjonują obecnie trzy rodzaje biogazowni o łącznej mocy 239 MW_p⁴⁰:

- rolnicze,
- na składowiskach odpadów,
- przy oczyszczalniach ścieków.

Wykorzystanie ciepła z kogeneracji na cele ogrzewcze jest jednak ograniczone faktem, że tylko niewielka część rozwijających się biogazowni będzie w stanie oddać swoje ciepło do zewnętrznej lub lokalnej sieci ciepłowniczej, a tym bardziej do indywidualnych mieszkań. Większość z nich znajduje się i będzie znajdować się daleka od systemów ciepłowniczych i domów mieszkalnych. Możliwości w tym zakresie muszą być analizowane w kontekście lokalnych uwarunkowań.

21

Biogazownie rolnicze

Biogazownie rolnicze o mocy ciepłowniczej ok. 1–5 MW_t budowane są zazwyczaj przy zakładach przetwórstwa spożywczego, które zapewniają stały wkład substratów do produkcji biogazu. Wytworzoną energię cieplną wykorzystują na potrzeby własnego zakładu, a jej nadmiar może być sprzedawany do pobliskiej sieci ciepłowniczej. Alternatywą jest budowa biogazowni przy miastach otoczonych terenami wiejskimi, z których zakład czerpałby substraty potrzebne do procesu.

Innym podejściem są małe biogazownie rolnicze (moc cieplna 50–200 kW_t) oraz mikroinstalacje (do 50 kW_p). Budowa małych biogazowni rolniczych jako elementu ciągu technologicznego przy produkcji roślinnej lub zwierzęcej może być opłacalna w modelu rolnictwa rozdrobnionego występującego w Polsce. Ciepło z takich jednostek może zostać racjonalnie wykorzystane np. w suszarniach czy też do ogrzania budynków mieszkalnych lub gospodarczych.

Biogazownie składowiskowe

Biogazownie składowiskowe nastawione są na utylizację odpadów wysypiskowych, a pozyskana energia jest głównie wykorzystywana do zasilania procesów technologicznych i na potrzeby własne składowiska. W przypadku budowy biogazowni na składowiskach odpadów należy wziąć pod uwagę wysokość nakładów inwestycyjnych na budowę i eksploatację instalacji odgazowywania. Koszty budowy⁴¹ takich biogazowni są wysokie w porównaniu do korzyści z produkcji energii i przychodów z jej sprzedaży. Z punktu widzenia inwestora jest to bardziej możliwość zagospodarowania odpadów niż produkcja energii w celach biznesowych.

⁴⁰ Dane Urzędu Regulacji Energetyki na dzień 30 czerwca 2019 r.

⁴¹ Zazwyczaj wysypiska śmieci znajdują się dalej od miast niż np. oczyszczalnie ścieków. Nakłady inwestycyjne na wybudowanie samej biogazowni są teoretycznie mniejsze, ale koszt podłączenia takiej biogazowni do sieci ciepłowniczej jest wysoki.

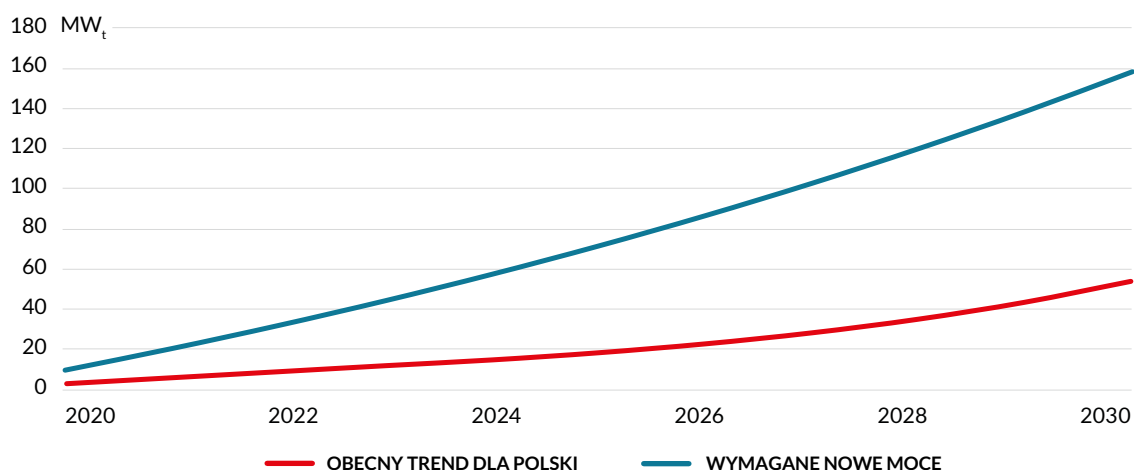
Biogazownie przy oczyszczalni ścieków

Biogazownie ściekowe budowane są przy oczyszczalniach ścieków przez przedsiębiorstwa wodociągowo-kanalizacyjne, gdzie powstają znaczne ilości osadów ściekowych będące produktem ubocznym. Energia wyprodukowana z biogazu jest wykorzystywana głównie na potrzeby własne oczyszczalni, które charakteryzuje duże zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło. Wykorzystanie biogazu wyprodukowanego z dostępnego na miejscu surowca zmniejsza zużycie surowców konwencjonalnych oraz emisję zanieczyszczeń z ich spalania. Jedynie niewielka część wyprodukowanej energii może być kierowana do pobliskiej sieci ciepłowniczej lub bezpośrednio zasilać pobliskie zakłady przemysłowe.

Ścieżka rozwoju

Z uwagi na ograniczone możliwości wykorzystania biogazu na cele grzewcze scenariusz przewiduje powstanie jedynie 157 MW_t nowych mocy cieplnych. Do tej pory rynek ten rozwijał się w Polsce w sposób bardzo ograniczony⁴² i utrzymanie tego trendu nie wystarczy do zrealizowania ww. poziomu.

