

Helene Ella Drevik Ekrem
Martine Skjong Dalen

Utnyttelse av spillvarme fra hydrogenproduksjon ved elektrolyse

Bacheloroppgave i Fornybar energi
Veileder: Ann Rigmor Nerheim
Mai 2023

Helene Ella Drevik Ekrem
Martine Skjong Dalen

Utnyttelse av spillvarme fra hydrogenproduksjon ved elektrolyse

Bacheloroppgave i Fornybar energi
Veileder: Ann Rigmor Nerheim
Mai 2023

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for havromsoperasjoner og byggteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Forord

Denne bacheloroppgaven er gjennomført ved Institutt for Havromsoperasjoner og Byggeteknikk ved NTNU Ålesund, som en del av emnet FENA2900 - Bacheloroppgave fornybar energi. Bacheloren er utformet i samarbeid med bedriften Norwegian Hydrogen og er skrevet av to studenter på studiet Fornybar energi. Oppgaven er skrevet våren 2023 som en avsluttende del på en treårig ingeniørutdanning.

Det rettes en takk til veileder ved NTNU, Ann Rigmor Nerheim, for god oppfølging og for å ha vært en god støttespiller med høy kompetanse gjennom bacheloren. Takker Kåre Nerem som mentor og resten av de ansatte ved bedriften Norwegian Hydrogen for muligheten til å skrive bachelor hos dem. De har bidratt med verdifull kunnskap og godt samarbeid gjennom perioden.

Videre takkes Tor Hennum for å ha vært til stor hjelp under bachelorskrivingen og har bidratt med god kompetanse og innspill. Tafjord Kraftvarme har også vært svært behjelpelig med nyttig informasjon og erfaringsdata angående fjernvarme.

Ålesund, 21. mai 2023

Helene Ella D. Ekrem

Helene Ella Drevik Ekrem

Martine Skjong Dalen

Martine Skjong Dalen

Sammendrag

Produksjon av grønt hydrogen ved elektrolyse av vann er en energikrevende prosess hvor omkring 40 % ender som tap. Utnyttelse av biprodukter fra industri vil være avgjørende for å oppnå et samfunn som bygger på sirkulær økonomi ved effektiv utnyttelse av ressurser. Bacheloroppgaven er skrevet i samarbeid med Norwegian Hydrogen og tar for seg problemstillingen å utnytte spillvarmen fra hydrogenproduksjon ved elektrolyse, med utgangspunkt i lokasjonene Hellesylt og Sjøholt. Det blir undersøkt ulike teknologier for utnyttelse av varme i form av lavtemperatur varmenett, organisk Rankine syklus, dampturbin og anvendelse av akkumuleringstank for lagring.

På Hellesylt og Sjøholt ble potensielle forbrukere av lavtemperatur fjernvarme undersøkt og oppvarmingsbehov utredet. Varmenettet ble overdimensjonert ved begge lokasjoner for å ha muligheten til å implementere flere forbrukere. Basert på investeringskostnader og inntekter fra fjernvarme, får et varmenett fortjeneste etter endt levetid på 30 år både ved Hellesylt og Sjøholt.

På bakgrunn av at hydrogenproduksjon vil kreve stopp ved for eksempel vedlikehold, har det blitt undersøkt om en akkumuleringstank kan benyttes for lagring. Da vil akkumuleringstanken kunne forsyne kundene i korte perioder under utkobling av produksjonen. Dette vil være nyttig dersom det skal sørges for forsyningssikkerhet.

Muligheten for å generere strøm fra varme er utfordrende, ettersom det oftest krever svært høye temperaturer. Organisk Rankine syklus kan bruke kjølemedier med lavt kokepunkt til å generere elektrisk energi og er et alternativ ved begge lokasjonene. Det ble sammenlignet tre kjølemedier med 60 °C varmekilde og tre kjølemedier med varmekilde på 80 °C. En økning av temperaturen på mediet til 80 °C resulterte i økte virkningsgrader og økt levert effekt.

Å utnytte spillvarmen i en dampturbinprosess ble vurdert som ulønnsomt grunnet store tap ved å bruke mer energi for å øke temperatur og trykk på vannet for så å kjøre dampen gjennom en turbin med et tap på 70 %.

For å utnytte mest mulig av varmeeffekten fra hydrogenanlegget ble det undersøkt om en kombinasjon av teknologier var å foretrekke. Det innebar å sette kjølevannet fra PtG-containeren i parallell med varmenettet og en varmepumpe som varmekilde for en ORC. Dette gjør at flere metoder kan anvendes samtidig. Varmenettet vil operere med et vann på omtrent 63 °C og varmepumpen vil varme opp mediet i ORC til 80 °C. Beregninger av fortjeneste ble plottet med hensyn på levetid for de ulike teknologiene. Plottet inneholder investeringskostnader for teknologiene og inntekter fra fjernvarme over en tidsperiode på 30 år, som er levetiden på varmenettet. Det ble tatt hensyn til utskifting av både kundesentraler, varmepumpe og ORC.

Det konkluderes med at en kombinasjon av teknologier vil være et godt alternativ på Sjøholt. Det vil utnytte mest mulig av varmeeffekten fra anlegget og tilskuddet av effekt fra ORC kan bidra til hydrogenproduksjonen. På Hellesylt er det besluttet at et lavtemperatur fjernvarmenett vil være den mest effektive metoden for å anvende den tilgjengelige spillvarmen.

Abstract

The production of green hydrogen through the electrolysis of water is an energy-intensive process with approximately 40 % ending up as loss. Utilization of byproducts from industry will be crucial in achieving a society based on a circular economy, ensuring efficient resource utilization. The bachelor's thesis, conducted in collaboration with Norwegian Hydrogen, focuses on the issue of harnessing waste heat from hydrogen production by electrolysis, specifically in the locations of Hellesylt and Sjøholt. Various technologies for heat utilization are being investigated, including low-temperature district heating, organic Rankine cycle, steam turbines, and the use of storage with accumulation tanks.

At Hellesylt and Sjøholt, potential consumers of low-temperature district heating were investigated, and heating demands were assessed. The district heating at both locations were overdimensioned to be able to implement further consumers. Based on investment costs and revenue from district heating, the district heating systems generate profits after a lifespan of 30 years, both in Hellesylt and Sjøholt.

Considering that hydrogen production may require shutdowns for maintenance, it has been examined whether an accumulation tank can be used for storage. The accumulation tank would then be able to supply customers during short periods when production is offline. This would be beneficial to ensure reliable supply.

Generating electricity from heat is challenging as it often requires very high temperatures. The organic Rankine cycle can utilize low-boiling-point working fluids to generate electrical energy and is an alternative at both locations. Three working fluids with a heat source at 60 °C were compared, as well as three working fluids with a heat source at 80 °C. Increasing the temperature of the working fluid to 80 °C resulted in higher efficiencies and increased power output.

Utilizing waste heat in a steam turbine process was deemed unprofitable due to significant losses incurred by increasing the temperature and pressure of the water and running the steam through a turbine with a 70 % loss.

To maximize the utilization of the heat output from the hydrogen plant, the investigation considered whether a combination of technologies would be preferable. This involved integrating the cooling water from the PtG containers into parallel with the district heating and using a heat pump as heat source for an Organic Rankine Cycle (ORC). The district heating system would operate with water at approximately 63 °C, while the heat pump would heat the medium in the ORC to 80 °C. Profit calculations were plotted considering the lifespan of the various technologies. The plot included investment costs for the technologies and revenue from district heating over a 30-year time period. Replacement of components were also taken into account.

The conclusion is that a combination of technologies would be a viable option at Sjøholt. It would maximize the utilization of heat output from the plant, and the additional power generated by the ORC could contribute to hydrogen production. In Hellesylt, a low-temperature district heating system is considered the most effective method for utilizing the available waste heat.

Forkortelser

HHH	Hellesylt Hydrogen Hub
NH	Norwegian Hydrogen
PEM	Polymerelektreolyttmembran
AEL	Alkalisk elektrolyse
ORC	Organic Rankine Cycle
PtG	Power to Gas
SOP	Shaft Output Power
TB	Turbine Power
PP	Pump Power
HI	Heat Input
SV	Spesifikt volum
NNV	Netto Nåverdi
COP	Effektfaktor
MNOK	Millioner norske kroner

Symboler

Symbol	Definisjon	Enhet
S	Sammenlagringsfaktor	-
q	Spesifikk varmeeffekt	W/m
u	Spesifikk varmeledningsevne	W/mK
T	Temperatur	K
V	Volum	m ³
\dot{V}	Volumstrøm	m ³ /s
m	Masse	kg
\dot{m}	Massestrøm	kg/s
P	Effekt	W
P_t	Turbineffekt	W
P_p	Pumpeeffekt	W
ρ	Tetthet	kg/m ³
c_p	Spesifikk varmekapasitet	kJ/kgK
v	Hastighet	m/s
d_i	Indre diameter	m
A	Areal	m ²
Q	Varmeenergi	J
\dot{Q}	Varmeeffekt	W
h	Spesifikk entalpi	J/kg
s	Spesifikk entropi	J/kgK
η	Virkningsgrad	%
SOP	Aksel utgangseffekt	W
k_0	Investeringskostnad	NOK
k_t	Kontantstrøm	NOK
r	Kalkulasjonsrente	%
t	Tid	s, h, år

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	iii
Forkortelser	iv
Symboler	v
1 Innledning	1
2 Teori	3
2.1 Hydrogenproduksjon ved elektrolyse	3
2.1.1 PEM-elektrolyse	3
2.1.2 Tap i elektrolyseprosess	3
2.2 Urban energi og utvikling av fjernvarme	3
2.2.1 Komponenter i fjernvarmenett	4
2.2.2 Grunnlast og spisslast	5
2.2.3 Lavtemperatur fjernvarme	6
2.2.4 Trykktap	6
2.3 Akkumuleringstank	6
2.4 Varmeeffekt og varmeenergi	7
2.5 Ideell Organisk Rankine Syklus	7
2.6 Varmepumpe	9
2.6.1 CO ₂ varmpumpesystem	9
2.7 Damp turbin	9
2.8 Temperaturøkning ved bruk av kjel	10
2.8.1 Biokjel	10
2.8.2 Elektrokjel	11
2.9 Nettonåverdi og internrente	11
3 Anleggsspesifikasjoner	12
3.1 Hydrogenanlegg på Hellesylt	12
3.2 Hydrogenanlegg på Sjøholt	13
4 Metode	14
4.1 Dataverifisering og informasjonsinnsamling	14
4.2 Strukturering av oppgaven	14
4.3 Varmeeffekt gitt i mengde vann	14
4.4 Dimensjonering av fjernvarmenett	14
4.4.1 Potensielle forbrukere på Hellesylt	15
4.4.2 Potensielle forbrukere på Sjøholt	15
4.4.3 Rørdimensjoner	17

4.4.4	Varmetap i rør	17
4.4.5	Økonomiske estimeringer	17
4.5	Dimensjonering av volum på akkumuleringstank	19
4.6	Arbeidsmedium i organisk Rankine syklus	20
4.7	Økonomiske verdier for organisk Rankine syklus	21
4.8	Spesifikasjoner og valg av varmepumpe	21
4.9	Virkningsgrader i dampturbinprosess	21
5	Resultater og diskusjon	22
5.1	Tilgjengelig varmeeffekt fra hydrogenproduksjon på Hellesylt	22
5.2	Varmeeffekt presentert i mengde vann	22
5.3	Lavtemperatur varmenett på Hellesylt	23
5.3.1	Dimensjonering og utbygging av distribusjonsnett	24
5.3.2	Økonomisk estimering	26
5.4	Lavtemperatur varmenett på Sjøholt	29
5.4.1	Dimensjonering og utbygging av fjernvarmenett	29
5.4.2	Økonomisk estimering	30
5.5	Akkumuleringstank for lavtemperatur fjernvarmenett	31
5.6	Vurdering av Organisk Rankine syklus	34
5.6.1	Vurdering av arbeidsmedie	34
5.6.2	Organisk Rankine syklus på Hellesylt	35
5.6.3	Organisk Rankine syklus på Sjøholt	35
5.6.4	Økonomisk estimering av organisk Rankine syklus	35
5.7	Evaluering av dampturbin	36
5.8	Kombinasjon av teknologier for varmeutnyttelse	37
5.8.1	Fortjeneste	38
5.9	Bærekraft	40
5.9.1	Klimafotavtrykk	40
5.10	Usikkerhet knyttet til resultater	41
6	Konklusjon	42
7	Forslag til videre arbeid	43
	Referanseliste	44
A	Fjernvarmeinntekt og forbruk	I
B	Regneark Organisk Rankine Syklus	II
C	Regneark Sunnlyven svømmebasseng	III

1 Innledning

En stadig strengere klima- og miljøpolitikk stiller flere krav til ressurseffektivitet hos norske virksomheter. Energiforbruket i dagens samfunn har ført til et økt behov for fornybare energibærere og effektiv anvendelse av ressurser. Utnyttelse av biprodukter og spillvarme fra industri vil bidra til en sirkulærøkonomisk omstilling og vil være en forutsetning for å nå klima- og bærekraftsmål som Norge har forpliktet seg til.

Bacheloroppgaven undersøker mulighetene for å utnytte spillvarme fra hydrogenproduksjon ved elektrolyse av vann. Varmen som skal utnyttes kommer fra nedkjøling av elektrolyseprosessen. Rapporten undersøker ulike teknologier og konsepter for utnyttelse av spillvarme og hvordan disse kan anvendes ved lokasjonene Hellesylt og Sjøholt.

Rapporten er utviklet i samarbeid med Norwegian Hydrogen og besvarer bedriftens spørsmål om hvilke muligheter som finnes for utnyttelse av varmtvann fra elektrolyse. Dette kapittelet tar for seg bakgrunn for gitt oppgave og forklarer hvorfor Hellesylt og Sjøholt er lokasjoner det skal gjøres utredninger for.

Bakgrunn for oppgaven

Stortinget kom i 2018 med anmodningsvedtak om krav til nullutslipp i verdensarvfjorder så snart det er teknisk gjennomførbart, men senest innen 2026 [1]. I 2005 ble vestnorsk fjordlandskap skrevet inn på UNESCOs verdensarvliste. Dette gjorde Geirangerfjorden til et naturlig stoppested for cruiseturisme og annen skipstrafikk. Hellesylt er et tettsted lokalisert i utkanten av Geirangerfjorden. Som følger av stortingsvedtaket og stadig større krav til transport- og turistnæringen, blir flere rederier nødt til å se på mulighetene for å imøtekomme kravene til en grønn omstilling.

Behovet for grønne energibærere i skipsnæringen har derfor lagt grunnlaget for vurderingen om å gjøre Hellesylt til et naturlig sted for skipstrafikk å fylle null-utslipps drivstoff i form av hydrogen. Pilot-E prosjektet Hellesylt Hydrogen Hub baserer seg derfor på å forsyne ferger og cruiseskip, samt tungtransport, med grønt hydrogen ved fyllingsstasjonen på Hellesylt. Med en daglig produksjon på opptil 1.3 tonn, vil anlegget være den største produsenten av grønt hydrogen i Norge [2]. For å bidra til effektiv ressursbruk ønsker Norwegian Hydrogen å kunne utnytte biproduktene fra produksjon av hydrogen.

Anlegget på Hellesylt består av en PEM elektrolysator som har et effektbehov på 3 MW [3]. Elektrolysatoren vil bli forsynt av tre lokale vannkraftverk som har en samlet kapasitet på 17 MW. Strøm produsert av vannkraft støtter ambisjonen om en grønn verdikjede.

Norwegian Hydrogen har, i tillegg til HHH, en prosjektert hydrogenfabrikk på Sjøholt. Hydrogenproduksjon på Sjøholt er tenkt å kunne bistå fyllingsstasjon på Hellesylt under høysesong. I tillegg vil NH kunne være en mulig forsyner av hydrogen til en planlagt energistasjon på Digerneset [4]. Også på Sjøholt skal det gjøres rede for muligheter for utnyttelse av spillvarme fra hydrogenproduksjon.

Sjøholt er valgt som lokasjon for et storskala hydrogenanlegg blant annet på grunn av tilgjengelighet på kraft. Sjøholt ligger i Ørskog i Ålesund kommune og her skal den eksisterende transformatorstasjonen utvides. I tillegg til en ny transformator med ytelse på 300 MVA, skal det legges en jordkabel som kobler Ørskog og Giskemo transformatorstasjon [5]. Tiltak for å øke kapasitet er gjort på bakgrunn av at det er en økning i forbruksplaner i området de neste årene. Økt kapasitet gjør det mulig for NH å hente ut nødvendig kraft til hydrogenproduksjon.

Hydrogenproduksjon ved elektrolyse

Hydrogenfabrikkene på Hellesylt og Sjøholt skal produsere hydrogen ved elektrolyse av vann. Elektrolyse er en kjemisk prosess som bruker elektrisk energi til å splitte vannmolekyler til hydrogen og oksygen. Som en kilde til ren og klimavennlig energi har hydrogen et stort potensial til å bidra til en mer bærekraftig fremtid. En utfordring knyttet til elektrolyse er genereringen av store mengder varme som går tapt til omgivelsene.

Teknologier for utnyttelse av spillvarme

I oppgaven skal det gjøres rede for hvilke teknologier som er aktuelle for å utnytte spillvarme fra hydrogenproduksjon.

Varmen kan ha flere bruksområder, som for eksempel i fjernvarmenett til oppvarming av bygg eller industriprosesser. Oppvarming av bygg og varmtvann utgjør 78% av energiforbruket i Norge [6]. Utbygging av et fjernvarmenett vil redusere bruken av elektrisk oppvarming og belastning på strømmettet.

Teknologier som dampmaskiner er aktuelle dersom vannet gjennomgår en temperaturøkning. Dampturbin er en av de mest effektive metodene for å konvertere varmeenergi til elektrisk energi, dersom temperatur og trykk er riktig.

Organisk Rankine syklus kan være et alternativ for å genere strøm fra varmtvannet fra elektrolysen. Arbeidsmediet som benyttes i syklusen har lavt kokepunkt slik at vannet skal klare å fordampe mediet. Mediet vil ekspandere i en turbin og produsere strøm.

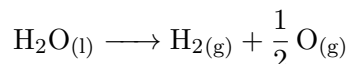
Det skal gjøres beregninger for ulike scenarier hvor ulike teknologier for utnyttelse av spillvarme er satt i system. Vurderinger basert på virkningsgrad, økonomi og bærekraft skal ligge til grunn for konklusjon om hva som er best utnyttelse av spillvarmen.

2 Teori

Dette kapitlet tar for seg grunnleggende teori om hydrogenproduksjon og beskriver ulike teknologier for utnyttelse av spillvarme.

2.1 Hydrogenproduksjon ved elektrolyse

Elektrolyse er en prosess hvor elektrisk energi driver en kjemisk reaksjon. Ved elektrolyse av vann spaltes vannmolekylene til hydrogen og oksygen [7]. Dette gjøres ved å kjøre en elektrisk strøm ved hjelp av to elektroder. Reaksjonslikning for prosessen er som følger:

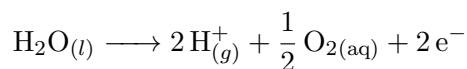


En elektrolysecelle består av en anode, katode og en elektrolytt. Elektrodene er enten adskilt med en protonutvekslingsmembran eller nedsenket i en flytende elektrolytt. En elektrolysator er en enhet som består av flere elektrolyseceller. Polymer-elektrolyttmembran (PEM) er en moden elektrolyse og brenselcelle-teknologi.

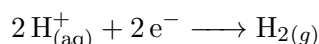
2.1.1 PEM-elektrolyse

En PEM-elektrolysecelle består av en anode og katode, separert med en protonutvekslingsmembran. Når det tilføres elektrisk energi høyere enn cellespenningen spaltes vann til oksygen, protoner og elektroner ved anoden. Det eneste som passerer membranen er protoner. De binder seg til elektroner og danner H_2 ved katoden [7,8]. Reaksjonslikning for anode- og katodereaksjon er presentert under.

Anodereaksjon



Katodereaksjon



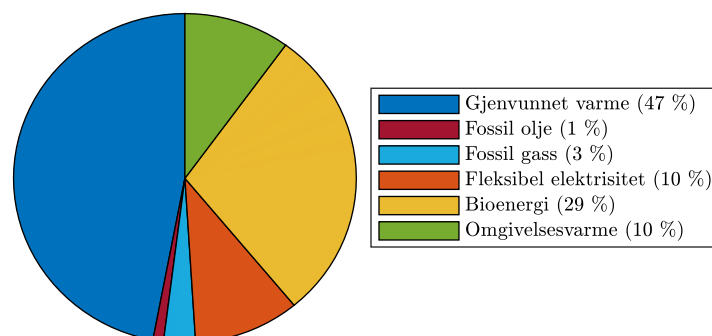
2.1.2 Tap i elektrolyseprosess

Spalting av vannmolekyler til hydrogen og oksygen er en endoterm kjemisk reaksjon. Det vil si at reaksjonen må tilføres energi for at den skal kunne skje. Ved elektrolyse av vann tilføres elektrisk energi for å drive reaksjonen. PEM elektrolyse har i dag en energieffektivitet på 55–66 % [9]. De resterende prosentene er tap. Varmetapet oppstår på grunn av kjølebehovet til elektrolysatoren som følger av høy resistans i elektriske komponenter.

