

Optimalisering av fjernvarme ved bruk av spillvarme fra industri og varmepumpe til fjernvarme

Ivar Stoltenberg Tryggestad

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2015

Hovedveileder: Natasa Nord, EPT

Medveileder: Tymofii Tereshchenko, EPT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for energi- og prosesseteknikk

EPT-M-2014- 98

MASTEROPPGAVE

for

Student Ivar Stoltenberg Tryggestad

Våren 2015

Optimalisering av varmeproduksjon ved bruk av spillvarme fra industri og varmepumpe til fjernvarme

Optimization of heat generation by using waste heat from industry and heat pump for district heating

Bakgrunn og målsetting

Hammerfest Energi Varme bygger en fjernvarmesentral for Hammerfest. Denne vil benytte sjøvarmepumpe, elektrisitet, spillvarme og propan til energiproduksjon. Driftsforhold og energitilgjengelighet fra lavtemperatur kilder endres over året. Likeså vil temperatur på fjernvarme distribusjon endres avhengig av forbruksmønster hos kundene. Dette medfører at fjernvarmeanlegg må kunne operere stabilt under varierende driftsforhold. Hensikt med oppgaven er å optimalisere varmeproduksjon ved å øke andel «gratis-energi» som kommer gjennom varmepumpeteknologi og tilgang til prosessvann fra Melkøya. Analysen skal inkludere både litteraturstudium og beregning av ytelser til fjernvarmeanlegg som inkluderer de nevnte teknologiene. Videre er det ønskelig å få vurdert infrastruktur for leveranse av prosessvann og aktuelle utfordringer knyttet til trykk, regularitet, økonomi, utslipp, osv. I samarbeid med Hammerfest Energi Varme har student samlet informasjon om fjernvarmeanlegg i løpet av sin prosjektoppgave. Studenten skal lage modeller for de nevnte teknologiene og benytte dem i optimalisering gjennom MATLAB.

Mål

Målet med oppgaven er å optimalisere varmeproduksjon ved Hammerfest Energi Varme, slik at andel av «gratis-energi» øker. Ved optimaliseringen skal kandidaten ta hensyn til økonomi og utslipp. Oppgaven kan også definere hvilke krav skal stilles for spillvarme fra industrien, slik at kundes behov blir tilfredsstilt.

Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter

1. Litteraturstudium av fjernvarme teknologi samt med eksempler på optimalisering av fjernvarme design og drift. Videre skal litteraturstudium omhandle varme produksjon fra spillvarme og integrerte energikilder.
2. Kartlegge fjernvarmeanlegget i Hammerfest Energi Varme. Presentere tekniske data om anlegget.
3. Benytte litteraturstudium og teorigrunnlag (termodynamisk og eventuelt andre relevante) for å utvikle beregningsgrunnlag for varmepumper og fjernvarmesystem. Definer relevante optimaliserings problemer ved hjelp av matematisk teori om optimalisering.
4. Gjennomfør følsomhetsanalyse av modellen. På basis av det gjennomfør optimalisering av anlegget.

Senest 14 dager etter utlevering av oppgaven skal kandidaten levere/sende instituttet en detaljert fremdrift- og eventuelt forsøksplan for oppgaven til evaluering og eventuelt diskusjon med faglig ansvarlig/veiledere. Detaljer ved eventuell utførelse av dataprogrammer skal avtales nærmere i samråd med faglig ansvarlig.

Besvarelsen redigeres mest mulig som en forskningsrapport med et sammendrag både på norsk og engelsk, konklusjon, litteraturliste, innholdsfortegnelse etc. Ved utarbeidelsen av teksten skal kandidaten legge vekt på å gjøre teksten oversiktlig og velskrevet. Med henblikk på lesning av besvarelsen er det viktig at de nødvendige henvisninger for korresponderende steder i tekst, tabeller og figurer anføres på begge steder. Ved bedømmelsen legges det stor vekt på at resultatene er grundig bearbeidet, at de oppstilles tabellarisk og/eller grafisk på en oversiktlig måte, og at de er diskutert utførlig.

Alle benyttede kilder, også muntlige opplysninger, skal oppgis på fullstendig måte. For tidsskrifter og bøker oppgis forfatter, tittel, årgang, sidetall og eventuelt figurnummer.

Det forutsettes at kandidaten tar initiativ til og holder nødvendig kontakt med faglærer og veileder(e). Kandidaten skal rette seg etter de reglementer og retningslinjer som gjelder ved alle (andre) fagmiljøer som kandidaten har kontakt med gjennom sin utførelse av oppgaven, samt etter eventuelle pålegg fra Institutt for energi- og prosesssteknikk.

Risikovurdering av kandidatens arbeid skal gjennomføres i henhold til instituttets prosedyrer. Risikovurderingen skal dokumenteres og inngå som del av besvarelsen. Hendelser relatert til kandidatens arbeid med uheldig innvirkning på helse, miljø eller sikkerhet, skal dokumenteres og inngå som en del av besvarelsen. Hvis dokumentasjonen på risikovurderingen utgjør veldig mange sider, leveres den fulle versjonen elektronisk til veileder og et utdrag inkluderes i besvarelsen.

I henhold til ”Utfyllende regler til studieforskriften for teknologistudiet/sivilingeniørstudiet” ved NTNU § 20, forbeholder instituttet seg retten til å benytte alle resultater og data til undervisnings- og forskningsformål, samt til fremtidige publikasjoner.

Besvarelsen leveres digitalt i DAIM. Et faglig sammendrag med oppgavens tittel, kandidatens navn, veileders navn, årstall, instituttnavn, og NTNUs logo og navn, leveres til instituttet som en separat pdf-fil. Etter avtale leveres besvarelse og evt. annet materiale til veileder i digitalt format.

- Arbeid i laboratorium (vannkraftlaboratoriet, strømningsteknisk, varmeteknisk)
- Feltarbeid

NTNU, Institutt for energi- og prosesssteknikk, 14. januar 2014


Olav Bolland
Instituttleder


Natasa Nord
Faglig ansvarlig/veileder

Medveileder(e):

Tymofii Tereshchenko, stipendiat at EPT, tymofii.tereshchenko@ntnu.no

Espen Hansen, Hammerfest Energi Varme, mobil: 917 41 074, espen@hammerfestenergi.no

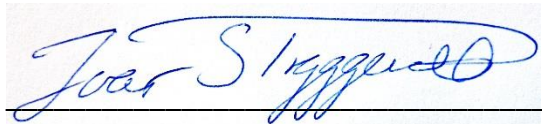
Forord

Masteroppgaven er skrevet våren 2015 ved Institutt for Energi- og prosessteknikk ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet (NTNU). Masteroppgaven utgjør 30 studiepoeng.

Denne masteroppgaven bygger videre på prosjektoppgaven «Optimalisering av varmeproduksjon ved bruk av spillvarme fra industri og varmepumpe til fjernvarme», skrevet høsten 2014.

Veileder for både prosjekt- og masteroppgaven er førsteamanuensis Natasa Nord. Hun har vært en stor ressurs og bidratt med verdifull hjelp og veiledning både på prosjekt- og masteroppgaven. Dette gjelder både i arbeidet med utvikling av modeller, innhenting av informasjon og skriving av selve rapporten. Jeg vil takke for all hjelp hun har gitt meg underveis. En takk rettes også til medveileder Tymofii Tereshchenko for nyttige innspill og hyggelige samtaler.

Masteroppgaven har benyttet fjernvarmeanlegget i Hammerfest, som er under bygging av Hammerfest Energi, som et grunnlag for den videre optimaliseringen. Hammerfest Energi, ved Espen Hansen, har vært behjelpelige med informasjon og data som har vært nyttig for gjennomføringen av oppgaven. Spesielt vil jeg takke Jørn Petter Fagerheim, driftsleder ved fjernvarmeavdelingen, for den hjelpen han har gitt meg.



Ivar Stoltenberg Tryggestad

Trondheim 15.06.2015

SAMMENDRAG

Fjernvarme er i Norge en bransje i stadig vekst, og varmepumpeteknologi bidrar til å gjøre dette til et miljøvennlig alternativ til direktevirkende elektrisk oppvarming.

Rapporten tar utgangspunkt i et fjernvarmeanlegg i Hammerfest som er eid og drevet av Hammerfest Energi. Dette benytter en sjøvannsvarmepumpe i kombinasjon med elektrokjel og gasskjel som varmekilder sammen med termisk energilagring, og forsyner slik Hammerfest sentrum med varme.

Optimalt design av varmekildene samt optimal drift av varmesentralen er en forutsetning for å få utnyttet potensialet for energibesparelse som ligger i bruk av varmepumpe. Det er utviklet to simuleringsmodeller for driften av varmesentralen, og systemer for optimalisering av drift og design ved hjelp av disse. Verdier innhentet fra Hammerfest Energi for varmesentralen og fra Norges Vassdrags- og Energidirektorat m.fl. for investeringskostnader og energipriser er integrert i modellene. Temperaturnivået ved varmeopptak for varmepumpen er avgjørende for ytelsen denne leverer. Det vil derfor være gunstig benytte spillvarme for å heve temperaturnivået og slik redusere energibruken for anlegget. Ved å benytte termisk energilagring kan ytelsen forbedres ytterligere ved å øke utnyttelsen av varmepumpen.

Driftoptimaliseringen viste at man ved det eksisterende designet for varmesentralen vil kunne tilby varme til en lavere pris enn strømprisen, også ved variasjoner i driftsbetingelser og endringer i behovsprofil for kundemassen. Designoptimaliseringen konkluderte med at det vil være lønnsomt å øke kapasiteten for varmepumpen fra 1200 kW til maksimalt 2536 kW. Den gjennomsnittlige varmekostnaden ved de oppgitte driftsforholdene kan da reduseres fra 40,57 øre/kW til 29,67 øre/kW og den gjennomsnittlige energifaktoren fra 0,63 til 0,35 ved omfordeling av den installerte kapasiteten.

Driftoptimaliseringen konkluderte videre med at utnyttelsen av varmepumpen med det eksisterende designet kun i liten grad kan økes ved hjelp av termisk energilagring, og at utvidelse av lagringskapasiteten derfor ikke vil være en lønnsom investering. Tilknytning til spillvarme ble ved hjelp av driftsmodellen funnet å maksimalt kunne gi en reduksjon i årlige driftskostnader på 300 000 kroner, men utgiften forbundet med rørledningen som kreves til dette er forventet å være for høy til at prosjektet vil gi noen avkastning.

Simuleringsmodellene er bygget på en rekke antagelser og variabler som gir rom for usikkerhet, og resultatene i oppgaven må derfor ses i lys av dette. For å øke nøyaktigheten må flere aspekter av driften og dimensjoneringen implementeres i modellen, og de benyttede verdiene kvalitetssikres. Det gis likevel en pekepinn for hvilke resultater man bør kunne forvente ved drift av anlegget og ved den foreslåtte tilknytningen til spillvarme.

ABSTRACT

In Norway, district heating is an industry that continues to grow, and heat pump technology helps make this an environmentally friendly alternative to direct acting electric heating.

The basis of this report is a district heating plant in Hammerfest, which Hammerfest Energi owns and operates. This utilizes a seawater heat pump in combination with an electric boiler and a propane burner together with thermal energy storage to supply heat to the city of Hammerfest.

Optimal design of heat sources and optimal operation of the heating plant is a prerequisite to exploit the potential for energy savings, which the use of a heat pump provides. Two simulation models have been developed along with systems for optimization by use of these models. Values obtained from Hammerfest Energi for the heating plant and from NVE etc. for investment costs and energy prices are integrated into the models. The temperature level at which the heat pump absorbs heat is essential to its performance. It would therefore be beneficial to use waste heat to raise this temperature, thus reducing the energy consumption of the heating plant. By utilizing thermal energy storage, the performance may be further improved by maximizing the utilization of the heat pump.

Operation optimization showed that with the existing design for the heating plant it will be possible to offer heat at a lower price than that of electricity, even if the operating conditions and the demand profile were to change. The design optimization concluded that it would be profitable to increase the capacity of the heat pump from 1200 kW to 2536 kW maximum. The average heat cost at the stated operating conditions may be reduced from 405.7 kr/MWh to 296.7 kr/MWh and the average energy factor may be reduced from 0.63 to 0.35 by redistributing the installed capacity among the heat sources.

Operation optimization concluded that utilization of the heat pump with the existing design only to a small extent can be increased by means of thermal energy storage, and that expansion of the storage capacity will not be a profitable investment. Connecting the plant to waste heat was by use of operations simulation found to provide a maximum reduction in annual operating costs of 300 000 kr, but the expense associated with the pipeline needed is expected to be too high for the project to be profitable.

The simulation models build on a number of assumptions and variables that allow for uncertainty in the results, and they must therefore be seen in light of this. To increase the accuracy, the scope of the model should expand to include several of the excluded aspects of operation and dimensioning. Nevertheless, the model as it is gives an indication of the results one should expect from operation of the plant and from the proposed connection to waste heat.

INNHold

Sammendrag	V
Abstract	VI
Innhold	VII
Figurer	XI
Tabeller.....	XIII
Symboler og forkortelser.....	1
1. Introduksjon.....	2
1.1. Grunnlag fra prosjektoppgave.....	3
1.2 Målsetning og oppbygging	3
1.3 Begrensninger.....	3
1.4 Struktur.....	3
2. Oversikt over problemstillinger innen fjernvarme	5
2.1 Historie og utvikling.....	5
2.2 Egenskaper ved fjernvarme.....	7
2.3 Oppbyggingen av et fjernvarmesystem.....	8
2.4 Varmebehov	9
2.5 Varmeproduksjon	11
2.6 Varmedistribusjon	17
2.7 Salg av fjernvarme	18
2.8 Fjernvarme i Norge.....	20
3. Økonomiske betraktninger ved fjernvarmeutbygging og drift.....	22
3.1 Kostnader ved investering og drift	22
3.2 Utslippsrelaterte kostnader.....	25
3.3 Distribusjonskostnader.....	26
4. Investeringsanalyse.....	27
4.1 Diskontering.....	27
4.2 Annuitet og kapitalkostnad	28
4.3 Sensitivitetsanalyse	29

5.	Optimalisering av fjernvarme	31
5.1	Design- og driftsoptimalisering	31
5.2	Optimalisering av termisk energilagring	31
6.	Ikke-lineær optimalisering	33
7.	Beskrivelse av anlegget i Hammerfest	34
7.1	Systembeskrivelse	35
7.2	Varmebehov i kundemassen	37
7.3	Grunnlag for modellering, optimalisering og videre utvikling	37
8.	Simulering og optimalisering	39
8.1	Utvikling av simuleringsmodeller	39
8.2	Modell 1 – Driftssimulering for et helt år	39
8.2.1	Beregningsgrunnlag for lagringssystem	40
8.2.2	Fordeling av varmebehov	40
8.2.3	Beregning av energibruk og energikostnad	42
8.2.4	Beregning av utslipp og utslippskostnad	43
8.2.5	Beregning av finansiell kostnad og vedlikeholdskostnad	43
8.2.6	Beregning av total årlig kostnad	44
8.3	Modell 2 – Driftssimulering for en enkelt time	44
8.3.1	Beregning av energibruk og energikostnad	44
8.3.2	Beregning av utslipp og utslippskostnad	45
8.3.3	Beregning av start/stopp-kostnad	45
8.3.4	Beregning av total kostnad for den aktuelle timen	45
8.4	Optimalisering ved hjelp av driftsmodellene	45
8.5	Utvikling av optimaliseringssystemet og beregning av varmebehov	46
8.6	Designoptimalisering	47
8.7	Driftsoptimalisering	49
8.8	Utvikling av driftsmodell for termisk energilagring	51
8.9	Kjøring av ikke-lineær optimaliseringsmodul i MATLAB	54
9.	Metodikk for økonomiske betraktninger	55
10.	Resultater	56

10.1	Scenarier for simulering og optimalisering	56
	Scenario 1: Effektfordeling basert på konstante driftskostnader og analyse av resulterende anleggsdesign.....	56
	Scenario 2: Analyse av anlegget i Hammerfest.....	56
	Scenario 3: Analyse av designoptimalisert anlegg.....	57
10.2	Input for simulering og optimalisering	58
10.3	Beregning av varmebehov	59
10.4	Drift av TEL-system	63
10.5	Scenario 1: Basisanlegg - Effektfordeling basert på konstante driftskostnader	66
10.6	Scenario 2: Referanseanlegg - Design fra Hammerfest Energi.....	71
	10.6.1 Sensitivitetsanalyse for drift av anlegget i Hammerfest	73
	10.6.2 Økonomisk analyse rundt tilknytning til spillvarme	83
	10.6.3 Optimalisering av lagringsstrategi og dimensjonering av TEL-system.....	86
10.7	Scenario 3: Designoptimalisert anlegg	93
	10.7.1 Sammenligning av scenario 1 og 3	96
	10.7.2 Sammenligning av Scenario 2 og 3.....	97
	10.7.3 Sensitivitetsanalyse for drift av optimalt design funnet i scenario 3.....	98
10.8	Sensitivitetsanalyse for designmodellen	102
11.	Diskusjon	113
	11.1 Simuleringsgrunnlag	113
	11.2 Termisk energilagring	115
	11.3 Scenario 1	116
	11.4 Scenario 2	117
	11.5 Scenario 3	121
	11.6 Sensitivitetsanalyse for designoptimaliseringsmodell	123
12.	Konklusjon	124
13.	Videre arbeid	126
	Kilder & Referanser	127
	Vedlegg 1 Systemskjema for varmesentralen ved anlegget i Hammerfest – del 1	I
	Vedlegg 2 Systemskjema for varmesentralen ved anlegget i Hammerfest – Del 2.....	II

Vedlegg 3 Matematisk beskrivelse av behovsfordeling i modell 1	III
Vedlegg 4 Data benyttet ved design- og driftsoptimalisering	IV
Vedlegg 5 Gjennomsnittlig effektnivå for varmebehov ved varmeavgivelse fra TEL-system ved varierende innstillinger for drift	VI
Vedlegg 6 Drift av gasskjel ved start/stopp-kostnad lik 0	VII
Vedlegg 7 Drift av gasskjel ved start/stopp-kostnad lik 30	VII
Vedlegg 8 Drift av gasskjel ved start/stopp-kostnad lik 100	VIII
Vedlegg 9 Drift av gasskjel ved start/stopp-kostnad lik 250	VIII

FIGURER

Figur 1 Prosentvis varmetap i distribusjonsnettet for fjernvarme (SSB, 2014)	18
Figur 2 Fjernvarmeforbruk etter forbrukergruppe (SSB, 2014)	20
Figur 3 Fordeling av produksjon etter varmekilde i fjernvarmeproduksjon i Norge (SSB, 2014) ..	21
Figur 4 Eksempel på effektvarighetsdiagram	23
Figur 5 Eksempel på stjernediagram for investering i produksjonsutstyr	30
Figur 6 Systemskisse for fjernvarmesentralen ved anlegget i Hammerfest	35
Figur 7 Flytskjema for fordeling av varmebehov ved designtoptimalisering	41
Figur 8 Driftsstrategi for termisk energilagring	52
Figur 9 Grafisk grensesnitt for iterasjoner ved optimalisering i MATLAB	54
Figur 10 Døgnvariasjon i tappevannsbehov	59
Figur 11 Beregnet effektbehov for bruk ved simulering	60
Figur 12 Tappevannsbehov sammenlignet med totalt effektbehov sommerstid	61
Figur 13 Fordeling av det totale behovet på de ulike behovsgruppene	61
Figur 14 Fordeling av energi på de ulike effektnivåene i den beregnede behovsprofilen	62
Figur 15 Reduksjon i effektbehov ved bruk av termisk energilagring	63
Figur 16 Varmeavgivelse fra TEL-system sammen med effektbehov som ligger over varmepumpens kapasitet	64
Figur 17 Varighetsavhengig effektkostnad for varmekilder plottet mot effektvarighet	67
Figur 18 Driftsprofil ved driftssimulering for scenario 1	69
Figur 19 Driftsprofil ved driftssimulering for Scenario 2 - Anlegget i Hammerfest	71
Figur 20 Sensitivitet i årlig kostnad for variasjon i driftsparametre for anlegget i Hammerfest ...	73
Figur 21 Variasjon i energileveranse per varmekilde for anlegget i Hammerfest ved variasjon i elektrisitetspris	75
Figur 22 Variasjon i energileveranse per varmekilde for anlegget i Hammerfest ved variasjon i gasspris	76
Figur 23 Differanse mellom varmeproduksjonskostnaden og strømprisen for anlegget i Hammerfest ved varierende energipriser	77
Figur 24 Alternative behovsprofiler - større og mindre variasjon	78
Figur 25 Innvirkning fra start/stopp-kostnad på driften av varmesentralen i Hammerfest	80
Figur 26 Innvirkning fra start/stopp-kostnad på varmeleveranse fra elektrokjel og gasskjel ved anlegget i Hammerfest	82
Figur 27 Nåverdivurdering av investering i tilknytning til spillvarme	85
Figur 28 Prioriteringsintervall for TEL-system	86
Figur 29 Reduksjon i årlig kostnad ved varierende driftsstrategier for TEL-systemet ved anlegget i Hammerfest, sammenlignet med drift uten TEL-system	88
Figur 30 Termiske tap fra lagringstank ved varierende maksimal lagringstid og prioriteringsintervall for TEL-systemet ved anlegget i Hammerfest	89

Figur 31 Økning i nyttiggjørbar varmeleveranse fra varmepumpen ved varierende driftsstrategi for TEL-systemet ved anlegget i Hammerfest, sammenlignet med drift uten TEL-system	90
Figur 32 Reduksjon i årlig kostnad avhengig av størrelsen på lagringstanken og maksimal lagringstid for TEL-ssytemet ved anlegget i hammerfest	91
Figur 33 Sammenligning av effektfordeling i de ulike scenariene	93
Figur 34 Driftsprofil ved driftssimulering for scenario 3 - optimalisert anlegg.....	94
Figur 35 Sensitivitet i årlig kostnad for variasjon i driftsparametere for anleggsdesignet funnet i scenario 3	98
Figur 36 Variasjon i energileveranse per varmekilde for anleggsdesignet fra scenario 3 ved variasjon i elektrisitetspris	99
Figur 37 Variasjon i energileveranse per varmekilde for anlegget fra scenario 3 ved variasjon i gasspris.....	100
Figur 38 Differanse mellom varmeproduksjonskostnaden og strømprisen for designoptimalisert anlegg ved varierende energipriser	101
Figur 39 Sensitivitet i optimal årlig kostnad fra designmodellen for variasjon i driftsparametre–gruppe 1	102
Figur 40 Sensitivitet i optimal årlig kostnad fra designmodellen for variasjon i driftsparametre–gruppe 2	103
Figur 41 Oversikt over variasjon i fordeling av kapasitet avhengig av endring i variable.....	104
Figur 42 Installert effekt for varmepumpe ved designoptimalisering ved varierende elektrisitets- og gasspriser.....	106
Figur 43 Installert effekt for elektrokjel ved designoptimalisering ved varierende elektrisitets- og gasspriser.....	107
Figur 44 Installert effekt for gasskjel ved designoptimalisering ved varierende elektrisitets- og gasspriser.....	108
Figur 45 Driftsprofil fra anleggsdesign optimalisert ved en elektrisitetspris på 53 øre/kWh og en gasspris på 20 øre/kWh.....	109
Figur 46 Innvirkning fra sikringsfaktor i 2003-krav på installert effekt i designmodellen	110
Figur 47 Innvirkning fra sikringsfaktor i 2003-krav på levert varmemengde fra varmekildene i designmodellen	111
Figur 48 Innvirkning fra sikringsfaktor i 2003-krav på finansielle kostnader og driftskostnader ved designoptimalisering.....	112

TABELLER

Tabell 1 Kostnadsfordeling ved investering i varmepumpeanlegg.....	13
Tabell 2 Nåverdiberegning av utgifter og inntekter.....	28
Tabell 3 Oversiktsskjema for varmesentralen i Hammerfest.....	36
Tabell 4 Sentrale verdier for varmepumpen ved anlegget i Hammerfest	36
Tabell 5 Måledata fra drift av varmepumpen ved anlegget i Hammerfest	36
Tabell 6 Behovsfordeling for kundemassen i Hammerfest.....	37
Tabell 7 Ulike iterasjoner for driftsoptimalisering av en enkelt time	50
Tabell 8 Beregningsmetodikk for driftsvariable ved økonomisk betraktning.....	55
Tabell 9 De viktigste verdier benyttet ved simulering og optimalisering	58
Tabell 10 Virkningsgrad for gasskjel ved dellast	58
Tabell 11 Beregning av kostnadsdata for varmekilder for bruk i effektkostnadsdiagram	66
Tabell 12 Effektfordeling funnet ved hjelp av effektkostnadsdiagram.....	68
Tabell 13 Sentrale driftsdata ved driftssimulering for Scenario 1	70
Tabell 14 Sentrale driftsdata ved driftssimulering for scenario 2 - Anlegget i Hammerfest	72
Tabell 15 Energidekningsgrad for varmekildene og gjennomsnittlig total varmekostnad ved ulike behovsprofiler – anlegget i Hammerfest	79
Tabell 16 Beregnet økning i COP for varmepumpen ved anlegget i Hammerfest som følge tilknytning til spillvarme	83
Tabell 17 Årlig besparelse ved økt COP for varmepumpen ved anlegget i Hammerfest	84
Tabell 18 Beregnede inverse annuitetsfaktorer for investering i spillvarmetilknytning	84
Tabell 19 Sentrale driftsdata ved driftssimulering for scenario 3.....	95
Tabell 20 Differanse mellom driftsdata for scenario 1 og 3.....	96
Tabell 21 Differanse mellom driftsdata for scenario 2 og 3.....	97

SYMBOLER OG FORKORTELSER

	Betydning	Enhet
α	Samtidighetsfaktor for varmebehov	-
$\beta_{tap,lagring}$	Tapsfaktor for termisk energilagring, oppgitt som andel av maksimal lagringskapasitet	-
$\beta_{utslipp}$	Utslippsfaktor for energibruk	<i>tonn CO₂/kWh</i>
COP	Coefficient of Performance, ytelsesfaktor for varmepumpe	-
c_p	Spesifikk varmekapasitet for vann eller annet lagringsmedium	<i>kJ/kg · K</i>
ΔT	Temperaturforskjell	<i>K</i>
E_{lagret}	Lagret energimengde	<i>kJ</i>
$\phi_{dellast}$	Nedre grense for dellast oppgitt som andel av maksimal last	-
γ	Vedlikeholdsfaktor for varmekilder, oppgitt som andel av investeringskostnad	-
k	Varmeovergangskoeffisient	<i>W/K</i>
δ	Driftsstatus for varmekilde	-
m	Masse	<i>kg</i>
\dot{m}	Massestrøm	<i>kg</i>
μ_{effekt}	Kapasitetsfaktor for varmekilde	-
$\mu_{tappevann}$	Behovsfaktor for tappevann, oppgitt som andel av gjennomsnittlig forbruk	-
η	Virkningsgrad	-
η_{carnot}	Carnot-virkningsgrad	-
NV	Nåverdi	<i>kr</i>
$\varphi_{effektdekning}$	Effektdekningsfaktor for dimensjonering av fjernvarmesentral	-
P	Effekt	<i>W</i>
Q	Varmemengde	<i>kJ</i>
Q'	Varmestrøm	<i>kJ/s</i>
\dot{Q}	Varmestrøm	<i>kJ/s</i>
$\sigma_{sikringsfaktor}$	Sikringsfaktor for dimensjonering av fjernvarmesentral med 2003-krav	-
T	Temperatur	<i>K</i>
2003	Krav om at funksjon hos to av tre bestanddeler av et system skal være tilstrekkelig for å opprettholde funksjonaliteten	-

1. INTRODUKSJON

Det er i dag et kraftig fokus på å dempe veksten i utslipp av klimagasser og redusere den stadig økende mengden energi vi forbruker. Oppvarming av bygninger utgjør over 40 % av det totale energibehovet og det ligger her et stort potensiale for innsparinger. Vannbåren varme ble vanlig i norske hjem fra rundt år 1900 og vokste frem til 1960-tallet. Etter dette førte utbygging innen vannkraft til stor tilgang på elektrisitet, lave strømpriser og økt bruk av direktevirkende elektrisk oppvarming i form av panelovner. Denne trenden har nå snudd, og man ser på alternative løsninger for å varme opp bygningene. I Norge dikterer siste byggetekniske forskrift at minimum 40 % og 60 % av netto varmebehov i bygninger henholdsvis under og over 500 m² skal dekkes av andre energikilder enn direktevirkende elektrisk oppvarming. Dette har bidratt til å gjøre fjernvarme til et stadig mer aktuelt alternativ. Utviklingen og aktuelle problemstillinger innen fjernvarme presenteres i kapittel 1 og 2.

Hammerfest Energi Varme er fra høsten 2014 i gang med å bygge opp et fjernvarmesystem for å forsyne Hammerfest sentrum. Denne vil benytte en varmpumpe med sjøvann som varmekilde, en elektrokjel og en propankjel til varmeproduksjon. I tillegg skal det benyttes termisk energilagring for å øke utnyttelsen av den installerte varmpumpen. Det vurderes også som en mulighet å knytte anlegget opp mot Statoils gasskjøleanlegg på Melkøya, noe som vil gi tilgang på store mengder lavtemperatur spillvarme i form av sjøvann med en temperatur på 12-15 °C. Dette anlegget presenteres i kapittel 7, og er benyttet som grunnlag for denne oppgaven. En av grunntankene bak fjernvarme er å benytte seg av varme som ellers vil gå tapt eller som vanskelig kan benyttes til andre formål, og dermed er spillvarme en svært aktuell energikilde for fjernvarmesystemer.

Bruk av varmpumpeteknologi muliggjør betydelige besparelser både når det kommer til energi, utslipp og kostnader. Dagens varmpumper holder en mye høyere standard enn tidligere og er i stand til å oppnå svært høye virkningsgrader selv ved store temperaturløft. Man bør derfor kunne forvente god økonomi, lang levetid og høy ytelse. Riktig dimensjonering av de ulike varmekildene i varmesentralen er essensielt for sikre best mulig utnyttelse av denne og dermed lavest mulig kostnad. I kombinasjon med termisk energilagring forventes det at utnyttelsen av varmpumper kan forbedres ytterligere, for slik å bedre økonomien og redusere utslippene av CO₂. Varmekilder benyttet for fjernvarme er presentert sammen med termisk energilagring i kapittel 2, og her gjennomgås også mulige bruksområder og fokusområder innenfor den videre utviklingen av disse.

1.1. GRUNNLAG FRA PROSJEKTOPPGAVE

I prosjektoppgaven ble fjernvarmesystemet i Hammerfest grundig undersøkt, og relevant data innsamlet. Driftsmodellen som ble utviklet i prosjektoppgaven viste seg å ikke tilfredsstillende de spesifikasjoner som var ønsket i masteroppgaven, og denne ble derfor forkastet til fordel for å utvikle en ny optimaliseringsmodell. Av muligheter innen videre arbeid ble det i prosjektrapporten nevnt å implementere termisk energilagring og kostnader ved kontroll av varmekildene i simuleringsmodellen samt å vurdere innvirkningen av tilknytning til lavtemperatur spillvarme. I prosjektoppgaven ble det kun sett på optimalisering av driften, mens dette i masteroppgaven også er utvidet til å også omfatte designoptimalisering av varmesentralen og den termiske energilagringen.

1.2 MÅLSETNING OG OPPBYGGING

Målet med masteroppgaven har vært å utvikle modeller for optimalisering av:

- Årlig kostnad til anlegg og drift
- Primært energiforbruk
- Maksimal effektutnyttelse for varmekildene
- Utnyttelse av varmepumpen ved tilknytning til spillvarme

1.3 BEGRENSNINGER

Det er i denne oppgaven fokusert på dimensjonering og drift av varmekildene ved varmesentralen i fjernvarmesystemet, samt drift av termisk energilagring. Det er ikke gjort noe arbeid som tar for seg distribusjonen, verken med hensyn til temperaturnivåer eller massestrømmer, med unntak av de termiske tapene i distribusjonen som er modellert som en konstant andel av den distribuerte varmemengden. For simulering av drift benyttes konstante priser for elektrisitet og gass. Alle variabler for varmekildene, herunder virkningsgrader og COP for kjeler og varmepumpe, er antatt fullt skalerbare med størrelse, og spesifikke investeringskostnader er satt konstante uavhengig av dimensjon for varmekildene. Rentenivå for investeringer antas også konstant i overskuelig fremtid.

1.4 STRUKTUR

Simuleringsmodeller og optimalisering i oppgaven er basert på det prosjekterte anlegget i Hammerfest, og det er derfor gitt en redegjørelse for oppbyggingen av dette i kapittel 7 før metodikken for utvikling av modellene.

I kapittel 3 gis en oppsummering av de faktorer som må vurderes ved utbygging og investering i fjernvarme, før det i kapittel 4 gjøres rede for metoder som benyttes ved økonomisk analyse. I kapittel 5 gjennomgås andre studier som er utført innenfor optimalisering av fjernvarme, og

som er benyttet som grunnlag for utviklingen av modellene og optimaliseringen i denne oppgaven. Metodikken for ikke-lineær optimalisering beskrives i kapittel 6. I kapittel 8 presenteres utviklingsprosessen og oppbyggingen av de ulike modellene og optimaliseringssystemene, og i kapittel 9 forklares beregningene som gjøres ved vurdering av driftsresultatene for hvert design. Scenarioene som er analysert og resultater funnet ved hjelp av modellene presenteres i kapittel 10.

2. OVERSIKT OVER PROBLEMSTILLINGER INNEN FJERNVARME

2.1 HISTORIE OG UTVIKLING

Fjernvarme som konsept går ut på å transportere varme fra de tilgjengelige varmekilder til forbrukerne for direkte bruk. De første kommersielle anleggene ble bygget i USA på slutten av 1800-tallet, mens man i Europa bygde de første tidlig på 1900-tallet (Frederiksen & Werner, 2013).

Den grunnleggende tanken bak fjernvarme, og det området hvor det største økonomiske potensialet ligger, er å benytte seg av varme som ellers ville gått tapt (Gadd & Werner, 2015). Denne varmen transporteres deretter via et distribusjonsnettverk til forbrukerne. For at tapet i distribusjonen og kostnadene til bygging og drift av anlegget ikke skal bli for store er man avhengig av at både energikilden og varmebehovet finnes innen rimelig avstand fra hverandre.

Man deler gjerne inn de ulike epokene innen fjernvarmeutviklingen i såkalte generasjoner. De første anleggene som ble bygget i USA benyttet damp som varmbærere, og denne teknologien var den dominerende både i Europa og USA frem til 1930. Disse systemene var relativt enkle, og dampen ble ført frem til forbrukeren gjennom store betongrør mens kondensatet ble ført tilbake i stål- eller jernrør. Disse systemene hadde store varmetap grunnet den høye temperaturen, og det høye trykket kunne føre til alvorlige eksplosjoner.

Kondensatrørledningene korroderte også lett, noe som førte til dårligere retur og lavere effektivitet. Denne typen distribusjon brukes i dag fortsatt i New York og Paris, men fases stadig ut flere og flere steder (H. Lund et al., 2014).

I andre generasjon ble det brukt trykkvann som varmbærere, stort sett med forsyningstemperaturer over 100 °C. Disse systemene ble innført på 1930-tallet og var dominerende helt frem til 1970-tallet. Oppbyggingen var noe forskjellig fra tidligere ettersom man nå kunne benytte mindre omfangsrike rørledninger, med vannrør som igjen ble lagt i betongrør. Systemene var likevel plasskrevende med store varmevekslere og ventiler. I Sovjet var kvaliteten særlig dårlig og man manglet nesten all form for behovsstyring. Utenfor Sovjet var det likevel en del anlegg av god kvalitet og man kan fortsatt finne deler av disse i drift.

Den tredje generasjonen fjernvarme ble innført på 1970-tallet. Trykkvann var fortsatt varmbæreren, men temperaturene var nå gjerne under 100 °C. Denne generasjonen kalles ofte «skandinavisk fjernvarmeteknologi» ettersom mange produsenter av komponenter til slike fjernvarmesystemer er skandinaviske. Det ble her vanligere med forhåndsproduserte rør som ble laget ferdig isolerte og deretter lagt direkte i grunnen. Dette i kombinasjon med kompakte platevarmevekslere og jevnt over mindre materialintensive konstruksjoner enn de tidligere

generasjoner. Denne teknologien er fortsatt den dominerende og brukes i det meste av konstruksjoner som installeres i dag.

Fjernvarmesystemer finnes i Europa, Russland, Korea, Kina, Japan og Nord-Amerika, mens det på den sørlige halvkule finne svært få eksempler på bruk av fjernvarme. I land som Danmark, Finland, Sverige og Russland med flere utgjør fjernvarme rundt 50 % av den totale varmeleveransen til bygninger, og i Europa leveres det samlet litt over 2 EJ varme årlig (Gadd & Werner, 2015).

Nyere studier viser at fjernvarme vil kunne spille en viktig rolle i fremtidens bærekraftige energisystem, men dette forutsetter at fjernvarmeteknologien videreutvikles på flere områder. Blant annet må overføringstap minskes og samspillet med utviklingen på andre områder vektlegges.

Det er spesielt fem områder som anses som viktige for den videre utviklingen innen fjernvarmesektoren (H. Lund et al., 2014):

1. Leveranse av lavtemperatur fjernvarme for romoppvarming og tappevann til både eksisterende bygninger, energieffektiviserte bygninger samt nye lavenergibygninger.
2. Lave distribusjonstap.
3. Mulighet til å resirkulere varme fra lavtemperaturkilder og integrere fornybare varmekilder slik som sol- og geotermisk varme.
4. Mulighet til å være en del av et smart energisystem, altså et system med smart styring av elektrisitet, vann, varme og gass, i tillegg til å være en del av et fjerdegenerasjons fjernkjølenett.
5. Mulighet til langsiktig planlegging av drift og investeringer med hensyn til fremtidig videreutvikling til bærekraftige energisystemer.

Bygninger utgjør en stor andel av det totale energibehovet i de fleste land, og i Norge utgjør denne gruppen rundt 40 % (Bøeng & Holstad, 2013). Det følger derfor naturlig at energieffektivisering av bygninger spiller en viktig rolle i fremtidens bærekraftige energisystem. Ettersom bygningene krever mindre og mindre effekt og energi vil man kunne forsyne et større antall bygninger fra samme varmesentral som tidligere. Fordelingen av effekten vil også bli jevnere ettersom varmtvannsbehovet vil holde seg stabilt mens behovet til romoppvarming og ventilasjonsvarme vil kunne reduseres ned mot samme nivå som varmtvannsbehovet. Dermed får man en mye jevnere last enn den man opplever i dag. Denne reduksjonen i behov gjør imidlertid at distribusjonstapene vil utgjøre en større andel i forhold til den leverte effekten, og en for stor reduksjon i behov vil kunne gjøre fjernvarme mindre konkurransedyktig (Persson & Werner, 2011). Reduksjon inntil et visst punkt er derimot vist å i de fleste tilfeller bidra til å redusere utslippene av CO₂ uten å i for stor grad gå ut over økonomien (Åberg, Widén, &

Henning, 2012). For å oppnå en lavere temperatur i distribusjonen og dermed redusere de termiske tapene kan man benytte lavtemperatur vannbårne varmepaneller i gulv og tak som kan kjøle returvannet ned mot romtemperatur. Dette må balanseres mot økningen i pumpearbeid som følge av økt massestrøm ved lave temperaturnivåer, men med effektive pumpesystemer vil denne økningen likevel være lavere enn reduksjonen i varmetap. Lavere temperaturer i distribusjonen muliggjør også bruk av spillvarme direkte inn på distribusjonsnett, og øker gevinsten ved bruk av varmepumper takket være lavere temperaturnivå for varmeavgivelse og dermed økt COP. Hva angår tappevann forventes det at man i fremtiden vil kunne benytte lavere temperaturnivåer enn det som er praksis i dag. Det argumenteres blant annet for at man ved å fjerne de lokale varmtvannstankene og benytte små rørvolum mellom varmeveksler og kran vil kunne operere med tappevannstemperaturer på 40-50 °C uten at det vil utgjøre en fare for legionellasmitte (H. Lund et al., 2014).

2.2 EGENSKAPER VED FJERNVARME

De viktigste egenskaper ved fjernvarme som gjør det fordelaktig sammenlignet med lokal varmeproduksjon er muligheten til å benytte seg av plasskrevende og ellers vanskelig tilgjengelige energikilder. Størrelsen og den økte effektiviteten i denne produksjonen kombinert med fleksibiliteten og den miljømessige gevinsten ved å benytte seg av energi som normalt ville gått til spille gjør fjernvarme til et samfunnsmessig viktig alternativ. I fjernvarme kan man for eksempel benytte avfall og biomasse til varmeproduksjon, noe som vanskelig vil kunne gjennomføres hos hver enkelt kunde. Dette gjør det til en viktig del av fremtidens energiløsninger (H. Lund, Möller, Mathiesen, & Dyrelund, 2010). Effektiviteten i slike anlegg vil også ligge langt høyere enn det man kunne oppnådd i små lokale anlegg. Energikilder slik som avfall kan med visse forbehold ses på som fornybar energi (Münster & Meibom, 2011). Dette fordi eventuelle utslipp forbundet med forbrenning av dette uansett ville funnet sted ved biologisk nedbrytning av materialet. Den totale installerte effekten vil også kunne være lavere i et fjernvarmenett enn den ville vært samlet for alle enkeltkunder ettersom samtidighetsfaktoren for kundenettet i de aller fleste tilfeller vil ligge betydelig lavere enn 100 %.

For forbrukerne kan fjernvarme tilby avbruddsfri og pålitelig direkte varmeløse, samtidig som det er mindre plasskrevende og har en lavere investeringskostnad enn private oppvarmingsanlegg. Man reduserer risikoen ved å unngå lokal forbrenning til varmeproduksjon, og reduserer investeringskostnaden ettersom effekten som hentes ut med letthet kan justeres og effekttariffen kan justeres fra fjernvarmeløse basert på maksimal benyttet effekt. Dette gir kundene en enklere og rimeligere tilgang til lokalprodusert miljøvennlig varme. En av de største fordelene med fjernvarme er den sentraliserte varmeproduksjonen. Større anlegg gir både lavere spesifikk investeringskostnad per effekt, men også bedre energieffektivitet i driften

og lavere driftskostnader. Dette fordi driften håndteres med større kompetanse enn dersom den enkelte privatperson skulle stått for driften av eget anlegg.

De viktigste ulemper for forbrukeren er at leverandøren i de fleste tilfeller har monopol, noe som gjør at kundene ikke har mulighet til å stille krav til pris. Mangelen på konkurranse kan redusere viljen til videreutvikling av systemet, og høye investeringskostnader og høye kostnader relatert til bytte av energikilde gjør at kunden i realiteten er låst til fjernvarme som varmekilde. Svikt i systemet vil påvirke store grupper samtidig, ettersom det gjerne ikke er installert noen reserveløsning for oppvarming. Mens man tidligere hadde stor kunnskap om og kontroll over eget oppvarmingssystem vil kunnskapen konsentreres hos et fåtall eksperter. Dette gjør at den enkelte forbruker vanskeligere kan være bevisst på eller påvirke sin egen oppvarmingssituasjon.

2.3 OPPBYGGINGEN AV ET FJERNVARMESYSTEM

Et fjernvarmenett må i alle tilfeller inneholde fire hovedbestanddeler; varmekilde, overføringsnett, understasjoner og varmebehov eller kundebehov.

De mest brukte varmekilder for fjernvarme er spillvarme fra termiske kraftverk, søppelforbrenning, spillvarme fra industri, biomassekjeler eller naturlig geotermisk varme. Andre energikilder som er i vekst er solfangere og varmepumper. Varmepumper kan også benyttes for å øke temperaturnivået i kombinasjon med flere av de tidligere nevnte varmekildene, og et bruksområde som er i stor vekst her til lands er varmepumper med sjøvann som varmekilde.

Varmen transporteres i dag i all hovedsak med vann som varmebærer, enten i væske- eller gassform, gjennom en lukket sløyfe hvor turtemperaturen kan variere fra godt over 100 °C ned mot 80-90 °C. Dersom det er stor avstand mellom varmesentralen og forbrukerne vil en høy turtemperatur være nødvendig for å motvirke temperaturfallet i rørledningen som da vil være betydelig. Ligger forbrukerne nærmere kan man benytte en lavere turtemperatur. Mens man for få år siden opererte med at returtemperaturen ikke burde være lavere enn 70 °C for å unngå korrosjon (Vallios, Tsoutsos, & Papadakis, 2009) vil man i fremtidens fjernvarmesystemer kunne operere med betydelig lavere temperaturnivåer. Den maksimale temperaturforskjellen mellom tur- og returledningen ble også sagt å ikke måtte overstige 45 °C, men større temperaturforskjell muliggjør lavere massestrøm og dermed lavere utgifter til rør og pumper. I forsyningsnettverket må det installeres pumpekapasitet som er tilstrekkelig til å forsyne den største nødvendige massestrømmen. De senere år har det blitt fokusert på å øke effektiviteten i varmevekslere, noe som igjen gjør at massestrømmen kan senkes. Dette vil føre til at det brukes mindre energi til pumpearbeid sammenlignet med tidligere (Gustafsson, Delsing, & van Deventer, 2010).

I en understasjon overføres varmen gjennom en varmeveksler fra sentralnettet til et undernett. Trykknivået vil her, i tillegg til temperaturnivået, være lavere enn i sentralnettet. Fra

understasjonen føres varmen videre til de formål hvor den er nødvendig. Det kan være flere nivåer av understasjoner, for eksempel en understasjon for et helt boligfelt og deretter separate kundestasjoner for hver bolig. Det er mulig å operere uten understasjoner, men dette utgjør en større risiko for driftssikkerheten og en vanskeligere juridisk avgrensning for den enkelte kunde. Dette fordi man da ikke har noe klart skille mellom hovedkretsen og egen bolig eller bygning.

2.4 VARMEBEHOV

Så godt som alle oppvarmingsformål kan dekkes av fjernvarme, det være seg tappevann, romoppvarming, ventilasjonsoppvarming, snøsmelting osv. Dette krever imidlertid mulighet for vannbåren varmedistribusjon, noe som ikke er særlig utbredt i bygninger fra 80-tallet og frem til 2000-tallet (Frederiksen & Werner, 2013). For dagens nybygg er det derfor satt krav i byggeteknisk forskrift om at en viss andel av energibehovet skal kunne dekkes gjennom vannbåren varme. Det totale varmebehovet i et fjernvarmenett består av flere faktorer som avhenger av utetemperatur, temperaturnivå i nettet og strømningsvolumene.

For å opprettholde et komfortabelt inneklime er man avhengig av å tilføre en viss effekt i form av direkte romoppvarming. Den nødvendige effekten beregnes ved formel (1).

$$P_{romoppvarming} = (k_{transmisjon} + k_{ventilasjon, infiltrasjon}) \cdot (T_{inne} - T_{ute}) + P_{vindavkjøling} - P_{varmetilskudd} - P_{solvarme} \quad (1)$$

$P_{romoppvarming} [W]$ står her for den samlede effekten til romoppvarming. $k [W/K]$ betegner varmeovergangskoeffisienten for henholdsvis transmisjonsrelaterte varmetap og tap relatert til ventilasjon og infiltrasjon. Denne beskriver varmestrømmen som oppstår gjennom bygningskroppen avhengig av temperaturforskjellen mellom inne- og uteluften. I tillegg til dette kommer varmetap relatert til vindavkjøling, $P_{vindavkjøling} [W]$. Som negative tilskudd til varmebehovet kommer de interne lastene slik som varme avgitt fra brukere av bygget, $P_{varmetilskudd} [W]$, samt varmetilskudd fra solinnstråling $P_{solvarme} [W]$.

Den nødvendige installerte effekten til romoppvarming finnes ved å sette inn data for dimensjonerende utetemperatur og se bort fra tilskudd fra solvarme, og i noen tilfeller også varmetilskudd fra internlast. I Nord-Europa vil denne effekten følgelig måtte være høyere enn lengre sør grunnet lavere dimensjonerende utetemperature. Det er her valgt å se bort fra den noe utjevne effekten fra en bygnings termiske treghet.

Fra denne ligningen kan man finne en utetemperatur hvor varmebidraget fra internlastene balanserer varmetapet til omgivelsene, og dette blir den temperaturen man regner som øverste grense for at det skal være behov for oppvarming.

Det spesifikke varmebehovet til romoppvarming har i mange land fulgt en jevn nedadgående trend de siste årene (Persson & Werner, 2011), med mindre oppganger i perioder hvor energiprisen har vært spesielt lav. De siste årene har nedgangen fortsatt selv om energiprisen relativt sett ikke ligger særlig høyt. Dette antas å skyldes en kombinasjon av skjerpede krav til bygningers utforming og en allmenn interesse for energieffektivisering.

Behovet for tappevann kan anses som konstant gjennom året, med mindre variasjoner i løpet av døgnet. Effektbehovet beregnes ved formel (2).

$$P_{tappevann} = \dot{m}_{tappevann} \cdot c_{p,vann} \cdot (T_{varmtvann} - T_{nettvann}) \quad (2)$$

Her står $P_{tappevann}$ [W] for effektbehovet til tappevann, $\dot{m}_{tappevann}$ [kg/s] står for massestrømmen av tappevann, $c_{p,vann}$ [kJ/kgK] står for vannets spesifikke varmekapasitet og temperaturene står for henholdsvis temperaturen i det benyttede tappevannet og temperaturen i tilført nettvann.

I løpet av døgnet vil massestrømmen for tappevann variere kraftig hos den enkelte kunde, mens behovet i nettet som helhet følger en noe jevnere kurve (Frederiksen & Werner, 2013). Denne variasjonen byr på utfordringer fordi det i korte perioder må forsynes store mengder varmtvann, noe som ved direkte oppvarming ville kreve svært høy effekt. I en vanlig dusj vil man ved et forbruk på 10 l/min varmtvann og ved en temperaturøkning i vannet på 35 °C få et effektbehov på nesten 25 kW. For å utjevne disse effekttoppene bruker man i de aller fleste tilfeller varmtvannsbeholdere som over tid akkumulerer og forsyner varmtvann og slik reduserer det øyeblikkelige effektbehovet i nettet.

Det er grovt sett to typer varmebehov, de som skyldes sosiale årsaker og de som skyldes fysiske årsaker. Det sosiale varmebehovet skyldes det daglige livet til mennesker og vil til en viss grad være tilfeldig. Det kan for eksempel være at de fleste av oss dusjer enten om morgenen eller om kvelden. I denne sammenhengen anses det å sove som null aktivitet, vi bidrar da ikke til noen varmebehov gjennom vår aktivitet. Det fysiske varmebehovet skyldes varmestrømmer som uavhengig av vår aktivitet vil finne sted. Som oftest skyldes disse forskjellen mellom innendørs- og utetemperatur. I et fjernvarmesystem vil ikke de fysiske varmebehovene variere betydelig fra kunde til kunde ettersom utetemperaturen vil berøre hele kundemassen tilnærmet likt. De sosiale varmebehovene vil derimot ikke kreve full dekning ettersom alle kunder nødvendigvis ikke vil ha sine maksimale effektbehov til nøyaktig samme tid. Slik kan man redusere installert effekt i systemet ettersom denne ikke behøver å være lik summen av de individuelle maksimalbehov. Effektbehovet til varmtvann vil gjerne ligge på et stabilt nivå året igjennom mens behovet til oppvarming varierer fra null om sommeren til svært høyt om vinteren.

2.5 VARMEPRODUKSJON

Anlegget som behandles i denne oppgaven er planlagt å benytte seg av følgende teknologier for varmeproduksjon og varmelagring:

- Varmepumpe med sjøvann som varmekilde
- Elektrokjel
- Gasskjel
- Varmelagring i varmtvannsbeholder

Det gis derfor her en redegjørelse for nøkkelpunkter ved disse.

Et hensyn som må tas for de fleste varmekilder er til den variable effektiviteten disse leverer ved dellastdrift. Ved drift utenfor designpunktet vil man oppleve redusert effektivitet og følgelig økte driftskostnader. For de fleste varmekilder med unntak av en del direktevirkende elektriske vil det også foreligge en begrensning i nedre dellast, altså en grense for hvor liten andel av den totale installerte effekten som kan benyttes.

Som varmekilde for fjernvarmesystemer er varmepumper et gunstig alternativ som grunnlast og tilbyr lave energikostnader. Teknologien gjør stadig fremskritt når det kommer til økt COP, mer miljøvennlige arbeidsmedier og reduserte kostnader (Chua, Chou, & Yang, 2010). Varmepumper har mange ulike anvendelsesområder, f.eks. industrielle formål, individuell romoppvarming som har økt i popularitet spesielt i norske hjem de senere år, varmegjenvinning og varmeproduksjon for fjernvarme.

Varmepumper benytter den samme teknologien som kjølemaskiner, men med motsatt retning på den ønskede varmestrømmen. Varme hentes fra en lavtemperatur varmekilde og avleveres ved et høyere temperaturnivå. Dette skjer ved fordampning og kondensasjon av et arbeidsmedium, og prosessen kan drives enten ved direkte mekanisk energitilførsel eller med elektrisitet (Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2012). *Coefficient of performance*, (COP) er en faktor som beskriver hvor stor andel av den leverte varmen som må tilføres prosessen i form av mekanisk energi. Denne beregnes som en funksjon av temperaturnivåene i varmekilden og ved varmeavgivelse. (Stene, 1997). En varmepumpes maksimale teoretiske COP kan beregnes ved formel (3), men praktisk oppnåelig COP vil alltid ligge betraktelig lavere. Dette skyldes en rekke tap i prosessen og man oppnår normalt kun 50-65 % av det teoretiske maksimum.

$$COP = \frac{T_{varm}}{T_{varm} - T_{kald}} \quad (3)$$

T_{varm} og T_{kald} er her temperaturen ved henholdsvis varmeopptak og varmeavgivelse. Denne prosentvise andelen av den teoretisk maksimale COP som man klarer oppnå kalles Carnot-virkningsgraden, og man ønsker følgelig å oppnå en høyest mulig Carnot-virkningsgrad ved konstruksjon av et varmepumpeanlegg.

$$\eta_{Carnot} = \frac{COP_{reell}}{COP_{teoretisk}} \quad (4)$$

Til sammenligning med COP vil Carnot-virkningsgraden kunne fungere som et mer objektivt mål på hvor effektivt et varmepumpeanlegg er, ettersom den tar hensyn til eventuelle utfordrende driftsforhold som reduserer den maksimale teoretisk oppnåelige COP. Denne beregnes som vist i ligning (4). I denne oppgaven er denne faktoren benyttet for å estimere økningen man vil kunne forvente ved å heve temperaturnivået ved varmekilden for den installerte varmepumpeenheten.

Som varmekilde kan man blant annet benytte luft, vann, grunnen eller overskuddsvarme fra industrielle prosesser, i tillegg til den energien som må tilføres for å drive prosessen. Varme avgis så gjennom en varmeveksler til det formålet den skal benyttes. Små varmepumper har gjerne en kapasitet på 0,5-25 kJ/s. Større enheter kan levere mellom 25 kJ/s til 3-5 MJ/s, mens anlegg med større varmebehov enn dette normalt består av flere enheter i parallell (Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2012).

Bruk av varmepumper kan gagne elektrisitetsmarkedet som helhet ved å konvertere elektrisitet til varme i perioder med overskudd på elektrisitetsproduksjon. Dette bruksområdet blir stadig mer aktuelt etter hvert som det bygges ut stadig større mengder kraftproduksjon med periodisk leveranse slik som vindkraft og solkraft. Store varmepumper kan som oftest reguleres kontinuerlig og gir slik gode muligheter for tilpasning til varierende effektbehov.

Det er nå internasjonal enighet om å fase ut de ozonreducerende CFC- og HCFC-arbeidsmediene fra markedet, og det utvikles og introduseres stadig arbeidsmedier uten ozonreducerende egenskaper. Det er primært de såkalte HFC-kjølemediene som har blitt utviklet som erstatning, men disse fungerer til en viss grad som drivhusgasser og det arbeides derfor for at også disse skal fases ut. De naturlige kjølemediene er det store satsningsområdet fremover med stoffer som hydrokarboner, karbondioksid og ammoniakk. I tillegg til å ikke være ozonreducerende gir disse stoffene ingen drivhuseffekt. De kan også benyttes uten å gi noen reduksjon i energieffektivitet, i de fleste tilfeller vil de tvert imot gi en høyere COP enn andre alternativer (Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2012; Stene, 1997).

Ammoniakk som kjølemedium fordampes og kondenserer ved konstante temperaturer, noe som gjør at varme hentes ut og avgis ved tilnærmet konstante temperaturer. Dette gjør at ett-trinns ammoniakksykluser ikke er spesielt godt egnet for store temperaturlidninger verken på

varm eller kald side da dette øker den gjennomsnittlige temperatursforskjellen, noe som fører til lavere COP. Hvis man har behov for et stort temperaturløft bør man derfor benytte en syklus i flere trinn, hvor hvert trinn øker temperaturen i serie slik at man får en lavere gjennomsnittlig temperatursforskjell. Den maksimale temperaturen for varmeavgivelse i dagens varmepumpesystemer er ca. 90 °C, men det arbeides stadig med å heve denne grensen for fremtidige teknologier.

