



Poprawa wydajności sieci ciepłowniczych

Podjęcie techniczne i nietechniczne

Podręcznik

- Autorzy: Dominik Rutz¹, Carlo Winterscheid², Thomas Pauschinger², Sebastian Grimm⁶, Tobias Roth⁶, Borna Doračić⁷, Gillian Dyer⁸, Thomas A. Østergaard⁸, Reto Hummelshøj⁸
(numbers in superscript refer to the project partners on page 4)
- Redakcja: Rainer Janssen¹, Rita Mergner¹, Cosette Khawaja¹, Anes Kazagic⁵, Ajla Merzic⁵, Dino Tresnjo⁵, Matteo Pozzi⁹, Stefano Morgione⁹, Aksana Krasatsenka¹¹
(liczby w indeksie górnym odnoszą się do partnerów projektu na stronie 4)
- Przekład: Katarzyna Fręchowicz
- ISBN: 978-3-936338-57-4
- Tłumaczenia: Oryginalnym językiem podręcznika jest angielski. Podręcznik jest również dostępny w następujących językach: bośniackim, duńskim, chorwackim, niemieckim, włoskim, litewskim i polskim
- Opublikowano: © 2019 by WIP Renewable Energies, Munich, Germany
- Wydanie: I wydanie
- Kontakt: WIP Renewable Energies, Sylvensteinstr. 2, 81369 Munich, Germany
Dominik.Rutz@wip-munich.de, Tel.: +49 89 720 12 739
www.wip-munich.de
- Kontakt krajowy: COWI A/S, adfr@cowi.com tel.: +48 504 788 128
- Strona www www.upgrade-dh.eu
- Prawa autorskie: Wszelkie prawa zastrzeżone. Żadna część tej publikacji nie może być powielana w jakiegokolwiek formie lub w jakikolwiek sposób, w celach komercyjnych, bez pisemnej zgody wydawcy. Autorzy nie gwarantują poprawności i / lub kompletności informacji i danych zawartych lub opisanych w tym podręczniku.
- Zastrzeżenie: Ten projekt otrzymał dofinansowanie z unijnego programu badań i innowacji „Horyzont 2020” w ramach umowy o dofinansowanie nr 785014. Wyłączna odpowiedzialność za treść tego raportu spoczywa na autorach. Niekoniecznie musi też odzwierciedlać opinię Unii Europejskiej i Agencji Wykonawczej ds. Małych i Średnich Przedsiębiorstw (EASME). EASME ani Komisja Europejska nie ponoszą odpowiedzialności za jakiegokolwiek wykorzystanie informacji w nim zawartych.

Podziękowania

Niniejszy podręcznik został opracowany w ramach projektu Upgrade DH. Autorzy dziękują Komisji Europejskiej za wsparcie projektu oraz powołanym organizacjom za zezwolenie na wykorzystanie informacji, zdjęć i wykresów.

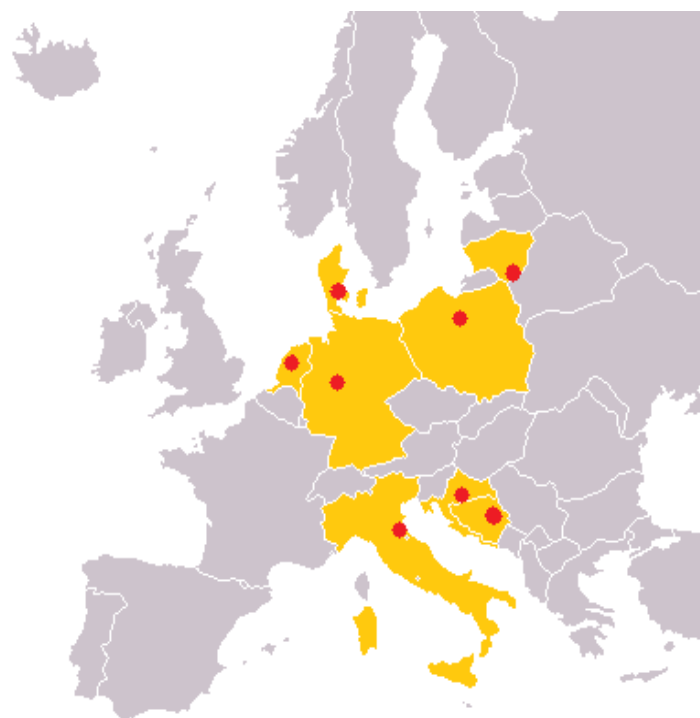
Projekt Upgrade DH

Ogólnym celem projektu Upgrade DH jest poprawa wydajności sieci ciepłowniczych w Europie poprzez wspieranie wybranych przypadków demonstracyjnych do modernizacji, które mogą być powielane w Europie.

Projekt Upgrade DH wspiera proces unowocześniania i modernizacji systemów ciepłowniczych w różnych regionach klimatycznych Europy i obejmuje następujące kraje: Bośnię i Hercegowinę, Chorwację, Danię, Niemcy, Włochy, Litwę, Polskę i Holandię. W każdym z docelowych krajów (Rysunek 1), proces modernizacji zostanie zainicjowany w konkretnych systemach ciepłowniczych i wybranych projektach. Uzyskana wiedza i doświadczenia będą dalej powielane w innych krajach europejskich i systemach ciepłowniczych.

Podstawa projektu Upgrade DH obejmuje gromadzenie najlepszych środków i narzędzi modernizacyjnych, wsparcie procesu modernizacji wybranych sieci ciepłowniczych, organizację środków do zwiększenia potencjału w zakresie modernizacji sieci ciepłowniczych, opracowanie modeli biznesowych i finansowania, a także rozwój krajowego i regionalnego planu działania.

Ponadto w ramach projektu Upgrade DH zostanie przeprowadzona kampania wizerunkowa dla nowoczesnych sieci ciepłowniczych. Jej rezultatem będzie rozpoczęcie procesu modernizacji ciepłownictwa w wyżej wymienionych krajach docelowych i poza nimi.



Rysunek 1: Kraje docelowe projektu Upgrade DH i wybrane projekty

Konsorcjum projektu i krajowe punkty kontaktowe:



WIP Renewable Energies, project coordinator, Germany¹

Dominik Rutz [Dominik.Rutz@wip-munich.de]

www.wip-munich.de



Steinbeis Research Institute for Solar and Sustainable Thermal Energy Systems, Germany²

Carlo Winterscheid [Winterscheid@solites.de]

www.solites.de



Lithuanian District Heating Association

(Lietuvos Šilumos Tiekėjų Asociacija), Lithuania³

Audrone Nakrosiene [audronenakrosiene@gmail.com]

www.lsta.lt



Salcininku Šilumos Tinklai, Lithuania⁴

Elena Pumputienė [elena.pumputiene@sstinklai.lt]

www.sstinklai.lt



JP Elektroprivreda BiH d.d.-Sarajevo, Bosnia-Herzegovina⁵

Anes Kazagic [a.kazagic@epbih.ba]

www.epbih.ba



AGFW Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH, Germany⁶

Sebastian Grimm [s.grimm@agfw.de]

www.agfw.de



University of Zagreb, Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture, Croatia⁷

Tomislav Pukšec [tomislav.puksec@fsb.hr]

www.fsb.unizg.hr



COWI A/S, Denmark⁸

Reto Michael Hummelshøj [rmh@cowi.com]

www.cowi.com



OPTIT Srl, Italy⁹

Matteo Pozzi [matteo.pozzi@optit.net]

www.optit.net



Gruppo Hera, Italy¹⁰

Simone Rossi [simone.rossi@gruppohera.it]

www.gruppohera.it



Euroheat & Power – EHP, Belgium¹¹

Alessandro Provaggi [ap@euroheat.org]

www.euroheat.org

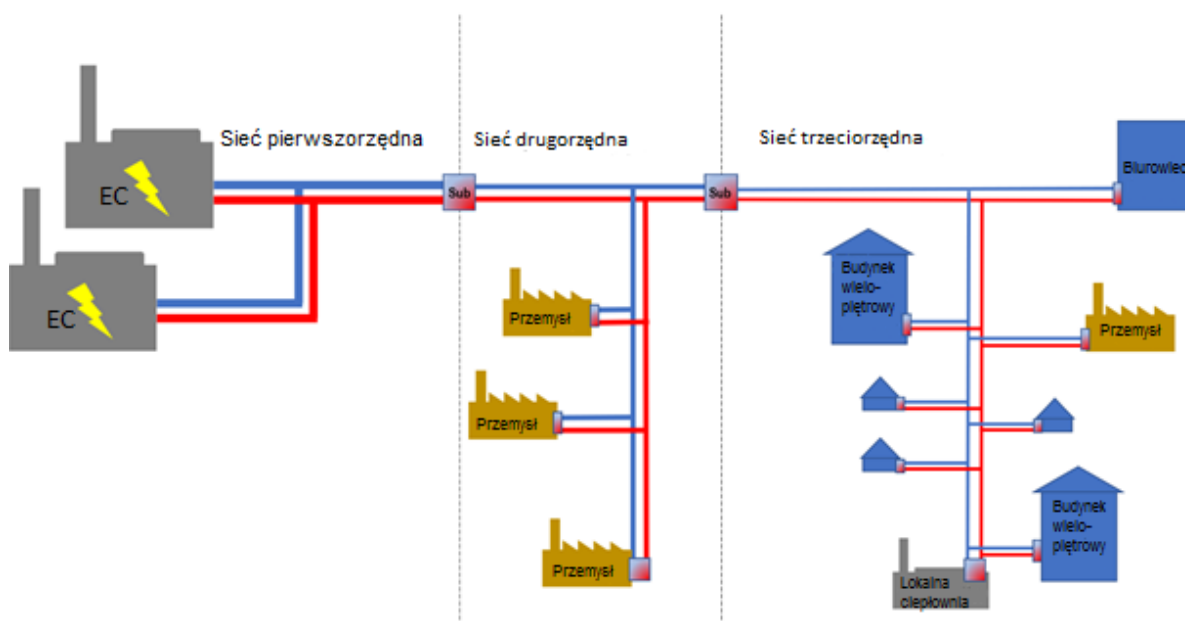
Spis treści

Podziękowania	2
Projekt Upgrade DH	3
1 Wprowadzenie	7
2 Ciepłownictwo w Europie	9
2.1 Klasyfikacja systemów ciepłowniczych	10
2.1.1 <i>Klasyfikacja według wielkości systemów ciepłowniczych</i>	11
2.1.2 <i>Klasyfikacja według regionów geograficznych i ewolucji historycznej</i>	12
2.1.3 <i>Klasyfikacja według zastosowanej generacji technologii w ciepłownictwie</i>	13
2.1.4 <i>Klasyfikacja według zagadnień technicznych</i>	15
2.2 Przegląd dzisiejszych systemów ciepłowniczych w Europie	20
2.3 Ogólne warunki ramowe: konkurenci w ciepłownictwie	22
3 Proces modernizacji	25
3.1 Motywacja przedsiębiorstw do procesów unowocześniania	26
3.1.1 <i>Cele firmy</i>	27
3.1.2 <i>Korzyści ekonomiczne</i>	28
3.1.3 <i>Wpływ na środowisko</i>	30
3.2 Oszacowanie stanu początkowego	31
3.3 Analiza danych	33
3.4 Identyfikacja możliwości modernizacji: studium wykonalności	35
3.5 Konfigurowanie kryteriów oceny w celu porównania różnych opcji	36
3.6 Opracowanie planu wdrożenia	36
3.7 Wdrożenie środków modernizacyjnych	37
3.8 Ciągłe monitorowanie powodzenia działań modernizacyjnych	37
4 Aspekty nietechniczne	38
4.1 Strategie i polityka	39
4.2 Strony zainteresowane	40
4.3 Analiza finansowa i opcje	41
4.4 Procedury zezwalające	42
4.5 Zagadnienia dotyczące umów	44
4.6 Modele biznesowe projektów modernizacji ciepłownictwa	44
5 Opcje ulepszeń technicznych	45
5.1 Węzły ciepłownicze i wykorzystanie ciepła	46
5.1.1 <i>Ocena infrastruktury wykorzystującej ciepło</i>	46

5.1.2	<i>Opcje modernizacji węzłów</i>	49
5.2	Dystrybucja ciepła i technologie rurociągów	50
5.2.1	<i>Ocena infrastruktury dystrybucji ciepła</i>	51
5.2.2	<i>Żywotność rur ciepłowniczych</i>	52
5.2.3	<i>Przegląd nowoczesnych technologii rurociągów</i>	56
5.2.4	<i>Opcje modernizacji systemu dystrybucji ciepła</i>	58
5.3	Technologie wytwarzania ciepła	59
5.3.1	<i>Ocena istniejącej infrastruktury wytwarzania ciepła</i>	60
5.3.2	<i>Integracja ciepła słonecznego</i>	61
5.3.3	<i>Integracja ciepła z biomasy</i>	67
5.3.4	<i>Integracja ciepła geotermalnego</i>	71
5.3.5	<i>Integracja nadmiaru ciepła</i>	74
5.3.6	<i>Power-to-Heat</i>	79
5.3.7	<i>Stosowanie zasobników ciepła</i>	82
5.3.8	<i>Modernizacja z wykorzystaniem energii odnawialnej – właściwa konfiguracja</i>	87
5.4	Monitorowanie danych technicznych, kontrola i digitalizacja.....	89
5.5	Sposoby reakcji na popyt	92
	Słowniczek i skróty	94
	Bibliografia	98

1 Wprowadzenie

Historia ciepłownictwa zaczęła się, już w czasach starożytnych w Imperium Rzymskim, gdzie zaopatrywane w gorącą wodę były łaźnie, domy a nawet szklarnie. Proste systemy ciepłownicze były dalej rozwijane w średniowieczu do czasów dzisiejszych. Oczywiście współczesne systemy technologicznie są całkowicie odmienne od początkowych, jednak zasada przekazywania ciepła jest taka sama, ciepło przekazywane jest ze źródła ciepła do grzejników przez obieg wody. Już w ubiegłym stuleciu powstała idea polegająca na unikaniu marnowania ciepła pochodzącego z elektrowni, zakładów zajmujących się odpadami, czy przemysłu i wykorzystywania go na potrzeby konsumentów (Rysunek 2).



Rysunek 2: Przykład sieci ciepłowniczej z siecią pierwszorzędną, drugorzędną i trzeciorzędną, która jest oddzielona wymiennikownią grupową (Sub) i dostarcza ciepło do różnych typów odbiorców (Źródło: D. Rutz)

Ogólną koncepcją dzisiejszego ciepłownictwa jest dostarczanie ciepła do ogrzewania odbiorców z jednego lub kilku źródeł ciepła, poprzez sieć rurociągów przenoszących gorącą wodę, a w niektórych przypadkach również parę. Zgodnie ze strategią UE dotyczącą ogrzewania i chłodzenia (KE, 2016 r.) udział ciepłownictwa w UE wynosi 9% i jest napędzany głównie przez paliwa kopalne, takie jak gaz (40%) i węgiel (29%).

Sieci ciepłownicze charakteryzują się wysokim potencjałem do zmian w sektorze ciepła, zarówno pod względem technicznym, jak i organizacyjnym. Pozwala on na integrację odnawialnych źródeł energii, poprawę ogólnej efektywności energetycznej, a także ułatwia łączenie różnych branż (np. połączenie między ogrzewaniem, elektrycznością i technologiami mobilnymi). Zatem głównym celem jest modernizacja systemów ciepłowniczych, aby były one wydajne i zero (lub prawie zero) emisyjne, co przyczyni się do złagodzenia zmian klimatycznych. Zarówno w Europie jak i na świecie, wielu operatorów systemów ciepłowniczych nie wykorzystywało jeszcze rzeczywistych możliwości obniżenia emisji CO₂, natomiast zostały one osiągnięte przez takie prekursorskie kraje jak Islandia, Szwecja, czy Norwegia (Werner, 2017). W 2016 r., została osiągnięta niewielka poprawa, dzięki integracji odnawialnych źródeł energii w sektorze ciepłowniczym na całym świecie, gdzie nowoczesna energia odnawialna dostarcza około 9% całkowitego światowego popytu. Większość ciepła z

tych źródeł jest dostarczana przez biomasę, z mniejszym udziałem energii słonecznej i energii geotermalnej (REN21, 2018).

Wykorzystując ten potencjał, duża część w pewnym stopniu przestarzałych i źle utrzymanych systemów ciepłowniczych w Europie musi zostać technicznie zmodernizowana i poprawiona. Obejmuje to ulepszenia w zakresie **wykorzystania ciepła** (efektywna integracja węzłów cieplnych, przewidywany w przyszłości stan izolacji domów itp.), **dystrybucji ciepła** (zoptymalizowanie rurociągów, redukcję wycieków, regulację poziomów temperatury itp.), oraz **wytwarzania ciepła** (zoptymalizowanie mieszanek dla źródeł ciepła, akumulację ciepła itp.). Ponadto należy też poprawić nietechniczne aspekty w wielu istniejących systemach ciepłowniczych.

Cały proces modernizacji w celu poprawy wydajności systemów ciepłowniczych jest złożony i technologicznie zaawansowany. Dodatkowo jest on też czasochłonny i pociąga za sobą kosztowne inwestycje. W szczególności, należy uwzględnić pomiary w inteligentnych budynkach (połączonych budynkach) np. w momencie obniżania temperatury pracy. Oznacza to bezpośrednią współpracę z właścicielami budynków i odbiorcami końcowymi. Należy też brać pod uwagę jaki ma ten długotrwały, globalny proces wpływ na życie miasta lub dzielnicy. Dlatego powinien być bardzo starannie zaplanowany w perspektywie długoterminowej.

Podręcznik ten opracowano, aby pomóc w tym złożonym procesie i aby poinformować wszystkie zainteresowane strony m.in polityków, różnych decydentów, przedsiębiorstwa użyteczności publicznej, operatorów sieci, konsumentów końcowych czy potencjalnych twórców systemów ciepłowniczych o możliwościach ulepszenia. Ambicją tego podręcznika nie jest dostarczenie szczegółowych wytycznych technicznych, ale omówienie możliwych opcji modernizacji. Ponadto, podręcznik ten jest przetłumaczony na 7 języków (tj. bośniacki, chorwacki, duński, niemiecki, włoski, litewski i polski), ponieważ w wielu tych krajach brakuje takich informacji w języku ojczystym.

2 Ciepłownictwo w Europie

Według Komisji Europejskiej ogrzewanie i chłodzenie w naszych budynkach i przemyśle przypada na około połowę zużycia energii w UE (EC, 2018a). 84% ogrzewania i chłodzenia jest nadal wytwarzane z paliw kopalnych, podczas gdy tylko 16% pochodzi z energii odnawialnej. Aby zrealizować cele UE w zakresie klimatu i energii, sektor ogrzewania i chłodzenia musi znacznie ograniczyć zużycie energii i ograniczyć zużycie paliw kopalnych (EC, 2018a).

Ponadto samo ogrzewanie i ciepła woda stanowią 79% całkowitego zużycia energii (192,5 Mtoe) w **gospodarstwach domowych UE** (WE, 2018a). W 2016r. sektor mieszkaniowy stanowił 25,4% końcowego zużycia energii i stanowił 17,4% wewnętrznego zużycia energii brutto w UE (KE, 2018b). Gospodarstwa domowe wykorzystują energię do różnych celów: ogrzewania pomieszczeń i wody, chłodzenia pomieszczeń, gotowania, oświetlenia i zasilania urządzeń elektrycznych, a także do innych zastosowań. Przegląd udziału w zużyciu energii w gospodarstwach domowych w UE przedstawiono na Rysunek 3. **W przemyśle** 70,6% zużycia energii (193,6 Mtoe) wykorzystano na ogrzewanie pomieszczeń i ciepło technologiczne (EC, 2018a).

Ciepłownictwo w Europie obsługuje obecnie około 60 milionów obywateli UE, a dodatkowe 140 milionów mieszka w miastach posiadających co najmniej jeden system ciepłowniczy (Euroheat&Power, 2018a). Zgodnie z danymi Heat Roadmap Europe, jeśli trend urbanizacyjny będzie utrzymywał się i zostaną zrealizowane odpowiednie inwestycje, prawie połowa zapotrzebowania Europy na ciepło mogłaby zostać zaspokojona do 2050r. przez ciepłownictwo (Euroheat & Power, 2018a). Wyniki projektu Heat Roadmap¹ Europe wskazują, że ciepłownictwo może czterokrotnie zwiększyć swój udział w Europie, z obecnych 13% do prawie 50% w przyszłości. Tabela 1 przedstawia informacje na podstawie wykonanej globalnej ankiety o 5 wiodących krajach, w których wykorzystuje się ciepłownictwo.

Sieci ciepłownicze charakteryzują się wysokim potencjałem do zmian w sektorze ciepła, zarówno pod względem technicznym, jak i organizacyjnym. Pozwala on na integrację odnawialnych źródeł energii, poprawę ogólnej efektywności energetycznej, a także ułatwia łączenie różnych branż (np. połączenie między ogrzewaniem, elektrycznością i technologiami mobilnymi). Wiele systemów ciepłowniczych w Europie ma wciąż spore możliwości, aby poprawić swoją wydajność i zmniejszyć zużycie paliw kopalnych. Wizerunek ciepłownictwa osłabiają systemy, które są słabo utrzymane i mają wysokie koszty ogrzewania oraz ograniczoną możliwość kontroli przez użytkownika.

¹ <http://www.heatroadmap.eu/EU-Heating-and-Cooling-Strategy.php>



Rysunek 3: Udział zużycia energii w gospodarstwach domowych w UE (źródło: EC, 2019c)

Tabela 1: 5 wiodących krajów w wykorzystaniu ciepłownictwa w oparciu o dane z 2013r. opublikowaną przez Euroheat & Power w marcu 2015 (Euroheat & Power, 2018b)

5 wiodących krajów	1	2	3	4	5	No data
Najwyższy odsetek obywateli obsługiwanych przez ciepłownictwo	Islandia (92%)	Łotwa (65%)	Dania (63%)	Estonia (62%)	Litwa (57%)	Chiny i Japonia
Największa łączna moc zainstalowana w 2013 (w GWth)	Chiny (463)	Polska (56.5)	Niemcy (49.7)	Korea Południowa (30)	Finlandia / Republika Czeska (23)	Dania i Szwecja
Najwyższy wzrost długości rur systemów ciepłowniczych w latach 2009–2013	Włochy (58%)	Norwegia (53%)	Szwajcaria (52%)	Chiny (43%)	Szwecja / Austria (21%)	Islandia, Rumunia, Korea Południowa, Słowacja
Największa ogólna sprzedaż ciepła w 2013 roku (w milionach teradzuli)	Chiny (3.2)	Niemcy (0.26)	Polska (0.25)	Szwecja (0.18)	Korea Południowa (0.17)	Rumunia
Największy udział energii ze źródeł odnawialnych (z wył. elektrociepłowni)	Islandia (76%)	Norwegia (61%)	Dania (46%)	Francja (39%)	Szwajcaria (31%)	Bułgaria, Chiny, Chorwacja, Włochy, Japonia i Korea Południowa

2.1 Klasyfikacja systemów ciepłowniczych

„Ciepłownictwo” można zdefiniować i sklasyfikować na różne sposoby. Według Eurostatu (EC, 2018c) ciepłownictwo lub ogrzewanie miejskie to „dystrybucja ciepła przez sieć do jednego lub kilku budynków za pomocą gorącej wody lub pary wytwarzanej centralnie, często z elektrociepłowni, z ciepła odpadowego, z przemysłu lub z dedykowanych systemów grzewczych”. W szerszym ujęciu ciepło mogą potencjalnie przenosić również inne środki transportu niż woda lub para. W jeszcze szerszym ujęciu „system energetyczny” może obejmować, oprócz dystrybucji przez gorące media, dystrybucję za pomocą zimnych mediów służących do chłodzenia. Dlatego często używa się terminu „ciepłownictwo i chłodzenie”.

W europejskich statystykach energetycznych Eurostat umieścił termin „**ciepło wytworzone**”, którego nie należy mieszać z ciepłownictwem (Eurostat, 2019). Ciepło to obejmuje całkowitą produkcję ciepła w ciepłowniach i elektrociepłowniach. Obejmuje ciepło wykorzystywane przez urządzenia pomocnicze instalacji, które wykorzystują gorący płyn (ogrzewanie pomieszczeń, ogrzewanie paliwa ciekłego itp.) i straty w instalacji/wymianie ciepła w sieci. W przypadku podmiotów samodzielnie produkujących (=podmioty wytwarzające energię elektryczną i/lub ciepło w całości lub częściowo na własny użytek, jako działalność wspierająca ich działalność podstawową), ciepło wykorzystywane przez przedsiębiorstwo do własnych procesów nie jest uwzględnione.

Systemy ciepłownictwa i chłodzenia zawsze są bardzo specyficzne dla danego miejsca i różnią się w zależności od niego, biorąc pod uwagę jego rozmiar, klimat, w którym się znajdują, źródła ciepła, zastosowane technologie, historię i wiele innych. Charakteryzując systemy ciepłownictwa i chłodzenia, można je podzielić na wspólne kategorie.

2.1.1 Klasyfikacja według wielkości systemów ciepłowniczych

System ciepłowniczy może różnić się wielkością. Zaopatrywać może duże obszary, jak na przykład system Greater Copenhagen DH, ale także tylko mały teren lub składające się z zaledwie kilku domów wsie (Rutz i in. 2017). Rozmiar systemu można scharakteryzować za pomocą następujących parametrów:

- Długości system rur (długości wykopu) [m, km]
- Liczby węzłów ciepłych
- Liczby podłączonych odbiorców
- Kosztów inwestycji [M€]
- Złożoności (np. liczby generatorów ciepła, punktów połączeń, poziomów sieci)
- Dystrybucja energii (ciepło sprzedane) [MWh, GWh, TWh]
- Zainstalowanej mocy cieplnej [MW, GW]
- Pokrycia obszaru siecią [km²]

Parametry te często korelują ze sobą, np. jeśli liczba podłączonych odbiorców jest wysoka, dystrybucja energii również jest wysoka, a zatem całkowite koszty inwestycji są wysokie. Czasami jednak parametry nie są powiązane, np. w przypadku podłączenia tylko niewielkiej liczby odbiorców, ale o bardzo wysokim zapotrzebowaniu na energię (np. w przemyśle). Tak czy inaczej, ta klasyfikacja nie ma uściślonej definicji i progów, a głównie jest używana do szerokiego opisu systemów ciepłowniczych.

Chociaż rozróżnienie jest płynne, często używane są takie terminy jak mikrosieci, małe systemy ciepłownicze i duże systemy ciepłownicze. **Duże systemy ciepłownicze** zasadniczo mają dłuższą tradycję i w przeszłości były często połączone z elektrociepłowniami. Obecnie w coraz większym stopniu systemy ciepłownicze integrują na dużą skalę również energię ze źródeł odnawialnych, takich jak: na przykład energię geotermalną lub bioenergię. Rutz i in. (2017) definiują małe i mikrosieci ciepłownicze, jak pokazano poniżej, podczas gdy duże systemy ciepłownicze są większe niż te dwie kategorie.

Małe sieci ciepłownicze są lokalnymi koncepcjami zaopatrywania gospodarstw domowych, małych i średnich przedsiębiorstw w ciepło, które często pochodzi ze źródeł odnawialnych. W niektórych przypadkach można je łączyć z dużymi sieciami ciepłowniczymi, ale ogólną koncepcją jest posiadanie indywidualnej sieci rurociągów, która łączy stosunkowo małą liczbę odbiorców. Koncepcje te są często wdrażane w miastach i wsiach. Mogą być zasilane z różnych źródeł ciepła, w tym kolektorów słonecznych, systemów biomasy, pomp ciepła i nadwyżek źródeł ciepła (np. ciepła z procesów przemysłowych lub biogazowni, które nie są jeszcze używane). Kotły na paliwa kopalne mogą być instalowane w celu zwiększenia

ekonomicznych możliwości całego systemu oraz pomocniczo dla szczytowych obciążeń. Małe sieci są większe niż mikrosieci i są obsługiwane przez komercyjnych operatorów.

Mikrosieci ciepłownicze są zwykle instalowane dla mniejszej liczby klientów, np. 2 do 10. Zaletą tych sieci jest to, że można je budować łatwiej i szybciej, ze względu na małą liczbę odbiorców, bez długich formalnych procedur. Klienci zgadzają się na operatora systemu i uzgodnione rozliczenie zużytego ciepła.

Niezależnie od wielkości sieci ważne jest, aby nie przewymiarowywać jej podczas planowania. Zbyt duże rozmiary powodują wyższe koszty inwestycyjne oraz większe straty ciepła.

2.1.2 Klasyfikacja według regionów geograficznych i ewolucji historycznej

W związku z tym, że ciepłownictwo zostało wprowadzone w rozmaitych regionach Europy, w różnych warunkach ramowych i celach, systemy ciepłownicze można podzielić na kategorie w zależności od ich lokalizacji.

Europa Północna i Środkowa

Systemy ciepłownicze w Europie północnej i środkowej wykazują techniczne podobieństwa. Zwykle pracują w temperaturze 120-80/50-40°C. W niektórych miastach nadal występują systemy parowe, ale są one przekształcane w podgrzewaną wodę. Trwają wysiłki zmierzające do obniżenia temperatur, a obecnie nowe obszary są planowane w systemach niskotemperaturowych, takich jak 70/40°C lub 60/30°C. Systemy działają zarówno ze zmiennymi temperaturami, jak i przepływami. Stosuje się rury preizolowane a do mniejszych wymiarów rury polietylenowe. Energia ze źródeł odnawialnych biomasy, pomp ciepła i kolektorów słonecznych jest coraz bardziej zintegrowana.

Szczególnie Dania odgrywa znaczącą rolę w rozwoju sektora ciepłowniczego w Europie, gdyż jest jednym z najbardziej zaawansowanych krajów w tej dziedzinie. Ciepłownictwo w Danii jest jednym z najczęstszych sposobów ogrzewania budynków i dostarczania ciepłej wody użytkowej. W Kopenhadze ponad 98% powierzchni jest ogrzewane przez ciepłownię. Ciepłownictwo było postrzegane jako sposób na rozwiązanie problemu wysokiej zależności od importowanej ropy i ugruntowanie niezawodności dostaw. Dla zagwarantowania opłacalności dla gospodarki narodowej przy tak ogromnych inwestycjach w elektrociepłownię, w systemy przesyłowe i sieci rurociągów, dokonano rozległych prac w zakresie planowania ciepła. Dania została podzielona na małe strefy, aby określić najbardziej odpowiednie rozwiązanie grzewcze: ciepłownictwo, gaz ziemny lub indywidualne (olejowe) kotły. Takie krajowe planowanie ciepłownicze zapobiegło konkurencji i podwójnym inwestycjom na tym samym obszarze geograficznym w rurociągi ciepłownicze i gaz ziemny. Większość gospodarstw domowych jest podłączonych do publicznych systemów ciepłowniczych dzięki zachęcie ekonomicznej. Takie bodźce ekonomiczne powstają na podstawie przepisów podatkowych.

Ponownie skupiono się na sektorze ciepłowniczym po 2000r. Wiele uwagi poświęcono wydajności energetycznej i sposobom zmniejszania strat w rurociągach, oraz sposobom usprawnienia działania instalacji dla użytkowników końcowych. Technologie występujące w różnych systemach ciepłowniczych na terenie całego kraju, to wytwarzanie ciepła w oparciu o biomasę, wytwarzanie ciepła z elektrowni słonecznych, wprowadzenie zasobników ciepła, wykorzystanie pomp ciepła czy energii geotermalnej. Do rozwoju branży ciepłowniczej przyczyniła się ogromna restrukturyzacja sektora energetycznego w połączeniu z koncentracją na oddziaływaniu na środowisko, oszczędnością energii i wpływem ekonomicznym.

Europa Wschodnia

W Europie Wschodniej ciepłownictwo jest również bardzo rozpowszechnioną i dobrze znaną technologią. W porównaniu do systemów ciepłowniczych obserwowanych w Europie Zachodniej, systemy w Europie Wschodniej/byłym ZSRR zostały opracowane na innych zasadach. Wiele systemów zostało zbudowanych w planowanym centralnie systemie ekonomicznym, a rozliczanie za ciepło (na poziomie użytkownika końcowego) jest nadal jednym z największych wyzwania dla dzisiejszych systemów. W wielu krajach Europy

Wschodniej przemysł ciężki wykorzystujący parę wodną (i gorącą wodę) został zlikwidowany lub został przekształcony w inne gałęzie przemysłu, a zatem znaczna część dochodów dla systemów ciepłowniczych (i producentów ciepła) zniknęła.

Ciepłownictwo w Europie Wschodniej stosowało parę i przegrzaną wodę. Rury były często stalowe i źle izolowane, z czasem stopniowo zastępowano je preizolowanymi. Kontrola parametrów systemu była często nieelastyczna, na przykład pracowano ze stałym przepływem. Sterowanie obciążeniem (ciepło dostarczane dla podłączonych odbiorców) odbywało się poprzez regulację temperatury zasilania głównego. Ten typ sterowania obciążeniem jest prosty, ale ma kilka wad, jedną z nich jest trudność dostosowania dostaw ciepła dla indywidualnego konsumenta. W konsekwencji system działa z nierównowagą hydrauliczną, co prowadzi do sytuacji, w której niektóre mieszkania są odpowiednio ogrzewane, a inne budynki cierpią z powodu niskich temperatur w pomieszczeniach. Pierwotnie systemy były projektowane dla temperatur 150/70°C, ale dziś pracują w znacznie niższych temperaturach. Systemy często zmagają się z nierównowagą termiczną, zanieczyszczeniem wymienników ciepła i wyciekami wody. Wiele systemów cierpi z powodu braku środków finansowych i niewystarczającego zwrotu kosztów inwestycji, dlatego wprowadzenie nowoczesnych koncepcji i technologii jest tam dzisiaj dużym wyzwaniem.

Kraje nowo przyłączające się

W kilku krajach europejskich wdrożone ciepłownictwo jest stosunkowo młode. Wyzwaniem w tych krajach jest to, że domy czasami nie są wyposażone w systemy centralnego ogrzewania na bazie wody, które są wymagane do dostarczania ciepła za pomocą sieci ciepłowniczej. Wprowadzenie ciepłownictwa to nie tylko zmiana źródła ciepła, ale także poniesienie znacznych inwestycji przez właścicieli domów.

Kolejnym wyzwaniem może być przewyższenie negatywnego społecznego postrzegania ciepłownictwa w niektórych krajach, gdzie uważa się je za technologię scentralizowaną i socjalistyczną. Tam chęć zaufania użyteczności publicznej dla ogrzewania może być zupełnie inna niż w przypadku postrzegania systemów w krajach skandynawskich i na południu Europy.

Obraz ten jest jednak stopniowo ulepszany, ponieważ dzisiejsze systemy mogą być bardzo wydajne, opłacalne i oparte w dużym stopniu na udziale źródeł energii odnawialnej (np. energii słonecznej lub biomasy). Nowym podejściem do niektórych z tych systemów jest ułatwienie łączenia sektorów (ciepło, energia, transport). Wiele z nowszych systemów ciepłowniczych to systemy na małą skalę oparte na energii ze źródeł odnawialnych.

2.1.3 Klasyfikacja według zastosowanej generacji technologii w ciepłownictwie

W zależności od momentu utworzenia systemów ciepłowniczych i stosowanych technologii, można wyróżnić 4 różne generacje systemów ciepłowniczych, jak opisali Lund i in. (2014) w następujący sposób:

Pierwsza Generacja

Systemy pierwszej generacji oparte były na parze a zasilane węglem. Po raz pierwszy taki system został wprowadzony w USA w latach 80 - tych XIX wieku i stał się także popularny w niektórych krajach europejskich. Aż do 1930 roku było to najnowocześniejsze rozwiązanie korzystające z betonowych kanałów przy bardzo wysokich temperaturach. Z tego powodu te systemy nie były zbyt wydajne. Występowały problemy z niezawodnością i bezpieczeństwem z uwagi na wykorzystanie rur parowych pod ciśnieniem. Obecnie ta generacja jest przestarzała technologicznie. Niemniej, niektóre z tych systemów są nadal używane, na przykład w Nowym Jorku lub Paryżu. Inne systemy pierwotnie zbudowane jako pierwsza generacja zostały przekształcone w kolejne generacje (Lund i in., 2014).

Druga Generacja

Druga generacja została opracowana w latach 30-tych XX wieku i była wdrażana do lat 70-tych XX wieku. Ta generacja opiera się na węglu i ropie naftowej. Ciepło jest przekazywane

przez gorącą wodę pod ciśnieniem będącą nośnikiem ciepła. Systemy te zwykle cechują się temperaturą zasilania powyżej 100°C i wykorzystują wodne rurociągi w betonowych kanałach, w większości montowane na miejscu i za pomocą ciężkiego sprzętu. Głównym powodem stosowania tych systemów była oszczędność energii pierwotnej, w wyniku współpracy z elektrociepłownią. Były to systemy ciepłownicze w stylu sowieckim, zbudowane po drugiej wojnie światowej w kilku krajach Europy Wschodniej. Systemy tej generacji były również budowane w innych krajach. (Lund i in., 2014)

Trzecia Generacja

W latach 70-tych opracowano trzecią generację wykorzystywaną następnie w większości powstających lub modernizowanych systemów na całym świecie. Ta generacja nazywana jest również „Skandynawską technologią ciepłowniczą”, ponieważ wielu producentów podzespołów stosowanych w tej generacji ma siedzibę właśnie w Skandynawii. Trzecia generacja systemów używa prefabrykowanych, preizolowanych rur, które są bezpośrednio zakopane w ziemi i pracują w niższych temperaturach, zwykle poniżej 100°C. Podstawową motywacją do budowy tych systemów było bezpieczeństwo dostaw, poprzez poprawę efektywności energetycznej po dwóch kryzysach naftowych, które doprowadziły do zakłóceń w dostawach ropy. Dlatego systemy te zwykle wykorzystywały węgiel, biomasę i odpady jako źródła energii, podczas gdy olej opałowy był pomijany. W niektórych systemach, także energia geotermalna i energia słoneczna były wykorzystywane wspólnie (Lund i in., 2014). Przykładowo Paryż do ogrzewania domów wykorzystuje ogrzewanie geotermalne już od lat 70-tych, o temperaturze źródła 55-70°C, umiejscowione 1–2 km pod powierzchnią.

Czwarta Generacja

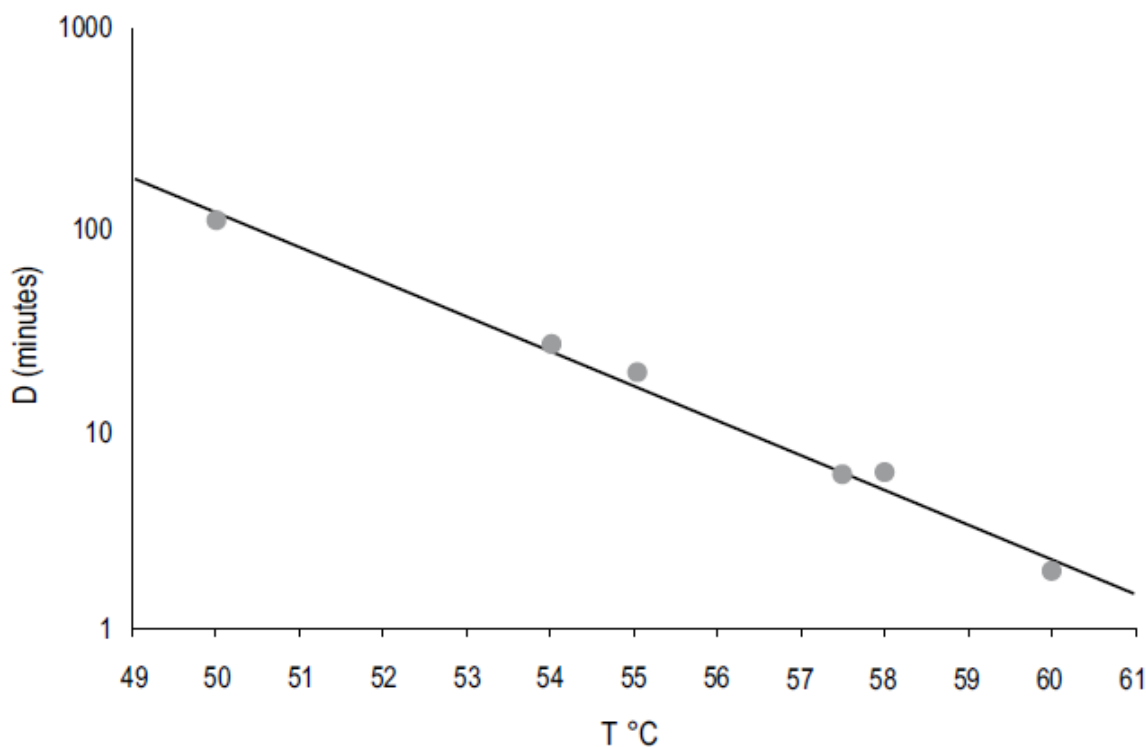
Obecnie w Danii (Yang i in., 2016) opracowywana jest czwarta generacja (Lund i in., 2014). Generacja ta została zaprojektowana w celu przeciwdziałania zmianom klimatu i włączenia wysokich udziałów zmiennej energii odnawialnej do systemu ciepłowniczego poprzez zapewnienie wysokiej elastyczności systemu elektroenergetycznego.

Według opinii Lund'a i in. (2014) systemy te muszą charakteryzować się następującymi zdolnościami:

- Zdolność dostarczania ciepła niskotemperaturowo do ogrzewania pomieszczeń i ciepłej wody użytkowej (CWU) dla istniejących budynków, dla budynków docieplonych i nowych budynków o niskim zużyciu energii.
- Zdolność dystrybucji ciepła w sieciach przy małych stratach ciepła.
- Zdolność odzyskiwania ciepła ze źródeł niskotemperaturowych i możliwość zintegrowania z odnawialnymi źródłami ciepła, takimi jak ciepło słoneczne i geotermalne.
- Zdolność do bycia integralną częścią inteligentnych systemów energetycznych (tj. zintegrowanych inteligentnych sieci elektrycznych, gazowych, na paliwa płynne i sieci ciepłych), w tym jako integralna część systemów ciepłowniczych czwartej generacji.
- Zdolność do zapewnienia odpowiednich struktur planowania, kosztów, struktury motywacji w odniesieniu do działania, jak również do strategicznych inwestycji związanych ze zmianą w przyszłe zrównoważone systemy energetyczne.

W porównaniu z poprzednimi generacjami, poziomy temperatur systemów ciepłowniczych czwartej generacji są zredukowane do temperatury zasilania 70°C i niższej w celu zwiększenia efektywności energetycznej systemu. Potencjalne źródła ciepła to ciepło odpadowe z przemysłu, elektrociepłownie spalające odpady, elektrownie na biomasę, systemy geotermalne i ciepła energia słoneczna (centralne ogrzewanie słoneczne), pompy ciepła na dużą skalę, ciepło odpadowe z procesów chłodzenia (np. z przystosowania centrów danych) i inne źródła. Systemy ciepłownicze czwartej generacji zapewnią elastyczność i zrównoważenie wytwarzania energii wiatrowej i słonecznej, dzięki samym źródłom i magazynowaniu energii cieplnej na dużą skalę, z uwzględnieniem sezonowego magazynowania energii. Przykładowo,

pompy ciepła mogą wykorzystywać nadwyżkę w produkcji energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni wiatrowych do produkcji ciepła w czasie, gdy taka nadwyżka występuje (Lund i in., 2014). Dlatego pompy ciepła używane na dużą skalę są uważane za kluczową technologię dla inteligentnych systemów energetycznych o wysokim udziale energii ze źródeł odnawialnych sięgających, aż do 100% i zaawansowanych systemów ciepłowniczych czwartej generacji (Lund i in., 2014) Wyzwaniem dla niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych jest zapewnienie takiej minimalnej temperatury ciepłej wody użytkowej, aby uniknąć skażenia legionellą, która może wytrzymywać przez kilka godzin temperatury powyżej 50°C (patrz Rysunek 4).



Rysunek 4: Ograniczenie występowania Legionella pneumophila serogroup 1 w czasie i przy różnych temperaturach (Światowa Organizacja Zdrowia, 2007)

Warunkiem koniecznym może okazać się podgrzanie ciepłej wody użytkowej na stałe lub przynajmniej tymczasowo do poziomu temperatury 60°C, w zależności od wielkości zbiornika ciepłej wody i wymogów krajowych. Zwykle, wymogiem będzie nieco wyższa temperatura zasilania w źródle ciepła. Istnieją jednak rozwiązania techniczne pozwalające uzyskać 60°C dla ciepłej wody, nawet jeśli temperatura zasilania sieci ciepłowniczej jest niższa.

2.1.4 Klasyfikacja według zagadnień technicznych

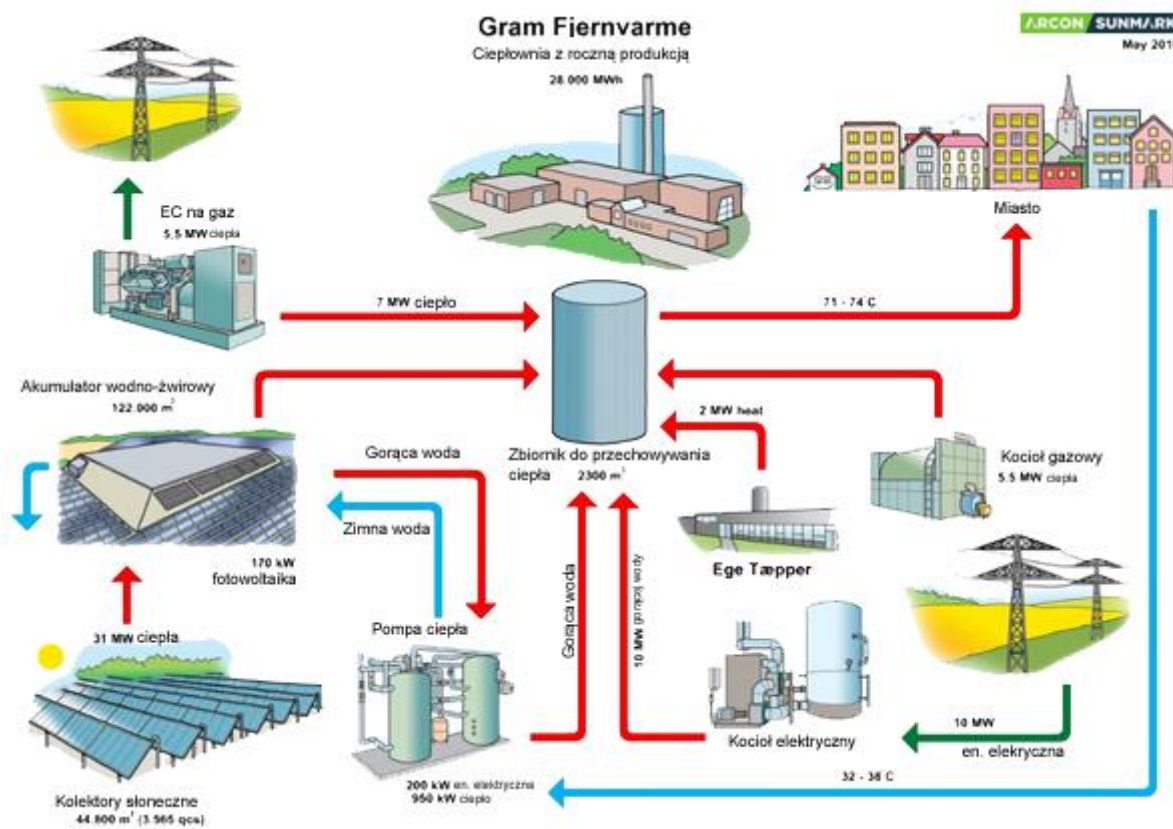
Systemy ciepłownicze można klasyfikować, biorąc pod uwagę różne kwestie techniczne. W tym rozdziale opisano niektóre z najczęściej stosowanych podziałów systemów ciepłowniczych.

