



D2.2

Portfolio rozwiązań technicznych

Data 30.09.2024
Wersja dokumentu 04



Współfinansowane przez Unię Europejską. Wyrażone poglądy i opinie są jednak wyłącznie poglądami i opiniami autora(-ów) i nie muszą odzwierciedlać poglądów Unii Europejskiej lub CINEA. Ani Unia Europejska, ani organ przyznający dotację nie ponoszą za nie odpowiedzialności.

Tytuł pakietu roboczego	WP2 – Ocena techniczna i finansowa rynku
Numer produktu	D2.2
Opis	Raport opisujący główne elementy systemów ciepłowniczych (DH) oraz strategię/technologie dostosowania/integracji źródeł energii niskiej jakości do sieci dystrybucji ciepła o wysokiej temperaturze.
Główny beneficjent	UNIPARTHENOPE
Główni autorzy	Federico Scarpa (UNIGE), Luca Tagliafico (UNIGE), Vincenzo Bianco (UNIPARTHENOPE)
Współautorzy	Annalisa Marchitto (UNIGE), Mattia De Rosa (UNIGE)
Przesłane przez	CREARA
Wersja dokumentu	1
Dostęp	Publiczny
Data	12/09/2024

Osoby zatwierdzające dokument i recenzenci:

UWAGA: Wymagane są wszystkie osoby zatwierdzające. Należy zachować dokumentację dotyczącą każdej osoby zatwierdzającej. Wszystkie osoby weryfikujące wymienione na liście są uważane za wymagane, chyba że wyraźnie zaznaczono, że są one opcjonalne.

Imię	Rola	Działanie	Data
Gabriel Garcia Hernandez	Członek zarządu projektu	Przegląd	23.09.2024
Galina Ivanova	Członek zarządu projektu	Recenzja	23.09.2024
David Pérez	Członek zarządu projektu	Zatwierdzenie	27.09.2024

Historia dokumentu:

Autor dokumentu jest upoważniony do wprowadzania następujących zmian w dokumencie bez konieczności ponownego zatwierdzania dokumentu:

- Redakcyjne, formatowanie i ortograficzne
- Wyjaśnienia

Strona | 3

Aby zgłosić prośbę o zmianę w tym dokumencie, skontaktuj się z autorem lub właścicielem dokumentu. Zmiany w niniejszym dokumencie zostały zestawione w poniższej tabeli w odwrotnej kolejności chronologicznej (najnowsza wersja jako pierwsza).

Wersja	Data	Autor	Krótki opis zmian
01	01.06.2024	UNIGE – Federico Scarpa	Utworzona wersja 1 (robocza)
02	20/07/2024	UNIGE – Luca Tagliafico	Opublikowana wersja 2
03	06/09/2024	UNIGE – Luca Tagliafico	Opublikowana wersja 3
04	16/09/2024	UNIPARTHENOPE – Vincenzo Bianco	Opublikowana wersja 4
05	23/09/2024	CREARA – Gabriel García	Recenzja
06	23.09.2024	EUROPROJECT – Galina Ivanova	Recenzja
07	27/09/2024	CREARA – David Pérez	Recenzja i zatwierdzenie

Zarządzanie konfiguracją: Lokalizacja dokumentu

Najnowsza wersja tego dokumentu kontrolowanego jest przechowywana w [sekcji „Deliverables” \(Produkty końcowe\)](#).

Charakter dokumentu		
R	Raport	x
DEC	Strony internetowe, patenty, zgłoszenia itp.	
DEM	Demonstrator	
O	Inne	

Poziom rozpowszechniania		
PU	Publiczny	x
CO	Poufne, wyłącznie dla członków konsorcjum (w tym służb Komisji)	

PODZIĘKOWANIA

Niniejszy raport stanowi część wyników projektu LIFE Low2HighDH, który otrzymał finansowanie z programu Unii Europejskiej na rzecz środowiska i działań w dziedzinie klimatu (LIFE) na podstawie umowy o dotację nr 101120865. Wspólnota nie ponosi odpowiedzialności za jakiekolwiek wykorzystanie treści niniejszej publikacji.

Strona | 4

Więcej informacji na temat projektu można znaleźć na stronie: <https://www.low2highdh.eu/>

Prawa autorskie

© Konsorcjum LIFE Low2HighDH. Kopie niniejszej publikacji – również jej fragmenty – mogą być wykonywane wyłącznie z podaniem źródła.

Zastrzeżenie prawne

Przedstawione tutaj informacje zostały dokładnie zbadane i uznane za dokładne i poprawne. Jednak autorzy nie ponoszą odpowiedzialności prawnej za ewentualne błędy. Nie udziela się żadnych gwarancji, wyraźnych ani dorozumianych, w odniesieniu do przedstawionych informacji. Autorzy nie ponoszą odpowiedzialności za jakiekolwiek bezpośrednie, pośrednie, szczególne, przypadkowe lub wynikowe szkody wynikające z wykorzystania lub niemożności wykorzystania treści niniejszej publikacji.

SPIS TREŚCI

Podziękowania.....	4
Prawa autorskie	4
Zastrzeżenie	4
SPIS TREŚCI	5
Streszczenie	8
Wykaz rysunków.....	11
Wykaz tabel	12
Wykaz akronimów i skrótów	13
Wprowadzenie	14
Główne koncepcje integracji zasobów energii niskiej jakości z HT-DH	17
Niskiej jakości odnawialne źródła energii.....	19
Wprowadzenie	19
Energia słoneczna	19
Geotermia.....	21
Biomasa	22
Odzysk ciepła odpadowego (przemysłowego/komunalnego)	24
Inne źródła ciepła niskotemperaturowego dla sieci ciepłowniczej.....	25
Źródła niskiej jakości Technologie modernizacyjne	25
Wprowadzenie	25
Pompy ciepła	26
Mechaniczne sprężarki pary	28
Transformatory ciepła	31
Magazynowanie energii cieplnej (TES)	32
Sieci ciepłownicze niskotemperaturowe/wysokotemperaturowe	35
Wprowadzenie	35
LTDH – ogrzewanie podłogowe, ogrzewanie pomieszczeń LT i ciepła woda użytkowa.....	36
HT-DH – ogrzewanie podłogowe, ogrzewanie pomieszczeń LT i ciepła woda użytkowa.....	37
Obecna technologia wytwarzania ciepła dla HT-DH	38
Wprowadzenie	38
Kotły węglowe i gazowe Ciepłownictwo komunalne	38
Strategie modernizacji obecnych systemów wysokotemperaturowego ogrzewania wody użytkowej.....	40
Wprowadzenie	40

Strategie integracji systemów kogeneracyjnych wspomaganych przez LGERES	41
Prezentacja 24 technologii/strategii dla systemów ciepłowniczych HT sprzężonych z LGRES	44
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 01 (CHP + średnia/wysoka temperatura energii słonecznej w linii powrotnej DH).....	47
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 02 (Wewnątrz CHP: gruntowa pompa ciepła + ABS-HP na linii powrotnej DH)	49
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 03 (CHP gruntowe HP + parowe HP na linii zasilającej DH).....	51
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 04 (wewnątrz CHP: kolektory słoneczne średniej temperatury na ekonomizerze niskiego ciśnienia).....	53
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 05 (wewnątrz CHP: kolektory słoneczne wysokotemperaturowe na ekonomizerze wysokociśnieniowym)	55
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 6 (ODPADY W CHP – WYSOKA TEMPERATURA).....	57
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 07 (energia słoneczna w BP-CHP – wysoka temperatura)	59
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 08 (Geotermia w BP-CHP – średnia temperatura MVR)	61
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 09 (źródło odpadów przemysłowych w BP-CHP – średnie wysokie temperatury)	63
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 10 (integracja BP-CHP + LGERES na linii powrotnej DH)	65
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 11 (CHP: płaski panel słoneczny + VC-HP parowy na linii powrotnej DH)	67
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 12 (CHP: płaski panel słoneczny + ASB-HP na linii powrotnej DH)	70
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 13 (Podgrzewanie wstępne kotła lub zastąpienie go integracją kolektorów słonecznych).....	72
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 14 (podgrzewanie wstępne kotła za pomocą biomasy lub biogazu)	74
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 15 (podgrzewanie wstępne kotła lub zastąpienie kotła integracją z odpadami przemysłowymi).....	76
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 16 (integracja lub zastąpienie kotła płaskimi kolektorami słonecznymi z pompą ciepła z kompresją pary)	78
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 17 (integracja kotła lub zastąpienie go kolektorami słonecznymi typu koncentrycznego (kolektory paraboliczne z wysokotemperaturowym magazynem energii cieplnej))	80
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 18 (Kocioł: gruntowa pompa ciepła + ABS-HP na linii powrotnej DH)	82

Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 19 (integracja kotła lub zastąpienie go niskotemperaturowym systemem odzyskiwania ciepła odpadowego + pompą ciepła z kompresją pary)	84
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 20 (Zastąpienie kotła średnio temperaturą LGRES i pompą ciepła pary wodnej)	87
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 21 (zastąpienie kotła komorą fermentacyjną i pompą ciepła na parę wodną)	89
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 22 (Zastąpienie kotła pompą ciepła geotermalną + pompą ciepła sprężającą parę (zamknięty cykl MVR))	91
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 23 (Kocioł: zastąpienie paliw kopalnych paliwami z biomasy lub biogazu)	93
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 24 (Zastąpienie kotła ciepłem z ścieków + system VC-HP + pompa ciepła z kompresją pary (zamknięty cykl MVR))	95
Kryteria analizy oraz energetyczne i finansowe wskaźniki KPI	97
Wprowadzenie	97
Podstawowe modelowanie termiczne sieci DH	97
Wskaźnik efektywności energetycznej	106
Wskaźnik efektywności ekonomicznej	111
Opracowanie 10 szczegółowych modeli dla systemów ciepłowniczych HT sprzężonych z LGRES	116
Wprowadzenie	116
Szczegółowa analiza nr 1 (Tech.Sol. nr 05) – CHP z odzyskiem ciepła: koncentracja energii słonecznej, częściowe lub całkowite zastąpienie ekonomizera wysokociśnieniowego	117
Szczegółowa analiza nr 2 (Tech. Sol. nr 11) – CHP z odzyskiem : płaski panel słoneczny + VC-HP parowy na linii powrotnej DH i obejście powrotne/zasilające	120
Szczegółowa analiza nr 3 (Tech. Sol. nr 13) – Podgrzewanie integracją parabolicznych kolektorów słonecznych	123
Szczegółowa analiza nr 4 (rozwiązanie techniczne nr 17) – Integracja z wysokotemperaturowym parabolicznym kolektorem słonecznym z wysokotemperaturowym magazynem energii cieplnej	126
Szczegółowa analiza nr 5 (rozwiązanie techniczne nr 18) – integracja lub zastąpienie przemysłowym ciepłem odpadowym + ABS-HP na linii powrotnej DH	129
Szczegółowa analiza nr 6 (rozwiązanie techniczne nr 19) – integracja lub zastąpienie niskotemperaturowym ciepłem odpadowym + pompą ciepła z kompresją pary	132
Szczegółowa analiza nr 7 (rozwiązanie techniczne nr 20) – Zastąpienie ogólnym LGRES średniej temperatury i pompą ciepła pary wodnej)	135
Szczegółowa analiza nr 8 (rozwiązanie techniczne nr 21) – Zastąpienie komorą fermentacyjną i pompą ciepła z parą wodną	137
Szczegółowa analiza nr 9 (rozwiązanie techniczne nr 22) – Zastąpienie	140

Szczegółowa analiza nr 10 (rozwiązanie techniczne nr 24) – integracja ciepłem odpadowym ze ścieków + system VC-HP + pompa ciepła z kompresją pary (zamknięty cykl MVR)	142
Wnioski	144
Referencje	148
Odniesienie lub powiązany dokument	Error! Bookmark not defined.
Źródło lub link/lokalizacja	Error! Bookmark not defined.

Streszczenie

Niniejszy raport, zatytułowany „Portfolio rozwiązań technicznych” (D2.2), zawiera kompleksową ocenę źródeł ciepła niskiej jakości (LGERES) oraz możliwości ich integracji z sieciami ciepłowniczymi (DH). Badanie koncentruje się na opracowywaniu technologii i strategii mających na celu dostosowanie źródeł energii niskotemperaturowej, takich jak energia słoneczna, geotermalna, biomasa i ciepło odpadowe z przemysłu, do wyższych wymagań temperaturowych systemów ciepłowniczych. W raporcie zwrócono szczególną uwagę na sytuację w krajach takich jak Litwa, Polska i Słowacja, gdzie systemy ciepłownicze mają historyczne znaczenie dla systemu energetycznego, zwłaszcza sieci wysokotemperaturowego ogrzewania miejskiego (HT-DH).

Systemy ciepłownicze mają kluczowe znaczenie dla efektywnego dostarczania ciepła do obszarów miejskich, zwłaszcza w chłodniejszym klimacie. Jednak wiele z tych systemów, szczególnie w Europie Wschodniej, zostało zbudowanych w czasach, gdy paliwa kopalne, takie jak węgiel i gaz ziemny, były dostępne w dużych ilościach i były niedrogie. Wraz z ewolucją sektora energetycznego w kierunku zrównoważonego rozwoju, starsze systemy wymagają znacznych modernizacji technologicznych, mających na celu wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. Niniejszy raport przedstawia 24 innowacyjne rozwiązania technologiczne mające na celu ułatwienie integracji źródeł ciepła niskiej jakości z sieciami ciepłowniczymi, w celu zmniejszenia zależności od paliw kopalnych i obniżenia emisji gazów cieplarnianych.

Kluczowe technologie omówione w raporcie obejmują:

- **Pompy ciepła (HP):** Urządzenia te są niezbędne do podwyższenia temperatury niskotemperaturowych źródeł odnawialnych do wyższych temperatur wymaganych przez sieci ciepłownicze. Mogą być wykorzystywane do integracji energii odnawialnej pochodzącej ze źródeł słonecznych, geotermalnych lub ciepła odpadowego.
- **Mechaniczna rekompresja pary (MVR):** Systemy MVR przekształcają parę o niskim ciśnieniu do pary wysokoenergetycznej, umożliwiając recykling i efektywne ponowne wykorzystanie ciepła odpadowego w sieciach ciepłowniczych.
- **Magazynowanie energii cieplnej (TES):** Systemy TES magazynują nadwyżki ciepła w okresach niskiego zapotrzebowania, udostępniając je w okresach szczytowego zapotrzebowania na ogrzewanie, poprawiając w ten sposób ogólną wydajność i niezawodność systemów ciepłowniczych.

W raporcie podkreślono potrzebę stopniowego przejścia, zaczynając od systemów hybrydowych łączących paliwa kopalne i odnawialne źródła energii, a następnie przechodząc do systemów ciepłowniczych opartych w całości na odnawialnych źródłach energii. Takie stopniowe podejście pozwala na integrację

Commented [ro1]: Te dwa źródła niekoniecznie są źródłami niskiej jakości.
Na Litwie są one doskonale wykorzystywane w systemach wysokotemperaturowych systemach ciepłowniczych.

Commented [ro2]: Również ropa naftowa i ropa ciężka.

Commented [ro3]: Prawdopodobnie warto zwrócić uwagę na sezonowy aspekt magazynowania energii cieplnej.

LGERES z istniejącymi sieciami bez zakłócania dostaw ciepła, a jednocześnie umożliwia wykorzystanie istniejącej infrastruktury.

W raporcie położono duży nacisk na finansową i operacyjną wykonalność proponowanych rozwiązań. Jako podstawowy wskaźnik do oceny ogólnej opłacalności różnych strategii technologicznych wykorzystano uśredniony koszt ciepła (LCOH). Niektóre rozwiązania, takie jak odzyskiwanie ciepła odpadowego, oferują niższy LCOH i natychmiastowe korzyści ekonomiczne, podczas gdy inne, takie jak modernizacja istniejących systemów za pomocą technologii geotermalnych lub słonecznych, mogą wymagać wyższych nakładów początkowych, ale przynoszą długoterminowe korzyści środowiskowe i finansowe. W raporcie stwierdzono, że pomimo potencjalnego wzrostu kosztów krótkoterminowych, LCOH dla rozwiązań opartych na energii odnawialnej pozostaje konkurencyjny na europejskim rynku energii, zwłaszcza jeśli weźmie się pod uwagę długoterminową redukcję emisji dwutlenku węgla i zmniejszenie zależności od paliw kopalnych. Ponadto należy również wziąć pod uwagę wpływ redukcji kosztów zewnętrznych.

Szczegółowa analiza 10 konkretnych studiów przypadków zawarta w raporcie pozwala na bardziej dogłębną ocenę możliwości zastosowania tych rozwiązań w rzeczywistych scenariuszach. Każdy przypadek bada wyniki energetyczne oraz finansowe konkretnej technologii, oferując wgląd w praktyczne wyzwania i korzyści związane z przejściem systemów ciepłowniczych na energię odnawialną. W skład 10 studiów przypadków wchodzi:

1. **Wysokotemperaturowa integracja energii słonecznej w systemach kogeneracyjnych** (Rozw. tech. nr 05): W tym studium przypadku przeanalizowano integrację energii słonecznej termicznej z systemem kogeneracyjnym (CHP). Dzięki zastosowaniu koncentratorów słonecznych ciepło o wysokiej temperaturze może być wprowadzane do systemu ciepłowniczego, co **zmniejsza uzależnienie od paliw kopalnych**. Analiza pokazuje, że rozwiązanie to pozwala znacznie ograniczyć emisję dwutlenku węgla, ale wiąże się z umiarkowanym wzrostem nakładów inwestycyjnych (CAPEX).
2. **Integracja płaskich paneli słonecznych i parowej pompy ciepła** (Rozw. tech. nr 11): Rozwiązanie to integruje płaskie panele słoneczne z parową pompą ciepła, która podnosi temperaturę niskotemperaturowego ciepła do wyższych temperatur odpowiednich dla sieci ciepłowniczych. System ten jest szczególnie skuteczny w regionach o wysokim nasłonecznieniu, oferując dobre wyniki LCOH w połączeniu z odzyskiem ciepła odpadowego.
3. **Integracja kolektorów słonecznych typu parabolicznego** (Rozw. tech. nr 13): W tym przypadku skupiono się na wykorzystaniu kolektorów słonecznych typu parabolicznego do podgrzewania wody dla systemów ciepłowniczych. To rozwiązanie pokazuje, w jaki sposób technologia słoneczna może być wykorzystana jako uzupełnienie istniejących systemów opartych na paliwach kopalnych, zmniejszając zużycie paliwa i emisje bez konieczności wprowadzania większych zmian w infrastrukturze.
4. **Odzysk ciepła odpadowego z przemysłu za pomocą pompy ciepła absorpcyjnej** (Rozw. tech. nr 18): W tym przypadku oceniono potencjał wykorzystania ciepła odpadowego z procesów przemysłowych, ulepszonego za pomocą absorpcyjnej pompy ciepła, do dostarczania ciepła do sieci ciepłowniczej. Badanie podkreśla, że jest to jedno z najbardziej opłacalnych rozwiązań, charakteryzujące się niskim LCOH i krótkim okresem zwrotu inwestycji.
5. **Połączenie ciepła odpadowego i niskotemperaturowej pompy ciepła** (Rozw. tech. nr 19): W tym studium przypadku analizuje się integrację niskotemperaturowego ciepła odpadowego ze źródeł przemysłowych z pompami ciepła wykorzystującymi sprężanie pary. Rozwiązanie to zapewnia

Commented [ro4]: Prawdopodobnie nie tylko ograniczenie zużycia paliw kopalnych, ale także ograniczenie stosowania technologii spalania w ogóle.

znaczne obniżenie kosztów energii i emisji, dzięki czemu idealnie nadaje się do modernizacji starszych systemów ciepłowniczych przy minimalnych zakłóceniach.

6. **Integracja pomp ciepła wykorzystujących energię geotermalną** (Rozw. tech. nr 22): W tym rozwiązaniu energia geotermalna jest wykorzystywana do zastąpienia tradycyjnych kotłów na paliwa kopalne. Analiza pokazuje, że chociaż LCOH dla systemów geotermalnych jest wyższy niż w przypadku innych opcji, korzyści dla środowiska i długoterminowy zrównoważony rozwój sprawiają, że jest to obiecujące rozwiązanie dla systemów ciepłowniczych w obszarach o bogatych zasobach geotermalnych.
7. **Odzysk ciepła z ścieków i pompa ciepła z kompresją pary** (Rozw. tech. nr 24): W tym przypadku skupiono się na odzysku ciepła z miejskich systemów kanalizacyjnych za pomocą pompy ciepła z kompresją pary. Analiza pokazuje, że rozwiązanie to może zapewnić znaczne oszczędności, zwłaszcza w obszarach miejskich, gdzie ciepło ze ścieków jest łatwo dostępne, a także charakteryzuje się wysoką efektywnością energetyczną.
8. **Modernizacja CHP za pomocą koncentratorów słonecznych** (Rozw. tech. nr 05 – szczegółowy model 1): Szczegółowa analiza sposobu integracji wysokotemperaturowych koncentratorów słonecznych z istniejącymi systemami CHP. Niniejsze studium przypadku przedstawia znaczące korzyści dla środowiska, ale podkreśla również konieczność poniesienia wysokich nakładów inwestycyjnych, co wymaga dotacji rządowych lub zachęt, aby rozwiązanie to było opłacalne ekonomicznie.
9. **Zastąpienie kotłów biomasą** (Rozw. tech. nr 23): Niniejsze studium przypadku koncentruje się na zastąpieniu tradycyjnych kotłów alternatywnymi rozwiązaniami opalnymi biomasą. Wyniki wskazują na znaczne zmniejszenie emisji dwutlenku węgla, chociaż opłacalność finansowa zależy w dużej mierze od lokalnej dostępności biomasy.
10. **Zastąpienie kotłów systemami odzyskiwania ciepła odpadowego i MVR** (Rozw. tech. nr 24): Ostatnie studium przypadku dotyczy wykorzystania mechanicznej rekompresji pary (MVR) w połączeniu z odzyskiwaniem ciepła odpadowego w celu zastąpienia istniejących kotłów opalanych paliwami kopalnymi. Analiza pokazuje, że rozwiązanie to może zapewnić zarówno wysoką wydajność, jak i oszczędności kosztów, szczególnie w obszarach przemysłowych, w których występuje nadwyżka ciepła odpadowego.

Ogólnie rzecz biorąc, te studia przypadków stanowią plan działania dla przejścia systemów ciepłowniczych z paliw kopalnych na energię odnawialną, dostarczając danych ilościowych zarówno na temat efektywności energetycznej, jak i wykonalności finansowej.

Podsumowując, w raporcie podkreślono ogromny potencjał wykorzystania źródeł ciepła niskiej jakości w sieciach ciepłowniczych i przedstawiono jasną ścieżkę prowadzącą do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla i zależności od paliw kopalnych. Chociaż istnieją znaczne wyzwania finansowe i techniczne, szczególnie w przypadku modernizacji starszych systemów, długoterminowe korzyści w zakresie zrównoważonego rozwoju i bezpieczeństwa energetycznego sprawiają, że inwestycje te mają kluczowe znaczenie. Dzięki przyjęciu podejścia etapowego i dostosowanego do specyfiki regionu kraje europejskie mogą osiągnąć płynne przejście do zrównoważonej, niskoemisyjnej przyszłości energetycznej dla swoich systemów ciepłowniczych.

Wykaz rysunków

Rysunek 1. Rozkład sieci ciepłowniczych i chłodniczych w krajach europejskich (na podstawie projektu UE W.E.DISTRICT)	14
Rysunek 2. Technologia ciepłownictwa miejskiego oparta na wielu źródłach energii (Unige)	16
Rysunek 3. Generacje sieci ciepłowniczych w ciągu ostatnich 150 lat (źródło: MDPI Open Access, Zeh et Al., 2021, 10.3390/su13116035)	17
Rysunek 4. Układy parabolicznych kolektorów średnitemperaturowych (źródło: ArséniureDeGallium, domena publiczna, za pośrednictwem Wikimedia Commons)	20
Rysunek 5. Ciepłownictwo lokalne wykorzystujące pole kolektorów słonecznych o powierzchni 18 300 m ² . Dania, Marstal (źródło: Erik Christensen, CC BY-SA 3.0 (https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/), za pośrednictwem Wikimedia Commons)	20
Rysunek 6. Klasyfikacja potencjału geotermalnego bardzo płytkiego, płytkiego i głębokiego. (źródło: MDPI Open Access, (Zeh, et al., 2021))	21
Rysunek 7. Koncepcja zdekarbonizowanego systemu ciepłownictwa lokalnego (źródło: MDPI Open Access (Koch i in., 2020), https://doi.org/10.3390/en13164134)	23
Rysunek 8. Bioreaktor CSTR (reaktor z mieszałem o przepływie ciągłym) do produkcji biogazu (źródło: geraldK (pixabay.com))	24
Rysunek 9. Koncepcja zdekarbonizowanego systemu ciepłowniczego (Unige)	26
Rysunek 10. Schematyczna ilustracja pompy ciepła zasilanej energią słoneczną (źródło: KCVelaga, CC BY-SA 4.0 < https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/ >, za pośrednictwem Wikimedia Commons) ...	27
Rysunek 11. Procesy MVR. Odparowanie uzyskuje się dzięki źródle ciepła niskiej jakości, a schładzanie poprzez wtrysk wody (UNIGE)	29
Rysunek 12. Uproszczony schemat dwustopniowej instalacji MVR (UNIGE)	29
Rysunek 13. Porównanie cyklu chłodniczego absorpcyjnego (odwrotnego) z cyklem absorpcyjnego transformatora ciepła (bezpośredniego) (UNIGE)	31
Rysunek 14. Typowe rodzaje i metody magazynowania ciepła (Unige)	33
Rysunek 15. Prezentacja systemu ciepłowniczego i chłodzącego (źródło: Jirka DI, CC BY-SA 4.0, za pośrednictwem Wikimedia Commons)	35
Rysunek 16. Dwie konfiguracje CHP dla ciepłownictwa. Po lewej stronie klasyczny system kondensacyjny z niskim ciśnieniem wstecznym w skraplaczu (A). Po prawej stronie system CHP z wysokim ciśnieniem wstecznym (B) (UNIGE)	39
Rysunek 17. Kocioł parowy z rurą płomieniową Winsketel (źródło: Diemareng, CC BY-SA 4.0 – https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/ , za pośrednictwem Wikimedia Commons)	40
Rysunek 18. Alternatywne ścieżki przejścia z obecnego systemu ciepłownictwa opartego na paliwach kopalnych (UNIGE)	41
Rysunek 19. Podstawowe strategie integracji LGERES w istniejących systemach ciepłowniczych CHP (UNIGE)	42
Rysunek 20. Połączenie temperatur roboczych HT-DH (centralna skala temperatur) z niektórymi LGERES (po lewej) i możliwymi technologiami podnoszenia wydajności (po prawej). Nie uwzględniono bezpośrednich procesów spalania biomasy i biogazu (źródło: UNIGE)	46
Rysunek 21. Strona popytowa sieci DH. Moc cieplna, temperatury i masowe natężenie przepływu DH w dowodach (źródło: Unige)	98
Rysunek 22. Część sieci DH z zaznaczonym urządzeniem podwyższającym temperaturę, w tym przypadku pompą ciepła (źródło: Unige)	98

Rysunek 23. Część sieci DH z integracją LGERES przed modernizacją i zastosowana na linii powrotnej (źródło: Unige)	99
Rysunek 24. Schematyczne przedstawienie dwutemperaturowej prostej pompy ciepła z sprężaniem pary (po lewej) oraz trójtęperaturowej pompy ciepła absorpcyjnej złożonej z dwóch urządzeń (po prawej) (źródło: Unige)	101
Rysunek 25. Schematy modeli wykorzystane do walidacji reprezentacji urządzeń Χαρνουτ/η _{II} . Pompa ciepła VC-HP z podwójną kompresją parową po lewej stronie (A). Prosta pompa ciepła VC-HP R600a po prawej stronie (źródło: UNIGE)	102
Rysunek 26. Zależność ogólnej sprawności absorpcyjnej pompy ciepła od η (wirtualnej sprawności maszyny) i COP _F (sprawności transformatora ciepła o odwrótnym cyklu), tj. od trzech temperatur. Rozważane wartości temperatury mieszczą się w rzeczywistym zakresie roboczym zasobów energii niskiej jakości.	104
Rysunek 27. Podkreślenie ilości zaangażowanej w proces. Obliczone ilości zaznaczono na czerwono (źródło: UNIGE)	105
Rysunek 28. Schemat sieci DH w przypadku modernizacji CHP. Możliwe podwyższenia temperatury pokazano wyłącznie dla kompletności (źródło: UNIGE)	105
Rysunek 29. Uproszczony schemat sieci ciepłowniczej w przypadku modernizacji CHP. Podwyższenie temperatury stosuje się wyłącznie w przypadku źródeł niskotemperaturowych (źródło: UNIGE)	106

Wykaz tabel

Tabela 1. Kraje o najwyższym udziale ciepłownictwa sieciowego i procent wykorzystania energii odnawialnej w ciepłownictwie sieciowym (Rasmussen, 2024)	15
Tabela 2. Proces walidacji. Porównanie prostego modelu z równania 5 i kompletnego modelu termodynamicznego. Tabela odnosi się do pompy ciepła wysokotemperaturowej przedstawionej na rysunku 25(A). $T_{\text{dostawa}} = 120^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{powrót}} = 60^{\circ}\text{C}$	102
Tabela 3. Proces walidacji. Tak samo jak w tabeli 1, z odniesieniem do pompy ciepła R600a z rysunku 25(B) użytej jako pierwszy stopień podwyższenia temperatury. $T_{\text{źródło}} = 20^{\circ}\text{C}$	103
Tabela 4. Udział źródeł energii elektrycznej	111
Tabela 5. Udział paliw w produkcji energii elektrycznej	111
Tabela 6. Średnie współczynniki emisji dwutlenku węgla dla różnych źródeł	111
Tabela 7. Średnia wydajność elektrowni w zależności od rozpatrywanego źródła energii pierwotnej.	111
Tabela 8. CAPEX dla różnych analizowanych technologii.	114
Tabela 9. Koszty energii dla różnych rynków docelowych.	115
Tabela 10. Podsumowanie opracowanych studiów przypadków.	145
Tabela 11. Podsumowanie wstępnych szacunków udziału OZE i LCOH osiągalnych dzięki każdemu z proponowanych rozwiązań LGERES.	146

Wykaz akronimów i skrótów

Skrót	Definicja
ABS-HP	Absorpcja Pompa ciepła (transformator ciepła)
CAPEX	CAPital EXpenditure
CHP	Kogeneracja
CI	Intensywność emisji dwutlenku węgla
COP	Współczynnik wydajności
CSP	Skoncentrowana energia słoneczna
DC	Chłodzenie lokalne
DH	Ogrzewanie miejskie
DHC	Ogrzewanie i chłodzenie miejskie
DHW	Ciepła woda użytkowa
AHP	Absorpcyjne pompy ciepła (transformatory ciepła)
EHP	Elektryczne pompy ciepła
EI_RES/EI_NRES	Zużycie energii elektrycznej (z res/nres)
UE	Unia Europejska
FFS	Oszczędności paliw kopalnych
FWH	Podgrzewacz wody zasilającej
GHG	Gaz cieplarniany
HP	Pompa ciepła
HT	Transformator ciepła
HT-DH	Wysokotemperaturowe ogrzewanie miejskie
LCOH	Wyrównany koszt ciepła
LT	Niska temperatura
LGERES	Niskiej jakości zasoby energii odnawialnej
MSV	Komunalne odpady stałe
MVR	Mechaniczna rekompresja pary
NRES	Nieodnawialne źródła energii
OPEX	Koszty operacyjne
RES	Odnawialne źródła energii
RSH	Udział energii odnawialnej
SDH	Słoneczne ogrzewanie miejskie
TES	Magazynowanie energii cieplnej
TRL	Poziom gotowości technologicznej
VC-HP	Pompy ciepła z kompresją pary

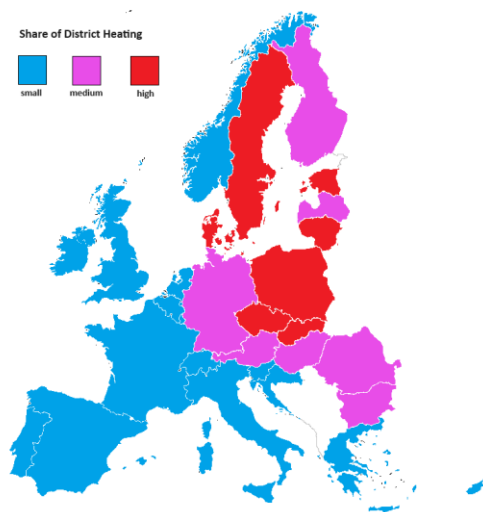
Wprowadzenie

Ciepłownictwo sieciowe (DH) ewoluowało w kierunku zrównoważonego rozwiązania w zakresie dostarczania ciepła dla miast. Ważną cechą tego systemu jest możliwość scentralizowania produkcji ciepła i dostarczania energii cieplnej do dużej sieci obiektów komercyjnych, przemysłowych i mieszkalnych. Obecnie koncentruje się ono na skutecznej dystrybucji ciepła pochodzącego ze źródeł odnawialnych i stanowi fundamentalny element przejścia na gospodarkę niskoemisyjną. Jego podstawą jest minimalizacja wpływu na środowisko, maksymalizacja efektywności energetycznej oraz wykorzystanie ekonomii skali w celu obniżenia całkowitych kosztów. Podejście to nie tylko promuje zrównoważony rozwój środowiska, ale także zapewnia większą kontrolę nad produkcją i dystrybucją ciepła, zachęcając tym samym do inteligentnego i odpowiedzialnego zarządzania energią. Ciepłownictwo sieciowe odgrywa kluczową rolę w budowaniu bardziej wydajnych i przyjaznych dla środowiska społeczności.

Istnieją znaczne różnice w sposobie wdrażania systemów ciepłowniczych i chłodniczych (DHC) w państwach członkowskich Unii Europejskiej. Na przykład, podczas gdy w 2015 r. mniej niż 5% mieszkańców Holandii i Szwajcarii miało dostęp do sieci ciepłowniczej (DH), w Danii i Estonii było to ponad 60% mieszkańców. Różnice istnieją również w zakresie wydajności systemów chłodniczych (DC). Szeroki zakres źródeł wytwarzania ciepła sieciowego dodatkowo wpływa na emisję gazów cieplarnianych z systemów DHC.

Na przyszłe potrzeby w zakresie systemów i technologii DHC znaczący wpływ mają te różnice w infrastrukturze systemów ciepłowniczych i chłodniczych, dynamice rynku i ograniczeniach krajowych. Dlatego przy opracowywaniu nowych koncepcji i technologii należy koniecznie uwzględnić obecne i prognozowane scenariusze.

Przegląd dystrybucji systemów ciepłowniczych i chłodniczych w Europie można znaleźć na poniższej mapie opracowanej w ramach projektu UE W.E.DISTRICT (Ramboll, 2020).



Rysunek 1. Rozkład sieci ciepłowniczych i chłodniczych w krajach europejskich (na podstawie projektu UE W.E.DISTRICT).

Tabela 1. Kraje o najwyższym udziale ciepłownictwa sieciowego i procent wykorzystania energii odnawialnej w ciepłownictwie sieciowym (Rasmussen, 2024).

	Dania	Litwa	Słowacja	Estonia	Szwecja	Polska	Czechy	Finlandia	Łotwa
Udział DH (%)	65	56	53	52	50	42	40	38	30
Udział RES (%)	77	33	0	42	18	7	7	16	n.d.

Historycznie rzecz biorąc, kraje Europy Wschodniej znacznie wcześniej niż reszta Europy rozwinęły rozbudowane i dobrze skoordynowane sieci ciepłownicze. Jednak wdrożone technologie były technologiami wczesnych zastosowań, w których nie zwracano uwagi na kwestie zrównoważonego rozwoju. Istnieje zatem wyzwanie i szansa na modernizację tych systemów w taki sposób, aby zintegrować je z nowoczesnymi i bardziej „ekologicznymi” źródłami energii.

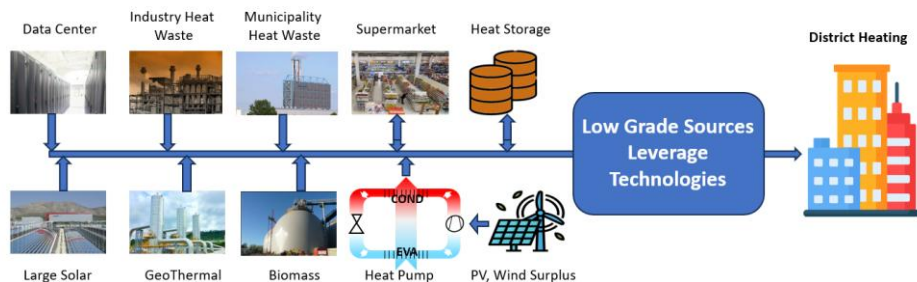
Podobnie jak wszystkie rozwijające się technologie, systemy ciepłownicze mają swoje zalety i wady w porównaniu z niezależnymi systemami ogrzewania w budynkach wielorodzinnych lub indywidualnych mieszkaniach. Do zalet należą efektywność energetyczna, lepsza predyspozycja do wykorzystania odnawialnych źródeł energii, ekonomia skali oraz redukcja emisji.

Wyższa efektywność energetyczna systemów ciepłowniczych w porównaniu z systemami tradycyjnymi wynika również ze skali produkcji, niezależnie od tego, czy jest ona scentralizowana, czy też obejmuje sieć połączoną z wieloma źródłami. Oprócz większej elastyczności w wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii, wielkość obiektów i scentralizowane zarządzanie umożliwiają produkcję ciepła charakteryzującą się wyższą efektywnością energetyczną.

Zarówno w scentralizowanych, jak i rozproszonych systemach produkcji, ciepłownictwo sieciowe wykazuje dużą elastyczność w zakresie możliwych źródeł energii (p. Rysunek 2). Jeśli chodzi o źródła odnawialne, obejmują one instalacje słoneczne oraz systemy geotermalne i wykorzystanie biomasy. Zastosowanie odpowiednich technologii w przekazywaniu ciepła od źródła do użytkownika końcowego (aspekt, który zostanie szerzej omówiony w niniejszym rozdziale) pozwala na jeszcze większą elastyczność w podnoszeniu temperatury ciepła niskotemperaturowego lub odpadowego do wyższych poziomów bez konieczności stosowania paliw kopalnych.

Mówiąc o systemach ciepłowniczych opartych na odnawialnych źródłach energii, kolejną zaletą jest ogólne zmniejszenie wpływu na środowisko. Istnieje bowiem możliwość zarówno wyboru i optymalizacji źródeł energii, jak i opracowania ukierunkowanych systemów monitorowania i konserwacji. Wreszcie, systemy ciepłownicze niewątpliwie korzystają z ekonomii skali, co prowadzi do zmniejszenia ogólnych kosztów produkcji i zużycia ciepła w porównaniu z wieloma małymi autonomicznymi jednostkami.

L2H Low2HighDH



Rysunek 2. Technologia ciepłownictwa miejskiego oparta na wielu źródłach energii (Unige)

Jednak systemy ciepłownicze nie są wolne od wad oraz wyzwań związanych z wdrożeniem i ogólnych niedogodności. Początkowa instalacja systemu ciepłowniczego może wymagać znacznych inwestycji w infrastrukturę, taką jak sieci dystrybucyjne i podstacje. W przypadku braku zachęt przeszkoda ta może być czasami nie do pokonania dla lokalnej administracji. W przypadku uzależnienia od jednego scentralizowanego źródła ciepła mogą wystąpić zagrożenia w przypadku awarii lub problemów technicznych, które są ograniczane, a nawet eliminowane w przypadku rozproszonej i modułowej architektury źródeł energii.

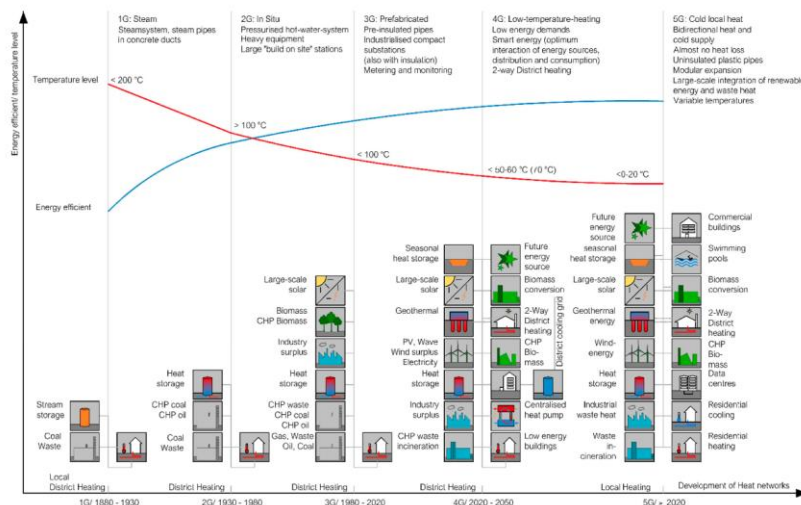
Z punktu widzenia wydajności długie sieci dystrybucyjne mogą prowadzić do strat ciepła podczas przesyłu, zwłaszcza jeśli nie są dobrze izolowane, co negatywnie wpływa na wydajność. Użytkownicy mogą ostatecznie mieć mniejszą kontrolę nad lokalną regulacją komfortu i mogą nie być w stanie zastosować indywidualnych rozwiązań.

Jest dość oczywiste, że w przypadku wdrażania systemu ciepłowniczego obecny trend zmierza w kierunku rozproszonego wytwarzania energii opartego na wielu odnawialnych źródłach energii, co zasadniczo przynosi korzyści pod względem wpływu na środowisko i zarządzania ryzykiem, być może kosztem niektórych korzyści płynących z występowania źródeł scentralizowanych.

Systemy ciepłownicze przeszły cztery odrębne generacje, jak opisano w (Zeh, et al., 2021), z których każda charakteryzowała się różnymi technologiami i podejściami do wytwarzania i dystrybucji ciepła (p. Rysunek 3). Począwszy od trzeciej generacji (1980–2020), jako źródło energii wykorzystywane są rozbudowane systemy energii słonecznej. Ta faza rozwoju systemów ciepłowniczych charakteryzuje się rosnącym wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, takich jak energia geotermalna, słoneczna i biomasa, a także wdrażaniem technologii inteligentnych sieci energetycznych mających na celu zwiększenie wydajności i elastyczności systemu.

W przypadku wielu źródeł, zróżnicowanych zarówno pod względem mocy, jak i temperatury, pojawia się potrzeba zastosowania wielu technologii, które mogą dostosować się do różnych poziomów temperatury wymaganych przez użytkowników. Poniżej przedstawiono przegląd wykorzystywanych źródeł odnawialnych i ich właściwości energetycznych. W szczególności omówiona zostanie energia słoneczna i jej pochodne, energia fotowoltaiczna i wiatrowa, energia geotermalna głęboka oraz biomasa. Zbadane zostaną odpowiednie technologie, zapewniające efektywne wykorzystanie tych źródeł w kontekście lokalnych systemów ciepłowniczych opartych na odnawialnych źródłach energii. W tym celu, w zależności

od różnicy temperatur między źródłem a temperaturą wymaganą przez użytkowników, zazwyczaj rozpatruje się pompy ciepła, mechaniczne sprężarki parowe (MVR) i transformatory ciepła (absorpcyjne pomp ciepła), których główne właściwości techniczne zostaną przeanalizowane.



Rysunek 3. Generacje sieci ciepłowniczych w ciągu ostatnich 150 lat (źródło: MDPI Open Access, Zeh et Al., 2021, 10.3390/su13116035)

GŁÓWNE KONCEPCJE INTEGRACJI ŹRÓDEŁ CIEPŁA NISKIEJ JAKOŚCI Z WYSOKOTEMPERATUROWYMI SIECIAMI CIEPŁOWNICZYMI

Pojęcie źródeł ciepła niskiej jakości (LGERES) nie ma jasnej definicji w literaturze, nawet jeśli można je łatwo powiązać z „źródłami ciepła o niskiej temperaturze”. Jednak bardziej ogólne podejście powinno również uwzględniać pojęcie, które wyraźnie rozróżnia odnawialne źródła energii (RES) od tradycyjnych (kopalnych) zasobów energetycznych, związanych z intensywną eksploatacją powierzchniową źródeł energii. Te ostatnie można uwzględnić za pomocą odpowiednich kluczowych wskaźników efektywności (KPI).

Możliwą definicję odnawialnych źródeł ciepła niskiej jakości, która zostanie wykorzystana w niniejszym raporcie, można sformułować w następujący sposób:

Źródła ciepła niskiej jakości odnoszą się do odnawialnych lub kaskadowych źródeł energii, które wytwarzają energię w stosunkowo niskich temperaturach lub w formach wymagających dodatkowego przetwarzania w celu przekształcenia jej w użyteczne ciepło lub energię elektryczną.

Źródła te często charakteryzują się niższą intensywnością energetyczną w porównaniu z wysokiej jakości odnawialnymi źródłami energii, takimi jak energia słoneczna fotowoltaiczna lub energia wiatrowa. Odnawialne źródła ciepła niskiej jakości są zazwyczaj wykorzystywane do takich zastosowań, jak ogrzewanie pomieszczeń, podgrzewanie wody lub procesy przemysłowe, które odbywają się w umiarkowanych lub niskich temperaturach. Przykłady obejmują energię słoneczną, energię geotermalną,

biomasę, odzyskiwanie ciepła odpadowego itp. W tym względzie ich eksploatacja wymaga również dużej powierzchni gruntów, ponieważ są one zawsze rozmieszczone na dużym obszarze.

Aby przekształcić źródła ciepła niskiej jakości tak aby mogły być wykorzystane w wysokotemperaturowych sieciach ciepłowniczych, należy zastosować określone technologie, takie jak elektryczne pompy ciepła (EHP), absorpcyjne pompy ciepła (AHP, znane również jako transformatory ciepła), a w niektórych przypadkach mechaniczne systemy rekompresji pary (MVR). W innych przypadkach, takich jak biomasę stałą, konieczne jest przeprowadzenie operacji zbierania i wstępnego przetwarzania. Zawsze konieczne jest zastosowanie i wykorzystanie magazynów energii cieplnej (TES).

Zmiana może również polegać na włączeniu odnawialnego źródła energii jako uzupełnienia obecnie stosowanych systemów opartych na paliwach kopalnych (CHP i kotły, na przykład energia słoneczna, geotermalna i podgrzewanie wstępne odpadów). Chociaż modernizacja ta nie zastępuje całkowicie źródła kopalnego, pozwala na zmniejszenie jego zużycia i stanowi najtańszą i najszybszą modyfikację. Możliwy schemat rozwiązań technologicznych można na początku sklasyfikować w następujący sposób:

- Interwencje mające na celu bezpośrednią integrację LGERES z systemami wytwarzania ciepła (zachowuje się cały system ciepłowniczy, od wytwarzania do sieci, wprowadzając modyfikacje i zmiany techniczne wyłącznie w istniejącym systemie wytwarzania ciepła).
- Interwencje mające na celu częściowe zastąpienie źródła, a następnie zastosowanie (lub nie) technik modernizacyjnych (wysokotemperaturowa sieć dystrybucji zostaje zachowana, ale między LGERES a użytkownikami należy zastosować technologię modernizacyjną, czy to w centralnej instalacji, czy lokalnie w punktach ciepłowniczych, a nawet w pojedynczych budynkach).

