

Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2017 30 stp
Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Termisk energilagring ved Sarpsborg varmesentral

Aktuelle teknologier for å dekke spisslast ved
Sarpsborg varmesentral

Martine Maurtvedt Unneberg
Fornybar energi

Forord

Denne oppgaven markerer slutten på et toårig masterstudium i fornybar energi ved Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet (NMBU) våren 2017. Oppgaven er på 30 studiepoeng.

Først vil jeg rekke en stor takk til min veileder Monica Havskjold, førsteamanuensis ved NMBU, for god veiledning og fine diskusjoner under arbeidet med oppgaven. Tusen takk for at du alltid har vært tilgjengelig for spørsmål og veiledning.

Takk til Østfold Energi ved Egil Erstad for tilliten dere viste ved å gi meg denne oppgaven. Takk for gode, konkrete og raske svar på henvendelser og for datagrunnlaget for beregningene som er gjennomført. Takk for uvurderlig hjelp med faktaopplysninger og datagrunnlag.

Jeg vil også rekke en takk til Mina og Kristine for fem fantastiske år sammen i Ås. Til slutt vil jeg takke mine foreldre og mine to brødre for korrekturlesning, motivasjon og støtte under arbeidet med oppgaven.

Jeg håper aktører i fjernvarmebransjen og andre interesserte også finner oppgaven nyttig. Eventuelle feil og mangler i oppgaven er mitt eget ansvar.

Tønsberg, 11.05.2017

Martine Maurtvedt Unneberg

Sammendrag

Klimaendringene er et reelt faktum, og dette har gjort det nødvendig med nye løsninger for å kutte klimagassutslippene. En måte å gjøre dette på, er å øke andelen fornybar energi.

Fjernvarme er en energieffektiv og fleksibel metode for oppvarming av bygninger og tappevann, som kan utnytte flere fornybare energibærere. For å kunne utnytte overskuddsvarmen fra fjernvarmeproduksjonen fullt ut, er lagring av termisk energi en aktuell teknologi. Forbruk og produksjon av varme samsvarer ikke alltid. Derfor er det gunstig å lagre overskuddsvarmen fra perioder med lave priser og lavt forbruk for å kunne benytte varmen på et senere tidspunkt med høyere forbruk og pris. Dette gir også en miljøgevinst i form av at man da slipper å starte opp kostbar spisslast for å dekke toppene i forbruket.

Ved å lagre overskuddsenergien fra varmepumpeproduksjonen ved Sarpsborg varmesentral, kan tilbudet av varme bedre tilpasses etterspørselen etter varmen. I denne oppgaven er lønnsomheten av to alternativer for termisk energilagring ved Sarpsborg varmesentral vurdert. Alternativ 1 er lagring av termisk energi i en akkumulatortank med vann, mens alternativ 2 er lagring av termisk energi i en akkumulatortank med saltløsning. Ved bruk av nåverdimetoden er lønnsomheten av de to alternativene beregnet ut fra gitte forutsetninger. De to lagringsalternativene sammenliknes med fortsatt bruk av biooljekjel til å dekke spisslast (alternativ 0). På grunn av manglende data, er ikke analysen fullstendig. Ingen av alternativene viste seg lønnsomme med forutsetningene som ble lagt til grunn, men datagrunnlaget er for lite til at det kan konkluderes endelig.

Dersom effekten på grunnlasten økes, vil spisslast reduseres og behovet for og nytte av installasjon av et lager økes.

Abstract

Climate changes is a fact, and this have made the need for new tecknologies neccessary to cut the greenhouse gas- emissions. One way to do this, is to increase the amount of renewable energy.

District heating is an energy effective and flexible method for space- and water heating, and can use multiple energy carriers. In order to exploit the surplus heating from the production of district heating fully, thermal energy storage is an option. The consumption and production of heat is not always correlating. When thermal energy is stored at times with low prices and demand, the stored heat can be used at a later time with high prices and peak demands. This is also positive with regards to greenhouse gas- emissions, because the need for fossil oil and gas boilers to cover the peak demand is then limited.

By storing the surplus heating from the heat pumps at Sarpsborg varmesentral, the supply and demand of heat can be better fitted. In this thesis, the profitability of two alternatives for thermal energy storage at Sarpsborg varmesentral is evaluated. Alternative 1 is thermal energy storage in a hot water tank, while alternative 2 is thermal energy storage in a tank with hydrated salts. The two storage options is then compared to using the already installed biooil boiler to cover the peak demands (alternative 0). Due to the lack of data, the analysis it not complete. The alternatives were not proven profitable with the conditions assumed. However, conclusions can not be made due to the lack of data.

If the effect of the base load increases, the need for peak demand will reduce and the need and the utility of installing a storage will increase.

Innhold

Forord	ii
Sammendrag	iii
Abstract	iv
Figurer og tabeller	vi
1. Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Tilnærming og problemstilling	2
1.3 Avgrensning av oppgaven	3
2. Teori	4
2.1 Fjernvarme	4
2.1.1 Reduksjon av klimagassutslipp fra fjernvarme og klimamål	6
2.1.2 Teknologier for fjernvarme	9
2.1.3 Teknologier for grunnlast og spisslast ved Sarpsborg varmesentral	12
2.2 Lagring av energi	14
2.2.1 Hvorfor skal man lagre energi?	14
2.2.2 Teknologier for lagring av energi	15
2.3 Kategorier for termisk energilagring og presentasjon av aktuelle lagringsteknologier	15
2.3.1 Følbar varme	16
2.3.2 Latent varme og kjemisk energi	18
2.4 Litteratur og tidligere forskning	23
3 Metode	26
3.1 Antakelser og forutsetninger	27
3.2 Beregning av dimensjonering av akkumulatortanker	29
3.4 Tap i akkumulatortanken	35
3.3 Lønnsomhetsberegninger	36
3.3.1 Nåverdi	36
3.3.2 Biooljekjel	38
3.3.3 Lagringsalternativer	39
3.5 Bearbeiding av resultatene	41
4 Resultater	42
4.1 Beskrivelse av de ulike alternativene	42
4.1.1 Fortsatt bruk av biooljekjel	42
4.1.2 Lagring som følbar varme	42
4.1.3 Lagring som latent varme	42
4.2 Resultat fra beregning av mengde energi som måtte lagres og lagerstørrelse	42
4.3 Kostnadsberegninger	45
4.3.1 Antakelser og forutsetninger	45
4.3.2 Resultat fra nåverdiberegningene	45
5 Diskusjon	47
6 Konklusjon	58
7 Referanser	60
Vedlegg 1: Grafer og beregninger for varmevolum i akkumulatortankene	65
Vedlegg 2: Beregninger for størrelse av akkumulatortank og varmetap ved lagring	66
Vedlegg 3: Kostnadsberegninger	68

Figurer og tabeller

<i>Figur 1: Prinsippskisse for fjernvarme (Kilde: Hafslund.....</i>	<i>5</i>
<i>Figur 2: Levert fjernvarme, salg av lett fyringsolje til oppvarming, prioritert og uprioritert kraft (til husholdning og næring) (Kilde: SSB (2013)).....</i>	<i>9</i>
<i>Figur 3: Illustrasjon av ved hvilken effekt de ulike teknologiene benyttes (kilde: Enercon AS).....</i>	<i>12</i>
<i>Figur 4: Oversikt over energi levert til fjernvarme fra Sarpsborg varmesentral hver måned i 2016, og hvilke energikilder som leverte varmen.....</i>	<i>13</i>
<i>Figur 5: Temperaturforhold i akkumulatortanken (kilde: Sørensen et al (2013)).....</i>	<i>18</i>
<i>Figur 6: Separasjon av salt og vann (kilde: SaltX).....</i>	<i>20</i>
<i>Figur 7: Saltet tilføres vann (kilde: SaltX).....</i>	<i>20</i>
<i>Figur 8: Ideell drift uten lager ved Sarpsborg varmesentral 5-6 januar 2016.....</i>	<i>29</i>
<i>Figur 9: Lagerkapasitet i forhold til behov (kilde: Sørensen et al (2013)).....</i>	<i>30</i>
<i>Figur 10: Reell drift ved Sarpsborg varmesentral april 2016.....</i>	<i>34</i>
<i>Figur 11: Ideell drift uten lager ved Sarpsborg varmesentral april 2016.....</i>	<i>34</i>
<i>Figur 12: Ideell drift med lager ved Sarpsborg varmesentral april 2016.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabell 1: Resultat fra nåverdiberegningene.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabell 2: Tabellvisning for temperatur og nedbør per måned (kilde: YR.no).....</i>	<i>55</i>

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Klimaendringene er en reell utfordring i dagens samfunn. For å begrense omfanget av klimaendringene og konsekvensene av dem, må verden redusere sine klimagassutslipp. En løsning for å oppnå reduksjon av klimagasser er å øke andelen fornybar energiproduksjon. Dersom Regjeringens målsetting om at Norge skal være karbonnøytralt innen 2050 (Meld.St.13 (2014-2015)) skal kunne gjennomføres, må det store endringer til i flere sektorer. Oppvarming av bygg sto for 5% av de totale klimagassutslippene i ikke-kvotepliktig sektor i Norge i 2013 (NOU (2015:15)).

Andelen fossil energi må reduseres, og andelen fornybar energi må økes for å nå Norges mål i EUs fornybardirektiv, som er en andel på 67,5% fornybar energi i 2020 (Regjeringen (2011)). Et ledd i å nå målet om utslippsreduksjoner er å erstatte oljekjeler basert på fossil olje og gass og heller benytte fjernvarme fra fornybare energikilder som avfall og andre biologiske komponenter til oppvarming av boliger og industribygg. Studier gjennomført av Sintef viser at omtrent tre fjerdedeler av årlig strømforbruk i norske husholdninger går med til romoppvarming og oppvarming av tappevann (Sintef, u.å.). Fjernvarme er et alternativ til oppvarming av bygg med et vannbårent varmesystem.