2.2 Urban energi og utvikling av fjernvarme

Urban energi er overskuddsenergi som ellers ville gått tapt, også kalt spillvarme. Den tapte energien er som følge av en prosess som for eksempel avfallsbehandling eller industriproduksjon. Ved utnyttelse av overskuddsenergien gjennom fjernvarme, reduseres energitap i samfunnet og

unødig bruk av andre energikilder. Det er et nøkkelpunkt i overgangen til en mer sirkulær økonomi, der man øker nytteverdien til eksisterende systemer ved å ta i bruk produkter som ellers ville gått til spille [10]. Bruk av fjernvarme kan være til stor nytte i et lokalsamfunn, ettersom det er utallige prosesser og aktiviteter hvor det finnes overskuddsenergi. Fjernvarme fungerer som en kollektiv løsning, der tettbygde strøk og byer kan dra nytte av felles infrastruktur. En varmesentral kan utnyttes av flere bygg, istedenfor at hver bolig skal ha sin individuelle varmesentral. Det bidrar til redusert materialbruk og høyere driftseffektivitet. Figur 2.1 representerer fordelingen av de ulike energibærerne og kildene som produserte fjernvarme i 2022 med en produksjon på 7.5 TWh [11].



Figur 2.1: Sektordiagram over ulike energibærere og kilder brukt til fjernvarmeproduksjon [12].

Overskuddsenergi fra industriprosesser har den fordel at det er stor tilgjengelighet, ettersom det er industri i store deler av Norge. Gjenvunnet varme sto for omlag halvparten av fjernvarmen i Norge i 2021 og 89 % var fra avfallsforbrenning [13]. Ved bruk av elektrisitet indirekte gjennom fjernvarme, i form av elkjeler, vil det øke fleksibiliteten i det norske energisystemet. Ved overskudd av elektrisitet, vil kraftprisene minke og da kan denne elektrisiteten brukes til fjernvarmeproduksjon. På samme måte som når det er underskudd av kraft i markedet og høye priser, vil bruken av elektrisitet til fjernvarme synke. Dermed, vil fjernvarmen bidra til å jevne ut effekttoppene i kraftmarkedet [11,14].

2.2.1 Komponenter i fjernvarmenett

Et fjernvarmesystem består av en varmesentral, et distribusjonsnett og et kundegrensesnett [15]. Varmesentralen er hvor vannet varmes opp før det distribueres til forbrukere via et fjernvarmenett bestående av et nedgravd rørsystem. Varmesentral og distribusjonsnett omtales som primærsiden, mens sekundærsiden er hos kunden hvor varmen blir avgitt. Primær- og sekundærsiden er separert med en kundesentral og kundegrensesnittet er koblingen mellom sidene. Det er ulik levetid på de forskjellige komponentene der distribusjonsnettet har en levetid på omkring 30 år og kundesentralen på rundt 15 år.

Hos forbruker på sekundærsiden kan bygninger kobles til fjernvarmenettet ved direkte eller indirekte tilkobling. Ved direkte tilkobling mellom fjernvarmenett og kunden distribueres varmtvannet direkte til varmeaggregat og reaktorer som avgir varme til bygningen. Ved indirekte kobling er det installert en kundesentral ved forbruker hvor en eller flere varmevekslere overfører

den termiske energien til vann, som sirkulerer i en egen krets i bygningen. Det er oftest en varmeveksler til oppvarming og en eller to til oppvarming av tappevann. Fjernvarmevann er ikke godkjent tappevann og disse må derfor skilles ved kundesentralen. Indirekte tilkobling er mest anvendt i Norge. Det gir mulighet for at primær- og sekundærsiden kan operere ved ulikt trykk og temperatur i tillegg til at overvåkning av forbrukt energi blir enklere. Det er viktig at forbruker har eget system med en lukket rørsøyfe. Dette er for å opprettholde sikkerhet ved eventuelle lekkasjer i anlegget og det blir lettere å opprettholde krav til vannkvalitet [16].

Varmeveksler

En varmeveksler er en innretning som gjør det mulig med varmeoverføring mellom to medier med forskjellig temperatur [17]. En vanlig form for varmevekslere består av en lang rekke små rør omsluttet av en beholder. Det mediet som skal varmes opp eller kjøles ned strømmer i rommet i beholderen, mens mediet som brukes til å varme opp eller kjøle ned strømmer i rørene.

Oppvarmingssystem hos kunden

Energien fra fjernvarmevannet overføres til kundens interne varmeanlegg ved en varmeveksler. At kunden har et vannbårent oppvarmingssystem er avgjørende for å kunne implementere fjernvarme for oppvarming. I Norge vært vanlig med et vannbårent oppvarmingssystem, også kalt sentralvarmeanlegg, der vannet varmes opp av ulike energibærere. Tidligere var det vanlig å benytte fossil fyringsolje og parafin til oppvarming i boliger og næringsbygg i Norge, men fra 1. januar 2020 ble dette forbudt [18]. Derfor har elektrisk oppvarming og teknologier som varmpumpe erstattet bruken av fossilt brensel til oppvarming.

Sammenlagningsfaktor

Forbruket av varmtvann kan ha stor variasjon blant brukere og effektuttaket er ofte stort under korte perioder. Dersom alle kunder som er koblet til varmenettet bruker varmtvann samtidig, ville dette resultere i et anlegg av stor dimensjon. En sammenlagningsfaktor beskriver i hvor stor grad det er sannsynlig at forbrukerne benytter maksimalt effektuttak for varmtvann på samme tid [19]. Sammenlagningsfaktoren kan defineres som det totale effektbehovet for alle forbrukerne dividert på summen av enkeltforbrukerne sitt maksimale effektforbruk, som vist i Formel 2.1. Faktoren er dimensjonsløs.

$$S = \frac{P_{tot}}{\sum P_{max}} \quad (2.1)$$

2.2.2 Grunnlast og spisslast

Grunnlast er den primære oppvarmingskilden som dekker den delen av oppvarmingsbehovet som holder seg konstant gjennom en gitt periode. Spisslast er varmeeffekt som må tas i bruk for å dekke behovet når forbruket er større enn grunnlasten klarer å forsyne [20]. Spisslast er typisk å måtte benytte på vinterstid når oppvarmingsbehovet er større. Eksempler på mulige spisslastkilder kan være ulike industrier i nærheten som genererer spillvarme eller kjeler for temperaturøkning [20,21].

2.2.3 Lavtemperatur fjernvarme

Lavtemperatur fjernvarme benytter varmekilder med temperaturer helt ned til 55 °C. For å gjøre lavtemperatur fjernvarme attraktivt, er det avgjørende med lavt varmetap og høy effektivitet [22]. En fordel med lavtemperatur varmenett er at temperaturdifferansen mellom jord og rør er liten, noe som gir lavere varmetap, samt at behovet for isolasjon rundt rørene kan reduseres.

For levering av fjernvarme, kan det benyttes enten enkeltrør eller twinrør. Enkeltrør opererer med to separerte rør for tur- og returledning [22]. Twinrør har derimot to rør innenfor en felles isolasjonskappe der begge er av samme dimensjon. Ved å bruke twinrør er varmetapet fra returledningen lavere. Teknologien for twinrør er ikke like utbredt som enkeltrør, men er likevel lett tilgjengelig. Varmetap i rør beregnes med Formel 2.2, der u representerer u -verdi på rørene i W/mK, tur- og returtemperatur på vannet, i tillegg til jordtemperaturen i kelvin. Varmetapet q har enhet W/m. Det totale varmetapet i røret er varmetapet per meter multiplisert med lengden av røret.

$$q = u \cdot (T_{tur} + T_{retur} - 2 \cdot T_{mark}) \quad (2.2)$$

Rørdimensjoner er bestemt av levert effekt, tetthet, temperatur, hastighet og spesifikk varmekapasitet til vann. Volumstrøm med enhet m³/s kan beregnes ved bruk av Formel 2.3. ΔT er temperaturdifferansen på vannet i tur- og returrøret i kelvin. P er varmeeffekten som skal leveres i W og ρ er tettheten til vann i kg/m³, og er bestemt av temperatur. Spesifikk varmekapasitet, c_p , til vann er satt til 4.2 kJ/kgK.

$$\dot{V} = \frac{P}{\rho \cdot c_p \cdot \Delta T} \quad (2.3)$$

Volumstrømmen kan også beregnes ved bruk av Formel 2.4, der indre diameter inngår i Formelen. Vannets hastighet, v , er maksimal vannhastighet i røret i m/s. Diameteren er gitt i meter.

$$\dot{V} = v \cdot \pi \cdot \frac{d_i^2}{4} \quad (2.4)$$

2.2.4 Trykktap

Trykktap i rør er gitt i Pa/m og beskriver fall i trykk per meter rørlengde. For å oppveie et trykktap i et distribusjonsnett, kreves et trykkløft fra en sirkulasjonspumpe [22]. Trykktapet kommer som følge av friksjonskrefter i rør, støtkrefter og differansetrykk mellom kunde- og varmesentral. Diameter på røret har direkte innvirkning på trykktapet, hvor anvendelse av mindre rørdimensjon gir høyere trykktap. Dette resulterer i større differansetrykk som pumpen må driftes etter [22,23].

2.3 Akkumuleringstank

En akkumuleringstank er et magasin som lagrer termisk energi i form av varmt vann. Ved å ta i bruk en akkumuleringstank i kombinasjon med fjernvarme kan energien lagres i lengre tid med lite varmetap og den kan benyttes ved en senere anledning eller etter behov. Dersom

produksjonen som varmer opp vannet er stanset i en periode, eller er så lav at tilførselen ikke dekker varmebehovet til kunden, vil en akkumulator kunne bidra til større sikkerhet og stabilitet hos forbruker. En annen årsak til at akkumuleringstank kan være nødvendig er ved vinterstid da varmeeffekten som kreves for å varme opp bygninger er betydelig høyere. En slik løsning vil kunne øke kapasitet og forhindre høye effekttopper på tidspunkter med høyt forbruk og etterspørsel.

Konvensjonelle fjernvarmeanlegg som benytter spillvarmekilder med høyere temperatur, vil kunne regulere temperaturen på vannet ut i fra etterspørsel. Ved lavtemperatur spillvarme, hvor temperaturen på vannet ikke kan økes uten en ekstern oppvarmingskilde, kan det oppnås høyere varmeeffekt som distribueres til kunden ved å øke vannmengden. Vannmengden kan økes ved høyere hastighet på vannet eller større rørdimensjoner.

Legionella

Legionella er en organisme som lever i vann og jord, og som formerer seg ved temperaturer mellom 20 og 50 °C. Bakterien kan forårsake sykdom og kan finnes i blant annet dusjanlegg, tappevann og fontener, og trives godt i stillestående vann. For å forebygge legionella benyttes tappevannstemperaturer på 60–70 °C [24]. Dette gjør utbygging av lavtemperatur varmenett for oppvarming av tappevann mindre attraktivt og setter begrensninger for effektiv energiutnyttelse. Det er mulig å bruke en biologisk barriere som et alternativt tiltak for legionella.

2.4 Varmeeffekt og varmeenergi

Formel 2.5 anvendes for å finne varmeenergi, hvor c_p er spesifikk varmekapasitet gitt i kJ/kgK, ΔT er differansetemperatur i K og m er masse i kg. Varmeenergi Q har enhet J som tilsvarer Ws .

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T = \rho \cdot A \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (2.5)$$

Formel 2.6 beskriver varmeeffekt \dot{Q} uttrykt med varmeenergi og tid t gitt i s. \dot{m} er masse per tidsenhet.

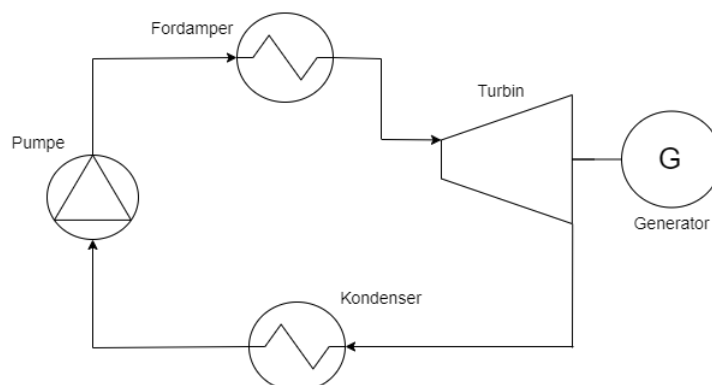
$$\dot{Q} = \frac{dQ}{dt} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T = \rho \cdot V \cdot v \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (2.6)$$

2.5 Ideell Organisk Rankine Syklus

En organisk Rankine syklus benyttes primært for utnyttelse av spillvarme med lav temperatur for å generere elektrisitet [25]. Forskjellen fra en ordinær Rankine syklus er at den bruker en organisk væske som arbeidsmedium, til fordel for vann. Den organiske væsken med lavt kokepunkt fordampes raskere enn vann og vil bruke mindre energi enn en ordinær Rankine syklus. Dermed er det mulig å utnytte andre varmekilder med lavere temperaturer til å generere damp med vanlig

trykk og temperatur [26]. En ideell organisk Rankine syklus har en fastsatt virkningsgrad for turbinen. Det vil si at tapene ved dråpeformasjon under ekspansjonen er neglisjert. En ikke-ideell organisk Rankine syklus ville operert med en lavere turbinvirkningsgrad [25,26].

Den tilførte varmen kan ha temperatur ned mot 45 °C [27,28]. Den organiske væsken blir varmet opp i en varmeveksler til det fordamer, og videre inn i en turbin som driver en generator. Deretter blir dampen kondensert tilbake til væskeform for å gjenta syklusen. Arbeidsmediet må være et fluid med lavt kokepunkt, slik at vannet kan få fluidet til å fordampe. Syklusen til en organisk Rankine syklus er fremstilt i Figur 2.2.



Figur 2.2: Skisse over organisk Rankine syklus. Figur hentet og oversatt fra [29].

For å beregne effekten levert og produsert fra de ulike prosessene i syklusen, må parametere som massestrøm, entalpi, temperatur og trykk fastsettes og utredes. Effekten levert av turbinen i W er beregnet ved bruk av Formel 2.7, der h_1 og h_2 i J/kg presenterer entalpidifferansen ved inn- og utløpet av turbinen multiplisert med massestrøm. Formel 2.8 viser pumpens effektbehov og beregnes på lignende måte som for effekten fra turbinen. [25].

$$P_t = \dot{m}(h_1 - h_2)\eta_t \quad (2.7)$$

$$P_p = \dot{m}(h_5 - h_4)\eta_p \quad (2.8)$$

Varmeeffekten som syklusen krever beregnes ved å multiplisere massestrøm med entalpidifferanse i fordamperen. Dette er fremvist ved Formel 2.9. SOP, Shaft Output Power, representerer total effekt fra syklusen, og er den nødvendige pumpeeffekten subtrahert fra levert turbineeffekt. SOP er også kjent som utgangs akseffekt, vist i Formel 2.10 [25].

$$\dot{Q} = \dot{m}(h_1 - h_5) \quad (2.9)$$

$$SOP = P_t - P_p \quad (2.10)$$

For å beregne den totale virkningsgraden for syklusen, må SOP divideres på varmeeffekten inn i syklusen. Fremvist i Formel 2.11 [25].

$$\eta = \frac{SOP}{\dot{Q}} \quad (2.11)$$

2.6 Varmepumpe

En varmpumpe utnytter varmen fra omgivelsene rundt seg og øker temperaturen på et utgangsmidium ved bruk av et kjølemidium som fordampes og kondenserer i en syklus [30]. En varmpumpe består av en kompressor, strupeventil, kondensator og fordampes [31]. Varmen på utgangsmidiet kan brukes til å dekke et termisk energibehov i for eksempel bygninger. Varmepumper tilbyr mer stabil varme og kan tilpasses etter behov.

Varmen som blir produsert under industriprosesser kan være et eksempel på et inngangsmidium i en varmpumpe. I motsetning til mer tradisjonelle måter å varme opp bygninger på som elektrisitet, gir varmpumpe betydelige energibesparelser. Det baserer seg på at varmpumpen bruker allerede eksisterende varmekilder i omgivelsene rundt seg og trenger kun en tilført effekt for å holde kompressoren gående [31]. Det kan gi en mer kostnadseffektiv produksjon av varme i tillegg til en redusert miljøpåvirkning. Ettersom inngangsvarme kommer fra spillvarme er det en bærekraftig metode for oppvarming.

2.6.1 CO₂ varmpumpesystem

CO₂ kan benyttes som arbeidsmedium i varmpumpe for å heve temperatur på lavtemperatur spillvarme fra industri. CO₂ har kritisk trykk og temperatur på 75.3 atm og 31.0 °C [32]. Varmepumpeprosessen er transkritisk. Dette betyr at arbeidsmediet opererer i både superkritisk og subkritisk tilstand. Subkritisk tilstand er når mediet opererer under kritisk punkt, mens superkritisk er tilstand over kritisk punkt.

2.7 Dampturbin

Dampturbinen ble først brukt i produksjon sent på 1800-tallet som en viktig teknologi i flere kraftverk for produksjon av elektrisitet [33]. I en dampturbin omdannes termisk energi i damp til mekanisk arbeid i form av rotasjonsenergi. Den termiske energien omgjøres til mekanisk energi ved at dampen ekspanderes gjennom en turbin. Trykk- og varmefallet i dampen utnyttes til å drive skovler og skaper strømningsenergi. Dampturbiner krever oftest overhettete damp med temperaturer opp til 450–560 °C og høyt trykk på 30–120 bar [34].

Det skilles mellom to typer dampturbiner: kondensasjonsturbin og mottrykksturbin. I kondensasjonsturbiner ekspanderes dampen til et trykk under omgivelsestrykk før dampen blir kondensert til lavest mulig temperatur etter turbinen. Med kondensat på 20 °C kan man få en

virkningsgrad på 20–30 % [35]. I mottrykkstuberer ekspanderes dampen til lavtrykk på rundt 4–6 bara. Da vil el-andelen utgjøre mellom 5–20 %, mens dersom dampen etter turbinen kan utnyttes videre i industriprosesser eller for eksempel fjernvarme, vil virkningsgraden bli betydelig høyere [34].

Innløpstrykk og innløpstemperatur på dampen er to parametere som påvirker dampforbruket og virkningsgraden til en turbin. Eksempelvis vil en økning på 10 % i damptrykk føre til en økning i virkningsgrad på 0.45–1.5 % avhengig av turbintype. En 10 % økning i innløpstemperatur vil føre til en økning på omtrent 0.6 % [36].

I en dampturbin-prosess benyttes en Rankine syklus for å omgjøre termisk energi til mekanisk arbeid og til slutt elektrisk energi ved en generator. For å gjøre vann om til damp under høyt trykk, kreves en dampkjel. Det som er mest anvendt er å bruke en vannrørskjel eller en røykrørskjel. Der blir vannet oppvarmet og videre fordampet ved at røykgass som dannes ved forbrenning av brensel, kjøles ned [37]. Brenselet som benyttes er fossilt, men også biomasse og avfall kan benyttes i en fastbrenselkjel. Elektriske dampkjeler er og et alternativ for øking av temperatur og trykk.

Stirling motor

Stirlingmotor er en varmekraftmaskin som ble utviklet i 1816, men anvendt i større grad på tidlig 1900-tallet [38]. Maskinen operer oftest med helium eller hydrogen som arbeidsmedium, der det vekselvis blir oppvarmet og nedkjølt, og avgir arbeid gjennom et arbeidsstempel. Strømningen av mediet er bestemt av temperaturnivåer, ikke av ventiler som er mest brukt i lignende maskiner [38].

Motoren opererer optimalt med temperaturer fra 140 til 400 °C og kan oppføre seg som en varmpumpe, kjølemaskin, motor og trykkgenerator [39,40]. Stirlingmotor kan også operere med lavere temperaturer helt ned til 70 °C, men dette vil påvirke virkningsgraden i stor grad. En ulempe med Stirling motorer er at den ikke er egnet for større applikasjoner på grunn av lav spesifikk effekt og innehar større risiko enn andre motorer.