Wykres 9. Biogaz CHP: tempo wzrostu mocy zainstalowanej



Źródło: Opracowanie IEO.

Koszty inwestycyjne i wybrane istotne dane techniczne

Tabela 11. Szacunkowe uśrednione wskaźniki kosztów dla instalacji biogazowych

Biogaz – instalacje CHP	Moc	CAPEX	OPEX
	MW _t	zł/MW _t	zł/MW _t /rok
Biogazownia rolnicza	0,2–5	9 500 000	3 000 000
Biogazownia na składowiskach odpadów	0,2–1	5 000 000	600 000
Biogazownia ściekowa	0,2–1	13 000 000	550 000

Źródło: Opracowanie IEO.

- Należy przygotować raport o oddziaływaniu na środowisko biogazowni rolniczych o zainstalowanej mocy elektrycznej większej niż 0,5 MW.
- Biogazownia powinna być zlokalizowana co najmniej 300 m od siedlisk ludzkich⁴³, żeby ograniczyć możliwe negatywne oddziaływanie emisji hałasu (>40db), spalin czy nieprzyjemnych zapachów oraz z uwagi na konsekwencje możliwych awarii.

⁴² Według danych Urzędu Regulacji Energetyki w latach 2005–2019 przybyło jedynie 207 MW_p z biogazu.

⁴³ Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2011.

- Biogazownia powinna być umiejscowiona w najbliższym sąsiedztwie pól uprawnych. Średnia biogazownia o mocy elektrycznej 1 MW potrzebuje do zagospodarowania masy pofermentacyjnej z 1000–5000 ha pól.

6.6. Magazyny ciepła

Potencjał OZE w ciepłownictwie i ich efektywność rosną szybko wraz z rozwojem technologii magazynowania ciepła zarówno w cyklach kilkudniowych, jak i sezonowych. Na wybór rodzaju magazynu ciepła wpływają dostępność terenu i warunki hydrogeologiczne oraz planowana objętość zbiornika wynikająca z dobranej do potrzeb wielkości instalacji słonecznej. Przykładowe rekomendacje na podstawie literatury podano w Tabeli 12.

Tabela 12. Charakterystyka krótko- i długookresowego gromadzenia ciepła w słonecznych układach grzewczych z sieciami ciepłowniczymi

Wyszczególnienie	Krótkookresowe magazynowanie ciepła	Długookresowe magazynowanie ciepła
Minimalna wielkość instalacji	30–40 mieszkańców (maksymalnie do 60 mieszkańców)	100–150 mieszkańców
Pojemność zbiornika	0,05–0,1 m ³ /m ² pow. kolektora	1,5–4 m ³ / MW _t lub 1,4–2,1 m ³ /m ² pow. kolektora
Udział energii z promieniowania słonecznego	Ciepła woda użytkowa 50% c.o. + c.w.u. 10-20%	c.o. + c.w.u. 40-70%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie T. Schmidt, D. Mangold, *Large-Scale Thermal Energy Storage – Status Quo and Perspectives*, Malmö 2013.

6.6.1. Sezonowe magazyny

Sezonowe magazyny służą przede wszystkim do akumulowania nadwyżek energii ze źródeł odnawialnych (szczególnie ciepła słonecznego) oraz z jednostek kogeneracji wyprodukowanej w sezonie letnim. Są one technologią już skomercjalizowaną w niektórych krajach europejskich, np. w Danii, Niemczech, Szwecji oraz Niderlandach. W Polsce pierwsza demonstracyjna instalacja w małej skali, współpracująca z pompą ciepła i kolektorami słonecznymi, powstała w 2014 r. w Ząbkach. Najbardziej powszechne są systemy funkcjonujące w oparciu o magazynowanie wodne lub wodno-żwirowe, ale wyszczególnić można cztery rodzaje:

- magazyn wodny naziemny (Tank Thermal Energy Storage, TTES). Jest to zbiornik wykonany z żelbetu, stali nierdzewnej, czasem szkła wzmocnionego tworzywem sztucznym, napełniany wodą, o pojemności od kilku do kilku tysięcy metrów sześciennych;
- magazyn żwirowo-wodny w gruncie (Pit Thermal Energy Storage, PTES). Do magazynowania ciepła wykorzystywana jest mieszanka ziemi lub żwiru z wodą. Ich istotną cechą jest porowatość oraz przepuszczalność, a także wytrzymałość na ściskanie;
- magazyn w warstwie wodonośnej (Aquifer Thermal Energy Storage – ATES). Do gromadzenia ciepła wykorzystuje się naturalne, zamknięte podziemne zbiorniki wodne. Woda z tych zbiorników jest po wydobyciu dogrzewana, a następnie z powrotem wpompowywana do złoża;
- magazyn typu sonda ziemna (Borehole Thermal Energy Storage, BTES), w którym ciepło magazynuje warstwa gruntu.

Instalacje magazynów sezonowych ciepła charakteryzują się wysokimi kosztami inwestycyjnymi, które można znacznie obniżyć wraz ze wzrostem pojemności magazynu. Aby uzyskać odpowiedni efekt skali i zmaksymalizować korzyści, tego typu magazyny powinny być wdrażane do systemów o stosunkowo dużym rozbiórze energii (osiedle domów wielorodzinnych i większych), a w przypadku najmniejszych systemów należy pozostać przy zdecentralizowanej koncepcji wprowadzania ciepła słonecznego.

Koszty inwestycyjne⁴⁴ i wybrane istotne dane techniczne

Tabela 13. Szacunkowe wskaźniki kosztów dla sezonowych magazynów ciepła

Magazyny ciepła	Pojemność	CAPEX		OPEX
	MWh	zł/MW _t	zł/MWh ^a	zł/MW _t /rok
Sezonowy – TTES	3–1500	400 000	10	1 700
Sezonowy – PTES	5 000–40 000	389 000	6	2 000
Sezonowy – ATES	30–800	7 500 000	12	7 500 ^b

Źródło: Opracowanie IEO.

a – na jeden cykl ładowania i rozładowania.

b – wyższy OPEX jest związany ze zużyciem energii elektrycznej na napęd pomp.