De aller fleste fjernvarmeanlegg bruker fossile brensler (olje og gass) som spisslast. Dette bidrar til klimagassutslipp, og bør erstattes med fornybare løsninger. I tillegg er fossil olje og gass kostbare alternativer til å dekke etterspørselen etter varme på de kaldeste dagene. Østfold Energi ønsker å gjøre noe med dette, og vil se på termisk energilagring som et alternativ til kostbar spisslast.

Det er viktig at energi som ressurs forvaltes på en god måte. Dette kan gjøres ved hjelp av ulike verktøy. Et av disse verktøyene er muligheten til å lagre termisk energi, som innebærer at varme kan lagres over tid. Dersom produksjon av varme og forbruket av den ikke samsvarer, er et alternativ å lagre overskuddsenergien frem til etterspørselen øker. Dette er også lønnsomt for produsenten, som da kan ta mer betalt for varmen når

etterspørselen er høyere. Lagring av termisk energi fra fjernvarmeproduksjon skal belyses videre i denne oppgaven.

Bakgrunnen for denne masteroppgaven er ønsket om å kunne dekke toppene i etterspørselen etter varme ved Sarpsborg varmesentral på en lønnsom måte.

Varmeforbruket varierer fra dag til dag, og fra dag til kveld, slik at det kan være hensiktsmessig å lagre overskuddsvarmen fra varmepumpene i sentralen for å kunne dekke toppene i forbruket. Formålet med oppgaven er å kartlegge mulighetene for og lønnsomheten av tre ulike alternativer. Alternativene er fortsatt bruk av biooljekjel eller to lagringsalternativer (installasjon av akkumulatortank med vann eller saltløsning) for å kunne dekke spisslast. Oppgaven er gitt av Østfold Energi ved Egil Erstad.

1.2 Tilnærming og problemstilling

Østfold Energi leverer årlig 30 GWh med miljøvennlig varme og kjøling til kunder i Sarpsborg. Dermed dekkes oppvarmingsbehovet til 2000 eneboliger. Dette er gunstig fordi man da reduserer CO₂- utslippet med 8400 tonn sammenliknet med bruk av oljefyr (Østfold Energi (2015a)).

Sarpsborgs fjernvarmeområde strekker seg fra Borregaard i øst til Kalnes i vest, og innenfor området er det tre ulike produksjonssentraler med hvert sitt tilhørende fjernvarmenett (Østfold Energi (2015a)).

Sarpsborg varmesentral er plassert inne på Borregaards industriområde, og består av to varmepumper (2 og 3 MW), en biooljekjel (7 MW), og en høyspent elektrodekjel (5 MW) (Østfold Energi (2015b)). Varmepumpene utnytter spillvarme fra avløpsrenseanlegget og kjøleristene på energigjenvinningsanlegget til Borregaard. Varmepumper og varmevekslere gjør at temperaturen heves til ca.82 grader før vannet sendes ut på fjernvarmenettet som forsyner Sarpsborg sentrum og Tunejordet (Østfold Energi (2015b)). Topplastbehovet på kalde dager dekkes ved å benytte el-kjel (5 MW) og biooljekjel (7 MW). Disse er også plassert i varmesentralen. Varmen fra Sarpsborg varmesentral er altså hovedsakelig basert på fornybare energikilder (Østfold Energi (2015b)).

I denne oppgaven blir det sett nærmere på ulike teknologier for lagring av varme, og lønnsomheten av installasjon av en akkumulatortank med vann eller saltløsning for

termisk energilagring blir undersøkt. Dette blir sammenliknet med lønnsomheten av fortsatt bruk av biooljekjel til å dekke spisslast.

Problemstillingen for oppgaven er:

Hvilken teknologi er mest lønnsom for å dekke spisslast ved Sarpsborg varmesentral?

1.3 Avgrensning av oppgaven

Det finnes flere måter å lagre energi på, men fokuset i denne oppgaven er termisk energilagring. Dette er lagring av varme, og er det som er aktuelt ved Sarpsborg varmesentral. Alle de tre alternativene som vurderes vil bidra til å dekke spisslast ved varmesentralen, og fokuset i oppgaven er derfor hvilket av alternativene som er mest lønnsomt.

Termisk energi kan lagres både i vann, salt og i grunnen. Varmelagring i grunnen er ikke vurdert i denne oppgaven, da dette ikke inngår i oppgaven fra Østfold Energi.

2. Teori

Teorien i denne oppgaven vil omhandle grunner til at man bør lagre energi og ulike lagringsteknologier for termisk energi. I tillegg vil fjernvarmesystemet og ulike teknologier i fjernvarme presenteres. Siden oppgaven omhandler termisk energi, er lagringsmedium for denne typen energi beskrevet nedenfor. Siden varmen som skal produseres og distribueres i dette tilfellet kommer fra Sarpsborg varmesentral, er fjernvarmesystemet beskrevet.

2.1 Fjernvarme

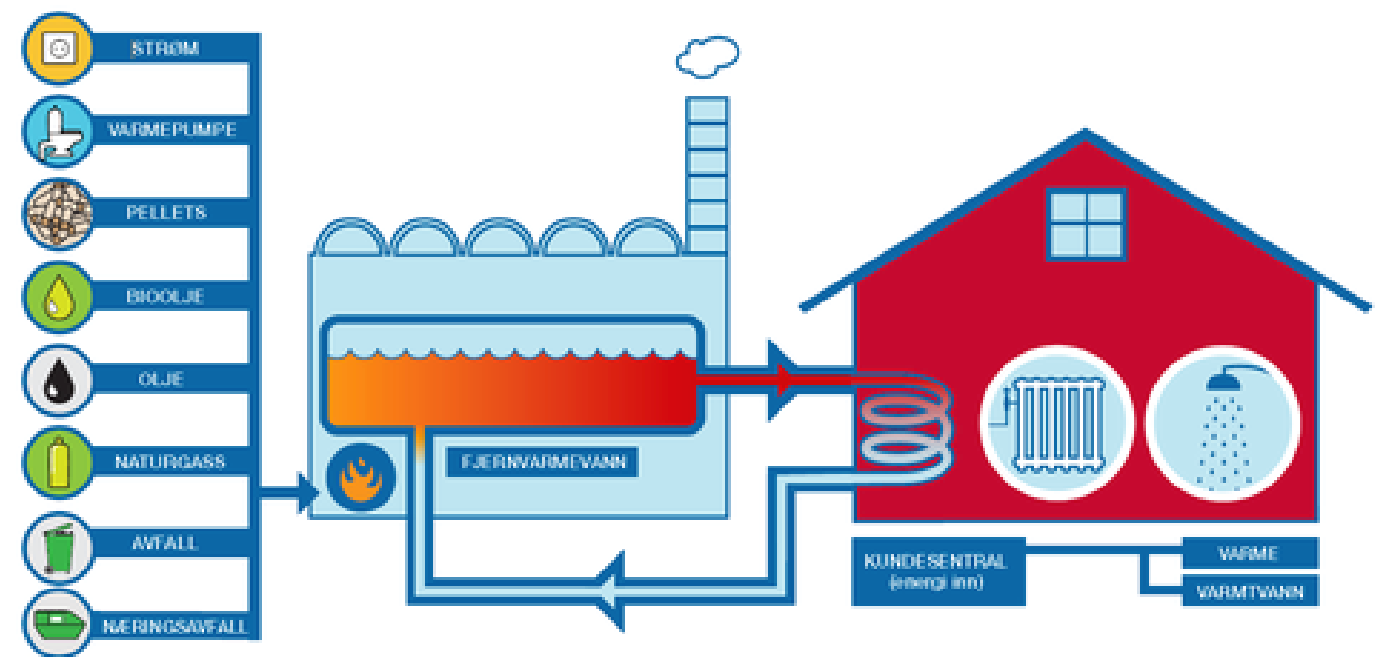
Oppvarmingskilder i Norge

Oppvarmingskilden som i størst grad benyttes til oppvarming i Norge, er elektrisitet. Den gode tilgangen på rimelig vannkraft i Norge er grunnen til dette. Ulike boligtyper benytter forskjellige kilder til oppvarming, og oppvarming ved bruk av elektrisitet brukes ofte i kombinasjon med andre energikilder. Mens det i blokker hovedsakelig er elektrisk oppvarming, er det mer vanlig med kombinasjoner av elektrisitet og ved/olje i eneboliger og rekkehus (Norges vassdrags- og energidirektorat (2014)). Elektrisitet er også den oppvarmingskilden som hovedsakelig benyttes i yrkesbygg (Norges vassdrags- og energidirektorat (2013)). Et yrkesbygg er en "offentlig eller privat eid bygning eller del av bygning som utgjør en selvstendig enhet, og som ikke benyttes til boligformål" (Energimerkeforskriften for bygninger (2009)). I bygninger med vannbåret oppvarmingssystem, er bruk av fjernvarme et godt oppvarmingsalternativ.

Fjernvarmesystemet

Fjernvarme er et energisystem hvor varme som produseres på en varmesentral, kan brukes til oppvarming andre steder. Varmen transporteres til næringsbygg, offentlige bygg og boliger gjennom et fjernvarmenett. Dette nettet er et lukket rørsystem som kan ligge flere kilometer fra varmesentralen. Varmt vann transporteres til forbrukerne, mens avkjølt vann blir transportert tilbake til varmesentralen for å kunne varmes opp på nytt. Rørene har et gjennomsnittlig varmetap på kun fem prosent (Fjernvarme, u.å-a).