Klasyfikacja według sposobu wytwarzanie ciepła

Systemy ciepłownicze można sklasyfikować według lokalizacji produkcji ciepła w systemach scentralizowanych i zdecentralizowanych. Historycznie większość systemów ciepłowniczych była obsługiwana przez tylko jeden lub kilka **scentralizowanych** generatorów ciepła. Zwykle było to ciepło dostarczane do systemu ciepłowniczego z instalacji elektrociepłowni, zasilanych węglem, gazem lub olejem. Systemy te często wykorzystywały tylko mniejsze zasobniki ciepła, tak aby zrównoważyć działanie systemu i zmaksymalizować wytwarzanie energii elektrycznej.

Jednak obecnie rośnie liczba **zdecentralizowanych** systemów ciepłowniczych wykorzystujących ciepło z różnych urządzeń wytwórczych. Wiele takich systemów znajduje się w Danii. Przykład pokazano na Rysunek 5 dla systemu ciepłowniczego w Gram. Wykorzystuje się tam wiele technologii, takich jak kolektory słoneczne, elektrociepłownię na gaz ziemny, nadwyżki ciepła z przemysłu, pompy ciepła, kotły elektryczne, zbiorniki buforowe i sezonowe magazynowanie energii.

Mimo, że ciepłownictwo w Europie jest nadal zdominowane przez paliwa kopalne, przyszłościowy trend polega na wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii, tj. energii geotermalnej, słonecznej, biomasy, energii cieplnej uzyskiwanej z elektryczności, oraz z nadmiaru ciepła z różnego przemysłu i sektora usług.



Rysunek 5 Zdecentralizowany system ciepłowniczy w Duńskim Gram z wieloma źródłami ciepła
(Źródło: <http://www.gram-fjernvarme.dk>)

Klasyfikacja według dystrybucji ciepła

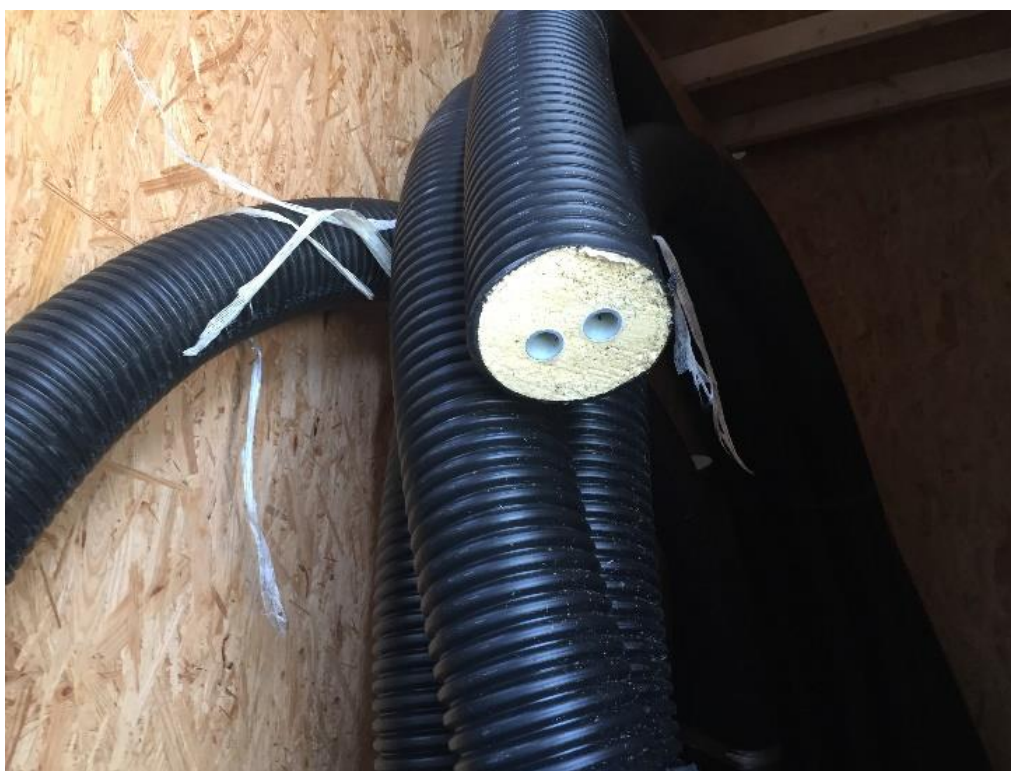
Systemy ciepłownicze dystrybuują ciepło przez sieci rurociągów, w których nośnik ciepła jest przekazywany z instalacji wytwórczych do użytkowników końcowych. W zależności od rodzaju konsumentów, wieku systemu itp. jako nośnik ciepła wykorzystuje się parę i wodę. Jak wspomniano wcześniej różne poziomy temperatury są często związane z różnymi generacjami systemów ciepłowniczych.

Para była najczęściej używana w pierwszej generacji systemów ciepłowniczych. Jednak niektóre systemy nadal z niej korzystają, zwłaszcza gdy wśród odbiorców znajduje się przemysł. Para raczej nie jest wydajnym nośnikiem, ponieważ poziomy jej temperatury są bardzo wysokie. W systemach pierwszej generacji często nie było nawet rury powrotnej kondensatu, co powodowało, że obwód był otwarty, a kondensat odprowadzany do kanałów ściekowych.

W większości dzisiejszych systemów para jest wycofywana i zastępowana **gorącą wodą** o różnych poziomach temperatury. Sieci ciepłownicze są zawsze systemami ciśnieniowymi,

ponieważ sieci wymagają pewnego ciśnienia do transportu i cyrkulacji wody. Oznacza to, że temperatura systemów ciepłowniczych może być wyższa niż 100°C z fazą wody obiegowej wciąż płynnej, gdyż w warunkach zwiększonego ciśnienia temperatura wrzenia wody wynosi powyżej 100°C. Obecnie wiele systemów ciepłowniczych pracuje nadal z temperaturami cyrkulacyjnymi wody w obiegu w temperaturze 100°C lub nawet wyższej. Chociaż systemy te mogą być bardzo wydajne, wraz z wysokimi temperaturami wzrasta ryzyko wyższych strat ciepła. Dotyczy to zwłaszcza tych systemów, które używają źle izolowanych rur.

Istnieje też wiele systemów ciepłowniczych pracujących przy znacznie niższych temperaturach niż 100°C. Jeśli systemy te zostaną połączone rurami preizolowanymi w celu zwiększenia wydajności, może to spowodować wiele korzyści, w tym zmniejszenie strat w sieci dystrybucyjnej poniżej 10% i możliwość korzystania z niskotemperaturowej energii odnawialnej i magazynów ciepła. Obecnie, ze względu na te korzyści, ogólną tendencją jest wykorzystanie **ogrzewania niskotemperaturowego** z temperaturami zasilania poniżej 50°C i „elementami wspomagającymi” po stronie konsumenta. Możliwość zastosowania tych systemów zależy od infrastruktury grzewczej odbiorców.



Rysunek 6: Niska temperatura umożliwia stosowanie rur z tworzywa sztucznego (tutaj zastosowanie podwójnego przewodu), które są tańsze i dzięki swojej elastyczności są łatwiejsze w montażu (Źródło: B. Dorać)

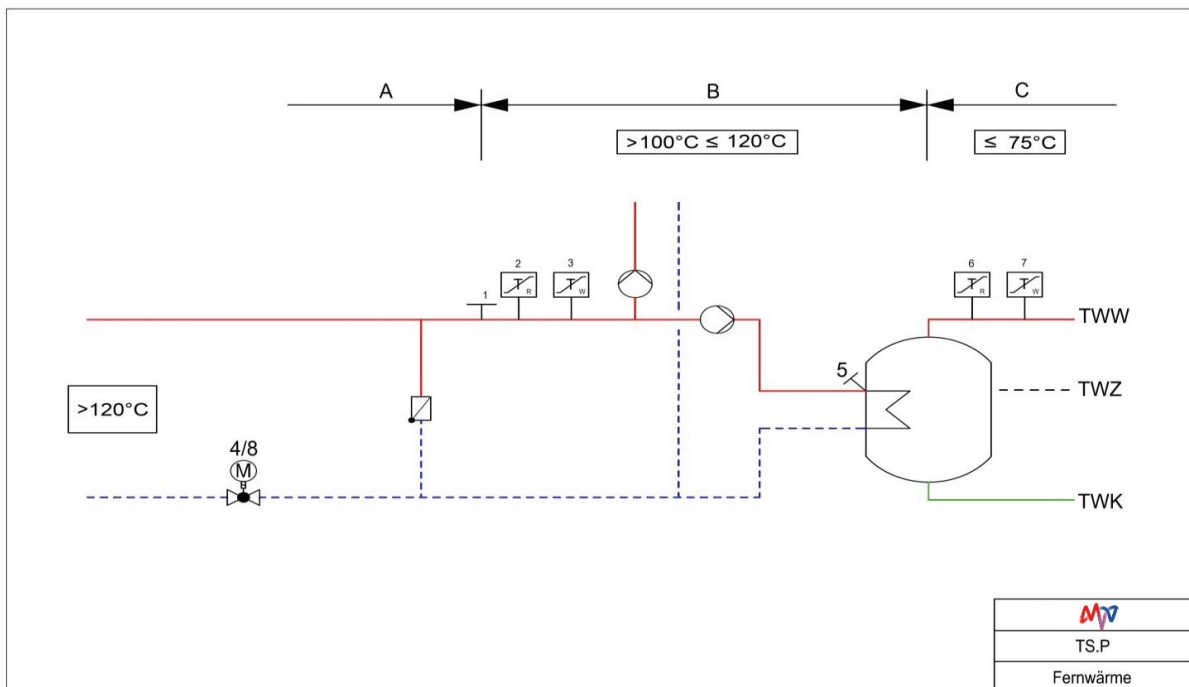
Klasyfikacja według zużycia ciepła

Ciepło w sieci jest zwykle przekazywane do końcowego odbiorcy przy użyciu różnych poziomów sieci (patrz Rysunek 2), zgodnie z klasyfikacją AGFW (AGFW FW 510, 2018). **Pierwszorzędna sieć** składa się z rur, które są pośrednio (wymiennik ciepła) lub bezpośrednio połączone z generatorami ciepła. **Drugorzędna sieć** to sieć ciepłownicza, która oddzielona jest od pierwszorzędnej sieci za pomocą węzłów cieplnych o różnych parametrach systemu. **Trzeciorzędna sieć** jest instalacją domową użytkownika końcowego. W niektórych systemach istnieje tylko jeden lub dwa takie poziomy.

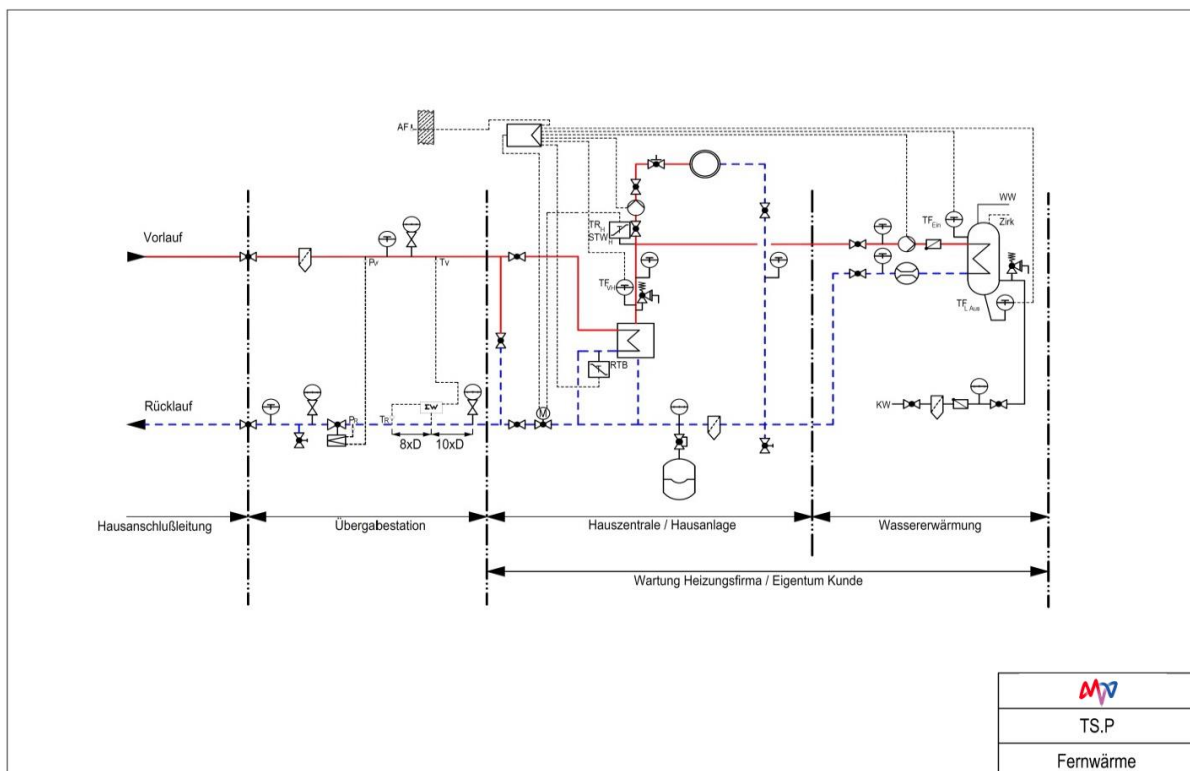
Ponadto można klasyfikować systemy jako bezpośrednie i pośrednie. W **systemie bezpośrednim** czynnik transportujący ciepło (nazywany również wodą obiegową) w sieci pierwszorzędnej przepływa bezpośrednio przez sieć grzewczą odbiorców. W systemach tych

woda z sieci dystrybucyjnej przepływa przez rury budynku i grzejniki. Niemniej jednak, ze względu na znaczne wady systemów bezpośrednich (np. wysokie temperatury, problemy w przypadku wycieku), są one stopniowo wycofywane. Obecnie najbardziej powszechne są **systemy pośrednie**, w których sieć pierwotna jest oddzielona od systemów rurociągów konsumenckich przez wymienniki ciepła.

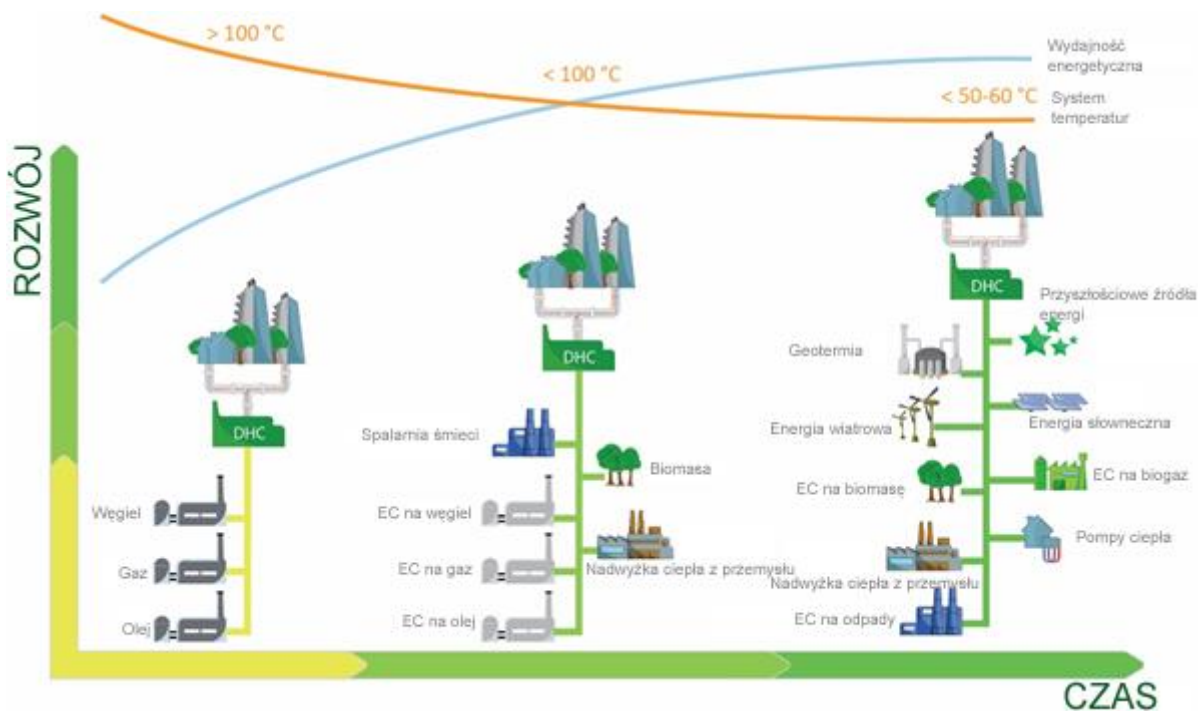
Inna klasyfikacja uwzględniająca stronę konsumenta obejmuje systemy, które dostarczają **ciepło tylko do ogrzewania pomieszczeń** lub systemy, które dostarczają ciepło zarówno do ogrzewania pomieszczeń, jak i ciepłą wodę użytkową. **Systemy, które zapewniają również ciepłą wodę** muszą działać przez cały rok, podczas gdy systemy ogrzewania pomieszczeń mogą być wyłączane latem. W systemach tych gorąca woda jest zwykle przygotowywana w kotłach elektrycznych. Jednak w nowoczesnych systemach ciepłowniczych, gdzie wykorzystywane są źródła takie jak energia słoneczna i nadwyżki ciepła, systemy ciepłownicze dostarczają również ciepłą wodę użytkową w celu zwiększenia liczby godzin pracy rocznie, a tym samym wykorzystania możliwości całego systemu.



Rysunek 7: Schemat systemu bezpośredniego (Źródło: MVV Netze, 2015)



Rysunek 8: Schemat systemu pośredniego (Źródło: MVV Netze, 2015)



Rysunek 9: Rozwój systemów ciepłownictwa w czasie (Źródło: Euroheat & Power)

2.2 Przegląd dzisiejszych systemów ciepłowniczych w Europie

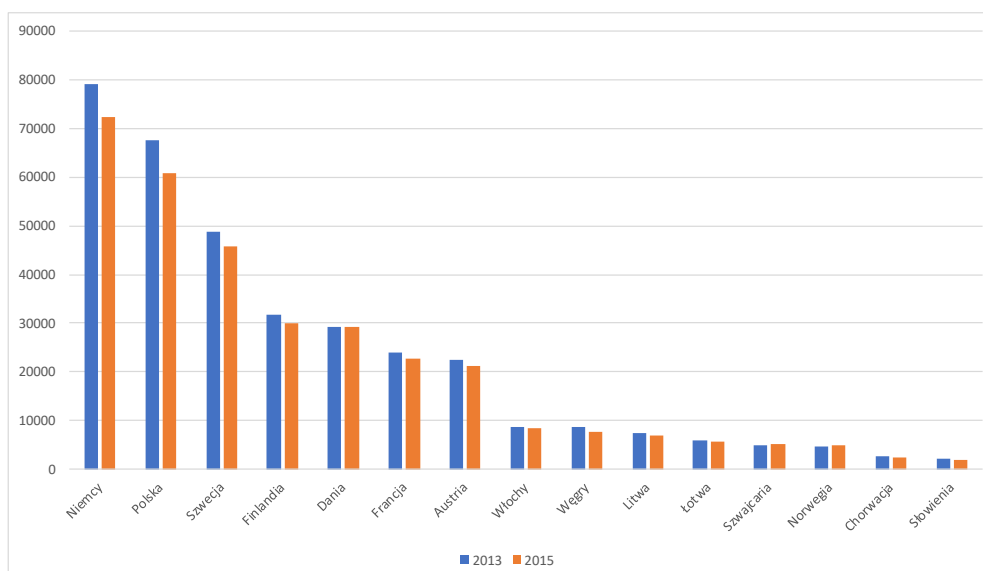
Aby opracować techniczne i nietechniczne opcje modernizacji ciepłownictwa w Europie, ważna jest wiedza na temat wcześniejszego rozwoju i istniejących rynków w krajach europejskich. Szczegółowy przegląd statystyczny dotyczący dzisiejszego ciepłownictwa w Europie zapewnia raport „Country by country” z Euroheat & Power (2017). Ten rozdział jest oparty na ankiecie przeprowadzonej przez Gerdvillia (dane rynkowe z 2015 r.) z członkami i współpracownikami Euroheat&Power.

Całkowita wartość sprzedaży ciepła klientom europejskim jest nadal stosunkowo niewielka. Udział ten wynosi około 11-12% zapotrzebowania UE na ciepło zapewnionego przez 6000 sieci ciepłych. Ciepłownictwo jest najbardziej rozpowszechnione w zimnych krajach Europy Północnej i Wschodniej. Jak pokazuje Rysunek 10 największy rynek ciepłowniczy znajduje się w Niemczech, a potem kolejno w Polsce i Szwecji. Natomiast w Europie południowej obecnie odgrywa tylko niewielką rolę. Około 60 milionów obywateli UE jest obsługiwanych przez ciepłownictwo, a kolejne 140 milionów mieszka w miastach z co najmniej jednym systemem ciepłowniczym.

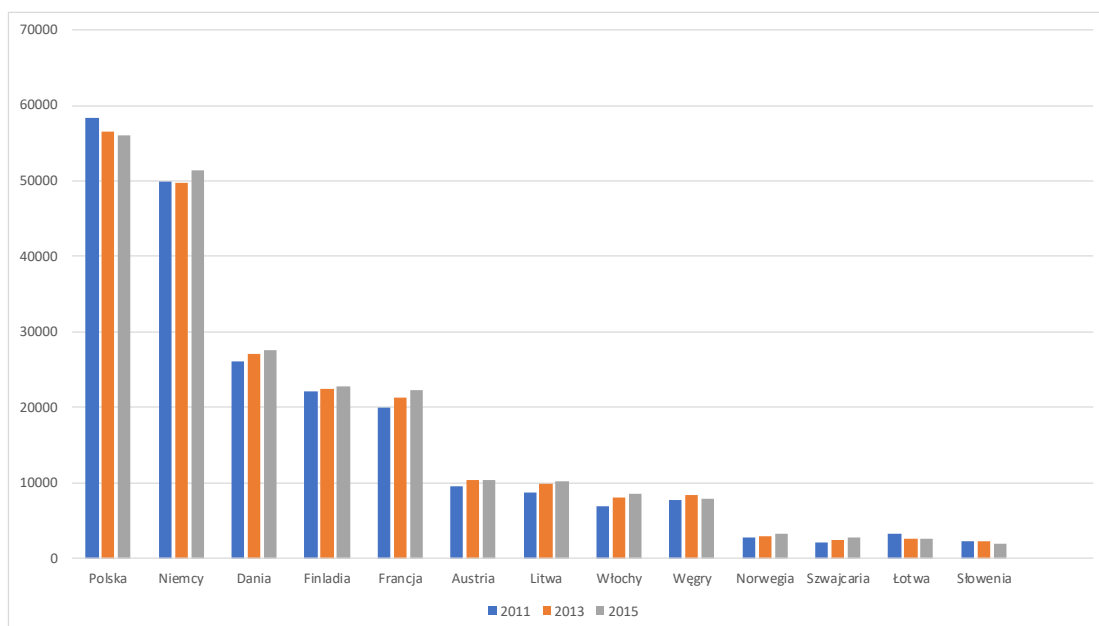
Całkowita zainstalowana moc ciepłownicza wzrosła od 2011r. w dziesięciu krajach (Rysunek 11), podczas gdy największy procentowy wzrost miał miejsce w Szwajcarii (36%), następnie we Włoszech (24%), Norwegii i na Litwie (po 16%).

Udział ciepłownictwa i systemów chłodniczych w porównaniu z innymi systemami grzewczymi jest najwyższy w Danii, na Litwie, w Szwecji, Polsce i Finlandii, jak pokazuje Rysunek 12. Udział ten we wszystkich pozostałych krajach jest poniżej 15%. Najbardziej zauważalny spadek udziału miał miejsce w Szwecji, gdzie wielu klientów wybrało ogrzewanie elektryczne, w tym pompy ciepła, ze względu na niskie ceny energii elektrycznej. Udział ogrzewania elektrycznego wzrósł tam o 4%.

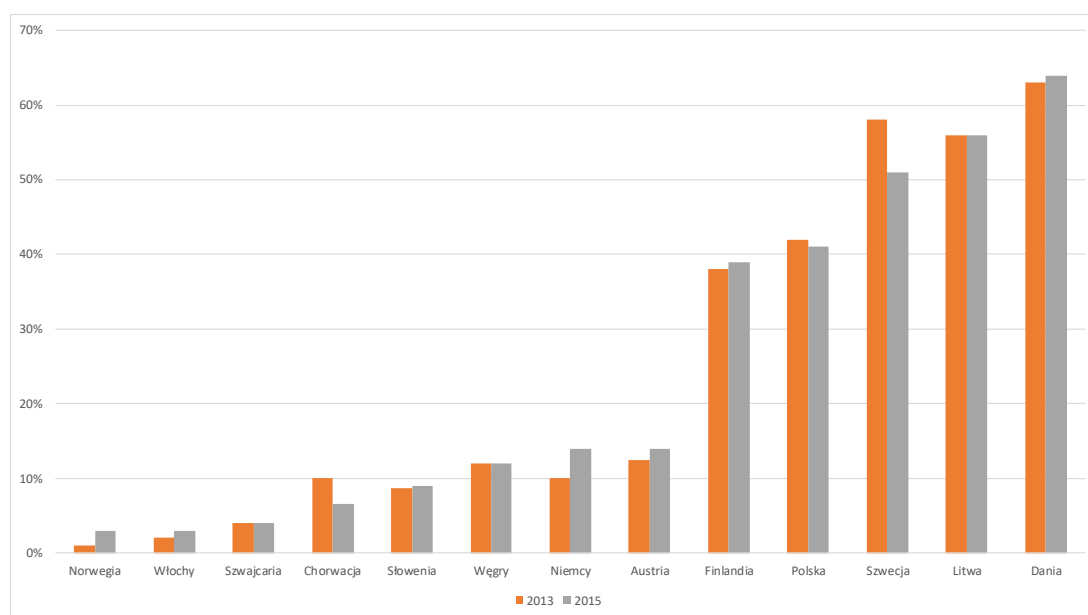
Ogólnie rzecz biorąc, dostawy energii ciepłej i chłodu w Europie stają się coraz bardziej odnawialne, co pokazuje Rysunek 13. Średnio udział energii odnawialnej w sektorze ciepłownictwa i chłodu wzrósł o 10% w latach 2011–2015.



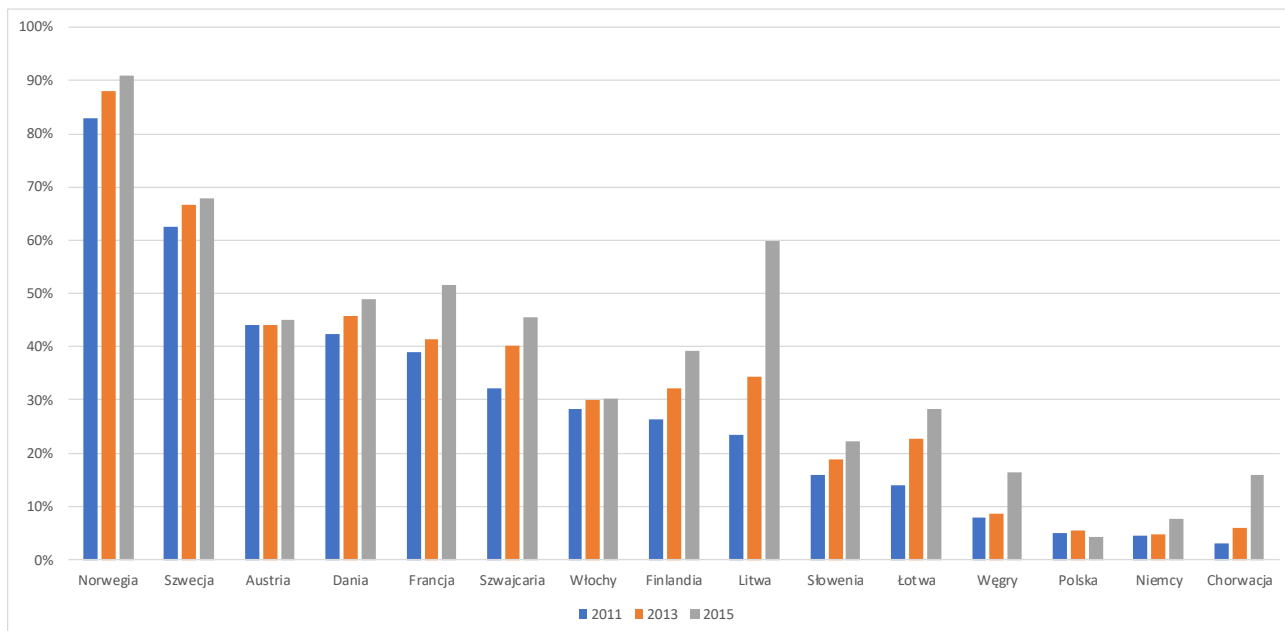
Rysunek 10: Sprzedaż ciepła sieciowego dla klientów w GWh (Źródło: Executive Summary by Gerdvillia, Country by Country 2017, Euroheat & Power)



Rysunek 11: Całkowita zainstalowana moc ciepłownicza (w MWth) (Źródło: Executive Summary by Gerdvila, Country by Country 2017, Euroheat & Power)



Rysunek 12: Udział ciepłownictwa i systemów chłodniczych w porównaniu z innymi rozwiązaniami grzewczymi w Europie (Źródło: Executive Summary by Gerdvila, Country by Country 2017, Euroheat & Power)



Rysunek 13: Udział energii odnawialnej w ciepłownictwie i chłodzie w Europie (Źródło: Executive Summary by Gerdvila, Country by Country 2017, Euroheat & Power)

2.3 Ogólne warunki ramowe: konkurenci w ciepłownictwie

Mimo, że w Europie jest ponad 7000 systemów ciepłowniczych, pokrywają one tylko około 13% zapotrzebowania na ciepło w krajach europejskich. Pokazuje to, że większość budynków jest nadal ogrzewana w inny sposób, głównie indywidualnymi rozwiązaniami grzewczymi na poziomie gospodarstwa domowego lub budynku. Istnieje wiele przyczyn tej sytuacji, które zostaną omówione w tym rozdziale.

Udział ciepłownictwa i pokrycia zapotrzebowania na ciepło w danym kraju zależy w znacznym stopniu od położenia geograficznego, a także od rozwoju historycznego. Dania, Litwa i Szwecja są europejskimi liderami pod względem wykorzystania ciepłownictwa. Udział gospodarstw domowych podłączonych do systemu ciepłowniczego w Islandii wynosi 92% i jest całkowicie oparty na źródłach odnawialnych, ponieważ wykorzystuje energię geotermalną. Dania jest również znana z wykorzystywania zrównoważonych rozwiązań energetycznych, z 63,3% swoich obywateli podłączonych do sieci ciepłowniczej. Jednakże przemieszczając się na południe Europy, generalnie zapotrzebowanie na ciepło się zmniejsza, a zatem udział ciepłownictwa też maleje. Niemniej jednak ogrzewanie jest nadal potrzebne zimą w krajach takich jak Hiszpania, Grecja, Portugalia itp., gdzie wykorzystywane są różne rozwiązania, np. systemy klimatyzacji i indywidualne kotły.

Kraje Europy Wschodniej często mają wysoki udział systemów ciepłowniczych, ale często te instalacje zawierają stare o za dużej wielkości generatory działające w oparciu o paliwa kopalne o niskiej wydajności. Z tego też powodu te systemy są często postrzegane przez obywateli jako złe rozwiązanie, co skutkuje zwiększoną tendencją do odłączania się od nich.

Najczęstszym zamiennikiem ciepłownictwa w krajach Europy Południowej i Wschodniej są **indywidualne kotły** na poziomie budynku lub gospodarstwa domowego. Paliwa stosowane w takich kotłach to w większości przypadków gaz ziemny i biomasa w różnych formach (drewno, pelet). Do pewnego stopnia jest również wykorzystywany olej opałowy, choć stopniowo jest wycofywany. Kotły na gaz ziemny są zwykle używane w miastach, ponieważ jednym z warunków wstępnych jest posiadanie rozwiniętej sieci dystrybucji gazu ziemnego. Nowoczesne kotły są popularnym rozwiązaniem wśród mieszkańców, ponieważ mają wysoką sprawność powyżej 90%. Jednak gaz ziemny stanowi paliwo kopalne, a zatem nie jest trwałym rozwiązaniem do ogrzewania na poziomie indywidualnym. Ponadto stosowanie tego paliwa nie gwarantuje bezpieczeństwa dostaw, ponieważ większość krajów europejskich jest

uzależniona od importowanego gazu z krajów spoza UE. Ponadto ceny paliw mogą się znacznie różnić i można się spodziewać, że w przyszłości będą rosły. Wreszcie, z energetycznego punktu widzenia nie jest efektywne użycie gazu ziemnego do wytwarzania energii o niższej wartości, tj. ciepła.

Kotły na biomasę są bardzo często wykorzystywane w osadach wiejskich, ponieważ biomasa jest zwykle obecna w okolicy i dlatego jest bardzo tania dla obywateli. W niektórych krajach mieszkańcy posiadają lasy, a tym samym mają całkowicie własne rozwiązanie grzewcze. Nowoczesne kotły na biomasę posiadają wysokowydajny i wysokiej jakości system filtracji, który znacznie zmniejsza emisję lokalnych zanieczyszczeń. To może być dobrą alternatywą dla sieci ciepłowniczych na obszarach, gdzie gęstość zapotrzebowania na ciepło nie jest wystarczająco wysoka, aby wdrożyć taki system. Jednak wiele obszarów wiejskich korzysta w dużej mierze jeszcze ze starych i nieefektywnych pieców na biomasę. Powoduje to wysoką emisję tlenków azotu, tlenku węgla i cząstek stałych. Może to stanowić poważny problem w miesiącach zimowych, ponieważ zanieczyszczenia te utrzymują się długo na danym obszarze i powodują poważne problemy zdrowotne dla mieszkańców. Największą przeszkodą na drodze do zastąpienia starych kotłów na obszarach wiejskich jest z jednej strony niższa zamożność ludności, natomiast z drugiej niskie koszty eksploatacji używanych systemów.

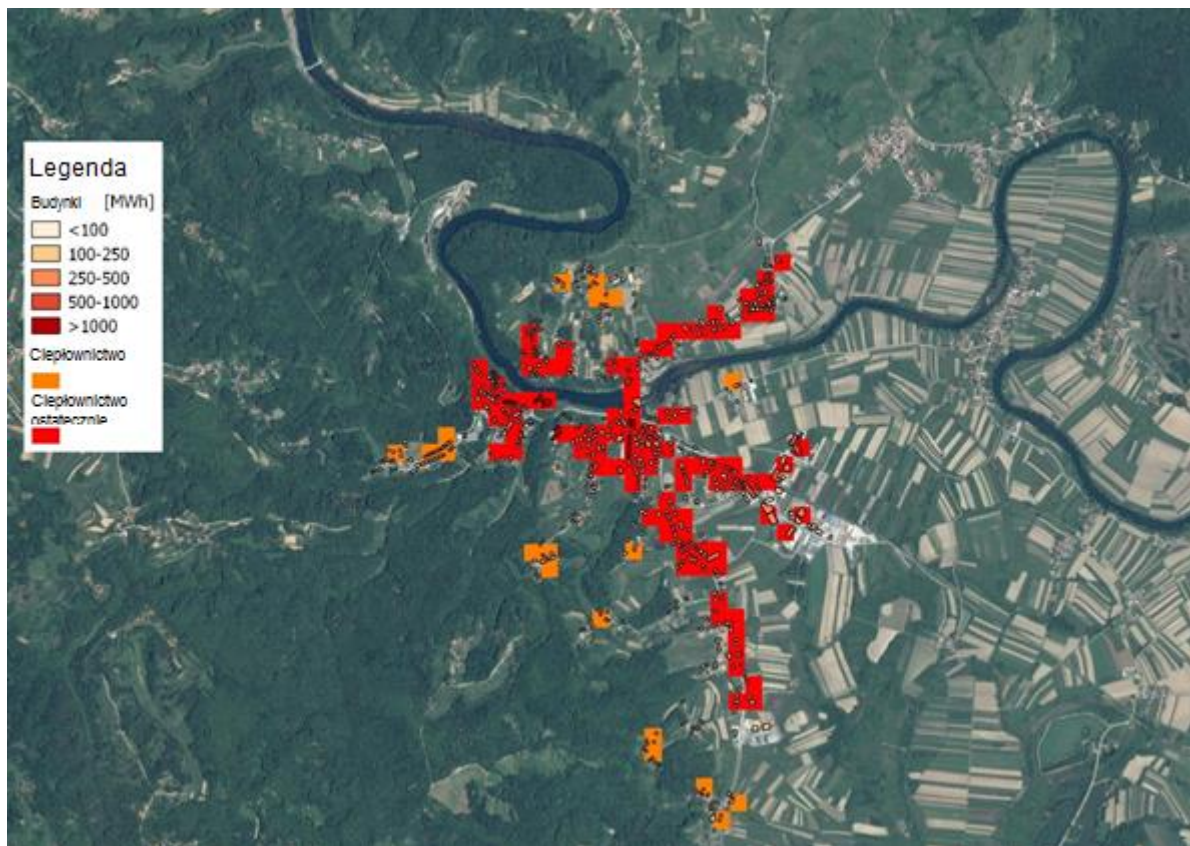
W krajach południowej Europy w miesiącach zimowych niektóre gospodarstwa domowe korzystają czasem z urządzeń klimatyzacyjnych do ogrzewania. Zwykle taka sytuacja ma miejsce w obszarach, w których latem występuje wysokie zapotrzebowanie na chłodzenie, a zimą niewielkie zapotrzebowanie na ciepło. Jednostki klimatyzacyjne w gruncie rzeczy zachowują się jak małe pompy ciepła powietrze-powietrze. Oczekuje się, że pompy ciepła w przyszłościowych systemach energetycznych będą znaczącym źródłem ciepła. Dokładniej, pompy ciepła typu powietrze-woda, ziemia-woda i woda-woda będą wykorzystywane jako alternatywa dla systemów ciepłowniczych w całej Europie w obszarach, które mają niskie zapotrzebowanie na ciepło. Natomiast stosowanie pomp ciepła powietrze-powietrze do ogrzewania, jak to się obecnie robi, jest nieefektywnym sposobem, ponieważ współczynnik wydajności w okresie zimowym jest niski, tzn. jest najniższy wtedy, gdy ciepło jest najbardziej potrzebne.

Ciepłownictwo jest na ogół ekonomicznie wykonalne w obszarach, które mają wystarczająco dużą gęstość zapotrzebowania na ciepło. Dlatego większość dzielnic miast może być podłączona do systemu ciepłowniczego. Użytecznym narzędziem do analizy potencjału ciepłownictwa jest mapowanie zapotrzebowania na ciepło za pomocą narzędzi systemu informacji geograficznej (GIS), które mogą graficznie przedstawiać zakres potencjalnego systemu ciepłowniczego, jak widać na Rysunku 14.

Potencjały ciepłownicze są obecnie bardzo wysokie. Aby osiągnąć zrównoważony i niskoemisyjny sektor grzewczy, należy rozszerzyć go tak, aby pokryć znacznie większy udział zapotrzebowania na ciepło. Musi to być połączone z wdrożeniem środków oszczędności energii w budynkach, aby umożliwić wykorzystanie ciepła o niskiej temperaturze, wytwarzanego przez różne źródła odnawialne, takie jak energia słoneczna, geotermalna itp. Pozostała część zapotrzebowania na ciepło w obszarach o niskiej gęstości powinna być pokryta przez poszczególne pompy ciepła, jak wspomniano wcześniej w tym rozdziale.

Obecnie jedną z największych barier przeciw zwiększeniu udziału ciepłownictwa w Europie jest **konkurencja tego sektora z gazem ziemnym**. Chociaż ciepłownictwo również konkuruje ze wszystkimi innymi opcjami ogrzewania. Zwykle raz wybrany system ogrzewania nie zostanie zmieniony w krótkim okresie czasu. Rozwiązano to w krajach takich jak Dania, definiując specyficznie strefy, w których będą budowane sieci ciepłownicze i te, w których będą budowane sieci gazu ziemnego. Innymi słowy, miejskie plany ogrzewania fizycznie oddzielają obszary ciepłownicze, gdzie wszystkie gospodarstwa domowe muszą być podłączone do tego źródła ciepła, od obszarów zasilanych gazem ziemnym. Sytuacja jest jednak zupełnie inna w Europie południowo-wschodniej, gdzie dostęp dla konsumentów do ciepłownictwa i gazu ziemnego występuje zwykle w tym samym czasie. Ze względu na brak wiedzy szerokiego kręgu odbiorców na temat ciepłownictwa i zarazem występowania w niektórych lokalizacjach

niskich cen gazu ziemnego, nie jest niczym niezwykłym, że nowe budynki podłączane są do sieci gazu ziemnego, a nie do sieci ciepłowniczej, pomimo jej dostępności w danym miejscu.



Rysunek 14: Mapa zapotrzebowania na ciepło miasta Ozalj w Chorwacji, która pokazuje również części miasta, w których byłoby możliwe podłączenie do systemu ciepłowniczego (części pomarańczowe i czerwone) (Źródło: Doračić i in. 2018)



Rysunek 15: Gaz ziemny i sieć ciepłownicza w mieście Velika Gorica w Chorwacji (źródło: T. Novosel)

3 Proces modernizacji

Sieci ciepłownicze charakteryzują się wysokim potencjałem do zmian w sektorze, zarówno pod względem technicznym, jak i organizacyjnym. Zmiany umożliwiają wprowadzanie odnawialnych źródeł energii, poprawę ogólnej efektywności energetycznej, a także ułatwiają współpracę międzybranżową (np. pomiędzy ogrzewaniem, elektrycznością i technologiami mobilnymi).

Cały proces modernizacji w celu poprawy wydajności systemów ciepłowniczych jest złożony i skomplikowany. Jest on czasochłonny, długotrwały i pociąga za sobą kosztowne inwestycje. W szczególności należy uwzględnić pomiary w budynkach np. kiedy obniżamy temperaturę pracy. Oznacza to bezpośrednią współpracę z właścicielami budynków i odbiorcami końcowymi. Taki długotrwały i szeroko zakrojony proces ma również wpływ na życie miasta lub dzielnicy, który to wpływ nie powinien być umniejszany. **Dlatego proces ten powinien być w perspektywie długoterminowej bardzo starannie zaplanowany.**

Ogólny proces modernizacji jest planowany jako **całościowy proces w pojedynczym projekcie**, który uwzględni wszystkie aspekty systemu, w tym wytwarzanie ciepła, dystrybucję i zastosowanie maksymalizacji wydajności całego systemu. W wielu przypadkach tylko części całego systemu są ulepszone w mniejszych krokach, ponieważ jest to często długotrwałe i kosztowne. Ma to tę zaletę, że jest to szybsze działanie i powoduje rozłożenie kosztów inwestycji, ale niesie też ryzyko mniej zharmonizowanych, a tym samym mniej skutecznych ulepszeń całego systemu. Każdy system ciepłowniczy jest bardzo specyficzny i indywidualny i dlatego nie istnieje unikalny, standardowy proces modernizacji. Niemniej jednak procedury mogą być podobne, a kilka aspektów procesu zostało opisanych w kolejnych rozdziałach.

Ważne jest, aby wszyscy **zainteresowani** byli zaangażowani już w fazie planowania celem zapewnienia akceptacji: dostawców ciepła wliczając w to nadwyżki ciepła z przemysłu, operatorów ciepłowniczych, spółdzielni mieszkaniowych, właścicieli budynków, użytkowników końcowych i lokalnych decydentów. Faza planowania powinna opierać się na szczegółowej diagnozie obecnej sytuacji a konkretny program powinien obejmować środki techniczne i organizacyjne. Jeśli chodzi o rozległe inwestycje i czas trwania programu modernizacji, diagnoza powinna również uwzględniać przyszłą ewolucję zapotrzebowania na ciepło w oparciu o aktualnie dostępne trendy i scenariusze demograficzne, oraz lokalne warunki brzegowe.

Ponadto musi zostać szczegółowo przeanalizowana kwestia **opłacalności** i proponowanych środków finansowania. Program poprawy wydajności powinien określać, na jakich modelach biznesowych i organizacyjnych będzie się opierać pozyskanie różnych planowanych środków, w tym także funduszy i partycypacja obywateli.

Celem programu powinno być również **zwiększenie wydajności, podniesienie jakości usług i konkurencyjności**, a także **zmniejszenie emisji CO₂**. Ponadto należy zmniejszyć zużycie energii pierwotnej. Ciepłownictwo jest idealne do wykorzystania nadwyżek ciepła i do integracji z źródłami energii odnawialnej. Ponadto, powinno się dążyć do poprawy wizerunku ciepłownictwa na poziomie lokalnym, przyczynić się do zmian energetycznych i zwiększyć akceptację u obywateli. Dlatego program powinien obejmować otwartą strategię komunikacji i angażować za pomocą różnych modeli uczestnictwa odbiorców końcowych.