Możliwość zastosowania jednej lub kilku dostępnych technologii zależy od aktualnego stanu sieci ciepłowniczej.

Zawsze uwzględnia się wykorzystanie magazynowania ciepła, ponieważ udowodniono, że stosowanie magazynów energii (na każdym poziomie, czy to w centralnej elektrociepłowni, czy w pojedynczych budynkach) zwiększa wydajność sieci ciepłowniczej o około 5 do 20%, poprawiając również wydajność regulacji i elastyczność.

W niniejszym raporcie zostanie przedstawiony krótki przegląd wszystkich dotychczas poruszonych kwestii, w tym:

- główne źródła ciepła niskiej jakości
- wspomniane technologie modernizacyjne
- aktualna główna technologia wysokotemperaturowych sieci ciepłowniczych, ze szczególnym uwzględnieniem możliwych punktów (poziomów temperatury) zmian
- portfolio możliwych kombinacji powyższych elementów, umożliwiających skuteczne zintegrowanie LGERES z wysokotemperaturowymi sieciami ciepłowniczymi
- niektóre kryteria oceny wydajności takiej integracji, wraz z rozsądnymi wskaźnikami KPI (takimi jak współczynnik wydajności, analiza kosztów itp.)
- lista 10 szczegółowych modeli integracji LGERES/wysokotemperaturowe sieci ciepłownicze wraz ze wstępną oceną wydajności

Odnawialne źródła ciepła niskiej jakości

WPROWADZENIE

Źródła ciepła niskiej jakości obejmują szeroki zakres zasobów, takich jak grunt, woda i powietrze atmosferyczne, które mogą nie mieć wystarczająco wysokiej temperatury, aby można je było bezpośrednio wykorzystać do celów grzewczych. Jednak te niskotemperaturowe źródła można ulepszyć, aby spełniały wymagania wysokotemperaturowych sieci ciepłowniczych, wykorzystując najnowocześniejsze technologie, takie jak systemy odzyskiwania ciepła odpadowego, pompy ciepła i transformatory ciepła. Integracja ta przynosi wiele korzyści, takich jak zwiększona odporność na wahania w dostawach energii, zmniejszenie wpływu na środowisko i zwiększona efektywność energetyczna.

ENERGIA SŁONECZNA

Energia słoneczna jest głównym źródłem energii dla naszej planety, a promieniowanie słoneczne docierające do Ziemi wynosi ponad 175 000 terawatów, czyli około 10 000 razy więcej niż całkowite zużycie energii na świecie. Wykorzystanie tego obfitego i nieskończonego źródła energii do naszych potrzeb wydaje się oczywistym wyborem. Wykorzystanie energii słonecznej charakteryzuje się bogactwem typologii i wariantów instalacji. W zależności od osiągniętej temperatury energia ta może być przekształcana w energię elektryczną lub wykorzystywana bezpośrednio do dostarczania ciepła.

Zazwyczaj elektrownie słoneczne są zlokalizowane na rozległych otwartych obszarach, często na terenach pustynnych. Podobnie jak panele fotowoltaiczne, te wielkoskalowe obiekty są budowane poza obszarami miejskimi, często na przedmieściach. Rysunek 4 przedstawia system skoncentrowanej energii słonecznej (CSP) wykorzystujący technologię średniej temperatury w postaci układów parabolicznych, natomiast Rysunek 5 przedstawia źródło niskiej temperatury z pola płaskich kolektorów słonecznych w Marstal w Danii.

Jeśli chodzi o systemy solarnej ciepłowni miejskiej (SDH), pierwsze elektrownie słoneczne (ST) dla SDH powstały w Szwecji pod koniec lat 70. Następnie kolejne instalacje powstały głównie w Danii, Niemczech, Austrii i Szwecji. Od 2009 r. w ramach inicjatyw UE, takich jak SDHtakeoff, SDHplus i SDHp2m, opracowano kompleksowe wytyczne i stworzono specjalną stronę internetową. Europa może pochwalić się licznymi przykładami udanych solarnych systemów ciepłowniczych w obszarach miejskich.



Rysunek 4. Układy parabolicznych kolektorów średnitemperaturowych (źródło: ArséniureDeGallium, domena publiczna, za pośrednictwem Wikimedia Commons)

W Danii miasto Silkeborg szczyci się jednym z największych na świecie solarnych systemów ogrzewania miejskiego. Ukończona zgodnie z harmonogramem w grudniu 2016 r. ciepłownia SDH o powierzchni 156 694 m² (110 MW_{th}) została zbudowana w ciągu około siedmiu miesięcy. Miejskie przedsiębiorstwo energetyczne Silkeborg zamierza wykorzystać pozyskaną energię słoneczną do zaspokojenia 20% rocznego zapotrzebowania na ogrzewanie 21 000 użytkowników podłączonych do ciepłowni.

W Niemczech miasto Freiburg w regionie Schwarzwald posiada rozległą sieć solarnej sieci ciepłowniczej, która zaspokaja potrzeby ponad 9000 budynków. Freiburg, liczący 230 000 mieszkańców, określa się mianem ekologicznej stolicy Niemiec.



Rysunek 5. Ciepłownictwo lokalne wykorzystujące pole kolektorów słonecznych o powierzchni 18 300 m². Dania, Marstal (źródło: Erik Christensen, CC BY-SA 3.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0>), za pośrednictwem Wikimedia Commons)

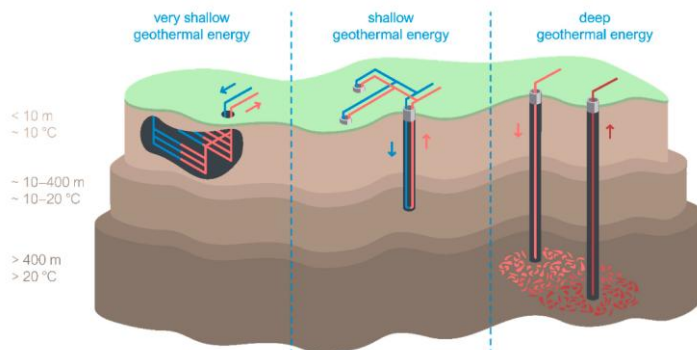
Z technicznego punktu widzenia włączenie źródeł energii słonecznej do systemów ciepłowniczych okazuje się opłacalne w regionach o dużym nasłonecznieniu i odpowiedniej przestrzeni do instalacji paneli słonecznych. W większości przypadków preferowanym rozwiązaniem są kolektory słoneczne montowane

na ziemi. Ponadto systemy ciepłownicze wykorzystujące energię słoneczną wymagają minimalnej konserwacji i charakteryzują się długą żywotnością, co czyni je niezawodnym źródłem ciepła.

ENERGIA GEOTERMALNA

Energia geotermalna stanowi znaczące i zrównoważone źródło energii dla systemów ciepłowniczych, oferując możliwości zarówno na powierzchni, jak i w głębi ziemi. Płytką energię geotermalną wykorzystuje pojemność cieplną gleby i stosunkowo stałą temperaturę panującą w górnych partiach ziemi. Nie można jej właściwie uznać za źródło energii, ponieważ gleba ma średnio zerową egzergię. W rezultacie podejście to zazwyczaj obejmuje wykorzystanie geotermalnych pomp ciepła działających na stosunkowo niewielkich głębokościach pozyskujących ciepło z otaczającego gruntu. Wykorzystanie płytkiej energii geotermalnej może skutecznie przyczynić się do długoterminowego ulepszenia systemów dostaw energii. Obejmuje to spowolnienie wzrostu zużycia energii, modyfikację koszyka źródeł energii oraz przekształcenie infrastruktury energetycznej. Omówione to zostanie bardziej szczegółowo w kontekście pomp ciepła.

Energia geotermalna z głębszych warstw gleby, czyli „głęboka energia geotermalna”, wykorzystuje natomiast ciepło o wysokiej zawartości egzergii z warstw wodonośnych znajdujących się w głębszych warstwach skorupy ziemskiej, zazwyczaj na głębokości przekraczającej 500 metrów. Stanowi to źródło energii o średniej lub wysokiej temperaturze i umożliwia rozwój technologii odpowiedniej do zastosowań w systemach ciepłowniczych na dużą skalę oraz w przemyśle. Głębokie zasoby geotermalne zapewniają ciągłą produkcję ciepła, dzięki czemu nadają się do zaspokajania stałego zapotrzebowania wielkoskalowych systemów ciepłowniczych. Wnoszą one znaczący wkład w zrównoważony rozwój środowiska, zapewniając niskoemisyjne źródło ciepła i zmniejszając zależność od paliw kopalnych.



Rysunek 6. Klasyfikacja potencjału geotermalnego bardzo płytkiego, płytkiego i głębokiego. (źródło: MDPI Open Access, (Zeh, et al., 2021))

Niemniej jednak, aby w pełni wykorzystać potencjał tego rodzaju źródła energii, należy sprostać kilku wyzwaniom, zwłaszcza w kontekście systemów ciepłowniczych. Wykorzystanie głębokich odwiertów geotermalnych wiąże się ze znacznymi kosztami początkowymi. Inwestycje w specjalistyczny sprzęt i technologie wiertnicze mogą stanowić barierę dostępu, szczególnie w przypadku projektów na dużą skalę. Wymagana jest specjalistyczna wiedza i zaawansowana inżynieria, ponieważ należy uwzględnić złożone warunki geologiczne, co zwiększa złożoność i może zwiększyć prawdopodobieństwo opóźnień i dodatkowych kosztów na etapie budowy. Głębokie wiercenia mogą również wiązać się z ryzykiem

geologicznym, takim jak obecność niestabilnych skał lub możliwość wystąpienia zdarzeń sejsmicznych, zarządzanie którym ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa operacyjnego.

Nie wszystkie regiony dysponują dogodnymi zasobami geotermalnymi. Niektóre obszary mogą charakteryzować się niższymi temperaturami lub przepływami cieplnymi, co zmniejsza wydajność procesu. Dokładne mapowanie zasobów geotermalnych jest zatem niezbędne do identyfikacji odpowiednich stref.

Ostatecznie to, jak społeczność postrzega działania geotermalne, zwłaszcza te związane z głębokim wierceniem, może wpływać na zatwierdzanie i realizację projektów. Dlatego tak ważne jest zaangażowanie lokalnej społeczności i przekazywanie jej jasnych informacji. Sprostanie tym wyzwaniom wymaga połączenia postępu technologicznego, polityk wspierających, ukierunkowanych inwestycji oraz współpracy między sektorem publicznym i prywatnym. Produkcja energii z wykorzystaniem basenów termicznych o wysokiej energii, które obecnie występują tylko na kilku ograniczonych obszarach, takich jak Islandia, środkowe Włochy i Turcja, jest już ekonomicznie opłacalna. Przy obniżaniu temperatury należy wziąć pod uwagę wydajność dostępnej technologii w celu określenia, na ile ekonomicznie opłacalne są systemy konwersji do produkcji energii. Z drugiej strony baseny termiczne o wysokich i średnich temperaturach, bardziej odpowiednie do wykorzystania w systemach ciepłowniczych, występują znacznie powszechniej, w prawie wszystkich państwach członkowskich. Według EGEC [25] około 25% Europejczyków mieszka w regionach, w których możliwe jest wykorzystanie geotermalnego ciepła miejskiego.

Potencjał geotermalny został uwzględniony przez niektóre państwa członkowskie UE w ich krajowych planach działania na rzecz energii odnawialnej. Geotermalne systemy ciepłownicze można rozwijać i instalować w wielu regionach Europy po konkurencyjnych kosztach, również w istniejących systemach ciepłowniczych, podczas ich rozbudowy lub naprawy, zastępując w ten sposób paliwa kopalne. Według Eurostatu około jedna trzecia całkowitego importu ropy naftowej (34,5%) i gazu ziemnego (31,5%) do UE w 2010 r. pochodziła z Rosji. Z tego 75% gazu jest wykorzystywane do ogrzewania (2/3 w gospodarstwach domowych i 1/3 w przemyśle). Technologia geotermalnego ogrzewania miejskiego ma potencjał, aby zastąpić znaczną część tego paliwa.

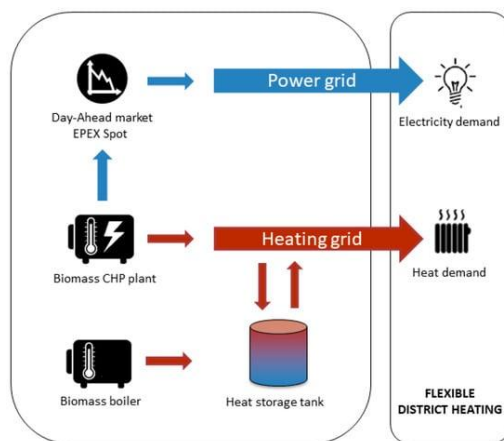
W Aarhus w Danii rozpoczęto pierwsze odwierty w ramach największego systemu geotermalnego ogrzewania miejskiego w Unii Europejskiej. Projekt Aarhus obejmuje wykonanie 17 odwiertów w siedmiu lokalizacjach o łącznej mocy 110 MW. System ma na celu dostarczenie 20% energii potrzebnej do ogrzewania miejskiego do 2030 r.

BIOMASA

Biomasa, dominujące źródło energii odnawialnej w Unii Europejskiej (UE), może służyć do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz może być wykorzystywana jako paliwo transportowe. Spośród różnych źródeł najpopularniejszą formą biomasy jest drewno. Przepisy UE klasyfikują biomasę jako neutralną pod względem emisji dwutlenku węgla, zakładając, że dwutlenek węgla emitowany podczas spalania biomasy stałej zostanie w przybliżeniu zrównoważony przez jego późniejsze pochłanianie podczas wzrostu roślin. Cykl ten sprawia, że biomasa jest zrównoważonym i odnawialnym źródłem energii. Obecna polityka UE zachęca do wykorzystywania biomasy do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Pomimo braku obowiązkowych norm zrównoważonego rozwoju dla biomasy na poziomie UE, na poziomie krajowym i branżowym obowiązują określone kryteria.

Biomasa odnosi się również do materiałów organicznych, takich jak pozostałości rolnicze i odpady organiczne, które mogą być wykorzystywane jako źródło energii również w kontekście lokalnych systemów grzewczych, gdzie biomasa może odgrywać kluczową rolę w dostarczaniu ciepła zrównoważonego i przyjaznego dla środowiska.

Istnieje kilka zastosowań biomasy, w tym produkcja ciepła i energii elektrycznej (p. Rysunek 7), biogazu, biopaliw związanych z transportem oraz tworzyw sztucznych wytwarzanych w ramach zielonej chemii. Termin „zastosowania bioenergetyczne” odnosi się do trzech pierwszych zastosowań biomasy.



Rysunek 7. Koncepcja zdekarbonizowanego systemu ciepłownictwa lokalnego (źródło: MDPI Open Access (Koch i in., 2020), <https://doi.org/10.3390/en13164134>)

Oprócz ciepła uzyskiwanego ze spalania biomasy należy pamiętać, że całkowity rozkład biomasy w procesach, w których obecny jest tlen, daje ilość energii równoważną tej, która została pierwotnie zgromadzona w komórkach biomasy w wyniku fotosyntezy lub spożycia. Ciepło to jest zazwyczaj dostępne w temperaturze około 60°C (Sokolovs i in., 2015).

Jeśli chodzi o dyrektywę w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych (Parlament Europejski, 2018), tylko część biomasy dostępnej do wykorzystania energetycznego może być wykorzystywana w sposób zrównoważony. W szczególności przy wdrażaniu dyrektywy RES na szczeblu krajowym należy stosować dwa kryteria zrównoważonego rozwoju: 1) zabrania się wykorzystywania biomasy pochodzącej z lasów pierwotnych, obszarów o wysokich zasobach węgla i obszarów o dużej różnorodności biologicznej; 2) należy zmniejszyć minimalną ilość emisji gazów cieplarnianych przy użyciu standardowej techniki obliczeniowej. Jednym z celów jest zapobieganie niekorzystnym zachętom związanym z niezrównoważonymi ścieżkami bioenergetycznymi, co podkreślono w raporcie Wspólnego Centrum Badawczego Komisji z 2021 r. zatytułowanym „Wykorzystanie biomasy drzewnej do produkcji energii w UE” (Camia i in., 2020).

Duża ilość komunalnych odpadów organicznych może być wykorzystywana w niektórych procesach do produkcji kompostu na potrzeby rolnictwa, energetyki i biopaliw. Dzięki wykorzystaniu odpadów organicznych i produktów ubocznych do produkcji energii i ciepła, biopaliwa stanowią ważne rozwiązanie

w zakresie gospodarki odpadami. Istnieje jednak kilka związanych z tym procesem wyzwań, w tym dostępność surowców, użytkowanie gruntów i zapewnienie stosowania zrównoważonych praktyk produkcyjnych (Sipra i in., 2018).



Rysunek 8. Bioreaktor CSTR (reaktor z mieszadłem o przepływie ciągłym) do produkcji biogazu (źródło: geraldK (pixabay.com))

ODZYSK CIEPŁA ODPADOWEGO (PRZEMYSŁOWEGO/KOMUNALNEGO)

Ogrzewanie lokalne z odzysku ciepła odpadowego jest energooszczędną i zrównoważoną metodą wykorzystania nadmiaru ciepła wytwarzanego podczas procesów przemysłowych lub komunalnych. Aby ogrzać budynki mieszkalne, komercyjne lub przemysłowe w określonym regionie, należy wychwycić i wykorzystać ciepło odpadowe. Pomaga to nie tylko zmniejszyć ogólne zużycie energii, ale także minimalizuje wpływ na środowisko poprzez wykorzystanie energii, która w przeciwnym razie zostałaby zmarnowana.

Ciepło odpadowe pochodzące z przemysłu powstaje głównie w wyniku różnych procesów produkcyjnych i wytwarzania energii, charakteryzujących się dużym zakresem temperatur. Z kolei ciepło odpadowe pochodzące z komunalnych procesów powstaje w takich miejscach jak oczyszczalnie ścieków i centra danych, gdzie temperatury są zazwyczaj niższe. Przykłady ciepła odpadowego pochodzącego z przemysłu to np. woda chłodząca, spaliny i ciepło pochodzące z produkcji wytwórczej, natomiast ciepło odpadowe pochodzące z komunalnych procesów obejmuje ciepło pozyskiwane ze ścieków, klimatyzacji i systemów wentylacyjnych.

Według ECOHEATCOOL WP4, UE-27 zyskałaby 1106 PJ rocznie, gdyby wszystkie państwa członkowskie odzyskiwały nadmiar ciepła przemysłowego z taką samą wydajnością jak Szwecja, która ze wszystkich państw członkowskich radzi sobie pod tym względem najlepiej (Werner, 2006). W kilku badaniach określono, które sektory przemysłowe są zazwyczaj głównymi producentami ciepła odpadowego. Są to przemysł metalowy, zwłaszcza produkcja żelaza i stali, przemysł chemiczny i petrochemiczny, sektor spożywczy i napojów, przemysł celulozowo-papierniczy i poligraficzny oraz przemysł minerałów niemetalicznych, takich jak cement, ceramika i szkło.

Jeśli chodzi o odpady komunalne, jednym z największych problemów UE jest gospodarka odpadami, które w nowoczesnym społeczeństwie są wytwarzane w ogromnych ilościach ze względu na zwiększoną

konsumpcję. Zgodnie z wytycznymi zawartymi w dyrektywie ramowej w sprawie odpadów (Parlament Europejski, 2009) należy nadać priorytet następującym metodom przetwarzania odpadów: ponowne wykorzystanie, recykling, kompostowanie, spalanie (z odzyskiem energii lub bez) oraz, jako ostateczna opcja, składowanie odpadów. Mimo to w latach 1995–2012 składowanie odpadów pozostawało dominującą metodą ich przetwarzania w UE, zmniejszając się liniowo z 40% do 34%, szczególnie wyraźnie w latach 2008–2013 (Persson & Münster, 2016). W każdym razie spalanie ma duży niewykorzystany potencjał energetyczny również w najbardziej zaawansowanych pod tym względem krajach (Szwecja, Dania, Niemcy, Holandia, Austria i Belgia), które nadal w dużym stopniu korzystają ze składowania odpadów, ignorując tym samym wskazówki zawarte w wspomnianej dyrektywie europejskiej. Biorąc pod uwagę powiązanie zamożności społeczeństw z wysoką produkcją odpadów w UE, większość scenariuszy energetycznych dla przyszłych europejskich systemów energetycznych przewiduje liniowy wzrost produkcji stałych odpadów komunalnych co najmniej do 2030 r.

INNE ŹRÓDŁA CIEPŁA O NISKIEJ TEMPERATURZE DLA SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH

Oprócz opisanych wyżej metod istnieje również możliwość wykorzystania źródeł ciepła o temperaturze od 10°C do 50°C. Ze względu na różnicę temperatur między źródłem a odbiornikiem, źródła te nie są w stanie bezpośrednio dostarczać ciepła do sieci ciepłowniczych wysokotemperaturowych. Jednym z możliwych rozwiązań jest wykorzystanie ogromnych centralnych pomp ciepła, działających samodzielnie lub wspomaganych przez wzmacniacze HP lub w połączeniu z innymi technologiami, takimi jak transformatory ciepła (Lund & Persson, 2016) zbadali potencjał siedmiu różnych źródeł ciepła niskotemperaturowego w Danii, którymi są: niskotemperaturowe nadwyżki ciepła przemysłowego (poniżej 100°C), woda pitna i użytkowa, supermarkety, ścieki, wody gruntowe, centra danych, rzeki, jeziora i woda morska. Wody gruntowe wykazały największy potencjał zarówno pod względem dostępności geograficznej, jak i potencjalnej pojemności cieplnej. Podobnie wody morskie i rzeki wykazały znaczną potencjalną pojemność cieplną. Chociaż supermarkety są wszechobecne na obszarach miejskich i wiejskich, ich potencjalna pojemność cieplna jest stosunkowo niska, choć nie bez znaczenia.

Źródła ciepła niskotemperaturowego można podzielić na cztery kategorie:

- Niskotemperaturowe odpady przemysłowe (o temperaturze poniżej 100°C).
- Naturalne magazynowanie ciepła o niskiej temperaturze: morza, rzeki, jeziora, wody gruntowe, grunt (płytką energią geotermalną).
- Infrastruktura miejska: tunele, kanalizacja i sieć wodociągowa.
- Skraplacze urządzeń chłodniczych w centrach danych, supermarketach, centrach handlowych, krytych lodowiskach.

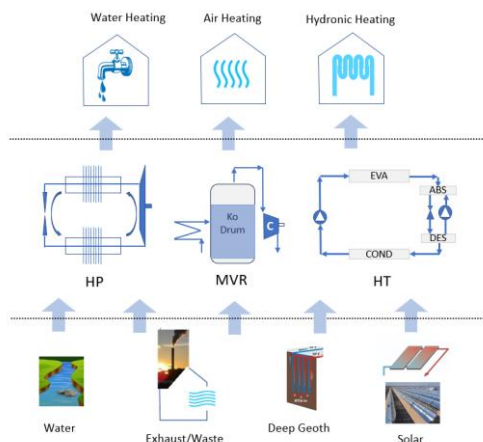
W poniższej sekcji przedstawiono różne koncepcje integracji tych źródeł z systemami ciepłowniczymi.

TECHNOLOGIE MODERNIZACJI ŹRÓDEŁ NISKOTEMPERATUROWYCH

WPROWADZENIE

W niniejszej sekcji przedstawiono praktyczne wyzwania, które mogą pojawić się podczas włączania źródeł ciepła o niskiej temperaturze do sieci ciepłowniczych. Następnie przedstawiono przegląd podstawowych koncepcji technologicznych zaproponowanych w celu sprostania tym wyzwaniom, zwłaszcza biorąc pod

uwagę, że docelowe sieci należą do systemów o stosunkowo wysokiej temperaturze, takich jak systemy drugiej lub trzeciej generacji.



Rysunek 9. Koncepcja zdekarbonizowanego systemu ciepłowniczego (Unige)

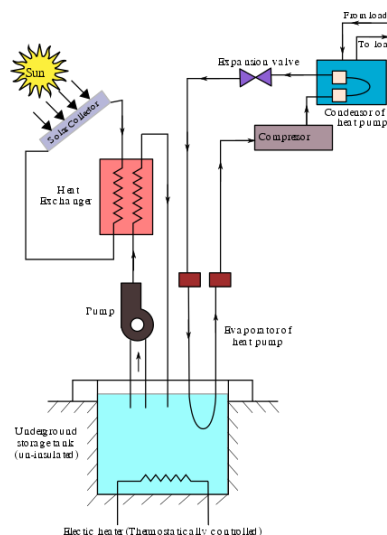
POMPY CIEPŁA

Pompy ciepła cieszą się coraz większym zainteresowaniem w ciepłownictwie sieciowym ze względu na ich zdolność do wykorzystania nadwyżek energii elektrycznej wytwarzanej przez nieprogramowalne źródła odnawialne, takie jak fotowoltaika i turbiny wiatrowe. Ponieważ potrzebują one zewnętrznego źródła energii innego niż ciepło (tj. energii mechanicznej lub, zazwyczaj, elektrycznej), są uważane za technologię „umożliwiającą” wykorzystanie źródeł ciepła niskiej jakości, a także wykorzystanie ciepła odpadowego (p. Rysunek 10). Pompy ciepła z kompresją pary (VC-HP) opierają się na standardowym odwróconym cyklu chłodniczym, wykorzystującym ciepło uwalniane przez skraplacz do celów grzewczych.

Pompy ciepła typu woda-woda są powszechnie cenione ze względu na ich zdolność do pozyskiwania ciepła z odpadowych źródeł energii o niskich temperaturach (poniżej 45°C), poprzez wytwarzanie gorącej wody o podwyższonej temperaturze do wykorzystania w systemie ciepłowniczym (Zhu, et al., 2023). Gdy jednocześnie istnieje potrzeba chłodzenia i ogrzewania, system kombinowany może znacznie zwiększyć wydajność (COP) systemu chłodzenia i ogrzewania miejskiego.

Systemy te mogą działać na obu końcach sieci ciepłowniczego, zapewniając elastyczność w wykorzystaniu różnych źródeł ciepła o niskiej temperaturze, w tym kolektorów słonecznych, studni geotermalnych lub systemów odzyskiwania ciepła odpadowego, ale mogą być również stosowane w podstawach klientów w celu podwyższenia poziomu temperatury zgodnie z potrzebami obsługiwanych budynków. Ponadto

pompy ciepła mogą ułatwić sezonowe magazynowanie ciepła. W okresach nadwyżki energii odnawialnej lub niskiego zapotrzebowania na ogrzewanie pompy ciepła mogą przekształcać ekologiczną energię elektryczną w ciepło i magazynować je do późniejszego wykorzystania. Przyczynia się to do zrównoważenia zapotrzebowania na energię i jej podaży w sieciach ciepłowniczych.



Rysunek 10. Schematyczna ilustracja pompy ciepła zasilanej energią słoneczną (źródło: KCVelaga, CC BY-SA 4.0 <<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>>, za pośrednictwem Wikimedia Commons)

Skuteczna integracja pomp ciepła z sieciami ciepłowniczymi jest kluczowym elementem w osiągnięciu zrównoważonego scenariusza dostaw energii. Jednym z możliwych zastosowań jest wykorzystanie rozproszonych mikropomp ciepła typu *booster* w połączeniu z centralną pompą ciepła. Analiza przeprowadzona przez (Østergaard & Andersen, 2016) pokazuje, że stosowanie pomp ciepła typu *booster* jest korzystne, ponieważ pozwala na poprawę ogólnego współczynnika COP i zmniejsza straty w sieci. System ten jest bardziej elastyczny w pozyskiwaniu różnych rodzajów źródeł oraz, dostarczając zazwyczaj ciepło o niskiej lub średniej temperaturze, jest mniej podatny na straty ciepła w rurach sieci. System ciepłowniczy (DH) wykorzystujący pompy ciepła typu *booster* wykazał się lepszą wydajnością w porównaniu z systemem ciepłowniczym opartym na pompach ciepła bez pomp tego typu pod względem kosztów eksploatacji i zużycia energii pierwotnej. Zastosowanie pomp ciepła typu *booster* daje możliwość optymalizacji zarówno temperatury zasilania, jak i temperatury powrotu już na etapie projektowania, poprawiając w ten sposób współczynnik wydajności (COP) dostosowany do konkretnej konfiguracji, jak zauważają (Ommen, et al., 2017) i (Lund, et al., 2014).

Wdrożenie pomp ciepła w systemach ciepłowniczych wiąże się również z wieloma wyzwaniami. Oprócz wysokich nakładów inwestycyjnych istniejąca infrastruktura ciepłownicza może nie być przystosowana do specyficznych wymagań systemów pomp ciepła. W porównaniu z konwencjonalnymi technikami ogrzewania mogą one mieć trudności z zapewnieniem wysokiej temperatury na wyjściu. Może to stanowić

wadę w przypadku niektórych zastosowań ciepłowniczych, które wymagają źródeł ciepła o wysokiej temperaturze, a także może powodować trudności techniczne ze względu na konieczność odpowiedniego zaprojektowania systemu, jego konserwacji oraz zatrudnienia personelu posiadającego umiejętności niezbędne do instalacji i obsługi. Aby systemy pomp ciepła w ciepłownictwie stały się bardziej powszechne, może być również konieczne przeszkolenie techników w celu wyposażenia ich w wiedzę i umiejętności niezbędne do obsługi bardziej konwencjonalnych systemów grzewczych.

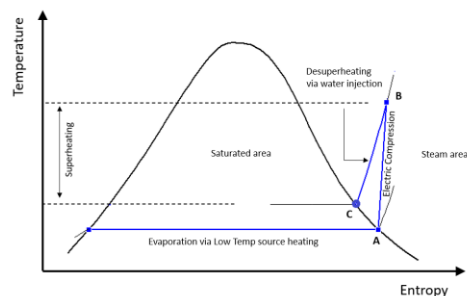
MECHANICZNA REKOMPRESJA PARY

Mechaniczna rekompresja pary (MVR) została opracowana na potrzeby przemysłu chemicznego i była przede wszystkim używana w procesach wymagających separacji lub zagęszczenia roztworu. Technologia ta może być również stosowana w innych sektorach, w których występują procesy zagęszczania lub odparowywania, takich jak przemysł spożywczy i napojowy, celulozowo-papierniczy oraz oczyszczanie ścieków. Niemniej jednak technologia MVR jest bardzo wszechstronna i może być dostosowana do różnych zastosowań, w których odzyskiwanie ciepła odpadowego jest korzystne, ponieważ może poprawić efektywność energetyczną w zakładach przetwórczych i oferuje możliwości integracji energii elektrycznej i ciepła ze źródeł odnawialnych w sieciach ciepłowniczych.

Para wodna pozostaje kluczowym nośnikiem energii w różnych sektorach przemysłu chemicznego, oferując wszechstronność w różnych specyfikacjach ciśnienia i temperatury. Podczas gdy para wodna pod wysokim ciśnieniem jest wykorzystywana do napędzania turbin, para wodna pod niskim ciśnieniem zapewnia ogrzewanie procesowe. Jeśli ciśnienie jest zbyt niskie, aby para wodna miała bezpośrednią wartość energetyczną, wydajna rekompresja pozwala uzyskać cenny nośnik energii, dzięki czemu produkt odpadowy staje się użyteczny.

MVR działa jako otwarty system pomp ciepła, w którym sprężanie zwiększa zarówno ciśnienie, jak i temperaturę, wraz z odpowiednią temperaturą nasycenia. Energia potrzebna do sprężania jest znacznie niższa w porównaniu z ciepłem utajonym w parze.

Para może być dostępna w różnych temperaturach w zależności od jej źródła. Zazwyczaj wysokie temperatury występują, gdy źródłem energii są procesy przemysłowe, a niższe – gdy pochodzi ona ze źródeł słonecznych lub geotermalnych. W każdym przypadku para jest doprowadzana do stanu nasycenia poprzez ogrzewanie, a następnie poddawana rekompresji w celu podwyższenia zarówno jej ciśnienia, jak i temperatury. Para pod wysokim ciśnieniem jest następnie wykorzystywana bezpośrednio lub jako źródło wysokiej temperatury do dalszej dystrybucji energii cieplnej. W przykładzie, który przedstawia Rysunek 11, nasycona sucha para (A) o temperaturze 65°C jest sprężana do 1,25 bara (B), a następnie schładzana do 106°C (C) poprzez wtrysk wody o zwiększonym natężeniu przepływu masowego (p. Rysunek 10). Para może być wykorzystywana w wysokiej temperaturze, ale często jest schładzana do stanu nasycenia, aby uzyskać stabilną temperaturę nośnika.



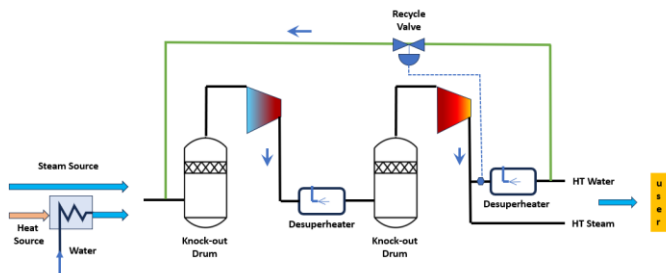
Rysunek 11. Procesy MVR. Odparowanie uzyskuje się dzięki źródłu ciepła niskiej jakości, a schładzanie poprzez wtrysk wody (UNIGE).

Przegrzanie wynika w znacznej mierze z izentropowej sprawności sprężarki, zwykle niższej niż 0,75. W zależności od różnicy ciśnień sprężanie jest zarządzane przez większą liczbę sprężarek przy zmniejszonym zużyciu energii elektrycznej.

Poprzez kompensację przegrzania poprzez wtryskiwanie wody zasilającej kocioł osiąga się końcową temperaturę pary. W ten sposób przegrzanie pary przekształca się w dodatkową produkcję pary.

Rysunek 12 przedstawia schematycznie proces ponownego sprężania pary i wtrysku wody (redukcji przegrzania) z wykorzystaniem sprężania dwustopniowego. Bębny oddzielające służą do ochrony łopatek sprężarki przed erozją spowodowaną kroplami wody. Wprowadzenie wody między dwa stopnie sprężania łagodzi przegrzanie, zwiększając w ten sposób wydajność. Podczas rozruchu niezbędny jest zawór recyrkulacyjny: para jest recyrkulowana do momentu osiągnięcia pożądanego stanu nasycenia suchego.

Efektywność energetyczna MVR jest zazwyczaj określana za pomocą współczynnika wydajności (COP), podobnie jak w przypadku standardowych pomp ciepła. Współczynnik wydajności reprezentuje stosunek ciepła odzyskanego netto do energii zużytej przez sprężarkę. W tym przypadku ciepło netto obejmuje produkcję pary, w tym dodatkową parę wytworzoną przez wtrysk wody.



Rysunek 12. Uproszczony schemat dwustopniowej instalacji MVR (UNIGE)

Typowe ekonomiczne i energooszczędne zastosowania mają minimalny współczynnik COP wynoszący 3,5. Niektóre zastosowania MVR dowodzą, że można osiągnąć współczynnik COP wynoszący 10 lub nawet więcej.

Aby osiągnąć wysokie wartości współczynnika wydajności, potrzebny jest niski stosunek bezwzględnych ciśnień pary: w codziennej praktyce stosunek ten wynosi około 3, a ponadto konieczne jest stosowanie wtrysku wody po sprężaniu.

MVR jest bardzo skuteczny w porównaniu z innymi technikami. Proste ogrzewanie elektryczne daje współczynnik COP wynoszący tylko 1, jeśli jest stosowane w celu osiągnięcia tego samego stanu wyjściowego, to znaczy przy użyciu pompy obiegowej, a następnie ogrzewania elektrycznego do odparowania pod wysokim ciśnieniem. W przypadku MVR dostępna jest szeroka gama sprężarek. Typ sprężarki zależy od stosunków ciśnienia i temperatury, ciśnienia bezwzględnego i przepływu objętościowego. Całkowity zakres temperatur wynosi od 10°C do 80°C (Zeng i in., 2021).

Ryzyko techniczne i finansowe związane z inwestycją w MVR jest niskie. Technologia MVR jest interesująca przede wszystkim w przypadku procesów, w których występuje nadwyżka pary niskociśnieniowej lub pary przegrzana, ale systemy mogą również opierać się na źródłach niskiej temperatury, takich jak ciepło odpadowe lub słoneczne. Okres zwrotu inwestycji wynosi od jednego do trzech lat, a wyższa wydajność oznacza mniejsze zużycie paliw kopalnych. MVR oferuje możliwość wykorzystania energii odnawialnej do procesu sprężania. Ponieważ cały system MVR jest zawsze dostosowany do indywidualnych potrzeb, zwrot z inwestycji zależy od różnych czynników, takich jak wydajność instalacji, wartość pary „odpadowej” na wejściu i pary na wyjściu oraz cena energii elektrycznej. MVR wykazuje znaczną odporność ekonomiczną, potwierdzoną dokładnymi analizami wrażliwości uwzględniającymi wahania cen energii elektrycznej, wartości pary wejściowej, wartości wytworzonej pary i poziomów inwestycji. Nawet przy trzykrotnej różnicy między cenami energii elektrycznej i gazu na jednostkę energii możliwe jest uzyskanie rentowności przy korzystnym współczynniku wydajności (COP). O ekonomicznej wykonalności decydują nie tylko koszty energii elektrycznej, ale także nakłady inwestycyjne na MVR i ceny gazu ziemnego. Ponadto wykorzystanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych dodatkowo zmniejsza ślad węglowy.

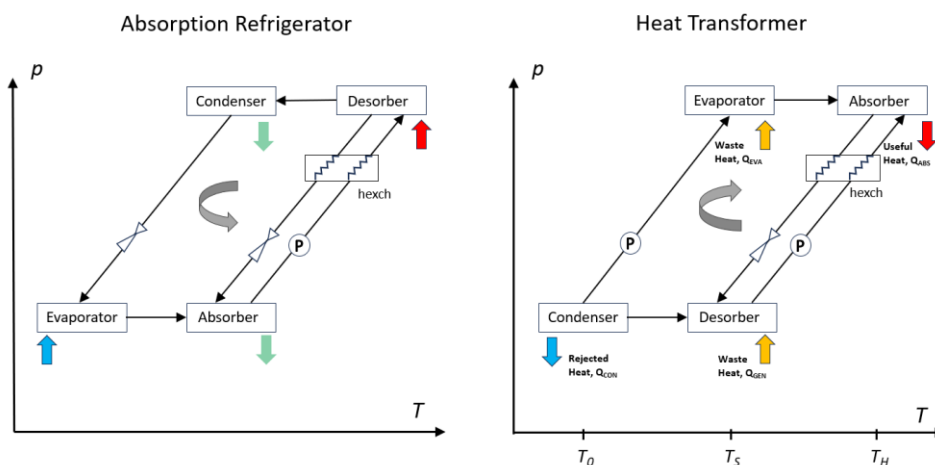
Oprócz bezpośrednich korzyści ekonomicznych dla użytkowników MVR pojawia się kilka efektów synergicznych. Bardzo atrakcyjna jest możliwość wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, szczególnie w okresach nadwyżki produkcji. **Inicjatywy polityczne UE spowodowały znaczny wzrost zmiennej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, co doprowadziło do zwiększonej zmienności produkcji, głównie z powodu dotacji na energię odnawialną.** MVR służy jako skuteczne narzędzie zarządzania popytem, ułatwiając utrzymanie równowagi, a MVR stanowi kluczowy instrument, zwłaszcza gdy jest wdrażany na dużą skalę, prowadząc do zrównoważonego ciepłownictwa.

Na koniec warto zauważyć, że sprawdzona technologia systemów MVR (ze szczególnym uwzględnieniem sprężania pary) może być skutecznie wykorzystywana w zamkniętych cyklach sprężania pary, w których jako czynnik roboczy stosuje się wodę, co pozwala uzyskać bardzo dobre współczynniki COP przy podwyższaniu średnich temperatur LGERES (około 50–60°C) do wysokich temperatur sieci ciepłowniczych (110–130°C).

TRANSFORMATORY CIEPŁA

Jak widać, podczas podnoszenia temperatury źródeł energii o niskiej temperaturze pierwszym wyborem jest zastosowanie pompy ciepła z kompresją pary w celu podniesienia temperatury do wymaganego poziomu. Niemniej jednak skuteczność tej opcji jest ograniczona przez zmniejszoną wydajność przy podwyższonych podnoszeniach termicznych, co powoduje zwiększone zużycie energii elektrycznej. Inną alternatywą jest wykorzystanie transformatorów ciepła (HT) (Atienza-Márquez i in., 2020), które są urządzeniami zaprojektowanymi do przenoszenia ciepła ze źródła o niższej temperaturze do odbiornika o wyższej temperaturze za pomocą termodynamicznego cyklu absorpcyjnego (Toppi i in., 2021). Poniższy rysunek przedstawia budowę prostego systemu wysokotemperaturowego w porównaniu z absorpcyjnym urządzeniem chłodniczym, aby podkreślić fakt, że transformator ciepła przechodzi cykl bezpośredni w przeciwieństwie do cyklu odwrotnego urządzenia chłodniczego.

Strona | 31



Rysunek 13. Porównanie cyklu chłodniczego absorpcyjnego (odwrotnego) z cyklem absorpcyjnego transformatora ciepła (bezpośredniego) (UNIGE)

Jednakże turbina jest zastąpiona przez zespół absorbera-desorbera, a z systemu wychodzi ciepło o wysokiej temperaturze zamiast energii mechanicznej (p. Rysunek 13. Porównanie cyklu chłodniczego absorpcyjnego (odwrotnego) z cyklem absorpcyjnego transformatora ciepła (bezpośredniego) (UNIGE)).

Transformatory ciepła doskonale nadają się do wykorzystania ciepła odpadowego z procesów przemysłowych, wytwarzania energii lub alternatywnych źródeł. Odgrywają one kluczową rolę w poprawie efektywności energetycznej i stwarzają możliwości włączenia odnawialnych źródeł energii, takich jak energia geotermalna lub słoneczna, do systemów ciepłowniczych, wzmacniając w ten sposób zrównoważony rozwój. Mogą być stosowane w zdecentralizowanych systemach ciepłowniczych, zapewniając elastyczność i dostosowanie do lokalnych warunków. Jednak transformatory ciepła napotykają jeszcze ograniczenia dotyczące zakresu działania; w szczególności podnoszenie temperatury nie może przekroczyć określonego poziomu, a w każdym przypadku to podnoszenie ma duży wpływ na

wydajność, dlatego kluczowe znaczenie ma znalezienie optymalnych warunków pracy. Aby przezwyciężyć te trudności, stosuje się podwójne cykle, co oznacza, że transformatory ciepła mogą wymagać skomplikowanych projektów systemów i poniesienia kosztów początkowych, co może stanowić wyzwanie dla ich powszechnego stosowania (Cudok i in., 2021).

Temperatury występujące w technologii transformatorów ciepła różnią się w zależności od stosowanych płynów (amoniak lub bromek litu) i konfiguracji cyklu. Jak pokazuje **Error! Reference source not found.** Rysunek 13, na podstawie średnich danych podanych w (Cudok i in., 2021), T_H wynosi od 100 do 130°C, a T_s od 70°C do 90°C, gdy T_0 wynosi około 20–30°C. Systemy te mogą więc zapewnić wzrost temperatury z 70°C do 110°C, czyli wzrost temperatury o 60°C. Cudok w swojej recenzji podkreśla, że rozpowszechnienie tej technologii nie jest zbyt duże i w latach 1990–2010 zrealizowano niewielką liczbę instalacji, po czym nastąpiło ożywienie tej technologii, zwłaszcza w Chinach, gdzie osiągnięto moc od 0,5 do 4 MW. Producent Ebara (2015) podaje maksymalną moc około 40 MW.

Pompy ciepła z absorpcją amoniaku, które wykorzystują amoniak (NH_3) jako czynnik chłodniczy i wodę jako absorbent, mają określone zakresy temperatur roboczych w zależności od zastosowania i konstrukcji systemu. Mogą one stwarzać kilka problemów związanych z bezpieczeństwem ze względu na toksyczność amoniaku, ale są szeroko stosowane w wersji z czynnikiem chłodniczym do zastosowań przemysłowych. Oto kluczowe zakresy temperatur dla różnych części systemu, oparte na najnowszych badaniach Ding, Lu (Zijian, Liu et. Al, 2023):

Generator (lub desorber): Generator to miejsce, w którym amoniak jest oddzielany od wody poprzez podgrzanie roztworu. Typowe temperatury robocze w generatorze transformatorów ciepła wynoszą od 60°C do 80°C, w zależności od temperatury roboczej źródła niskiej jakości. Wyższe temperatury mogą być stosowane w zastosowaniach przemysłowych, gdzie dostępne są źródła ciepła odpadowego lub średniej temperatury.

Skraplacz: W skraplaczu opary amoniaku są skraplane do postaci cieczy poprzez oddawanie ciepła do otoczenia. Temperatury robocze w tym miejscu wynoszą zazwyczaj od 10°C do 30°C, w zależności od czynnika chłodzącego (powietrze lub woda) i warunków otoczenia.

Parownik: w parowniku ciekły amoniak pochłania ciepło i odparowuje, ponownie wykorzystując, podobnie jak w desorberze, dostępne LGERES. Typowe temperatury robocze w parowniku wynoszą od 50°C do 70°C, dzięki czemu jest on umieszczony szeregowo z wymiennikiem ciepła desorbera.

Absorber: W absorberze opary amoniaku są ponownie absorbowane do wody, uwalniając ciepło użytkowe. Temperatury robocze w absorberze mogą zazwyczaj osiągać zakres od 100°C do 130°C, w zależności od czynnika chłodzącego i konstrukcji systemu.

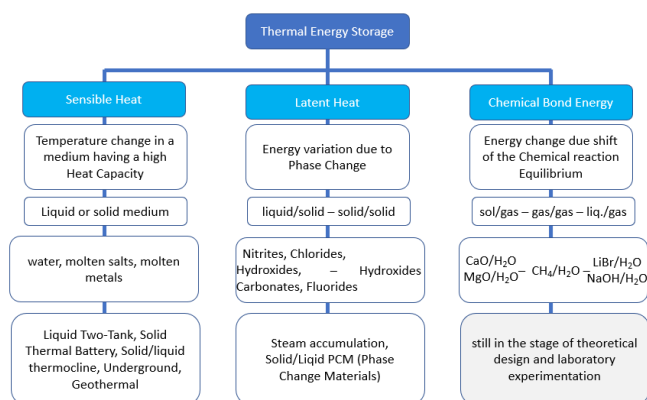
Możliwe są również zastosowania z roztworami bromku litu, ale temperatury robocze są niższe ze względu na ryzyko krystalizacji bromku litu w roztworze wodnym.