Figur 1: Prinsippskisse for fjernvarme (kilde: Hafslund)



Prinsippet bak fjernvarmesystemet er at overskuddsenergi kan brukes til oppvarming, og på denne måten forhindre at den går til spille. Fjernvarme er i så måte ikke en energikilde, men heller en energibærer som kan brukes til oppvarming av vann og inneluft. Energien som brukes til dette er overskuddsenergi fra andre prosesser eller aktivitet, som for eksempel skogbruk, industri og avfallsbehandling. Konkrete eksempler på dette kan være biomasse som for eksempel GROT (grener og topper). Dette er hogstavfall som ellers ville gått til spille. I stedet utnyttes energien fra dette ved forbrenning i fjernvarmeanlegg. Avfallsforbrenning eller bruk av spillvarme fra industri er andre eksempler på dette. Fjernvarme er på denne måten et system som er svært energieffektivt og hovedsakelig bruker fornybare, CO₂- nøytrale kilder.

Fjernvarme som energisystem innebærer få naturinngrep, i tillegg til lite utslipp og liten ressursbruk samlet sett. En årsak til dette er at fjernvarme bidrar til redusert bruk av primærenergiressursene (for eksempel råolje og naturgass). Kollektive systemer, som fjernvarme, virker energi- og ressursbesparende der det bor mange nok mennesker, og fører med dette til mer effektiv distribusjon og energibruk. Siden byggene bindes sammen med felles varmesentral, bidrar dette til redusert materialbruk, redusert drift og vedlikehold, samt redusert energitap. Bakgrunnen for dette er at energitvekslingen i et fjernvarmesystem kan gjøres mer effektivt enn for flere individuelle anlegg.

Fjernvarme bidrar også til å fase ut fossil energi, og til å redusere lokale utslipp (Fjernvarme(u.å-b)).

2.1.1 Reduksjon av klimagassutslipp fra fjernvarme og klimamål

Fjernvarme kan bidra til reduksjon av klimagassutslipp og utfasing av fossil energi.

Dersom store bygg som har oljefyr kobler seg på fjernvarmenettet, bidrar dette til å erstatte fossil fyringsolje forutsatt at fjernvarmen er basert på fornybare energikilder.

Fjernvarmeanlegg i Norge har samlet sett faset ut ca. 2 TWh med oljefyr. Dette har medført en reduksjon av klimagassutslipp tilsvarende 600 000 tonn CO₂- ekvivalenter årlig (Fjernvarme (u.å-b)). Bidraget til utfasingen av oljefyr gjør fjernvarme til et av byggsektorens viktigste klimatiltak. Ved å bruke fornybar fjernvarme kan altså Norges klimagassutslipp reduseres, og dermed utgjøre et viktig bidrag for å nå klimamålene Norge er forpliktet til.

Norge har forpliktet seg nasjonalt og internasjonalt til reduksjon av klimagassutslipp. Gjennom Kyotoavtalen fra 1997, Klimaforliket fra 2012 og i klimaavtalen fra Paris i 2015 har Norge satt klare mål om å kutte utslippet av klimagasser med 40% i 2030 i forhold til 1990 (Meld.St.13 (2014-2015)). Fjernvarme kan være et viktig ledd i å nå disse utslippsmålene.

Den fornybare fjernvarmens rolle i et fremtidig energisystem

Det er vanskelig å si noe sikkert om hvordan energisystemet vil se ut om noen tiår.

Nedenfor er det pekt på noen utviklingstrekk innen fjernvarmebruk.

Rammebetingelser for redusert energibruk

Økt produksjon av fornybar energi, i tillegg til redusert energibruk, er et politisk mål i Norge. Nye bygg må derfor oppføres etter byggetekniske forskrifter fra 2010 (TEK10), som setter strenge krav til energibruk. Blant disse finnes tiltak som isolering, gode vinduer og varmegjenvinning av ventilasjon. Energireglene i forskriften skal revideres i 2020. Et energieffektivt alternativ til oppvarming av boliger, er fjernvarme. Dersom behovet for fjernvarme øker eller reduseres, vil dette ha betydning for lønnsomheten av fjernvarmeproduksjon.

Den fornybare fjernvarmens rolle i et fremtidig energisystem

Om fjernvarmesektoren benytter fornybare energikilder eller ikke, avhenger i stor grad av lønnsomheten til de fornybare teknologiene sammenliknet med de fossile. Fossile energibærere har den fordel at de kan lagre mye energi på lite volum. Derfor er en av utfordringene til fremtidens energisystem å finne fornybare løsninger som er konkurransedyktige med veletablerte teknologier for utnyttelse av fossile energikilder. Siden de fossile energikildene må brennes før man kan utnytte energien, fungerer de også som et slags lager. Dette gjør det mulig å benytte reservene når behovet er størst.

Potensialet for utbygging av fjernvarme i Norge er stort, og fjernvarme kan bidra til å dekke mye av oppvarmingsbehovet som i dag dekkes med elektrisitet. I 2010 var fjernvarmeproduksjonen 5,2 TWh, noe som tilsvarte en økning på 18% fra året før. I byer som har mer enn 10 000 innbyggere, er fjernvarme bygget ut eller er under utbygging i 92% av disse (Østfold Energi (2017)). Gode rammevilkår og hyppig utbygging gjør dette mulig.

Toppeffekten på de kaldeste dagene dekkes ofte med olje, elektrisitet eller gass. Disse energibærerne har lave investeringskostnader i forhold til brenselkostnader. Hvor stor rolle fjernvarme vil spille i fremtidens energisystem avgjøres i stor grad av hvilke krav, rammevilkår og støtteordninger som settes i verk fra myndighetenes side. Disse virkemidlene kan være med på å påvirke lønnsomheten av de tre alternativene som skal vurderes for å finne det mest lønnsomme alternativet for å dekke toppene i forbruket til Sarpsborg varmesentrals kunder.

Rammebetingelser avgjør fjernvarmeleveransene til fremtidens bygg

Behovet for oppvarming i fremtidens bygg vil være lavere enn det er i dag. Dette gjør at brukstiden på kildene som brukes til oppvarming blir lavere, og at kostnadene for hver enhet oppvarming blir høyere enn dagens enhetskostnader (Norges vassdrags- og energidirektorat (2014)). Investeringskostnadene kan dermed få økt betydning for energikostnaden, og kan få mer å si for lønnsomheten av ulike teknologier enn brenselkostnaden. Rammevilkår og krav til oppvarming og fjernvarme fra myndighetenes side i fremtiden vil påvirke mengden fjernvarmeleveranser til bygg. Dersom leveransene til bygg med lave oppvarmingsbehov øker, vil dette redusere

brukstiden til grunnlastkildene og føre til økt behov for spisslast dersom situasjonen sammenlignes med dagens. I dag brukes som oftest olje, gass, bioolje og elektrisitet som spisslast. Bruken av bioolje og elektrisitet vil trolig øke i fremtiden i takt med utfasing av fossile brensler.

Fjernvarmeleveranser til bygg i fremtiden avgjøres av reguleringer

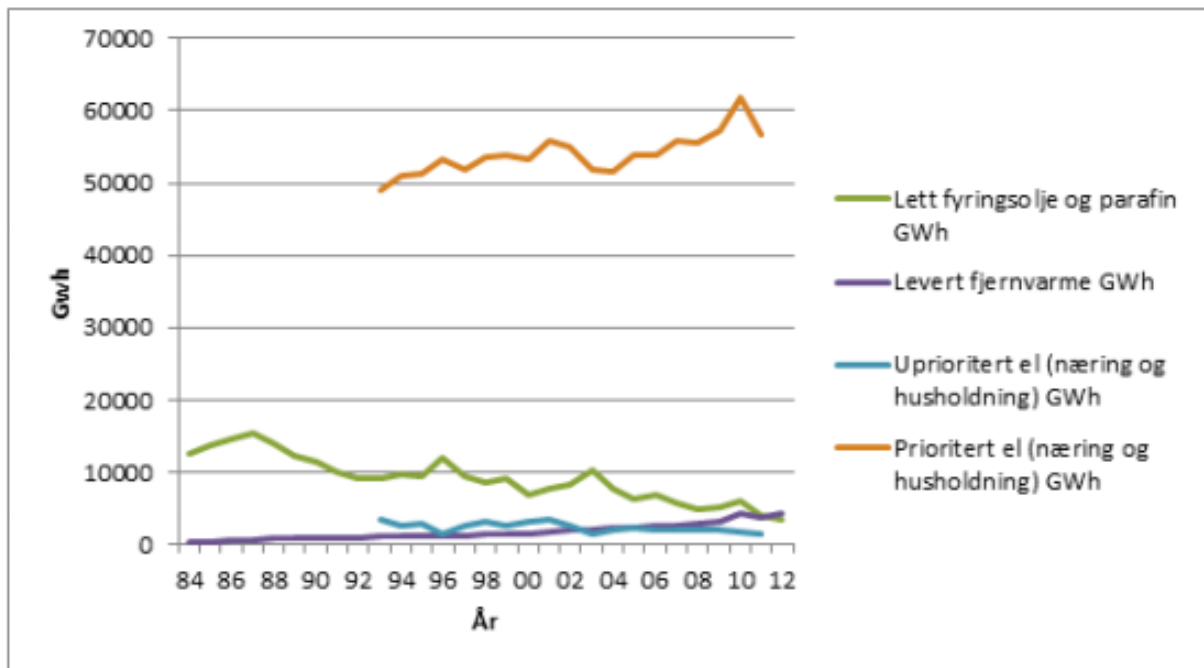
Vannbårne oppvarmingssystem er avgjørende for fjernvarmeleveranse til bygg

For at fjernvarme skal kunne leveres til bygg, er det nødvendig med et vannbårent oppvarmingssystem. Investeringene for et slikt system består av rørledninger for distribusjon av den leverte varmen og radiatorer eller gulvvarme til oppvarming. I tillegg må bygningen ligge i et område hvor fjernvarme bygges ut. Et elektrisk system består på sin side av rørledninger som distribuerer strømmen til sikringsskapet. Oppvarmingen av bygget i slike systemer skjer gjennom varmekabler og panelovner. Det er flere fordeler med fjernvarme (Østfold Energi (2017)):

- bruk av fjernvarme gir miljøgevinster både lokalt og globalt
- inneklimaet blir bedre ved bruk av fjernvarme
- fjernvarme er et rimeligere alternativ enn elektrisk oppvarming
- systemet er enkelt og vedlikeholdsfritt for kunden

Fjernvarme som erstatning for oljekjel

Dersom flere bygg får dekket sitt oppvarmingsbehov gjennom bruk av fjernvarme, bidrar dette til utfasing av oljekjeler i byer og tettsteder. Figuren under viser nedgangen i bruk av fyringsolje i bygg sammen med utviklingen i bruk av elektrisitet og fjernvarme. Oppvarming basert på fyringsolje er i stor grad erstattet av fjernvarme og elektrisitet. Mens salget av fyringsolje og parafin tilsvarte omtrent 12 TWh i 1984, hadde salget sunket til omkring 3,6 TWh i 2012. Fjernvarme utgjorde 4,2 TWh (Norges vassdrags- og energidirektorat (2014)).