- Zaleca się, aby ze względu na optymalizację strat ciepła i kosztów pojemność magazynów sezonowych wynosiła co najmniej 1 000 m³.
- Czynnikiem magazynującym i przenoszącym ciepło jest woda.
- Magazyn ciepła powinien mieć właściwą izolację cieplną – średnie straty zmagazynowanego ciepła powinny być mniejsze niż 15 W/m² powierzchni zbiornika (według obliczeń zgodnie z ogólnie przyjętymi zasadami).
- Magazyn naziemny sezonowy (TTES) może być zaprojektowany i wykonany w sposób podobny do wielkogwiarowych naziemnych zbiorników przeciwpożarowych wraz z odpowiednimi pozwoleniami.
- W przypadku budowy magazynu podziemnego lub zagłębionego należy wykonać ekspertyzę hydrogeologiczną pod kątem stratygrafii, zwięzłości gruntu, dryfu wód podziemnych, przewodnictwa hydraulicznego gruntu, natężenia i kierunku przepływu wód gruntowych oraz innych.
- Rozmiar i położenie złączy hydraulicznych do zbiornika powinny być tak zaprojektowane, aby zoptymalizować wydajność procesu ładowania i rozładowania.

24

6.6.2. Magazyny krótko- i średnioterminowe

Funkcją magazynów krótko- i średnioterminowych jest bieżąca optymalizacja energii/ciepła, gdyż umożliwiają one magazynowanie energii/ciepła przez kilka godzin lub dni. Magazyny krótkookresowe są wykorzystywane głównie przez odbiorców indywidualnych. Natomiast średniookresowe – zarówno przez odbiorców indywidualnych, jak i małe ciepłownie, w których służą jako optymalizator pracy jednostek kogeneracyjnych, tj. wyrównują dobowe dysproporcje między zapotrzebowaniem na ciepło a zapotrzebowaniem na energię elektryczną.

W instalacjach grzewczych OZE dla odbiorców indywidualnych wykorzystujących tego typu magazyny ciepło jest gromadzone w zaizolowanych termicznie zbiornikach stalowych z wymiennikami jedno- lub dwuwężownicowymi, o odpowiedniej pojemności. Pojemność takich zbiorników może wynosić od kilkuset litrów dla małych instalacji grzewczych o mocy 10–50 kW_t, do 5000 litrów dla bardzo dużych instalacji o mocy rzędu kilkuset kilowatów. W zależności od zapotrzebowania są one łączone przeważnie szeregowo. Ładowanie i rozładowywanie magazynu są zwykle uzależnione od źródła ciepła, zużycia ciepła i określonego wymiaru magazynu ciepła oraz urządzeń ładujących i rozładowujących.

Zbiorniki ciepłej wody konstruowane są głównie ze stali, a także z żelbetu oraz szkła wzmocnionego tworzywem sztucznym. Ściany zbiornika i warstwa ziemi uszczelniane są folią, która musi być odporna na temperaturę 80°C. Grubość zewnętrznej izolacji termicznej powinna wynosić 15–30 cm⁴⁵.

⁴⁴ Magazyny typu BTES są jeszcze w fazie półtechnicznej i brakuje wiarygodnych danych na temat kosztów.

⁴⁵ G. Wiśniewski, S. Gołębiowski, A. Więcka, K. Kurowski, *Kolektory słoneczne. Energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwie i drobnym przemyśle*, Warszawa 2008, s. 109.

Koszty inwestycyjne i wybrane istotne dane techniczne

Tabela 14. Szacunkowe uśrednione wskaźniki kosztów dla krótko- i średniookresowych magazynów ciepła

Magazyny ciepła	Pojemność	CAPEX		OPEX
	MWh	zł/MW _t	zł/MWh ^a	zł/MW _t /rok
Krótkookresowy	0,003–0,03	275 000	245	1 000
Średniookresowy, np. dla kolektorów słonecznych do CWU	0,5–350	117 000	80	1 720

Źródło: Opracowanie IEO.

a – na jeden cykl ładowania i rozładowania.

- Krótkoterminowy magazyn ciepła może być również wykonany jako zbiornik naziemny.
- Magazyn ciepła powinien mieć izolację cieplną. Średnie straty zmagazynowanego ciepła powinny być mniejsze niż 15 W/m² powierzchni zbiornika (według obliczeń zgodnie z ogólnie przyjętymi zasadami).
- Magazyn naziemny może być skonstruowany podobnie jak wielkowiedmiarowe naziemne zbiorniki przeciwpożarowe, wraz z odpowiednimi pozwoleniami.
- Rozmiar i położenie złączy hydraulicznych do zbiornika powinny optymalizować wydajności procesu ładowania i rozładowania.
- Projekty techniczne i montaż komponentów magazynów i całej instalacji mogą wykonać wyłącznie osoby posiadające aktualne uprawnienia UDT.

25

6.7. Ciepłownicze moduły geotermalne

Produkcja ciepła z geotermii jest bardzo korzystnym rozwiązaniem dla miejskich systemów ciepłowniczych, ale jest uzależniona od warunków geologicznych terenu położenia przedsiębiorstwa. Wody geotermalne znajdują się przeciętnie na głębokościach od 1,5 do 3,5 kilometra przy zróżnicowanych poziomach temperatury; temperatura formacji skalnych na głębokości 2–2,5 kilometra nie przekracza 100°C. Moduły ciepłownicze zasilane z odwiertów (centrale geotermalne z wymiennikami ciepła) są projektami indywidualnymi, zależnymi od warunków technicznych złoża geotermalnego.