MAGAZYNOWANIE ENERGII CIEPLNEJ (TES)

Proces magazynowania energii cieplnej do późniejszego wykorzystania w innych formach, takich jak ciepło lub chłód, znany jest jako „magazynowanie energii cieplnej”. Chociaż nie jest to technologia zwiększająca wydajność energetyczną, została ona pokrótce opisana w niniejszym dokumencie, ponieważ często

stanowi istotną część wszystkich sieci ciepłowniczych opartych na zmiennych źródłach energii odnawialnej. Systemy TES magazynują nadwyżki ciepła w okresach niskiego zapotrzebowania, uwalniając je w okresach wysokiego zapotrzebowania, co przyczynia się do równoważenia obciążenia i zapewnia stałe dostawy ciepła do sieci ciepłowniczej.

Obiekty magazynowania energii cieplnej gwarantują rezerwę ciepła, która pozwala skutecznie zarządzać dynamicznymi cechami systemów ciepłowniczych, takimi jak zmiany zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną, wahania cen energii, przerywany charakter źródeł odnawialnych, trudne warunki pogodowe i awarie systemu. Zaleca się włączenie magazynowania energii cieplnej do systemów ciepłowniczych i chłodniczych w celu magazynowania zarówno krótkoterminowego, jak i długoterminowego. W świetle zaawansowania naukowego każdego rodzaju technologii zachęca się do łączenia magazynowania ciepła jawnego, utajonego (materiały przemiany fazowej) i chemicznego w celu ułatwienia przejścia obecnych systemów energetycznych na systemy ciepłownicze nowej generacji (Alva i in., 2018).



Rysunek 14. Typowe rodzaje i metody magazynowania ciepła (Unige)

Magazynowanie ciepła latem do ogrzewania zimą oraz magazynowanie ciepła w ciągu dnia do ogrzewania w nocy to dwa przykłady systemów magazynowania energii cieplnej (TES). Magazynowanie energii cieplnej prowadzi do zmian energii wewnętrznej materiału, które mogą przejawiać się jako ciepło jawne, ciepło utajone przemiany fazowej, energia termochemiczna lub kombinacja tych czynników (Gil i in., 2010) (p. Rysunek 14).

Oto najczęstsze zakresy temperatur roboczych dla różnych typów systemów magazynowania energii cieplnej:

1. Magazynowanie ciepła jawnego (SHS):

- Systemy oparte na wodzie: od 30°C do 95°C
- Systemy oparte na stopionej soli: od 150°C do 600°C
- Systemy z mediami stałymi (np. beton, skała): od 100°C do 600°C

2. Magazynowanie ciepła utajonego (LHS):

- Woski parafinowe: od 20°C do 70°C
- Hydraty soli: od 30°C do 120°C
- Sole eutektyczne: od 10°C do 150°C

Materiały zmieniające fazę w wysokiej temperaturze (PCM): od 150°C do 600°C

3. Termochemiczne magazynowanie energii (TCES):

- Systemy niskotemperaturowe: od 20°C do 150°C
- Systemy średniotemperaturowe: od 150°C do 400°C
- Systemy wysokotemperaturowe: od 400°C do 1000°C

Zastosowania i odpowiadające im temperatury

- Ogrzewanie i chłodzenie budynków: Zasadniczo stosuje się niższe zakresy temperatur (od 20°C do 95°C), odpowiednie dla magazynowania ciepła jawnego w wodzie i materiałów niskotemperaturowych zmieniających fazę.
- Procesy przemysłowe: Często wymagają średnich lub wysokich zakresów temperatur (od 150°C do 600°C), które mogą być obsługiwane przez systemy solne i materiały przemiany fazowej wysokotemperaturowej.
- Skoncentrowana energia słoneczna (CSP): zazwyczaj wykorzystuje systemy magazynowania wysokotemperaturowego (od 150°C do 600°C), takie jak stopione sole lub wysokotemperaturowe materiały PCM.

Magazynowanie sezonowe: W przypadku sezonowego magazynowania energii cieplnej temperatury mogą wynosić od poniżej zera (0°C) do wysokich temperatur (do 600°C) w zależności od konkretnego systemu i lokalizacji.

Wybór systemu TES i jego zakresu temperatur roboczych zależy w dużej mierze od konkretnych wymagań zastosowania, dostępności materiałów i względów ekonomicznych.

SIĘCI CIEPŁOWNICZE NISKOTEMPERATUROWE/WYSOKOTEMPERATUROWE

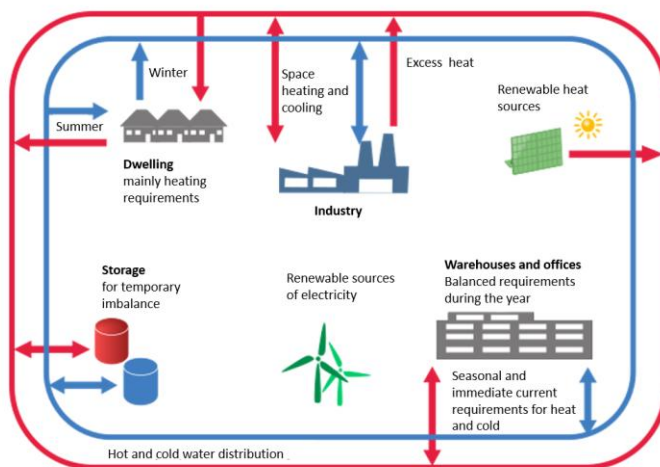
WPROWADZENIE

Strona | 35

Z punktu widzenia wykorzystania ciepłownictwa systemowego, a zatem biorąc pod uwagę użytkowników, możemy rozróżnić różne zakresy temperatur, w których dostarczane jest ciepło, w zależności od jego zastosowania i odpowiednich płynów pełniących rolę nośników ciepła.

Przez niską temperaturę (LT) rozumiemy zakres zazwyczaj od około 30°C do 70°C, odpowiedni do ogrzewania pomieszczeń za pomocą systemów ogrzewania podłogowego w dolnej części zakresu i do produkcji ciepłej wody użytkowej w górnej części wspomnianego zakresu temperatur. Do niskich temperatur zaliczamy również systemy o temperaturach wyższych niż 60°C, ale niższych niż 90–100°C, często określane w literaturze jako MTDH (systemy ciepłownicze średnich temperatur). W tym przypadku odniesienie dotyczy tradycyjnego ogrzewania budynków.

Termin wysoka temperatura (HT) jest używany w odniesieniu do zastosowań przemysłowych i scentralizowanych systemów grzewczych, w których ciepło jest wytwarzane lub gromadzone przez jedną dużą strukturę i wykorzystywane do ogrzewania wielu budynków lub dzielnic. Ten rodzaj ciepłownictwa, charakteryzujący się temperaturą od 90°C do 130°C i powyżej, który był powszechny w XX wieku, jest obecnie w dużej mierze przestarzały w większości krajów UE, ale nadal funkcjonuje w krajach Europy Wschodniej, gdzie z przyczyn historycznych ciepłownictwo jest znacznie bardziej rozwinięte niż w krajach Europy Zachodniej.



Rysunek 15. Prezentacja systemu ciepłowniczego i chłodzącego (źródło: Jirka DI, CC BY-SA 4.0, za pośrednictwem Wikimedia Commons)

CIEPŁO NISKOTEMPERATUROWE – OGRZEWANIE PODŁOGOWE, NISKOTEMPERATUROWE OGRZEWANIE
POMIESZCZEŃ I CIEPŁA WODA UŻYTKOWA (CWU)

Niskie temperatury są kluczową cechą umożliwiającą bardziej efektywną integrację technologii niskoemisyjnych. Maksymalna temperatura zasilania wynosząca 70°C jest temperaturą wymaganą do termicznej dezynfekcji instalacji ciepłej wody użytkowej, chociaż zazwyczaj wystarczy temperatura 50°C, aby uniknąć ryzyka związanego z bakteriami Legionella. Oznaczenie „sieci ciepłownicze czwartej generacji” odnosi się do sieci ciepłowniczych, które działają przy maksymalnej temperaturze zasilania wynoszącej 70°C (Int_Energy_Agency, 2024).

Jednak z punktu widzenia użytkownika w ogrzewaniu budynków stosuje się płyny nośniki ciepła o niższej temperaturze. Systemy ogrzewania niskotemperaturowego zazwyczaj nie przekraczają 35–55°C w przypadku ogrzewania pomieszczeń i mogą obejmować ogrzewanie pomieszczeń wewnętrznych za pomocą grzejników niskotemperaturowych, systemów ogrzewania podłogowego lub innych urządzeń do dystrybucji ciepła o niskiej temperaturze.

Ciepłownictwo niskotemperaturowe (LTDH) stwarza nowe możliwości zwiększenia efektywności energetycznej i zmniejszenia zużycia paliw kopalnych w skali społeczeństwa. Strona popytowa często czerpie korzyści z dostępności ciepła niskotemperaturowego, które służy jako podstawa energooszczędnego ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Integrację ciepła niskotemperaturowego z systemami ciepłowniczymi można osiągnąć poprzez wykorzystanie wydajnych pomp ciepła na dużą skalę, kolektorów słonecznych oraz elektrociepłowni opalanych biomasą, a także innych technik.

Niższe temperatury są zazwyczaj stosowane w celu zminimalizowania strat transportowych w rurociągach i poprawy ogólnej wydajności łańcuchów energetycznych wykorzystywanych w ciepłownictwie. Aby uzyskać optymalną wydajność, strona popytowa musi być skonfigurowana tak, aby umożliwić wykorzystanie niskich temperatur dostarczanych przez sieć (np. poprzez systemy ogrzewania powierzchniowego), a ponadto sieci ciepłownicze i chłodnicze a konwersja energii musi działać w sposób optymalny. Z tego powodu wdrożenie rozwiązań z wysokim udziałem odnawialnych źródeł energii wymaga modyfikacji infrastruktury architektonicznej i technologicznej. Zarówno nadwyżki energii, jak i odnawialne źródła energii mogą w wystarczającym stopniu zaspokoić zapotrzebowanie na energię, zwłaszcza gdy są pozyskiwane efektywnie w niższych temperaturach. Traktując budynki i systemy zaopatrzenia budynków jako integralne elementy sieci energetycznej, można zoptymalizować synergii, zwłaszcza na poziomie społeczności lokalnej. Aby opracować zaawansowane systemy ogrzewania niskotemperaturowego, należy rozwiązać kilka problemów związanych z dopasowaniem dostępnej energii po stronie podaży do zapotrzebowania wynikającego z ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody użytkowej po stronie budynków.

Na poziomie konsumenta istnieją trzy sposoby uzyskania ogrzewania niskotemperaturowego. Większe emiter (grzejniki), grubsza izolacja i regulacja niskotemperaturowa.

Inne zalety stosowania i wdrażania sieci ciepłowniczych niskotemperaturowych to możliwość zastosowania rur z tworzyw sztucznych zamiast tradycyjnych, droższych rur metalowych, łatwiejsza integracja źródeł ciepła niskotemperaturowego, takich jak kolektory słoneczne, głębokie studnie geotermalne i ciepło odpadowe niskotemperaturowe. Ponieważ niskotemperaturowe sieci ciepłownicze charakteryzują się niskimi stratami ciepła i wysoką ogólną wydajnością systemu, zużywają mniej zasobów.

Inne praktyczne korzyści to wolniejsze tempo korozji, mniejsze obciążenie termiczne systemu, czystsze powietrze dzięki wolnemu przepływowi powietrza w emiterach oraz niższy poziom hałasu.

W wyższym zakresie temperatur w ciepłownictwie niskotemperaturowym, między 60°C a 90–100°C, stosuje się tradycyjne metody ogrzewania po stronie użytkownika, takie jak emiterzy średniotemperaturowe. Źródła ciepła do ogrzewania budynków mogą obejmować niskotemperaturowe systemy ciepłownicze, pompy ciepła, systemy geotermalne lub inne technologie zapewniające ciepło o umiarkowanej temperaturze, pod warunkiem że temperatura jest podwyższana za pomocą odpowiedniej technologii w celu zaspokojenia indywidualnych potrzeb użytkowników.

CIEPŁOWNICTWO WYSOKOTEMPERATUROWE (HTDH) – OGRZEWANIE PODŁOGOWE, NISKOTEMPERATUROWE OGRZEWANIE POMIESZCZEŃ I CIEPŁA WODA UŻYTKOWA

Ogrzewanie scentralizowane odnosi się do systemu, w którym ciepło jest wytwarzane centralnie w dużym obiekcie lub elektrociepłowni, a następnie dystrybuowane do wielu budynków lub użytkowników. Temperatury stosowane w ogrzewaniu scentralizowanym często wynoszą od 90°C do 130°C i więcej. Dystrybucja może odbywać się poprzez sieć rurociągów łączących elektrociepłownię z obsługiwanymi budynkami. Taki system może być wykorzystywany do ogrzewania całego obszaru miejskiego lub dzielnicy. W przypadku zastosowań przemysłowych niektóre procesy wymagają wyższych temperatur, aby działać wydajnie, a centralne ogrzewanie może zapewnić energię cieplną o temperaturze do 150°C. W rozległych sieciach ciepłowniczych temperatura płynu przenoszącego ciepło może wymagać podwyższenia, aby pokryć straty ciepła w sieci. Systemy kogeneracyjne, które jednocześnie wytwarzają ciepło i energię elektryczną, mogą wymagać wyższych temperatur, aby zmaksymalizować wydajność. W takich przypadkach jako płyny przenoszące ciepło można stosować parę lub wodę pod wysokim ciśnieniem.

Niektóre części systemu integrują różne źródła ciepła i technologie wytwarzania energii. Połączenie elektrociepłowni, zaawansowanych wymienników ciepła i innych technologii może wymagać wyższych temperatur, aby zapewnić ogólną wydajność systemu. We wszystkich tych przypadkach wybór płynu przenoszącego ciepło często zależy od konkretnych cech projektu i lokalnych wymagań. W wielu przypadkach woda pod ciśnieniem ($p < 5$ bar) służy jako główny płyn przenoszący ciepło w centralnym ogrzewaniu w temperaturach do 150°C. Jednakże, aby osiągnąć wyższe temperatury bez osiągnięcia punktu wrzenia, można również stosować specjalistyczne płyny, takie jak olej termiczny lub inne zaawansowane płyny przenoszące ciepło. Niektóre systemy ciepłownicze wykorzystują parę wodną jako medium do dystrybucji ciepła zamiast wody. Ma to na celu osiągnięcie wyższych temperatur zasilania, które są często niezbędne w procesach przemysłowych. Systemy oparte na parze wodnej są już obecne w wielu obiektach. Ze względu na swoją dużą gęstość energetyczną para wodna sprawdza się szczególnie dobrze w budynkach przemysłowych lub wielkoskalowych, gdzie może skutecznie dostarczać wymagane ciepło.

Nawet jeśli nowsze technologie są bardziej wydajne, mogą nie być odpowiednie we wszystkich sytuacjach. Istnieją sytuacje, w których bardziej sensowne jest wykorzystanie już istniejących systemów parowych niż ich całkowita przebudowa w celu zwiększenia wydajności. Tak jest w przypadku systemów ciepłowniczych działających obecnie w krajach Europy Wschodniej (2 i 3 generacji), gdzie konieczna jest dokładna modernizacja technologiczna w celu dostosowania ogrzewania wysokotemperaturowego do bardziej zrównoważonych źródeł niskotemperaturowych.

OBECA TECHNOLOGIA WYTWARZANIA CIEPŁA DLA WYSOKOTEMPERATUROWYCH SIECI CIEPŁOWNICZYCH**WPROWADZENIE**

W wysokotemperaturowym ciepłownictwie powszechnie stosuje się kilka technologii, z których każda ma swoje unikalne zalety i zastosowania. Skupiając się na technologiach wytwarzania ciepła, które nie opierają się na źródłach odnawialnych, należy zwrócić uwagę na następujące kwestie:

- 1) Kotły na gaz ziemny i węgiel
- 2) Produkcja ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu (CHP) z paliw kopalnych

Ogrzewanie węglowe było używane od dawna, zwłaszcza w regionach, gdzie węgiel jest łatwo dostępny. Kotły opalane węglem i kotły kogeneracyjne spalają węgiel, żeby wytworzyć ciepło (a w przypadku CHP też energię elektryczną) które jest potem rozprowadzane przez sieć ciepłowniczą, żeby ogrzewać budynki i obiekty oraz dostarczać do nich ciepłą wodę. Jednak ze względu na kwestie środowiskowe, zwłaszcza związane z zanieczyszczeniem powietrza i emisjami gazów cieplarnianych, na całym świecie odchodzi się od węgla. Spalanie węgla powoduje emisję zanieczyszczeń, w tym dwutlenku siarki (SO_2) tlenków azotu (NO_x), cząstek stałych i dwutlenku węgla (CO_2), co przyczynia się do problemów z jakością powietrza i zmian klimatycznych. W miarę jak rządy i przedsiębiorstwa użyteczności publicznej przechodzą na czystsze i bardziej zrównoważone źródła energii, zużycie węgla do ogrzewania miejskiego znacznie spadło w kilku krajach, w tym w Ameryce Północnej i Europie. Ze względu na zmniejszoną emisję i możliwość integracji odnawialnych źródeł energii, coraz popularniejszym wyborem stają się technologie wykorzystujące gaz ziemny, biomasę i energię z odpadów.

W każdym razie kotły węglowe i kogeneracja są nadal używane w niektórych regionach, takich jak kraje Europy Wschodniej, ale rośnie świadomość konieczności wycofania lub przynajmniej ograniczenia wykorzystania węgla na rzecz bardziej przyjaznych dla środowiska technologii wytwarzania ciepła. Przemiana ta jest napędzana przez regulacje środowiskowe oraz rosnącą dostępność i przystępność cenową odnawialnych źródeł energii.

KOTŁY WĘGLOWE I GAZOWE W SYSTEMACH CIEPŁOWNICZYCH

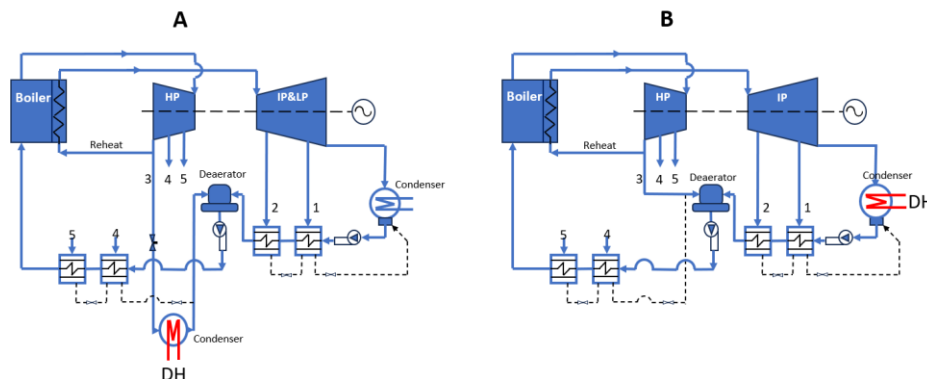
Pomimo różnic w paliwie, systemy kotłów grzewczych można schematycznie przedstawić w ten sam sposób, również w przypadku zasilania sieci ciepłowniczej. To samo dotyczy kogeneracji. Jeśli chodzi o tę ostatnią, Rysunek 16 przedstawia dwa możliwe dostosowania do wytwarzania ciepła, odpowiednio uproszczone. Po lewej stronie (A), bardziej powszechne z dwóch, standardowy cykl Rankine'a został zmodyfikowany tak, aby uwzględnić dedykowany skraplacz, zwykle w linii odgazowującej (3). Para jest odprowadzana pod ciśnieniem od 2,0 do 2,7 bara (odpowiadającym temperaturom nasycenia 120°C – 130°C) lub wyższym. Przez zimną stronę skraplacza przepływa masa wody, która stanowi płyn przenoszący ciepło w sieci ciepłowniczej. Tryb ten nazywany jest również „systemem kondensacyjnym z ekstrakcją” (Zhao i in., 2019). Drugi system (B) pozwala uniknąć stosowania skraplacza pośredniego, ale para wylotowa z turbiny zasila skraplacz przy ciśnieniu od około 0,6 do 1,5 bara, w zależności od pożądanej temperatury wody w sieci ciepłowniczej. Jest on również znany jako system „niskopróżniowy” lub system „wysokiego przeciwcisnienia” (HPB). Dzięki temu eliminuje się straty ciepła wywiewanego, uzyskując lepszą ogólną wydajność. Aby uzyskać taką konfigurację, zwiększa się przeciwcisnienie ostatniej turbiny poprzez usunięcie ostatnich stopni łopatek. W porównaniu z tradycyjnym systemem kogeneracyjnym, system HBP

L2H Low2HighDH

charakteryzuje się znacznie niższymi temperaturami pary grzewczej. Dzięki temu jest on bardziej odpowiedni do ciepłownictwa niskotemperaturowego.

Oba systemy mogą skutecznie wykorzystywać i czerpać korzyści z energii pochodzącej ze źródeł niskiej jakości, takich jak energia słoneczna, geotermalna, ciepło odpadowe i inne.

Strona | 39



Rysunek 16. Dwie konfiguracje CHP dla ciepłownictwa. Po lewej stronie klasyczny system kondensacyjny z niskim ciśnieniem wstecznym w skraplaczu (A). Po prawej stronie system CHP z wysokim ciśnieniem wstecznym (B) (UNIGE)

Często ciepłownictwo komunalne jest zapewniane przez prosty kocioł opalany paliwem kopalnym. Niezależnie od konfiguracji lub poziomu temperatury zasilania, systemy te można zawsze korzystnie uzupełnić źródłami niskiej jakości, zmniejszając zużycie paliw kopalnych, a tym samym zanieczyszczenie środowiska. Zazwyczaj systemy te wytwarzają mniej lub bardziej sprężoną gorącą wodę, a w pętli pierwotnej woda ma postać ciekłą. Niektóre wersje wytwarzają jednak parę o różnych temperaturach (i ciśnieniach), którą można wykorzystać w instalacjach grzewczych o różnych temperaturach. Zarówno kogeneratory metanowe, jak i proste kotły mogą być zasilane biogazem po dokonaniu niezbędnych dostosowań. Należy podkreślić, że w miarę możliwości zastąpienie paliw kopalnych biopaliwami (jeśli są one produkowane w prawidłowy sposób) jest łatwiejszym sposobem na zmniejszenie śladu węglowego.

Przykładowo Rysunek 17 przedstawia kocioł parowy (również do wytwarzania energii elektrycznej i jednostek CHP), który można dostosować do szerokiej gamy paliw, takich jak gaz ziemny, LPG, biogaz, metan, olej napędowy, olej ciężki itp. Wydajność pary wynosi od 500 kg/h do 20 t/h.



Rysunek 17. Kocioł parowy z rurą płomieniową Winsketel

(źródło: Diemareng, CC BY-SA 4.0 – <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0>, za pośrednictwem Wikimedia Commons)

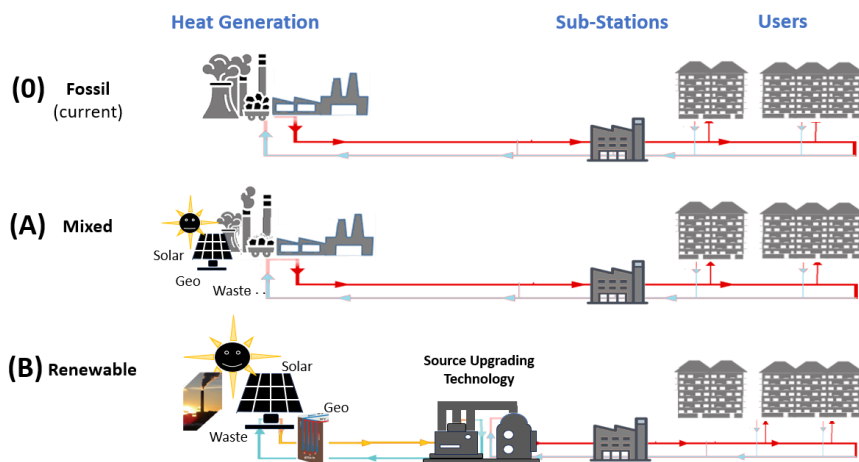
STRATEGIE MODERNIZACJI OBECNYCH SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH WYSOKOTEMPERATUROWYCH

WPROWADZENIE

Źródła odnawialne, takie jak energia słoneczna i geotermalna, mogą być również z powodzeniem zintegrowane ze starymi systemami węglowymi w celu częściowego zastąpienia węgla lub mogą stanowić część technologii modernizacyjnych umożliwiających całkowite zastąpienie paliw kopalnych.

Po pierwsze, konieczne będzie rozróżnienie rodzaju interwencji, zaczynając od sytuacji opartej całkowicie na źródłach kopalnych (p. Rysunek 18). Ten rodzaj interwencji, mający zastosowanie począwszy od obecnego wdrożenia systemów ciepłowniczych (0), będzie polegał albo na integracji odnawialnych źródeł energii z istniejącymi obiektami wytwórczymi (A), które wcześniej były zasilane wyłącznie paliwami kopalnymi, np. systemami kogeneracyjnymi lub prostymi kotłami, albo na całkowitym zastąpieniu dostępnych źródeł ciepła źródłami odnawialnymi (B). Aby prawidłowo zintegrować się z wysokotemperaturowymi sieciami ciepłowniczymi, ta ostatnia opcja będzie prawdopodobnie wymagała jednej lub więcej technologii modernizacyjnych zdolnych do podniesienia temperatury do wymaganych poziomów.

Current and expected HT District Heating Technology



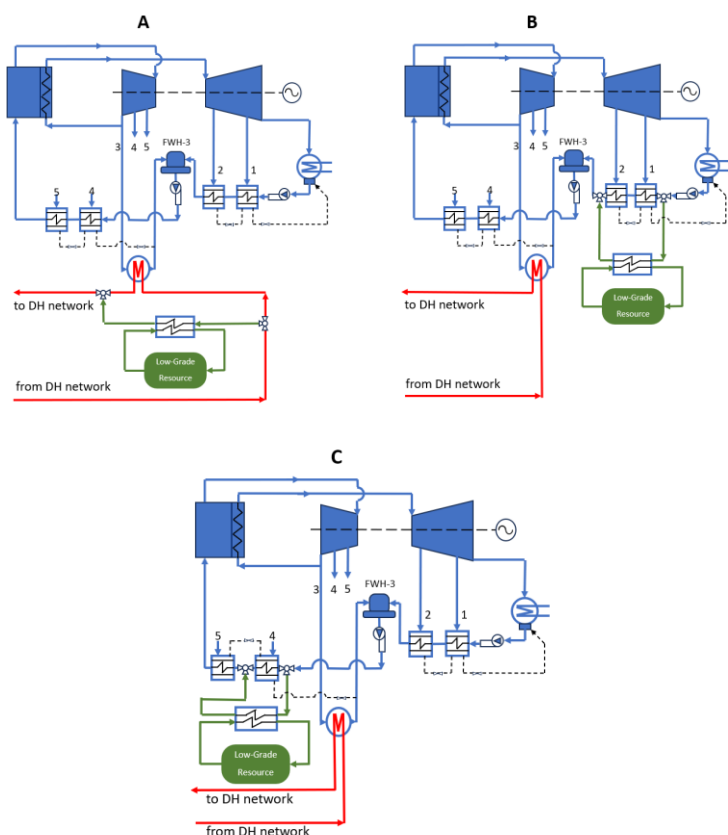
Rysunek 18. Alternatywne ścieżki przejścia z obecnego systemu ciepłownictwa opartego na paliwach kopalnych (UNIGE)

STRATEGIE INTEGRACJI SYSTEMÓW KOGENERACYJNYCH WSPOMAGANYCH PRZEZ ŹRÓDŁA CIEPŁA NISKIEJ JAKOŚCI (LGERES)

Wcześniej w niniejszym dokumencie skupiono się na LGERES i technologiach modernizacyjnych. W tym miejscu przedstawiamy rozwiązanie (A), które pozwala nam zachować starą sieć praktycznie bez zmian. Zmiany dotkną wyłącznie ciepłowni. Biorąc pod uwagę projekt ciepłowni przedstawiony w poprzedniej sekcji, rozważa się prosty system kogeneracyjny opalany węglem, zapewniający ogrzewanie lokalne, jak pokazano na stronie Rysunek 16 (A). Proponuje się różne metody integracji energii niskiej jakości (Wu & Han, 2023).

Pierwsza strategia integracji polega na bezpośrednim włączeniu LGERES do sieci ciepłowniczych (p. Rysunek 19A). Źródło energii niskiej jakości jest umieszczone obok skraplacza ciepła i służy do podgrzewania części wody w głównym obwodzie systemu. Ten prosty schemat jest łatwy do wdrożenia, ale wymaga, aby temperatura źródła była zgodna z temperaturą sieci ciepłowniczej. Pozwala to na pewną regulację sieci za pomocą systemu zaworów, a temperatura wyjściowa będzie mieścić się pomiędzy temperaturą źródła ciepła niskiej jakości a temperaturą zapewnianą przez skraplacz ciepła.

W drugiej strategii integracji (p. Rysunek 19B), pole słoneczne jest umieszczone równolegle do podgrzewaczy wody zasilającej (FWH) 1 i 2. Energia słoneczna jest wykorzystywana do podgrzewania wody zasilającej i zastąpienia dwóch pierwszych stopni ekstrakcji pary, które działają przy najniższym ciśnieniu. Ta strategia integracji kładzie nacisk na włączenie ciepła o niskiej temperaturze przed wlotem skroplonej pary do FWH-3.



Rysunek 19. Podstawowe strategie integracji LGERES w istniejących systemach ciepłowniczych CHP (UNIGE)

W trzeciej strategii integracji (p. Rysunek 19C), pole słoneczne jest umieszczone równolegle do podgrzewacza wody zasilającej nr 4 (FWH-4). Energia słoneczna jest wykorzystywana do podgrzewania wody zasilającej za pomocą wymiennika ciepła olej/woda oraz do zastąpienia czwartego stopnia ekstrakcji pary. Ta strategia integracji kładzie nacisk na wykorzystanie ciepła LGERES po wejściu skroplonej pary do podgrzewacza wody zasilającej nr 3 (FWH-3).

Powyższe strategie zostały przedstawione jedynie jako przykłady integracji LGERES. Zwykle elektrociepłownie parowe mają więcej podgrzewaczy wody zasilającej, a wprowadzenie ciepła integracyjnego może odbywać się na różnych poziomach temperatury w zależności od dostępnego źródła i równolegle z jednym, dwoma lub więcej podgrzewaczami wody zasilającej. Integrację wysokotemperaturową można również zastosować w linii ponownego podgrzewania.

Low2HighDH

Po odpowiednim dostosowaniu strategii tę można również zastosować w przypadku bezpośredniego kotła DH. Koncepcja polega na wykorzystaniu ciepła LGERES do podgrzewania wody, co zmniejsza zależność od paliw kopalnych.

ANALIZA TECHNOLOGII/STRATEGII DLA WYSOKOTEMPERATUROWYCH SIECI CIEPLNYCH POWIĄZANYCH Z ŹRÓDŁAMI CIEPŁA NISKIEJ JAKOŚCI

Można zastosować kilka potencjalnych rozwiązań w celu integracji lub modernizacji rzeczywistej technologii wysokotemperaturowych sieci ciepłowniczych, w oparciu o połączenie następujących elementów:

- system referencyjny:
 - o kogeneracja lub kocioł
 - o temperatura robocza sieci wysokotemperaturowej (która w tym przypadku jest zawsze w zakresie 110–130°C dla dostaw i 60–80°C dla linii powrotnej)
- główne dostępne źródła ciepła niskiej jakości (LGERES) lub odnawialne źródła energii (RES):
 - o energia słoneczna (rozwiązania średnio- i wysokotemperaturowe)
 - o ciepło odpadowe (niska, średnia i wysoka temperatura)
 - o energia geotermalna (ze szczególnym uwzględnieniem gruntowego źródła ciepła; gorąca woda lub para geotermalna mogą być wykorzystywane w taki sam sposób jak ciepło odpadowe)
 - o biomasa (stała, biogaz, ...)
 - o inne (konkretne źródła, które można przewidzieć, nie wymienione w niniejszym dokumencie)
- konkretne technologie modernizacyjne niezbędne do wykorzystania LGERES:
 - o TES – magazynowanie energii cieplnej, zawsze potrzebne w przypadku wykorzystania nieciągłych źródeł energii (takich jak energia słoneczna, przerywane odpady lub ścieki itp.)
 - o Pompy ciepła z kompresją pary (VC-HP)
 - o Pompy ciepła absorpcyjne (ABS-HP), znane również jako „transformatory ciepła”
 - o Mechaniczne systemy rekompresji pary (MVR), zarówno w konfiguracji cyklu otwartego (do dostarczania pary wodnej), jak i w zamkniętym cyklu pompy ciepła sprężającej parę wodną (parowa VC-HP).
- inne technologie (określone w karcie danych)
- samodzielne OZE: ma to miejsce, gdy temperatura OZE jest wystarczająco wysoka, aby zaspokoić potrzeby grzewcze (np. kolektory słoneczne o wysokiej temperaturze koncentracji).

W każdej karcie danych znajduje się krótki opis systemu, porównujący stary system z nowym zintegrowanym systemem źródeł ciepła niskiej jakości.

Wprowadzono również inną praktyczną alternatywę pomiędzy *scentralizowanym* a *niescentralizowanym* wykorzystaniem źródeł ciepła niskiej jakości.

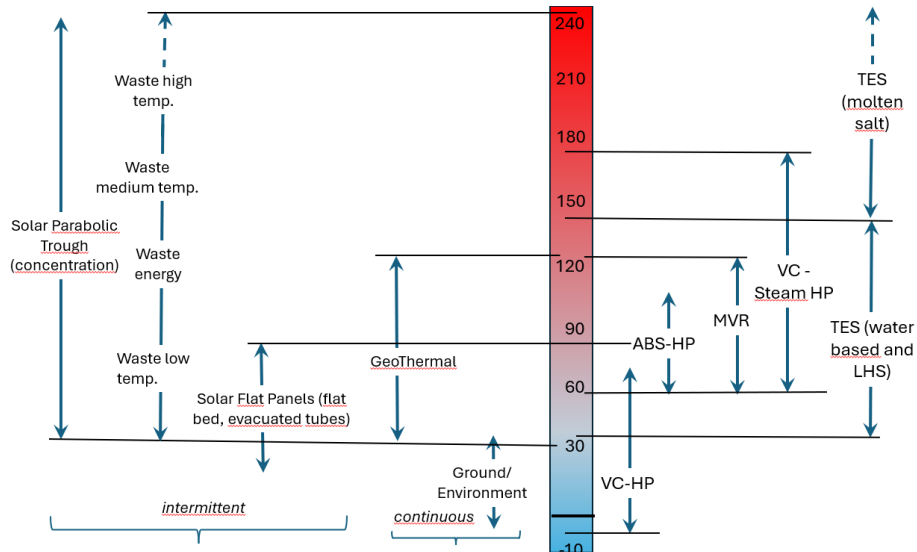
Rozwiązanie scentralizowane jest w pełni opracowane w ramach centralnej dystrybucji ciepła i ma tę zaletę, że może być wdrożone przez operatorów zakładów o wysokich poziomach mocy i nie angażuje bezpośrednio gminy ani innych zainteresowanych stron.

Rozwiązanie *decentralizowane* wykorzystuje energię rozproszoną, które ma tę zaletę, że ma mniejszy wpływ na środowisko i angażuje społeczeństwo w kwestie zrównoważonego rozwoju. Jego wadą jest konieczność uzyskania zgody gminy lub władz rządowych oraz stosunkowo mała jednostkowa moc zainstalowana (co oznacza wyższe koszty instalacji i konserwacji). W tym ostatnim przypadku szczegółowa analiza techniczna i finansowa może pomóc gminie w ocenie zachęt dla wielu prywatnych, małych, rozproszonych inicjatyw.

Wymienione tutaj rozwiązania scentralizowane obejmują nie tylko zmodernizowane systemy źródeł ciepła niskiej jakości, ale także modernizację istniejących instalacji centralnych przy wykorzystaniu źródeł ciepła niskiej jakości, które niekoniecznie są bezpośrednio stosowane w sieci ciepłowniczej.

Rysunek 20 umożliwia lepsze zrozumienie połączenia użytkowników ciepła, źródeł ciepła niskiej jakości i technologii modernizacyjnych: centralna skala temperatury reprezentuje wymaganą temperaturę zastosowania (po prostu „temperaturę użytkownika”), która zależy od punktu wprowadzenia źródeł ciepła niskiej jakości do wysokotemperaturowej sieci ciepłowniczej oraz od przyjętego rozwiązania technologicznego. Po lewej stronie tej skali temperatur przedstawiono główne możliwe rozwiązania wykorzystujące źródła ciepła niskiej jakości wraz z odpowiadającymi im dostępnymi zakresami temperatur, pogrupowane w oparciu o zasoby energii ciągłej lub nieciągłej. Te ostatnie zawsze wymagają zastosowania magazynowania energii cieplnej (TES) w odpowiedniej temperaturze, podczas gdy zasoby ciągłe mogą korzystać z magazynów (pod względem możliwości regulacji i kontroli), ale ich stosowanie nie jest obowiązkowe. Po lewej stronie rysunku umieszczono główne technologie modernizacyjne opisane do tej pory wraz z powszechnie stosowanym zakresem temperatur. Nawet jeśli rysunek ten ma charakter zdecydowanie jakościowy, z pewnością jest przydatny do zrozumienia, które źródła ciepła niskiej jakości mogą być stosowane dla danej temperatury roboczej i która technologia modernizacyjna może być wykorzystana do osiągnięcia tego samego poziomu temperatury dostawy. Na przykład, jeśli temperatura robocza wynosi około 120°C, szkic wyraźnie pokazuje, że jedyną technologią słoneczną zdolną do osiągnięcia tak wysokiej temperatury są paraboliczne kolektory słoneczne, natomiast jeśli chcemy wykorzystać tylko zasoby energii ziemi lub środowiska zewnętrznego (około 5–10°C) (powietrze, rzeki lub jeziora), konieczne jest nie tylko zastosowanie pompy ciepła z kompresją pary (VC-HP), ale również druga technologia podwyższająca wydajność, taka jak absorpcyjna pompa ciepła (ABS-HP), która bardzo często może być niewystarczająca, lub nawet parowa pompa ciepła VP-HP lub MVR.

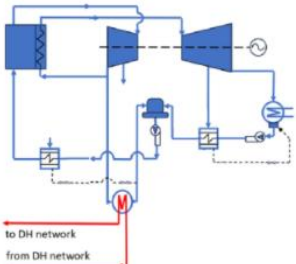
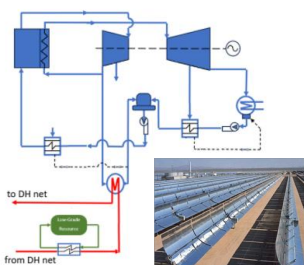
L2H Low2HighDH



Rysunek 20. Połączenie temperatur roboczych wysokotemperaturowych sieci ciepłowniczych (centralna skala temperatur) z niektórymi źródłami ciepła niskiej jakości (po lewej) i możliwymi technologiami podnoszenia wydajności (po prawej). Nie uwzględniono bezpośrednich procesów spalania biomasy i biogazu (źródło: UNIGE)

Poniżej przedstawiono kilka przykładów rozwiązań technicznych/strategii integracji w formie uproszczonych arkuszy danych.

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 01 (CHP + ENERGIA SŁONECZNA
O ŚREDNIEJ/WYSOKIEJ TEMPERATURZE NA LINII POWROTNEJ SIECI CIEPŁOWNICZEJ)

01	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 01	
	Integracja energii słonecznej średniej/wysokiej temperatury (paraboliczne kolektory słoneczne) z TES w systemach CHP	
Podstawowa technologia referencyjna ☐ Kocioł ☒ CHP ☐ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ciepłowniczej ☐ Dopływ/120°C ☒ Powrót/ 60°C ☐ Brak (w ekonomizerze CHP)	Główne wykorzystywane LGERES ☒ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacyjna ☒ TES + ☐ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja zakładu – CHP z odzyskiem ciepła/kondensacją (uproszczona)	Nowa koncepcja z bezpośrednią integracją energii słonecznej	
		
Rozważany system LGERES nie wymaga specjalnej modernizacji technologii termicznej, ponieważ temperatura robocza jest zazwyczaj wystarczająco wysoka dzięki koncentracji energii słonecznej. Zastosowanie TES (magazynowania energii cieplnej) jest zawsze konieczne, aby prawidłowo połączyć potrzeby wysokotemperaturowej sieci ciepłowniczej ze źródłem energii słonecznej. Rozważana uproszczona konfiguracja CHP (tradycyjny cykl parowy opalany węglem, po lewej stronie) wykorzystuje ekstrakcję pary przed turbiną niskociśnieniową, aby zaspokoić zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej. Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, w celu wstępnego ogrzania linii powrotnej sieci, pokrywając pożądany procent zapotrzebowania na energię cieplną. Może ono funkcjonować jako integracja, przejmując część przypisanego zapotrzebowania na ciepło, lub jako dodatkowa moc cieplna netto. Rzeczywista ilość (część) zależy od dostępności temperatury nowego źródła i procentowej oszczędności zainstalowanej mocy OZEFFS (powierzchnia paneli słonecznych, koszty instalacji itp.).		

Strategia sterowania określa rzeczywistą emisję i oszczędności paliw kopalnych (FFS) w zależności od możliwości pracy instalacji przy zmniejszonej mocy elektrycznej lub konieczności ustalenia mocy turbiny. Właściwe magazynowanie energii cieplnej (TES) jest zawsze obowiązkowe.

FFS systemu bazowego można zwiększyć o 10–15%. Zakładając dla porównania zużycie paliw kopalnych na poziomie „business as usual”, oszczędności w stosunku do systemu bazowego mogą osiągnąć 15–20% w przypadku wdrożenia jako integracja. W przypadku pracy z dodatkiem mocy netto, a zatem dostarczania mocy cieplnej do systemów ciepłowniczych większej niż pierwotna, wskaźniki te nie są już zbyt przydatne.

Główne parametry

Technologia LGERES: Paraboliczne kolektory słoneczne

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia

Temperatura robocza LGERES: do 220°C.

Temperatura robocza integracji: do temperatury pośredniej CHP (ekonomizer).

Oczekiwana wydajność: oszczędność paliw kopalnych (FFS) rzędu 15–20%

Koszty instalacji: 3500–6000 €/kW_{t,peak} (referencyjna szczytowa insolacja 1000 W/m²)

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z systemów parabolicznych kolektorów słonecznych może się różnić w zależności od kilku czynników, w tym początkowych kosztów inwestycji, wydajności systemu, kosztów konserwacji i lokalnych zasobów słonecznych. Zazwyczaj koszt energii cieplnej z systemów słonecznych z parabolicznymi kolektorami mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w kategoriach kosztu na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).

Zalety	Wady
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Możliwość zwiększenia mocy cieplnej dostarczanej użytkownikom – Znaczne FFS	– W trybie „integracji” nie pozwala na duże oszczędności paliw kopalnych. – Nie pozwala na efektywne wykorzystanie źródeł wysokotemperaturowych

Główne zalecenia

- **Rozsądnie zalecane stosowanie również przy umiarkowanych temperaturach LGERES (<110°C).**

- **Zalecane, gdy pożądanym jest wzrost mocy cieplnej sieci ciepłowniczej.**

- **Nie zaleca się stosowania z wysokotemperaturowymi źródłami LGERES**

W zakresie wysokich temperatur (dostępność LGERES powyżej 140°C) sugeruje się bezpośrednie podłączenie do linii zasilającej wysokotemperaturowej sieci ciepłowniczej, co prowadzi do 100% FFS dla sieci ciepłowniczej i znacznego wzrostu mocy elektrycznej i wydajności CHP (poprzez odpowiednią modernizację).

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 02 (WEWNĄTRZ CHP: GRUNTOWA POMPA CIEPŁA + ABS-HP NA LINII POWROTNEJ SIECI CIEPŁOWNICZEJ)

02	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 02	
	Średnio-/wysokotemperaturowa gruntowa pompa ciepła połączona z pompą ciepła absorpcyjną z TES w elektrociepłowniach	
Podstawowa technologia referencyjna ☐ Kocioł ☒ CHP ☐ Nowa Punkt integracji/temperatury DH ☐ Dopływ/120°C ☐ Powrót/ 60°C ☐ Brak (w elektrociepłowni)	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☒ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacyjna ☐ TES + ☒ VC-HP ☐ MVR ☒ ABS-HP ☒ Inne ☐ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja zakładu – CHP z odzyskiem ciepła/kondensacją (uproszczona)	Nowa koncepcja z integracją gruntowej pompy ciepła	
	Transformator ciepła	gruntowa pompa ciepła
Rozważane rozwiązanie jest podobne do rozwiązania nr 1 (tradycyjny cykl parowy, opalany węglem, po lewej stronie), ale wykorzystuje kaskadę technologii podwyższania temperatury, zaczynając od gruntowego źródła ciepła (temperatura około 5–10°C przez cały rok) z VC-HP, aby uzyskać źródło o temperaturze 60–70°C, które można podwyższyć za pomocą transformatora ciepła do temperatury roboczej około 100–110°C. Zastosowanie TES (magazynowania energii cieplnej) jest zawsze konieczne, aby prawidłowo połączyć wymagania wysokotemperaturowych sieci ciepłowniczych i źródeł ciepła niskiej jakości w kogeneracji.		
Wykorzystanie LGERES przyjmuje tę samą formę, co w arkuszu danych nr 1, z zielonym wymiennikiem ciepła służącym do wstępnego podgrzewania linii powrotnej z sieci ciepłowniczej, pokrywającym pożądaną część zapotrzebowania na ciepło z sieci. Ze względu na ograniczenia temperaturowe może być stosowany jako uzupełnienie, przejmując część przypisanego zapotrzebowania na ciepło z sieci		

ciepłowniczej. Rzeczywista ilość zależy od dostępności temperatury nowego źródła (gruntowa pompa ciepła + ABS-HP) oraz względnych oszczędności w zainstalowanym kaskadowym systemie pomp ciepła.

Zakładając dla porównania „zwykłe” zużycie paliw kopalnych, oszczędności w stosunku do systemu bazowego mogą osiągnąć 15–20% w przypadku wdrożenia jako integracja. W przypadku pracy z dodatkiem mocy netto, a zatem dostarczania mocy cieplnej dla ogrzewania miejskiego większej niż pierwotna, należy zdefiniować odpowiednie wskaźniki w szczegółowych analizach.

Główne parametry

Technologia LGERES: gruntowa pompa ciepła (gruntowa VC-HP) + absorpcyjna pompa ciepła (ABS-HP).

TRL: 9–10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia, której zastosowanie w praktyce wiąże się z pewnymi trudnościami. Należy rozważyć i z zadowoleniem przyjąć pilotażowe instalacje ABS-HP.

Temperatura robocza LGERES: dolna gruntowa VC-HP do 70°C (COP rzędu 3,8 przy sprawności egzergicznej 0,5). Górny transformator ciepła do 110°C (sprawność egzergiczna rzędu 0,35). Szczegółowe parametry wydajnościowe należy określić w szczegółowych analizach.

Temperatura robocza integracji: do 110°C, w ekonomizerze ciśnienia pośredniego CHP.