Figur 2: Leverte fjernvarme, salg av lett fyringsolje til oppvarming, prioritert og uprioritert kraft (til husholdning og næring) (Kilde: SSB (2013))

Regjeringen har en målsetning om at Norge skal være karbonnøytralt innen 2050 (Meld.St.13 (2014-2015)). Et ledd i dette kan være et nasjonalt forbud mot bruk av fossil olje og parafin til oppvarming fra 2020 (Regjeringen (2016)). Dette vil påvirke en rekke bolig- og næringsbygg som i dag får oppvarming fra fossile brensler, og gjør oppvarming ved bruk av fjernvarme til et aktuelt alternativ.

Omtrent 40% av dagens oljeforbruk kan erstattes av fjernvarme. I perioden 2013-2017 anslår Enova at 2,1 TWh med fjernvarme vil bygges ut. Dersom tilkoblingsraten på fjernvarmetilkoblinger som erstatter oljekjeler er 40%, utgjør dette mellom 0,84 og 1,04 TWh fyringsolje (Norges vassdrags- og energidirektorat (2014)). Fjernvarme vil derfor kunne spille en betydelig rolle i fremtidens fleksible energisystem.

2.1.2 Teknologier for fjernvarme

Teknologier

Etterspørselen etter varme er ikke konstant. Derfor er det nyttig med fleksible energibærere, slik som fjernvarme. Fjernvarme kan baseres på ulike teknologier og energikilder der prisen for energi og behovet etter varme, avgjør hva som benyttes. Dette innebærer at fjernvarmesentraler ofte har ulike kjeler for produksjon av varme for

å dekke ulike behov. De vanligste teknologiene for fjernvarmeproduksjon presenteres mer detaljert nedenfor.

For å se nærmere på lønnsomheten av installasjon av en av de aktuelle nye teknologiene på Sarpsborg varmesentral, er det nyttig å se på hvilke av kjelene/varmepumpene som dekker den ulike etterspørselen gjennom døgnet slik situasjonen er i dag. Før dette gjøres, vil det nedenfor bli gjennomgått begreper som er gjeldende for å dekke ulike behov for varme.

Grunnlast

Grunnlasten utgjør den delen av forbruket av elektrisitet som er tilnærmet konstant over tid. Dette kan være gjennom døgnet, uken eller året (Rosvold (2009)). Siden grunnlasten skal dekke størstedelen av det årlige energibehovet på en lønnsom måte, må effekten på denne være ganske stabil både gjennom døgnet og i driftstiden.

Grunnlast har typisk både høye faste kostnader og start/stopp-kostnader.

Marginalkostnadene er lave, så grunnlasten kan kjøres kontinuerlig uten at det blir store endringer i pris. Hvordan grunnlast og spisslast brukes til å dekke etterspørselen etter varme vil fordeles gjennom døgnet avhengig av forbruket til kundene i fjernvarmesystemet. Både temperatur og tid på døgnet vil påvirke forbruket. I tillegg spiller det samlede effektbehovet over året og egenskapene til varmesystemet en avgjørende rolle i fordelingen mellom grunnlast og spisslast. Omtrent 70-90% av varmebehovet utgjøres normalt av grunnlast (Oljefri, (u.å)). Energikilder som normalt benyttes til grunnlast er biobrensel, varmepumper og spillvarme fra avfallsforbrenning eller industri (Fjernvarme (u.å-c)).

Spisslast

Det maksimale energiforbruket per tidsenhet (for eksempel et døgn eller år) kalles spisslast (Rosvold (2016)). Dette kalles dimensjonerende effektbehov i fjernvarmesammenheng. Når effektbehovet blir for stort til at grunnlasten kan dekke det, skal spisslast dekke effekttoppene i disse periodene. I motsetning til grunnlast, har spisslast typisk lave start/stopp-kostnader, vanligvis lave faste kostnader og høye variable kostnader. Spisslasten vil ofte ha raskere regulering enn grunnlast og kan starte og stoppe på kort tid. I denne oppgaven er hensikten å finne ut av hvilken av de aktuelle

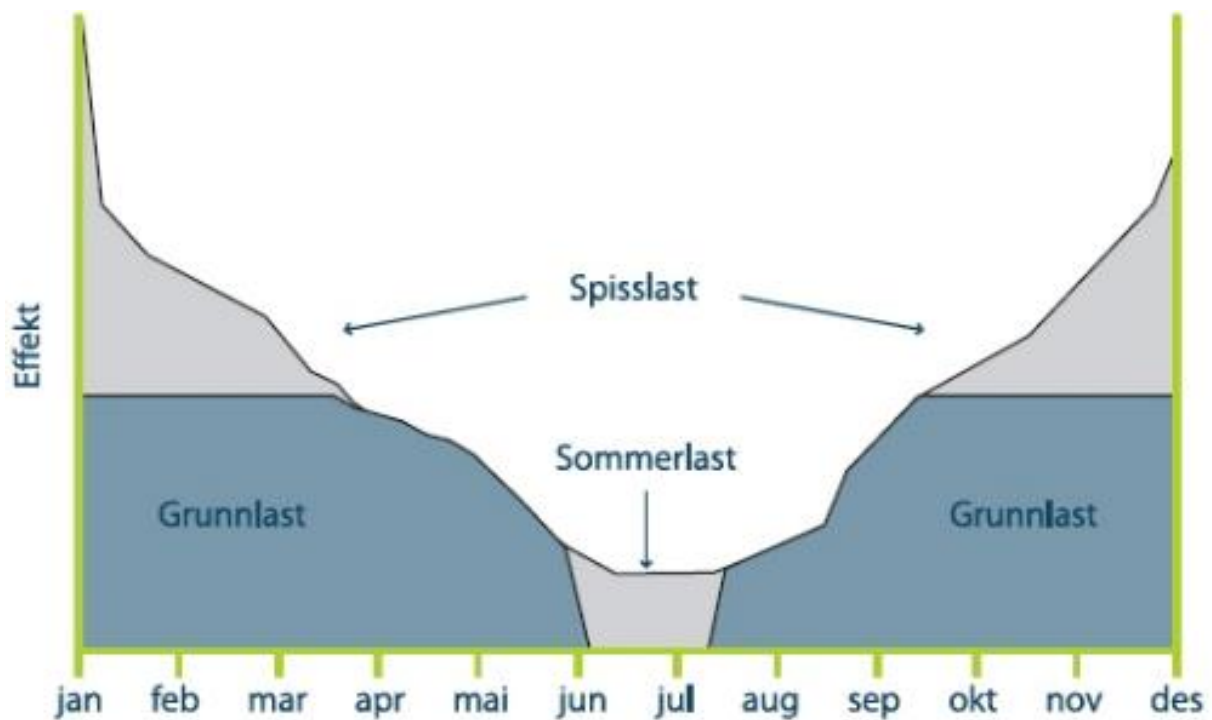
teknologiene som dekker disse toppene i forbruket mest lønnsomt, og som dermed er mest lønnsom å bruke til spisslast.

Investeringskostnadene til energibærere som olje, elektrisitet og gass er lave i forhold til brenselkostnadene. De kaldeste dagene i året bruker derfor mange fjernvarmeselskap olje eller gass for å dekke toppene i forbruket, noe som fører til klimagassutslipp fra fjernvarmesektoren tilsvarende 150 000 tonn CO₂ ekvivalenter i året (Fjernvarme.no (u.å-b)). Fjernvarmeselskap ønsker fornybare energikilder (for eksempel bioolje) som kan brukes til spisslast, slik at de kan konvertere fra fossile løsninger på dette (Fjernvarme.no (u.å-b)).

Reservelast og sommerlast

I fjernvarmeanlegg kan det for eksempel skje uforutsette stans i perioder med høyt effektbehov, og en reservelast kan da dekke effektbehovet dersom den største grunnlastkilden faller ut. En kjel kan brukes for dekke behovet i ulike perioder, så spisslast og reservelast bør derfor ses i sammenheng. Det er viktig for fjernvarmeselskapene å sikre nok reservekapasitet (reservekjel) dersom den største produksjonsenheten ikke kan brukes. Det etterspurte varmebehovet på den kaldeste dagen i året skal kunne dekkes selv om den største produksjonsenheten skulle falle ut av drift. Dette kalles "N-1"-kriteriet, og er noe fjernvarmeselskapet plikter å oppfylle på alle tidspunkt. For at NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) skal gi fjernvarmeanlegget konsesjon, må det beskrives i søknaden hvordan "N-1"-kriteriet skal oppfylles (Norges vassdrags- og energidirektorat (2011)).

På varme sommerdager kan situasjonen være betydelig endret. Energibehovet kan da være så lavt at det ikke er hensiktsmessig å bruke de vanlige grunnlastkjelene. Dette kan enten være fordi de ikke kan kjøres på så lav effekt som etterspørselen tilsier, eller fordi den lave etterspørselen innebærer at det er ikke økonomisk gunstig. Om sommeren smelter snøen og renner ned i elvene, og den økte vannmengden fører til økt produksjon i kraftverkene (Strømvippa (2015)). Samtidig bruker folk mindre strøm om sommeren, og denne kombinasjonen gjør at strømmen vanligvis blir fornybar og billig. Derfor kan en mindre el-kjel, som også kan brukes til spisslast/reservelast ved behov, være optimal som sommerlast.