Aby wykorzystać ten potencjał, modernizacja systemów ciepłowniczych powinna najpierw uwzględnić zapotrzebowanie na ciepło odbiorców, a następnie unowocześnić istniejący system dystrybucji, w tym węzły cieplne i przyłącza: osiągnąć niższe współczynniki strat ciepła i wycieków, obniżyć temperatury pracy, zoptymalizować średnice i dostosować parametry hydrauliczne, wprowadzić nowoczesne sposoby zarządzania oparte na systemach informatycznych i możliwość kontroli dostaw ciepła przez użytkownika. Dzięki temu dystrybucja ciepła będzie bardziej wydajna, ale również poprawi się efektywność wytwarzania ciepła. Ponadto ułatwi to integrację energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego. W drugim etapie, system dystrybucji powinien zostać zmodernizowany, a na koniec wskaźniki sprawności mogą być wdrażane po stronie wytwarzania. Udział ciepła ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego można wprowadzać i stopniowo zwiększać. Musi to iść w parze z prognozami przyszłego zapotrzebowania na ciepło, a także ze wskaźnikami efektywności odbiorców.

3.1 Motywacja przedsiębiorstw do procesów unowocześniania

Głównymi, ogólnymi powodami dla modernizacji systemów ciepłowniczych jest łagodzenie zmian klimatu poprzez dekarbonizację sektora grzewczego w Europie dzięki zrównoważonemu wytwarzaniu ciepła, a także redukcji kosztów. Na wdrażanie środków modernizacyjnych wpływają międzynarodowe i krajowe warunki ramowe, polityczne i niepolityczne. Należy jednak zauważyć, że realizatorami działań modernizacyjnych są przedsiębiorstwa ciepłownicze, które ostatecznie mogą mieć bardzo różne motywacje do modernizacji.

W ramach projektu Upgrade DH badano różne wdrożone projekty modernizacyjne (projekty dobrej praktyki) (Upgrade DH, 2018a). Na tej podstawie w poniższym rozdziale podsumowano, w jaki sposób firmy radzą sobie z różnymi celami i jakie są ich motywacje. Dlatego, motywacje stojące za projektami są podzielone na trzy kategorie: **cele firmy, korzyści ekonomiczne i wpływ na środowisko**.

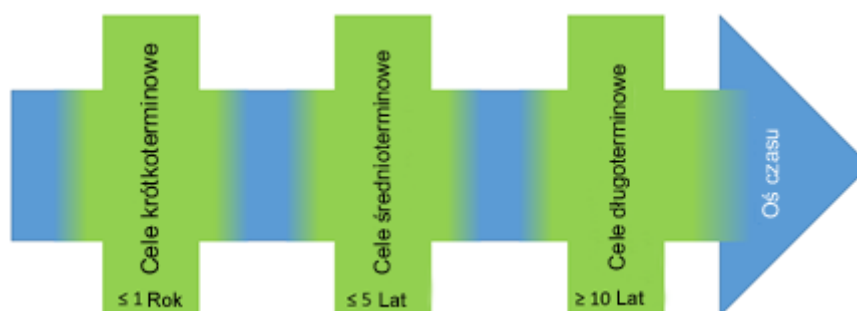
3.1.1 Cele firmy

Strategiczne cele firmy zależą od rodzaju jej działalności. Przedsiębiorstwa ciepłownicze mogą być publiczne lub prywatne, mieć jednego lub kilku akcjonariuszy, być nastawione na zysk lub non-profit. Ponadto, na cele przedsiębiorstwa mają wpływ działania marketingowe (ekologiczny wizerunek), decyzje polityczne i wymogi prawne. Tak więc cele działalności mogą być formułowane przez kierownictwo, akcjonariuszy lub polityków.

Konkretne cele przedsiębiorstwa mogą być czynnikiem motywującym do wdrożenia środków modernizacyjnych. Chęć włożenia wysiłku dla osiągnięcia wyznaczonych celów jest wyższa, jeśli jest to interes własny. Bazując na Hungenberg & Wulf (2015), cele firmy można podzielić na trzy wymiary: treść, cel i czas. Te trzy wymiary można uzupełnić o wymiar zakresu zastosowania, priorytetu i odpowiedzialności (Töpfer, 2006).

Ustalając cele dla środków modernizacji ciepłownictwa, w zależności od **czasu** realizacji, można je podzielić na cele krótkoterminowe, średnioterminowe i długoterminowe. W Hungenberg i Wulf (2015), podany czas na cele krótkoterminowe wynosi do jednego roku, ponieważ często odnoszą się one do jednego roku budżetowego. Określony czas dla celów średnioterminowych wynosi około dwóch lub trzech lat, podczas gdy cele długoterminowe są ustalane na okres do pięciu lat, a w wyjątkowych przypadkach wydłużany do dziesięciu lat. W przypadku projektów modernizacji w ciepłownictwie te okresy muszą zostać dostosowane i wydłużone, ponieważ czas trwania działań modernizacyjnych jest na ogół dłuższy niż normalne ramy czasowe w innych przedsiębiorstwach. Zatem okres dla **celów krótkoterminowych** pozostaje na poziomie do jednego roku, okres dla **celów średnioterminowych** jest zwiększany do około pięciu lat, a okres dla **celów długoterminowych** wynosi dziesięć lat i dłużej. Dopasowanie okresów i zależności czasowych przedstawiono na Rysunku 16.

Tabela 2 przedstawia różne cele firmy, które zostały zidentyfikowane w ramach badanych projektów projektu Upgrade DH (Upgrade DH 2018a), podzielonych na trzy kategorie czasowe.



Rysunek 16 Typowy harmonogram celów dla działań modernizacyjnych w ciepłownictwie

Tabela 2 Cele firmy w zakresie działań modernizacyjnych

Cele krótkoterminowe	Cele średnioterminowe	Cele długoterminowe
<ul style="list-style-type: none"> • Korzyści ekonomiczne • Pierwotne i wtórne oszczędności energii • Optymalizacja zainstalowanej mocy • Zapoczątkowanie zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii 	<ul style="list-style-type: none"> • Przekształcanie i odnowienie systemu ciepłowniczego przy użyciu najnowszej technologii • Pozyskiwanie nowych klientów • Dalszy wzrost udziału odnawialnych źródeł energii • Integracja różnych źródeł energii / ciepła 	<ul style="list-style-type: none"> • Przyjazne dla środowiska i zrównoważone wytwarzanie ciepła • Dekarbonizacja sektora ciepłowniczego • Pozostanie konkurencyjnym w sektorze grzewczym • Zwiększone bezpieczeństwa dostaw ciepła i zminimalizowanie wahań cen

3.1.2 Korzyści ekonomiczne

Ekonomiczne korzyści z ulepszenia ciepłownictwa mogą mieć miejsce na trzech poziomach: korzyści ekonomiczne dla firmy (maksymalizacja zysku), korzyści ekonomiczne dla odbiorców ciepła (zwłaszcza, jeśli są oni udziałowcami), oraz korzyści ekonomiczne dla lokalnej gospodarki.

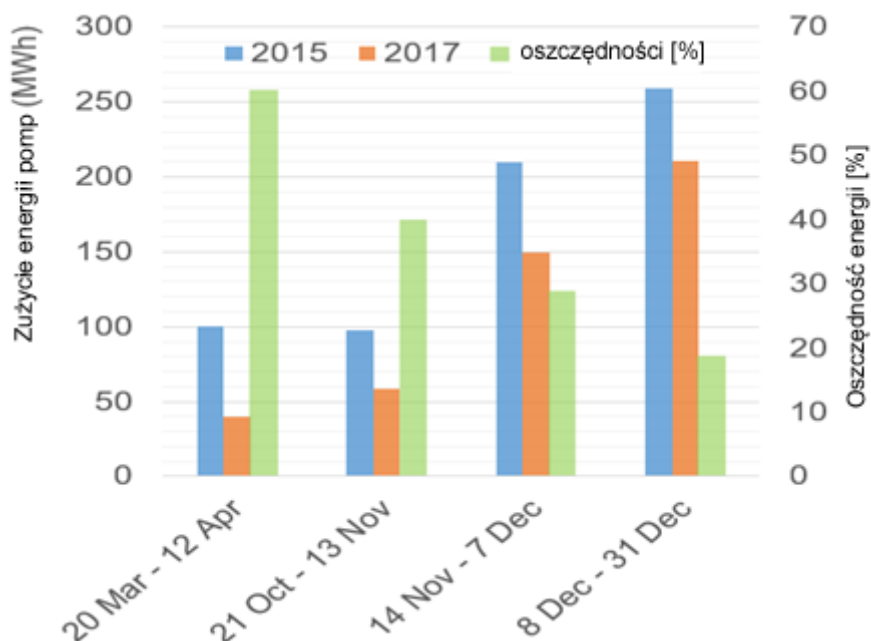
W zależności od konkretnych celów przedsiębiorstwa kluczową motywacją do wdrażania procesów modernizacji są zazwyczaj korzyści ekonomiczne. Zmniejszone koszty lub wzrost oszczędności oraz zwiększone przychody mogą zostać wykorzystane na dalsze inwestycje, zaspokojenie płatności akcjonariuszy lub obniżenie cen ciepła. Zależy to od ogólnych strategicznych celów firmy. Jeśli zyski powinny być zmaksymalizowane, strategia powinna polegać na zmniejszeniu kosztów operacyjnych przy zachowaniu tych samych przychodów, co równa się poprawie efektywności energetycznej systemów i zwiększeniu zysku. Jeśli ceny ciepła powinny zostać zminimalizowane, strategia powinna polegać na zmniejszeniu kosztów operacyjnych za pomocą środków modernizacyjnych.

Podejściem do obniżenia kosztów operacyjnych może być przejście na inne źródła energii, które mają niższe i bardziej stabilne koszty. Wykorzystanie lokalnie dostępnych źródeł energii, takich jak wióry drzewne, może zastąpić często importowane już paliwa kopalne. Korzystanie z lokalnych lub regionalnych źródeł energii może przynieść wiele korzyści. Dla firmy dodatkowo zmniejsza to zależność od międzynarodowych dostawców. Prowadzi to do zmniejszenia ryzyka dla operatora systemu ciepłowniczego, co skutkuje wyższym bezpieczeństwem dostaw ciepła dla klientów. W przypadku wiórów drzewnych/trocin koszty są często bardziej stabilne, co ułatwia obliczanie kosztów wytwarzania ciepła. Ponadto wspierane są lokalne przedsiębiorstwa, które przyczyniają się do rozwoju lokalnej gospodarki.

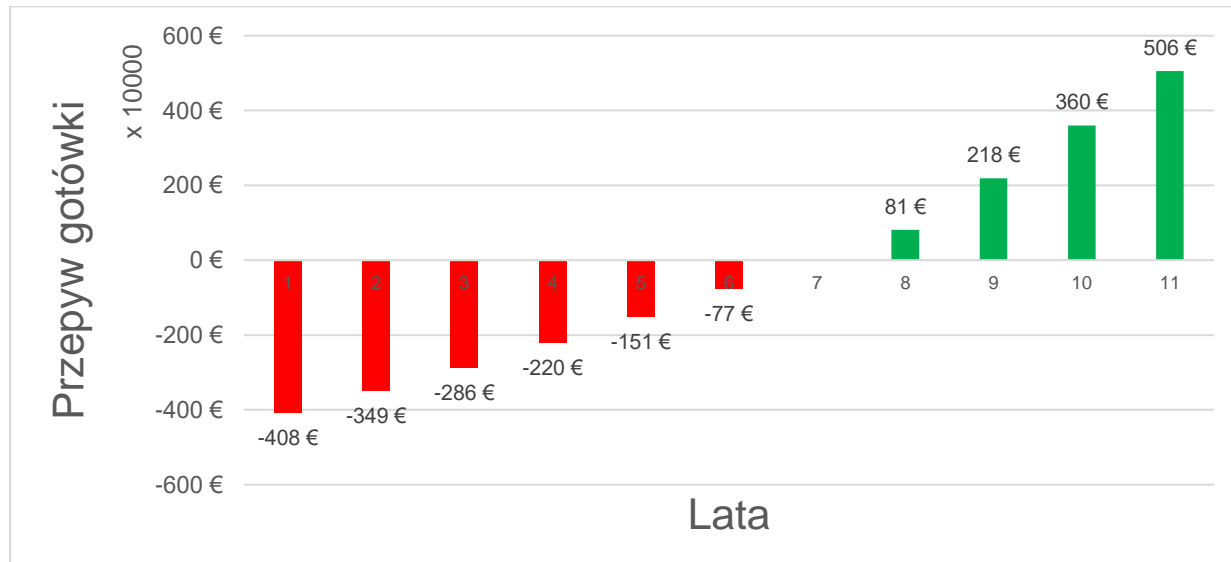
Przykłady pokazują, że działania modernizacyjne mają na celu zmniejszenie zapotrzebowania na energię zarówno w odniesieniu do zapotrzebowania na energię pierwotną, jak i na energię wtórną. Zapotrzebowanie na energię pierwotną jest ukierunkowane na zmniejszenie zużycia lub wypieranie paliw kopalnych. Zapotrzebowanie na energię wtórną jest ukierunkowane na zmniejszenie zużycia energii elektrycznej do obsługi systemu i jego komponentów. Porównanie zapotrzebowania na moc (rysunek 17) dla pomp sieciowych przed i po działaniach modernizacyjnych dedykowanego projektu pokazuje potencjał oszczędności energii.

Innym ważnym wskaźnikiem ekonomicznym jest **okres zwrotu** projektu. Rentowność lub zwrot inwestycji mają decydujące znaczenie szczególnie w przypadku kompleksowych projektów, takich jak renowacja całego systemu ciepłowniczego. Wysokie koszty inwestycyjne muszą zamortyzować się po szacowanym okresie. Dłuższe okresy amortyzacji wysokich kosztów inwestycyjnych można często zrekomensować innymi kosztami bieżącymi i

operacyjnymi. Przykład ilustrujący amortyzację poprzez przepływy pieniężne przedstawiono dla Green Energy Park Livno, Bośnia i Hercegowina, na Rysunek 18.



Rysunek 17: Zapotrzebowanie na energię do pompowania w 2015 i 2017 r. (Upgrade DH 2018b)



Rysunek 18: Szacunkowy przepływ środków pieniężnych z projektu modernizacji Green Energy Park Livno, Bośnia i Hercegowina (Upgrade DH 2018a)

Dzięki narzędziom optymalizacyjnym opartym na oprogramowaniu działania modernizacyjne mają na celu optymalizację planowania operacji, zwłaszcza w elektrociepłowniach (Kühne & Hinz, 2016). Ponadto, najkorzystniejsze może okazać się ustalenie maksymalnego zysku w celu osiągnięcia korzyści ekonomicznej. Ma to na celu najbardziej efektywne planowanie operacji, odnoszące się do wszystkich aspektów ekonomicznych przy użyciu zainstalowanej mocy. Opierając się na różnych parametrach, obliczeniach i szacunkach, możliwe jest zoptymalizowanie działania bez środków modernizacji sprzętu, takich jak na przykład nowe

instalacje wytwarzania ciepła, nowe systemy pompowania dla sieci dystrybucyjnych lub nowe wymienniki ciepła. Dlatego też badane są wszystkie możliwe tryby działania, źródła przychodów i ewentualne efekty dla systemu (Kühne & Hinz, 2016).

Kolejnym celem ekonomicznym jest pozyskanie nowych klientów. Są oni z jednej strony nowym źródłem przychodów dzięki sprzedaży ciepła, a z drugiej strony nowi klienci przyczyniają się do rozwoju firmy i mogą promować popularność ciepłownictwa.

3.1.3 Wpływ na środowisko

Poprawa wpływu na środowisko może być ważnym celem procesu modernizacji. Tym samym motywacja do zwiększania efektywności środowiskowej, z punktu widzenia firmy, może być wieloraka:

- **Motywacja idealistyczna:** dotyczy to zwłaszcza spółdzielni ciepłowniczych, spółek publicznych lub firm należących do konsumentów ciepła.
- **Motywacja marketingowa:** dzięki ekologicznemu wizerunkowi firmy można zdobyć więcej klientów.
- **Wymuszona motywacja:** dzięki obowiązkowym wymogom lub przepisom prawnym przedsiębiorstwa mogą zostać zmuszone do spełnienia określonych wymogów środowiskowych, np. zobowiązania dotyczące redukcji emisji.
- **Motywacja ekonomiczna:** poprawa efektywności środowiskowej może przyczynić się do korzyści ekonomicznych, np. w przypadku tańszych paliw lub w ramach systemu handlu emisjami CO₂.

Kluczowymi elementami większości celów w zakresie poprawy stanu środowiska jest redukcja emisji CO₂ i poprawa wydajności systemu ciepłowniczego. Tym samym, zwłaszcza poprawa wydajności ma pozytywny wpływ na samą firmę ciepłowniczą.

Wzrost wydajności wynikający z działań modernizacyjnych często pociąga za sobą również korzyści ekonomiczne wynikające z mniejszego zużycia paliwa lub oszczędności energii elektrycznej. Poprawa wydajności jest ważnym czynnikiem ograniczającym emisję CO₂. Dlatego wzrost wydajności systemu wpływa na wytwarzanie ciepła, dystrybucję i zużycie ciepła. Prowadzi to do oszczędności energii w całym łańcuchu procesów. W szczególności, stare systemy ciepłownicze, wykorzystujące przestarzałą technologię (porównaj projekt modernizacji Green Energy Park Livno; w Upgrade DH, 2018b), mają bardzo duży potencjał, aby podnieść ich wydajność poprzez zwiększenie efektywności. Nawet bardziej aktualne systemy mają wysoki potencjał wydajności, który jest napędzany przez cel optymalizacji (Optimisation of Pumping Operations in the DH System Ferrara; in Upgrade DH, 2018b). W takich przypadkach celem jest przede wszystkim poprawa wydajności bez większego wpływu na cały system, przy użyciu już istniejących technologii i sprzętu.

Projekty dobrych praktyk w ramach projektu Upgrade DH (Upgrade DH, 2018a, b) wykazały szeroki zakres możliwych działań modernizacyjnych i rozwiązano problem. Niektóre przykłady pokazały, że dzięki dodatkowemu wyposażeniu proces wytwarzania ciepła został zoptymalizowany w celu generowania większej ilości ciepła użytkowego przez spalanie tej samej ilości paliwa. Ponadto sieć dystrybucji wykazała dużą możliwość optymalizacji wpływającej na nieefektywną technologię rurociągów, nieefektywne urządzenia (pompy, wymienniki ciepła w węzłach cieplnych) i nieefektywne działanie. Ważnym czynnikiem wpływającym na wydajność systemu jest dostosowanie parametrów pracy sieci w celu zmniejszenia strat ciepła, strat ciśnienia lub mocy elektrycznej.

Różne środki modernizacyjne mają na celu zwiększenie świadomości konsumentów na temat ogrzewania i ich zachowania w zakresie ogrzewania w celu zwiększenia ogólnej wydajności. Dalsze działania renowacyjne domów i budynków mają na celu zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło i osiągnięcie wyższego poziomu komfortu dla użytkowników. Kolejnym środkiem optymalizacji było zwiększenie poziomu automatyzacji. W związku z tym jedną z opcji jest

ograniczenie czy uproszczenie procedur. Może to również obejmować wewnętrzne procesy i ścieżki decyzyjne. Inną opcją jest wdrożenie strategii automatyzacji do ustawiania parametrów systemu.

W ramach projektu Upgrade DH odkryto także inne, bardziej specyficzne środki, które przyczyniają się do zwiększenia efektywności środowiskowej, na przykład poprawa elastyczności systemu, wzrost ilości godzin pracy elektrociepłowni lub redukcja czasu eksploatacji elektrowni szczytowych. Innym środkiem jest przełączenie na ciepłownictwo niskotemperaturowe. Wszystkie środki mogą przyczynić się do ogólnego zwiększenia wydajności, ale mają również wpływ na indywidualną strategię działania i planowanie firmy. W szczególności poprawa elastyczności systemu w odniesieniu do wytwarzania ciepła staje się coraz ważniejsza dla przyszłego rozwoju (Kühne & Hinz, 2016). Chociaż redukcja emisji CO₂ i spalin jest najbardziej znanym celem dyskusji na temat zmian klimatycznych, w dyskusji podnoszone są również tematy dotyczące tlenków azotu (NO_x). Dlatego skupienie się na redukcji NO_x w spalinach z procesów w elektrociepłowniach jest dodatkowym celem Upgrade DH (Upgrade DH, 2018b).

Oprócz środków zwiększających wydajność, emisje CO₂ można zmniejszyć głównie poprzez zastąpienie paliw kopalnych energią odnawialną. Jeśli całe systemy ciepłownicze zostaną zmodernizowane, będzie można łatwiej zintegrować odnawialne źródła energii. Integracja taka może albo doprowadzić do oszczędności energii pierwotnej poprzez zmniejszenie zużycia paliw kopalnych lub może stworzyć nowe możliwości systemu. Ważnym, kluczowym czynnikiem dla takiego rozwoju jest różnorodność technologii wytwarzania ciepła. Dzięki dobrze zaprojektowanej strukturze wytwarzania ciepła i dobrze zaplanowanemu projektowi modernizacji, wszystkie dostępne źródła energii i technologie mogą być wykorzystywane w optymalny sposób. Ta mieszanka źródeł ciepła pozwala ograniczyć wykorzystanie kopalnych źródeł energii i oszczędzać energię pierwotną. Oprócz włączenia odnawialnych źródeł energii, również włączenie nadwyżek ciepła może poprawić ekologiczność systemu ciepłowniczego.

3.2 Oszacowanie stanu początkowego

Pierwszym krokiem w rozwoju modernizacji sieci jest stworzenie dokładnego obrazu bieżącej wydajności operacyjnej całego systemu. Analiza ta stanowi podstawę oszacowania możliwości i zmierzenie korzyści wynikających z prac udoskonalających.

Stan początkowy można analizować na różnych poziomach szczegółów technicznych i nietechnicznych. Wstępna analiza działania sieci może wskazać, gdzie można wykorzystać zasoby, aby zmaksymalizować korzyści wynikające z aktualizacji. Wstępne pytania, takie jak te poniżej, pomogą w ogólnym spojrzeniu na „kondycję” sieci:

- Czy sieć dostarcza wystarczającą ilość ciepła dla użytkowników końcowych?
- Czy ciepło jest dostarczane w przystępnej cenie do użytkowników i porównywalne z alternatywnymi metodami wytwarzania ciepła?
- W jaki sposób usługa dostarczania ciepła obciąża klientów? Czy jest to kwota ryczałtowa (np. za metr kwadratowy ogrzewanej powierzchni) lub za jednostkę sprzedanego ciepła?
- Czy sieć ma wysoki poziom strat ciepła? Oznacza to dużą różnicę między ciepłem wyjściowym ze źródła, a ciepłem zużywanym przez użytkowników końcowych?
- Czy wiadomo, że sieć jest stara i w jak złym jest stanie? Jaki jest poziom awarii i kosztów konserwacji?
- Jaka jest aktualna dostawa ciepła do sieci? Czy istnieje potrzeba zwiększenia dostaw ze względów ekonomicznych lub środowiskowych?
- Jakie są polityczne uwarunkowania kraju/regionu? Czy istnieje polityczne i społeczne dążenie do ulepszenia wytwarzania i dystrybucji ciepła?

Wskaźniki techniczne, które można wykorzystać do oszacowania stanu początkowego systemu ciepłowniczego, są przedstawione i wyjaśnione w rozdziale 5.



Rysunek 19: Czynniki napędowe dla projektów modernizacji sieci ciepłowniczych (Źródło: COWI)

Wymagane **podstawowe dane** to liczba źródeł energii, zainstalowana moc, wiek instalacji, długość sieci, poziomy temperatury i liczba klientów. Dane te są zazwyczaj łatwo dostępne. W przypadku bardziej złożonych pytań, takich jak wydajność, charakterystyka sieci lub tryby pracy, konieczne jest skontaktowanie się z różnymi osobami odpowiedzialnymi za system ciepłowniczy. Istnieje też kilka szczegółowych danych i parametrów systemu mających zasadnicze znaczenie dla obsługi systemu, ale są one zwykle znane tylko kilku konkretnym pracownikom.

Jeśli niektóre z bardzo specyficznych danych są nieznane wystarczy, aby obrazowanie zawierało szacunki. W tym przypadku ważne jest, aby opisać procedurę krótko. Na przykład, jeśli całkowita energia elektryczna do pracy systemu nie jest rejestrowana (co, jest konieczne do obliczenia wskaźnika wydajności zapytań), można zsumować indywidualne zużycie kotłowni i pomp dystrybucyjnych.

Jednak, coraz częściej istotne dane są dostępne dla całego personelu z systemu SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) systemu ciepłowniczego. Ze względu na postępy w dziedzinie cyfrowego pomiaru wartości i połączenia czujników, elementów wykonawczych i jednostek sterujących, jakość i ilość dostępnych danych na ogół poprawia się w wielu systemach ciepłowniczych. Prowadzi to do uzyskania zestawów danych o wysokiej rozdzielczości i często aktualizowanych, co może prowadzić do nowych analiz zależnych również od czasu.

Jednak w przypadku **braku danych** może być potrzebny dodatkowy okres do monitorowania i gromadzenia danych. W momencie, jeśli sieć nie jest jeszcze monitorowana, zainstalowanie czujników temperatury i ciepłomierzy w kluczowych punktach sieci po pewnym czasie może dostarczyć cennych danych. Podobnie, monitorowanie zużycia paliwa (np. półgodzinne odmierzenie gazu), jeśli nie zostało jeszcze wprowadzone, będzie konieczne do analizy bilansów energetycznych.

W starych sieciach z dużymi stratami ciepła **przeloty termowizyjne** mogą dostarczyć informacji o stratach ciepła. Dron lub mały samolot wyposażony w technologię obrazowania

termicznego i GPS przelatuje nad siecią i gromadzi dane. Zebrane dane są następnie porównywane z lokalizacją rurociągów ciepłowniczych, aby wykazać, gdzie występuje większa strata ciepła. Ta metoda służy do szczegółowego spojrzenia na fizyczny stan sieci i wymaga niewielu dodatkowych danych. Przykład pokazuje Rysunek 20.



Rysunek 20: Obrazowanie termiczne sieci ciepłowniczej pokazujące duży wyciek na rurociągu (Źródło: COWI)

W związku z tym, że każda wymiana lub modernizacja technologii pomiarowej wiąże się zwykle z wysokimi kosztami, należy porównać koszty i ewentualne korzyści przed wdrożeniem. Obecnie trwający w Niemczech projekt badawczy NEMO opracowuje metodę i **wytyczne dotyczące monitorowania systemów ciepłowniczych** wymaganych w celu ciągłego ulepszania systemu (AGFW, 2018b).

Wynik uchwycenia stanu początkowego systemu pomaga ustalić priorytety działań i podejmować pierwsze decyzje. Analizując wyniki, możliwym jest również, że konkretne usprawnienia są oczywiste i w związku z tym eksperci mogą natychmiast udzielić porady na temat najważniejszych z nich bez dalszej szczegółowej analizy.

3.3 Analiza danych

Zebrane dane i informacje muszą zostać przeanalizowane i ocenione w celu zawężenia potencjalnych możliwości modernizacji i określenia ogólnego potencjału zmian. Zebrane informacje są wykorzystywane w sposób stopniowy, aby wskazać słabości lub anomalie systemu. Należy wziąć zatem pod uwagę, że każdy system ciepłowniczy i analizowane jego warunki ramowe są bardzo indywidualne.

W przypadku, gdy dane są zbierane automatycznie, zazwyczaj konieczne jest sprawdzenie poprawności danych i rozpoczęcie procesu oczyszczania. Oznacza to wykrywanie nieprawidłowych danych, luk, brakujących punktów, niespójnych danych lub nierealistycznych danych. Biorąc pod uwagę, że modyfikacje w systemach ciepłowniczych często wymagają dużo czasu, nieodzownym jest przeznaczenie na to wystarczającej ilości czasu.

Metodę analizy danych należy wybrać w zależności od ilości dostępnych danych i pożądanego wyniku analizy. Dostępnych jest kilka metod i pakietów oprogramowania, które mogą pomóc w analizie danych, od prostego arkusza kalkulacyjnego Excel do złożonej analizy termodynamicznej.

Aby uzyskać wstępny ogląd systemu ciepłowniczego, można dokonać **analizy wejść i wyjść ciepła**, które mogą być związane z wiekiem i ogólnym stanem sieci. Na drugim końcu skali pełna analiza hydro-termo-dynamiczna może dostarczyć szczegółowych danych na temat parametrów operacyjnych.

Wymagany poziom szczegółowości zależy od sieci i oczekiwanych usprawnień. Starsze sieci, o których wiadomo, że są nieefektywne, mogą nie wymagać tak szczegółowego modelowania, jak nowsze sieci, ponieważ w systemach nieefektywnych pierwsze usprawnienia można osiągnąć stosunkowo łatwo.

Biorąc jednak pod uwagę niską lub nawet bardzo niską temperaturę sieci ciepłowniczej i włączenie niskotemperaturowych źródeł ciepła odpadowego lub odnawialnych źródeł energii, **szczęgółowy model** może być w tym bardzo pomocny. W takich przypadkach praca sieci będzie musiała być szczegółowo dopracowana, aby zapewnić wystarczającą ilość ciepła, jednocześnie maksymalizując korzyści środowiskowe z technologii wykorzystania energii odnawialnej. W przypadku niskotemperaturowych sieci ciepłowniczych należy zwrócić szczególną uwagę na systemy grzewcze w budynku, aby zapewnić wystarczającą ilość ciepła w niższych temperaturach.

Dostępne są również komercyjne programy komputerowe, które mogą obliczać skutki zmian w systemie (Upgrade DH, 2018a). Szczegółowy wgląd w działanie sieci może dać **model termodynamiczno-hydrauliczny**. Wykorzystany może on być do przeprowadzenia analizy statystycznej lub do monitorowania sieci w czasie rzeczywistym, umożliwiając wielowariantowość. Opracowanie takiego modelu będzie wymagało rozsądnego poziomu dostępności danych o sieci. Muszą być dostępne przynajmniej informacje na temat dostaw ciepła, średnic rurociągów i ich lokalizacji, oraz zużycia ciepła na poziomie użytkownika. Rysunek 21 przedstawia zbudowany model TERMIS dla małego miasteczka w Danii z jednym źródłem ciepła.



Rysunek 21: Przykład podstawowego modelu TERMIS (Źródło: COWI)

3.4 Identyfikacja możliwości modernizacji: studium wykonalności

Potencjał modernizacji sieci opiera się na analizie danych i zazwyczaj po niej pojawia się kilka wariantów, które są technicznie możliwe. Stanowi to podstawę do studium wykonalności, którego celem jest ocena każdego wariantu oraz porównanie w celu ułatwienia podjęcia decyzji.

Możliwe działania modernizacyjne przedstawiono w broszurze „Przykłady najlepszych praktyk w zakresie projektów modernizacji” (Upgrade DH 2018a). Broszura ta zawiera opisy różnorodnych już wdrożonych projektów modernizacyjnych z różnych krajów europejskich. Przegląd cech projektów modernizacyjnych przedstawiono w Tabeli 3.

Tabela 3: Charakterystyka projektów modernizacyjnych (według Upgrade DH 2018b)

Typy modernizacji	Cele środka modernizacyjnego	Obszary oddziaływań
Techniczna	Podstawowe oszczędności energii	Sieć pierwszorzędna
	Wzrost efektywności	Sieć drugorzędna
Ekonomiczna	Udział odnawialnych źródeł energii	Sieć trzeciorzędna
Organizacyjna	Integracja nadwyżek ciepła	Generatory ciepła
Zarządzania	Ulepszenia ekonomiczne	Modele biznesowe
	Zastępowanie paliw kopalnych	Węzły ciepłne

Studium wykonalności powinno zazwyczaj obejmować:

- Ocena istniejącej sieci dostaw/metod dostarczania ciepła
- Szczegóły obciążenia cieplnego, które ma być dostarczone (tak szczegółowo, jak jest to istotne dla proponowanego uaktualnienia)
- Przegląd rozważanych opcji
- Analiza techniczna potencjalnych opcji
- Analiza finansowa obejmująca koszty kapitałowe i korzyści w określonym okresie działalności
- Szczegóły dotyczące wszelkich zezwoleń wymaganych do realizacji projektu
- Wnioski dotyczące tego, czy proponowany środek modernizacyjny jest technicznie i finansowo wykonalny wraz z następnymi krokami w celu realizacji projektu

3.5 Konfigurowanie kryteriów oceny w celu porównania różnych opcji

Ocena wariantów będzie stosunkowo prostym obliczeniem kosztów/zwrotów w niektórych sieciach, szczególnie w tych w których występuje oczywisty techniczny problem, taki jak duże straty ciepła i wycieki w sieci. Jednak wiele usprawnień sieci wynika z wymagań dotyczących wydajności energetycznej i zmniejszenia emisji CO₂. W takich przypadkach znacznie trudniej jest stworzyć solidną podstawę do oceny różnych scenariuszy.

Kiedy szacujemy wykonalność projektu modernizacji ciepłowniczej ważnym jest rozważenie czynników wpływających na projekt. Czasem niektóre projekty mogą nie zapewniać znacznych oszczędności finansowych, ale mogą pełnić inne cele jak np. związane z wpływem na poprawę klimatu, czy istotną poprawę poziomu życia w wybranych obszarach. W Danii podjęto próbę zapewnienia równych warunków dla analizy możliwych wariantów za pomocą metody społeczno-ekonomicznej. Podejście to obejmuje całościowy obraz efektów projektu poprzez analizę wpływu na społeczeństwo jako całość. Gminy w Danii poprzez ocenę i porównanie projektów mogą uzyskać informację na temat wpływu projektu ponad ten uwzględniony w podstawowej analizie ekonomicznej.

Duński Urząd ds. Energii dostarcza i aktualizuje wytyczne dotyczące danych wejściowych do obliczeń i analiz społeczno-ekonomicznych projektów ciepłowniczych i sposobu, w jaki należy je przeprowadzić. Oznacza to, że analiza musi być przeprowadzona w oparciu o te same dane wejściowe dla wszystkich projektów, a zatem zapewnia bardziej zrównoważoną podstawę do oceny rentowności.

W niektórych przypadkach projekt może mieć sprzeczne cele lub niektóre części projektu modernizacji mogą spełniać tylko pewne cele. W takim przypadku szczególnie ważne jest zapoznanie się z hierarchią celów, które należy spełnić, aby projekt mógł zostać odpowiednio oceniony i zaplanowany.

3.6 Opracowanie planu wdrożenia

Po ukończeniu studium wykonalności i wykazaniu, że projekt jest możliwy do zrealizowania, następnym krokiem jest zaplanowanie finansowania i realizacji projektu.

Projekty modernizacyjne dla ciepłownictwa mają zwykle stosunkowo wysokie koszty inwestycyjne. Dlatego pozytywny **argument biznesowy** jest ważny dla powodzenia projektu w uzyskaniu finansowania. Ze względu na wysokie koszty infrastruktury projekty ciepłownicze zazwyczaj mają długi okres zwrotu. To sprawia, że w niektórych przypadkach trudno jest pozyskać finansowanie z sektora prywatnego. Dlatego też projekty ciepłownicze są często (przynajmniej częściowo) finansowane przez sektor publiczny.

W przypadkach, w których projekt może przynieść korzyść niefinansową, możliwa jest pomoc finansowa w celu wypełnienia luki, aby projekt stał się opłacalny. Poziom finansowania i jego mechanizm zależy od kraju i obszaru, w którym projekt się znajduje. W przeróżnych krajach są stosowane zróżnicowane systemy, a często także występują różnice w obszarach jednego kraju. Mogą one obejmować dotację lub pożyczkę z programu redukcji CO₂ lub dotację/inwestycję z sektora publicznego dla którego projekt przyczynia się do znacznej poprawy jakości życia obywateli.

Po podjęciu decyzji o rozpoczęciu działań modernizacyjnych, projekt i planowanie będą musiały być opracowane bardziej szczegółowo w oparciu o studium wykonalności. Wymagany poziom prac projektowych i planistycznych będzie zależał od wielkości projektu i poziomu oddziaływania. Jednak na tym etapie do rozważenia są ogólne kwestie:

- Należy przeprowadzić **szczegółowy projekt** rozwiązania technicznego, w tym plany terenu, instalację nowego zakładu, połączenia z istniejącymi systemami itp.
- Należy przeprowadzić **analizę wszystkich zainteresowanych**, aby ocenić kogo dotyczy projekt i ustalić, w jaki sposób informacje są rozpowszechniane, kto jest odpowiedzialny za komunikację/odpowiadanie na ewentualne pytania itp. Jest to szczególnie ważne, jeśli projekt będzie miał bezpośredni wpływ na dostawy ciepła dla konsumentów lub spowoduje zakłócenia w ich codziennym życiu.
- Na podstawie projektu technicznego i analiz wszystkich zainteresowanych należy sporządzić szczegółowy **harmonogram** dla wszystkich działań projektowych.

Te kwestie powinny doprowadzić do **szczegółowego planu wdrożenia** projektu. Po jego ukończeniu zespół projektowy powinien przeprowadzić szczegółowy przegląd projektu, aby potwierdzić, że nadal można go przeprowadzić zgodnie z planem. Zakładając, że tak jest, można podjąć decyzję w sprawie sposobu zamówienia, aby projekt przeszedł na etap wdrażania.

W całym procesie planowania i wdrażania projektu modernizacji ważne jest rozważenie, w jaki sposób wpłynie to na użytkowników końcowych. Zazwyczaj projekt modernizacji w trakcie realizacji w pewien sposób będzie miał wpływ na użytkowników, a także w przyszłości doprowadzi do zmian w sposobie interakcji z dostawami ciepła. Należy rozważyć na wczesnym etapie projektu **plan informowania użytkowników** i ewentualnie plan szkolenia w celu poinformowania o nowym systemie. W fazie projektowania ważne też jest rozważenie interakcji między użytkownikiem, a dostawcą ciepła, co jest również kluczem do sukcesu projektu.

3.7 Wdrożenie środków modernizacyjnych

Wdrożenie środków modernizacyjnych należy przeprowadzić zgodnie z wdrożonym planem. W trakcie trwania projektu tam, gdzie to ma wpływ na zaopatrzenie konsumentów w ciepło, należy zaplanować i zwrócić szczególną uwagę na to, aby prace powodowały jak najmniejsze zakłócenia dla konsumentów.

Podczas fazy wdrażania ważne jest informowanie i szkolenie konsumentów. Często projekty modernizacyjne wiążą się z pewnymi zmianami dotyczącymi sposobu dostarczania ciepła do budynku, co również wpływa na konsumentów. Użytkownicy muszą zostać włączeni do projektu i poinformowani o zmianach w dostawach ciepła, aby projekt odniósł sukces w osiągnięciu długoterminowych celów.

3.8 Ciągłe monitorowanie powodzenia działań modernizacyjnych

W przypadku niektórych projektów modernizacyjnych skutki można zobaczyć bardzo szybko po wdrożeniu. Na przykład środek ulepszający zastosowany celem zmniejszenia wycieków z rurociągu może mieć natychmiastowy wpływ na wymaganą ilość wody uzupełnianej. Jednak

wiele korzyści można zaobserwować dopiero po pewnym okresie czasu, dlatego ciągłe monitorowanie jest kluczem do zmierzenia, czy projekt modernizacji osiągnął swoje cele.

Rodzaj i częstotliwość monitorowania zależą od celów projektu. W zależności od rodzaju projektu może zawierać on następujące środki monitorowania.

Pomiar ciepła w punkcie użytkownika jest kluczem do pomiaru postępu w osiąganiu celów dla większości projektów modernizacji ciepłowniczych. Jeśli ilość zużytego ciepła, jak również temperatura przepływu i powrotu są mierzone w każdym punkcie użytkownika, a temperatury i przepływ wody z instalacji są znane, można obliczyć straty sieciowe. Im wyższa częstotliwość zbierania danych z licznika, tym bardziej szczegółowy może być obraz na temat działania sieci i wpływu pewnych parametrów (np. temperatury powietrza zewnętrznego) na wydajność dostarczania ciepła.

Jak wspomniano powyżej, ilość **dotatkowej wody** uzupełniającej wymaganej do dodania do sieci będzie miarą ilości wody traconej z sieci.

W zależności od celów projektu **poziom skarg użytkowników** będzie podstawą do oceny, czy projekt zakończył się sukcesem. W projektach, w których temperatura zasilania jest obniżona, poziom i charakter reklamacji klientów daje wyobrażenie czy regulacja temperatury zasilania w zakresie ogrzewania jest zadowalająca dla ich potrzeb. Może również wskazywać, że wymagane są dalsze informacje.

W niektórych krajach preferowana jest praktyka **pytania użytkowników** o opinie na temat dostaw ciepła, zamiast polegania na ilości występowania skarg. Różnice kulturowe i w niektórych przypadkach, niskie oczekiwania dotyczące dostaw ciepła mogą oznaczać, że będzie niski poziom skarg, niekoniecznie współgra to z dobrze funkcjonującymi dostawami ciepła.

4 Aspekty nietechniczne

W każdym projekcie modernizacji muszą zostać uwzględnione aspekty nietechniczne, aby wykorzystać pełen potencjał modernizacji. Takie podejście prowadzi do korzyści ekonomicznych i środowiskowych. „Zbiór przykładów najlepszych praktyk w zakresie projektów modernizacji” (Upgrade DH 2018a) pokazuje przykłady usprawnień, w których techniczne i ekonomiczne ulepszenia idą z sobą w parze. Przykłady te pokazują, że każdy przypadek ma określone mocne i słabe strony, które należy zdefiniować, aby znaleźć najlepszy środek naprawczy.

Rozdział 4 pokazuje kilka sposobów wykrywania wąskich gardeł systemu za pomocą różnych narzędzi, na przykład przy pomocy analizy danych. W ramach projektu Upgrade DH opracowano szablon **globalnej oceny systemów ciepłowniczych** (Miedaner i in. 2018). Pomoże on nie tylko zidentyfikować i zrozumieć obecne wskaźniki techniczne systemu ciepłowniczego, ale także ocenić aspekty nietechniczne. Obejmuje on na przykład pytania organizacyjne, ale także wytyczne i szablony do **wywiadów** z różnymi interesariuszami, którzy mogą wskazać potencjalne środki modernizacyjne.

Zwłaszcza jeśli struktura komunikacji między wszystkimi zainteresowanymi stronami nie jest zbyt silna, zaleca się nawiązanie komunikacji między różnymi podmiotami. Dużo lepsze niż przeprowadzanie wywiadów jest tworzenie wspólnych grup roboczych z przedstawicielami różnych grup interesariuszy. Może to być platforma do omawiania różnych punktów widzenia, problemów i wyzwań w całym procesie modernizacji. Zalecenia dotyczące utworzenia lokalnej grupy roboczej przedstawiają Miedaner i in. (2018).

4.1 Strategie i polityka

Historycznie wiele systemów ciepłowniczych wykorzystuje nadwyżkę ciepła z większych elektrociepłowni, które często są zasilane paliwami kopalnymi, takimi jak węgiel brunatny, węgiel kamienny, olej opałowy lub gaz ziemny. Początkowe cele zakładów często polegały na maksymalizacji wytwarzania energii, ciepło często uznawano za produkt uboczny. Pierwszym i najważniejszym aspektem procedur modernizacji jest pytanie o obecny i **przyszły cel instalacji wytwarzania energii**. W związku z tym każdy środek modernizacji powinien uwzględniać następujące kwestie:

- **Przyszłe zmiany w sektorze energetycznym:** Ze względu na zmiany klimatyczne i politykę energetyczną w Europie trwa transformacja energetyczna od której oczekuje się znacznych zmian w tym sektorze. Głównym celem scentralizowanych elektrociepłowni w przeszłości było dostarczanie energii elektrycznej z obciążenia podstawowego, podczas gdy ciepło było uważane za produkt uboczny. Wraz z rosnącą integracją bardziej zdecentralizowanych odnawialnych źródeł energii w sektorze energetycznym elektrownie te są stale wymieniane. Ponadto są mniej elastyczne, co jest wymagane przez nowe sektory energetyczne, a tym samym mniej kompatybilne z nowymi systemami zasilania. Ponadto kilka rządów państw jest prawie zdecydowanych na wycofanie elektrowni korzystających z paliw kopalnych lub elektrociepłowni (np. w Niemczech obecnie się nt. dyskutuje).
- **Wymagania dotyczące wydajności:** Sprawność elektryczna elektrowni zasilanych paliwami kopalnymi mieści się w zakresie od 30% do 40%. Połączenie ciepłownictwa z tymi instalacjami było często środkiem zwiększającym ogólną wydajność poprzez wykorzystanie części ciepła. Jednak ilość ciepła wykorzystana do zwiększenia ogólnej wydajności zależy od zapotrzebowania na ciepło i lokalizacji zakładu. Szczególnie elektrownie węglowe są często instalowane w pobliżu kopalni i tym samym często z dala od użytkowników ciepła. W przyszłych systemach energetycznych, które działają bez paliw kopalnych, wątpliwe jest, czy te lokalizacje i tryby pracy nadal mają sens w perspektywie długoterminowej.
- **Przyszłe zapotrzebowanie na ciepło:** Przyszłe zapotrzebowanie na ciepło istniejącego systemu ciepłowniczego może ulec zmianie. Z jednej strony, stan wydajności budynków może wzrosnąć, a tym samym, wymagać mniej ciepła, z drugiej strony, nowe osady i dzielnice mogą być od razu podłączone do sieci ciepłowniczej. Ponadto modernizacja sieci rurociągów i całego systemu ciepłowniczego może zmienić całkowite zapotrzebowanie na ciepło.

Oficjalne strategie i polityka odgrywają bardzo ważną rolę we wdrażaniu procedur aktualizacji na różnych poziomach: europejskim, krajowym i lokalnym. Celem tego podręcznika nie jest podsumowanie wszystkich tych kwestii, ani też nie jest możliwe ze względu na ich różnorodność. W związku z tym w skrócie podsumowano jedynie najważniejsze, najnowsze przepisy na szczeblu europejskim, które zobowiązują Państwa Członkowskie do ich przeniesienia do krajowego ustawodawstwa.

Pod koniec 2018 r. opublikowano trzy kluczowe akty prawne w **pakiecie Czysta energia dla wszystkich Europejczyków**, które weszły w życie z dniem 24 grudnia 2018r. Zmieniona dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii (RED II) (UE, 2018/2001) ustanawia wiążący cel UE wynoszący co najmniej 32% w 2030r. wraz z przeglądem dotyczącym zwiększenia tej liczby w 2023r. Poprawiona dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej (UE, 2018/2002) określa cel na poziomie 32,5% w 2030r. również z ewentualną korektą w górę w 2023r. Nowe rozporządzenie w sprawie zarządzania energią (UE) 2018/1999 zawiera wymóg, aby państwa członkowskie opracowały zintegrowane krajowe plany energetyczne i klimatyczne na lata 2021–2030, określające sposób osiągnięcia celów i przedłożenia projektu Komisji Europejskiej do końca 2018r. (EC, 2019a).

Dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii (UE) 2018/2001 (RED II) definiuje „ciepłownictwo” lub „chłodzenie” jako dystrybucję energii cieplnej w postaci pary, gorącej wody

lub schłodzonych cieczy, z centralnych lub zdecentralizowanych źródeł produkcji przez sieć do wielu budynków lub miejsc do wykorzystania do ogrzewania lub chłodzenia przestrzeni. Ta zmieniona dyrektywa ma kilka ważnych aspektów dla ciepłownictwa i chłodzenia a zawarte w niej środki modernizacyjne są podsumowane tutaj. Treść dyrektywy RED II musi zostać przeniesiona przez państwa członkowskie do ustawodawstwa krajowego:

- Systemy grzewcze i chłodnicze stanowią obecnie około 10% zapotrzebowania na ciepło w całej Unii, przy czym występują duże rozbieżności między państwami członkowskimi. Strategia Komisji w zakresie ogrzewania i chłodzenia dostrzegła potencjał dekarbonizacji sektora ciepłowniczego poprzez zwiększenie efektywności energetycznej i wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych.
- Państwa członkowskie powinny między innymi zezwolić na efektywne ogrzewanie i chłodzenie, w celu ułatwienia i przyspieszenia ustanawiania minimalnych poziomów wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w budynkach lub jeżeli systemy ogrzewania i chłodzenia nie są dostępne, wdrożyć inną infrastrukturę energetyczną spełniającą te wymagania.
- Państwa członkowskie powinny w szczególności promować energię ze źródeł odnawialnych w instalacjach grzewczych i chłodzenia, oraz promować konkurencyjne i wydajne systemy ogrzewania i chłodzenia.
- W obszarze ciepłownictwa kluczowe znaczenie ma umożliwienie przejścia na paliwo pochodzące z odnawialnych źródeł energii i zapobieganie uzależnieniu regulacyjnemu i technologicznemu, oraz blokowaniu technologii dzięki wzmocnionym prawom dla producentów energii odnawialnej i konsumentów końcowych, oraz doprowadzenie odpowiednich narzędzi dla konsumentów końcowych, aby ułatwić im wybór między najnowszymi rozwiązaniami w zakresie wydajności energetycznej, które uwzględniają ich przyszłe potrzeby w zakresie ogrzewania i chłodzenia zgodnie z oczekiwanymi kryteriami wydajności budynku. Konsumentom końcowym należy zapewnić przejrzyste i wiarygodne informacje na temat wydajności systemów ogrzewania i chłodzenia, oraz informacje nt. jaki jest w nich udział energii ze źródeł odnawialnych.
- Po to, aby chronić konsumentów korzystających z nieefektywnych systemów ciepłowniczych i chłodzenia, należy umożliwić im pozyskiwanie ciepła lub chłodu ze źródeł odnawialnych przy znacznie lepszej wydajności energetycznej, oraz powinni oni mieć prawo do odłączenia się, na całym poziomie budynku poprzez rozwiązanie umowy lub w przypadku, gdy umowa obejmuje kilka budynków, poprzez zmianę umowy z lokalnym operatorem.

W każdym projekcie modernizacyjnym należy wziąć pod uwagę zasady krajowe i lokalne. Dotyczy to prawnych aspektów poszczególnych działań modernizacyjnych, ale przede wszystkim długoterminowych strategii i zmian, np. wpływ RED II. Należy rozważyć strategie dotyczące transformacji energetycznej, zamknięcia elektrociepłowni węglowych i łączenia sektorów, które mogą być zawarte w dokumentach strategicznych, takich jak krajowe plany działania w zakresie energii odnawialnej (NREAPs), plany specjalne, lokalne plany działania w zakresie ochrony środowiska, plany działania na rzecz zrównoważonej energii lub energetyczne plany działania na rzecz wydajności (EEAPs).

4.2 Strony zainteresowane

Systemy ciepłownicze mogą obejmować kilka zainteresowanych stron. Bardzo ważnymi są **konsumenci**, którzy płacą za dostawy ciepła, a tym samym podtrzymują sieć ciepłowniczą, a także właściciele budynków i gospodarze. Odbiorcami ciepła mogą być konsumenci publiczni, gospodarstwa domowe, firmy prywatne i przemysł. Ważne jest, aby spełnić ich oczekiwania i zaoferować wysoki standard usług w konkurencyjnych dostawach energii, takich jak systemy ogrzewania gazu ziemnego lub indywidualne systemy grzewcze. Istotnym aspektem jest również cena ciepła.

Inną ważną zainteresowaną stroną jest **organizacja dostarczająca ciepło**, która może być pojedynczą firmą lub kilkoma przedsiębiorstwami odpowiedzialnymi za różne usługi, takie jak dostawy ciepła lub eksploatacja sieci. W wielu przypadkach będzie to jedna firma lub przynajmniej blisko powiązane ze sobą firmy. Wraz z całkowitym ulepszeniem ciepłownictwa prawdopodobne jest, że zaangażowanych może być coraz więcej organizacji wytwarzających ciepło. Przykładowo, jeśli ciepło odpadowe jest nowo zintegrowane, nowy dostawca będzie kolejną ważną stroną zainteresowaną.

Duży wpływ na ogólny model biznesowy projektu modernizacji ma **charakter własności** przedsiębiorstw dostarczających ciepło, ponieważ mogą one być własnością publiczną, prywatną lub ich kombinacją (zob. modele biznesowe, rozdział 4.6). W niektórych przypadkach również odbiorcy ciepła mogą być udziałowcami lub stać się udziałowcami podczas procesu aktualizacji. Może to być bardzo istotne dla pokrycia potencjalnie wysokich kosztów inwestycyjnych środków modernizacyjnych.

Szczególną rolę w procesie modernizacji mają **menadżerowie i technicy** organizacji dostarczających ciepło. Znają oni szczegóły techniczne i dotyczące zarządzania oraz podejmują decyzje w sprawie indywidualnych środków modernizacyjnych. Zaleca się jednak również zaangażowanie niezależnych **ekspertów zewnętrznych** i konsultantów, którzy posiadają wiedzę i doświadczenie w realizacji projektów modernizacyjnych. Jako osoby z zewnątrz mają oni odmienne spojrzenie na system, a także bogate doświadczenie związane z aktualizacją innych systemów. Ważnym czynnikiem jest rozważenie modernizacji całego systemu, a tym samym opracowanie długoterminowych strategii i rozwiązań, a nie tylko drobnych korekt w celu rozwiązania indywidualnych, małych problemów.

Niezależnie od charakteru własności organizacji dostarczających ciepło, kluczową rolę w procesie modernizacji mogą odgrywać **politycy**, ponieważ mają możliwość aktywnie promować lub blokować wszelkie środki. Oczywiście mają większy wpływ na organizacje publiczne, ale mogą mieć także istotny wpływ na prywatne. Na przykład mają oni wpływ na plany strategiczne, plany energetyczne i wydawanie zezwoleń, które mogą ułatwić wdrożenie działań modernizacyjnych.

W przypadku zaawansowanego procesu aktualizacji sensowne może być przeprowadzenie **analizy stron zainteresowanych** opisującej ich cele i relacje. Może to również prowadzić do pewnych zaleceń dotyczących tego, jak głęboko zaangażować różnych zainteresowanych w procedurę modernizacji, zwłaszcza odbiorców ciepła.

4.3 Analiza finansowa i opcje

Bardzo ważną częścią każdego projektu modernizacji jest obliczenie jego rentowności finansowej, ponieważ projekt najprawdopodobniej nie zostanie zrealizowany, jeśli rentowność nie zostanie udowodniona inwestorom lub właścicielom. Zaletą projektów modernizacji ciepłownictwa jest to, że inwestorem jest zazwyczaj firma, która już obsługuje istniejący system, a zatem minimalny czas zwrotu może być dłuższy niż w przypadku nowych systemów zbudowanych od podstaw. Po to, aby obliczyć rentowność projektu, należy opracować szczegółowe studium wykonalności. Należy zatem określić wszystkie koszty i przychody w trakcie trwania projektu. Koszty można podzielić na koszty kapitałowe i koszty operacyjne.

Koszty kapitałowe obejmują wszystkie inwestycje w projekcie w celu jego wdrożenia, które muszą zostać poczynione, dlatego występują na jego początku oraz przed rozpoczęciem działania. Zasadniczo można je podzielić na koszty planowania, studium wykonalności, dokumentację, technologie i prace budowlane.

Koszty operacyjne mogą różnić się w zależności od rodzaju projektu modernizacji. Mogą obejmować ubezpieczenia, koszty odsetek, koszty pracy, podatki od nieruchomości, koszty mediów i amortyzację aktywów. Ponadto, jeśli systemy wytwarzania ciepła zostaną zmodernizowane, ważnym aspektem analizy są uwzględnione koszty paliwa.

Kończąc analizę, należy również określić korzyści płynące z projektu, tj. spodziewane przychody w trakcie trwania projektu. Mogą one się znacznie różnić w zależności od rodzaju projektu. Na przykład przychody mogą obejmować zwiększoną sprzedaż ciepła, zmniejszenie zużycia paliwa, dodatkowe przychody z dodanego towaru itp.

Projekty modernizacji są często kapitałochłonne, przy znacznych kosztach początkowych. Dlatego niezbędny do realizacji projektu jest kredyt bankowy. Dokładna kwota pożyczki zależy od istniejącego kapitału inwestora, tj. kapitału lub osobistej inwestycji inwestora, która zwykle wynosi 15-30% całkowitej kwoty inwestycji. Reszta jest następnie objęta pożyczkami lub dotacjami, jeśli jest to możliwe.

4.4 Procedury zezwalające

Po przeprowadzeniu studium wykonalności i podjęciu decyzji, że projekt modernizacji zostanie wdrożony, następnym krokiem będzie ocena, czy wymagane są uprawnienia. Zależy to w głównej mierze od planowanych działań. Część z działań modernizacyjnych, takich jak wymiana pojedynczych komponentów, które nie mają wpływu na interes publiczny, zwykle nie wymaga zezwoleń. Wiele jednak działań może mieć wpływ na życie publiczne (gospodarczo, środowiskowo lub społecznie) i może ich wymagać. Ponadto rodzaj pozwoleń i czas potrzebny na uzyskanie ich zależy od lokalnych warunków ramowych i przepisów.

Główną trudnością w uzyskaniu pozwoleń na modernizację projektów jest złożoność środków, jeśli jednocześnie planuje się kilka działań modernizacyjnych, takich jak wykorzystanie ciepła, jego dystrybucja i wytwarzanie. Szczególnie procedury wydawania pozwoleń na technologie wytwarzania ciepła mogą być bardzo czasochłonne. Dotyczy to zwłaszcza źródeł geotermalnych. Uzyskanie zezwolenia może potrwać kilka lat.

Im więcej technologii i opcji jest dostępnych, tym trudniejsza jest procedura wydawania pozwoleń. Często za wydawanie ich odpowiada również kilka organów. Na przykład Komisja Europejska wymieniła kilka wyzwań związanych z uzyskaniem **pozwoleń na projekty bioenergetyczne** (KE, 2019b):

- Zbyt wiele etapów procesu i zezwoleń wydawanych przez oddzielne organy
- Zezwolenia podlegają wielu aktom prawnym
- Brak jasnych harmonogramów
- Brak lokalnej wiedzy i zdolności do analizy złożonych wniosków o pozwolenie na bioenergię
- Brak jasnych procedur uzyskiwania dostępu do sieci energetycznej

W poniższej sekcji opisano niektóre aspekty związane z procedurami wydawania pozwoleń istotnymi dla modernizacji projektów, bez ambicji, aby były kompletne.

Planowanie przestrzenne/pozwolenia na planowanie

Planowanie przestrzenne (czasami również odnoszące się do planowania urbanistycznego, planowania krajobrazu) obejmuje metody i podejścia stosowane przez sektor publiczny i prywatny do decydowania o wykorzystaniu gruntów w różnych skalach, ale zazwyczaj w tych większych. Koordynuje politykę i praktyki wpływające na organizację przestrzenną. Planowanie specjalne może obejmować użyteczność, planowanie miejskie, regionalne, transport, infrastrukturę i planowanie środowiskowe. Planowanie przestrzenne odbywa się na poziomie lokalnym, regionalnym, krajowym oraz międzynarodowym i często skutkuje utworzeniem planu przestrzennego.

Plany te mogą mieć wpływ na sieci ciepłownicze, ponieważ mogą obejmować np. obszary priorytetowe dla rozbudowy sieci. Ponadto mogą wpływać na wydawanie zezwoleń, takich jak pozwolenia na budowę. Przykładowo budowa nowej elektrociepłowni może być dopuszczalna tylko w specjalnej strefie planów przestrzennych, która jest przemysłowa a nie mieszkaniowa.

Do integracji ogrzewania słonecznego w ciepłownictwie używane są zwykle kolektory montowane na ziemi, dla których może być potrzebne pozwolenie na budowę dla tego obszaru (plan miejscowy). Jednakże, także w przypadku kolektorów słonecznych na dachu lub kolektorów wykorzystywanych jako wiaty garażowe, może być potrzebne pozwolenie lokalne. Ryzyko szkód środowiskowych powodowanych przez kolektory słoneczne jest bardzo niskie. Mogą występować wycieki z płynów kolektora do ziemi, zakłócanie odbicia światła od kolektorów słonecznych lub kwestie estetyczne. Problemy te zwykle są rozwiązywane w pozwoleniu na budowę, dzięki czemu można uniknąć specjalnych pozwoleń środowiskowych. (SDH, 2012)

Budowanie/ Pozwolenia budowlane

Zwykle pozwolenie na budowę jest wymagane w celu spełnienia przepisów budowlanych krajowych, regionalnych oraz lokalnych. Może to być związane z pozwoleniami na planowanie i planowaniem przestrzennym. Ogólnie rzecz biorąc, nowa konstrukcja, czy remont muszą być sprawdzone podczas budowy i po jej zakończeniu.

W przypadku projektów modernizacyjnych może to być wymagane do remontu lub budowy nowych budynków wytwarzania ciepła, ale także do budowy sieci rurociągów. Na przykład pozwolenie na budowę zwykle nie jest potrzebne w przypadku montowanych na ziemi kolektorów słonecznych, chyba że dodatkowo wymagany jest budynek lub zbiornik. Wymagane pozwolenie na budowę może być w przypadku kolektorów montowanych na dachu, ponieważ należy udowodnić, że masa kolektorów słonecznych nie jest zbyt dużym obciążeniem dla konstrukcji (SDH, 2012).

Pozwolenia środowiskowe

W zależności od charakteru środka ulepszającego, może być potrzebna ocena środowiskowa, ocena oddziaływania na środowisko (OOŚ) lub ocena zrównoważonego rozwoju w celu uzyskania pozwolenia środowiskowego, np. zgodnie z federalną ustawą o kontroli emisji w Niemczech. Może ona regulować ochronę ludzi, zwierząt, roślin, gleby, wody, atmosfery i dóbr kultury przed zanieczyszczeniami i emisjami. Dlatego reguluje wpływ na powietrze, hałas, wibracje, wodę, ludzi i podobne problemy.

Pozwolenia środowiskowe mogą być szczególnie istotne w projekcie modernizacji urządzeń do wytwarzania ciepła, zwłaszcza jeśli dotyczy to technologii spalania, stosowanych w instalacjach biomasy. W przypadku kolektorów słonecznych wpływ mogą mieć wycieki płynów z kolektorów (np. wody, glikolu) do zbiorników wodnych (SDH, 2012). Na przykład w obszarach wrażliwych na wodę może być wymagane stosowanie tylko wody i glikolu w cyklu kolektora. W przypadku gruntowych pomp ciepła i instalacji geotermalnych, oprócz zezwolenia środowiskowego, mogą mieć również zastosowanie pozwolenia na wydobywanie lub pozwolenia wodnoprawne. Ponadto może być wymagane przeprowadzenie OOŚ dla dystrybucji ciepła w sieci rurociągów.

Pozwolenia zgodnie z planowaniem cieplnym/planowaniem energetycznym

Plany grzewcze lub plany energetyczne mogą nakładać ograniczenia na rodzaj paliwa wykorzystywanego do produkcji ciepła. Na przykład w Danii, nowy kocioł na biomasę nie może być zatwierdzony razem z elektrociepłownią opalaną gazem ziemnym, a ciepłownictwo solarne może zostać zatwierdzone tylko wtedy, gdy pozytywne są aspekty społeczno-ekonomiczne (SDH, 2012). Zastosowanie mogą mieć przepisy dotyczące planowania energetycznego w szczególności dotyczące dostępu do sieci w sektorze wytwarzania energii, które mogą być powiązane z ciepłownictwem za pośrednictwem instalacji elektrociepłowni lub projektów z wykorzystaniem energii do ogrzewania.

4.5 Zagadnienia dotyczące umów

Wdrożenie projektów modernizacyjnych dla ciepłownictwa może wymagać zawarcia zestawu różnych umów z zainteresowanymi stronami. Bardzo dobrym dokumentem prawnym, który określa istotne problemy dotyczące umów zakładu ciepłowniczego z odbiorcami ciepła (umowy na dostawy ciepła z odbiorcami ciepła) w Niemczech jest tak zwana dyrektywa w sprawie ogólnych warunków dostaw z ciepłownictwa (Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme; AVBFernwärmeV) (BMJV, 2019).

Inny, bardzo dobry przegląd kwestii kontraktowych dla małych systemów ciepłowniczych znajduje się w wytycznych Laurberg Jensen i in. (2017), które zasadniczo dotyczą również wielu projektów modernizacyjnych. Poniżej streszczono fragmenty tych wytycznych.

Działalność w zakresie ogrzewania i chłodzenia jest regulowana w Europie a istniejące środki regulacyjne mają na celu ograniczenie ryzyka monopolu. Ciepłownictwo to lokalny problem, w którym klienci, pracodawcy, właściciele i zakłady produkcyjne trwają przez dziesięciolecia zasadniczo tak samo. Umowy i obowiązki legislacyjne zapewniają jakość usług ciepłowniczych oraz ochronę praw konsumentów ciepła (Laurberg Jensen i in., 2017).

Ponadto, w fazie rozwoju projektów ciepłownictwa i chłodzenia, kontrakty zapewniają ograniczenie ryzyka i wiarygodną podstawę dla technicznego układu wielkości projektu ciepłowniczego. Należy podkreślić, że najważniejsze umowy w tych projektach powinny obejmować profesjonalną poradę prawnika. Muszą być one zgodne z różnymi ramami prawnymi, dlatego niedoświadczonym osobom może być trudno przygotować wiążący dokument, który określi wszystkie aspekty dostaw i zużycia ciepła w sposób przejrzysty, jasny oraz zgodnie z krajowymi ramami prawnymi i regulacyjnymi (Laurberg Jensen i in., 2017).

W przypadku projektów modernizacji ciepłownictwa mogą mieć zastosowanie następujące umowy:

- Umowy z firmami wdrażającymi, dotyczącymi planowania i budowy
- Umowy na dostawy ciepła z odbiorcami ciepła
- Umowy własnościowe z akcjonariuszami
- Umowy z regulacjami dot. energii i zakładami użyteczności publicznej
- Umowy z dostawcami paliwa (dla projektów bioenergetycznych)
- Umowy o dostępie do gruntów
- Umowy dotyczące eksploatacji i konserwacji

Zwykle obowiązująca umowa na dostawy ciepła dla gospodarstw domowych i budynków użyteczności publicznej jest dostępna publicznie, więc nowe projekty mogą wykorzystywać je jako szablon. Z drugiej strony umowy na dostawy ciepła dla przemysłu rzadko są publicznie dostępne (Laurberg Jensen i in., 2017).

4.6 Modele biznesowe projektów modernizacji ciepłownictwa

Modele biznesowe dla projektów modernizacji ciepłownictwa są specyficzne dla każdego projektu. Charakteryzują się następującymi aspektami:

- Cele strategiczne (dotyczące celów publicznych, kwestie dotyczące firmy, redukcja kosztów)
- Struktura własności
- Plan inwestycyjny
- Aspekty ekonomiczne: przychody, zysk, non-profit
- Problemy związane z umowami i pozwoleniami

- Zaangażowane strony zainteresowane

Zrównoważony model biznesowy powinien umożliwić wszystkim zaangażowanym stronom zainteresowanym tj. inwestorom, użytkownikom końcowym, samorządom lokalnym itp. osiągnięcie planowanych korzyści. Dla inwestorów i użytkowników końcowych najważniejsze są zwroty finansowe, jednak dla samorządu lokalnego wymagane korzyści mogą być również społeczne, środowiskowe itp. Samorząd lokalny jest często włączany do takich projektów przez procedury i dokumentację i jest to często podyktowane przez ramy prawne. Jednak w przypadku modernizacji ciepłowniczych można zastosować różne modele własności w zależności od już istniejącej struktury. Wytyczne dla małych sieci ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystujących odnawialne źródła energii, które częściowo odnoszą się również do projektów modernizacyjnych, są dostarczane przez wytyczne Sunko i in. (2017). Zwykle można zastosować trzy różne modele, tj. model całkowicie publiczny, partnerstwo publiczno-prywatne lub model prywatny.

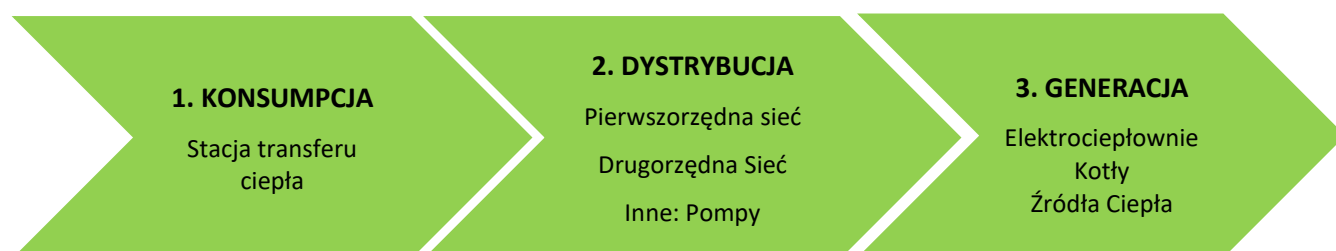
W **modelu całkowicie publicznym** ryzyko inwestycji pokrywa gmina lub miasto, a projekt jest realizowany przez przedsiębiorstwo użyteczności publicznej. Jeśli inwestycja ma niższą wewnętrzną stopę zwrotu, może być rozłożona na inne projekty użyteczności publicznej z wyższymi stopami zwrotu, w ten sposób zmniejszając ryzyko.

W modelu prywatnym projekt jest całkowicie opracowany i wdrożony przez prywatnego inwestora, w którym to przypadku stara się on maksymalizować zysk. Jednakże forma własności prywatnej może być spółdzielnią, w której obywatele decydują się inwestować w system, gdzie nie jest potrzebny zysk za to prowadzi to do niższych cen ciepła.

Wreszcie **partnerstwo publiczno-prywatne** zyskało ostatnio popularność, ponieważ łączy korzyści płynące z zaangażowania partnerów publicznych i prywatnych. W tego rodzaju partnerstwie inwestor prywatny uczestniczy w projektowaniu, inwestowaniu, budowie, posiadaniu i obsłudze systemu dostaw energii przez określoną liczbę lat, zwykle od 15 do 25 lat.

5 Opcje ulepszeń technicznych

Oprócz nietechnicznych środków modernizacyjnych, techniczne ulepszenia są równie ważne, jeśli nie nawet ważniejsze. Obejmują one integrację nowych technologii, optymalizację już istniejących, a także wymianę zużytego sprzętu i komponentów. Techniczne środki ulepszania można sklasyfikować zgodnie z Rysunek 22.



Rysunek 22: Klasyfikacja technicznych środków ulepszających (Roth, 2018)

Jak już wspomniano w rozdziale 3.2, konieczna jest ocena rzeczywistego stanu kompletnego systemu ciepłowniczego, poczynając od systemów grzewczych odbiorców i węzłów cieplnych, po których następuje dystrybucja ciepła (sieć dystrybucyjna i przesyłowa) oraz elektrowni. Jako podstawę do rozpoczęcia procesu ulepszania technicznego można użyć szablonu „Globalna ocena systemów ciepłowniczych” (Miedaner i in., 2018) jak również do oceny stanu początkowego. Zawiera również wskazówki dotyczące oceny poszczególnych elementów

systemu, które są krótko opisane w poniższych rozdziałach (5.1.1; 5.2.1; 5.3.1). Zebrane dane z szablonu oceny umożliwią ekspertom uzyskanie pierwszego przeglądu i wskazówek dotyczących najbardziej istotnych obszarów, w których środki modernizacji i optymalizacji mogłyby „najlepiej/najłatwiej” (na podstawie doświadczeń) prowadzić do ulepszeń systemów ciepłowniczych.

5.1 Węzły cieplne i wykorzystanie ciepła

Zużycie ciepła w budynkach jest kluczem do wydajnego dostarczania ciepła. Podczas modernizacji sieci ciepłowniczej istnieją dwa główne punkty dotyczące użytkowników końcowych:

- Poprawa efektywności energetycznej budynku i sposób, w jaki ciepło jest wykorzystywane, mogą zmniejszyć ogólne zapotrzebowanie na energię.
- Niektóre istniejące systemy ogrzewania budynków nie są przystosowane do obniżania temperatury zasilania i będą wymagały modernizacji.

Te dwa punkty są częściowo ze sobą powiązane, ponieważ poprawa poziomu izolacji zwiększa prawdopodobieństwo, że mieszkanie może działać w niższej temperaturze. Zostało to omówione bardziej szczegółowo w kolejnych sekcjach.

5.1.1 Ocena infrastruktury wykorzystującej ciepło

Roczne dostawy ciepła są ważnym wskaźnikiem wielkości całego systemu. Ponadto jest to element do obliczania innych wskaźników. Co więcej, jest to główne źródło przychodów ciepłownictwa.

O złożoności infrastruktury wykorzystującej ciepło świadczy **liczba węzłów cieplnych**, zwłaszcza podłączonych gospodarstw domowych. Rozmiary poszczególnych odbiorników ciepła mają wpływ na tryby pracy systemu. Budynki mieszkalne mają inne wymagania względem systemu niż przemysł. Zwykle zapotrzebowanie w budynkach mieszkalnych na ciepło jest bardziej zmienne niż zapotrzebowanie przemysłu. W związku z tym budynki mają wysokie obciążenia szczytowe, podczas gdy przemysł ma wysokie obciążenia podstawowe. Okoliczności te wpływają również na wybór źródeł ciepła.

Rodzaj i metoda **integracji węzłów cieplnych** ma wpływ na cały system. Każda węzeł spowoduje spadek ciśnienia w systemie, który należy wziąć pod uwagę przy projektowaniu całego systemu, na przykład wymagań dotyczących pompy. Czynniki takie jak rodzaj zastosowanych zaworów oraz ilość i rodzaj wymienników ciepła powinny być uwzględnione w projekcie infrastruktury.

Poziomy temperatury u klientów mają wpływ na minimalne wymagane poziomy temperatury systemu ciepłowniczego. Nawet bez uwzględnienia strat ciepła i bez dodatkowych komponentów po stronie konsumenta, minimalna wymagana temperatura zasilania dla odbiorców odpowiada minimalnej temperaturze zasilania systemu ciepłowniczego. Ze względu na różne systemy grzewcze, wymagane temperatury są również różne. W związku z tym konieczne jest przeanalizowanie wszystkich temperatur. Innym ważnym aspektem w tym względzie są temperatury projektowe grzejników lub innych systemów grzewczych, ponieważ te temperatury wraz z temperaturami netto determinują wielkość węzłów cieplnych. Grzejniki często są przewymiarowane i pozwalają na obniżenie temperatury. Istotne jest, aby były one wyposażone w zawory termostatyczne. W przypadku modernizacji budynków polegającej na zamontowaniu izolacji, możliwe jest obniżenie temperatury.

Należy ocenić rodzaj i koncepcję integracji **węzłów konsumenckich** w całym systemie, ponieważ ma to wpływ na sposób przygotowania ciepłej wody. Ponadto należy ocenić **straty ciśnienia** spowodowane przez główne zawory regulacyjne i wymienniki ciepła. Strata ciśnienia zaworu (wartość KVs) powinna wynosić minimum 2/3 jednego z wymienników ciepła lub nawet więcej, jeśli pozwala na to emisja hałasu. Strata ciśnienia zaworu powinna być jak najwyższa,

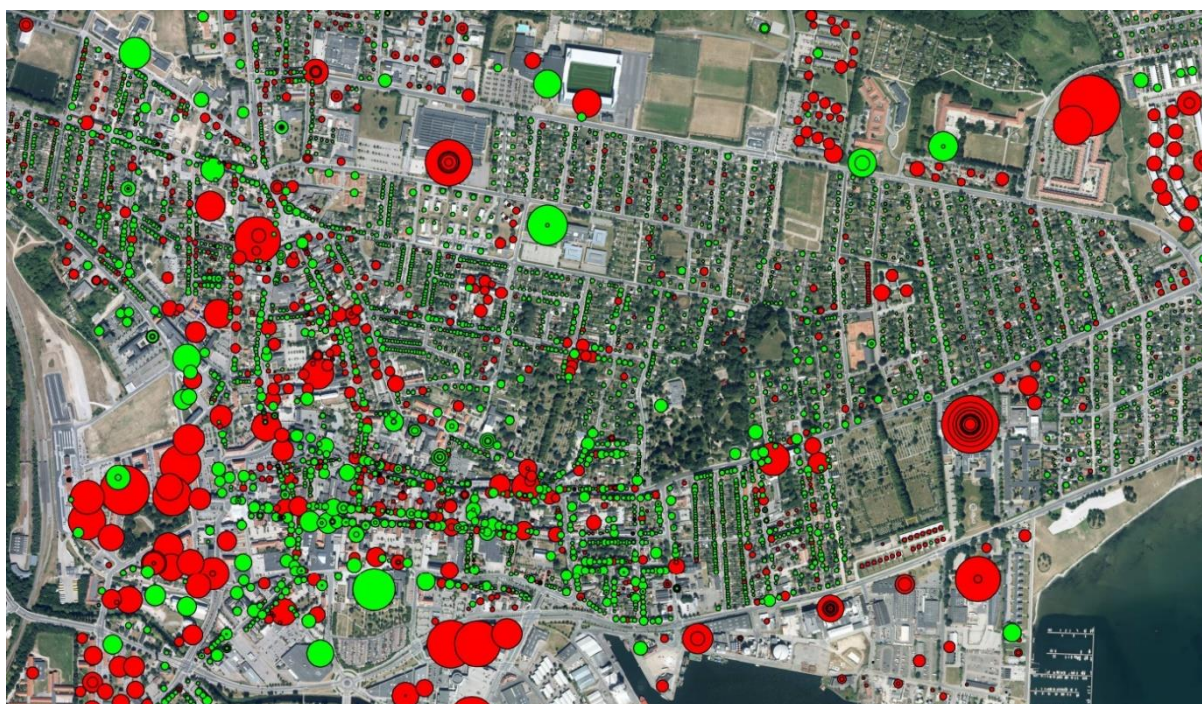
ponieważ jest zaprojektowana dla pełnego obciążenia. Przez większość roku węzły pracują przy częściowym obciążeniu, co oznacza, że strata ciśnienia zaworu jest znacznie niższa niż w trybie projektowania. Ponieważ istnieje stosunek kwadratowy między przepływem masowym a stratą ciśnienia, oznacza to, że w przypadku 50% redukcji przepływu masowego, spadek ciśnienia wynosi tylko 25% jego zaprojektowanego trybu. To znowu może prowadzić do bardzo niestabilnego działania zaworu (trwałe otwarcie i wyłączenie zaworu) i może spowodować uszkodzenie wymiennika ciepła, a nawet może mieć też konsekwencje dla sieci.

Mapowanie ciepłe obszaru może dostarczyć cennych informacji na temat zużycia energii. Na Rysunek 23 wielkość kropek wskazuje całkowite zużycie ciepła w budynku, podczas gdy kolor wskazuje czy jest dostarczane przez ciepłownictwo (zielony), czy przez inny system. Tam, gdzie dostępne są dane dotyczące dostaw i zużycia ciepła, daje to dobry, wizualny przegląd obszarów, w których należy skoncentrować się na zmniejszeniu zużycia i/lub zmianie na sieci ciepłownicze, czy paliwa o niskiej zawartości węgla.

Niskie temperatury zasilania w ciepłownictwie mogą stanowić wyzwanie w przypadku dostaw ciepła w budynkach. Aby zapewnić, że poziom komfortu w budynku jest spełniony, a gorąca woda jest dostarczana bez ryzyka legionelli, należy starannie rozważyć, które budynki mają być zasilane przez sieć niskotemperaturową.

W obszarach, gdzie nowe budynki będą podłączone do nisko temperaturowego ciepłownictwa, systemy grzewcze w budynkach mogą być zaprojektowane dla niższych temperatur. Zazwyczaj będzie to obejmować:

- Ogrzewanie podłogowe lub powierzchni, gdy tylko jest to możliwe
- Gdy ogrzewanie podłogowe nie jest możliwe, powinny być grzejniki dobrane odpowiednio do temperatury pracy
- Projekt budynku powinien w systemie ciepłej wody unikać zbiorników wody i długich rurociągów



Rysunek 23: Podaż i zużycie energii i (źródło: COWI A/S)

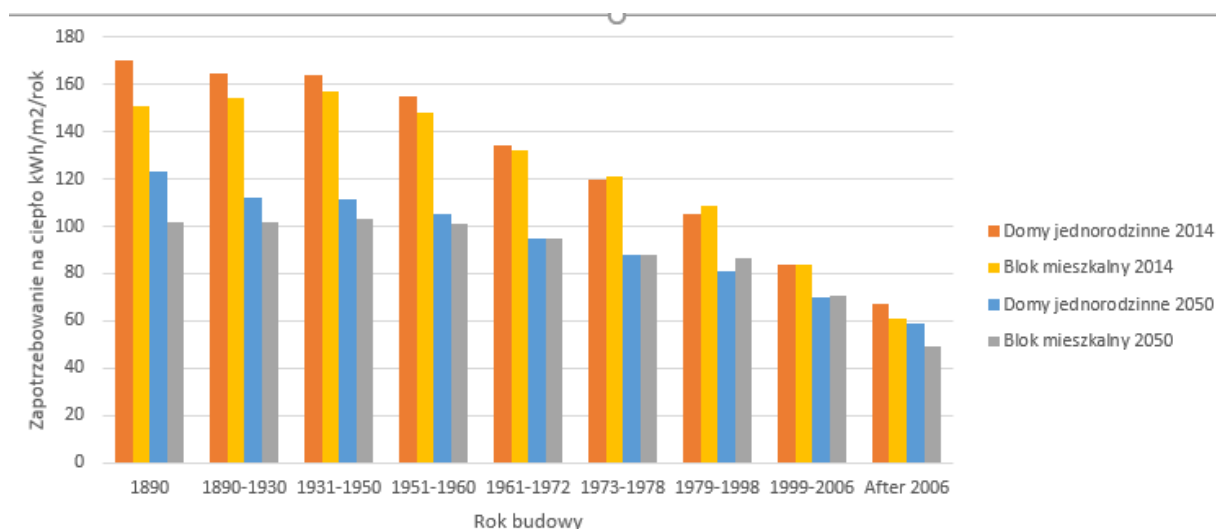
Połączenie **istniejących budynków** z sieciami o bardzo niskiej temperaturze może być dużym wyzwaniem, jeśli budynki zostały pierwotnie zaprojektowane do ogrzewania o znacznie wyższych temperaturach. W niektórych przypadkach, zwłaszcza w starszych budynkach,

poprawa poziomów izolacji może oznaczać, że oryginalne grzejniki są przewymiarowane na bieżące straty ciepła budynku. W takim przypadku możliwe byłoby dostarczenie niższej temperatury. W innych przypadkach obszerna modernizacja wewnętrznego systemu ogrzewania może być jedyną opcją.

Dostarczanie ciepłej wody użytkowej w istniejących budynkach przez niskotemperaturowy system ciepłowniczy może być również wyzwaniem ze względu na ryzyko związane z legionellą. Problemem tym można zarządzać za pomocą specjalnie zaprojektowanego wymiennika ciepła, który zawiera mały element elektryczny zastosowany specjalnie do gorącej wody.

Poprawa **efektywności energetycznej istniejących budynków** jest dużym wyzwaniem, które jest trudne do wdrożenia w sektorze prywatnym. Chociaż przepisy budowlane, polityka i różnoraka zachęta próbują stymulować poprawę efektywności energetycznej, wiele budynków nadal wymaga wysokiego zużycia energii. Długa żywotność materiałów budowlanych w porównaniu z powolnym odnawianiem oznacza, że zużycie energii istniejących zasobów budowlanych zmienia się powoli.

Badanie przeprowadzone na Uniwersytecie w Aalborg w Danii (Wittchen i in., 2014) wskazuje na spodziewane zużycie energii przez istniejące budynki w 2050 r., jeśli prace modernizacyjne będą prowadzone zgodnie z przepisami budowlanymi. Jest to pokazane na Rysunek 24.



Rysunek 24: Potencjał zmniejszenia zapotrzebowania na energię 2050 (źródło: Wittchen et al. 2014)

Chociaż opiera się to na duńskich danych i wskaźnikach poprawy efektywności energetycznej, pokazuje to, że można osiągnąć znaczące zmniejszenie zużycia ciepła, szczególnie w przypadku mieszkań wybudowanych przed latami 70-tymi, które zmniejszają zużycie ciepła nawet do 30% na m².

W przeciwieństwie do zmian przyrostowych, **całkowity plan renowacji** (ogólna strategia modernizacji) daje możliwość znacznych zysków we wszystkich obszarach wydajności i ułatwia rozwój sieci o niskiej temperaturze. Tak jest w przypadku Albertslund w Danii, gdzie lokalna gmina ma cel, aby cała dostawa ciepła i energii elektrycznej była neutralna do 2025r. pod względem emisji dwutlenku węgla. Część tego wdrożenia obejmuje zastąpienie całej starej sieci ciepłowniczej (utworzonej w 1964 r., aktualna temperatura pracy około 90°C) siecią o niskiej temperaturze (o temperaturze pracy 50-60°C).

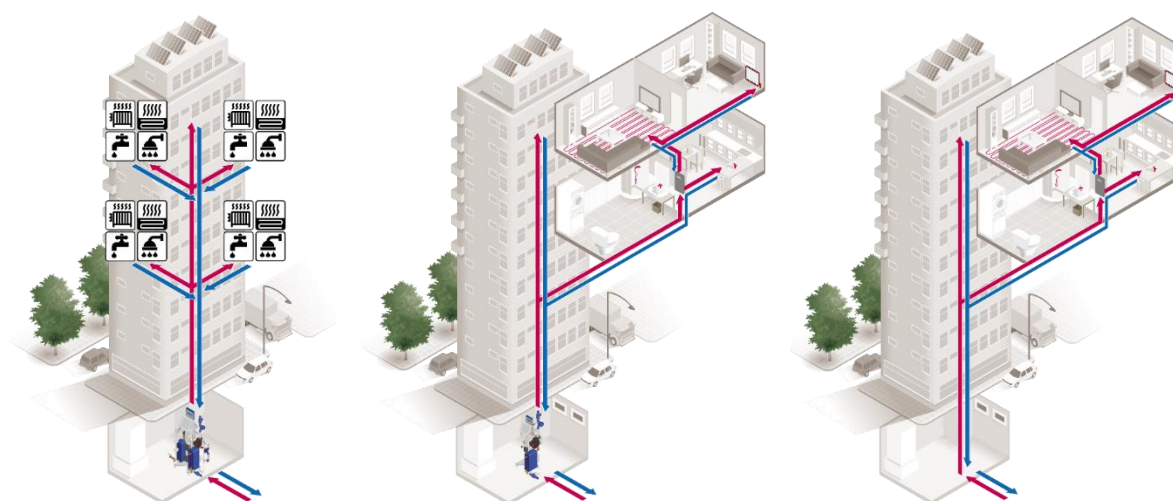
Większość mieszkań w Albertslund (Rysunek 25) została zbudowana w latach 60. i 70. i dlatego stanowi wyzwanie w odniesieniu do ogrzewania niskotemperaturowego. Standardy izolacji i instalacje grzewcze nie są zaprojektowane dla niskiej temperatury zasilania i nie mogą zapewnić odpowiedniego ciepła przy temperaturach przepływu 50°C. Gmina ma ambitny program renowacji budynków zgodnie z wysokimi standardami efektywności energetycznej, który obejmuje ulepszenia izolacji, oraz instalację ogrzewania podłogowego. Apartamenty są połączone etapami zgodnie z planem remontowym i zakończeniem wysokotemperaturowego systemu dystrybucji. Obwód niskotemperaturowy jest zasilany przez powrót ze „starego” systemu ciepłowniczego, który jest mieszany do 55 °C przez zawór mieszania.



Rysunek 25: Budynki w Albertslund, Dania przed (po lewej) i po (po prawej) odnowieniu (Źródło: COWI)

5.1.2 Opcje modernizacji węzłów

Istnieje kilka różnych opcji łączenia konsumentów z siecią ciepłowniczą. Można je podzielić na następujące trzy **opcje połączeń**, jak pokazano dla budynków wielopiętrowych, na Rysunku 26. Pierwsza opcja to tradycyjna z węzłem centralnym w piwnicy budynku wielopiętrowego. W drugiej opcji, tak zwane rozwiązanie z mieszkaniową stacją, obejmuje oprócz węzła centralnego także mikro wymiennik ciepła w mieszkaniach. Wreszcie ostatnią opcją jest posiadanie rozwiązań mieszkaniowych węzłów ciepłych.



Rysunek 26: Konceptcje połączeń gospodarstw domowych z siecią ciepłowniczą (źródło: Alfa Laval/ Cetetherm – COOL DH project)

Tradycyjne węzły ciepłownicze często zawierają zbiorniki ciepłej wody użytkowej do wyrównywania obciążenia i do zapewnienia wystarczająco niskiej temperatury powrotu. Jednak w domach wielorodzinnych dobrze zaprojektowane wymienniki ciepła (5 połączeń rurowych) również wykonują to zadanie. Tam, gdzie woda określana jest jako „twarda”, zaleca się zainstalowanie zmiękczacza wody przed wymiennikiem ciepła dla ciepłej wody użytkowej, aby uniknąć tworzenia się kamienia.

Zaletą stosowania dobrze izolowanych **mikro wymienników ciepła** w mieszkaniach jest to, że temperaturę zasilania można zmniejszyć do około 8°C powyżej wymaganej temperatury CWU, która w niektórych przypadkach spada do 45°C, gdy objętość gorącej wody w rurach jest mniejsza niż 3 litry.

Kombinacja mniejszej liczby pionów (pionowe rury pokazane na Rysunek 26), brak potrzeby zbiornika CWU i niższe temperatury zmniejszają ogólne straty ciepła. Jednak koszt będzie nieco wyższy niż przy tradycyjnym rozwiązaniu.

Bezpośrednio połączone ciepłownictwo, co nie jest dzisiaj powszechne, wymaga grzejników o wyższej wartości znamionowej ciśnienia i czystej wody ciepłowniczej. Zaletą takiego systemu jest niższa temperatura powrotu i niższe koszty. Ta praktyka jest stosowana tylko w kilku miejscach, np. w Danii.

W przypadku tych systemów konieczne jest posiadanie dwóch monitorowanych mierników przepływu jeden dla zasilania i jeden dla rury powrotnej. Ponadto potrzebne są zawory odcinające, aby automatycznie zamknąć połączenie z systemem ciepłowniczym w przypadku wykrycia wycieku.

Inteligentne pomiary z transferem danych w czasie rzeczywistym z licznika energii mogą, oprócz informacji o zużyciu energii i wzorcach, również dostarczać informacji o słabej delcie T, wysokich temperaturach powrotu, a także o niepożądanych wahaniach, które mogą być rozwiązane przez firmę ciepłowniczą. Ponadto zebrane dane można wykorzystać do wykrywania nieszczelnych rur w gruncie, które mogą powodować duże straty ciepła.

Zdalne sterowanie może również zawierać urządzenia sterujące włączaniem/wyłączaniem do regulacji ogrzewania pomieszczeń tak, aby budynki mogły same działać jako urządzenia oszczędzające obciążenie szczytowe w okresach o dużym zapotrzebowaniu na przygotowanie ciepłej wody użytkowej.

5.2 Dystrybucja ciepła i technologie rurociągów

Istotną częścią systemów ciepłowniczych jest sieć dystrybucji ciepła, która łączy generatory ciepła z kaloryferami. Zwykle sieć grzewcza składa się z rury zasilającej dostarczającej gorącą wodę lub parę ze źródła do odbiornika, jak również z równoległej rury powrotnej, która zwraca „zużytą/zimną” wodę z powrotem do generatorów ciepła. Celem jest zagwarantowanie niezawodnego dostarczania ciepła, które jest dostosowane do potrzeb sieci i jest możliwie najbardziej wydajne.

Aby to osiągnąć, dostępne są różne **technologie rurociągów**, które różnią się wielkością i charakterystyką. W historii ciepłownictwa wykorzystano wiele różnych technologii rurociągów, niektóre nie przetrwały, ponieważ rury przedwcześnie zawiodły lub miały niezadowalającą wydajność energetyczną. W innych przypadkach przez dziesięciolecia została udowodniona ich solidność (Frederiksen i Werner, 2013).

Wybór odpowiedniego systemu rurociągów zależy głównie od medium (pary lub wody), poziomu temperatury, ilości ciepła, które powinno być transportowane oraz długości sieci. Cele rozwojowe nowych technologii dystrybucji ciepła polegają zazwyczaj na obniżeniu kosztów inwestycji, potrzebnej powierzchni, czasu instalacji i kosztów operacyjnych.

5.2.1 Ocena infrastruktury dystrybucji ciepła

Długość sieci dostarcza informacji o jej ekspansji i rozległości. Informacje te są ważnym elementem do obliczania wskaźników wydajności, takich jak wskaźnik zużycia gęstości strumienia ciepła. Tym samym nie tylko całkowita długość jest ważną informacją, ale także łączna długość rury jej typ i określona średnica.

Podłączone zapotrzebowanie odzwierciedla sumę całego obciążenia cieplnego wszystkich budynków, bez żadnego współczynnika jednoczesności netto. Współczynnik jednoczesności oznacza, że wejście sieci (maksymalna suma obciążenia wszystkich urządzeń do wytwarzania ciepła w tym samym czasie, zwykle w ubiegłym roku) w MW podzielone przez podłączone obciążenie cieplne w MW jest bardzo ważnym czynnikiem wydajności. Współczynnik powinien być niższy niż „1”. Im niższy współczynnik, tym lepsza i bardziej ekonomiczna wydajność.

Wiek sieci ciepłowniczej wraz z jej aktualnym stanem technicznym wskazuje, czy jej tryb pracy jest dobry, czy wymaga poprawy. Ważne jest, aby wiedzieć, czy tryb pracy (temperatury, ciśnienia itp.) zmienił się w przeszłości. Koszty eksploatacji i utrzymania, wiek i obecny stan mogą pomóc w opracowaniu planu inwestycyjnego dla sieci.