Oczekiwana wydajność: oszczędność paliw kopalnych (FFS) rzędu 15–20% (ograniczona ze względu na tryb pracy CHP).

Koszty instalacji: 500–900 €/kW_t (moc cieplna dostarczana przy wyższej temperaturze) + gruntowy wymiennik ciepła (koszt dość zmienny w zależności od układu, wielkości i charakteru gruntu).

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z gruntowej pompy ciepła jest raczej niski w perspektywie długoterminowej, jednak należy doliczyć pewne dodatkowe koszty, aby uwzględnić stosunkowo wysokie koszty utrzymania systemu kombinowanego. Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w koszcie na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).

Zalety	Wady
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą. – Możliwość zwiększenia mocy cieplnej dostarczanej do użytkowników. – Dobre wskaźniki oszczędności.	– W trybie „integracji” nie pozwala na duże oszczędności paliw kopalnych. – Wykorzystanie transformatorów ciepła nie jest tak powszechne. – Na jego koszt duży wpływ ma konfiguracja gruntowego wymiennika ciepła.

Główne zalecenia

- **Rozsądnie zalecane do stosowania z LGERES o umiarkowanej temperaturze (poniżej 110°C).**
- **Zalecane w przypadku konieczności zwiększenia mocy cieplnej sieci ciepłowniczej.**
- **Nie jest możliwe osiągnięcie najwyższych temperatur roboczych sieci HT-DH.**
- **Konieczne może być pewne dostosowanie instalacji CHP. Można rozważyć budowę jednej instalacji pilotażowej.**

03

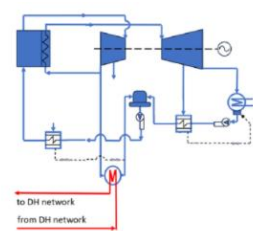
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 03.
Integracja geotermalnej HP + wysokotemperaturowej parowej HP dla systemów CHP

Podstawowa technologia referencyjna ☐ Kocioł ☒ CHP ☐ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☒ Dopływ/120°C ☐ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☒ Energia geotermalna ☐ Odpady ☐ Biomasa/biogaz ☐ Inne	Technologia uszlachetniania ☒ TES + ☒ VC-HP ☒ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
---	---	---

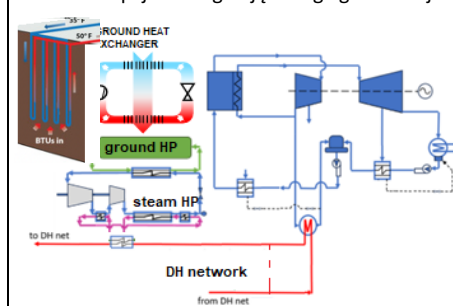
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ centralna stacja cieplna ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej

Ogólny opis systemu

Istniejąca koncepcja zakładu – CHP z odzyskiem ciepła/kondensacją (uproszczona)



Nowa koncepcja z integracją energii geotermalnej



Ponieważ temperatura robocza pomp ciepła wykorzystujących energię gruntu wynosi $<70^{\circ}\text{C}$, połączenie technologii MVR w konfiguracji zamkniętego obiegu (parowa pompa ciepła) zapewnia temperatury do 160°C , wystarczające do wykorzystania po stronie odbiorczej sieci ciepłowniczej. TES (magazynowanie energii cieplnej) może być przydatne do usprawnienia zarządzania systemem sterowania w połączeniu pracy CHP z potrzebami sieci ciepłowniczej.

Rozważana uproszczona konfiguracja CHP (tradycyjny cykl parowy opalany węglem, po lewej stronie) wykorzystuje ekstrakcję pary przed turbiną niskiego ciśnienia, aby zaspokoić zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej. LGERES, zaznaczone na zielono na schemacie po prawej stronie, wspierają linię dostaw ciepła sieciowego za pomocą technologii integracyjnej i pokrywają pożądany procent zapotrzebowania na ciepło sieciowe. Gwarantowana jest precyzyjna regulacja pracy CHP. Może ono funkcjonować jako integracja, przejmując część przypisanego zapotrzebowania na ciepło sieciowe, lub jako dodatkowa moc cieplna, pozostawiając linii powrotnej sieci ciepłowniczej jedynie funkcję chłodzenia CHP. Rzeczywista ilość zależy od dostępnej temperatury nowego źródła i procentowej oszczędności zainstalowanej mocy RES (pole gruntowe, koszty gruntowego wymiennika ciepła itp.). Możliwe jest również ominięcie systemu CHP (czerwona linia kropkowana), zwiększając wydajność CHP

i wykorzystując bezpośrednio energię elektryczną do obsługi kaskady HP w celu zapewnienia 100% usług sieci ciepłowniczej.

Zakładając dla porównania „zwykłe” zużycie paliw kopalnych, oszczędności w stosunku do systemu bazowego mogą osiągnąć 15–20% w przypadku wdrożenia jako integracja.

Główne parametry

Technologia LGERES: geotermalna pompa ciepła + pompa ciepła z kompresją pary

TRL: 10 – Technologia dobrze ugruntowana i dostępna, ale wymagany jest szczegółowy projekt inżynierski.

Temperatura robocza LGERES z integracją: do 150–170°C

Temperatura robocza integracji: do temperatury zasilania sieci ciepłowniczej. Linia powrotna sieci może nadal być wykorzystywana do chłodzenia ekonomizera temperatury pośredniej CHP (nie są wymagane żadne zmiany w instalacji CHP). W konfiguracji z obejściem konieczne są pewne zmiany w CHP.

Oczekiwana wydajność: oszczędność paliw kopalnych (FFS) rzędu 15–20% lub nawet więcej, z wyłączeniem zużycia energii elektrycznej przez systemy HP, którego ocena musi być dokładnie rozważona w oparciu o rzeczywiste temperatury robocze (rzędu wielkości całkowitego współczynnika COP_{HP} wynosi do 2,4).

Koszty instalacji: 350–400 €/kW (HP) + 400–500 €/kW (parowa HP) + gruntowy wymiennik ciepła (silnie zmienny w zależności od konfiguracji) dla parowych pomp ciepła¹.

Koszty energii: Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w kategoriach kosztu na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).

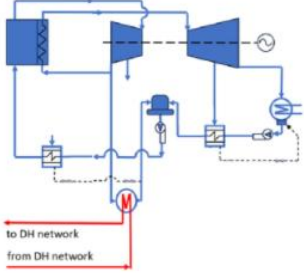
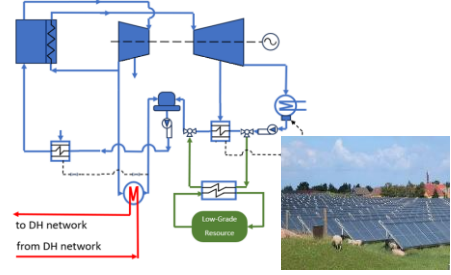
Zalety	Wady
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą i dobre sprzężenie również z wysokimi temperaturami. – Możliwość zwiększenia mocy cieplnej dostarczanej użytkownikom. – Dobre wskaźniki oszczędności.	– W trybie „integracji” nie pozwala na duże oszczędności paliw kopalnych. –

Główne zalecenia

- **Rozsądnie zalecane stosowanie również przy umiarkowanych temperaturach LGERES (<110°C).**
- **Zalecane, gdy pożądane jest zwiększenie mocy cieplnej sieci ciepłowniczej.**
- **Możliwość zastosowania również w przypadku dostaw ciepła miejskiego o wysokiej temperaturze.**

¹ <https://oilon.com/en-gb/products/oilon-chillheat-s-600-s-2000/>

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 04 (WEWNĄTRZ CHP: KOLEKTORY SŁONECZNE ŚREDNIEJ TEMPERATURY NA EKONOMIZERZE NISKIEGO CIŚNIENIA)

04	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 04.	
	Integracja kolektorów słonecznych średniej temperatury (płaskie, próżniowe) z TES w systemach CHP.	
Podstawowa technologia referencyjna ☐ Kocioł ☒ CHP ☐ Nowa Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☐ Powrót/60°C ☒ Brak (wewnątrz CHP)	Główne wykorzystywane LGERES ☒ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☒ TES + ☐ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☒ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – CHP z odzyskiem ciepła/kondensacją (uproszczona)  Nowa koncepcja z bezpośrednią integracją energii słonecznej w CHP 		
Rozważany LGERES nie wymaga specjalnej technologii modernizacji termicznej, o ile temperatura skraplacza CHP jest niska. Temperatura robocza panelu słonecznego jest zazwyczaj wystarczająco wysoka, a punkt wprowadzenia ma stosunkowo niską temperaturę. Zastosowanie TES (magazynowania energii cieplnej) jest zawsze konieczne, aby prawidłowo połączyć potrzeby CHP ze źródłem energii słonecznej. Rozważana podstawowa konfiguracja CHP (taka sama jak w arkuszach danych 1, 2 i 3 – tradycyjna opalana węglem, po lewej stronie) wykorzystuje ekstrakcję pary z turbiny parowej niskiego ciśnienia do wstępnego podgrzania wylotu cieczy z kondensatora. Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, na linii średniego ciśnienia, równoległe do pierwszego zestawu podgrzewaczy wody zasilającej, pokrywającego pożądany (niewielki) procent zapotrzebowania termicznego CHP. Rzeczywista wielkość integracji jest niewielka ze względu na położenie punktu wprowadzenia, a źródło LGERES musi dostarczać energię o niskiej temperaturze, poniżej 60–80°C. Rzeczywista ilość (część) zależy od dostępności		

temperatury nowego źródła i procentowej oszczędności zainstalowanej mocy RES (powierzchnia pola słonecznego, koszty eksploatacji itp.).

Strategia sterowania określa rzeczywistą emisję i oszczędności paliw kopalnych (FFS), ale są one zazwyczaj raczej niewielkie: zakładając dla porównania „normalne” zużycie paliw kopalnych, oszczędności w stosunku do systemu bazowego mogą osiągnąć 2–3%.

Strona | 54

Główne parametry

Technologia LGERES: płaskie kolektory słoneczne/kolektory słoneczne z rurami próżniowymi

TRL: 10 – Tania, sprawdzona i dostępna technologia

Temperatura robocza LGERES: do 60°C (płaskie) i 100°C (próżniowe).

Temperatura robocza integracji: zazwyczaj do temperatury skraplacza CHP i pierwszych podgrzewaczy wody zasilającej.

Oczekiwana wydajność: oszczędność paliw kopalnych (FFS) rzędu 2–3%

Koszty instalacji: 350–700 €/kW_t (moc cieplna dostarczana przy górnej temperaturze) + TES

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z płaskich kolektorów słonecznych nie jest zbyt wysoki, nawet jeśli należy doliczyć pewne dodatkowe koszty związane ze stosunkowo wysokimi kosztami konserwacji konfiguracji z rurami próżniowymi. Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w kategoriach kosztu na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).

Zalety	Wady
– Może być bezpośrednio wdrożony przy bardzo niskich temperaturach źródła, nawet do 35°C.	– Ograniczone oszczędności paliw kopalnych. – Ograniczona integracja mocy. – Nie pozwala na wydajną integrację.
Główne zalecenia	
- Niezalecane	

05

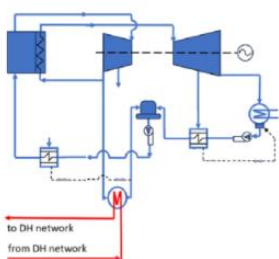
Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 05.
Integracja energii słonecznej wysokotemperaturowej (parabolicznej) z TES w systemach CHP

Podstawowa technologia referencyjna ☐ Kocioł ☒ CHP ☐ Nowa Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☐ Powrót/60°C ☒ Brak (wewnątrz CHP)	Główne wykorzystywane LGERES ☒ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia uszlachetniania ☒ TES + ☐ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☒ Brak
---	---	---

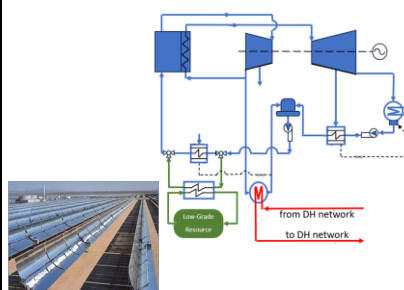
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej

Ogólny opis systemu

Istniejąca koncepcja instalacji – CHP z odzyskiem ciepła/kondensacją (uproszczona)



Nowa koncepcja z bezpośrednią integracją energii słonecznej



Rozważany system LGERES nie wymaga specjalnej technologii modernizacji termicznej, ponieważ temperatura robocza jest zazwyczaj wystarczająco wysoka dzięki koncentracji energii słonecznej. Zastosowanie systemu TES (magazynowania energii cieplnej) jest zawsze konieczne, aby prawidłowo połączyć zapotrzebowanie termiczne instalacji ze źródłem energii słonecznej.

Rozważana konfiguracja CHP (tradycyjna opalana węglem, po lewej stronie) wykorzystuje ekstrakcję pary z turbiny parowej przed przejściem do turbiny niskociśnieniowej w celu zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym. Możliwe jest zainstalowanie pola cieplnego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, na linii wysokiego ciśnienia, równoległe do zestawu podgrzewaczy wody zasilającej o wysokiej temperaturze, pokrywającego pożądany procent zapotrzebowania cieplnego kotła. Wkład podgrzewaczy wody zasilającej można całkowicie wyeliminować.

Konfiguracja ta może funkcjonować jako podgrzewacz kotła, gdy jest wdrożona ze źródłami LGERES zdolnymi do zapewnienia temperatury od 130°C do 250°C, ale może częściowo lub całkowicie zastąpić kocioł, jeśli dodane źródło może zapewnić temperatury do maksymalnej temperatury instalacji (np. 500–600°C). Zatem stopień integracji może być również bardzo wysoki.

Rzeczywista emisja i oszczędność paliw kopalnych (FFS), zazwyczaj wysoka, będzie zależała od powyższego trybu pracy: podgrzewania wstępnego lub zastąpienia kotła. W przypadku podgrzewania wstępnego FFS systemu bazowego może wzrosnąć do około 20%.

Oczywiście, gdy kocioł zostanie całkowicie zastąpiony przez LGERES, oszczędność osiągnie 100%.

Główne parametry

Technologia LGERES: Paraboliczne kolektory słoneczne poprzez

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia

Temperatura robocza LGERES: do 260°C.

Temperatura robocza immisji: do 250°C (podgrzewanie wstępne)/500°C (wymiana kotła).

Oczekiwana wydajność: oszczędność paliw kopalnych (FFS) rzędu 20% w zależności od poziomu integracji (100%, jeśli możliwa jest wymiana kotła).

Koszty instalacji: 3500–6000 €/kW_{t,peak} (referencyjna szczytowa insolacja 1000 W/m²) + koszty zastąpienia CHP

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z systemów parabolicznych kolektorów słonecznych może się różnić w zależności od kilku czynników, w tym początkowych kosztów inwestycji, wydajności systemu, kosztów konserwacji i lokalnych zasobów słonecznych. Zazwyczaj koszt energii cieplnej z systemów parabolicznych mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w kategoriach kosztu na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).

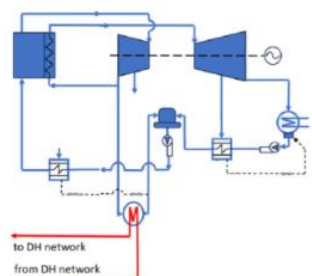
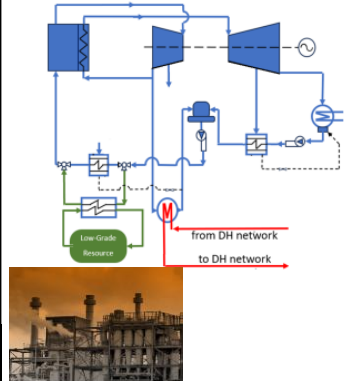
Zalety	Wady
- Może całkowicie zastąpić wykorzystanie paliw kopalnych. - Bardzo dobre wskaźniki oszczędności.	- Nie jest łatwy do wdrożenia, jak w przypadku powrotu sieci ciepłowniczej (duże zmiany w elektrociepłowni). - Nie pozwala na wykorzystanie źródeł niskotemperaturowych. –

Główne zalecenia

- Zalecane zarówno do całkowitego, jak i częściowego zastąpienia paliw kopalnych.

- Wymaga źródeł średniej lub wysokiej temperatury (nie ma zastosowania w przypadku źródeł o umiarkowanej temperaturze, <140°C).

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 6 (ODPADY W KOGENERACJI – WYSOKA TEMPERATURA)

06	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 06.	
	Integracja średnio-wysokotemperaturowego CIEPŁA ODPRZEDOWEGO z TES w systemach CHP	
Podstawowa technologia referencyjna ☐ Kocioł ☒ CHP ☐ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☐ Powrót/60°C ☒ Brak	Główny eksploatowany LGERES ☐ Słoneczne ☐ Geotermia ☒ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia ulepszająca ☒ TES + ☐ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☒ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ centralna stacja cieplna ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – skraplająca kogeneracja (uproszczona) 	Nowa koncepcja z bezpośrednią integracją ciepła odpadowego 	
Zastosowanie TES (magazynowania energii cieplnej) jest zawsze konieczne, aby prawidłowo połączyć zapotrzebowanie cieplne elektrociepłowni z źródłem ciepła odpadowego. Rozważana konfiguracja CHP (tradycyjna opalana węglem, po lewej stronie) wykorzystuje ekstrakcję pary z turbiny parowej przed przejściem do turbiny niskociśnieniowej, aby zaspokoić potrzeby cieplne CHP. Możliwe jest zainstalowanie przemysłowego połączenia cieplnego odpadów, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, na linii wysokiego ciśnienia, równoległe do zestawu podgrzewaczy wody zasilającej o wysokiej temperaturze, pokrywającego pożądany procent potrzeb cieplnych kotła. Wkład podgrzewaczy wody zasilającej można całkowicie wyeliminować (zwiększając produkcję energii elektrycznej). Konfiguracja ta może funkcjonować jako podgrzewacz kotła, gdy jest wdrożona z wykorzystaniem źródeł ciepła odpadowego zdolnych do zapewnienia temperatury od 130°C do 250°C (takich jak		

spaliny z silników i turbin, ciepło z pieców suszarniczych, reaktorów chemicznych), ale może częściowo lub całkowicie zastąpić kocioł, jeśli dodatkowe źródło może zapewnić temperatury do maksymalnej temperatury instalacji (np. 500–600°C) (takie jak odpady ze spalin z pieców przemysłowych, pieców do wypalania, spalarni). Zatem stopień integracji może być również bardzo wysoki.

Rzeczywista emisja i oszczędność paliw kopalnych (FFS), zazwyczaj wysoka, będzie zależała od powyższego trybu pracy: podgrzewania wstępnego lub zastąpienia kotła. W przypadku podgrzewania wstępnego FFS systemu bazowego może wzrosnąć do około 10%.

Oczywiście, gdy kocioł zostanie całkowicie zastąpiony przez LGERES, oszczędność osiągnie 100%.

Główne parametry

Technologia LGERES: przemysłowe ciepło odpadowe

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia

Temperatura robocza LGERES: do 400°C i powyżej (w zależności od branży).

Temperatura robocza immisji: do 250°C (podgrzewanie wstępne)/500°C (zastąpienie kotła).

Oczekiwana wydajność: oszczędność paliw kopalnych (FFS) rzędu 20% (100%, jeśli możliwa jest wymiana kotła).

Koszty instalacji: mogą być niskie (niektóre układy instalacji i kilka wymienników ciepła), zależą od konkretnej sytuacji.

Koszt energii: do ustalenia dla konkretnego przypadku, ponieważ jest powiązany z kosztem instalacji.

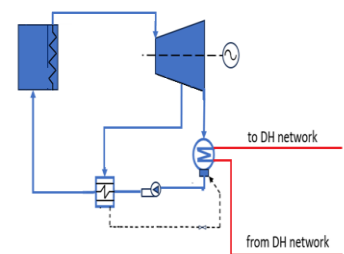
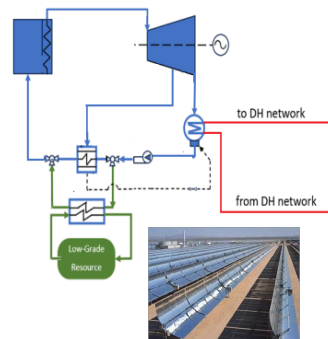
Zalety	Wady
– Może całkowicie zastąpić wykorzystanie paliw kopalnych. – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności.	– Trudny do wdrożenia na linii powrotnej sieci ciepłowniczej. – Nie pozwala na wykorzystanie źródeł niskotemperaturowych. –

Główne zalecenia

- Zalecane zarówno do całkowitego, jak i częściowego zastąpienia paliw kopalnych.

- Wymaga źródeł o średniej lub wysokiej temperaturze (nie nadaje się do stosowania ze źródłami o umiarkowanej temperaturze, <140°C).

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 07 (ENERGIA SŁONECZNA W BP-CHP – WYSOKA TEMPERATURA)

07	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 07.	
	Integracja energii słonecznej o średniej i wysokiej temperaturze (paraboliczne kolektory słoneczne) z TES w systemach CHP z przeciwcisnieniem	
Podstawowa technologia referencyjna ☐ Kocioł ☒ CHP ☐ Nowa Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☐ Powrót/60°C ☒ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☒ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☒ TES + ☐ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☒ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – kogeneracja z przeciwcisnieniem (uproszczona)  Nowa koncepcja CHP z bezpośrednią integracją energii słonecznej – podgrzewacz wody zasilającej  Rozważana konfiguracja CHP (tradycyjna opalana węglem, po lewej stronie) jest systemem przeciwcisnieniowym z pojedynczą turbiną i wykorzystuje kondensację pary wodnej pod stosunkowo wysokim ciśnieniem, aby zapewnić zapotrzebowanie na ciepło w systemie ciepłowniczym. W porównaniu z poprzednimi konfiguracjami ekstrakcyjnymi/kondensacyjnymi, system przeciwcisnieniowy nie rozprasza ciepła do otoczenia, a zatem wykazuje globalną efektywność energetyczną równą jeden. Z drugiej strony ma on zazwyczaj niską lub bardzo niską sprawność konwersji energii (elektrycznej) ze względu na wysoką temperaturę kondensacji i niską sprawność izentropową turbiny, która jest często dostosowywana poprzez usunięcie ostatnich wirników łopatkowych (brak optymalizacji przepływu płynu). Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, na linii wysokiego ciśnienia, równoległe do zestawu podgrzewaczy wody zasilającej, pokrywającego pożądaną procent zapotrzebowania na ciepło sieci ciepłowniczej. Udział podgrzewaczy wody zasilającej można całkowicie wyeliminować. Może on funkcjonować jako		

podgrzewacz kotła, gdy jest wdrożony ze źródłami LGERES zdolnymi do zapewnienia temperatury od 130°C do 250°C, ale może częściowo lub całkowicie zastąpić kocioł, jeśli dodane źródło może zapewnić temperaturę do maksymalnej temperatury instalacji (np. 500°C - 600°C). Tak więc stopień integracji może być również bardzo wysoki. Rzeczywista emisja i oszczędność paliw kopalnych (FFS), zazwyczaj wysoka, będzie zależała od powyższego trybu pracy: podgrzewania wstępnego lub zastąpienia kotła. W przypadku podgrzewania wstępnego FFS systemu bazowego może wzrosnąć do około 18%, czyli więcej w porównaniu z CHP z ekstrakcją/kondensacją. Oczywiście, gdy kocioł zostanie całkowicie zastąpiony przez LGERES, oszczędność osiągnie 100%.

Główne parametry

Technologia LGERES: Parabolic Solar Through

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia

Temperatura robocza LGERES: do 220°C

Temperatura robocza integracji: do temperatury pośredniej CHP (ekonomizer)(około 200°C).

Oczekiwana wydajność: oszczędność paliw kopalnych (FFS) rzędu 15–20%

Koszty instalacji: 3500–6000 €/kW_{t,peak} (referencyjna szczytowa insolacja 1000 W/m²)

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z systemów parabolicznych kolektorów słonecznych może się różnić w zależności od kilku czynników, w tym początkowych kosztów inwestycji, wydajności systemu, kosztów konserwacji i lokalnych zasobów słonecznych. Zazwyczaj koszt energii cieplnej z systemów słonecznych z parabolicznymi kolektorami mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w kategoriach kosztu na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).

Zalety	Wady
– Może całkowicie zastąpić wykorzystanie paliw kopalnych. – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności.	– Dość niska wydajność cyklu, ale system już istnieje. – Zazwyczaj zapewnia niższą temperaturę sieci (<100°C) niż CHP z ekstrakcją.

Główne zalecenia

- Zalecane do częściowego zastąpienia paliw kopalnych (całkowite zastąpienie tylko w przypadku wysokich temperatur, takich jak technologia słoneczna koncentracyjna).

- Wymaga źródeł średniej lub wysokiej temperatury (nie można stosować w przypadku źródeł o umiarkowanej temperaturze (<130°C)).

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 08 (ENERGIA GEOTERMALNA W BP-CHP – ŚREDNIOTEMPERATUROWY MVR)

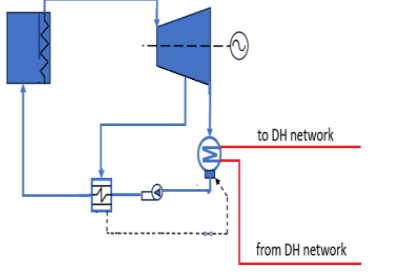
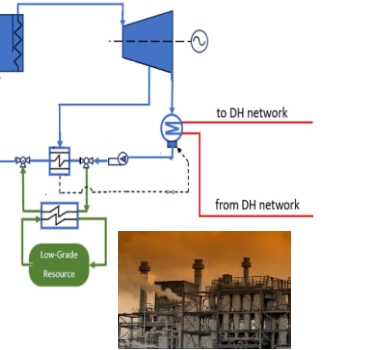
08	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 08.	
	Integracja pompy ciepła gruntowej + pompa ciepła parowa z TES w systemach CHP z przeciwcisnieniem	
Podstawowa technologia referencyjna ☐ Kocioł ☒ BP-CHP ☐ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☐ Powrót/60°C ☒ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☒ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☒ TES + ☒ VC-HP ☒ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ centralna stacja cieplna ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja zakładu – kogeneracja z przeciwcisnieniem (uproszczona)	Nowa koncepcja CHP z integracją źródła gruntowego	
Rozważana konfiguracja CHP (tradycyjna opalana węglem, po lewej stronie) jest systemem przeciwcisnieniowym z pojedynczą turbiną i wykorzystuje kondensację pary wodnej pod stosunkowo wysokim ciśnieniem, aby zapewnić zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej. W porównaniu z poprzednimi konfiguracjami ekstrakcyjnymi/kondensacyjnymi, system przeciwcisnieniowy nie rozprasza ciepła do otoczenia, a zatem wykazuje globalną efektywność energetyczną równą jedności. Z drugiej strony charakteryzuje się zazwyczaj niską lub bardzo niską sprawnością konwersji energii (elektrycznej) ze względu na wysoką temperaturę kondensacji i niską sprawność izentropową turbiny, którą często dostosowuje się poprzez usunięcie ostatnich łopatek wirnika (brak optymalizacji przepływu płynu). Możliwe jest zainstalowanie naziemnego pola geotermalnego, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, na linii wysokiego ciśnienia, równoległe do zestawu podgrzewaczy wody zasilającej, pokrywającego pożądany procent zapotrzebowania termicznego CHP. Wkład podgrzewaczy wody zasilającej można całkowicie wyeliminować. Może on funkcjonować jako podgrzewacz kotła, z parową HP, połączony z tradycyjną pompą ciepła geotermalną, zdolną do		

zapewnienia temperatur od 130°C do 180°C. Rzeczywista emisja i oszczędność paliw kopalnych (FFS), zazwyczaj wysokie, będą zależały od poprawy wydajności i wydajności podgrzewania wstępnego. FFS systemu podstawowego można zwiększyć do około 20%, ale należy wziąć pod uwagę zużycie energii elektrycznej przez dwie pompy ciepła. W celu przeprowadzenia szczegółowej analizy należy wykonać ostateczne obliczenia.

Główne parametry	
Technologia LGERES: gruntowa pompa ciepła (VC-HP) + pompa ciepła z kompresją pary (MVR) TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia, ale wymagany jest szczegółowy projekt inżynierski Temperatura robocza LGERES z integracją: do 150–170°C. Temperatura robocza integracji: do temperatur roboczych podgrzewacza wstępnego w CHP. (Konieczne zmiany w instalacji CHP). Oczekiwana wydajność: FFS rzędu 15–20% lub nawet więcej, z wyłączeniem zużycia energii elektrycznej przez systemy HP, którego ocena musi być dokładnie rozważona w oparciu o rzeczywiste temperatury robocze (rzędu wielkości całkowitego COP_{HP} wynosi 2,5). Koszty instalacji: 350–400 €/kW_t (VC-HP) + 400–500 €/kW_t (parowa VC-HP) + gruntowy wymiennik ciepła (silnie zmienny w zależności od konfiguracji)². Koszty energii: Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w kategoriach kosztu na jednostkę energii (np. euro na megawatogodzinę, €/MWh).	
Moc	Słabe strony
– Może całkowicie zastąpić potrzebę stosowania podgrzewaczy wstępnych – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Dość niska wydajność cyklu, ale system już istnieje (typowy CHP z przeciwcisnieniem) – Dodatkowe istotne zużycie energii elektrycznej
Główne zalecenia	
- Zalecane w przypadku częściowego zastąpienia paliw kopalnych (20% oszczędności), jeśli współczynnik COP pomp ciepła jest wysoki. - Wymaga znacznego zużycia energii elektrycznej. - Wymaga źródeł średniej lub wysokiej temperatury (nie można stosować w przypadku źródeł o umiarkowanej temperaturze (<130°C)).	

² <https://oilon.com/en-gb/products/oilon-chillheat-s-600-s-2000/>

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 09 (ŹRÓDŁO ODPADÓW PRZEMYSŁOWYCH W BP-CHP – ŚREDNIE I WYSOKIE TEMPERATURY)

09	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 09. Integracja odpadów przemysłowych + z TES w systemach CHP z przeciwcisnieniem		
Podstawowa technologia referencyjna ☐ Kocioł ☒ BP-CHP ☐ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☐ Powrót/60°C ☒ Brak (w CHP)	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☐ Geotermalne ☒ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☒ TES + ☒ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☒ Brak	
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ central heat station ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej			
Ogólny opis systemu			
Istniejąca koncepcja zakładu – kogeneracja z przeciwcisnieniem (uproszczona) 		Nowa koncepcja BP-CHP z bezpośrednim źródłem ciepła odpadowego w podgrzewaczu wody zasilającej BP-CHP 	
Rozważana konfiguracja BP-CHP (tradycyjna opalana węglem, po lewej stronie) jest systemem przeciwcisnieniowym z pojedynczą turbiną i wykorzystuje kondensację pary wodnej przy stosunkowo wysokim ciśnieniu, aby zapewnić zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej. W porównaniu z innymi konfiguracjami ekstrakcyjnymi/kondensacyjnymi, system przeciwcisnieniowy nie rozprasza ciepła do otoczenia, a zatem wykazuje globalną efektywność energetyczną równą jedności. Z drugiej strony ma on zazwyczaj niską/bardzo niską sprawność konwersji energii (elektrycznej) ze względu na wysoką temperaturę kondensacji i niską sprawność izentropową turbiny, która jest często dostosowywana poprzez usunięcie ostatnich wirników łopatkowych (brak optymalizacji przepływu płynów).			
Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, na linii wysokiego ciśnienia, równoległe do zestawu podgrzewaczy wody zasilającej, pokrywającego pożądany procent zapotrzebowania termicznego BP-CHP. Wkład podgrzewaczy			

wody zasilającej można całkowicie wyeliminować. Może on funkcjonować jako podgrzewacz kotła, gdy jest wdrożony ze źródłami ciepła odpadowego zdolnymi do zapewnienia temperatur od 130°C do 250°C, ale może częściowo lub całkowicie zastąpić kocioł, jeśli dodane źródło może zapewnić temperatury do maksymalnej temperatury instalacji (np. 500°C - 600°C). W związku z tym stopień integracji może być również bardzo wysoki. Rzeczywista redukcja emisji i oszczędność paliw kopalnych (FFS) jest zazwyczaj wysoka i będzie zależała od powyższego trybu pracy: podgrzewania wstępnego lub zastąpienia kotła. W przypadku podgrzewania wstępnego (które powinno być najczęstszym rozwiązaniem w zakresie ciepła odpadowego) FFS systemu bazowego może wzrosnąć do około 18%, czyli więcej w porównaniu z kogeneracją z odzyskiem/kondensacją. Oczywiście, gdy kocioł zostanie całkowicie zastąpiony przez LGERES, oszczędność osiągnie 100%. Zastosowanie TES (magazynowania energii cieplnej) jest zawsze konieczne, aby prawidłowo połączyć zapotrzebowanie cieplne elektrociepłowni z źródłem ciepła odpadowego.

Główne parametry

Technologia LGERES: przemysłowe ciepło odpadowe

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia

Temperatura robocza LGERES: do 400°C i powyżej (w zależności od branży). Większość aktualnie dostępnych temperatur poniżej 205°C.

Temperatura robocza emisji: do 250°C (podgrzewanie wstępne)/500°C (wymiana kotła).

Oczekiwana wydajność: FFS rzędu 15–20% (100%, jeśli możliwa jest wymiana kotła)

Koszty instalacji: bardzo niskie (niektóre prace związane z rozmieszczeniem urządzeń i instalacją kilku wymienników ciepła)

Moc	Słabe strony
- Może całkowicie zastąpić wykorzystanie paliw kopalnych. - Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	- Dość niska sprawność cyklu (cecha charakterystyczna istniejących instalacji BP-CHP). - Zazwyczaj zapewnia niższą temperaturę sieci (<100°C) niż CHP z ekstrakcją
Główne zalecenia	
- Zalecane zarówno do całkowitego, jak i częściowego zastąpienia paliw kopalnych. - Wymaga źródeł średniej lub wysokiej temperatury (nie można stosować w przypadku źródeł o umiarkowanej temperaturze (<130°C)).	

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 10 (BP-CHP+ INTEGRACJA LGERES NA LINII POWROTNEJ SIECI CIEPŁOWNICZEJ)

Strona | 65

10	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 10.	
	Ogólny LGERES na linii powrotnej systemów CHP Back Pressure	
Podstawowa technologia referencyjna ☐ Kocioł ☒ BP-CHP ☐ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☒ Inne	Technologia modernizacyjna ☒ TES + ☐ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☒ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – kogeneracja z przeciwcieniem (uproszczona) Nowa koncepcja CHP z bezpośrednim źródłem ciepła LGERES na linii powrotnej DH		
Rozważana konfiguracja CHP (tradycyjna opalana węglem, po lewej stronie) jest systemem przeciwcieniowym z pojedynczą turbiną i wykorzystuje kondensację pary wodnej pod stosunkowo wysokim ciśnieniem, aby zapewnić zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej na poziomie 120°C. W porównaniu z innymi konfiguracjami ekstrakcji/kondensacji, system przeciwcieniowy nie rozprasza ciepła do otoczenia, a zatem wykazuje globalną efektywność energetyczną równą jedności (wykorzystywana jest cała energia spalania). Z drugiej strony ma on zazwyczaj niską/bardzo niską sprawność konwersji energii (elektrycznej) ze względu na wysoką temperaturę kondensacji i niską sprawność izentropową turbiny, która jest często dostosowywana poprzez usunięcie ostatnich wirników łopatek (brak optymalizacji przepływu płynu). Możliwe jest zainstalowanie ogólnego pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, w celu wstępnego podgrzania przewodu powrotnego sieci		

ciepłowniczej. Niestety, system przeciwcisnieniowy jest z natury mniej elastyczny niż systemy ekstrakcyjne/kondensacyjne. Skraplacz jest zaprojektowany tak, aby dostarczać określoną ilość ciepła, a jeśli zmniejsza się ona wraz ze wzrostem temperatury przewodu powrotnego w elektrociepłowni LGERES, skraplacz nie może już prawidłowo skraplać i tylko niewielka regulacja jest możliwa poprzez zmianę masowego natężenia przepływu pobieranego z turbiny. Ponadto nie można zmniejszyć odprowadzania ciepła w skraplaczu, chyba że zaakceptuje się odpowiednie zmniejszenie mocy elektrycznej elektrowni, a nawet w takim przypadku utrzymują się poważne problemy z regulacją.

W rezultacie LGERES może dostarczać bardzo małą moc cieplną integracji. Wskaźniki oszczędności są bardzo marginalne.

Główne parametry

Technologia LGERES: dostępna w temperaturach do 130°C

TRL: 10 – Technologia dobrze ugruntowana i dostępna

Temperatura robocza LGERES: do 130°C

Temperatura robocza integracji: do temperatury skraplacza CHP (około 130°C).

Oczekiwana wydajność: FFS rzędu 2–3% (bez lub przy niewielkim spadku mocy elektrycznej)

Koszty instalacji: zależą od zastosowanego LGERES

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z systemów LGERES może się różnić w zależności od kilku czynników, w tym początkowych kosztów inwestycji, wydajności systemu, kosztów konserwacji i lokalnych zasobów. Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w koszcie na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).

Zalety	Wady
- brak	- Bardzo niski wkład i oszczędności
Główne zalecenia	
- Niezalecane, chyba że zaakceptowane zostanie znaczne ograniczenie zużycia energii elektrycznej.	

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 11 (CHP: PŁASKI PANEL SŁONECZNY + PAROWA VC-HP NA LINII POWROTNEJ SIECI CIEPŁOWNICZEJ)

11

Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 11

Płaski panel słoneczny średniej temperatury połączony z parą HP z TES na linii powrotnej DH do systemów CHP

Podstawowa technologia referencyjna

☐ Kocioł ☒ CHP ☐ Nowy

Punkt integracji/temperatury sieci

☐ Dostawa/120°C ☒ Powrót/60°C

☐ Brak

Główne wykorzystywane LGERES

☒ Słoneczne ☐ Geotermia

☐ Odpady ☐ Biomasa

☐ Inne

Technologia modernizacyjna

☒ TES + ☒ VC-HP

☒ MVR ☐ ABS-HP

☐ Inne ☐ Brak

Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej

Ogólny opis systemu

Istniejąca koncepcja instalacji – CHP z odzyskiem ciepła/kondensacją (uproszczona)

Nowa koncepcja z polem słonecznym + parową pompą ciepła

Rozważana konfiguracja CHP (tradycyjna opalana węglem, po lewej stronie) wykorzystuje ekstrakcję pary z turbiny parowej przed przejściem do turbiny niskociśnieniowej w celu zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym. Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, na przykład niskotemperaturowego (50°C) płaskiego pola słonecznego, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, w celu wstępnego podgrzania linii powrotnej systemu ciepłowniczego, pokrywając pożądany procent zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym.

Ze względu na niską temperaturę zasilania tego LGERES, niższą od temperatury linii powrotnej, zastosowano technologię modernizacyjną w postaci pompy ciepła parowej, aby podnieść temperaturę wody do zakresu 80–100°C lub więcej. W ten sposób część mocy ciepłowniczej jest dostarczana przez źródło słoneczne, część przez moc sprężarki, a reszta przez skraplacz ekstrakcyjny kogeneratora.

Zmniejszenie ekstrakcji mocy cieplnej z kogeneratora pozwala na zwiększenie oczekiwanej mocy elektrycznej, kompensując w ten sposób częściowo zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę.

Sprężarka parowa o przepływie osiowym stosowana w tego typu pompach ciepła ma zazwyczaj sprawność około 0,8, co daje wartość COP od 3,5 do 4. System modernizacyjny może również zaspokoić całe zapotrzebowanie na ciepło sieciowe przy stałej oszczędności paliwa. W tym przypadku współczynnik FFS systemu jest wysoki, ale biorąc pod uwagę wyłącznie zapotrzebowanie na ogrzewanie, 80% jest zaspokajane przez źródła ekologiczne, a pozostała część pochodzi ze sprężarki. Dzięki możliwości modernizacji pompy ciepła pary wodnej system sieci może być również wdrożony jako samodzielne rozwiązanie, bez obsługi istniejącej kogeneracji.

Główne parametry

Technologia LGERES: płaskie lub próżniowe kolektory słoneczne + pompa ciepła parowa (zamknięta pętla MVR) + magazyn energii cieplnej (TES)

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia. Wymaga dokładnego projektu inżynierskiego.

Temperatura robocza LGERES: dolne pole słoneczne do 60–70°C, pompa ciepła pary do 120–140°C (COP rzędu 4,5 dla standardowej maszyny – sprawność egzergiczna 0,5). Szczegółowe parametry wydajnościowe należy określić w szczegółowych analizach.

Temperatura robocza integracji: do 120°C (może być stosowana w postaci integracji ekonomizera CHP lub jako rozwiązanie samodzielne).

Oczekiwana wydajność: FFS rzędu 50–60% (ograniczona ze względu na tryb pracy CHP). Do 75% w rozwiązaniu samodzielnym.

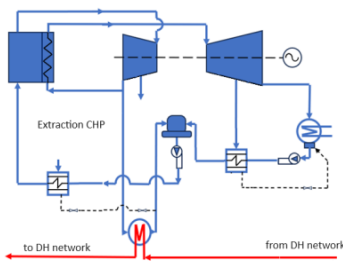
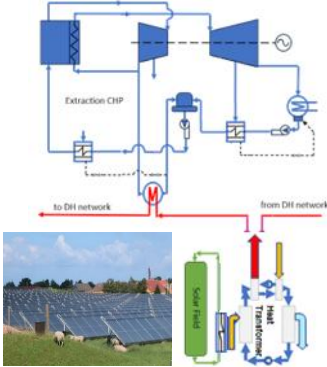
Koszty instalacji: 1500–3000 €/kW_t (moc cieplna dostarczana przy górnej temperaturze). Jest to koszt pola cieplnego + pary HP

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z pomp ciepła jest raczej niski w perspektywie długoterminowej, jednak należy doliczyć pewne dodatkowe koszty, aby uwzględnić stosunkowo wysokie koszty utrzymania systemu kombinowanego. Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w koszcie na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).

Zalety	Wady
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą i możliwość instalacji jako samodzielne zastosowanie w sieci ciepłowniczej – Możliwość zwiększenia mocy cieplnej dostarczanej użytkownikom – Dobre wskaźniki oszczędności (szczególnie w przypadku konfiguracji samodzielnej)	– Wymaga dodatkowego źródła zasilania dla sprężarki. – Musi być połączony z niskimi temperaturami. –
Główne zalecenia	
- Rozsądnie zalecane do stosowania w niskich temperaturach (<60°C).	

- Zalecane również w przypadku konieczności zwiększenia mocy cieplnej sieci ciepłowniczej

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 12 (CHP: PŁASKI PANEL SŁONECZNY + ASB-HP NA LINII POWROTNEJ SIECI CIEPŁOWNICZEJ)

12	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 12 Płaskie kolektory słoneczne średniej temperatury połączone z absorpcyjną pompą ciepła z TES na linii powrotnej DH do systemów CHP
Podstawowa technologia referencyjna ☐ Kocioł ☒ CHP ☐ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☒ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne Technologia ulepszająca ☒ TES + ☐ VC-HP ☐ MVR ☒ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej	
Ogólny opis systemu	
Istniejąca koncepcja instalacji – CHP z odzyskiem ciepła/kondensacją (uproszczona) 	Nowa koncepcja z polem słonecznym + parową pompą ciepła 
Rozważana konfiguracja CHP (tradycyjna opalana węglem, po lewej stronie) wykorzystuje ekstrakcję pary z turbiny parowej przed przejściem do turbiny niskociśnieniowej w celu zaspokojenia zapotrzebowania sieci ciepłowniczej. Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, na przykład niskotemperaturowego (60°C) płaskiego pola słonecznego, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, w celu wstępnego podgrzania przewodu powrotnego sieci ciepłowniczej, pokrywając pożądany procent zapotrzebowania cieplnego sieci ciepłowniczej. Ze względu na niską temperaturę zasilania tego LGERES, niższą od temperatury przewodu powrotnego, zastosowano technologię podwyższającą temperaturę w postaci transformatora ciepła (pompa ciepła absorpcyjna), aby podnieść temperaturę wody do zakresu 80–100°C. W ten sposób energia cieplna dostarczana przez źródło słoneczne jest wykorzystywana zarówno do ogrzewania sieci ciepłowniczej, jak i do zasilania BAS-HP (w procesie desorpcji), bez znaczącego zużycia energii elektrycznej.	

Zmniejszenie poboru energii cieplnej z ekonomizera CHP zapewnia wzrost mocy elektrycznej netto, a tym samym zwiększa wydajność CHP i FFS.

Wadą jest to, że potrzebna jest duża ilość energii cieplnej o temperaturze 60°C, co znacznie zwiększa powierzchnię pola słonecznego. W tym przypadku FFS systemu przekracza 45%. Konfiguracja autonomiczna nie jest tak łatwa do wdrożenia, ponieważ górna temperatura ABS-HP może być niewystarczająca dla wysokotemperaturowej (120°C) sieci ciepłowniczej.

Strona | 71

Główne parametry

Technologia LGERES: płaskie pole słoneczne + absorpcyjna pompa ciepła (ABS-HP) + TES

TRL: 9–10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia słoneczna, z pewnymi trudnościami w zastosowaniu w rzeczywistych zastosowaniach z ABS-HP. Można przewidzieć i z zadowoleniem przyjąć pilotażowe instalacje ABS-HP.

Temperatura robocza LGERES: dolny panel słoneczny do 60°C. Górny transformator ciepła do 110°C (sprawność egzergii rzędu 0,35). Szczegółowe parametry wydajnościowe należy określić w szczegółowych analizach.

Temperatura robocza integracji: do 110°C, przy średnim ciśnieniu ekonomizera CHP.

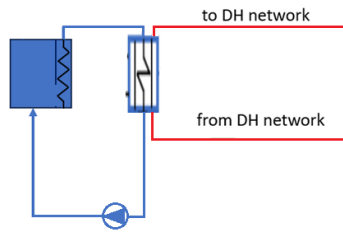
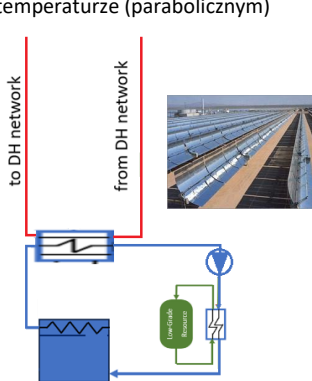
Oczekiwana wydajność: FFS rzędu 35–45% (ograniczona ze względu na tryb pracy CHP).

Koszty instalacji: 2500–4000 €/kW_t (moc ciepła dostarczana przy górnej temperaturze) + (dość zmienne w zależności od układu, wielkości i charakteru pola słonecznego).

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z absorpcyjnych pomp ciepła powinien być raczej niski w perspektywie długoterminowej, jednak należy doliczyć pewne dodatkowe koszty, biorąc pod uwagę stosunkowo wysokie koszty utrzymania systemu kombinowanego i duże powierzchnie pól potrzebne do jego działania. Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w koszcie na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).