2.8 Temperaturøkning ved bruk av kjel

Kjeler er varmegeneratorer som benyttes til å produsere varmtvann, varm luft eller damp. De kan brukes til oppvarming av boliger og bygninger eller til industriell produksjon. Energibærere som kan drive kjelen er blant annet gass, olje og biomasse. Brenseltypen vil ha stor påvirkning på både effektivitet, kostnader og miljøpåvirkning til kjelen. Elektrisitet kan også anvendes.

2.8.1 Biokjel

En biokjel bruker biomasse for å produsere varme, hvor biomassen for eksempel kan være trevirke, sagflis eller pellets [41]. Kjelen bidrar ikke til økning i CO₂-utslipp, dersom biomassen kommer fra bærekraftige kilder. Biokjelene kan brukes til å varme private boliger og store industrianlegg. Fordeler med biokjel er lave installasjons- og driftskostnader. De blir stadig mer ettertraktet som et mer miljøvennlig alternativ blant annet på grunn av de lave kostnadene [42]. Pellets, ved og flis har lavere kWh-pris enn olje og strøm.

2.8.2 Elektrokjel

Elkjeler bruker elektrisk energi for å produsere varme og er praktisk dersom det er ikke er tilgang til en alternativ energikilde [43]. De har lav investeringskostnad per installert varmeeffekt, men er betydelig dyrere i drift siden den er avhengig av elprisen. Elkjel har ingen utslipp til luft, lavt støynivå og ingen behov for brensellager. En standardisert løsning for bruk av elkjeler er til forsyning av topplast eller som reservefyring i et fjernvarmeanlegg eller varmesentral [44]. Elkjeler er driftssikre med høy virkningsgrad.

2.9 Nettonåverdi og internrente

Et økonomisk perspektiv er viktig for å undersøke om prosjektet er lønnsomt og for å foreta risikovurdering. Det stilles krav til avkastning og det er interessant å vite nåverdien av et fremtidig prosjekt.

Netto nåverdi er en bedriftsøkonomisk beregning som viser hvor verdifull en investering er, gitt i nåværende verdi [45]. Positiv NNV vil si at prosjektet vil gi mer verdi enn det koster og har en fortjeneste. Det er en nyttig vurdering om det er gunstig å gå videre med en investering eller et prosjekt med hensyn på levetiden til prosjektet. Beregning for NNV er presentert i Formel 2.12, hvor k_0 er investeringskostnad og k_t er netto inntekt i år t trukket fra eventuelle driftskostnader. N_e er levetid i antall år og r er kalkulasjonsrente. Kalkulasjonsrente er den avkastningen en bedrift krever å få av en investering.

$$NNV = -k_0 + \sum_{t=0}^{N_e} \frac{k_t}{(1+r)^t} \quad (2.12)$$

Internrente, også kalt diskonteringsrente, er avgjørende under økonomiske beregninger. Den bestemmer det maksimale avkastningskravet før prosjektet ikke er lønnsomt og finnes ved å sette netto nåverdi lik null. Det vil gi et mål på hvor stort avkastningskravet kan være. Dersom det er høy internrente, antas det at prosjektet har god lønnsomhet.

3 Anleggsspesifikasjoner

Dette kapitlet tar for seg spesifikasjoner for lokasjon og drift for de to hydrogenanleggene på Hellesylt og Sjøholt. Det blir gitt en systembeskrivelse og illustrasjon av hvordan kjøling av elektrolyseprosessen foregår, i tillegg til hvordan det er tenkt å høste varmeeffekten.

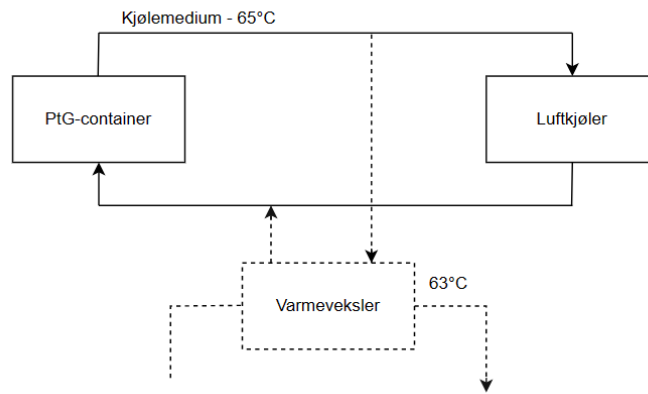
3.1 Hydrogenanlegg på Hellesylt

Anlegget er lokalisert i Hellesylt sentrum og er markert i Figur 3.1. Hydrogenanlegget er prosjektert for å produsere 1.3 tonn H_2 om dagen. Elektrolysatoren har et effektbehov på 3 MW og en maksimal varmeeffekt som det er mulig å høste ut på 890 kW. Anlegget har en brukstid på 8 000 timer i året. Det vil svært sjeldent kjøres på under 50–60 % av maksimal produksjon, sett bort fra vedlikeholdsperioder. Anlegget vil oftest kjøres på omtrent 80 % eller mer [3]. Ved kjøling av elektrolyseprosessen vil temperaturen på kjølemediet få en temperatur på 60–70 °C. Det er valgt en middeltemperatur på 65 °C som blir benyttet i beregninger.



Figur 3.1: Kart over Hellesylt hvor rød markør stedfester hydrogenanlegget.

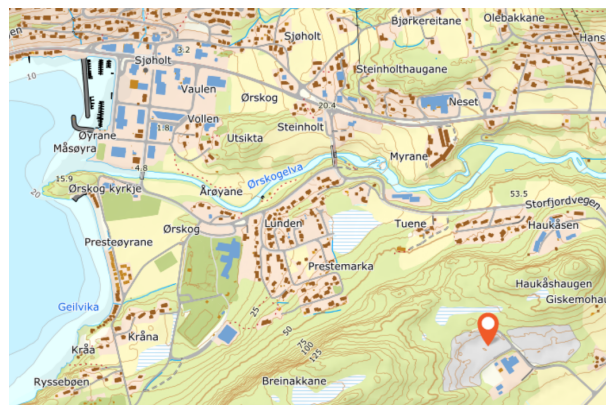
Fabrikken som åpner i løpet av desember 2023 skal kjøle ned elektrolyseprosessen med glykolholdig vann som kjølemedium. Kjølemediet vil sirkulere i en lukket krets mellom PtG-containeren, der det blir varmet opp, og luftkjølere der det gjenkjøles [3]. For å kunne utnytte spillvarmen fra elektrolyse-prosessen er det planlagt å installere en varmeveksler som høster varmeeffekten. Etter samtale med Tafjord Kraftvarme kan det regnes med et varmetap som tilsvarer 2 °C i varmevekslere som anvendes i fjernvarmeanlegg [16]. Vannet ut fra varmeveksleren vil ha en temperatur på 63 °C. Figur 3.2 viser et blokkskjema med standard nedkjøling av elektrolysatoren. Tiltent metode for høsting av varmeeffekt fra spillvarme er illustrert med stiplet linje.



Figur 3.2: Blokk skjema for høsting av spillvarme [3].

3.2 Hydrogenanlegg på Sjøholt

Hydrogenanlegget er planlagt lokalisert på Giskemo, omtrent 3 km utenfor Sjøholt sentrum. I Figur 3.3 er tomten til anlegget stedfestet med rød markør. Anlegget på Sjøholt blir et storskala hydrogenanlegg. Varmeeffekten som blir mulig å hente ut er 20 MW. Dette er et omtrentlig tall som bedriften Norwegian Hydrogen har estimert [3]. Denne varmeeffekten ligger til grunn for beregninger og antagelser knyttet til hydrogenanlegget på Sjøholt.



Figur 3.3: Kart over Sjøholt hvor rød markør stedfester hydrogenanlegget.

4 Metode

Kapittelet presenterer metodene som er anvendt for gjennomføring av bacheloroppgaven. Herunder er datainnsamlings- og forskningsmetoder fremvist, der begrensninger er inkludert. I tillegg blir antagelser og bestemmelser for ulike verdier utredet.

4.1 Dataverifisering og informasjonsinnsamling

Innhenting av data for hydrogenanleggene på Hellesylt og Sjøholt er gjort i samarbeid med Norwegian Hydrogen og deres samarbeidspartnere. Data og beregninger ble behandlet i Microsoft Excel og Matlab. Her ble dataene strukturert og videre analysert for å kunne presenteres i diagram, grafer og tabeller.

Kvalitativ forskningsmetode anvendes ved innhenting av data og analysing av disse. Dataene er i form av tekst, bilder, lyd eller video og bidrar med dypere forståelse og kunnskap om et tema [46]. Rapporten bygges på kvalitative data som samtaler og eposter, samt artikler og forskningsrapporter. I motsetning til kvalitative data, er kvantitative data i form av tall og statistikk. Dataene kan tallfestes og analyseres ved hjelp av statistiske verktøy. Kvantitative data som er anvendt for beregninger i rapporten er statistikker og værdata.

4.2 Strukturering av oppgaven

I oppgaven ble det gjort eksempel-beregninger på bakgrunn av teori. De ulike teknologiene for utnyttelse av spillvarme blir vurdert opp mot lokasjonene Hellesylt og Sjøholt. Potensielle forbrukere og behov i nærområdet blir utredet og de ulike teknologiene vurderes opp mot dette. Organisk Rankine syklus, fjernvarme, varmepumpe, dampturbin og akkumuleringstank er av teknologiene som undersøkes. Disse blir vurdert opp mot økonomiske og bærekraftige aspekter. Utfordringer knyttet til gjennomførbarhet for konseptene blir drøftet.

4.3 Varmeeffekt gitt i mengde vann

For å beregne mengden vann som tilsvarer maksimal varmeeffekt uthentet fra hydrogenanleggene ble Formel 2.5 benyttet. For Hellesylt ble det brukt en varmeeffekt på 890 kW, mens for Sjøholt ble varmeeffekt på 20 MW anvendt. Temperaturen på vannet etter det har gått gjennom varmeveksleren er 63 °C, og retur temperatur fra fjernvarmenettet er satt til 30 °C. Densitet til vann er satt til 1 000 kg/m³ slik at 1 kg vann tilsvarer 1 liter.

4.4 Dimensjonering av fjernvarmenett

Varmenettet ved lokasjonene blir dimensjonert basert på en effekt som er høyere enn det totale forbruket til kundene for å ha fleksibilitet for fremtidig utbyggelse. For Hellesylt ble nettet dimensjonert etter 500 kW varmeeffekt og for Sjøholt ble det dimensjonert etter 1 500 kW. For å utrede varmebehovene for bygg som kan være potensielle brukere av fjernvarme, ble flere antagelser gjort. Antagelsene baserer seg på middelveidier og tall hentet fra rapporter fra tidligere år. Beregninger representerer et forenklet varmenett hvor det kun er tatt hensyn til varmetap i rør.

4.4.1 Potensielle forbrukere på Hellesylt

Bygningene som er potensielle brukere av fjernvarme er Sunnylven skole og svømmebasseng, Sunnylven omsorgssenter, Hellesylt stadion og tomten til hydrogenanlegget. De ble valgt på grunnlag av at to av byggene enten har eller skal oppgraderes til vannbårent oppvarmingssystem og at de har et stort oppvarmingsbehov.

Det er ønskelig at Hellesylt stadion skal holdes is- og snøfri for at befolkningen skal ha muligheten for å bruke den på vinterstid. Basert på værdata fra Tafjord værstasjon er det antatt at det er 30 dager i året det er is på stadion [47]. På disse 30 dagene er det satt en gjennomsnittlig vindhastighet til 5 m/s med en lufttemperatur på $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$ [47]. Ønskelig overflatetemperatur er satt til $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ som gir en temperaturredifferanse på $3\text{ }^{\circ}\text{C}$. Varmetapet for fotballbanen er beregnet ved formel 2.2. U-verdien har en simulert verdi på $15.8\text{ W/m}^2\text{ }^{\circ}\text{C}$, som er gitt av NH sin samarbeidspartner Aragon, og er varmetapet ved 5 m/s vindhastighet for et bestemt underlag [48].

Tomten til hydrogenanlegget har et areal på $5\,206\text{ m}^2$ og det er ønskelig å holde tomten is- og snøfri. Det er antatt like mange dager med is som ved stadion og brukt samme beregningsmetode med lik simulert U-verdi. Varmetapet er beregnet med Formel 2.2.

Sunnylven skole sitt areal er antatt til $1\,250\text{ m}^2$ og det termiske behovet er beregnet ved bruk av en verdi på $163\text{ kWh/m}^2\text{ år}$. Dette er gjennomsnittlig spesifikk energibruk i undervisningsbygg [49]. Oppvarmingsbehovet til svømmebassenget ble beregnet med verdier og formler vist i Vedlegg C. Antagelser ble gjort for lufthastighet ved vannoverflate, temperaturer i luft og vann, og tap for etterfylling av vann. Fra en studie gjort av Aragon, har Sunnylven omsorgssenter satt et termisk effektbehov på $270\,000\text{ kWh}$ [50]. Omsorgssenteret opererer i dag med en elektrisk varmtvannsbereider, som kan være en reserve for spillvarmen fra elektrolysatoren.

4.4.2 Potensielle forbrukere på Sjøholt

For å beregne varmebehov for de potensielle forbrukerne på Sjøholt, ble det brukt gjennomsnittsverdier og forholdstall. Tallene er et estimat på omtrent hvor stor andel av varmeeffekten som kan benyttes til fjernvarme. For å holde tomter snø- og isfri på Sjøholt ble de samme antagelsene for temperatur og den samme beregningsmetoden anvendt. Nærmeste værstasjon for både Sjøholt og Hellesylt er Tafjord værstasjon. Nedbørsdata for lokasjonene ble hentet derfra.

Sjøholt skole og svømmebasseng vil være en forbruker av varmenettet og oppvarmingsbehovet ble beregnet på samme måte som for Hellesylt. Areal av skolen er $6\,400\text{ m}^2$ og blir deretter multiplisert med en verdi for gjennomsnittlig spesifikk energibruk for undervisningsbygg [49,51]. Svømmebassenget på Sjøholt har areal på 75 m^2 .

Vekst- og drivhus har et stort varmebehov dersom de driftes hele året, men behovet varierer med type vekst og størrelse. Behovet for oppvarming for veksthus ble beregnet ved bruk av en gjennomsnittlig verdi på $350\text{ kWh/m}^2\text{ år}$ [52]. Et drivhus på $2\,000\text{ m}^2$ er antatt som potensiell av

forbruker av varmenettet på Sjøholt [53]. Området rundt hydrogenanlegget er dekket av store jordbruksarealer. Disse kan være aktuelle for drivhus som kan dyrke vekster gjennom hele året.

Med økende kostander til strøm, er investeringer i fornybar energi innen gårdsbruk blitt svært attraktivt. Økende fokus på klima og miljø har innvirkning på både forbruker og gårdsdriften [54]. Fjøs og produksjonslokaler for dyr har oppvarmingsbehov for gulvvarme. Behovet for varme varierer med størrelse på lokalet og hvilke type dyr. Griser kan for eksempel ha et oppvarmingsbehov på 100–120 W/m² og gårdsdrift blir derfor sett på som en mulig forbruker av varmenettet [55]. Det er anslått et fjøs på 1 000 m² med et oppvarmingsbehov på 110 W/m² som er inkludert i beregningene for Sjøholts totale oppvarmingsbehov.

Det er antatt et antall eneboliger på Sjøholt som kan være forbrukere av fjernvarme. Statistikk fra SSB ble brukt for å se antall eneboliger i en by av samme størrelse. Det ble deretter brukt et forholdstall på bakgrunn av antall boliger og innbyggere. Vannylven kommune hadde omtrent 1 700 eneboliger i 2023 med 3 300 innbyggere [56]. Sjøholt har et innbyggertall på rundt 1 500 og det er derfor antatt at 500 boliger kan utnytte fjernvarme til oppvarming. Det er noe lavere enn forholdstallet fordi det er ønskelig å kun levere fjernvarme til forbrukere som ligger i nærheten av anlegget. Det er satt at boligene har et gjennomsnittlig energibehov på 20 000 kWh i året og at 60 % av energibehovet går til oppvarming [57].

Ørskog Plastindustri AS er en ledende produsent av plastprodukter til byggeindustrien. Fabrikken på Sjøholt varmer opp platen til 200–240 °C ved bruk av elektriske varmebånd [53]. Deretter kjøres platen inn i formverktøy og kjøles ned med vann. Det maksimale kjølebehovet for bedriften er 100 kWh, men det er sjeldent det har vært nødvendig med så stor mengde. En frikjøler blir anvendt for å kjøle ned vannet til under lufttemperatur. Om sommeren trengs det en ekstra kjøler for å få ønsket temperatur på vannet. Ørskog Plastindustri AS har allerede en god løsning for oppvarming og vil ikke være en potensiell forbruker av fjernvarme [53].

Amdam Sag & Høvleri AS er et sagbruk lokalisert 4 km utenfor Sjøholt sentrum. Sagbruket står for blant annet flistørking og trelasttørking som er energikrevende prosesser. I dag benyttes et fyringsanlegg der det tas i bruk treflis for å tørking [58]. Treflis er overskuddsprodukt fra trelastproduksjonen. I flisfyringsanlegget varmes vann opp til en temperatur på omkring 70 °C og sendes inn i tørkerom hvor sentralvarmesystem benyttes. På kontorbygget benyttes elektrisk oppvarming med varmepumpe [58]. Ved at Amdam Sag & Høvleri benytter overskuddsprodukt fra produksjon har de allerede en bærekraftig tørkeprosess og vil derfor ikke være en potensiell kunde av spillvarmen fra hydrogenproduksjon.

Haukåsen er et område lokalisert på nordsiden av Haukåshaugen. Hydrogenfabrikken på Sjøholt er prosjektert på sørsiden. Boligområdet som i dag eksisterer på Haukåsen består av 23 boenheter som planlegges å reduseres til 19 [59]. Det skal bygges 13 nye boenheter i form av rekkehus, leiligheter og kjedehus slik at det totalt blir 32 boenheter på området. Disse boligene vil være aktuelle for lavtemperatur fjernvarme.

4.4.3 Rørdimensjoner

Rørdimensjonen på hovedrøret ble beregnet med Formel 2.3, med ønske om å ikke overskride en vannhastighet på 1 m/s. Hovedrøret i et fjernvarmenett skal kunne levere den samlede varmeeffekten som skal distribueres ut til kundene. Hvilken nominell diameter som tilsvarer den beregnede indre diameteren er hentet fra tabeller [60].

Trykktap vil ha innvirkninger på rørdimensjonene i et distribusjonsnett. Som nevnt, kan høyt trykktap kan resultere i mindre rørdimensjoner, men dette vil kreve mer energi å opprettholde trykket i rørene. Det er derfor viktig å dimensjonere nettet riktig for å forhindre tap som reduserer kapasitet i nettet. Trykktap vil ikke bli beregnet i oppgaven, men vil være en avgjørende parameter dersom varmenettet skal bli nøyaktig og riktig dimensjonert. Grunnet stor usikkerhet i utformingen av nettet, har det blitt valgt å se bort ifra trykktap.

4.4.4 Varmetap i rør

For å beregne varmetap i rør, ble jordtemperatur og returtemperatur på vannet antatt. Jordtemperaturen ble hentet fra Norsk Klimaservicesenter, hvor det ble antatt en gjennomsnittlig verdi på 6 °C basert på værdata fra Sandane værstasjon [47]. Sandane værstasjon ble valgt på grunn av manglende data på jordtemperatur på nærliggende værstasjoner og fordi stasjonen ligger i omtrent samme høyde over havet som Hellesylt og Sjøholt. Turtemperaturen på vannet er 63 °C og returtemperaturen er satt til 30 °C ettersom temperaturdifferansen på tur- og returtemperatur bør ligge mellom 25 og 30 °C for et effektivt lavtemperatur fjernvarmenett [22]. Formel 2.2 ble benyttet for beregning av varmetap i rør. u-verdien til både plast- og stålrørene ble hentet fra kataloger gitt av Provak Systemer AS. Med anbefaling fra Provak Systemer, ble det sett på *Calprex Pur-King Uno* plastrør og *Premant Uno* stålrør for å bestemme varmeledningsevne [61]. Twinrøret er fra leverandøren Isoplus og varmeledningsevne er hentet fra teknisk blad, bestemt av diameter på røret [62].

4.4.5 Økonomiske estimeringer

Under økonomisk estimering, er det brukt omtrentlige verdier og middelverdier basert på varmenettets størrelse. Tafjord har vært behjelpelig med tall og kunnskap for å utrede et godt estimat [16]. Det er gjort estimeringer på kostnader og inntekter for Norwegian Hydrogen. Det er derfor ikke tatt med kostnader på forbrukersiden i beregningene, ettersom dette vil gå utenfor oppgavens omfang.