Źródła geotermalne mogą stanowić stabilną, ale mało elastyczną podstawę systemu ciepłowniczego zasilanego dotąd przez kotłownię węglową lub gazową. Wystarczy wpiąć moduł geotermalny do sieci, odstawiając do rezerwy kotłownię, która będzie uruchamiana w czasie bardzo niskich temperatur powietrza⁴⁶. Ponadto wysokie nakłady inwestycyjne na odwierty i instalacje geotermalne wymuszają poszukiwanie całorocznego odbioru ciepła. Warunek taki spełnia wykorzystanie ciepła geotermalnego w przedsiębiorstwie ciepłowniczym do pokrycia potrzeb w zakresie przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Ograniczone możliwości techniczne oraz względy ekonomiczne skutecznie powstrzymują jednak rozwój tej technologii w Polsce. Na inwestycje w źródła geotermalne zdecydowały się jak dotąd nieliczne przedsiębiorstwa ciepłownicze. Technologie pozyskiwania energii geotermalnej są wciąż uznawane za nowatorskie, wiążące się z szeregiem trudności technicznych i eksploatacyjnych. Konieczność wykonywania odwiertów generuje wysokie koszty inwestycji w źródła geotermalne.

Dotychczasowe wykorzystanie ciepła z geotermii i potencjał

W Polsce pracuje obecnie siedem ciepłowni geotermalnych (Tabela 15). A Instytut Energetyki Odnawialnej szacuje, że 37 innych miast jest korzystnie zlokalizowanych względem dostępnych zasobów geotermalnych i można rozważyć

⁴⁶ Zazwyczaj ciepłownie geotermalne przy mocno ujemnych temperaturach nie są na tyle wydajne, żeby pokryć całe zapotrzebowanie i muszą być wspierane przez źródła szczytowe.

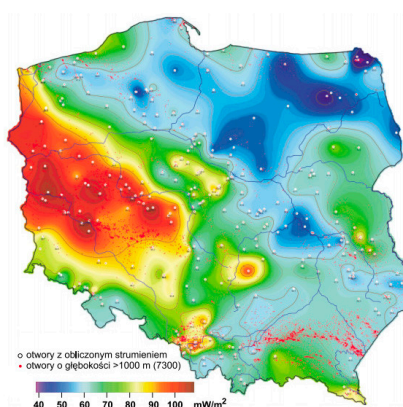
wykorzystanie tych zasobów, także głębokich⁴⁷. Najbardziej perspektywiczną strefą, z wysoką temperaturą podziemnej wody (85–100 °C), jest północno-wschodnia część Niecki Mogileńsko-Łódzkiej, w której zidentyfikowano pod tym kątem 19 miast. Dodatkowych 18 jest położonych na Niżu Polskim, w województwach: zachodniopomorskim, lubuskim, wielkopolskim, dolnośląskim i opolskim.

Tabela 15. Ciepłownie geotermalne w Polsce

Miasto	Rok powstania	Moc geotermalna (MW _e)
Bañska Niżna	2001	4,5 (docelowo 70)
Pyrzyce	1996	15 (docelowo 50)
Stargard	2012	14
Poddębice	2015	10
Mszczonów	2001	7,3
Uniejów	2006	2,6
Toruń (w fazie realizacji)	2020	25

Źródło: Opracowanie IEO.

Wykres 10. Mapa gęstości strumienia ciepłego Polski



Źródło: J. Szewczyk, D. Gientka, *Mapy gęstości strumienia ciepłego na obszarze Polski*, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa 2009.

Tabela 16. Miasta o korzystnych warunkach do budowy ciepłowni geotermalnych

Chodzież	Jarocin	Międzychód	Poznań	Września
Choszczno	Kalisz	Namysłów	Rawicz	Zduńska Wola
Głogów	Konin	Oborniki	Sieradz	Zgierz
Gniezno	Kościan	Oleśnica	Słupca	Złotów
Goleniów	Krotoszyn	Opole	Szczecin	Żnin
Gorzów Wielkopolski	Kutno	Piła	Turek	
Gostyń	Łęczyca	Police	Wątcz	
Gryfino	Łódź	Polkowice	Wągrowiec	

Źródło: *Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2007.

⁴⁷ *Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2007. Potrzebne do oceny potencjału ekonomicznego energii geotermalnej dane autorzy uzyskali od przedsiębiorstw leżących w korzystnych strefach geotermalnych.

Ścieżka rozwoju

Dla geotermii statystyczny przyrost nowych mocy do 2030 r. wynosi 15 MW_t, co oznacza zbudowanie trzech dużych jednostek o mocy 5 MW_t każda. Tak stosunkowo niski przyrost spowodowany jest zwiększeniem współczynnika wykorzystania mocy jednostek geotermalnych w stosunku do scenariusza IV z raportu Forum Energii⁴⁸.

Koszty inwestycyjne i wybrane istotne dane techniczne (wynikające z rekomendacji ekonomicznych)

Tabela 17. Szacunkowe wskaźniki kosztów dla modułów geotermalnych

Ciepłownia geotermalna	Moc	CAPEX	OPEX	LCOH
	MW _t	zł/MW _t	zł/MW _t /rok	zł/GJ
Moduł geotermalny	0,5 -50	5 380 000	107 500	111 ^a

Źródło: Opracowanie IEO.

a – aktualne ceny energii cieplnej pochodzącej z polskich ciepłowni wykorzystujących energię geotermalną zawierają się w przedziale od 48 do 83 zł/GJ netto⁴⁹.

- System ciepłowniczy powinien się znajdować bezpośrednio nad zasobami wody geotermalnej. Moc ciepłowni nie powinna być wyższa niż zapotrzebowanie na ciepło w sezonie letnim.
- Woda geotermalna powinna mieć możliwie wysoką temperaturę (zbliżoną do temperatury zasilania w systemie ciepłowniczym), dużą, stabilną wydajność przez wiele lat eksploatacji oraz możliwie małe zasolenie.