Zalety	Wady
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Możliwość zwiększenia mocy cieplnej dostarczanej użytkownikom – Dobre wskaźniki oszczędności i bardzo niskie zużycie energii elektrycznej	– Duża ilość energii cieplnej potrzebnej w temperaturze 60°C (duża powierzchnia kolektorów słonecznych) – Stosowanie transformatorów ciepła nie jest zbyt rozpowszechnione – Na jego koszt duży wpływ mają koszty instalacji kolektorów słonecznych
Główne zalecenia	
- Zalecane do stosowania ze źródłami o umiarkowanej temperaturze (<60°C). - Zalecane, gdy pożądaný jest wzrost mocy cieplnej sieci ciepłowniczej - Nie ma możliwości osiągnięcia najwyższych temperatur roboczych sieci HT-DH	

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 13 (PODGRZEWANIE KOTŁA LUB ZASTĄPIENIE GO INTEGRACJĄ KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH)

13	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 13 Wysokotemperaturowe paraboliczne kolektory słoneczne wewnątrz kotła połączone z TES	
	Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☐ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☐ Powrót/60°C ☒ Brak (wewnątrz systemu kotłowego)	Główne wykorzystywane LGERES ☒ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ centralna stacja ciepłownicza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – prosty kocioł (uproszczone) 		
Kocioł z polem słonecznym o wysokiej temperaturze (parabolicznym) 		
Rozważana konfiguracja kotła (tradycyjny kocioł opalany gazem lub węglem, po lewej stronie) to system wody pod ciśnieniem dostarczający wodę o temperaturze około 130°C do głównego wymiennika (np. rurowego wymiennika ciepła typu shell&coil), podczas gdy pętla wtórna zapewnia zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej o temperaturze około 110–120°C. W przypadku konfiguracji CHP nie ma produkcji energii elektrycznej, dzięki czemu system grzewczy jest łatwiejszy do kontrolowania. Ponadto temperatury i ciśnienia są niższe. Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, jako podgrzewacza wstępnego (ekonomizera), pokrywającego pożądany procent zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym. Aby działać w ten sposób, źródła LGERES muszą być w stanie zapewnić temperatury w zakresie 90–110°C, np. z typowego płaskiego kolektora		

słonecznego, ale mogą całkowicie zastąpić kocioł, jeśli dodatkowe źródło może zapewnić temperaturę około 130°C. Dzięki temu ilość zastąpionej energii kopalnej może być bardzo wysoka.

Wielkość źródła LGERES nie może przekraczać wielkości oryginalnego systemu, nie może nasycić wydajności wymiennika ciepła. Oszczędności paliw kopalnych (FFS) lub oryginalnego kotła wzrastają do 100% w zależności od powyższego trybu pracy: podgrzewania wstępnego lub zastąpienia kotła. Oczywiście, gdy kocioł zostanie całkowicie zastąpiony (nie jest to łatwe w przypadku energii słonecznej, ale możliwe jest zastosowanie niektórych rozwiązań wykorzystujących odpady przemysłowe) przez LGERES, oszczędności i redukcja emisji osiągną 100%.

Główne parametry

Technologia LGERES: koncentrujące kolektory słoneczne paraboliczne + wysokotemperaturowe TES

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia słoneczna

Temperatura robocza LGERES: do 220–240°C

Temperatura robocza integracji: do 200°C, w zależności od konfiguracji głównego wymiennika ciepła.

Oczekiwana wydajność: FFS rzędu 40–50% (ograniczenie wynikające z rozmiaru TES i wymagań dotyczących integracji kotła).

Koszty instalacji: 2000–4000 €/kW_t (moc cieplna dostarczana przy górnej temperaturze) + (dość zmienne w zależności od układu, wielkości i charakteru pola słonecznego). Należy dodać koszty pomocnicze (rurociągi, wymienniki ciepła).

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z parabolicznych systemów słonecznych może się różnić w zależności od kilku czynników, w tym początkowych kosztów inwestycji, wydajności systemu, kosztów konserwacji i lokalnych zasobów słonecznych. Zazwyczaj koszt energii cieplnej z systemów słonecznych z parabolicznymi kolektorami mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w kategoriach kosztu na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).

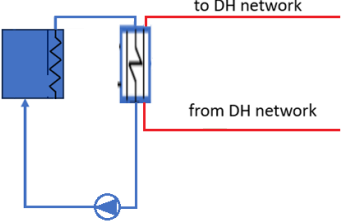
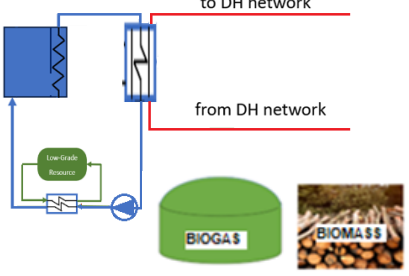
Moc	Słabe strony
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Możliwość zastąpienia paliw kopalnych w ponad 50% – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Ma niewielki zakres temperatur roboczych – Kluczowe znaczenie ma zarządzanie integracją TES i kotła (przynajmniej małego) – -Konieczna jest dobra konserwacja

Główne zalecenia

- Zalecane zarówno do częściowego zastąpienia paliw kopalnych.

- Wymaga źródeł średniej temperatury (nie można stosować w przypadku źródeł o umiarkowanej temperaturze (<80°C)).

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 14 (PODGRZEWANIE KOTŁA BIOMASĄ LUB BIOGAZEM)

14	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 14 Podgrzewanie wstępne kotła lub zastąpienie spalaniem biomasy	
Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☐ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☐ Powrót/60°C ☒ Brak (wewnątrz systemu kotłowego)	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☒ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☐ TES + ☐ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☒ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – prosty kocioł (uproszczone)  Integracja kotła lub zastąpienie go kotłem na biomasę lub biogaz 		
Rozważana konfiguracja kotła (tradycyjny kocioł opalany gazem lub węglem, po lewej stronie) to system wody pod ciśnieniem dostarczający wodę o temperaturze około 130°C do głównego wymiennika ciepła sieci ciepłowniczej (np. rurowego wymiennika ciepła typu shell&coil), podczas gdy pętla wtórna zapewnia zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej o temperaturze około 110–120°C. Rozważana tradycyjna konfiguracja opalana paliwami kopalnymi jest zintegrowana lub całkowicie zastąpiona przez system opalany paliwami ekologicznymi. Węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny są zastępowane biogazem lub biomasą. Główną zaletą jest eliminacja nieekologicznych źródeł energii przy zerowej emisji CO₂. Ponieważ proces spalania jest podobny i wytwarza podobną ilość CO₂, aby podejście to było skuteczne, wykorzystywane biopaliwo musi być produkowane w ekosystemie zdolnym do usuwania takiej samej ilości CO₂ ze środowiska. Na przykład drewno do spalania nie może pochodzić po prostu z istniejącego lasu, ale sam las musi być zasadzony i zarządzany w taki sposób, aby spowodować dodatkowe usunięcie CO₂ w porównaniu		

ze scenariuszem „braku działań” (w praktyce potrzebujemy podwójnej powierzchni lasu: połowa do wycinki i spalania, druga połowa do sekwestracji CO₂). W takim przypadku rozważany system zapewnia 100% redukcję emisji CO₂ w stosunku do pierwotnej instalacji, uzyskaną przy niewielkiej lub prawie żadnej modyfikacji instalacji.

Główne parametry

Technologia LGERES: kocioł na biomasę lub biogaz

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia spalania

Temperatura robocza: zasadniczo dość wysoka, do 220–240°C jest wystarczająca.

Temperatura robocza integracji: do 200°C, w zależności od konfiguracji kotła i głównego wymiennika ciepła.

Oczekiwana wydajność: FFS do 100% (przy zerowej emisji netto, jeśli spełnione są opisane dotychczas ograniczenia).

Koszty instalacji: 50–100 €/kW_t (moc cieplna dostarczana przy górnej temperaturze)

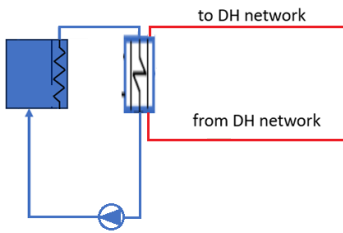
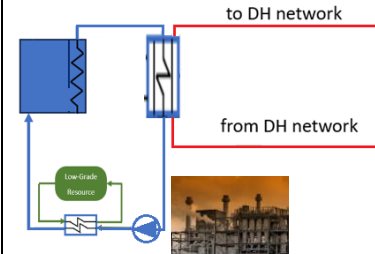
Koszty energii: Koszt energii cieplnej z biogazu i kotłów na biomasę jest bardzo niski, nawet jeśli jest wyższy w porównaniu z olejem. Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w koszcie na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh). Obejmuje on również koszty instalacji i koszty finansowe.

Zalety	Wady
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą. – Może całkowicie zastąpić wykorzystanie paliw kopalnych. – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności i bardzo tania instalacja.	– Biopaliwo jest droższe niż paliwa kopalne. – Biomasa wymaga dużych powierzchni uprawnych.

Główne zalecenia

- Zalecane przy prawidłowym zastosowaniu

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 15 (PODGRZEWANIE KOTŁA LUB ZASTĄPIENIE GO INTEGRACJĄ ODPADÓW PRZEMYSŁOWYCH)

15	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 15.	
	Podgrzewanie kotła lub zastąpienie go ciepłem odpadowym z przemysłu	
Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☐ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☐ Powrót/60°C ☒ Brak (wewnątrz systemu kotłowego)	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☐ Geotermia ☒ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacyjna ☐ TES + ☐ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☒ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ centralna stacja cieplna ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – prosty kocioł (uproszczony) 	Integracja kotła z przemysłowym ciepłem odpadowym o średniej i wysokiej temperaturze 	
Rozważana konfiguracja kotła (tradycyjny kocioł gazowy lub węglowy, po lewej stronie) to system wody pod ciśnieniem dostarczający wodę o temperaturze około 130°C do głównego wymiennika (np. rurowego wymiennika ciepła typu shell&coil), podczas gdy pętla wtórna zapewnia zapotrzebowanie na ciepło DH o temperaturze około 110–120°C. Możliwe jest zainstalowanie źródła ciepła LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, jako podgrzewacza wstępnego (ekonomizera), pokrywającego pożądany procent zapotrzebowania cieplnego kotła. Aby działać w ten sposób, źródła LGERES muszą być w stanie zapewnić temperatury w zakresie 90–110°C, typowe dla średnio-wysokotemperaturowego przemysłowego ciepła odpadowego (np. spaliny z silników i turbin, ciepło z pieców suszarniczych, reaktorów chemicznych i kondensatu pary średniego ciśnienia), ale może całkowicie zastąpić kocioł, jeśli dodane źródło może zapewnić około 130°C, a poziom mocy połączonego przemysłu jest wystarczający. Tak więc ilość zastępowanej energii kopalnej może być bardzo wysoka. Wielkość źródła LGERES nie może przekraczać wielkości pierwotnego systemu, nie może nasycić wydajności wymiennika ciepła. Oszczędności paliw kopalnych pierwotnego kotła wzrastają do 100% w zależności od powyższego trybu pracy: podgrzewania wstępnego lub zastąpienia kotła. Oczywiście,		

gdy kocioł zostanie całkowicie zastąpiony (nie jest to tak łatwe w przypadku przerywanego źródła energii, ale przy użyciu niektórych rozwiązań wykorzystujących odpady przemysłowe może to być możliwe), oszczędność paliw kopalnych i redukcja emisji osiągną 100%.

Główne parametry

Technologia LGERES: źródła ciepła odpadowego, przemysłowe ciepło odpadowe

TRL: 10 – Prosta i sprawdzona dostępna technologia

Temperatura robocza LGERES: do 220–240°C (w zależności od źródła odpadów)

Temperatura robocza integracji: do 200°C, w zależności od konfiguracji głównego wymiennika ciepła.

Oczekiwana wydajność: FFS do 100%, w granicach dostępności mocy cieplnej sprężonego źródła ciepła odpadowego.

Koszty instalacji: 500–1500 €/kW_t (moc cieplna dostarczana przy górnej temperaturze). Zależy głównie od odległości między źródłami.

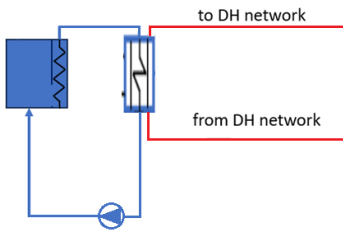
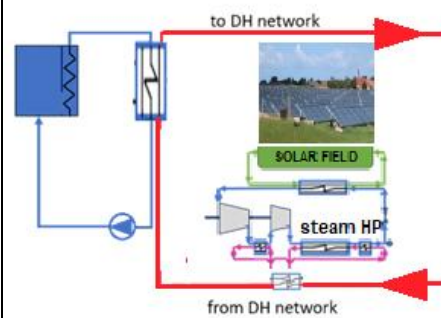
Koszty energii: Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w koszcie na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh). Obejmuje on również koszty instalacji i koszty finansowe.

Zalety	Wady
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Może potencjalnie zastąpić wykorzystanie paliw kopalnych w 100% – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Potrzebne są porozumienia branżowe – Nie jest łatwo znaleźć źródła ciepła odpadowego o dużej mocy i wysokiej temperaturze – Odległość między siecią ciepłowniczą a źródłem ciepła odpadowego

Główne zalecenia

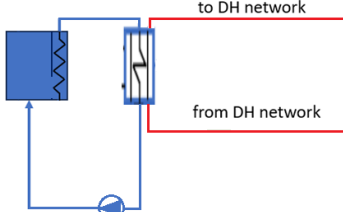
- Zalecane zarówno w przypadku częściowego, jak i całkowitego zastąpienia paliw kopalnych.
- Wymaga źródeł ciepła odpadowego o średniej temperaturze (nie można stosować w przypadku źródeł o umiarkowanej temperaturze (<90°C)).

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 16 (INTEGRACJA KOTŁA LUB ZASTĄPIENIE GO PŁASKIMI KOLEKTORAMI SŁONECZNYMI Z POMPĄ CIEPŁA Z KOMPRESJĄ PARY)

16	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 16 Podgrzewanie wstępne kotła lub zastąpienie go płaskimi kolektorami słonecznymi + pompą ciepła parową (MVR) + TES	
	Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☐ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☒ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – prosty kocioł (uproszczony)  Integracja kotła z polem słonecznym średnio-niskotemperaturowym + steep HP + TES 		
Rozważana konfiguracja kotła (tradycyjny kocioł gazowy lub węglowy, po lewej stronie) to system wody pod ciśnieniem dostarczający wodę o temperaturze około 130°C do głównego wymiennika (np. rurowego wymiennika ciepła typu shell&coil), podczas gdy pętla wtórna zapewnia zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej o temperaturze około 110–120°C. Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, w celu wstępnego podgrzania linii powrotnej DH. Jeśli rozwiązaniem jest najprostsze płaskie pole słoneczne, integracja termiczna byłaby bardzo niska, dlatego wymagana jest odpowiednia technologia modernizacyjna. W tym przypadku pompa ciepła z kompresją pary (maksymalna temperatura robocza około 150°C). TES jest obowiązkowe. FFS systemu podstawowego można zwiększyć do 100%. Udział kotła zmniejsza się proporcjonalnie wraz ze wzrostem mocy LGERES. W skrajnym przypadku kocioł można wyłączyć. W przeciwnym razie systemy mogą przyczynić się do zwiększenia całkowitej mocy i całkowitej wydajności sieci, jeśli zajdzie taka potrzeba.		

Rozwiązanie to ma również zastosowanie lokalnie, w zdecentralizowanych podstacjach.	
Główne parametry	
Technologia LGERES: płaskie lub próżniowe kolektory słoneczne + pompa ciepła parowa (zamknięta pętla MVR) + magazyn energii cieplnej (TES) TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia. Wymaga dokładnego projektu inżynierskiego. Temperatura robocza LGERES: dolne pole słoneczne do 60–70°C, para HP do 120–140°C (COP rzędu 4,5 przy standardowej maszynie – zakładając sprawność egzergii na poziomie 0,5). Szczegółowe parametry wydajnościowe należy określić w szczegółowych analizach. Temperatura robocza integracji: do 120°C (może być stosowana w postaci integracji kotła lub jako samodzielne rozwiązanie z integracją małego kotła). Oczekiwana wydajność: FFS rzędu 45–50% (ograniczona ze względu na tryb pracy CHP). Do 100% w rozwiązaniu samodzielnym. Koszty instalacji: 1500–3000 €/kW_t (moc cieplna dostarczana przy górnej temperaturze). Jest to koszt pola cieplnego + pary HP Koszty energii: Koszt energii cieplnej z pomp ciepła jest raczej niski w perspektywie długoterminowej, jednak należy doliczyć pewne dodatkowe koszty, aby uwzględnić stosunkowo wysokie koszty utrzymania systemu kombinowanego. Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w kategoriach kosztu na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).	
Zalety	Wady
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Może potencjalnie zastąpić wykorzystanie paliw kopalnych w 100% – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Wymaga dokładnego projektu technicznego – Nie nadaje się do modernizacji poprzez dodanie systemu kogeneracyjnego –
Główne zalecenia	
- Zalecane zarówno do częściowego, jak i całkowitego zastąpienia paliw kopalnych. - Zalecane w przypadku konieczności zwiększenia mocy cieplnej sieci ciepłowniczej.	

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 17 (INTEGRACJA KOTŁA LUB ZASTĄPIENIE GO KOLEKTORAMI SŁONECZNYMI (PARABOLICZNE KOLEKTORY Z WYSOKOTEMPERATUROWYM MAGAZYNEM ENERGII CIEPLNEJ)

17	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 17 Podgrzewanie kotła lub zastąpienie kotła kolektorami słonecznymi (parabolicznymi) z wysokotemperaturowym magazynem energii cieplnej (TES)	
	Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☐ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☒ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – prosty kocioł (uproszczony)  Integracja kotła z polem słonecznym z parabolicznymi kolektorami + wysokotemperaturowym systemem magazynowania energii cieplnej (TES) 		
Rozważana konfiguracja kotła (tradycyjny podgrzewacz gazowy lub węglowy, po lewej stronie) to system wody pod ciśnieniem dostarczający wodę o temperaturze około 130°C do głównego wymiennika (np. rurowego wymiennika ciepła typu shell&coil), podczas gdy pętla wtórna zapewnia zapotrzebowanie na ciepło DH w temperaturze około 110–120°C. Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, w celu wstępnego podgrzania linii powrotnej sieci. Jeśli rozwiązaniem jest pole słoneczne z koncentраторami słonecznymi, integracja termiczna może być bardzo wysoka, pod warunkiem zainstalowania magazynu energii cieplnej wysokotemperaturowej (TES) CO₂. FFS systemu podstawowego można zwiększyć do 100%. Udział kotła zmniejsza się proporcjonalnie wraz ze wzrostem mocy LGERES. W skrajnym przypadku kocioł można wyłączyć, wykorzystując go jedynie jako niewielką integrację termiczną. Systemy solarne mogą przyczynić się do zwiększenia całkowitej mocy i całkowitej wydajności sieci ciepłowniczej, jeśli zajdzie taka potrzeba. Rozwiązanie to ma również zastosowanie lokalne, w zdecentralizowanych podstacjach.		

Główne parametry

Technologia LGERES: kolektory słoneczne z parabolicznymi kolektorami koncentrującymi + magazynowanie energii cieplnej (TES)

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia. Wymaga dokładnego projektu inżynierskiego.

Temperatura robocza LGERES: do 180–240°C. Szczegółowe parametry wydajnościowe należy określić w szczegółowych analizach.

Temperatura robocza integracji: do 240°C (może być stosowana w postaci integracji z kotła lub jako samodzielne rozwiązanie z integracją małego kotła).

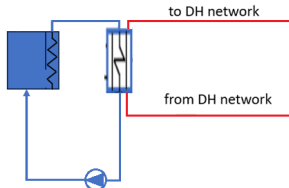
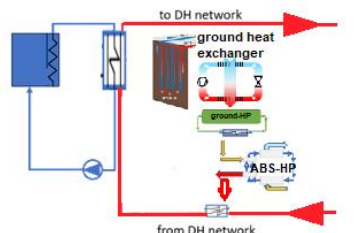
Oczekiwana wydajność: FFS zazwyczaj do 45–55% w rozwiązaniu samodzielnym z integracją małego kotła.

Koszty instalacji: 3500–6000 €/kW_{t,peak} (referencyjna szczytowa insolacja 1000 W/m²)

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z systemów parabolicznych kolektorów słonecznych może się różnić w zależności od kilku czynników, w tym początkowych kosztów inwestycji, wydajności systemu, kosztów konserwacji i lokalnych zasobów słonecznych. Zazwyczaj koszt energii cieplnej z systemów słonecznych z parabolicznymi kolektorami mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w kategoriach kosztu na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).

Zalety	Wady
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Może potencjalnie zastąpić zużycie paliw kopalnych nawet w 80% – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Wymaga to precyzyjnego projektu technicznego – Kluczowe znaczenie ma integracja systemu TES i kotła (przynajmniej niewielkiego) – Konieczna jest znaczna konserwacja
Główne zalecenia	
- Zalecane zarówno w przypadku częściowego, jak i całkowitego zastąpienia paliw kopalnych. - Zalecane w przypadku konieczności zwiększenia mocy cieplnej sieci ciepłowniczej.	

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 18 (KOCIOŁ: GRUNTOWA POMPA CIEPŁA + ABS-HP
NA LINII POWROTNEJ SIECI CIEPŁOWNICZEJ)

Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 18		
Integracja kotła z gruntowym HP + ABS-HP na linii powrotnej sieci ciepłowniczej		
Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☐ Nowa Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☒ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☐ TES + ☒ VC-HP ☐ MVR ☒ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ centralna stacja ciepłownicza ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – prosty kocioł (uproszczony)	Integracja kotła z gruntowym pompą ciepła + ABS-HP	
		
Rozważana konfiguracja kotła (tradycyjny kocioł gazowy lub węglowy, po lewej stronie) to system wody pod ciśnieniem dostarczający wodę o temperaturze około 130°C do głównego wymiennika (np. rurowego wymiennika ciepła typu shell&coil), podczas gdy pętla wtórna zapewnia zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej o temperaturze około 110–120°C. Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, w celu wstępnego podgrzania przewodu powrotnego DH. Jeśli rozwiązaniem jest gruntowa pompa ciepła (maksymalna temperatura około 70°C), integracja termiczna byłaby bardzo niska ze względu na temperatury robocze pompy ciepła, dlatego wymagana jest odpowiednia technologia modernizacyjna. W tym przypadku transformator ciepła absorpcyjnego (maksymalna temperatura robocza około 100–110°C). TES jest opcjonalny, ale może pomóc w regulacji systemu. W ten sposób energia cieplna dostarczana przez źródło słoneczne jest wykorzystywana zarówno do ogrzewania sieci ciepłowniczej, jak i do zasilania ABS-HP (w procesie desorpcji), bez znaczącego zużycia energii elektrycznej. Zmniejszenie mocy cieplnej poprzez spalanie w kotle prowadzi do bardzo dobrego całkowitego FFS. Wadą jest to, że do działania ABS-HP potrzebna jest duża ilość energii cieplnej o temperaturze 60°C, co znacznie zwiększa powierzchnię pola słonecznego. Konfiguracja samodzielna (bez kotła) nie jest tak łatwa do wdrożenia, ponieważ górna temperatura ABS-HP może być niewystarczająca dla wysokotemperaturowej (120°C) sieci ciepłowniczej.		

FFS systemu podstawowego można zwiększyć do 100%. Udział kotła zmniejsza się proporcjonalnie wraz ze wzrostem mocy LGERES. Systemy mogą przyczynić się do zwiększenia całkowitej mocy, a w razie potrzeby można zwiększyć całkowitą wydajność sieci.

Rozwiązanie to ma również zastosowanie lokalne, w zdecentralizowanych podstacjach.

Główne parametry

Technologia LGERES: gruntowa pompa ciepła (gruntowa VC-HP) + absorpcyjna pompa ciepła (ABS-HP)

TRL: 9–10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia, której zastosowanie w rzeczywistych rozwiązaniach modernizacyjnych wiąże się z pewnymi trudnościami. Należy rozważyć i przyjąć z zadowoleniem pilotażowe instalacje ABS-HP.

Temperatura robocza LGERES: dolna gruntowa VC-HP do 70°C (COP rzędu 3,8 przy sprawności egzergicznej 0,5). Górny transformator ciepła do 110°C (sprawność egzergiczna rzędu 0,35). Szczegółowe parametry wydajnościowe należy określić w szczegółowych analizach.

Temperatura robocza integracji: do 110°C, zmniejszająca spadek temperatury w kotle.

Oczekiwana wydajność: FFS do 45–50%.

Koszty instalacji: 500–900 €/kW_t (moc cieplna dostarczana przy wyższej temperaturze) + gruntowy wymiennik ciepła (dość zmienny w zależności od układu, wielkości i charakteru gruntu).

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z gruntowej pompy ciepła jest raczej niski w perspektywie długoterminowej, jednak należy doliczyć pewne dodatkowe koszty, aby uwzględnić stosunkowo wysokie koszty utrzymania systemu kombinowanego. Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w koszcie na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh), z uwzględnieniem kosztów instalacji i kosztów kapitałowych.

Zalety	Wady
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Może potencjalnie zastąpić wykorzystanie paliw kopalnych nawet w 85%. – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Wymaga dokładnego projektu inżynierskiego – Zastosowanie transformatorów ciepła nie jest zbyt rozpowszechnione – Na jego koszt duży wpływ ma konfiguracja gruntowego wymiennika ciepła.

Główne zalecenia

- Rozsądnie zalecane w przypadku częściowego zastąpienia paliwa.

- Zalecane, gdy pożądanym jest wzrost mocy cieplnej sieci ciepłowniczej

- Do obsługi ABS-HP potrzebna jest bardzo wysoka moc cieplna zainstalowana w gruntowej pompie ciepła.

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 19 (INTEGRACJA KOTŁA LUB ZASTĄPIENIE GO NISKOTEMPERATUROWYM SYSTEMEM ODZYSKIWANIA CIEPŁA ODPADOWEGO + POMPĄ CIEPŁA SPRĘŻAJĄCĄ PARĘ)

19	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 19. Podgrzewanie wstępne kotła lub zastąpienie go średnio-/niskotemperaturowym systemem odzysku ciepła odpadowego + pompą ciepła parową (MVR) + TES (opcjonalnie).		
	Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☐ Nowa Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☐ Geotermia ☒ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☐ TES + ☒ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ centralna stacja ciepłna ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej			
Ogólny opis systemu			
Istniejąca koncepcja instalacji – prosty kocioł (uproszczony)		Integracja kotła z polem słonecznym średniej/niskiej temperatury + steep HP + TES (opcjonalnie)	
Rozważana konfiguracja kotła (tradycyjny kocioł gazowy lub węglowy, po lewej stronie) to system wody pod ciśnieniem dostarczający wodę o temperaturze około 130°C do głównego wymiennika (np. rurowego wymiennika ciepła typu shell&coil), podczas gdy pętla wtórna zapewnia zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej o temperaturze około 110–120°C.			
Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, w celu wstępnego podgrzania przewodu powrotnego DH. Aby działać w ten sposób, źródła LGERES muszą być w stanie zapewnić temperatury w zakresie 90–110°C, typowe dla średnio-wysokotemperaturowego przemysłowego ciepła odpadowego (np. spaliny z silników i turbin, ciepło z pieców suszarniczych, reaktorów chemicznych i kondensatu pary średniego ciśnienia), ale nie mogą całkowicie zastąpić kotła, jeśli dodane źródło nie może osiągnąć około 130°C. Ponadto poziom mocy sprężonego przemysłu musi być wystarczający. Jeśli rozwiązaniem jest odpadowe ciepło (przemysłowe) o niskiej/średniej temperaturze, integracja termiczna będzie bardzo niska, dlatego wymagana jest odpowiednia technologia modernizacji. W tym przypadku pompa ciepła z kompresją			

Commented [ro5]: Błąd techniczny – na rysunku nie ma energii słonecznej.

pary (maksymalna temperatura robocza do około 150°C). TES jest opcjonalny, w zależności od ciągłego lub przerywanego trybu pracy źródła ciepła odpadowego.

FFS można zwiększyć do 100%, podobnie jak oszczędność paliwa, udział kotła zmniejsza się proporcjonalnie, podczas gdy moc LGERES wzrasta. W skrajnym przypadku kocioł można wyłączyć. W przeciwnym razie systemy mogą przyczynić się do zwiększenia całkowitej mocy i całkowitej wydajności sieci ciepłowniczej, jeśli zajdzie taka potrzeba.

Rozwiązanie to ma również zastosowanie lokalne, w zdecentralizowanych podstawcach, w pobliżu źródła ciepła odpadowego.

Główne parametry

Technologia LGERES: źródła ciepła odpadowego + pompa ciepła parowa (zamknięta pętla MVR) + magazynowanie energii cieplnej (TES)

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia. Wymaga dokładnego projektu inżynierskiego.

Temperatura robocza LGERES: źródło odpadów w zakresie 60–90°C, parowa HP do 120–140°C (COP rzędu 4,5 przy standardowej maszynie – zakładając sprawność egzergii na poziomie 0,5). Szczegółowe parametry wydajnościowe należy określić w szczegółowych analizach.

Temperatura robocza integracji: do 120°C (może być stosowana w postaci integracji kotła lub jako samodzielne rozwiązanie z integracją małego kotła). Główne dane decydujące o potencjalnym zastosowaniu opierają się na temperaturze i poziomie mocy źródła ciepła odpadowego.

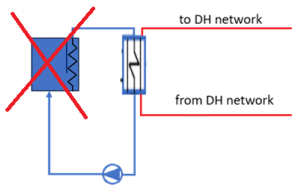
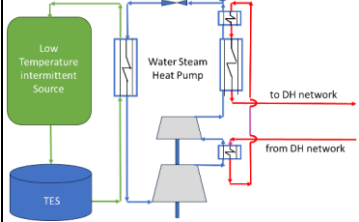
Oczekiwana wydajność: FFS zazwyczaj około 50%, ale należy wziąć pod uwagę zastosowanie MVR i jego zużycie energii elektrycznej. W przypadku przerywanego źródła ciepła odpadowego oczekuje się mniejszego FFS.

Koszty instalacji: 500–1500 €/kW_t (moc cieplna dostarczana przy górnej temperaturze). Jest to koszt pary HP + przewodów płynów do podłączenia instalacji ciepła odpadowego.

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z pomp ciepła jest raczej niski w perspektywie długoterminowej, jednak należy doliczyć pewne dodatkowe koszty, aby uwzględnić stosunkowo wysokie koszty utrzymania systemu kombinowanego. Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w koszcie na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh).

Zalety	Wady
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Może potencjalnie zastąpić wykorzystanie paliw kopalnych w 100% – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Wymaga dokładnego projektu technicznego – Nie jest łatwo znaleźć źródła ciepła odpadowego o dużej mocy i wysokiej temperaturze – Odległość między siecią ciepłowniczą a źródłem ciepła odpadowego
Główne zalecenia	
- Zalecane zarówno w przypadku częściowego, jak i całkowitego zastąpienia paliw kopalnych.	

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 20 (ZASTĄPIENIE KOTŁA ŚREDNIOTEMPERATUROWYM LGERES I HP DZIAŁAJĄCĄ NA BAZIE PARY WODNEJ)

20	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 20	
	Podgrzewanie wstępne kotła lub zastąpienie kotła średniotemperaturowym LGERES + HP działającą na bazie pary wodnej (MVR) + TES	
Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☒ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☒ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacyjna ☒ TES + ☐ VC-HP ☒ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ central heat station ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja zakładu – likwidacja kotła na paliwo kopalne (uproszczona) 	Integracja kotła ze średniotemperaturowym LGERES + steam HP + TES 	
Niniejsza karta danych podsumowuje potencjalne zastąpienie tradycyjnych kotłów całkowicie LGERES o średniej temperaturze (nie mniej niż 50–60°C). Rozważana tradycyjna konfiguracja opalana węglem jest całkowicie zastąpiona źródłem LGERES. Możliwe jest zainstalowanie źródła ciepła niskiej jakości, na przykład pola słonecznego o niskiej temperaturze (50–60°C), zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, w celu ogrzania przewodu powrotnego DH, pokrywając pożądany procent zapotrzebowania termicznego sieci ciepłowniczej. Ze względu na niską temperaturę dostarczaną przez LGERES, niższą od temperatury linii powrotnej, wdrożono ulepszoną technologię w postaci parowej pompy ciepła, aby podnieść temperaturę wody powrotnej do zakresu 110–120°C dostarczanej do sieci ciepłowniczej. W ten sposób część mocy ciepłowniczej jest dostarczana przez źródło słoneczne, a druga część przez moc sprężarki. Wzrost temperatury zapewniany przez LGERES gwarantuje dobre działanie i wydajność MVR. Sprężarka parowa o przepływie osiowym stosowana w tego typu pompach ciepła ma zazwyczaj sprawność około 0,8, co daje wartość COP od 3,5 do 4. To ulepszenie zapewnia pełne zaspokojenie potrzeb ciepłowniczych przy stałej oszczędności paliwa rzędu 70–100% w zależności od wdrożenia (należy dokładnie rozważyć zużycie energii elektrycznej przez cykl HP). System może również współpracować z innymi źródłami niskiej jakości, takimi jak przerwane ciepło odpadowe pochodzące z centrów handlowych.		

Rozwiązanie to ma również zastosowanie lokalne, w zdecentralizowanych podstacjach działających jako niezależna podsieć ciepłownicza.

Główne parametry

Technologia LGERES: średnia temperatura LGERES + pompa ciepła parowa (zamknięta pętla MVR) + magazynowanie energii cieplnej (TES).

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia. Wymaga dokładnego projektu inżynierskiego.

Temperatura robocza LGERES: co najmniej 50–60°C, para HP do 120–140°C (COP rzędu 4,5 dla standardowej maszyny, przy założeniu sprawności egzergicznej 0,5). Szczegółowe parametry wydajnościowe należy określić w szczegółowych analizach.

Temperatura robocza procesu ulepszania: do 140°C. Obowiązkowe jest stosowanie wysokotemperaturowego systemu magazynowania energii cieplnej (TES).

Oczekiwana wydajność: FFS rzędu 80% w odniesieniu do tradycyjnego kotła, do 100% w przypadku całkowitej wymiany kotła.

Koszty instalacji: 1500–3000 €/kW_t (moc cieplna dostarczana w górnej temperaturze). Powinien to być koszt LGERES + para HP + TES

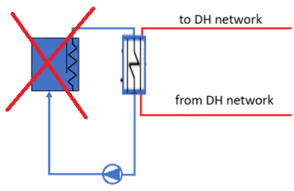
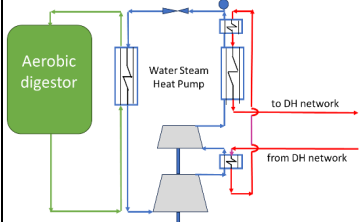
Koszty energii: Koszt energii cieplnej z pomp ciepła jest raczej niski w perspektywie długoterminowej, jednak należy doliczyć pewne dodatkowe koszty, aby zrównoważyć stosunkowo wysokie koszty utrzymania systemu kombinowanego i koszt dużego wysokotemperaturowego TES. Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w koszcie na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh), z uwzględnieniem kosztów instalacji i kosztów kapitałowych.

Zalety	Wady
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Może potencjalnie zastąpić zużycie paliw kopalnych nawet w 80%. – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Wymaga precyzyjnego projektu inżynierskiego. – Wymaga energii elektrycznej (do zasilania sprężarek). – Dobre właściwości magazynowania energii w wysokiej temperaturze –

Główne zalecenia

- Zalecane do szerokiego zastąpienia paliw kopalnych.

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 21 (ZASTĄPIENIE KOTŁA KOMORĄ FERMENTACYJNĄ I HP DZIAŁAJĄCĄ NA BAZIE PARY WODNEJ)

21	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 21. Zastąpienie kotła za pomocą komory fermentacyjnej tlenowej + HP działającej na bazie pary wodnej (MVR) + TES (opcjonalnie)	
	Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☒ Nowa Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☒ Biomasa ☐ Inne
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ centralna stacja ciepłownicza ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – likwidacja kotła na paliwo kopalne (uproszczona) 		
Nowa koncepcja: Zastąpienie kotła średniotemperaturowym komorą fermentacyjną + HP działającą na bazie pary + TES 		
Rozważana tradycyjna konfiguracja opalana węglem zostaje całkowicie zastąpiona źródłem LGERES reprezentowanym przez komorę fermentacyjną, która stanowi źródło ciepła niskiej jakości o temperaturze około 70°C. Ze względu na niską temperaturę dostarczaną przez LGERES, podobną do temperatury w przewodzie powrotnym, wdrożono technologię podwyższania temperatury w postaci pompy ciepła parowej, aby podnieść temperaturę wody do zakresu 110–120°C. W ten sposób część energii cieplnej dla ogrzewania miejskiego jest dostarczana przez komorę fermentacyjną, a część przez sprężarkę (energia elektryczna). Sprężarka parowa o przepływie osiowym stosowana w tego typu pompach ciepła ma zazwyczaj sprawność około 0,8, co daje wartości COP od 3,5 do 4. Takie rozwiązanie zapewnia pełne zaspokojenie potrzeb w zakresie ciepła sieciowego przy stałej oszczędności paliwa rzędu 80% do 100% (całkowite zastąpienie), ale należy uwzględnić zużycie energii elektrycznej przez systemy HP, co wymaga dokładnej oceny w oparciu o rzeczywiste temperatury robocze. Zazwyczaj zintegrowany z małym kotłem, również w celu regulacji. W wyniku procesów utleniania powstają dwutlenek węgla (CO₂) i podtlenek azotu (N₂O), a CO₂ jest również emitowany w celu wytworzenia energii niezbędnej do działania systemu. Konieczne może być podjęcie działań mających na celu ograniczenie tych emisji i ich wychwytywanie.		

Rozwiązanie to ma również zastosowanie lokalnie, w zdecentralizowanych podstacjach działających jako niezależna podsieć sieci ciepłowniczej.

Główne parametry

Technologia LGERES: niskotemperaturowy komora fermentacyjna + pompa ciepła parowa (zamknięta pętla MVR) + magazyn energii cieplnej (TES), opcjonalnie.

TRL: 10 – Technologia dobrze ugruntowana i dostępna. Wymaga dokładnego projektu technicznego.

Temperatura robocza LGERES: fermentator w zakresie 50–70°C, para wodna HP do 120–140°C (COP rzędu 4 dla standardowej maszyny, przy założeniu sprawności egzergicznej 0,5). Szczegółowe parametry wydajnościowe należy określić w szczegółowych analizach.

Temperatura robocza procesu ulepszania: do 140°C. Zastosowanie dobrego systemu magazynowania energii cieplnej (TES) o wysokiej temperaturze nie jest obowiązkowe (i nie jest pokazane na rysunku), ale mile widziane.

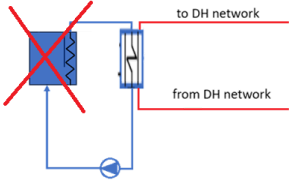
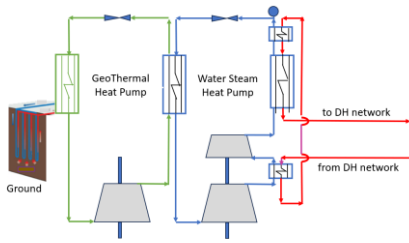
Oczekiwana wydajność: FFS rzędu 70% do 100% (całkowite zastąpienie) w stosunku do tradycyjnego kotła.

Koszty instalacji: 500–1000 €/kW_t (moc cieplna dostarczana przy wyższej temperaturze). Zakłada się, że komora fermentacyjna już istnieje lub jest w jakiś sposób wspierana przez fundusze miejskie.

Koszty energii: Koszt energii cieplnej z pomp ciepła jest raczej niski w perspektywie długoterminowej, jednak należy doliczyć pewne dodatkowe koszty, aby uwzględnić stosunkowo wysokie koszty utrzymania systemu kombinowanego. Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w koszcie na jednostkę energii (np. euro za megawatogodzinę, €/MWh), z uwzględnieniem kosztów instalacji i kosztów kapitałowych.

Zalety	Wady
– Bardzo dobre wskaźniki oszczędności – Zasadniczo nie wymaga systemu magazynowania energii cieplnej.	– Wymaga energii elektrycznej (do zasilania sprężarek) – Wytworzony CO₂ powinien być wychwytywany
Główne zalecenia	
Zalecane tylko w przypadku istniejących już komór fermentacyjnych	

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 22 (ZASTĄPIENIE KOTŁA POMPĄ CIEPŁA
GEOTERMALNĄ + POMPĄ CIEPŁA SPRĘŻAJĄCĄ PARĘ (ZAMKNIĘTY CYKL MVR))

22	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 22.	
	Zastąpienie kotła pompą ciepła z gruntu + pompą ciepła parową (zamknięty cykl MVR)	
Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☒ Nowa Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☒ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☐ TES + ☒ VC-HP ☒ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – likwidacja kotła na paliwo kopalne (uproszczona)	Nowa koncepcja: Zastąpienie kotła pompą ciepła z gruntu + integracja pompy ciepła parowej (zamknięty cykl MVR)	
		
Niniejsza karta danych podsumowuje potencjalną wymianę tradycyjnych kotłów na całkowicie niskoenergetyczne (LGERES) w niskiej temperaturze (do 5–10°C). Rozważana tradycyjna konfiguracja opalana węglem jest całkowicie zastąpiona przez źródło LGERES reprezentowane przez grunt, wspomagane przez geotermalną pompę ciepła. System ten przekształca i podnosi temperaturę ciepła otoczenia z gruntu wynoszącą około 10°C do bardziej łatwej w zarządzaniu i wartościowej temperatury 50–60°C, która jednak nadal stanowi źródło ciepła niskiej jakości. W związku z tym wydajność tego pierwszego etapu musi zostać dodatkowo podwyższona za pomocą odpowiedniej technologii: pompy ciepła absorpcyjnej, MVR lub pompy ciepła pary wodnej (na rysunku), aby osiągnąć wyższe temperatury wymagane przez sieć ciepłowniczą, do 110–120°C. Część energii cieplnej dla sieci ciepłowniczej pochodzi z ziemi, a część z energii elektrycznej zużywanej przez sprężarkę. Chociaż nowoczesne pompy ciepła charakteryzują się wysokimi współczynnikami COP, połączenie tych dwóch ulepszeń zazwyczaj daje globalny współczynnik COP nie wyższy niż 2,5. Przedstawiony układ zapewnia oszczędność paliwa rzędu 70%		

do 100% w przypadku całkowitego zastąpienia. Aby uzyskać szczegółową analizę, należy przeprowadzić dokładne obliczenia.

To rozwiązanie techniczne można zastosować również lokalnie, w zdecentralizowanej podstacji działającej jako niezależna podsieć ciepłownicza.

Główne parametry

Technologia LGERES: gruntowa pompa ciepła (VC-HP) + parowa pompa ciepła (zamknięty cykl MVR).

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia, ale wymagany jest szczegółowy projekt inżynierski.

Temperatura robocza LGERES z integracją: pompa ciepła geotermalna pierwszego stopnia osiąga 50–60°C, pozostałe pompy ciepła MVR w cyklu zamkniętym osiągają temperaturę do 150–170°C.

Temperatura robocza integracji: do temperatur roboczych przed siecią ciepłowniczą.

Oczekiwana wydajność: FFS do 100%, ale należy uwzględnić zużycie energii elektrycznej przez systemy HP, którego ocena musi być dokładnie rozważona w oparciu o rzeczywiste temperatury robocze (rzęd wielkości całkowitego COP_{HP} wynosi 2,5).

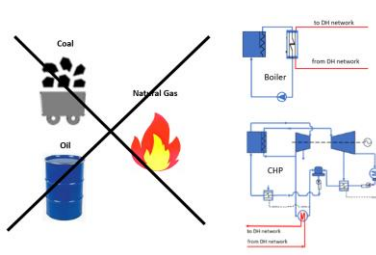
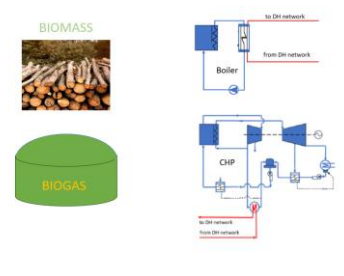
Koszty instalacji: 350–400 €/kW_t (VC-HP) + 400–500 €/kW_t (parowa VC-HP) + gruntowy wymiennik ciepła (silnie zmienny w zależności od konfiguracji)³.

Koszty energii: Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w kategoriach kosztu na jednostkę energii (np. euro na megawatogodzinę, €/MWh).

Zalety	Wady
– Dobre wskaźniki oszczędności – Skonsolidowana technologia – Nie wymaga systemu magazynowania energii cieplnej, chyba że wykorzystywane są różne źródła przerywane (energia słoneczna, odpady).	– Wymaga zewnętrznego źródła energii elektrycznej do zasilania sprężarek. – Złożona technologia modernizacji (wymagany jest szczegółowy projekt inżynierski).
Główne zalecenia	
- Zalecane do stosowania ze źródłami o bardzo niskiej temperaturze (10°C).	

³ <https://oilon.com/en-gb/products/oilon-chillheat-s-600-s-2000/>

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 23 (KOCIOŁ: ZASTĄPIENIE PALIW KOPALNYCH BIOMASĄ LUB BIOGAZEM)

23	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 23. Zastąpienie paliw kopalnych paliwami z biomasy lub biogazu w kotłach	
	Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☒ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☐ Powrót/60°C ☒ Brak (tylko zmiana paliwa)	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☐ Geotermia ☐ Odpady ☒ Biomasa ☐ Inne
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja cieplna ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja zakładu – paliwa kopalne do wyeliminowania (uproszczone, np.)  Nowa koncepcja: zastąpienie paliwa biomasa lub biogazem (uproszczone, np.) 		
Niniejsza karta informacyjna zawiera podsumowanie potencjalnego zastąpienia paliw w tradycyjnych kotłach. Rozważana tradycyjna konfiguracja opalana paliwami kopalnymi, prosty kocioł lub system CHP, zostaje całkowicie zastąpiona systemem opalany paliwem ekologicznym. Węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny zostają zastąpione biogazem lub biomasa. Głównym argumentem przemawiającym za tym rozwiązaniem jest eliminacja nieekologicznych źródeł energii i całkowite wyeliminowanie emisji netto CO₂. Ponieważ proces spalania jest podobny i powoduje wytwarzanie podobnej ilości CO₂, aby podejście to było skuteczne, wykorzystywane biopaliwo musi być produkowane w sposób, który pozwala na usunięcie takiej samej ilości CO₂ z otoczenia. Na przykład wykorzystywane drewno nie może pochodzić po prostu z istniejącego lasu, ale sam las musi być zasadzony i zarządzany w taki sposób, aby w porównaniu ze scenariuszem „braku działań” doprowadzić do dodatkowego		

usunięcia CO₂. W takim przypadku rozważany system zapewnia 100% redukcję emisji CO₂ w stosunku do pierwotnej instalacji, uzyskaną przy niewielkiej lub żadnej modyfikacji instalacji.

To rozwiązanie techniczne można zastosować również lokalnie, w zdecentralizowanej podstacji działającej jako niezależna podsieć ciepłownicza.

Strona | 94

Główne parametry

Technologia LGERES: gruntowa pompa ciepła (VC-HP) + parowa pompa ciepła (MVR zamknięty cykl).