Prisantydning på komponenter i varmenett

Primærsiden inneholder pumper, ekspansjonssystem og eventuell spisslast. I tillegg er det rør og montasje, prosjektering og graving for disse. Arbeidet for grøftegraving kan variere fra 1 100–4 000 kr/m, men i beregninger for netto nåverdi er det satt en fast middelverdi på 2 000 kr/m [63]. Det er høyere meterpris desto kortere avstand det er ut til forbrukeren [16]. På Hellesylt har hovedrøret en lengde på 975 m, mens på Sjøholt undersøkes det et hovedrør på 4, 6 og 8 km. I økonomiske beregninger er det anvendt twinrør for begge lokasjoner.

Komponentene som benyttes er valgt etter levert oppvarmingseffekt. Et estimat for en komplett kundesentral innebærer kostnader for prosjektering, prefabrikkert varmevekslerenhet, målere, elektrisk tilkobling og rør [63]. For Hellesylt er kundesentralene valgt etter oppvarmingseffekt hos hver forbruker. Det er satt en kundesentral hos omsorgssenteret, en for skolen og svømmebassenget, og en for fotballbanen og tomten til anlegget. Hver kundesentral koster 110 000 NOK. Kostnad for pumpene er 100 000 NOK per pumpe og det er antatt at det kun trengs en pumpe. Driftskostnadene er satt til å være 10 øre/kWh for begge lokasjoner. Det går til vedlikehold av varmenettet og komponentene [63,64].

På Sjøholt er det undersøkt kostnader basert på lengden av hovedrøret i varmenettet. De valgte lengdene som blir sett på er 4, 6 og 8 km langt hovedrør. Disse er valgt ut ifra at det er 3 km fra anlegget til Sjøholt sentrum, i tillegg til varierende lengder ut til forbrukerne. Tallene er bare et estimat. Det er ikke tatt hensyn til kostnader for kundesentraler eller pumper, ettersom antallet av disse er usikkert.

Inntekter ved salg av fjernvarme

Inntekter for NH ved salg av fjernvarme er beregnet ved å ta utgangspunkt i årlig forbruk og estimerte fjernvarmepriser. Prisestimeringen baserer seg på tidligere år og er hentet fra nettsiden til Tafjord Kraftvarme [65]. Fjernvarmeprisene som det er tatt utgangspunkt i står opplistet i Vedlegg A. Disse prisene beregnes ut i fra spottpris i valgt prisområde. For Hellesylt og Sjøholt er dette NO3 - Midt Norge. Ved beregninger av fortjeneste har det ikke blitt tatt hensyn til skatt på inntjeneste ved salg av fjernvarme.

I 2022 gjorde høye energipriser i Norge og ellers i Europa, i tillegg til lite nedbør, at fjernvarmeprisene for november og desember steg betraktelig. Fjernvarmepriser for de første månedene i 2023 gir grunnlag til å tenke at prisene har stabilisert seg på et høyere nivå. På grunn av uteliggende verdier for enkelte måneder i 2022 og en stigende trend for strømprisene har det blitt estimert egne fjernvarmepriser som ble benyttet i beregninger.

For å beregne inntekter kreves månedlig forbruk. Det har blitt tatt utgangspunkt i et gjennomsnittlig effektforbruk estimert til å være 117.6 kW for alle kundene på Hellesylt. Oppvarmingsbehovet på 117.6 kW er ikke inkludert oppvarming av tappevann. Det er også tatt hensyn til et oppvarmingsbehov som er 15 % høyere i vintermånedene desember - februar og 15 % lavere i sommermånedene juni - august. Forbruket for is-smelting på fotballbanen er inkludert i det gjennomsnittlige effektforbruket. Totale månedlige energiforbruk er beregnet ved å multiplisere effektforbruk med antall timer i tilhørende måned. For Sjøholt er inntektene fra fjernvarme beregnet ved bruk av en årlig gjennomsnittlig fjernvarmepris på 0.60 kr/kWh basert på estimerte priser i Vedlegg A.

Nettonåverdi og fortjenste

Netto nåverdi vil basere seg på maksimalt salg av fjernvarme, en investeringskostnad for utbyggingen av varmenettet og driftskostnader, i tillegg til utskiftning av kundesentraler. Det er gått ut i fra at samme fjernvarmepriser blir benyttet for hvert år, noe som gir en identisk årlig kontantstrøm. Levetiden for prosjektet er satt til 30 år, ettersom dette er omtrentlig levetid på et fjernvarmenett [64].

Internrenten blir funnet ved å sette netto nåverdi lik null og forteller det maksimale avkastningskravet for å ha et lønnsomt prosjekt. På fjernvarmeprosjekter har NVE i samsvar med Finansdepartementet brukt en kalkulasjonsrente på 6.5 %, men dersom varmekilden er basert på spillvarme eller avfall kan det anvendes noe lavere avkastningskrav [64]. På Hellesylt ble det på bakgrunn av dette bestemt å se på en variasjon av kalkulasjonsrenter. 6, 8 og 10 % kalkulasjonsrente ble valgt for videre beregninger.

4.5 Dimensjonering av volum på akkumuleringstank

Formel 2.6 kan uttrykkes som Formel 4.1 og benyttes for å finne varmeeffekten som kan hentes ut fra fjernvarmerørene ved ulike turtemperaturer på vannet. I formelen er densitet, varmekapasitet og returtemperaturen på 30 °C faste parametere. Strømningshastigheten v_r skal ikke overskride 1 m/s. $d_{i,r}$ er rørdimensjoner og \dot{Q}_k er varmeeffekten som forbrukes på kundesiden. Det ble benyttet fem forskjellige rørdimensjoner for å se innvirkningen dette har på hvor lav temperatur som kan nyttes i fjernvarmesystemet for å kunne levere tilstrekkelig effekt.

$$\dot{Q}_k = \rho \cdot c_p \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_{i,r}^2 \cdot v_r \cdot (T_{tur} - T_{retur}) \quad (4.1)$$

For å finne energien med hensyn på hele systemet ble Formel 2.5 benyttet. Systemet består av både fjernvarmenettet og akkumuleringstanken, og den totale massen blir $m_{rør} + m_{tank}$. Likning 4.2 viser at varmeeffekt som trekkes på kundesiden kan bestemmes ut i fra differansen mellom nominell energi i systemet, Q_n , og den minste mengden energi som er mulig å hente ut, Q_{min} , dividert på t tid. Mengde energi er avhengig av turtemperaturen på fjernvarmevannet. Nominell turtemperatur er på 63 °C, mens minimumstemperatur varierer ut i fra størrelsen på ønsket effektuttak.

$$\dot{Q}_k = \frac{Q_n - Q_{min}}{t} \quad (4.2)$$

For å beregne volum av akkumuleringstanken ble Formel 2.5 satt inn i Likning 4.2. Ved å kombinere disse fås uttrykket i Likning 4.3.

$$\dot{Q}_k = \frac{1}{t} \cdot \left[\left(\rho \cdot c_p \cdot \left(\frac{\pi}{4} d_{i,r}^2 L + V_t \right) \cdot (T_{tur}^n - T_{retur}) \right) - \left(\rho \cdot c_p \cdot \left(\frac{\pi}{4} d_{i,r}^2 L + V_t \right) \cdot (T_{tur}^{min} - T_{retur}) \right) \right] \quad (4.3)$$

Videre skrives uttrykket om for å løses med hensyn på V_t .

$$V_t = \frac{\dot{Q}_k \cdot t}{\rho c_p \cdot (T_{tur}^{min} - T_{retur})} - \frac{\pi}{4} d_{i,r}^2 L$$

For å illustrere nødvendig volum av akkumuleringstanken ble det regnet på flere scenarier. Det første scenariet tar hensyn til variasjon i hvor lang tid akkumuleringstanken skal kunne forsyne nok effekt. I det scenariet benyttes en minstetemperatur på 50 °C. Det andre tilfellet viser hvor stor tanken må være når differansetemperaturen mellom nominell temperatur, 63 °C, og temperaturen ut fra akkumuleringstanken og inn på fjernvarmenettet varierer. Det scenariet tar utgangspunkt i at akkumuleringstanken skal kunne forsyne varmeeffekt i 24 timer. I begge tilfellene er det plottet to kurver med rørdiameter på 73 mm som benyttes på Hellesylt og 141 mm som benyttes på Sjøholt. Det er tatt utgangspunkt i en varmeeffekt på 350 kW som skal leveres til kunden.

4.6 Arbeidsmedium i organisk Rankine syklus

Ved valg av arbeidsmedium for organisk Rankine syklus, stilles det krav til egenskaper for mediet. Siden vannet fra elektrolysatoren har en temperatur på 63 °C, må mediet ha et kokepunkt under denne temperaturen. Det må dermed ikke ha for lavt kokepunkt, som kan gjøre det problematisk å utnytte ønsket mengde varme fra hydrogenanlegget. Mediet bør ha høy entalpi for at den kan gi ut mye energi under ekspansjonen i turbinen, samt stor molekylmasse for å hindre tap i entropi i turbinen [66,67]. Av sikkerhetsårsaker må mediet være kjemisk stabilt. De aktuelle arbeidsmediene som ble valgt for videre analyse var R134a, R245fa og R236fa dersom det benyttes en maksimal temperatur på 60 °C og R717, R236fa og R1234ze dersom en maksimal temperatur på 80 °C benyttes. Termodynamiske tabeller for mediene ble brukt for å finne verdier for temperatur og trykk for å gjøre videre beregninger [68–72]. Alle tre mediene oppfyller nevnte krav og sammenlignes for å finne høyest levert effekt og virkningsgrad.

Ved bruk av CoolProp bibliotek i Excel, ble de ulike arbeidsmediene sammenlignet. Det ble antatt virkningsgrad for turbinen på 85 % og pumpen på 65 %, samt massestrøm på 1 kg/s. Ved første scenario ble temperaturen inn i turbinen satt til 60 °C, og kondenseringstemperaturen og inngangstemperaturen til pumpen til 40 °C for forenkling av beregningene. Disse verdiene er satt for alle tre mediene som sammenlignes. Med innebygde funksjoner ble det beregnet effekt fra turbinen, effektbehovet for pumpen, SOP, nødvendig varmeeffekt og virkningsgrad. Disse ble deretter satt i søylediagram for sammenligning. Regnearket benyttet for beregningene er presentert i Vedlegg B. Effekt fra turbinen ble beregnet ved å multiplisere massestrømmen med entalpidifferansen og virkningsgraden i turbinen, som vist i Formel 2.7. Effektbehovet for pumpen ble beregnet på samme måte, bare med entalpidifferansen i pumpen, Formel 2.8. SOP ble beregnet med Formel 2.10 og nødvendig varmeeffekt med Formel 2.9.

Ved bruk av en varmepumpe, er det mulighet for høyere virkningsgrad. Varmepumpen kan brukes som en varmekilde til ORC for oppvarming av arbeidsmediet. Med antagelse at mediet kan bli oppvarmet til 80 °C, ble det undersøkt andre medier i ønske om en mer effektiv syklus. Mediene

R717, R1234ze og R236fa ble vurdert på bakgrunn av temperaturer ved hjelp av TS-diagram. Regneark i Vedlegg B ble anvendt for undersøkelsene, der inngangstemperaturen i turbinen ble satt til 80 °C. Kondenseringstemperaturen og inngangstemperaturen til pumpen ble også satt til 40 °C.

4.7 Økonomiske verdier for organisk Rankine syklus

Kostnaden for et småskala system for ORC er på omtrent \$1 500–\$2 000 per kW elektrisk effekt [73]. Tallene varierer med SOP og størrelse på anlegget, og er hentet fra et anlegg som leverer en effekt på mellom 20 og 50 kW. Ut ifra disse tallene ble det gjort antagelser basert på forholdstall.

4.8 Spesifikasjoner og valg av varmepumpe

Varmepumpe kan brukes til å øke temperaturen på kjølevannet. Valget av varmepumpe tas på bakgrunn av at den må ha høy nok varmekapasitet, slik at den kan varme opp mediet i en ORC. Det må også være nok effekt tilgjengelig for å kunne drive varmepumpen.

CO₂ varmepumpe er å foretrekke for å varme opp et kjølemedium. Det er derimot en utfordring knyttet til størrelsen på CO₂ varmepumper, ettersom det ikke var mulig å finne en som kunne tilby nok varmekapasitet. Oilon er en leverandør av blant annet industrielle varmepumper som kan implementeres i ulike industriprosesser og har varmepumper med varmekapasitet på opptil 2 MW [74]. Varmepumpemodellene S280 og S1200 er best egnet som varmekilde for ORC og blir anvendt i oppgaven. Etter kommunikasjon med Oilon, var det vanskelig å estimere en nøyaktig investeringskostnad, men det ble antatt til 800 000 NOK og 3 MNOK [75].

4.9 Virkningsgrader i dampturbinprosess

For å lage sankey-diagram som illustrerer tap og generert elektrisk kraft for en dampturbinprosess, ble det tatt utgangspunkt i virkningsgrader for de ulike delprosessene. Det ble tatt utgangspunkt i en biodreven dampkjel som leverer 40 kg damp i timen, med en temperatur opp til 450 °C og trykk på 100 bar. Denne dampkjelen har en virkningsgrad på 75 % [76]. For dampturbinen har det blitt antatt en virkningsgrad på 30 %, og 95 % for generatoren som omdanner mekanisk energi til elektrisk energi [77].

5 Resultater og diskusjon

For å kunne utrede den mest optimale løsningen for utnyttelse av varmtvann for hydrogenanlegget på Hellesylt og Sjøholt, må anvendelser av de ulike teknologiene undersøkes grundig. Analysene og beregningene har et teknisk, bærekraftig og økonomisk grunnlag som skal bidra til bestemmelsen. Det fremvises tall, diagram og argumenter for hver teknologi og sammenligninger mellom disse.

5.1 Tilgjengelig varmeeffekt fra hydrogenproduksjon på Hellesylt

Det skal sees på utnyttelsen av biproduktet varmtvann fra hydrogenproduksjon ved elektrolyse. Biproduktet er oppvarmet kjølevann fra prosessen. Energiinnholdet til hydrogen er 119.9 MJ/kg, som tilsvarer 33.3 kWh/kg [78]. Elektrolysatoren som benyttes på Hellesylt har som nevnt et effektbehov på 3 MW og maksimal produksjon er 1.3 tonn hydrogen per dag [3]. Ut i fra disse tallene er energibehovet for fremstilling av hydrogen beregnet til å være på 55.4 kWh/kg ved hydrogenfabrikken. Dette gir en virkningsgrad på 60 % og et tap i prosessen på 40 %.

Tabell 5.1 Viser hvor stor varmeeffekt som kan høstes ut ved varierende hydrogenproduksjon [3]. Disse tallene er gitt fra FEST GmbH som er leverandør av elektrolysator benyttet på HHH.

Tabell 5.1: Potensiell høstet varmeeffekt ved ulik grad av hydrogenproduksjon [3].

Hydrogenproduksjon [%]	Temperatur ved innløp [°C]	Temperatur ved utløp [°C]	Varmeeffekt [kW]
10	60-70	40-50	70
15			85
20			110
25			135
50			300
75			550
100			890

5.2 Varmeeffekt presentert i mengde vann

Varmeeffekten som fås fra hydrogenproduksjon på Hellesylt gitt i mengde vann tilsvarer 23 117 L/h. Varmeeffekten som fås fra produksjon på Sjøholt tilsvarer 519 481 L/h.

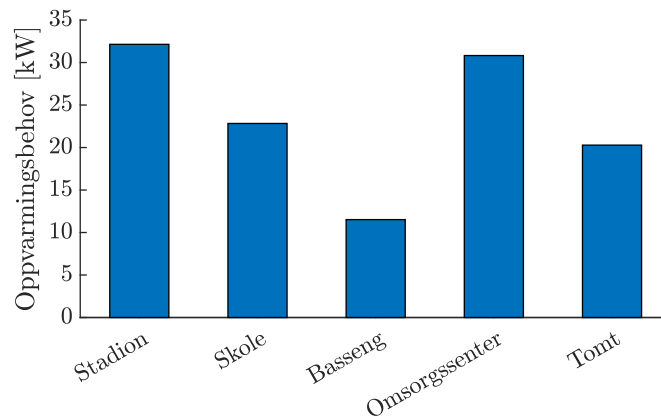
Frakting av varmeeffekt

På grunn av begrenset behov for oppvarming i lokalsamfunnene på Hellesylt og Sjøholt i forhold til tilgjengelig varmeeffekt, har muligheten for å kunne frakte varmtvann andre steder blitt vurdert. På denne måten kan det nyttiggjøres i prosesser der vann med middeltemperatur er nødvendig. Dette kan for eksempel være forvarming til industriprosesser eller oppvarming av boliger på andre lokasjoner. Dersom vannet skulle blitt benyttet til fjernvarme andre steder, må anlegget ha kapasitet til å ta i mot vannmengdene.

Tatt hensyn mengden vann fra hydrogenproduksjonen kan det konkluderes med at det ikke er lønnsomt å forflytte vannet. Å flytte vannmengden ville kreve en stor tilførsel av vann til kjøling av elektrolyseprosessen til enhver tid, og et kjøretøy ved utløpet for å frakte vannet. Selv om det er relativt lav temperatur på vannet vil det likevel oppstå varmetap under frakting.

5.3 Lavtemperatur varmenett på Hellesylt

I Hellesylt er det samtlige bygg som kan dra nytte av varmen fra elektrolysen. Ved å gå ut ifra 890 kW varmeeffekt fra hydrogenanlegget, kan det kartlegges hvor mye av varmen som kan utnyttes. I beregningene for dimensjonering av varmenettet er det gått ut ifra forbrukerne sitt oppvarmingsbehov med spillerom for eventuell utbyggelse og fleksibilitet. De potensielle forbrukerne av fjernvarme er presentert i Figur 5.1 med tilhørende effektbehov for oppvarming. Det er kun svømmebassenget som har et oppvarmingsbehov mindre enn 15 kW, og fotballbanen og omsorgssenteret som har et behov over 30 kW.



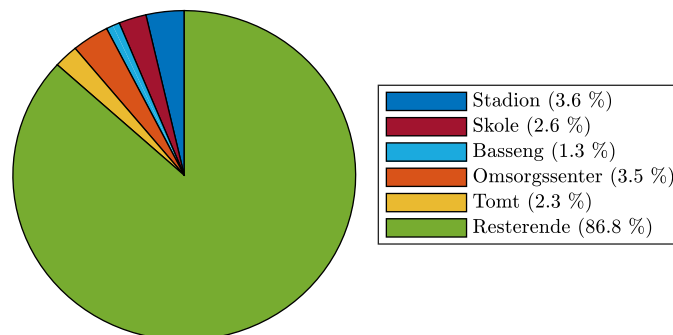
Figur 5.1: Effektbehov for potensielle forbrukere av fjernvarme.

Hellesylt stadion har kunstgress og eksisterende rør og infrastruktur for oppvarming av banen under vinterhalvåret. Oppvarming av banen vil være til stor fordel for lokalsamfunnet slik at banen er isfri hele året, noe som bidrar til økt bruk. Forventet levetid av kunstgresset vil øke ved å holde banen frost- og snøfri. Varmetapet til luft er beregnet til 391 kW og tilsvarer et varmebehov for å holde stadion isfri på 281 MWh i året. Det tilsvarer 3.6 % av den tilgjengelige varmeeffekten på Hellesylt.

For tomten til hydrogenanlegget, er det beregnet et varmetap på 247 kW, som resulterer i et årlig varmebehov på 177 MWh for å holde tomten isfri 30 dager i året. Dette tilsvarer 2.3 % av varmeeffekten fra anlegget. Å smelte et snødekke krever mer energi enn å kun holde stadion og tomten isfri. Hellesylt har lite nedbør i vinterhalvåret og smelting av dette er antatt å ikke være et problem [47]. Dersom det er store mengder snø, vil det ta lenger tid å smelte alt.