Hovedområdene som det fokuseres på innen forskning og utvikling av varmepumpeteknologien er:

- Høyere temperaturer for varmeavgivelse
- Kombinasjoner av de ulike teknologiene, f.eks. H₂O-NH₃ etc.
- Optimalisere gevinsten for det overordnede elektrisitetssystemet ved bruk av varmepumper
- Øke effektiviteten for alle typer varmepumpesystemer
- Bruk av varmepumper i kombinasjon med CHP

Den største fordelen ved varmepumper, i tillegg til det lave energiforbruket, er muligheten til å nyttiggjøre varme som er tilgjengelig ved lave temperaturnivåer. I tillegg er varmepumper fleksible med tanke på å benytte fornybar energi, spill- og overskuddsvarme.

Varmepumper er mer komplekse og har høyere investeringskostnader enn mer tradisjonelle varmekilder, men dette balanseres av betydelige besparelser i form av lave driftskostnader. Kostnaden for høytemperatur varmepumper i MNOK per MJ/s er nokså lik for de ulike teknologiene hvis man kun tar hensyn til selve varmepumpeenheten, men det tilkommer alltid kostnader for tilknytning til eksterne systemer, sikkerhetsanordninger og drift som kan utgjøre store forskjeller. Effektiviteten vil også variere, og man kan derfor vanskelig si noe generelt om investeringskostnaden for denne typen systemer da de vil være skreddersydde til hver enkelt kunde.

Den totale kostnaden vil likevel normalt være sammensatt som vist i Tabell 1 (Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2012).

TABELL 1 KOSTNADSFORDELING VED INVESTERING I VARMEPUMPEANLEGG

Kostnadsgruppe	Andel av total kostnad
Varmepumpeenhet	55-60 %
Omkringliggende konstruksjon	3 %
Tilknytninger og andre kostnader	35-40 %

Ettersom de miljøskadelige arbeidsmediene erstattes av harmløse naturlige arbeidsmedier vil det utgjøre en lavere risiko for miljøet å benytte varmepumper i større skala. Ettersom

varmepumpene i all hovedsak drives av elektrisitet vil miljøgevinsten være avhengig av hvilken form for elektrisitetsproduksjon som forsyner dem. Slik vil varmepumper alene ikke kunne tilby en løsning på klimaproblemene vi står ovenfor, men i kombinasjon med mer miljøvennlig kraftproduksjon vil de kunne utgjøre en stor forskjell.

Elektrokjeler benyttes for direktevirkende oppvarming av vann med elektrisitet, og finnes i to hovedgrupper bestående av mindre enheter som benytter elektrisk motstand for å utvikle varme, og større elektrodekjeler. Elektrodesystemer har normalt en installert effekt over 1-2 MW. Resistive enheter benytter typisk 400 V, mens større elektrodekjeler kan benytte langt høyere spenningsnivåer. I Danmark er disse i flere tilfeller tilkoblet ved 10 kV (Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2012).

I elektrodesystemer blir vannet varmet opp ved hjelp av et elektrodesystem som består av trefaseelektroder, en nøytral elektrode og reguleringsplater. Elektrisitet tilføres så elektrodene som overfører det via vannet, som varmes i prosessen. Strømmen passerer direkte gjennom vannet, og størrelsen på denne avhenger av det eksponerte elektrodearealet. Dette arealet kan reguleres ved å benytte reguleringsplatene, noe som muliggjør trinnløs regulering mellom 100 % og et minimumsnivå på 10-20 % avhengig av størrelse og spenningsnivå. For resistive elektrokjeler kan regulering utføres trinnløst uten noen betydelige begrensninger.

Elektrokjeler har ingen lokale miljøkonsekvenser ettersom de ikke produserer noen utslipp lokalt eller benytter miljøfarlige bestanddeler slik som enkelte arbeidsmedier i varmepumper. De benytter likevel elektrisitet og miljøpåvirkningen vil derfor være avhengig av hvilken type produksjon som leverer elektrisiteten.

På grunn av det veldig enkle designet og få bestanddeler er elektrokjeler ekstremt pålitelige og enkle å holde ved like. Det finnes ingen innebygde eller forseglede komponenter som kan begrense drift og vedlikehold, og de tilbyr rask oppstart samt rask og enkel regulering. Det kreves heller ikke noe lager for energikilden slik som for gass- eller biobrenselkjeler. Derimot er driftskostnaden direkte avhengig av strømprisen og man vil følgelig kunne oppleve perioder med svært høye driftskostnader. Særlig vil dette gi utslag i perioder hvor varmebehovet er stort og elektrisitetsprisen ofte øker som en konsekvens av dette. Den spesifikke investeringskostnaden avhenger sterkt av størrelsen, men vil generelt ligge lavt sammenlignet med andre varmekilder. Teknologien har vært i bruk i svært lang tid og er dermed velutviklet og lett tilgjengelig. Videre utvikling fokuserer i hovedsak på å utvide bruksområdene heller enn å forbedre teknologien (Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2012; NVE, 2011).

I en gasskjel brennes gass i et brennkammer, før varmen som utvikles benyttes til å varme opp vann. Gasskjeler har vært i bruk innen fjernvarme svært lenge, og i dag benyttes de i hovedsak

som topplast eller som reservelast dersom andre deler av systemet skulle falle ut eller behøve å kobles ut for vedlikehold.

I motsetning til varmpumper og elektrokjeler er man her avhengig av å ha et gasslager med mindre man er direkte tilknyttet via tilførselsledning. Det siste alternativet er ikke særlig utbredt i Norge. Teknologien har i likhet med elektrokjeler vært i bruk lenge og det finnes heller ikke her noe betydelig behov for videre utvikling da teknologien er svært moden (Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2012).

En betydelig andel av termisk energi som produseres utnyttes svært dårlig eller ikke i det hele tatt, og kan ved bruk av lagringsteknologi bli benyttet på et senere tidspunkt eller et annet sted når den behøves. Hovedtyngden av termiske energilagringsteknologier lagrer varme for senere bruk slik som romoppvarming, tappevann eller for elektrisitetsproduksjon, men termisk energilagring (TEL) kan også benyttes for å lagre kulde. Forskning viser at det kan spares store mengder energi, og at behovet for installasjon av ny termisk effekt kan reduseres kraftig ved utvidet bruk av TEL. Det er blant annet beregnet at man i EU-25-sonen har et samlet potensiale for å redusere effektbehovet i fjernvarmesektoren på 10 % (Arce, Medrano, Gil, Oró, & Cabeza, 2011).

TEL er et alternativ for lagring av varme eller kulde ved varierende temperatur- eller effektforhold. Det viktigste bruksområdet er innen utjevning av misforholdet mellom energiproduksjon og forbruk som ofte oppstår ved uforutsigbare variasjoner i én eller begge størrelser. I TEL-systemer blir energien tilført en lagringsløsning for så å benyttes på et senere tidspunkt gjennom tre steg; lading, lagring og utlading. Lagringssystemer kan være aktive eller passive. En aktiv lagringsløsning kjennetegnes ved tvungen konveksjon gjennom en varmeveksler, en solfanger eller dampgenerator. Aktive systemer kan være direkte, altså at varmetransportmediet benyttes som lagring i seg selv, eller indirekte hvor en separat krets benyttes som varmelagringsmedium. Passive systemer fungerer som oftest slik at varmetransportmediet kun passerer gjennom lagringsenheten ved lading eller utlading.

De viktigste forutsetningene for et effektivt TEL-system er høy varmekapasitet i lagringsmediet, god varmeoverførselskoeffisient mellom transportmediet og lagringsmediet, mekanisk og kjemisk stabilt lagringsmedium, kompatibilitet mellom lagringsmediet og lagringsbeholderen, full reversibilitet for et antall sykluser, lave termiske tap i lagringsperioden og enkel kontroll. Videre er de viktigste designkriteriene driftsstrategi, maksimalt effektbehov, nominell temperatur- og entalpiforskjell samt vellykket integrering i det overordnede systemet. Fordelene som kan oppnås ved integrering av lagringsteknologi i et energisystem er:

- Forbedret økonomi, reduserte kapital- og driftskostnader
- Forbedret effektivitet, mer effektiv energibruk
- Redusert forurensing og utslipp av CO₂
- Bedre systematisk ytelse og pålitelighet

Av økonomiske hensyn er det også viktig å dimensjonere lagringssystemet riktig. Dette er en prosess hvor det i utgangspunktet er svært komplisert å finne nøyaktige resultater, men som det har blitt utviklet metoder for å forenkle (Katulić, Čehil, & Bogdan, 2014).

Det er tre typer TEL-systemer; sensibel varmelagring, latent varmelagring og termokjemisk varmelagring. Løsningene for latent og termokjemisk lagring av varme har en bedre ytelse per volum og per vekt, men disse er i hovedsak aktuelle ved lagring av varme ved langt høyere temperaturer enn det som er aktuelt ved bruk i kombinasjon med fjernvarme. Forsinkelsen ved faseovergang og ved kjemiske reaksjoner gjør også disse vanskeligere å regulere enn direkte lagring av distribusjonsvann (Cabeza, Martorell, Miró, Fernández, & Barreneche, 2015).

Når energien som lagres enten øker eller senker temperaturen på materialet den lagres i, overføres det sensibel varme. Lagringsmaterialet kan være vann, luft, olje, grunnfjell, betong, etc. De ulike materialene har fordeler og ulemper og materialet velges derfor normalt ut fra tilgjengelig lagringsplass og varmekapasitet. Energien som kan lagres i en gitt masse beregnes ut fra ligningen (5).

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (5)$$

Her er Q [J] varmemengden lagret i materialet, m [kg] er massen til lagringsmediet, c_p [kJ/kgK] er den spesifikke varmekapasiteten, og ΔT [K] er temperaturforskjellen mellom høyeste og laveste temperatur i systemet. I de fleste tilfeller vil de viktigste egenskapene for materialer som skal benyttes som lagringsmedium være at de er billige og har høy varmelagringsevne. Ved lagring i form av varmt vann, som er den vanligste løsningen benyttet til fjernvarmeformål, er det viktig at man sørger for å oppnå best mulig lagdeling mellom temperaturnivåene i lagringstanken for å forhindre eksergitap ved blanding av varmt og kaldt vann (Cabeza et al., 2015).

2.6 VARMEDISTRIBUSJON

I denne rapporten er det ikke gjort noe arbeid som behandler distribusjonsnettets oppbygging eller driften av dette, men det gis likevel her en kort gjennomgang av dette for helhetens skyld.

En fjernvarmeleverandør er pliktig å levere uavbrutt varme ved det temperaturnivået og den trykkforskjellen som kundenes behov tilsier. Dermed finnes det visse begrensninger for regulering av de ulike parametere under drift av anlegget.

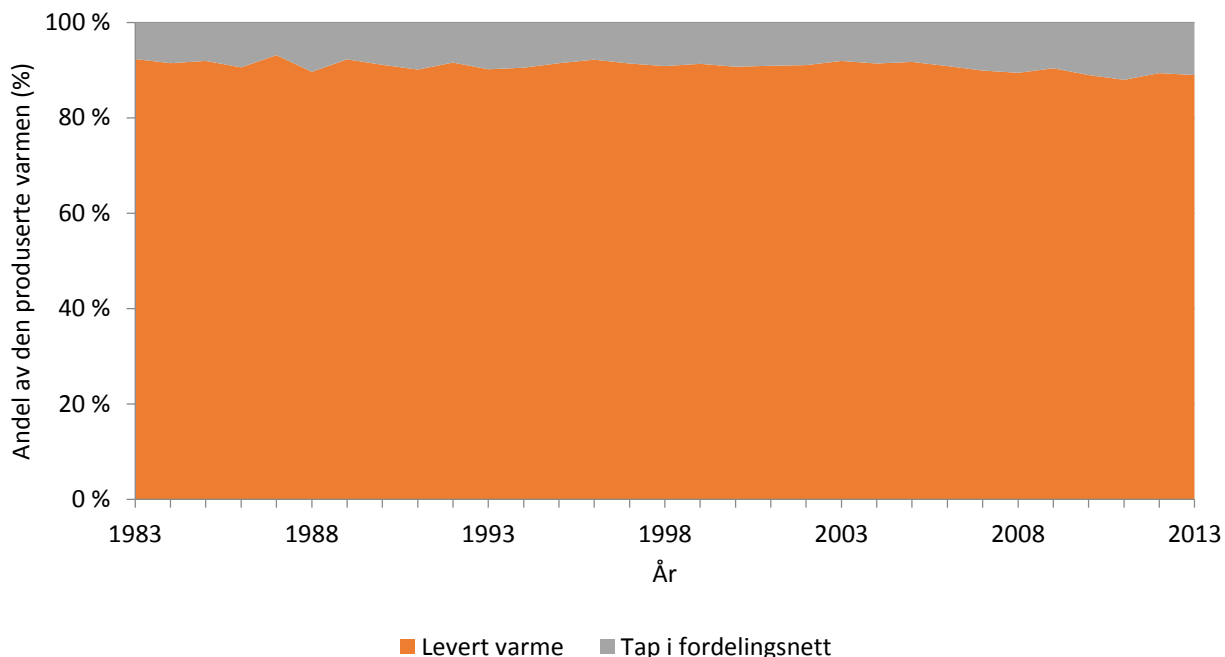
Det er i teorien tre hovedscenarier som benyttes for regulering av last

- Konstant massestrøm, regulering av turtemperatur
- Konstant turtemperatur, regulering av massestrøm
- Regulering av massestrøm samt regulering av turtemperatur

For å finne den optimale reguleringen av distribusjonsnettets må eventuelle begrensninger grunnet krav til trykkforskjeller over nettet og øvre eller nedre temperaturbegrensninger tas hensyn til. Deretter må det gjøres en optimalisering med hensyn på det kombinerte tapet som følge av varmetap til grunnene og pumpearbeid til sirkulasjon (Saarinen & Boman, 2012).

Dersom man er i stand til å forutse variasjoner i last vil man også kunne benytte seg av distribusjonsnettets for å lagre varmeenergi ved å øke den gjennomsnittlige temperaturen i distribusjonsnettets (Frederiksen & Werner, 2013).

Tapet i distribusjonen er knyttet til transmisjonstap til omgivelser og intern varmeovergang mellom tur- og returledningen, samt energien som går med til pumping av varmemediet. En del av energien som kreves til pumpearbeid vil likevel gå over til varmeenergi grunnet friksjonstap i rørene, og pumpeenergi er derfor ikke et rent tap. Transmisjonstapene utgjør i Norge ca. 10 % av den totale genererte varmeenergien, en andel som har vært stabil de siste 30 årene. I 2013 var tallet 12,4 % (SSB, 2014). Figur 1 viser utviklingen for varmetap i distribusjonen i norsk fjernvarmesektor de siste tretti årene.



FIGUR 1 PROSENTVIS VARMETAP I DISTRIBUTJONSNETTET FOR FJERNVARME (SSB, 2014)

2.7 SALG AV FJERNVARME

Det monopolet som de fleste fjernvarmeleverandører sitter med gir dem en spesiell posisjon sammenlignet med de fleste andre næringer. Dette gjør at prissettingen i stor grad er opp til hver enkelt leverandør, men i de fleste tilfeller underlagt klare lover og regler.

I motsetning til elektrisitet, hvor man velger leverandør etter eget ønske har man kun anledning til å kjøpe fjernvarme fra sin lokale leverandør. Dette fordi ingen andre har anledning til å tilføre varme til det lokale nettet. Det er gjort forsøk i Sverige med å tillate tredjeparts varmeleveranse til nettet for å øke graden av konkurranse i næringen, men effekten av dette er ennå ikke kartlagt (Li, Sun, Zhang, & Wallin, 2014).

Priselastisitet er en indikator på hvor stor frihet kundene har til å gå over til alternative løsninger dersom prisen blir for høy. Dersom denne verdien er svært lav tyder det på at kundene har liten eller ingen mulighet til å benytte seg av andre energikilder, noe som stemmer i de fleste tilfeller hvor kunder har fjernvarme som eneste oppvarmingsløsning. Mange fjernvarmeleverandører opererer i dag med en engangsavgift for tilkobling til nettet. Hvem denne utgiften tilfaller varierer fra sted til sted, men ettersom den ofte tilfaller kunden argumenteres det for at en fjerning av denne vil stimulere til økt bruk av fjernvarme blant privatpersoner.

Som en andel av den prisen man betaler årlig finnes det gjerne også et fastledd som dekker kostnadene til måleravlesning, vedlikehold og kostnader ved videre tilknytning til nettet,

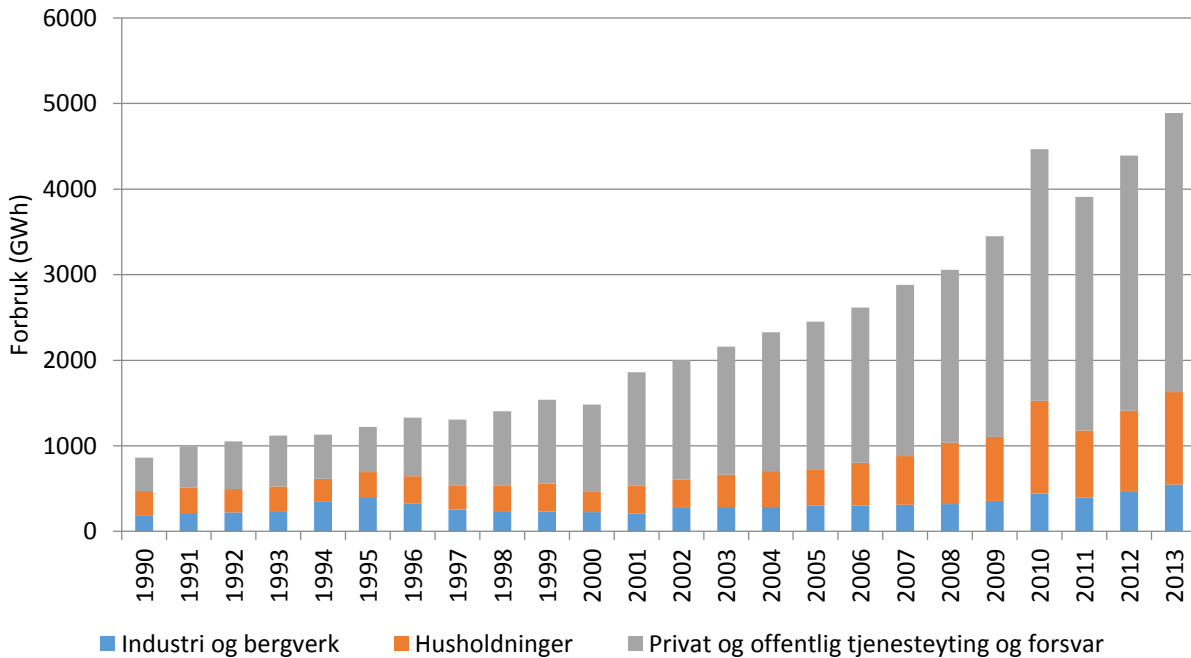
tilsvarende nettleien for strømkunder. Den variable delen av prisen avhenger av mengden energi som tas ut av nettet (Difs & Trygg, 2009), og måles ved å overvåke temperaturforskjellen over kundens varmeveksler samt massestrømmen. Det er i mange tilfeller også en ekstrakostnad som avhenger av kundens maksimale effektbehov, en avgift som fjernvarmeleverandører benytter for å begrense effektoppene i nettet (Li et al., 2014).

Prissettingen av fjernvarme er i Norge regulert ved lov, og kundenes interesser er slik godt ivaretatt. Jf. Energiloven av 1990, som sist ble endret 1.04.2014, § 5-5; «*Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde*». Dette har ført til at veksten i fjernvarmesektoren i Norge har vært nært knyttet til kraftprisen. I perioden 2000 til 2012 økte kjøperprisen på elektrisitet fra 63,1 til 81,2 øre/kWh. I samme periode økte kjøperprisen på fjernvarme fra 52,8 til 69,5 øre/kWh. Etter å ha trukket nettleien fra denne prisen finner man at det er liten forskjell mellom de to energikildene når det kommer til pris, men at fjernvarme vil kunne tilby lik eller lavere varmepris over tid. I takt med at prisen for elektrisitet har steget har altså også lønnsomheten i fjernvarmen økt, noe som har ført til større investeringsvilje. Det ble i 2012 investert 2,2 milliarder kroner i fjernvarmesektoren (Aanensen & Fedoryshyn, 2014).

Fjernvarme skal altså kunne tilby direkte leveranse av varme til en pris som er lik eller lavere enn for elektrisitet, og er i mange tilfeller produsert fra fornybare eller ellers ikke utnyttede varmekilder. Slik bidrar fjernvarme til å gi forbrukerne større valgfrihet og mulighet til en mer miljøvennlig løsning enn direktevirkende elektrisk oppvarming.

2.8 FJERNVARME I NORGE

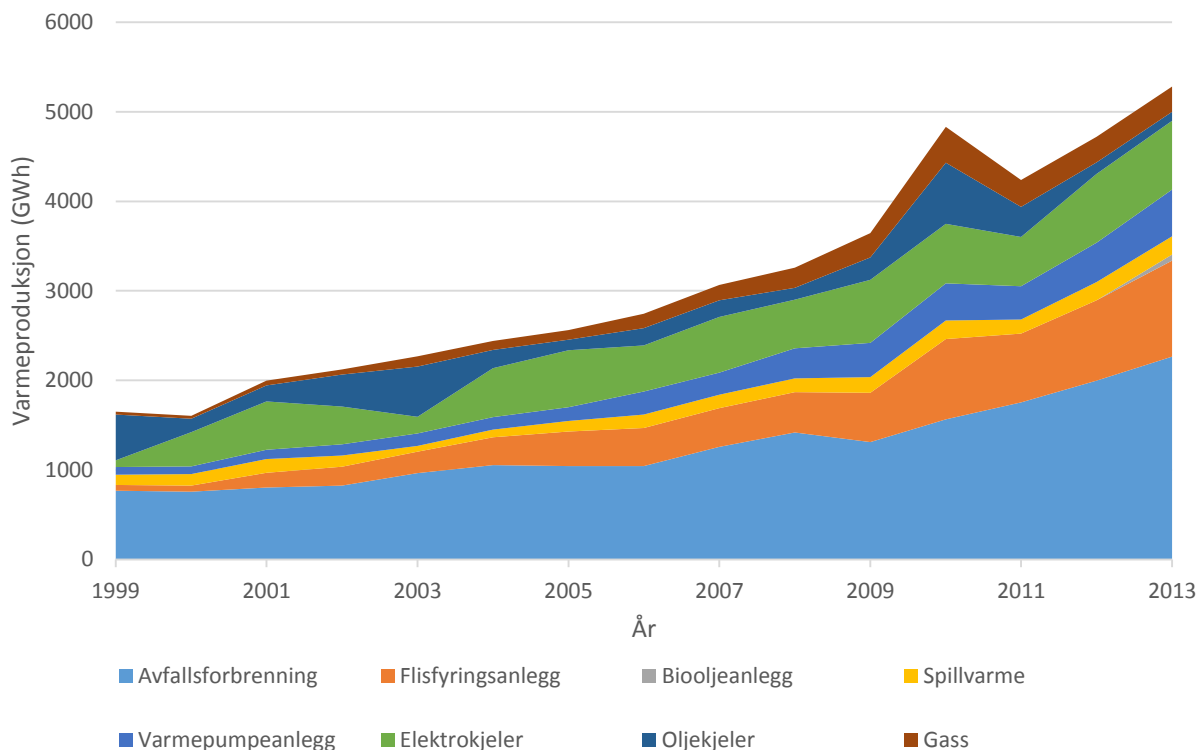
I Norge sto fjernvarme i 2012 for 4,2 TWh, tilsvarende 2,8 % av det stasjonære forbruket, og har lenge vært en bransje i vekst. Tjenesteytende næringer sto for om lag to tredjedeler av dette mens husholdninger og industri sto for henholdsvis 22 og 11 % (Aanensen & Fedoryshyn, 2014). Fordelingen av forbruket innen fjernvarme i Norge er vist i Figur 2.



FIGUR 2 FJERNVARMEFORBRUK ETTER FORBRUKERGRUPPE (SSB, 2014)

Man ser fra Figur 2 at den brukergruppen som har vokst mest de siste 20 årene er sørvissektoren. Forbruket til husholdninger har også økt en del, mens industrien har holdt seg på mer eller mindre samme nivå.

Det benyttes mange ulike energikilder til fjernvarmeproduksjon i Norge, men med om lag 40 % av markedet er avfallsforbrenning den klart største. I tillegg er biobrensel og spillvarme i bruk, mens elektrisitet, fyringsolje og gass blir brukt som spisslastalternativer. Avhengig av blant annet prisnivå har fordelingen mellom fyringsolje og elektrisitet variert en del gjennom årene. I 2003 var for eksempel strømprisen særdeles høy, med det resultat at olje ble brukt i mye større grad. Den totale andelen fjernvarme som ble produsert fra fornybare energikilder var i 2012 på 60 %. Denne andelen har vært økende siden 2003.



FIGUR 3 FORDELING AV PRODUKSJON ETTER VARMEKILDE I FJERNVARMEPRODUKSJON I NORGE (SSB, 2014)

Som man kan se fra Figur 3 ble det i 2012 produsert en relativt stor andel fornybar fjernvarme i Norge, omtrent 65 % av totalen, avhengig av hvilke kriterier man legger til grunn for at energiproduksjonen skal være fornybar. Ettersom varmetapet som tidligere nevnt utgjør ca. 10 % av den totale varmeproduksjonen, eller 12,4 % i 2013, er varmetap et område som det fokuseres på ettersom en reduksjon av dette vil kunne øke fortjenesten betydelig.

Som tidligere nevnt er den skandinaviske modellen et begrep innen fjernvarme. En tidlig overgang til lavere temperaturer kjennetegner distribusjonen i dette området, kun delvis hindret av lave utetemperaturer som begrenser hvor lavt man kan sette turtemperaturen uten å risikere effektdekningen.

3. ØKONOMISKE BETRAKTNINGER VED FJERNVARMEUTBYGGING OG DRIFT

For å finne optimal fordeling av effekt på de ulike varmekildene må det defineres klart hvilke mål man har med optimaliseringen. Det vil kunne være store forskjeller mellom optimale design for å minimere kostnader, utslipp av CO₂ eller netto energibehov. For å ta høyde for dette kan optimaliseringsmodellen benytte ulike målfunksjoner basert på den ønskede optimaliseringsvariabelen. Når det gjelder varmepumpen og elektrokjelen vil netto energibehov og utslipp av CO₂ være avhengig av de gjeldende data for elektrisitet i kombinasjon med enhetens COP eller virkningsgrad, mens det for gasskjelen vil være en noe enklere utregning med hensyn på levert effekt og virkningsgrad sammen med brennverdi- og utslippsdata for gass.

3.1 KOSTNADER VED INVESTERING OG DRIFT

En fjernvarmeprodusent vil ønske å minimere det netto energiforbruket og slik minimere energikostnaden. Dette kan oppnås ved å drifte den energikilden som til enhver tid kan forsyne den nødvendige energimengden ved lavest mulig energikostnad.

I de tilfeller hvor man benytter seg av en varmepumpe eller fornybare energikilder slik som geotermisk varme eller solvarme vil det både ut fra et energi- og kostnadsperspektiv være ønskelig å drifte denne i størst mulig grad, mens det ved fordeling mellom direktevirkende energikilder slik som elektrokjeler eller gassbrennere i større grad vil være avhengig av elektrisitets- eller brenselprisen.

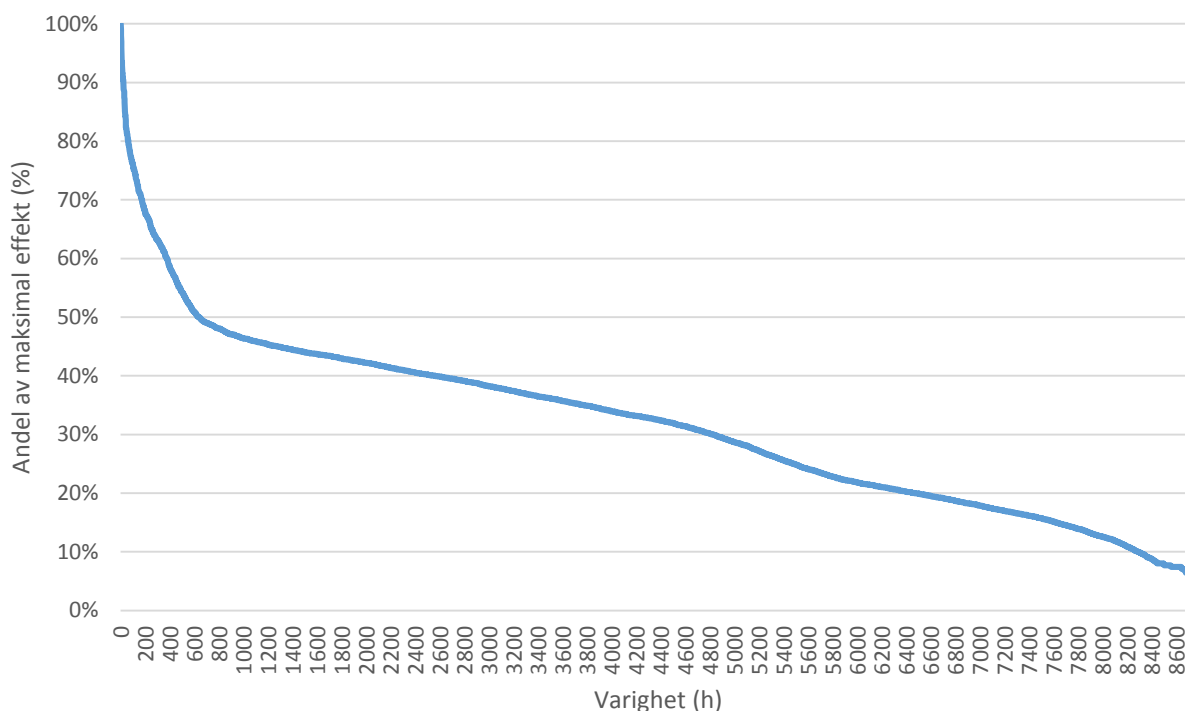
Når nødvendig installert effekt skal bestemmes vil man måtte ta hensyn til samtidighetsfaktoren i nettet, altså hvor stor andel av den installerte effekten som maksimalt vil nyttiggjøres samtidig. For de forskjellige lastgruppene kan denne beregnes ut fra formel (6) (Frederiksen & Werner, 2013).

$$c = \frac{P_{max}(n)}{n \cdot P_{max1}} = \frac{P_0}{P_{max1}} + \left(1 - \frac{P_0}{P_{max1}}\right) \cdot \frac{1}{\sqrt{n}} \quad (6)$$

Hvor $P_{max}(n)[W]$ er den maksimale lasten summert for n antall kunder, $P_{max1}[W]$ er den maksimale lasten for en enkelt kunde, mens $P_0[W]$ er den gjennomsnittlige lasten for hver enkeltkunde.

Over året vil anlegget oppleve store variasjoner i effektbehov. Man ønsker å kunne levere denne energien med lavest mulig gjennomsnittlig energikostnad, noe som nødvendigvis gjør en fleksibel løsning for varmeproduksjon hvor en billig og ikke nødvendigvis hurtig regulerbar energikilde tar seg av grunnlasten, mens en reguleringsvillig og om nødvendig mer kostbar energiform håndterer de høyeste effekttoppene. Fra et effektvarighetsdiagram kan man evaluere lastbehovet og hvordan dette bør fordeles på de aktuelle energikilder. Et eksempel på et slikt effektvarighetsdiagram er vist i Figur 4.

Figur 4 er basert på det beregnede effektbehovet for anlegget i Hammerfest. Fremgangsmåten ved beregning og grunnlaget for dette effektbehovet er beskrevet i avsnitt 2.4, 8.5 og 10.3.



FIGUR 4 EKSEMPEL PÅ EFFEKTVARIGHETSDIAGRAM

Som man kan se fra kurven i Figur 4 forekommer de høyeste effektbehovene i korte perioder mens grunnlasten har en mye høyere varighet. Dersom man skal kunne forsvare en investering i en kostbar varmekilde slik som en varmepumpe er man avhengig av å få utnyttet denne maksimalt over året. Det vil derfor være naturlig at varmepumpen dekker grunnlasten og dermed får en høy energidekningsgrad, optimalt opp mot 80-90 %. Dette kan likevel skje ved en effektdekningsgrad på 50-60 % ettersom de høyeste effekttoppene utgjør en liten del av det totale energibehovet (Zieogonekbik & Gładysz, 2012).

Det vil være ønskelig å få utnyttet den installerte kapasiteten best mulig fordi man da får minimert investeringskostnaden per levert energienhet. Derfor ønsker man å bruke varmekilder med lav spesifikk investeringskostnad (kr/kW) for å dekke de høyeste effekttoppene mens de mer kostbare og ofte mer miljøvennlige og energieffektive energikildene brukes for å dekke grunnlasten. Kapasitetsfaktoren, eller effekt faktoren, kan beregnes ved formel (7).

$$\mu_{effekt} = \frac{P_{gj.snitt}}{P_{max}} \quad (7)$$

Hvor μ_{effekt} er kapasitetsfaktoren for den installerte effekten, $P_{gj.snitt}[W]$ er den gjennomsnittlige lasten over året, mens $P_{max}[W]$ er den totale installerte effekten. I de fleste land med kort oppvarmings sesong vil kapasitetsfaktoren være svært lav, ned mot 0,10 i enkelte tilfeller. Langs kysten av Norge og i andre nordlige strøk vil man kunne oppnå en mye høyere kapasitetsfaktor grunnet en lav men stabil utetemperatur i store deler av året. I Reykjavik har man for eksempel oppnådd en kapasitetsfaktor på så mye som 0,42 (Frederiksen & Werner, 2013; J. W. Lund, Freeston, & Boyd, 2011).

Avhengig av lokale forhold må altså en designeffekt bestemmes. Denne effekten må også fordeles slik at man får en løsning som både er leveringssikker og økonomisk gunstig. Dette kan gjøres ved å skalere fra et anlegg med lignende driftsforhold, men dette krever altså at man har tilgang på data fra et allerede eksisterende anlegg. Dersom man har konstante driftskostnader for de ulike energikildene kan man bestemme driftsstrategien og oppbyggingen av varmesentralen ut fra et diagram som viser de årlige driftskostnadene for hver varmekilde avhengig av driftsvarigheten. En varmekilde skal da ikke ha installert større effekt enn den effektøkningen som skjer i det intervallet hvor denne vil gi den laveste effektkostnaden. Det er også normalt å sørge for at anlegget dimensjoneres med en viss effektreserve slik at det er rom for å utvide kundemassen og at man er sikret å ha tilstrekkelig effekt installert dersom det skulle oppstå unormalt høye behov i korte perioder.

Den årlige effektkostnaden for hver enkelt varmekilde kan da beregnes ved å summere et konstantledd for investeringskostnad og vedlikehold med driftskostnaden per tidsenhet. Ligningene (8) og (9) kan benyttes for hver varmekilde:

$$c = f + v \cdot \tau \quad (8)$$

Hvor $c [kr/W]$ står for den spesifikke energikostnaden for enheten, $f [kr/W]$ står for den spesifikke effektkostnaden for enheten, $v [kr/Wh]$ står for den variable effektkostnaden for enheten og $\tau [h]$ står for driftsvarigheten til den installerte effekten.

Man ønsker da å velge energikildene slik at gjennomsnittlig effekt- og energikostnad, og dermed den totale kostnaden, beregnet ved ligning (9) får lavest mulig verdi

$$C = F + V = c_{snitt} \cdot P = f_{snitt} \cdot P + v_{snitt} \cdot \tau \cdot P \quad (9)$$

Hvor $C [kr]$ er den totale driftskostnaden for systemet, $F [kr]$ er den totale effektkostnaden for systemet, $V [kr]$ er den totale energikostnaden for systemet og $P [W]$ står for den installerte effekten i systemet.

Avhengig av hvilken enhet som tilbyr den laveste effektkostnaden for ulike driftsvarigheter kan man bestemme den effektfordelingen for anlegget som gir lavest mulig drifts- og investeringskostnad. En enhet må da ha en installert effekt som er lik den effektdifferansen som ligger innenfor det varighetsintervallet hvor den har den laveste effektkostnaden. Denne strategien er en noe forenklet versjon som ikke tar hensyn til variasjon i energi- eller brenselpriser.

Ettersom man som leverandør av fjernvarme er underlagt de samme krav til leveringssikkerhet som andre viktige tilbud slik som f.eks. kraftleverandører er det viktig å sikre seg mot utfall av varmekilder. Dette er også en aktuell problemstilling dersom man ønsker å utføre vedlikehold på en av varmekildene da denne nødvendigvis må tas ut av drift. I hvor stor grad man ønsker å sikre seg avhenger av økonomiske så vel som praktiske avveininger. Uten å gå nærmere inn på dette kan man anta systemet som relativt driftssikkert dersom man baserer seg på en struktur hvor man kan drive anlegget så lenge to av tre enheter fungerer. (Rausand & Høyland, 2004) Dette fordrer altså at en hvilken som helst kombinasjon av to av de tre enhetene må være i stand til å dekke en viss andel av effektbehovet.

3.2 UTSLIPPSRELATERTE KOSTNADER

Det har i dag blitt et stadig større fokus på utslipp av CO₂ både i energi- og transportsektoren. Prisen for å handle klimakvoter (EUA) har likevel falt drastisk de siste årene. Fra en pris på over €30, tilsvarende 260 norske kroner, per CO₂-ekvivalent i perioden 2008-2009 har den i dag stabilisert seg omkring €6-8 (Quandl, 2015), tilsvarende 50-70 norske kroner, og den er spådd å forbli på dette prisnivået i de kommende årene. Dette svekker kvoteprisen som et insentiv for reduserte utslipp. Mengden CO₂ som slippes ut ved produksjon av varme ved hjelp av en gasskjel vil være nokså lik uavhengig av geografisk plassering, mens utslippene relatert til bruk av elektrisitet derimot kan variere stort avhengig av hvilke kilder kraften stammer fra. I områder hvor kullkraft er den dominerende strømprodusenten vil man f.eks. ha et mye høyere utslipp per kWh enn det man har i land som Norge, hvor majoriteten av elektrisiteten produseres fra fornybare kilder slik som vannkraft og vindparker. En vurdering som er av viktig betydning her er hvorvidt forbruk av tilsynelatende ren vannkraft i Norge bidrar til produksjon av gass- og kullkraft lengre sør i Europa. Det er stor forskjell mellom den beregnede utslippsmengden for disse. Tall fra IEA viser at de gjennomsnittlige utslippene for elektrisitet produsert i Europa i 2011 var på 0.454 kgCO₂/kWh (Ecometrica, 2011). De samme verdiene for produksjon i Norge var til sammenligning 0.002 kgCO₂/kWh. Tilsvarende vil utslippene ved tapsfri utvinning av en kWh fra propan være 0.215 kgCO₂/kWh (EIA, 2015).

3.3 DISTRIBUSJONSKOSTNADER

I denne oppgaven er det fokusert på selve varmesentralen med TEL-system og produksjon av varme, og det er derfor valgt å ikke gjøre noen beregninger relatert til pumpekostnader. Disse vil sammen med de termiske tapene i distribusjonen utgjøre distribusjonskostnaden, og vil såfremt temperaturnivået og massestrømmen er den samme være uavhengig av varmekilden som benyttes. Ettersom det i de følgende beregningene er sett bort fra pumpekostnader, og termiske tap er ansett som konstante, vil det tilkomme en pumpekostnad som ikke er medregnet. Ved vurdering av resultatene i denne oppgaven bør man derfor se disse i lys av dette. Den samlede distribusjonskostnaden, altså termiske tap og pumpearbeid kan for de fleste anlegg tilnærmes som en konstant kostnad per distribuert energimengde. Denne vil også være avhengig av strømprisen, men kan antas å ligge omkring 10 øre/kWh for distribuert varme (Frederiksen & Werner, 2013; Truong & Gustavsson, 2014).

4. INVESTERINGSANALYSE

Ved investering i et fjernvarmesystem er det en rekke hensyn som må tas. Det er ofte svært høye investeringskostnader, og en stor del av de faste kostnadene er derfor relatert til det finansielle. Videre vil det ofte være en gunstig forutsetning at man har tilgang på en allerede eksisterende kilde til overskuddsvarme eller at det samtidig planlegges produksjon eller industri som vil skape overskuddsvarme. Når varmekildene er identifisert må produksjonskostnaden minimeres. Dersom det er planlagt å benytte flere varmekilder med ulik kostnads karakteristikk må disse tilpasses slik at man oppnår den laveste mulige produksjonskostnaden. Kostnaden til utbygging av distribusjon vil også utgjøre en stor andel av de totale utgiftene, og her må det planlegges nøye slik at man får utnyttet den infrastrukturen man bygger opp på en best mulig måte. Å planlegge for fremtiden slik at man unngår unødig ekstraarbeid vil kunne spare en for store utgifter. Til slutt vil også prisen man er i stand til å selge varmen til være av stor betydning, og her må man finne en løsning som ivaretar både kundens og produsentens interesser. Kundernes interesse for å redusere energibruken vil være økende i takt med prisen som varmen selges for og man må derfor ikke sette prisen så høyt at det blir mer lønnsomt for kunden å investere i lokale energiltak eller lokal produksjon.

4.1 DISKONTERING

Ettersom kostnadene og inntektene for et prosjekt i de fleste tilfeller er spredt utover i tid kan de ikke håndteres ved å summere de enkelte elementene. Dette er fordi penger som man mottar eller gir fra seg i fremtiden har en lavere verdi enn penger man handler med i dag. Denne verdiforskjellen skyldes inflasjon, tidskostnader og usikkerhetsmomenter. Inflasjonen gjør at prisnivået stiger, altså vil man ikke kunne få like mye for en krone om et år som det man kan få i dag. Tidskostnaden baserer seg på at en krone man mottar i dag vil kunne gå inn i investeringer eller skape renteinntekter og slik gi fortjeneste. Til slutt har man usikkerhetsmomenter rundt om man overhodet kommer til å motta den kronen man er forespeilet å motta om et år. Katastrofer eller økonomisk krise kan medføre at motpartens betalingsevne bortfaller, og slik også den fremtidige inntekten.

For å regne om verdien av en utgift eller inntekt som ligger i fremtiden kan man benytte diskonteringsfaktoren. Denne baserer seg på rentenivå, r , og hvor mange perioder frem i tid, T , man ønsker å beregne for. Diskonteringsfaktoren beregnes ved formel (10).

$$R_{r;T}^{\leftarrow} = \frac{1}{(1+r)^T} \quad (10)$$

Hvor $R_{r;T}^{\leftarrow}$ betegner hvor stor verdi et fremtidig beløp har, omregnet til dagens pengeverdi.

Alle disse kostnadene ved investeringer kan samles til et felles begrep som man gjerne refererer til som diskonteringsrenten. Denne kan brukes til å fastslå om et prosjekt er lønnsomt eller ikke. Dersom renten og kapitalkostnaden stiger vil nåverdien av prosjektet synke. For å beregne hvilket rentenivå et prosjekt kan tåle uten å bli ulønnsomt kan internrenten beregnes. Denne beskrives som den diskonteringsrenten som gir prosjektets kontantstrøm en nåverdi lik null.

Verdien av denne kan finnes ved å finne den verdien av r som tilfredsstillers summen i ligning (11).

$$\sum_{t=0}^T X_t \cdot R_{r;t}^{\leftarrow} = 0 \quad (11)$$

Hvor X_t står for en kontantstrømmen for en periode t .

4.2 ANNUITET OG KAPITALKOSTNAD

Ved investeringsavgjørelser vil man i de fleste tilfeller basere seg på en beregnet nåverdi av investeringen før man velger å gjennomføre eller forkaste prosjektet. Nåverdi er altså verdien av en fremtidig utgift eller inntekt omregnet til dagens verdi. Nåverdien beregnes forskjellig avhengig av om utgiftene og inntektene kommer forskuddsvis, løpende eller ved prosjektets slutt. For utgifter og inntekter kan nåverdien av disse beregnes som vist i Tabell 2.

TABELL 2 NÅVERDIBEREGNING AV UTGIFTER OG INNTEKTER

Utgifts- eller inntektstidspunkt	Nåverdi (NV)
Forskudd	$NV = I$
Løpende	$NV = I_T \cdot \frac{(1+r)^T - 1}{r \cdot (1+r)^T}$
Etterskudd	$NV = I \cdot \frac{1}{(1+r)^T}$

På linje 1 vises beregningen for et tilfelle hvor man opplever hele inntekten eller utgiften, I , umiddelbart, og nåverdien av denne vil følgelig være den samme som den pålydende summen.

På linje 2 vises beregningen for tilfeller hvor inntekten eller utgiften er fordelt utover en viss periode. Ved å multiplisere summen som forfaller hver termin, I_T , med den inverse annuitetsfaktoren vist ved ligning (12) kan man finne den totale summen som vil akkumuleres over hele perioden. Denne avhenger av antall terminer, T , og rentesatsen, r .

$$A_{r;T}^{\leftarrow} = \frac{(1+r)^T - 1}{r \cdot (1+r)^T} \quad (12)$$

På linje 3 vises beregningen for tilfeller hvor hele inntekten eller utgiften komme på et gitt tidspunkt i fremtiden.

I det aktuelle tilfellet for en varmesentral i et fjernvarmesystem avhenger ikke inntektene av sammensetningen av sentralen. Driftskostnadene gjør derimot det, og vil i stor grad kunne påvirke lønnsomheten i anlegget.

I motsetning til den inverse annuitetsfaktoren, ligning (12), vil man ved hjelp av den normale annuitetsfaktoren kunne beregne kostnaden per termin for et lån fordelt over T perioder med rente r .

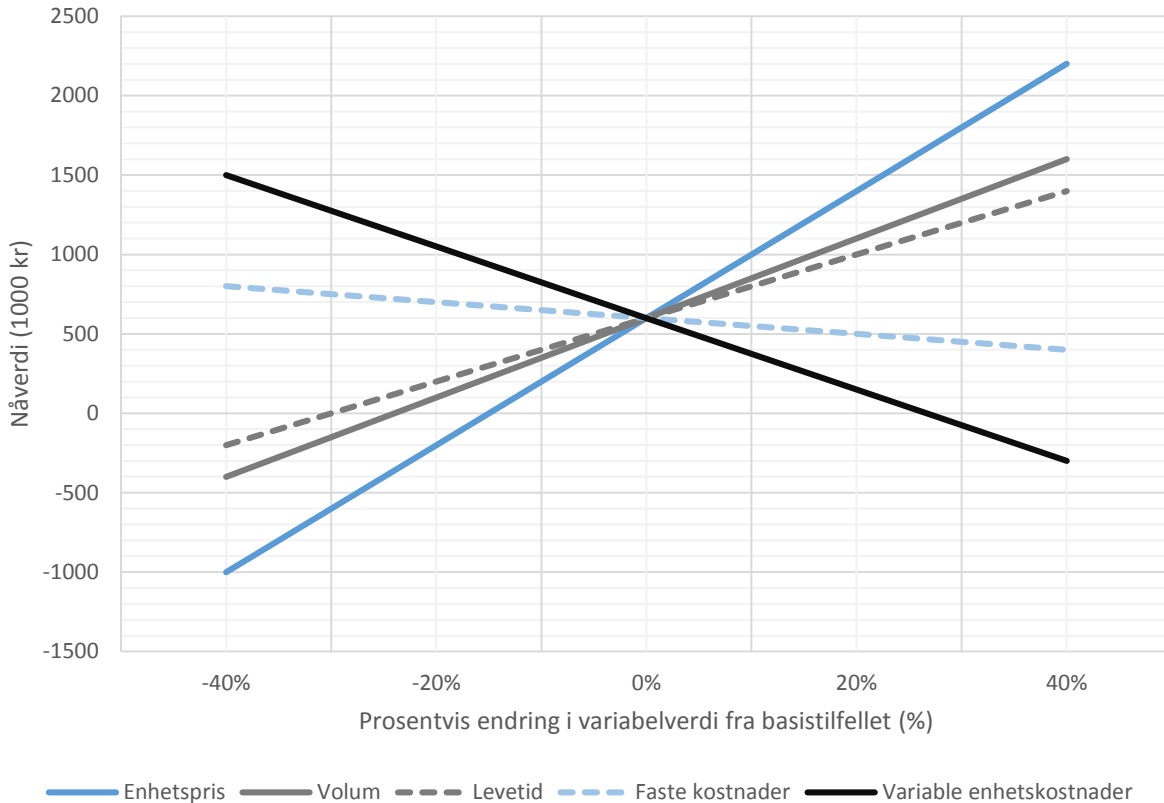
$$A_{r;T}^{\rightarrow} = \frac{r \cdot (1 + r)^T}{(1 + r)^T - 1} \quad (13)$$

Annuitetsfaktoren, vist ved ligning (13), forteller hvor stor andel av det opprinnelige lånebeløpet man må betale per periode T ved en rente r for å betjene dette lånet. Dette kan benyttes for å vise den reelle årlige kostnaden ved en investering. Dette, i kombinasjon med den forventede årlige avkastningen av investeringen, gir en indikasjon på om investeringen er lønnsom eller ikke.

4.3 SENSITIVITETSANALYSE

Lønnsomhetsvurderingen av et prosjekt må bygge på et sett med forutsetninger for beregningene. Dersom disse forutsetningene endres kan utgiftene og inntektene fra prosjektet endre seg, og føre til at et prosjekt som i utgangspunktet var lønnsomt går i tap. De relevante forutsetningene for investeringsanalysen rundt en fjernvarmesentral relaterer seg i all hovedsak til investeringskostnad for komponentene i varmesentralen, driftskostnader til varmeproduksjon, vedlikehold og salgsprisen for varmen. Ved å vurdere innvirkningen av en endring i en eller flere av disse ser man hvor robust prosjektet er og hvilken risiko investeringen medfører. Dette kan gjøres ved å se på endring i kontantstrøm, nåverdi og internrente. Jo større endringen er i nåverdi eller internrente, desto større risiko har man.

Et nyttig verktøy for å vurdere de ulike faktorenes betydning for lønnsomheten er stjernediagrammet. Her sammenlignes endringen i lønnsomhet ved variasjon av flere ulike variabler. Et eksempel på et slikt stjernediagram for investering i produksjonsutstyr er vist i Figur 5.



FIGUR 5 EKSEMPEL PÅ STJERNEDIAGRAM FOR INVESTERING I PRODUKSJONSUTSTYR

Fra stjernerdiagrammet kan man se hvor stor påvirkning en variabel har på lønnsomheten. En begrensning som følger med denne metoden er at man kun kan se virkningen av de ulike variablene for seg selv. De andre variablene forutsettes å forbli konstante. Dette er i mange tilfeller ikke særlig realistisk ettersom f.eks. priselastisitetsteori skulle tilsi at dersom utsalgsprisen går ned vil salgsvolumet øke. Man får likevel en viss pekepinn på hvordan variablene påvirker sluttresultatet og kan benytte diagrammet for å identifisere de variable som man i størst grad bør fokusere på å kontrollere, eller begrense innvirkningen av.

En annen indikator som ofte bør inkluderes i en lønnsomhetsanalyse er nåverdiprofilen for prosjektet. Denne viser utviklingen i prosjektets nåverdi avhengig av kapitalkostnaden, altså rentenivået. Man vil ha en stadig lavere fortjeneste på prosjektet etter hvert som rentenivået og dermed kapitalkostnaden stiger. Det punktet hvor nåverdien faller lavere enn null indikerer prosjektets internrente, og vil altså være det høyeste rentenivået man kan tåle før prosjektet blir ulønnsomt.

5. OPTIMALISERING AV FJERNVARME

5.1 DESIGN- OG DRIFTSOPTIMALISERING

Det er gjort betydelige mengder arbeid for å utvikle modeller som er i stand til å simulere komplekse dynamiske systemer som fjernvarmeanlegg. Modellen MODEST (Model for Optimisation of Dynamic Energy Systems with Time-Dependent Components and Boundary Conditions) ble presentert av Dag Henning I 1997, og har siden blitt videreutviklet og forbedret. MODEST er designet for å optimalisere et sammensatt energisystem for kombinert kraft- og varmeproduksjon. Anvendelsen skiller seg slik fra målet med denne oppgaven, men mye av metodikken for utvikling av modellen som presenteres i denne oppgaven har hentet inspirasjon fra MODEST (Henning, 1997). MODEST har senere blitt benyttet til å analysere innvirkningen av og optimalisere responsen på en begynnende trend mot redusert varmebehov i eksisterende fjernvarmeanlegg (Åberg & Henning, 2011). Arbeidet til Gustavsson og Truong med å optimalisere småskala fjernvarmesystemer har også blitt benyttet som grunnlag for utvikling av designmodellen som presenteres her (Truong & Gustavsson, 2014).

Det er i dag en trend mot at energibehovet i den eksisterende kundemassen reduseres og at det går mot et jevnere effektbehov uten de samme effekttoppene som i dag. Dette vil spille inn på driften i de tilfeller hvor man allerede har en eksisterende varmesentral og infrastruktur for fjernvarme. Studiene det har blitt sett på som undersøker konsekvensene av dette har i hovedsak behandlet fjernvarmesystemer som benytter kombinert kraft- og varmeproduksjon, men det er her vist at dagens fjernvarmesystemer også vil være lønnsomme i fremtidens energimarked (H. Lund et al., 2010). Den høye geografiske spredningen og lave behovstettheten som er tilfellet ved distribusjon av fjernvarme noen steder i Norge gjør at man har noe høyere tap i distribusjonen, og det er funnet at man i slike tilfeller ofte er avhengig av at alternative oppvarmingsløsninger er underlagt visse avgifter for at fjernvarme skal beholde sin konkurranseevne (Reidhav & Werner, 2008). I disse tilfellene vil også pumpekostnaden være en viktig faktor for den totale kostnaden, og det er vist at man ved riktig dimensjonering av distribusjonsnett og fordeling av underordnede pumpeentraler kan redusere den totale pumpekostnaden betydelig (Sciacovelli, Guelpa, & Verda, 2013).

5.2 OPTIMALISERING AV TERMISK ENERGILAGRING

Modellen for termisk energilagring i denne oppgaven er noe forenklet sammenlignet med annet arbeid som er utført på dette området, men baserer seg likevel på de metoder som er benyttet og de funn som er gjort i mer dyptgående analyser. I første omgang ble mekanismen for lagring i lagringssystemet og leveranse fra dette til distribusjonsnett implementert. Deretter ble styringsmodellen utviklet.

Et sterkt ønske om å øke andelen av energien som stammer fra fornybare kilder har ført til at det legges ned store mengder arbeid og ressurser for å utforske mulige løsninger på dette området. Innenfor fjernvarme er det gjort funn som viser at man kan øke varmeproduksjonen fra energiøkonomiske varmekilder som f.eks. varmepumper ved å integrere systemer for termisk energilagring (Arce et al., 2011), og at det primære energiforbruket, utslipp av CO₂ og driftskostnader kan reduseres, også i anlegg som i utgangspunktet er ugunstig dimensjonert i forhold til behovsprofilen (Eynard, Grieu, & Polit, 2012; Kitapbayev, Moriarty, & Mancarella, 2015; Verda & Colella, 2011). Dette forutsetter at lagringssystemet er riktig dimensjonert (Katulić et al., 2014) og at det driftes optimalt.

For å kunne drifte lagringssystemet på en best mulig måte er man avhengig av å kunne forutse de kommende behovene, slik at lagring eller leveranse av varme kan tilpasses disse. Denne prediksjonen kan baseres på forventet utetemperatur, ettersom denne i stor grad er bestemmende for oppvarmingsbehovene i nettet (Eynard et al., 2012). Å oppnå en effektiv driftsstrategi vil være essensielt for å maksimere utnyttelsen og den økonomiske gevinsten ved TEL-systemer, og driftsstrategier for lagringssystemer har vært gjenstand for en rekke studier (Diersch & Bauer, 2015; Eynard et al., 2012; Kitapbayev et al., 2015).

6. IKKE-LINEÆR OPTIMALISERING

For å optimalisere designet av varmesentralen og for å optimalisere driften av de alternative anleggsdesignene ble det benyttet en ikke-lineær optimaliseringsmodul i MATLAB. Det gis her en kort forklaring på hvordan denne typen problemer utformes og hvilke faktorer som må inkluderes.

Ikke-lineær programmering tar for seg problemstillingen omkring optimalisering av en målfunksjon underlagt et sett med ulikhets- og likhetsbetingelser. Denne metodikken kan benyttes for å løse svært komplekse optimaliseringsproblemer, og utviklingen på dette området har gjort store framskritt de siste tiårene takket være effektive algoritmer og formålsrettet programvare samt fremgangen innen både ytelse og kostnadseffektivitet hos datamaskiner.

Et eksempel på et ikke-lineært optimaliseringsproblem kan settes opp som vist i ligningene (14) til (17).