TRL: 10 – Technologia dobrze ugruntowana i dostępna, ale wymagany jest szczegółowy projekt inżynierski

Temperatura robocza LGERES z integracją: pompa ciepła geotermalna pierwszego stopnia osiąga 50–60°C, pozostałe zamknięte cykle MVR osiągają temperaturę do 150–170°C.

Temperatura robocza integracji: do temperatur roboczych przed siecią ciepłowniczą.

Oczekiwana wydajność: FFS rzędu 60% lub nawet więcej, w tym zużycie energii elektrycznej przez systemy HP, którego ocena musi być dokładnie rozważona w oparciu o rzeczywiste temperatury robocze (rzęd wielkości całkowitego COP_{HP} wynosi 2,5).

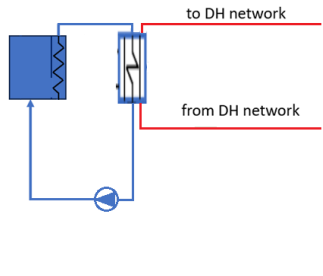
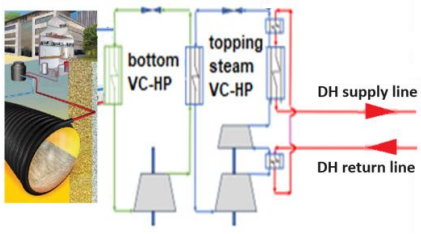
Koszty instalacji: 350–400 €/kW_t (VC-HP) + 400–500€/kW_t (parowa VC-HP) + gruntowy wymiennik ciepła (silnie zmienny w zależności od konfiguracji)⁴.

Koszty energii: Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w kategoriach kosztu na jednostkę energii (np. euro na megawatogodzinę, €/MWh).

Zalety	Wady
– Bardzo dobre wskaźniki oszczędności – Sprawdzona technologia – Praktycznie nie wymaga modyfikacji systemu)	– Biopaliwo musi być pozyskiwane zgodnie z odpowiednią procedurą – Biopaliwo jest droższe od paliw kopalnych
Główne zalecenia	
Zalecane, jeśli są stosowane prawidłowo	

⁴ <https://oilon.com/en-gb/products/oilon-chillheat-s-600-s-2000/>

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE/STRATEGIA INTEGRACJI NR 24 (ZASTĄPIENIE KOTŁA CIEPŁEM Z ODPADÓW ŚCIEKOWYCH + SYSTEM VC-HP + POMPA CIEPŁA Z KOMPRESJĄ PARY (ZAMKNIĘTY CYKL MVR))

24	Rozwiązanie techniczne/strategia integracji nr 24.	
	Integracja kotła z systemem wykorzystującym ciepło odpadowe ścieków typu „” + Pompa ciepła + pompa ciepła parowa (zamknięty cykl MVR)	
Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☒ Nowy Punkt integracji/temperatury sieci ☐ Dopływ/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słoneczne ☐ Geotermia ☒ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☐ TES + ☒ VC-HP ☒ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja instalacji – likwidacja kotła na paliwo kopalne (uproszczona)	Nowa koncepcja: Zastąpienie kotła ciepłem odpadowym z kanalizacji + Pompa ciepła + integracja pompy ciepła parowej (zamknięty cykl MVR)	
		
Niniejsza karta danych podsumowuje potencjalne zastąpienie tradycyjnych kotłów całkowicie LGERES w niskiej temperaturze (do 15–20°C).		
Rozważana integracja opiera się na wymienniku ciepła w rurze do wykorzystania ścieków (zazwyczaj w lokalnych rozwiązaniach dzielnicowych lub budynkowych) połączonym z systemem VC-HP (ścieki mają zazwyczaj wyższą temperaturę otoczenia, średnio około 15°C, a VC-HP może osiągnąć temperaturę około 60°C). Gdy lokalna temperatura jest taka sama jak temperatura w przewodzie powrotnym sieci ciepłowniczej, można dodać parę uzupełniającą VC-HP (zamknięty cykl MVR) o temperaturze do 150°C, zarówno w stacji centralnej, jak i lokalnie. Dostępność ciepła odpadowego ze ścieków szacuje się na 15% mocy grzewczej sieci ciepłowniczej. Wyższe wartości są mało prawdopodobne.		
Pomimo dostępności „bezpłatnej” energii cieplnej z wymiennika ciepła ścieków, proces modernizacji jest energochłonny i na każdy MW _{th} dostarczony użytkownikowi kompresory urządzeń potrzebują od 0,3 do 0,4 MWe energii elektrycznej.		

Commented [ro6]: Ilość energii odzyskiwanej ze ścieków Str jest stosunkowo niewielka.

Aby zmaksymalizować wydajność, konieczna jest modernizacja niektórych instalacji. Ze względu na nieciągłą dostępność energii środowiskowej z ścieków komunalnych **konieczne jest stosowanie**

Ponieważ potrzebna jest energia elektryczna, oszczędność paliw kopalnych wynosi od 20% do 30%, ale może być wyższa, jeśli energia elektryczna wykorzystywana do zasilania sprężarek jest „zielona”.

To rozwiązanie techniczne można zastosować również lokalnie, w zdecentralizowanej podstacji działającej jako niezależna podsieć ciepłownicza.

Strona | 96

Główne parametry

Technologia LGERES: pompa ciepła (VC-HP) + pompa ciepła z kompresją pary (zamknięty cykl MVR)

TRL: 10 – Technologia dobrze ugruntowana i dostępna, ale wymagany jest szczegółowy projekt techniczny

Temperatura robocza LGERES z integracją: pompa ciepła geotermalna pierwszego stopnia osiąga 50–60°C, pozostałe pompy ciepła MVR w obiegu zamkniętym osiągają temperaturę do 150–170°C.

Temperatura robocza integracji: do temperatur roboczych przed DH.

Oczekiwana wydajność: FFS do około 30%, w tym zużycie energii elektrycznej przez systemy HP, którego ocena musi być dokładnie rozważona w oparciu o rzeczywiste temperatury robocze (rzęd wielkości całkowitego COP_{HP} wynosi 2,5).

Koszty instalacji: 350–400€/kW_t (VC-HP) + 400–500€/kW_t (parowa VC-HP) + wymiennik ciepła ścieków.

Koszty energii: Zazwyczaj koszt energii cieplnej mierzy się w kategoriach uśrednionego kosztu ciepła (LCOH), który jest średnim kosztem wytworzenia jednej jednostki ciepła w całym okresie eksploatacji systemu, wyrażonym w kategoriach kosztu na jednostkę energii (np. euro na megawatogodzinę, €/MWh).

Zalety	Wady
– Dobre wskaźniki oszczędności – Konsolidowana technologia – Nie wymaga systemu magazynowania energii cieplnej, chyba że wykorzystywane są różne źródła przerywane (energia słoneczna, odpady)	– Wymaga zewnętrznego źródła zasilania elektrycznego dla sprężarek – Złożona technologia modernizacji (wymagany jest szczegółowy projekt techniczny)

Główne zalecenia

Zalecane do stosowania ze źródłami o bardzo niskiej i średniej temperaturze (10–20°C)

KRYTERIA ANALIZY ORAZ ENERGETYCZNE I FINANSOWE WSKAŹNIKI KPI

WPROWADZENIE

W tej sekcji określona zostanie metodologia stosowana do wdrażania uproszczonych modeli energetycznych źródeł ciepła dla sieci ciepłowniczych, zaczynając od potrzeb użytkowników w zakresie mocy cieplnej i temperatury, a następnie przechodząc do źródeł energii, które należy dobrać pod względem wielkości, tj. scharakteryzować pod względem mocy źródła ciepła i temperatur roboczych. Źródło to może być niskiej jakości lub istniejącym źródłem tradycyjnym w przypadku modernizacji, która polega na częściowym lub całkowitym zachowaniu pierwotnego źródła ciepła/energii. Kogeneracja (CHP) to wysoce wydajne rozwiązania umożliwiające jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i cieplnej z jednego źródła paliwa. Nie jest więc wykluczone, że rozpatrywana elektrociepłownia ma kogenerację jako źródło ciepła lub, przynajmniej w przypadku starszych zakładów, prosty kocioł, który ma przed sobą jeszcze wiele lat aktywnej eksploatacji. Jak pokazano szczegółowo w poprzednich sekcjach oraz w raporcie D2.1 w projekcie Low2HighDH opracowanym w ramach pakiety WP2, trzy kraje docelowe – Litwa, Polska i Słowacja, nawet przy bardzo zróżnicowanej sytuacji w zakresie ciepłownictwa, mają w swoich sieciach ciepłowniczych około 50% kogeneracji i 50% kotłów jako źródła ciepła.

Oprócz źródła i użytkowników, sieć może obejmować dwa rodzaje systemów: systemy integracji energii i systemy podwyższania temperatury. W poniższych akapitach przedstawiono aspekty modelowania energetycznego sieci, a następnie nakreślono parametry wydajności energetycznej i ekonomicznej/finansowej wykorzystywane do jej charakterystyki. Nawet jeśli model energetyczny jest dość uproszczony i oparty głównie na globalnych charakterystykach porównawczych systemów i komponentów, jest on wystarczająco szczegółowy, aby dać wyobrażenie o głównych kluczowych wskaźnikach efektywności (KPI) każdego potencjalnego rozwiązania, co pomoże menedżerom i partnerom projektu w podjęciu decyzji dotyczących najlepszego wyboru dla ich kraju oraz konkretnego rozwiązania, które warto pogłębić i zastosować.

Model zostanie zastosowany do 10 konkretnych przypadków w celu ich oceny.

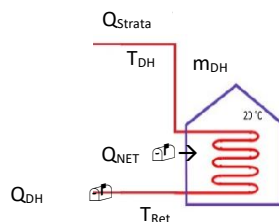
PODSTAWOWE MODELOWANIE TERMICZNE SIECI DH

Metodologia przebiega zgodnie z następującymi krokami:

- Zgodnie z Rysunkiem 21 przyjmuje się znane zużycie energii cieplnej przez użytkowników, $\dot{Q}_{DH}$, wraz ze stratami ciepła z sieci. Wychodząc od mocy odbieranej i sumując rozpraszanie, $\dot{Q}_{Loss}$, można uzyskać wymaganą moc na tym poziomie (powiedzmy po stronie popytu), która będzie nieco wyższa, jako $\dot{Q}_{NET}$. Jednocześnie, poprzez nałożenie znanych temperatur zasilania i powrotu (T_{DH} i T_{Ret}) można wyprowadzić natężenie przepływu, jak pokazują równania bilansu energetycznego w stanie ustalonym.

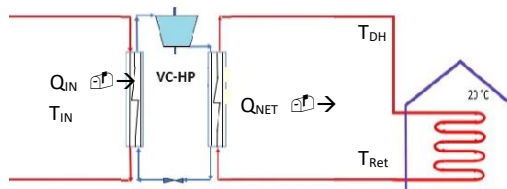
$$\dot{Q}_{DH} = \dot{m}(T_{DH} - T_{Ret}) \quad (1)$$

$$\dot{Q}_{DH} = \dot{Q}_{NET} - \dot{Q}_{Loss} \quad (2)$$



Rysunek 21. Strona popytowa sieci ciepłowniczej. Moc cieplna, temperatury i masowe natężenie przepływu ciepła w obwodach (źródło: Unige)

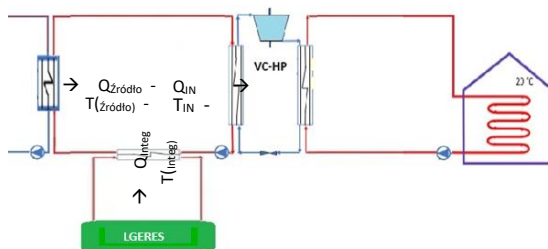
- Kontynuując śledzenie sieci wstecz w kierunku źródła energii, napotkamy systemy podwyższania temperatury (p. Rysunek 22), oraz systemy integracji mocy. Podwyższanie temperatury może być umieszczone przed lub po systemach integracji mocy (patrz dalej), w zależności od różnych czynników. Systemy podwyższania temperatury są typowe dla systemu LOW2HIGH, w którym źródło ciepła niskiej jakości, zwykle o niskiej temperaturze, musi zostać podwyższone, aby dostarczyć użytkownikowi ogrzewanie o wysokiej temperaturze. Z drugiej strony integracja mocy jest stosowana, gdy tak zwane źródło „pierwotne” nie jest w stanie zaspokoić zapotrzebowania użytkowników na energię pokrywającą 100% potrzeb grzewczych. W takim przypadku wymagane jest wsparcie jednego lub kilku dodatkowych źródeł. Ponadto integracja źródeł ciepła niskiej jakości (LGERES) jest mile widziana, gdyż powoduje zmniejszenie zużycia paliw kopalnych. Możliwe jest również, że system ciepłowniczy jest zaprojektowany do wykorzystania wielu źródeł, integrując kilka różnych źródeł, które mogą być już dostępne i odpowiednie do wykorzystania w tym konkretnym kontekście.



Rysunek 22. Część sieci ciepłowniczej z zaznaczonym urządzeniem podwyższającym temperaturę, w tym przypadku pompą ciepła (źródło: Unige)

Aby skupić się na konkretnej konfiguracji, założymy, że cofając się wstecz, najpierw napotkamy system podwyższania temperatury. Ponownie, integracja zostanie umieszczona na linii powrotnej lub zasilającej, w zależności przede wszystkim od względnych temperatur. Nie ma to wpływu na procedurę modelowania i konfigurację. Tak więc, jak wspomniano wcześniej, znamy temperatury po stronie użytkownika i będziemy mieli średnią temperaturę, obecnie nieznaną, którą moglibyśmy

ustawić jako wartość próbną na wejściu narzędzia podwyższającego temperaturę. Narzędzie to zazwyczaj składa się z pomp ciepła, mechanicznej rekompresji pary lub absorpcyjnych pomp ciepła. W przeciwieństwie do T_{DH} i T_{Ret} średnia temperatura na wlocie/wylocie będzie zakładana na styku wymienników ciepła, zawsze w odniesieniu do zewnętrznej linii grzewczej. Moc cieplna, Q_{in} i mechaniczna (jeśli występuje) dostarczana do narzędzia modernizacyjnego będzie funkcją nadal nieznanych wielkości, takich jak współczynnik COP urządzenia i temperatura na wlocie, T_{in} , którą uznaliśmy za wartość przybliżoną. Później zagłębimy się w metodologię leżącą u podstaw obliczania współczynnika COP.



Rysunek 23. Część sieci ciepłownej z integracją źródeł ciepła niskiej jakości przed modernizacją i zastosowana na linii powrotnej (źródło: Unige)

- Następnie przechodzimy do integracji termicznej (p. Rysunek 23). Jeśli jest obecna, często stosuje się ją na linii powrotnej sieci ciepłowniczej. Zastosowanie na linii powrotnej lub zasilającej zależy zasadniczo od temperatury integracji w stosunku do temperatury źródła. Ponadto integracja może odbywać się przed lub za urządzeniami podwyższającymi temperaturę, również ze względu na ograniczenia lokalizacyjne. Integracja ta może obejmować odnawialne źródło ciepła, takie jak pole słoneczne, źródło geotermalne lub ciepło odpadowe z procesów przemysłowych lub innych. Integracja może być bezpośrednia, jak pokazano na stronie Rysunek 23 lub może również zostać poddana specjalnej modernizacji przy użyciu, tak jak poprzednio, urządzenia typu pompy ciepła wspomnianego wcześniej. Charakterystyka mocy i temperatury zasilania integracji jest ogólnie znana. Temperatura źródła pierwotnego jest również ogólnie znana, ale nie jest znana związana z nią moc. Z tej perspektywy zakładamy, że T_{Integ} i Q_{Integ} są znane (lub w jakiś sposób obliczone), tak więc aby kontynuować, przyjmuje się wartość szacunkową dla T_{in} , a Q_{in} zostanie wyprowadzone, co pozwoli na obliczenie niezbędnego Q_{source} . W razie potrzeby arkusz Excel automatycznie stosuje proces iteracyjny, ponieważ czasami nie wszystkie zmienne można wyprowadzić sekwencyjnie, jedna po drugiej. W tym ostatnim przypadku potrzebne będą dwie lub trzy iteracje, aby algorytm obliczeniowy osiągnął zbieżność.

Jak wspomniano, temperatury stosowane w modelu to średnie temperatury na wlocie/wylocie wymienników ciepła po stronie wodnej, tj. po stronie sieci ciepłowniczej.

Modelowanie systemów podwyższania temperatury

Każdy element podwyższający temperaturę jest modelowany poprzez zdefiniowanie współczynnika wydajności (COP) i obliczenie różnych elementów energetycznych, które mogą obejmować moc cieplną na wejściu i wyjściu, a także ewentualnie moc mechaniczną/elektryczną, jak w przypadku tradycyjnych pomp

ciepła z kompresją pary. Dodatkowo, w przypadku systemów takich jak transformatory ciepła (urządzenia absorpcyjne), możemy mieć do czynienia z dopływem ciepła o temperaturze pośredniej i wysoką mocą cieplną na wyjściu, ale także z uwalnianiem znacznej ilości ciepła o temperaturze otoczenia. Fakt ten należy zawsze brać pod uwagę przy omawianiu potencjalnego zastosowania absorpcyjnych pomp ciepła, ponieważ jednym z krytycznych aspektów tych maszyn jest rozpraszanie ciepła o niskiej temperaturze, co wymaga przewymiarowania źródeł energii.

Aby modelować te systemy, musimy zidentyfikować wszystkie ilości energii, zarówno mocy cieplnej, jak i mechanicznej. Rysunek 24 ilustruje powiązanie tych wartości z pierwszą zasadą termodynamiki oraz współczynnikami wydajności, sprawnościami lub współczynnikami COP dla tego typu urządzeń. Współczynniki te można wyrazić, jak zobaczymy, jako funkcję różnych temperatur. Współczynniki COP, które będą reprezentować model narzędzia modernizacyjnego, można zdefiniować w odniesieniu do wydajności idealnego cyklu Carnota działającego między tymi samymi temperaturami wewnętrznymi (nie źródłowymi) danego cyklu. Na przykład prosta pompa ciepła będzie miała współczynnik COP charakteryzujący się współczynnikiem wzmocnienia między poborem mocy mechanicznej a poborem mocy chłodniczej (efekt chłodniczy) lub mocą grzewczą (efekt grzewczy). Po zidentyfikowaniu elementów wymiany energii będziemy również dysponować wszystkimi niezbędnymi komponentami, aby powiązać zużycie energii pierwotnej z rozważanym urządzeniem.

Definicja i zastosowanie współczynnika COP

Punktem odniesienia jest zawsze idealny współczynnik COP maszyny Carnota, cykl, który ma kształt prostokąta na płaszczyźnie T - S (termodynamiczna płaszczyzna temperatury i entropii czynnika roboczego), który będzie najbardziej wydajny przy danych temperaturach, zgodnie z drugą zasadą termodynamiki. Wybór temperatur odniesienia charakteryzujących ten cykl zawsze pozostawia pewną swobodę, głównie ze względu na zamierzone wykorzystanie współczynnika COP w celu użytecznego porównania z rzeczywistym cyklem. Z czysto termodynamicznego punktu widzenia temperatury cyklu Carnota powinny odpowiadać temperaturom źródeł ciepła dla rzeczywistego cyklu. Jednak w tym przypadku stosunek między wartością COP Carnota a rzeczywistym COP uwzględnia również rozpraszanie energii, które występuje w procesie wymiany, w szczególności zależnym od jakości wymienników ciepła.

Jeśli chce się skupić na cyklu sprężania pary, cechę tę można, choć nieco nieprawdłowo, uniknąć, odwołując się bezpośrednio do temperatur przemiany fazowej płynu odpowiednio w parowniku i skraplaczu, T_{eva} i T_{cond} . Stosunek rzeczywistego współczynnika COP do współczynnika COP Carnota daje parametr zwany sprawnością drugiej zasady (η_{II}) który skutecznie charakteryzuje wydajność maszyny (Scarpa i in., 2013) (Scarpa i in., 2013) (Tagliafico i in., 2014). W przypadku danego urządzenia parametr ten, wyrażony w sposób wskazany powyżej, jest stosunkowo stały podczas pracy urządzenia. Zatem COP można wyrazić jako η_{II} pomnożone przez współczynnik wydajności COP Carnota jako:

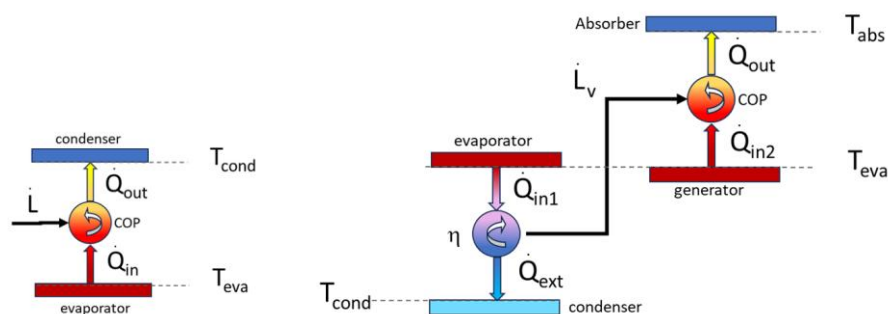
$$COP_{Refrig} = \eta_{II} \cdot COP_{Carnot} \quad (3)$$

Jednakże, ponieważ przyjmujemy podejście „pompy ciepła”, zapiszemy:

$$COP = 1 + \eta_{II} \cdot COP_{Carnot} \quad (4)$$

$$COP = 1 + \eta_{II} \cdot \frac{T_{eva}}{T_{cond} - T_{eva}} \quad \text{z temperaturą w kelwinach} \quad (5)$$

$$COP = 1 + \chi \rho_c \cdot \frac{T_{eva}}{T_{cond} - T_{eva}} \quad (6)$$



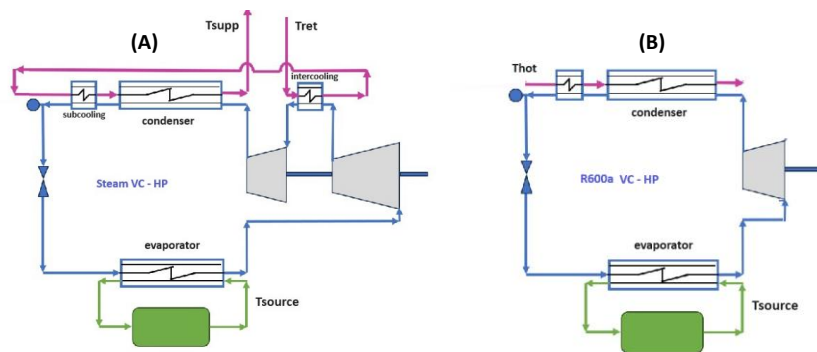
Rysunek 24. Schematyczne przedstawienie dwutemperaturowej prostej pompy ciepła z sprężaniem pary (po lewej) oraz trójtęperaturowej pompy ciepła absorpcyjnej złożonej z dwóch urządzeń (po prawej) (źródło: Unige)

Najbardziej zmienną częścią będzie współczynnik COP Carnota, natomiast η_{II} , zgodnie z równaniem 6, będzie zależało przede wszystkim od sprawności izentropowej sprężarki (ρ_c), właściwości płynu, konfiguracji cyklu i warunków pracy. W każdym razie $\eta_{(II)}$ wykazuje niewielkie wahania, około 0,5, ale jest wyższy dla dużych sprężarek o wysokim $\rho_{(c)}$ i naturalnie zależy od wielkości instalacji, która jest związana z wydajnością sprężarki.

Walidacja

To modelowanie zostało zweryfikowane poprzez porównanie wyników uzyskanych za pomocą tego uproszczonego modelu, zaimplementowanego w arkuszu kalkulacyjnym Excel, z wynikami uzyskanymi przy użyciu specjalistycznego oprogramowania termodynamicznego do rozwiązywania cykli bezpośrednich i odwrotnych. Zastosowany model prezentuje Rysunek 25. Jego lewa część (A) przedstawia schemat pomp ciepła sprężających parę wodną (parę) działających w różnych temperaturach.

Ten typ pompy ciepła nadaje się do wysokich temperatur i jest zwykle stosowany jako drugi stopień systemu kaskadowego. Dodatkowo, w celu poprawy wydajności zastosowano dwustopniową sprężarkę, a także chłodzenie pośrednie i dochładzanie osiągnięte dzięki wykorzystaniu przepływu powrotnego z systemu ciepłowniczego.



Rysunek 25. Schematy modeli wykorzystane do walidacji reprezentacji urządzeń X_{apvot}/η_{II} . Pompa ciepła VC-HP z podwójną kompresją parową po lewej stronie (A). Prosta pompa ciepła VC-HP R600a po prawej stronie (źródło: UNIGE)

W powiązanej tabeli możemy zobaczyć porównanie wartości COP (współczynnika wydajności) wynikających z obu symulacji: tej przeprowadzonej przy użyciu modelu zaimplementowanego w programie Excel oraz tej bardziej zaawansowanej, uzyskanej przy użyciu kompletnego modelu termodynamicznego. Utrzymując stałą temperaturę zasilania, T_{supp} , na poziomie 120°C i temperaturę powrotu z sieci grzewczej, T_{RET} , na poziomie 60°C , zmieniano temperaturę źródła dolnego, T_{source} , w zakresie od 50°C do 70°C . Stwierdzono, że błędy procentowe są mniejsze niż 3%.

W tabeli 2 przedstawiono wyniki dla niskotemperaturowej pompy ciepła wykorzystującej R600a (Rysunek 25 (B)). Tego typu urządzenia są stosowane w niskich temperaturach, zazwyczaj jako pierwszy etap przed kolejnym etapem, którym jest pompa ciepła parowa, transformator ciepła lub MVR. W tym przypadku temperatura źródła, $T_{\text{źródło}}$, była utrzymywana na stałym poziomie 20°C , a temperatura po stronie gorącej (zazwyczaj parownik następnego etapu) zmieniała się w zakresie od 50°C do 70°C . W najgorszym przypadku błąd procentowy przekroczył 7%.

W przypadku obu maszyn przyjęto izentropową sprawność sprężarki wynoszącą 0,7. Założono, że różnice temperatur w wymiennikach ciepła odpowiadają różnicom w modelu Excel, przy różnicy temperatur na wlocie i wylocie źródła wynoszącej 15°C . Wartości η_{II} zostały dostosowane w celu uzyskania zrównoważonej wydajności.

Tabela 2. Proces walidacji. Porównanie prostego modelu z równania 5 i kompletnego modelu termodynamicznego. Tabela odnosi się do pompy ciepła wysokotemperaturowej przedstawionej na rysunku 25(A). $T_{dostawa} = 120^{\circ}\text{C}$, $T_{powrót} = 60^{\circ}\text{C}$.

$T_{\text{źródło}}$ [$^{\circ}\text{C}$]	COP	COP Uproszczony	Różnica
50	3,15	3,23	2,6
55	3,37	3,41	1,2
60	3,61	3,60	-0,2%
65	3,89	3,82	-1,6%
70	4,20	4,07	-3,0

Tabela 3. Proces walidacji. Tak samo jak w tabeli 1, z odniesieniem do pompy ciepła R600a z rysunku 25(B) użytej jako pierwszy stopień podwyższenia temperatury. $T_{\text{źródło}} = 20^{\circ}\text{C}$

$T_{\text{gorąca}}$ [$^{\circ}\text{C}$]	COP	COP Uproszczony	Różnica
50	4,09	3,82	-6,6
55	3,68	3,56	-3,3%
60	3,34	3,34	0,0
65	3,05	3,16	3,6
70	2,79	3,00	7,4

Absorpcja pompy ciepła

W przypadku absorpcyjnej pompy ciepła typu lub transformatora ciepła stosuje się opis trzech poziomów temperatury, łączący cykl mocy związany z wirtualną pracą L_v (nieobecny fizycznie w absorpcyjnej pompie ciepła, ale idealnie wykonywany przez procesy absorpcji/desorpcji) oraz cykl chłodzenia, jak pokazano na rysunku Rysunek 24 (po prawej).

Dla uproszczenia, biorąc pod uwagę pojedynczą temperaturę pośrednią T_{eva} , możemy wyraźnie zapisać wcześniej zdefiniowane parametry dla każdego z dwóch cykli (bezpośredniego i odwrotnego).

$$\dot{L}_v = \eta \dot{Q}_{in1} \quad \eta = \eta_{mII} \left(1 - \frac{T_{cond}}{T_{eva}} \right) \quad (7)$$

$$\dot{Q}_{out} = \dot{L}_v + \dot{Q}_{in2} = (1 + COP_F) \cdot \dot{L} \quad COP_F = \eta_{II} \left(\frac{T_{eva}}{T_{abs} - T_{eva}} \right) \quad (8)$$

$$\dot{Q}_{in2} = COP_F \cdot \dot{L}_v \quad (9)$$

Definiując następujące parametry jako parametry merytoryczne dla absorpcyjnej pompy ciepła:

$$\eta_{ABS} = \frac{\dot{Q}_{out}}{\dot{Q}_{in1} + \dot{Q}_{in2}} \quad (10)$$

Dla transformatora ciepła (HT) będzie to

$$\eta_{HT} = \frac{(1 + COP_F) \cdot L_v}{L / \eta + COP_F \cdot L_v} = \frac{\eta(1 + COP_F)}{1 + \eta COP_F} \quad \eta < \eta_{ABS} \quad (11)$$

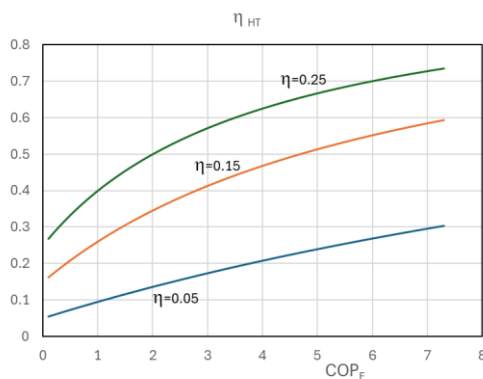
Fizyczna interpretacja tego wyniku podkreśla fakt, że transformator ciepła wykorzystuje dużą ilość ciepła na poziomie pośrednim (T_{eva} , czyli temperatura, w której dostępne są zasoby energii niskiej jakości) w celu podwyższenia jej do wyższego poziomu temperatury T_{abs} , ale przy niższej dostępnej ilości całkowitej. Duża część zasobów energii niskiej jakości jest odprowadzana do najniższej temperatury otoczenia (Rysunek 24, oznaczenie T_{cond} po jego prawej stronie).

Zauważmy, że schematy, które prezentuje Rysunek 24 starają się zachować nomenklaturę, aby zrozumieć procesy termodynamiczne, ale zmieniają znaczenie zastosowania temperatur roboczych. Rzeczywiście, na tym samym rysunku T_{eva} reprezentuje temperaturę zasobów energii niskiej jakości, ale w pompie ciepła z kompresją pary po lewej stronie T_{cond} reprezentuje temperaturę ciepła po podwyższeniu (czyli temperaturę roboczą ogrzewania miejskiego), podczas gdy po prawej stronie jest to niższa temperatura transformatora ciepła (czyli temperatura otoczenia). W schemacie po prawej stronie temperatura robocza ogrzewania miejskiego jest reprezentowana przez T_{abs} .

Strona | 104

Tendencja jako funkcja COP_F (p. Rysunek 26) zaleca wysokie wartości COP_F i sprawności. W rzeczywistości, jeśli chodzi o temperatury, aby osiągnąć wysokie wartości η_{HT} (ułamek $1 - \eta_{HT}$ zostanie rozproszony do otoczenia) i biorąc pod uwagę, że temperatura źródła T_{ext} i T_{out} są zazwyczaj stałe, oczywiście wymagane będą wysokie wartości T_{in} , co spowoduje niewielki wzrost temperatury (podwyższenie). W każdym razie, biorąc pod uwagę temperatury występujące w maszynie wirtualnej, wartości współczynnika wydajności (η) są bardzo małe, czasami poniżej 0,1, a w konsekwencji niskie wartości współczynnika wydajności (η_{HT}), co powoduje rozpraszanie dużych ilości ciepła do otoczenia, od 50% do 80%. Dlatego praktyczne zastosowanie transformatorów ciepła może być bardzo problematyczne, chyba że są one bardzo tanie (lub bezpłatne) i dostępne są duże ilości energii w temperaturze pośredniej transformatora ciepła (Rysunek 24, $T_{(eva)}$ po prawej stronie).

W przypadku absorpcyjnego transformatora ciepła model wyrażony równaniami 7–11 będzie mniej dokładny ze względu na złożoność przemian oraz fakt, że temperatury przemiany fazowej przy stałym ciśnieniu nie występują już w stałej temperaturze, ale wykazują znaczny gradient, znany jako poślizg. Poślizg utrudnia zastosowanie prostych modeli używanych wcześniej, które zapewniają akceptowalne wyniki dla tradycyjnych pomp ciepła.



Rysunek 26. Zależność ogólnej sprawności absorpcyjnej pompy ciepła od η (wirtualnej sprawności maszyny) i COP_F (sprawności transformatora ciepła o odwrotnym cyklu), tj. od trzech temperatur. Rozważane wartości temperatury mieszczą się w rzeczywistym zakresie roboczym zasobów energii niskiej jakości.

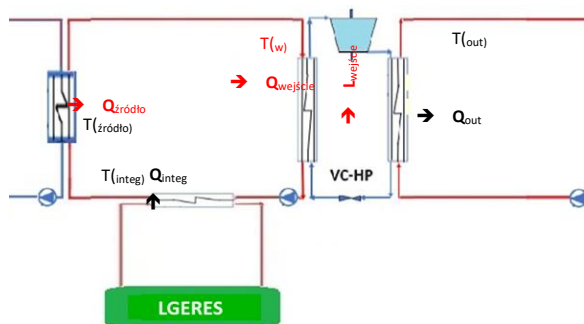
Ponieważ będziemy odnosić się do temperatur po stronie sieci, a nie do temperatur cyklu wewnętrznego, użyjemy notacji takiej jak na przykład dla standardowej pompy ciepła:

$$COP_{HP} = 1 + \eta_{II} \cdot \frac{T_{in} - \Delta T_{eva}}{T_{out} - \Delta T_{cond} - (T_{in} - \Delta T_{eva})} \quad (12)$$

Gdzie wielkość różnicy temperatur w wymiennikach ciepła, zazwyczaj około 5–10°C, będzie odwrotnie proporcjonalna do jakości (i nakładów inwestycyjnych, poprzez UA) zainstalowanych wymienników ciepła.

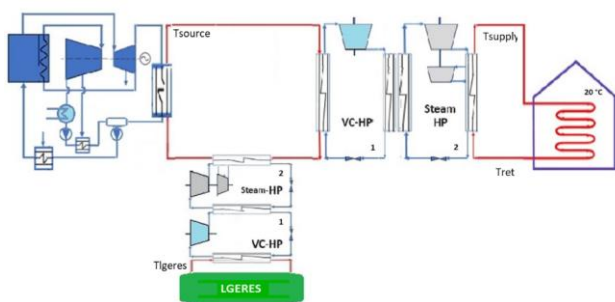
Zazwyczaj spadek temperatury w wymienniku ciepła (biorąc pod uwagę wydajność wymiany ciepła Q) zależy od dwóch głównych cech: sprawności wymiany ciepła U (W/m² K) (która jest stała w zależności od technologii i zastosowanego płynu) oraz wielkości A(m²). Im większa jest wartość UA, tym mniejszy jest spadek temperatury. Aby osiągnąć bardzo małe spadki temperatury (co prowadzi do dobrej jakości HEX), należy przyjąć duże wartości A, co oznacza większe i droższe wymienniki ciepła.

W przypadku obecności źródła integracji opartego na LGERS, jak pokrótce przedstawia Rysunek 27, temperatura na wlocie, niezbędna do obliczenia COP, jest ustalana w sposób opisany powyżej.



Rysunek 27. Podkreślenie ilości zaangażowanej w proces. Obliczone ilości zaznaczono na czerwono (źródło: UNIGE)

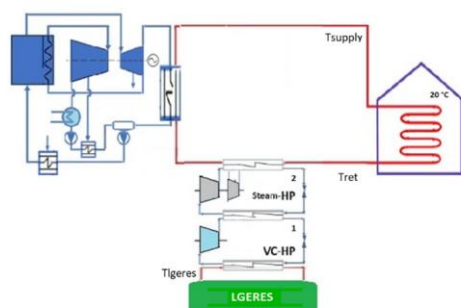
Pełna implementacja modelu jest zgodna ze schematem (p. Rysunek 28), który uwzględnia możliwość jednoczesnego zastosowania dwóch modernizacji na linii głównej i dwóch w ramach ewentualnej integracji.



Rysunek 28. Schemat sieci DH w przypadku modernizacji CHP. Możliwe podwyższenia temperatury pokazano wyłącznie dla kompletności (źródło: UNIGE)

Po uzyskaniu danych dotyczących wkładu energetycznego wszystkich urządzeń można obliczyć różne wskaźniki wydajności instalacji, zarówno pod względem wydajności, jak i zużycia energii pierwotnej oraz emisji CO₂.

Przedstawiony dotychczas model (p. Rysunek 28), pozwala na opisanie szerokiego zakresu przypadków, takich jak połączenie dwóch odrębnych źródeł odnawialnych. W konkretnej analizie dziesięciu poniższych przypadków można zastosować uproszczony model, który nie obejmuje modernizacji głównej linii ciepłowniczej, a jedynie lokalną modernizację źródła niskotemperaturowego. Model ten (p. Rysunek 29) można go zastosować zarówno w przypadku wykorzystania istniejącej elektrociepłowni (kotła lub kogeneracji), jak i w przypadku wykorzystania wyłącznie źródła niskotemperaturowego jako jedyne źródła.



Rysunek 29. Uproszczony schemat sieci ciepłowniczej w przypadku modernizacji CHP. Podwyższenie temperatury stosuje się wyłącznie w przypadku źródeł niskotemperaturowych (źródło: UNIGE).

WSKAŹNIK EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Rozróżnia się źródła paliw kopalnych i inne źródła. Te pierwsze nazywamy nieodnawialnymi źródłami energii (**NRES**), a te drugie, w tym źródła jądrowe, odnawialnymi źródłami energii (**RES**).

Aby ocenić wydajność i skuteczność systemów ciepłowniczych, zidentyfikować obszary wymagające poprawy oraz zapewnić optymalne parametry działania systemu, wprowadzono kilka kluczowych wskaźników efektywności energetycznej (EPI):

- Sprawność cieplna
- Współczynnik energii pierwotnej NRES dla ciepła
- Udział energii odnawialnej
- Oszczędności energii z paliw kopalnych
- Oszczędności paliw kopalnych NRES
- Intensywność emisji dwutlenku węgla

Ponieważ omawiamy model syntetyczny, niektóre z wyżej wymienionych parametrów stają się nieistotne i zostaną pominięte. W literaturze stosuje się różne definicje tych wskaźników, również w zależności od lokalnych przepisów danego kraju. W niniejszym dokumencie przyjęliśmy arbitralnie następujące definicje:

E_p to energia pierwotna związana ze źródłem przed przekształceniem jej w formy energii wtórnej lub użytkowej, takie jak energia elektryczna lub ciepło. Energia pierwotna i wtórna są powiązane współczynnikami konwersji, które zazwyczaj oznaczane są symbolem f .

Jeśli ciepło jest formą energii użytkowej, przyjmuje się następujące współczynniki

Dla OZE $f_H = 1$

Dla NRES $f_H = 1/\eta_H = 1/0.9$

Gdzie $\eta_H = 0.9$ jest ogólną sprawnością konwersji kotła

Jeśli energia elektryczna jest formą energii użytkowej, wówczas

Dla RES $f_{eli} = 1$ z wyłączeniem energii jądrowej, dla której $f_{el} = 1/\eta_{nuk}$

Dla NRES $f_{eli} = 1/(\eta_{eli} \cdot \eta_H)$

gdzie η_H odpowiada za pierwszą konwersję w ciepło, a η_{eli} odpowiada za konwersję z ciepła w energię elektryczną. Oznacza to, że η_{eli} jest średnią wydajnością i-tego typu elektrowni wykorzystującej nieodnawialne źródła energii (związaną z i-tym paliwem: węglem, gazem, ropą).

Są to współczynniki konwersji związane z pojedynczym źródłem lub grupą źródeł tego samego rodzaju. Aby obliczyć, na przykład, ogólny współczynnik konwersji pierwotnej, PEF, dla produkcji energii elektrycznej w danym kraju, należy uwzględnić udział (sh) energii elektrycznej związanej z każdym źródłem. Oznacza to, że

$$f_{el} = \sum_i (sh_i \cdot f_{eli})$$

Współczynniki te są zazwyczaj stosowane również do grup źródeł tego samego rodzaju, na przykład

$$f_{el} = sh_{RES} \cdot f_{el RES} + sh_{NRES} \cdot f_{el NRES}$$

f_{el} jest średnim współczynnikiem energii pierwotnej (PEF) dla **energii elektrycznej** w danym kraju,

sh_{RES} jest **udziałem energii elektrycznej** pochodzącej ze źródeł odnawialnych w danym kraju, natomiast

Z

$$f_{el\ RES} = \frac{\sum_i (sh_i \cdot f_{el\ i})_{RES}}{\sum_i (sh_i)_{RES}} \quad f_{el\ NRES} = \frac{\sum_i (sh_i \cdot f_{el\ i})_{NRES}}{\sum_i (sh_i)_{NRES}}$$

I

$$sh_{RES} = \sum_i (sh_i)_{RES} \quad sh_{NRES} = \sum_i (sh_i)_{NRES} \quad sh_{RES} + sh_{NRES} = 1$$

W przypadku braku udziału energii jądrowej będzie to

$$f_{el} = sh_{RES} + (1 - sh_{RES}) \cdot f_{el\ NRES}$$

Czasami w literaturze można znaleźć następujący wzór

$$f_{el} = f_{el\ RES}^* + f_{el\ NRES}^*$$

Jednak w tym przypadku odwrotność terminów f^* nie jest już średnią wydajnością.

Sprawność cieplna – mierzy wydajność przekształcania energii wejściowej w ciepło użytkowe. Zazwyczaj wyraża się ją jako stosunek użytecznej mocy cieplnej do całkowitej energii wejściowej (pochodzącej spoza systemu). W najprostszym przypadku uwzględnia ona jedynie straty ciepła w zakładzie wytwarzającym ciepło i w sieci ciepłowniczej. Jeśli część systemu grzewczego stanowią inne urządzenia lub podsystemy, należy uwzględnić inne terminy. Jeśli źródłem jest kogeneracja typu „ekstrakcyjno-kondensacyjna”, wówczas duża ilość ciepła jest rozpraszana do otoczenia w skraplaczu niskociśnieniowym. Jeśli jako urządzenie podwyższające temperaturę stosowana jest absorpcyjna pompa ciepła, również w tym przypadku duża ilość ciepła jest rozpraszana do otoczenia. Zarówno systemy integracji energii, jak i systemy podwyższające temperaturę przyczyniają się do ogólnej sprawności cieplnej systemu poprzez dostarczanie energii cieplnej lub mechanicznej.

Od tego momentu brane są pod uwagę wyłącznie wkłady elektryczne/mechaniczne pochodzące spoza systemu ciepłowniczego.

W symbolach mamy:

$$\eta_{th} = \frac{Q_{DH}}{\sum_i Q_{in\ i} + \sum_j L_{in\ j}}$$

Współczynnik energii pierwotnej nieodnawialnej (NRPEF) dla ciepła – wskazuje ilość energii pierwotnej nieodnawialnej (z wyłączeniem energii jądrowej) potrzebnej do dostarczenia jednej jednostki **energii cieplnej do użytkownika końcowego**. Niższe wartości NRPEF wskazują na bardziej zrównoważony system, ponieważ do wytworzenia wymaganej energii cieplnej potrzeba mniej energii pierwotnej nieodnawialnej (kopalnej).

$$f_{p,DH} = \frac{\sum_i Ep_{NRES\ Q_{in\ i}} + \sum_j Ep_{NRES\ L_{in\ j}}}{Q_{DH}}$$

Gdzie terminy $Ep()$ reprezentują energię pierwotną związaną z nieodnawialnymi źródłami energii $\dot{Q}_{in}$ i $\dot{L}_{in}$.

$$f_{p,DH} = \frac{f_H \dot{Q}_{NRES} + sh_{NRES} f_{el,NRES} \sum_j L_{in,j}}{\dot{Q}_{DH}}$$

f_H oraz $f_{el,NRES}$ zgodnie z definicją

Udział energii odnawialnej – część energii wejściowej wytworzonej ze źródeł odnawialnych. Wyższy udział energii odnawialnej + energii jądrowej wskazuje na bardziej zrównoważony system ciepłowniczy. Wybrany wskaźnik uwzględnia udział energii odnawialnej w produkcji energii elektrycznej danego kraju.

$$R_{sh} = \frac{\sum_i \dot{Q}_{RES,i} + sh_{RES} \sum_j L_{in,j}}{\sum_i \dot{Q}_{in,i} + \sum_j L_{in,j}} = \eta_{th} \frac{\sum_i \dot{Q}_{RES,i} + sh_{RES} \sum_j L_{in,j}}{\dot{Q}_{DH}}$$

Źródła odpadów są uznawane za źródła odnawialne.

Oszczędności paliw kopalnych (FFS) – lokalny wskaźnik, który pokazuje oszczędności paliw kopalnych, jest wynikiem porównania między rozważanym systemem a systemem referencyjnym. Jeśli rzeczywisty system korzysta z istniejącego źródła paliw kopalnych, takiego jak kocioł lub kogeneracja, porównanie odbywa się z tym źródłem w połączeniu z prostą siecią ciepłowniczą, bez integracji lub modernizacji. W przeciwnym razie instalacją referencyjną jest sieć ciepłownicza ogrzewana za pomocą prostego kotła. Jest to związane z lokalnym spadkiem emisji CO_2 , ale istnieją lepsze wskaźniki szczegółowe.

$$FFS = \frac{\dot{Q}_{NRES_ref} - \dot{Q}_{NRES}}{\dot{Q}_{NRES_ref}} = 1 - \frac{\dot{Q}_{NRES}}{\dot{Q}_{NRES_ref}}$$

Oszczędność energii pierwotnej z paliw kopalnych (PFFES) – wskaźnik globalny. Podobnie jak poprzedni, wyraża on oszczędność paliwa pierwotnego jako stosunek energii pierwotnej związanej z paliwem kopalnym/ zaoszczędzoną przez system w porównaniu z podstawowym punktem odniesienia dla tego systemu, podzieloną przez energię pierwotną zużytą przez system bazowy. W formułach:

$$PFFES = \frac{Ep_{NRES_ref} - Ep_{NRES}}{Ep_{NRES_ref}}$$

W odróżnieniu od poprzedniego wskaźnika uwzględnia on również konwersję energii potrzebnej do zasilania urządzeń modernizacyjnych.

$$PFFES = 1 - \frac{f_H \cdot \dot{Q}_{NRES} + sh_{NRES} f_{el,NRES} \sum_j L_{in,j}}{f_H \cdot \dot{Q}_{NRES_ref}}$$

Intensywność emisji dwutlenku węgla – emisje CO_2 w t/MWh: mierzy ilość CO_2 emitowanego na jednostkę dostarczonej energii cieplnej. Wskaźnik ten pomaga w ocenie wpływu systemu ciepłowniczego na środowisko. Odnawialne źródła energii, takie jak energia słoneczna, nie powodują prawie żadnych emisji CO_2 , więc ich intensywność emisji dwutlenku węgla jest bardzo niska i zakładamy, że wynosi zero.