Główne **cechy charakterystyczne sieci** muszą być znane, tak jak to jest przy pierwszorzędnej i drugorzędnej sieci. Ponadto ważne jest, aby wiedzieć, jaki rodzaj instalacji został zainstalowany: rury preizolowane, kanałowe, rury napowietrzne itp.

Jakość sieci ciepłowniczej można opisać za pomocą następujących wskaźników:

- **Liczba wymian zładu rocznie:** Wymiany oznaczają, jak często całkowita objętość wody we wszystkich rurach została zmieniona w ciągu jednego roku. Zakłada to, że straty wody zostały zmierzone. Mogą one być mierzone poprzez pomiar wody, która została przygotowana w stacji uzdatniania wody i wprowadzona do sieci, zwanej również wodą uzupełniającą.
- **Korozja:** Wyróżniamy korozję wewnętrzną i zewnętrzną. W przypadku korozji wewnętrznej należy poprawić jakość wody w stacji uzdatniania, patrz (AGFW FW 510 2018). Natomiast korozja zewnętrzna może pojawić się w rurach typu kanałowego lub w rurach gruntowych. Korozja wewnętrzna nigdy nie powinna się pojawić.
- **Stan kanałów w przypadku rur w technologii kanałowej:** Bardzo często tego typu rury są lub zostały zalane z powodu korozji, czy z powodu zalania kanału przez wodę gruntową, albo deszczową. Jeśli kanał został już zalany, straty ciepła wzrosną i pogorszy się wydajność. Takie kanały można wykryć za pomocą termografii. Rury typu kanałowego należy zmodernizować i zastosować rury preizolowane.
- **Straty ciepła:** powinny one być tak niskie, jak to możliwe. Dlatego ważne jest, aby wiedzieć, jak wysokie są i jak zostały określone (patrz także powyżej Liczba wymian zładu rocznie).
- **Temperatura wody:** im niższa temperatura systemu, tym zazwyczaj wyższa jest wydajność i łatwiej jest zintegrować źródła odnawialne. Straty ciepła maleją przy niższych temperaturach pracy. Jeśli istnieje tryb z krzywą grzewczą, należy określić, jak to wygląda, na przykład zmiana temperatury zewnętrznej o jeden Kelvin powoduje zmianę temperatury zasilania o 3,5K itd. Normalnie, systemy ciepłownicze są zawsze prowadzone z zastosowaniem krzywej grzewczej.
- **Liczba wyłączeń:** w przypadku wyłączenia sieci ze względów konserwacyjnych, strefy dylatacyjne (U-rurowe ekspandery) muszą zostać ustalone przed obniżeniem temperatury poniżej 80°C w rurze zasilającej. W przeciwnym razie sieć może ucieść po statycznych awariach. Jeśli sieci zostaną wyłączone, należy dostosować konkretne metody naprawy.
- **Awarie na kilometr:** liczba anomalii/awarii na rok i na kilometr rur (zasilanie i powrót) powinna być jak najmniejsza.

- **Jakość wody:** Powinna ona pokrywać się z normami, takimi jak np. z norma niemiecka AGFW FW 510 2018.
- **Informacje statystyczne:** Liczba przyłążeń, obciążenie połączenia na km rur (zasilanie i powrót) lub zapotrzebowanie na ciepło na km² są to tylko dane statystyczne i służą jako wskaźnik gęstości strumienia ciepła.

Pompy sieciowe są jednym z głównych konsumentów energii elektrycznej. W związku z tym zbyt duża pojemność pomp lub przestarzałe technologie często powodują wysokie koszty eksploatacji. Ponadto mają one duży wpływ na wskaźnik wydajności kWh_{el}/MWh_{th} . Oznacza to kWh energii elektrycznej pompowania w stosunku do sprzedanej MWh ciepła. Wysokie wartości wskazują na pewne problemy z siecią i pompami sieciowymi. Dlatego kontrola pomp jest bardzo ważna. Najnowocześniejsze są pompy z regulacją częstotliwości. Wielkość pomp sieciowych należy starannie obliczyć za pomocą dowolnego, sprawdzonego modelu obliczeń hydraulicznych i należy je kontrolować zgodnie z punktem w sieci o najniższej różnicy ciśnień, która nie powinna być niższa niż 0,7 bara.

5.2.2 Żywotność rur ciepłowniczych

Ocenę pozostałej żywotności rur ciepłowniczych można łatwo określić za pomocą prostego kwestionariusza lub szablonu. **Żywotność rur ciepłowniczych** zależy od wielu czynników związanych z warunkami środowiskowymi, ale także sposobu prowadzenia sieci. Na przykład zależy ona od poziomów i zmian temperatury oraz jakości wody w obwodzie. Koniec okresu użytkowania może spowodować wycieki, ale także zmęczenie termo-mechaniczne lub zjawiska starzenia termooksydacyjnego, prowadzące na przykład do zmniejszenia lub utraty właściwości izolacyjnych. Obliczona żywotność rur z płaszczem z tworzywa sztucznego wynosi co najmniej 30 lat (AGFW FW 401, 2018), ale istnieje wiele przykładów instalacji działających przez znacznie dłuższe okresy bez żadnych problemów.

Zachowanie rury w długim okresie czasu zależy głównie od termostabilności sztywnej pianki poliuretanowej i od tego, jak jest ona związana z rurą przepływową. Długotrwałe wysokie temperatury powodują degradację termiczną, która prowadzi do zmniejszenia wytrzymałości (AGFW FW 401, 2018). Jednak, ze względu na krótką żywotność istniejących sieci ciepłowniczych w porównaniu z innymi systemami infrastruktury, brak jest długotrwałego doświadczenia do szacowania trwałości elementów systemu. Istnieją różne podejścia do oceny cyklu życia sieci i infrastruktury. Należą do nich statystyczne modele żywotności, modele starzenia termicznego i teorie akumulacji uszkodzeń. Wszystkie metody szacowania (pozostałej) żywotności pozostawiają pewną dozę niepewności.

Ważną cechą rur ciepłowniczych jest ich tolerancja na zmiany temperatury medium transportującego ciepło (wody obiegowej). Zmiany te powodują powstawanie dużych sił między glebą a systemem rurociągów, ponieważ rury rozszerzają się lub kurczą wraz ze zmianami temperatury. Wskaźnikiem opisującym tę tolerancję jest liczba cykli pełnego obciążenia, które system powinien wytrzymać przynajmniej do momentu awarii. **Cykl pełnego obciążenia** to największy rozkład temperatury między temperaturą podczas instalacji systemu a maksymalną temperaturą pracy. Bezwzględna liczba dopuszczalnych cykli pełnego obciążenia różni się głównie między różnymi typami rurociągów ciepłowniczych i stanowi wskaźnik układu systemu. Wraz ze wzrostem udziału energii ze źródeł odnawialnych w systemach ciepłowniczych oczekuje się, że zmiany temperatury w rurociągach będą wzrastać (Sauerwein, 2013a, 2013b).

W zależności od zamierzonej eksploatacji rur przez 30 lub 50 lat, oczekuje się różnych wartości cykli pełnego obciążenia, jak pokazano w Tabeli 4.

Tabela 4: Obliczone cykle pełnego obciążenia dla różnych rur (w oparciu o AGFW FW 448, 2018; prEN 13941)

	Obliczone cykle pełnego obciążenia przez 30 lat	Obliczone cykle pełnego obciążenia przez 50 lat
Rurociągi transmisyjne	100 – 250	170 – 420
Rurociągi dystrybucyjne	250 – 500	420 – 840
Podłączenia do domów	1,000 – 2,500	1,700 – 4,200

Do oceny infrastruktury dystrybucji ciepła nie istnieje w 100% prawidłowa procedura, którą można zasugerować. Trwają prace badawcze mające na celu poprawę jakości szacowania pozostałego okresu użytkowania lub oceny obecnego stanu (AGFW, 2015, 2018a). Istnieją jednak pewne procedury, które umożliwiają wyciągnięcie wniosków na temat aktualnego stanu rurociągu (systemu) ciepłowniczego.

Jedną z opcji jest przeprowadzenie prostej **kontroli stanu systemu rurociągów**. Aby dostarczyć pierwszych informacji w tym celu stosuje się wizualną obserwację, sprawdzenie ważnych cech, takich jak ciepło, ciśnienie i straty wody. Stosowane metody i technologie dla procedur kontroli stanu i identyfikacji odchyleń w rurociągach ciepłowniczych są opisane w zasadach technologii ciepłowniczych, chłodzenia i elektrociepłowni opublikowanych, oraz okresowo aktualizowanych przez AGFW (2018). Załączone procedury (AGFW FW 435, 2018) są sklasyfikowane w siedem grup.

1. Techniki operacyjne

Techniki te wykorzystują parametry systemu i pomiary do wykrywania wycieków. Częste krytyczne spadki ciśnienia lub uzupełnianie wody są wskaźnikami wycieków w systemie. Techniki te umożliwiają również lepszą lokalizację i przyczyniają się do skuteczniejszego wdrażania dalszych środków.

2. Procedury wizualne

Wizualna kontrola stanu rurociągów ma zasadnicze znaczenie dla oceny stanu konserwacji instalacji rurowych. Zidentyfikowane defekty, które jeszcze nie doprowadziły do awarii, można zbadać i ocenić. Wpływają one na planowanie środków i strategii konserwacji. Oprócz stosowania zapobiegawczo, można również zastosować procedury wizualne, aby zlokalizować rzeczywiste miejsca wycieków w systemie. Wizualny instrument Crawler-Eye opisano bardziej szczegółowo w katalogu „Narzędzia ulepszania” (Upgrade DH, 2018c) projektu Upgrade DH. W praktyce korzystanie z obrazowania termicznego przez samolot daje dodatkową korzyść. Dzięki jednoczesnemu mapowaniu sieci możliwe jest udokumentowanie prawdziwej trasy sieci. Szczególnie w przypadku starych sieci dokumentacja jest często niedostateczna, niepoprawna lub nawet utracona.

3. Procedury mechaniczno-technologiczne

Procedury mechaniczno-technologiczne obejmują pomiar grubości ścianek rur za pomocą ultradźwięków. Wyniki pozwalają na zbadanie stanu materiału i są wykorzystywane jako wskaźnik do oszacowania pozostałego czasu pracy rury i poprawy planowania środków konserwacji.

4. Procedury przenośne

Procedury termograficzne i analiza korelacji są stosowane w celu wykrycia rzeczywistego miejsca wycieku (na podstawie wcześniej oszacowanej lokalizacji przez stosowanie technik operacyjnych). Obie aplikacje umożliwiają precyzyjną lokalizację, choć działają na różnych zasadach. Narzędzie obrazowania termicznego za pomocą samolotu, które jest oceniane zgodnie z procedurami termograficznymi, jest również opisane w katalogu instrumentów modernizacyjnych (Upgrade DH, 2018c).

5. Substancje śledzące

Substancje śledzące są używane do lokalizowania rzeczywistego miejsca wycieku (na podstawie wcześniej oszacowanej lokalizacji przez stosowanie technik operacyjnych). Stosowanie substancji znakujących nie wpływa na działanie systemu.

6. Pomiar grubości ściany za pomocą robota inspekcyjnego

Zastosowanie robotów inspekcyjnych do pomiaru grubości ścianki za pomocą ultradźwięków poprawia jakość wyników, co pozwala uzyskać bardziej wiarygodny raport o stanie rurociągu.

7. Specyfika systemu/zintegrowane procedury

Podczas instalacji (i produkcji) rurociągów ciepłowniczych możliwa jest integracja systemów nadzoru. Systemy te służą na przykład do sprawdzania, czy woda przedostaje się do izolacji. Dlatego zostaje drut umieszczony w izolacji rur preizolowanych, co pozwala, dzięki dodatkowemu wyposażeniu, na ciągły nadzór. Drut jest również rozpoznawalny jak pokazano na Rysunek 29.



Rysunek 27 Wizualna kontrola „Crawler Eye” Niemieckiego Instytutu Angewandte Bauforschung Weimar gmbH (Źródło: AGFW)



Rysunek 28: Obrazowanie termiczne za pomocą samolotu (Źródło: SCANDAT GmbH)

Ponadto na jakość systemu rurociągów ciepłowniczych wpływa również jakość nośnika ciepła opisanego w AGFW FW 510 (2018). Jakość wody ma wpływ na żywotność sieci rurociągów, ponieważ wpływa na szybkość korozji stalowej rury. Ponadto woda o niedostatecznej jakości może prowadzić do wadliwego działania sieci spowodowanego osadami w rurociągach lub zaworach. Decydujące znaczenie dla oceny jakości wody mają poszczególne jej składniki. W przypadku zastosowania w ciepłownictwie odpowiednich arkuszy roboczych klasyfikujących dwa tryby pracy: solankowa woda cyrkulacyjna i woda cyrkulacyjna o niskiej zawartości soli (AGFW FW 510, 2018). Wartości przewodnie dla dwóch różnych trybów są indywidualne, ale kryteria oceny są takie same. Kryteriami oceny wody ciepłowniczej są:

- Przewodność elektryczna w 25°C
- Wygląd
- Wartość pH w 25°C
- Tlen
- Alkaliczność wody (twardość)
- Żelazo
- Miedź
- Siarczek
- Siarczan
- Pojemność kwasowa $K_{S8.2}$
- Pojemność kwasowa $K_{S4.3}$

Ponieważ charakterystyka wody może zmieniać się w czasie, zaleca się monitorowanie jakości wody lub przeprowadzanie okresowych ocen. Stąd ocena jakości wody jest długoterminową metodologią prewencyjną i jednym z pierwszych wskaźników potencjalnych awarii (przykładowo spowodowanych korozją). Woda ciepłownicza jest używana w obiegu zamkniętym i należy w miarę możliwości unikać wycieków (AGFW FW 510, 2018).

5.2.3 Przegląd nowoczesnych technologii rurociągów

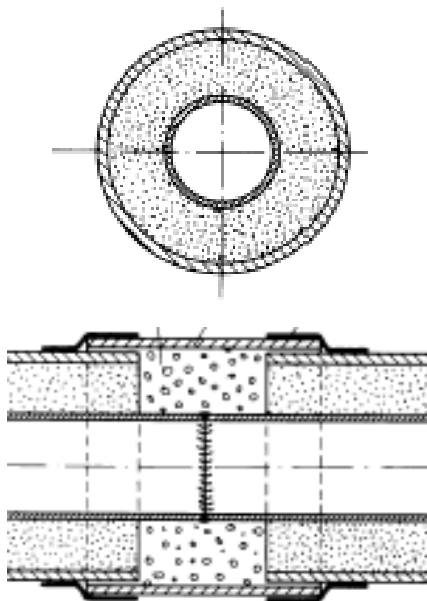
Największa część systemu rurociągów ciepłowniczych jest zwykle układana pod ziemią (głównie w glebie), a wiele z nich jest też naziemnie lub w tunelach, czy wewnątrz budynków.

Rurociągi podziemne

Podstawowa struktura powszechnie stosowanych technologii rurociągów składa się z dwóch koncentrycznie rozmieszczonych rur (patrz Rysunek 29). Funkcją wewnętrznej rury środkowej (kolor szary) jest transport medium bez wycieków, jest ona otoczona materiałem izolacyjnym (kolor żółty), aby zmniejszyć straty ciepła. Zewnętrzna rura osłonowa (kolor czarny) jest odpowiedzialna za ochronę izolacji i rury przesyłającej medium przed wodą i uszkodzeniem z zewnątrz. Nowoczesne rurociągi układane na ziemi dodatkowo są wyposażone w dwa przewody wewnątrz izolacji, które mogą pomóc w wykryciu wycieków (AGFW, 2013).

Zastosowanie różnych materiałów dla trzech głównych komponentów charakteryzuje różne systemy rurociągów. Najczęściej są to całkowicie związane, bezpośrednio zakopane rury z płaszczem z tworzywa sztucznego, które można również zobaczyć w różnych badanych projektach modernizacji w ramach projektu Upgrade DH (Upgrade DH, 2018b).

W rurach z **płaszczem z tworzywa sztucznego** rura medium jest zwykle wykonana ze stali, ale można również stosować rury z tworzywa sztucznego szczególnie w przypadku rozbudowy siatek niskotemperaturowych. Rura płaszczka wykonana jest z polietylenu (PE) lub polietylenu o wysokiej gęstości (PE-HD) i przymocowana na siłę przez materiał izolacyjny, który jest wykonany z pianki poliuretanowej komórkowej (pianka PUR) (Frederiksen i Werner, 2013). Dlatego też segmenty rurociągu zostały wyprodukowane z izolacją wstępną.



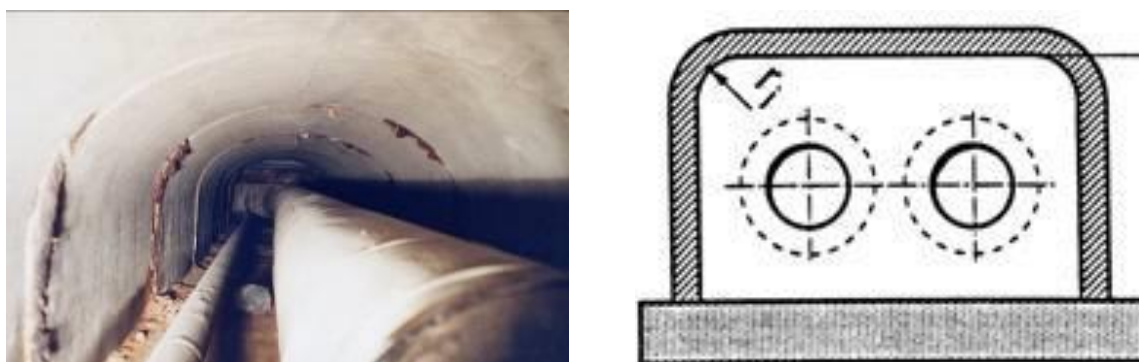
Rysunek 29: Rysunek przekroju rury z płaszczem z tworzywa sztucznego i jej połączenia (Źródło: AGFW, 1993) (po lewej) oraz zdjęcie tego typu rury w naturze (Źródło: D. Rutz) (po prawej)

W celu połączenia dwóch segmentów rury, rury z medium są spawane, a rury z płaszczem połączone są mufą. Rury z płaszczem nie nadają się do stosowania powyżej 120°C (praca ciągła). Tylko przez krótki czas technologicznie radzą sobie z obciążeniami temperaturowymi do 130°C - 140°C. Powszechne zastosowanie tych rur mieści się w zakresie do DN 600, ale możliwe są również średnice z DN 1200. Opierając się na tej samej technologii, ale tylko dla małych średnic rur z medium, możliwe jest umieszczenie przewodu zasilającego i powrotnego w tej samej rurze z płaszczem (podwójna rura) (AGFW, 2013; AGFW FW 401, 2018).

Więcej informacji na temat rozwoju historycznego, połączeń, odmian elementów itp. przedstawili Frederiksen i Werner (2013). Odpowiednie wytyczne normatywne to „EN 13941 - Rury ciepłownicze - Projektowanie i instalacja izolowanych termicznie systemów jedno- i dwururowych sieci ciepłej wody do bezpośredniego zakopania” lub „Rury DIN EN 253 – ciepłownictwo - Preizolowane systemy rur zespolonych gorących sieci wodnych do bezpośredniego zakopania”.

Inną istotną, ale nie tak powszechną odmianą są **stalowe rury osłonowe**, w których rura medium i rura osłonowa są zwykle wykonane ze stali. Izolacja cieplna rury z medium jest realizowana poprzez przymocowanie włókna izolacyjnego do rury lub poprzez wytworzenie próżni w przestrzeni między rurą z medium a rurą płaszczą. Ze względu na materiał rury płaszczą konieczne jest dodatkowo zabezpieczenie jej przed korozją spowodowaną oddziaływaniem przez środowisko (np. wodę), aby zapewnić długotrwałe użytkowanie. Ta technologia jest odpowiednia do zastosowań w temperaturach zasilania powyżej 130°C. Ma to zalety dla sieci o małej liczbie odgałęzionych rurociągów, a zatem szczególnie dla ciepłowniczych linii transportowych o dużych średnicach (AGFW, 2013).

Inną formą podziemnych rurociągów są **rurociągi układane kanałowo**. Rurociągi te są również instalowane pod ziemią, ale obudowane w betonowych kanałach, które zapewniają ochronę mechaniczną. Ze względu na konstrukcję kanały przyczyniają się do ochrony przed wilgocią, co zapewnia dobre warunki dla izolacji rurociągu. W przypadku gleby o wysokim poziomie wód gruntowych należy zastosować dodatkowe środki, aby utrzymać wodoszczelność kanału. Kształt kanału może się różnić, jednym z powszechnych przykładów jest kanał nieprzechodni (Rysunek 30)(AGFW, 2013).



Rysunek 30: Rurociąg podziemny, zdjęcie kanału nieprzechodniego typu T9/65 (AGFW, 2013) (po lewej) i rysunek zgodnie z DIN 18178 (AGFW, 1993) (po prawej)

Kanały nieprzechodnie składają się z dwóch części. Dolna część („płyta podstawowa”) jest wykonana z betonu przygotowanego na miejscu lub z betonu z dostarczonego z betoniarni, a górna część jest zazwyczaj prefabrykatem. Rurociągi te są z łożyskami na dnie i zadaszone. Ze względu na uwarunkowane konstrukcyjnie małe złącza, kanały te są mniej odpowiednie do gleby o dużej i wysokiej wodzie gruntowej (AGFW, 2013).

Tam, gdzie przestrzeń nie stanowi problemu, instalowane są rurociągi naziemne. Są one opłacalnym alternatywnym rozwiązaniem do realizacji sieci ciepłowniczych. Metody budowy

muszą uwzględniać wymagania urbanistyczne i ochrony krajobrazu. Rurociągi można montować na betonowych podstawach lub konstrukcjach stalowych. Dalsze opcje specyficznych wymagań lokalnych to konstrukcje wiszące lub mosty rurowe. W ten sposób rurociągi mogą być kierowane na przykład wzdłuż ulic. Rury wiszące można również przymocować do mostów. Chociaż instalacja rurociągów napowietrznych może być bardzo praktyczna, należy rozważyć jej raczej negatywny wygląd, zwłaszcza na obszarach miejskich i zamieszkałych (AGFW, 2013).

Rurociągi mogą być również instalowane jako wiszące rurociągi napowietrzne w budynkach (Rysunek 31). Tym samym osiągalne jest znaczne obniżenie kosztów budowy. Zwłaszcza w przypadku budynków, które są blisko siebie, odpowiednie mogą być rurociągi wewnątrz piwnic lub przez parkingi podziemne. Należy jednak wziąć pod uwagę statystykę budynku. Muszą być łatwo dostępne elementy sterujące, a przejście przez ścianę musi być dobrze zaplanowane (AGFW, 2013).

Na koniec należy wspomnieć, że w wielu systemach ciepłowniczych stosowane są różne rodzaje rur, ponieważ systemy często historycznie się zmieniały.



Rysunek 31: Przykłady naziemnych i napowietrznych rurociągów (Źródło: AGFW, 1987)

5.2.4 Opcje modernizacji systemu dystrybucji ciepła

Opcje modernizacji istniejącego rurociągu są dość ograniczone. W przypadku wykrycia lokalnego wycieku znaczne wysiłki muszą zostać podjęte w celu jego zlokalizowania i usunięcia, zwłaszcza w podziemnych rurociągach. W takim przypadku należy wykopać wykop. Najpopularniejszą opcją doposażenia, mającą na celu poprawę wydajności systemu, jest zastąpienie przestarzałej technologii najnowszą, która została również opisana w przykładach najlepszych praktyk projektu Upgrade DH (Upgrade DH, 2018a).

W ciągu ostatnich dziesięcioleci rozwinięto technologie systemów rurociągów i opracowano nowe technologie. Nowe rury mogą obniżyć koszty inwestycji, zmniejszyć straty ciepła i ryzyko awarii. Dlatego wymiana rur jest często stosowaną opcją modernizacji systemów ciepłowniczych.

Duński projekt (Renowacja energii z naciskiem na niskotemperaturowe ciepłownictwo w Albertslund; Upgrade DH, 2018a) pokazał, że w pewnych warunkach możliwe jest zainstalowanie całej nowej sieci bez odstawiania starych rurociągów. Dzięki temu możliwe było również obniżenie poziomów temperatury pracy sieci i umożliwienie niskotemperaturowego ciepłownictwa. Stąd straty ciepła w systemach zostały zredukowane dzięki nowym rurociągom, a także niższymi temperaturami. Zależy to jednak od norm krajowych, jeśli stare rury można pozostawić w ziemi, jak miało to miejsce w tym przykładzie.

Możliwość poprawy wydajności systemu dystrybucji polega na **zmniejszeniu zapotrzebowania na energię operacyjną**, które jest spowodowane głównie działaniem pomp do cyrkulacji wody przez system ciepłowniczy. Ich zużycia energii nie można całkowicie wyeliminować, ale kilka projektów wykazało znaczący potencjał w zakresie optymalizacji działania i ograniczenia zużycia energii elektrycznej do minimum. To minimum jest związane z minimalnym ciśnieniem zasilania. Poziomym ciśnieniem w punkcie systemu o najniższej wartości ciśnienia musi być wyższy lub równy wartości minimalnego ciśnienia zasilania, aby zagwarantować prawidłową pracę. Dzięki wyposażeniu w system SCADA oraz niezbędne przyrządy pomiarowe możliwe jest ciągłe kontrolowanie zmian poziomu ciśnienia w sieci, zgodnie z minimalnym wymaganym spadkiem ciśnienia. Dzięki systemowi SCADA i dodatkowo zaimplementowanym pompom VSD (sterownik zmiennej prędkości), możliwe jest zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby dystrybucji ciepła, bez obniżania bezpieczeństwa dostaw. Oprócz wdrożenia technologii nadzorujących, w zbiorze najlepszych praktyk i narzędzi (Upgrade DH, 2018c) można znaleźć ogólne podejście do „Dostosowania przepływu masy do rzeczywistych potrzeb/wymagań, w celu zaoszczędzenia energii pompowania i osiągnięcia niskich temperatur powrotu”.

Inną opcją modernizacji systemów dystrybucji ciepła jest **połączenie dwóch oddzielnych sieci ciepłowniczych**, jak wykazano w jednym z przykładów najlepszych praktyk Upgrade DH (Połączenie dwóch oddzielnych sieci ciepłowniczych we Włoszech; Upgrade DH, 2018a). Sieć dystrybucji została rozszerzona, aby osiągnąć wiele korzyści. Podłączono dwie oddzielne i niezależne sieci wraz z ich źródłami wytwarzania ciepła. Osiągnięte korzyści polegały na dywersyfikacji i ulepszeniu mieszanki paliwowej, zwiększeniu zużycia ciepła z zakładu przetwarzania odpadów na energię oraz pozyskaniu nowych klientów. Było to możliwe, ponieważ rurociąg, który został zainstalowany między dwiema sieciami, został skierowany przez obszar mieszkalny, z potencjalnymi nowymi konsumentami. Zaletę tę uwzględniono również podczas planowania projektu, wspieranego przez specjalne narzędzia programowe, tj. rozwiązanie Optit do optymalizacji rozwoju sieci. Zastosowane oprogramowanie do tych obliczeń, a także inne narzędzia i instrumenty do aktualizacji są opisane w Upgrade DH (2018c).

Monitorowanie wydajności i gromadzenie danych to środki modernizacyjne, których cele są średnio- lub długoterminowe. Ich oddziaływanie nie wpływa bezpośrednio na system, ale jest istotnym krokiem w kierunku trwałej poprawy systemów. Wdrożenie narzędzi programowych, systemów monitorowania, nadzoru i gromadzenia danych przyczynia się do identyfikacji słabych punktów systemu i inicjowania ciągłych działań modernizacyjnych. W tym celu obejmuje również identyfikację wadliwych komponentów, a tym samym planowanie strategii i środków utrzymania (Upgrade DH, 2018b).

5.3 Technologie wytwarzania ciepła

Ponieważ ogólna tendencja w sektorze energetycznym i związanej z nim polityce zmierza w kierunku 100% energii ze źródeł odnawialnych do 2050 r., środki modernizacyjne dotyczące wytwarzania ciepła są związane z integracją tych źródeł. Każdy zaawansowany proces planowania modernizacji powinien zatem zaplanować i opracować pełne przełączenie wytwarzania ciepła z istniejącej mieszanki na pełny zakres energii ze źródeł odnawialnych, nawet jeśli działania krótkoterminowe tylko częściowo zastąpią istniejące technologie. To planowanie strategiczne pozwoli na długoterminowe obniżenie kosztów, ponieważ wszystkie

zmiany techniczne są planowane z tym samym ogólnym celem, a zatem można uniknąć sprzeczności pod względem technicznym ze środkami krótkoterminowymi.

Na przykład, w strategii długoterminowej wycofanie wytwarzania energii z węgla i związane z tym wyłączenie elektrowni węglowych wymagać będą innych technologii, które zastąpią wytwarzanie ciepła dla ciepłownictwa. Ponieważ lokalizacja elektrowni węglowych została wybrana strategicznie w przeszłości zgodnie z potrzebami elektrowni węglowej, jest prawdopodobne, że lokalizacja ta nie jest najlepszym rozwiązaniem dla budowy nowych instalacji wytwarzania ciepła ze źródeł odnawialnych. Źródła energii odnawialnej, które mogą być znacznie mniejsze, mogą być zainstalowane w kilku zdecentralizowanych miejscach, a nie w pierwotnym miejscu elektrowni węglowej. W związku z tym, nawet w planowaniu krótkoterminowym, decyzja o instalacji tych urządzeń w miejscu ciepłowni węglowej może okazać się niewłaściwa mimo najniższego kosztu inwestycji. Zazwyczaj pociąga to za sobą konieczność zmian w systemie rurociągów, ponieważ sieć jest zaprojektowana dla scentralizowanego systemu wytwarzania ciepła. Ponadto, w niektórych przypadkach, istniejące węglowe elektrociepłownie mogłyby zostać zmodernizowane w taki sposób, aby zastąpić węgiel biomasą, a tym samym skorzystać z opracowanego już scentralizowanego systemu wytwarzania ciepła, jego rur i innych instalacji. Więcej opisano w rozdziale 5.3.3.

Ponadto w przypadku zmodernizowanych systemów ciepłowniczych powiązania między wytwarzaniem ciepła a dystrybucją i użytkowaniem ciepła są znacznie ważniejsze niż w przypadku starszych systemów ciepłowniczych. Na przykład integracja słonecznej energii cieplnej może być bardziej wydajna przy raczej niskotemperaturowych układach ciepłowniczych, chociaż integracja w wyższych temperaturach jest również ogólnie możliwa. Zatem zapotrzebowanie na ciepło i poziom temperatury w odbiornikach ciepła muszą być przewidziane wraz z planowaniem wytwarzania ciepła.

Kolejne rozdziały zawierają przegląd aktualnie dostępnych technologii energii odnawialnej i magazynowania ciepła, które można wykorzystać do stopniowego lub całkowitego przełączenia ciepłownictwa na systemy w pełni wykorzystujące odnawialne źródła energii. Rozdział 5.3.8 przedstawi wytyczne dotyczące dobierania odpowiedniego połączenia technologii w celu maksymalizacji korzyści.

5.3.1 Ocena istniejącej infrastruktury wytwarzania ciepła

Do oceny istniejącej infrastruktury wytwarzania ciepła bardzo ważne jest posiadanie **map ze wszystkimi obiektami wytwarzania ciepła** i dostępną siecią. Oprócz wszystkich miejsc wytwarzania mapy powinny zawierać wszystkie zainstalowane przepompownie w całym systemie. Dla instalacji wytwórczych powinny być dostępne wszystkie wejścia i wyjścia (cieplne i elektryczne) oraz oczywiście rodzaj paliwa i roczne zapotrzebowanie. Dzięki tym danym można ocenić warunki techniczne, na przykład wydajność cieplną i elektryczną każdego miejsca wytwarzania. Obliczone wydajności można następnie porównać z najnowocześniejszymi urządzeniami do wytwarzania ciepła i tym samym opisać parametry techniczne.

Ponadto ważne jest poznanie wieku istotnych elementów, takich jak kotły, turbiny, urządzenia do uzdatniania wody i pompy sieciowe. Biorąc pod uwagę dane dotyczące wydajności, dane o wieku, a także rzeczywiste koszty eksploatacji i konserwacji, możliwe jest opracowanie planu inwestycyjnego dla wytwarzania ciepła, zgodnie z potrzebami.

Magazynowanie ciepła pozwala na bardziej elastyczną pracę przy wytwarzaniu ciepła. Zwłaszcza jeśli źródła ciepła wytwarzają również energię elektryczną (EC), istotne mogą być zasobniki. W zależności od wielkości zasobnika ciepła elektrociepłownia nie musi pracować w czasach niskich cen energii elektrycznej, a zatem może zaoszczędzić pieniądze. W trakcie wyższych cen energii elektrycznej elektrociepłownia będzie pracować i akumulować nadwyżkę ciepła, podczas gdy reszta ciepła trafi bezpośrednio do systemu ciepłowniczego. Im bardziej zmieniają się ceny energii elektrycznej tym bardziej takie sposoby pracy stają się istotne.

Wielkość zasobnika i zapotrzebowanie na ciepło systemu ciepłowniczego określają czas pracy bez wykorzystania elektrociepłowni do dostarczania ciepła.

Zaopatrzenie w chłód z systemu ciepłowniczego jest odpowiednim sposobem zwiększenia zapotrzebowania na ciepło w okresie letnim, a tym samym zwiększenia rentowności. Zapotrzebowanie na ciepło do przygotowania ciepłej wody użytkowej w okresie letnim stanowi jedynie około 10-15% wartości maksymalnego zapotrzebowania w sezonie grzewczym. W związku z tym straty ciepła w okresie letnim rosną. Ponadto wiele elektrociepłowni pracuje z niższą wydajnością w porównaniu z sezonem zimowym, z powodu tylko częściowego obciążenia. W związku z tym każda nadwyżka ciepła sprzedawanego w okresie letnim poprawia rentowność.

Tymczasem na rynku dostępne są agregaty absorpcyjne, które mogą pracować ekonomicznie przy temperaturach zasilania około 80°C, co odzwierciedla regularną letnią temperaturę zasilania w większości systemów ciepłownicznych. Doświadczenie pokazuje, że lepiej jest sprzedawać ciepło do systemów chłodzenia na potrzeby centrów danych niż chłód do klimatyzacji.

Ważne jest, aby znać wielkość strat ciepła w systemie ciepłowniczym. Aby precyzyjnie określić **straty ciepła**, konieczne jest zmierzenie ilości wytworzonego ciepła (chłodu), a także ilość ciepła (chłodu) sprzedanego klientom. Najważniejsze jest to, że obie wartości muszą być mierzone bezpośrednio przez odpowiednie liczniki ciepła. Dowolny inny sposób określania sprzedawanego ciepła, np. liczonego przez m² powierzchni mieszkalnej, w tym kontekście nie jest poprawny. Aby określić straty ciepła należy w takim samym okresie zebrać dane z wytwarzania i sprzedaży ciepła. Oznacza to, że wartość „sprzedanego ciepła” musi być pobierana od wszystkich klientów w tym samym czasie.

Ponieważ środki modernizacyjne mogą uwzględniać przejście na energie odnawialne, ocena istniejącej infrastruktury wytwarzania ciepła powinna również zawierać szczegóły dotyczące **udziału energii ze źródeł odnawialnych** i związanych z nią skutków. Zapotrzebowanie na energię pierwotną pokazuje wartość zużytej energii pierwotnej. W porównaniu z ilością generowanego ciepła jest to istotny czynnik do dyskusji na temat ekologiczności systemu. Im mniejsza wartość, tym bardziej przyjazny dla środowiska jest system. Ale w tym przypadku należy wziąć pod uwagę pojemność systemu. Użycie współczynnika energii pierwotnej ułatwia porównanie systemów o różnych pojemnościach. Podobnie jak zapotrzebowanie na energię pierwotną, emisje gazów cieplarnianych są wskaźnikami przyjazności dla środowiska. Wszystkie gazy cieplarniane można przekształcić w ekwiwalenty CO₂ i skumulować, aby umożliwić porównanie. Ponadto podaż paliwa ilustruje zależność lub niezależność od innych krajów.

5.3.2 Integracja ciepła słonecznego

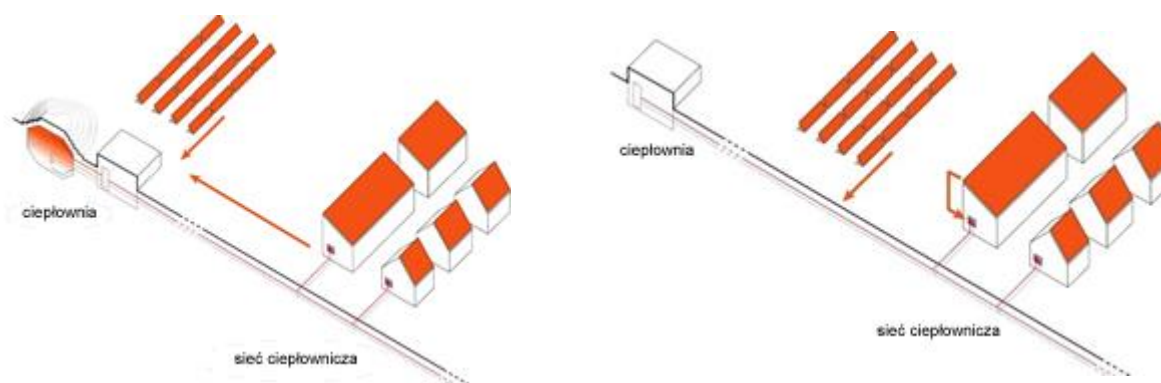
Kolektory słoneczne są powszechnie stosowane do przygotowywania ciepłej wody użytkowej i do wspierania systemów grzewczych, np. w indywidualnych systemach grzewczych w niemieckich gospodarstwach domowych. Technologia ta jest dobrze rozwinięta i charakteryzuje się wysokimi standardami. Nawet w klimatycznie chłodniejszych regionach kolektory słoneczne znajdują swoje zastosowanie. W Europie systemy kolektorów słonecznych zostały pomyślnie wdrożone już w ponad 200 sieciach ciepłownicznych o minimalnej mocy 700kW. Krótki przegląd techniczny kolektorów słonecznych dla małych sieci ciepłownicznych dostarcza Rutz i in. (2017).

Słoneczne instalacje ciepłownicze (SDH) składają się z dużych pól kolektorów słonecznych zasilających w wytwarzane ze słońca ciepło sieć ciepłowniczą. Pola kolektorów słonecznych są montowane na ziemi lub na dachach. Dla obecnie zainstalowanych największych systemów moce produkcyjne wynoszą do 100MW_{th}. Typowe udziały źródeł solarnych wynoszą do 20% całkowitego zapotrzebowania na ciepło i pozwalając na pełne pokrycia letniego zapotrzebowania sieci ciepłowniczej. Dzięki dużym zasobnikom ciepła, wykorzystywanym również do optymalizacji elektrociepłowni i zasilania w ciepło, można osiągnąć udziały energii

słonecznej nawet do 50%. Obecnie konkurencyjne ceny ciepła poniżej 50€/MWh osiągane są dzięki efektom skalowania i zoptymalizowanym systemom.

Solarne instalacje ciepłownicze znajdują zastosowanie w szerokiej gamie koncepcji i w bardzo różnych warunkach brzegowych. Główne różnice to:

- **Koncepcja integracji słonecznej energii cieplnej w ciepłownictwie:** integracja scentralizowana lub zdecentralizowana (Rysunek 32)
- **Rodzaj i wielkość sieci ciepłowniczych, w których są zintegrowane:** wahają się od małych dzielnic mieszkalnych lub wiosek po duże miasta jako obszary zaopatrzenia



Rysunek 32: Koncepcja integracji słonecznej energii cieplnej w ciepłownictwie: w centralnych systemach słonecznych instalacji ciepłowniczych, kolektory dostarczają ciepło do centralnej jednostki dystrybucji ciepła (po lewej), w zdecentralizowanych systemach (po prawej) kolektory słoneczne są umieszczane w odpowiednich miejscach i podłączane bezpośrednio do sieci ciepłowniczej (Źródła: Solites)

Ogrzewanie słoneczne dla dzielnic mieszkalnych

Lokalny system słonecznych instalacji ciepłowniczych jest dobrym rozwiązaniem na potrzeby ogrzewania odnowionych budynków lub nowych dzielnic miejskich. Zwykle, energia słoneczna wynosi do 20% całkowitego zapotrzebowania na ciepło, chociaż wprowadzenie sezonowej akumulacji może zwiększyć udział energii słonecznej nawet do 50%. Przykładem lokalnego systemu solarnego współpracującego z systemem ogrzewania biomasą z 680m² zintegrowanych z dachem kolektorów słonecznych jest dzielnica mieszkaniowa Vallda Heberg w Szwecji. System został zainstalowany w 2013 roku.



Rysunek 33: System słonecznych instalacji ciepłowniczych w dzielnicy mieszkalnej Vallda Heberg, Szwecja (źródło: Jan-Olof Dalenbäck)

Ogrzewanie słoneczne dla społeczności wiejskich

Ogrzewanie to może idealnie zapewnić ciepło małym wioskom i społecznościom. Systemy te dostarczające ciepło do miast i społeczności na wsi umożliwiają szybkie i kompleksowe przejście na lokalne zasoby odnawialne. W Büsingen w Niemczech system kolektorów o powierzchni 1090m² zapewnia całe obciążenie cieplne dla 100 budynków latem, zapobiegając nieekonomicznej eksploatacji kotła na biomasę. Ta sieć ciepłownicza działa od 2013 roku.



Rysunek 34: Ciepłownia z kolektorami słonecznymi w miejscowości Büsingen, Niemcy (Źródła: po lewej: Solites; po prawej: D. Rutz)

Ogrzewanie słoneczne dla obszarów miejskich i miast

Duże miejskie sieci ciepłownicze zazwyczaj dostarczają energię cieplną z połączonych systemów grzewczych i energetycznych, ciepłowni lub ciepła odpadowego z przemysłu. Pod warunkiem, że dostępna jest wystarczająca powierzchnia, integracja ogrzewania słonecznego jest jedną z możliwości zwiększenia udziału energii odnawialnej w większych systemach ciepłowniczych. Na przykład w Grazu ponad 16 500 m² kolektorów słonecznych doprowadza ciepło do miejskiej sieci i podsystemów w kilku lokalizacjach.



Rysunek 35: Pole kolektorów słonecznych w mieście Graz w Austrii, które zasila sieć ciepłownicza Graz (Źródła: lewe: SOLID; prawe: D. Rutz)

Inteligentne ogrzewanie miejskie

Duże elektrownie słoneczne można również łączyć z innymi technologiami do produkcji ciepła i energii. Dania ma kilka inteligentnych zakładów ciepłowniczych. Jeden z nich został zainstalowany w Gram i wyposażony jest w 44 800 m² kolektorów słonecznych, pompę ciepła, opalane gazem jednostki kogeneracyjne, kocioł elektrodowy i zapasowe kotły na paliwa kopalne. Magazyn energii cieplnej zakładu o pojemności 122 000 m³ pozwala na elastyczność w wykorzystaniu takich technologii wytwarzania energii w celu zrównoważenia wahań cen energii.



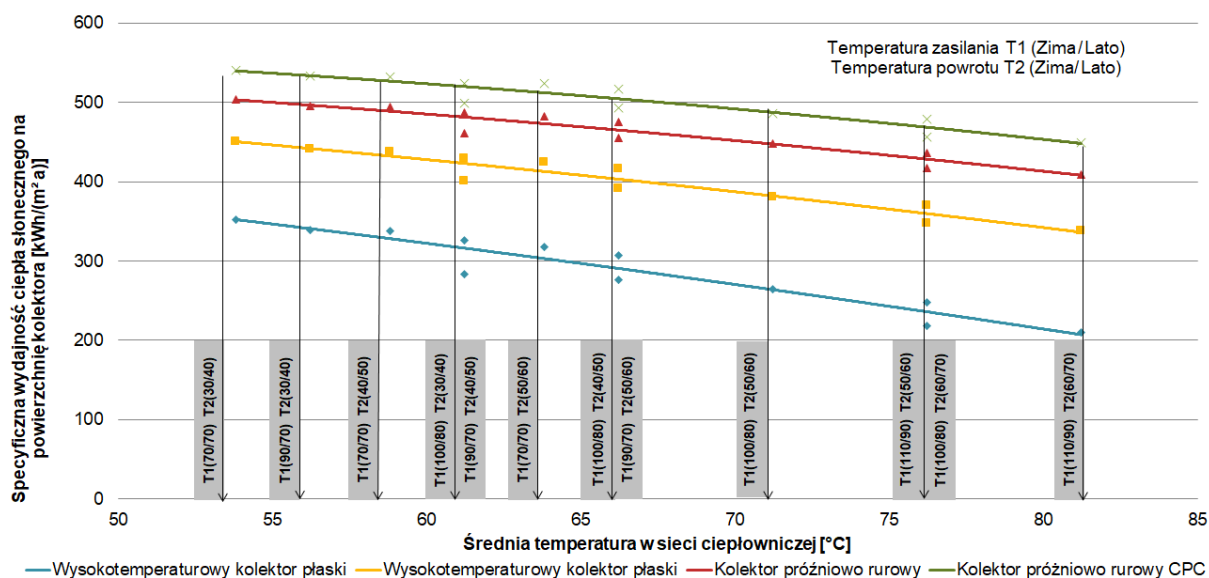
Rysunek 36: Pole kolektorów słonecznych w Gram w Danii, z sezonowym magazynowaniem energii cieplnej (Źródła: po lewej: Gram Fjernwärme, po prawej: D. Rutz) pit thermal energy

Ogólnie rzecz biorąc, wykorzystanie słonecznej energii cieplnej jest możliwe w wielu miejscach. Im bardziej na południe Europy, tym wyższe jest napromieniowanie, a zatem można wykorzystać wyższe moce energetyczne. Jednak w przypadku słonecznej energii cieplnej dostępność gruntów jest kwestią kluczową. Z zasady na jednym hektarze ziemi kolektory słoneczne mogą dostarczać do 2GWh ciepła rocznie. Jest to najbardziej skuteczny sposób na generowanie ciepła ze źródeł odnawialnych w kategoriach wymaganych gruntów, przykładowo uprawa roślin energetycznych wymaga więcej ziemi, aby zapewnić taką samą ilość energii. Jednak znalezienie i zagospodarowanie terenów dla dużych elektrowni słonecznych, które mogą być ściśle powiązane z systemem ciepłowniczym, pozostają głównym wyzwaniem dla projektantów, ponieważ konkurencja jest wysoka, zwłaszcza w rejonach miejskich. Aby sprostać temu wyzwaniu, w przypadku dużych projektów słonecznych instalacji ciepłowniczych powinno podjąć się następujące kroki:

- Analiza możliwych obszarów dotyczących aspektów politycznych i prawnych
- Angażowanie wszystkich zainteresowanych stron, w tym polityków i lokalnych obywateli
- Rozważenie ogólnej koncepcji ekologicznej obszaru dla pola z kolektorami

Kolejnym wyzwaniem dla słonecznych instalacji ciepłowniczych jest **sezonowość** i wahania pogodowe związane z gromadzeniem ciepła słonecznego. Więcej ciepła można zebrać latem, gdy napromieniowanie jest wysokie, natomiast zimą, w sezonie o największym zapotrzebowaniu na ciepło, promieniowanie jest niższe. Ponadto codzienna zmiana napromieniowania musi być zrównoważona. Wyzwanie to technicznie rozwiązuje się poprzez integrację różnych magazynów, co wyjaśniono w rozdziale 5.3.7.