Figur 3: Illustrasjon av ved hvilken effekt de ulike teknologiene benyttes (kilde: Enercon AS)

Grafen ovenfor viser ved hvilken effekt de ulike teknologiene benyttes. Grafen viser at mesteparten av etterspørselen dekkes av grunnlasten, mens spisslasten har omtrent like stor installert effekt, men driftstiden til spisslasten er mindre over året dersom man sammenligner den med grunnlast. I enkelte perioder om sommeren kan etterspørselen etter energi være lav med tanke på effektbehov og økonomiske hensyn. Da kan det være ulønnsomt å bruke grunnlastkilden, og da kan sommerlasten brukes.

2.1.3 Teknologier for grunnlast og spisslast ved Sarpsborg varmesentral

I 2016 leverte Sarpsborg varmesentral omtrent 20,8 GWh varme. Nedenfor presenteres de ulike installasjonene ved Sarpsborg varmesentral og deres netto energileveranse i 2016.

Grunnlast

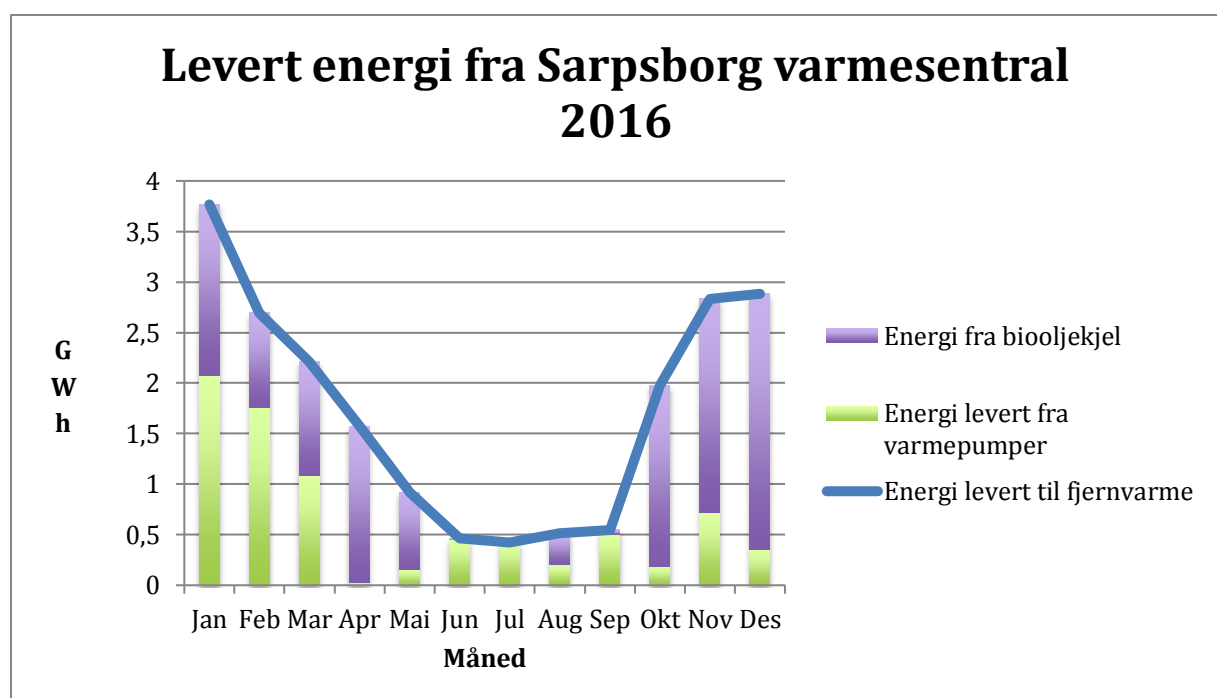
Sarpsborg varmesentral er bygget inne på Borregaards industriområde.

Avløpsrensaneanlegget og kjøleristene på energigjenvinningsanlegget til Borregaard forsyner varmesentralen med energi. To av Norges største varmepumper for industriell spillvarme står inne på varmesentralen, med en effekt på henholdsvis 2 og 3 MW. Den

ene av varmepumpene (2 MW) har ammoniakk som kuldemedie (Østfold Energi(2015b)). Dette er ett av få naturlige kuldemedier. Varmepumpene dekket omtrent 8 GWh av den totale varmeproduksjonen ved Sarpsborg varmesentral i 2016.

Spisslast

For å dekke behovet for spisslastbehovet på kalde dager benyttes en elkjel (5 MW) og biooljekjel (7 MW). Disse er også plassert inne på varmesentralen. Biooljekjelen fyres med biodiesel. Både grunnlast- og spisslastkildene ved Sarpsborg varmesentral er hovedsakelig basert på fornybare varmekilder. Spisslastkildene dekket omtrent 12,9 GWh av den totale varmeproduksjonen i 2016.



Figur 4: Oversikt over energi levert til fjernvarme fra Sarpsborg varmesentral hver måned i 2016, og hvilke energikilder som leverte varmen.

Lagring av overskuddsvarme i fjernvarmesammenheng

Alternativene for termisk energilagring som beskrives nedenfor kan benyttes til å lagre overskuddsenergien fra varmepumpeproduksjonen ved Sarpsborg varmesentral. Først presenteres noen grunner til at energi bør lagres.

2.2 Lagring av energi

2.2.1 Hvorfor skal man lagre energi?

I denne oppgaven skal lønnsomheten av to alternativer for lagring av energi vurderes.

Lagring av energi kan være gunstig av flere årsaker:

- 1) Mellomlagring av energi
- 2) Effektreduksjon ved høyt forbruk
- 3) Bidra til å stabilisere varmepumpeproduksjonen

1) Mellomlagring av energi

Siden behovet for energi varierer fra time til time og mellom årstider, kan det være nødvendig å mellomlagre energi over korte eller lengre perioder. Dette kan bidra til å tilpasse energiproduksjonen til forbruket (Fornybar (u.å-a)). Mellomlagring av energi innebærer at overskuddsvarme fra produksjon kan lagres på tidspunkt med lavt forbruk og lave priser, for siden benyttes når forbruket er høyere. En slik løsning kan være lagring av overskuddsvarme fra fjernvarmeproduksjon.

2) Effektreduksjon ved høyt forbruk/topplast

I perioder med lave temperaturer, medfører dette ofte at effektbehovet er høyere enn det grunnlasten kan levere. Et alternativ til å starte opp dyr spisslast, er å hente den ekstra effekten fra lagret varme. Dersom varmen som produseres ved lavere priser lagres, kan denne brukes til å dekke toppene i perioder med høyt forbruk av elektrisitet og varme. På denne måten kan bruken av den kostbare formen for energiproduksjon bli erstattet (Fornybar (u.å-a)).

3) Bidra til å stabilisere varmepumpeproduksjonen

Siden behovet og etterspørselen etter varme hos kundene varierer gjennom døgnet og året, kan et lager føre til at varmepumpene kan kjøre på full effekt og maksimal virkningsgrad i lengre perioder. Dersom energien lagres i perioder hvor varmebehovet er for lite til at varmepumpene må levere maksimal effekt, kan dette gjøre at det blir enklere å balansere forbruk og etterspørsel etter varme. Overskuddsvarmen kan da lagres i tillegg at det momentane varmebehovet dekkes.

2.2.2 Teknologier for lagring av energi

Tilbud av og etterspørsel etter energi er ikke konstant, og derfor kan det være hensiktsmessig å lagre energien. Det finnes flere ulike teknologier for lagring av energi. Hvilken teknologi som er optimal for lagring av energi, er knyttet til mengden energi man ønsker å lagre, tidsrommet energien skal lagres, hvor store tap og kostnader de ulike teknologiene har og hvor sikker lagringsteknologien er (Fornybar.no(u.å-b)). Teknologiene for lagring av energi kan deles inn i ulike hovedkategorier, herunder mekanisk, elektrisk, elektrokjemisk, kjemisk og termisk. Fokuset i denne oppgaven er teknologier som kan brukes til lagring av termisk energi. Nedenfor skal noen av disse presenteres.

Lagring av termisk energi

Termisk energi (varme) kan lagres i ulike materialer ved oppvarming eller nedkjøling av et lagringsmedium. Gjennom å lagre energien, kan mengden energi som er lagret bli benyttet til oppvarming, nedkjøling eller til produksjon av elektrisitet på et senere tidspunkt. Lagring av energi er spesielt aktuelt i bygg og industrielle prosesser. Dersom lageret skal benyttes i kommersiell sammenheng, som for eksempel til fjernvarmeproduksjon, ønsker man materialer med høy varmekapasitet med lite volum og lave kostnader (Fornybar.no(u.å-b)). Hvor tykk lagringsmediets isolasjon er og lagerets volum, bestemmer tidsrommet energien kan lagres. Det finnes ulike lagringsmedium for lagring av termisk energi.

2.3 Kategorier for termisk energilagring og presentasjon av aktuelle lagringsteknologier

Mange faktorer spiller inn i utforming og bruk av ulike teknologier for termisk energilagring. I denne oppgaven blir det gjort rede for det mest grunnleggende innenfor hver av de teknologiene som er aktuelle for lagring av varme ved Sarpsborg varmesentral. Nedenfor vil ulike kategorier for termisk energilagring og teknologiene som vurderes i denne oppgaven presenteres.