Figur 5.2 representerer de aktuelle kundenes forbruk av den totale varmeeffekten fra elektrolysatoren. Sektordiagrammet illustrerer hvor stor mengde spillvarme som kan hentes ut fra hydrogenanlegget. Det er tydelig at det er en stor mengde varmeeffekt som ikke blir anvendt

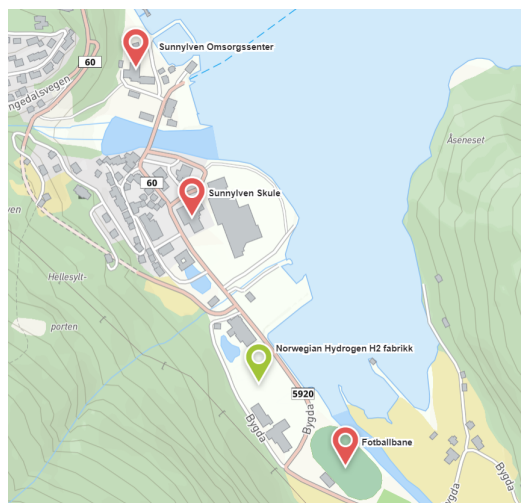
med de forbrukerne som er valgt ut. Det er derimot ikke anbefalt å bruke all overskuddsvarmen, ettersom etterspørselen for hydrogen ikke alltid er like stor. Dermed, vil anleggets kapasitet og spillvarmeproduksjon variere.



Figur 5.2: Sektordiagram over forbrukere av varmenett på Hellesylt.

5.3.1 Dimensjonering og utbygging av distribusjonsnett

I Figur 5.3 er bygningene som potensielt kan benytte fjernvarme markert med røde markører og hydrogenanlegget med grønn markør. Fra anlegget til Sunnylvn skole er det målt omtrent 355 m, deretter 360 m fra skolen til omsorgssenteret, og fotballbanen ligger 135 m fra anlegget. Hovedrøret vil gå i en sløyfe ned til fotballbanen og opp til omsorgssenteret på 975 m. Det vil i tillegg gå stikkledninger inn til hver forbruker.



Figur 5.3: Kart over Hellesylt med markerte bygninger med potensial for fjernvarme.

Beregnete rørdimensjoner for stikkledningene er presentert i Tabell 5.2 og viser indre diameter og nominell diameter på røret som går fra hovedrøret og inn til forbruker [60]. Hovedrøret får en beregnet indre diameter på 68.4 mm og tilsvarer en dimensjon DN65 [60]. Ved valg av dimensjoner skal det rundes opp en dimensjon for leveringsgaranti, ettersom effektbehovene for bygningene er gjennomsnittlige verdier.

Tabell 5.2: Rørdimensjoner til stikkledninger og hovedrøret til fjernvarmenettet.

Forbruker	Indre diameter [mm]	DN
Sunnylven skole	14.6	15
Svømmebasseng	10.4	8
Sunnylven omsorgssenter	17.0	20
Hellesylt stadion	17.3	20
NH tomt	13.8	10
Hovedrør	68.4	65

En sammenlagningsfaktor, også kjent som samtidighetsfaktor, anvendes for å ikke måtte dimensjonere et varmenett basert på at alle kundene sitt maksimale forbruk inntreffer samtidig. I denne oppgaven vil det ikke tas hensyn til sammenlagningsfaktor, ettersom oppvarmingsbehovene som er gitt er basert på et årlig gjennomsnitt og vil derfor ikke være hensiktsmessig. Nettet skal dimensjoneres for mulighet for utbyggelse.

Dimensjoneres rørene ut i fra et høyere effektforbruk enn det som forbrukes hos kunden, må vannet ha lavere hastighet for å levere riktig mengde slik at returtemperatur blir riktig. Dette medfører større varmetap ved lengre strekninger. Fra elektrolyseprosessen er det vann med temperatur på rundt 60–70 °C og det må tas hensyn til at en reduksjon i temperatur kan gå utover uthenting av varme ved kundesentralen.

For å regulere mengden varmeeffekt som blir levert til kunden er det temperatur og vannmengde som har innvirkning. Som nevnt har fjernvarmeleverandører som benytter spillvarmekilder med høyere temperaturer mulighet til å regulere temperaturen på vannet de leverer. Dersom dette ikke er mulig, må mengden vann som sirkulerer i rørene reguleres.

Dimensjoneres rørene ut i fra en lavere varmeeffekt enn det forbrukerne i enkelte tidsrom maksimalt kan benytte, må vannmengden gjennom rørene økes. Dette kan gjøres ved å øke pumpehastigheten slik at vannet pumpes raskere rundt i nettet. For høy vannhastighet kan føre til erosjonskorrosjon av rørmateriell.

Fra anlegget er samlet oppvarmingsbehov for bygningene 117.6 kW. Varmetapet fra stikkledningene er ikke tatt med i beregningene, ettersom lengden på stikkledningene fra kundesentralen er usikkert og vil ikke gi et godt nok estimat. Resultater er fremvist i Tabell 5.3 og twinrør har et bemerkelsesverdig lavere varmetap enn stål- og plastrør.

Tabell 5.3: Varmetap i fjernvarmerør av typen plast-, stål- og twinrør.

Rørtype	u-verdi [W/mK]	Varmetap [W/m]	Varmetap [kW]
Plastrør	0.2181	18.38	17.92
Stålrør	0.2193	21.09	20.57
Twinrør stål	-	14.1	13.75

For å kunne beregne det totale effektbehovet for oppvarming av nevnte bygg, må varmetapet inkluderes. Med det laveste varmetapet på omtrent 14 kW i hovedrøret, er det totale behovet for oppvarming 131 kW. Det vil kreve 131 kW med varmeeffekt fra elektrolysatoren for å dekke oppvarmingsbehovet til skolen, svømmebassenget, omsorgssenteret, fotballbanen og tomten til anlegget. Som nevnt, er det valgt å dimensjonere nettet ut ifra 500 kW. Da utgjør det totale forbruket 26.2 % av varmeeffekten til varmenettet. Når hydrogenproduksjonen opererer på 20 % av maksimal effekt er varmeeffekten 110 kW, se Tabell 5.1. Effekten for å varme opp bygningene vil dermed overskride den tilgjengelige varmen på 110 kW. For at denne løsningen skal være optimal, må anlegget kjøre på 25 %. Det er derimot svært sjeldent at anlegget kjører på mindre enn 50–60 %, sett bort ifra vedlikeholdsperioder [3].

5.3.2 Økonomisk estimering

Økonomi har stor innvirkning på om både bedriften og eksterne forbrukere har interesse i utbygging av fjernvarme. Med et lavtemperatur varmenett forekommer kostnader og investeringer fra utbyggingen. Herunder, er det elementer som pumper, rør og kostnader for grøftgraving. Kostnaden for grøftegraving er satt til 2 000 NOK/m. For å gi et økonomisk estimat og se om fjernvarme er en økonomisk gunstig løsning, ser en på kostnadene for utbygging og inntektene av solgt fjernvarme. I Tabell 5.4 er kostnadene for utbygging av varmenettet presentert ved bruk av twinrør i DN65+65. For valg av plastrør eller stålrør, hadde kostnaden vært på 400 NOK/m [63].

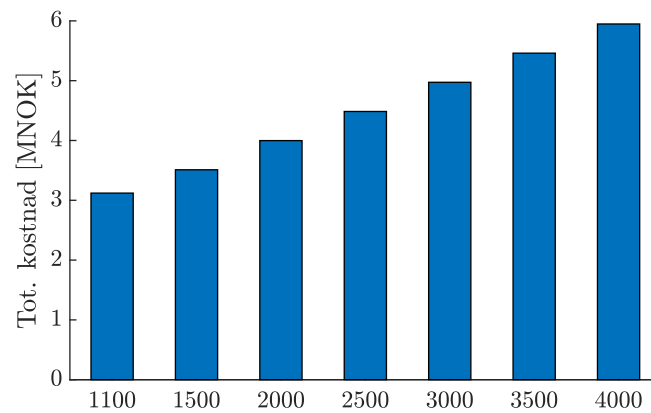
Valg av rør har en innvirkning på kostnaden. Med lavtemperatur varmenett er det en mulighet å bruke plastrør i stedet for stålrør, siden temperaturen aldri vil overstige 90 °C. Plastrør er korrosjonsbestandig og vil gi en noe lavere kostnad om det er større dimensjon enn DN65 [63]. Twinrør er fordelaktig for lavtemperatur varmenett, ettersom tur- og returrøret er under samme isolasjonsskappe og resulterer i redusert varmetap [79]. Twinrør kan være billigere enn enkeltrør, dersom det er lavere dimensjon enn DN125 [63].

Tabell 5.4: Kostnader til utbygging av varmenett i Hellesylt. [16,63]

Element	Pris [NOK/m]	Totalkostnad [kr]
Rør materiell	308	300 300
Rørmontasje	400	390 000
Grøftarbeid	2 000	1.95 M
Prosjektering	500	487 500
Påslag asphalt	800	780 000
SUM	4 008	3.91 M

Grøftarbeidet er kostnaden som har størst variasjon i NOK per meter som nevnt i Kapittel 4.4.5. Figur 5.4 vises hvor stor påvirkning grøftekostnaden har på den totale investeringskostnaden. Den totale investeringskostnaden dekker elementene i Tabell 5.4. Årsaken til variasjon på grøftarbeid inneholder fjerning av jordmasse og igjenfylling av grøftene, i tillegg til at kostnaden per meter vil øke ved kortere rørlengde. Det tas mer for arbeidet per meter hvis det er et mindre

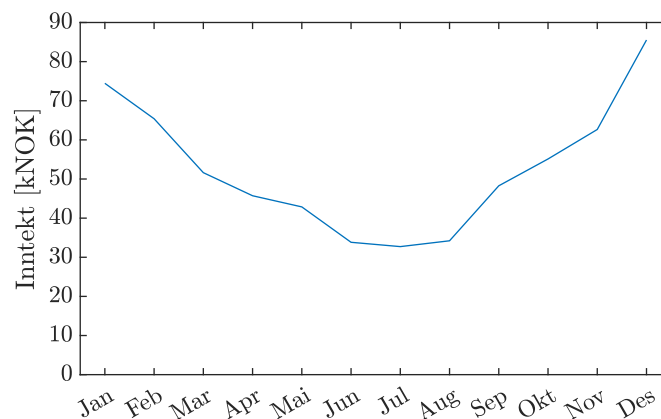
varmenett, i motsetning til et storskala nett. Kostnader knyttet til komponentene er gitt for kundesentral og pumpe. Kundesentralen er av typen 50 kW og blir satt hos hver forbruker, med kostnad 110 000 NOK per enhet [80]. Pumpene koster 100 000 NOK per enhet.



Figur 5.4: Totalkostnad med variasjon i pris på grøftarbeid i NOK/m.

Inntekt ved slag av fjernvarme

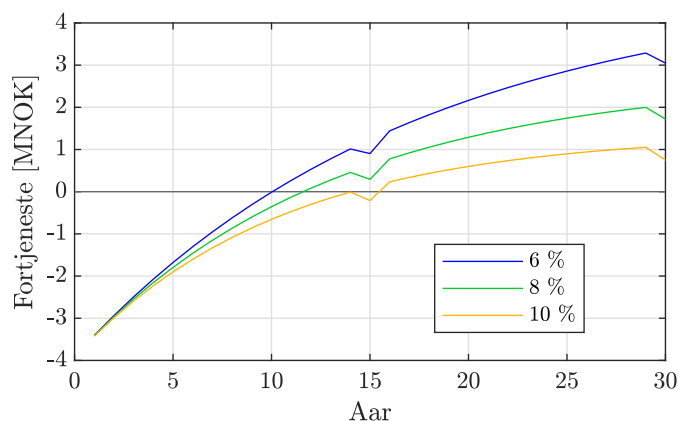
Salg av fjernvarme er en tenkt inntekstkilde ved utbygging av et varmenett. Fjernvarmeprisene som ble estimert vil ikke være representative for senere år på grunn av at fjernvarmepriser reguleres ut i fra spotpris som igjen varierer med tilbud og etterspørsel. Siden det norske kraftmarkedet i stor grad styres av vannkraft, vil nedbørmengder og vanntilsig ha stor påvirkning på strømprisene. Også temperaturer gjennom vintersesongen påvirker oppvarmingsbehov og dermed strømforbruket i norske boliger. På bakgrunn av dette er inntekter ved salg av fjernvarme bare en estimering gjort for 2023 og trolig vil kraftpriser følge en voksende trend i fremtiden. Inntektene ved salg av fjernvarme illustreres i Figur 5.5. Grafen viser en tydelig korrelasjon mellom inntekt og sesongvariasjoner. Den totale inntekten av fjernvarme er 632 404 NOK.



Figur 5.5: Inntekt ved salg av fjernvarme med estimerte fjernvarmepriser.

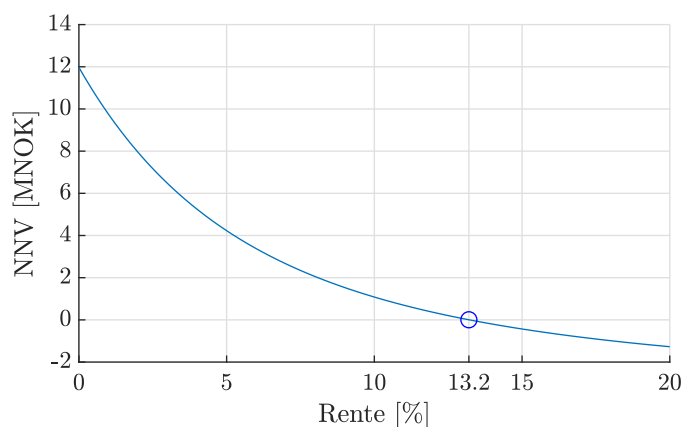
Internrente og netto nåverdi

I Figur 5.6 er det tre ulike grafer som representerer fortjeneste med hver sin kalkulasjonsrente på 6, 8 og 10 %. Driftkostnader per år er satt til 10 øre/kWh for et fjernvarmenett og utgjør 103 017 NOK. Horisontal akse er antall år det tar før prosjektet får en positiv gevinst. Levetiden på varmenettet er satt til 30 år og kundesentralene til 15 år. Utskiftning av kundesentralene vises tydelig ved år 15 og 30 i grafen. Når varmenettet har nådd levetiden og nettet må oppgraderes, er fortjenesten lik 3 MNOK med en kalkulasjonsrente på 6 % og 790 000 NOK med 10 % kalkulasjonsrente. Prosjektet har en fortjeneste etter 11, 12 og 16 år for de ulike kalkulasjonsrentene.



Figur 5.6: Ulike kalkulasjonsrenter viser hvilket år som gir positiv NNV.

Internrenten er den kalkulasjonsrenten som gir NNV lik null, og for at prosjektet skal være lønnsomt må kalkulasjonsrenten være lavere enn denne. I Figur 5.7 representeres internrenten. Internrenten på dette prosjektet er 13.2 % og bekrefter valg av kalkulasjonsrenter.



Figur 5.7: Internrente for varmenettet, der krysningepunktet med nullaksen gir avkastningskravet for NNV lik null.

5.4 Lavtemperatur varmenett på Sjøholt

For å utnytte store mengder spillvarme er fjernvarme et naturlig alternativ å undersøke. I motsetning til Hellesylt, er det på Sjøholt mulighet for å levere varme til industrier i nærområdet, i tillegg til skoler og andre næringsbygg.

På Sjøholt vil temperaturen på kjølevannet fra elektrolysatoren være lik som på Hellesylt, rundt 60–70 °C. Lavtemperatur fjernvarme vil være optimalt og dimensjoneringen på varmenettet vil foregå på samme måte som ved Hellesylt, bare med en betydelig større varmeeffekt. Det vil være lengre avstander til forbrukerne og vil resultere i et større varmetap i rørene.

5.4.1 Dimensjonering og utbygging av fjernvarmenett

Utbygging av lavtemperatur varmenett på Sjøholt, innebærer å utrede et marked for fjernvarme og oppvarmingbehovet til eventuelle kunder. På Sjøholt er det flere forbrukere som kan benytte seg av fjernvarme. I tillegg til å holde anleggstomten på Sjøholt is- og snøfri, er det valgt å forsyne et drivhus på 2 000 m², en gårdsdrift for gris på 1 000 m², 500 eneboliger, et nytt boligfelt med 13 nye boliger og Sjøholt skole og svømmebasseng. Oppvarmingsbehovet for disse forbrukerne er presentert i Tabell 5.5.

Tabell 5.5: Potensielle forbrukere for fjernvarme på Sjøholt.

Forbruker	Varmebehov [kW]
Drivhus 2 000 m ²	79.9
Grisehus 1 000 m ²	12.6
Sjøholt skole	119.1
Svømmebasseng	9.0
500 eneboliger	787.7
Nytt boligfelt	26.7
Tomt for anlegg	24.5
SUM	1 059.5

Det totale effektbehovet for forbrukerne er 1 060 kW, som tilsvarer 5.3 % av den tilgjengelige varmeeffekten på 20 MW. Ved å ha muligheten for utbygging, blir det dimensjonert ut i fra 1 500 kW. For å beregne rørdiameter på hovedrøret, anvendes Formel 2.3. Den beregnede diameteren er 118.4 mm og tilsvarer en dimensjon DN125 [60].

For dimensjoneringen på Sjøholt er det tatt utgangspunkt i plast- og stålrør fra Provak Systemer AS og twinrør fra Isoplus [61,62]. For plastrør med DN125, er det valgt plastrør av typen 125/182 med varmeledningsevne på 0.2807 W/mK. For stålrøret tilsvarer DN125 en diameter på 139.7 mm med en varmeledningsevne på 0.3002 W/mK. Twinrøret har en dimensjon på DN125+125 med en varmeledningsevne på 15.6 W/m [62]. I Tabell 5.6 er varmetapet per meter presentert. Ettersom det er stor usikkerhet knyttet til lengden av røret, er ikke det totale varmetapet beregnet her.

Tabell 5.6: Varmetap i fjernvarmerør av typen plast-, stål- og twinrør.

Rørtype	u-verdi [W/mK]	Varmetap [W/m]
Plastrør	0.2807	29.47
Stålrør	0.3002	31.52
Twinrør stål	-	15.6

Varmetapet i rørene per meter er noe høyere enn ved Hellesylt, som følge av størrelsen på røret, siden varmeledningsevnen øker med diameter. Totalt varmetap vil være vesentlig høyere på bakgrunn av lengre avstander i nettet og flere forbrukere. Twinrør har et betydelig lavere varmetap, ettersom rørene er under samme isoleringskappe. Det er halvparten av et ordinært stålrør og vil være fordelaktig i et storskala lavtemperatur varmenett.

5.4.2 Økonomisk estimering

I motsetning til Hellesylt, er det noe utfordrende å få et nøyaktig økonomisk estimat for et varmenett på Sjøholt. Det er stor usikkerhet i oppvarmingsbehovet og plassering til forbrukerne, i tillegg til at det ikke er estimert en lengde på hovedrøret. Ettersom det er 3 km fra anlegget ned til sentrum, skal en lengde på 4, 6 og 8 km på hovedrøret undersøkes og fortjenesten til disse.

Investeringskostnadene per meter er fremvist i Tabell 5.7. Det er tydelig at dimensjon på røret har stor innvirkning på kostnadene i forhold til Hellesylt og den totale investeringskostnaden vil være betraktelig større. Det er brukt twinrør i dimensjoneringen og er noe dyrere enn stål- og plastrør med denne dimensjonen, men har et lavere varmetap, som er fordelaktig på Sjøholt. Twinrørene kommer i 12 m lengde som gjør at det er brukt et forholdstall for pris per meter i tabellen nedenfor [63].

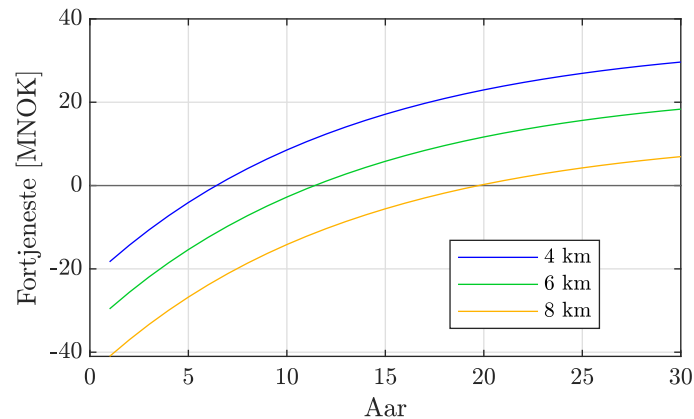
Tabell 5.7: Kostnader til utbygging av varmenett i Sjøholt. [16,63]

Element	Pris [NOK/m]	Tot.kost 4 km [MNOK]	Tot.kost 6 km [MNOK]	Tot.kost 8 km [MNOK]
Rør materiell	833	3.3	5.0	6.7
Rørmontasje	1 300	5.2	7.8	10.4
Grøftarbeid	2 000	8.0	12.0	16.0
Prosjektering	620	2.5	3.7	5.0
Påslag asfalt	900	3.6	5.4	7.2
SUM	5 653	22.6	33.9	45.3

Det er stor usikkerhet i hvor stort varmenettet blir. Det skal vurderes hvor langt hovedrøret kan være med forutsetning at det er fortjeneste. I beregningene for fortjeneste er det brukt en middelvei på 2 000 NOK/m på kostnad for grøftarbeid og driftskostnader på 10 øre/kWh i året, sammen med en kalkulasjonsrente på 8 % [64]. Inntektene fra fjernvarme ble beregnet med en årlig gjennomsnittlig fjernvarmepris på 0.60 NOK/kWh og endte på 5.57 MNOK,

og driftskostnadene på 928 000 NOK. Det resulterer i en årlig inntekt på 4.64 MNOK. Avkastningskravet har stor innvirkning på fortjeneste og tallene innehar derfor usikkerheter.