Oceniamy lokalny wskaźnik emisji, który obejmuje wyłącznie paliwa kopalne wykorzystywane w elektrociepłowni (w odniesieniu do węgla), który może być powiązany z ewentualnymi kosztami podatku/obligacji CO₂, oraz globalny wskaźnik uwzględniający również emisje CO₂ związane z energią elektryczną, która może być wykorzystywana w urządzeniach do podwyższania temperatury, np. pompach ciepła. Ten ostatni wskaźnik jest bardziej powiązany z całym wpływem na środowisko. Oba wskaźniki uzyskuje się w następujący sposób:

Strona | 110

$$CI_{local} = \frac{f_H e_{CO_2 x} \cdot Q_{NRES}}{Q_{DH}}$$

$$CI_{global} = \frac{f_H e_{CO_2 x} \cdot Q_{NRES} + \left(\sum_k e_{CO_2 k} \frac{sh_{NRES k}}{\eta_{el k} \cdot \eta_H} \right) \left(\sum_j L_{in j} \right)}{Q_{DH}}$$

$e_{CO_2 k}$ jest współczynnikiem emisji CO₂ paliwa związanego z k-tym nieodnawialnym źródłem ciepła wykorzystywanym do produkcji energii elektrycznej, natomiast $e_{CO_2 x}$ odnosi się do paliwa wykorzystywanego w kotle systemu ciepłowniczego, jeśli jest on obecny.

W obecnym kontekście wyniki analizy będą ograniczone do następujących parametrów:

- Sprawność cieplna
- Udział energii ze źródeł odnawialnych
- Oszczędności energii z paliw kopalnych
- Intensywność emisji dwutlenku węgla

Oznacza to:

$$\eta_{th} = \frac{Q_{DH}}{\sum_i Q_{in i} + \sum_j L_{in j}} \quad (13)$$

$$R_{sh} = \eta_{th} \frac{\sum_i Q_{RES in i} + sh_{RES} \sum_j L_{in j}}{Q_{DH}} \quad (14)$$

$$FFS = 1 - \frac{Q_{NRES}}{Q_{NRES_ref}} \quad (15)$$

$$CI_{local} = \frac{f_H e_{CO_2 x} \cdot Q_{NRES}}{Q_{DH}} \quad (16)$$

$$CI_{global} = \frac{f_H e_{CO_2 x} \cdot Q_{NRES} + \left(\sum_k e_{CO_2 k} \frac{sh_{NRES k}}{\eta_{el k} \cdot \eta_H} \right) \left(sh_{NRES} \sum_j L_{in j} \right)}{Q_{DH}} \quad (17)$$

Ponadto podane zostanie zużycie energii elektrycznej (ze źródeł OZE/NRES).

W obliczeniach dla poszczególnych krajów uwzględniono następujące dane liczbowe⁵ :

Tabela 4. Udział źródeł energii elektrycznej

Udział energii elektrycznej	Litwa	Polska	Słowacja
Paliwa kopalne (sh_{NRES})	0,24	0,73	0,15
Energia jądrowa	0,00	0,00	0,62
Odnawialne (sh_{RES})	0,76	0,27	0,85

Tabela 5. Udział paliw w produkcji energii elektrycznej

Udział paliw nieodnawialnych NRES	Litwa	Polska	Słowacja
Węgiel	0,000	0,786	0,224
Gaz	0,321	0,110	0,386
Olej	0,354	0,039	0,128
Biogaz	0,007	0,002	0,008
Drewno	0,318	0,062	0,255

Tabela 6. Średnie współczynniki emisji dwutlenku węgla dla różnych źródeł.

Współczynnik emisji	$e_{(CO_2)}$ [t/MWh]
Węgiel	0,354
CH ₄	0,20196
Ropa	0,249
Biogaz	0,197
Drewno	0,403

Tabela 7. Średnia wydajność elektrowni w zależności od rozpatrywanego źródła energii pierwotnej.

Średnia wydajność	η_i
Węgiel	0,34
CH ₄	0,50
Ropa	0,40
Biogaz	0,50
Drewno	0,34

WSKAŹNIK EFEKTYWNOŚCI EKONOMICZNEJ

⁵ Dane pochodzą ze strony <https://ourworldindata.org/electricity-mix> lub zostały oszacowane zgodnie z podanymi definicjami.

Systemy ciepłownicze dostarczają energię ciepłą do różnego rodzaju budynków poprzez sieć izolowanych rur. Systemy te wykorzystują różne źródła ciepła, takie jak energia słoneczna, biomasa, energia geotermalna, ciepło odpadowe i paliwa kopalne, i mogą znacznie poprawić efektywność energetyczną oraz zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych. Aby zapewnić pomyślne wdrożenie i funkcjonowanie ciepłowni, niezbędna jest dokładna analiza ekonomiczna i finansowa. W tym kontekście ograniczymy się do przedstawienia głównych parametrów wydajności wykorzystywanych do charakterystyki ekonomicznej i finansowej systemu. Model zostanie zastosowany do 10 konkretnych przypadków w celu oceny ich ogólnej wykonalności.

Standardowe metody analizy ekonomicznej i finansowej dla zakładów ciepłowniczych obejmują kilka kluczowych etapów i narzędzi, w tym:

- **Koszty inwestycyjne (C_0) [CAPEX]:** Obejmują one obliczenie początkowej inwestycji wymaganej do modernizacji, integracji i ulepszenia istniejącego systemu ciepłowniczego, w tym koszty wyposażenia, projektowania, budowy, nabycia gruntów (np. integracja energii słonecznej) oraz podłączenia do sieci dystrybucyjnej. Na koszt ten duży wpływ ma wybrane źródło ciepła niskiej jakości (LGERES, a może on być szczególnie niski, jeśli zakład wykorzystuje istniejące źródło paliw kopalnych, które ma zostać częściowo zintegrowane z innymi źródłami. Spośród dostępnych źródeł obecność przemysłowego lub mieszkaniowego źródła ciepła (o odpowiedniej temperaturze zasilania) zlokalizowanego w pobliżu zakładu pozwoli na dalsze ograniczenie kosztów inwestycji.
- **Koszty eksploatacji i utrzymania [OPEX]:** Oszacowanie bieżących wydatków związanych z paliwem, pracą, konserwacją, kosztami administracyjnymi i innymi działaniami operacyjnymi ma kluczowe znaczenie dla zrozumienia długoterminowych wymagań finansowych.
- **Prognozowanie przychodów:** Prognozowanie potencjalnych dochodów ze sprzedaży energii ciepłej klientom. Obejmuje to uwzględnienie różnych struktur taryfowych, potencjalnych dotacji i zachęt zapewnianych przez rządy lub organy regulacyjne. W konkretnych przypadkach, które zostaną opracowane, dochody te nie będą brane pod uwagę, ponieważ celem analizy jest obliczenie rzędu wielkości uśrednionego kosztu energii ciepłej (LCOH), natomiast inne wskaźniki, podane poniżej dla kompletności, nie będą uwzględnione, ponieważ mają na nie duży wpływ rzeczywiste parametry rynkowe i potencjalne zachęty, które muszą zostać określone w bardziej szczegółowej analizie finansowej. Dane te będą niezbędne w konkretnych rozwiązaniach, które zostaną przyjęte w każdym kraju. Ponadto zakłada się, że elektrownia referencyjna wytwarza taką samą ilość ciepła i oblicza się wyłącznie LCOH.
- **Wartość bieżąca netto (NPV) i wewnętrzna stopa zwrotu (IRR):** Te wskaźniki finansowe mają kluczowe znaczenie dla oceny rentowności projektu. NPV oblicza różnicę między wartością bieżącą wpływów i wpływów środków pieniężnych. Należy wziąć pod uwagę koszty inwestycji i koszty demontażu. Ponieważ obliczenia NPV uwzględniają wartość pieniądza w czasie, należy zdyskontować przyszłe koszty demontażu do ich wartości bieżącej przy użyciu odpowiedniej stopy dyskontowej.

IRR określa stopę dyskontową, przy której NPV wynosi zero, wskazując oczekiwany zwrot z projektu.

Stosuje się następujące wzory

$$NPV = -C_0 + \sum_{k=1}^N \frac{C_k}{(1+r)^k} \quad , \text{M€} \quad (18)$$

$$0 = -C_0 + \sum_{k=1}^N \frac{C_k}{(1+IRR)^k} \quad (19)$$

Gdzie C_0 jest początkowym kosztem inwestycji projektu, a C_k są przepływami pieniężnymi odnoszącymi się do roku k . r jest stopą dyskontową.

- **Wskaźnik rentowności (PI):** definiuje się go jako wartość bieżącą przyszłych przepływów pieniężnych podzieloną przez początkowy koszt projektu i jest on użytecznym narzędziem do klasyfikacji projektów, ponieważ pozwala na kwantyfikację wartości wytworzonej na jednostkę inwestycji. Wskaźnik rentowności równy 1 oznacza próg rentowności. Każda wartość poniżej 1 oznacza, że wartość bieżąca przyszłych przepływów pieniężnych projektu jest niższa niż początkowa inwestycja. Wraz ze wzrostem wartości wskaźnika rentowności wzrasta atrakcyjność finansowa proponowanego projektu.

$$PI = \frac{\sum_{k=1}^N \frac{C_k}{(1+r)^k}}{C_0} \quad (20)$$

- **Dyskontowany okres zwrotu (DPP):** Oszacowanie czasu potrzebnego, aby inwestycja wygenerowała wystarczające przepływy pieniężne, aby odzyskać początkowy nakład kapitałowy. Poprzez dyskontowanie przyszłych przepływów pieniężnych, uznając w ten sposób wartość pieniądza w czasie. DPP nie jest zalecany przy wyborze wzajemnie wykluczających się alternatyw, ponieważ nie uwzględnia różnych wielkości inwestycji.

$$0 = -C_0 + \sum_{k=1}^{DPP} \frac{C_k}{(1+r)^k} \quad , \text{lata.} \quad (21)$$

- **Wyrównany koszt ciepła (LCOH):** LCOH jest istotnym i powszechnie stosowanym wskaźnikiem dla systemów ciepłowniczych. Odzwierciedla średni koszt jednostkowy ciepła wytworzonego w całym okresie eksploatacji systemu grzewczego, uwzględniając wszystkie koszty związane z jego instalacją, eksploatacją, konserwacją i ewentualnym demontażem. To kompleksowe podejście pomaga zrozumieć rzeczywisty koszt dostarczania ciepła w całym okresie eksploatacji systemu. LCOH pozwala na porównanie różnych technologii wytwarzania ciepła i źródeł paliw w spójny sposób. Zainteresowane strony mogą ocenić ekonomiczną opłacalność projektu ciepłownictwa lokalnego, ponieważ LCOH pomaga określić, czy projekt może zapewnić ciepło po konkurencyjnej cenie w porównaniu z alternatywnymi rozwiązaniami grzewczymi.

$$LCOH = \frac{-C_0 + \sum_{k=1}^N \frac{S_k}{(1+r)^k}}{\sum_{k=1}^N \frac{H_k}{(1+r)^k}} \quad , \text{€/MWh}_{Th} \quad (22)$$

Gdzie C_0 jest początkowym kosztem inwestycyjnym projektu, a S_k są wydatkami związanymi z rokiem k , a H_k jest ilością wyprodukowanej energii cieplnej w ciągu roku. W przypadku jednoczesnej produkcji energii elektrycznej (np. źródło kogeneracyjne) stosuje się różne metody podziału i przypisania wydatków. Zazwyczaj LCOH mierzy się w €/MWh_{Th} i reprezentuje koszt w euro 1 MWh energii cieplnej dostarczonej do sieci. Rząd wielkości LCOH mieści się w przedziale od 30 do 100 €/MWh, w zależności od kraju, polityki energetycznej, głównych źródeł energii cieplnej itp.

W obecnym kontekście wyniki analizy będą ograniczone do następujących parametrów:

- CAPEX
- LCOH

Do obliczeń CAPEX przyjęto następujące dane liczbowe, zakładając takie same wartości średnie dla Litwy, Polski i Słowacji. Wszystkie dane są specyficzne w odniesieniu do mocy urządzenia, mocy cieplnej dostarczanej dla wszystkich systemów grzewczych oraz mocy elektrycznej dla elektrociepłowni.

CAPEX obejmuje koszt komponentów zawartych w elektrowniach oraz koszty projektowania i budowy. Zakłada się odpowiednio 60% i 40% udziału w całkowitym CAPEX. Ponadto roczny koszt konserwacji szacuje się na 2% CAPEX.

W proponowanych obliczeniach uwzględniono wartości CAPEX podane w tabeli 8 na Tabeli 8.

Tabela 8. CAPEX dla różnych analizowanych technologii.

Rozważany system	CAPEX (€/kW)
<i>LGERS</i>	
Kolektory słoneczne	2000
Panel słoneczny	560
Geotermia gruntowa	1200
Głęboka energia geotermalna	3000
Odpady	400
<i>System ogrzewania referencyjny</i>	
Kocioł	100
CHP-Ex (rozszerzenie)	1350
CHP -Bp (ciśnienie wsteczne)	1000
<i>Technologia modernizacji</i>	
VC-HP	600
Steam-HP	700
ABS-HP	400
MVR	550

Rozpatrywane koszty operacyjne obejmują koszty konserwacji, paliwa, energii elektrycznej i CO₂. W zależności od konkretnego przypadku mogą występować tylko niektóre z nich. Stopa dyskontowa jest ustalona na **stałym poziomie 5% rocznie, natomiast w przypadku paliwa i CO₂ roczny wzrost kosztów wynosi 0,5%**. Zgodnie z hipotezą dotyczącą wzrostu kosztów wyniki finansowe mogą ulec zmianie.

Dane dotyczące kosztów energii, paliw i CO₂ zostały uzyskane i dostosowane na podstawie (ENERDATA, 2023) oraz Eurostatu. W przypadku paliw kopalnych uwzględniono wyłącznie węgiel i gaz, ponieważ są one najczęściej stosowane w systemach ciepłowniczych. Możliwe jest również stosowanie innych paliw, jak pokazano w poprzednich tabelach.

Tabela 9. Koszty energii dla różnych rynków docelowych

KOSZTY ENERGII	Litwa	Polska	Słowacja
energia elektryczna [€/kWh _{EL}]	0,15	0,18	0,19
zielona energia elektryczna RECS [€/kWh _{EL}]	0,18	0,216	0,228
Węgiel [€/kWh _{TH}]	0,025	0,025	0,025
Gaz [€/kWh _{TH}]	0,0357	0,0413	0,0634
Emisje CO ₂ [€/tonę]	70	70	70

Commented [ro7]: Na Litwie prawie nigdy nie używano węgla do ogrzewania miejskiego. W gospodarstwach domowych był on wykorzystywany tylko w ograniczonych ilościach.

WPROWADZENIE

Z początkowego zestawu obejmującego 24 możliwe strategie integracji istniejących sieci ciepłowniczych wybrano 10 przypadków, które zostały poddane dalszej analizie ze względu na ich interesujące aspekty energetyczne i ekonomiczne. W szczególności szczegółowe przypadki dotyczą następujących rozwiązań:

5, 11, 13, 17, 18, 19, 20, 21, 22 i 24.

Pierwsze **dwa** rozwiązania dotyczą modernizacji z wykorzystaniem istniejącej elektrociepłowni (CHP) wykorzystywanej w sieci ciepłowniczej. Kolejne **cztery** rozwiązania nadają się do stosowania w systemach opartych na prostych kotłach, natomiast ostatnie **cztery** obejmują częściową lub całkowitą wymianę źródła pierwotnego na LGRES (źródło ciepła niskiej jakości).

Dla wybranych 10 przypadków przeprowadzono bardziej dogłębną analizę energetyczną i ekonomiczną, wykorzystując podejście modelowe opisane w poprzedniej sekcji. Skupiono się na identyfikacji rozwiązań, które pozwoliłyby osiągnąć oszczędności paliw kopalnych (%) i jak najniższy LCOH (€/MWh_{TH}) przy jednoczesnym zmniejszeniu bezpośredniej emisji CO₂ (opisanej parametrem intensywności emisji dwutlenku węgla, ton/GWh_{TH}/rok). Dodatkowo zbadano wpływ zewnętrznego zapotrzebowania na energię elektryczną wymaganego przez systemy podwyższania temperatury, ponieważ parametr ten ma bezpośredni wpływ na zużycie energii elektrycznej, a tym samym na parametry emisji dwutlenku węgla i koszty eksploatacji. Rozważono również możliwość wykorzystania „zielonej certyfikowanej energii elektrycznej”, co ma bezpośredni wpływ na redukcję emisji dwutlenku węgla i wzrost rachunków za energię elektryczną (co oznacza wzrost kosztów eksploatacyjnych ulepszanego rozwiązania). To zapotrzebowanie na energię elektryczną, typowe dla pomp ciepła, wymaga rozszerzenia analizy o uwzględnienie różnych cech koszyka energetycznego w trzech rozpatrywanych krajach oraz ich sytuacji rynkowej: na Litwie, w Polsce i na Słowacji.

Każda tabela podsumowująca zawiera ogólne dane dotyczące konkretnego przypadku (zapotrzebowanie użytkowników na ciepło, temperaturę roboczą LGERS, wymagany wkład cieplny do LGRES, – Elgeres – procent zweryfikowanego zielonego zasilania energią elektryczną – REC% – lokalne paliwo – gaz ziemny lub węgiel standardowy – średnia liczba godzin pracy w roku oraz wielkość magazynu energii cieplnej, w kategoriach pojemności cieplnej MWh, jeśli występuje).

PRZYPADEK 1

Podstawowa technologia referencyjna

☐ Kocioł ☒ CHP ☐ Nowa
Temperatura sieci ciepłowniczej
☐ Wejścia/120°C ☐ Powrotu/60°C
☒ Brak (wewnątrz CHP)

Główne wykorzystywane źródło ciepła niskiej jakości

☒ Słońce ☐ Geotermia
☐ Odpady ☐ Biomasa
☐ Inne

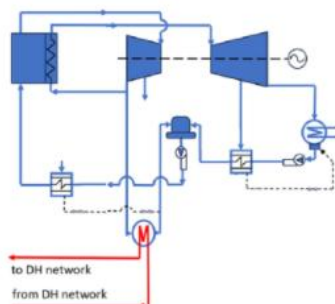
Technologia modernizacyjna

☒ TES+ ☐ VC-HP
☐ MVR ☐ ABS-HP
☐ Inne ☒ Brak

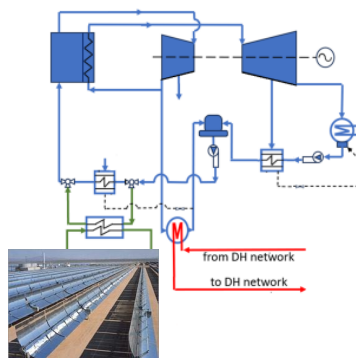
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja cieplna ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej

Ogólny opis system

Istniejąca koncepcja instalacji – CHP z odzyskiem ciepła/kondensacją (uproszczona)



Nowa koncepcja z bezpośrednią integracją energii słonecznej



Podstawowy system modernizacji wykorzystuje ekstrakcję pary przed turbiną niskociśnieniową w celu zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym. Nowe rozwiązanie wykorzystuje pole słoneczne wysokotemperaturowe równoległe do zestawu podgrzewaczy wody zasilającej o wysokiej temperaturze, pokrywając w ten sposób pożądany procent zapotrzebowania cieplnego kotła CHP (podgrzewacz kotła). Rozwiązanie to może zapewnić proste podgrzewanie wstępne kotła, jeśli dostępna temperatura LGRES wynosi do 150°C, ale może również zapewnić głębokie ogrzewanie przy wyższej temperaturze. W tym celu ciśnienie parownika CHP musi odpowiadać temperaturze nasycenia 230–240°C (30–35 barów), aby gorący płyn LGRES mógł spowodować zmianę fazy w kotle. W takich warunkach oszczędność paliwa może osiągnąć 50% i więcej.

Podobne wyniki można uzyskać, jeśli dostępne są odpady o wysokiej temperaturze. Główna różnica dotyczy możliwej obecności magazynu energii cieplnej w przypadku źródła przerywanego.

Rozważany LGRES nie wymaga specjalnej technologii podwyższania temperatury, ponieważ temperatura robocza jest zazwyczaj wystarczająco wysoka dzięki koncentracji energii słonecznej.

Wykorzystanie TES (magazynowania energii cieplnej) jest konieczne do prawidłowego dostosowania zapotrzebowania ciepłego instalacji, jeśli źródło energii zmienia się w czasie (np. źródło słoneczne).

Rozważana konfiguracja CHP (tradycyjna opalana węglem, po lewej stronie) wykorzystuje ekstrakcję pary z turbiny parowej przed przejściem do turbiny niskociśnieniowej, aby zaspokoić zapotrzebowanie na ciepło DH. Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, na linii wysokiego ciśnienia, równoległe do zestawu podgrzewaczy wody zasilającej o wysokiej temperaturze, pokrywającego pożądany procent zapotrzebowania ciepłego kotła. Wkład podgrzewaczy wody zasilającej można całkowicie wyeliminować.

Konfiguracja ta może funkcjonować jako podgrzewacz kotła, gdy jest wdrożona ze źródłami LGERES zdolnymi do zapewnienia temperatury od 130°C do 250°C, ale może częściowo lub całkowicie zastąpić kocioł, jeśli dodane źródło może zapewnić temperatury do maksymalnej temperatury instalacji (np. 500–600°C). Zatem stopień integracji może być również bardzo wysoki.

Rzeczywista emisja i oszczędność paliw kopalnych (FFS), zazwyczaj wysoka, będzie zależała od powyższego trybu pracy: podgrzewania wstępnego lub zastąpienia kotła. W przypadku podgrzewania wstępnego FFS systemu bazowego może wzrosnąć nawet o około 30%.

Oczywiście, gdy kocioł zostanie całkowicie zastąpiony przez LGERES, oszczędność osiągnie 100%.

Szacunki finansowe nie obejmują kosztów gruntu związanych z rozmieszczeniem pola słonecznego.

Główne parametry

Technologia LGERES: Paraboliczne kolektory słoneczne

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia

Temperatura robocza LGERES: do 260°C.

Temperatura robocza integracji: do 250°C (podgrzewanie wstępne)/500°C (wymiana kotła).

Dane DH

Zapotrzebowanie użytkowników na ciepło (MW)	T _{lgeres} (°C)	Q _{lgeres} (MW)	REC %	Lokalne paliwo	Godziny pracy (h/rok)	Pojemność TES (MWh)
10,0	200	5	0	gaz ziemny	4380	15

Wskaźniki KPI	Litwa		Polska		Słowacja	
	LGERES	BAU	LGERES	BAU	LGERES	BAU
El _{RES_in} (*) (GWh/rok)	0,00	0	0,00	0	0,00	0
El _{NRES_in} (*) (GWh/rok)	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Udział RES (%)	19,7	0	19,7	0	19,7	0
FFS (%)	19,7	0	19,7	0	19,7	0
Cl _{loc} (tCO ₂ /GWh _{th})	457,9	570,1	457,9	570,1	457,9	570,1
Cl _{glob} (*) (tCO ₂ /GWh _{th})	457,9	570,1	457,9	570,1	457,9	570,1

CAPEX (mln €/MW _t)	1,03	1,35	1,03	1,35	1,03	1,35
LCOH (€/MWh _t) – 20 lat	60	51	63	54	78	71

(*) w tym dostawy energii elektrycznej z certyfikatem ekologicznym

LGERES = zasoby energii odnawialnej niskiej jakości

BAU = Business As Usual (punkt odniesienia)

Moc	Słabe strony
– Może całkowicie zastąpić wykorzystanie paliw kopalnych – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Trudne do wdrożenia, np. w przypadku powrotu ciepła z sieci ciepłowniczej (konieczne są poważne zmiany w elektrociepłowni) – Nie pozwala na wykorzystanie źródeł niskotemperaturowych

Główne zalecenia
– Zalecane zarówno do całkowitego, jak i częściowego zastąpienia paliw kopalnych – Wymaga źródeł średniej lub wysokiej temperatury (nie nadaje się do stosowania ze źródłami o umiarkowanej temperaturze, poniżej 140°C)

Przypadek 2

Podstawowa technologia referencyjna

☐ Kocioł ☒ CHP ☐ Nowy

Punkt integracji/temperatury DH

☐ Wejście/120°C ☒ Powrót/60°C

☐ Brak

Główne wykorzystywane LGERES

☒ Słońce ☐ Geotermia

☐ Odpady ☐ Biomasa

☐ Inne

Technologia modernizacji

☒ TES+ ☒ VC-HP

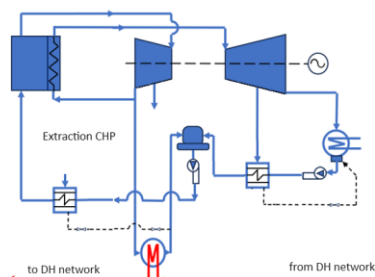
☒ MVR ☐ ABS-HP

☐ Inne ☐ Brak

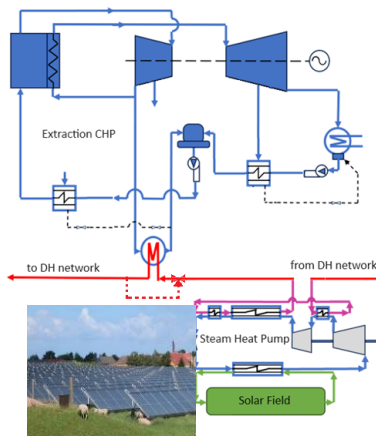
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej

Ogólny opis systemu

Istniejąca koncepcja instalacji – CHP z odzyskiem ciepła/kondensacją (uproszczona)



Nowa koncepcja z polem słonecznym + parową pompą ciepła



Rozważana konfiguracja CHP (tradycyjna opalana węglem, po lewej stronie) wykorzystuje ekstrakcję pary z turbiny parowej przed przejściem do turbiny niskociśnieniowej w celu zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło sieci ciepłowniczej. Nowe rozwiązanie wykorzystuje pole płaskich kolektorów słonecznych (średnia temperatura około 50°C) z parową pompą ciepła VC-HP (zamknięty cykl MVR) do temperatur roboczych około 100–120°C, na linii powrotnej DH. Możliwe są rozwiązania autonomiczne (parowa turbina VC-HP do 140°C) z wykorzystaniem obejściowego sterowania

powrotem/zasilaniem. Konieczność modernizacji technologii wynika z niskiej temperatury zasilania tego LGERES, niższej od temperatury linii powrotnej.

W ten sposób część mocy ciepłowniczej jest dostarczana przez źródło słoneczne, część przez moc sprężarki, a reszta przez skraplacz ekstrakcyjny CHP. Zmniejszenie ekstrakcji mocy cieplnej z CHP pozwala na zwiększenie oczekiwanej mocy elektrycznej, kompensując w ten sposób częściowo zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę. Sprężarka parowa o przepływie osiowym stosowana w tego typu pompach ciepła ma zazwyczaj sprawność około 0,8, co daje wartość COP od 3,5 do 4. System modernizacyjny mógłby zaspokoić nawet całe zapotrzebowanie na ciepło sieciowe przy stałej oszczędności paliwa. W tym przypadku (integracja pola słonecznego o mocy 5 MW) FFS systemu przekracza 65%. Udział energii odnawialnej można jeszcze zwiększyć, biorąc pod uwagę możliwości dostaw certyfikowanych ekologicznych (w tym przypadku REC = 50%). Ze względu na możliwość modernizacji pompy ciepła pary wodnej, system DH może być wdrożony również jako samodzielne rozwiązanie DH, bez obsługi istniejącej już kogeneracji. W rzeczywistości, jeśli LGRES wykorzystuje sterowanie obejściowe, systemy można rozpatrywać oddzielnie, z wydajnością podobną do tej w przypadkach 7 i 8. W tym scenariuszu maksymalna wydajność systemu LGRES nie zależy już od wydajności kogeneracji i może zasilac dodatkową sieć DH.

Główne parametry

Technologia LGERES: płaskie lub próżniowe kolektory słoneczne + parowa pompa ciepła (zamknięta pętla MVR) + magazyn energii cieplnej (TES)

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia. Wymaga dokładnego projektu inżynierskiego.

Temperatura robocza LGERES: dolna część pola słonecznego do 50–60°C, para HP do 120–140°C (COP rzędu 4 dla standardowej maszyny – sprawność egzergiczna 0,5). Szczegółowe parametry wydajnościowe należy określić w szczegółowych analizach.

Temperatura robocza integracji: do 120°C (może być stosowana w postaci integracji ekonomizera CHP lub jako samodzielne rozwiązanie).

Szacunkowe koszty nie obejmują kosztów gruntu związanych z rozmieszczeniem paneli słonecznych.

Dane DH

Zapotrzebowanie użytkowników na ciepło (MW)	T _{LGERES} (°C)	Q _{LGERES} (MW)	REC %	Lokalne paliwo	Godziny pracy (h/rok)	Pojemność TES (MWh)
10,0	55	5	50	gaz ziemny	4380	21

Wskaźniki KPI	Litwa		Polska		Słowacja	
	LGERES	BAU	LGERES	BAU	LGERES	BAU
El _{RES_in} (*) (GWh/rok)	7,57	0	5,46	0	7,96	0
El _{NRES_in} (*) (GWh/rok)	1,03	0	3,14	0	0,65	0
Udział RES (%)	42,2	0	35,9	0	43,4	0

FFS (%)	66,9	0	66,9	0	66,9	0
Cl _{loc} (tCO ₂ /GWh _{th})	189,0	570,1	189,0	570,1	189,0	570,1
Cl _{glob} (*) (tCO ₂ /GWh _{th})	208,1	570,1	265,6	570,1	201,6	570,1
CAPEX (mln €/MW _t)	0,51	1,35	0,51	1,35	0,51	1,35
LCOH (€/MWh _t) – 20 lat	70	51	80	54	87	71
(*) w tym dostawy energii elektrycznej z certyfikatem ekologicznym						
LGERES = zasoby energii odnawialnej niskiej jakości						
BAU = Business As Usual (punkt odniesienia)						
Mocne strony				Słabe strony		
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą i możliwość instalacji jako samodzielna aplikacja w sieci ciepłowniczej – Możliwość zwiększenia mocy cieplnej dostarczanej do użytkowników – Dobre wskaźniki oszczędności (w szczególności w przypadku konfiguracji samodzielnej)				– Wymaga dodatkowego źródła zasilania elektrycznego dla sprężarki – Musi być połączony z niskimi temperaturami		
Główne zalecenia						
– Zalecane do stosowania w niskich temperaturach (poniżej 60°C) – Zalecane również w przypadku konieczności zwiększenia mocy cieplnej DH						

SZCZEGÓŁOWA ANALIZA NR 3 (ROZWIĄZANIE TECHNICZNE NR 13) – **PODGRZEWANIE KOTŁA**
LUB ZASTĄPIENIE GO INTEGRACJĄ PARABOLICZNYCH KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH

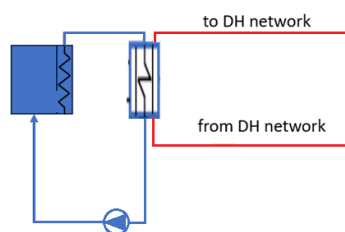
Przypadek 3

Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☒ Nowa Punkt integracji/temperatury DH ☐ Wejście/120°C ☐ Powrót/60°C ☒ Brak (wewnątrz systemu kotłowego)	Główne wykorzystywane LGERES ☒ Słońce ☐ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacyjna ☒ TES+ ☐ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☒ Brak
---	---	--

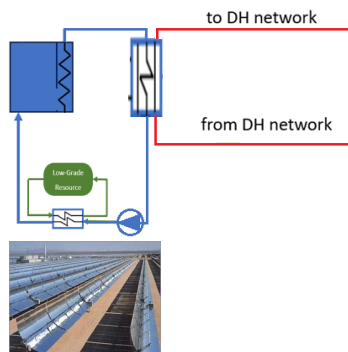
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej

Ogólny opis systemu

Istniejąca koncepcja instalacji – prosty kocioł (uproszczony)



Kocioł z **połem słonecznym wysokotemperaturowym** (parabolicznym)



Rozważana konfiguracja kotła (tradycyjny podgrzewacz gazowy lub węglowy, po lewej stronie) to system wody pod ciśnieniem dostarczający wodę o temperaturze około 130°C do głównego wymiennika (np. rurowego wymiennika ciepła typu shell&coil), podczas gdy pętla wtórna zapewnia zapotrzebowanie na ciepło DH w temperaturze około 110–120°C. W przypadku konfiguracji CHP nie ma produkcji energii elektrycznej, dzięki czemu system grzewczy jest prostszy i łatwiejszy do kontrolowania. Ponadto temperatury i ciśnienia są niższe.

Nowe rozwiązanie wykorzystuje pole słoneczne o wysokiej temperaturze (paraboliczne kolektory słoneczne – potencjalnie do 250°C) do wstępnego podgrzewania wody w kotle, pokrywając pożądany procent zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym. Aby działać w ten sposób, źródła LGERES muszą być w stanie zapewnić temperatury w zakresie 90–110°C, ale mogą całkowicie zastąpić kocioł,

jeśli dodatkowe źródło może zapewnić około 140°C. W związku z tym ilość zastąpionej energii pochodzącej z paliw kopalnych może być bardzo wysoka. W takim przypadku potrzebny jest system TES. Jeśli integracja pełni jedynie funkcję podgrzewacza wstępnego, można uniknąć stosowania systemu TES, a kocioł może modulować moc, aby zapewnić wymaganą moc cieplną nie pochodzącą ze źródła słonecznego. Przyjęta konfiguracja będzie zależała głównie od względów ekonomicznych. Tego rodzaju integracja może być wdrożona zarówno w pętli kotła, jak i w linii sieci HD (patrz przypadek 4).

Wielkość źródła LGERES nie może przekraczać wielkości pierwotnego systemu, nie może nasycić wydajności wymiennika ciepła. Oszczędności paliw kopalnych (FFS) lub pierwotnego kotła wzrastają do 100% w zależności od powyższego trybu pracy: podgrzewania wstępnego lub zastąpienia kotła. Oczywiście, gdy kocioł zostanie całkowicie zastąpiony (nie jest to łatwe w przypadku energii słonecznej, ale możliwe jest zastosowanie niektórych rozwiązań wykorzystujących odpady przemysłowe) przez LGERES, oszczędność i redukcja emisji osiągną 100%.

Główne parametry

Technologia LGERES: koncentrujące kolektory słoneczne paraboliczne + wysokotemperaturowe TES

TRL:10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia słoneczna

Temperatura robocza LGERES: do 220–240°C

Temperatura robocza tego zintegrowanego rozwiązania: do 140°C, w zależności jednak od konfiguracji głównego wymiennika ciepła.

Szacunki finansowe nie obejmują kosztów gruntu związanych z rozmieszczeniem pola słonecznego.

Na obliczenia LCOH duży wpływ ma polityka energetyczna i paliwowa poszczególnych krajów.

Dane DH

Zapotrzebowanie użytkowników DH (MW)	T _{LGERES} (°C)	Q _{LGERES} (MW)	REC %	Lokalne paliwo	Godziny pracy (h/rok)	Pojemność TES (MWh)
10,0	140	5	0	gaz ziemny	4380	15

Wskaźniki KPI	Litwa		Polska		Słowacja	
	LGERES	BAU	LGERES	BAU	LGERES	BAU
El _{RES_in} (*) (GWh/rok)	0,00	0	0,00	0	0,00	0
El _{NRES_in} (*) (GWh/rok)	0,00	0	0	0	0,00	0
Udział RES (%)	48,0	0	48,0	0	48,0	0
FFS (%)	48,0	0	48,0	0	48,0	0
Cl _{loc} (tCO ₂ /GWh _{th})	121,6	233,8	121,6	233,8	121,6	233,8
Cl _{glob} (*) (tCO ₂ /GWh _{th})	121,6	233,8	121,6	233,8	121,6	233,8

CAPEX (mln EUR/MW _t)	1,03	0,1	1,03	0,1	1,03	0,1
LCOH (€/MWh _t) – 20 lat	51	53	54	59	68	81
(*) w tym dostawy energii elektrycznej z certyfikatem ekologicznym LGERES = zasoby energii odnawialnej niskiej jakości BAU = Business As Usual (punkt odniesienia)						
Moc			Słabe strony			
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Może zastąpić ponad 50% zużycia paliw kopalnych – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności			– Mały zakres temperatur roboczych – Kluczowe znaczenie ma zarządzanie integracją TES i kotła (przynajmniej małego) – Wymaga dobrej konserwacji			
Główne zalecenia						
– Zalecane zarówno do częściowego zastąpienia paliw kopalnych – Wymaga źródeł średniej temperatury (nie można stosować w przypadku źródeł o umiarkowanej temperaturze – poniżej 80°C)						

SZCZEGÓŁOWA ANALIZA NR 4 (ROZWIĄZANIE TECHNICZNE NR 17) – **INTEGRACJA KOTŁA LUB JEGO ZASTĄPIENIE** WYSOKOTEMPERATUROWYM PARABOLICZNYM KOLEKTOREM SŁONECZNYM Z WYSOKOTEMPERATUROWYM SYSTEMEM TES

Przypadek 4

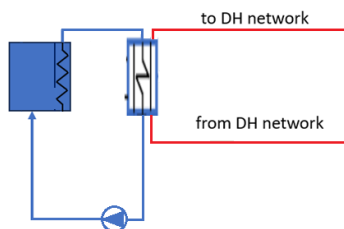
Strona | 126

Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☐ Nowa Punkt integracji/temperatury DH ☐ Wejście/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główny eksploatowany LGERES ☒ Słońce ☐ Geotermia ☐ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia ulepszająca ☒ TES+ ☐ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☒ Brak
---	--	---

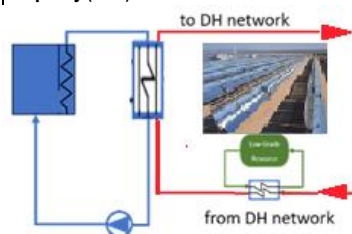
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej

Ogólny opis systemu

Istniejąca koncepcja instalacji – prosty kocioł (uproszczony)



Integracja kotła z polem parabolicznych kolektorów słonecznych i wysokotemperaturowym magazynem energii cieplnej (TES)



Rozważana konfiguracja kotła (tradycyjny kocioł gazowy lub węglowy, po lewej stronie) to system wody pod ciśnieniem dostarczający wodę o temperaturze około 130°C do głównego wymiennika (np. rurowego wymiennika ciepła typu shell&coil), podczas gdy pętla wtórna zapewnia zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej o temperaturze około 110–120°C.

Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, w celu wstępnego podgrzania linii powrotnej DH. Jeśli rozwiązaniem jest pole słoneczne z koncentratorami słonecznymi, integracja termiczna może być bardzo wysoka, pod warunkiem zainstalowania magazynu energii cieplnej wysokiej temperatury (TES).

FFS można zwiększyć do 100%. Udział kotła jest proporcjonalnie zmniejszany, podczas gdy moc LGERES wzrasta. W skrajnym przypadku kocioł można wyłączyć, wykorzystując go jedynie jako niewielką

integrację termiczną. Systemy solarne mogą przyczynić się do zwiększenia całkowitej mocy i całkowitej wydajności ciepła sieciowego, jeśli zajdzie taka potrzeba.

Rozwiązanie to ma również zastosowanie lokalne, w zdecentralizowanych podstacjach.

Główne parametry

Technologia LGERES: kolektory słoneczne z parabolicznymi rynnami skupiającymi + magazynowanie energii cieplnej (TES)

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia. Wymaga dokładnego projektu inżynierskiego.

Temperatura robocza LGERES: do 180–240°C. Szczegółowe parametry wydajnościowe należy określić w szczegółowych analizach.

Temperatura robocza tej integracji: do 140°C (może być stosowana w postaci integracji kotła, jak w przypadku 3, lub jako samodzielne rozwiązanie z integracją małego kotła).

Szacunki finansowe nie obejmują kosztów gruntów związanych z rozmieszczeniem pola słonecznego.

Na obliczenia LCOH duży wpływ ma polityka energetyczna i paliwowa każdego kraju.

Wykorzystanie węgla jako paliwa kopalnego, w przeciwieństwie do wykorzystania gazu w przypadku 3, znacznie obniża koszty operacyjne i daje takie same wyniki dla trzech krajów (zakładając, że koszty węgla są takie same).

Dane DH

Zapotrzebowanie użytkowników DH (MW)	T _{lgeres} (°C)	Q _{lgeres} (MW)	REC %	Lokalne paliwo	Godziny pracy (h/rok)	Pojemność TES (MWh)
10,0	140	5	0	węgiel	4380	15

Wskaźniki KPI	Litwa		Polska		Słowacja	
	LGERES	BAU	LGERES	BAU	LGERES	BAU
El _{RES_in} (*) (GWh/rok)	0,00	0	0,00	0	0,00	0
El _{NRES_in} (*) (GWh/rok)	0,00	0	0	0	0,00	0
Udział RES (%)	48,0	0	48,0	0	48,0	0
FFS (%)	48,0	0	48,0	0	48,0	0
Cl _{loc} (tCO ₂ /GWh _{th})	213,1	409,7	213,1	409,7	213,1	409,7
Cl _{glob} (*) (tCO ₂ /GWh _{th})	213,1	409,7	213,1	409,7	213,1	409,7
CAPEX (mln EUR/MW _t)	1,03	0,1	1,03	0,1	1,03	0,1
LCOH (€/MWh _t) – 20 lat	51	53	51	53	51	53

(*) w tym dostawy energii elektrycznej z certyfikatem ekologicznym LGERES = zasoby energii odnawialnej niskiej jakości BAU = Business As Usual (punkt odniesienia)	
Siła	Słabość
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Potencjalna możliwość zastąpienia paliw kopalnych nawet w 80% – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Wymaga dokładnego projektu inżynierskiego – Kluczowe znaczenie ma zarządzanie integracją TES i kotła (przynajmniej małego) – Konieczna jest dobra konserwacja
Główne zalecenia	
– Zalecane zarówno w przypadku częściowego, jak i całkowitego zastąpienia paliw kopalnych – Zalecane w przypadku konieczności zwiększenia mocy cieplnej sieci ciepłowniczej	

SZCZEGÓŁOWA ANALIZA NR 5 (ROZWIĄZANIE TECHNICZNE NR 18) – INTEGRACJA LUB ZASTĄPIENIE KOTŁA PRZEMYSŁOWYM CIEPŁEM ODPADOWYM + ABS-HP NA LINII POWROTNEJ CIEPŁOWNI

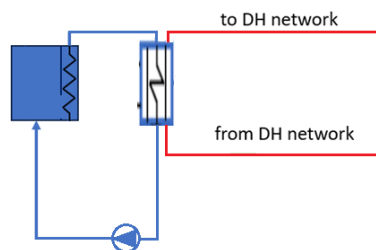
Przypadek 5

Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☐ Nowa Punkt integracji/temperatury DH ☐ Wejście/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słońce ☐ Geotermia ☒ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☐ TES+ ☐ VC-HP ☐ MVR ☒ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
---	---	---

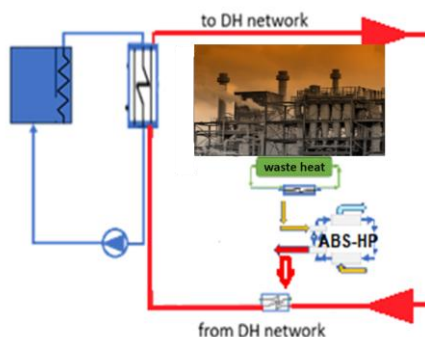
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej

Ogólny opis systemu

Istniejąca koncepcja instalacji – prosty kocioł



Integracja kotła z odpadami przemysłowymi + ABS-HP



Rozważana konfiguracja kotła (tradycyjny kocioł gazowy lub węglowy, po lewej stronie) to system wody pod ciśnieniem dostarczający wodę o temperaturze około 130°C do głównego wymiennika (np. rurowego wymiennika ciepła typu shell&coil), podczas gdy pętla wtórna zapewnia zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej o temperaturze około 110–120°C.

Nowe rozwiązanie wykorzystuje przemysłowe ciepło odpadowe do wstępnego podgrzewania przewodu powrotnego DH. Przy takiej integracji (temperatura około 70°C) wymagana jest odpowiednia technologia modernizacyjna. W tym przypadku można zastosować absorpcyjny transformator ciepła (maksymalna temperatura robocza około 100–115°C). TES jest opcjonalny, ale może pomóc w regulacji systemu. W ten sposób energia cieplna dostarczana przez źródło odpadów jest wykorzystywana do zasilania ABS-HP (w procesie desorpcji) bez znaczącego zużycia energii elektrycznej, ale przy dużym zapotrzebowaniu na ciepło pomocnicze. Zmniejszenie mocy cieplnej poprzez spalanie w kotle prowadzi do bardzo dobrej wydajności. Wadą jest to, że do zasilania ABS-HP potrzebna jest duża ilość energii cieplnej o temperaturze 60°C, co wymaga dużych ilości odpadów przemysłowych. W rzeczywistości, dla

podanych powyżej temperatur, współczynnik COP systemu mieści się w zakresie 0,35–0,5, co oznacza, że jeśli potrzebna jest moc np. 1 MW_{th}, źródło będzie musiało dostarczyć około 5 MW_{th} ciepła, z czego 4 MW_{th} zostanie odprowadzone do środowiska. Niemniej jednak, jeśli technologia ta będzie eksploatowana z dużego źródła odpadów przemysłowych, zapewni ona ciepło o podwyższonej temperaturze przy bardzo niskich kosztach. Konfiguracja autonomiczna (bez kotła) nie jest tak łatwa do wdrożenia, ponieważ górna temperatura ABS-HP może być niewystarczająca dla wysokotemperaturowego (120°C) systemu ciepłowniczego.

FFS systemu można zwiększyć do 100%. Udział kotła zmniejsza się proporcjonalnie wraz ze wzrostem mocy LGERES. Systemy mogą przyczynić się do zwiększenia całkowitej mocy, a w razie potrzeby można zwiększyć całkowitą wydajność DH.

Rozwiązanie to ma również zastosowanie lokalne, w zdecentralizowanych podstacjach.

Główne parametry

Technologia LGERES: źródła ciepła odpadowego + absorpcyjna pompa ciepła (ABS-HP)

T_{RL}: 9–10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia, której zastosowanie w rzeczywistych rozwiązaniach modernizacyjnych wiąże się z pewnymi trudnościami. Należy rozważyć i z zadowoleniem przyjąć pilotażowe instalacje ABS-HP.

Temperatura robocza LGERES: zakłada się, że odpady są dostępne w temperaturze 70°C, dzięki czemu można zastosować transformator ciepła o temperaturze 110–115°C (sprawność egzegrii rzędu 0,15).

Temperatura robocza integracji: do 110°C, co zmniejsza wzrost temperatury w kotle.