Minimer:

$$f(\mathbf{x}) \quad (14)$$

Underlagt:

$$g_i(\mathbf{x}) \leq 0 \text{ for } i = 1, \dots, m \quad (15)$$

$$h_i(\mathbf{x}) \leq 0 \text{ for } i = 1, \dots, l \quad (16)$$

$$\mathbf{x} \in X \quad (17)$$

Hvor $f, g_1, \dots, g_m, h_1, \dots, h_l$ er funksjoner basert på R^n , X er en undergruppe av R^n , og \mathbf{x} er en vektor med n komponenter x_1, \dots, x_n . Det søkes så en løsning med verdier for variablene x_1, \dots, x_n som tilfredsstiller restriksjonene og samtidig minimerer målfunksjonen f (Bazaraa, Sherali, & Shetty, 2006).

7. BESKRIVELSE AV ANLEGGET I HAMMERFEST

Hammerfest er en kommune som ligger nordvest i Finnmark på 70,7° nord, og Hammerfest by var i over 200 år ansett som verdens nordligste. Klimaet er likevel relativt mildt takket være plasseringen nært sjøen og den varme Golfstrømmen. De siste 50 år har den årlige gjennomsnittstemperaturen ligget på -0,5 °C med ekstremtemperaturer rundt -10 °C (Yr.no, 2015).

Hammerfest Energi er den største kraftaktøren i regionen. Selskapet er heleid av de tre kommunene Hammerfest (80 %), Hasvik (10 %) og Kvalsund (10 %). Fire kilometer nordvest for sentrum av byen ligger Melkøya hvor Statoil opererer et gasskjøleanlegg kalt Statoil Hammerfest LNG. Anlegget henter opp naturgass fra Snøhvit-feltet og kjøler denne for transport som LNG (Statoil, 2015).

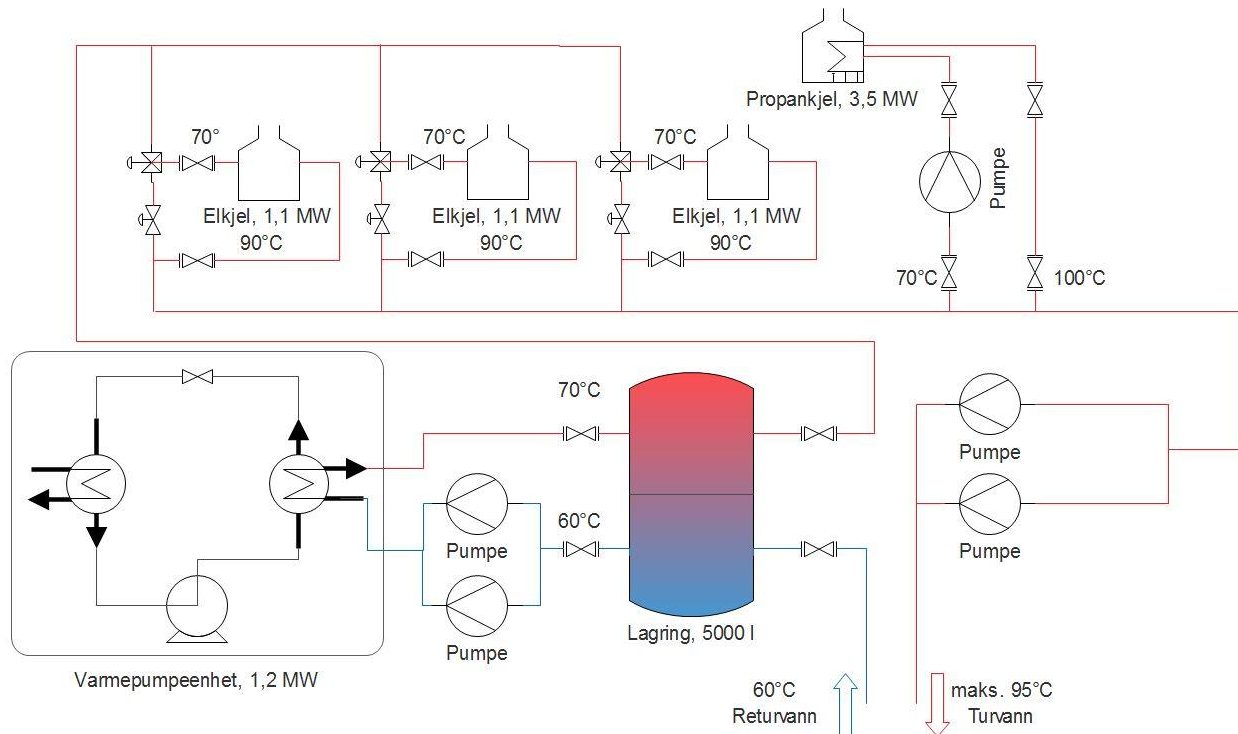
Hammerfest sentrum er fordelt i to hoveddeler rundt en vestvendt bukt. På nordlig side av bukta ligger størstedelen av boligmassen i tillegg til flyplassen, mens man på sørøstlig side av bukta finner en større andel næringslokaler, skoler og kommunal administrasjon. Det nevnte fjernvarmeanlegget betjener denne sørlige delen av byen og vil dermed ha en kundemasse fordelt på hoteller, skoler, næringsbygg, forsamlingslokaler samt noen boligbygg.

Anlegget i Hammerfest må i fjernvarmesammenheng sees på som et middels til lite anlegg med en leveranse på 15 GWh. Dette gjør at de stordriftsfordeler som man normalt får ved bruk av fjernvarme begrenses noe. Ettersom det er planlagt å dekke så mye som 55 % av energibehovet ved varmepumpedrift vil man likevel kunne oppnå en stor besparelse sammenlignet med direktevirkende elektrisk oppvarming eller andre aktuelle alternativer. Energigevinsten bør derfor forventes å være betydelig. Etablering av fjernvarmenett i en by hvor det tidligere ikke har vært noe slikt tilbud forutsetter at den eksisterende bygningsmassen er tilrettelagt for eller blir klargjort for bruk av vannbåren varme. Dette vil ofte være mer aktuelt i næringsbygg da disse gjerne har en sentral fyringsenhet som forsyner et vannbårent oppvarmingsanlegg med radiatorer. Distribusjonsnettet i bygningen vil da kunne benyttes i kombinasjon med en eventuell utskifting av radiatorene for bedre tilpasning til de stadig lavere distribusjonstemperaturene som vil være fordelaktig i moderne fjernvarmedrift.

Det prosjekterte fjernvarmeanlegget befinner seg altså på den sørøstlige siden av bukta og er forventet å levere en årlig energimengde på 15 GWh. Dette behovet er planlagt forsynt fra en varmesentral med tre ulike varmekilder. En sjøvannsvarmepumpe vil dekke grunnlasten, last i mellomstjiktet dekkes av en elektrokjel mens de høyeste effekttoppene dekkes av en propandrevet gasskjel.

7.1 SYSTEMBESKRIVELSE

For å gi en oversikt over hvilke muligheter og utfordringer dette anlegget medfører er det viktig å ha en god oversikt over systemets oppbygging. I Figur 6 er derfor en forenklet systemskisse for varmesentralen vist, med de viktigste komponentene fremhevet. En komplett systemskisse kan sees i vedlegg 1 og 2.



FIGUR 6 SYSTEMSKISSE FOR FJERNVARMESENTRALEN VED ANLEGGET I HAMMERFEST

Varmesentralens formål er altså å varme opp vannet i distribusjonskretsen før det sendes ut til kunden, som så henter ut den ønskede varmen ved abonnentsentralen.

Som vist i Figur 6 føres vannet tilbake fra distribusjonsnettet med en temperatur på 60 °C. Deretter føres det via en lagringstank på 5000 liter før det varmes opp ved varmpumpens kondensator. Varmepumpeenheten i denne varmesentralen er dimensjonert for å kunne levere varme ved en maksimumstemperatur på 70 °C. I perioder med lavt effektbehov kan man benytte effektoverskuddet i varmpumpen til å varme opp vannet i lagringstanken i tillegg til å dekke det øyeblikkelige behovet. Dette vannet vil da kunne lagres ved en maksimal temperaturdifferanse til returvannet på 10 °C. Etter å ha passert lagringstanken varmes vannet ved behov av elektrokjelene til en maksimumstemperatur på 90 °C. I perioder med særlig høy last vil man kunne varme vannet ytterligere i gasskjelen til en maksimumstemperatur på 100 °C.

TABELL 3 OVERSIKTSSKJEMA FOR VARMESENTRALEN I HAMMERFEST

Lastområde	Grunnlast	Topplast	Reserve-/ topplast
Varmekilde	Varmepumpe	Elektrokjel	Gasskjel
Effekt (kW)	1200	3300	3500
Temperaturnivå varmeleveranse (°C)	70	90	100
COP/Virkningsgrad (-)	2,95-3,25	1	0,3-0,9
Forventet energidekningsgrad (%)	55	40	5

I Tabell 3 er de viktigste verdiene for varmesentralen vist. Varmepumpen som er planlagt benyttet leveres av Therma Industri AS og har en maksimal levert effekt på 1200 kW. Den er bygd opp som et to-trinns ammoniakkanlegg, som henter varme fra sjøvann i en moderne spray-fordamper.

Fra denne suges fordampet ammoniakk med en temperatur på ca. -2,5 °C til en skruekompressor. Her komprimeres gassen, og strømmes så til en mellomtrykksbeholder, hvor den kjøles ned til metningspunktet. Fra mellomtrykksbeholderen suges gassen til høytrykkskompressorene, og derfra til en platekondensator, hvor varmen avgis til vannkretsen. Leverandøren har oppgitt data for anlegget som vist i Tabell 4.

TABELL 4 SENTRALE VERDIER FOR VARMEPUMPEN VED ANLEGGET I HAMMERFEST

Volumstrøm, sjøvann	80 l/s
Temperatur inn/ut, sjøvann	3 °C/0,5 °C
Effekt, fordamper	850 kW
Temperatur inn/ut, varmekrets	60 °C/70 °C
Effekt til varmekrets	1200 kW
Varmefaktor varmpumpe	3,32

Ved innkjøring av varmpumpeanlegget har Hammerfest målt følgende ytelse:

TABELL 5 MÅLEDATA FRA DRIFT AV VARMEPUMPEN VED ANLEGGET I HAMMERFEST

Last	COP	Levert effekt fra varmpumpe (kW)	Anslåtte driftstimer pr. år
25 %	2,94	300	1200
42 %	3,14	500	1000
62 %	3,21	750	1000
83 %	3,24	1000	800
100 %	3,18	1204	1800

For å gi en vurdering av varmpumpens ytelse er Carnot-virkningsgraden beregnet, da denne gir en mer objektiv vurdering enn COP alene. Dette er gjort ved hjelp av formelen for denne, vist i ligning (4).

$$\eta_{Carnot, Hammerfest} = \frac{3,24}{\left(\frac{70K + 273,15K}{70K - 3K}\right)} = \left(\frac{3,24}{5,12}\right) = 0,63 \quad (18)$$

Man ser her at Carnot-virkningsgraden er på hele 63 %, noe som ved det aktuelle temperaturløftet fra 3 °C til 70 °C er svært bra.

For elektrokjelen og gasskjelen har det ikke lyktes å innhente tilstrekkelig informasjon om de faktiske enhetene, og for disse er det derfor gjort en antakelse om at elektrokjelen vil ha en konstant virkningsgrad på 0,98 (NVE, 2011) mens gasskjelen ble antatt å følge en estimert kurve for virkningsgrad basert på måledata fra en annen enhet (Jacobsen & Aakvik, 2012). Verdiene for gasskjelen er vist i Tabell 10. Lagringstanken som er vist i systemskissen i Figur 6 er prosjektert til å være på 5000 liter.

7.2 VARMEBEHOV I KUNDEMASSEN

Behovet i kundemassen er fordelt på tre hovedgrupper. Disse er romoppvarming, tappevann og gatevarme. Det har ikke vært mulig å skaffe til veie noen bruksdata for disse behovene ettersom anlegget ennå ikke er ferdigstilt eller satt i drift. Det totale behovet i nettet kan summeres som vist i Tabell 6.

TABELL 6 BEHOVSFORDELING FOR KUNDEMASSEN I HAMMERFEST

Behovstype	Effekt (kW)
Romoppvarming	4746
Tappevann	817
Gatevarme	2625

7.3 GRUNNLAG FOR MODELLERING, OPTIMALISERING OG VIDERE UTVIKLING

For å optimalisere designet av varmesentralen og driften av denne er det utviklet to simuleringmodeller for driften av varmesentralen. Metodikken som er benyttet ved utvikling av disse gjennomgås i avsnitt 8.2 og 8.3, og resultatene fra modellene gis i kapittel 10. Her følger en kort gjennomgang av modellene og hvilke anvendelser de har:

- Modell 1, benyttes for optimalisering av designet av varmesentralen. Målet er å minimere den årlige kostnaden sammensatt av finansielle- og driftskostnader. I kombinasjon med ikke-lineær programmering benyttes modellen for å finne det optimale designet og den tilhørende driftskostnaden.
- Modell 2, benyttes i optimalisering av driften av varmesentralen. Målet er her å minimere driftskostnaden for et gitt design av varmesentralen. Denne er utviklet for å optimalisere driften av anleggsdesignet fra Hammerfest og eventuelle andre design i tillegg til det som blir beregnet ved hjelp av designoptimaliseringsmodellen.

Det er fra Hammerfest Energi sin side vurdert som en mulighet å knytte anlegget til spillvarme fra Statoils gasskjøleanlegg på Melkøya. Dette vil gi mulighet til å benytte kjølevann ved 12-15 °C som varmekilde for varmepumpen i stedet for sjøvann ved 3 °C. Mengden kjølevann som er tilgjengelig er beregnet til 20 000 m³/h, og det bør altså være mulig å hente ut en stor mengde varme. Denne muligheten til å heve temperaturnivået ved varmekilden er forventet å kunne gi en betydelig økning i COP for varmepumpen, og slik kunne spare store mengder energi. Mulighetene for dette er derfor vurdert under studiet av scenariet for anlegget i Hammerfest i avsnitt 10.6.2.

Videre er det utviklet en modell for å simulere driften av det termiske energilagringssystemet. Denne benytter en døgnavis prioritering av den lagrede varmen i den hensikt å redusere de høyeste effekttoppene. Fremgangsmåten for utvikling av denne er vist i avsnitt 8.8. For å optimalisere driften av denne slik at den kunne benyttes for å maksimere ytelsen for varmepumpen har man sett på hvilken driftsstrategi som resulterte i størst gevinst, og resultatene er vist i avsnitt 10.6.3

8. SIMULERING OG OPTIMALISERING

8.1 UTVIKLING AV SIMULERINGSMODELLER

Det ble som nevnt utviklet to ulike modeller for simulering. Disse ble valgt til å ha en oppløsning på én time. Dette medfører at når det refereres til et effektbehov eller en levert effekt, gjelder dette for en time av gangen, og et effektbehov på x antall kW for én time vil altså direkte tilsvare et energibehov på x antall kWh. Disse er benyttet for å produsere resultatene som er presentert i kapittel 10. I beskrivelsen av modellene er notasjonen VP bruk for varmpumpen, EK for elektrokjelen og GK for gasskjelen.

8.2 MODELL 1 – DRIFTSSIMULERING FOR ET HELT ÅR

Modell 1 simulerer driften for et helt år og benytter den samme algoritmen for driftssimulering som modell 2. Denne modellen tar også hensyn til de finansielle kostnadene ved investering i en varmesentral med den aktuelle sammensetningen, og returnerer den totale årlige kostnaden til drift, investering og vedlikehold for varmesentralen.

Modellen benytter følgende input:

- Installert kapasitet samt nedre effektgrense for varmekildene
- Energiforbruk for hver enkelt time gjennom året (kW)
- Energipriser for elektrisitet og gass (kr/kWh)
- Utslippsdata for elektrisitet og gass (kg CO₂/kWh)
- Klimaavgifter (kr/kg CO₂)
- Investeringskostnader for varmekildene (kr/kW)
- Vedlikeholdskostnader for varmekildene (årlig prosentandel av investeringskostnad)
- Levetid for varmekildene (år)
- Data for virkningsgrader og COP for varmekildene
- Dimensjoner for det termiske energilagringssystemet

Det første steget i modellen er at TEL-systemet opereres for den aktuelle timen, og varme lagres dersom mulig eller avgis hvis det er mulighet for dette. Driften av TEL-systemet er beskrevet i avsnitt 8.8. Deretter fordeles varmebehovet mellom varmekildene som beskrevet i avsnitt 8.2.2. Det resulterende forbruket av energi og mengden utslipp beregnes deretter etter metodikken i henholdsvis avsnitt 8.2.3 og 8.2.4, før energikostnaden og utslippskostnaden finnes på grunnlag av dette. Til sist beregnes kostnaden til finansielle utgifter og vedlikehold som vist i avsnitt 8.2.5, før den totale kostnaden summeres som vist i avsnitt 8.2.6.

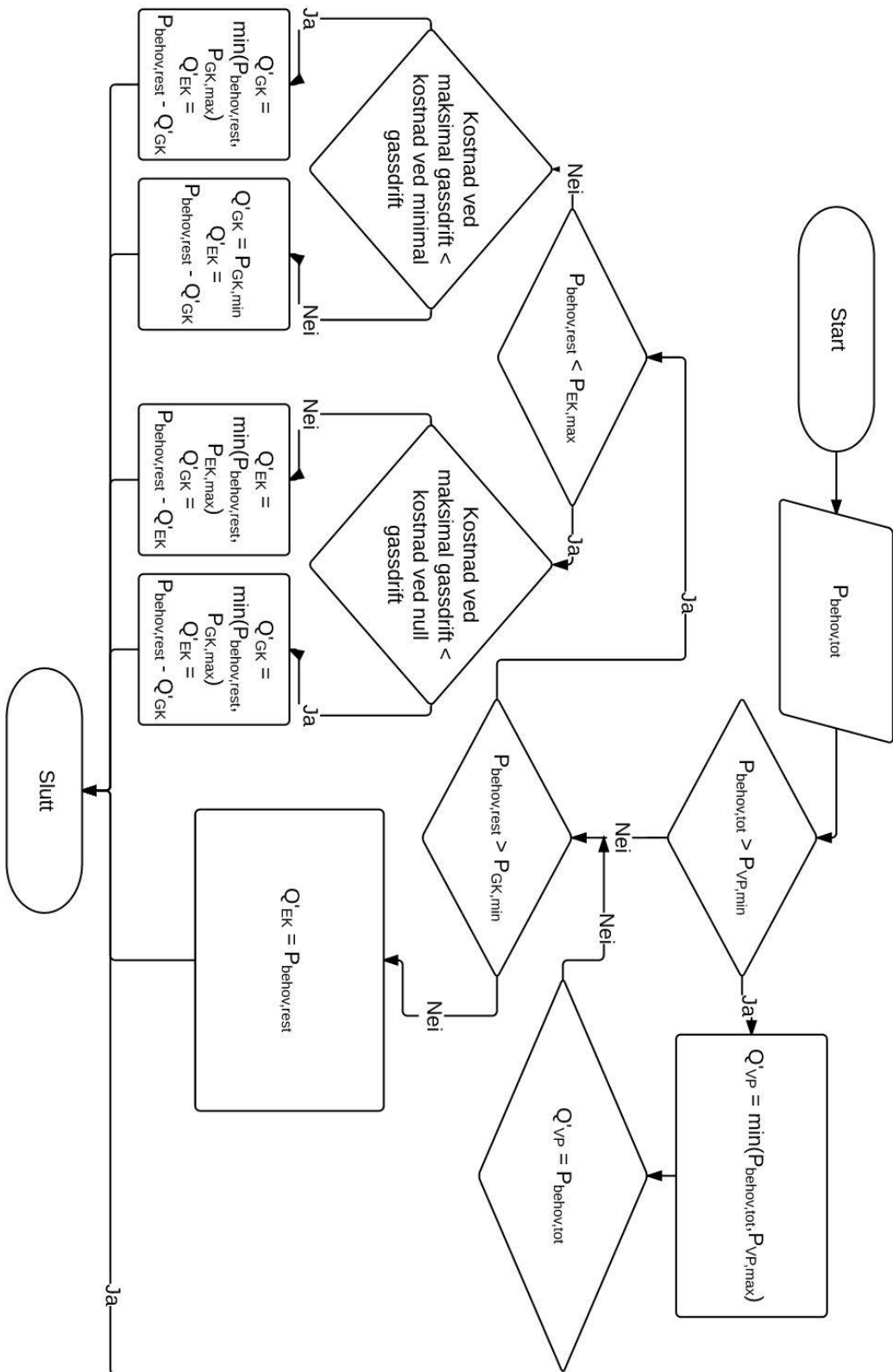
8.2.1 BEREGNINGSGRUNNLAG FOR LAGRINGSSYSTEM

For hver time gjøres det en vurdering av om det er mulighet til å benytte energilagringssystemet for å enten lagre mer energi eller for å frigi eventuell lagret energi. Driften av den termiske energilagringen er nærmere forklart i avsnitt 8.8.

8.2.2 FORDELING AV VARMEBEHOV

Behovet fordeles på den tilgjengelige varmekapasiteten med varmepumpen som prioritert varmekilde. Et flytskjema for denne behovsfordelingen er vist i Figur 7. Varmepumpen ønskes alltid driftet ved høyest mulig last grunnet den lave varmekostnaden den tilbyr, og vil såfremt behovet ligger innenfor dellastbegrensningen dekke en så stor andel av behovet som mulig. Deretter fordeles det resterende behovet mellom elektrokjelen og gasskjelen, avhengig av hvilken kombinasjon som gir den laveste driftskostnaden. Dersom effektbehovet er lavere enn varmepumpens dellastgrense vil behovet fordeles mellom de to øvrige varmekildene på samme måte som dersom behovet er høyere enn varmepumpens maksimale kapasitet. I de tilfeller hvor gasskjelen må driftes, vil det være ønskelig å drifte denne ved høyest mulig last ettersom dette vil øke virkningsgraden og slik redusere kostnadene.

Det behovet som ikke dekkes av varmepumpen betegnes som et restbehov, og dersom dette er lavere enn gasskjelens dellastgrense vil dette dekkes av elektrokjelen alene. Dersom dette behovet ligger mellom gasskjelens dellastgrense og elektrokjelens installerte kapasitet har man valget mellom å kjøre bare elektrokjelen eller gasskjelen i kombinasjon med denne. Denne fordelingen avgjøres ved at det beregnes om gasskjelen har en lavere varmekostnad enn elektrokjelen ved den høyeste mulige lasten ved dette behovet, og i så tilfelle driftes maksimalt mens elektrokjelen dekker det resterende. Hvis det derimot er mer økonomisk å drifte bare elektrokjelen velges dette. I de tilfeller hvor restbehovet ligger høyere enn elektrokjelens kapasitet er man avhengig av at gasskjelen dekker minimum en andel av behovet som tilsvarer den nedre dellastgrensen for kjelen, ettersom denne ikke kan driftes ved lavere effektnivå enn dette. Derfor kontrolleres det om det er mest gunstig å drifte denne ved sin maksimale last, og deretter dekke det eventuelle resterende ved hjelp av elektrokjelen eller om det er å foretrekke å drifte gasskjelen ved minimumslast og deretter dekke det resterende ved hjelp av elektrokjelen.



FIGUR 7 FLYTSKJEMA FOR FORDELING AV VARMEBEHOV VED DESIGNOPTIMALISERING

I flytskjemaet i Figur 7 vises fremgangsmåten som modellen følger ved fordeling av effektbehovet mellom de ulike varmekildene. I figuren symboliserer de rombeformede blokkene en beslutning, mens de rektangulære og kvadratiske symboliserer en prosess eller handling. Matematikken som ligger bak denne fordelingen er beskrevet i vedlegg 3. I flytskjemaet står Q'_{VP} for varmemenstrømmen fra varmpumpen til distribusjonsnettet, Q'_{EK} for varmemenstrømmen fra elektrokjelen og Q'_{GK} for varmemenstrømmen fra gasskjelen. I vedlegg 3 er notasjonen \dot{Q}_{VP} benyttet, men dette lot seg ikke gjøre i programvaren som ble benyttet ved utforming av flytskjemaet.

8.2.3 BEREGNING AV ENERGIBRUK OG ENERGIKOSTNAD

Energikostnaden beregnes som vist i ligning (19).

$$C_{energi} = \left(\sum_{i=1}^{8760} \left(\left(\frac{Q_{VP,i}}{COP_{VP,i}} + \frac{Q_{EK,i}}{\eta_{EK,i}} \right) \cdot c_{el} + \frac{Q_{GK,i}}{\eta_{GK,i}} \cdot c_{gass} \right) \right) \quad (19)$$

Hvor $Q_{VP,i}[kWh]$ står for levert varmemengde fra varmpumpen ved time i og $COP_{VP,i}$ står for varmpumpens COP ved det aktuelle effektnivået. Disse til sammen benyttes til å beregne energien som forbrukes av varmpumpen, ettersom man kan benytte COP til å finne hvor stor andel av den leverte energien som forbrukes. $Q_{EK,i}[kWh]$ står for levert varmemengde fra elektrokjelen ved time i og $\eta_{EK,i}$ står for elektrokjelens virkningsgrad ved det aktuelle effektnivået. Disse benyttes så for å finne forbruket av elektrisitet, som multipliseres med strømprisen for å finne kostnaden til elektrisitet for den aktuelle timen. $Q_{GK,i}[kWh]$ står for levert varmemengde fra gasskjelen ved time i . $\eta_{GK,i}$ står for gasskjelens virkningsgrad ved det aktuelle effektnivået, og forbruket av gass beregnes på samme måte som for varmpumpen og elektrokjelen ved å dele varmeleveransen på virkningsgraden. c_{el} og c_{gass} står for henholdsvis elektrisitets- og gassprisen. Etter at leveransen, forbruket og kostnaden til energi for hver time er beregnet, summeres dette til den totale årlige energikostnaden.

For å modellere COP og virkningsgrad for henholdsvis varmpumpen og gasskjelen ble det funnet funksjoner for disse ved regresjon fra måledata. For varmpumpen ble data oppgitt fra Hammerfest Energi benyttet, disse er vist i Tabell 5, og den resulterende funksjonen er vist i ligning (20). For gasskjelen ble det benyttet måledata for en lignende kjel benyttet, disse er oppgitt i Tabell 10, og den resulterende funksjonen er vist i ligning (21).

$$COP_{VP} = -6,1696 \cdot x^4 + 16,196 \cdot x^3 - 16,099 \cdot x^2 + 7,3804 \cdot x + 1,8721 \quad (20)$$

$$\eta_{GK} = -3,4615 \cdot y^5 + 9,0676 \cdot y^4 - 6,6428 \cdot y^3 - 0,7401 \cdot y^2 + 2,6049 \cdot y + 0,052 \quad (21)$$

Her står x for andelen av den installerte effekten som varmepumpen driftes ved, mens y står for andelen av den installerte effekten som gasskjelen driftes ved. For elektrokjelen ble virkningsgraden som tidligere nevnt antatt konstant lik 0,98.

8.2.4 BEREGNING AV UTSLIPP OG UTSLIPPSKOSTNAD

Utslipp og utslippskostnad beregnes ved ligning (22).

$$C_{utslipp} = \sum_{i=1}^{8760} \left(\left(\frac{Q_{VP,i}}{COP_{VP,i}} + \frac{Q_{EK,i}}{\eta_{EK,i}} \right) \cdot (c_{utslippsavgift} \cdot \beta_{utslipp,el}) + \frac{Q_{GK,i}}{\eta_{GK,i}} \cdot (c_{gass} + c_{utslippsavgift} \cdot \beta_{utslipp,gass}) \right) \quad (22)$$

Hvor $c_{utslippsavgift} [kr/tonnCO_2]$ står for kostnaden ved utslipp av ett tonn CO_2 , mens $\beta_{utslipp,el} [tonnCO_2/kWh]$ og $\beta_{utslipp,gass} [tonnCO_2/kWh]$ står for antall tonn CO_2 som slippes ut ved henholdsvis produksjon av 1 kWh elektrisitet og ved forbrenning av gass tilsvarende en brennverdi på 1 kWh. Disse benyttes i kombinasjon med de samme energibruksberegninger som i ligning (19) for å finne utslippskostnaden.

8.2.5 BEREGNING AV FINANSIELL KOSTNAD OG VEDLIKEHOLDSKOSTNAD

De finansielle kostnadene og vedlikeholdskostnadene beregnes ved ligning (23) til (25).

$$C_{finansiell,VP} = P_{installert,VP} \cdot c_{spesifikk,VP} \cdot \left(\gamma_{VP} + \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right) \quad (23)$$

$$C_{finansiell,EK} = P_{installert,EK} \cdot c_{spesifikk,EK} \cdot \left(\gamma_{EK} + \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right) \quad (24)$$

$$C_{finansiell,GK} = P_{installert,GK} \cdot c_{spesifikk,GK} \cdot \left(\gamma_{GK} + \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right) \quad (25)$$

Hvor $P_{installert,x} [W]$ og $c_{spesifikk,x} [kr/W]$ står for henholdsvis installert effekt og den spesifikke investeringskostnaden for varmekilde x , og hvor γ_x står for den årlige vedlikeholdskostnaden oppgitt i prosent av den opprinnelige investeringskostnaden. r betegner her rentesatsen per termin mens T står for antall terminer, hvor antall terminer er lik levetiden for varmekilden. Det beregnes altså en total investeringskostnad for hver varmekilde ved den angitte installerte effekten. Denne fordeles deretter ut over varmekildens levetid ved hjelp av annuitetsfaktoren for den oppgitte rentesatsen og den gjeldende levetiden, slik at man får en årlig andel av denne som må betales.

8.2.6 BEREGNING AV TOTAL ÅRLIG KOSTNAD

Den totale årlige kostnaden for anlegget er summen av de ovennevnte kostnadene og beregnes til slutt. Denne er vist i ligning (26).

$$C_{tot,årlig} = C_{energi} + C_{utslipp} + \sum C_{finansiell} \quad (26)$$

Denne årlige totalkostnaden er returvariabelen fra modellen. I tillegg til denne lagres alle data relatert til varmeløse, COP og virkningsgrad, forbruk, utslipp og finansielle kostnader for videre bruk ved analysing av resultatene.

8.3 MODELL 2 – DRIFTSSIMULERING FOR EN ENKELT TIME

Modell 2 beregner driftskostnaden for en enkelt time. Denne tar kun hensyn til energikostnaden samt eventuelle avgifter for utslipp og beregner disse for oppgitte leverte effekter for de ulike varmekildene. Denne modellen foretar altså ingen fordeling av varmeproduksjonen mellom varmekildene, da denne fordelingen vil være gjenstand for optimalisering ved bruk av denne driftsmodellen.

Modellen benytter følgende inndata:

- Levert effekt for hver av varmekildene (kW)
- Energipriser for elektrisitet og gass (kr/kWh)
- Utslippsdata for elektrisitet og gass (kg CO₂/kWh)
- Klimaavgifter (kr/kg CO₂)
- Levetid for varmekildene (år)
- Data for virkningsgrader og COP for varmekildene

Modellen beregner deretter energibruken og energikostnaden som forklart i avsnitt 8.3.1, før utslippene og kostnaden forbundet med disse beregnes som vist i avsnitt 8.3.2. Deretter følger beregning av start/stopp-kostnaden, vist i avsnitt 8.3.3, før den totale kostnaden summeres som beskrevet i avsnitt 8.3.4.

Verdiene som returneres er kostnaden for drift av varmesentralen i den aktuelle timen ved den oppgitte fordelingen av behovet mellom varmekildene, og verdier for energibruk, utslipp og kostnader.

8.3.1 BEREGNING AV ENERGIBRUK OG ENERGIKOSTNAD

Energibruken og energikostnaden beregnes på samme måte som i modell 1. Den eneste forskjellen er at det kun gjøres for en enkelt time.

8.3.2 BEREGNING AV UTSLIPP OG UTSLIPPSKOSTNAD

Utslippene og utslippskostnaden beregnes på samme måte som i modell 1. Den eneste forskjellen er at det kun gjøres for en enkelt time.

8.3.3 BEREGNING AV START/STOPP-KOSTNAD

Start/stopp-kostnaden ble beregnet som vist i ligning (27).

$$C_{start/stopp,i} = \sum_{j=1}^3 (abs(\delta_{i,j} - \delta_{i-1,j}) \cdot C_{start/stopp,j}) \quad (27)$$

Hvor $C_{start/stopp,i}[kr/(start/stopp)]$ står for økningen i vedlikeholdskostnad for den aktuelle timen, i , som skyldes start og stopp av enhetene. $abs(\delta_{i,j} - \delta_{i-1,j})$ betegner da endringen i driftsstatus for enhet j ved time i . $\delta_{i,j} = 1$ dersom enheten er aktiv og $\delta_{i,j} = 0$ dersom enheten er inaktiv. Ved å multiplisere absoluttverdien av forskjellen mellom disse vil man derfor få et tilskudd til kostnaden dersom denne har endret seg enten fra av til på, eller omvendt. $C_{start/stopp,j}$ står for kostnaden ved å enten sette i gang eller stanse en enhet. Denne implementasjonen generaliserer noe, men gir likevel en mulighet for å se på hvor stor innvirkning denne kostnaden har på driften.

8.3.4 BEREGNING AV TOTAL KOSTNAD FOR DEN AKTUELLE TIMEN

Den totale kostnaden er her summen av energikostnaden, utslippskostnaden og start/stopp-kostnaden for den aktuelle timen, vist ved ligning (28).

$$C_{tot,time} = C_{energi} + C_{utslipp} + C_{start/stopp,i} \quad (28)$$

Returvariabelen fra denne modellen er driftskostnaden for en enkelt time, men i likhet med modell 1 lagres også her alle data relatert til varmeleveranse, COP og virkningsgrad, forbruk, utslipp, og finansielle kostnader for videre bruk ved analysering av resultatene.

8.4 OPTIMALISERING VED HJELP AV DRIFTSMODELLENE

For å optimalisere anlegget ble det foreslått å utvikle en optimaliseringsmodell i MATLAB som kunne benyttes for å analysere hvilke forhold som er avgjørende for designet og driften av varmesentralen. Utviklingen av denne ble basert på annet arbeid som er gjort innen optimalisering av lignende problemer, beskrevet i kapittel 5, og dette et grunnlag for hvilke parametere som kunne inkluderes og hvilken fremgangsmåte som kunne følges. Basert på dette ble altså de to beskrevne modellene utviklet for å simulere anleggets drift, og en innebygget optimaliseringsfunksjon i MATLAB ble benyttet for å optimalisere anlegget ved hjelp av disse.

8.5 UTVIKLING AV OPTIMALISERINGSSYSTEMET OG BEREGNING AV VARMEBEHOV

For å optimalisere dimensjoneringen og driften av fjernvarmesentralen ble det altså benyttet en ikke-lineær optimaliseringsmetode. Denne hadde til enhver tid driftskostnaden som målfunksjon og benyttet seg av et sett med betingelser i form av likheter og ulikheter som alle måtte være tilfredsstilte for at en foreslått løsning på optimaliseringsproblemet skulle vurderes som gyldig.

Før driftsoptimaliseringen kunne kjøres måtte et varmebehov beregnes. Dette ble basert på den installerte effekten hos kundemassen i Hammerfest, kombinert med temperaturdata for det geografiske området.

Som tidligere nevnt er behovet inndelt i tre deler. Disse er romoppvarmingsformål, tappevann og gatevarme. For romoppvarming vil behovet være direkte proporsjonalt med utetemperaturen, man har et spesifikt oppvarmingsbehov med benevnningen [kW/K]. Dette ble modellert ved at man satte en terskelverdi for høyeste utetemperatur hvor det var behov for oppvarming, og deretter fordelte den installerte effekten på temperaturintervallet mellom terskelverdien og dimensjonerende utetemperatur. Tappevannsbehovet kan anses som tilnærmet ikke temperaturavhengig og ble derfor modellert som et stabilt behov over året med variasjon gjennom døgnet heller enn etter årstidene. Dette skyldes at behovet for tappevann varierer ut fra sosiale faktorer heller enn klimatiske forhold. Om morgenen, ettermiddagen og sent på kvelden har man forbrukstopper for tappevann ettersom det i hovedsak er på disse tidspunktene det dusjes og vaskes opp. Den årlige variasjonen i varmtvannsbehov ble ansett for å være av mindre betydning og ble derfor neglisjert.

I modellen er det spesifikke oppvarmingsbehovet beregnet som vist i (29).

$$P_{oppvarming,spesifikk} = \frac{P_{oppvarming,installert} \cdot \alpha_{oppvarming}}{\Delta T_{maks}} \quad (29)$$

Hvor $\alpha_{oppvarming}$ er samtidighetsfaktoren for oppvarmingsspesifikk effekt og ΔT_{maks} er den maksimale temperaturforskjellen mellom terskeltemperaturen for romoppvarming og utetemperaturen.

Tappevannsbehovet ble inkludert som en andel av den installerte effekten skalert etter samtidighetsfaktoren i brukermassen, og varierte gjennom døgnet etter døgnvariasjonskurven.

$$P_{tappevann} = P_{tappevann,installert} \cdot \alpha_{tappevann} \quad (30)$$

Behovet ble beregnet fra ligning (30) hvor $P_{tappevann,installert}[W]$ er den totale installerte effekten i kundemassen og $\alpha_{tappevann}$ er samtidighetsfaktoren for tappevannbehovet.

I tillegg til oppvarming- og tappevannseffekt er det også installert en del gateoppvarming, og her forelå det ingen god forbruksprognose. Dette er i modellen inkludert som et temperaturavhengig behov med en mye lavere terskeltemperatur enn romoppvarming. Temperaturavhengigheten er som vist i (31) og gir et bidrag til det totale effektbehovet bare ved lave utetemperaturer.

$$P_{gateoppvarming,spesifikk} = \frac{P_{gateoppvarming,installert} \cdot \alpha_{gateoppvarming}}{\Delta T_{maks}} \quad (31)$$

Hvor $P_{gateoppvarming,installert}[W]$ er den totale installerte effekten til gateoppvarming, $\alpha_{gateoppvarming}$ er samtidighetsfaktoren for gateoppvarmingsspesifikk effekt og $\Delta T_{maks}[K]$ er den maksimale temperaturforskjellen mellom terskeltemperaturen for gateoppvarming og utetemperaturen.

$$P_{behov} = (P_{oppvarming,spesifikk}) \cdot \Delta T_{oppvarming} + (P_{gateoppvarming,spesifikk}) \cdot \Delta T_{gateoppvarming} + P_{tappevann} \cdot \mu_{tappevann} \quad (32)$$

Det totale effektbehovet ble så beregnet ut fra ligning (32) hvor $\Delta T_{oppvarming}[K]$ står for temperaturforskjellen mellom utetemperaturen og terskeltemperaturen for romoppvarming, $\Delta T_{gateoppvarming}[K]$ og $\mu_{tappevann}$ er faktoren for døgnvariasjon i tappevannbehovet.

For å ta høyde for tap i distribusjonen ble behovet også justert for tapsfaktoren i distribusjonen, slik at man fikk et økt behov sammenlignet med kundebehovet.

$$P_{behov,total} = P_{behov} \cdot \frac{1}{(1 - \rho_{tap,distribusjon})} \quad (33)$$

8.6 DESIGNOPTIMALISERING

For optimalisering av designet ble kostnadsfunksjonen fra modell 1 benyttet som målfunksjon. Dette ble så minimert underlagt en rekke betingelser som vist i ligning (34) til (40).

$$P_{installert,VP} \geq 0 \quad (34)$$

$$P_{installert,EK} \geq 0 \quad (35)$$

$$P_{installert,GK} \geq 0 \quad (36)$$

$$P_{installert,VP} + P_{installert,EK} + P_{installert,GK} \geq P_{behov,maks} \cdot \varphi_{effektdekning} \quad (37)$$

$$P_{installert,VP} \leq P_{behov,maks} \cdot \varphi_{effektdekning} \quad (38)$$

$$P_{installert,EK} \leq P_{behov,maks} \cdot \varphi_{effektdekning} \quad (39)$$

$$P_{installert,GK} \leq P_{behov,maks} \cdot \varphi_{effektdekning} \quad (40)$$

Ligning (34), (35) og (36) er ulikhetsbegrensninger som krever at den installerte effekten for en enhet ikke kan være lavere enn null. Dette er viktig for å unngå at optimaliseringen setter den installerte effekten for enhet lavere enn null ettersom dette ville ført til en kunstig «inntekt» fra den negative investeringskostnaden. Ligning (37) er en ulikhetsbegrensning som krever at den samlede installerte effekten for alle de tre varmekildene må være større eller lik det største varmebehovet som oppleves gjennom året multiplisert ved en dekningsfaktor. Dette for å kunne sette en viss effektreserve for designet slik at man har muligheter for å utvide kundemassen og tolerere en viss svingning i behovet. Ligning (38), (39) og (40) er ulikhetsbegrensninger som krever at den installerte effekten for hver av varmekildene ikke skal overstige det maksimale behovet som oppleves gjennom året multiplisert med den samme dekningsfaktoren. Dette er en betingelse som ikke bør ha noen betydning ettersom det vil være økonomisk ugunstig å installere unødvendig høy effekt i systemet, men for å avgrense optimaliseringen med tanke på kjøretiden ble den likevel inkludert.

For å modellere en mulighet for å aktivere en sikringsmekanisme mot effektmangel ved utfall av én av varmekildene ble det også lagt til en mulighet for å aktivere ytterligere tre betingelser som måtte være oppfylt ved optimaliseringen. Disse sikret at alle kombinasjoner av to av de tre varmekildene skulle være i stand til å dekke en viss andel av det maksimale behovet, og er vist i ligning (41) til (43).

$$P_{installert,VP} + P_{installert,EK} \geq P_{behov,maks} \cdot \sigma_{sikring} \quad (41)$$

$$P_{installert,VP} + P_{installert,GK} \geq P_{behov,maks} \cdot \sigma_{sikring} \quad (42)$$

$$P_{P,installert,EK} + P_{installert,GK} \geq P_{behov,maks} \cdot \sigma_{sikring} \quad (43)$$

Ligning (41), (42) og (43) er altså ulikhetsbegrensninger som krever at summen av alle kombinasjoner av to av varmekildene skal være større eller lik en viss andel, $\sigma_{sikring}$, av det maksimale effektbehovet gjennom året. $\sigma_{sikring}$ betegnes senere som sikringsfaktoren for systemet.

Ettersom varmekildene har begrensninger for dellast ble det lagt til ytterligere tre begrensninger for optimaliseringen, disse er vist i ligning (44) til (46).

$$P_{VP,min} = P_{installert,VP} \cdot \phi_{min,dellast,VP} \quad (44)$$

$$P_{EK,min} = P_{installert,EK} \cdot \phi_{min,dellast,EK} \quad (45)$$

$$P_{GK,min} = P_{installert,GK} \cdot \phi_{min,dellast,GK} \quad (46)$$

Hvor $\phi_{min,dellast,X}$ står for den minimale andelen av den installerte effekten man kan hente ut fra varmekilde x . Ligning (44), (45) og (46) er likhetsbegrensninger som krever at den nedre begrensningen for hvor stor andel av lasten som kan tilordnes en varmekilde skal være lik den totale installerte effekten multiplisert med en faktor for nedre dellastgrense, $\phi_{min,dellast,X}$.

Optimaliseringsmodulen benyttet deretter disse begrensningene i kombinasjon med en startverdi for øvre og nedre effektnivåer for de ulike varmekildene, og kunne gjennom variasjoner omkring disse og finne optimale verdier ved bunnpunktet for målfunksjonen. Når endringen i total kostnad ved videre variasjon av parameterne falt under en viss grense ble løsningen av modellen vurdert som den beste oppnåelige. Den optimale fordelingen av installert effekt, samt den laveste årlige kostnaden som modellen klarte å oppnå ble så returnert.

8.7 DRIFTSOPTIMALISERING

Etter at en optimal fordeling av installert effekt mellom de tre ulike varmekildene var funnet ble det altså sett på hvordan denne sentralen skulle driftes optimalt for å minimere driftskostnadene.

For hver time ble det, på samme måte som i modell 1, først gjort en vurdering av om det var mulighet til å benytte energilagringssystemet for å enten lagre mer energi eller frigi eventuell lagret energi. Driften av den termiske energilagringen er nærmere forklart i avsnitt 8.8.

Deretter ble det kjørt en driftsoptimalisering for den aktuelle timen. Her ble kostnadsfunksjonen fra modell 2 benyttet som målfunksjon, og denne ble for hver enkelt time minimert underlagt begrensningene beskrevet ved ligningene (47) til (56).

$$Q_{VP,i} \geq 0 \quad (47)$$

$$Q_{EK,i} \geq 0 \quad (48)$$

$$Q_{GK,i} \geq 0 \quad (49)$$

$$Q_{VP,i} + Q_{EK,i} + Q_{GK,i} = P_{behov,i} \quad (50)$$

$$Q_{VP,i} \leq P_{installert,VP} \quad (51)$$

$$Q_{EK,i} \leq P_{installert,EK} \quad (52)$$

$$Q_{GK,i} \leq P_{installert,GK} \quad (53)$$

$$Q_{VP,i} \geq P_{installert,VP} \cdot \phi_{min,dellast,VP} \quad (54)$$

$$Q_{EK,i} \geq P_{installert,EK} \cdot \phi_{min,dellast,EK} \quad (55)$$

$$Q_{GK,i} \geq P_{installert,GK} \cdot \phi_{min,dellast,GK} \quad (56)$$

Ligning (47), (48) og (49) er her ulikhetsbegrensninger som krever at den leverte energien fra en varmekilde ikke kan være lavere enn null. Dette ville resultert i negativ energi- og utslippskostnad, og ville gitt optimaliseringsmodellen mulighet til å drifte en varmekilde ved negativ effekt. Ligning (50) er en likhetsbegrensning som krever at den samlede varmeproduksjonen skal være lik behovet for den aktuelle timen. Dette både for å hindre at man har for lav produksjon, og for å hindre at det produseres unødig varme. Ligning (51), (52) og (53) er ulikhetsbegrensninger som krever at den leverte effekten fra en varmekilde ikke kan være høyere enn den installerte effekten for den aktuelle varmekilden, en begrensning som gir seg selv men som likevel må implementeres i modellen. Ligning (54), (55) og (56) er ulikhetsbegrensninger som krever at den leverte effekten fra hver av varmekildene ikke kan være positiv og samtidig lavere enn den nedre dellastgrensen som gjelder for enheten. Her ble data for installert effekt og nedre dellastgrense benyttet for å sette begrensninger for hvor høy eller hvor lav effekt en varmekilde kunne levere. Optimaliseringsmodulen varierte deretter de leverte energimengdene fra hver varmekilde inntil det alternativet med lavest kostnad ble funnet. Det er likevel ikke tilrettelagt for betingede begrensninger av i den ikke-lineære optimaliseringsmodulen som ble benyttet i MATLAB, noe som gjorde at man ikke kun ved hjelp av en enkelt iterasjon kunne simulere muligheten for å enten drifte en varmekilde innenfor det tillatte intervallet eller skru av denne varmekilden. Derfor måtte det gjennomføres tre iterasjoner som vist i Tabell 7.

TABELL 7 ULIKE ITERASJONER FOR DRIFTSOPTIMALISERING AV EN ENKELT TIME

Iterasjon	Status for varmekilde		
	Varmepumpe	Elektrokjel	Gasskjel
1	Aktiv	Aktiv	Aktiv
2	Aktiv	Aktiv	Deaktivert
3	Deaktivert	Aktiv	Aktiv

Dette ga muligheten for å simulere de tre mulige kombinasjonene av varmekilder, med elektrokjelen som konstant aktiv ettersom denne ikke har noen dellastbegrensning, og de to andre vekselvis aktiverte eller deaktiverte. Etter at disse tre iterasjonene var gjennomført ble den iterasjonen som resulterte i den laveste driftskostnaden, reguleringskostnad grunnet start/stopp-kostnad inkludert, valgt for den aktuelle timen.

8.8 UTVIKLING AV DRIFTSMODELL FOR TERMISK ENERGILAGRING

Muligheten for termisk energilagring ble også implementert slik at det i perioder med lavt behov kunne produseres og lagres varme for bruk i perioder med høyere behov. Styringen av denne ble underlagt optimaliseringsmodulen, som regulerte det behovet som ble sendt til driftsmodellen avhengig av om det var mulighet for å produsere varme for lagring eller hente ut varme fra lagringstanken.

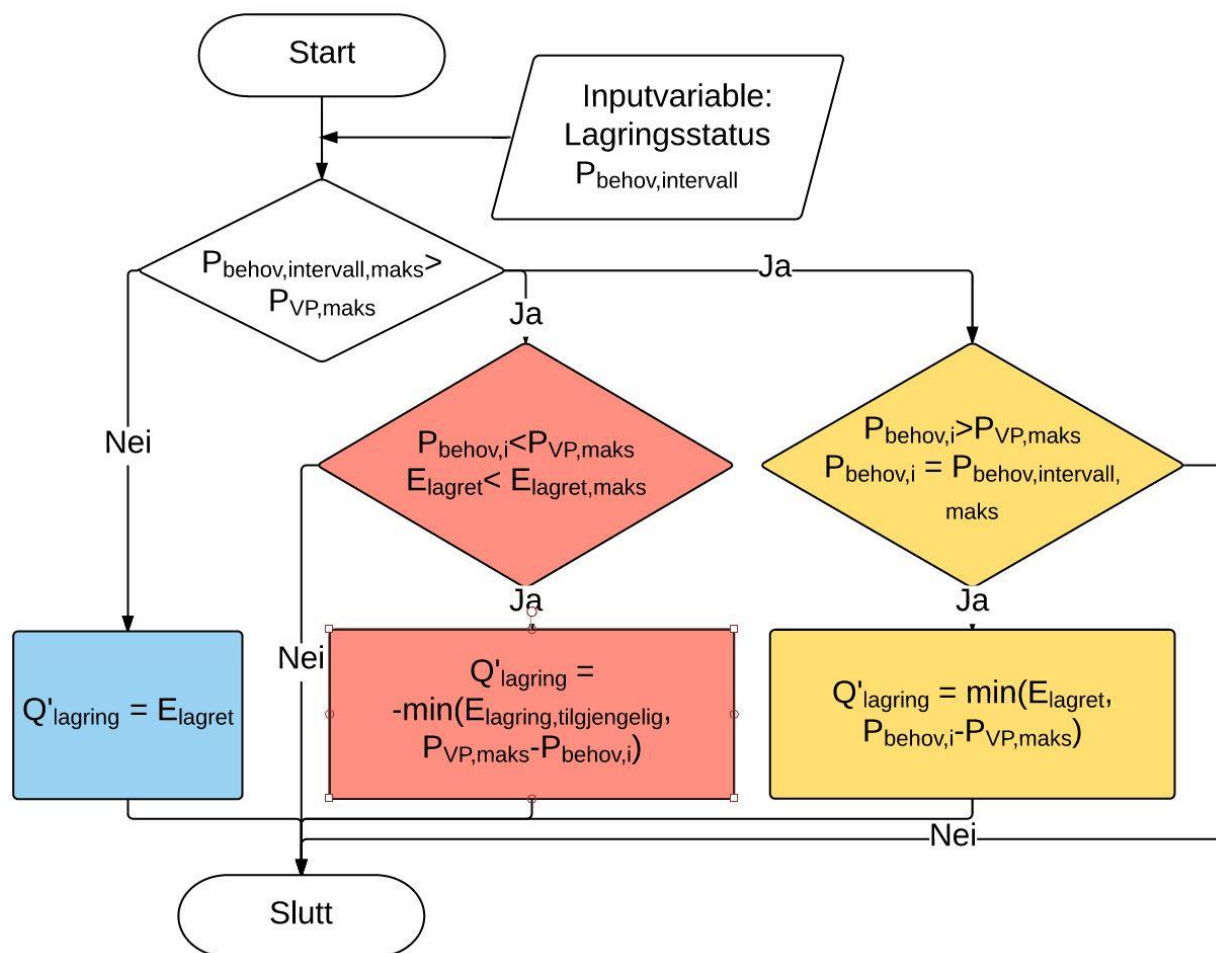
Den termiske energilagringen ble operert etter det prinsippet at dersom effektbehovet ikke krevde at varmpumpen ble driftet ved sitt maksimale effektbehov, så ble den ledige kapasiteten benyttet til å fylle lagringstanken med varmt vann. I perioder hvor behovet var høyere enn det som kunne leveres kun ved hjelp av varmpumpen ble det hentet ut varme fra lagringstanken. Ved lagring og uthenting av varme ble det ikke tatt hensyn til forsinkelser eller begrensninger i energimengde per tidsenhet. Det statiske varmetapet fra lagringstanken ble antatt lik 0,5 % av den totale kapasiteten per time. Driftsintervallet for lagringstanken ble beskrevet ved ligning (57)

$$E_{lagret} = m_{lagring} \cdot c_{p,vann} (T_{lagring, varm} - T_{lagring, kald}) - \beta_{tap, lagring} \cdot E_{lagret, maks} \quad (57)$$

Hvor $E_{lagret} [J]$ står for mengden energi lagret, $m_{lagring} [kg]$ står for mengden varmtvann i tanken, $T_{lagring, varm} [K]$ og $T_{lagring, kald} [K]$ står for temperaturene ved henholdsvis varmpumpens utløp og ved retur fra distribusjonsnett. $\beta_{tap, lagring}$ står for tapsfaktoren per time oppgitt som en prosentandel av den maksimale lagringskapasiteten per time, og $E_{lagret, maks} [J]$ er den maksimale lagrede varmemengden. Den termiske energilagringen ble ellers antatt å fungere med perfekt stratifikasjon. For hver time ble lagringsstatusen for forrige time innhentet og benyttet for å avgjøre om det var tilgjengelig varme for bruk, om det var ledig kapasitet for lagring og til å beregne varmetapet siden forrige time.

Etter den innledende testingen av den designede driftsløsningen for den termiske energilagringen viste det seg at det samlede varmetapet over året var svært høyt. Dette ble via feilsøking identifisert som en konsekvens av at det ikke var noen regler som dikterte hvor lenge lagringstanken skulle holdes fulladet i påvente av et varmebehov som var høyt nok til at den lagrede varmen ble levert til distribusjonsnett. I lange perioder hvor behovet var lavere enn varmpumpens installerte effekt ble altså varmelagringen holdt fulladet, med det påfølgende varmetapet som dette medførte. For å unngå dette ble det lagt til en enkel prediksjon av varmebehovet som var i stand til å forutse behovet for en viss periode. Denne baserte seg på utetemperaturkurven og identifiserte slik kommende effektbehov basert på det spesifikke effektbehovet for nettet. Dersom det i løpet av denne perioden ikke ble forutsett behov høyere enn varmpumpens effekt, ble det heller ikke lagret noen varme, og den eventuelt lagrede

varmen ble frigitt. Ettersom dette også gjorde at eventuelle behov for lagret varme ble identifisert en tid i forveien fikk systemet tid til å bygge opp varmereserver for å dekke et kommende behov. Det ble også valgt at varmelagringen skulle frigi varmen kun dersom effekttoppen ble identifisert som den høyeste forventede innenfor et gitt intervall, slik at de høyeste effekttoppene i størst mulig grad ble redusert. Det endelige flytskjemaet for driftsstrategien er vist i Figur 8.



FIGUR 8 DRIFTSSTRATEGI FOR TERMISK ENERGILAGRING

$P_{behov,intervall}$, som her oppgis som inputvariabel, er det forutsette effektbehovet over et intervall med den lengden som er oppgitt som modellens maksimale prediksjonsintervall. $P_{behov,intervall,maks}$ står her for det høyeste intervallet som forekommer i dette intervallet. Denne verdien blir benyttet for avgjøre om det i det aktuelle intervallet forekommer et effektbehov hvor det vil være gunstig å frigi lagret varme for slik å redusere effektbehovet som overstiger varmepumpens kapasitet. $P_{behov,i}$ er behovet i den nåværende timen. $E_{lagret,maks}$ er

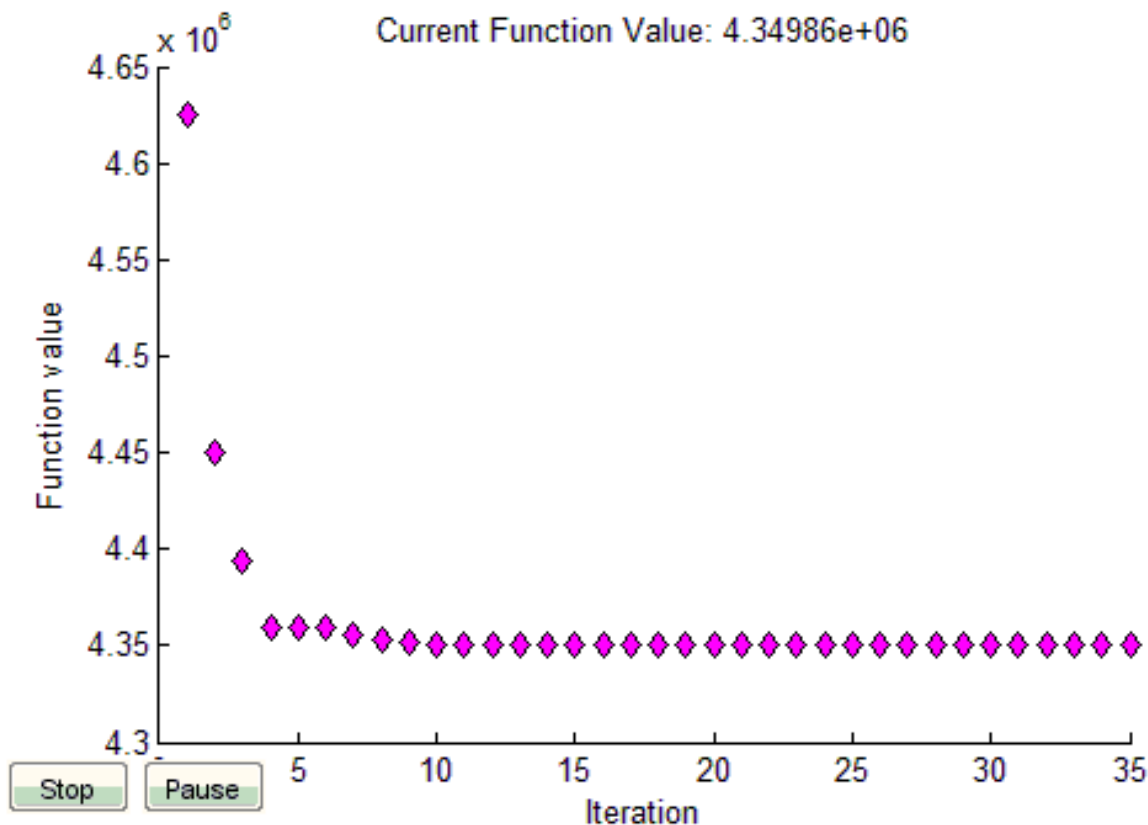
lagringstankens totale lagringskapasitet, mens $E_{lagring,tilgjengelig}$ er den til enhver tid lagrede energien som er tilgjengelig for bruk. $Q'_{lagring}$ er varmemestrømmen fra TEL-systemet til distribusjonsnettet i den aktuelle timen. Dersom denne verdien er negativ, lagres det varme, og dersom den er positiv avgis det varme.