27

7. Wdrożenie zidentyfikowanych rozwiązań technologicznych

Istnieje duża dysproporcja pomiędzy tym, co w zakresie tempa wzrostu technologii OZE proponuje przedstawiony w tej analizie scenariusz, a tym, co faktycznie zrealizowano w ostatnich latach w Polsce. Największe wyzwania stoją głównie przed sektorem ciepłownictwa opartego na energetycznym wykorzystaniu biomasy, w którym nastąpiła stagnacja (szczególnie dotycząca ciepła systemowego bez kogeneracji), oraz sektorem *green Power to Heat*, który w Polsce jeszcze nie istnieje⁵⁰. Najbliższe osiągnięcia przyjętych założeń i wejścia na konieczną ścieżkę rozwoju są indywidualne kolektory słoneczne oraz indywidualnie pracujące pompy ciepła. Technologie te cieszą się stale rosnącym zainteresowaniem i należy je dalej rozwijać.

Tak ambitne tempo inwestycji może spowodować braki w zdolnościach produkcyjnych danych technologii przez problemy w polskich firmach, które nie musiały w ostatnich latach zatrudniać dużej liczby pracowników i produkować tak dużej liczby komponentów. Niezbędne zdaje się wykorzystanie potrzeb rynku do rozbudowy potencjału krajowego sektora produkcji i instalacji urządzeń OZE, w tym sektora B+R⁵¹. Ten proces jednak wymaga czasu – od dwóch do pięciu lat. Dlatego szybki wzrost inwestycji w OZE w krajowym ciepłownictwie w latach 2020–2025 wymagał będzie udziału także firm zagranicznych, które znacząco zwiększą zdolności wykonawcze w Polsce oraz dołączą do łańcucha dostaw niezbędnych części instalacji.

Oczekiwane stworzenie zachęt do inwestycji w ciepłownictwie opartym na OZE, wobec braku lub spowolnienia działań deweloperskich, nie oznacza natychmiastowego przyrostu nowych mocy. Przy planowaniu przyrostu mocy zainstalowanej w podziale na jednostki sieciowe (duże) oraz jednostki indywidualne (znacznie mniejsze) należy pamiętać o cyklach

48 Zwiększenie współczynnika wykorzystania mocy przy niezmiennym wolumenie energii wytworzonej w jednostkach geotermalnych powoduje mniejszy przyrost mocy zainstalowanej.

49 Zob. L. Pająk, W. Bujakowski, *Zmiany ceny zakupu energii cieplnej pochodzącej z polskich ciepłowni geotermalnych w latach 2007–2018 w świetle obowiązujących taryf rozliczeniowych*, „Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój” 2018, nr 1, <https://min-pan.krakow.pl/wydawnictwo/wp-content/uploads/sites/4/2018/10/03-PajakBujakowski.pdf>.

50 Regulacje obniżające ceny niebilansowanej energii elektrycznej do zera (rynek dnia bieżącego) zaczęły obowiązywać dopiero od początku 2020 r.

51 Takie możliwości stwarza nowy program Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – Szybka ścieżka „Urządzenia grzewcze”, <https://www.ncbr.gov.pl/programy/fundusze-europejskie/poir/konkursy/konkurs-8-1-1-1-2019/>.

inwestycyjnych dla każdej technologii. Jest to czas, który musi minąć od podjęcia przez inwestora decyzji o budowie danej instalacji do początku jej działania. Czas ten zapewni głównie analiza możliwości budowy, wybór wykonawcy instalacji, pozyskanie finansowania (dotacje, kredyty bankowe), przygotowanie projektu instalacji i właściwe prace montażowe. W przypadku małych instalacji w gospodarstwach domowych przyrost inwestycji będzie ograniczony nie tyle długością cykli inwestycyjnych, ile tempem rozbudowy sieci firm instalacyjnych w łańcuchu dostaw na terenie całego kraju.

Tabela 18. Szacunkowe cykle inwestycyjne dla analizowanych technologii

Technologia	Instalacje sieciowe (rok)	Instalacje w gospodarstwach domowych (rok)	Instalacje budynków użyteczności publicznej (rok)
Kocioł biomasowy	2,5	0,25	0,25
CHP Biomasa	2,5	-	-
Kolektory słoneczne	0,5	0,2	0,2
Pompy ciepła	0,75	0,25	0,25
Biogazownia rolnicza	2	-	-
Biogazownia składowiskowa	2	-	-
Biogazownia z oczyszczalni ścieków	2	-	-
Geotermia	4,5	-	-
Power to Heat	0,75	0,25	0,75
Magazyn krótkookresowy	-	0,1	0,15
Magazyn średniookresowy	0,35	0,1	0,15
Magazyn TTES	0,5	-	-
Magazyn PTES	1	-	-
Magazyn ATES	0,5	-	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie IEO i Danish Energy Agency (DEA).

28

8. Założenia do analiz i metodyka pracy

Weryfikacja scenariusza

Scenariusz IV został zweryfikowany, zaktualizowany i dostosowany do potrzeb niniejszej pracy w zakresie technologii możliwych do zastosowania w ciepłownictwie systemowym oraz ciepłownictwie indywidualnym⁵², również pod kątem tzw. współczynników wykorzystania mocy poszczególnych źródeł ciepła (MWh/MW lub h/rok). Efekty modyfikacji w postaci zapotrzebowania na ciepło i scenariusz rozwoju mocy wytwórczych zostały przedstawione we wprowadzeniu do niniejszego raportu. Zmian dotyczących wykorzystywanych technologii dokonano jedynie w takich kwestiach jak:

- **Biogaz** – moc zainstalowana na cele ogrzewcze została zredukowana do ok. 235 MW_t.
- **Pompy ciepła do zastosowań indywidualnych** – założono przewidywany przyrost mocy cieplnej do ok. 9 GW_t. W 2030 r. pompy ciepła powietrze–woda będą miały ok. 70-procentowy udział.