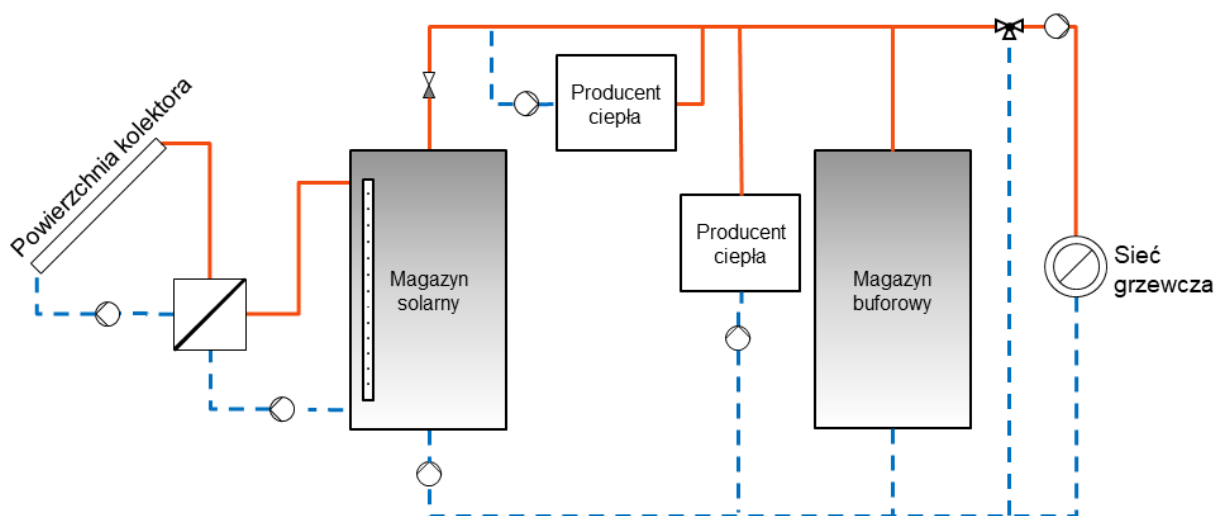
W zależności od ogólnej koncepcji ciepłownictwa, integracja ogrzewania słonecznego wymaga ponadto starannego rozważenia **poziomów temperatury** zasilania i powrotu. Ogólnie rzecz biorąc, im niższy jest poziom temperatury ciepłowniczej, tym bardziej efektywne może być bezpośrednie zintegrowanie ciepła słonecznego z systemem. Rysunek 37 pokazuje tę zależność w niemieckich warunkach pogodowych, przy różnych typach kolektorów i przy różnych temperaturach pracy sieci ciepłowniczej.



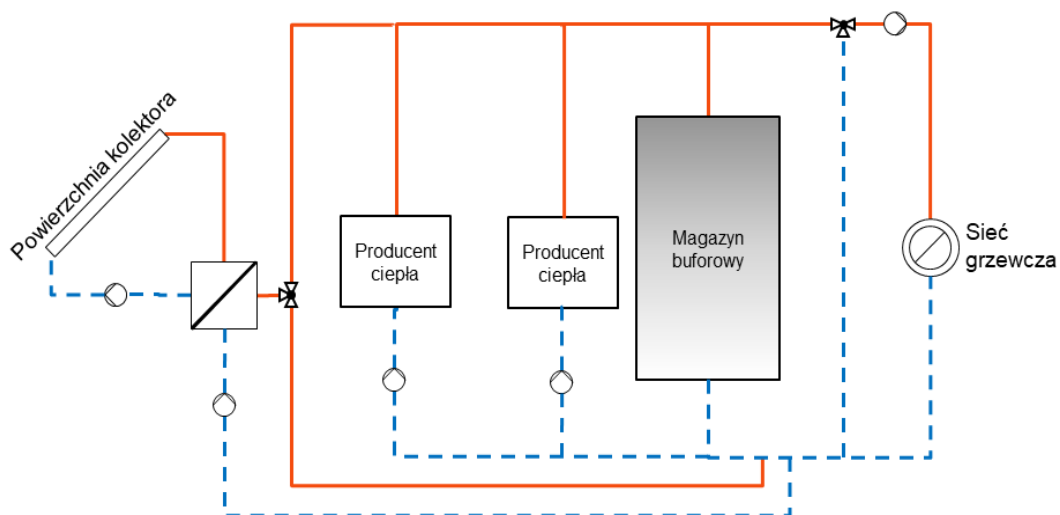
Rysunek 37: Specyficzna wydajność ciepła słonecznego na powierzchnię kolektora w porównaniu z temperaturami sieci ciepłowniczych i typami kolektorów (dane pogodowe dla południowych Niemiec) (Źródło: Solites)

Integracja instalacji solarnej musi być dobrze zaprojektowana, aby kolektory słoneczne mogły ogrzewać niskie temperatury powrotu sieci ciepłowniczej. Większość elektrowni słonecznych, które są zintegrowane z sieciami ogrzewania słonecznego, jest **centralnie połączona** z głównym źródłem ciepła. W tym przypadku elektrownia słoneczna może być zintegrowana równolegle lub szeregowo, jak pokazano na Rysunek 38 i Rysunek 39, w zależności od uzupełniających źródeł ciepła.

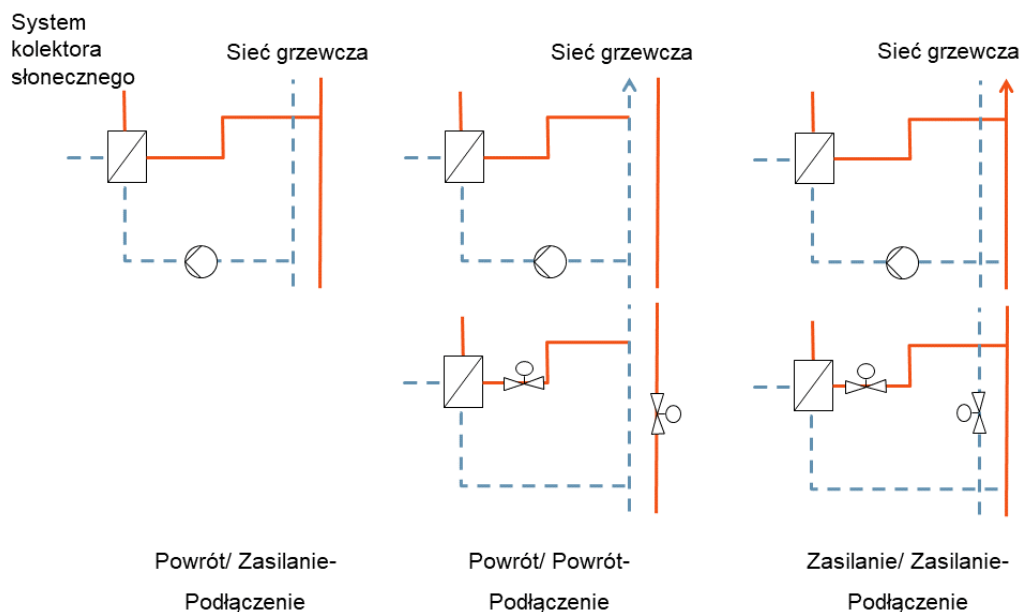
Zdecentralizowana integracja słonecznych instalacji ciepłowniczych może być wygodna w przypadku kilku mniejszych rozproszonych pól kolektorowych zasilających większe systemy ciepłownicze. W takim przypadku można zrealizować bezpośrednie podłączenie do sieci (bez przechowywania ciepła). W tym celu zostały opracowane odpowiednie stacje umożliwiające dostawę ciepła o stałej temperaturze, nawet w sytuacjach, gdy promieniowanie słoneczne jest silnie fluktuujące.



Rysunek 38: Połączenie szeregowych kolektorów słonecznych z siecią ciepłowniczą i chłodzącą za pomocą czujnika temperatury poza magazynem solarnym (źródło: SOLITES)



Rysunek 39: Podłączenie kolektorów słonecznych równolegle do sieci ciepłowniczej i chłodzącej w celu zwiększenia przepływu zwrotnego sieci ciepłowniczej (Źródło: SOLITES)



Rysunek 40: Trzy koncepcje zdecentralizowanego podłączenia energii słonecznej w systemy ciepłownicze z pompą (górny rząd) lub z regulowanymi zaworami (dolny rząd) (źródło: SOLITES)

5.3.3 Integracja ciepła z biomasy

Biomasa to **materia organiczna** tworzona przez bytowanie (ludzi i zwierzęta oraz ich odchody, materiał roślinny) lub niedawno żyjące organizmy. Gdy wykorzystuje się biomasę obejmuje ona również produkty wtórne, takie jak bioodpady, papier, produkty z drewna itp. Pierwotna materia organiczna jest wytwarzana przez fotosyntezę roślin, które pobierają CO₂ z atmosfery, wody i energię ze światła słonecznego, oraz budują związki oparte na węglu. Te związki węgla zawierają zmagazynowaną energię słoneczną, która może zostać uwolniona przez spalanie. Więcej informacji na temat wykorzystania biomasy w małych modułowych odnawialnych sieciach ogrzewania i chłodzenia dostępnych jest w podręczniku CoolHeating (Rutz et al. 2017).

Biomasa jest obecnie zdecydowanie **największym odnawialnym źródłem energii** w Unii Europejskiej. W 2012r. biomasa i odpady stanowiły około dwóch trzecich całego zużycia energii odnawialnej w UE. Aby skutecznie ograniczać emisję gazów cieplarnianych, biomasa musi być produkowana w sposób zrównoważony. Produkcja jej obejmuje łańcuch działań, od uprawy surowca po końcową konwersję energii. Każdy krok po drodze może stwarzać różne wyzwania związane ze zrównoważonym rozwojem, którymi należy zarządzać. (EC, 2019).

Komisja Europejska wydała niewiążące zalecenia w sprawie **kryteriów zrównoważonego rozwoju** dla biomasy (EC, 2019). Zalecenia te mają zastosowanie do instalacji energetycznych o mocy cieplnej lub elektrycznej co najmniej 1 MW. Oto one:

- zabraniają wykorzystywania biomasy z gruntów przekształconych z lasów i innych obszarów o wysokiej zawartości węgla, a także obszarów o dużej bioróżnorodności
- zadbać o to, aby biopaliwa emitowały co najmniej 35% mniej gazów cieplarnianych w trakcie ich cyklu życia (uprawa, przetwarzanie, transport itp.) w porównaniu z paliwami kopalnymi. W przypadku nowych instalacji wartość ta wzrasta do 50% w 2017 r. i 60% w 2018r.
- faworyzować krajowe systemy wsparcia dla biopaliw dla wysoce wydajnych instalacji
- zachęcać do monitorowania pochodzenia całej biomasy zużywanej w UE w celu zapewnienia ich zrównoważonego rozwoju.

W przypadku systemów ciepłowniczych wykorzystanie biomasy jest na ogół bardzo interesujące, ponieważ dostępnych jest wiele różnych opcji integracji biomasy w istniejących systemach. Jeśli chodzi o inne technologie odnawialnych źródeł energii, wybór technologii biomasy do modernizacji zależy od aktualnego stanu systemu, warunków ramowych i celów.

Biomasa charakteryzuje się wieloma różnymi źródłami surowców, technologiami i zastosowaniami. Umożliwia to integrację biomasy w wielu systemach ciepłowniczych, w zależności od potrzeb danego systemu. W przypadku większych systemów ciepłowniczych można wykorzystać następującą biomasę: odpady drewna wielkogabarytowego (meble, z różnych konstrukcji, malowane drewno itp.), pył drzewny, wióry drzewne z lasów (pozostałości, drewno energetyczne), wióry drzewne z zagajników o krótkiej rotacji², pelety przemysłowe (pelety drzewne, granulki biomasy mieszanej), biomasa torfikowana, biometan (z fermentacji beztlenowej bioodpadów) i olej pirolityczny. Kluczowym wyzwaniem dla wykorzystania biomasy, zwłaszcza dla większych i scentralizowanych zakładów, jest logistyka biomasy. Dlatego też nowe podejścia, takie jak stosowanie pośrednich nośników bioenergii (biomasa biomedyczna, biometan, pelety, biometan) są bardzo interesujące, ponieważ zmniejszają problemy logistyczne.



Rysunek 41: Typowe rodzaje surowca biomasy do stosowania w ciepłownictwie: wióry drzewne, pelety, granulki, olej pirolityczny (od lewej górnej do prawej dolnej) (Źródła: D. Rutz)

Chociaż biomasa jest odnawialnym i ważnym źródłem energii, w przyszłych systemach ciepłowniczych należy również uwzględnić inne technologie odnawialnej energii w celu **zmniejszenia ilości udziału biomasy**. Jest to ważne ze względu na rosnącą konkurencję o biomasę w zakresie energii, żywności, pasz i innych produktów, co jest związane ze zwiększoną konkurencją w zakresie użytkowania gruntów.

² Więcej informacji można znaleźć Rutz i in. (2015) „Sustainable Short Rotation Coppice - A Handbook” na https://www.srcplus.eu/images/Handbook_SRCplus.pdf

Stosowane są dwa bardzo różne podejścia do modernizacji systemów ciepłowniczych z biomasą, a mianowicie instalacja nowych kotłów opalanych biomasą i elektrociepłowni lub zastąpienie instalacji paliw kopalnych instalacjami na biomasę.

W pierwszym podejściu, instalacja **nowych kotłów opalanych biomasą lub jednostek elektrociepłowniczych**. System wytwarzania ciepła pozwala na maksymalną elastyczność w doborze odpowiednich technologii, ponieważ stanowi całkowicie nową instalację. Nowe instalacje są idealnie zlokalizowane w pobliżu odbiorników ciepła, aby zminimalizować ilość rurociągów. Może też mieć sens instalowanie kilku urządzeń w różnych miejscach. W większości przypadków wybrana technologia będzie składać się z jednego lub kilku mniejszych kotłów na wióry drzewne lub elektrociepłowni na wióry drzewne wraz z gazyfikacją, cyklem parowym lub technologiami ORC. Z punktu widzenia ochrony środowiska, całkowicie nowa instalacja może być najlepszym rozwiązaniem. Należy jednak znaleźć nowe lokalizacje jednostek, które mogą stanowić wyzwanie dla projektów bioenergetycznych. Ponadto początkowy koszt inwestycji może być wyższy niż w przypadku zastąpienia instalacji paliw kopalnych instalacjami na biomasę.

W drugim podejściu status dużej scentralizowanej elektrowni pozostaje taki sam, a biomasa jest wykorzystywana albo jako **całkowite zastąpienie** oryginalnego paliwa, albo na zasadzie **współspalania**. Ostatecznym celem jest całkowite zastąpienie systemów energii kopalnej biomasą lub innymi energiami odnawialnymi. Jednak, niektóre firmy mogą zdecydować się na współspalanie jako rozwiązanie pośrednie, aby osiągnąć ten cel.

Współspalanie to spalanie oryginalnego paliwa z biomasą w tym samym czasie i w tym samym miejscu (ale niekoniecznie w tej samej instalacji). Współspalanie można przeprowadzić bezpośrednio (w tej samej komorze spalania), pośrednio (po obróbce wstępnej) lub równoległe (oddzielne spalanie).

Bezpośrednie współspalanie biomasy jest stosunkowo proste i opłacalne, ale jest bardziej wrażliwe na zmiany jakości paliwa i niejednorodności. Problemy techniczne mogą ograniczać udział spalania biomasy. Zwykle może wzrosnąć ilość osadzającego się popiołu, zanieczyszczenia, zużycie i korozja. Może to prowadzić do skrócenia żywotności urządzeń, które są w bezpośrednim kontakcie z gazami spalinowymi, takimi jak przegrzewacze, wymienniki ciepła, selektywna redukcja katalityczna (SCR) itp. Systemy bezpośredniego współspalania obejmują różne rozwiązania technologiczne:

- *Wspólny przemiał*: mieszanie węgla i biomasy, łączny przemiał w oryginalnym systemie i wtryskiwanie przez palniki węglowe lub system podawania.
- *Wspólne zasilanie*: oddzielny przemiał węgla i biomasy, oraz włączenie zmielonej biomasy do głównego zasilania.
- *Palnik połączony*: kombinowany: biomasa i węgiel są mielone oddzielnie i transportowane do palnika, gdzie węgiel wykorzystuje oryginalne porty, a biomasa wykorzystuje nowe porty lub nieużywane kanały. W tym przypadku, chociaż podawanie nie wiąże się z fizycznym mieszaniem paliwa, etapy spalania odbywają się jednocześnie i mają podobną aerodynamikę do oryginalnego projektu.
- *Nowe palniki*: paliwa są współspalane przy użyciu niezależnych linii dostarczania. Węgiel jest podawany przez oryginalny system wtrysku, podczas gdy biomasa jest transportowana do specjalnych dedykowanych palników lub portów wlotowych przenikających do komory spalania. Nowe palniki (systemy wtryskowe) mogą zastąpić dawne palniki węglowe lub mogą być zainstalowane w nowych pozycjach w komorze spalania. Opcja ta może obejmować zastosowanie różnych systemów spalania.

Głównymi systemami **pośredniego współspalania** są:

- *Oddzielne spalanie*: spalanie biomasy w oddzielnym kotle lub systemie i wprowadzenie gazów spalinowych za sekcją promiennikową pierwotnego kotła.

- *Połączona instalacja*: oddzielne spalanie w nowym kotle specjalnie zaprojektowanym i zbudowanym do opalania biomasą. Oryginalny i nowy system łączy obiegi płynu grzewczego. Gazy spalinowe nie są mieszane, a spaliny muszą być traktowane oddzielnie.
- *Systemy zgazowania*: biomasa jest przekształcana w gaz (o wartości opałowej) za pomocą generatora gazu. Powstały gaz syntezowy jest albo bezpośrednio, albo z poprzednią obróbką, wtryskiwany do oryginalnej komory spalania lub kotła poprzez nowe dedykowane kanały.
- *Piroliza*: biomasa jest przekształcana w mieszaninę gazu, bioolejów i zwęglona za pomocą pirolizy. Frakcje mogą być rozdzielane i wprowadzane do kotła w różnych miejscach.

W elektrowni lub elektrociepłowni często używane są różne kotły. Pozwala to na bardziej elastyczne działanie całego „zakładu” i zmniejsza ryzyko (np. awarii, częstych napraw). Jeśli stosuje się kilka jednostek elektrociepłowniczych lub kotłów, biomasę można współspalać różnymi środkami w różnych jednostkach, zwanych również **współspalaniem równoległym**.

Podsumowując, zaletą bezpośredniego współspalania jest niski CAPEX, ale można stosować tylko niewielki procent biomasy (mniej niż 20%). Zaletą pośredniego współspalania jest to, że można wykorzystać wyższe udziały biomasy (do 50%) podczas, gdy CAPEX może być wyższy. Równoległe współspalanie jest najbardziej elastycznym rozwiązaniem podczas pracy.

Przemysł węglowy ma już duże doświadczenie we współspalaniu biomasy, ze względu na stosunkowo niskie wymagania w zakresie nakładów inwestycyjnych, skalowalne rozwiązania i wiele opcji współspalania. IEA Bioenergy Task 32 prowadzi bazę danych zawierającą 150 inicjatyw współspalania. Istotnym przykładem jest elektrownia Drax - jedna z największych w Europie - w większości opalana biomasą. Jednak w przyszłości oczekuje się, że zostaną wprowadzone bardziej kompletne modernizacje (pełna konwersja).



Rysunek 42: Elektrociepłownia w Salcininkai na Litwie, w której kocioł na biomasę (5 MWth) zastąpił jedną z trzech jednostek kogeneracyjnych na gaz ziemny. Pozostałe dwie gazowe jednostki kogeneracyjne mają moc 3,5 MWth i 6 MWth (Źródła: D. Rutz)



Rysunek 43: Elektrociepłownia Ena Energie w Enköping wykorzystująca wióry drzewne z odpadów drzewnych (po prawej) i zagajniki o krótkiej rotacji (Źródła: D. Rutz)



Rysunek 44: Elektrociepłownia opalana wiórami drzewnymi i turbina parowa Stadtwerke Augsburg Energie GmbH w Niemczech (wydajność: 80 000 t/wióry drzewne; 7,8 MW_{el}; 15 MW_{th}) (źródła: D.Rutz)

5.3.4 Integracja ciepła geotermalnego

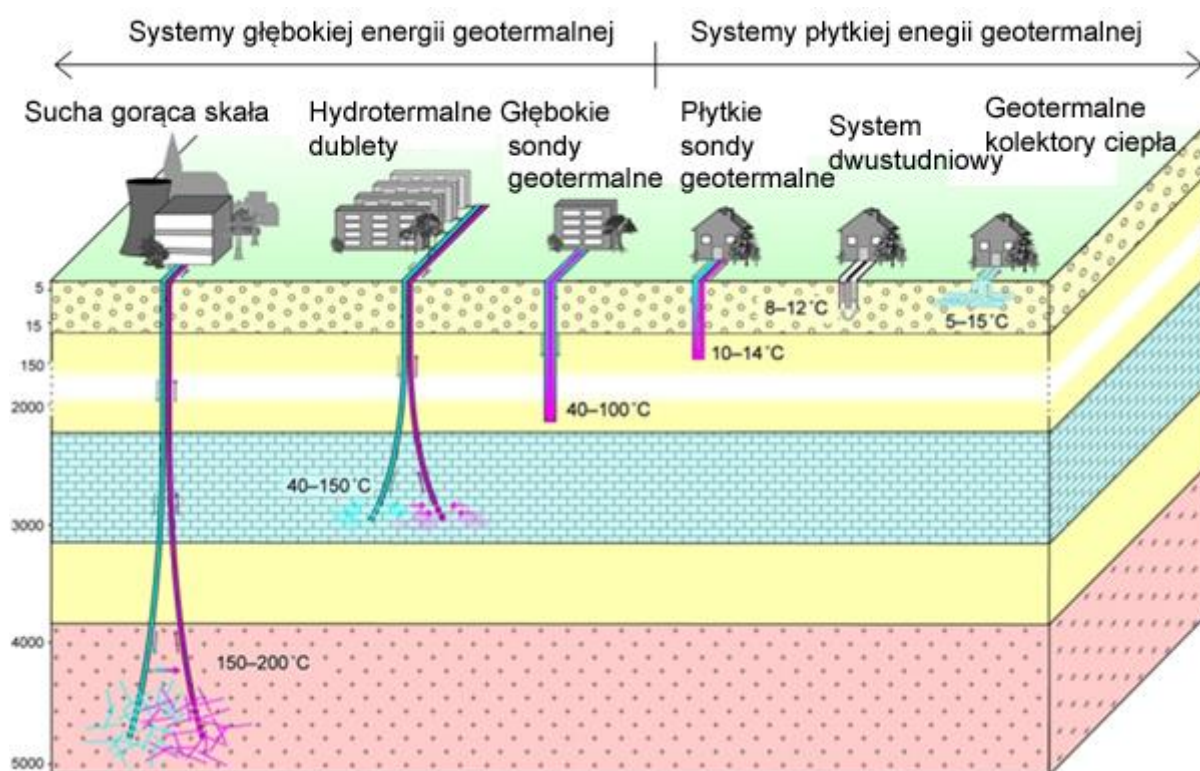
Energia geotermalna to energia zmagazynowana w postaci ciepła pod powierzchnią ziemi. W zależności od głębokości energia geotermalna może być podzielona na dwa sektory, płytką energię geotermalną i głęboką energię geotermalną. Najbardziej powszechne systemy użytkowania dla płytkiej i głębokiej energii są pokazane w na Rysunek 45.

Płytką energią geotermalną opisuje wykorzystanie ciepła geotermalnego do głębokości około 400m przez studnie, kolektory i sondy geotermalne. Energia ta może być wykorzystywana do ogrzewania budynków, jak również do chłodzenia za pomocą niskotemperaturowej sieci ciepłowniczej i potencjalnie odwracalnego systemu pompy ciepła.

Głęboką energią geotermalną odnosi się do termicznego wykorzystania podziemnej energii z głębokości 400m i głębszej. Energia ta może być wykorzystywana w systemach otwartych (duplety petrotermalne i hydrotermalne), jak również w systemach zamkniętych (głębokie sondy geotermalne). Głębokie sondy geotermalne mają tę zaletę polegającą na niezależności od lokalizacji bez ryzyka eksploracji, ale zazwyczaj są one opłacalne tylko wtedy, gdy odwiert już istnieje. Decydującą zaletą systemów otwartych jest znacznie wyższa wydajność cieplna (moc cieplna około 1 do ponad 50 MW_{th}) w porównaniu z systemami zamkniętymi (maks. kilkaset kW_{th}). Ze względu na duże zapotrzebowanie na energię otwarte systemy geotermalne są dobrze dostosowane do systemów ciepłowniczych. W przypadku systemów otwartych energia cieplna jest dostarczana albo przez produkcję już istniejącej głęboko wody termalnej (systemy hydrotermalne), albo przez sztucznie wytworzone wymienniki ciepła w suchej gorącej skale (systemy petrotermalne). Woda termalna jest pompowana na powierzchnię

przez studnię produkcyjną, gdzie część jej energii cieplnej jest wydobywana przez wymiennik ciepła. Po odzyskaniu ciepła woda termalna jest zwykle pompowana z powrotem do gruntu przez studnię wtryskową. Głównie te dublety geotermalne są wiercone w odchyleniu od jednego miejsca wiercenia. Typowe głębokości odwiertów mieszczą się w zakresie od 2000 do 4000m. W zależności od systemu geotermalnego (geologia, hydrologia i aspekty operacyjne) można zastosować kombinację kilku studni produkcyjnych i/lub studni wtryskowych.

Oprócz celów grzewczych w sieciach ciepłowniczych, głęboka energia geotermalna może być również wykorzystywana do **wytwarzania energii elektrycznej**. Elektrownie geotermalne wymagają minimalnej temperatury źródła ciepła około 100°C, a także wystarczających przepływów wody termalnej. Jednak wydajność procesu wytwarzania energii wynosi tylko około 10% dla tych niskich temperatur źródła ciepła.



Rysunek 45: Różne rodzaje zużycia energii geotermalnej (na podstawie: Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2016)

Potencjał geotermalny silnie zależy od lokalnej geologii i hydrogeologii. W związku z tym na obszary o najwyższym potencjale geotermalnym mają wpływ warunki geologiczne Europy (Rysunek 46). Wysokie zasoby entalpii są związane z aktywnymi obszarami wulkanicznymi, takimi jak Islandia, Turcja i Włochy. Systemy średniej entalpii, związane z wysokotemperaturowymi termicznymi wodami gruntowymi w basenach sedymentacyjnych, występują w różnych warunkach geologicznych, np. basen Molasse w północnej części Alp. Geotermalne systemy ciepłownicze budowano głównie w regionach o korzystnych warunkach geotermalnych i zasobach o wysokiej temperaturze.

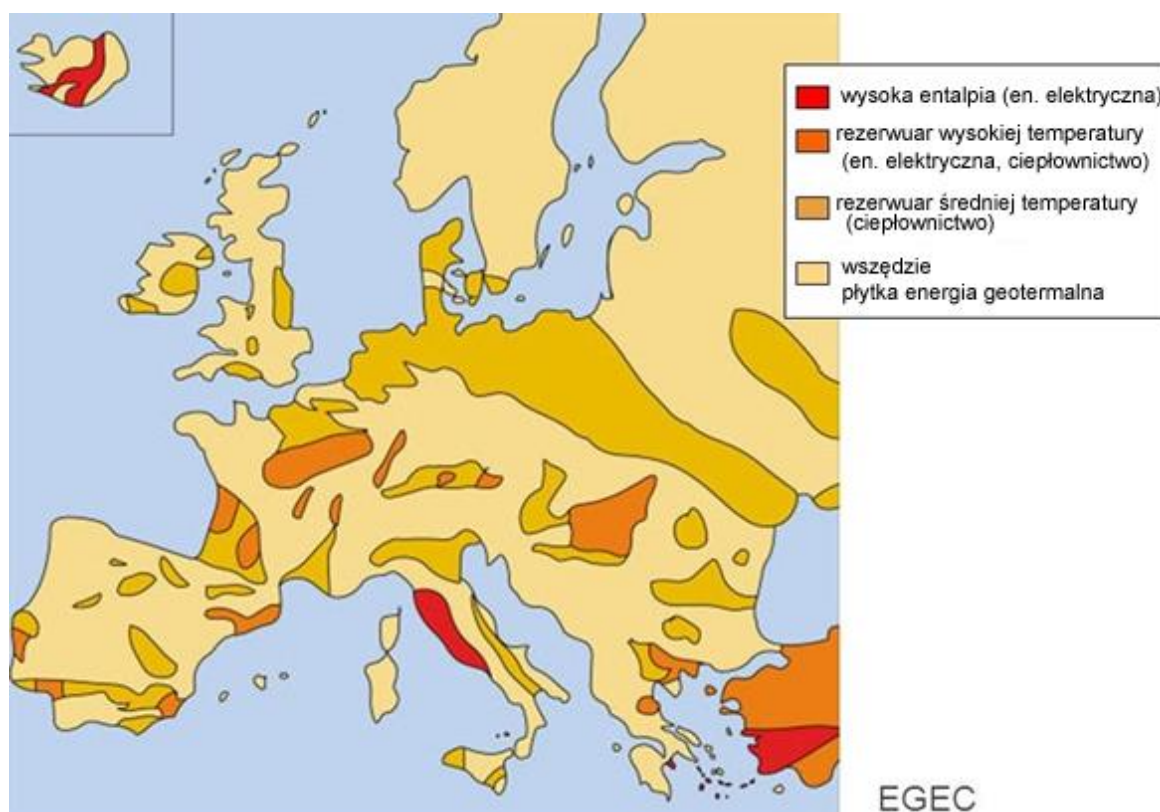
Interaktywna mapa GeoDH³ zawiera przegląd oceny zasobów geotermalnych i podkreśla obszary, w których istnieje potencjał ciepłownictwa geotermalnego. Na podstawie informacji dotyczących danych geologicznych, już działających systemów ciepłowniczych i

³ https://map.mbfsz.gov.hu/geo_DH/

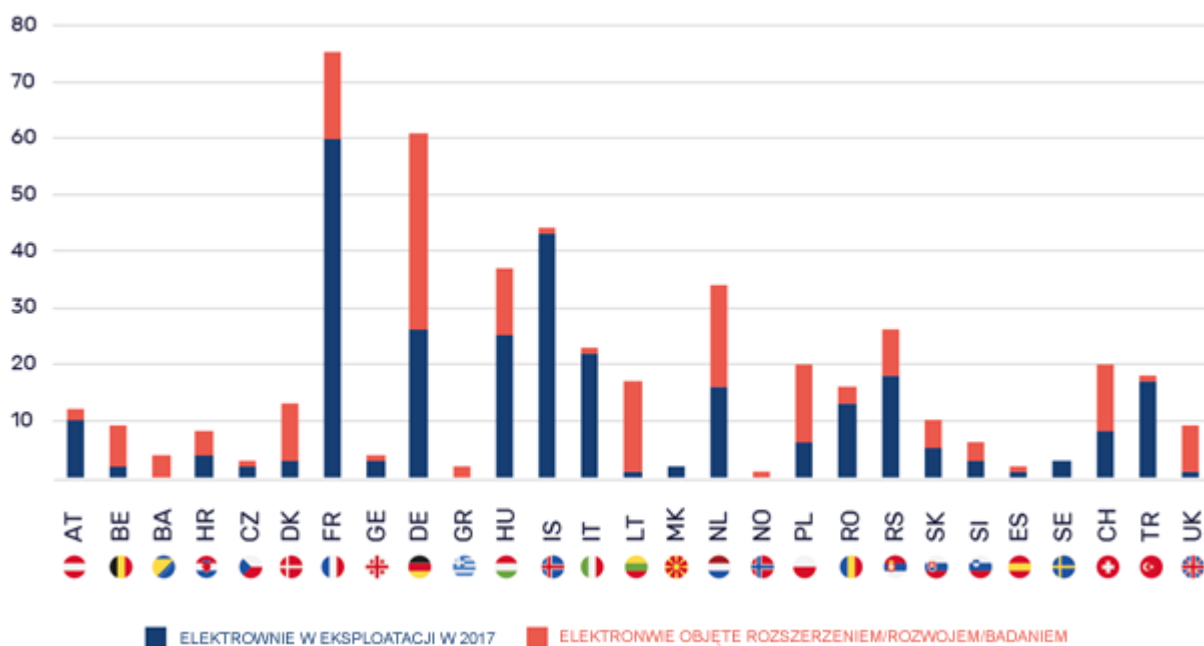
zapotrzebowania na ciepło, pokazuje potencjał w 14 krajach europejskich (Włochy, Francja, Niemcy, Holandia, Irlandia, Wielka Brytania, Słowacja, Słowenia, Czechy, Rumunia, Bułgaria, Polska, Dania i Węgry) (GeoDH, 2014).

Zastosowanie głębokiej energii geotermalnej w systemach ciepłowniczych wymaga zbieżności wysokiego potencjału geotermalnego i dużego zapotrzebowania na ciepło.

W 2017 roku energia geotermalna stanowiła moc $4,9\text{MW}_{\text{th}}$, a łączna roczna produkcja ciepła $11,7\text{GWh}_{\text{th}}$ w całej Europie. Średnia roczna stopa wzrostu w ostatnich latach wynosiła około 10%. Do końca 2017r. liczba działających zakładów wynosiła 294 (Rysunek 47).



Rysunek 46: Uproszczony przegląd potencjału geotermalnego w Europie (źródło: EGENC, 2014)



Rysunek 47: Liczba elektrowni geotermalnych w eksploatacji i objętych rozszerzeniem/rozwojem/badaniem według kraju europejskiego (źródło: EGEC, 2018)

Zakres temperatur głębokich zasobów geotermalnych jest bardzo szeroki. Systemy o wysokiej entalpii mogą osiągnąć temperatury szczytowe $>180^{\circ}\text{C}$ (Arnórsson, 1995). Tak więc wydaje się możliwe zasilenie nawet sieci ciepłowniczych drugiej generacji za pomocą tych źródeł, a przynajmniej wykorzystanie ich do podniesienia temperatury powrotu sieci (Sandrock i in., 2019).

Jeśli jest to wymagane, ze względu na niewystarczające temperatury zbiornika lub wysokie temperatury wlotowe sieci grzewczej, temperaturę można podnieść do wymaganego poziomu temperatury za pomocą pomp ciepła.

Głęboko otwarte systemy geotermalne to systemy ogrzewania o zerowej emisji, które bardzo dobrze nadają się do zastosowań przy obciążeniu podstawowym w systemach ciepłowniczych. Aby skutecznie zrealizować taki system, należy zwrócić uwagę na pewne **szczególne aspekty**.

Jeśli sieć ciepłownicza jest już dostępna, główny koszt inwestycyjny głębokiego systemu geotermalnego jest spowodowany wierceniami. Ponieważ istnieje wiele zagrożeń podczas prac wiertniczych, a także ryzyko niewystarczających przepływów lub temperatur zasobów geotermalnych, zaleca się zawarcie ubezpieczenia od ryzyka geotermalnego.

Najczęstsze problemy techniczne w wykorzystaniu ciepła geotermalnego związane są z chemią płynów geotermalnych, które czasami zawierają znaczne stężenia minerałów i gazów, które mogą powodować tworzenie się kamienia, oraz korozję w studniach i instalacjach powierzchniowych, przez które przepływają te płyny (Gunnlaugsson i in., 2014). Aby zapobiec takim problemom, należy podjąć odpowiednie środki, takie jak dobór odpowiednich materiałów i komponentów. Bardzo ważnym elementem jest elektryczna pompa głębinowa, która jest używana w studniach.

5.3.5 Integracja nadmiaru ciepła

Zgodnie z analizą projektu STRATEGO⁴ finansowanego przez UE, 2 943 PJ nadmiaru ciepła (z wyłączeniem ciepła z wytwarzania energii cieplnej) w 2010 r. zostało uwolnione przez 1 222 rozpatrywane obiekty w Europie (Persson 2015). To nadmierne ciepło mogłoby teoretycznie

⁴ <http://stratego-project.eu/>

dostarczyć ponad 30% energii zużywanej na ogrzewanie pomieszczeń i zapotrzebowanie na ciepłą wodę w prywatnych gospodarstwach domowych, co odpowiada 9 349 PJ w 2016 r. (KE, 2018d).

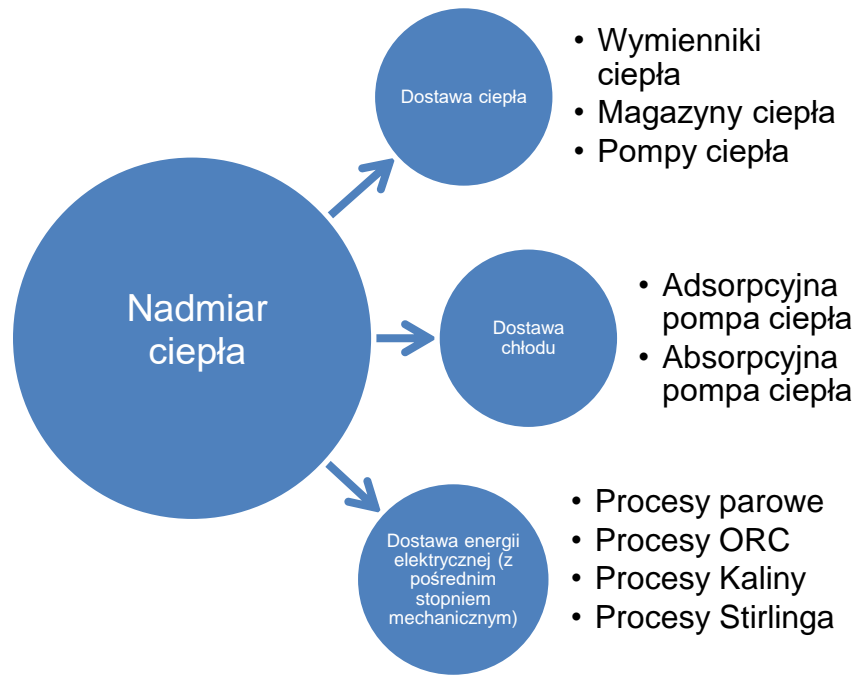
Nadmiar ciepła można scharakteryzować na podstawie poziomów temperatury, ilości energii, sektora przemysłu i procesów, jego wizerunku lub sposobu jego wykorzystania. W tym podręczniku przyjrzymy się bliżej tematowi nadmiaru ciepła przemysłowego i na dwóch przykładach skupiających się na nadwyżce ciepła w niskiej temperaturze.

Zasadniczo nadmiar ciepła może być wykorzystywany na różne sposoby, klasyfikowany do zastosowań wewnętrznych w procesie, do użytku wewnętrznego w zakładzie i do użytku zewnętrznego. Użytkowanie zewnętrzne może być poza firmą, ale nadal w bliskiej odległości lub w innej lokalizacji, np. w systemie ciepłowniczym. Na tej ostatniej będzie się tutaj koncentrować.

Istnieje szereg czynników wpływających na możliwe wykorzystanie nadmiaru ciepła, które należy wziąć pod uwagę (Hirzel i in., 2013):

- **Ilość energii:** zależy ona od pojemności cieplnej medium, które może być użyte, oraz ilości przepływu, jak również różnicy temperatur między dostarczoną energią i minimalną wymaganą temperaturą.
- **Poziom temperatury:** im wyższy poziom temperatury nadmiaru ciepła, tym łatwiej można go stosować w innych, różnych procesach. Jeśli różnica temperatur między źródłem ciepła a grzejnikiem jest większa, wymiary wymienników ciepła można zmniejszyć.
- **Skład i rodzaj:** (właściwości gazowe/płynne/stale i chemiczne): Do wyboru składników jak np. wymienniki ciepła, zawory i rury należy uwzględnić skład i rodzaj czynnika, który przenosi nadmiar ciepła. Korozyjne części nośnika mogą radykalnie skrócić żywotność komponentów. Aby tego uniknąć np. kondensacja cieczy powodujących korozję może wymagać utrzymania minimalnej temperatury źródła ciepła. W przypadku gazu ziemnego minimalną temperaturę określa się na 120°C. Poza tym niektóre płyny mogą nieść ryzyko osadzania kamienia, co zmniejsza przepływ, a także wydajność wymienników ciepła i innych komponentów.
- **Rozpoznawalność:** Nadmiar ciepła może być oparty na promieniowaniu lub konwekcji, która jest trudniejsza w użyciu niż w przypadku, gdy energia jest związana w płynie.
- **Równoczesność:** Idealnie jest, gdy nadmiar ciepła pojawia się w czasie zapotrzebowania na ciepło. W przeciwnym razie jedynie magazyny ciepła mogą pomóc zrównoważyć podaż i popyt.
- **Czas trwania:** Z jednej strony gęstość nadmiaru ciepła w ciągu roku musi być jasna. Im bardziej długotrwałe, ciągłe będzie ciepło, tym szybciej inwestycja się zamortyzuje. Z drugiej strony, w przypadku użycia zewnętrznego na przykład ciepłownictwa należy uzgodnić, jak długo można zapewnić i wykorzystać dostęp ciepła, oraz w jaki sposób należy postępować ze zmianami.
- **Odległość:** Jeśli źródło ciepła i odbiornik są blisko siebie, inwestycje w infrastrukturę i straty ciepła będą niższe.

Rysunek 48 pokazuje różne zastosowania nadmiaru ciepła i jaką technologię można wykorzystać do zbierania energii.



Rysunek 48: Wykorzystanie nadmiaru ciepła i odpowiedniego sprzętu (w oparciu o Hirzel et. al., 2013)

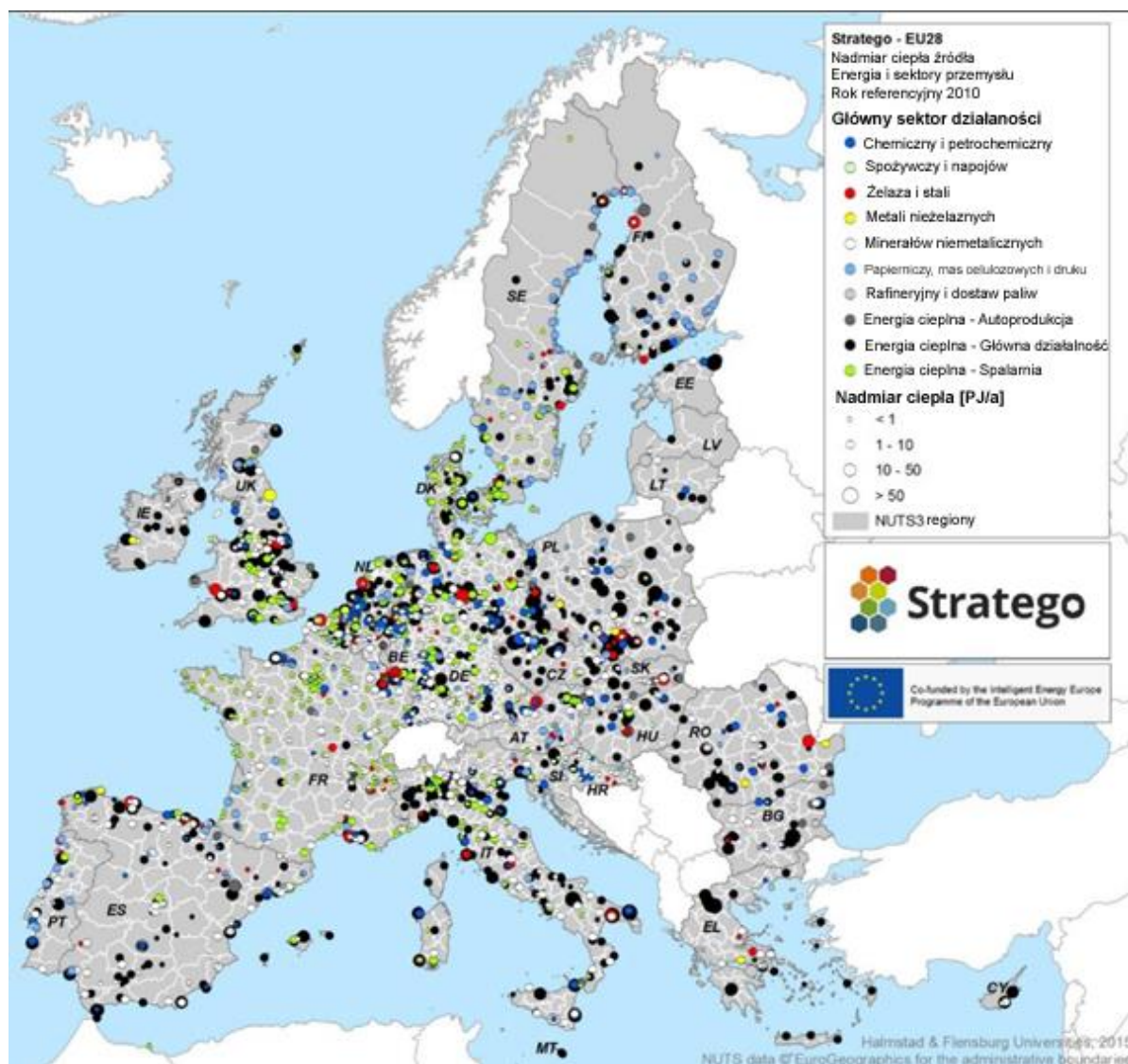
Nadmiar ciepła przemysłowego

Nadmiar ciepła przemysłowego może mieć bardzo różne cechy, odnosząc się do wyżej wyjaśnionych czynników wpływających. Zaletą nadmiaru ciepła przemysłowego jest to, że często występuje on w dużych ilościach, a częściowo w wysokich temperaturach.