Som inputvariable tas altså lagringsstatusen for forrige time og behovsdata for det valgte prediksjonsintervallet. Det gjøres deretter et veivalg avhengig av om det forekommer et effektbehov i dette intervallet som overstiger den maksimale effekten for varmpumpen. Hvis dette er tilfelle, er det to muligheter. Dersom behovet for den aktuelle timen er lavere enn varmpumpens maksimale effekt er det ønskelig å lagre energi. Dette følger stien som her er markert i rødt. Dersom det i tillegg er ledig lagringskapasitet, lagres det energi ved effekt tilsvarende den tilgjengelige lagringskapasiteten eller den ledige kapasiteten hos varmpumpen, avhengig av hvilken som er lavest. Dersom behovet for den aktuelle timen er høyere enn varmpumpens maksimale effekt, kan det være ønskelig å levere energi fra lagringstanken. Denne stien er her markert i gult. Dersom behovet for den aktuelle timen er det høyeste innenfor det intervallet som er angitt, frigis det energi ved et effektnivå tilsvarende den lagrede energien eller det effektbehovet som overskyter varmpumpens installerte effekt, avhengig av hvilken som er lavest.

Dersom det ikke skulle forekomme noe behov i det valgte intervallet som overstiger den maksimale effekten for varmpumpen, lagres det ingen energi, og all energi som eventuelt skulle være lagret fra før hentes ut. Denne stien er markert i blått. Grunnen til at dette alternativet er inkludert er for å unngå at det lagres energi over for lange perioder, da dette som tidligere nevnt medfører unødig store termiske tap. Verdiene for disse intervallene ble vurdert ved optimaliseringen, og det ble gjort et forsøk på å finne de intervallene for maksimal lagring og prioritering som ga den største besparelsen fra lagringsløsningen. Resultater som demonstrerer funksjonaliteten for TEL-systemet er vist i avsnitt 10.4.

8.9 KJØRING AV IKKE-LINEÆR OPTIMALISERINGSMODUL I MATLAB

For hver kjøring av optimaliseringsmodulen ble det kjørt en rekke iterasjoner for optimaliseringen hvor modulen varierte optimaliseringsverdiene innenfor de grensene som var oppgitt, basert på de startverdiene som ble gitt. Startverdiene ble satt til å være en middelvei av øvre og nedre grense, da valget av disse viste seg å ikke ha noen innvirkning på det endelige resultatet. Iterasjonene som fulgte var mulige å overvåke gjennom det grafiske grensesnittet til optimaliseringsmodulen, og under optimalisering ble disse vist som illustrert i Figur 9. Endelig antall iterasjoner, og dermed optimaliseringstiden, varierte mellom kjøringene ettersom modulen krever at variasjonen i funksjonsverdi mellom iterasjoner skal falle under en viss grense før en løsning aksepteres som optimal. Maksimalt antall iterasjoner er i utgangspunktet satt til 400 for den modulen som ble benyttet, men denne grensen kan heves og senkes etter behov. Dette ble ikke nødvendig i noen av de optimaliseringene som her ble kjørt, da disse maksimalt trengte 70-80 iterasjoner før løsningen konvergente mot en optimal verdi.



FIGUR 9 GRAFISK GRENSESNIITT FOR ITERASJONER VED OPTIMALISERING I MATLAB

I Figur 9 vises iterasjonene for en kjøring av designoptimaliseringsmodellen, og man ser hvordan verdien ved startpunktet skiller seg klart fra den optimale løsningen som finnes etter 35 iterasjoner.

9. METODIKK FOR ØKONOMISKE BETRAKTNINGER

For å analysere hvordan de ulike anleggskonfigurasjonene presterer ble det utformet et skjema for å oppsummere de viktigste resultatene fra driftssimuleringen. Dette er mye benyttet i kapittel 10 og for å klarlegge hvordan de ulike verdiene er beregnet, er dette gjennomgått her. For å gjøre tabellen mer oversiktlig er kun beregningene for varmepumpen demonstrert. Det summeres her for i , altså time, fra 1 til 8760, men dette er utelatt i tabellen av plasshensyn. For de øvrige to varmekildene og for systemet som helhet vil beregningen være tilsvarende den for varmepumpen.

TABELL 8 BEREGNINGSMETODIKK FOR DRIFTSVARIABLE VED ØKONOMISK BETRAKTNING

Installert effekt	$P_{VP,installert}$
Levert energi (kWh)	$\sum Q_{VP,i}$
Energidekningsgrad (%)	$\frac{Q_{VP,tot}}{Q_{tot}}$
Effektutnyttelse (%)	$\frac{Q_{VP,tot}}{8760h \cdot P_{VP,installert}}$
Driftstimer (h)	$\sum (Q_{VP,i} > 0)$
Gjennomsnittlig energifaktor (kWh forbrukt/kWh levert)	$\frac{\sum \left(\frac{Q_{VP,i}}{COP_{VP,i}} \right)}{Q_{VP,tot}}$
Energiforbruk (kWh)	$\sum \left(\frac{Q_{VP,i}}{COP_{VP,i}} \right)$
Utslipp (kg CO ₂)	$\sum \left(\frac{Q_{VP,i}}{COP_{VP,i}} \right) \cdot \beta_{utslipp,el}$
Energikostnad (kr)	$\sum \left(\frac{Q_{VP,i}}{COP_{VP,i}} \right) \cdot c_{el}$
Utslippskostnad (kr)	$\sum \left(\frac{Q_{VP,i}}{COP_{VP,i}} \right) \cdot (c_{utslippavgift} \cdot \beta_{utslipp,el})$
Finansiell kostnad (kr)	$P_{VP,installert} \cdot C_{spesifikk,VP} \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$
Vedlikeholdskostnad (kr)	$P_{VP,installert} \cdot C_{spesifikk,VP} \cdot \gamma_{VP}$
Gjennomsnittlig produksjonskostnad (kr/kWh)	$\frac{C_{VP,energi} + C_{VP,utslipp}}{Q_{VP,tot}}$
Fast kostnad (kr/kWh)	$\frac{C_{VP,finansiell} + C_{VP,vedlikehold}}{Q_{VP,tot}}$

10. RESULTATER

10.1 SCENARIER FOR SIMULERING OG OPTIMALISERING

I dette kapitlet presenteres de resultater som er funnet ved hjelp av designoptimaliseringsmodellen og driftssimuleringsmodellen, samt de økonomiske beregninger som disse ga grunnlag for. I avsnitt 10.2 gjøres det først rede for hvilke verdier som er benyttet for de ulike parameterne som modellene benyttet seg av ved simulering, fulgt av en gjennomgang av beregning av varmebehov og grunnlaget for dette i avsnitt 10.3. Dette forklares virkemåten for TEL-systemet i avsnitt 10.4 sammen med eksempler på hvordan dette påvirker varmebehovet som må dekkes av varmesentralen. Videre presenteres resultatene av de ulike optimaliseringsscenarioene. Scenario 1 tar for seg design av en varmesentral ved hjelp av den forenklete metoden basert på konstante driftskostnader som er presentert i avsnitt 3.1 og driftsresultater for dette designet. Scenario 2 omhandler driftssimulering og sensitivitetsanalyse for anlegget i Hammerfest, samt undersøkelser omkring potensialet ved tilkobling av dette anlegget til spillvarme og optimalisering av driften av TEL-systemet. I scenario 3 benyttes de utviklede driftsmodellene sammen med designoptimaliseringsmodellen for å finne et optimalisert design for varmesentralen. Driftsresultatene for dette sammenlignes deretter med de som ble funnet i scenario 1 og 2. Det gjøres også en sensitivitetsanalyse for designmodellen benyttet i scenario 3 for å vise hvordan det optimale designet påvirkes av endringer i driftsforutsetningene.

SCENARIO 1: EFFEKTFORDELING BASERT PÅ KONSTANTE DRIFTSKOSTNADER OG ANALYSE AV RESULTERENDE ANLEGGSDSIGN

For å ha et sammenligningsgrunnlag som kunne brukes for å vurdere hvordan resultatet fra designoptimaliseringsmodellen skilte seg fra det som kunne finnes ved konvensjonelle metoder ble det her funnet et design ved hjelp av en enkel metode beskrevet i avsnitt 3.1. Det ble valgt å legge inn en faktor på 1,2 for effektdekning ved dimensjonering, slik at man fikk 20 % høyere total installert kapasitet enn det maksimale effektbehovet gjennom året. Dette ble gjort fordi man ved dimensjonering av fjernvarmeanlegg ofte ønsker noe ekstra kapasitet for å ta høyde for fremtidig utvidelse av kundemassen og spesielle situasjoner som gir unormalt høye varmebehov. Systemet for termisk energilagring ble her satt til å ha samme dimensjoner som ved anlegget i Hammerfest. For driftssimulering av anlegget ble modell 2 benyttet. Dette resulterte i et basisscenario for design av varmesentralen, som er beskrevet i avsnitt 10.5 sammen med resultater fra driftssimuleringen for dette.

SCENARIO 2: ANALYSE AV ANLEGGET I HAMMERFEST

Designet for varmesentralen i Hammerfest ble benyttet som grunnlag for dette scenariet, og ved hjelp av modell 2 ble driften av denne varmesentralen simulert. Resultatene fra dette ble deretter benyttet for sammenligning med resultatene fra scenario 1 og 3. Videre ble det

undersøkt hvordan de ønskede målene med optimaliseringen kunne oppnås. I første omgang ble det gjennomført en sensitivetsanalyse for driften av anlegget for å undersøke hvordan prestasjonen ble påvirket av endringer i driftsforutsetningene. Dette er interessant for å se på hvordan man optimalt bør drifte anlegget dersom man opplever svingninger i en eller flere av de faktorene som påvirker driften, og hvordan man eventuelt kan forhindre uønskede virkninger av dette. De to områdene innenfor optimaliseringen av anlegget som er av størst interesse for Hammerfest Energi er å øke utnyttelsen av varmepumpen og å få utredet potensialet som ligger i å koble anlegget til spillvarme fra Melkøya for slik å øke COP for varmepumpen. Dette ble derfor behandlet videre. Ved tilknytning til spillvarme vil man kunne spare energi og slik også utgifter til varmeproduksjon, men dette forutsetter at det opprettes infrastruktur for leveranse av kjølevann fra Melkøya til varmesentralen. En slik tilknytning vil medføre store kostnader til installasjon, drift og vedlikehold og det er derfor en forutsetning at besparelsen som følge av økt COP for varmepumpen er betydelig. For å undersøke hvilke besparelser man bør kunne forvente ved ulike temperaturnivåer er det gjennomført beregninger for å vise hvor stor innvirkning det har på den årlige kostnaden dersom man hever temperaturnivået ved varmekilden for varmepumpen, og hvilke investeringskostnader dette muliggjør for spillvarmetilknytningen. Økt utnyttelse av varmepumpen kan oppnås ved hjelp av termisk energilagring, og det ble derfor ved hjelp av driftssimuleringer for ulike innstillinger for drift av TEL-systemet funnet en optimal driftsstrategi for dette. Deretter så man på hvordan det innvirket på gevinsten fra TEL-systemet å øke lagringskapasiteten for dette, og om det ved endringer i lagringskapasitet var nødvendig å også endre driftsstrategien. Resultatene fra dette scenariet presenteres i avsnitt 10.6.

SCENARIO 3: ANALYSE AV DESIGNOPTIMALISERT ANLEGG

Her ble den utviklede modellen for designoptimalisering benyttet for å finne et optimalisert design. Også her ble det forutsatt at man ønsket en effektreserve på 20 %, slik at designet var basert på de samme forutsetninger som det man fant i scenario 1 og dermed sammenlignbart med dette. Modell 1 ble benyttet for å gjennomføre driftssimuleringer for det optimaliserte designet, og resultatene fra dette ble sammenlignet med resultatene fra scenario 1 og 2 for å vurdere hvorvidt dette designet var i stand til å produsere varme ved en lavere kostnad enn de andre alternativene. Dette designet ble basert på et sett med forutsetninger, og for å undersøke hvordan variasjoner i disse påvirket det optimale designet ble det gjennomført en sensitivetsanalyse for de ulike variablene som var bestemmende for designoptimaliseringen. Variasjoner i investeringskostnader, rentenivå, utslippskostnader og energikostnader var blant de faktorene som ble undersøkt. En fjernvarmeproducent er avhengig av å sikre varmeleveransen, og muligheten for å inkludere et krav om at systemet skulle tåle utfall av en av varmekildene og fortsatt være i stand til å dekke en viss andel av det maksimale behovet ble derfor undersøkt. Andelen av behovet som ble krevd dekket ble her variert, for å se på hvilke konsekvenser ulike verdier for denne faktoren hadde for fordelingen av den installerte

kapasiteten og den årlige kostnaden. Resultatene fra scenario 3 presenteres i avsnitt 10.7, og sensitivitetsanalysen for designmodellen i avsnitt 10.8.

10.2 INPUT FOR SIMULERING OG OPTIMALISERING

Ved driftssimulering og designoptimalisering ble en rekke verdier benyttet for basisscenariet. Disse er hentet fra ulike kilder, og satt til antatte verdier der pålitelig informasjon viste seg vanskelig å oppdrive. Ved alternative scenarier ble disse variert omkring denne basisverdien. I de fleste tilfeller på en slik måte at kun den aktuelle variabelen ble endret, mens de andre forble slik som i basisscenariet. For alle simuleringene med unntak av der det er oppgitt er det for utslippsdata for elektrisitet benyttet verdien for produksjon i Norge. Verdiene benyttet ved simulering og optimalisering finnes i vedlegg 4, og her gis kun et sammendrag av de viktigste verdiene for varmekildene og TEL-systemet samt energipriser.

TABELL 9 DE VIKTIGSTE VERDIER BENYTTET VED SIMULERING OG OPTIMALISERING

Varmepumpe	Investeringskostnad	3750 kr/kW
	COP	2,4-3,2
Elektrokjel	Investeringskostnad	850 kr/kW
	Virkningsgrad	0,98
Gasskjel	Investeringskostnad	900 kr/kW
	Virkningsgrad	0,5-0,9
TEL-system	Kapasitet	50,06 kWh
Energi og økonomi	Rentesats	5 %
	Strømpris	60 øre/kWh
	Gasspris	40 øre/kWh

I tillegg ble det for gasskjelen benyttet data for virkningsgrad ved dellast som vist i Tabell 10 for å finne en ligning for virkningsgraden gjennom regresjon.

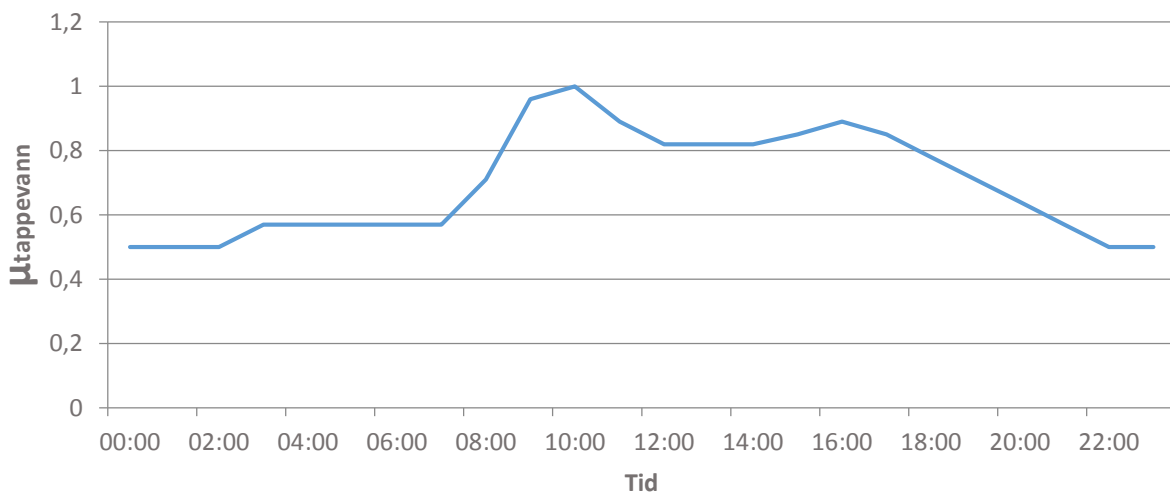
TABELL 10 VIRKNINGSGRAD FOR GASSKJEL VED DELLAST

Andel av full last	Virkningsgrad
0,2	0,5
0,3	0,66
0,4	0,74
0,5	0,8
0,6	0,82
0,7	0,83
0,8	0,84
0,9	0,86
1,0	0,88

10.3 BEREGNING AV VARMEBEHOV

For å ha en behovsprofil å benytte som grunnlag for driftsoptimaliseringen måtte det beregnes et varmebehov gjennom året. For å beregne effektbehovet i nettet ble den installerte effekten i nettet lagt til grunn, og for å konstruere en realistisk variasjon i behovet avhengig av utetemperaturen ble dette kombinert med temperaturdata fra Holt i Troms for året 2013. Dette ble gjort for å gi en naturlig temperaturvariasjon i behovsprofilen som anlegget skulle tilpasses. Av de målestasjonene hvor temperaturdata med oppløsning på timebasis var tilgjengelig, var dette den som lå nærmest Hammerfest. Holt ligger ca. 200 km unna Hammerfest, men har ellers tilsvarende klimatiske forhold. Plasseringen er i likhet med Hammerfest ved kysten, delvis skjermet fra det åpne havet, og dette bør dermed ikke gi betydelige avvik fra de faktiske forhold.

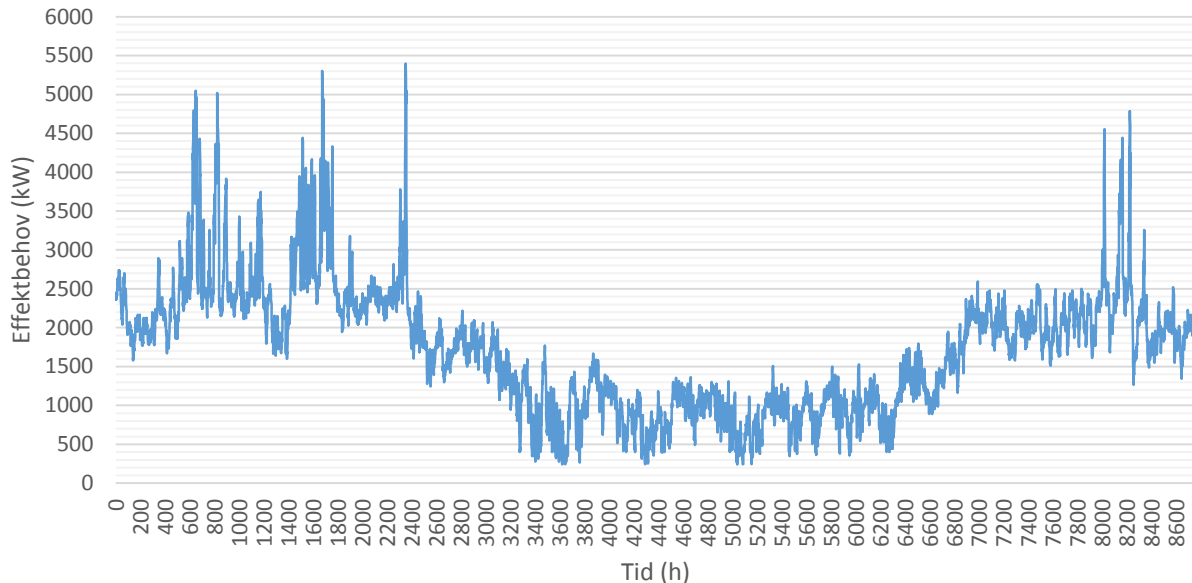
For døgnvariasjonen i tappevannsbehovet ble kurven vist i Figur 10 benyttet. Denne er basert på data hentet fra boken «District heating and cooling» (Frederiksen & Werner, 2013).



FIGUR 10 DØGNVARIASJON I TAPPEVANNSBEHOV

Faktoren for tappevann varierer her mellom 0,5 om natten og 1 om dagen, med topper i tidsrommet 08:00-12:00 og 14:00-18:00. Denne variasjonen tilskrives at folk gjerne dusjer om morgenen og formiddagen, for så å benytte varmtvann til oppvask og renhold på ettermiddagen.

Behovskurven ble beregnet ved hjelp av metodikken beskrevet i avsnitt 8.5 med data fra Tabell 6 samt vedlegg 4, og den resulterende kurven er vist i Figur 11. Time null står her for 1. januar kl. 00.00.

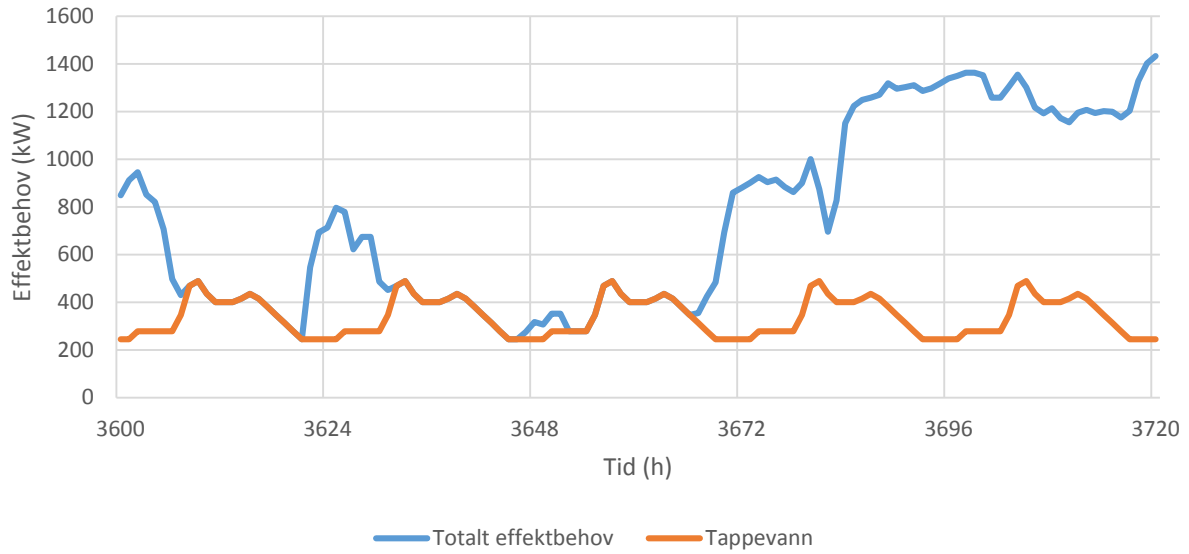


FIGUR 11 BEREGNET EFFEKTBEHOV FOR BRUK VED SIMULERING

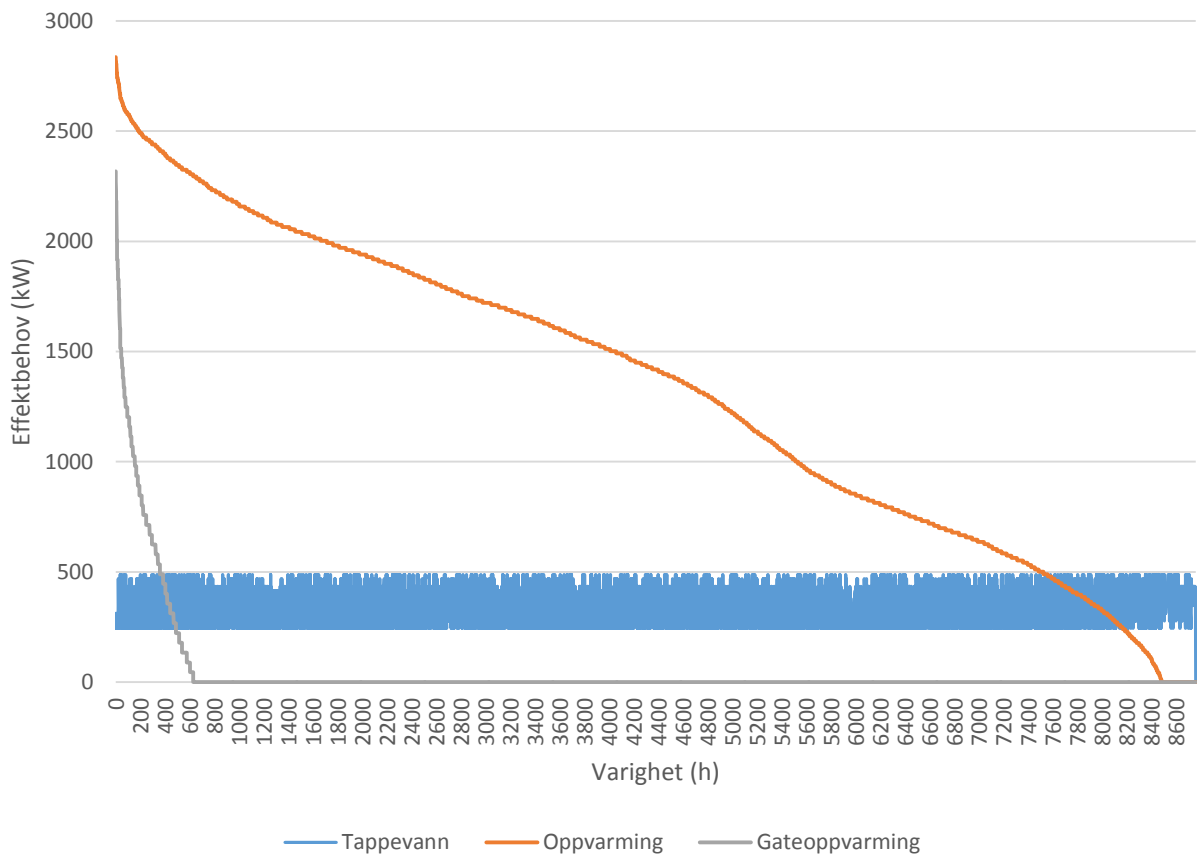
Som man kan se fra Figur 11 er behovet markant høyere i vinterhalvåret, altså intervallet 0-2400 timer og intervallet 7000-8760 timer. Det er også stor variasjon i effektbehov, noe som vil nødvendiggjøre høy installert effekt i forhold til den totale energimengden og følgelig lav kapasitetsfaktor i henhold til ligning (7).

Om sommeren er det i perioder nesten ikke noe effektbehov ut over tappevannsbehovet, dette er illustrert ved Figur 12. Her ser man et utsnitt for perioden 3600-3720 timer, hvor tappevannsbehovet er sammenlignet med det totale behovet. Her kan man også observere den daglige variasjonen i tappevannsbehov da denne vises tydeligere her enn i Figur 11.

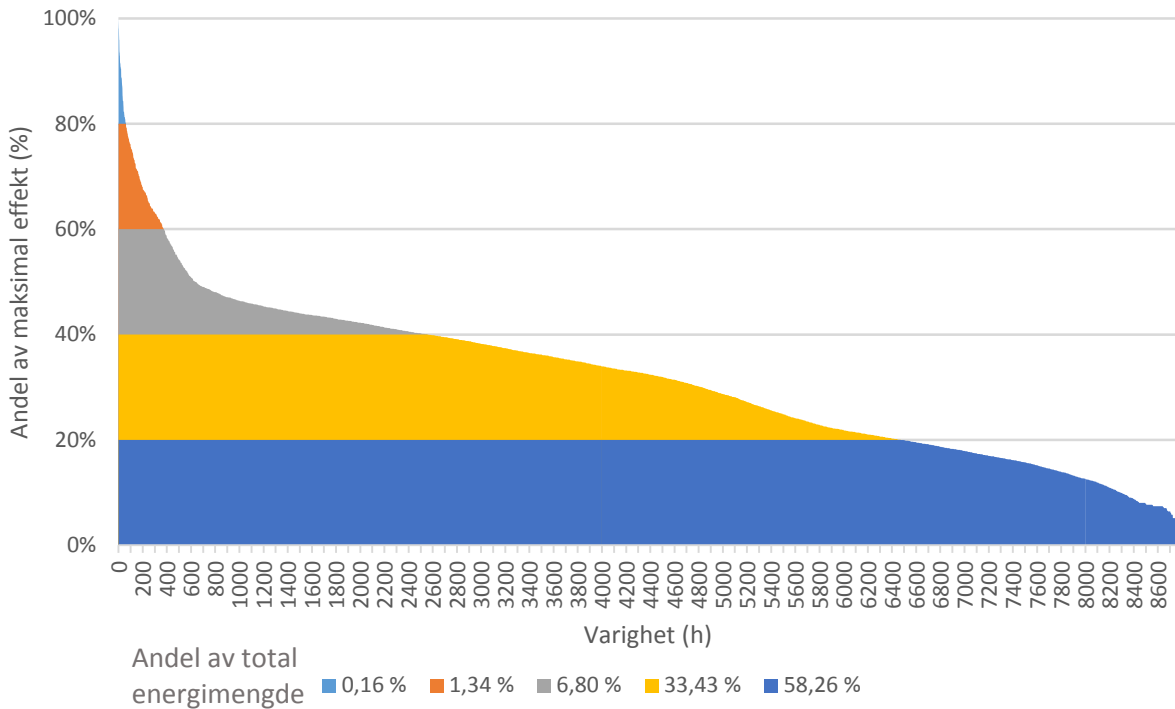
I Figur 13 er fordelingen mellom de ulike behovene vist, og man ser at de aller høyeste effekttoppene i stor grad skyldes behovet til gateoppvarming. Ettersom dette behovet i likhet med romoppvarming er temperaturavhengig og dermed størst ved lave utetemperaturer vil man få forhøyet effektbehov om vinteren, og dette nødvendiggjør høyere installert effekt. Tappevannsbehovet varierer omkring en konstant gjennomsnittsverdi, og den høyfrekvente variasjonen gjør det vanskelig å skjelne endringene på den årlige grafen. Denne variasjonen kan derimot ses i et mindre utsnitt av behovet i Figur 12.



FIGUR 12 TAPPEVANNSBEHOV SAMMENLIGNET MED TOTALT EFFEKTBEHOV SOMMERSTID



FIGUR 13 FORDELING AV DET TOTALE BEHOVET PÅ DE ULIKE BEHOVSGRUPPENE

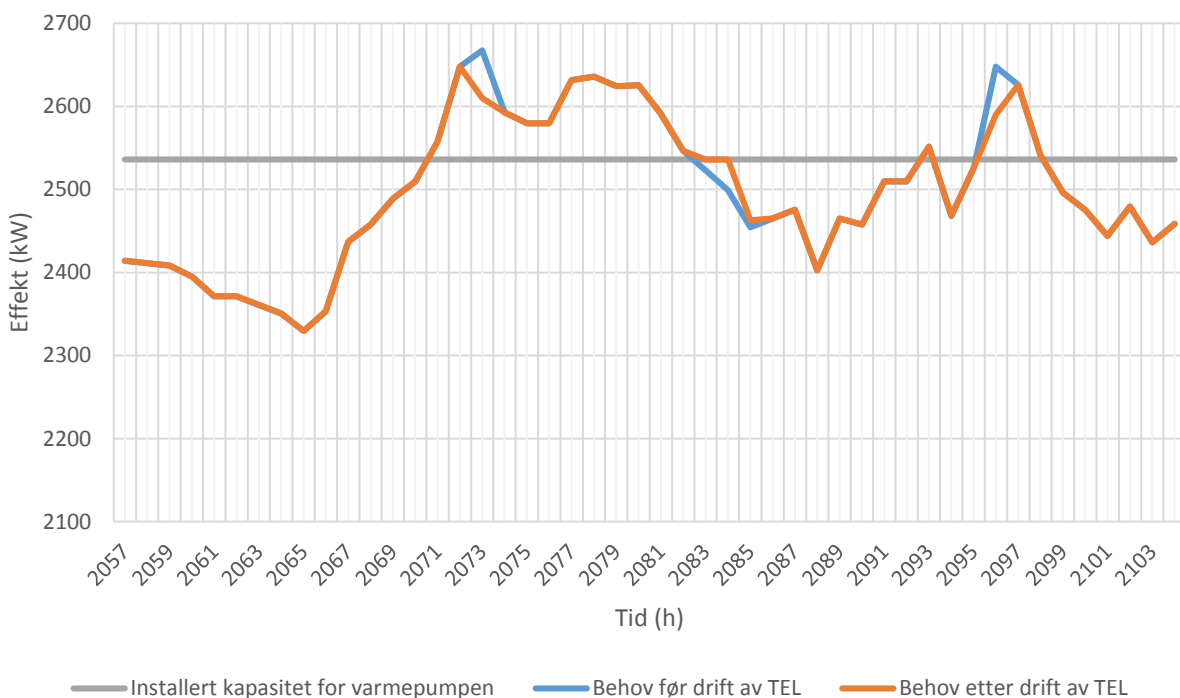


FIGUR 14 FORDELING AV ENERGI PÅ DE ULIKE EFFEKTNIVÅENE I DEN BEREGNEDE BEHOVSPROFILEN

Figur 14 viser behovsprofilen for anlegget og demonstrerer den fordelingen av energi mellom effektnivåene som er omtalt i avsnitt 3.1. Her er effektbehovet delt inn i fem intervaller, hvert på 20 % av maksimal effekt, og andelen av energibehovet som befinner seg innenfor hvert av disse intervallene er beregnet. Man ser her at det i intervallet 80-100 % av maksimal effekt er snakk om 0,16 % av den totale energien, mens intervallet 0-40 % av maksimal effekt dekker så mye som 91,7 % av den totale energien. Dette gir et godt grunnlag for å benytte varmepumpe for å dekke grunnlasten, som altså allerede ved 40 % effektdekningsgrad bør kunne dekke en svært høy andel av det totale energibehovet.

10.4 DRIFT AV TEL-SYSTEM

TEL-systemet ble for hver time i driften operert som forklart i avsnitt 8.8. Dette medførte at de høyeste effekttoppene ble redusert noe, mens energiandelen levert fra varmpumpen økte. De termiske tapene ved lagring medførte at det totale varmebehovet økte noe, men energiforbruket samlet ble likevel redusert. I Figur 15 er et utsnitt av behovskurven før og etter bruk av TEL-systemet vist, og det vises her at de aller høyeste effekttoppene reduseres til fordel for økt produksjon ved lavere effektbehov. TEL-systemet har en lagringskapasitet på 58,06 kWh, og ettersom systemet er antatt å ikke ha noen forsinkelse ved lading eller leveranse av varme, betyr dette at det er i stand til å redusere effektbehovet med opptil 58,06 kW for én enkelt driftstime.

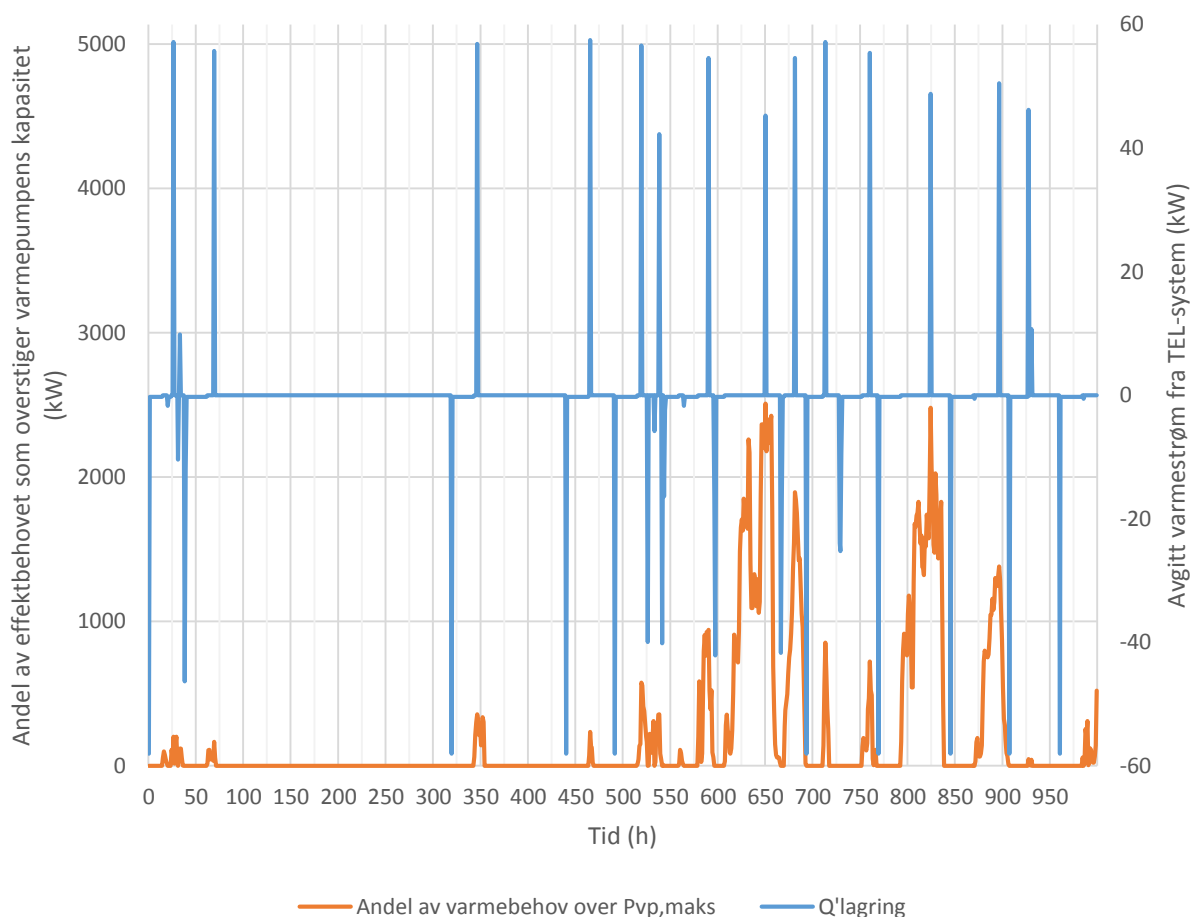


FIGUR 15 REDUKSJON I EFFEKTBEHOV VED BRUK AV TERMISK ENERGILAGRING

Dette utsnittet er hentet fra drift med den anleggskonfigurasjonen som er funnet i scenario 3, og den installerte effekten for varmpumpen er her 2536 kW. Som man kan se avgis det energi fra TEL-systemet ved de høyeste effekttoppene, mens det ved behov lavere enn varmpumpens kapasitet blir lagret varme.

Det nevnte intervallet for maksimal lagringstid for varmen er her satt til 24 timer, i likhet med intervallet for prioritering av effektbehov. Det samme er intervallet for behovsprediksjon. Disse verdiene ble valgt for å gi systemet mulighet til å forutse effektbehovene og lagre varme i maksimalt 24 timer slik at varmetapene ikke ble for høye, samtidig som det gir systemet

mulighet til å lagre varme for å dekke de høyeste effekttoppene i løpet av et døgn. Prioriteringsintervallet er her på 24 timer, noe som betyr at et kriterium for at TEL-systemet skal avgi energi er at det aktuelle effektbehovet er det høyeste som forekommer i løpet av de neste 24 timene. Dette ble valgt når TEL-løsningen skulle kjøres i kombinasjon med designmodellen slik man i større grad fikk redusert de høyeste effekttoppene. Disse verdiene for TEL-systemet ble holdt uendrede for driftsoptimaliseringen ved sammenligning av de ulike scenariene. I scenario 3 førte dette ved det optimaliserte designet for varmesentralen til at energimengden som lå utenfor varmpumpens driftsintervall ble redusert med 1724,99 kWh. Denne verdien er beregnet ved å finne summen av det energibehovet som lå ved et høyere effektnivå enn varmpumpens kapasitet, og så sammenligne denne før og etter at TEL-systemet var kjørt. For å illustrere hvordan driften av TEL-systemet følger andelen av effektbehovet som ligger høyere enn varmpumpens kapasitet er varmestrømmen inn og ut av systemet, $\dot{Q}_{lagring}$, vist for et utsnitt på 1000 timer sammen med andelen av varmebehovet som ligger over $P_{VP,max}$.



FIGUR 16 VARMEAVGIVELSE FRA TEL-SYSTEM SAMMEN MED EFFEKTBEHOV SOM LIGGER OVER VARMEPUMPENS KAPASITET

Man ser her at det lagres varme en tid i forveien før en effekttopp over varmepumpens kapasitet. Dette skyldes den behovsprediksjonen som gjøres av TEL-systemet, og maksimal prediksjonstid, prioriteringsintervall og lagringstid er her satt til 24 timer. Deretter avgis varmen ved effekttoppen, før det lagres ny varme dersom en ny effekttopp er forutsett. Dersom det ikke er behov for lagret varme innenfor prediksjonsintervallet blir den lagrede varmen avgitt for å unngå at denne tapes over tid. I tidsrommet mellom varmen lagres og avgis kan man se en svak negativ varmestrøm som skyldes de termiske tapene i systemet. Dette tapet er årsaken til at det er også en viss forskjell i mengden varme avgitt, ettersom det tapes varme i tidsrommet frem til varmeavgivelse.

10.5 SCENARIO 1: BASISANLEGG - EFFEKTFORDELING BASERT PÅ KONSTANTE DRIFTSKOSTNADER

I dette første scenariet går det ikke i like stor grad som i scenario 2 og 3 i detalj for de ulike aspekter ved driften av anlegget, men de sentrale data for anlegget og driften av denne er presentert. Dette fordi dette scenariet først og fremst er ment å gi et sammenligningsgrunnlag for dimensjoneringen som utføres av designoptimaliseringsmodellen. Det gjøres også rede for hvordan anlegget ble dimensjonert. For scenario 2 og 3 gjøres det langt mer omfattende studier av resultatene.

For sammenligning med det prosjekterte anlegget i Hammerfest og det anleggsdesignet som designoptimaliseringsmodellen produserte ble det valgt å inkludere et scenario hvor designet av varmesentralen ble bestemt ved hjelp av effektfordelingsstrategien presentert i avsnitt 3.1.

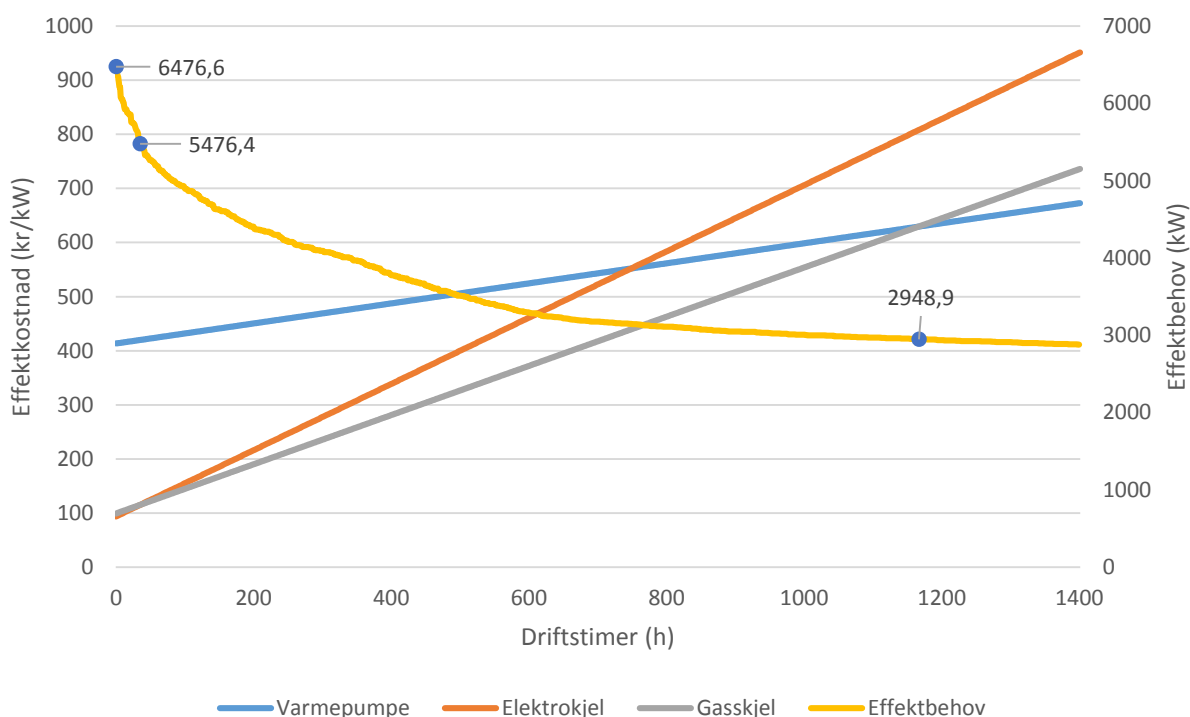
Ved denne metodikken ble det beregnet hvilke faste investeringskostnader hver varmekilde hadde per kW installert effekt, og deretter hvilke variable kostnader som påløp per driftstime. Her ble det antatt drift ved full last og konstant energipris. Til slutt ble dette benyttet for å bestemme dimensjoneringen av hver varmekilde.

Først ble den faste kostnaden per kW beregnet, altså den årlige kostnaden til finansielle utgifter og vedlikehold per kW installert effekt. Dette ble gjort ved at den totale investeringskostnaden ble multiplisert med annuitetsfaktoren og vedlikeholds faktoren. For disse variablene ble de samme verdiene benyttet som i det videre arbeidet. Dette resulterte i verdiene som er vist i Tabell 11.

TABELL 11 BEREGNING AV KOSTNADSDATA FOR VARMEKILDER FOR BRUK I EFFEKTKOSTNADSDIAGRAM

	Varmekilde		
	Varmepumpe	Elektrokjel	Gasskjel
Investeringskostnad (NOK/kW)	3750	850	900
Levetid (år)	20	20	20
Rentesats (%)	5,0	5,0	5,0
Annuitetsfaktor (-)	0,0802	0,0802	0,0802
Vedlikeholdskostnad (oppgitt i andel av investeringskostnad)	0,03	0,03	0,03
Energipris (NOK/kWh)	0,46	0,46	0,40
Energipris fastledd (NOK/kWh)	0,14	0,14	0
COP (-)	3,24		
Virkningsgrad (-)		0,98	0,88
Fast kostnad (NOK/kW)	300,91	68,21	72,22
Variabel kostnad (NOK/kWh)	0,19	0,61	0,45

Tabell 11 viser at man får en langt høyere fast kostnad for varmepumpen enn for de to andre varmekildene, noe som er forventet grunnet den høye spesifikke investeringskostnaden. Den variable kostnaden, som tilsvarer energikostnaden delt på COP eller virkningsgrad, er derimot lavere, og tilsier at denne varmekilden ved høyt antall driftstimer bør være den mest økonomiske. Elektrokjelen har en noe lavere fast kostnad enn gasskjelen, mens gasskjelen har lavere variabel kostnad enn elektrokjelen. Disse verdiene, sammen med behovsprofilen beregnet i avsnitt 10.3 ble så benyttet i kombinasjon med beregningsmetodene beskrevet i avsnitt 3.1 for å produsere grafen vist i Figur 17. For å sørge for at systemet hadde en effektreserve på 20 % ble behovskurven multiplisert med en faktor på 1,2 ved dimensjonering.



FIGUR 17 VARIGHETSAVHENGIG EFFEKTKOSTNAD FOR VARMEKILDER PLOTTET MOT EFFEKTVARIGHET

Grafen i Figur 17 viser effektkostnaden for hver av varmekildene på primæraksen plottet mot effektbehovet som er beregnet for anlegget i Hammerfest, her multiplisert med en faktor på 1,2, på sekundæraksen. De uthevede verdiene for effektbehovet er effektnivået i det punktet på varighetslinjen hvor det endres hvilken varmekilde som har den laveste effektkostnaden. Dette skjer ved 0, 50 og 1182 timer, og effektbehovet er da henholdsvis 6476,6 kW, 5476,4 kW og 2948,9 kW. Prinsippet bak dette diagrammet er at det indikerer hvilken varmekilde som er den mest økonomisk gunstige i et gitt effektintervall ved å vise hvilken varmekilde som tilbyr den laveste effektkostnaden avhengig av antall driftstimer. En varmekilde skal da tildeles en installert effekt tilsvarende den effektendringen som skjer i det intervallet hvor den har den

laveste effektkostnaden. I Figur 17 ser man at det for effektbehov med varighet høyere enn 1181 timer er varmepumpen som har den laveste effektkostnaden. Varmepumpen bør altså ha installert effekt tilsvarende effektendringen i dette intervallet. I intervallet 50-1181 timer er det gasskjelen som er billigst og denne bør dermed dekke effektendringen her, mens det i intervallet 0-49 timer er elektrokjelen som er billigst. I intervallet 763-1181 timer har varmepumpen lavere effektkostnad enn elektrokjelen, men ettersom gasskjelens effektkostnad er enda lavere vil denne være å foretrekke.

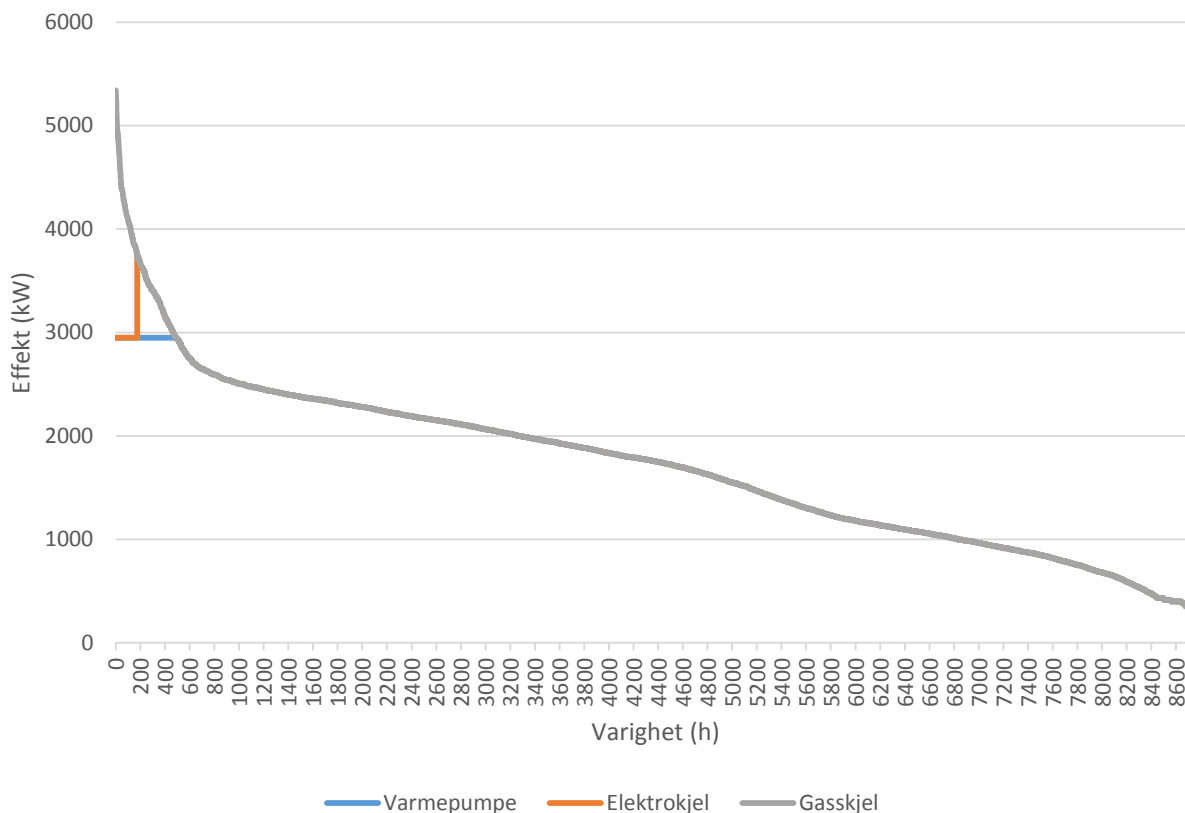
Dersom man ser på hvilken effektendring som skjer i disse varighetsintervallene finner man at effekten bør fordeles som vist i Tabell 12.

TABELL 12 EFFEKTFORDELING FUNNET VED HJELP AV EFFEKTKOSTNADSDIAGRAM

Varighet (h)	Effekt (kW)	Varmekilde
0-49	1000	Elektrokjel
50-1181	2527	Gasskjel
1182-8760	2949	Varmepumpe

De aller høyeste effektoppene, som har en varighet fra 0 til 49 timer, bør altså dekkes ved hjelp av elektrokjelen. Grunnlasten med varighet over 1182 timer dekkes av varmepumpen, mens gasskjelen dekker effektbehov i sjiktet mellom disse. Ved å benytte disse verdiene for installert effekt kunne det så kjøres en driftsoptimalisering for dette tenkte tilfellet. Ved driftsoptimaliseringen ble verdiene vist i vedlegg 4 og Tabell 12 benyttet hvis ikke annet er oppgitt.

Den resulterende driftsprofilen er presentert i Figur 18, sammen med de viktigste data for driften i Tabell 13. Driftsprofilen som her vises er for det effektbehovet som gjaldt etter at TEL-systemet hadde blitt kjørt, og en del av de høyeste effektoppene er som følge av dette redusert. Det maksimale effektbehovet blir derfor noe lavere enn det øyeblikkelige behovet, mens den leverte energimengden blir noe høyere grunnet tapet fra lagringstanken. Driften av TEL-systemet er nærmere forklart i avsnitt 8.8 og 10.4. Figur 18 viser produksjonen fra hver varmekilde i et stablet linjediagram, slik at det gis et bedre bilde av hvordan de ulike varmekildene kobles inn avhengig av det totale effektbehovet enn hva man ville fått ved å vise dem hver for seg. Gasskjelen ligger øverst i diagrammet, og linjen for denne vil derfor følge kurven for det totale effektbehovet. Den blå linjen for varmepumpen dekkes delvis av denne, men kan ses idet den når sin maksimale effekt og flater ut. Linjen for elektrokjelen dekkes også delvis av linjen for gasskjelen, men kan ses idet denne kobles ut til fordel for gasskjelen, og idet den kobles inn igjen for å dekke de høyeste effektoppene.



FIGUR 18 DRIFTSPROFIL VED DRIFTSSIMULERING FOR SCENARIO 1

Som man ser fra Figur 18 dekker varmepumpen tilnærmet hele grunnlasten, og er i drift nesten hele året igjennom med unntak av ved de aller laveste effektbehovene. Her faller effektbehovet under dellastgrensen for varmepumpen, og elektrokjelen dekker dette behovet. I effektintervallet umiddelbart etter at behovet overstiger kapasiteten til varmepumpen dekkes det resterende behovet av elektrokjelen. Dette gjelder inntil behovet er stort nok til at det overstiger dellastgrensen for gasskjelen og virkningsgraden for gasskjelen ved drift ved dette effektnivået samtidig resulterer i en lavere energikostnad enn elektrokjelen. Det inntreffer ved en last for gasskjelen på 812 kW. Deretter dekker gasskjelen hele topplasten i kombinasjon med varmepumpen.