Kategorier for termisk energilagring

Lagring av termisk energi kan deles inn i tre hovedkategorier; følbare, latent og kjemisk lagring. Innenfor hver av disse kategori finnes flere teknologier for lagring av varme, hvor enkelte egner seg for lagring i timer til dager (korttidslagring) som er aktuelle

teknologier for lagring av overskuddsvarmen fra fjernvarmeproduksjonen ved Sarpsborg varmesentral. Modenheten til teknologiene varierer. Noen av teknologiene er på forskningsstadiet, mens andre har vært i kommersiell bruk i flere tiår.

Varmen kan lagres i de ulike lagringsmediene med ulik temperatur, som gjerne er inndelt i lav temperatur (opp til og med 10 °C), middels temperatur (mellom 10 og 250°C) og høy temperatur (over 250 °C) (IEA (2014)). Temperaturen på vannet som sendes ut fra Sarpsborg varmesentral til fjernvarmenettet er 90°C, så det er lagringsmedium med middels temperatur som er aktuelle for de to lagringsalternativene i denne oppgaven.

Det finnes mange ulike teknologier for termisk energilagring. Innen kategorien følbar varme finnes akkumulatortanker med vann som kan lagres over bakken. Denne teknologien blir vurdert nærmere i alternativ 1. Innenfor teknologiene for latent varme og kjemisk energi gir variasjonene i bruk av ulike kjemiske forbindelser store forskjeller i egenskapene til disse kategoriene. Dette blir vurdert i alternativ 2.

2.3.1 Følbar varme

Beskrivelse

Følbar varme er den termiske energien som kan lagres ved å øke temperaturen i en væske eller i et fast stoff. Varmemengden som kan lagres blir avgjort av økningen i temperatur, i tillegg til den spesifikke varmekapasiteten til materialet som inngår i prosessen (Sharma et al (2007)). Sammenliknet med teknologier som benytter latent varme eller kjemisk energi, er teknologiene som lagrer termisk energi som følbar varme enkle.

Alternativ 1: Akkumulatortank med vann som teknologi

Vann som lagringsmedium

Vann er godt lagringsmedium for termisk energi, og brukes ofte dersom varmen skal benyttes til oppvarming av bygninger. Vannets egenskaper har betydning for bruk av vann som lagringsmedium. Et vannmolekyl består av et oksygenatom og to hydrogenatomer (Pedersen (2017)). Mye energi må til for å bryte disse bindingene, og derfor har vann et høyt kokepunkt. Hydrogenbindingene innebærer også at vann har høy varmekapasitet, noe som medfører at det trengs store mengder energi for å

varme opp vann. Vann har derfor høy spesifikk varmekapasitet, og dette gjør vann til et godt egnet medium til å ta opp varme. I vannbårne systemer med sentralvarme benyttes ofte en vanntank som akkumulator. Vanntanken spiller en sentral rolle for varmelagring mellom natt og dag. Slike lagre bør ha en viss størrelse for å få bra økonomi, og derfor må lageret også være tilknyttet et fjernvarmeanlegg (Fornybar.no(u.å-b)). Beregningene for størrelsen på akkumulatortanken med vann som benyttes videre i nåverdiberegningene i denne oppgaven, finnes i kapittel 4 Resultat.

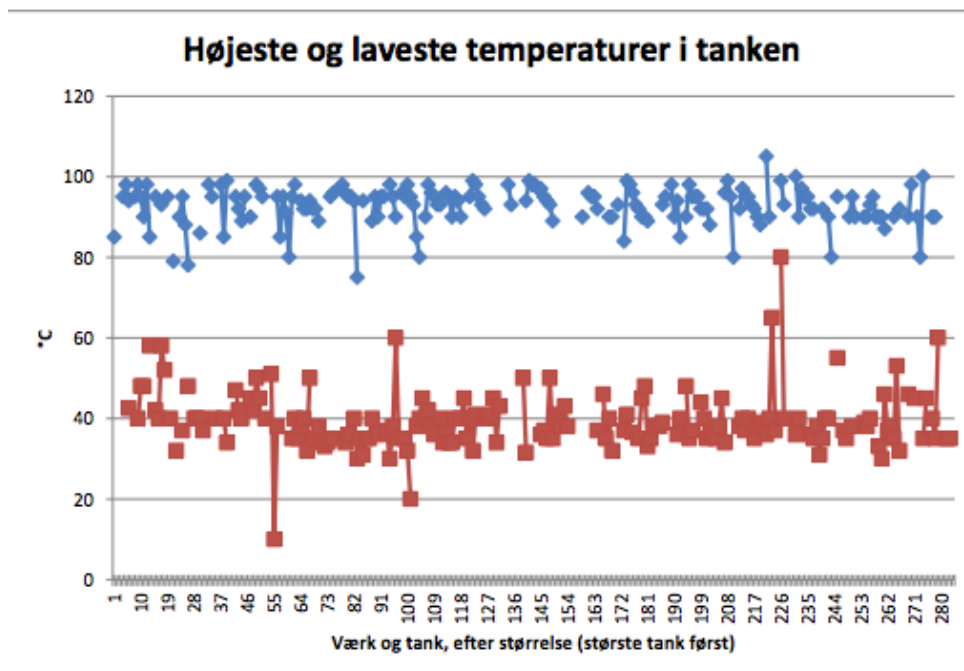
Beskrivelse av teknologi

Termisk energi kan lagres i en akkumulatortank med vann. Ståltanken kan betraktes som en stor termos og har lite varmetap. Ved bruk av et varmelager kan produksjonen av varme skje uten at dette har betydning for etterspørslen etter varme. Dette gjøres blant annet mye i Danmark, som ofte har kombinert fjernvarmeforsyning og kraftvarmeproduksjon. Overskuddsvarmen lagres i varmelageret, og produksjonsenheten stenges i lavlastperioder, samtidig som den etterspurte varmen hentes fra lageret. Varmevekslere kan benyttes til dette (Norges vassdrags- og energidirektorat (2015)).

Dersom fjernvarmeområdet hovedsakelig har varmeproduksjon, kan det være nødvendig med lagerkapasitet dersom enkelte kjeler har en høyere virkningsgrad ved fulllastsituasjoner. Det samme gjelder hvis installasjon av lageret betyr at reservelastene ikke behøves i spisslastsituasjoner og ved mindre reparasjoner/vedlikehold (Sørensen et al.(2013)).

Temperaturnivåer i akkumuleringstanken

Rapporten "Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet" tok for seg data fra 280 akkumuleringstanker. I figuren under er maks. og min. temperaturen plottet for hver av tankene.



Figur 5: Temperaturforhold i akkumulatortanken(kilde: Sørensen et al. (2013))

Som man ser av grafen, er det variasjoner i temperaturnivåene. De forskjellige temperaturforholdene avhenger av enhetene som produserer varmen på den aktuelle varmesentralen. Det laveste nivået i tanken defineres av returtemperaturen i varmesystemet. Dersom temperaturforskjellen i tanken er høy, øker dette muligheten til å lage energi (Sørensen et al. (2013)). Derfor er en lav returtemperatur fordelaktig. Selv om det er variasjoner i temperaturnivåene, viser grafen at typiske minimumstemperaturer ligger på rundt 30-40 °C, mens typiske maksimumstemperaturer ligger på 90-100°C.

2.3.2 Latent varme og kjemisk energi *Salter som lagringsmedium*

Siden ulike saltlegeringer har ulike smeltetemperaturer, kan dette også brukes i forbindelse med lavtemperatur varmelagring. Denne løsningen utnytter varmevekslingen som skjer rundt faseforandringen fra fast stoff til væske. Dette er aktuelt i forbindelse med lagring av overskuddsvarme i bygninger (Fornybar (u.å-b)).

Beskrivelse

Termisk energi som tas opp eller frigis når et faseendningsmateriale (PCM- Phase Change Material) endrer fase kalles latent varme (Sharma et.al. (2007)). PCM kan gjennomgå faseendringer mellom faste stoffer og væsker, faste stoffer og gass, og

mellom væske og gass. Faseendringene kan også skje motsatt vei. PCM kan inndeles i organiske materialer, uorganiske materialer og eutektiske blandinger. En eutektisk blanding består av to stoffer med lavere smeltepunkt enn stoffene alene eller om de blandes på en annen måte. Den totale sammensetningen til blandingen er den samme i fast form som i smelten (Pedersen (2009)). De uorganiske materialene kan videre inndeles i salthyrater, og metaller. Salthyrater, som skal belyses nærmere i denne oppgaven, er et uorganisk salt og vann som danner et fast stoff (Sharma et al.(2007)).

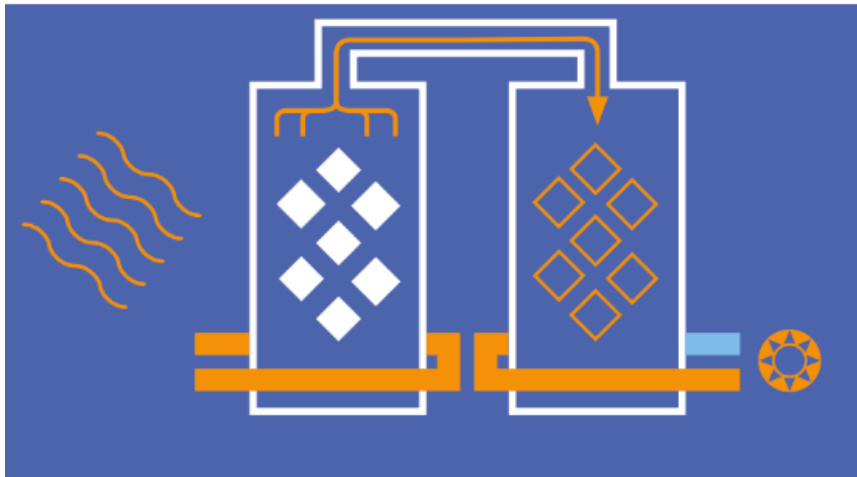
Kjent teknologi

Det har lenge vært kjent at det er mulig å lagre termisk energi i salt. Den termisk energien lagres i saltet kjemisk ved at salt og vann separeres, før de siden kombineres igjen. Problemet med alminnelig salt er at prosessen med å kombinere og separere saltet bare kan gjentas et fåtall ganger. Etter gjentatte kjemiske reaksjoner, krystalliserer saltet seg i større klumper, og dette er til hinder for en effektiv kjemisk reaksjon (SaltX (u.å)).