W ramach projektu STRATEGO oceniono różne sektory, aby oszacować teoretyczny nadmiar ciepła użytkowego w Europie, koncentrując się na sektorach przemysłowych. Analizowane sektory to: chemiczny, petrochemiczny, spożywczy oraz napojów, rafineryjny i dostaw paliw, sektor żelaza i stali, metali nieżelaznych, minerałów niemetalicznych, sektor papierniczy, mas celulozowych i druku.

W ramach tych kategorii dostawy paliwa i rafinerie stanowią 1 059 PJ (36%) nadmiaru ciepła. Według Perssona i in. (2014), większość nadmiaru ciepła znajduje się w pobliżu większych miast, a więc blisko obszarów o dużym zapotrzebowaniu na ciepło.

Rysunek 49 daje przegląd zakładów i obiektów w Europie, które zostały uwzględnione w statystykach. Oprócz ogólnego przeglądu można zauważyć, że niektóre gałęzie przemysłu nie istnieją we wszystkich krajach.



Rysunek 49: Mapowanie różnych źródeł nadmiaru ciepła pochodzącego z przemysłu w krajach UE-28 z projektu STRATEGO (źródło: STRATEGO project)

Jak wskazuje mapa projektu STRATEGO, wiele zakładów hutniczych żelaza i stali może jeszcze poprawić swoją wydajność poprzez zmniejszenie nadmiaru ciepła. Li i in. (2016) przeanalizowali potencjał włączenia nadmiaru ciepła z dwóch różnych hut w Chinach do systemu ciepłowniczego.

W danym przypadku zlokalizowano trzy nadmiarowe źródła ciepła:

- 1) Woda do płukania żużla wielkich pieców (<math>< 100^{\circ}\text{C}</math>)
- 2) Woda chłodząca wielkie piece ($35\text{-}45^{\circ}\text{C}$)
- 3) Niskociśnieniowa mieszanina para nasyconej (143°C)

Aby osiągnąć wymagane temperatury dla sieci ciepłowniczey, wybrano kaskadowe ogrzewanie wody. W pierwszym etapie ciepło jest wykorzystywane z wody płuczającej żużel i niskociśnieniowej pary nasyconej. Na tym etapie woda ciepłownicza osiąga około 67°C. W drugim etapie absorpcyjne pompy ciepła wykorzystują wodę chłodzącą do dalszego zwiększenia temperatury wody ciepłowniczej do 75°C. Dodatkowo jako trzeci stopień, w węzłach wykorzystywane są absorpcyjne pompy ciepła, aby zmniejszyć temperaturę przepływu powrotu do 30°C.

Ogólną trudnością w tym przypadku jest zmienne obciążenie sieci ciepłowniczej, która jest wyłączona w miesiącach letnich. Dlatego latem żadna rozsądna ilość ciepła nie może być wykorzystywana. Niemniej jednak, w przypadku całkowitej finalizacji projektu, obie huty mogłyby dostarczyć 2,35 PJ ciepła dla pobliskiego miasta.

Niskotemperaturowy nadmiar ciepła

Integracja nadmiaru ciepła z systemami ciepłowniczymi ma duży potencjał w miastach. Jak pokazują dwa przykłady w tym rozdziale, szczególnie źródła o niskiej temperaturze w zakresie 20-40°C są w wielu miejscach dostępne.

W przeciwieństwie do nadmiaru ciepła z dużych instalacji lub obiektów, Europejski Projekt ReUseHeat⁵ przeanalizował cztery różne przypadki, w których wykorzystuje się nadmiar ciepła w niskiej temperaturze w sieci ciepłowniczej. Częściowo systemy te nazywane są systemami Low-Ex (Low-Exergy), w których pompy ciepła są jedynymi dostawcami ciepła.

W **centrach danych** zużywana energia elektryczna do obliczeń jest w pełni uwalniana jako ciepło w serwerowniach. Jeśli zastosowane zostanie chłodzenie powietrzem, powietrze może być następnie cykulowane przez wymiennik ciepła, który zostanie wykorzystany jako źródło ciepła w parowniku pompy ciepła. Energia cieplna po stronie skraplacza może być wykorzystana do podniesienia temperatury w sieci ciepłowniczej z poziomu temperatury powrotu do poziomu temperatury zasilania. Pamięć buforowa może być wykorzystana do zrównoważenia szczytowych wymagań w sieci ciepłowniczej lub do pokrycia czasu, w którym występuje brak zasilania z centrum danych. W takich przypadkach stosowany jest również zapasowy system dostarczania ciepła, ponieważ pompa ciepła jest zwykle zwymiarowana jako dostawca obciążenia podstawowego dla sieci ciepłowniczej.

W krajach skandynawskich, zwłaszcza w Szwecji, szereg dużych pomp ciepła >1MW wykorzystuje **wodę ściekową** jako źródło ciepła do sieci ciepłowniczej. Większość wielkogabarytowych pomp ciepła została zainstalowana w latach 80-tych w czasach nadwyżki energii elektrycznej w sieci. Od tego czasu zainstalowana moc tylko nieznacznie zmalała, ale obecnie konkuruje z elektrociepłowniami na odpady i biomasę, a także z powodu zmieniających się cen energii elektrycznej i podatków.

Temperatura oczyszczonych ścieków w szwedzkich pompach ciepła wynosi od 12 do 20°C. Dwustopniowe turbosprężarki są powszechnie stosowane do osiągnięcia wymaganych temperatur w sieci ciepłowniczej, które mają średnio 86°C w przepływie na zasilaniu i 47°C na powrocie (Averfalk, 2017).

W oparciu o szwedzkie doświadczenia w integracji przemysłowego nadmiaru ciepła w sieciach ciepłowniczych Lygnerud i in. (2017) przeanalizowano związane z tym ryzyko. Aby ocenić potencjalny przypadek biznesowy integracji ciepła pochodzącego z przemysłu, należy wziąć pod uwagę różne **kluczowe czynniki**:

- Niepewność, jak długo przemysł będzie miał nadmiar ciepła
- Zmiany kosztów źródeł ciepła spowodowanej np. podatkami
- Odległość do sieci ciepłowniczej
- Różna perspektywa wykorzystania ciepła przez przemysł i operatorów mediów
- Cel niezależnego dostarczania ciepła przez przemysł
- Zmienne dostawy ciepła przez przemysł
- Niemożność stworzenia umowy korzystnej dla obu stron
- Nadmiar ciepła ze źródła musi mieć urządzenie zapasowe do dostarczania ciepła

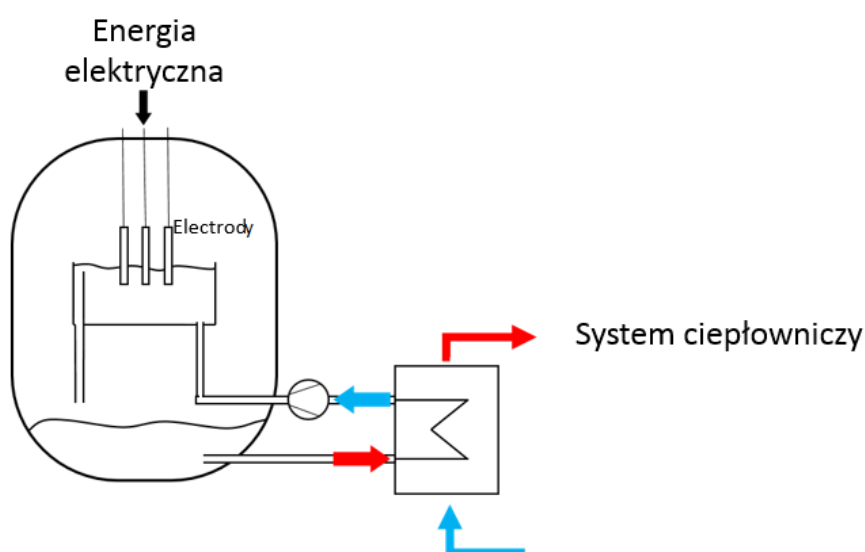
⁵ <https://www.reuseheat.eu/>

5.3.6 Power-to-Heat

Aplikacje typu Power-to-Heat przekształcają energię elektryczną w energię cieplną. Dlatego technologia Power-to-Heat zapewnia możliwość połączenia sektora elektrycznego z sektorem grzewczym, co jest znane pod pojęciem sprzężenia sektorowego. Energia cieplna jest wykorzystywana w gospodarstwach domowych, firmach lub przemyśle. Jednym z konkretnych zastosowań jest integracja z systemami ciepłowniczymi. Dlatego można zastosować kotły elektryczne i pompy ciepła opisane poniżej.

Kotły elektryczne przetwarzają energię elektryczną bezpośrednio na energię cieplną. Możliwe technologie to kotły elektrodowe lub grzejniki przepływowe. Technologia zastosowana w konkretnym przypadku zależy od warunków lokalnych i indywidualnych wymagań. Obie technologie nadają się do kontrolowania energii. Koszty inwestycji różnią się w zależności od wymaganych pojemności i niezbędnych urządzeń peryferyjnych.

Głównymi elementami kotłów elektrodowych są ich elektrody. Są one otoczone wodą i wykorzystują swoje właściwości fizyczne do generowania energii cieplnej. Jeśli elektrody są zasilane, rezystancja omowa wody prowadzi do jej nagrzania. Dzięki dodatkowemu wymiennikowi ciepła ta energia może być przekazywana do systemu ciepłowniczego. To oddzielenie jest konieczne, ponieważ kocioł i system ciepłowniczy mają różne, specjalne wymagania dotyczące właściwości wody. Pojemność kotła może być regulowana w mniejszym stopniu za pomocą poziomu wody i wynikającej z tego głębokości zanurzenia elektrod. Wspólne pojemności kotłów elektrodowych wynoszą od 5MW do 50MW (AGFW, 2017). Schematyczne przedstawienie kotła elektrodowego pokazano na Rysunek 50.

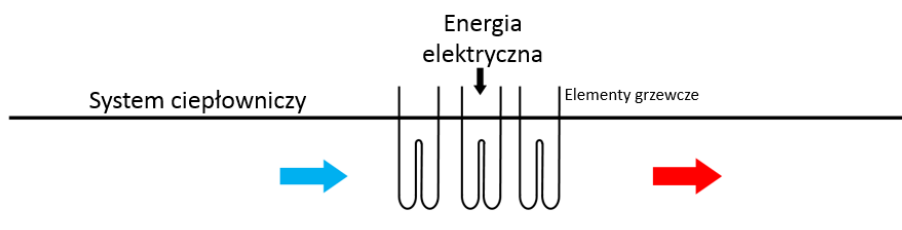


Rysunek 50: Schemat kotła elektrodowego (Źródło: AGFW)



Rysunek 51: Kocioł elektrodowy o mocy 10MW i 14,4m³ instalacji ciepła słonecznego w Gram, Dania (źródło: D. Rutz)

Elektryczne nagrzewnice przepływowe zapewniają możliwość podgrzewania wody ciepłowniczej bez dodatkowego obiegu wody. Nagrzewnice te składają się z jednego lub więcej elementów grzewczych, które są zanurzone w prądzie wody ciepłowniczej. Gdy element grzewczy jest zasilany, nagrzewa się i przekazuje energię cieplną do przepływającej wody. Regulacja wydajności może być dokonana poprzez regulację mocy elementów grzewczych. W przypadku wielu elementów grzewczych, możliwe jest dostosowanie ilości pracujących elementów. Dlatego w tej technologii zakres regulacji jest ograniczony. Wspólne pojemności podgrzewacza przepływu elektrycznego wynoszą od 100kW do 10MW (AGFW, 2017). Uprozczone przedstawienie grzejnika przepływowego przedstawiono na rysunku 52.



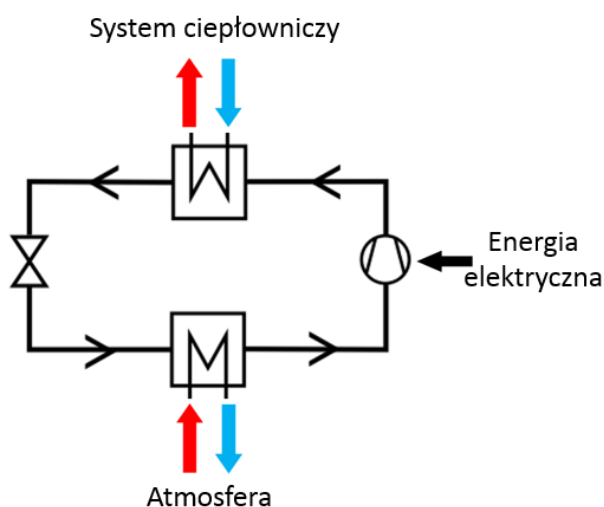
Rysunek 52: Schemat elektrycznego podgrzewacza przepływowego (Źródło: AGFW)



Rysunek 53: Grzejnik przepływu elektrycznego (Źródło: Klöpper-Therm GmbH & Co.KG)

Można wyróżnić **pompy ciepła** kompresyjne, absorpcyjnych i adsorpcyjne. W przypadku zastosowań związanych z energią cieplną, kompresyjne pompy ciepła są bardziej odpowiednie i są powszechnie stosowaną technologią dla ciepłownictwa (AGFW, 2017).

Kompresyjne pompy ciepła wykorzystują energię cieplną na niskim poziomie temperatury z innych źródeł, takich jak powietrze, energia geotermalna, woda lub nadmiar ciepła, i dostarczają tę energię na wyższym poziomie temperatury do dalszych zastosowań. Ta dostarczona energia nazywana jest energią użytkową. Transformacja energii elektrycznej odbywa się pośrednio poprzez zasilanie sprężarki systemu. Zasada działania pokazana na rysunku 54. Sprężarka pompuje płyn grzewczy, który jest odpowiedzialny za transport ciepła, w obiegu zamkniętym. Wybrany płyn roboczy zależy od wybranego źródła ciepła i poziomów temperatury. Przenoszenie ciepła realizowane jest za pomocą dwóch wymienników ciepła, jeden do pochłaniania energii cieplnej z otoczenia i drugi do przekazywania energii cieplnej do systemu ciepłowniczego (AGFW, 2017; Wesselak i in., 2013).



Rysunek 54: Zasada działania sprężarkowych pomp ciepła (na podstawie AGFW, 2017)

W **zakresie zastosowań** pomiędzy dwiema technologiami (kotły elektryczne i pompy ciepła) należy wspomnieć o istotnej różnicy. Elektryczne kotły w ciepłownictwie służą do stabilizacji sieci i zapewniają zakresy mocy sterującej. Jeśli w sieci elektroenergetycznej występuje nadmiar energii elektrycznej, kotły elektryczne można włączyć, aby zużyć nadmiar energii elektrycznej, przekształcić ją w energię cieplną, a tym samym zrównoważyć sieć energetyczną. Zaletą jest z jednej strony przychód generowany przez zapewnienie kontrolowanych zakresów mocy. Z drugiej strony, ze względu na wahania cen energii elektrycznej, wytwarzanie ciepła może być bardziej opłacalne niż inne.

Z drugiej strony, pompy ciepła są wykorzystywane też do pokrycia podstawowego zapotrzebowania na ciepło. Wydajność pomp ciepła jest definiowana przez współczynnik wydajności (COP), co oznacza dostarczoną użytkową energię cieplną w stosunku do zużytej energii elektryczną (patrz równanie poniżej, oparte na AGFW, 2017).

$$COP = \frac{|\dot{Q}_{use}|}{P_{electrical}}$$

Ponieważ wykorzystane źródła ciepła (powietrze, energia geotermalna, woda i nadwyżka ciepła) są szacowane jako swobodnie dostępne, ich zużycie nie jest uwzględniane w obliczeniach wydajności. W związku z tym możliwe jest uzyskanie wartości wydajności wyższych niż jeden. Zwykle korzystanie ze swobodnie dostępnego ciepła jest uważane za bezpłatne, co oznacza, że nie są one również uwzględniane przy obliczaniu kosztów operacyjnych. Dlatego wytwarzanie ciepła przez pompy ciepła może być bardzo energooszczędne i opłacalne. Ta zaleta może nawet wzrosnąć, jeśli ochłodzenie źródła ciepła jest kolejną korzyścią dla innych systemów lub procesów. Oznacza to na przykład, że ciepło odpadowe z agregatów chłodniczych może być wykorzystane jako niskotemperaturowe źródło ciepła dla pompy ciepła.

Głównymi barierami utrudniającymi wdrożenie pomp ciepła w systemach ciepłowniczych są wysokie koszty inwestycyjne oraz zależność ich rentowności od lokalnej ceny energii elektrycznej. Koszty inwestycyjne są dość stabilne na arenie międzynarodowej, podczas gdy ceny energii elektrycznej są bardzo różne w zależności od krajowych lub lokalnych rynków energii. Ze względu na ogólnie wysokie koszty inwestycyjne, pompy ciepła są często używane tylko do pokrycia podstawowego zapotrzebowania na ciepło, ale nie do obciążeń szczytowych, które muszą być pokryte przez inne generatory ciepła. Pompy ciepła są również technicznie nieodpowiednie jako samodzielna technologia w systemach ciepłowniczych pokrywających całkowite zapotrzebowanie na ciepło.

5.3.7 Stosowanie zasobników ciepła

Obciążenie w sieci ciepłowniczej zmienia się nieustannie. W przeciągu jednego dnia pojawiają się szczyty dobowego zapotrzebowania, również w okresie letnim i w sezonie grzewczym obciążenie systemu ciepłowniczego jest inne. Jednocześnie, koszty produkcji ciepła są parametrem zmiennym w czasie. Zastosowanie zasobników energii cieplnej pozwoli na lepsze zarządzanie produkcją z wykorzystaniem dostępnych jednostek wytwórczych w czasie, gdy jest to ekonomicznie uzasadnione i zapewni lepsze planowanie dystrybucji w okresie m.in. szczytów zapotrzebowania.

Krótkoterminowe zasobniki ciepła

Standardowe zasobniki krótkoterminowe są zbiornikami pracującymi przy **ciśnieniu atmosferycznym**. Zasobniki te są dobrze zaizolowane i wykorzystywane przede wszystkim do regulacji zapotrzebowania w czasie szczytów zapotrzebowania. W takich zasobnikach temperatury są nieco poniżej 100°C. Są przypadki, gdzie stare zbiorniki na olej zostały przekształcone w zasobniki ciepła na potrzeby systemu ciepłowniczego.

Zasobniki ciśnieniowe są w stanie utrzymać temperaturę powyżej 100°C. Może to być podyktowane potrzebami odbiorców lub celem umożliwienia gromadzenia energii o wyższej

temperaturze m.in. z kotłów produkujących ciepło z energii elektrycznej. Dzięki wyższym temperaturom, zasobniki ciśnieniowe są w stanie zmagazynować więcej energii w tej samej objętości wody w porównaniu do zasobników atmosferycznych. Natomiast, z powodu wyższych poziomów ciśnienia, wymagane są wyższe standardy bezpieczeństwa w stosunku do zasobników atmosferycznych. W wyniku tego zarówno koszt produkcji jak i utrzymania takiego zasobnika będzie wyższy.



Rysunek 55: Zbiornik do przechowywania ciepła pracujący przy ciśnieniu atmosferycznym w systemie ciepłowniczym w Zagrzebiu (Źródło: www.pogledaj.to)

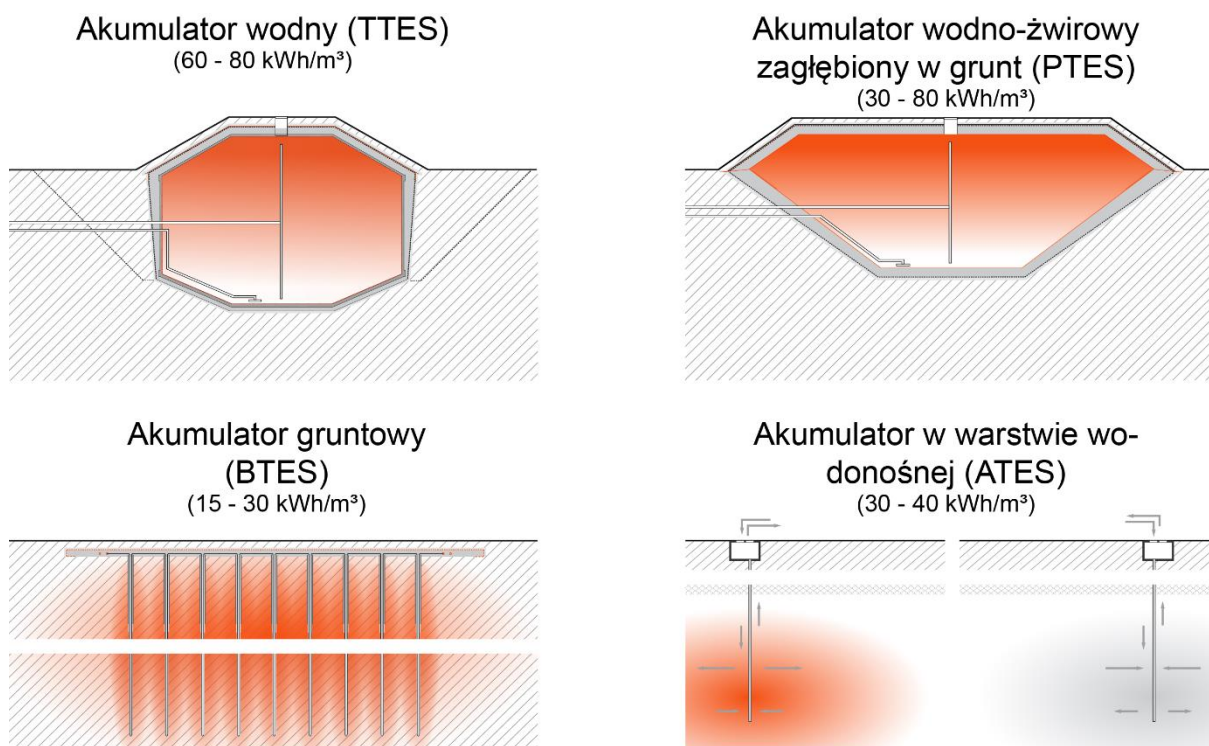
W 2015, w Norymbergii został uruchomiony pierwszy niemiecki zasobnik dwustrefowy. Technologia ta została wynaleziona przez Dr. Hedbäck a następnie opatentowana przez Bilfinger VAM. Rozwiązanie oparte jest na elastycznej warstwie pomiędzy górną i dolną strefą wody. Ciężar górnej strefy wytwarza ciśnienie na dolnej strefie dzięki czemu woda magazynowana w dolnej strefie może mieć temperaturę powyżej 100°C. Woda w górnej strefie jest odpowiednio chłodniejsza.

Korzyściami takiego rozwiązania są większa pojemność cieplna przy zachowaniu tej samej objętości w porównaniu do zasobnika atmosferycznego a jednocześnie koszty związane ze standardami bezpieczeństwa są niższe w porównaniu do zbiorników ciśnieniowych.

Podziemne magazynowanie energii na dużą skalę

W ostatnich dekadach rozwinięte i przetestowane zostały cztery główne rozwiązania odnośnie magazynowania energii pod ziemią jak pokazano na Rysunek 56. Każde z tych rozwiązań charakteryzuje się różnymi właściwościami pod względem pojemności przechowywania, wydajności magazynowania, możliwych poziomów wydajności ładowania i rozładowania, wymagań odnośnie warunków gruntowych i warunków brzegowych stosowania (m.in. poziomów temperatur).

W każdym przypadku znalezienie najbardziej odpowiedniego rozwiązania powinno być wynikiem szacowania techniczno-ekonomicznego dla warunków lokalnych. Wszystkie cztery rozwiązania zostały poniżej krótko scharakteryzowane.



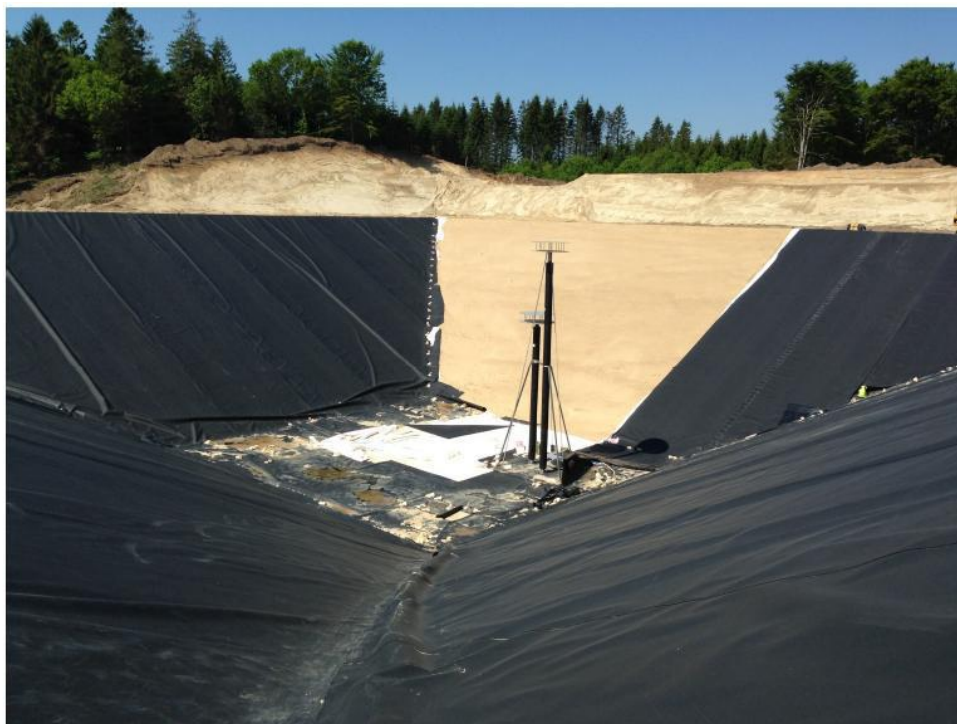
Rysunek 56: Przegląd dostępnych koncepcji podziemnego magazynowania energii cieplnej (Źródła: Solites)

Akumulator wodny zbiornikowy posiada strukturę wykonaną z betonu, stali bądź tworzyw sztucznych o wzmocnionych włóknach. Zasobniki betonowe buduje się wylewając beton na miejscu lub z elementów prefabrykowanych. Dodatkowa powłoka (polimerowa lub ze stali nierdzewnej) jest zwykle montowana po wewnętrznej stronie zasobnika celem zapewnienia szczelności dyfuzyjnej również konstrukcji. Warstwa izolacyjna montowana jest od zewnątrz zasobnika.



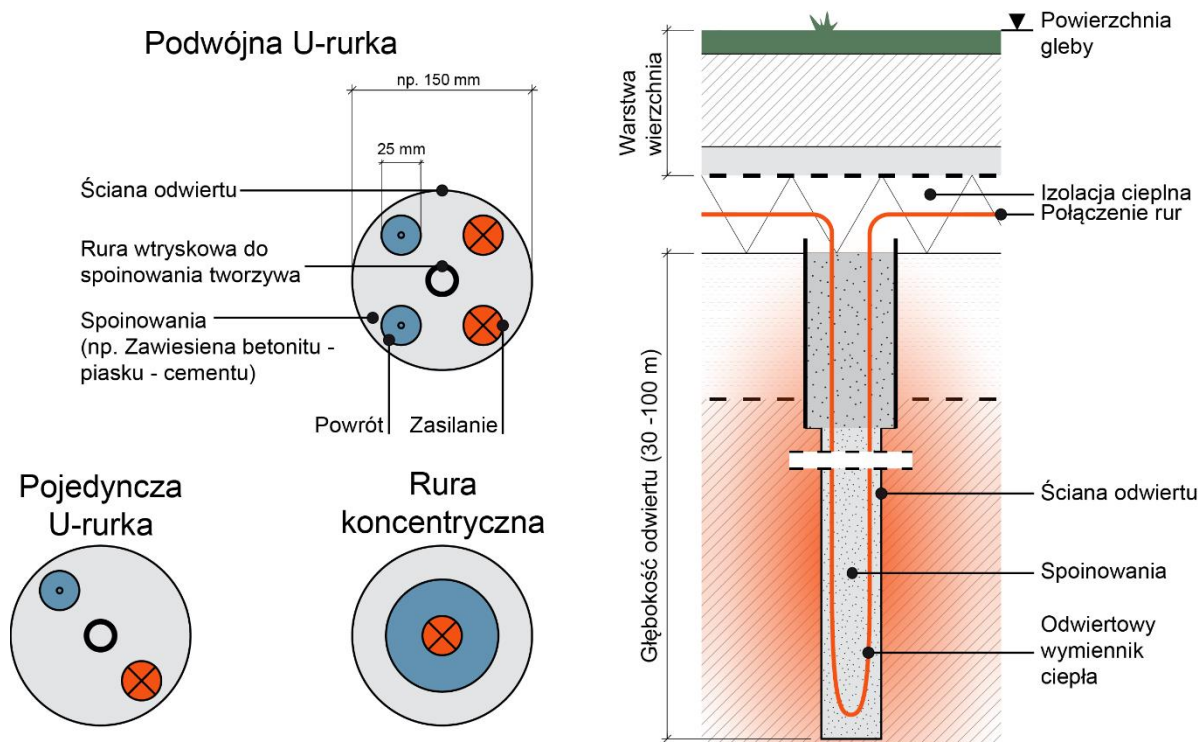
Rysunek 57: Zbiornik magazynujący energię cieplną o objętości 5700m³ wody zbudowanej z prefabrykowanych elementów betonowych w Monachium w Niemczech (w budowie po lewej i sfinalizowany po prawej, źródła: Solites)

Akumulator wodno-żwirowy zagłębiony w gruncie (PTES) budowane są bez konstrukcji statycznej, z i bez warstwy izolacyjnej w wykopie. Konstrukcja pokrywy zależy od medium oraz od jego geometrii. W przypadku wykorzystywania wody wraz ze żwirem, ziemią bądź piaskiem jako medium nośnika, pokrywa może być wykonana z okładziną i materiałem izolacyjnym identycznym, jak w przypadku ścian zasobników. Konstrukcja pokrywy takiego zasobnika wypełnionego wodą to największe wyzwania a jednocześnie koszt. Zwykle, pokrywa nie jest wsparta na żadnej konstrukcji a unosi się na powierzchni wody. Temperatury w zasobniku są zwykle ograniczone przez materiał wykładziny do 80-90°C. Tego typu zasobniki znajdują się w całości pod ziemią. W przypadku dużych zasobników, ziemia wykopana podczas budowy zasobnika tworzy ściany zasobnika dzięki czemu jest on wyższy niż poziom gruntu.



Rysunek 58: Budowa magazynu energii cieplnej SUNSTORE 3 w Dronninglund (Dronninglund Fjernvarme)

W **akumulatorze gruntowym (BTES)** geologia gruntu jest wykorzystywana jako materiał do przechowywania. Nie ma dokładnie określonej pojemności przechowywania. Odpowiednimi formacjami geologicznymi są gleby skalne lub nasycone wodą i o znikomym naturalnym przepływie wód gruntowych. Ciepło jest ładowane lub odprowadzane przez pionowe wymienniki ciepła, które są instalowane w otworach o głębokości zwykle od 30m do 100m poniżej powierzchni gruntu. Pionowe wymienniki ciepła mogą być pojedynczymi lub podwójnymi.



Rysunek 59: Typy wspólne i przekrój pionowy gruntowych wymienników ciepła (Źródło: Solites)

Akumulator w warstwie wodonośnej to podziemne, wypełnione wodą przesiąkłych warstw piasku, żwiru, piaskowca lub wapienia o wysokiej przepuszczalności hydraulicznej. Warstwy wodonośne nadają się do magazynowania energii cieplnej, jeśli istnieją nieprzepuszczalne warstwy powyżej i poniżej, a naturalny przepływ wód gruntowych jest znikomy. W takim przypadku dwa odwierty (lub kilka grup odwiertów) są wykonywane w warstwie wodonośnej i służą do ekstrakcji i włączania wód gruntowych. Podczas akumulowania ciepła, zimna woda gruntowa jest wydobywana z zimnej studni, podgrzewana przez źródło ciepła lub przez wykorzystanie jej chłodu i wtryskiwana do ciepłej studni. W trakcie rozładowywania zasobnika kierunek jest odwrotny: ciepła woda jest wydobywana z ciepłej studni, chłodzona przez wymiennik i wtryskiwana do zimnej studni. Ze względu na różne kierunki przepływu oba odwierty są wyposażone w pompy, rury produkcyjne i rury wtryskowe.

Specyfika

Najczęstszymi powodami wykorzystania zasobników gruntowych w ciepłownictwie są:

- Krótkoterminowe magazynowanie ciepła lub zarządzanie szczytami zapotrzebowania
- Długoterminowe lub sezonowe przechowywanie m.in ciepła słonecznego, czy ciepła produkcyjnego
- Zarządzanie produkcją wielu źródeł ciepła jak EC, energia solarna, pompy ciepła, i nadwyżka ciepła przemysłowego
- Magazynowanie chłodu np. zimno otoczenia (powietrze, woda powierzchniowa) lub z parownika z pomp ciepła

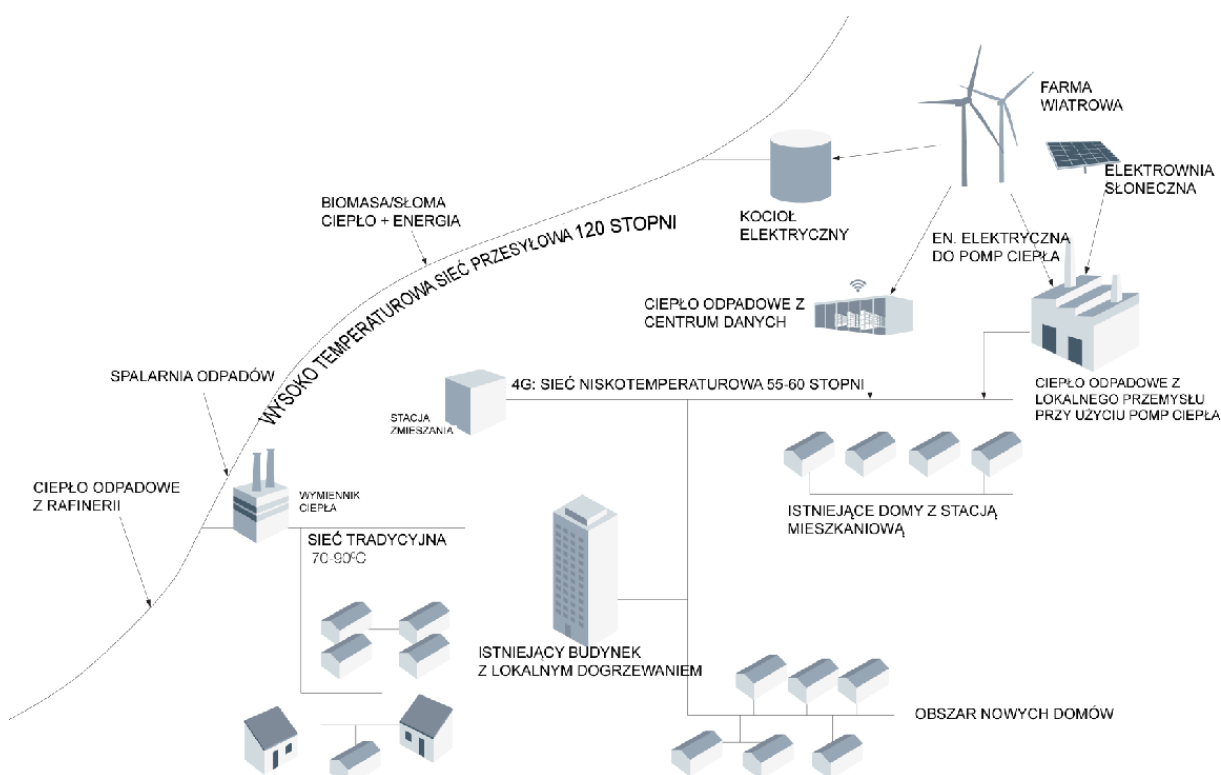
Świadoma integracja z systemem zasilania energią jest niezbędna do efektywnego działania ziemnych zasobników na dużą skalę. Obejmuje to odpowiedni układ hydrauliczny, a także staranne zaprojektowanie nie tylko zasobnika, ale także innych elementów systemu, takich jak dodatkowi producenci ciepła lub chłodu, sieć ciepłownicza, węzły ciepłownicze, aż do punktu odbioru w budynku. W szczególności system sterowania procesem musi być skonfigurowany tak, aby magazynowanie przynosiło największe korzyści, w zależności od konkretnych celów

projektu, takich jak maksymalizacja udziału energii odnawialnej lub produkcja energii elektrycznej z elektrociepłowni.

Poziomy temperatury przechowywania, jakość rozwarstwienia i temperatury powrotu sieci grzewczej silnie wpływają na wydajność podziemnych magazynów ciepła. Te parametry nie tylko mają wpływ na magazynowanie, ale także w dużym stopniu uzależnione są od podłączonego systemu energetycznego. Dlatego podczas projektowania zasobnika potrzebne jest dokładne przeanalizowanie całej charakterystyki systemu. Należy przewidzieć temperatury pracy zasobnika przez cały rok, oraz wskaźniki mocy ładowania i rozładowywania, a także temperatury powrotu sieci ciepłowniczej, ponieważ pełnią one kluczową rolę dla wydajności zasobnika. Wraz z maksymalną temperaturą ładowania określają użyteczną różnicę temperatur i odpowiednio pojemność cieplną zasobnika. W przypadku niektórych koncepcji przechowywania dodatkowe komponenty, takie jak krótkoterminowe zbiorniki buforowe lub pompy ciepła, mogą być również ekonomicznie uzasadnionymi dodatkami.

5.3.8 Modernizacja z wykorzystaniem energii odnawialnej – właściwa konfiguracja

Źródła energii odnawialnej dostarczają ciepło w sposób zrównoważony i neutralny pod kątem emisji CO₂. Jednakże, integracja i sterowanie takimi źródłami ciepła w sieci stanowi pewne wyzwanie. Zwykle, sieci ciepłownicze składają się ze źródła ciepła, sieci dystrybucyjnej i odbiorców końcowych. Nowoczesne sieci muszą być bardziej inteligentne, współpracować ze źródłami ciepła o różnej wydajności, profilach temperatur i lokalizacji w sieci. Kontrola dostaw i zapotrzebowania musi być prowadzona w bardziej inteligentny i zintegrowany sposób jednocześnie spełniając wymogi odbiorców ciepła i w możliwie największym stopniu wykorzystując odnawialne źródła energii. Konfiguracja sieci ciepłowniczej uwzględniającej powyższe składowe może być zbliżona do przedstawionej na Rysunek 60.



Rysunek 60: Sieć ciepłownicza ze zmiennymi źródłami ciepła (Źródło: COWI)

Podstawowe zapotrzebowanie ciepła powinno być zaspokajane przez niezawodne i łatwo sterowalne źródło. Zwykle, spalarnia odpadów pracująca w sposób ciągły i nie mogąca być w

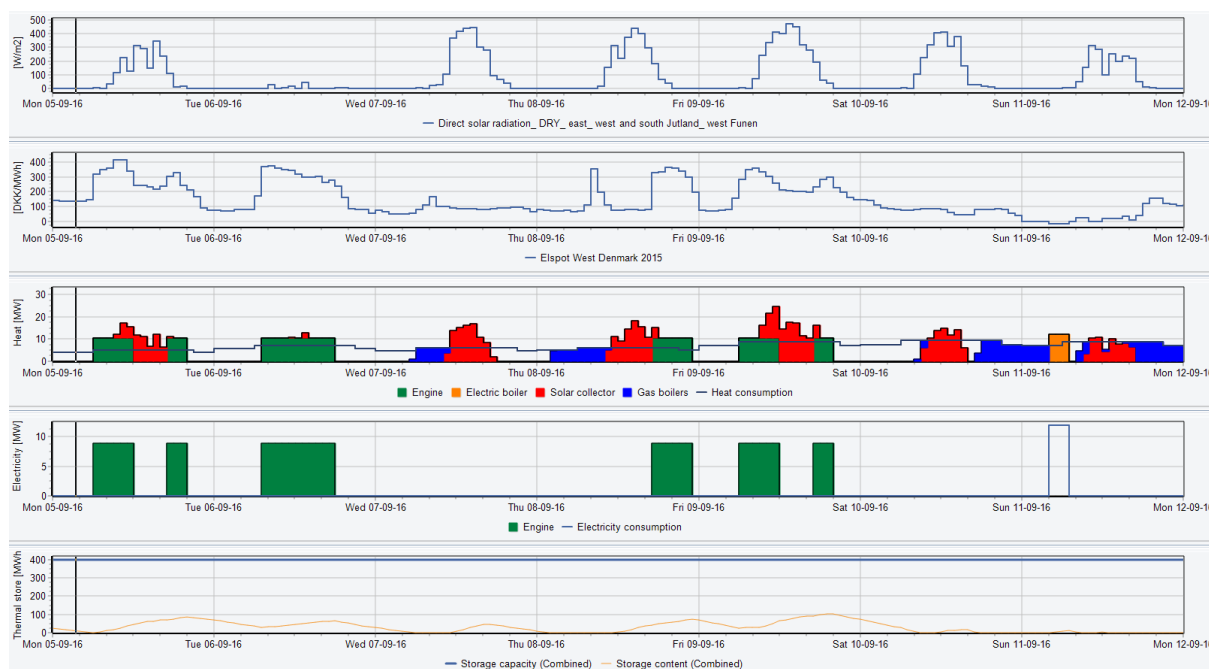
prosty sposób wyłączona będzie idealnym kandydatem do tej roli. Podobnie, wysoko temperaturowe ciepło odpadowe z przemysłu ciężkiego, jak np. z rafinerii, jest ciągłym źródłem ciepła charakteryzującego się wysoką temperaturą. Kotły na biomasę i elektrociepłownie są bardziej elastyczne (choć wymagające pod kątem czasu uruchomienia) i mogą być wykorzystywane do zaspokojenia zwiększonych wymagań dostawy ciepła wtedy, gdy będzie to potrzebne. W przeciwieństwie do spalarni odpadów, paliwo w postaci biomasy może być przechowywane i wykorzystywane w czasie zwiększonego zapotrzebowania.

Źródła odnawialne takie jak wiatr, czy energia słoneczna, ze względu na swą naturę, są źródłami o zmiennej wydajności. Powinny one być zintegrowane z siecią w sposób bezpośredni tak aby móc je wykorzystać w maksymalnym stopniu, gdy są dostępne poprzez zastosowanie w układzie zasobnika ciepła.

Sieć taka wymaga przemyślanej kontroli, która pozwoli na współpracę poszczególnych jednostek wytwórczych i zapobiegnie pracy przeciwko sobie. Przykładowo, dyspozytor sieci powinien wiedzieć, że jest dostępne ciepło ze źródła solarnego, bądź pompy ciepła i odpowiednio zmodyfikować ilość ciepła dostarczanego ze źródeł wysokotemperaturowych.

Określenie współzależności procesów i znalezienie rozwiązania optymalnego może być procesem złożonym. Zwykle, sieci powstają przez wiele lat a zmiany i usprawnienia dokonywane są okresowo na sieci istniejącej. Pakiety oprogramowania, które pozwalają na modelowanie różnych rozwiązań mogą w znaczącym stopniu wesprzeć optymalizację produkcji ciepła z wielu źródeł z uwzględnieniem lokalnych uwarunkowań.

Jednym z takich pakietów oprogramowania jest **EnergyPro**, pozwalające na stworzenie modelu źródeł zasilania i określenie ich wzajemnych relacji. Dzięki zastosowaniu tego oprogramowania mogą zostać zoptymalizowane parametry pracy źródeł ciepła. Rysunek 61 pokazuje zrzut z ekranu z programu EnergyPro dla pracy sieci jednego z miasteczek Danii, gdzie jako źródło ciepła wykorzystywane są zarówno panele słoneczne jak również kotły i elektrociepłownia gazowa. Pierwszy wykres przedstawia nasłonecznienie z godzinowym krokiem czasowym dla danej lokalizacji. Dana ta wykorzystywana jest do obliczenia ilości produkcji ciepła z kolektorów słonecznych. Drugi wykres przedstawia godzinowe zmiany cen0 energii elektrycznej. Trzeci wykres prezentuje zapotrzebowanie ciepła, oraz jego produkcję z różnych źródeł. Czwarty przedstawia produkcję energii elektrycznej a piąty godzinowe stany zasobnika ciepła.



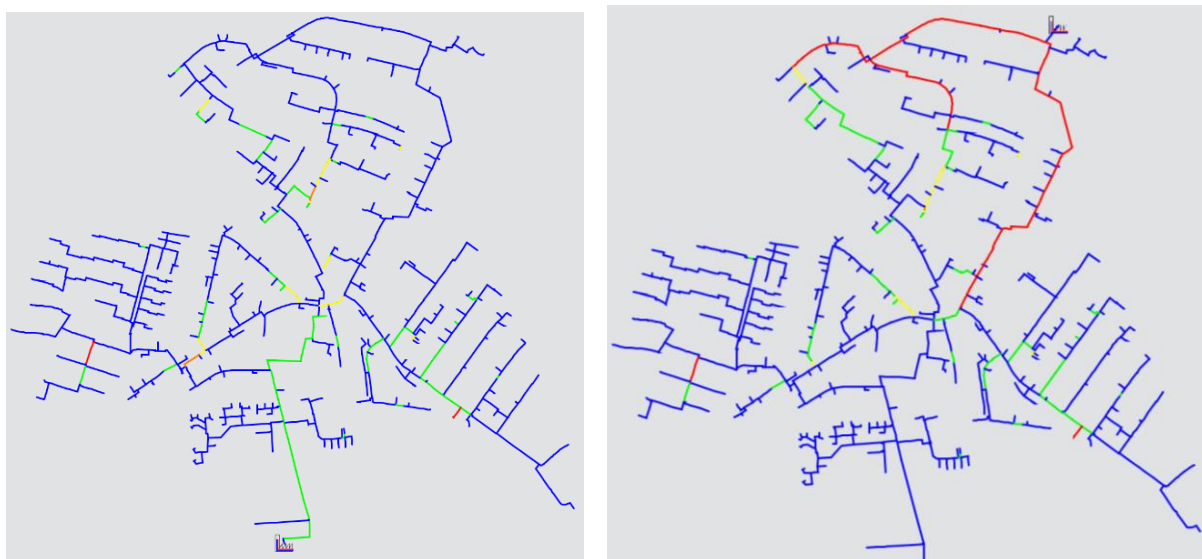
Rysunek 61: Model EnergyPro (EMD international A/S)

Innym narzędziem do optymalizacji produkcji energii jest **Optit** (Upgrade DH 2018c), narzędzie stosowane obecnie w codziennej pracy kilku systemów ciepłowniczych we Włoszech. Pozwala ono na optymalizację planowania zasobów celem zmaksymalizowania rentowności krótko i długoterminowo.