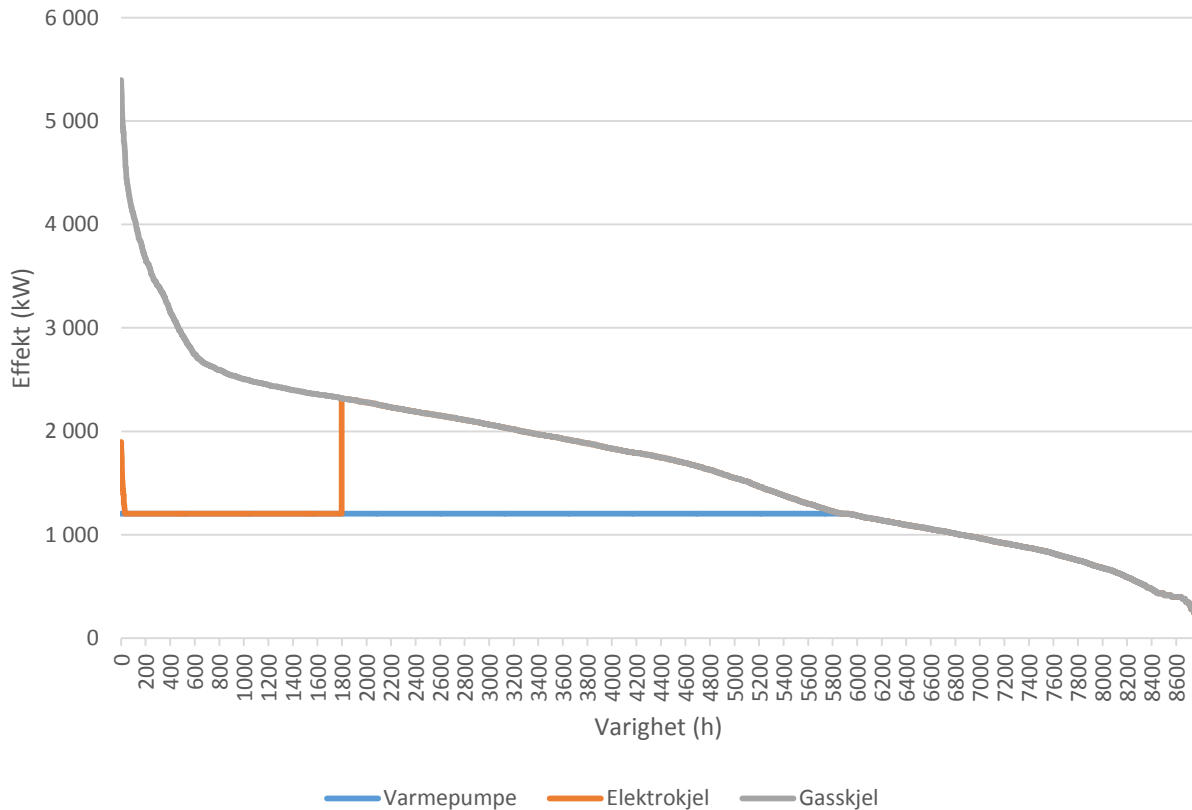
TABELL 13 SENTRALE DRIFTSDATA VED DRIFTSSIMULERING FOR SCENARIO 1

	Varmepumpe	Elektrokjel	Gasskjel	Totalt
Installert effekt	2 949	1 000	2 527	6 476
Levert energi (kWh)	14 642 301,10	130 493,29	227 472,73	15 000 267,13
Energidekningsgrad (%)	97,6 %	0,9 %	1,5 %	100,0 %
Effektutnyttelse (%)	56,7 %	1,5 %	1,0 %	26,4 %
Driftstimer (h)	8 724	346	174	
Gjennomsnittlig energifaktor (kWh brukt/kWh levert)	0,31	1,02	1,26	0,34
Energiforbruk (kWh)				
	4 609 570,78	133 156,42	287 705,24	5 030 432,43
Utslipp (tonnCO₂)				
	9,22	0,27	61,86	71,34
Energikostnad (kr)				
	2 765 742,47	79 893,85	115 082,09	2 960 718,41
Utslippskostnad (kr)				
	553,15	15,98	3 711,40	4 280,52
Sum (kr)				
				2 964 998,94
Finansiell kostnad (kr)				
	887 382,71	68 206,20	182 495,72	1 138 084,63
Vedlikeholdskostnad (kr)				
	331 762,50	25 500,00	68 229,00	425 491,50
Sum (kr)				
				1 563 576,13
Total årlig kostnad (kr)				
				4 528 575,06
Gjennomsnittlig produksjonskostnad (kr/kWh)				
	0,1889	0,6124	0,5222	0,1977
Fast kostnad (kr/kWh)				
	0,0833	0,7181	1,1022	0,1042
Sum (kr/kWh)				
				0,3019

Fremgangsmåten for beregning av verdiene i Tabell 13 og for tilsvarende tabeller i scenario 2 og 3 er beskrevet i kapittel 9. Det viktigste resultatet er her den gjennomsnittlige varmekostnaden. Denne ligger på 30,19 øre/kWh, hvor 19,77 øre/kWh skyldes kostnader til energiforbruk og utslipp, mens 10,42 øre/kWh skyldes finansielle kostnader og vedlikehold. Dette betyr altså at det med dette designet vil være mulig å opprettholde en varmepris for kunden som ligger lavere enn strømprisen, slik fjernvarmeprodusenter er pålagt. Dette er dog eksklusive pumpekostnader og disse må derfor beregnes før man kan avgjøre varmeprisen for kunden. Effektutnyttelsen for elektrokjelen og gasskjelen er svært lav med henholdsvis 1,5 % og 1,0 %, mens den for varmpumpen er på hele 56,7 %. Dette gir en gjennomsnittlig effektutnyttelsesfaktor på 26,4 %. Ellers er det verdt å merke seg at den gjennomsnittlige energifaktoren ligger på 0,34, noe som må kunne vurderes som svært lavt.

10.6 SCENARIO 2: REFERANSEANLEGG - DESIGN FRA HAMMERFEST ENERGI

I dette scenariet ble verdiene for installert effekt ved anlegget i Hammerfest, hentet fra Tabell 3, benyttet for varmesentralen. Dette ble så benyttet i en driftsoptimalisering basert på verdiene i vedlegg 4 og behovsprofilen funnet i avsnitt 10.3 for å undersøke hvordan dette anlegget presterer.



FIGUR 19 DRIFTSPROFIL VED DRIFTSSIMULERING FOR SCENARIO 2 - ANLEGGET I HAMMERFEST

I Figur 19 ser man driftsprofilen for anlegget, og at det for høye effektbehov er nødvendig å supplere deler av lasten ved hjelp av elektrokjelen, ettersom gasskjelen og varmepumpen til sammen ikke er i stand til å dekke det maksimale behovet. Ettersom den installerte effekten for varmepumpen her er langt lavere enn i scenario 1 får man nødvendigvis større bidrag fra elektrokjelen og gasskjelen. De sentrale driftsdata for dette anlegget er presentert i Tabell 14.

TABELL 14 SENTRALE DRIFTSDATA VED DRIFTSSIMULERING FOR SCENARIO 2 - ANLEGGET I HAMMERFEST

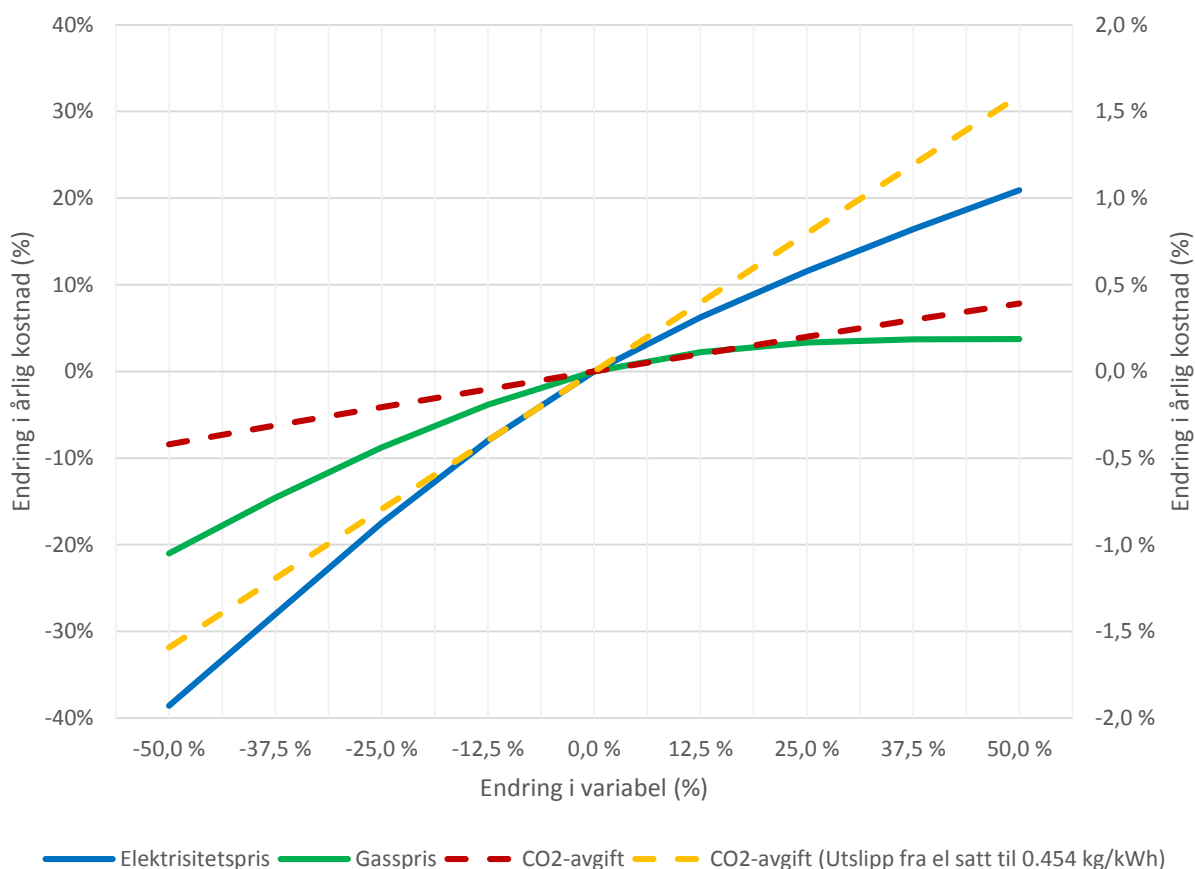
	Varmepumpe	Elektrokjel	Gasskjel	Totalt
Installert effekt	1 204	3 300	3 500	8 004
Levert energi (kWh)	9 511 578,09	2 596 556,82	2 892 306,96	15 000 441,87
Energidekningsgrad (%)	63,4 %	17,3 %	19,3 %	100,0 %
Effektutnyttelse (%)	90,2 %	9,0 %	9,4 %	21,4 %
Driftstimer (h)	8 760	4 106	1 797	
Gjennomsnittlig energifaktor (kWh brukt/kWh levert)	0,31	1,02	1,31	0,63
Energiforbruk (kWh)	2 984 546,32	2 649 547,77	3 781 058,63	9 415 152,72
Utslipp (tonnCO₂)	5,97	5,30	634,54	645,80
Energikostnad (kr)	1 790 727,79	1 589 728,66	1 512 423,45	4 892 879,91
Utslippskostnad (kr)	358,15	317,95	38 072,20	38 748,30
Sum (kr)				4 931 628,20
Finansiell kostnad (kr)	362 295,28	225 080,46	252 764,15	840 139,89
Vedlikeholdskostnad (kr)	135 450,00	84 150,00	94 500,00	314 100,00
Sum (kr)				1 154 239,89
Total årlig kostnad (kr)				6 159 537,53
Gjennomsnittlig produksjonskostnad (kr/kWh)	0,1883	0,6124	0,5361	0,3288
Fast kostnad (kr/kWh)	0,0523	0,1191	0,1201	0,0769
Sum (kr/kWh)				0,4057

Fra Hammerfest Energi er det oppgitt at varmpumpen forventes å kunne dekke 55 % av energibehovet, mens elektrokjelen og gasskjelen er planlagt å dekke henholdsvis 40 % og 5 %. Fra denne simuleringen får man en fordeling hvor varmpumpen dekker 63,4 % mens de to andre varmekildene har en jevnere fordeling på 17,3 % og 19,3 %. Den gjennomsnittlige energifaktoren er på 0,63, altså nesten det dobbelte av hva man fikk ved driftssimuleringen i scenario 1. Varmekostnaden er også høyere og ligger på 40,57 øre/kWh, med en gjennomsnittlig kostnad på 32,88 øre/kWh for produksjon og 7,69 øre/kWh til finansielle kostnader og vedlikehold. Selv om den samlede installerte effekten er langt høyere i dette tilfellet enn i scenario 1 er fastleddet til finansielle kostnader og vedlikehold lavere. Dette skyldes at effekten for varmpumpen, som er den klart mest kostbare varmekilden, er lavere, mens de to andre varmekildene har større kapasitet enn i scenario 1. Effektutnyttelsen for denne konfigurasjonen er derfor på 21,4 %,

sammenlignet med 26,4 % for scenario 1. Dette betyr at man i anlegget i Hammerfest har en nokså stor effektreserve, noe som kan skyldes at det forventes en utvidelse av kundenettet og at man derfor har dimensjonert anlegget for å tåle dette. Differansen mellom levert energimengde for scenario 1 og 2, og etter hvert scenario 3, skyldes at de ulike effektnivåene for varmpumpen gir ulik drift av TEL-systemet og derfor ulikt varmetap fra dette.

10.6.1 SENSITIVITETSANALYSE FOR DRIFT AV ANLEGGET I HAMMERFEST

For å undersøke hvordan driften av det prosjekterte anlegget i Hammerfest vil påvirkes av en eventuell endring i en eller flere parametere som innvirker på driften, ble det gjennomført en analyse av hvordan den årlige kostnaden endret seg avhengig av disse. Parameterne som ble vurdert var elektrisitetsprisen, gassprisen og CO₂-avgiften.



FIGUR 20 SENSITIVITET I ÅRLIG KOSTNAD FOR VARIASJON I DRIFTSPARAMETRE FOR ANLEGGET I HAMMERFEST

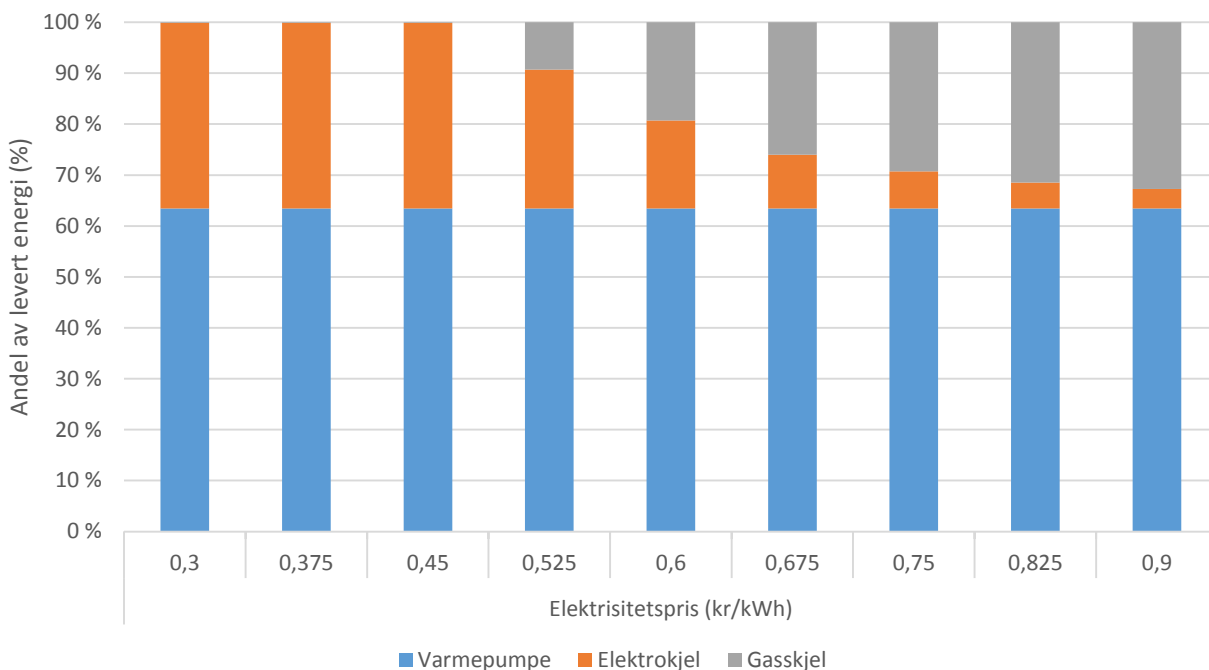
I Figur 20 er sensitiviteten i den årlige totalkostnaden ved drift av anlegget i Hammerfest vist for variasjon i energipriser samt i CO₂-avgift. Det er også vist hvordan CO₂-avgiften spiller inn dersom man regner med en utslippsfaktor på 0,454 kgCO₂/kWh for elektrisitet, som beskrevet i avsnitt 3.2. Endringen i årlig kostnad ved variasjon i strømpris og gasspris er vist på den primære loddrette aksene til venstre, mens endringen i årlig kostnad ved variasjon i CO₂-avgift er vist på

den sekundære loddrette aksen til høyre. Dette er gjort for å gjøre det lettere å observere disse da de er av en annen størrelsesorden.

Det må poengteres at den totale årlige kostnaden øker med 2,4 % ved bruk av den europeiske utslippsfaktoren istedenfor den norske. Endringen i kostnad ved variasjon av CO₂-avgiften er altså oppgitt i prosent av den opprinnelige årlige kostnaden for hver av disse, og endringen i antall kroner vil derfor være høyere per prosent endring i årlig kostnad med den europeiske utslippsfaktoren enn den norske. Det er likevel valgt å vise disse i samme diagram for å observere den generelle oppførselen.

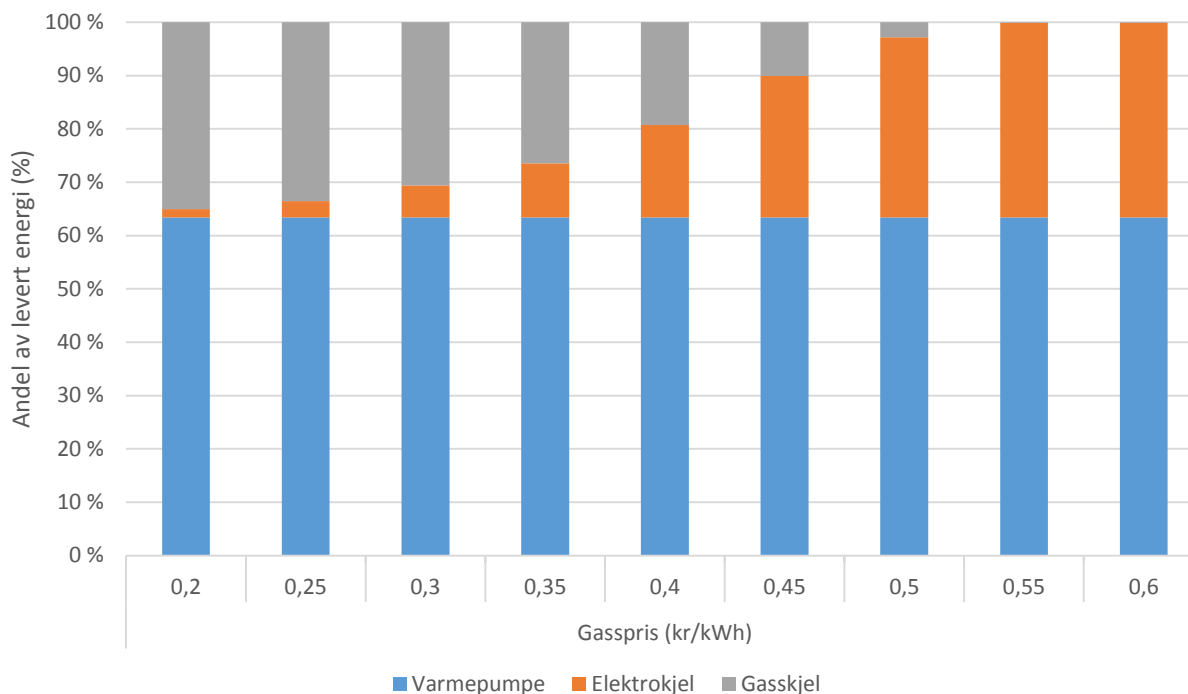
Figuren viser at elektrisitetsprisen som forventet har en større innvirkning på den årlige kostnaden enn gassprisen. Det er likevel verdt å merke seg at økningen i gassprisen bare påvirker kostnaden opp til et visst nivå, mens kostnaden fortsetter å øke over hele intervallet for variasjon i elektrisitetspris. Utslippskostnadens innvirkning på den årlige kostnaden er langt større dersom man tillegger elektrisitetsforbruket en økt utslippsfaktor tilsvarende den for det europeiske gjennomsnittet på 0,454 kgCO₂/kWh mot 0,002 kgCO₂/kWh for Norge. Dette er ikke uventet ettersom man da har en langt større kostnad til utslipp ved drift av varmepumpen. Reduksjonen i utslipp er derimot større ved høye utslippsavgifter hvis man anser gass for å være den energiformen som i størst grad bidrar til utslipp ettersom driften av gasskjelen mer eller mindre kan unngås ved høye gasspriser eller forhøyede avgifter for utslipp.

For å se nærmere på hvorfor gassprisen mister deler av sin påvirkning på totalkostnaden ved høye gasspriser mens den totale kostnaden ved økning i strømprisen fortsetter å stige - om enn i noe mindre grad for høye strømpriser enn for lave - er fordelingen i energileveranse or hver varmekilde for de ulike gasspriser og strømpriser vist i Figur 21 og Figur 22.



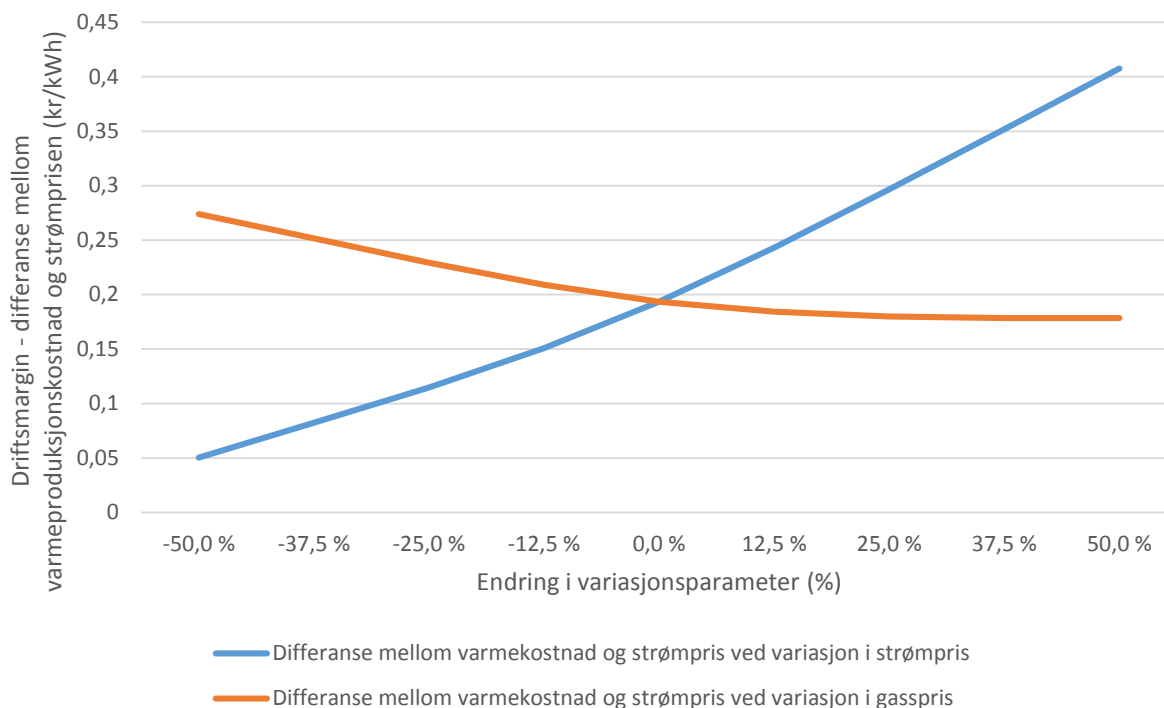
FIGUR 21 VARIASJON I ENERGILEVERANSE PER VARMEKILDE FOR ANLEGGET I HAMMERFEST VED VARIASJON I ELEKTRISITETSPRIS

Som man kan se fra Figur 21 kan ikke elektrokjelen kobles helt ut ved økt strømpris, og varmpumpen vil fortsatt være den mest lønnsomme å drifte selv om varmekostnaden øker også for denne. Dette gjør at man ved økt strømpris har samme energidekning fra varmpumpen, mens gasskjelen overtar det meste av lasten for elektrokjelen. En del av energien kan likevel ikke overføres ettersom dellastbegrensningen for gasskjelen setter visse krav. Ved svært lave elektrisitetspriser overtar derimot elektrokjelen tilnærmet hele energiandelen til gasskjelen, med unntak av en liten andel som skyldes de høyeste effekttoppene hvor gasskjelen fortsatt må driftes for å dekke effektbehovet.



FIGUR 22 VARIASJON I ENERGILEVERANSE PER VARMEKILDE FOR ANLEGGET I HAMMERFEST VED VARIASJON I GASSPRIS

I Figur 22 vises variasjonen i energileveranse ved variasjon i gasspris. Man ser at det selv ved svært lave gasspriser er nødvendig å drifte elektrokjelen i sjiktet mellom varmpumpens kapasitetsgrense og gasskjelens nedre dellastgrense. De høyeste gassprisene fører til at gasskjelen mer eller mindre kobles ut, tilsvarende det som skjer ved svært lave elektrisitetspriser. Dette betyr at man ved svært høye gasspriser kan gå over til ren elektrisk drift og slik unngå for store kostnadsøkninger, mens man ved økninger i strømprisen bare kan redusere disse til en viss grad ettersom varmpumpen også påvirkes av strømprisen. Dette er likevel ikke kritisk, resultatene tyder derimot på at man vil kunne ha en høyere lønnsomhet ved drift ved svært høye strømpriser, ettersom den maksimale utsalgsprisen for varmen styres etter strømprisen og ikke gassprisen, i den grad disse er uavhengige. Dette er særlig tydelig dersom man ser på differansen mellom strømprisen og den totale varmeproduksjonskostnaden over året, finansielle kostnader og vedlikeholdskostnader inkludert. Se Figur 23.

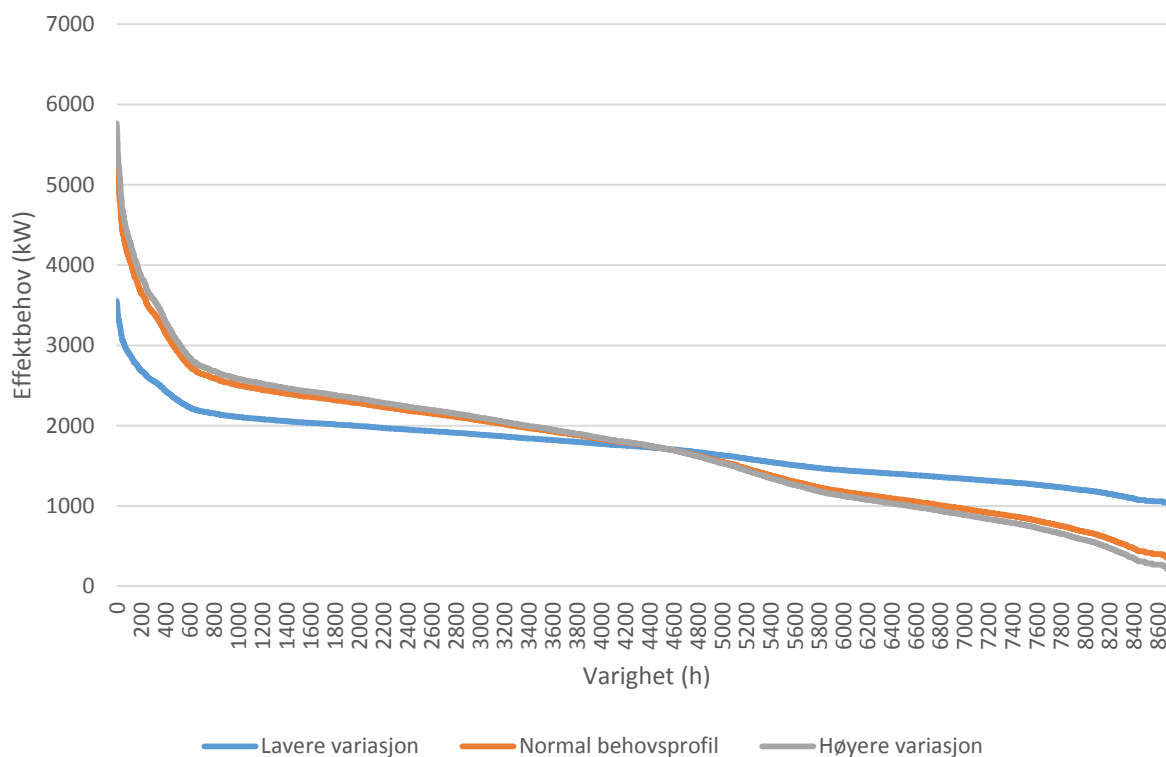


FIGUR 23 DIFFERANSE MELLOM VARMEPRODUKSJONSKOSTNADEN OG STRØMPRISEN FOR ANLEGGET I HAMMERFEST VED VARIERENDE ENERGIPRISER

Figur 23 viser altså differansen mellom den totale gjennomsnittlige varmekostnaden i kr/kWh, finansielle kostnader og vedlikeholdsutgifter inkludert, og strømprisen i kr/kWh. Strømprisen gir grunnlaget for driftsmarginen, ettersom den maksimale utsalgsprisen for varme bestemmes av strømprisen. Figur 23 viser at det vil det være mulig å produsere varme til en lavere kostnad enn strømprisen innenfor en variasjon på $\pm 50\%$ for både strømprisen og gassprisen, men at driftsmarginen blir liten ved svært lave strømpriser. Dette skyldes de faste kostnadene som da vil utgjøre en svært stor andel av total kostnaden og som ved tilstrekkelig lave strømpriser vil gjøre at anlegget ikke kan driftes lønnsomt. Strømprisen og gassprisen det her varieres omkring er henholdsvis 60 øre/kWh og 40 øre/kWh. Særlig for høye strømpriser vil varmekostnaden være lavere. Ved en halvert strømpris på 30 øre/kWh er altså besparelsen på 5 øre/kWh, mens man for en strømpris på 90 øre/kWh vil ha en prisforskjell på 41 øre/kWh. Gassprisen har mindre innvirkning på prisforskjellen, noe som følger av at det som tidligere vist nesten ikke er nødvendig å drifte gasskjelen ved høye gasspriser. Dette tilsier at man ved tilknytning til fjernvarmenettet ikke bare vil få en lavere gjennomsnittlig varmekostnad, men at besparelsen vil øke kraftig ved høye strømpriser og man vil få en mer forutsigbar kostnad til oppvarming enn ved elektrisk oppvarming.

I avsnitt 2.1 og avsnitt 5.1 beskrives det hvordan behovsprofilen for fjernvarme i fremtiden vil kunne endres. Ved drift av et eksisterende anlegg vil man derfor enten måtte justere

driftsstrategien eller bygge om anlegget. Ettersom ombygginger er kostbare og man ønsker å kunne tåle mindre variasjoner i behov fra år til år er det derfor ønskelig at anlegget er dimensjonert for å takle dette. Det er derfor sett nærmere på hvordan anlegget i Hammerfest vil respondere på en endring i behovskurven. De to alternativene som er vurdert er en endring mot en flatere behovsprofil hvor variasjonen i effektbehov er lavere, og en endring mot en behovsprofil hvor man opplever større svingninger i effektbehov. De to alternative behovsprofilene er vist i Figur 24 sammenlignet med den som er benyttet for de øvrige simuleringene.



FIGUR 24 ALTERNATIVE BEHOVSPROFILER - STØRRE OG MINDRE VARIASJON

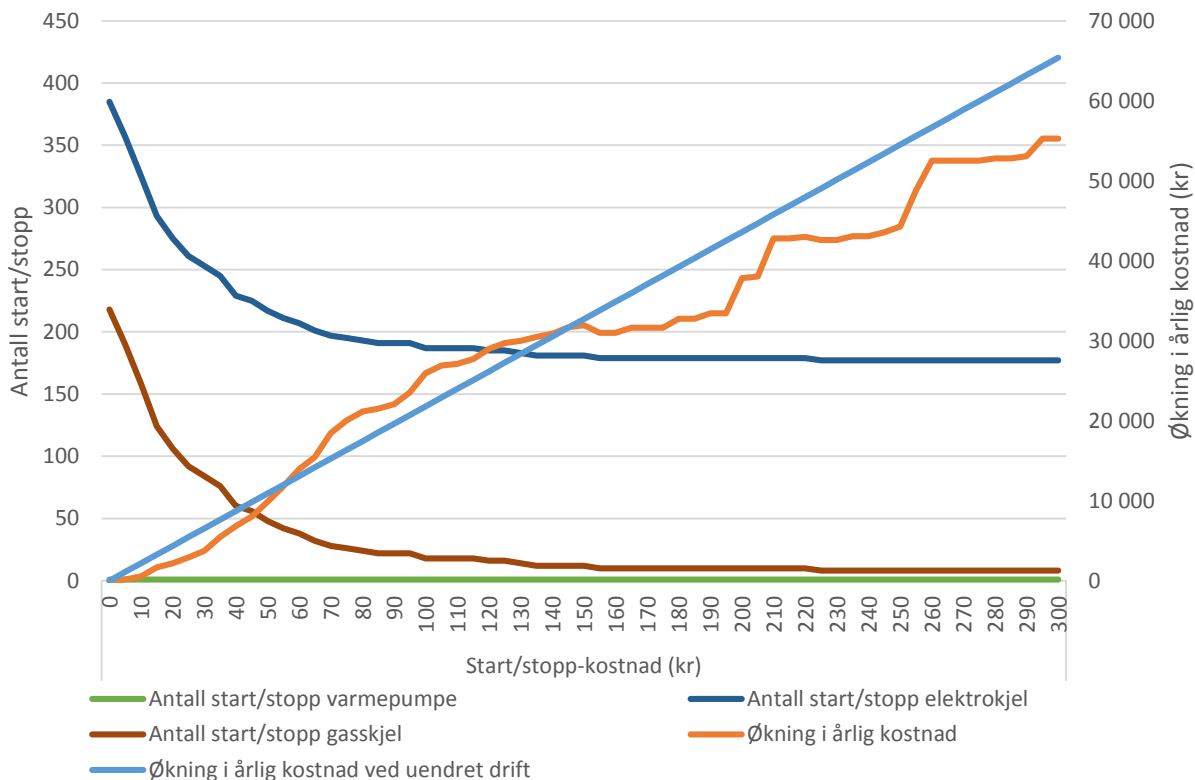
Disse alternative behovsprofilene er produsert ved å henholdsvis øke eller redusere differansen mellom effektbehovet for hver enkelt time og det gjennomsnittlige effektbehovet. Slik er den totale energimengden beholdt på samme nivå, altså 15 GWh, mens fordelingen av energien mellom effektnivåene er endret. Innvirkningen dette har på driften av varmesentralen i Hammerfest er i Tabell 15 vist ved energidekningsgraden for hver av varmekildene samt den gjennomsnittlige totale varmekostnaden for hvert av tilfellene.

TABELL 15 ENERGIDEKNINGSGRAD FOR VARMEKILDENE OG GJENNOMSNIITTLIG TOTAL VARMEKOSTNAD VED ULIKE BEHOVSPROFILER – ANLEGGET I HAMMERFEST

Driftsprofil	Energidekningsgrad for varmekilder			Gjennomsnittlig total varmekostnad (kr/kWh)
	Varmepumpe	Elektrokjel	Gasskjel	
Lav variasjon	69,8 %	25,2 %	4,9 %	0,3902
Normal	63,4 %	17,3 %	19,3 %	0,4057
Høy variasjon	61,7 %	15,6 %	22,7 %	0,4106

Man ser her at en behovsprofil med lavere variasjon i effektbehov er gunstig for driften av varmesentralen i Hammerfest, da dette muliggjør en økning i energidekningsgrad for varmpumpen og dermed en reduksjon i total varmekostnad. Hvor stor økning i energidekningsgrad og reduksjon i varmekostnad som oppleves vil naturligvis avhenge av den aktuelle behovsprofilen, men dette gir en indikasjon på hvilken innvirkning behovsprofilens karakteristikk har på driften.

Den hyppige variasjonen i effektbehov gjør at varmekildene, dersom man ikke tar hensyn til kostnaden ved start/stopp, vil bli hyppig regulert og startet/stanset. For å undersøke hvordan denne kostnaden innvirker på driften ble det kjørt simuleringer for varierende start/stopp-kostnader mellom 20 og 200 kr per start eller stopp. Disse verdiene ble benyttet i mangel på data for hvor stor denne kostnaden vil være i virkeligheten, og man kan derfor kun gjøre en generell betraktning basert på resultatene de gir. Elektrokjelen har ingen slik start/stopp-kostnad, ettersom den ikke har noen delastgrense og kan reguleres trinnløst, mens modellen ved hver start eller stopp av gasskjelen eller varmpumpen vil legge til en ekstrakostnad. Ved vurdering av hvilke varmekilder som skal benyttes vil altså denne ekstrakostnaden være medregnet, slik at man i situasjoner hvor en varmekilde kan driftes vil måtte ta hensyn til om denne allerede er i drift eller om bruk av denne også innebærer at den må startes opp. Dette vil kunne medføre at den varmekilden som normalt ville kunnet tilby den laveste varmekostnaden ikke benyttes, fordi det vurderes som for kostbart å sette den i drift eller å stanse den.



FIGUR 25 INNVIRKNING FRA START/STOPP-KOSTNAD PÅ DRIFTEN AV VARMESENTRALEN I HAMMERFEST

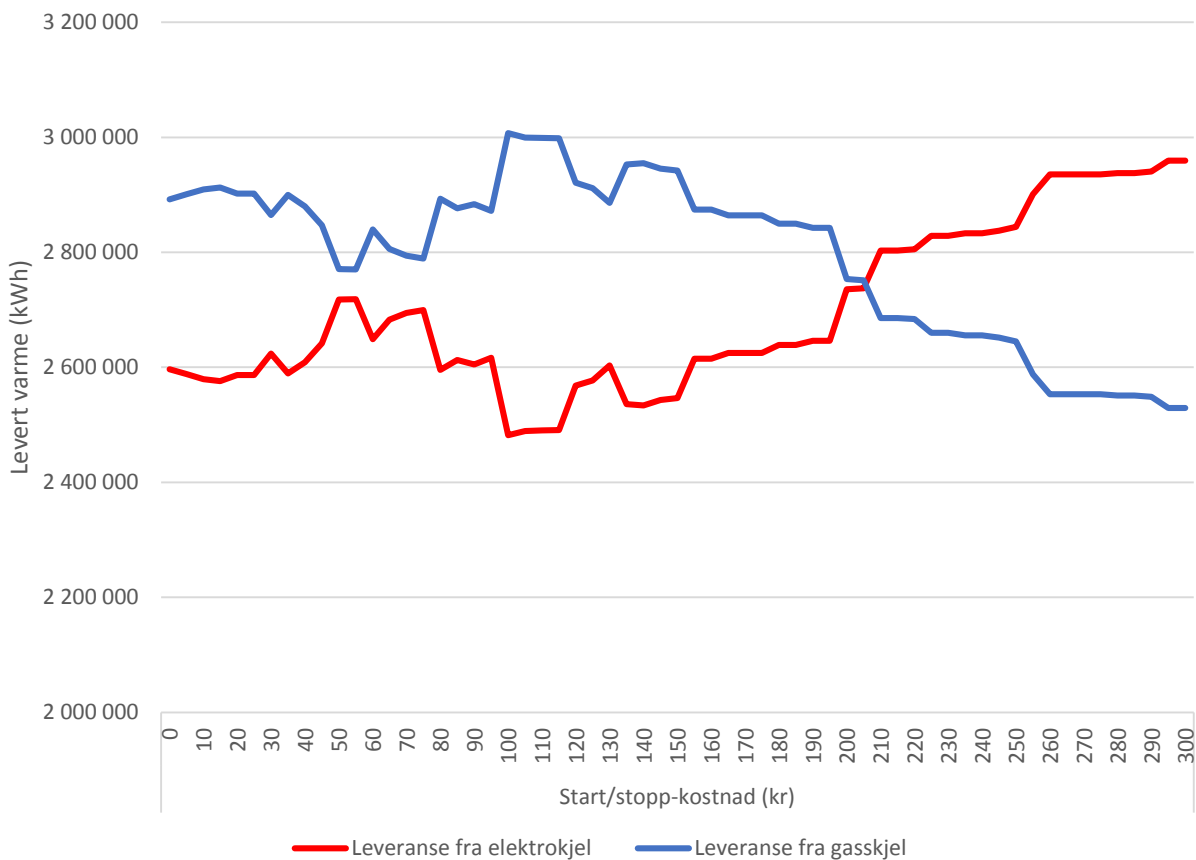
I Figur 25 vises antall start/stopp-sykluser for hver varmekilde plottet på primæraksen, og økningen i årlig kostnad på sekundæraksen. Økningen i årlig kostnad er vist både dersom driftssimuleringen tar hensyn til denne start/stopp-kostnaden og dersom varmekildene driftes som om det ikke var noen start/stopp-kostnad. Man ser her at det for middels lave verdier av denne kostnaden er mer lønnsomt å drifte anlegget som normalt, mens det for svært lave og for høye start/stopp-kostnader vil være gunstig å ta hensyn til denne kostnaden ved valg av varmekilde.

For middels lave start/stopp-kostnader skyldes dette at det har en større innvirkning på den totale kostnaden at varmekildene driftes ineffektivt enn hva start/stopp-kostnaden har, og at hensynet til denne kostnaden for hver enkelt time medfører større tap enn det ville gjort å neglisjere den og drifte anlegget som normalt. Ettersom kostnaden kun legges til ved start eller stopp vil dette medføre at det i lengre tidsperioder hvor man ved å enten stanse eller starte gasskjelen kunne spart energi, heller vil ende opp med å beholde den driftssituasjonen man allerede er i. Det vil altså ta lengre tid før man starter gasskjelen ved økning i effektbehov, men også lengre tid før denne stenges ned igjen ved effektreduksjon, slik at den i større grad blir driftet ved lav delast heller enn å kobles ut. Ved høye verdier for start/stopp-kostnaden ser

man derimot at det vil medføre økte kostnader å drifte som normalt, noe som skyldes at det her vil være store kostnader knyttet til å starte gasskjelen for intervaller hvor den kun vil være i drift i noen få timer. For de laveste verdiene for start/stopp-kostnaden er det i hovedsak den hyppige reguleringen av varmekildene i effektområdet hvor varmekostnaden for elektrokjelen og gasskjelen ligger nært hver andre som gjør utslag. Ved normal drift vil dette gi store bidrag til totalkostnaden grunnet start/stopp-kostnaden, mens det for disse effektnivåene ikke har noen betydelig innvirkning på driftskostnaden om behovet dekkes av elektrokjelen eller gasskjelen. For å tydeliggjøre hvilke endringer de ulike nivåene av start/stopp-kostnad påvirker driften er det i vedlegg 6 til 9 vist et utsnitt av varmeleveransen fra gasskjelen sammen med driftsstatusen for denne for intervallet mellom 0 og 1000 timer, og for start/stopp-kostnader lik 0, 30, 100 og 250. Dette er et intervall hvor det totale behovet hyppig skifter mellom nivåer hvor det vil være optimalt å drifte gasskjelen og nivåer hvor det vil være optimalt å kun drifte elektrokjelen. Man kan fra disse se hvilke andeler av driften av gasskjelen som påvirkes ved ulike kostnadsnivå.

Når det kommer til varmemengden som leveres fra hver varmekilde påvirkes ikke denne i like stor grad som antall start/stopp. Dette fordi enhetene ikke bare krever større forskjell i driftskostnad for å startes, men også for å stanses. Antall start/stopp for varmepumpen er upåvirket, og denne vil levere på samme måte uavhengig av denne kostnaden.

Varmeleveransen for hver av de øvrige varmekildene er vist i Figur 26. Gasskjelen og elektrokjelen opplever begge en reduksjon i antall start/stopp-sykluser med økende kostnad. Dette skyldes at det nå vil være større insentiver for å beholde elektrokjelen i drift selv om gasskjelen ville kunnet levere varmen med en lavere produksjonskostnad, ettersom oppstart av gasskjelen vil medføre en ekstrakostnad. Samtidig betyr dette også at dersom gasskjelen allerede er i drift, så vil denne driftes over et større intervall før den kobles ut til fordel for elektrisk drift, ettersom også avstengning av gasskjelen medfører en kostnad. Dette fører til at den leverte varmemengden fra elektrokjelen og gasskjelen ikke endres i like stor grad som antall start/stopp-sykluser.



FIGUR 26 INNVIRKNING FRA START/STOPP-KOSTNAD PÅ VARMELEVERANSE FRA ELEKTROKJEL OG GASSKJEL VED ANLEGGET I HAMMERFEST

Man kan fra Figur 26 se at varmemengdene levert fra elektrokjelen og gasskjelen er relativt stabile for lave start/stopp-kostnader, men at man etter hvert som denne øker får stadig lavere varmeleveranse fra gasskjelen og høyere varmeleveranse fra elektrokjelen. Dette fordi det som tidligere nevnt vil kreves stadig høyere effekttopper før gasskjelen kobles inn, mens den for svært lave behov uansett vil kobles ut til fordel for drift av varmepumpen.

10.6.2 ØKONOMISK ANALYSE RUNDT TILKNYTNING TIL SPILLVARME

Hammerfest Energi vurderer muligheten for å knytte seg til gasskjøleanlegget på Melkøya for slik å kunne benytte spillvarme derfra som varmekilde for varmepumpen. Dette forventes å øke COP for varmepumpen, og for å undersøke hvilke økonomiske konsekvenser dette vil ha er det her sett nærmere på hvor store besparelser man kan oppnå i driften ved tilknytning til spillvarme. Ettersom varmepumpen allerede er under bygging er det interessant å se hvilken gevinst man kan forvente ved å endre driftsforholdene for denne. Ettersom leveranse av kjølevannet vil måtte skje over relativt store avstander - Melkøya ligger ca. 4 kilometer unna Hammerfest sentrum - og ved å i tillegg måtte krysse sjøområder vil en slik tilknytning være kostbar.

Ved å først beregne Carnot-virkningsgraden for varmepumpen, og deretter forutsette at denne forholder seg konstant ved temperaturvariasjon, kan man benytte ligningen for en Carnot-prosess (3) for å gjøre et overslag over forbedring i COP for den installerte varmepumpeenheten ved en økning i temperatur ved varmekilden. Carnot-virkningsgraden for varmepumpen er beregnet i kapittel 7, og er på 63 %. Dette gir en beregnet økning i COP som vist i Tabell 16.

TABELL 16 BEREGNET ØKNING I COP FOR VARMEPUMPEN VED ANLEGGET I HAMMERFEST SOM FØLGE TILKNYTNING TIL SPILLVARME

T_{kald} (°C)	T_{varm} (°C)	Teoretisk COP	Beregnet COP	Carnot-virkningsgrad	Økning i COP
4	70	5,20	3,29	63,26 %	1,5 %
5	70	5,28	3,34	63,26 %	3,1 %
6	70	5,36	3,39	63,26 %	4,7 %
7	70	5,45	3,45	63,26 %	6,3 %
8	70	5,53	3,50	63,26 %	8,1 %
9	70	5,63	3,56	63,26 %	9,8 %
10	70	5,72	3,62	63,26 %	11,7 %
11	70	5,82	3,68	63,26 %	13,6 %
12	70	5,92	3,74	63,26 %	15,5 %
13	70	6,02	3,81	63,26 %	17,5 %
14	70	6,13	3,88	63,26 %	19,6 %
15	70	6,24	3,95	63,26 %	21,8 %

Prosessvannet som er tilgjengelig fra Melkøya er oppgitt å holde en temperatur på 12-15°C, og ved disse beregningene tilsier dette at man bør kunne forvente en økning i COP på litt over 15 %.

For å undersøke hvilken investeringskostnad man kan tåle, og fortsatt ivareta lønnsomheten i tilknytningsprosjektet, er den årlige besparelsen ansett som en positiv kontantstrøm som i sin

tur er benyttet sammen med den inverse annuitetsfaktoren for å beregne nåverdien av prosjektet. Metodikken for dette er beskrevet i avsnitt 4.2. Den årlige besparelsen ved varierende økning i COP er vist i Tabell 17.

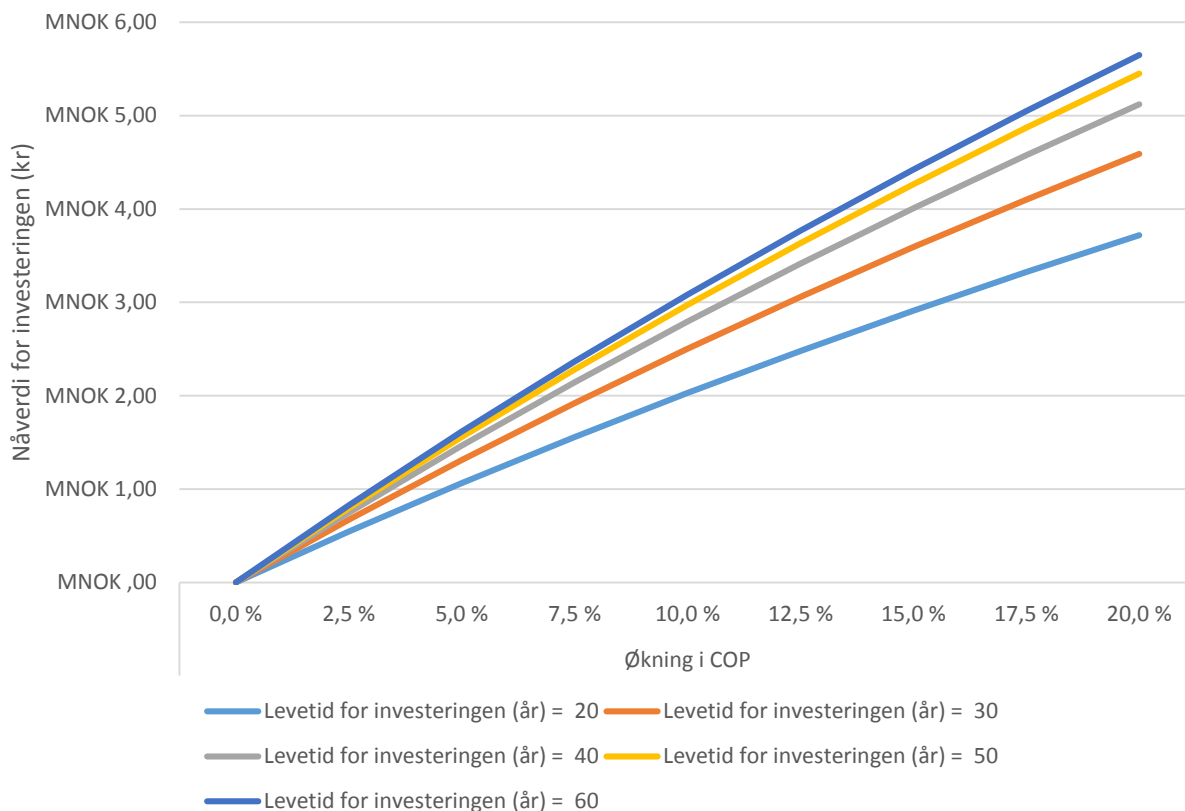
TABELL 17 ÅRLIG BESPARELSE VED ØKT COP FOR VARMEPUMPEN VED ANLEGGET I HAMMERFEST

Økning i COP	Samlet total kostnad (kr)	Årlig besparelse (Kkr)
2,5 %	6052886,52	43685,023
5,0 %	6011281,73	85289,8068
7,5 %	5971612,06	124959,484
10,0 %	5933745,55	162825,995
12,5 %	5897561,99	199009,549
15,0 %	5862951,64	233619,906
17,5 %	5829814,06	266757,481
20,0 %	5798057,22	298514,324

Her fremgår at den årlige besparelsen varierer kraftig, avhengig av hvilken økning i COP man kan forvente ved tilknytning til spillvarme. For å avgjøre hvor stor nåverdien av en slik besparelse over levetiden til anlegget er, må man først avgjøre hvor lang levetid man forventer investeringen å ha. Ettersom dette er vanskelig å anslå, er nåverdien beregnet for en forventet levetid mellom 20 og 60 år. Resultatene av dette er vist i Figur 27. For utregning av nåverdiene er den inverse annuitetsfaktoren beregnet ved et konstant rentenivå på 5 % og for de ulike levetidene. Disse faktorene er vist i Tabell 18.

TABELL 18 BEREGNEDE INVERSE ANNUITETSAKTORER FOR INVESTERING I SPILLVARMETILKNYTNING

Beregnet levetid for prosjektet	Annuitetsfaktor
20 år	12,4622
30 år	15,3725
40 år	17,1591
50 år	18,2559
60 år	18,9293



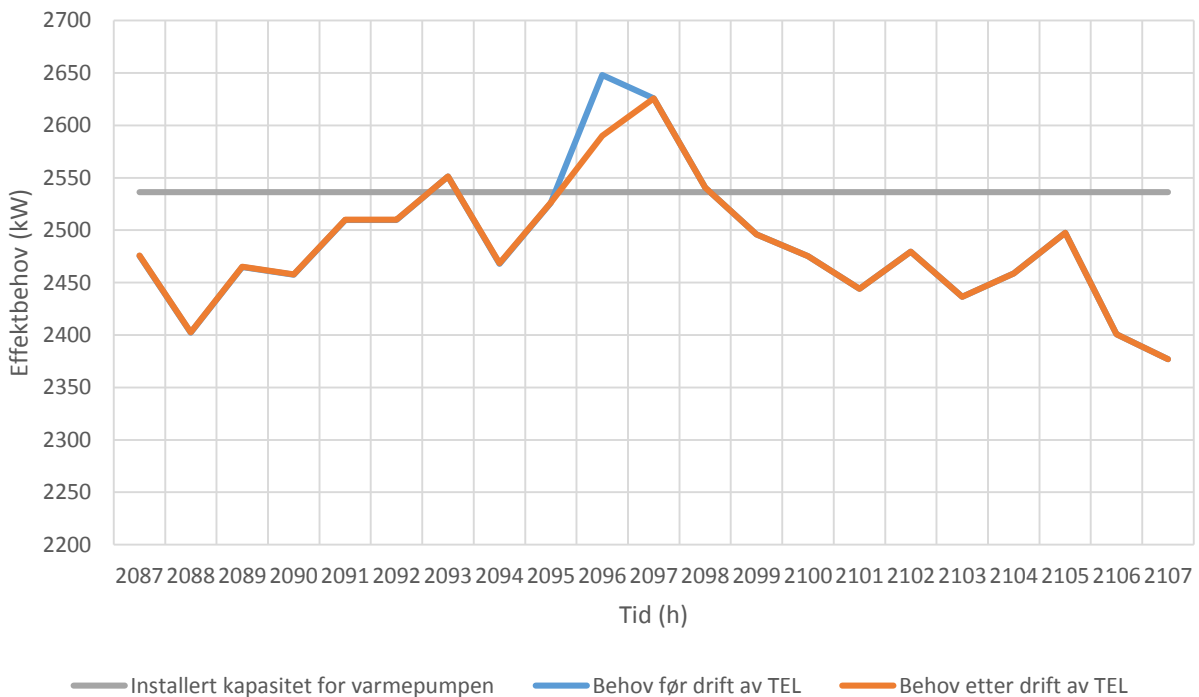
FIGUR 27 NÅVERDIVURDERING AV INVESTERING I TILKNYTNING TIL SPILLVARME

Figur 27 viser at selv ved en 20 % økning i COP gjennom hele driftsåret vil ikke prosjektet ha en nåverdi som ligger høyere enn 5-6 millioner. Avstanden til Melkøya fra Hammerfest sentrum er på ca. 4 kilometer, og det vil altså med en grovt estimert kostnad på 5000 kroner per meter til materialer og legging av rør være snakk om 20 millioner bare til dette. I tillegg kommer kostnader til drift og vedlikehold, og det er derfor høyst usannsynlig at man vil kunne tjene noe på en slik investering. Man vil kunne oppnå besparelser av energi, men dersom dette skal være den viktigste drivende faktoren for investeringen må man også vurdere utslippene som utbygging av rørledningen vil medføre.

10.6.3 OPTIMALISERING AV LAGRINGSSTRATEGI OG DIMENSJONERING AV TEL-SYSTEM

Ved TEL-systemet er det i hovedsak to aspekter som kan påvirke ytelsen i form av kostnadsreduksjon og reduksjon i energiforbruk, disse er driftsstrategien og dimensjoneringen av lagringstanken. Det er her forsøkt å finne hvilken lagringsstrategi som gir størst økonomisk gevinst og hvilken som gir størst reduksjon i energiforbruk, og deretter er det sett på hvordan dimensjoneringen av tanken påvirker resultatet.