I Figur 5.8 vises det at både 4, 6 og 8 km langt rør vil gi fortjeneste etter endt levetid på varmenettet på 29.6, 18.3 eller 6.9 MNOK. For at det ikke skal være fortjeneste etter 30 år, må nettet ha en total lengde på 8.5 km. Det er fortjeneste etter 7, 12 og 20 år.



Figur 5.8: Fortjeneste av fjernvarme for ulik lengde på hovedrøret.

Evaluering av fjernvarme

For å utnytte spillvarmen i et distribusjonsnett, vil det være mest gunstig for bedriften å lokalisere anlegget hvor det allerede eksisterer et fjernvarmenett. På Hellesylt vil det være et småskala distribusjonsnett som vil bruke gjennomsnittlig 13 % av maksimal produksjon. Sjøholt vil ha et storskala nett som kun vil bruke i gjennomsnitt 5.3 % av den tilgjengelige varmeeffekten. Et ønskelig scenario for Sjøholt ville vært å lokalisert anlegget i nærheten av et industriområde som har behov for stor mengde varmeeffekt.

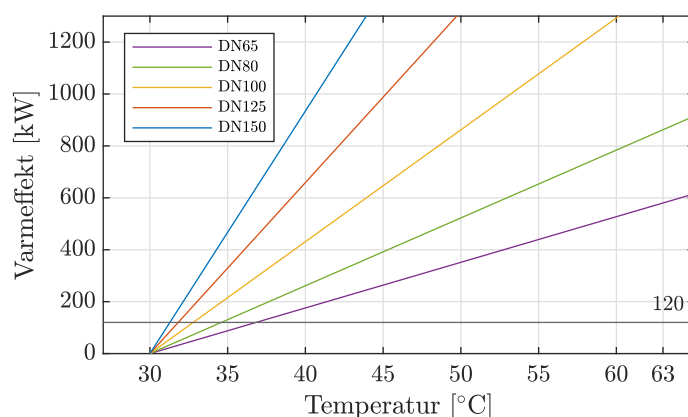
Lokalisering av hydrogenanlegg i nærheten av et allerede eksisterende fjernvarmeanlegg, som har ledig kapasitet til å ta imot varmeeffekten er noe alle hydrogenprodusenter bør ta hensyn til når det skal bygges ut nye anlegg. De fleste fjernvarmeanlegg er lokalisert i nærheten av tettbygde strøk for å slippe å frakte varmevann over lengre strekninger. Da vil det oppstå utfordringer knyttet til risikosoner og eksplosjonsfare da hydrogen er et lettantennelig stoff.

5.5 Akkumuleringstank for lavtemperatur fjernvarmenett

En akkumuleringstank kan brukes til lagring av spillvarme fra hydrogenproduksjon ved elektrolyse av vann og er et alternativ dersom leverandør skal sørge for forsyningssikkerhet. Hensikten med en akkumuleringstank ved lokasjonene er å kunne forsyne forbrukere med tilstrekkelig varmeeffekt dersom produksjonen må stoppes i korte perioder. Fra hydrogenproduksjon vil fjernvarmevannet ha en temperatur på 63 °C inn i akkumuleringstanken. Ved pause i produksjon vil vannet som innløper tanken ikke lenger være 63, men 30 °C fordi det ikke lenger benyttes til kjøling av elektrolyseprosessen. Temperaturen som utløper tanken og inn på distribusjonsnettet vil derfor synke over tidsrommet hydrogenproduksjonen er stoppet. Som nevnt tidligere må

vannmengden økes for å kunne levere konstant effekt til kundene. Da må det ses på hvor stor innvirkning temperatur har på nødvendig rørdiameter.

Figur 5.9 viser hvor mye temperaturen kan senkes før spillvarmen fra hydrogenproduksjon ikke lenger klarer å forsyne kundens minimumskrav på Hellesylt som er på 120 kW. Årlig gjennomsnittlig effektbehov på kundesiden illustreres av den grå linjen i diagrammet. Tidligere er det nevnt at fjernvarmeanlegget på Hellesylt er dimensjonert for å kunne levere 500 kW slik det er mulig å koble til flere forbrukere i fremtiden. Det ble beregnet at en turtemperatur på 63 °C gir en nødvendig diameter på 68.4 mm, som i diagrammet tilsvarer rørdimensjonen DN65. Det er tatt utgangspunkt i fem forskjellige rørdiameterer for å se hvilken som gir rom for både temperatursenking og tilkobling av flere kunder. Hvilken diameter gitt i mm som tilsvarer de ulike rørdimensjonene finnes i tabeller fra Conva [60].



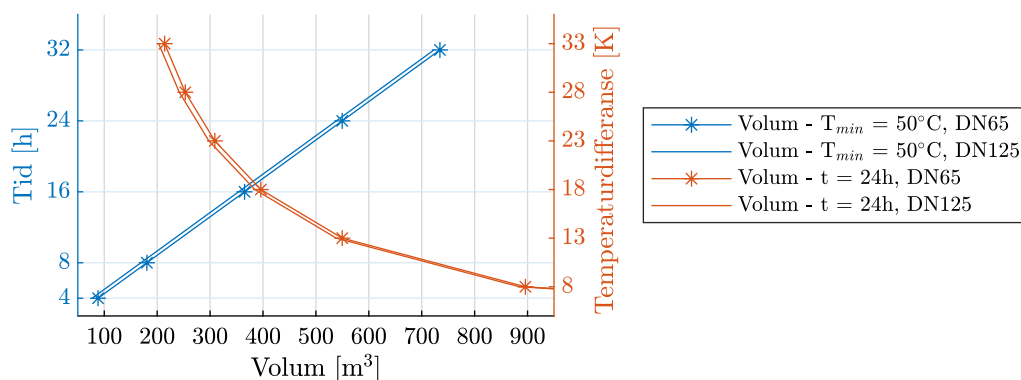
Figur 5.9: Varmeeffekt som kan hentes ut ved ulike turtemperaturer i fjernvarmenettet. Det er blitt tatt utgangspunkt i fem forskjellige rørdimensjoner.

Det observeres at ved å øke rørdimensjonen kan det tillates å senke turtemperaturen i røret betraktelig. Senking av temperatur medfører at dersom det ikke skal leveres mer enn minimumskravet, må vannhastigheten gjennom rørene reduseres slik at det blir levert riktig varmeeffekt og returtemperaturen blir riktig. Lavere hastighet vil bidra til økt varmetap i rørene. På Sjøholt, hvor tilgjengelig varmeeffekt er på 20 MW, vil ikke et slikt varmetap påvirke den leverte varmeeffekten til kundene.

Det ble valgt å se nærmere på rørdimensjon DN65 for implementering av akkumuleringstank på Hellesylt. Denne dimensjonen er også utgangspunktet for beregningene forbeholdt fjernvarmeanlegget ved lokasjonen. Størrelsen på diameteren gir mulighet for å levere 120 kW selv om temperaturen er sunket til 36.8 °C, som derfor er absolutt minstemperatur. Ved maks turtemperatur kan anlegget levere 580 kW. For å ha mulighet til å kunne levere større varmeeffekt til kundene, samtidig som det er mulig med en reduksjon i temperatur, ble det valgt å dimensjonere den potensielle akkumuleringstanken på Hellesylt ut i fra at den skal kunne levere 350 kW til kundesiden. Dette medfører en minimumstemperatur på 50 °C som kan tillates i nettet.

Ved undersøkelse av de forskjellige rørdimensjonene har det ikke blitt tatt høyde for sesongvariasjoner. Gjennomsnittlig forbruk er benyttet og forbruksendringer på vinter- og sommertid er ikke tatt hensyn til. Dersom det kobles til flere forbrukere på nettet må sesongvariasjoner inkluderes i dimensjoneringen for å kunne forsikre at det er tilstrekkelig varmeeffekt tilgjengelig.

Figur 5.10 viser hvor stort volum akkumuleringstanken må romme dersom forskjellige parametere varieres. Blå kurve viser volumet ut i fra hvor lenge akkumuleringstanken skal kunne forsyne tilstrekkelig varmeeffekt. Her er tid varierende parameter. Oransje kurve viser volumet av tanken dersom differansetemperaturen mellom tur- og returtemperatur varieres. For begge scenariene er det tatt utgangspunkt i rørdiameter på Hellesylt, DN65, og på Sjøholt, DN125. Variasjon i rørdiameter har liten påvirkning når volumet av akkumuleringstanken skal dimensjoneres.



Figur 5.10: Dimensjonering av volum på akkumuleringstank på Hellesylt. Blå kurve er ved endring av tid og oransje kurve er ved endring i temperaturdifferanse mellom nominell turtemperatur og temperatur ut av tanken.

Det observeres en trend ved at jo lavere differansetemperaturen blir, jo større volum må tanken ha for å klare å levere effekten på 350 kW i en periode på 24 timer. Dersom temperaturen senkes til 50°C må akkumuleringstanken ha et volum på 550 m^3 , mens dersom temperaturen kan senkes til 45°C kan volumet reduseres til underkant av 400 m^3 .

Varmetap i akkumuleringstanken er ikke blitt tatt hensyn til. Varmetap i tanken vil resultere i enda lavere temperatur ut på distribusjonsnettet og dermed enda lavere effekt som kan hentes ut på sekundærsiden. Varmetap bør tas med i beslutninger vedrørende dimensjonering av anlegget.

Dersom NH ikke vil operere som en fullverdig fjernvarmeleverandør vil det ikke være aktuelt med en akkumuleringstank på primærsiden. Det som derimot kan være aktuelt er at kunden selv står for å dekke oppvarmingsbehovet under perioder når varmeeffekt fra hydrogenproduksjon ikke strekker til. Dette kan være en innretning som øker temperatur, for eksempel en kjel, eller en mindre akkumuleringstank på sekundærsiden. Akkumuleringstanken vil kun fungere som en løsning i kortere tidsrom da den som nevnt tidligere vil bli utladet etterhvert som varmen benyttes på kundesiden.

5.6 Vurdering av Organisk Rankine syklus

Organisk Rankine syklus bruker et fordampet medie for å drifte en turbin som generer strøm. ORC kan bruke en rekke lavtemperatur varmekilder for å lage elektrisk energi.

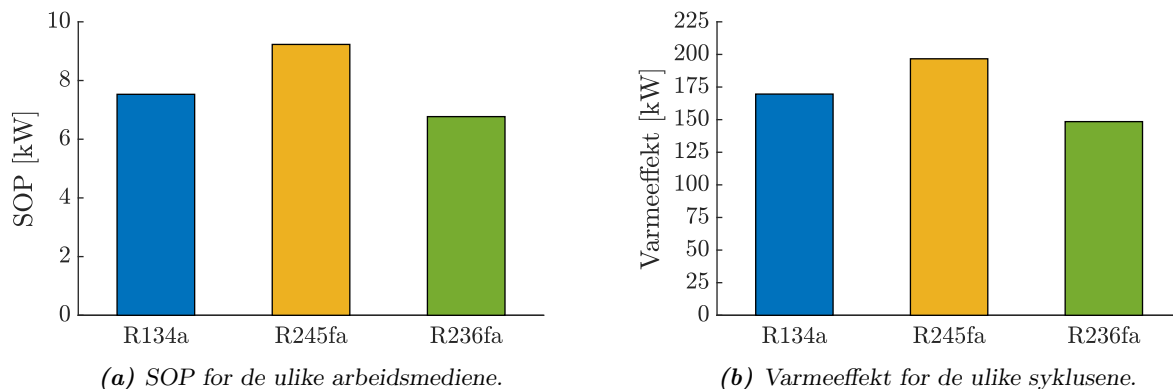
5.6.1 Vurdering av arbeidsmedie

For at en organisk Rankine syklus skal være å foretrekke, er det et krav om høy virkningsgrad for å utnytte varmen effektivt. Arbeidsmediet som skal fordampes og videre inn i en turbin for å lage elektrisk kraft, trenger å ha et lavere kokepunkt enn temperaturen på vannet fra varmeveksleren. Derfor sammenlignes R134a, R245fa og R236fa på bakgrunn av SOP, varmebehov og virkningsgrad. Tabell 5.8 oppsummerer resultatene for de ulike mediene.

Tabell 5.8: SOP, nødvendig varmeeffekt og virkningsgrad for R134a, R245fa og R236fa.

Arbeidsmedie	Enhet	R134a	R245fa	R236fa
SOP	kW	7.5	9.2	6.8
\dot{Q}	kW	169.6	196.7	148.5
η	%	4.4	4.7	4.6

De tre mediene stiller likt i undersøkelsen og får en virkningsgrad på mellom 4 og 5 %. Det er R245fa som har den høyeste virkningsgraden på 4.7 % og mediet krever høyest varmeeffekt for syklusen på 197 kW. I Figur 5.11 er SOP og varmeeffekt for de ulike mediene presentert. R245fa er mediet som leverer høyest effekt ut av syklusen med 9.2 kW. Mediet som er minst egnet er R134a, som lever 0.76 kW mer enn R236fa, men har lavest virkningsgrad.



Figur 5.11

Effektiviteten på en ORC kan øke om varmekilden kan bidra med høyere temperatur. Dersom det er mulig å øke inngangstemperaturen i turbinen til 80 °C, vil mediene levere større effekt. Resultatene fra beregningene er fremvist i Tabell 5.9. Det er tydelig at temperaturøkningen har resultert i høyere virkningsgrad. Mediene behøver høyere varmeeffekt og leverer mer effekt fra syklusen enn ved 60 °C varmekilde. R717 skiller seg ut fra de to andre mediene med sin svært høye SOP og nødvendige varmeeffekt. Det resulterer i at mediet har høyest virkningsgrad.

Tabell 5.9: SOP, nødvendig varmeeffekt og virkningsgrad for R717, R1234ze og R236fa.

Arbeidsmedie	Enhet	R717	R1234ze	R236fa
SOP	kW	92.6	13.1	12.4
\dot{Q}	kW	1 075.2	171.5	158.8
η	%	8.6	7.6	7.8

De ulike syklusene har høyt varmebehov i forhold til den totalt leverte effekten, noe som gir lav virkningsgrad for alle mediene og scenariene. ORC krever en effekt mellom 148–1075 W og leverer maksimalt 93 kW. Virkningsgradene vurderes som for lave på bakgrunn av at andre teknologier, gjerne kombinert med ORC, vil kunne gi bedre utnyttelse av varmen.

5.6.2 Organisk Rankine syklus på Hellesylt

Med varmekilde på 60 °C, vil R245fa være det best egnede mediet for Hellesylt. Det krever en varmeeffekt på 197 kW og leverer i overkant av 9 kW. 197 kW er 22 % av den maksimale tilgjengelige varmeeffekten på 890 kW. Med en temperaturøkning på varmekilden ved hjelp av varmpumpe, er det R1234ze som leverer høyest effekt etter R717 med 13 kW. Mediet krever en varmeeffekt på 172 kW som er 19.3 % av 890 kW. Varmepumpen krever 80 kW for å driftes og har en varmekapasitet på 280 kW [74]. For Hellesylt er det ikke mulig å bruke R717 som arbeidsmedium, ettersom det ikke er nok varmeeffekt.

5.6.3 Organisk Rankine syklus på Sjøholt

På grunnlag av den høye nødvendige varmeeffekten er R717 egnet for Sjøholt. Mediet vil kreve 5.4 % av varmeeffekten fra elektrolysatoren på Sjøholt og vil levere 93 kW. Dersom ORC systemet antas å kjøre 24 timer i døgnet, ville det levert en daglig effekt på 2.2 MWh, som enten kan selges ut på nettet eller sendes tilbake for å bidra til elektrolysatoren. 2.2 MWh daglig tilsvarer årsforbruket til 400 boliger. Valgt varmpumpe trenger 300 kW effekt og vil ha en varmekapasitet på 1 200 kW, som er godt egnet for R717 [74]. Ved å sammenligne med varmeeffekten fra hydrogenanlegget på Sjøholt, vil R717 med et varmebehov på 1 075 kW bruke 5.4 % av den tilgjengelige varmeeffekten. Uten en temperaturøkning, vil det være samme mediet på Hellesylt, R245fa, anvendes.

5.6.4 Økonomisk estimering av organisk Rankine syklus

Småskala system for ORC med bruk av lavtemperatur varmekilde, har en investeringskostnad fra \$1 500–\$2 000 per kW elektrisk effekt [73]. Kostnaden varierer med størrelse på systemet og hvor mye elektrisk energi det leverer. Disse tallene baserer seg på en effektlevering på 20–50 kW, som er over det dobbelte av effekten levert av ORC dersom vannet beholder temperaturen på 60 °C. En grov antagelse på \$500 per kW elektrisk effekt er gjort for et ORC system med R245fa som arbeidsmedie.

Med en varmekilde på 60 °C er R245fa arbeidsmediet med høyest SOP. Dette mediet tilsvarer en investeringskostnad på 47 500 NOK. Ved å benytte produsert strøm fra ORC, i stedet for å kjøpe strøm fra nettet, kan bedriften oppnå kostnadsbesparelser. Det antas at systemet vil operere

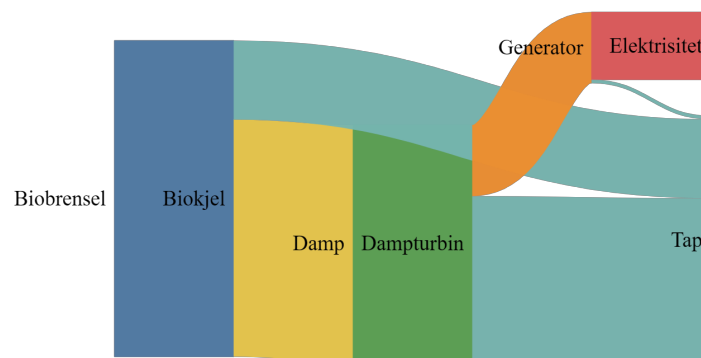
8 000 timer i året, som er tilsvarende brukstid for hydrogenanlegget. Det er ikke tatt hensyn til driftskostnader. Med utgangspunkt i en gjennomsnittlig strømpris på 0.97 NOK/kWh [65], vil effekten ut fra syklusen ha en verdi på 71 400 NOK. Ettersom investeringskostnaden er på 47 500 NOK, er denne allerede betalt ned i løpet av første driftsår.

Dersom det brukes en varmepumpe for å øke vannet til 80 °C, leverer R717 høyeste SOP på 93 kW. Basert på tidligere tall for investeringskostnader for ORC, antas det en kostnad på \$2 500 per kW elektrisk effekt [73]. Det gir en investeringskostnad på 2.5 MNOK. Den økonomiske verdien på effekten levert av syklusen vil i dette tilfellet være 722 000 NOK og investeringskostnaden er tjent inn etter 3.5 år. Dersom alt går til strømmettet, vil første driftsår ha en total kostnad på 1.78 MNOK. En ORC med R717 som arbeidsmedie, vil kun være mulig på Sjøholt grunnet den nødvendige varmeeffekten. På Hellesylt vil det være R1234ze som leverer høyest effekt etter R717 med 13 kW med en varmekilde på 80 °C. Investeringskostnaden vil være omkring \$700 per kW elektrisk effekt og med en SOP på 13.1 kW tilsvarer det 95 800 NOK [73]. Verdien av levert effekt er i overkant av 100 000 NOK.

5.7 Evaluering av dampturbin

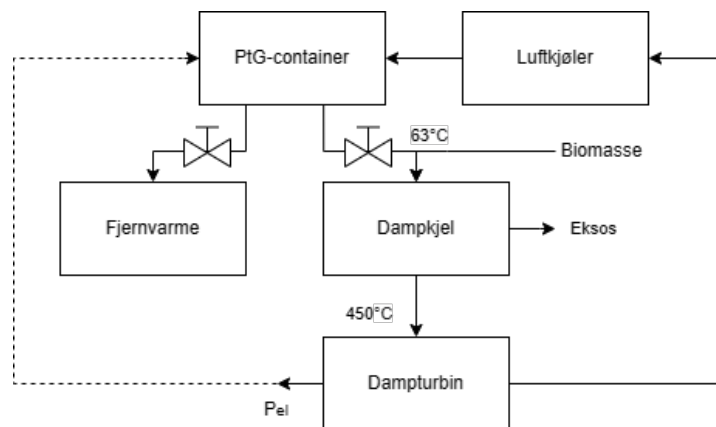
For å kunne utnytte spillvarmen i en dampturbin kreves en økning i temperatur og trykk på vannet for å produsere overhetet damp. En elektrisk dampkjel er det mest klimavennlige alternativet, men i en dampturbin-prosess krever dette mer energi enn det gir. Siden dampturbiner har en virkningsgrad på 20–30 % vil ikke denne prosessen være energieffektiv. Det er valgt å undersøke en standard dampturbin til fordel for Stirling motor, ettersom Stirling ikke er stor nok for industrielle prosesser [40,81].