Modelowanie termodynamiczne z wykorzystaniem pakietu oprogramowania **TERMIS** może być sposobem na szacowanie technicznych skutków zmian sposobów i parametrów zasilania zwłaszcza w samej sieci ciepłowniczej. Modelowanie to bierze pod uwagę wielkość i wartość parametrów nowego źródła ciepła z uwzględnieniem jej fizycznej lokalizacji w sieci. Model może być użyty do obliczania jak zachowa się cała sieć w konsekwencji wprowadzonych zmian. Przykładowo, może dać odpowiedź na poniższe pytania:

- Czy sieci posiadają wystarczające średnice, aby przetransportować ciepło z punktu wytwarzania do punktów odbioru w sieci?
- Czy są miejsca w sieci, gdzie dodatkowe przepompownie powinny być zainstalowane, aby zapewnić wymagane ciśnienia?

Rysunek 62 przedstawia istniejącą sieć ciepłowniczą, gdzie planowane jest dodatkowe źródło ciepła. Po przeprowadzeniu symulacji, natychmiast staje się oczywiste, że mimo, że lokalizacja wydaje się być korzystna dla nowego źródła, duża część sieci musiałaby być wymieniona na większe średnice, jeżeli określona ilość ciepła miałaby być w tym miejscu produkowana.



Rysunek 62: Zrzuty ekranu z programu TERMIS z pokazanym dodanym nowym źródłem ciepła (Źródło TERMIS: COWI)

5.4 Monitorowanie danych technicznych, kontrola i digitalizacja

Skuteczne działanie ciepłownictwa opiera się na złożonej interakcji różnych generatorów ciepła z różnymi odbiorcami. W przyszłych systemach energetycznych może być wykorzystywanych nie tylko więcej różnych źródeł ciepła w pojedynczym systemie, ale będzie można również zapewnić dodatkowe usługi, takie jak interakcja z siecią energetyczną. Integracja słonecznych instalacji ciepłowniczych może wymagać dedykowanych magazynów. Wszystko to zwiększy złożoność całego systemu.

Monitorowanie danych technicznych to pojęcie o szerokim zakresie, z różnymi obszarami zastosowań, które mogą pomóc w radzeniu sobie ze złożonością przyszłych systemów energetycznych. Ogólny cel monitorowania wydaje się prosty „do osiągnięcia stanu

optymalnego działania”. „Optymalny” jest jednak specyficzny dla każdego systemu i może być między innymi uzależniony od czynników ekonomicznych, energetycznych lub środowiskowych. Mimo, że cele mogą być różne, można jednak założyć, że bez **digitalizacji** (wspieranie monitorowania i kontroli) przyszłe systemy zaopatrzenia w ciepło z trudem mogą być obsługiwane.

Aby obsłużyć liczbę dostępnych danych, ważnym krokiem jest przeanalizowanie danych za pomocą tak zwanych **wskaźników wydajności**, co da operatorowi szybkie i łatwe wyobrażenie o aktualnym stanie systemu. Wskaźnikami tymi mogą być parametry systemu, które są bezpośrednio mierzone lub obliczane za pomocą mierzonych parametrów. Niektóre łatwe do zrozumienia i powszechnie stosowane parametry to poziomy temperatury (rurociąg zasilający i powrotny), poziomy ciśnienia i zużycie energii.

W przypadku przyszłych systemów może być konieczne zdobycie odpowiednich danych przez zainstalowanie różnych **przyrządów pomiarowych** w różnych systemach i punktach sieciowych. W zależności od warunków brzegowych, złożoności systemów (liczba zakładów, klientów, połączeń itp.), oraz celów optymalizacji różne parametry mogą stać się bardziej istotne niż inne. Jednak poziom automatyzacji wpłynie na liczbę niezbędnych punktów pomiarowych i parametrów. Trwająca działalność badawcza w Niemczech, prowadzona przez AGFW i Technische Hochschule Rosenheim, ma na celu zidentyfikowanie najważniejszych parametrów i wskaźników wydajności kluczowych dla monitorowania danych energetycznych w ramach projektu NEMO⁶.

Tabela 5 przedstawia wymagania dotyczące gromadzenia i rejestracji danych pomiarowych, które zastosowano do monitorowania energetycznego sześciu systemów ciepłowniczych w treści projektu Mona (Bücker et al., 2015). Adresowane parametry zostały wysoko ocenione pod kątem skutecznego monitorowania energetycznego.

Tabela 5: Wymagania dotyczące gromadzenia i rejestrowania danych pomiarowych dla pełnego monitorowania energetycznego (na podstawie Bücker i in., 2015)

Składnik	Wymagany przyrząd pomiarowy	Znaczenie
Generacja	Licznik ciepła	Niezbędny
	Przepływomierz masowy	Ważny
	Licznik prądu	Zalecany
Magazyn ciepła	Czujnik temperatury (4 razy)	Niezbędny
Sieć	Licznik ciepła	Niezbędny
	Czujnik różnicy ciśnień	Niezbędny
Pompa sieciowa	Licznik prądu lub detektor stanu	Ważny
Kotłownia	Licznik prądu	Niezbędny
	Czujnik temperatury otoczenia	Zalecany
Odbiorca	Licznik ciepła	Ważny

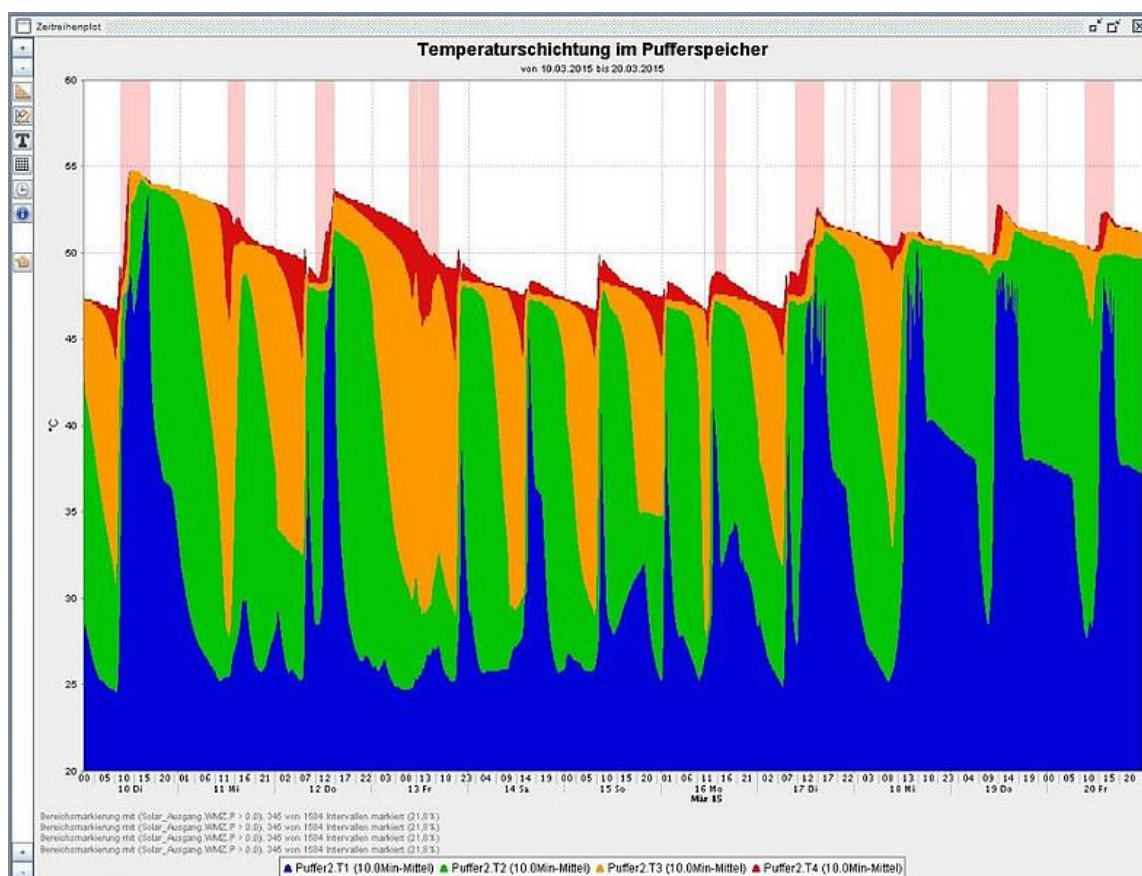
Dzięki **cyfryzacji** możliwe jest zmierzenie znacznie większej liczby parametrów i ich automatyczna analiza, co może prowadzić do bardziej efektywnych skutków działań modernizacyjnych. Dzięki zebraniu większej ilości lepszych danych można wykorzystać niewykorzystane potencjały modernizacyjne, obliczając więcej kluczowych wskaźników wydajności. Jednak korzyści muszą uzasadniać wysiłki związane z gromadzeniem danych, dlatego należy określić dobry stosunek korzyści do wysiłku.

Niezbędna **częstotliwość pomiarów** w ciągu około 15 minut wspomnianego powyżej projektu Mona okazała się wystarczająca (Bücker i in., 2015). W takim przypadku zapewnia wystarczającą ilość szczegółów, aby wyświetlić efekty dynamiczne, bez generowania ilości danych trudnej do zarządzania. Pod wpływem zmieniających się wymagań i ciągłej ewolucji narzędzi do przetwarzania danych okres ten najprawdopodobniej będzie się stale skracał.

⁶ <https://www.agfw.de/nemo/>

Niemożliwe jest w ogóle przedstawienie pełnego przeglądu **istniejących narzędzi oprogramowania** wspierających monitorowanie danych. Niektóre narzędzia programowe opisano w „Najlepszych instrumentach i narzędziach do diagnozowania i modernizacji systemów ciepłowniczych” (Upgrade DH, 2018c).

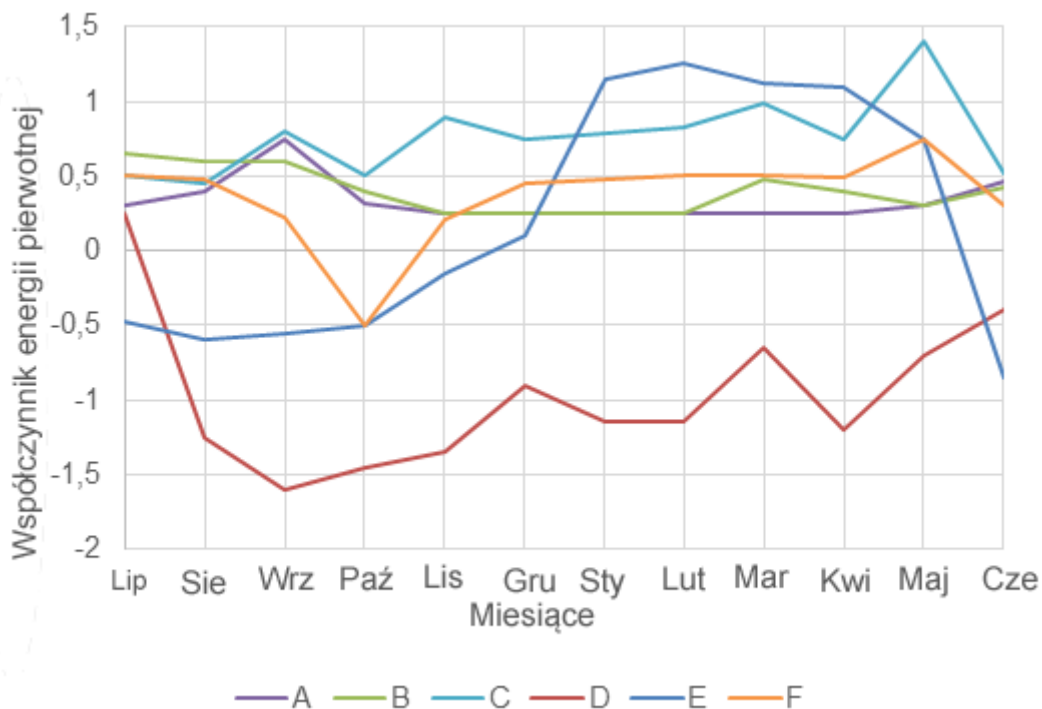
Przykładem takiego narzędzia programowego jest **Monisoft** opracowany przez Karlsruher Institut für Technologie (KIT) i zaktualizowany przez Techniczny Uniwersytet Nauk Stosowanych w Rosenheim w Niemczech. W zależności od wewnętrznych wymagań i wiedzy specjalistycznej może się różnić wykorzystywane narzędzie do zbierania i przygotowywania danych do monitorowania. Rysunek 63 przedstawia wizualną prezentację danych.



Rysunek 63: Warstwy temperatury magazynu ciepła monitorowanego przez Monisoft (Źródło: Hochschule Rosenheim)

Do oceny danych można wykorzystać różne narzędzia lub narzędzia programowe. W poniższym przykładzie przedstawiono ocenę monitorowanych danych dotyczących energii pierwotnej sześciu anonimowych systemów DH (A, B, C, D, E i F). Obliczanie czynników energii pierwotnej opiera się na metodologii (AGFW FW 309, 2018). Rysunek 64 przedstawia prezentację graficzną (wartości ujemne są spowodowane metodą obliczeniową AGFW FW 309, 2018, ujemne wartości roczne są ustawione na zero).

Bliższe przyjrzenie się systemowi C pokazuje znacznie wyższe wartości w maju, które w tym przypadku były związane z wyłączeniem kotła na biomasę w tym czasie. Potencjalnym środkiem modernizacji jest zminimalizowanie przestojów kotła na biomasę w celu wygenerowania niższego współczynnika energii pierwotnej.



Rysunek 64: Współczynnik energii pierwotnej systemów ciepłowniczych A, B, C, D, E i F (własny wykres, na podstawie Bückler i in., 2015)

5.5 Sposoby reakcji na popyt

Definicja reagowania na popyt jest często omawiana w sektorze energetycznym, zwykle w kontekście energii elektrycznej. Jest również często używany jako synonim Zarządzanie stroną popytową. Zgodnie z Forschungsstelle für Energiewirtschaft eV (2019), odpowiednia jest definicja (przetłumaczona na język angielski): Reakcja na popyt Demand Response to krótkoterminowa i przewidywalna zmiana obciążenia konsumentów w odpowiedzi na sygnały cenowe na rynku lub w wyniku aktywacji na podstawie umów na zapewnienie pewnych możliwości. Ceny rynkowe lub umowy dotyczące mocy są wywoływane przez nieplanowane, nieregularne lub ekstremalne zdarzenia energetyczne.

W przypadku systemów ciepłowniczych **zmiana obciążenia** będzie w stanie zmniejszyć szczyty zużycia. Występują, gdy wielu konsumentów potrzebuje ciepła w tym samym czasie. Dzieje się tak na przykład, gdy wiele połączonych prywatnych domów żąda ciepłej wody rano/popołudniu np. do kąpieli pod prysznicem lub gdy wyłączono ogrzewanie nocne. W przypadku tych szczytów zapotrzebowania na ciepło większość systemów ciepłowniczych ma kilka kotłów dla obciążenia szczytowego, które pracują tylko przez kilka godzin w roku. Problem polega na tym, że powodują one znaczne koszty i zazwyczaj wykorzystują paliwa kopalne (olej opałowy, gaz ziemny) do tej krótkoterminowej dostawy. To jest powód, dla którego istnieje wiele metod optymalizacji w celu obniżenia/uniknięcia szczytowych obciążeń, na przykład w celu zastosowania dokładnego przewidywania obciążenia (Faber i in., 2018) lub zintegrowania magazynów ciepła (buforów).

Jak omówiono w rozdziale 5.3.6, integracja mocy z ciepłem przy użyciu mocy szczytowej podczas dni słonecznych i wietrznych można również uznać za reagowanie na popyt. W takim przypadku podejście sprzęgania sektorowego staje się istotne dla całego sektora energetycznego, poprzez wykorzystanie nadmiaru energii elektrycznej, jako źródła dla ciepłownictwa (power-to-heat) lub do produkcji gazu (moc do gazu), która może być wykorzystana, albo do produkcji energii elektrycznej lub ciepła, albo z elektrociepłowni (połączone ciepło i moc) lub obu.

Jednak opcje odpowiedzi na zapotrzebowanie dla ciepłownictwa z bezpośrednimi zmianami obciążeń konsumentów są również badane w działalności badawczej na poziomie europejskim, jak w np. w projekcie STORM. W ramach tego projektu opracowany został kontroler STORM (innowacyjny kontroler sieci ciepłowniczej i chłodzenia), oparty na uczeniu maszyn i stosowaniu sztucznej inteligencji, który powinien być w stanie zwiększyć wykorzystanie ciepła odpadowego i odnawialnych źródeł energii, oraz zwiększyć efektywność energetyczną na poziomie okręgowym (Johansson et al., 2018).

Słowniczek i skróty

Słowniczek opisuje i definiuje różne specyficzne, ogólne wyrażenia, terminy i słowa, które są używane w tym podręczniku. Głównym celem tej listy jest ułatwienie tłumaczenia podręcznika na inne języki. Kilka wyrażenia zastosowanych jest z Wikipedii i od Rutza i in. (2017).

Absorpcja: proces, w którym atomy, cząsteczki lub jony wchodzi w fazę objętościową (gaz, ciecz lub ciało stałe). Jest to inny proces niż adsorpcja, ponieważ cząsteczki ulegające absorpcji są pobierane przez objętość, a nie przez powierzchnię (jak w przypadku adsorpcji).

Adsorpcja: adhezja atomów, jonów lub cząsteczek z gazu, cieczy lub rozpuszczonego ciała stałego do powierzchni stałej. **Adsorption:** the adhesion of atoms, ions, or molecules from a gas, liquid, or dissolved solid to a solid surface

Fermentacja beztlenowa: nazywana również trawieniem lub fermentacją; mikrobiologiczny proces rozkładu materii organicznej, przy całkowitym braku tlenu, przeprowadzany przez wspólne działanie szerokiej gamy mikroorganizmów. Fermentacja beztlenowa ma dwa główne produkty końcowe: biogaz (gaz składający się z mieszaniny metanu, dwutlenku węgla i innych gazów i pierwiastków śladowych) i fermentat (strawiony substrat). Proces ten jest powszechny w wielu środowiskach naturalnych i jest obecnie stosowany do produkcji biogazu w zbiornikach reaktorów powietrznych, powszechnie nazywanych komorami fermentacyjnymi.

ATES: Akumulator w warstwie wodonośnej

Ekwiwalent Baryłki ropy naftowej (boe): ilość energii zawartej w baryłce ropy naftowej, tj. ok. 6,1GJ, co odpowiada 1700 kWh. „Baryłka ropy” jest miarą płynności równą 42 galonom amerykańskim (35 galonów angielskich lub 159 litrów); około 7,2 baryłek odpowiada jednej tonie oleju (metrycznej).

Biogaz: Gaz powstały w wyniku fermentacji beztlenowej składającej się głównie z metanu i dwutlenku węgla, ale także z siarkowodoru, wody i mniejszych frakcji innych związków.

Biometan: Ulepszony biogaz do jakości gazu ziemnego z zawartością CH₄ > 95%

BTES: Akumulator gruntowy

Pojemność: Maksymalna moc, jaką maszyna lub system może bezpiecznie wyprodukować lub przenieść (maksymalna chwilowa wydajność zasobu w określonych warunkach). Zdolność generowania sprzętu jest zazwyczaj wyrażana w kilowatach lub megawatach.

CAPEX: wydatki inwestycyjne na rozwój i wdrożenie, wydatki kapitałowe

Dwutlenek węgla: CO₂ jest naturalnie występującym związkiem chemicznym złożonym z dwóch atomów tlenu kowalencyjnie związanych z pojedynczym atomem węgla. Jest to gaz o standardowej temperaturze i ciśnieniu i występuje w atmosferze ziemskiej w tym stanie, jako gaz śladowy w stężeniu 0,039% objętości.

EC: Elektrociepłownia Połączone ciepło i moc: sekwencyjna produkcja energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej ze wspólnego paliwa. Odrzucanie ciepła z procesów przemysłowych może być wykorzystane do zasilania generatora elektrycznego (cykl dolny). I odwrotnie, nadwyżka ciepła z elektrociepłowni może być wykorzystana w procesach przemysłowych lub w celach ogrzewania powierzchni i wody (cykl górny).

Woda obiegowa: patrz środek transportu ciepła

CO₂: zobacz dwutlenek węgla

Współczynnik wydajności (COP): Współczynnik wydajności lub w skrócie COP pompy ciepła jest stosunkiem zmiany ciepła na „wyjściu” (zasobniku ciepła będącym przedmiotem zainteresowania) do dostarczonej pracy. COP został stworzony w celu porównania pomp ciepła według ich efektywności energetycznej.

Elektrociepłownia: patrz połączone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej (EC)

Kocioł kondensacyjny (ekonomizer): Kotle kondensacyjne są podgrzewaczami wody o wysokiej wydajności (zazwyczaj ponad 90%), które są uzyskiwane dzięki wykorzystaniu ciepła odpadowego z gazów spalinowych do wstępnego podgrzania zimnej wody wpływającej do kotła. Mogą być zasilane gazem lub olejem i są nazywane kotłami kondensacyjnymi, ponieważ para wodna wytwarzana podczas spalania jest skraplana w wodzie, która opuszcza układ przez odpływ.

Chłodzenie: Chłodzenie to transfer energii cieplnej poprzez promieniowanie cieplne, przewodzenie ciepła lub konwekcję, zmieniając tym samym temperaturę z systemu docelowego z wyższych poziomów temperatury do niższych poziomów temperatury.

COP: patrz Współczynnik wydajności

DH: Ciepłownictwo

DHC: Ciepłownictwo i chłodzenie

CWU: ciepła woda użytkowa

Chłodzenie lokalne: Chłodzenie lokalne to system dystrybucji wody schłodzonej ze scentralizowanej lokalizacji do chłodzenia mieszkalnego i komercyjnego, takiego jak klimatyzacja

Energia rejonowa: połączenie koncepcji lokalnego ogrzewania i chłodzenia

Ciepłownictwo: Według EC (2018c), centralne ogrzewanie lub ogrzewanie miejskie to „dystrybucja ciepła przez sieć do jednego lub kilku budynków za pomocą gorącej wody lub pary wytwarzanej centralnie, często z elektrociepłowni, z ciepła odpadowego z przemysłu lub z dedykowanych systemów grzewczych”. **District heating**

DR: Demand response - reagowanie na popyt

Entalpia: Entalpia jest miarą całkowitej energii układu termodynamicznego. Obejmuje energię wewnętrzną, która jest energią potrzebną do stworzenia systemu, oraz ilość energii potrzebnej do zrobienia miejsca dla niego poprzez przemieszczenie środowiska i ustalenie jego objętości i ciśnienia.

Entropia: Entropia jest miarą tego, jak równomiernie rozprawdzana jest energia w systemie. W systemie fizycznym entropia stanowi miarę ilości energii, której nie można użyć do pracy.

Egzergia: w termodynamice egzergia układu jest maksymalną użytą pracą możliwą podczas procesu, który doprowadza system do równowagi za pomocą zbiornika ciepła. Kiedy otoczenie jest rezerwuarem, egzergia jest potencjałem systemu do spowodowania zmiany, ponieważ osiąga równowagę z otoczeniem. Egzergia to energia, którą można wykorzystać. Gdy system i otoczenie osiągną równowagę, egzergia wynosi zero. Określenie egzergii było również pierwszym celem termodynamiki.

Surowiec: dowolny materiał wejściowy do procesu, który przekształca się w inną formę lub produkt. **Feedstock:** Any input material into a process which is converted to another form or product.

Kolektor płaski: Najczęściej spotykany kolektor słoneczny

Przepływ: Medium transportowe o określonej ilości i temperaturze, które przepływa ze źródła ciepła do grzejnika.

Paliwa kopalne: Paliwa kopalne powstały w ciągu milionów lat w wyniku naturalnych procesów, takich jak beztlenowy rozkład martwych organizmów.

GPS: to globalny system nawigacji satelitarnej, który dostarcza informacje o geolokalizacji i czasie do odbiornika GPS w dowolnym miejscu na ziemi lub w jej pobliżu.

Gaz cieplarniany (GHG): gazy, które wychwytyują ciepło słońca w atmosferze ziemskiej, powodując efekt cieplarniany. Dwa główne gazy cieplarniane to para wodna i dwutlenek węgla. Inne gazy cieplarniane obejmują metan, ozon, chlorofluorowęglowodory i podtlenek azotu.

Sieć rurociągów: rury ciepłownicze, które rozprawdają ciepło do odbiorców, którzy są połączeni rurami serwisowymi.

Ciepło: Ciepło jest energią przenoszoną z jednego systemu do drugiego przez interakcję termiczną. W przeciwieństwie do pracy, ciepłu zawsze towarzyszy transfer egzergii. Przepływ ciepła z ciała o wysokiej do niskiej temperatury następuje samoistnie. Ten przepływ energii można wykorzystać i częściowo przekształcić w użyteczną pracę za pomocą silnika cieplnego. Druga zasada termodynamiki zabrania przepływu ciepła z korpusu o niskiej do wysokiej temperatury, ale za pomocą pompy ciepła można wykorzystać pracę zewnętrzną do transportu energii z niskiej do wysokiej temperatury. W zwykłym języku ciepło ma wiele znaczeń, w tym temperaturę. W fizyce „ciepło” jest z definicji transferem energii i zawsze wiąże się z pewnym procesem. „Ciepło” jest używane zamiennie z „przepływem ciepła” i „przekazywaniem ciepła”. Przenoszenie ciepła może zachodzić na wiele sposobów: przez przewodzenie, promieniowanie, konwekcję, transfer masy netto, tarcie lub lepkość oraz przez rozpraszanie chemiczne.

Wymiennik ciepła: Urządzenie zbudowane z myślą o wydajnym przenoszeniu ciepła z jednego płynu do drugiego, niezależnie od tego, czy płyny są oddzielone stałą ścianą, tak że nigdy się nie mieszają, czy też płyny są bezpośrednio w kontakcie.

Wartość opałowa: ilość ciepła uwalnianego podczas spalania określonej ilości paliwa (biogazu, biometanu). Istnieje wyższa i niższa wartość opałowa.

Skuteczność wymiany ciepła: stosunek mocy użytkowej ciepła i rzeczywistego ciepła wytwarzanego w urządzeniu do spalania.

Płyn do transportu ciepła: medium używane do doprowadzania ciepła ze źródła ciepła do kaloryfera. W systemach ciepłowniczych jest to zwykle woda, nazywana jest również wodą obwodową.

Zainstalowana pojemność: jest to całkowita pojemność elektryczna lub cieplna urządzeń do wytwarzania energii.

Kilowat (kW): Miara mocy elektrycznej lub pojemności cieplnej równej 1000 watów.

Kilowatogodzina (kWh): najczęściej używana jednostka energii. Oznacza to kilowat energii elektrycznej lub ciepła dostarczanego przez jedną godzinę.

kW_{el}: moc elektryczna (pojemność)

kWh: patrz Kilowatogodzina

kW_{th}: pojemność cieplna (ciepło)

Legionella: patogenna grupa bakterii, które mogą powodować problemy zdrowotne.

Woda uzupełniająca: woda uzupełniająca jest wodą potrzebną do uzupełnienia utraconej wody, np. przez wycieki w sieci ciepłowniczej.

Mała sieć: zintegrowany lokalny system wytwarzania, przesyłu i dystrybucji (dla energii elektrycznej lub ciepła) obsługujący wielu klientów.

Gaz ziemny: Jest on kopalną mieszaniną gazów węglowodorowych składającą się głównie z metanu, z innymi węglowodorami, dwutlenkiem węgla, azotem i siarkowodorem.

ORC: Organiczny cykl Rankine'a

Organiczny cykl Rankine'a: Proces ten został nazwany na podstawie użycia organicznego płynu o dużej masie cząsteczkowej ze zmianą fazy cieczeniowa-para lub punktu wrzenia, występującego w niższej temperaturze, niż zmiana fazy woda-para. Płyn umożliwia odzyskiwanie ciepła z cyklu Rankine'a ze źródeł o niższej temperaturze, takich jak z biogazowni.

PE: polietylen

PE-HD: polietylenu o wysokiej gęstości

PJP: rura z płaszczem z tworzywa sztucznego

Moc: ilość wykonanej pracy lub energia przekazana na jednostkę czasu (definicja w fizyce), jak również energia elektryczna z sieci (definicja w sektorze energetycznym).

Ciepło procesowe: ciepło wykorzystywane w przemyśle do różnych procesów wewnętrznych lub zewnętrznych (np. do ogrzewania komory fermentacyjnej).

PTES: Akumulator wodno-żwirowy zagłębiony w grunt

Pianka PUR: pianka poliuretanowa komórkowa

Przepływ powrotny: Ochłodzony środek transportu o określonej ilości i temperaturze, który przepływa z kaloryferów do źródła ciepła.

SCADA: to system sterowania, który wykorzystuje komputery, siecią transmisję danych i graficzne interfejsy użytkownika do procesów technicznych, w tym przypadku ciepłowniczych.

SCOP: sezonowy współczynnik wydajności

SDH: Słoneczne instalacje ciepłownicze

Rury serwisowe: rury ciepłownicze łączące odbiorców z rurami sieciowymi.

Inteligentna sieć: inteligentna sieć to sieć elektryczna, która wykorzystuje technologie informacyjne i inne technologie w celu dostosowania popytu i podaży w najbardziej efektywny sposób. Inteligentne sieci to środki mające na celu poprawę efektywności energetycznej, a wraz ze wzrostem udziału energii ze źródeł odnawialnych ważniejsze będzie ustabilizowanie sieci.

Para: to termin techniczny określający parę wodną, fazę gazową wody.

Węzeł cieplny: stacja wymiany ciepła, która łączy sieć ciepłowniczą z odbiornikiem ciepła. Zazwyczaj zawiera wymiennik ciepła.

Nadwyżka ciepła: patrz ciepło odpadowe

Różnica temperatur (ΔT): to różnica dwóch poziomów temperatury, gdzie wynik jest zawsze dodatni.

TERMIS: to narzędzie informatyczne do modelowania matematycznego systemów grzewczych. Symuluje działanie systemu na modelu sieci ciepłowniczej odwzorowanej w programie. Pobiera dane sieciowe w czasie rzeczywistym, oblicza i analizuje bieżące warunki pracy. Określa parametry działania sieci w danym momencie i w każdym punkcie sieci.

TES: Akumulator energii cieplnej

Rury transmisyjne: Większe rury ciepłownicze, które doprowadzają ciepło ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej.

Zasilanie i powrót: sposób określania długości rur ciepłowniczych gdzie przykładowo długość 100 m zasilanie i powrót oznacza 100m rury zasilającej i 100m rury powrotnej.

TTES: Akumulator wodny

Parowanie: Para jest substancją w fazie gazowej w temperaturze niższej niż jej punkt krytyczny. Oznacza to, że para może być skondensowana do cieczy lub do ciała stałego, poprzez zwiększenie ciśnienia bez obniżania temperatury. Na przykład woda ma krytyczną temperaturę 374°C (647 K), która jest najwyższą temperaturą, w której może istnieć ciekła woda. Dlatego w atmosferze w zwykłych temperaturach woda gazowa (znana jako para wodna) będzie się skraplać do cieczy, jeśli jej ciśnienie cząstkowe zostanie wystarczająco zwiększone. Para może współistnieć z cieczą (lub ciałem stałym).

Kolektor próżniowo rurowy: kolektor słoneczny składający się z rur próżniowych, w których umieszczony jest absorber.

VSD: pompy o zmiennej prędkości

Ciepło odpadowe: Ciepło z dowolnego procesu, na przykład z elektrociepłowni, która jest uwalniana do atmosfery i nie jest używana. Może to być również nazywane ciepłem nadwyżkowym, ponieważ „ciepło” jako rodzaj energii nie może zniknąć (zmarowane), zgodnie z prawem zachowania energii.

Watt (W): standardowa jednostka miary (układu SI) dla szybkości, z jaką energia jest zużywana przez sprzęt lub szybkość, z jaką energia przemieszcza się z jednego miejsca do drugiego. Jest to również standardowa jednostka miary mocy elektrycznej. Termin „kW” oznacza „kilowat” lub 1000 watów. Termin „MW” oznacza „megawat” lub 1 000 000 watów.

ΔT : patrz różnica temperatur

Bibliografia

- AGFW (Hg.) (1987): Freileitungen im Gelände und im Gebäude. Eine Sammlung von Beispielen für Planung und Realisierung. Unter Mitarbeit von Andreas Schleyer. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. Frankfurt am Main (AGFW Mitgliederinformation)
- AGFW (1993) Bau von Fernwärmenetzen. - Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H – VWEW, Frankfurt am Main; 5. Aufl.
- AGFW (2013) Technisches Handbuch Fernwärme, 3. Auflage. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH. ISBN:3-89999-039-0
- AGFW (Hg.) (2015): TGdA. Technische Gebrauchsdaueranalyse von Wärmenetzen unter Berücksichtigung volatiler erneuerbarer Energien. Forschungsvorhaben. Unter Mitarbeit von Stefan Hay. Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung. Online verfügbar unter <https://www.agfw.de/tgda/>, zuletzt geprüft am 02.01.2019.
- AGFW (Hg.) (2017): EnEff: Wärme. Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH.
- AGFW FW 401 (2018): Verlegung und Statik von Kunststoffmantelrohren (KMR) für Fernwärmenetze. Version: December 2007. Design and installation of preinsulated bonded pipes for district heating networks. In: AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (Hg.): Regelwerk Fernwärme. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH.
- AGFW FW 435 (2018): Verfahren zur Zustandsermittlung von Fernwärmeleitungen und zur Feststellung / Einmessung von Abweichungen (Leckortung). Version: April 2010. Operations identify the conditions of district heating. In: AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (Hg.): Regelwerk Fernwärme. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH.
- AGFW FW 448 (2018): Das Fernwärmenetz als thermischer Energiespeicher - Wirtschaftliche Aspekte, technische Lösungen, Beanspruchungen und Nutzungsdauern. Version: January 2016. District heating networks used as thermal energy storages. In: AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (Hg.): Regelwerk Fernwärme. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH.
- AGFW FW 510 (2018): Anforderungen an das Kreislaufwasser von Industrie- und Fernwärmeheizanlagen sowie Hinweise für deren Betrieb. Version: December 2013. Requirements for circulation water in industrial and district heating systems and recommendations for their operation. In: AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (Hg.): Regelwerk Fernwärme. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH.
- AGFW (Hg.) (2018a): Instandhaltung-FW. Entwicklung von neuen und verbesserten Instandhaltungsstrategien für kleine und große Wärmeverteilnetze durch Kombination statistischer Alterungsmodelle mit materialbasierten Nutzungsdauermodellen. Forschungsvorhaben. Unter Mitarbeit von Maximilian Seier. Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung. Online verfügbar unter <https://www.agfw.de/forschung/instandhaltung-fw/>, zuletzt geprüft am 02.01.2019.
- AGFW (Hg.) (2018b): Nemo. Wärmenetze im energetischen Monitoring. Unter Mitarbeit von Sebastian Grimm. Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung. Online verfügbar unter <https://www.agfw.de/nemo/>, zuletzt aktualisiert am 12/2018, zuletzt geprüft am 04.01.2019.
- Arnórsson (1995): Geothermal systems in Iceland: Structure and conceptual models – I. High-temperature areas. Geothermics, Volume 24, Issues 5-6
- Averfalk, H., Ingvarsson, P., Persson, U. Gong, M., Werner, S., (2017) Large heat pumps in Swedish district heating systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 79, p.1275-1284
- Bayerisches Landesamt für Umwelt (2016): Erdwärme – die Energiequelle aus der Tiefe, UmweltWissen – Klima + Energie
- BMJV (2019) Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV). - [Directive on the general conditions for the supply of district heating] https://www.gesetze-im-internet.de/avbfernw_rmev/ [14.02.2019]
- Bücker, D., Jell, P., Botsch, R., Klingele, M., & (Keine Angabe). (2015). Monitoring von Nahwärmenetzen als Schlüssel zur Optimierung. Euro Heat and Power, (12), 37–39.
- Doračić, B.; Novosel, T.; Pukšec, T.; Duić, N. Evaluation of Excess Heat Utilization in District Heating Systems by Implementing Levelized Cost of Excess Heat. Energies 2018, 11, 575.
- EGEC European Geothermal Energy Council (2014): EGEC geothermal market report 2013
- EGEC European Geothermal Energy Council (2018): EGEC geothermal market report 2017 – key findings

- Euroheat & Power (2018a) European heating sector well positioned for renewables integration. - <https://www.euroheat.org/news/european-heating-sector-well-positioned-renewables-integration/> [14.09.2018]
- Euroheat & Power (2018b) Top District Heating Countries – Euroheat & Power 2015 Survey Analysis. - <https://www.euroheat.org/news/district-energy-in-the-news/top-district-heating-countries-euroheat-power-2015-survey-analysis/> [14.09.2018]
- Euroheat & Power (2017) Country by Country 2017. - <https://www.euroheat.org/publications/country-country-2017/> [23.01.2019]
- European Commission (2016) An EU Strategy on Heating and Cooling. - EC 16.2.2016 COM(2016) 51 final; https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v14.pdf
- European Commission (2018a) Heating and cooling. - <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling> [14.09.2018]
- European Commission (2018b) Energy consumption in households. - https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_consumption_in_households [14.09.2018]
- European Commission (2018c) Glossary: City heating. - https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:City_heating
- European Commission (2018d) Energy consumption in households, Source data for Tabelas and Rysunek https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/1/16/Energy_consumption_households_final.xlsx [22.01.2019]
- European Commission (2019a) New Renewables, Energy Efficiency and Governance legislation comes into force on 24 December 2018. - https://ec.europa.eu/info/news/new-renewables-energy-efficiency-and-governance-legislation-comes-force-24-december-2018-2018-dec-21_en [23.01.2019]
- European Commission (2019b) Biomass. - <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/biomass> [23.01.2019]
- European Commission (2019c) Energy consumption in households. - https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_consumption_in_households [11.02.2019]
- Eurostat (2019) CONCEPTS AND DEFINITIONS. – https://ec.europa.eu/eurostat/ramon/nomenclatures/index.cfm?TargetUrl=DSP_GLOSSARY_NOM_DTL_VIEW&StrNom=CODED2&StrLanguageCode=EN&IntKey=16452285&RdoSearch=&TxtSearch=&CboTheme=&IntCurrentPage=1%20https://www.google.de [23.01.2019]
- Faber, T., Groß, J., & Finkenrath, M. (2018). Innovative Last prognosen mit »Deep Learning«-Methoden. Euro Heat and Power, 47(1-2), 35–38. https://www.hs-kempten.de/fileadmin/fh-kempten/FZA/KWK-Flex/EuroHeat_Power_2018_1-2-18_S_35-38.pdf Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2019). Demand Response. Retrieved from <https://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/344-demand-response> [20.01.2019]
- Frederiksen, Svend; Werner, Sven (2013): District heating and cooling. Lund: Studentlitteratur.
- GeoDH (2014): Developing Geothermal District Heating in Europe, Eu-Funded Project
- Gerdvilla, Simas (2017): Country By Country Survey 2017. - <https://www.euroheat.org/publications/country-country-2017/> [08.01.2019]
- Gunnlaugsson, E., Ármannsson, H., Thorhallsson, S., Steingrímsson, B. (2014): Problems in geothermal operation – scaling and corrosion
- Hirzel, S., Sontag, B., Rohde, C., (2013) Industrielle Abwärmenutzung - https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2013/Kurzstudie_Abwaermenutzung.pdf [11.02.2019]
- Hungenberg, Harald; Wulf, Torsten (2015): Grundlagen der Unternehmensführung. Einführung für Bachelorstudierende. 5. Aufl.: Springer Gabler
- Johansson, C., Vanhoudt, D., Brage, J., & Geysen, D. (2018). Real-time grid optimisation through digitalisation – results of the STORM project. Energy Procedia, 149, 246–255.
- Kühne, Jens; Jan Hinz, Arne (2016): Softwaregestützte Kraftwerkseinsatzoptimierung von KWK-Anlagen. Optimierungstools mit großer Einsatzbandbreite. In: Euro Heat and Power 45 (4), S. 38–43
- Laurberg Jensen L., Rutz D., Mergner R., Doczekal C., Pukšec T., Sunko R., Sunko B., Redžić E., Merzić A., Gjorgievsk V., Batas Bjelic I. (2017) Guideline on drafting heat/cold supply contracts for small DHC systems. - https://www.coolheating.eu/images/downloads/CoolHeating_D5.3_Guideline_on_drafting_heat_cold_supply_contracts_for_small_DHC_systems.pdf [16.01.2019]
- Lund H. et al. (2014) 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. Energy. 68: 1–11. doi:10.1016/j.energy.2014.02.089.

- Lygnerud, K., Werner, S., (2017) Risk of industrial heat recovery in district heating systems. Energy Procedia 116 (2017) 152-157
- Makela, V.M. 2008. Bases for the recommendations for new norms in Russian district heating. Mikkeli University of Applied Sciences
- Miedaner O. Winterscheid C., Grimm S., Heiler D., Kazagic A., (2018) Template for the global assessment of the district heating system in _____. – Word document template; Upgrade DH Project https://www.upgrade-dh.eu/images/Publications%20and%20Reports/UpgradeDH_Del3.2_TemplateForGlobalAssessmentOfDemoCases_Solites%20%282%29.docx [21.01.2019]
- MVV Netze (2015) TAB Heizwasser Technische Anschlussbedingungen Heizwasser für Nah- und Fernwärme. - https://www.mvv-netze.de/medien/dokumente/bauen/technische-regelwerke/fernwaerme/tab_fernwaerme_2015.pdf
- Pauschinger et al. (2018), Design Aspects for Large-Scale Aquifer and Pit Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling - https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_XII/IEA_DHC_AXII_Design_Aspects_for_Large_Scale_ATES_PTES_draft.pdf [04.02.2019]
- Persson, U., Möller, B., Werner, S., (2014) Heat Roadmap Europe: Identifying strategic heat synergy regions. Energy Policy 74, 663-681.
- Persson, U., (2015) Quantifying the Excess Heat Available for District Heating in Europe - <http://stratego-project.eu/wp-content/uploads/2014/09/STRATEGO-WP2-Background-Report-7-Potenital-for-Excess-Heat.pdf> [22.01.2019]
- prEN 13941, 09/2016: Fernwärmerohre - Auslegung und Installation von gedämmten Einzel- und Doppelrohr-Verbundsystemen für direkt erdverlegte Heißwasser-Fernwärmenetze. DIN EN 13941. Online verfügbar unter <https://www.beuth.de/de/impresum>.
- REN 21 (2018) Renewables 2018 Global Status Report. - <http://www.ren21.net/gsr-2018/> [20.03.2018]
- Roth, Tobias (2018): Best Practice Analysis for the Improvement of District Heating. Bachelor Thesis. Hochschule Rhein-Main, Rüsselsheim.
- Rutz, D., Doczekal C., Zweiler R., Hofmeister M., Laurberg Jensen L. (2017) Small Modular Renewable Heating and Cooling Grids - A Handbook. - ISBN 978-3-936338-40-9; WIP Renewable Energies, Munich, Germany, 110p. www.coolheating.eu
- Rutz D. (ed.); Dimitriou I., Rutz D. (2015) Sustainable Short Rotation Coppice, A Handbook. - WIP Renewable Energies, Munich, Germany; ISBN 978-3-936338-36-2; www.scrplus.eu
- Sandrock, Maaß, Weisleder, Westholm, Schulz, Löschan, Baisch, Kreuter, Reyer, Mangold, Riegger, Köhler (2019): Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefergeothermischer Ressourcen. Geplante Veröffentlichung: 2019
- Sauerwein, S.T. (2013a). Einleitung: Der Rainflow Algorithmus. Retrieved from <http://lastgang.agfw.org/anleitung.php#einleitung>
- Sauerwein, Sebastian Thi (2013b): Untersuchung zu Methoden der technischen Zustandsanalyse von Fernwärmenetzen auf Basis von Ganglinien. Diplomarbeit. Technische Hochschule Mittelhessen - THM, Gießen. Fachbereich für Maschinenbau und Energietechnik. Online verfügbar unter http://lastgang.agfw.org/Untersuchung_zu_Methoden_der_technischen_Zustandsanalyse_von_Fernwaermenetzen_auf_Basis_von_Ganglinien.pdf [02.01.2019]
- SDH (2012) Solar district heating guidelines - Collection of fact sheets; WP3 – D3.1 & D3.2 https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2018/06/SDH-Guidelines_update_09.2017.pdf
- Siemens Building technologies (2002) District Heating Training Course. Chapter 4. Mikkeli Polytechnic
- Sunko R., Sunko B., Rutz D., Mergner R., Doczekal C., Pukšec T., Laurberg Jensen L., Redžić E., Gjorgievsk V., Batas Bjelic I. (2017) Guidelines on improved business models and financing schemes of small renewable heating and cooling grids. - https://www.coolheating.eu/images/downloads/CoolHeating_D5.1_Guideline.pdf [16.01.2019]
- Töpfer, Armin (2006): Betriebswirtschaftslehre. Anwendungs- und prozessorientierte Grundlagen. 2. Aufl.: Springer
- Upgrade DH (2018a): Upgrading the performance of district heating networks. Best practice examples on upgrading projects. Hg. v. AGFW - Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung. www.upgrade-dh.eu.
- Upgrade DH (2018b): Data sheets "Upgrading the performance of district heating networks". Best practice examples on upgrading projects. Internal Documentation, Confidential. Hg. v. AGFW - Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung

- Upgrade DH (2018c): Upgrading the performance of district heating networks. Best practice instruments and tools for diagnosing and retrofitting of district heating networks. Hg. v. Soltes - Steinbeis Research Institute for Solar and Sustainable Thermal Energy Systems. Online verfügbar unter www.upgrade-dh.eu, zuletzt geprüft am 26.11.2018.
- Werner S. (2017) International overview of district heating and cooling. – Energy 137 (2017) 617.631; <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.045>
- Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas; Link, Thomas; Fischer, Joachim (2013) Regenerative Energietechnik. – Springer Verlag, Germany
- Wittchen, Kim Bjarne & Kragh, Jesper (2014): "Energy Savings in the Danish building stock until 2050". [http://vbn.aau.dk/en/publications/energy-savings-in-the-danish-building-stock-until-2050\(26e1c67a-ea63-4a0d-bf78-2bbbdb9ddb15\).html](http://vbn.aau.dk/en/publications/energy-savings-in-the-danish-building-stock-until-2050(26e1c67a-ea63-4a0d-bf78-2bbbdb9ddb15).html)
- World Health Organization (2007). "Legionella and the prevention of legionellosis". ISBN 92 4 156297 8; https://www.who.int/water_sanitation_health/emerging/legionella.pdf
- Yang, Xiaochen; et al. (2016). "Energy, economy and exergy evaluations of the solutions for supplying domestic hot water from low-temperature district heating in Denmark". Energy Conversion and Management. 122: 142–152. doi:10.1016/j.enconman.2016.05.057