⁵² W przyjętym scenariuszu nie analizowano pod kątem technologicznym sektorów „przemysł i budownictwo”, które odgrywają istotną rolę w zapotrzebowaniu na specyficzne technologie. Nie uwzględniono np. technologii odzysku ciepła odpadowego z procesów technologicznych, które będą z czasem także źródłem ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych, w szczególności w uprzemysłowionych aglomeracjach, jak Warszawa, Katowice itd.

- **Biomasa** – plan rozwoju wykorzystania biomasy został zintensyfikowany ze względu na zmniejszenie produkcji ciepła z wyżej wymienionych źródeł. W ciepłownictwie systemowym produkcja energii zarówno dla kotłów, jak i kogeneracji opartej na biomase została zwiększona o około 20%. Dla ciepłownictwa indywidualnego dokonano dezagregacji źródeł biomasowych na dwa paliwa: drewno kawałkowe oraz pellet. Obecnie częściej używane jest drewno kawałkowe, w mniejszym stopniu pellet. Na rok 2030 w ciepłownictwie indywidualnym przewiduje się zdecydowany wzrost udziału pelletu oraz spadek udziału drewna kawałkowego.
- **Power to Heat** – produkcja ciepła z elektroogrzewnictwa została zwiększona w sektorze systemowym, a także dodana jako osobna kategoria w sektorze ciepłownictwa indywidualnego.

Tempo wzrostu mocy zainstalowanej

Kolejnym etapem analizy była weryfikacja tempa wzrostu mocy zainstalowanej dla poszczególnych technologii do ich średniego tempa wzrostu z ostatnich kilku lat w Polsce. Dla tych technologii, które jeszcze nie są wykorzystywane w Polsce (np. sieciowe kotły elektryczne), bazowano na doświadczeniach duńskiego systemu ciepłowniczego, szeroko opisywanego przez Danish Energy Agency (DEA). Celem tego porównania jest obrazowe przedstawienie, jak wiele zmian musi nastąpić w polskim ciepłownictwie, aby dokonać tak szybkiej i gruntownej dekarbonizacji.

Tabela 19. Średnie tempo wzrostu mocy zainstalowanej danej technologii w Polsce w ostatnich latach

Technologia	Średnio tempo wzrostu w Polsce w ostatnich latach (MW/rok)	Techniczny trend dla Polski na podstawie DEA (MW/rok)
Biomasa sieciowa	120	–
Biomasa indywidualna	100 ⁵³	–
Kolektory słoneczne sieciowe	–	60
Kolektory słoneczne indywidualne	250	–
Pompy ciepła sieciowe	–	60
Pompy ciepła indywidualne	230 ^d	–
Biogaz	3	–
Geotermia	1,2 ^a	–
P2H sieciowe	–	30
P2H indywidualne	25 ^b	–

29

Źródło: Opracowanie IEO.

- a – w przypadku geotermii trudno mówić o trendzie w ostatnich latach, gdyż w Polsce pracuje jedynie kilka ciepłowni geotermalnych, budowanych od lat 90. Przyjęto dane na podstawie średniej mocy standardowej ciepłowni (5 MW_e) oraz cyklu inwestycyjnego dla takiej technologii (4,5 roku).
- b – technologia *Green Power to Heat* nie funkcjonuje jeszcze w Polsce, średnie tempo wzrostu ustalone na podstawie wzrostu mocy zainstalowanej dla zwykłych kotłów elektrycznych.
- c – dla technologii niestosowanych w Polsce wykorzystano dane Technology Data for Electricity and District Heating.
- d – Rynek pomp ciepła w Polsce w latach 2010–2018. Perspektywy rozwoju rynku pomp ciepła do 2030 roku. PORT PC, Kraków 2019, http://portpc.pl/pdf/raporty/Raport_PORTPC_wersja_final_2019.pdf.

Standardowe moce zainstalowane

Następnie dokonano dezagregacji przyrostu mocy zainstalowanej na liczbę inwestycji poprzez dobór standardowej mocy instalacji każdej z technologii. Dla inwestycji indywidualnych podzielono zakładany przyrost mocy na urządzenia małej mocy dla gospodarstw domowych i średniej mocy dla budynków użyteczności publicznej. W efekcie wyliczono liczbę i moc instalacji, które muszą zostać wybudowane od początku 2020 r., aby spełnić wymagania scenariusza do 2030 r.

Tabela 20. Standardowe moce instalacji stosowanych w różnych segmentach rynku ciepłowniczego

Technologia	Ciepło sieciowe (MW _e)	Gospodarstwa domowe (kW _e)	Budynki użyteczności publicznej (kW _e)
Biomasa	6	10	100
CHP Biomasa	10	-	-
Kolektory słoneczne	3	5	50
Pompy ciepła	2	10	70
Biogazownia rolnicza	2	-	-
Biogazownia składowiskowa	0,7	-	-
Biogazownia z oczyszczalni ścieków	0,7	-	-
Geotermia	5	-	-
Power to Heat	2	5	50

Źródło: Opracowanie IEO.

30

Koszty

Na ostatnim etapie wyliczono całkowity koszt transformacji polskiego ciepłownictwa do 2030 r. Niezbędne do analizy wartości CAPEX analizowanych technologii zaczerpnięto z kilku źródeł, m.in. z licznych raportów Instytutu Energetyki Odnawialnej, danych Danish Energy Agency, Wspólnego Centrum Badawczego (Joint Research Centre, JRC) oraz Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (International Renewable Energy Agency, IRENA).

Dostępność i koszty biomasy

Dodatkowo szczególnej uwagi wymagało zapotrzebowanie na biomasę energetyczną, i to nie tylko z racji na ekonomiczną wartość dodaną, ale także z powodu ryzyka związanego z ewentualnym przekroczeniem możliwości jej dostaw w sposób zrównoważony i bezpieczny dla środowiska. Należy też zachować równowagę rynkową pomiędzy jej zużyciem na cele energetyczne i nieenergetyczne (przemysł drzewny).