Dampkjel som benytter seg av biomasse vil være et klimavennlig alternativ dersom ønsket er å produsere overhetet damp. Figur 5.12 gir en fremstilling av tapet ved å benytte en biokjel til å produsere overhetet damp og videre utnytte dampen i en turbin som driver en generator. Figuren er basert på virkningsgrader og viser andel av hva som er tap og hva som kan benyttes videre i de ulike delprosessene. Fra biokjelen er 25 % tap, mens fra dampturbinen er det antatt et tap på 70 %.



Figur 5.12: Sankey diagram viser tapene i prosessene på 25 % fra biokjel, 70 % fra dampturbin og 5 % fra generator.

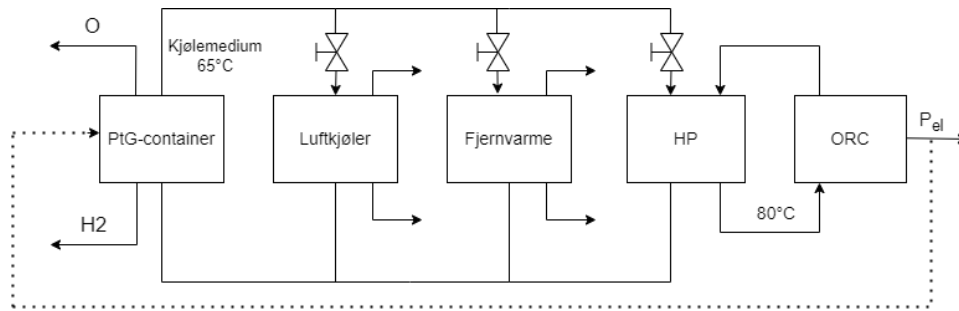
Figur 5.13 viser en systemskisse dersom det skulle kobles på en dampturbinprosess som kan utnytte spillvarmen fra hydrogenproduksjon. Fjernvarme og dampturbinprosess er koblet i parallell slik at det enkelt kan styres hvilken ordning som skal benyttes. Manuelle ventiler styrer vanntilførselen til de to prosessene. I dampturbinprosessen er det benyttet en dampkjel som forbrenner biomasse for å produsere overhettet damp. Biodrevne dampkjeler har virkningsgrad på 70–80 %, men det er utfordrende å beregne den totale termiske virkningsgraden til hele systemet. Det er fordi forbruket av, og hvilken type biodrivstoff som benyttes, varierer ut i fra hvilken temperatur og trykk det skal oppnås på dampen. Mengden energi som tilføres kjelen er derfor uvisst. Temperaturen ved turbinutløpet er også uvisst. Dersom denne er for høy til å kunne nyttes i fjernvarmenettet, må vannstrømmen gjengkjøles i luftkjølere før vannet igjen kan kjøle ned kjølevannet fra elektrolyseprosessen. For at en dampturbin skal være lønnsomt, må prisen på biomasse være lavere enn inntjeningen som kan oppnås ved salg av elektrisk effekt som hentes ut ved generatoren.



Figur 5.13: Systemskisse - dampturbinprosess i parallell med fjernvarme

5.8 Kombinasjon av teknologier for varmetnyttelse

Fjernvarme er et godt alternativ til varmetnyttelse fra lavtemperatur varmekilde, men ved å øke temperaturen med 15–20 °C kan organisk Rankine syklus være et gunstig tilskudd i løsningen. For å utnytte flere teknologier samtidig, kan alternativene knyttes i parallell i systemet og bruke ventiler ved behov. Figur 5.14 er en prinsippskisse som starter med PtG-containere og luftkjølere som sirkulerer et kjølevann på 65 °C. Det bestemmes ved bruk av ventiler om det skal slippes ut som luft i luftkjøleren, videre til fjernvarmenettet eller til varmepumpen for å drive en ORC. Etersom systemene ligger i parallell er det mulighet for å bruke teknologiene samtidig, og dersom det er overskudd av varmeeffekt selv etter utgivelse til varmenettet og ORC, vil det gå inn i luftkjøleren. Det er en mulighet å sende den elektriske effekten ut av ORC tilbake til hydrogenproduksjonen, varmepumpen eller ut på strømmettet.



Figur 5.14: Prinsippskisse av system for ulike teknologier av utnyttelse av varmeeffekt i parallell.

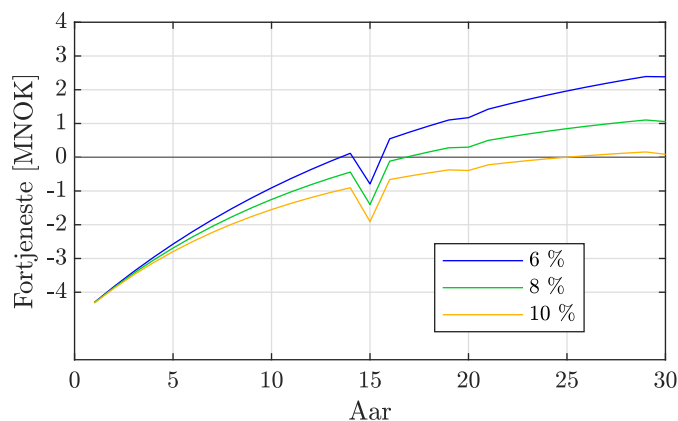
En forutsetning for at dette systemet skal være anvendbart, må varmepumpen kunne levere nok effekt til å oppvarme mediet i ORC. Som nevnt brukes varmepumpen fra Oilon av typen ChillHeat modell S. De har en varmekapasitet fra 180–2 000 kW, og COP på mellom 3 og 5 [74]. Hvis vi bruker en middelværdi på 4, vil varmepumpen kreve 45–500 kW. For mediet R717 for bruk i ORC må modell S1200 brukes, ettersom det krever en varmeeffekt i overkant av 1 000 kW. Ved anvendelse av de andre mediene kan modell S280 holde. Et alternativ er å tilføre flere varmepumper i systemet, dersom det velges en varmepumpe med lavere varmekapasitet.

På Hellesylt vil tilfellet være å anvende varmepumpen ChillHeat S280 som har en varmekapasitet på 280 kW og trenger en effekt på 70 kW [74]. Mediet som leverer størst effekt når mediet ble varmet opp til 80 °C er R1234ze, som krever en varmeeffekt på 172 kW. På Sjøholt ved bruk av R717, trengs varmepumpen ChillHeat S1200. Den har en varmekapasitet på 1 200 kW og behøver en effekt på 300 kW.

5.8.1 Fortjeneste

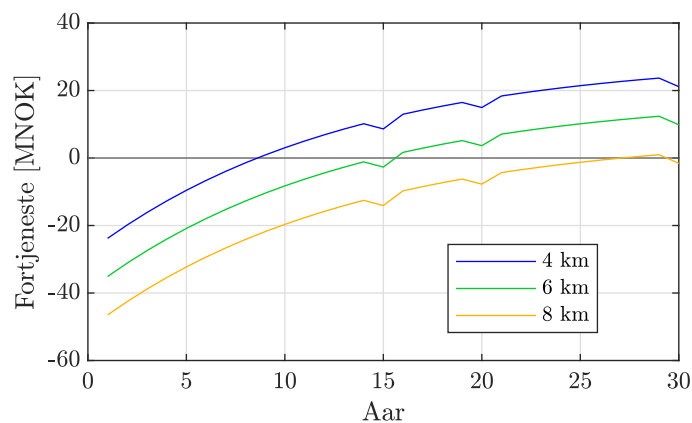
For Hellesylt er det er tatt utgangspunkt i Figur 5.6 i Kapittel 5.3.2 og lagt til investeringskostnader for varmepumpe og ORC, samt utskiftning av disse ved endt levetid. Investeringskostnaden for varmepumpen er 800 000 NOK og av modell S280 [75]. Fra grafen i Figur 5.15 er det fortjeneste ved endt levetid på varmenettet med bruk av alle tre avkastningskravene. Ved endt levetid av varmenettet vil det være en fortjeneste på 2.4 MNOK, 1.1 MNOK eller 87 000 NOK. Utskiftning av varmepumpen foregår etter 15 år sammen med kundesentralene, og av ORC etter 20 år. Disse fremvises som ujevnheter i den eksponentielle grafen. Kostnaden for utskiftning er satt lik investeringskostnaden.

Med kalkulasjonsrente på 6 % gir år 14 en fortjeneste på 117 000 NOK, men ved utskiftning av varmepumpe og kundesentraler i år 15, vil det ikke gi fortjeneste igjen før år 16.



Figur 5.15: Fortjeneste over levetid for varmenett, varmepumpe og ORC på Hellesylt. Utskifting av varmepumpe og kundesentraler ved år 15 og ORC ved år 20 er inkludert.

For Sjøholt vil investeringskostnaden for varmenettet være betydelig større enn på Hellesylt, i tillegg til kostnaden for ORC med R717 på 2.5 MNOK. Varmepumpen vil ha en investeringskostnad på 3 MNOK og av modell S1200 [75]. Ved utgangspunkt i Figur 5.8, legges det inn investeringskostnad på varmepumpe og ORC, samt utskifting av disse. Grafen i Figur 5.16 presenterer kombinasjonen av teknologiene ved Sjøholt, sett at hovedrøret i varmenettet enten er 4, 6 eller 8 km. For et hovedrør med lengde 8 km er det fortjeneste i år 28 og 29, men i år 30 går prosjektet i minus med 1.6 MNOK. Det er derimot fortjeneste på 21.1 og 9.8 MNOK for 4 km og 6 km langt hovedrør. Med et 4 km langt rør er det fortjeneste allerede etter 9 år.



Figur 5.16: Fortjeneste over levetid for varmenett, varmepumpe og ORC på Sjøholt, inkludert utskifting av varmepumpe ved år 15 og ORC ved år 20.

5.9 Bærekraft

Utnyttelse av spillvarme fra industriprosesser er en bærekraftig metode for å redusere energiforbruk. Ved å anvende nærliggende spillvarmekilder og fornybare varmekilder i kombinasjon med et varmenett, åpner mulighetene for å kutte forbruket og øke effektiviteten i flere industrier. Bydeler kan være selvforsynt med varme og vil føre til effektavlastning på strømmettet. Fjernvarme gir større mulighet for å implementere flere forbrukere, andre spillvarmekilder og fornybar energi [82].

På Hellesylt og Sjøholt vil varmenettet operere med lavtemperatur fjernvarme. Spillvarmen fra elektrolysatoren vil varme opp vannet i fjernvarmekretsen gjennom en varmeveksler, som etterlater vannet med en temperatur på 63 °C. Vannet trenger derfor ikke en temperaturøkning for at det skal være optimalt for varmenettet, som gir løsningen en økonomisk og bærekraftig fordel, ettersom det heller ikke belaster strømmettet.

Et lavtemperatur varmenett er mer effektivt i motsetning til høytemperatur, ettersom det er mindre varmetap i rør og har et godt samspill mellom ressursutnyttelse, bygg og energiforsyning. Det bidrar til bedre fleksibilitet og stabil energiflyt i området, i tillegg til at det åpner for muligheten for varmelagring. Varmelagring kan basere seg på store akkumuleringstanker eller mindre tanker hos forbruker. Akkumuleringstank bidrar med peak shaving av effekttopper og er fordelaktig ved høye effektbehov [22].

Organisk Rankine syklus kan være et bærekraftig alternativ til tradisjonelle kraftverk for generering av elektrisk energi. Det kan anvende flere varmekilder, herunder også lavtemperatur varmekilder som ellers ville gått til spille. Det bidrar til å redusere avhengigheten av fossile brensler og utslipp av klimagasser.

Med løsningen for utnyttelse av flere teknologier, vil virkningsgraden til anlegget øke. Det vil bidra til sirkulær økonomi, ettersom det utnyttes biprodukter fra hydrogenproduksjon til å dekke andre forbruk og generere elektrisk energi. Å anvende spillvarme fra industri vil bidra til mindre tap og økonomisk gevinst som kan motivere bedrifter til å utnytte det fulle potensialet i en prosess.

5.9.1 Klimafotavtrykk

Klimafotavtrykk er en avgjørende faktor når en bedrift skal investere i et prosjekt. Spillvarme fra industri har et avtrykk på 0 gCO₂ekv/kWh siden energien ellers ikke ville blitt nyttigjort [83]. En av de store fordelene med bruk av fjernvarme, er det lave klimafotavtrykket og lang levetid på anlegget.

For å gjøre en vurdering på hvorvidt utbygging av et fjernvarmeanlegg på Hellesylt vil være fordelaktiv for klima og miljø, kan det regnes på forbrukers besparelser ved å nytte fjernvarme. I dag benytter de potensielle kundene på Hellesylt seg av elektrisk oppvarming. Anvendelse av elektrisk kraft bidrar ikke til klimagassutslipp, men produksjon av energien gir indirekte utslipp. Norsk forbruksmiks har en utslippsfaktor på 18 gCO₂ekv/kWh [83]. Den norske energimiksen har en lav utslippsfaktor, ettersom nesten 90 % kommer av vannkraft. Vindkraft og fossil energi

er blant de resterende prosentene [84]. Om forbrukerne erstatter elektrisk oppvarming for å dekke oppvarmingsbehovet på Hellesylt med fjernvarme, vil det spare miljøet for i overkant av 82 tonn CO₂ i året. På Sjøholt vil det spare 167 tonn CO₂ i året.

5.10 Usikkerhet knyttet til resultater

Det er gjort flere antagelser gjennom oppgaven som knytter stor usikkerhet til resultatene som blir fremstilt.

Ved beregning av effektforbruk hos de potensielle brukerne av lavtemperatur fjernvarme er det gjort mange antagelser. På både Hellesylt og Sjøholt er det tatt utgangspunkt i gjennomsnittlig oppvarmingsbehov i norske bygninger og næringsbygg. På Sjøholt er antall boliger kun et omtrentlig tall. Dette er gjort for å kunne gi en indikasjon på størrelsesforholdet mellom spillvarmen fra hydrogenproduksjonen og behovet til de potensielle forbrukerne i nærmiljøet, i tillegg til å gi et grunnlag for økonomiske bergeninger.

For økonomiske estimater til de ulike metodene for utnyttelse av spillvarme er det gjort flere antagelser knyttet til kostnader. For lavtemperatur fjernvarme er det antatt kostnader for utbygging av varmenettet basert på tekniske rapporter og kommunikasjon med fjernvarmeleverandører. Det samme er gjort for de ulike komponentene som inngår i anlegget. Ved beregning av NNV er det tatt hensyn til flere forskjellige priser på grøftearbeid og benyttet flere kalkulasjonsrenter. Inntjeningen ved salg av fjernvarme kommer fra estimerte priser og har også stor usikkerhet.

Mulige feilkilder under beregningene for organisk Rankine syklus kan være unøyaktigheter knyttet til valg av syklus. Det er valgt en ideell organisk Rankine syklus med virkningsgrader for både pumpen og turbinen for alle seks medier. Det er satt en kondenseringstemperatur til 40 °C og en massestrøm på 1 kg/s som kan ha en innvirkning på hvordan resultatene i realiteten egentlig ville blitt, men det gir et greit estimat. Virkningsgradene er antatt med grunnlag i normalverdier for komponentene og kan derfor avvike.

For dampturbin er det gjort antagelser knyttet til virkningsgrader for de ulike delprosessene. På grunn av mangel på tilgjengelig spesifikk informasjon om virkningsgrader på komponenter, er disse vurderingene gjort på bakgrunn av tilegnet kunnskap gjennom generell teori og samtaler med ulike leverandører.

Med tanke på usikkerhetene knyttet til resultatene i oppgavene bør ikke tallene brukes direkte videre, men de vil gi et grovt vurderingsgrunnlag for fremtidige prosjekter. Oppgaven vil gi indikasjoner om kostnader og eventuelle problemstillinger knyttet til ulike teknologier som kan anvendes for utnyttelse av spillvarme.

6 Konklusjon

Utredning av muligheter for utnyttelse av vann med 60–70 °C er utfordrende på bakgrunn av at det er et fåtall teknologier som utnytter disse temperaturene direkte. Basert på resultatene lagt frem i oppgaven er lavtemperatur fjernvarme ansett som den mest fordelaktige metoden for å utnytte varmen på mest effektivt.

Det kan konkluderes med at en akkumuleringstank vil være fornuftig dersom bedriften skal sørge for forsyningssikkerhet. På grunn av lave differansetemperaturer som må opprettholdes for å kunne levere riktig varmeeffekt, kreves det stort volum på akkumuleringstanken dersom tanken skal stå for forsyning over et lengre tidsrom. Når det kommer til hvilken rørdiameter distribusjonsnettet skal dimensjoneres ut ifra, avhenger dette av hvor mye effekt som kan avses til varmetap. Dersom bedriften er villig til å dimensjonere større rør krever dette større vannmengder med lavere hastighet, og resulterer i større varmetap. Samtidig blir trykktapet i rørene redusert, noe som vil påvirke differansetrykket pumpen opererer etter.

Temperaturøkning ved varmepumpe åpner for muligheten til å utnytte varmeeffekten i en organisk Rankine syklus. Det gir en maksimal virkningsgrad på 8.6 % ved arbeidsmedium R717. Dette vil utnytte i overkant av 1 MW av tilgjengelig varmeeffekt på Sjøholt. En biokjel er også et alternativ for å øke temperatur dersom dampturbin skal anvendes. Dampturbin er ansett som en lite effektiv løsning ettersom det vil gi store tap fra kjelen og turbinen.

Konklusjonen på problemstillingen for Hellesylt og Sjøholt er at fjernvarme blir sett på som mest fordelaktig for både bedriften og lokalsamfunnet. Det er også mulig å utvide mengden forbrukere for å utnytte større deler av varmeeffekten. Til tross for at utbygging av et distribusjonsnett er lønnsomt etter endt levetid for begge lokasjoner, er det gunstig å begrense kostnadene siden et hydrogenanlegg allerede tilsvarer en stor sum. Det vil være lønnsomt å lokalisere hydrogenanleggene ved et allerede eksisterende varmenett, selv om det da må tas hensyn til andre problemstillinger. Dette kan være eksplosjonsfare med tanke på at fjernvarmeanlegg ofte er lokalisert i områder med tett bebyggelse. Ettersom det ikke er eksisterende varmenett ved lokasjonene, vil det være fordelaktig å prosjektere anleggene i nærheten av industriområder, siden det ikke vil være effektivt å frakte varmtvannet.

Dersom det tas utgangspunkt i oppvarmingsbehov som kan dekkes av lavtemperatur fjernvarme ved de to lokasjonene, er det store mengder varmeeffekt som ikke vil bli utnyttet. Dette åpner for muligheten for å kombinere flere teknologier. Ved å sette et fjernvarmenett og muligheten for å produsere elektrisk energi ved varmepumpe og organisk Rankine syklus parallelt, vil det oppnås mer effektiv utnyttelse av spillvarme.

7 Forslag til videre arbeid

Ved gjennomføring av bacheloroppgaven har det dukket opp flere relevante problemstillinger som er utenfor oppgavens omfang. Dette kapitlet presenterer forslag til tematikk som det kan jobbes videre med for å gi fremtidige prosjekter et reelt vurderingsgrunnlag.

Det gjenstår arbeid for å stadfeste den beste løsningen for varmeutnyttelse ved både Hellesylt og Sjøholt. Med en lavtemperatur varmekilde er det mest gunstig å utnytte varmen i et fjernvarmenett. Det trengs derimot flere undersøkelser for riktig dimensjonering av distribusjonsnettet, og det må tas hensyn til trykktap. Det bør undersøkes flere forbrukere som kan utnytte varmen. Det er derimot usannsynlig at bedriften ønsker å være en fullverdig fjernvarmeleverandør, ettersom dette ikke er deres arbeidsområde. Dersom det bygges ut et varmenett, vil det være et naturlig alternativ å bruke varmeeffekten fra hydrogenanlegget som kilde.