For lagringsstrategien ble det variert omkring de to bestemmende faktorene for denne, nemlig hvor lenge det maksimalt skal lagres varme i påvente av et behov som overstiger den installerte kapasiteten for varmepumpen, og lengden på intervallet hvor det vurderes om den aktuelle effekttoppen er den høyeste. For å illustrere virkningen av dette prioritetsintervallet er en mulig driftssituasjon vist i Figur 28. Lengden på prediksjonsintervallet har ingen innvirkning på driften så lenge det er minst like langt som den maksimale lagringstiden, ettersom det uansett ikke vil bli lagret varme dersom den neste effekttoppen som forutses ligger lengre frem i tid enn den maksimale lagringstiden.

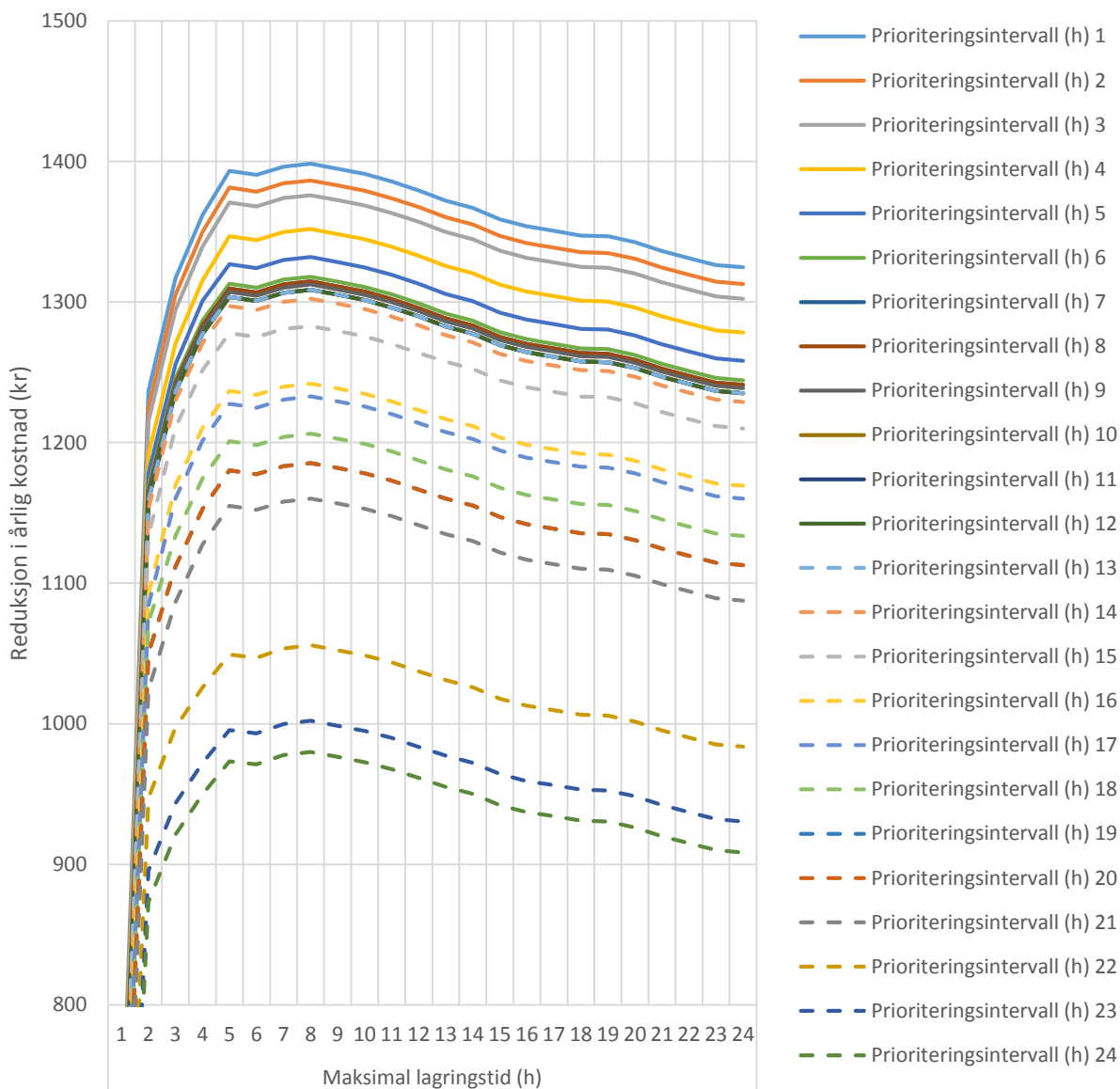


FIGUR 28 PRIORITERINGSINTERVALL FOR TEL-SYSTEM

I figuren er kapasiteten for varmepumpen vist i grått, mens effektbehovet før og etter at TEL-systemet er kjørt er vist i henholdsvis blått og oransje. I dette tilfellet starter systemet med fulladet lagringstank. Som man ser er det etter 2093 timer et effektbehov som overstiger varmepumpens kapasitet. Her blir det likevel ikke frigitt noe varme, ettersom systemet har forutsett at det etter 2096 timer vil komme et effektbehov som er høyere enn dette. Her er

systemet satt til å identifisere den høyeste effekttoppen i de neste 24 timer, og kun frigi varme dersom den aktuelle effekttoppen er den høyeste som forekommer innenfor dette intervallet. Dette betyr at det slik som i dette tilfellet vil være situasjoner hvor det ville vært mulig å frigi varme, for deretter å fylle lagringstankene før neste effekttopp, hvor det likevel ikke frigis noen varme fordi det prioriteres å vente på den høyeste forutsette effekttoppen. Ved å senke dette prioritetsintervallet forventes det at en større energimengde flyttes innenfor varmpumpens driftsintervall, men at en del av de høyeste effekttoppene ikke vil kunne senkes som følge av frigitt varme fra TEL-systemet. Den maksimale lagringstiden for varme bestemmer hvor lenge det maksimalt skal lagres varme i påvente av et effektbehov som overstiger varmpumpens kapasitet. Dersom denne er satt til 12 timer, og det om 12 timer er ventet en effekttopp, vil lagringstanken fylles, og varmen lagres inntil den trengs. Om det derimot allerede er lagret varme, og det ikke forventes en effekttopp som er høyere enn varmpumpens kapasitet i løpet av de neste 12 timer, vil varmen frigis for å unngå unødige tap til omgivelsene. Lengden på dette maksimale lagringsintervallet vil også kunne påvirke gevinsten som følge av TEL-systemet, og dette er nærmere undersøkt i det videre arbeidet.

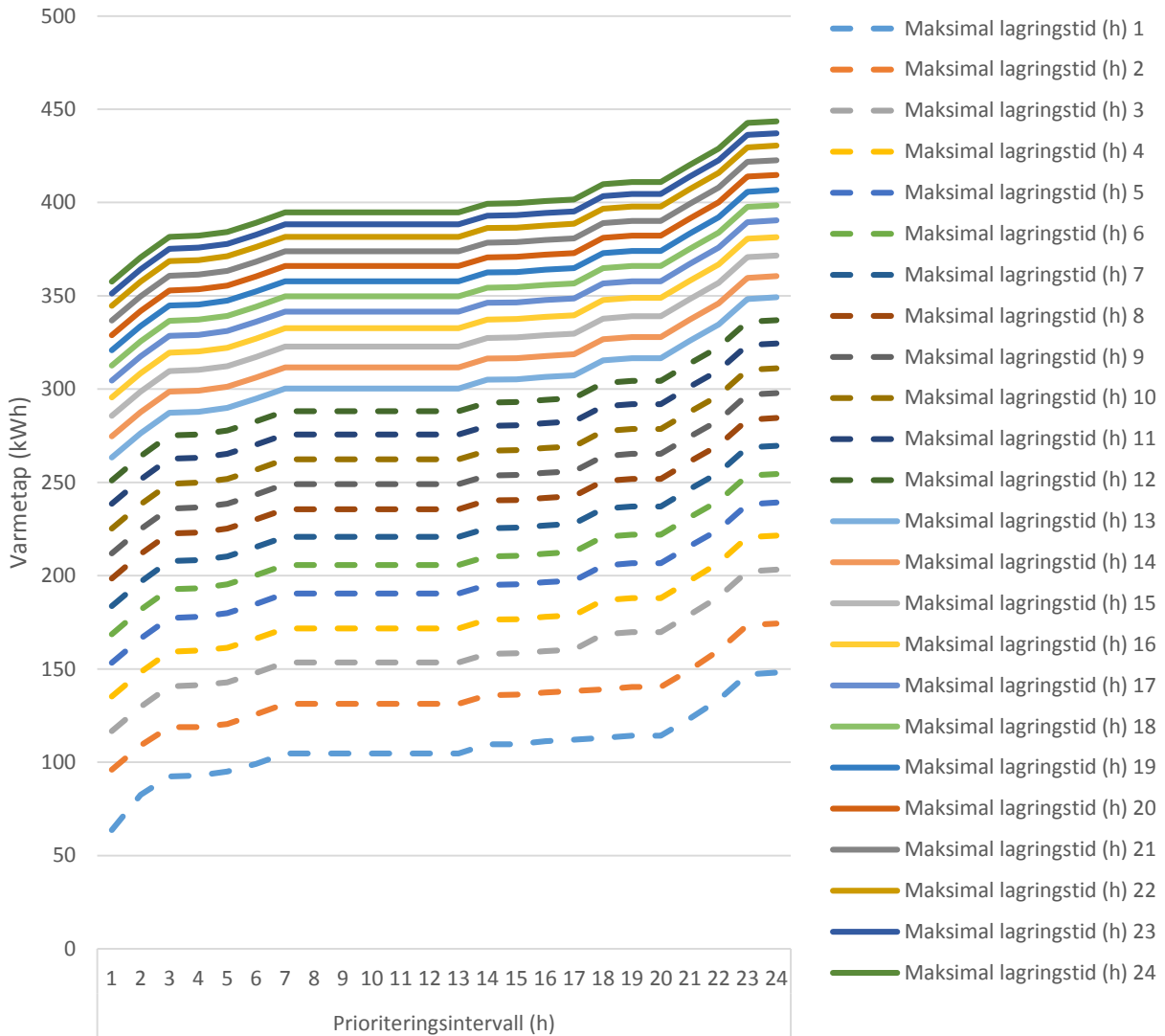
For å undersøke hvordan driften ble påvirket av ulike verdier for disse to intervallene - prioriteringsintervallet og den maksimale lagringstiden - ble det kjørt driftssimuleringer med verdier for disse mellom 1 og 24. Å kjøre simuleringer med lengre intervaller enn 24 timer ble vurdert som lite interessant ettersom man for høyere lagringstid vil få stadig større termiske tap, og for lengre prioritetsintervall forventes å få dårligere utnyttelse av TEL-systemet. Dette viste seg å stemme, som man kan se fra resultatene av simuleringene. Hvilken endring man opplevde etter drift av TEL-systemet ble deretter beregnet. Som referansepunkt for hver av disse ble et tilfelle hvor anlegget driftes uten TEL-system benyttet. I Figur 29 vises reduksjonen i total årlig kostnad for varierende maksimal lagringstid og varierende prioriteringsintervall.



FIGUR 29 REDUKSJON I ÅRLIG KOSTNAD VED VARIERENDE DRIFTSSTRATEGIER FOR TEL-SYSTEMET VED ANLEGGET I HAMMERFEST, SAMMENLIGNET MED DRIFT UTEN TEL-SYSTEM

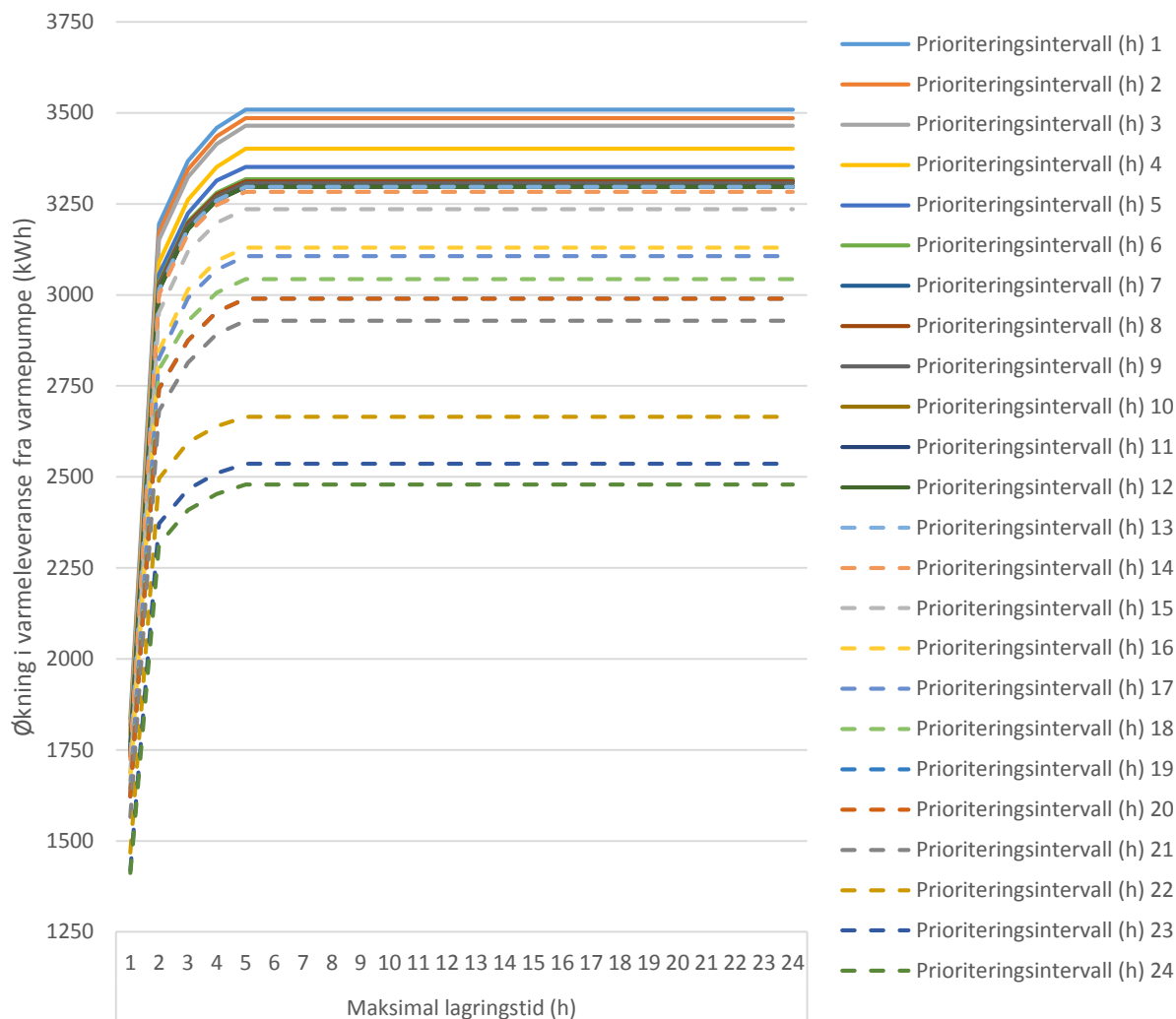
Figuren viser at det er størst økonomisk gevinst ved et prioritetsintervall på 1 time, noe som vil si at den lagrede varmen benyttes ved første anledning hvor effektbehovet overstiger varmepumpens kapasitet. Dette er ikke uventet, ettersom dette maksimerer utnyttelsen av TEL-systemet. Lagringstiden viser seg derimot å være optimal i intervallet mellom 5 og 9 timer, med en reduksjon i årlig totalkostnad for dette intervallet på mellom 1390 og 1400 kroner. Til å begynne med øker gevinsten raskt i takt med økningen i maksimal lagringstid, og toppes ved en lagringstid på 8 timer. Dette skyldes at man for høyere maksimal lagringstid får utnyttet TEL-systemet bedre. Deretter har man en svak nedgang i lønnsomhet ved høyere verdier for maksimal lagringstid. Dette fordi økende lagringstid gir større varmetap fra lagringstanken, og at

dette tapet etter hvert overstiger gevinsten ved å forbedre utnyttelse av lagringskapasiteten. Dette kan vises ved å se på utviklingen i de termiske tapene fra TEL-systemet, som er vist i Figur 30.



FIGUR 30 TERMISKE TAP FRA LAGRINGSTANK VED VARIERENDE MAKSIMAL LAGRINGSTID OG PRIORITERINGSINTERVALL FOR TEL-SYSTEMET VED ANLEGGET I HAMMERFEST

Her vises det at de termiske tapene fra TEL-systemet fortsetter å stige etter hvert som den maksimale lagringstiden øker. Dette er fordi varmen da vil bli lagret lengre i forveien etter hvert som behovene identifiseres, slik at man får høyere gjennomsnittlig lagringstid og større tap. Dersom dette settes i sammenheng med økningen i varmeleveranse fra varmepumpen fratrukket den energien som går med til å dekke de termiske tapene, vist i Figur 31, ser man at det vil være gunstig å benytte en maksimal lagringstid mellom 5 og 9 timer.



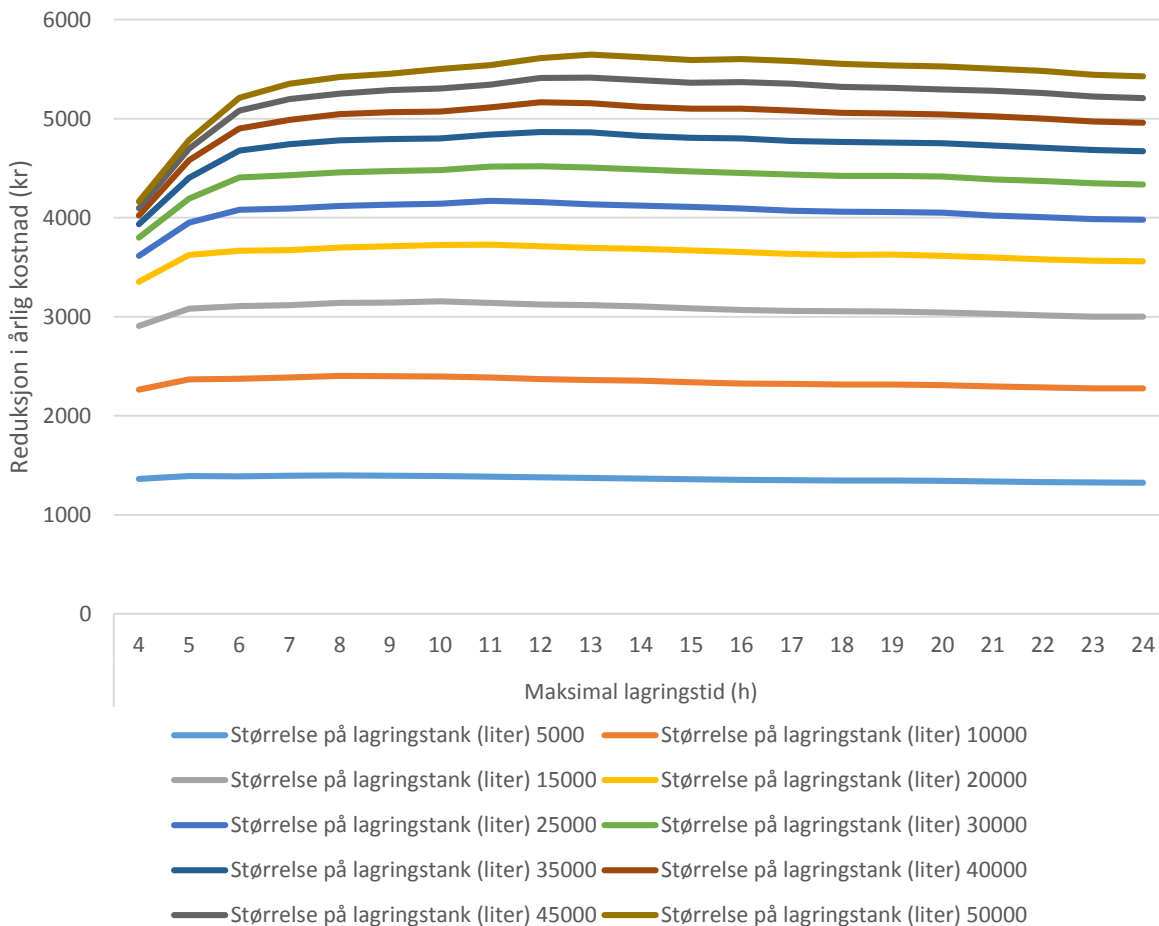
FIGUR 31 ØKNING I NYTTIGGJØRBAR VARMELEVERANSE FRA VARMEPUMPEN VED VARIERENDE DRIFTSSTRATEGI FOR TEL-SYSTEMET VED ANLEGGET I HAMMERFEST, SAMMENLIGNET MED DRIFT UTEN TEL-SYSTEM

I Figur 31 ser man at det ikke er noen økning i varmeleveranse til kundenettet fra varmepumpen for høyere verdier for maksimal lagringstid enn 5 timer. Ved lagringstid høyere enn dette får man altså kun en økning i termiske tap, og dette er årsaken til at lønnsomheten synker. Økningen i gevinst ved økning i lagringstid fra 5 til 8 timer må derfor skyldes at systemet da er i stand til å lagre mer varme i de tilfellene hvor behovet kun tillater lagring av en liten varmemengde per time i tidsrommet før en effekttopp.

Dersom man istedenfor å fokusere på å redusere driftskostnaden heller ønsker å oppnå en størst mulig reduksjon av de høyeste effekttoppene, såkalt «peak shaving», vil det være interessant å se på hvilke innstillinger for driftsstrategien for TEL-systemet som fører til at effektnivået ved varmeavgivelse er maksimalt. Dette er derfor beregnet, og resultatene er vist i vedlegg 5. Det viste seg her at ved alle verdier for maksimal lagringstid var det ved et

prioriteringsintervall på 24 timer at det høyeste gjennomsnittlige effektnivået for varmeavgivelse ble oppnådd. Høyere maksimal lagringstid førte også til en økning i effektnivå, men prioriteringsintervallet er av klart størst betydning. Dette er som forventet, ettersom systemet ved høye verdier for prioriteringsintervall vil vente med å avgi varmen til den høyeste effekttoppen i et stadig større utvalgt forekommer.

Den økonomiske gevinsten ved optimal drift av TEL-systemet utgjør en endring i total årlig kostnad på 0,023 %, og kan ikke sies å være noen betydelig gevinst. For å undersøke hvor mye denne gevinsten vil øke dersom lagringstanken utvides, ble det kjørt driftssimuleringer for størrelser på lagringstanken mellom 5000 og 50000 liter. Her ble et utvalg av de verdiene for lagringsstrategien som tidligere ble funnet til å være de mest lønnsomme benyttet, altså er TEL-systemet driftet med et prioritetsintervall på 1 time og en maksimal lagringstid fra 4 til 24 timer. I Figur 32 ser man resultatene fra denne størrelsesvariasjonen.



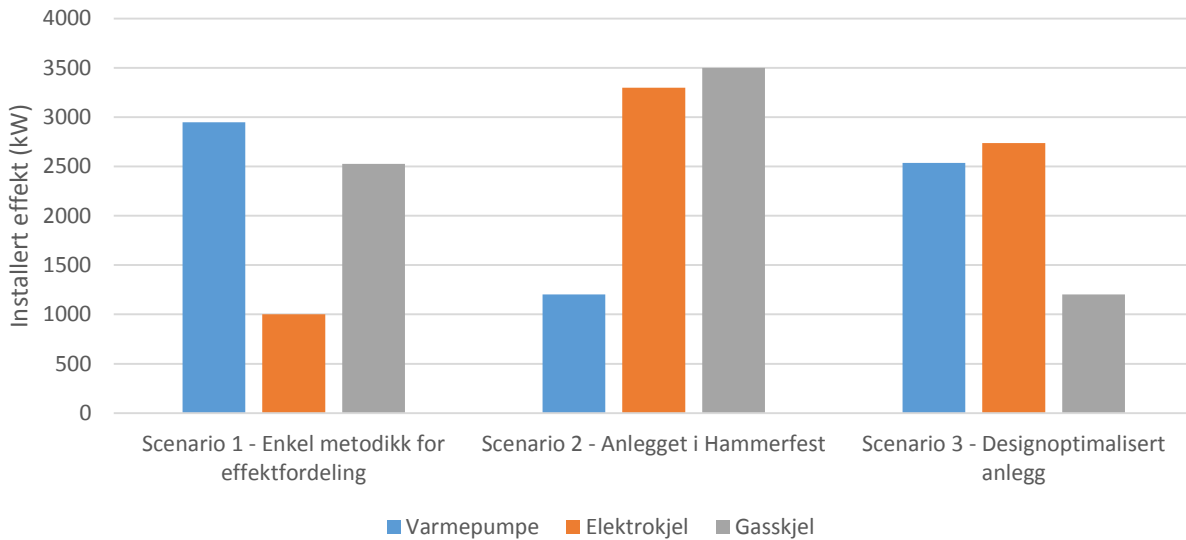
FIGUR 32 REDUKSJON I ÅRLIG KOSTNAD AVHENGIG AV STØRRELSEN PÅ LAGRINGSTANKEN OG MAKSIMAL LAGRINGSTID FOR TEL-SSYSTEMET VED ANLEGGET I HAMMERFEST

Ved økende lagringskapasitet øker også lønnsomheten over året, men denne økningen i lønnsomhet avtar raskt etter hvert som kapasitetene blir store. Ved høye lagringskapasiteter er man også avhengig av en lengre maksimal lagringstid for å få utnyttet den fulle kapasiteten, og lønnsomheten øker derfor ved økende maksimal lagringstid. Dette skyldes at det med økt kapasitet tar lengre tid å fylle tanken før en forventet effekttopp. For alle dimensjoner av lagringstanken avtar likevel lønnsomheten ved verdier for maksimal lagringstid over et visst nivå. En viktig grunn til at det ligger en begrensning i hvor store dimensjoner for lagringstanken og hvor høye maksimale lagringstider som vil være lønnsomme, er at de termiske tapene avhenger av den totale lagringskapasiteten. Disse vil derfor bli svært store sammenlignet med gevinsten etter hvert som kapasiteten øker.

Man ser altså at det kan være lønnsomt å øke lagringskapasiteten, men gevinsten vil avhenge av investeringskostnaden for dette. Gevinsten man får ved drift av TEL-systemet øker med ca. 1000 kroner per år dersom man dobler kapasiteten fra 5000 liter til 10000 liter, og det er derfor lite trolig at en investering i dette vil lønne seg over tid.

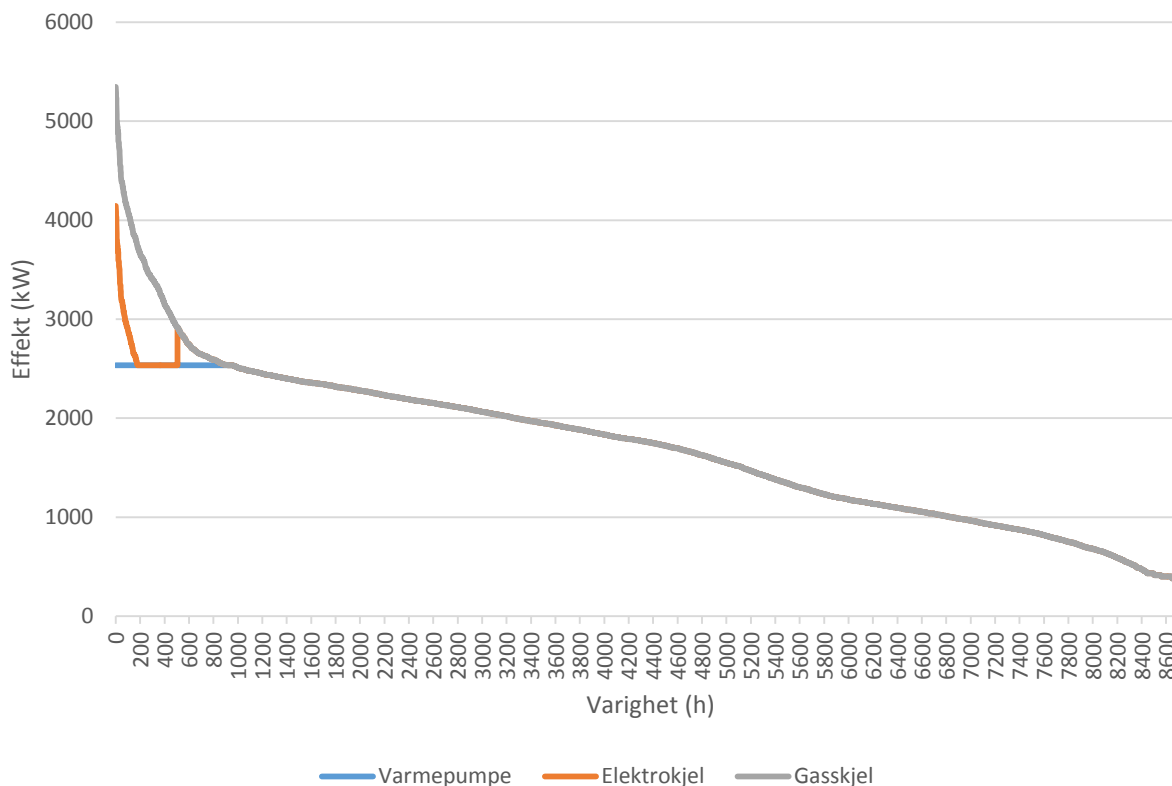
10.7 SCENARIO 3: DESIGNOPTIMALISERT ANLEGG

For å finne et optimalisert design ble designoptimaliseringssystemet som er beskrevet i avsnitt 8.6 benyttet og verdier fra vedlegg 4 gitt som input for blant annet investerings- og vedlikeholdskostnader samt energi- og utslippsdata. Det resulterende designet ble som vist i Figur 33. Her er fordelingen av effekt sammenlignet med den fra scenario 1 og designet fra Hammerfest. Den tilhørende driftsprofilen er vist i Figur 34 og de sentrale driftsdata er gitt i Tabell 19.



FIGUR 33 SAMMENLIGNING AV EFFEKTFORDELING I DE ULIKE SCENARIENE

Det som kan ses fra sammenligningen av de tre anleggene er at resultatet fra driftsoptimaliseringen hva angår varmpumpen er relativt likt det som ble funnet ved den forenklede effektfordelingsmetodikken benyttet i scenario 1. Det er derimot stor forskjell i den installerte kapasiteten hos elektrokjelen og gasskjelen, noe som blir tydelig når man ser på driftsprofilen.



FIGUR 34 DRIFTSPROFIL VED DRIFTSSIMULERING FOR SCENARIO 3 - OPTIMALISERT ANLEGG

Her ser man at elektrokjelen dekker en større andel av de høyeste effekttoppene enn i scenario 1 og 2. Gasskjelen på sin side har lavere installert effekt, og leverer følgelig mindre andel av energien. Det forventes likevel at dette vil medføre bedre energieffektivitet ettersom dette gjør at den i større grad kan driftes ved full last med tilhørende høyere virkningsgrad. Det er også verdt å merke seg at varmepumpen har lavere kapasitet enn i scenario 1, men fortsatt ikke er i stand til å dekke de aller laveste effektbehovene grunnet dellastbegrensningen på 10 %. Denne grensen ligger nå på 253,6 kW, og ettersom det laveste behovet er på 244,1 kW er elektrokjelen aktiv disse timene. Gasskjelen på sin side kunne vært driftet på dette effektnivået, men da ved en svært lav virkningsgrad, og elektrokjelen er derfor foretrukket. Behov på dette nivået forekommer kun 15 timer i året, og det er derfor tydelig at optimaliseringsmodellen har prioritert å øke kapasiteten for varmepumpen og dermed øke energileveransen fra denne fremfor muligheten til å dekke dette intervallet.

TABELL 19 SENTRALE DRIFTSDATA VED DRIFTSSIMULERING FOR SCENARIO 3

	Varmepumpe	Elektrokjel	Gasskjel	Totalt
Installert effekt	2 536	2 738	1 203	6 477
Levert energi (kWh)	14 386 240,53	147 096,86	467 051,36	15 000 388,75
Energidekningsgrad (%)	95,91 %	0,98 %	3,11 %	100,00 %
Effektutnyttelse (%)	64,75 %	0,61 %	4,43 %	26,44 %
Driftstimer (h)	8 745	604	506	
Gjennomsnittlig energifaktor (kWh brukt/kWh levert)	0,31	1,02	1,18	0,35
Energiforbruk (kWh)	4 514 325,43	150 098,84	551 544,24	5 215 968,51
Utslipp (tonnCO₂)	9,03	0,30	118,58	127,91
Energikostnad (kr)	2 708 595,26	90 059,30	220 617,69	3 019 272,26
Utslippskostnad (kr)	541,72	18,01	7 114,92	7 674,65
Sum (kr)				3 026 946,91
Finansiell kostnad (kr)	763 172,88	186 730,22	86 856,37	1 036 759,46
Vedlikeholdskostnad (kr)	285 324,63	69 812,14	32 472,67	387 609,43
Sum (kr)				1 424 368,89
Total årlig kostnad (kr)				4 451 315,80
Gjennomsnittlig produksjonskostnad (kr/kWh)	0,1883	0,6124	0,4876	0,2018
Fast kostnad (kr/kWh)	0,0729	1,7440	0,2555	0,0950
Sum (kr/kWh)				0,2967

Som man kan se fra resultatene av driftssimuleringen er den gjennomsnittlige totale varmekostnaden den laveste av de tre alternativene, med 29,67 øre/kWh, mot 30,19 øre/kWh for scenario 1 og 40,64 øre/kWh for scenario 2. Forskjellen mellom scenario 1 og 3 er likevel relativt liten, noe som antas å skyldes at designoptimaliseringsmodellen til en viss grad er basert på den samme metodikken som er benyttet i scenario 1.

Dette gir en differanse på mer enn 30 øre/kWh sammenlignet med elektrisitetsprisen, og indikerer at dette anleggsdesignet bør kunne produsere varme til en gunstig pris for kunden. For å tydeliggjøre hvilke punkter som skiller de ulike designalternativene er verdiene for disse sammenlignet i Tabell 20 som sammenligner scenario 1 og 3, og i Tabell 21 som sammenligner scenario 2 og 3.

10.7.1 SAMMENLIGNING AV SCENARIO 1 OG 3

TABELL 20 DIFFERANSE MELLOM DRIFTSDATA FOR SCENARIO 1 OG 3

	Varmepumpe	Elektrokjel	Gasskjel	Totalt
Installert effekt	-413	1 738	-1 324	1
Levert energi (kWh)	-256 060,57	16 603,57	239 578,63	121,63
Energidekningsgrad (%)	-1,71 %	0,11 %	1,60 %	0,00 %
Effektutnyttelse (%)	8,07 %	-0,88 %	3,41 %	-0,00 %
Driftstimer (h)	21	258	332	0
Gjennomsnittlig energifaktor (kWh brukt/kWh levert)	-0,00	0,00	-0,08	0,01
Energiforbruk (kWh)				
	-95 245,35	16 942,42	263 839,00	185 536,07
Utslipp (tonnCO₂)				
	-0,19	0,03	56,73	56,57
Energikostnad (kr)				
	-57 147,21	10 165,45	105 535,60	58 553,84
Utslippskostnad (kr)				
	-11,43	2,03	3 403,52	3 394,13
Sum (kr)				
				61 947,97
Finansiell kostnad (kr)				
	-124 209,84	118 524,02	-95 639,35	-101 325,17
Vedlikeholdskostnad (kr)				
	-46 437,87	44 312,14	-35 756,33	-37 882,07
Sum (kr)				
				-139 207,23
Total årlig kostnad (kr)				
				-77 259
Gjennomsnittlig produksjonskostnad (kr/kWh)				
	-0,0006	0,0000	-0,0346	0,0041
Fast kostnad (kr/kWh)				
	-0,0104	1,0259	-0,8467	-0,0093
Sum (kr/kWh)				
	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0052

Verdiene som presenteres i Tabell 20 viser forskjellen mellom scenario 1 og 3 beregnet som differansen mellom de korresponderende verdier for hvert anlegg. Negative verdier er markert i rødt for å understreke forskjellene, og en negativ verdi betyr her at denne verdien er lavere i scenario 3 enn i scenario 1. Anlegget i scenario 3, som er designoptimalisert ved hjelp av modellen, oppnår altså en varmekostnad som ligger 0,52 øre/kWh lavere enn for scenario 1. Dette skyldes at man på tross av en høyere energikostnad får en lavere total kostnad grunnet en mer nøyaktig fordeling av kapasiteten og dermed lavere kostnad til vedlikehold og finansielle utgifter.

10.7.2 SAMMENLIGNING AV SCENARIO 2 OG 3

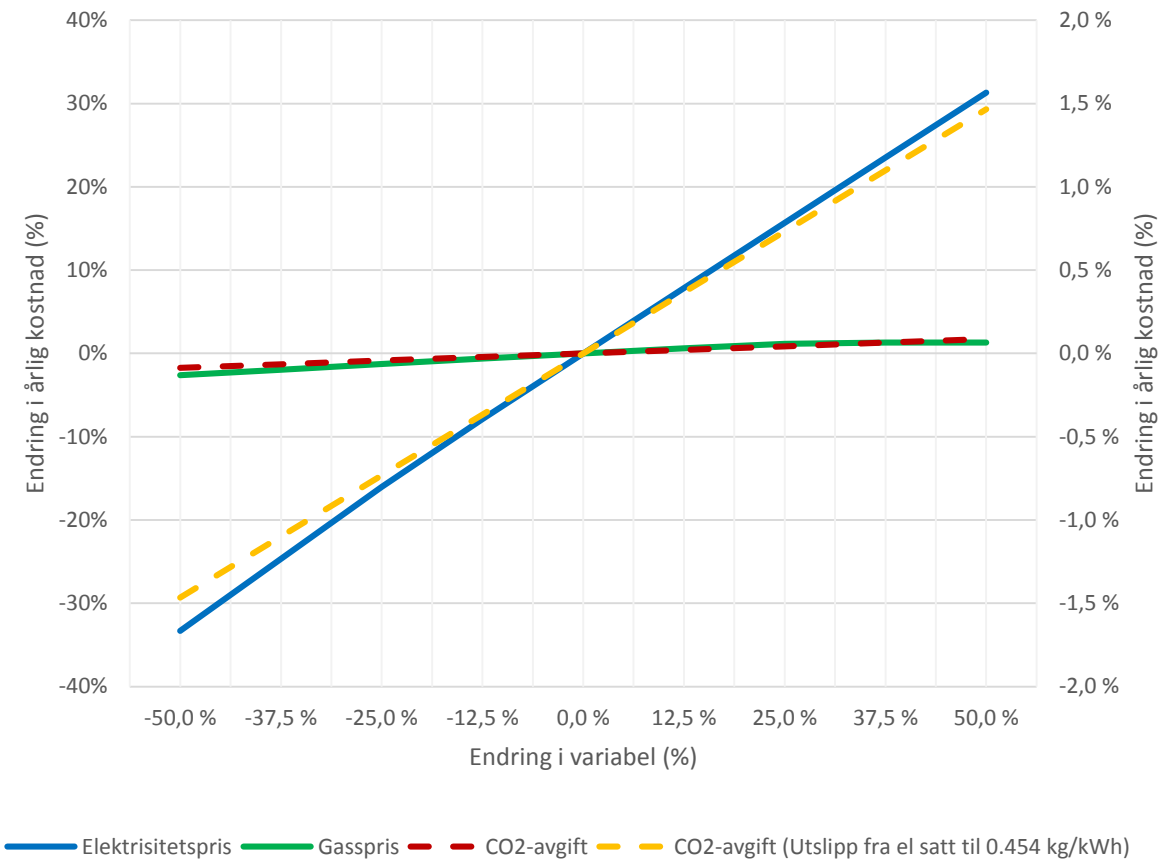
TABELL 21 DIFFERANSE MELLOM DRIFTSDATA FOR SCENARIO 2 OG 3

	Varmepumpe	Elektrokjel	Gasskjel	Totalt
Installert effekt	1 332	-562	-2 297	-1 527
Levert energi (kWh)	4 874 662,43	-2 449 459,95	-2 425 255,60	-53,12
Energidekningsgrad (%)	32,50 %	-16,33 %	-16,17 %	0,00 %
Effektutnyttelse (%)	-25,43 %	-8,37 %	-5,00 %	5,05 %
Driftstimer (h)	-15	-3 502	-1 291	
Gjennomsnittlig energifaktor (kWh brukt/kWh levert)	0,00	-0,00	-0,13	-0,28
Energiforbruk (kWh)				
	1 529 779,10	-2 499 448,93	-3 229 514,39	-4 199 184,21
Utslipp (tonnCO₂)				
	3,06	-5,00	-694,35	-696,28
Energikostnad (kr)				
	917 867,46	-1 499 669,36	-1 291 805,75	-1 873 607,65
Utslippskostnad (kr)				
	183,57	-299,93	-41 660,74	-41 777,10
Sum (kr)				
				-1 915 384,75
Finansiell kostnad (kr)				
	400 877,59	-38 350,24	-165 907,78	196 619,57
Vedlikeholdskostnad (kr)				
	149 874,63	-14 337,86	-62 027,33	73 509,43
Sum (kr)				
				270 129,00
Total årlig kostnad (kr)				
				-1 645 256
Gjennomsnittlig produksjonskostnad (kr/kWh)				
	0,0000	-0,0000	-0,0522	-0,1277
Fast kostnad (kr/kWh)				
	0,0206	1,6249	0,1354	0,0180
Sum (kr/kWh)				
				-0,1097

Verdiene som presenteres i Tabell 20 viser forskjellen mellom scenario 2 og 3 beregnet som differansen mellom de korresponderende verdier for hvert anlegg. Negative verdier betyr her at den aktuelle verdien er lavere for scenario 3 enn for scenario 2. Ved sammenligning av det prosjekterte anlegget i Hammerfest og anlegget fra scenario 3 er forskjellene større enn mellom scenario 1 og 3. Fra Tabell 21 ser man at det optimaliserte anlegget leverer varme ved en gjennomsnittlig kostnad som ligger 10,97 øre/kWh lavere enn for anlegget i Hammerfest. De faste kostnadene er her noe høyere i scenario 3 enn scenario 2, men ettersom varmpumpen i scenario 3 har en høyere energidekningsgrad enn i scenario 2 blir den totale kostnaden til energi og utslipp er mer enn 1,9 millioner kroner lavere. Dette gir en betydelig reduksjon i varmekostnad.

10.7.3 SENSITIVITETSANALYSE FOR DRIFT AV OPTIMALT DESIGN FUNNET I SCENARIO 3

For sammenligning med den responsen i årlig kostnad og drift som ble funnet for variasjon i driftsparametere i scenario 2 presenteres her de samme analysene av driftssimuleringer for designet for varmesentralen som ble funnet ved bruk av designoptimaliseringsmodellen. Slik kan man vurdere om dette anlegget er mer eller mindre sensitivt for endringer i driftsforutsetninger, og om det er noen forskjell i hvordan disse to anleggene responderer på de ulike endringene. For figurene som vises gjelder de samme forutsetninger som ved analysen i scenario 2, men designet av varmesentralen er altså ulikt.

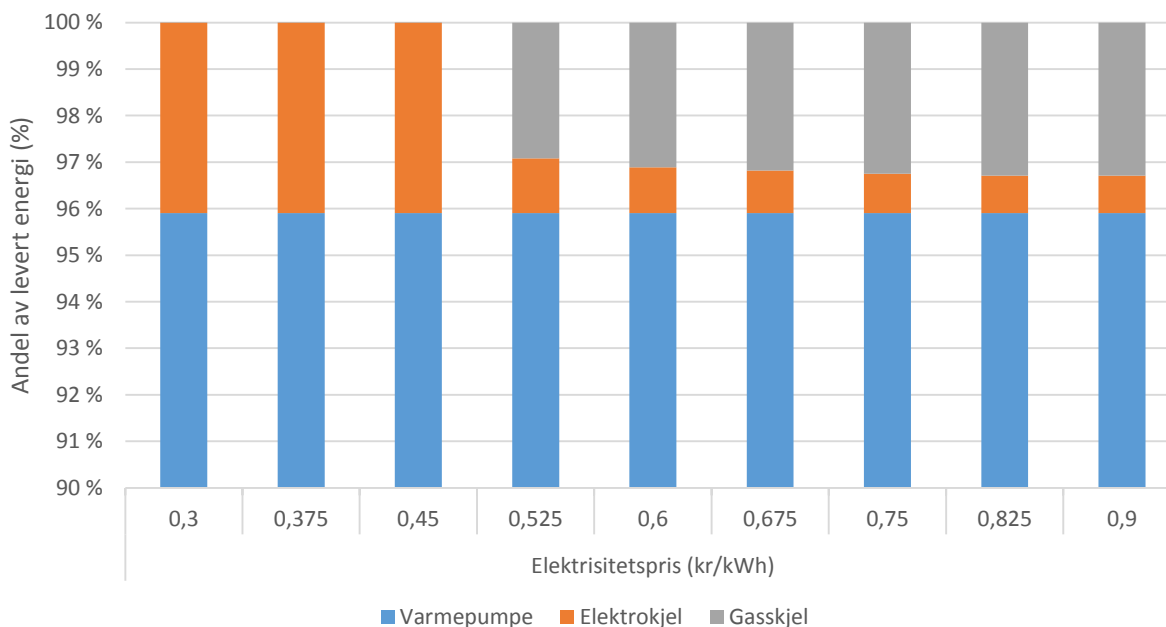


FIGUR 35 SENSITIVITET I ÅRLIG KOSTNAD FOR VARIASJON I DRIFTSPARAMETERE FOR ANLEGGSDSIGNET FUNNET I SCENARIO 3

I Figur 35 er sensitiviteten i den årlige totalkostnaden for designet i scenario 3 vist for variasjon i energipriser samt i CO₂-avgift. Det er også vist hvordan CO₂-avgiften spiller inn dersom man regner med en utslippsfaktor på 0,454 kgCO₂/kWh for elektrisitet, som beskrevet i avsnitt 3.2. Endringen i årlig kostnad ved variasjon i strømpris og gasspris er vist på den primære loddrette aksene til venstre, mens endringen i årlig kostnad ved variasjon i CO₂-avgift er vist på den

sekundære loddrette akser til høyre. Dette for å gjøre det lettere å observere disse da de er av en annen størrelsesorden.

Fra Figur 35 ser man at det i likhet med ved simulering av anlegget i Hammerfest er strømprisen som har den største innvirkningen på den årlige kostnaden. Den prosentvise endringen ved høye strømpriser er høyere for designet fra scenario 3 med en kostnadsøkning på 31 % ved en økning i strømpris på 50 % mot en økning på 21 % for anlegget i Hammerfest. Den totale kostnaden ligger likevel lavere, og ved en økning i strømpris på 50 % er den årlige kostnaden for anlegget i Hammerfest på 7,39 millioner kroner mens den for designet fra scenario 3 ligger på 5,85 millioner. Det samme vil gjelde for endringen for variasjon i de andre variablene. Gassprisen har for designet fra scenario 3 en langt lavere betydning for den årlig kostnaden enn for anlegget i Hammerfest, noe som kan forklares med at de elektriske varmekildene her er i stand til å dekke 98 % av det maksimale effektbehovet og at gasskjelen derfor svært sjeldent må driftes ved høy gasspris.

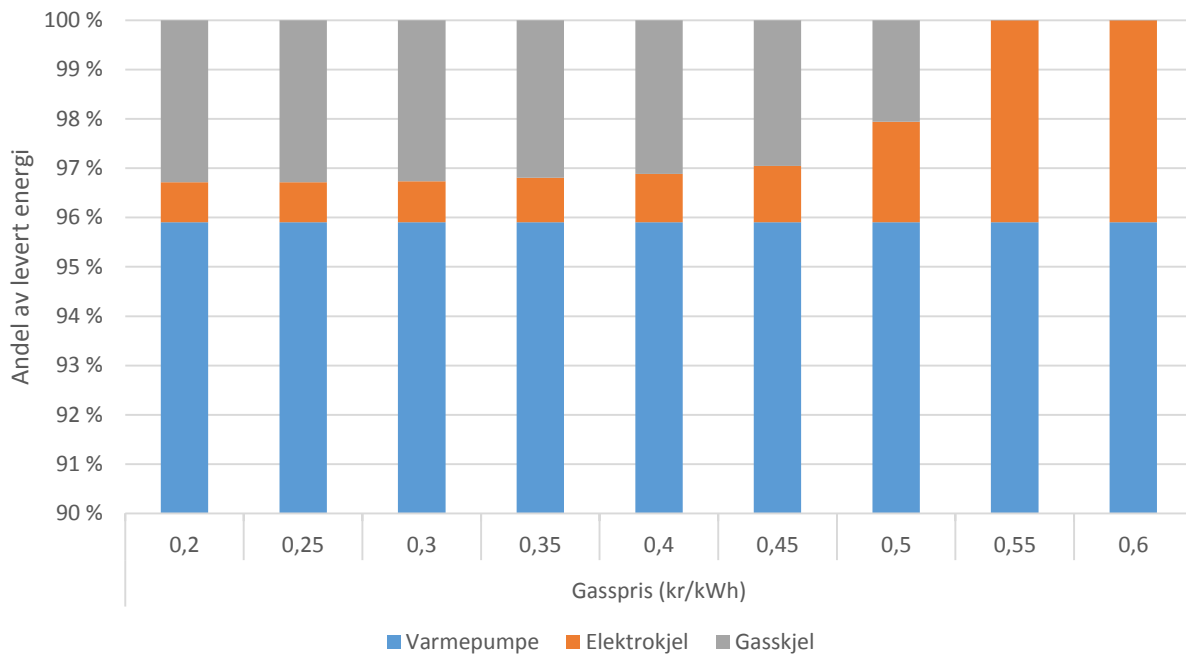


FIGUR 36 VARIASJON I ENERGILEVERANSE PER VARMEKILDE FOR ANLEGGSDSIGNET FRA SCENARIO 3 VED VARIASJON I ELEKTRISITETSPRIS

I Figur 36 er fordelingen av energileveransen på de ulike varmekildene svært forskjellig fra den som ble vist i Figur 21 for anlegget i Hammerfest. Det er derfor viktig å legge merke til at mens fordelingen i Figur 21 går fra 0 % til 100 % på den loddrette akser, går man her fra 90 % til 100 %. Dette er fordi energidekningsgraden for varmepumpen ved dette designet ligger over 95 %, mens den for anlegget i Hammerfest er på 63,4 %. Dette er noe av grunnen til at dette

designet får en større prosentvis endring i årlig kostnad ved økning i strømprisen, men at denne prosentvise økningen utgjør en mindre kostnadsøkning.

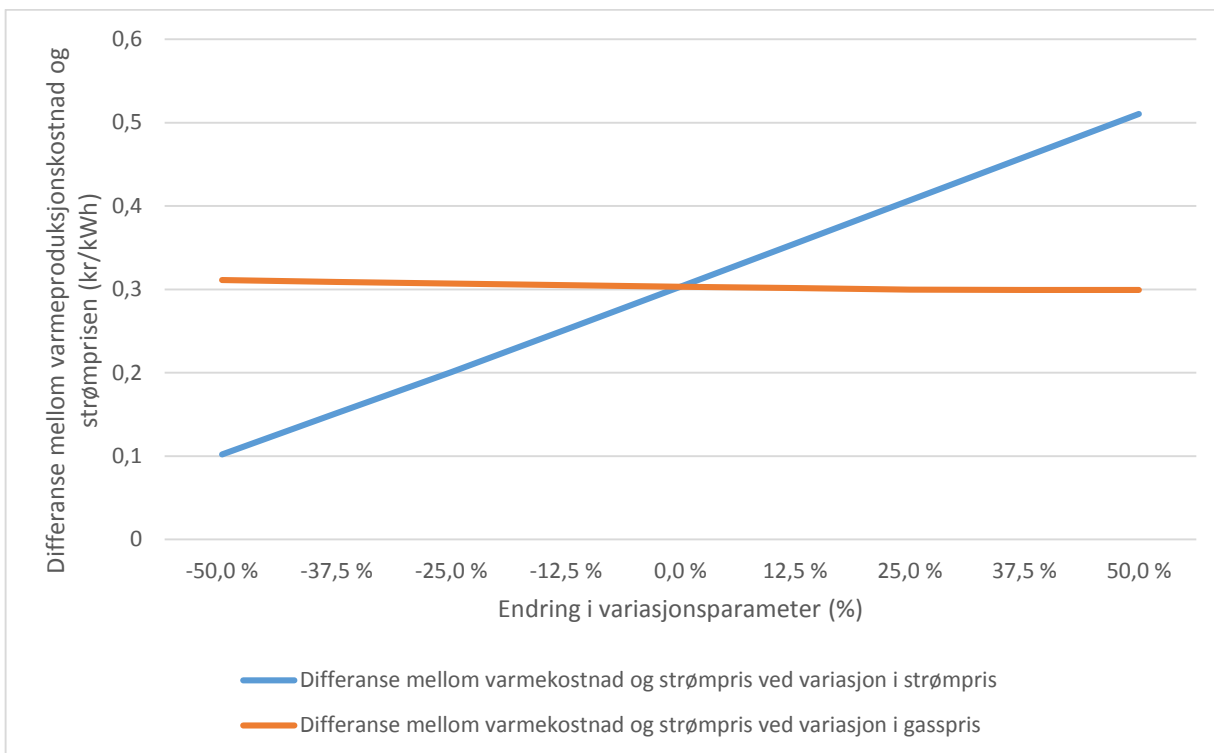
Som man kan se fra Figur 36 har man noe av den samme oppførselen i fordeling av energileveransen, men energimengdene som omfordes ved endring i energipris er altså langt mindre. Det samme gjelder ved variasjon i gasspris, som vist i Figur 37.



FIGUR 37 VARIASJON I ENERGILEVERANSE PER VARMEKILDE FOR ANLEGGET FRA SCENARIO 3 VED VARIASJON I GASSPRIS

Fra Figur 37 ser man at energileveransen på samme måte som for variasjon i elektrisitetspris forskyves bort fra de varmekilder som benytter den påvirkede energiformen ved økning i pris.

For å undersøke hvordan dette designet presterer hva angår driftsmargin er den samme fremstillingen gjort her som for designet i scenario 2 fra anlegget i Hammerfest. Driftsmarginen er plottet i Figur 38, og viser differansen mellom den gjennomsnittlige varmekostnaden, finansielle kostnader og utgifter til vedlikehold inkludert, og elektrisitetsprisen. Denne er her plottet for variasjon i elektrisitets- og gasspris. Denne prisforskjellen er i stor grad bestemmende for lønnsomheten ved drift av fjernvarmeanlegget, og er slik oppsummerende for hvor godt designet presterer økonomisk.

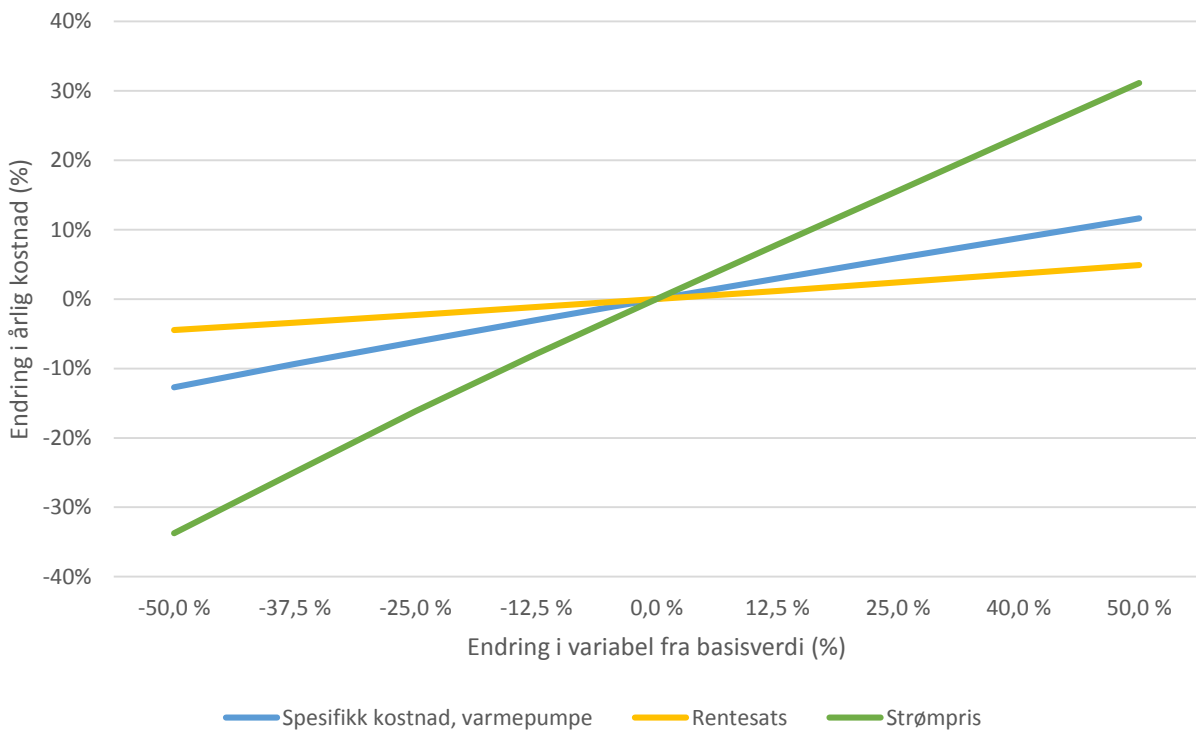


FIGUR 38 DIFFERANSE MELLOM VARMEPRODUKSJONSKOSTNADEN OG STRØMPRISEN FOR DESIGNOPTIMALISERT ANLEGG VED VARIERENDE ENERGIPRISER

Som man ser fra Figur 38 vil det også med dette designet være mulig å produsere varme til en lavere kostnad enn strømprisen innenfor en variasjon på $\pm 50\%$ for både strømprisen og gassprisen. Strømprisen og gassprisen det her varieres omkring er også her henholdsvis 60 øre/kWh og 40 øre/kWh. Den forventede prisforskjellen vil her ligge mellom 10 øre/kWh og 50 øre/kWh ved variasjon i strømpris, mot 5 øre/kWh til 40 øre/kWh for designet i scenario 2. Ved variasjon i gasspris har man en tilnærmet uendret differanse på 30 øre/kWh, mot en margin mellom 28 øre/kWh og 18 øre/kWh for varierende gasspris for anlegget i scenario 2. Man kan altså forvente en jevnt høyere driftsmargin ved dette designet enn for designet i scenario 2, og særlig ved høye gasspriser vil denne være høyere. Dette designet for varmesentralen bør altså kunne tilby billig varmeproduksjon og gunstige varmepriser for kundene ved sannsynlige nivåer av strøm- og gasspriser.