Ze względu na duży wzrost liczby jednostek spalających biomasę oszacowano również roczne zużycie biomasy w nowo budowanych jednostkach oraz roczny koszt zakupu biomasy dla tych jednostek⁵⁴.

54

Do obliczeń przyjęto następujące dane: sprawność kotła biomasowego: 85%; sprawność jednostki kogeneracyjnej: 90%; wskaźnik skojarzenia: 0,4; wartość opałowa zrębków drzewnych: 13 GJ/t; ciepło spalania zrębków drzewnych: 17 GJ/t; ciepło spalania pelletu drzewnego: 19 GJ/t; średnia cena biomasy: 25 zł/GJ.

Tabela 21. Roczne zużycie biomasy uwzględniające nowe jednostki od 2020 r.

Zużycie biomasy (tys. ton)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kotły na biomasę (zrębki)	695	867	1 039	1 211	1 383	1 555	1 727	1 898	2 070	2 242	2 414
CHP Biomasa (zrębki)	2 349	2 431	2 513	2 594	2 676	2 757	2 839	2 921	3 002	3 084	3 165
Drewno kawałkowe	4 817	4 467	4 117	3 767	3 417	3 067	2 718	2 368	2 018	1 668	1 318
Pellet	1 889	2 198	2 507	2 816	3 125	3 434	3 743	4 052	4 361	4 670	4 979
SUMA roczna	9 750	9 963	10 176	10 388	10 601	10 813	11 027	11 239	11 451	11 664	11 876

Źródło: Opracowanie IEO.

Wzrost zużycia biomasy energetycznej o ponad 2 mln ton – z 9,8 mln ton w 2020 r. do 11,9 mln ton w 2030 r. – nie powinien spowodować perturbacji na rynku paliw stałych z biomasy. Będzie to możliwe, jeśli będzie on stopniowy i nie nastąpi równoległe, znacząco zwiększone zapotrzebowanie na biomasę w elektroenergetyce.

Tabela 22. Roczne koszty biomasy uwzględniające nowe jednostki od 2020 r.

Koszt biomasy (mln zł)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kotły na biomasę (zrębki)	0,23	0,28	0,34	0,39	0,45	0,51	0,56	0,62	0,67	0,73	0,78
CHP Biomasa (zrębki)	0,764	0,790	0,817	0,843	0,870	0,896	0,923	0,949	0,976	1,002	1,029
Drewno kawałkowe	2,288	2,122	1,956	1,789	1,623	1,457	1,291	1,125	0,958	0,792	0,626
Pellet	0,897	1,044	1,191	1,338	1,484	1,631	1,778	1,925	2,072	2,218	2,365
SUMA roczna	4,17	4,24	4,30	4,36	4,43	4,49	4,55	4,62	4,68	4,74	4,80

Źródło: Opracowanie IEO.

Roczna wartość biomasy dla ciepłownictwa, z pominięciem inflacji i ewentualnego wzrostu jej realnych cen, wyniesie 4,8 mld zł w 2030 r. (4,2 mld zł w 2020 r.).

Załącznik:
 Katalog danych o nowoczesnych technologiach OZE
 w ciepłownictwie

Technologia	Moc	CAPEX	OPEX	LCOH	LCOH	Producenci urządzeń, dostawcy rozwiązań
	MW	zł/MW _t	zł/MW _t /rok	zł/GJ	zł/MWh	
Kocioł biomasowy						
Mały kocioł z automatycznym podajnikiem paliwa na pellety	<0,01	1 000 000	350 000	100	360	Altereco Plus, Cichewicz, Galmet, Danstoker, Gras Energia, Graso, Granpal, Sefako, Rafako, Kotłospaw, Witkowski, Defro, Wentor, Kostrzewa, Rakoczy
Kocioł biomasowy na pellety - budynki użyteczności publicznej	0,01-0,5	600 000	340 000	83	300	
Kocioł biomasowy na potrzeby ciepłowni na zrębki	0,5-20	2 900 000	160 000	60	216	
Kolektory słoneczne						
Kolektory słoneczne dla gospodarstwa domowych	0,004-0,05	2 000 000	16 000	64	230	Sunex, Kospel, Galmet, Ensol, Arcon Sunmark, Hewalex,
Kolektory słoneczne dla budynków użyteczności publicznej	0,05-0,5	1 300 000	6 000	36	130	
Kolektory słoneczne płaskie dla słonecznych systemów ciepłowniczych	>0,5	1 160 000	900	30-50 ⁵⁵	108-180	

32

55 Dolna wartość dotyczy wytwarzania ciepłej wody użytkowej (bez magazynowania), górna – systemów z całorocznymi magazynami energii.

Technologia	Moc	CAPEX	OPEX	LCOH	LCOH	Producenci urządzeń, dostawcy rozwiązań
	MW	zł/MW _t	zł/MW _t /rok	zł/GJ	zł/MWh	
Ogrzewanie elektryczne (dla technologii GP2H)						
Ogrzewacz pojemnościowy	0,001–0,027	200 000	8 000	–	–	Lemet, Termica, Danstoker, Elterm, Kospel, Elektra, Stiebel Eltron, Henimax, Elektromet, Termet
Piec akumulacyjny	0,001–0,007	700 000	8 000	–	–	
Mały kocioł rezystancyjny (gospodarstwa domowe)	0,004–0,05	650 000	6 500	–	–	
Duży kocioł rezystancyjny (budynki użyteczności publicznej)	0,05–5	670 000	6 500	–	–	
Duży kocioł elektrodowy	1–50	310 000	6 500	–	–	
Pompy ciepła⁵⁶						
Pompa ciepła o małej mocy (gruntowa)	<0,05	5 000 000	270 000	131	470	Vaillant, Viessman, Nibe-Biawar, Galmet, Hoval, Junkres, Ferroli, Fonko, F.U. GEJZER, Vatra, Hibernatus, Bosch, Buderus
Pompa ciepła o małej mocy (powietrze–woda)	<0,05	3 500 000	350 000	111	400	
Pompa ciepła – zastosowanie w budynkach użytkowych (gruntowa)	0,05–1	2 500 000	550 000	139	500	
Pompa ciepła – zastosowanie w budynkach użytkowych (powietrze–woda)	0,05–1	2 000 000	530 000	150	540	
Pompa ciepła – zastosowanie w ciepłownictwie	1–5	2 940 000	70 000	90	324	

56 Z racji istnienia rynku pomp ciepła od kilku lat IEO zaproponował szacunkowe wartości OPEX i LCOH, które uwzględniają energię elektryczną (tzw. czarną), aby umożliwić odbiorcom indywidualnym lepszą orientację w realiach (taryfa G12 dla gospodarstw domowych, C12a dla budynków użyteczności publicznej).