Med tanke på størrelsen på varmeeffekten fra hydrogenproduksjon på Sjøholt, bør det undersøkes flere forbrukere i nærområdet som kan benytte seg av spillvarmen. Jordbruksarealene rundt hydrogenanlegget bør undersøkes ytterligere om det er aktuelt for diverse fjøs og veksthus å utnytte varmen, eller om det skal komme nye industrier i nærområdet.

Det bør undersøkes nærmere om en eventuell kjel eller varmepumpeteknologi kan brukes til oppvarming av vannet for å åpne for enda flere muligheter for utnyttelse av spillvarmen. Damp turbin vil være et alternativ dersom vannet gjennomgår en stor temperaturøkning og organisk Rankine syklus kan få høyere virkningsgrader ved utnyttelse med høyere temperaturer. Når det snakkes om temperaturøkning ved bruk av biokjel, bør det undersøkes nærmere om inntjeningen ved salg av produsert strøm er høyere enn kostnadene for biobrensel. Dersom biomasse kan anskaffes fra nærliggende virksomheter som har et behov for å kvitte seg med massen, vil det føre til økonomisk gevinst og sirkulær økonomi for begge parter.

Det er interessant om flere metoder kan settes parallelt i et system for å få utnyttet varmeeffekten best mulig og få en økt virkningsgrad på anlegget. Her må det undersøkes nærmere om systemet er reelt og gjennomførbart.

Det økonomiske aspektet bør undersøkes grundigere for å få et mer nøyaktig estimat. Beregningene som er gjort er basert på antagelser og forholdstall, som kan avvike noe fra realiteten.

Referanseliste

- [1] Sjøfartsdirektoratet. *Nullutslipp i verdensarvfjordene fra 2026*. no. URL: <https://www.sdir.no/sjofart/fartoy/miljo/utslipp-fra-skip/nullutslipp-i-verdensarvfjordene-fra-2026/> (sjekket 29.03.2023).
- [2] Norwegian Hydrogen. *Hellesylt Hydrogen Hub*. URL: <https://www.norwegianhydrogen.com/activities/hellesylt-hydrogen-hub> (sjekket 12.01.2023).
- [3] Norwegian Hydrogen. *Privat kommunikasjon*. 2023.
- [4] Nils Eirik Wenaas. *Etablerer unik energistasjon*. en-US. URL: <https://www.digerneset.no/nyheter/etablerer-unik-energistasjon-zzgas> (sjekket 28.04.2023).
- [5] NVE. *Konsesjonssak - Ny 420 kV transformator Ørskog transformatorstasjon*. no. URL: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=7567&type=A> (sjekket 03.05.2023).
- [6] Olje og energidepartementet. *Energibruken i ulike sektorer*. URL: <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/energibruken-i-ulike-sektorer/> (sjekket 29.04.2023).
- [7] S. Shiva Kumar og V. Himabindu. *Hydrogen production by PEM water electrolysis - A review*. Tekn. rapp. 2019.
- [8] Frano Barbir. "PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources". I: *Solar Energy*. Solar Hydrogen 78.5 (mai 2005), s. 661–669. ISSN: 0038-092X. DOI: 10.1016/j.solener.2004.09.003. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X04002464> (sjekket 26.03.2023).
- [9] Jørg Aarnes, Gerd Petra Haugom og Beate Nordheim. *Synteserapport om produksjon og bruk av hydrogen i Norge*. Tekn. rapp. 2019-0039, Rev.1. Klima- og miljødepartementet. Regjeringen: DNV GL., jan. 2019.
- [10] Statkraft. *Fjernvarme: Urban energi*. URL: <https://www.statkraft.com/nyheter/nyheter-og-pressemeldinger/2018/fjernvarme-urban-energi/> (sjekket 28.04.2023).
- [11] Norsk Fjernvarme. *Energieffektiv*. URL: <http://www.fjernvarme.no/hva-er-fjernvarme/energieffektiv> (sjekket 16.02.2023).
- [12] Norsk Fjernvarme. *Fjernkontrollen.no*. URL: <https://www.fjernkontrollen.no/> (sjekket 13.05.2023).
- [13] Norsk Fjernvarme. *Energikilder*. URL: <http://www.fjernvarme.no/fakta/energikilder> (sjekket 28.04.2023).
- [14] Tekna. *Fjernvarme*. Feb. 2019. URL: <https://www.tekna.no/fag-og-nettverk/bygg-og-anlegg/byggbloggen/fjernvarme/> (sjekket 28.04.2023).
- [15] Kompa AS. *En grundig introduksjon til fjernvarme*. URL: <https://www.kompa.no/kunnskap/en-grundig-introduksjon-til-fjernvarme> (sjekket 24.04.2023).
- [16] Eirik Rørvik og Sondre Kvaalem Seljelid. *Tafjord*. *Privat kommunikasjon*.
- [17] Bjørn Pedersen. *varmeveksler*. no. Jan. 2023. URL: <https://snl.no/varmeveksler> (sjekket 28.04.2023).
- [18] Norsk Lovtidend. *Forskrift om forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming av bygninger - Lovdata*. URL: <https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2018-06-28-1060> (sjekket 20.05.2023).
- [19] Karen Byskov Lindberg, Synne Krekling Lien og Arnkell Jonas Petersen. *Samtidighet og sammenlaagring COFACTOR-rapport*. Tekn. rapp. Okt. 2022.
- [20] Knut Hofstad. *topplast – energiforsyning*. no. Jan. 2023. URL: https://snl.no/topplast_-_energiforsyning (sjekket 20.05.2023).
- [21] Knut Hofstad. *grunnlast*. Jan. 2023. URL: <https://snl.no/grunnlast> (sjekket 12.05.2023).
- [22] Elise Kristine Løve Nielsen. *Lavtemperatur-varmenett*. Masteroppgave. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet: Institutt for energi- og prosesssteknikk, feb. 2016.
- [23] Lars Egil Helseth. *trykktap*. no. Jan. 2023. URL: <https://snl.no/trykktap> (sjekket 15.05.2023).

- [24] Norsk Fjernvarme. *Veileder: legionellasikring*. URL: <http://www.fjernvarme.no/fakta/veileder-legionellasikring> (sjekket 28.04.2023).
- [25] Yunus A. Cengel, Michael A. Boles og Mehmet Kanoglu. *Thermodynamics. An Engineering Approach*. 2019.
- [26] Geir Sollesnes og Hans Even Helgerud. *Potensialstudie for utnyttelse av spillvarme fra norsk industri*. Feb. 2009. (Sjekket 23.03.2023).
- [27] Bahaa Saleh mfl. *Working fluid for low-temperatur organic Rankine cycles*. Tekn. rapp. Wien, Austria, okt. 2005.
- [28] Wei Lili mfl. *Experimental investigation and performance analysis of an Organic Rankine Cycle for low-temperatur heat to electricity generation*. Tekn. rapp. 2019.
- [29] Hanzhi Wang mfl. *Thermodynamic Analysis of Organic Rankine Cycle with Hydrofluoroethers as Working Fluids*. Tekn. rapp. 2017.
- [30] Arne M. Bredesen og Gustav Lorentzen. *varmepumpe*. no. Jan. 2023. URL: <https://snl.no/varmepumpe> (sjekket 20.05.2023).
- [31] H J Sauer og R H Howell. "Heat pump systems". I: (jan. 1983). URL: <https://www.osti.gov/biblio/5826821>.
- [32] Haakon Haraldsen, Bjørn Pedersen og Trond Nordseth. *karbondioksid*. no. Apr. 2023. URL: <https://snl.no/karbondioksid> (sjekket 05.05.2023).
- [33] Dag G. Johnson og Knut A. Rosvold. *damp turbin*. Sep. 2022. URL: <https://snl.no/damp turbin> (sjekket 24.03.2023).
- [34] Sintef og O. Bolland. *Energi i Norge - Ressurser, teknologi og miljø*. Tekn. rapp. 2000, s. 225–232.
- [35] Jan Sandviknes. *El-gjenvinning i energiintensiv industri. Teknisk/økonomisk potensial*. Oppdragsrapport nr 2/2004 ISSN: 1503-0318. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat, feb. 2004.
- [36] M. P. Boyce. "1 - Combined cycle power plants". en. I: *Combined Cycle Systems for Near-Zero Emission Power Generation*. Red. av Ashok D. Rao. Woodhead Publishing Series in Energy. Woodhead Publishing, jan. 2012, s. 1–43. ISBN: 978-0-85709-013-3. DOI: 10.1533/9780857096180.1. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780857090133500018> (sjekket 20.05.2023).
- [37] Dag G. Johnson. *dampkjel*. Jan. 2023. URL: <https://snl.no/dampkjel> (sjekket 19.04.2023).
- [38] Arthur Sarsten. *stirlingmotor*. Jul. 2019. URL: <https://snl.no/stirlingmotor> (sjekket 15.05.2023).
- [39] Lee Smith mfl. *25 kW Low-Temperature Stirling Engine for Heat Recovery, Solar, and Biomass Applications*. Tekn. rapp. 2016.
- [40] Angkee Sripakagorn og Chana Srikam. *Design and performance of a moderate temperature difference Stirling engine*. Jul. 2010. DOI: 10.1016/j.renene.2010.12.010. URL: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0960148110005641?token=DC4922A3FC233517ACEE13767A54CD7FD6E6EB87AAF54E3D6B67848521F8BEF951A7044B64AB638B81BCEAE3CF58ACE&originRegion=eu-west-1&originCreation=20230515151531> (sjekket 15.05.2023).
- [41] Naturvernforbundet. *Bioenergi - Oljefri*. Mai 2019. URL: <https://oljefri.no/bioenergi/category959.html> (sjekket 20.04.2023).
- [42] Enova. *Biokjel – Mer miljøvennlig enn fossile brensler*. Des. 2016. URL: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/biovarme/biokjel/> (sjekket 20.04.2023).
- [43] Knut Hofstad. *elektrokjel*. Jan. 2023. URL: <https://snl.no/elektrokjel> (sjekket 20.04.2023).
- [44] Sven Danielsen. *Elektrokjeler*. URL: <https://energi.no/elektrokjeler> (sjekket 20.04.2023).
- [45] Levi Gårseth-Nesbakk. *netto nåverdi*. no. Jan. 2021. URL: https://snl.no/netto_n%C3%A5verdi (sjekket 02.05.2023).
- [46] Sigmund Grønmo. *kvalitativ metode*. Jan. 2023. URL: https://snl.no/kvalitativ_metode (sjekket 11.04.2023).

- [47] Norsk Klimaservicesenter. *Observasjoner og værstatistikk - Seklima*. URL: <https://seklima.met.no/observations/> (sjekket 23.03.2023).
- [48] Runar Garnes. *Privat kommunikasjon*. Aragon. Mai 2023.
- [49] Multiconsult AS, Analyse og Strategi AS og Entro AS. *Analyse av energibruk i undervisningsbygg*. Tekn. rapp. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- [50] Aragon AS. *Hellesyllt Waste Heat and Oxygen Study*. Tekn. rapp.
- [51] Jørn-Arne Tomasgard. *Ørskog skule*. no. Section: Bygg. Aug. 2018. URL: <https://www.bygg.no/article/1364340!/> (sjekket 18.05.2023).
- [52] Norsk Gartnerforbund. *Høringssvar fra Norsk Gartnerforbund på forslag til tilleggsregulering - forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming i driftsbygninger i landbruket og midlertidige bygninger*. Tekn. rapp. Okt. 2017.
- [53] Paul-Are Klock Tjervaag. *Varme-/kjølebehov. Ørskog Plastindustri AS*. Apr. 2023.
- [54] Mari Gjældstad. *Investeringer i fornybar energi på gårdsbruk - valg av saldogruppe mv. - Norges Bondelag*. Des. 2023. URL: <https://www.bondelaget.no/jus-og-okonomi/skatt-regnskap-og-trygd/fagartikler/skatt-og-avgift/investeringer-i-fornybar-energi-pa-gardsbruk-valg-av-saldogruppe-mv> (sjekket 28.04.2023).
- [55] Lovise Johanne Stavik Sæter og Ingvar Kvande. *Energikartlegging i fjørfe- og griseproduksjon*. Tekn. rapp. 2021.
- [56] SSB. *Boliger, etter bygningstype (K) 2006 - 2023*. Statistikkbanken. URL: <https://www.ssb.no/system/> (sjekket 12.05.2023).
- [57] Fjordkraft. *Strømforbruk i hjemmet - Normalt strømforbruk*. nb. URL: <https://www.fjordkraft.no/strom/stromforbruk/> (sjekket 05.05.2023).
- [58] Amdam Sag & Høvleri AS. *Privat kommunikasjon*. Mai 2023.
- [59] Mona Skjong. (+) *Planlegger nye boliger på denne åsen*. no. Jan. 2023. URL: <https://www.smp.no/nyheter/i/BWyeQ9/paa-denne-aasen-planlegges-nye-boliger> (sjekket 29.04.2023).
- [60] Covna. *Comparison Table of Nominal Diameter (DN) And Pipe Size*. no. Jul. 2021. URL: <https://covnavalve.com:443/news/comparison-table-of-nominal-diameter-dn-and-pipe-size/> (sjekket 15.05.2023).
- [61] Arne Lysne Johansen. *Privat kommunikasjon*. Provak Systemer AS. Mai 2023.
- [62] Isoplus. *Typisk effekter - stålør - dobbelt*. (Sjekket 01.05.2023).
- [63] Mats Rosenberg. *Kostnader for fjernvarmeutbygging*. Tekn. rapp. Des. 2010.
- [64] Linn Silje Udem og Kjell Thorsen. *Veileder i utforming av konsesjonssøknad for fjernvarmeanlegg*. NVE. Tekn. rapp. 2009.
- [65] Tafjord Kraftvarme. *Priser og tariffer | Fjernvarme | Bedrift*. URL: <https://www.tafjord.no/bedrift/fjernvarme/priser-og-tariffer/> (sjekket 29.04.2023).
- [66] Babatunde A. Fakeye og Sunday O. Oyedepo. *A Review of Working Fluids for Organic Rankine Cycle Applications*. Tekn. rapp. Mechanical Engineering Department, Covenant University, 2018.
- [67] Herath H.M.D.P mfl. *Working fluid selection of Organic Rankine Cycles*. Tekn. rapp. Department of Mechanical Engineering, University of Moratuwa, nov. 2020.
- [68] Climalife. *R-1234ze. Thermodynamic Properties*.
- [69] Climalife. *R-245fa. Thermodynamic Properties*.
- [70] Climalife. *R-717. Thermodynamic Properties*.
- [71] DuPont. *Thermodynamic Properties of HFC-236fa*.
- [72] Freon. *Refrigerant (R-134a). Thermodynamic Properties*.
- [73] H. Leibowitz, I. K. Smith og N. Stosic. *Cost Effective Small Scale ORC Systems for Power Recovery from Low Grade Heat Sources*. Tekn. rapp. Illinois, USA, nov. 2006.
- [74] Oilon. *Technical Brochure. ChillHeat*.
- [75] Samuel Östman. *Privat kommunikasjon*. Olion. Mai 2023.
- [76] Sugimat. *Privat kommunikasjon*. 2023.

- [77] Kjell Saugstad og Ivar Gunvaldsen. *elektrisk maskin*. no. Jan. 2023. URL: https://snl.no/elektrisk_maskin (sjekket 20.05.2023).
- [78] Knut Hofstad. *hydrogendrivstoff*. Jan. 2023. URL: <https://snl.no/hydrogendrivstoff> (sjekket 22.03.2023).
- [79] Tveiten, Birkeland og Eide. *Fjernvarme i Norge*. Tekn. rapp.
- [80] Kjetil Martinsen. *DNV GL. Koseptevaluering Fjernvarme på skip*. Tekn. rapp. URL: https://www.dropbox.com/sh/ap0sjlj9e46sa09/AADZGU78XYt1EDFGyJFPnkn0a?dl=0&fbclid=IwAR0caAaITC4POSALsesU30Y2KJWwPEcy-00hKcYRve0vtF30yi37f1fC_3c (sjekket 20.02.2023).
- [81] Ahmed Abuelyamen og Rached Ben-Mansour. *Energy efficiency comparison of Stirling engine types (α , β , and γ) using detailed CFD modeling | Elsevier Enhanced Reader*. en. Aug. 2017. DOI: 10.1016/j.jthermalsci.2018.06.026. URL: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1290072917314734?token=9BA84AAB6748E609695BD4CFE6E98C9057EB92072CBFAF6ED2332FAC60B725E78AF1291CC0A81529258828DE2B93A56B&originRegion=eu-west-1&originCreation=20230516124450> (sjekket 16.05.2023).
- [82] Nemitec. *Slik kan man utnytte spillvarmen*. Section: varme. Okt. 2021. URL: <https://www.nemitec.no/varmeteknisk-konferanse/slik-kan-man-utnytte-spillvarmen/191638> (sjekket 24.04.2023).
- [83] Stine Belgum Torstensen og Norsk Fjernvarme. *Klimaregnskap for fjernvarme 2020*. Tekn. rapp. Jun. 2020.
- [84] Anton Eliston og Astrid Stavseng. *Strømforbruk i Norge har lavt klimagassutslipp - NVE*. URL: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/stromforbruk-i-norge-har-lavt-klimagassutslipp/> (sjekket 01.05.2023).

A Fjernvarmeinntekt og forbruk

Tabell A.1: Tabell over estimerte fjernvarmepriser brukt i beregninger av NNV. Fjernvarmeprisene for 2022 som det er tatt utgangspunkt i er hentet fra Tafjord Kraftvarme [65].

Måned	Estimerte fjernvarmepriser [øre/kWh]	Faktiske fjernvarmepriser 2022 [øre/kWh]
Januar	74	42.503
Februar	65	33.930
Mars	59	33.062
April	54	63.682
Mai	49	34.257
Juni	47	30.683
Juli	44	20.320
August	46	37.572
September	57	93.501
Oktober	63	54.605
November	74	86.242
Desember	85	204.479

B Regneark Organisk Rankine Syklus

Organic Rankine Cycle with R134a Organic Fluid (CoolProp Fluid Property Library)

Mass flow
Turbine efficiency
Pump efficiency

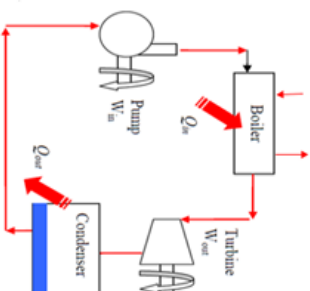
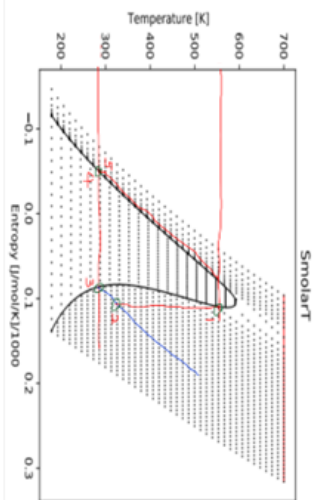
1 kg/s
0,85
0,65

T_Critical
P_critical
T_evap

374,18 Kelvin
4 056 000 Pa
40 Celsius

Working Fluid

R134a



	T (K)	P (Pa)	s (J/kg/K)	H (J/kg)	D (kg/m ³)	SV (m ³ /kg)	Quality
Point 1	333,15	1 682 760,00	1 702,31	426 602,20	87,46	0,01	1
Point 2	313,15	1 016 593,02	1 702,31	416 689,32	50,90	0,019645	Superheated
Point 3	313,15	1 016 593,02	1 711,06	419 428,52	50,09	0,02	1
Point 4	313,15	1 016 593,02	1 190,48	256 409,24	1 146,74	0,00	-
Point 5	313,62	1 682 760,00	1 190,48	256 989,29	1 150,18	0,00	Subcooled

	TP (W)	PP (W)	SOP (W)	HI (W)	Cycle EFF (%)
	8 425,94	892,38	7 533,56	169 612,90	4,44

C Regneark Sunnylven svømmebasseng

SVØMMEBASSENG SUNNYLVEN SKOLE

Antagelser

Temperatur luft 25 C
 Temperatur vann 20 C
 Areal basseng 96 m²
 Luftfartighet ved vannoverflate 0,5 m/s
 Fuktighetsrate (25C, 50% fukt) 0,0098 kg/kg
 Max. fuktighetsrate over vann 0,014659 kJ/kg
 Entalpi vann, for damping (20C) 2454 kJ/kg
 Tap for etterfylling av vann 5 %

Fordampning koeffisient	k	25+19*v_luft	34,5	kg/m ² h
Fordampning fra vannoverflaten	g_s	k*A*(fukt.rate - max.fukt.rate)	0,00447028	kg/s
Varmeefekt som trengs for å beholde temperaturen	q	h_vann*g_s	10,97006712	kW
Total varmeefekt som trengs	q_tot	q * tap	11,519	kW