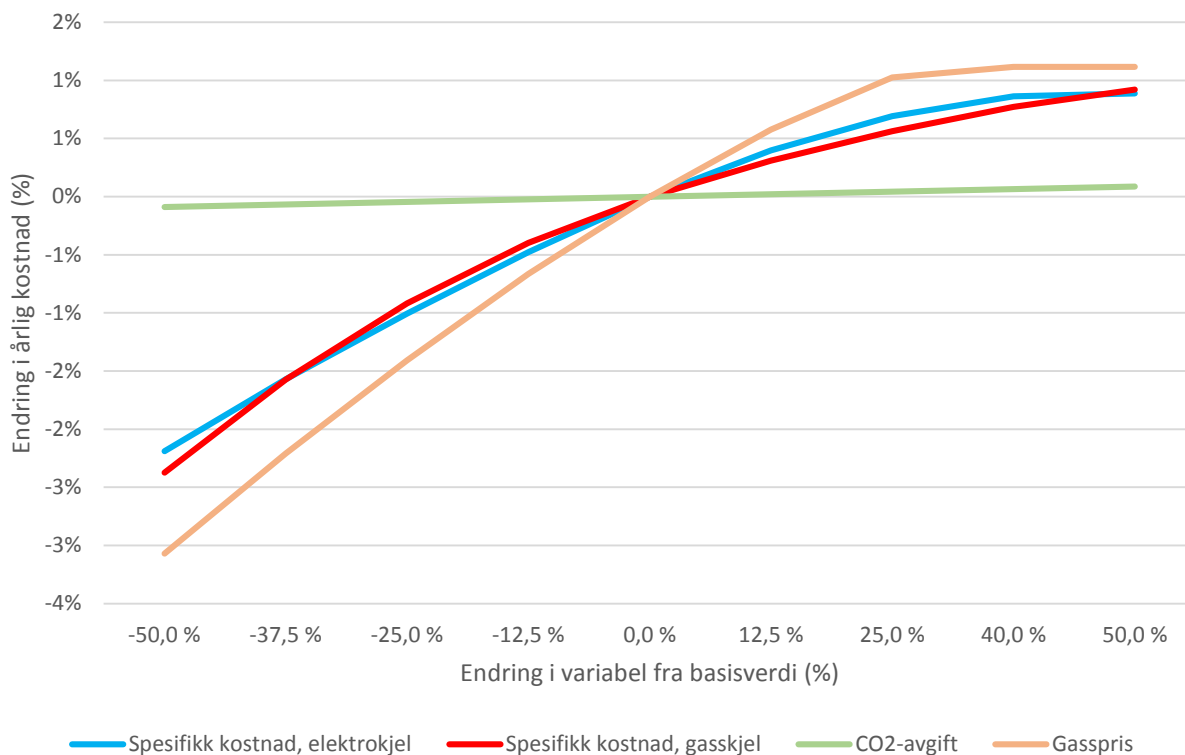
10.8 SENSITIVITETSANALYSE FOR DESIGNMODELLEN

For å undersøke innvirkningen av en endring i de ulike variable for designmodellen ble det gjennomført en sensitivitetsanalyse som er presentert i Figur 39 og Figur 40. Her er det gjort en variasjon mellom 50 % reduksjon og 50 % økning i hver variabel, for slik å vise hvilken endring dette medfører i optimal fordeling av kapasitet mellom varmekildene, samt i den laveste oppnåelige årlige kostnaden. Ettersom innvirkningen fra enkelte variabler var langt større enn for andre er resultatene presentert i to separate figurer slik at variasjonen for de mindre sensitive variablene også blir tydelig.



FIGUR 39 SENSITIVITET I OPTIMAL ÅRLIG KOSTNAD FRA DESIGNMODELLEN FOR VARIASJON I DRIFTSPARAMETRE- GRUPPE 1

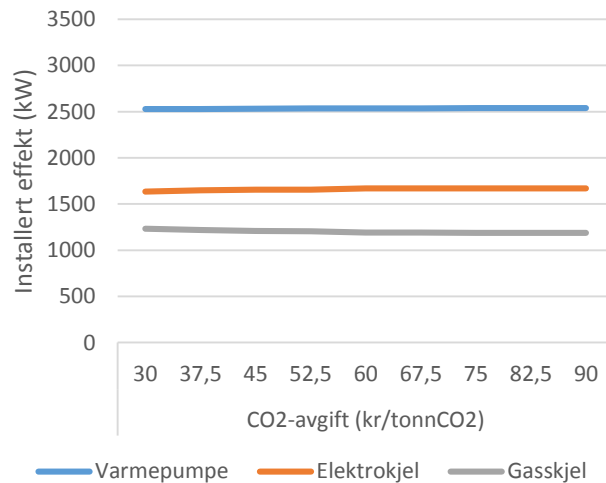
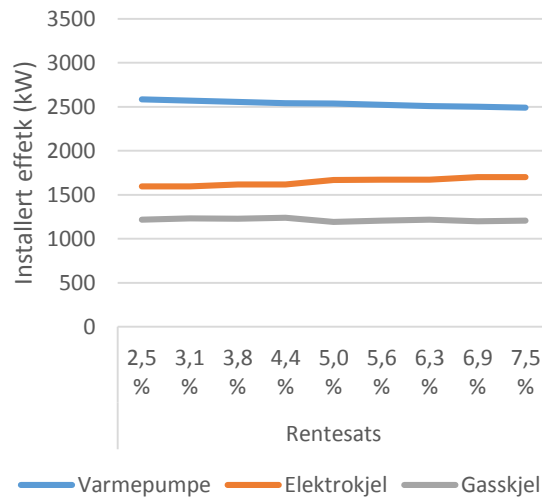
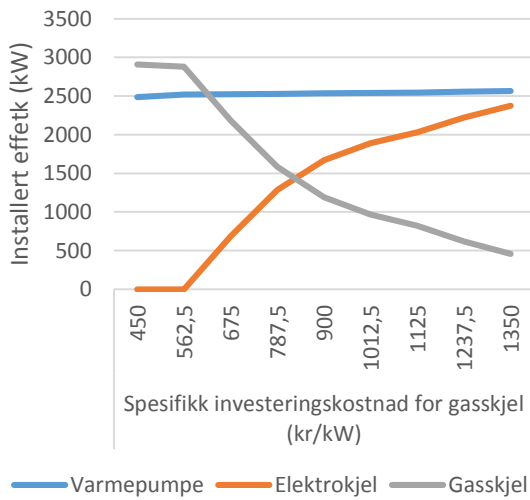
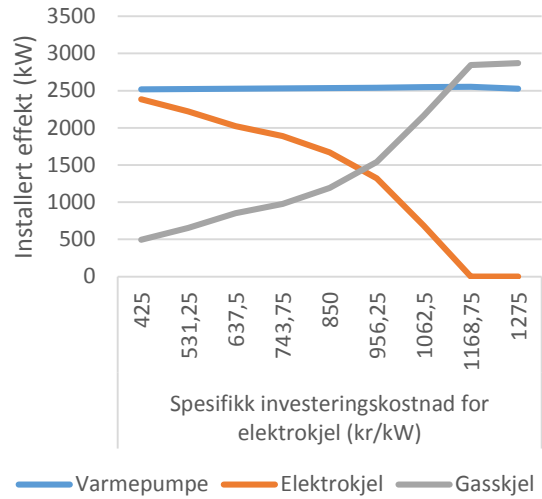
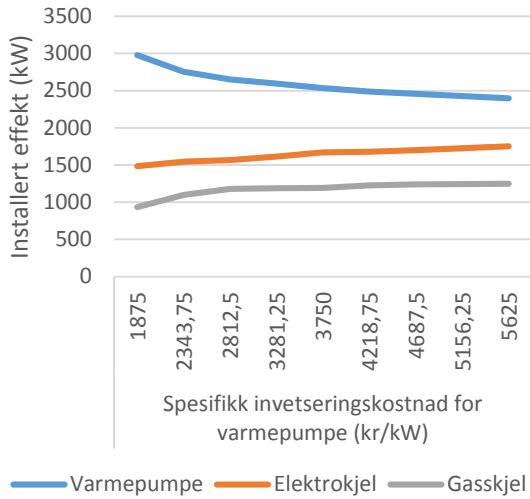
I Figur 39 ser man innvirkningen fra de tre mest sensitive variablene på den optimale årlige kostnaden. Av disse er strømprisen, som her varieres omkring 60 øre/kWh, den som har klart størst innvirkning, noe som kan forklares ved at driftskostnaden for varmepumpen, som i scenario 3 har en energidekningsgrad på 95,91 %, avhenger direkte av denne. Den spesifikke investeringskostnaden for varmepumpen som her varieres omkring 3750 kr/kW har også en relativt stor betydning med 12 % økning i årlig kostnad ved 50 % kostnadsøkning. Rentesatsen har mindre innvirkning enn de nevnte variablene, men med en årlig kostnadsøkning på 5 % ved en økning fra 5 % rente til 7,5 % er det tydelig at de finansielle kostnadene vil kunne svinge betydelig, avhengig av rentenivået.



FIGUR 40 SENSITIVITET I OPTIMAL ÅRLIG KOSTNAD FRA DESIGNMODELLEN FOR VARIASJON I DRIFTSPARAMETRE- GRUPPE 2

I Figur 40 er innvirkningen fra de mindre sensitive variablene vist. I motsetning til de ovennevnte er det her snakk om en kostnadsendring på 2-3 % for de mest sensitive, mens endringer i CO₂-avgiften ser ut til å ha tilnærmet null innvirkning på totalcostnaden.

For å se på hvordan systemet kompenserer for endringer i disse variablene kan man vurdere hvordan fordelingen av kapasitet varierer avhengig av disse endringene. I Figur 41 er fordelingen av kapasiteten avhengig av endringer i fem av de ulike variasjonsparameterne vist. Variasjonen er også her gjort omkring basisverdien oppgitt i vedlegg 4. Parameterne det varieres over er investeringskostnader for de ulike varmekildene, rentesats og CO₂-avgift.



FIGUR 41 OVERSIKT OVER VARIASJON I FORDELING AV KAPASITET AVHENGIG AV ENDRING I VARIABLE

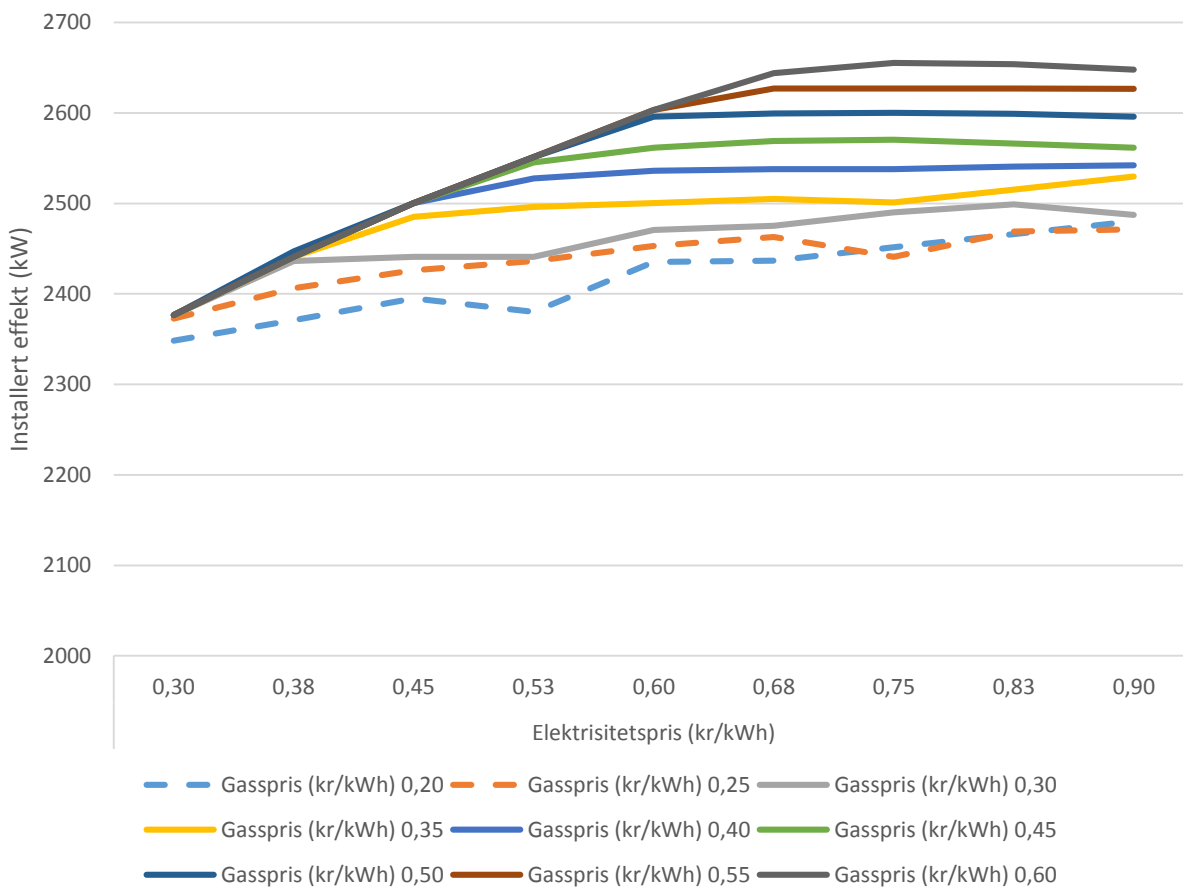
Fra plottet øverst til venstre i Figur 41 ser man at en reduksjon i investeringskostnad for varmepumpen fører til at den installerte effekten økes noe, mens en økning i investeringskostnaden reduserer kapasiteten tilsvarende. Dette betyr at selv om den årlige finansielle kostnaden og vedlikeholdskostnaden for varmepumpen øker med 50 % er den besparelsen man får fra denne i form av redusert energiforbruk stor nok til å rettferdiggjøre å opprettholde nesten hele kapasiteten.

Plottet øverst til høyre viser konsekvensen av endring i investeringskostnad for elektrokjelen, og her ser man en langt større innvirkning. Ved reduksjon i kostnad for elektrokjelen vises kapasiteten for denne å økes, mens gasskjelens kapasitet reduseres tilsvarende. Ved økning i denne kostnaden blir derimot kapasiteten for elektrokjelen redusert til null mens gasskjelen overtar hele kapasiteten. Dette inntreffer mellom 25 % og 37,5 % økning i investeringskostnad for elektrokjelen. Den store innvirkningen denne kostnaden har på effektdistribusjonen i anlegget tyder på at det i utgangspunktet er liten forskjell mellom investerings- og driftskostnaden for elektrokjelen og gasskjelen, mens varmepumpen har en mye mer robust posisjon ettersom kapasiteten hos denne er tilnærmet upåvirket.

Plottet til venstre på raden i midten viser konsekvensen av endring i investeringskostnad for gasskjelen. Resultatene her viser en oppførsel som er den motsatte av den for endring i investeringskostnad for elektrokjelen. Kapasiteten for elektrokjelen reduseres til null ved en reduksjon i investeringskostnad for gasskjelen på mellom 25 % og 37,5 %.

For plottet til høyre på raden i midten og plottet nederst i figuren ser man at endringer i rentesats eller CO₂-avgift har svært liten innvirkning på fordelingen av effekten. Ved reduksjon i rentesats ser man en svak økning i kapasitet for varmepumpen, noe som antas å skyldes at denne har en høyere investeringskostnad enn de to andre og dermed vil dra større fordel av denne endringen enn de to øvrige varmekildene.

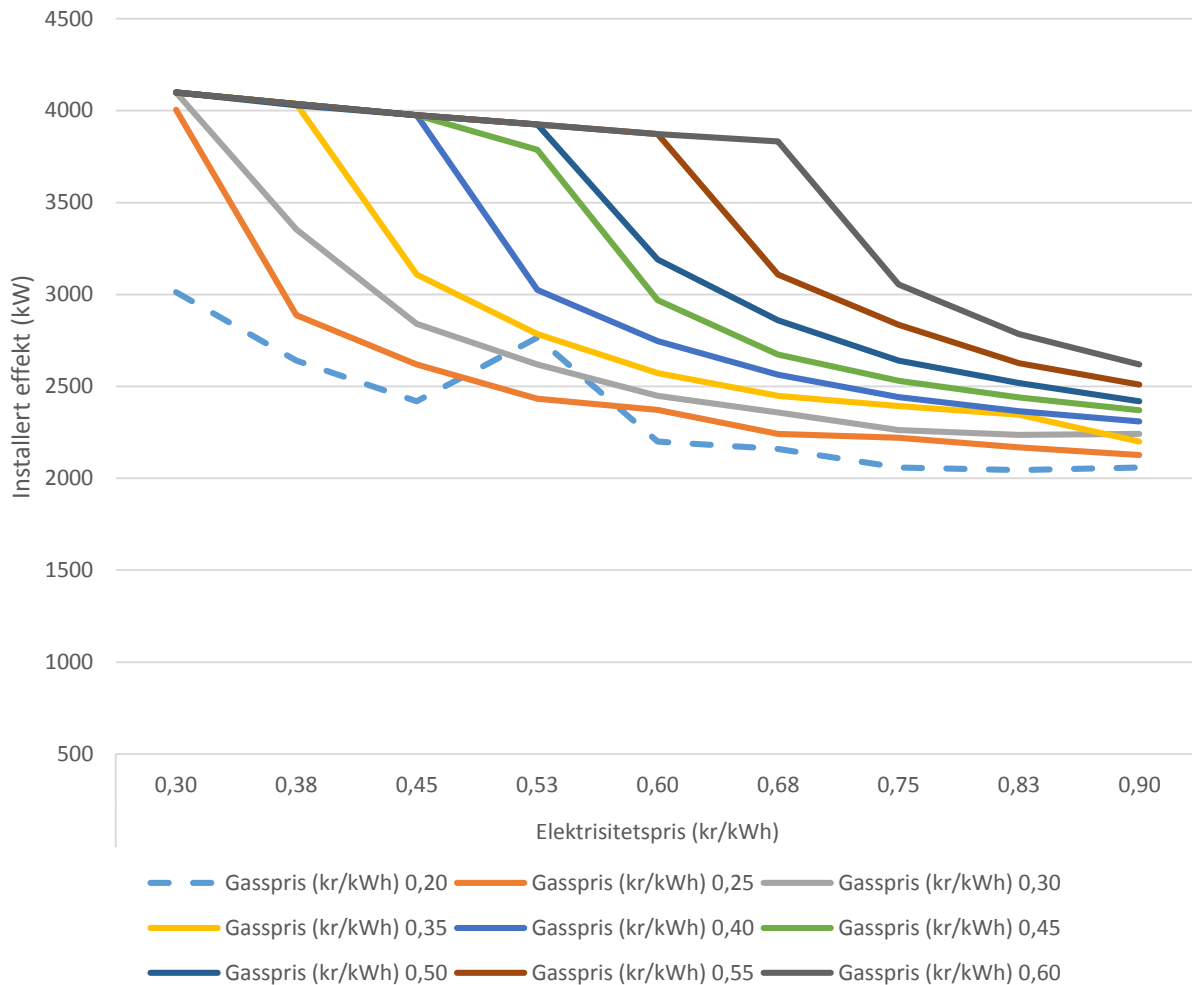
Videre ble det sett på hvordan endringer i energiprisene påvirker varmesentralens sammensetning. I Figur 42, Figur 43 og Figur 44 er endringer i installert effekt for henholdsvis varmepumpen, elektrokjelen og gasskjelen som konsekvens av variasjoner i strømprisen og gassprisen vist. Strømprisen er her vist på x-aksen, mens de ulike nivåene for gassprisen er vist ved ulike linjer på grafen.



FIGUR 42 INSTALLERT EFFEKT FOR VARMEPUMPE VED DESIGNOPTIMALISERING VED VARIERENDE ELEKTRISITETS- OG GASSPRISER

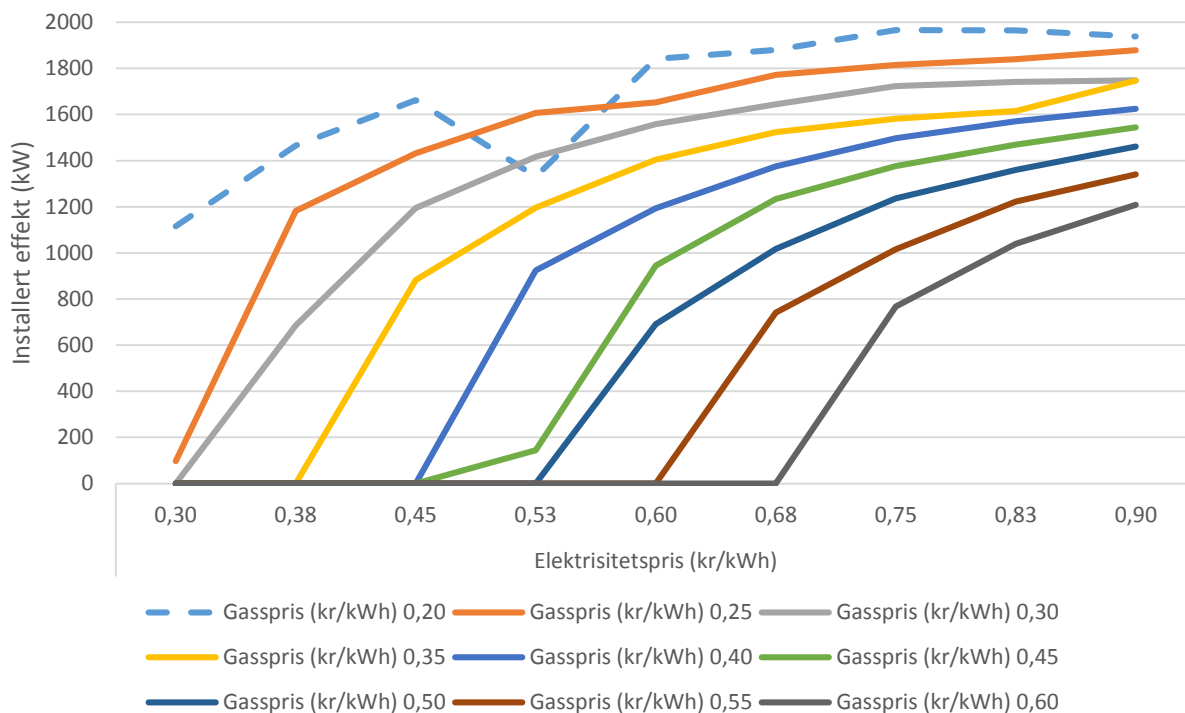
I Figur 42 ser man utviklingen for den installerte effekten hos varmepumpen ved variasjon i elektrisitets- og gasspris. For økning i elektrisitetsprisen ser man at den installerte effekten øker jevnt i alle tilfeller unntatt ved de laveste nivåene for gassprisen, som derfor her er uthevet med en stiplet linje. Den installerte kapasiteten for varmepumpen har en liten nedgang ved strømpriser på 53 øre/kWh og 75 øre/kWh. Ved en rask beregning finner man at gasskjelen ved maksimal last vil kunne produsere varme ved en kostnad på 22,7 øre/kWh ved full delast og en gasspris på 20 øre/kWh, utslippsavgift ikke medregnet. Til sammenligning vil varmepumpen ved sin maksimale COP på 3,24 og en elektrisitetspris på 75 øre/kWh ha en varmekostnad på 23,1 øre/kWh. Dette kan forklare nedgangen ved 75 øre/kWh, men ikke ved 53 øre/kWh. For å

undersøke dette må man derfor se på den installerte effekten for de øvrige varmekildene ved denne kombinasjonen av strøm- og gasspris.



FIGUR 43 INSTALLERT EFFEKT FOR ELEKTROKJEL VED DESIGNOPTIMALISERING VED VARIERENDE ELEKTRISITETS- OG GASSPRISER

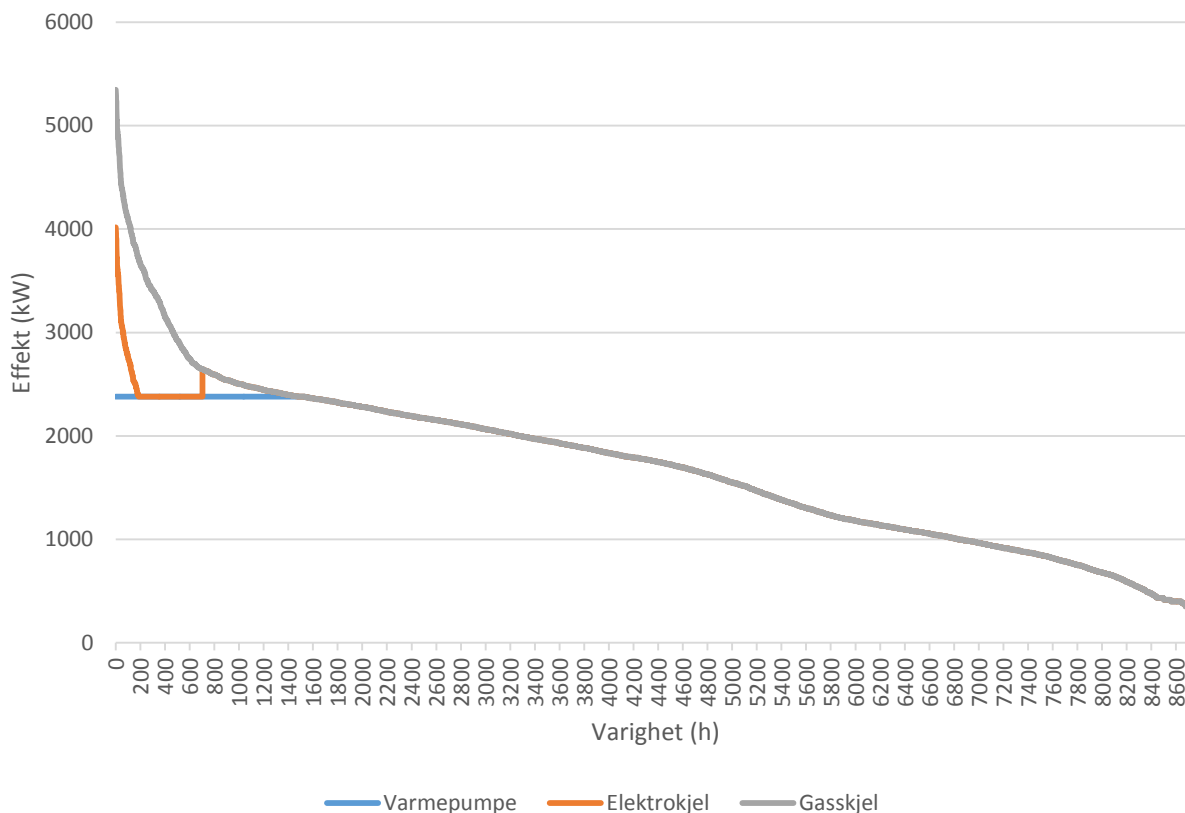
I et tilsvarende diagram illustreres i Figur 43 utviklingen i den installerte effekten hos elektrokjelen ved variasjon i energiprisene. Man ser også her den samme utviklingen hvor effekten synker gradvis med kraftprisen, og i større grad jo lavere gassprisen er. Det spesielle tilfellet med en gasspris på 20 øre/kWh er også her uthevet, da dette også ser ut til å påvirke kapasiteten for elektrokjelen. Her ser man at på tross av at strømprisen øker, vil man for kombinasjonen av en gasspris på 20 øre/kWh og en strømpris på 53 øre/kWh få økt kapasitet hos elektrokjelen før denne synker noe igjen ved ytterligere økning i strømprisen.



FIGUR 44 INSTALLERT EFFEKT FOR GASSKJEL VED DESIGNOPTIMALISERING VED VARIERENDE ELEKTRISITETS- OG GASSPRISER

Figur 44 viser variasjonen for installert effekt hos gasskjelen, og det er igjen for det laveste nivået av gassprisen at man har en karakteristikk som skiller seg ut. Her ser man at det ved gasspris på 20 øre/kWh og strømpris på 53 øre/kWh faktisk er en reduksjon i installert effekt for gasskjelen. Denne adferden lar seg vanskelig forklare ut fra de resultatene man har sett så langt, og det er derfor sett nærmere på dette spesialtilfellet.

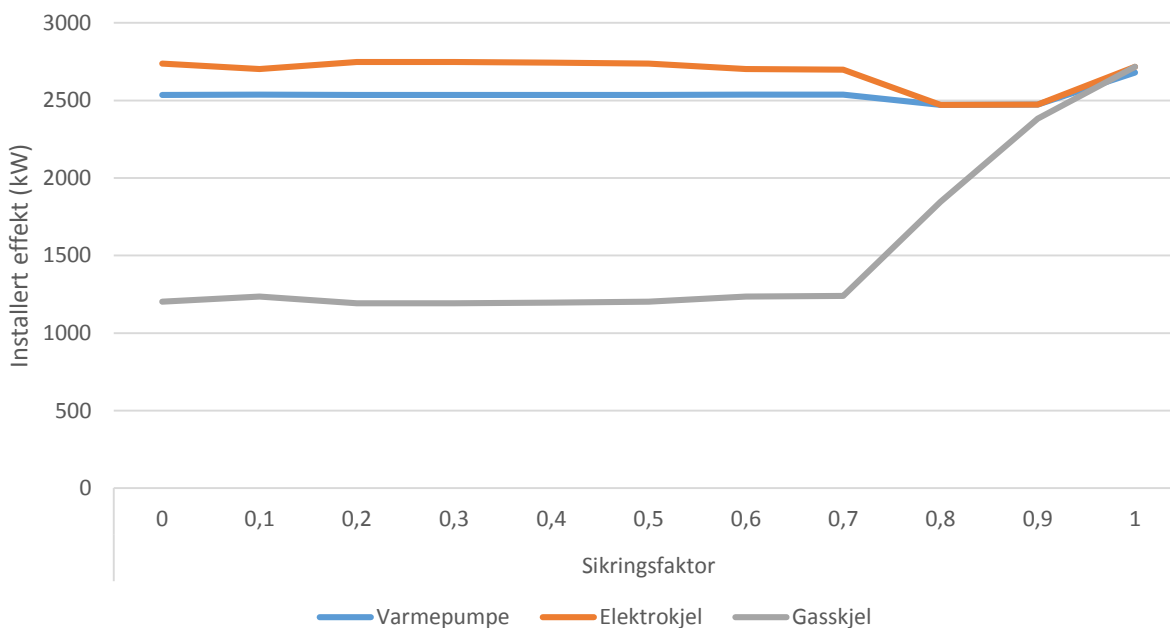
Ved disse prisnivåene, altså 20 øre/kWh for gass og 53 øre/kWh for elektrisitet får man en driftsprofil som vist i Figur 45.



FIGUR 45 DRIFTSPROFIL FRA ANLEGGSDSIGN OPTIMALISERT VED EN ELEKTRISITETSPRIS PÅ 53 ØRE/KWH OG EN GASSPRIS PÅ 20 ØRE/KWH

Fra denne driftsprofilen ser man at gasskjelen dekker en relativt stor andel av energien, 4,1 %, samtidig som elektrokjelen dekker en svært stor andel av effektbehovet ved de høyeste effekttoppene. Årsaken til at man for dette tilfellet får en reduksjon i kapasitet for både varmpumpen og gasskjelen, mens elektrokjelens kapasitet øker, kan forklares ved at gasskjelens virkningsgrad avhenger av hvilken andel av den maksimale lasten den opererer ved. Dersom man reduserer den installerte effekten vil man altså øke den gjennomsnittlige virkningsgraden for den varmen som leveres, samt senke den nedre effektgrensen. Elektrokjelens kapasitet økes derfor slik at denne kan dekke en større andel av de høyeste effekttoppene, mens gasskjelen kan driftes ved høyere gjennomsnittlig virkningsgrad. Gasskjelen inntar en rolle som en form for grunnlast innenfor de høyeste effektbehovene. Investeringskostnaden er også noe høyere for gasskjelen, noe som også kan være med å påvirke denne balansen. Som man kunne se fra variasjonen i installert effekt hos varmekildene, øker kapasiteten hos gasskjelen igjen ved ytterligere økning i elektrisitetspris, noe som kan skyldes at det da stilles noe lavere krav til varmekostnad fra gasskjelen. Denne kan da driftes ved lavere virkningsgrad uten å få en varmekostnad som overstiger den for elektrokjelen.

Dersom man ønsker å være sikret ved utfall av en av varmekildene, eller dersom man ønsker å være i stand til å koble ut en av varmekildene for vedlikehold uten at dette setter anlegget ut av stand til å dekke det nødvendige varmebehovet, kan man kreve at det skal være en viss sikkerhetsdekning i systemet. Dette er beskrevet i avsnitt 3.1 og modelleringen av dette er forklart i avsnitt 8.6. I praksis betyr dette at man krever at alle kombinasjoner av to av de tre varmekildene skal være i stand til å dekke en viss andel av det maksimale behovet. For å undersøke hvor stor innvirkning et slikt krav har på den årlige kostnaden, og hvordan denne ekstra kapasiteten fordeles mellom varmekildene, er det kjørt designoptimaliseringer for en sikringsfaktor mellom 0 og 1 med en steglengde på 0,1. Ved en sikringsfaktor på 0,1 settes det som krav for modellen at alle kombinasjoner av to av varmekildene skal være i stand til å dekke 10 % av det maksimale effektbehovet. Det maksimale effektbehovet som det her dimensjoneres for er det høyeste som forekommer i den beregnede behovsprofilen, og er på 5397 kW. Resultatet av disse er vist i Figur 46.

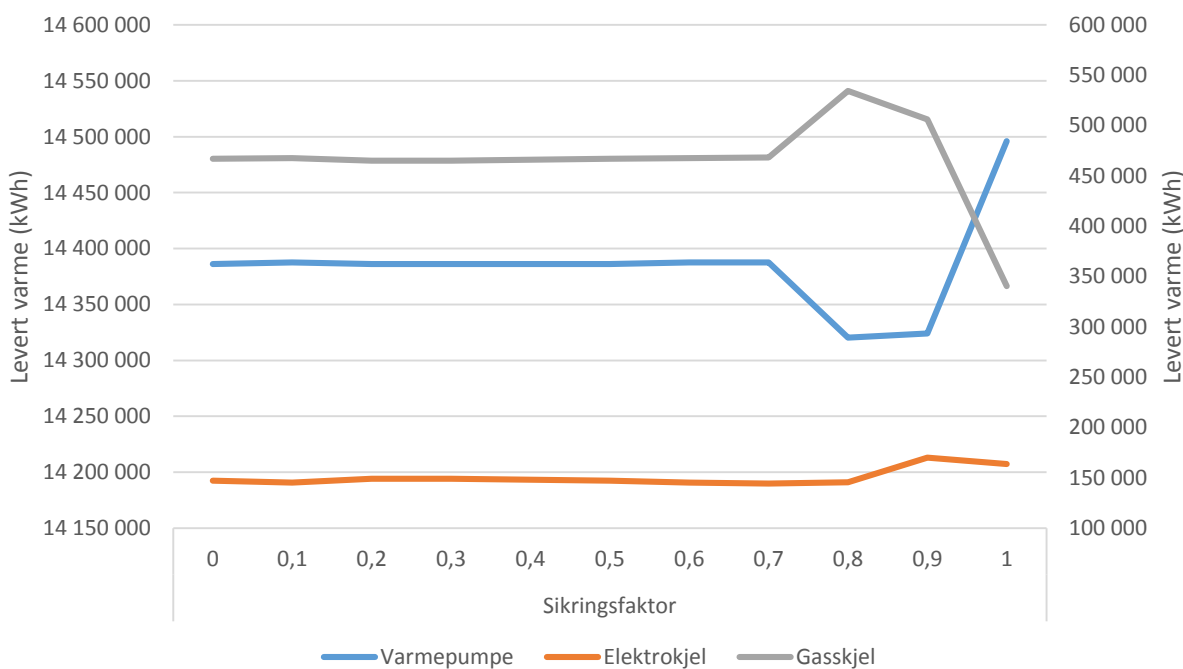


FIGUR 46 INNVIRKNING FRA SIKRINGSFAKTOR I 2003-KRAV PÅ INSTALLERT EFFEKT I DESIGNMODELLEN

Det første som kan ses på er hvordan dette kravet til ekstra installert effekt løses av designmodellen. For lave sikringsfaktorer ser man at det allerede er tilstrekkelig dekning med de eksisterende kapasitetene, og at disse derfor omdisponeres i mindre grad. For sikringsfaktorer høyere enn 0,7 endres derimot designet, og kapasiteten for gasskjelen øker for å sørge for at denne i kombinasjon med hver av de to andre skal være innenfor kravet. Samtidig senkes kapasiteten for elektrokjelen og varmepumpen noe, ettersom dette gjør at man får en noe høyere effektutnyttelse enn dersom man kun hadde økt kapasiteten for gasskjelen. For en sikringsfaktor på 1, altså dersom man krever at alle kombinasjoner av to av varmekildene skal

kunne dekke hele behovet, ser man at også kapasiteten for elektrokjelen og varmepumpen øker noe. De tre varmekildene har da tilnærmet lik installert effekt, og denne ligger da ved 50 % av det maksimale effektbehovet.

Denne økningen i kapasitet for gasskjelen gjør at den nedre dellastgrensen heves, slik at det for lave effektbehov ikke lengre vil være mulig å drifte denne. Ved høye behov vil man derimot kunne dekke en større andel ved hjelp av gasskjelen, og innvirkningen av dette på fordelingen av varmeleveranse og på den totale årlige kostnaden er derfor interessant. Det må forventes at den finansielle kostnaden vil stige med større samlet installert effekt, men driftskostnaden vil nødvendigvis også påvirkes også av denne endringen.

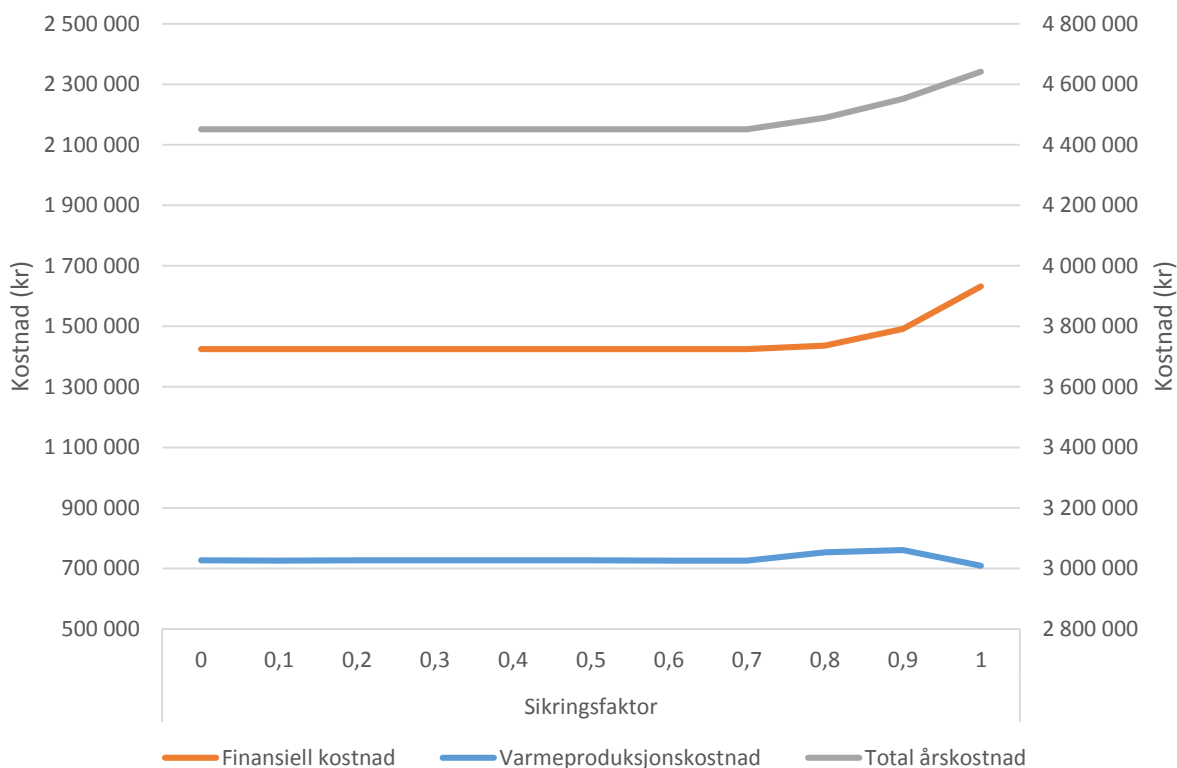


FIGUR 47 INNVIRKNING FRA SIKRINGSFAKTOR I 2003-KRAV PÅ LEVERT VARMEMENGDEN FRA VARMEKILDENE I DESIGNMODELLEN

I Figur 47 er varmeleveransen fra varmepumpen plottet på primæraksen, mens varmeleveransen fra gasskjelen og elektrokjelen er plottet på sekundæraksen for å gjøre det lettere å observere variasjonen hos disse.

Fra figuren ser man at den økte kapasiteten for gasskjelen ved en sikringsfaktor på 0,8-0,9 fører til at varmemengden levert fra gasskjelen øker, mens varmepumpens varmeleveranse synker. Denne endringen i varmeleveranse er relativt stor på tross av en endring i installert effekt på kun 70 kW. Den høye effektutnyttelsen for varmepumpen gjør likevel at denne reduksjonen får stor innvirkning. Ved en sikringsfaktor på 1 øker varmepumpens kapasitet til et høyere nivå enn uten sikringsfaktor, og denne overtar dermed en større andel av energileveransen.

Innvirkningen dette har på den finansielle kostnaden og varmeproduksjonskostnaden er vist i Figur 48. Her er den totale årlige kostnaden samt driftskostnaden plottet på sekundæraksen, mens den finansielle kostnaden er plottet på primæraksen.



FIGUR 48 INNVIRKNING FRA SIKRINGSFAKTOR I 2003-KRAV PÅ FINANSIELLE KOSTNADER OG DRIFTSKOSTNADER VED DESIGNOPTIMALISERING

Her vises det at den finansielle kostnaden øker i mindre grad ved en sikringsfaktor på 0,8, ettersom den ekstra installerte kapasiteten for gasskjelen følges av en liten reduksjon i kapasitet for varmepumpen og elektrokjelen, slik at den samlede kapasiteten ikke øker med mer enn ca. 300 kW selv om gasskjelens kapasitet øker med 600 kW. Deretter stiger den brattere for en sikringsfaktor på 0,9-1, ettersom den samlede kapasiteten her øker i større grad, med henholdsvis ca. 550 kW fra 0,8 til 0,9 og 800 kW fra 0,9 til 1. Driftskostnaden øker i intervallet for sikringsfaktoren fra 0,8 til 0,9 idet kapasiteten for gasskjelen økes og kapasiteten for varmepumpen reduseres. Ved en faktor på 1 reduseres derimot driftskostnaden, slik at økningen i total årskostnad her dempes noe. Som man ser øker ikke den totale årlige kostnaden med mer enn ca. 190 000 kroner, eller 4,3 % av den opprinnelige årlige kostnaden, ved full 2003-dekning, mens den for sikringsfaktorer lavere enn 0,8 er tilnærmet upåvirket. Det er altså uten noen ekstrakostnad mulig å dimensjonere anlegget slik at man med unntak for perioder med svært høyt varmebehov har muligheten til å ta en av varmekildene ut av drift for

vedlikehold, og samtidig har sikret leveransen dersom man skulle oppleve en driftsstans for en av varmekildene.

11. DISKUSJON

Det går her igjennom de resultater som er funnet for de ulike scenariene, og forutsetningene disse er bygget på. Ettersom modellene som er utviklet for optimalisering og drift har en del begrensninger er det viktig å kunne se resultatene i lys av disse, slik at man kan vurdere i hvilken grad de beregnede verdiene er pålitelige eller om de kun gir en indikasjon på den generelle oppførselen man kan forvente ved gjeldende forutsetninger.

11.1 SIMULERINGSGRUNNLAG

En svært bestemmende faktor for designet og driften av varmesentralen er behovsprofilen, og ettersom denne er generert basert på en forutsetning om at behovet til oppvarming og gatebehov er rent temperaturavhengig uten variasjon i bruksmønster gjennom døgnet, utgjør dette en av de største potensielle feilkildene for modellen som er utviklet. I realiteten vil man kunne forvente svingninger i behov avhengig av tid på døgnet, variasjon gjennom uken og for spesielle hendelser. Behovet har likevel en karakteristikk som ligger tett opp til den man ser i reelle anlegg, og gir om ikke en nøyaktig gjengivelse av behovet i Hammerfest, så i hvert fall en realistisk oppførsel som nært den man kan forvente fra effektbehovet i et fjernvarmenett. Ettersom den samme behovsprofilen og de samme betingelser er benyttet for alle scenariene i analysen har man også gitt et grunnlag for å sammenligne disse på lik linje. Analysen av hvordan anlegget i scenario 2 responderte på variasjoner i behovsprofilen er ment å belyse hvilke resultater man vil kunne forvente dersom man har høyere eller lavere variasjon i varmebehovet, og man ser her at det ikke er betydelige endringer i varmekostnad selv om fordelingen av energileveransen endres for hvert av tilfellene. Dette, sammen med sensitivitetsanalysen for variasjon i de andre driftsparameterne, indikerer derimot at anlegget som bygges i Hammerfest vil være i stand til å produsere ved en stabil varmekostnad på tross av eventuelle endringer i driftsforhold og bruksmønster i kundemassen.

For å simulere driften ble data for investeringskostnader og vedlikeholdskostnader forbundet med selve varmekildene, energipriser og utslippsdata m.m. innhentet der hvor disse var tilgjengelige, og estimert dersom det var vanskelig å oppdrive nøyaktige data. Det at enkelte verdier er estimert gir følgelig en viss usikkerhet i resultatene, men de estimerte verdier er valgt innenfor det sannsynlige området for den aktuelle variabelen. Det er i hovedsak ved beregning av varmebehov at det har vært nødvendig å anta verdier, og ettersom dette først og fremst vil bidra til å skalere resultatet i den ene eller andre retningen bør ikke dette utgjøre en stor feilkilde. Utslipp ved produksjon av elektrisitet ble valgt til å benytte tall for norsk strømproduksjon, noe som gjorde at utslippsavgiften i all hovedsak påvirket gasskjelen og

dimensjonering og drift av denne. Det ble gjort noen sammenligninger av hvordan responsen ville være dersom man heller benyttet verdier for EU-miks av strømproduksjon som ligger på et langt høyere nivå, men dette viste seg å ikke ha noen betydelig innvirkning på verken drift eller design av varmesentralen. Dette ble derfor ikke forfulgt videre. Levetiden for de ulike varmekildene ble satt til å være 20 år for samtlige, og dette er sannsynligvis en noe unøyaktig påstand. I realiteten vil muligens levetiden for elektrokjelen og gasskjelen være noe lengre enn for varmepumpen, og ved å bruke andre verdier kunne bruk av disse ha blitt ansett som noe mer økonomiske valg. Ved å behandle investeringskostnaden for de ulike enhetene i sensitivitetsanalysen er likevel dette området dekket da man ved kortere levetid for varmepumpen oppnår den samme effekten som man gjør ved å øke den spesifikke investeringskostnaden for denne.

Det er som nevnt valgt å ikke modellere distribusjonen eller hensynet til temperaturnivå i denne ved valg av varmekilder og dimensjonering av disse. Dette er vurdert som en av de områdene hvor det vil være størst potensiale for å påvirke resultatet, ettersom modellen grunnet denne forenklingen ikke vil ta hensyn til det resulterende temperaturnivået ved varmeproduksjon og slik kan komme til å gi en sammensetning av varmekildene som krever svært store massestrømmer i distribusjonen. Hvis man ser på fordelingen av behovet på de ulike varmekildene ser man likevel at det for høye effektbehov alltid er en viss andel av behovet som dekkes av enten elektrokjelen eller gasskjelen, og for svært høye behov er begge disse aktive. Dette gjør at man for de høyeste effektbehovene bør kunne oppnå et relativt høyt temperaturnivå og slik vil ikke dette nødvendigvis ha for stor innvirkning på resultatet. Det er også undersøkt hvilke kostnader det vil medføre å heve temperaturnivået ved varmeavgivelse for varmepumpen, og det viser seg at en økning til 90 °C ikke vil medføre en økning på mer enn 20-25 % i investeringskostnader. Dette er altså dekket av sensitivitetsanalysen, som ser på variasjoner innenfor ± 50 % i investeringskostnader.

Den valgte metodikken for optimalisering viste seg å være tilfredsstillende for de formål som den her ble benyttet for, men dersom man skulle utviklet en modell med større kompleksitet og nøyaktighet kunne det vært aktuelt å se på muligheten for å benytte såkalt «mixed integer nonlinear programming» da dette gir mulighet for å løse heltallsproblemer av samme type som de som her resulterte i en tredobling av simuleringstiden for driftsoptimaliseringen.

Ved vurdering av de resultatene som er funnet må det tas høyde for at summen av alle faktorene som modellene avhenger av gir en stor usikkerhet i de beregnede verdiene. Det er derfor den generelle oppførselen det er lagt størst vekt på. For å være i stand til å modellere de komplekse problemene som denne type systemer utgjør må man alltid gjøre forenklinger, og der det har vært nødvendig å gjøre antagelser er det forsøkt å basere disse på data som ligger så nært opp til virkeligheten som mulig. For å undersøke om modellene oppførte seg som

forventet ble det derfor gjennomført omfattende sensitivetsanalyser og kontrollregning av de verdiene som ble beregnet, slik at disse skulle kunne antas å være så virkelighetstro som mulig.

11.2 TERMISK ENERGILAGRING

Modelleringen av den termiske energilagringen er gjort under en antagelse om null forsinkelse ved opptak og avgivelse av varme. Dette vil i realiteten ikke være mulig å oppnå, men ettersom man her opererer med en oppløsning for simuleringen på hele timer vil dette altså i praksis bety at man forutsetter at varmen avgis i løpet av en time. Dette bør være fullt mulig å oppnå, og er slik ikke en usannsynlig antakelse. Varmetapet er konstant og uavhengig av lagret varmemengde, noe som kan forklares ved at store deler av tapet i lagringstanken vil skyldes overgang mellom den varme og kalde delen av tanken. For å unngå dette fokuseres det i utviklingen av tanker for dette formålet på å oppnå lav omrøring ved tilførsel av vann, og på å opprettholde stratifikasjonen mellom varme og kalde vannmasser. Tapet burde derfor muligens ha vært lavere når den maksimale varmemengden er lagret ettersom man da ikke ha denne muligheten for varmeovergang internt i tanken. Ved full tank vil man derimot ha større tap i form av transmisjon til omgivelsene, og antakelsen som ligger til grunn for at tapet er modellert som en konstant prosentandel av den maksimale lagringskapasiteten bør derfor være holdbar. Ved de første simuleringene for scenariene ble det funnet at man ved drift av den prosjekterte lagringstanken på 5000 liter klarte å oppnå en total varmetransport, summert for varme flyttet fra høyt til lavt effektnivå, på ca. 1700 kWh. Dette utgjør kun en svært liten andel av det totale varmebehovet, og man kan derfor argumentere for at gevinsten ved denne løsningen er neglisjerbar. Dette resultatet ble funnet ved en driftsstrategi som tilsa at varme kunne lagres i maksimalt 24 timer og at den lagrede varmen kun skulle avgis dersom det aktuelle effektbehovet var det høyeste som forekom innenfor 24 timer. Senere fant man at dette på langt nær var den optimale driftsstrategien for TEL-systemet. Ved den økonomisk mest gunstige strategien var den transporterte varmemengden på ca. 2100 kWh, noe som fortsatt ikke er betydelig sammenlignet med det totale varmebehovet på 15 GWh. Særlig hvis man ser dette i sammenheng med det totale varmetapet under lagring på ca. 200 kWh ved denne strategien, virker gevinsten ved bruk av termisk energilagring å gi svakt grunnlag for utbygging. Videre ble det sett på om man kunne øke gevinsten ved å øke lagringskapasiteten. Det viste seg da at gevinsten øker, men ikke med samme faktor som kapasiteten og at dette skyldes at man da er avhengig av å utvide den maksimale lagringstiden for å utnytte systemet maksimalt, noe som i sin tur øker tapene ved lagring. Dette gjør at man ikke kan øke kapasiteten forbi et visst punkt uten at tapsøkningen overgår økningen i fortjeneste. Dersom data for investeringskostnad for dette lagringssystemet hadde vært innhentet, og en mer detaljert modell hadde blitt utviklet kunne dette vært benyttet for å finne hvilken dimensjonering av systemet som gir den optimale balansen mellom investeringskostnad og årlig gevinst.

11.3 SCENARIO 1

Ved å benytte en enkel designmodell som kun benytter seg av de faste investeringskostnadene sammen med driftskostnaden for hver varmekilde ved fordeling av den installerte kapasiteten fikk man et sammenligningsgrunnlag for de resultatene som senere ble funnet ved hjelp av designoptimaliseringsmodellen. Her ble det benyttet de samme prisene for elektrisitet og gass som for de øvrige simuleringene, men kostnader for utslipp ble sett bort fra da dette ikke utgjorde en betydelig andel av den totale kostnaden. Det ble også antatt konstant COP og virkningsgrad for de ulike varmekildene da det ikke på noen enkel måte lot seg gjøre å finne noen forventede verdier for disse ved drift. Dette var fordi man ikke kunne anslå hvor stor andel av energien som ville bli produsert ved de ulike nivåer av delast. Designet som ble funnet ble basert på et krav om 20 % overdimensjonering av den samlede installerte kapasiteten, og dette ble gjort fordi man ved design av varmesentraler vil ønske at disse skal være i stand til å tåle en viss fremtidig økning i behov i kundemassen. Ettersom dette gjorde at de kapasitetene som normalt ville blitt valgt ble skalert med en faktor på 1,2 fikk man da en varmesentral som var i stand til å produsere varme på en svært fleksibel og effektiv måte, men som medførte det som senere skulle vises å være unødvendig høye finansielle kostnader og vedlikeholdsutgifter. Kapasiteten ble fordelt på 2949 kW for varmepumpen, 1000 kW for elektrokjelen og 2527 kW for gasskjelen.

Designet lå, på tross av denne svært enkle metoden for fordeling av den installerte kapasiteten, svært nært opp til det designet som senere ble funnet ved hjelp av designoptimaliseringsmodellen, og hovedforskjellen lå i fordelingen mellom elektrokjelen og gasskjelen. Dette ble antatt å skyldes at mens det i den forenklede designmetodikken kun ble sett på konstante driftskostnader uten begrensninger for delast, ble det for designoptimaliseringsmodellen gjennomført en driftssimulering for hvert foreslåtte anleggsdesign slik at denne delastbegrensningen kunne tas til følge.

Den samlede kapasiteten er en del lavere enn for det designet som er valgt ved anlegget i Hammerfest, hvor det totalt er installert 8004 kW. Ved de valgte kapasitetene får man en energidekningsgrad på 97,6 % for varmepumpen, noe som er svært høyt. Dette gir derimot en effektutnyttelse for varmepumpen på kun 56,7 %, og tyder på at denne muligens kunne vært dimensjonert noe lavere til fordel for økt effekt for elektrokjelen og gasskjelen. Denne litt skjeve fordelingen i den installerte kapasiteten skyldes som nevnt at kapasitetene for varmekildene er direkte skalert opp for å dekke kravet om 20 % effektreserve. Det foreslåtte designet for varmesentralen viste seg ellers å prestere svært bra, og ga en gjennomsnittlig varmekostnad på 30,19 øre/kWh. Kostnaden til varmeproduksjon utgjør 19,77 øre/kWh av dette. Denne lave energiproduksjonskostnaden skyldes en gjennomsnittlig energifaktor på 0,34 for systemet som helhet, hvor varmepumpen med sin høye energidekningsgrad og en energifaktor på kun 0,31 utgjør hovedvekten av denne. Sammenlignet med strømprisen som er benyttet for denne

driftssimuleringen får man da en gjennomsnittlig driftsmargin på 29,81 øre/kWh, og selv etter å ha inkludert en eventuell pumpekostnad bør man derfor kunne levere varme til en pris som er svært gunstig for forbrukerne.