Działanie ABS-HP wymaga odprowadzenia dużej ilości ciepła do środowiska (51,6% ciepła wprowadzonego w tym konkretnym przypadku). Dlatego konieczne jest przewymiarowanie LGERES.

Zakładana dostępność 10 MW ciepła odpadowego o temperaturze 70°C zostaje zredukowana do zaledwie 4,8 MW użytecznego efektu w sieci ciepłowniczej o temperaturze 115°C.

Dane DH

Zapotrzebowanie użytkowników na ciepło (MW)	T _{lgeres} (°C)	Q _{lgeres} (MW)	REC %	Lokalne paliwo	Godziny pracy (h/rok)	Pojemność TES (MWh)
10,00	70	10	0	gaz ziemny	4380	0

	Litwa		Polska		Słowacja	
Wskaźniki KPI	LGERES	BAU	LGERES	BAU	LGERES	BAU
El _{RES_in} (*) (GWh/rok)	0,00	0	0,00	0	0,00	0
El _{NRES_in} (*) (GWh/rok)	0,00	0	0	0	0,00	0
Udział RES (%)	64,2	0	64,2	0	64,2	0

FFS (%)	46,4	0	46,4	0	46,4	0
Cl _{loc} (tCO ₂ /GWh _{th})	125,2	233,8	125,2	233,8	125,2	233,8
Cl _{glob} (*) (tCO ₂ /GWh _{th})	125,2	233,8	125,2	233,8	125,2	233,8
CAPEX (mln €/MW _t)	0,59	0,1	0,59	0,1	0,59	0,1
LCOH (€/MWh _t) – 20 lat	43	53	47	59	60	81

(*) w tym dostawy energii elektrycznej z certyfikatem ekologicznym
 LGERES = zasoby energii odnawialnej niskiej jakości
 BAU = Business As Usual (punkt odniesienia)

Moc	Słabe strony
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Potencjalna możliwość zastąpienia paliw kopalnych nawet w 85% – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Wymaga dokładnego projektu technicznego – Stosowanie transformatorów ciepła nie jest zbyt rozpowszechnione – Na jego koszt duży wpływ ma konfiguracja gruntowego wymiennika ciepła
Główne zalecenia	
– Rozsądnie zalecane w przypadku częściowej wymiany paliwa – Zalecane w przypadku konieczności zwiększenia mocy cieplnej DH – Do działania systemu ABS-HP potrzebna jest bardzo wysoka zainstalowana moc cieplna źródła odpadów	

SZCZEGÓŁOWA ANALIZA NR 6 (TECH. SOL. NR 19) – INTEGRACJA LUB ZASTĄPIENIE KOTŁA
NISKOTEMPERATUROWYM SYSTEMEM ODZYSKIWANIA CIEPŁA ODPADOWEGO + POMPĄ CIEPŁA Z KOMPRESJĄ
PARY)

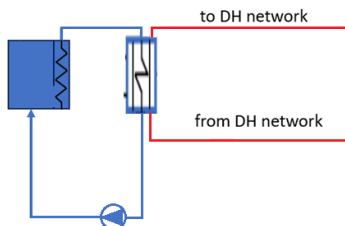
Przypadek 6

Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☐ Nowa Punkt integracji/temperatury DH ☐ Wejście/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słońce ☐ Geotermia ☒ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☐ TES+ ☒ VC-HP ☐ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
---	---	---

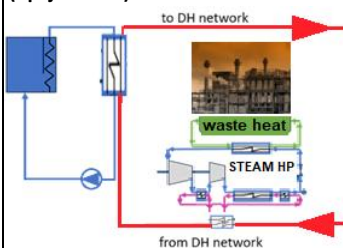
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej

Ogólny opis systemu

Istniejąca koncepcja instalacji – prosty kocioł (uproszczony)



Integracja kotła z **odpadami przemysłowymi** o średniej/niskiej temperaturze + **para HP + TES (opcjonalnie)**



Rozważana konfiguracja kotła (tradycyjny kocioł gazowy lub węglowy, po lewej stronie) to system wody pod ciśnieniem dostarczający wodę o temperaturze około 130°C do głównego wymiennika (np. rurowego wymiennika ciepła typu shell&coil), podczas gdy pętla wtórna zapewnia zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej o temperaturze około 110–120°C.

Możliwe jest zainstalowanie pola termicznego LGERES, zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, w celu wstępnego podgrzania linii powrotnej DH. Aby działać w ten sposób, źródła LGERES muszą być w stanie zapewnić temperatury w zakresie 90–115°C, typowe dla średnio-wysokotemperaturowego przemysłowego ciepła odpadowego (np. spaliny z silników i turbin, ciepło z pieców suszarniczych, reaktorów chemicznych i kondensatu pary średniego ciśnienia), ale nie mogą one całkowicie zastąpić kotła, jeśli dodane źródło nie może osiągnąć około 130°C. Ponadto poziom mocy sprężonego przemysłu musi być wystarczający. Jeśli rozwiązaniem jest odpadowe ciepło (przemysłowe) o niskiej/średniej temperaturze, integracja termiczna byłaby bardzo niska, dlatego wymagana jest odpowiednia technologia modernizacji. W tym przypadku pompa ciepła z kompresją pary (maksymalna

temperatura robocza do około 150°C). TES jest opcjonalny, w zależności od ciągłego lub przerywanego trybu pracy źródła ciepła odpadowego.

FFS systemu można zwiększyć do 100%. Udział kotła zmniejsza się proporcjonalnie wraz ze wzrostem mocy LGERES. W skrajnym przypadku kocioł można wyłączyć. W przeciwnym razie systemy mogą przyczynić się do zwiększenia całkowitej mocy i całkowitej wydajności DH, jeśli zajdzie taka potrzeba.

Rozwiązanie to ma również zastosowanie lokalne, w zdecentralizowanych podstacjach, w pobliżu źródła ciepła odpadowego.

Główne parametry

Technologia LGERES: źródła ciepła odpadowego + pompa ciepła parowa (zamknięta pętla MVR) + magazyn energii cieplnej (TES)

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia. Wymaga dokładnego projektu inżynierskiego.

Temperatura robocza LGERES: źródło odpadów w zakresie 60–90°C, pompa ciepła pary do 120–140°C (COP rzędu 4,5 przy standardowej maszynie – zakładając sprawność egzergii na poziomie 0,5).

Moc integracyjna wymagana ze źródła odpadów jest mniejsza niż w przypadku 5 (3,8 MW zamiast 10 MW), aby działać z taką samą mocą cieplną dostarczaną do sieci DH (4,8 MW). W tym przypadku zastosowanie pary VC-HP wprowadza dodatkową moc cieplną ze względu na zużycie energii elektrycznej (1 MW).

Znaczące różnice między krajami wynikają z różnic w polityce energetycznej.

Dane dotyczące sieci ciepłowniczej

Zapotrzebowanie użytkowników sieci ciepłowniczej (MW)	T _{lgeres} (°C)	Q _{lgeres} (MW)	REC %	Paliwo lokalne	Godziny pracy (h/rok)	Wydajność TES (MWh)
10,00	70	3,8	0	gaz ziemny	4380	0

Wskaźniki KPI	Litwa		Polska		Słowacja	
	LGERES	BAU	LGERES	BAU	LGERES	BAU
El _{RES_in} (*) (GWh/rok)	3,41	0	1,21	0	3,81	0
El _{NRES_in} (*) (GWh/rok)	1,08	0	3,27	0	0,67	0
Udział RES (%)	44,0	0	39,1	0	44,8	0
FFS (%)	46,3	0	46,3	0	46,3	0
Cl _{loc} (tCO ₂ /GWh _{th})	125,5	233,8	125,5	233,8	125,5	233,8
Cl _{glob} (*) (tCO ₂ /GWh _{th})	145,4	233,8	205,4	233,8	138,7	233,8

CAPEX (mln €/MW _t)	0,49	0,1	0,49	0,1	0,49	0,1
LCOH (€/MWh _t) – 20 lat	62	53	71	59	84	81

(*) w tym dostawy energii elektrycznej z certyfikatem ekologicznym

LGERES = zasoby energii odnawialnej niskiej jakości

BAU = Business As Usual (punkt odniesienia)

Strona | 134

Moc	Słabe strony
– Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą – Potencjalna możliwość zastąpienia paliw kopalnych w 100% – Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Wymaga dokładnego projektu technicznego – Nie jest łatwo znaleźć źródła ciepła odpadowego o dużej mocy i wysokiej temperaturze – Odległość między siecią ciepłowniczą a źródłem ciepła odpadowego
Główne zalecenia	
Zalecane zarówno w przypadku częściowego, jak i całkowitego zastąpienia paliw kopalnych	

SZCZEGÓŁOWA ANALIZA NR 7 (ROZWIĄZANIE TECHNICZNE NR 20) – ZASTĄPIENIE KOTŁA KOTŁEM LGERES
O ŚREDNIEJ TEMPERATURZE I KOTŁEM PAROWYM HP)

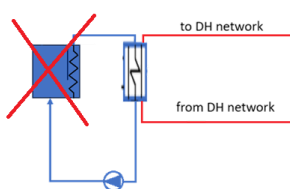
Przypadek 7

Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☒ Nowy Punkt integracji/temperatury DH ☐ Wejście/120°C ☒ Powrót/ 60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słońce ☐ Geotermia ☒ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☒ TES+ ☐ VC-HP ☒ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
---	---	--

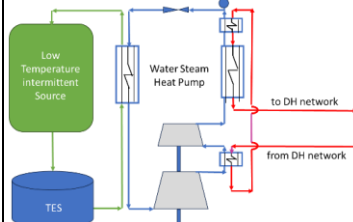
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☐ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej

Ogólny opis systemu

Istniejąca koncepcja instalacji – likwidacja kotła na paliwo kopalne (uproszczona)



Zastąpienie kotła średnitemperaturowym LGERES + parowym HP + TES



Niniejsza karta danych podsumowuje potencjalną wymianę tradycyjnych kotłów na całkowicie LGERES o średniej temperaturze (nie mniej niż 60–70°C).

Rozważana tradycyjna konfiguracja opalana węglem została całkowicie zastąpiona źródłem LGERES. Możliwe jest zainstalowanie źródła ciepła niskiej jakości, na przykład pola słonecznego o niskiej temperaturze (60–70°C), zaznaczonego na zielono na schemacie po prawej stronie, w celu ogrzania przewodu powrotnego DH, pokrywającego pożądany procent zapotrzebowania na ciepło DH. Ze względu na niską temperaturę dostarczaną przez LGERES, niższą od temperatury linii powrotnej, wdrożono ulepszoną technologię w postaci pompy ciepła parowej, aby podnieść temperaturę wody powrotnej do zakresu 110–120°C dostarczanej do sieci ciepłowniczej. W ten sposób część mocy ciepłowniczej jest dostarczana przez źródło słoneczne, a druga część przez moc sprężarki. Wzrost temperatury zapewniony przez LGERES gwarantuje dobre działanie i wydajność MVR. Sprężarka parowa o przepływie osiowym stosowana w tego typu pompach ciepła ma zazwyczaj sprawność około 0,8, co daje wartość COP od 3,5 do 4. Pomimo dostępności „bezpłatnej” energii ze źródła odpadów, proces modernizacji jest energochłonny i na każdy MWth dostarczony użytkownikowi urządzenie sprężarkowe potrzebuje około 0,3 Mwe energii elektrycznej.

W przypadku wykorzystania przerywanych źródeł ciepła odpadowego konieczne jest zastosowanie dobrego systemu magazynowania energii cieplnej (TES) o wysokiej temperaturze.

System może również współpracować z innymi źródłami niskotemperaturowymi, takimi jak energia słoneczna lub przerywane ciepło odpadowe pochodzące z centrów handlowych. Rozwiązanie to ma również zastosowanie lokalne, w zdecentralizowanych podstacjach działających jako niezależna podsieć ciepłownicza.

Główne parametry

Technologia LGERES: średnia temperatura LGERES + pompa ciepła parowa (zamknięta pętla MVR) + magazyn energii cieplnej (TES)

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia. Wymaga dokładnego projektu inżynierskiego.

Temperatura robocza LGERES: co najmniej 60–70°C, pompa ciepła pary do 110–130°C (COP rzędu 4,0 dla standardowej maszyny, przy założeniu sprawności egzergicznej 0,5).

Dane DH

Zapotrzebowanie użytkowników na ciepło (MW)	T _{lgeres} (°C)	Q _{lgeres} (MW)	REC %	Lokalne paliwo	Godziny pracy (h/rok)	Pojemność TES (MWh)
10,00	65	7,75	0	gaz ziemny	4380	250

Wskaźniki KPI	Litwa		Polska		Słowacja	
	LGERES	BAU	LGERES	BAU	LGERES	BAU
El _{RES_in} (*) (GWh/rok)	9,06	0	3,22	0	10,13	0
El _{NRES_in} (*) (GWh/rok)	2,86	0	8,70	0	1,79	0
Udział RES (%)	93,8	0	81,0	0	96,1	0
FFS (%)	100,0	0	100,0	0	100,0	0
Cl _{loc} (tCO ₂ /GWh _{th})	0,0	233,8	0,0	233,8	0	233,8
Cl _{glob} (*) (tCO ₂ /GWh _{th})	52,9	233,8	212,3	233,8	35,1	233,8
CAPEX (mln EUR/MW _t)	1,31	0,1	1,31	0,1	1,31	0,1
LCOH (€/MWh _t) – 20 lat	83	53	96	59	95	81

(*) w tym dostawy energii elektrycznej z certyfikatem ekologicznym

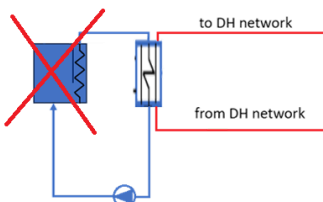
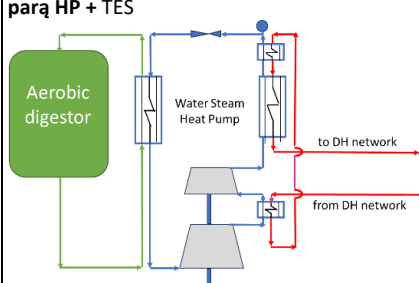
LGERES = zasoby energii niskiej jakości

BAU = Business As Usual (punkt odniesienia)

Moc	Słabe strony
- Łatwość integracji z istniejącą instalacją ciepłowniczą - Potencjalna możliwość zastąpienia paliw kopalnych nawet w 80%	- Wymaga dokładnego projektu technicznego - Wymaga energii elektrycznej (do zasilania sprężarek)

– Bardzo dobre wskaźniki oszczędności	– Dobry system magazynowania energii cieplnej (TES) w wysokich temperaturach
Główne zalecenia	
Zalecane do szerokiego zastąpienia paliw kopalnych.	

SZCZEGÓŁOWA ANALIZA NR 8 (ROZWIĄZANIE TECHNICZNE NR 21) – **ZASTĄPIENIE KOTŁA KOMORĄ FERMENTACYJNĄ I PARĄ WODNĄ HP**

Przypadek 8		
Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP☒ Nowa Punkt integracji/temperatury DH ☐ Wejście/120°C ☒ Powrót/60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słońce ☐ Geotermia ☐ Odpady ☒ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacji ☐ TES+ ☒ VC-HP ☒ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja zakładu – likwidacja kotła na paliwo kopalne (uproszczona) 	Nowa koncepcja: Zastąpienie kotła średniotemperaturowym komorą fermentacyjną + parą HP + TES 	
Rozważana tradycyjna konfiguracja opalana węglem zostaje całkowicie zastąpiona źródłem LGERES reprezentowanym przez komorę fermentacyjną, która stanowi źródło ciepła o niskiej temperaturze około 60–70°C. Ze względu na niską temperaturę dostarczaną przez LGERES, podobną do temperatury w przewodzie powrotnym, wdrożono technologię modernizacyjną w postaci pompy ciepła parowej, aby podnieść temperaturę wody do zakresu 110–120°C. W ten sposób część energii cieplnej dla ogrzewania miejskiego jest dostarczana przez komorę fermentacyjną, a druga część przez sprężarkę (energia elektryczna). Sprężarka parowa o przepływie osiowym stosowana w tego typu pompach ciepła ma zazwyczaj sprawność około 0,8, co daje wartości COP od 3,5 do 4. Ze względu na stosunkowo wysoką		

temperaturę źródła, energia elektryczna wymagana do podwyższenia temperatury wynosi około 0,25 MWe na 1 MWth.

W wyniku procesów utleniania powstają dwutlenek węgla (CO₂) i podtlenek azotu (N₂O), a CO₂ jest również emitowany w celu wytworzenia energii niezbędnej do działania systemu. Konieczne może być podjęcie działań mających na celu ograniczenie tych emisji i ich wychwytywanie.

Globalną emisję CO₂ spowodowaną zużyciem energii elektrycznej można ograniczyć poprzez stosowanie ekologicznej energii elektrycznej z certyfikatem, co wiąże się z wyższymi kosztami operacyjnymi i kosztami LCOH. W tym konkretnym przypadku zakładany odsetek certyfikatów REC wynosi 50%.

Rozwiązanie to ma również zastosowanie lokalnie, w zdecentralizowanych podstacjach działających jako niezależna podsieć DH. Dzięki ciągłej pracy komory fermentacyjnej zastosowanie TES może nie być konieczne.

Główne parametry

LGERES niskotemperaturowe: komora fermentacyjna tlenowa + pompa ciepła parowa (zamknięta pętla MVR) + magazyn energii cieplnej (TES), opcjonalnie.

TRL: 10 – Dobrze ugruntowana i dostępna technologia. Wymaga dokładnego projektu inżynierskiego.

Temperatura robocza LGERES: komora fermentacyjna 60–70°C, pompa ciepła pary do 110–130°C (COP rzędu 4 dla standardowej maszyny, przy założeniu sprawności egzergicznej 0,5). Szczegółowe parametry wydajnościowe należy określić w szczegółowych analizach.

Temperatura robocza procesu wzbogacania: do 130°C. Zastosowanie dobrego systemu magazynowania energii cieplnej (TES) nie jest obowiązkowe (i nie jest pokazane na rysunku), ale mile widziane.

Dane DH

Zapotrzebowanie użytkowników na ciepło (MW)	T _{lgeres} (°C)	Q _{lgeres} (MW)	REC %	Lokalne paliwo	Godziny pracy (h/rok)	Pojemność TES (MWh)
10,00	65	7,75	50	węgiel	4380	250

	Litwa		Polska		Słowacja	
Wskaźniki KPI	LGERES	BAU	LGERES	BAU	LGERES	BAU
El _{RES_in} (*) (GWh/rok)	10,49	0	7,57	0	11,03	0
El _{NRES_in} (*) (GWh/rok)	1,43	0	4,35	0	0,89	0
Udział RES (%)	93,8	0	81,0	0	96,1	0
FFS (%)	100,0	0	100,0	0	100,0	0
Cl _{loc} (tCO ₂ /GWh _{th})	0,0	409,7	0,0	409,7	0	409,7
Cl _{glob} (*) (tCO ₂ /GWh _{th})	26,5	409,7	106,2	409,7	17,5	409,7
CAPEX (mln EUR/MW _t)	1,31	0,1	1,31	0,1	1,31	0,1
LCOH (€/MWh _t) – 20 lat	80	53	91	53	92	53

(*) w tym dostawy energii elektrycznej z certyfikatem ekologicznym

LGERES = zasoby energii niskiej jakości

BAU = Business As Usual (punkt odniesienia)

Moc	Słabe strony
– Bardzo dobre wskaźniki oszczędności – Zasadniczo nie wymaga systemu magazynowania energii cieplnej.	– Wymaga energii elektrycznej (do zasilania sprężarek) – Wytworzony CO₂ powinien być wychwytywany
Główne zalecenia	
Zalecane wyłącznie w przypadku istniejących już komór fermentacyjnych tlenowych.	

SZCZEGÓŁOWA ANALIZA NR 9 (ROZWIĄZANIE TECHNICZNE NR 22) – **WYMIANA** KOTŁA NA POMPĘ CIEPŁA
GEOTERMALNĄ + POMPĘ CIEPŁA Z KOMPRESJĄ PARY (ZAMKNIĘTY CYKL MVR)

Strona | 140

Przypadek 9

Podstawowa technologia referencyjna

☒ Kocioł ☐ CHP ☒ Nowa
Punkt integracji/temperatury DH
☐ Wejście/120°C ☒ Powrót/60°C
☐ Brak

Główne wykorzystywane LGERES

☐ Słońce ☒ Geotermia
☐ Odpady ☐ Biomasa
☐ Inne

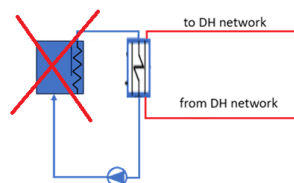
Technologia modernizacji

☐ TES+ ☒ VC-HP
☒ MVR ☐ ABS-HP
☐ Inne ☐ Brak

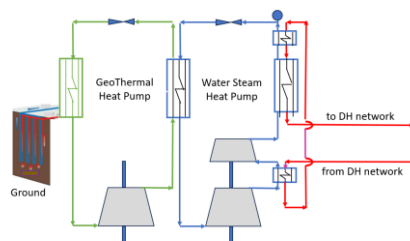
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej

Ogólny opis systemu

Istniejąca koncepcja instalacji – likwidacja kotła na paliwo kopalne (uproszczona)



Nowa koncepcja: Zastąpienie kotła **pompą ciepła z gruntu** + integracja **pompy ciepła parowej** (zamknięty cykl MVR)



Niniejsza karta danych podsumowuje potencjalną wymianę tradycyjnych kotłów na całkowicie niskoenergetyczne (LGERES) w niskiej temperaturze (do 5–10°C).

Rozważana tradycyjna konfiguracja opalana węglem zostaje całkowicie zastąpiona przez źródło LGERES reprezentowane przez grunt, wspomagane przez pompę ciepła geotermalną. System ten przekształca i podnosi temperaturę otoczenia z gruntu wynoszącą około 10°C do bardziej przystępnej i wartościowej temperatury 50–60°C, przy średniej sezonowej temperaturze gruntu wynoszącej 10°C, co jednak nadal stanowi źródło ciepła niskiej jakości. W związku z tym wydajność tego pierwszego etapu jest dalej podwyższana za pomocą **pompy ciepła wykorzystującej parę wodną** (na rysunku), aby osiągnąć wyższe temperatury wymagane przez sieć ciepłowniczą, do 120–130°C. Część energii cieplnej dla sieci ciepłowniczej pochodzi z gruntu, a część z energii elektrycznej zużywanej przez sprężarkę. Chociaż nowoczesne pompy ciepła charakteryzują się wysokimi współczynnikami COP, połączenie tych dwóch ulepszeń daje zazwyczaj globalny współczynnik COP nie wyższy niż 2,5. Zastosowanie podwójnego

ulepszenia w celu podwyższenia bardzo niskiej temperatury źródła (10°C) oznacza wysoką wartość LCOH.

To rozwiązanie techniczne można zastosować również lokalnie, w zdecentralizowanej podstacji działającej jako niezależna podsieć ciepłownicza.

Główne parametry

Technologia LGERES: gruntowa pompa ciepła (VC-HP) + parowa pompa ciepła (MVR zamknięty cykl)

TRL: 10 – Technologia dobrze ugruntowana i dostępna, ale wymagany jest szczegółowy projekt inżynierski

Temperatura robocza LGERES z integracją: pompa ciepła geotermalna pierwszego stopnia osiąga 50–60°C, drugi cykl zamknięty MVR może osiągnąć 120–130°C.

Dane DH

Zapotrzebowanie użytkowników na ciepło (MW)	T _{lgeres} (°C)	Q _{lgeres} (MW)	REC %	Lokalne paliwo	Godziny pracy (h/rok)	Pojemność TES (MWh)
10,00	10	5,49	0	węgiel	4380	0

Wskaźniki KPI	Litwa		Polska		Słowacja	
	LGERES	BAU	LGERES	BAU	LGERES	BAU
El _{RES_in} (*) (GWh/rok)	16,43	0	5,84	0	18,37	0
El _{NRES_in} (*) (GWh/rok)	5,19	0	15,78	0	3,24	0
Udział RES (%)	88,6	0	65,4	0	92,9	0
FFS (%)	100,0	0	100,0	0	100,0	0
Cl _{loc} (tCO ₂ /GWh _{th})	0,0	409,7	0,0	409,7	0,0	409,7
Cl _{glob} (*) (tCO ₂ /GWh _{th})	96,0	409,7	385,0	409,7	63,6	409,7
CAPEX (mln EUR/MW _t)	1,86	0,1	7,78	0,1	7,78	0,1
LCOH (€/MWh _t) – 20 lat	140	53	164	53	162	53

(*) w tym dostawy energii elektrycznej z certyfikatem ekologicznym

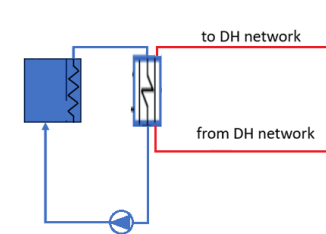
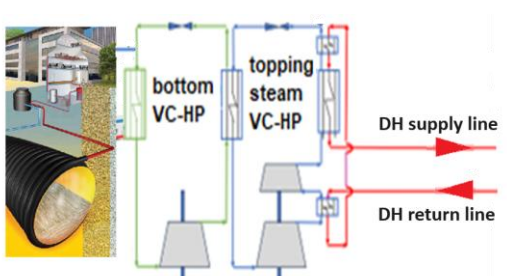
LGERES = zasoby energii odnawialnej niskiej jakości

BAU = Business As Usual (punkt odniesienia)

Mocne strony	Słabe strony
– Dobre wskaźniki oszczędności – Sprawdzona technologia – Nie wymaga systemu magazynowania energii cieplnej, chyba że wykorzystywane są różne źródła	– Wymaga zewnętrznego źródła zasilania elektrycznego dla sprężarek

energii o charakterze przerywanym (energia słoneczna, energia z odpadów)	– Złożona technologia modernizacji (wymagany szczegółowy projekt inżynierski)
Główne zalecenia	
Zalecane do stosowania ze źródłami o bardzo niskiej temperaturze (10°C).	

SZCZEGÓŁOWA ANALIZA NR 10 (ROZWIĄZANIE TECHNICZNE NR 24) – INTEGRACJA DH Z CIEPŁEM ODPADOWYM ŚCIEKÓW + SYSTEM VC-HP + POMPA CIEPŁA Z KOMPRESJĄ PARY (ZAMKNIĘTY CYKL MVR)

Przypadek 10		
Podstawowa technologia referencyjna ☒ Kocioł ☐ CHP ☒ Nowy Temperatury wlotowe DH ☐ Wejście: 120°C ☒ Powrót: 60°C ☐ Brak	Główne wykorzystywane LGERES ☐ Słońce ☐ Geotermia ☒ Odpady ☐ Biomasa ☐ Inne	Technologia modernizacyjna ☐ TES+ ☒ VC-HP ☒ MVR ☐ ABS-HP ☐ Inne ☐ Brak
Strategia interwencji (lokalizacja): ☒ Centralna stacja grzewcza ☒ Delokalizacja wzdłuż sieci ciepłowniczej		
Ogólny opis systemu		
Istniejąca koncepcja zakładu – likwidacja kotła na paliwo kopalne (uproszczona) 	Nowa koncepcja: integracja sieci ciepłowniczej z ciepłem odpadowym ze ścieków + pompa ciepła + pompa ciepła parowa (zamknięty cykl MVR) 	
Niniejsza karta danych zawiera podsumowanie wyników integracji tradycyjnego kotła opalanego węglem z niskotemperaturowym (do 15–20°C) systemem LGERES wykorzystującym ścieki. Rozważana integracja opiera się na rurowym wymienniku ciepła do wykorzystania ścieków (zazwyczaj w lokalnych rozwiązaniach dzielnicowych lub budynkowych) połączonym z systemem VC-HP (ścieki mają zazwyczaj wyższą temperaturę otoczenia, średnio około 20°C, a VC-HP może osiągać temperaturę około		

70°C). Gdy lokalna temperatura jest taka sama jak temperatura w przewodzie powrotnym sieci ciepłowniczej, można dodać parę VC-HP (zamknięty cykl MVR) o temperaturze do 120°C, zarówno w stacji centralnej, jak i lokalnie. Dostępność ciepła odpadowego ze ścieków szacuje się na 15% mocy grzewczej sieci ciepłowniczej.

Pomimo dostępności „bezpłatnej” energii cieplnej z wymiennika ciepła ścieków, proces modernizacji jest energochłonny i na każdy MWth dostarczony użytkownikowi sprężarki urządzeń potrzebują od 0,3 do 0,4 MWe energii elektrycznej.

Aby zmaksymalizować wydajność, konieczna jest modernizacja niektórych instalacji. Ze względu na nieciągłą dostępność energii z ścieków komunalnych konieczne jest zastosowanie dużego systemu magazynowania energii cieplnej (TES).

Ponieważ potrzebna jest energia elektryczna, oszczędność paliw kopalnych wynosi od 20% do 30%. Udział energii odnawialnej mógłby być wyższy, gdyby energia elektryczna wykorzystywana do zasilania sprężarek była „zielona”.

Zastosowane tutaj rozwiązanie techniczne jest zazwyczaj wdrażane w zdecentralizowanych podstacjach działających jako podsieć DH.

Główne parametry

Technologia LGERES: gruntowa pompa ciepła (VC-HP) + parowa pompa ciepła (MVR zamknięty cykl)

TRL: 10 – Technologia dobrze ugruntowana i dostępna, ale wymagany jest szczegółowy projekt inżynierski

Temperatura robocza LGERES z integracją: pierwsza faza pompy ciepła geotermalnej osiąga 50–60°C, druga faza MVR w cyklu zamkniętym może osiągnąć 100–120°C.

Strona | 144

Dane DH

Zapotrzebowanie użytkowników na ciepło (MW)	T _{lgeres} (°C)	Q _{lgeres} (MW)	REC %	Lokalne paliwo	Godziny pracy (h/rok)	Pojemność TES (MWh)
10,0	20	1,5	0	węgiel	4380	61

Wskaźniki KPI	Litwa		Polska		Słowacja	
	LGERES	BAU	LGERES	BAU	LGERES	BAU
El _{RES_in} (*) (GWh/rok)	3,49	0	1,24	0	3,90	0
El _{NRES_in} (*) (GWh/rok)	1,10	0	3,35	0	0,69	0
Udział RES (%)	22,0	0	17,1	0	22,9	0
FFS (%)	24,5	0	24,5	0	24,5	0
Cl _{loc} (tCO ₂ /GWh _{th})	309,5	409,7	309,5	409,7	309,5	409,7
Cl _{glob} (*) (tCO ₂ /GWh _{th})	329,9	409,7	391,2	409,7	323,0	409,7
CAPEX (mln €/MW _t)	0,43	0,1	0,43	0,1	0,43	0,1
LCOH (€/MWh _t) – 20 lat	74	53	79	53	79	53

(*) w tym dostawy energii elektrycznej z certyfikatem ekologicznym

LGERES = zasoby energii odnawialnej niskiej jakości

BAU = Business As Usual (punkt odniesienia)

Moc	Słabe strony
– Dobre wskaźniki oszczędności – Sprawdzona technologia – Nie wymaga systemu magazynowania energii cieplnej, chyba że wykorzystywane są różne źródła energii o charakterze przerywanym (energia słoneczna, energia z odpadów)	– Wymaga zewnętrznego źródła zasilania elektrycznego dla sprężarek – Złożona technologia modernizacji (wymagany jest szczegółowy projekt inżynierski)
Główne zalecenia	
Zalecane do stosowania ze źródłami o bardzo niskiej temperaturze (10°C).	

WNIOSKI

Systemy ciepłownicze odgrywają istotną rolę w zapewnianiu zrównoważonego, scentralizowanego ogrzewania społeczności miejskich, zwłaszcza w kontekście przejścia Europy na gospodarkę niskoemisyjną. Jak wykazano w niniejszym raporcie, zasoby energii niskiej jakości (LGERES) stanowią obiecującą ścieżkę do zmniejszenia śladu węglowego sieci ciepłowniczych poprzez integrację odnawialnych źródeł energii, takich jak energia słoneczna, geotermalna, biomasa i ciepło odpadowe z przemysłu. Jednak chociaż potencjał tych odnawialnych źródeł energii jest istotny, całkowite zastąpienie tradycyjnych paliw kopalnych energią odnawialną wiąże się z poważnymi wyzwaniami technicznymi, finansowymi i operacyjnymi.

Przejście na systemy ciepłownicze oparte na odnawialnych źródłach energii nie jest procesem prostym, szczególnie w przypadku systemów wysokotemperaturowych (HT-DH), które tradycyjnie opierały się na węglu i gazie ziemnym. Wiele istniejących sieci ciepłowniczych, zwłaszcza w krajach takich jak Litwa, Polska i Słowacja, zostało zaprojektowanych w oparciu o podejście radzieckie, co sprawia, że są one w dużym stopniu uzależnione od paliw kopalnych i mniej elastyczne pod względem natychmiastowej integracji odnawialnych źródeł energii. Dlatego też jako praktyczną strategię dla tych krajów w najbliższej przyszłości zaleca się podejście hybrydowe, które równoważy dalsze wykorzystanie paliw kopalnych z rosnącą integracją odnawialnych źródeł energii. Takie stopniowe przejście pozwala na stopniową modernizację infrastruktury przy zachowaniu niezawodności i wydajności dostaw ciepła.

Tabela 10. Podsumowanie opracowanych studiów przypadków.

#	Rozpatrywane przypadki
1	WYDOBYCIE CHP: KONCENTRACJA ENERGII SŁONECZNEJ WYSOKA TEMPERATURA CZĘŚCIOWE LUB CAŁKOWITE ZASTĄPIENIE EKONOMIZERA WYSOKOCIŚNIENIOWEGO
2	EKSTRAKcja CHP: PŁASKI PANEL SŁONECZNY + PAROWANIE VC-HP NA LINII POWROTNEJ DH I BYPASS POWROTNY/ZASILAJĄCY
3	PODGRZEWANIE KOTŁA LUB ZASTĄPIENIE GO PARABOLICZNYM KANAŁEM SOLARNYM
4	INTEGRACJA LUB ZASTĄPIENIE KOTŁA WYSOKOTEMPERATUROWYM PARABOLICZNYM KANAŁEM SOLARNYM Z WYSOKOTEMPERATUROWYM TES
5	INTEGRACJA LUB ZASTĄPIENIE KOTŁA PRZEMYSŁOWYM CIEPŁEM ODPRZĘŻNYM + ABS-HP NA LINII POWROTNEJ DH
6	INTEGRACJA LUB ZASTĄPIENIE KOTŁA NISKOTEMPERATUROWYM CIEPŁEM ODPREDNIKOWANYM + POMPĄ CIEPŁA Z KOMPRESJĄ PARY)
7	ZASTĄPIENIE KOTŁA OGÓLNYM LGERES O ŚREDNIEJ TEMPERATURZE I PAROWĄ POMPĄ CIEPŁA HP
8	ZASTĄPIENIE KOTŁA AEROBOWYM KOMORĄ FERMENTACYJNĄ I PAROWĄ POMPĄ CIEPŁA
9	ZASTĄPIENIE KOTŁA GEOTERMICZNĄ POMPĄ CIEPŁA + POMPĄ CIEPŁA Z KOMPRESJĄ PARY (MVR CYKL ZAMKNIĘTY)
10	INTEGRACJA CIEPŁOWNICTWA MIEJSKIEGO Z CIEPŁEM ODPADOWYM Z ŚCIEKÓW + SYSTEM VC-HP + POMPA CIEPŁA Z KOMPRESJĄ PARY (CYKL ZAMKNIĘTY MVR)

Okazało się, że konieczne jest rozróżnienie między rodzajami działań związanych z przejściem z paliw kopalnych na odnawialne źródła energii w systemach ciepłowniczych. Przedstawiono dwa główne podejścia: integrację odnawialnych źródeł energii z istniejącymi systemami opartymi na paliwach kopalnych lub całkowite zastąpienie ich alternatywnymi rozwiązaniami opartymi na odnawialnych źródłach energii. Ta druga opcja może wymagać zastosowania technologii umożliwiających spełnienie wymagań temperaturowych, szczególnie w przypadku integracji z systemem wysokotemperaturowego ogrzewania miejskiego.

Kluczowym elementem tego przejścia jest modernizacja technologii, takich jak pompy ciepła, mechaniczna rekompresja pary (MVR) i magazynowanie energii cieplnej (TES), które mają kluczowe znaczenie dla przekształcania niskotemperaturowych źródeł odnawialnych w wyższe temperatury potrzebne w sieciach ciepłowniczych. Raport zawiera dokładną analizę 24 technologii i strategii integracji LGERES z istniejącymi systemami ciepłowniczymi, z których 10 przypadków zostało zbadanych bardziej szczegółowo (p. Tabela 10).

Tabela 11. Podsumowanie wstępnych szacunków udziału OZE i LCOH osiągalnych dzięki każdemu z proponowanych rozwiązań LGERES.

Przypadek nr	Wskaźnik	Litwa		Polska		Słowacja	
		LGERES	BAU	LGERES	BAU	LGERES	BAU
1	Udział RES (%)	19,7	0	19,7	0	19,7	0
	LCOH (€/MWh _t)	60	51	63	54	78	71
2	Udział RES (%)	42,2	0	35,9	0	43,4	0
	LCOH (€/MWh _t)	70	51	80	54	87	71
3	Udział RES (%)	48,0	0	48,0	0	48,0	0
	LCOH (€/MWh _t)	51	53	54	59	68	81
4	Udział RES (%)	48,0	0	48,0%	0	48,0	0
	LCOH (€/MWh _t)	51	53	51	53	51	53
5	Udział RES (%)	64,2	0	64,2	0	64,2	0
	LCOH (€/MWh _t)	43	53	47	59	60	81
6	Udział RES (%)	44,0	0	39,1	0	44,8	0
	LCOH (€/MWh _t)	62	53	71	59	84	81
7	Udział RES (%)	93,8	0	81,0	0	96,1	0
	LCOH (€/MWh _t)	83	53	96	59	95	81
8	Udział RES (%)	93,8	0	81,0	0	96,1	0
	LCOH (€/MWh _t)	80	53	91	53	92	53
9	Udział RES (%)	88,6	0	65,4	0	92,9	0
	LCOH (€/MWh _t)	140	53	164	53	162	53
10	Udział RES (%)	22	0	17,1	0	22,9	0
	LCOH (€/MWh _t)	74	53	79	53	79	53

Przypadki te pokazują różne podejścia do integracji, od łączenia energii słonecznej lub geotermalnej z systemami kogeneracyjnymi (CHP) po wykorzystanie odzysku ciepła odpadowego w celu zwiększenia wydajności systemu. Tabela 11 podsumowuje dwa kluczowe wskaźniki wydajności, a mianowicie udział OZE i uśredniony koszt ciepła.

Z finansowego punktu widzenia uśredniony koszt ciepła (LCOH) jest kluczowym wskaźnikiem przy ocenie wykonalności tych rozwiązań. Chociaż źródła odnawialne, takie jak ciepło odpadowe, stanowią najbardziej opłacalne opcje, inne technologie, takie jak energia geotermalna i niektóre modernizacje CHP, mogą prowadzić do znacznego wzrostu kosztów, czasami nawet o 300%. Pomimo tych wyzwań związanych z kosztami, LCOH rozwiązań opartych na energii odnawialnej pozostaje konkurencyjny na szerszym europejskim rynku energii, zwłaszcza jeśli weźmie się pod uwagę długoterminowe korzyści, takie jak zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych (GHG) i zależności od paliw kopalnych. Ponadto można rozważyć przeprowadzenie dalszej oceny ekonomicznej opartej na oszczędnościach zewnętrznych w celu opracowania bardziej kompleksowej analizy.

Wyniki niniejszego raportu podkreślają również znaczenie dostosowania modernizacji technologicznych do konkretnych potrzeb systemów ciepłowniczych w każdym kraju. Na przykład strategię, które sprawdzają

się w jednym kontekście, mogą być mniej skuteczne lub opłacalne w innym, ze względu na lokalne warunki klimatyczne, strukturę rynku energii i gotowość infrastruktury. Dlatego też niezbędne są rozwiązania dostosowane do indywidualnych potrzeb, uwzględniające zarówno efektywność energetyczną, jak i wykonalność finansową. Aby uzyskać szczegółowe wskazówki, należy przeanalizować konkretne obiekty ciepłownicze oraz różne technologie/strategie.

Podsumowując, włączenie LGERES do systemów ciepłowniczych stanowi obiecującą drogę do osiągnięcia celów w zakresie zrównoważonej energii. Przejście to wymaga jednak wielopłaszczyznowego podejścia, łączącego innowacje technologiczne, planowanie strategiczne i inwestycje finansowe. Chociaż osiągnięto znaczny postęp, pełna dekarbonizacja sieci ciepłowniczych będzie zależała od dalszego rozwoju technologii podnoszenia jakości ciepła oraz stopniowego, dostosowanego do regionu podejścia do zastępowania paliw kopalnych energią odnawialną. Dzięki przyjęciu elastycznego i stopniowego planu transformacji Europa może skutecznie przejść na bardziej ekologiczne i opłacalne systemy ciepłownicze, przyczyniając się do łagodzenia zmian klimatycznych przy jednoczesnym zachowaniu odporności i niezawodności dostaw energii.

Referencje

Alva, G., Lin, Y. & Fang, G., 2018. An overview of thermal energy storage systems. *Energy*, 144(February), pp. 341-378. DOI: 10.1016/j.energy.2017.12.037.

Atienza-Márquez, A., Brun, J. C. & Coronas, A., 2020. Recovery and Transport of Industrial Waste Heat for Their Use in Urban District Heating and Cooling Networks Using Absorption Systems. *Applied Science*, 10(291), pp. 1-20. DOI: 10.3390/app10010291.

Camia, A. et al., 2020. *The use of woody biomass for energy production in the EU, EUR 30548 EN*, Luxembourg: Publication Office of the European Union.

Cudok, F. et al., 2021. Absorption heat transformer - state-of-the-art of industrial applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 141(110757), pp. 1-18. DOI: 10.1016/j.rser.2021.110757.

ENERDATA, 2023. *carbon price forecast under the EU ETS*. [Online]
Available at: <https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/carbon-price-projections-eu-ets.html>
[Accessed 28 July 2024].

EU_Parliament, 2009. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources. *Official Journal of the European Union*, pp. 16-62.

EU_Parliament, 2018. DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources. *Official Journal of the European Union*, Volume L 328, pp. 82-205.

European Commission, DG JRC,, 2017. *Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU*, s.l.: Joint Research Centre.

Gil, A. et al., 2010. State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1—Concepts, materials and modellization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), pp. 31-55. DOI: 10.1016/j.rser.2009.07.035.

Int_Energy_Agency, 2024. *IEA DHC - District heating network generation definitions*, s.l.: IEA DHC, 1-3..

Koch, K., Alt, B. & Gaderer, M., 2020. Dynamic Modeling of a Decarbonized District Heating System with CHP Plants in Electricity-Based Mode of Operation. *Energies*, 13(4134), pp. 1-14. DOI: 10.3390/en13164134.

Lund, H. et al., 2014. 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, 68(April), pp. 1-11. DOI: 10.1016/j.energy.2014.02.089.

Lund, R. & Persson, U., 2016. Mapping of potential heat sources for heat pumps for district heating in Denmark. *Energy*, 110(September, Supplement C), pp. 129-138. DOI: 10.1016/j.energy.2015.12.127.

Ommen, T., Thorsen, J. E., Markussen, W. B. & Elmegaard, B., 2017. Performance of ultra low temperature district heating systems with utility plant and booster heat pumps. *Energy*, 137(October), p. 544–555. DOI: 10.1016/j.energy.2017.05.165.

- Østergaard, P. & Andersen, A., 2016. Booster heat pumps and central heat pumps in district heating. *Applied Energy*, 184(December), p. 1374–1388. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.02.144.
- Persson, U. & Münster, M., 2016. Current and future prospects for heat recovery from waste in European district heating systems: A literature and data review. *Energy*, 110(September, Supplement C), p. 116–128. DOI: 10.1016/j.energy.2015.12.074.
- Ramboll, 2020. *WEdistrict - D2.3 District Heating and Cooling Stock at EU level*, s.l.: EU Commission - EU Horizo 2020 n. 857801.
- Rasmussen, J. F., 2024. *The role of district heating in the energy system*, s.l.: Danish District Heating Association.
- Scarpa, F., Tagliafico, L. A. & Bianco, V., 2013. Inverse cycles modeling without refrigerant property specification. *International Journal of Refrigeration*, 6(36), pp. 1716-1729. DOI: 10.1016/j.ijrefrig.2013.04.003.
- Scarpa, F., Tagliafico, L. & Bianco, V., 2013. A novel steady-state approach for the analysis of gas-burner supplemented direct expansion solar assisted heat pumps. *Solar Energy*, Issue 96, pp. 227-238. DOI: 10.1016/j.solener.2013.07.016.
- Sipra, A. T., Gao, N. & Sarwar, H., 2018. Municipal solid waste (MSW) pyrolysis for bio-fuel production: A review of effects of MSW components and catalysts. *Fuel Processing Technology*, 175(June), pp. 131-147. DOI: 10.1016/j.fuproc.2018.02.012.
- Sokolovs, A. et al., 2015. Heat Recovery Technologies from Aerobic Bio-degradation: From Theoretical Finding to Modeling Results. *Procedia Computer Science*, Volume 77, pp. 141-150. DOI: 10.1016/j.procs.2015.12.371.
- Tagliafico, L., Scarpa, F. & Valsuani, F., 2014. Direct expansion solar assisted heat pumps - A clean steady state approach for overall performance analysis. *Applied Thermal Engineering*, 66(1-2), pp. 216-226. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2014.02.016.
- Toppi T, Aprile, M., Abrami, G. & Motta, M., 2021. *Compressor-assisted heat transformer for waste-heat powered district*. ISHPC 2021, Berlin, August 22nd to 25th, s.n.
- Werner, S., 2006. *Possibilities with more district heating in Europe, WP4 report from the IEE Ecoheatcool project*, Brussels: s.n.
- Wu, J. & Han, Y., 2023. Integration strategy optimization of solar-aided combined heat and power (CHP) system. *Energy*, 263(125875), pp. 1-17. DOI: 10.1016/j.energy.2022.125875.
- Zeh, R. et al., 2021. Large-Scale Geothermal Collector Systems for 5th Generation District Heating and Cooling Networks. *Sustainability*, 13(6035), pp. 1-18. DOI: 10.3390/su13116035.
- Zeng, Z. et al., 2021. Parametric analysis and system optimization of a novel steam production system by synthetic cascade utilization of industrial waste heat. *Energy Reports*, Volume 7, p. 5909–5921. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.08.178.

Zhao, S., Wang, W. & Ge, Z., 2019. Energy and Exergy Evaluations of a Combined Heat and Power System with a High Back-Pressure Turbine under Full Operating Conditions. *Energies*, 13(4484), pp. 1-18. DOI: 10.3390/en13174484.

Zhu, T. et al., 2023. Integration of booster heat pumps in ultra-low temperature district heating network: Prototype demonstration and refrigerant charge investigation. *Energy and Buildings*, 298(113516), pp. 1-14. DOI: 10.1016/j.enbuild.2023.113516.