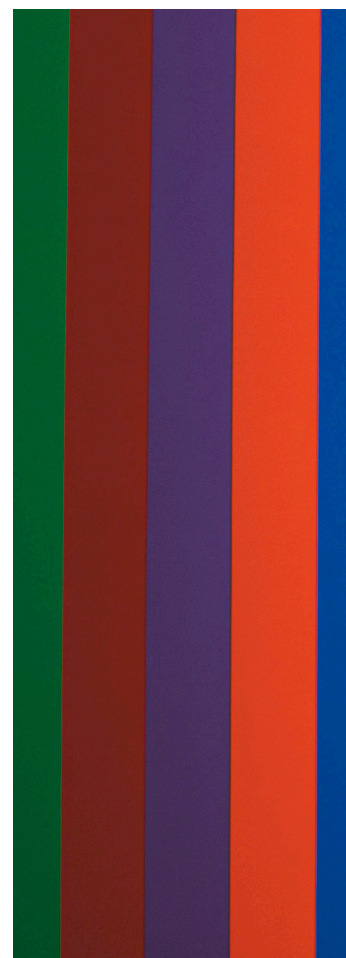
Technologia	Moc	CAPEX	OPEX	LCOH	LCOH	Producenci urządzeń, dostawcy rozwiązań
	MW	zł/MW _t	zł/MW _t /rok	zł/GJ	zł/MWh	
System fotowoltaiczny (do współpracy z pompą ciepła lub zasobnikiem ciepłej wody)						
Przydomowe instalacje	0,004–0,05	5 500 000	57 000	-	-	Viessmann, Vaillant, Hewalex, Kospel, Stilo Energy, Soltec
Zastosowanie w budynkach użytkowych	0,05–0,5	3 000 000	47 000	-	-	
Ciepłownia geotermalna						
Moduł geotermalny	0,5–50	5 380 000	107 500	111	400	G-Drilling, Geotermia Toruń
Magazyny ciepła						
Krótkookresowy - dla biomasy i Power-to-Heat	0,003–0,03 MWh	275 000	1 000	-		(krótko-, średniookresowe): Elektromet, ermica, Termet, Lemet Kospel Sezonowe: Sunmark Arcon, Galmet, Rafako
Średniookresowy - dla kolektorów słonecznych do CWU	0,5–350 MWh	117 000	1 720	-		
Sezonowy - TTES	3–1500 MWh	400 000	1 700	-		
Sezonowy - PTES	5000–40 000 MWh	389 000	2 000	-		
Sezonowy - ATES	30–800 MWh	7 500 000	7 500	-		
Biogaz - instalacje CHP						
Biogazownia rolnicza	0,2–5	9 500 000	3 000 000	181	650	CES, Viessmann, Horus Energia, Eneria, Poldanor, RenCraft, KWE - AB Energy Polska
Biogazownia na składowiskach odpadów	0,2–1	5 000 000	600 000	56	200	
Biogazownia ściekowa	0,2–1	13 000 000	550 000	111	400	

Literatura

- Ciepłownictwo w Polsce. Edycja 2019*, Forum Energii, Warszawa 2019
- Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*, Forum Energii, Warszawa 2019
- Energetyka ciepła w liczbach – 2018*, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2019
- Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych 2010–2020*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2010
- Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, Wersja z 18.12.2019, Ministerstwo Aktywów Państwowych, Warszawa 2019
- Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2007
- Pajak L., Bujakowski W., *Zmiany ceny zakupu energii cieplnej pochodzącej z polskich ciepłowni geotermalnych w latach 2007–2018 w świetle obowiązujących taryf rozliczeniowych*, „Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój” 2018, nr 1, <https://min-pan.krakow.pl/wydawnictwo/wp-content/uploads/sites/4/2018/10/03-PajakBujakowski.pdf>.
- Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2011
- Rynek kolektorów słonecznych w Polsce – 2015*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2016
- Rynek pomp ciepła w Polsce w latach 2010–2018. Perspektywy rozwoju rynku pomp ciepła do 2030 roku*, PORT PC, Warszawa 2019
- Rynek urządzeń grzewczych w Polsce w 2018, Raport SPIUG*, Warszawa 2019, <https://spiug.pl/raporty/rynek-urzadzen-grzewczych-w-polsce-w-2018-roku/>
- Schmidt T., Mangold D., *Large-Scale Thermal Energy Storage – Status Quo and Perspectives*, Malmö 2013
- Szewczyk J., Gientka D., *Mapy gęstości strumienia ciepłego na obszarze Polski*, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa 2009
- Technology Data for Generation of Electricity and District Heating*, August 2016, Danish Energy Agency, <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>
- Weiss W., Spörk-Dür M., *Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends in 2018. Detailed Market Figures 2017*, AEE – Institute for Sustainable Technologies, <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2019.pdf>
- Wiśniewski G., Gołębiowski S., Więcka A., Kurowski K., *Kolektory słoneczne. Energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwie i drobnym przemyśle*, Warszawa 2008

Odnawialne źródła energii
w ciepłownictwie

Technologie, które zmieniają
rzeczywistość



FORUM ENERGII, ul. Chopina 5A/20, 00-559 Warszawa

NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON:364867487

www.forum-energii.eu