11.4 SCENARIO 2

Ved driftssimulering for anlegget i Hammerfest fant man at dette ga en relativt mye høyere gjennomsnittlig varmekostnad på 40,57 øre/kWh. Varmepumpen er her i stand til å dekke kun 63,4 % av det totale energibehovet, og man får slik en langt høyere varmeproduksjonskostnad enn for designet funnet i scenario 1. Elektrokjelen og gasskjelen får en energidekningsgrad på henholdsvis 17,3 % og 19,3 %, og ettersom disse i kontrast til varmpumpen produserer varmen ved en energifaktor på 1,02 og 1,31 gir dette et samlet energiforbruk for hele systemet som er nær det dobbelte av hva man har i scenario 1. Selv om den samlede installerte kapasiteten her er høyere enn i scenario 1, får man en total kostnad til vedlikehold og finansielle utgifter som er lavere, ettersom kapasiteten i større grad er fordelt på elektrokjelen og gasskjelen som har svært lave investeringskostnader. Denne differansen mellom fordelingen av den installerte kapasiteten i scenario 1 og 2 kan skyldes at det er gjort en noe nøktern vurdering av investeringskostnaden som er benyttet for varmpumpen ved simulering, men også at utgiftene er overestimert ved prosjektering av anlegget i Hammerfest. Investeringskostnaden for varmpumpen som er innhentet og benyttet for dimensjonering av anlegget både i scenario 1 og scenario 3 er antatt å også inkludere kostnader til omkringliggende strukturer for varmpumpen, slik som tilførselssystemer for sjøvann til fordampere. De verdiene som er oppgitt for COP er også antatt å inkludere energien som går med til pumping av sjøvann, og dersom dette burde vært beregnet som en tilleggskostnad kan dette forklare at man oppnår såpass ulike resultater. Hammerfest energi har oppgitt at de forventer å oppnå en energidekningsgrad på 55 % for den installerte varmpumpen, 40 % for elektrokjelen og 5 % for gasskjelen. Det ble da antatt en samlet driftstid på 5800 timer for varmpumpen, mens man ved driftssimulering så at denne ble driftet hele året. Det er kanskje urealistisk å forvente avbruddsfri drift året rundt, men uten avbrudd i lengre perioder bør man kunne oppnå et antall driftstimer som ligger opp mot full utnyttelse. Sammenlignet med disse verdiene er altså ytelsen for varmesentralen noe bedre hva angår energidekningsgraden for varmpumpen, mens differansen i fordeling av energidekningen mellom elektrokjelen og gasskjelen kan skyldes at det er benyttet forskjellige driftskostnader ved beregning eller at det er lagt andre forutsetninger til grunn enn kun varmekostnaden. Dersom man for eksempel prioriterer å drifte elektrisk fremfor bruk av gass av hensyn til utslipp vil man kunne ende opp med at gasskjelen kun dekker de høyeste effektbehovene. Ettersom varmesentralen har en svært sentrumsnær lokasjon kan det foreligge restriksjoner fra myndighetene for hvor stor andel av driften som tillates dekket ved hjelp av gasskjelen, for å unngå at det periodevis oppstår svært store utslipp i nærheten av

bebyggelse. Det allmenne nivået for forurensning i Hammerfest antas ikke å være spesielt høyt, men dette er altså et hensyn som kan være tatt.

Ved analyse av hvordan driften av anlegget endret seg i takt med endringer i driftsparametere som energipriser og avgiftsnivå for utslipp, var hensikten å undersøke hvordan driften kunne tilpasses endrede driftsforutsetninger og eventuelt redusere de negative konsekvensene av disse. For endringer i energipriser fant man at innvirkning på den totale årlige kostnaden var relativt stor, og særlig for endring i elektrisitetsprisen var denne betydelig. Ettersom driften baserer seg på varmpumpen som grunnlast vil en endring i strømprisen få en direkte innvirkning på en stor andel av varmeproduksjonskostnaden. Det vil i de fleste tilfeller likevel være det foretrukne alternativet å drifte denne ettersom en eventuell bruk av gasskjel ville medført langt høyere produksjonskostnader med unntak av for svært lave gasspriser. Det øvrige behovet forskyves derimot avhengig av energiprisen, og vil for økninger i elektrisitets- eller gassprisen forskyves mot den energikilden som ikke benytter den påvirkede energiformen. Dette er som forventet, men man ser at det i større grad er mulig å unngå innvirkning av en økning i gassprisen enn av en økning i strømprisen ettersom gasskjelen langt på vei kan fases helt ut til fordel for elektrisk drift ved høye gasspriser. Ved høye strømpriser kan man derimot ikke kutte driften av elektrokjelen helt ettersom denne er nødvendig for å dekke effektgapet mellom varmpumpens maksimale kapasitet og gasskjelens nedre delastgrense. Derfor vil man selv ved svært høye elektrisitetspriser være nødt til å drifte elektrokjelen for et behovsintervall som forekommer relativt ofte, mens man ved høye gasspriser kan drifte gasskjelen kun ved de aller høyeste effekttoppene. Dersom man hadde operert med en fast salgspris for varmen ville dette medført at man i perioder med høye strømpriser ville opplevd å måtte drifte anlegget med tap, men ettersom varmeprisen kan oppjusteres etter strømprisen vil dette høyst sannsynlig kunne unngås. Selv om varmeprisen oppjusteres ved høye strømpriser bør det være mulig å tilby kundene varme til en rimelig pris ettersom man fortsatt vil ha store energibesparelser takket være varmpumpen og har mulighet til å gå over til drift av gasskjelen for å dekke den øvrige lasten.

Ved å undersøke hvordan forholdet mellom den totale varmekostnaden og strømprisen forløp ble disse sammenlignet og man fant da at det for økning i strømprisen faktisk vil være mulig å levere varmen ved en langt større differanse til denne enn ved lave strømpriser. Ettersom kostnadene til vedlikehold og finansielle utgifter er de samme, uavhengig av energiprisene, vil det ved høye strømpriser være større potensiale for å skape en differanse fordi denne faste utgiften da vil utgjøre en mindre andel av den totale kostnaden. Varmepumpen sørger for at man får en energifaktor som uavhengig av strømpris ligger betydelig lavere enn 1, og det vil derfor være en stadig økende differanse mellom varmekostnaden som kan tilbys fra fjernvarmesystemet og strømprisen etter hvert som strømprisen øker. Ved endring i behovsprofil i retning høyere eller lavere variasjon i effektbehov fant man at dette anlegget vil

være i stand til å produsere varme ved en varmekostnad på samme nivå, men at det vil være gunstig for driften dersom man får en behovsprofil med en lavere gjennomsnittlig variasjon. Dette gir bedre betingelser for utnyttelse av varmepumpen, og man kan dermed redusere den årlige kostnaden til energibruk.

Driften av varmekildene gjennom året ble også undersøkt for et scenario hvor man introduserer en kostnad ved start/stopp av varmekildene for å simulere den økningen i vedlikeholdskostnad dette vil medføre som følge av økt slitasje og lav virkningsgrad ved oppstart. Man fant da at det ved lave kostnader for start/stopp vil være gunstig å ta hensyn til disse ved drift av varmekildene, mens det for middels høye verdier faktisk vil være gunstig å drifte varmekildene slik disse ville blitt driftet uten den ekstra kostnaden. Årsaken til dette er at tapene ved ugunstig drift da utgjør en større økning i kostnad enn den ekstra kostnaden til start/stopp. Ved høye kostnader for start/stopp fant man igjen at det vil være mest gunstig å ta hensyn til disse start/stopp-kostnadene. Dette gjaldt likevel kun for svært høye verdier, og slike kostnader vil muligens være urealistisk høye. Et av hovedproblemene med den implementasjonen som her ble valgt for denne kostnaden er at den kun vurderer om det vil være lønnsomt å starte varmekilden for den aktuelle timen. Det gjøres ingen vurdering av hvorvidt det også for de neste timene vil være lønnsomt å ha denne varmekilden i drift, og det burde derfor være inkludert en form for prediksjon av kostnaden ved å drifte anlegget for å vurdere hva som vil være det mest økonomiske valget. I realiteten vil man også ha en redusert virkningsgrad kort tid etter oppstart for varmekildene, og denne kostnaden bør derfor fordeles ut over et lengre tidsrom enn kun en enkelt time dersom man skal kunne anse det som en nøyaktig tilnærming.

Ut over å vurdere designet av varmesentralen var det også ønskelig å få undersøkt hvilket potensiale som ligger i det å knytte anlegget til spillvarme fra gasskjøleanlegget på Melkøya og å optimalisere driften av den termiske energilagringen for å øke utnyttelsen av varmepumpen.

Ved å knytte seg til Melkøya vil man kunne benytte sjøvann ved en temperatur på 12-15 °C som varmekilde for varmepumpen i stedet for dagens nivå som er 3 °C. Ved å gjøre et grovt overslag over hvilken økning i COP man kan forvente ved en slik økning av temperaturnivået ved varmekilden fant man at det for hver Kelvin økning kan antas en forbedring i COP på ca. 1,5 %. Dette er altså kun et estimat, og benyttes for å finne i hvilken størrelsesorden besparelsene i energikostnader vil befinne seg. For å utnytte det forhøyede temperaturnivået vil det være optimalt å benytte en varmepumpe som er bygget for å operere ved disse driftsforholdene. Varmepumper som leveres i denne effektklassen og for slike temperaturløft er skreddersydd for å møte de eksakte behovene som er spesifisert, og det vil altså ikke være mulig å oppnå like høy COP med en varmepumpe som er designet for andre driftsforhold.

Den maksimale investeringskostnaden for tilknytningen til Melkøya vil være avhengig av hvor store besparelser man er i stand til å oppnå som følge av økningen i COP, og for å beregne hvor

stor denne investeringen maksimalt kan være ble det derfor kjørt driftssimuleringer som benyttet de ulike økningene i COP som kan forventes ved varierende økningen i temperaturnivå for varmekilden. Ved det temperaturnivået som er forventet for spillvarmen bør man ifølge disse simuleringene kunne spare mellom 230 000 og 300 000 kroner årlig som følge av redusert energibruk, og dette tilsvarer altså en reduksjon i årlig total kostnad på ca. 4-5 %. Isolert sett kan dette anses som en stor besparelse, men for å oppnå dette må det bygges ut en rørledning for transport av spillvarme fra Melkøya til Hammerfest sentrum, en avstand på ca. 4 kilometer. For å kunne være økonomisk forsvarlig må denne rørledningen kunne finansieres ved hjelp av den besparelsen man oppnår i form av redusert energikostnad, og derfor ble det beregnet hvilke totale kostnader en slik utbygging kan ha. Ved å finne nåverdien av den årlige besparelsen for ulike levetider for rørledningen fant man at det selv for en levetid på 60 år ikke vil være mulig å forsvare en investering på mer enn 5,5 millioner kroner. Kostnaden for bygging av en slik rørledning vil etter all sannsynlighet langt overstige denne summen, og hvis man i tillegg medregner kostnader til pumpeutstyr, driftskostnader og vedlikehold vil man få et enda svakere regnestykke. Det vurderes derfor som svært lite sannsynlig at dette vil være en lønnsom investering. Årsaken til dette er i all hovedsak at strømprisen er så lav at det selv ved store energibesparelser ikke er lønnsomt å nyttiggjøre denne varmen. Sett i et samfunnsøkonomisk perspektiv er dette svært uheldig, ettersom man grunnet de lave energiprisene ikke har sterke nok incentiver for å benytte seg av en slik kilde til «gratis» varme, på tross av at det er et uttalt mål å redusere energibruken og utslippene. Inntil strømprisen eventuelt opplever en dramatisk økning vil man være avhengig av at spillvarmen er tilgjengelig der den skal brukes og at den kan benyttes uten at dette medfører betydelige kostnader.

For å optimalisere driften ble driftsstrategien for TEL-systemet optimalisert for ulike dimensjoner av dette, og man fant her at det vil være optimalt å drifte den eksisterende lagringstanken med et intervall for prioritering av effektbehov på én time for å maksimere utnyttelsen, og en maksimal lagringstid for varme på mellom 5 og 8 timer ettersom det i dette intervallet ble funnet at man hadde størst økonomisk gevinst fra bruken av TEL-systemet. Denne gevinsten er en balanse mellom reduserte varmeproduksjonskostnader ved å flytte produksjonen fra elektrokjelen eller gasskjelen til varmepumpen, og økt varmebehov grunnet termiske tap fra TEL-systemet. Dette gjør som tidligere forklart at man har en grense for hvor stor lagringstanken for dette systemet kan gjøres før økningen i termiske tap overgår gevinsten fra økt utnyttelse av varmepumpen. Ved den gjeldende størrelsen for lagringstanken på 5000 liter fant man at den årlige gevinsten er på ca. 1400 kroner årlig. Dette må kunne sies å være en beskjeden besparelse sammenlignet med den årlige totale kostnaden til drift og finansielle kostnader for varmesentralen på 6,16 millioner. Dersom man ser dette i sammenheng med kostnadene et slikt system vil medføre både til investering og vedlikehold er det lite trolig at dette isolert sett vil være økonomisk gunstig. Den lave lagringskapasiteten for lagringstanken er en svært begrensende faktor for gevinsten man er i stand til å oppnå, og ved å doble denne fant

man en maksimal årlig gevinst på ca. 2400 kroner. Dette er fortsatt et lavt tall, og underbygger påstanden om at dette ikke vil være lønnsomt ved de gjeldende forutsetningene. Et annet alternativ for lagring av varme i perioder med lavt behov er å heve den gjennomsnittlige temperaturen i distribusjonsnett, slik at det ved høye behov er en større tilgjengelig energimengde i nettet. Dette kan benyttes i tillegg til en lagringstank slik som det her har blitt modellert, men kan også erstatte denne helt. Ulempene ved bruk av distribusjonsnett for lagring er at de termiske tapene vil være høye ettersom man får økt varmeovergang til omgivelsene for hele distribusjonsnett. I korte perioder kan dette likevel benyttes med gevinst og i dette tilfellet ville det være interessant å undersøke hvilke volum som er tilgjengelige i distribusjonsnett og hvilket potensiale for lagring som ligger i dette.

11.5 SCENARIO 3

Ved hjelp av designoptimaliseringsmodellen ble et optimalisert design funnet med det samme kravet om 20 % effektreserve som i scenario 1. Dette skilte seg noe fra det designet som ble funnet ved hjelp av den forenklede modellen i scenario 1, og utviste store forskjeller i fordeling av kapasiteten fra designet av varmesentralen i Hammerfest. Ved driftssimulering for dette designet og sammenligning av resultatene fra denne med resultatene for scenario 1 og scenario 2 fant man at man ved dette designet fikk en total gjennomsnittlig varmekostnad på 29,67 øre/kWh, mot 30,19 øre/kWh for scenario 1 og 40,57 øre/kWh for scenario 2. Den totale installerte kapasiteten er tilnærmet lik for scenario 1 og 3, ettersom begge var underlagt samme krav om 20 % effektreserve. Fordelingen er derimot ulik: mens man i scenario 1 har en varmpumpe på 2949 kW er denne i scenario 3 på 2536 kW. Dette er den viktigste forskjellen mellom de to designene, og fører til at man i scenario 1 får en svært høy energidekningsgrad for varmpumpen på 97,6 % mens man i scenario 3 har en energidekningsgrad på 95,9 %. Dette gjør at man i scenario 3 får en høyere energikostnad enn i scenario 1, men effektutnyttelsen er hele 8,1 % høyere for varmpumpen. Den finansielle kostnaden og utgiftene til vedlikehold er derfor lavere for det optimaliserte designet, og summen av disse forskjellene gir en differanse i total årlig kostnad på 77 259 kroner. Som en årlig besparelse er dette kanskje ikke å anse som en betydelig sum, men over levetiden for anlegget vil det utgjøre en forskjell på opp mot én million kroner.

Sammenlignet med designet for anlegget i Hammerfest har man i scenario 3 en høyere anleggskostnad, ettersom kapasiteten for varmpumpen er nesten dobbelt så stor, men energikostnaden er betydelig lavere. Dette gir et anlegg som vil være mer avhengig av stor energileveranse for å kunne driftes lønnsomt enn hva man krever for anlegget i Hammerfest, men som har et større potensiale for besparelse både økonomisk og energimessig ettersom energifaktoren er nær halvert. Energileveransen er mer enn 95 % dekket av varmpumpen, og sammenlignet med sammensetningen for fjernvarme levert i Norge de siste årene har man dermed en langt større andel fornybar energi i miksen, også dersom man bare anser den

andelen av den leverte energien som hentes «gratis» fra sjøvann som fornybar. Differansen mellom varmekostnaden er relativt stor for disse anleggene. For det optimaliserte anlegget kan man produsere ved en kostnad som ligger 10,97 øre/kWh lavere enn for anlegget i Hammerfest, noe som utgjør en 25 % besparelse. I et marked hvor den øvre grensen for utsalgspris er fastsatt av strømprisen vil en slik besparelse utgjøre store økonomiske fordeler, og den årlige differansen i total kostnad til anlegg og drift er på 1,65 millioner kroner.

Ved å analysere hvordan designet ble utformet ved et krav om full effektdekning ved utfall av en varmekilde så man at også dette kunne oppnås uten betydelig økning i den årlige kostnaden, og dette vil i så fall være noe som ikke kan tilbys ved det anleggsdesignet som er benyttet i Hammerfest. Slik vil anlegget være både fleksibelt med tanke på vedlikehold og eventuell utskifting av en av varmekildene, men også svært leveringssikkert ettersom man ved utfall av en av varmekildene fortsatt vil være i stand til å levere det maksimale effektbehovet som forekommer gjennom året. Leveringssikkerheten for fjernvarme er underlagt de samme krav som kraftleverandører, og det vil gi en stor grad av trygghet for kunden dersom leveransen er sikret på denne måten. Ettersom fjernvarme fortsatt er et marked for fremtiden i Norge vil det være viktig å bygge opp tilliten til leverandørene hos kundemassen. Dette kan man oppnå ved å bygge leveringssikre anlegg som tilbyr den samme tryggheten som elektrisk oppvarming til en lavere pris.

Ved sensitivitetsanalyse for designet funnet ved hjelp av optimaliseringsmodellen fant man at denne hadde mye av den samme karakteristikken som anlegget i Hammerfest ved endring i de ulike driftsparameterne, og at det også her var strømprisen som var den bestemmende faktoren for den årlige kostnaden. Gassprisen hadde en langt lavere innvirkning for dette anlegget enn for anlegget i Hammerfest, noe som skyldtes at det her var mulig å i stor grad koble ut gasskjelen ved høye gasspriser, i motsetning til for anlegget i Hammerfest hvor gasskjelen fortsatt måtte stå for en andel av energileveransen. Den prosentvise økningen i driftskostnad ved forhøyede strømpriser var også større for dette anlegget enn for designet benyttet i scenario 2, men ettersom endringen baserte seg på en langt lavere utgangskostnad ble den reelle endringen mindre. Ved å sammenligne den totale varmekostnaden med strømprisen ved varierende energipriser fant man at dette anlegget i likhet med designet for varmesentralen i Hammerfest vil kunne levere varme til en lavere pris enn strømprisen selv for store variasjoner i strømprisen og gassprisen, og at differansen vil være større enn for anlegget i Hammerfest ved alle de undersøkte kombinasjonene av energipriser. Dette foreslåtte anlegget vil altså kunne tilby rimeligere varme til kunden uavhengig av driftsforhold, og det bør derfor vurderes om den installerte varmpumpekapasiteten ved anlegget i Hammerfest kan økes for å bedre energiøkonomien. Dette vil kunne gjøres ved å installere en ekstra varmpumpeenhet i parallell med den eksisterende, men det er også mulig å installere disse i serie slik at det maksimale leverte temperaturnivået etter varmpumpesløyfen kan heves. Slik vil man kunne dekke et

høyere temperaturbehov i nettet kun ved drift av varmepumpene, selv om man også må tåle en høyere finansiell kostnad.

11.6 SENSITIVITETSANALYSE FOR DESIGNOPTIMALISERINGSMODEL

Ved analyse av hvilke parametere som hadde størst innvirkning på designet og den optimale årlige kostnaden som kunne oppnås, fant man at disse var den spesifikke investeringskostnaden for varmepumpen, rentesatsen og strømprisen. Som det tidligere har blitt diskutert vil en økning i strømprisen også gi mulighet for en høyere varmepris, og denne er derfor ikke nødvendig å ta hensyn til i like stor grad som de øvrige. Investeringskostnaden for varmepumpen er derimot en viktig faktor ettersom denne utgjør en stor andel av den årlige finansielle kostnaden for anlegget. Man ser at den årlige kostnaden vil synke betydelig dersom denne skulle kunne reduseres, noe som ville kunne være en realitet dersom teknologien utvikles videre og man finner produksjonsmetoder som gjør det mulig å produsere varmepumper til en lavere pris. Rentenivået er også en viktig faktor, og vil kunne påvirke modellen i retning av å investere i de varmekildene som har en lavere spesifikk investeringskostnad for å redusere de årlige anleggskostnadene. Investeringskostnaden for de ulike varmekildene viste seg ikke uventet å medføre en lavere installert kapasitet for en varmekilde dersom investeringskostnaden for denne økte, men for varmepumpen utgjorde denne endringen kun en liten andel av den opprinnelige kapasiteten. Ved en 50 % økning i investeringskostnad var reduksjonen i kapasitet kun på ca. 5 %. Dette tyder på at gevinsten som ligger i energibesparelser langt på vei oppveier den økte investeringskostnaden sammenlignet med de øvrige varmekildene, såfremt man er i stand til å oppnå en rimelig høy effektutnyttelse. Ved variasjoner i energiprisene endret også kapasiteten for varmepumpen seg lite, og man så at denne økte i størst grad ved kombinasjonen av svært høye priser for både elektrisitet og gass. Det vil altså være større potensiale for investering i varmepumper for fjernvarmebruk dersom energiprisene stiger. Dette er forståelig ettersom potensialet for besparelse ved bruk av varmepumper ligger i at energien kan leveres ved en prosentvis besparelse sammenlignet med strømprisen. Dette peker mot det samme som ble vist ved vurderingen av tilknytningen til spillvarme, og indikerer at man ved de gjeldende energiprisene ofte ikke vil kunne forsvare denne typen investeringer i energibesparende og miljøvennlig teknologi og løsninger ut fra et økonomisk standpunkt. De øvrige varmekildene ble i større grad påvirket av endringer både i investeringskostnad og i energipriser - det optimaliserte designet ble for høyere gasspriser satt sammen av kun en varmepumpe og en elektrokjel - mens man for høye strømpriser fortsatt hadde en viss kapasitet for elektrokjelen av de samme hensyn til delastbegrensningen for gasskjelen som tidligere påpekt.

12. KONKLUSJON

Opgaven har tatt for seg et fjernvarmeanlegg som bygges av Hammerfest Energi med en årlig energileveranse på 15 GWh, og som benytter sjøvannsvarmepumpe, elektrokjel og gasskjel som varmekilder i kombinasjon med termisk energilagring.

Målet med oppgaven er å undersøke potensialet for å øke utnyttelsen av den eksisterende varmpumpen, samt muligheten for å benytte spillvarme som varmekilde. I tillegg er det sett på hvordan designet av varmesentralen kan optimaliseres. Det er utviklet to ulike modeller som brukes for å simulere driften av fjernvarmesentralen, og disse er basert på beskrivelsen av anlegget i Hammerfest i kombinasjon med innhentede data. For å optimalisere designet og driften ved hjelp av de utviklede modellene benyttes programvare for ikke-lineær optimalisering.

Designet for varmesentralen i scenario 1, som ble funnet ved enkel metodikk for dimensjonering innen varmeproduksjon, leverer ved driftssimulering ved hjelp av modell 2 en total gjennomsnittlig varmekostnad på 30,19 øre/kWh. Dette ved en energidekningsgrad på 97,6 % og en effektutnyttelse på 56,7 % for den valgte dimensjoneringen av varmpumpen. Den installerte kapasiteten for varmpumpen er her 2949 kW, og bidrar til at den gjennomsnittlige energifaktoren er på 0,34.

Designet som er benyttet i scenario 2 og som tilsvarer anlegget i Hammerfest leverer ved driftssimulering en gjennomsnittlig varmekostnad på 40,57 øre/kWh, med en energidekningsgrad for varmpumpen på 63,4 % og en effektutnyttelse på 90,2 %. Den installerte kapasiteten for varmpumpen er her på 1204 kW. Den gjennomsnittlige energifaktoren er her på 0,63, og er en viktig årsak til at varmekostnaden er høyere for dette alternativet.

Designet i scenario 3 som ble funnet ved designoptimalisering ved hjelp av modell 1 leverer en gjennomsnittlig varmekostnad på 29,67 øre/kWh, med en energidekningsgrad på 95,9 % for varmpumpen og en effektutnyttelse på 64,8 %. Den installerte kapasiteten for varmpumpen er her 2536 kW. Med en gjennomsnittlig energifaktor på 0,35 er dette alternativet ikke det mest energieffektive, men ved å balansere energikostnaden mot de finansielle utgiftene oppnår man her den laveste totale varmekostnaden.

Det vil altså være lønnsomt å utvide varmpumpekapasiteten ved anlegget i Hammerfest fra 1200 kW til et nivå rundt det dobbelte av dette, noe som vil resultere i en lavere varmekostnad og dermed potensielt en lavere varmepris for kunden. Sensitivitetsanalyse av designoptimaliseringen viser at dette gjelder for en stor grad av variasjon i både energipriser og økonomiske forhold, og spesielt kan det trekkes frem at lønnsomheten i anlegget vil øke dersom strømprisen skulle stige takket være den lave energifaktoren. Varmepumpeteknologi fremstår

derfor som en trygg investering innen fjernvarme, og kan bidra til å redusere det samlede energiforbruket i Norge for fremtiden.

Ved driftsoptimalisering av det installerte systemet for termisk energilagring finner man at det maksimalt kan forventes en årlig gevinst på 1400 kroner som følge av økt utnyttelse av varmepumpen, men at denne gevinsten vil øke som følge av økt lagringskapasitet. Avhengig av kostnaden til utvidelse av systemet bør derfor muligheten for dette utredes nærmere.

Den foreslåtte tilknytningen til lavtemperatur spillvarme gir en maksimal årlig besparelse på rundt 300 000 kroner ved bruk i kombinasjon med den eksisterende varmepumpen, noe som gir en maksimal investeringskostnad på ca. 5 millioner kroner. Dette er en kostnadsramme som vanskelig kan holde, og prosjektet vurderes derfor økonomisk som lite gunstig. Dersom energiprisene skulle stige vil dette bedre forutsetningene for lønnsomhet, men energibehovet i Hammerfest er per dags dato for lavt til at man får utnyttet potensialet i stor nok grad.

13. VIDERE ARBEID

I modellene som ble utviklet for bruk i denne rapporten er ikke distribusjonen av varme inkludert, og dermed heller ikke de tap og begrensninger som denne medfører for driften. Det er gjort en enkel beregning av de termiske tapene, men denne er kun en statisk faktor som må antas å være en grov tilnærming. Innenfor pumpearbeid er det ikke gjort noen beregninger, og det vil her ligge et stort potensiale for å forbedre nøyaktigheten i simuleringene. Ettersom det ved valg av varmekilder og drift av disse vil være bestemmende hvilket temperaturnivå man oppnår og hvilke pumpekostnader dette medfører som følge av den resulterende massestrømmen vil man ved å inkludere dette i modellen bedre kunne analysere innvirkningen av de ulike temperaturnivåene hver varmekilde er i stand til å levere ved.

Bruk av distribusjonsnett for korttidslagring av varme presenterer mange interessante problemstillinger, blant annet hvordan man kan balansere tapene grunnet økt temperaturnivå mot gevinsten dette gir grunnet økt utnyttelse av varmepumpen. I kombinasjon med å modellere distribusjonsnett og driften av dette vil man kunne undersøke dette alternativet og undersøke hvilke fordeler og ulemper det vil medføre.

Kostnaden ved start/stopp av varmekilder er en langt mer kompleks problemstilling enn det som her er vurdert, og det vil derfor være interessant å se på hvordan denne vil kunne innvirke på den optimale driftsstrategien ved en mer nøyaktig modellering. Ved dimensjonering av varmesentralen er man avhengig av å kunne forutse i hvilken grad man får benyttet seg av de installerte varmekildene, og denne kostnaden kan her spille en viktig rolle.

For de beregninger som ble gjort for COP og virkningsgrad for varmepumpen og gasskjelen ble disse satt til å være uavhengige av dimensjonen for enheten, mens man i realiteten vil måtte regne med at størrelsen på enheten innvirker ikke bare på COP og virkningsgrad, men også på hvilke begrensninger man har for drift ved delast. Dersom dette kan beregnes mer nøyaktig vil det både ved dimensjonering av anlegget og ved simulering av driften kunne oppnås en høyere nøyaktighet i resultatene.

Investeringsanalysen som her ble utført for tilknytning til spillvarme er svært overfladisk. Ved å utrede nærmere hvilke kostnader man kan forvente for utbygging av infrastrukturen for leveranse av spillvarme, og hvilke utfordringer denne bringer med seg, vil det være mulig å gi en mer nøyaktig vurdering av det økonomiske potensialet.

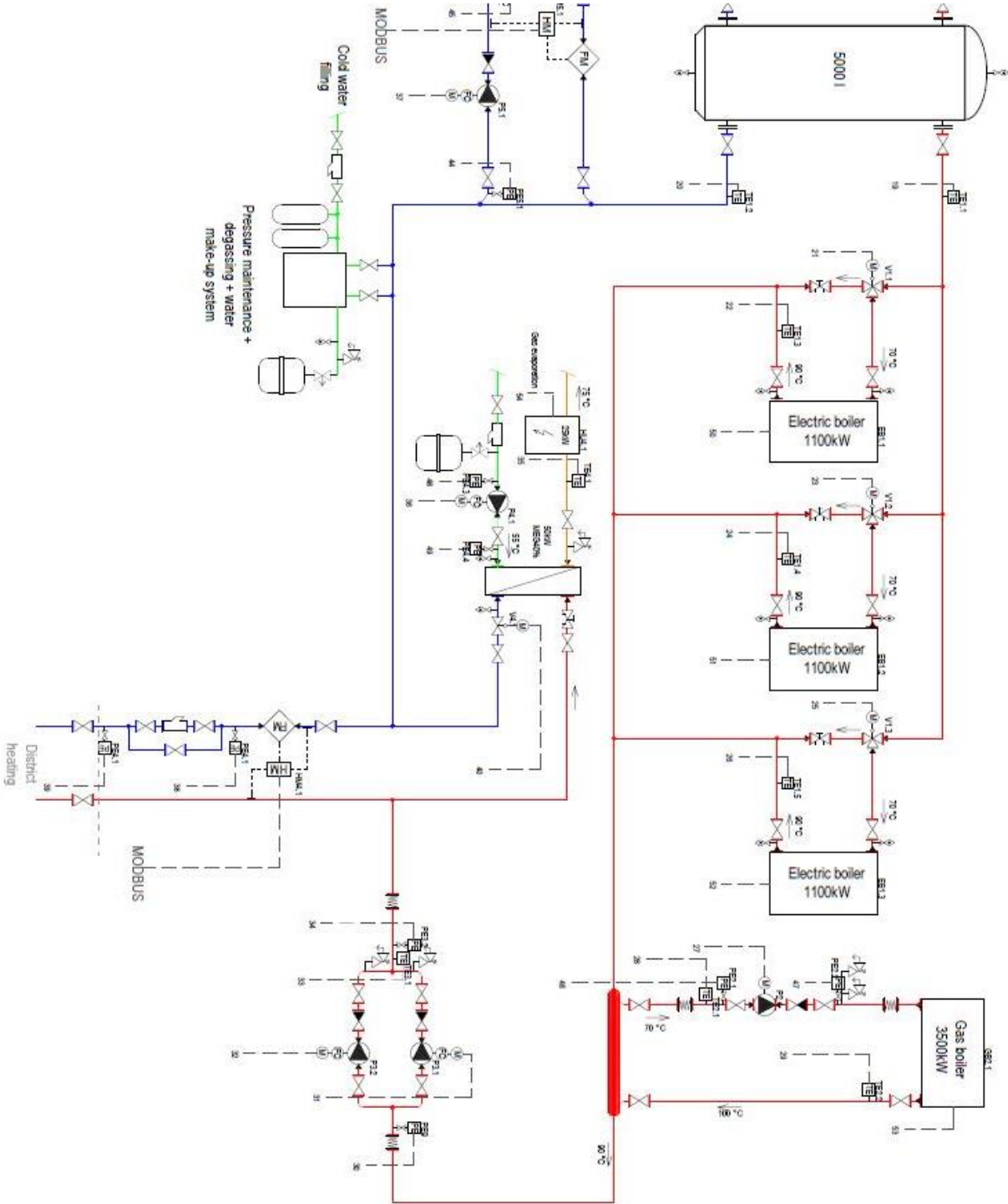
KILDER & REFERANSER

- Aanensen, T., & Fedoryshyn, N. (2014). Fjernvarme og fjernkjøling i Norge. Oslo: SSB.
- Arce, P., Medrano, M., Gil, A., Oró, E., & Cabeza, L. F. (2011). Overview of thermal energy storage (TES) potential energy savings and climate change mitigation in Spain and Europe. *Applied Energy*, 88(8), 2764-2774. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.01.067>
- Bazaraa, M. S., Sherali, H. D., & Shetty, C. M. (2006). *Nonlinear programming: theory and algorithms*. Hoboken, N.J.: Wiley-Interscience.
- Bøeng, A. C., & Holstad, M. (2013). Fakta om energi, Utviklingen i energibruk i Norge.
- Cabeza, L. F., Martorell, I., Miró, L., Fernández, A. I., & Barreneche, C. (2015). 1 - Introduction to thermal energy storage (TES) systems. In L. F. Cabeza (Ed.), *Advances in Thermal Energy Storage Systems* (pp. 1-28): Woodhead Publishing.
- Chua, K. J., Chou, S. K., & Yang, W. M. (2010). Advances in heat pump systems: A review. *Applied Energy*, 87(12), 3611-3624. doi: 10.1016/j.apenergy.2010.06.014
- Danish Energy Agency, & Energinet.dk. (2012). Technology data for energy plants: Klima, Energi- og Bygningsministeriet, Danmark.
- Diersch, H. J. G., & Bauer, D. (2015). 7 - Analysis, modeling and simulation of underground thermal energy storage (UTES) systems. In L. F. Cabeza (Ed.), *Advances in Thermal Energy Storage Systems* (pp. 149-183): Woodhead Publishing.
- Difs, K., & Trygg, L. (2009). Pricing district heating by marginal cost. *Energy Policy*, 37(2), 606-616. doi: 10.1016/j.enpol.2008.10.003
- Ecometrica. (2011). Electricity-specific emission factors for grid electricity.
- EIA, U. S. (2015, 30.03.2015). Table A.3. Carbon Dioxide Uncontrolled Emission Factors. Retrieved 26.05.2015, 2015, from http://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_a_03.html
- Eynard, J., Grieu, S., & Polit, M. (2012). Predictive control and thermal energy storage for optimizing a multi-energy district boiler. *Journal of Process Control*, 22(7), 1246-1255. doi: 10.1016/j.jprocont.2012.05.011
- Frederiksen, S., & Werner, S. (2013). *District heating and cooling*. Lund: Studentlitteratur.
- Gadd, H., & Werner, S. (2015). 18 - Thermal energy storage systems for district heating and cooling. In L. F. Cabeza (Ed.), *Advances in Thermal Energy Storage Systems* (pp. 467-478): Woodhead Publishing.
- Gustafsson, J., Delsing, J., & van Deventer, J. (2010). Improved district heating substation efficiency with a new control strategy. *Applied Energy*, 87(6), 1996-2004. doi: 10.1016/j.apenergy.2009.12.015
- HammerfestEnergi. (2015) /Interviewer: I. S. Tryggestad.
- Henning, D. (1997). MODEST - An energy-system optimisation model applicable to local utilities and countries. *Energy*, 22(12), 1135-1150. doi: 10.1016/S0360-5442(97)00052-2
- Jacobsen, T., & Aakvik, R. (2012). Biobrenselbasert nærvarmeanlegg som energiforsyning til eksisterende bygninger utstyrt med vannbåren varme.
- Katulić, S., Čehil, M., & Bogdan, Ž. (2014). A novel method for finding the optimal heat storage tank capacity for a cogeneration power plant. *Applied Thermal Engineering*, 65(1-2), 530-538. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2014.01.051
- Kitapbayev, Y., Moriarty, J., & Mancarella, P. (2015). Stochastic control and real options valuation of thermal storage-enabled demand response from flexible district energy systems. *Applied Energy*, 137, 823-831. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.07.019
- Li, H., Sun, Q., Zhang, Q., & Wallin, F. (2014). A review of the pricing mechanisms for district heating systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 56-65. doi: 10.1016/j.rser.2014.10.003
- Lund, H., Möller, B., Mathiesen, B. V., & Dyrelund, A. (2010). The role of district heating in future renewable energy systems. *Energy*, 35(3), 1381-1390. doi: 10.1016/j.energy.2009.11.023

- 10.1016/j.apenergy.2009.09.026; Aalborg University and Ramboll, (2008) Heat plan Denmark, , <http://www.energymap.dk/Profiles/Ramboll/Projects/Heat-Plan-Denmark>; Mathiesen, B.V., Lund, H., Karlsson, K., (2009) IDAs Klimaplan 2050, baggrundsrapport - Tekniske systemanalyser, brændselsforbrug, drivhusgasser, samfundsøkonomiske konsekvenser, erhvervspotentialer, beskæftigelseeffekter samt helbredsomkostninger, , Danish Society of Engineers (IDA, Ingeniørforeningen Danmark), Copenhagen, Denmark
- Lund, H., Werner, S., Wiltshire, R., Svendsen, S., Thorsen, J. E., Hvelplund, F., & Mathiesen, B. V. (2014). 4th Generation District Heating (4GDH). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, 68, 1-11. doi: 10.1016/j.energy.2014.02.089
- Lund, J. W., Freeston, D. H., & Boyd, T. L. (2011). Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review. *Geothermics*, 40(3), 159-180. doi: 10.1016/j.geothermics.2011.07.004
- Münster, M., & Meibom, P. (2011). Optimization of use of waste in the future energy system. *Energy*, 36(3), 1612-1622. doi: 10.1016/j.energy.2010.12.070
- NVE. (2011). Kostnader ved produksjon av kraft og varme.
- Persson, U., & Werner, S. (2011). Heat distribution and the future competitiveness of district heating. *Applied Energy*, 88(3), 568-576. doi: 10.1016/j.apenergy.2010.09.020
- Quandl. (2015). ICE EUA Futures. Retrieved 25.05, 2015, from <https://www.quandl.com/collections/futures/ice-eua-futures>
- Rausand, M., & Høyland, A. (2004). *System reliability theory: models, statistical methods, and applications*. Hoboken, N.J.: Wiley-Interscience.
- Reidhav, C., & Werner, S. (2008). Profitability of sparse district heating. *Applied Energy*, 85(9), 867-877. doi: 10.1016/j.apenergy.2008.01.006
- Saarinen, L., & Boman, K. (2012). Optimized district heating supply temperature for large networks.
- Sciacovelli, A., Guelpa, E., & Verda, V. (2013). *Pumping cost minimization in an existing district heating network*. Paper presented at the ASME 2013 International Mechanical Engineering Congress and Exposition, IMECE 2013, San Diego, CA.
- SSB. (2014).
- Statoil. (2015). Retrieved 13.04.2015, 2015, from <http://www.statoil.com/no/OurOperations/ExplorationProd/ncs/snoehvit/Pages/default.aspx>
- Stene, J. (1997). Grunnleggende varmepumpeteknikk.
- Truong, N. L., & Gustavsson, L. (2014). Cost and primary energy efficiency of small-scale district heating systems. *Applied Energy*, 130, 419-427. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.05.031
- Vallios, I., Tsoutsos, T., & Papadakis, G. (2009). Design of biomass district heating systems. *Biomass and Bioenergy*, 33(4), 659-678. doi: 10.1016/j.biombioe.2008.10.009
- Verda, V., & Colella, F. (2011). Primary energy savings through thermal storage in district heating networks. *Energy*, 36(7), 4278-4286. doi: 10.1016/j.energy.2011.04.015
- Yr.no. (2015). Yr.no. Retrieved 10.05.2015, 2015, from http://www.yr.no/sted/Norge/Finnmark/Hammerfest/Hammerfest_m%C3%A5lestasjon/klima.html
- Zieogonekbik, A., & Gładysz, P. (2012). Optimal coefficient of the share of cogeneration in district heating systems. *Energy*, 45(1), 220-227. doi: 10.1016/j.energy.2012.02.071
- Åberg, M., & Henning, D. (2011). Optimisation of a Swedish district heating system with reduced heat demand due to energy efficiency measures in residential buildings. *Energy Policy*, 39(12), 7839-7852. doi: 10.1016/j.enpol.2011.09.031
- Åberg, M., Widén, J., & Henning, D. (2012). Sensitivity of district heating system operation to heat demand reductions and electricity price variations: A Swedish example. *Energy*, 41(1), 525-540. doi: 10.1016/j.energy.2012.02.034

VEDLEGG 2 SYSTEMSKJEMA FOR VARMESENTRALEN VED ANLEGGET I HAMMERFEST

– DEL 2



VEDLEGG 3 MATEMATISK BESKRIVELSE AV BEHOVSFORDELING I MODELL 1

if($P_{behov,tot} \geq P_{VP,max}$)

$$\dot{Q}_{VP} = \min(P_{behov,tot}, P_{VP,max})$$

if($\dot{Q}_{VP} = P_{behov,tot}$)

return($\dot{Q}_{VP}, \dot{Q}_{EK}, \dot{Q}_{GK}$)

else

$$P_{behov,rest} = P_{behov,tot} - \dot{Q}_{VP}$$

else

$$P_{behov,rest} = P_{behov,tot}$$

end

if($P_{behov,rest} < P_{GK,min}$)

$$\dot{Q}_{EK} = P_{behov,rest}$$

return($\dot{Q}_{VP}, \dot{Q}_{EK}, \dot{Q}_{GK}$)

else

if ($Cost(\dot{Q}_{GK} = \min(P_{behov,rest}, P_{GK,max}), \dot{Q}_{EK} = P_{behov,rest} - \dot{Q}_{GK}) < Cost(\dot{Q}_{EK} = \min(P_{behov,rest}, P_{EK,max}), \dot{Q}_{GK} = P_{behov,rest} - \dot{Q}_{EK})$)

$$\dot{Q}_{GK} = \min(P_{behov,rest}, P_{GK,max})$$

$$\dot{Q}_{EK} = P_{behov,rest} - \dot{Q}_{GK}$$

else

$$\dot{Q}_{EK} = \min(P_{behov,rest}, P_{EK,max})$$

$$\dot{Q}_{GK} = P_{behov,rest} - \dot{Q}_{EK}$$

end

return($\dot{Q}_{VP}, \dot{Q}_{EK}, \dot{Q}_{GK}$)

end

VEDLEGG 4 DATA BENYTTET VED DESIGN- OG DRIFTSOPTIMALISERING

	Variabel	Verdi	Enhet	Kilde
Varmekilder	Varmepumpe			
	Investeringskostnad	3750	kr/kW	(NVE, 2011)
	COP	2,4- 3,2	-	(HammerfestEnergi, 2015)
	Nedre dellastgrense	10	% av installert effekt	(HammerfestEnergi, 2015)
	Levetid	20	År	Estimert
	Vedlikeholdskostnad	3	% av investeringskostnad	Estimert gjennomsnitt av tilgjengelige data (NVE, 2011)
	Reguleringskostnad	0		Valgt til null for å senere kunne bedømme innvirkning av denne
	Elektrokjel			
	Investeringskostnad	850	kr/kW	(NVE, 2011)
	Virkningsgrad	0,98		(NVE, 2011)
	Nedre dellastgrense	0	% av installert effekt	(NVE, 2011)
	Levetid	20	År	Estimert
	Vedlikeholdskostnad	3	% av investeringskostnad	Estimert gjennomsnitt av tilgjengelige data (NVE, 2011)
	Reguleringskostnad	0		Valgt til null for å senere kunne bedømme innvirkning av denne
	Gasskjel			
	Investeringskostnad	900	kr/kW	(NVE, 2011)
	Virkningsgrad	0,5- 0,9		(Jacobsen & Aakvik, 2012)
	Nedre dellastgrense	20	% av installert effekt	(NVE, 2011)
	Levetid	20	År	Estimert
	Vedlikeholdskostnad	3	% av investeringskostnad	Estimert gjennomsnitt av tilgjengelige data (NVE, 2011)
	Reguleringskostnad	0		Valgt til null for å senere kunne

				bedømme innvirkning av denne
Termisk energilagring	Størrelse på lagringstank	5000	Liter	(HammerfestEnergi, 2015)
	Temperaturforskjell	10	°C	(HammerfestEnergi, 2015)
	Lagringskapasitet	58,06 209	kWh MJ	Beregnet ut fra ligning (5)
	Tapsfaktor, lagring	0,5	% av maksimal lagringskapasitet	Estimert
	Maksimal lagringstid	24	Timer	Valgt
	Maksimal prediksjonstid	24	Timer	Valgt
	Intervall for effektprioritering	24	Timer	Valgt
Økonomi	Rentenivå, årlig	5	%	Estimert
Energi	Strømpris, fast	0,46	kr/kWh	(NVE, 2011)
	Nettleie	0,14	kr/kWh	(NVE, 2011)
	Gasspris	0,4	kr/kWh	Estimert gjennomsnitt av tilgjengelige data (NVE, 2011)
	CO ₂ -utslipp, elektrisitet Norge	0,002	kgCO ₂ /kWh	(Ecometrica, 2011)
	CO ₂ -utslipp, elektrisitet EU	0,454	kgCO ₂ /kWh	(Ecometrica, 2011)
	CO ₂ -utslipp, gass	0,215	kgCO ₂ /kWh	(EIA, 2015)
	Kvotepreis	60	kr/1000kgCO ₂	(Quandl, 2015)
	Tapsfaktor, distribusjon	0,1	-	Estimert
	Varmekapasitet vann	4,18	kJ/kgK	
	Behovsberegninger	Samtidighetsfaktor, romoppvarming	0,5	-
Samtidighetsfaktor, tappevann		0,5	-	Estimert
Samtidighetsfaktor, gatevarme		0,75	-	Estimert
Terskeltemperatur romoppvarming		17	°C	Estimert
Terskeltemperatur gatevarme		-5	°C	Estimert

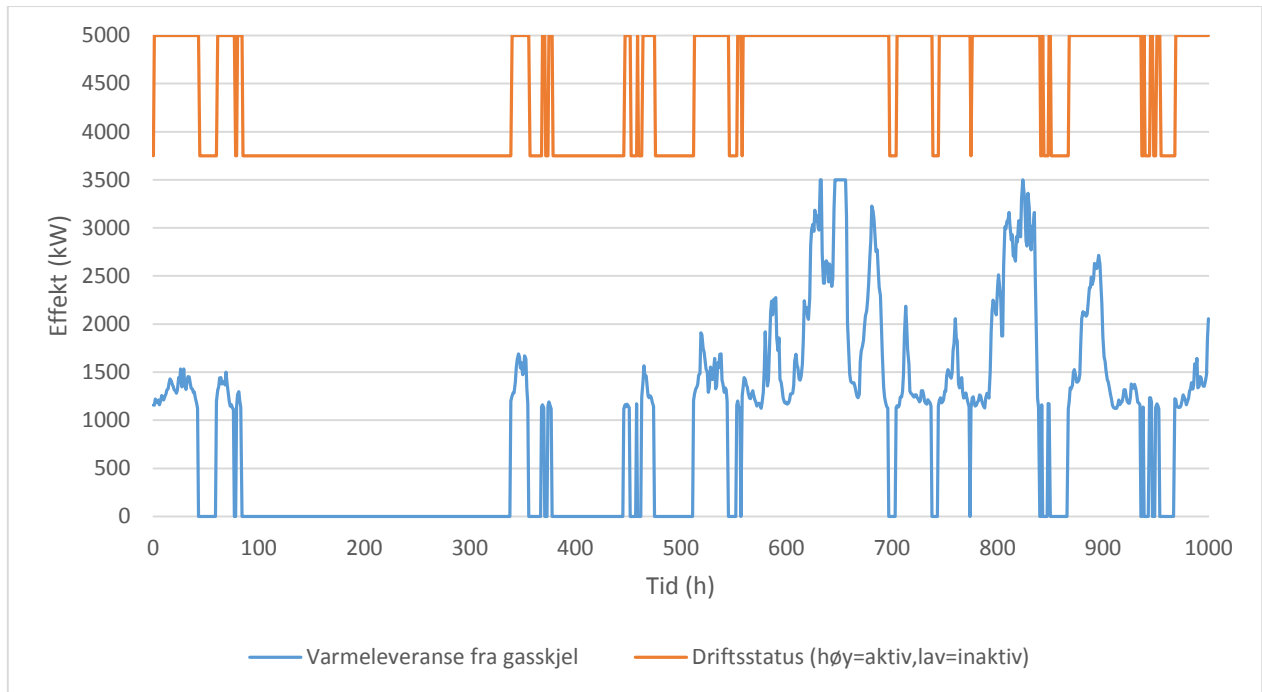
VEDLEGG 5 GJENNOMSNIITTLIG EFFEKTNIVÅ FOR VARMEBEHOV VED
 VARMEAVGIVELSE FRA TEL-SYSTEM VED VARIERENDE INNSTILLINGER FOR DRIFT

Effektnivå ved varmeavgivelse (kW)

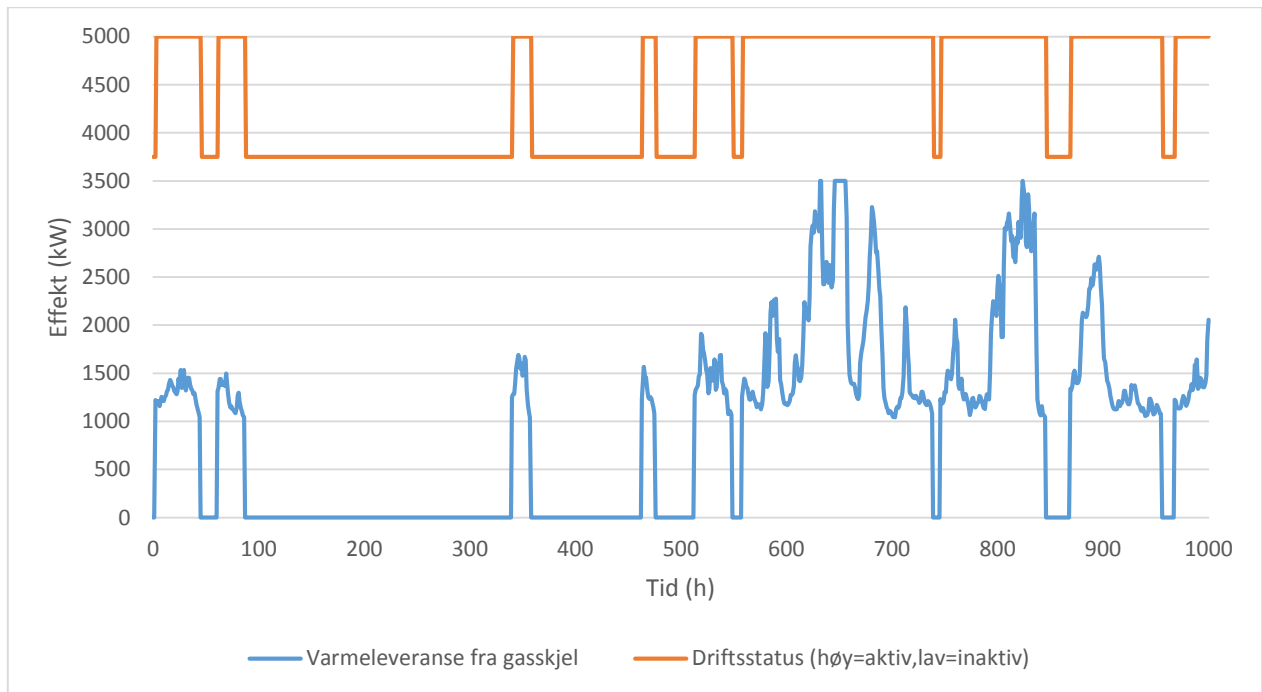
Prioriteringsintervall (h)

		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
		Maksimal lagringstid (h)	2	1298	1308	1313	1314	1317	1317	1321	1323	1319	1313
4	1296		1309	1316	1317	1320	1320	1325	1326	1324	1318	1312	1310
6	1298		1310	1318	1319	1323	1323	1327	1329	1329	1325	1319	1319
8	1301		1314	1323	1324	1327	1327	1332	1336	1335	1331	1329	1329
10	1301		1314	1323	1324	1327	1327	1332	1336	1335	1331	1329	1329
12	1301		1314	1323	1324	1327	1327	1332	1337	1339	1335	1333	1333
14	1304		1318	1326	1327	1331	1331	1336	1342	1343	1339	1337	1338
16	1307		1321	1330	1331	1335	1335	1341	1346	1348	1344	1342	1343
18	1307		1321	1330	1331	1335	1335	1341	1346	1348	1344	1342	1346
20	1307		1321	1330	1331	1335	1335	1341	1346	1348	1344	1342	1346
22	1308		1323	1332	1333	1337	1337	1343	1349	1350	1346	1345	1349
24	1308		1323	1332	1333	1337	1337	1343	1349	1350	1346	1345	1349

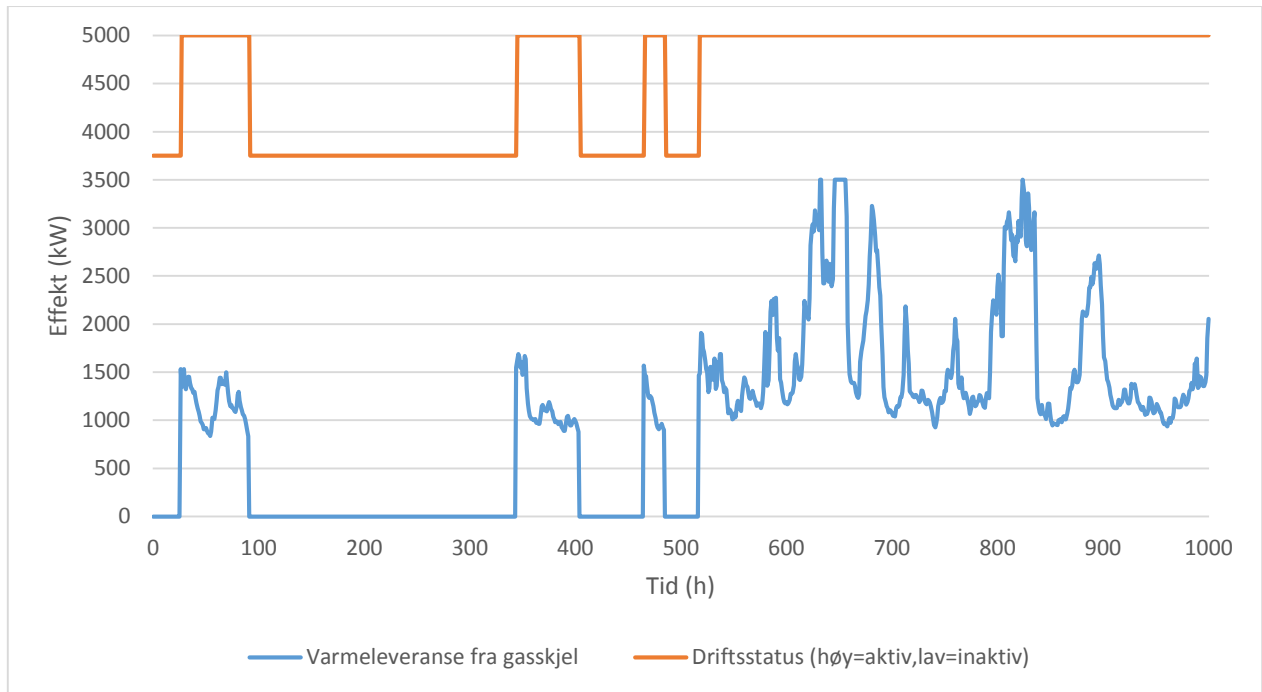
VEDLEGG 6 DRIFT AV GASSKJEL VED START/STOPP-KOSTNAD LIK 0



VEDLEGG 7 DRIFT AV GASSKJEL VED START/STOPP-KOSTNAD LIK 30



VEDLEGG 8 DRIFT AV GASSKJEL VED START/STOPP-KOSTNAD LIK 100



VEDLEGG 9 DRIFT AV GASSKJEL VED START/STOPP-KOSTNAD LIK 250