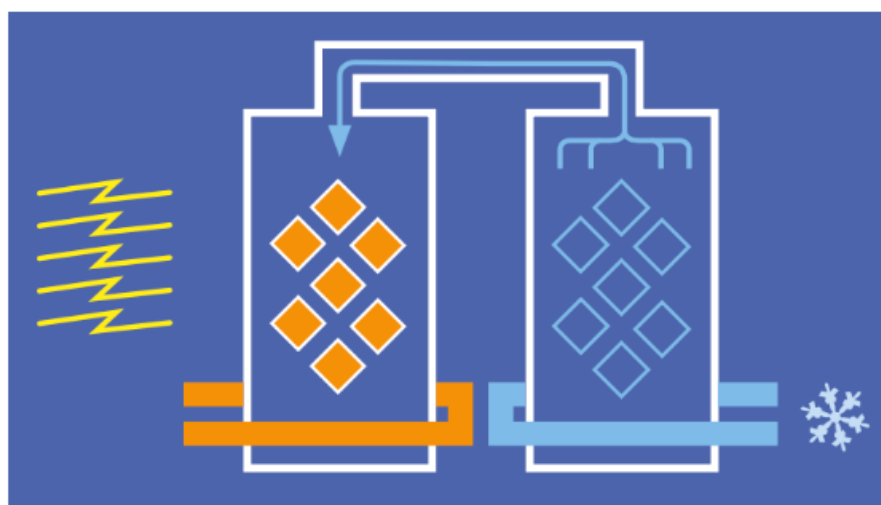
Separasjon av salt og vann

Nøkkelen i teknologien for akkumulatortanken med saltløsning, hvor salt og vann separeres, er at saltet kan lades opp og lades ut flere ganger uten at dette påvirker egenskapene til saltet. Teknologien fungerer i så måte som et batteri.

Prosessten går enkelt forklart ut på at saltvannet kokes. Dette medfører at saltet og vannet separeres. Det tørre saltet holdes siden igjen i et kammer. Det kokende vannet ender opp i en annen og separat beholder. En ventil lukkes og holder de to fra hverandre, og det kokende vannet kondenserer (SaltX (u.å)).



Figur 6: Separasjon av salt og vann (kilde: SaltX)



Figur 7: Saltet tilføres vann (kilde:SaltX)

Salt og vann kombineres igjen

Når ventilen åpnes, gjenforenes vannet med saltet, og en kjemisk reaksjon finner sted og varmeenergi avgis. Beholderen vannet har vært i under separeringen, blir veldig kaldt på grunn av en utjevning av energibalansen. Siden oppladning og utladning av saltet finner sted i lukket vakuumsystem, kan den gjentas et ubegrenset antall ganger (SaltX (u.å)). Saltet kan varmes/lades med energi fra fornybar sol- og vindenergi eller spillvarme fra en motor eller gassbrenner. Det kan også tenkes at overskuddsvarme fra fjernvarmeproduksjon kan benyttes til dette. Nedenfor beskrives et system som benytter hydrert salt som også kan være aktuelt for lagring av overskuddsvarme i en akkumulatortank med saltløsning ved Sarpsborg varmesentral.

Systemet kan benyttes til både oppvarming av inneluft og tappevann (Zondag et al. (2013)). Det kan derfor tenkes at dette systemet kan utnyttes i fjernvarmesammenheng. I dag benyttes dette i et åpent system med solfangere med vakuumrør. Varme fanges opp i varme sommermånedene. Reaksjonen som skjer når varmen sirkuleres gjennom det hydrerte saltet ved bruk av en vifte, gjør at vannet som er bundet til saltet fordamper. Siden kan det tørkede saltet lagres og brukes om vinteren. Kald og fuktig luft føres inn fra omgivelsene til det tørkede saltet, og fuktigheten tas opp. Prosessen fører til at det blir frigitt varme, som siden kan benyttes til oppvarming av inneluft og tappevann. Solfangerne må levere en temperatur på mellom 50 og 150°C, avhengig av hvilken absorbent som benyttes (Zondag et al. (2013)), for å kunne utnytte denne prosessen. Temperaturforholdene gjør at denne prosessen kan være godt egnet til bruk som lager av overskuddsvarme fra fjernvarmeproduksjon. Det finnes flere hydrerte salter som det forskes på som mulig arbeidsspar i et slikt system. Blant dem er magnesiumklorid, $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$.

I artikkelen "Prototype thermochemical heat storage with open reactor system" av Zondag et al. (2013) beskrives testing av materialer for bruk i et slikt system. MgCl_2 kan tørkes ved en temperatur på 130°C, mens temperaturen som kan benyttes når materialet igjen blir tilsatt vann, er tilstrekkelig til oppvarming av varmtvann til 60°C. Tørketemperaturen er noe høyere enn det som finnes i fjernvarmesystemet ved Sarpsborg varmesentral, mens temperaturen på det oppvarmede vannet som skal benyttes ideelt sett skulle ha vært omtrent 90°C for å kunne sendes ut i fjernvarmenettet fra varmesentralen.

Energilagring i et fremtidig energisystem

Økt befolkningsvekst og økt behov for oppvarming kan gjøre at det blir vanskeligere å forutse når spisslastbehovet vil inntreffe. Forbruksvariasjonene vil være både på daglig og årlig basis, og det å kunne regulere produksjonen i form av energilagring vil være en energieffektiv måte å møte fremtidens oppvarmingsbehov på. Som tidligere nevnt, er det flere måter å lagre energi på. Temaet i denne oppgaven er lagring av termisk energi, og fremtidsutsiktene for denne typen energilagring diskuteres nedenfor.

Termisk energilagring i et fremtidig energisystem

Tilgjengelig energi kan lagres i en akkumulatortank for bruk i perioder med høyere behov. Det er flere fordeler med varmeakkumulering:

- Energi som produseres rimelig fra gunnlastkildene kan lagres . Den lagrede energien kan benyttes når effektbehovet øker. Dermed slipper man å starte dyrere spisslastkilder (Norsk Energi (2015)).
- Når svigningene i effektbehov dempes, blir det enklere å benytte biokjeler som er trege å starte opp for å dekke dette.
- For å unngå utrykning av hjemmevakt, er det ofte slik at spisslastkjelene i anlegget startes om kvelden (Norsk Energi (2015)). De er i drift hele natten for å unngå å måtte startes i forbindelse med toppene i forbruket om morgenen. Ved å benytte den lagrede energien i akkumuleringstankene i disse periodene, kan man utsette behovet for oppstart av spisslastkjeler. Da kan dette utsettes til arbeidstiden har startet, og driftspersonellet uansett er på arbeid.
- Optimalisering av COP og reduksjon av antall start/stopp ved varmepumpedrift er også noe energilagring kan benyttes til.

Optimalisering av drift for oppnå fordeler som har betydning både for økonomi, drift og miljø er ønskelig i både store og små fjernvarmesystemer (Norsk Energi (2015)).

Fjernvarmesystemet må alltid gi kundene det de betaler for. Uten at dette påvirkes, kan driften optimaliseres med systemer som påser at:

- De ønskede energikildene (normalt de rimeligste) benyttes i så stor grad som mulig.
- Billig energi lagres i perioder med lavt behov. Denne kan siden benyttes ved økt etterspørsel på et senere tidspunkt.
- Behovet for manuelle inngrep og utrykning av hjemmevakt blir lite.
- Driftsforholdene for kjeler og annet utstyr som gir god virkningsgrad og holder driften stabil sikres.
- Slitasjen på utstyret som brukes blir så liten som mulig.
- Tapet minimaliseres.

Lagring av overskuddsproduksjon fra varmepumpene ved Sarpsborg varmesentral kan være en måte å sikre punktene ovenfor. Nedenfor diskuteres potensiale og barrierer for termisk energilagring.

Potensial og barrierer

Lagring av termisk energi (vanligvis fra fornybare energikilde eller overskuddsvarme) kan erstatte produksjon av varme og kjøling fra fossile energibærere og dermed redusere CO₂- utslippene med omtrent 400 millioner tonn CO₂- ekvivalenter. Ved å benytte termisk energilagring kan 1,4 GWh med energiproduksjon spares årlig i bygnings- og industrisektoren (IEA- ETSAP & IRENA (2013)). Det er imidlertid noen utfordringer, som blant annet er knyttet til kostnader, med implementeringen av slike systemer.

Støtte til forskning og utvikling (research and development, R&D) så man kan finne nye lagringsmedium, i tillegg til politiske virkemidler som gir incentiver til å investere i slike teknologier er viktig for økt bruk av termisk energilagring i industrien. Dette er spesielt viktig for bruk av PCM, som er en relativt ny teknologi.

Både fjernvarme og energilagring er gode teknologier for effektregulering, og dette blir viktige egenskaper for teknologier som skal inngå i fremtidens energisystem. Det er flere grunner til at økt satsning på fjernvarme til oppvarming av bygg og vann bør være ønskelig. Dermed kan fjernvarme og termisk energilagring spille en stor rolle i fremtidens fleksible energisystem.

2.4 Litteratur og tidligere forskning

Terminologi

En del av den undersøkte litteraturen om varmelagring er skrevet på engelsk, og denne terminologien vil bli brukt videre i oppgaven. Videre i oppgaven vil det hovedsakelig benyttes forkortelser for at teksten skal være lettere å lese.

Litteratur

Nedenfor presenteres noen artikler som er brukt i denne oppgaven, og relevansen for denne oppgaven diskuteres. Litteraturen som er studert omhandler ulike teknologier for lagring av termisk energi. I tillegg er fremtidsutsikter for fjernvarme belyst.

Review on thermal energy storage with phase change materials and applications (Sharma et al. (2007)).

Denne forskningsartikkelen tar for seg latent varme som teknologi. Latent varmelagring innebærer at lagringsmaterialet tar opp eller frigir energi ved å endre fase fra fast stoff til væske eller fra væske til gass og motsatt (Sharma et al (2007)). Artikkelen beskriver ulike PCM (phase change materials), i tillegg til at den tar for seg ulike bruksområder for latent varme. Videre oppsummerer artikkelen også ulike undersøkelser og analyser av tilgjengelige lagringssystemer for termisk energi hvor PCM har ulike anvendelser. For å analysere opptreden til PCM i lagringssystemet ser artikkelforfatterne på effekten av de termofysiske egenskapene til PCM under smelteprosessen (Sharma et al. (2007)).

Studien fant at materialene for varmeveksler-beholderen for latente varmelagringssystemer burde velges med omhu for å optimalisere de termiske, fysiske, kinetiske, kjemiske og økonomiske egenskapene til lagringssystemet (Sharma et.al. (2007)).

Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til bruk i fjernvarmesystemet (Sørensen m.fl (2013)).

Rapporten inneholder en oppsamling av erfaringer med eksisterende varmelagre, i tillegg til eksisterende varmepumper og el-kjeler. Rapporten inneholder også en potensialundersøkelse hvor det er gjennomført en overordnet vurdering av potensialet for etablering av store varmelagre og for varmekilder til varmepumper. Potensialet for varmekilder til varmepumper er beskrevet for overskuddsvarme. Det er også utført modellberegninger for etablering av varmepumper ved naturgass- og biomassefyrte fjernvarmekraftverk. Kartleggingen av eksisterende varmelagre viser at det er etablert en lagerkapasitet i ståltanker på ca.50 GWh (Sørensen et al. (2013)). Videre redegjøres det også for mulige prisreduksjoner, forbedring av ytelse, i tillegg til andre typer lager som vil kunne utvikles og anvendes.

Utredningsteamet vurderer ståltanker som en kjent teknologi som fortsatt vil bli brukt på fjernvarmekverkene, og at det ikke er behov for vesentlige endringer. Det pekes på at lagring ved flere temperaturer er et utviklingsområde. Videre er det sett på muligheten

for anvendelse av fjernvarmeoverføringsnettene som ekstra lagring bør undersøkes (Sørensen et al. (2013)).

Fjernvarmens rolle i energisystemet (Norges vassdrags- og energidirektorat (2011))

Fjernvarme har betydning for forsyningssikkerheten i kraftsystemet, og dette var noe som ble sett nærmere på i NVEs rapport "Fjernvarmens rolle i energisystemet". I tillegg foretar rapporten også en vurdering av hvilken rolle fjernvarme kan spille når det gjelder utfasing av oljekjeler i bygg. Oppvarmingsbehovet i bygg i fremtiden vil være redusert som følge av energieffektivisering. Rollen til fjernvarme i fremtidens bygg på bakgrunn av dette ble også vurdert. På bakgrunn av en kvalitativ analyse vurderes det i rapporten på hvilke måter kraftsystemet belastes av fjernvarme i topplastsituasjoner sammenliknet med alternative oppvarmingssystemer. I rapporten er det også en presentasjon av bedriftsøkonomiske vurderinger for oppvarmingsløsninger som er et alternativ til fjernvarme i bygninger i fremtiden. For å belyse spørsmålene rapporten tar for seg, benyttes data gitt av fjernvarme- og nettselskaper, i tillegg til andre rapporter og erfaringer fra kraft- og varmebransjen.

3 Metode

I dette kapittelet presenteres de ulike metodene som er brukt for å produsere og analysere datagrunnlaget for oppgaven. Resultatene i oppgaven er basert på datagrunnlag gitt fra oppdragsgiver Østfold Energi ved Egil Erstad. Formålet med denne oppgaven er å finne lønnsomheten av termisk energilagring ved Sarpsborg varmesentral for å dekke spisslast fra varmesentralen. Dataene som er hentet inn skal bidra til å kartlegge fjernvarmeleveransene fra Sarpsborg varmesentral. Ved å finne ut når på døgnet og året toppene i behovet for oppvarming er, kan dette brukes videre til å finne ut hvilke(t) av de to lagringsalternativene som kan dekke disse mest lønnsomt sammenliknet med fortsatt bruk av biooljekjel til å dekke spisslast.

I denne oppgaven brukes beregninger for størrelse på akkumulatortanken og nåverdiberegninger til å finne ut hva investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader må være for at det skal bli lønnsomt å investere i et av lagringsalternativene. De to alternativene er lagring av overskuddsvarme (termisk energi) fra fjernvarmeproduksjonen ved Sarpsborg varmesentral i akkumulatortank med enten vann (alternativ 1) eller saltløsning (alternativ 2). De to alternativene presenteres ytterligere i kapittel 4 Resultat. Dette sammenliknes siden med nåverdien av drifts- og vedlikeholdskostnadene (inkludert brenselkostnader) for fortsatt bruk av biooljekjel til å dekke spisslast (alternativ 0).

Det er tatt utgangspunkt i fjernvarmeleveranser fra Sarpsborg varmesentral for 2016 i denne oppgaven. Gjennom analyser av mengde energi levert til fjernvarme fra Sarpsborg varmesentral ble behovstoppene kartlagt, og behov for spisslast med og uten lager beregnet. Nåverdien ble beregnet ved å finne investeringskostnader for lagringsalternativene, samt drifts- og vedlikeholdskostnader for alle de tre alternativene. Etter at kontantstrømmene for hvert alternativ ble beregnet, diskontert og lagt sammen, kunne nåverdiene sammenliknes for å finne det mest lønnsomme alternativet.

De tre alternativene er alle fornybare løsninger dersom man forutsetter at biobrenselet som benyttes i biooljekjelen er fornybart. Ulike investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader kan gjøre at enkelte av alternativene peker seg ut som mer

lønnsomme enn andre. I tillegg må det tas hensyn til virkningsgrad og mengde energi som må dekkes av spisslastkildene når de ulike alternativene skal vurderes.

3.1 Antakelser og forutsetninger

Dataanalyse

Data til denne oppgaven har blitt gitt av Østfold Energi. Gjennom døgnet er det svingninger (fluktuasjoner) i forbruket. Dermed kan man tenke seg muligheten for å lagre overskuddsvarmen fra de periodene hvor forbruket ikke er så høyt, for eksempel på kvelden og natten. Overskuddsvarmen kan så brukes når forbruket øker, for eksempel på morgenen før mange skal på jobb eller skole. På denne måten får man møtt etterspørselen etter varme i tillegg til å redusere de største toppene i forbruket.

For å finne ut av kostnadene og lønnsomheten for de ulike alternativene, er det nødvendig å kartlegge mengden energi som kreves for å dekke spisslast. Det er viktig å ta hensyn til at Sarpsborg varmesentral leverer varme til både bedrifter og privathusholdninger. I tillegg til et naturlig høyere forbruk, har bedrifter også en litt annen forbruksprofil enn boliger. Mange bedrifter har for eksempel stengt i helgene, ferier og helligdager, og derfor vil man vanligvis se en reduksjon i forbruket disse dagene. Dette er motsatt når det gjelder husholdninger. Her vil forbruket normalt øke disse dagene, fordi man da oppholder seg hjemme. Siden Sarpsborg varmesentral leverer varme til både bedrifter og privathusholdninger, gjør dette derfor at lastprofilen til varmesentralen vil se noe annerledes ut enn om den kun hadde levert varme til den ene eller andre gruppen.

Sentralen er bygget etter spesifikke dimensjonerende forhold. De tilsammen 5 MW varmepumpene har ved dimensjonerende utetemperatur $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ en temperatur på vannet som sendes ut på fjernvarmenettet på $90\text{ }^{\circ}\text{C}$. Temperaturen på returvannet er under dimensjonerende forhold $60\text{ }^{\circ}\text{C}$. ΔT er temperaturforskjellen mellom tur- og returtemperatur i tanken, og denne er $30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Dette tallet brukes videre for å beregne størrelsen på akkumulatortankene.

Dagens spisslast fra varmesentralen

I dag er det en el-kjel (5 MW) og en biooljekjel (7 MW) som dekker behovet for spisslast ved Sarpsborg varmesentral. Siden energimengden som leveres fra el-kjelen ikke

fremgår av de innhentede dataene, men antas å være inkludert i dataene for levert energi fra biooljekjel, er den vanskelig å skille ut. Dermed forutsettes det i oppgaven at den energimengden som det i dataene fremgår at er levert fra biooljekjel, kun stammer fra denne. Behovet for spisslast i 2016 tilsvarte omtrent 12,9 GWh.

Begrensninger for varmepumpe

I beregningene som er gjort i denne oppgaven er det lagt til grunn at de to varmepumpene ved Sarpsborg varmesentral kan yte en maksimal effekt på 2 MW gjennom hele året. Dette har blant annet å gjøre med temperaturforhold i spillvarmen fra kjøleristene og avløpsrensaneanlegget hos Borregaard. Dette belyses nærmere i kapittel 5 Diskusjon.

Effektivitet hos lagringsalternativene

Varmetapet som inntreffer ved lagring gjør at de ulike teknologiene har ulik effektivitet. Alternativ 1 vil med 4% varmetap (Sørensen et al. (2013)) ha en effektivitet på 96%. Teknologiene for latent varme har et varmetap på 20%, og dermed en effektivitet på 80%. Tallet for alternativ 2 er hentet fra et dokument utarbeidet av IEA (International Energy Agency (2014)). Effektiviteten er oppgitt i intervall i dette dokumentet, og gjennomsnittet av dette intervallet er benyttet i denne oppgaven.

Metode for datainnhenting

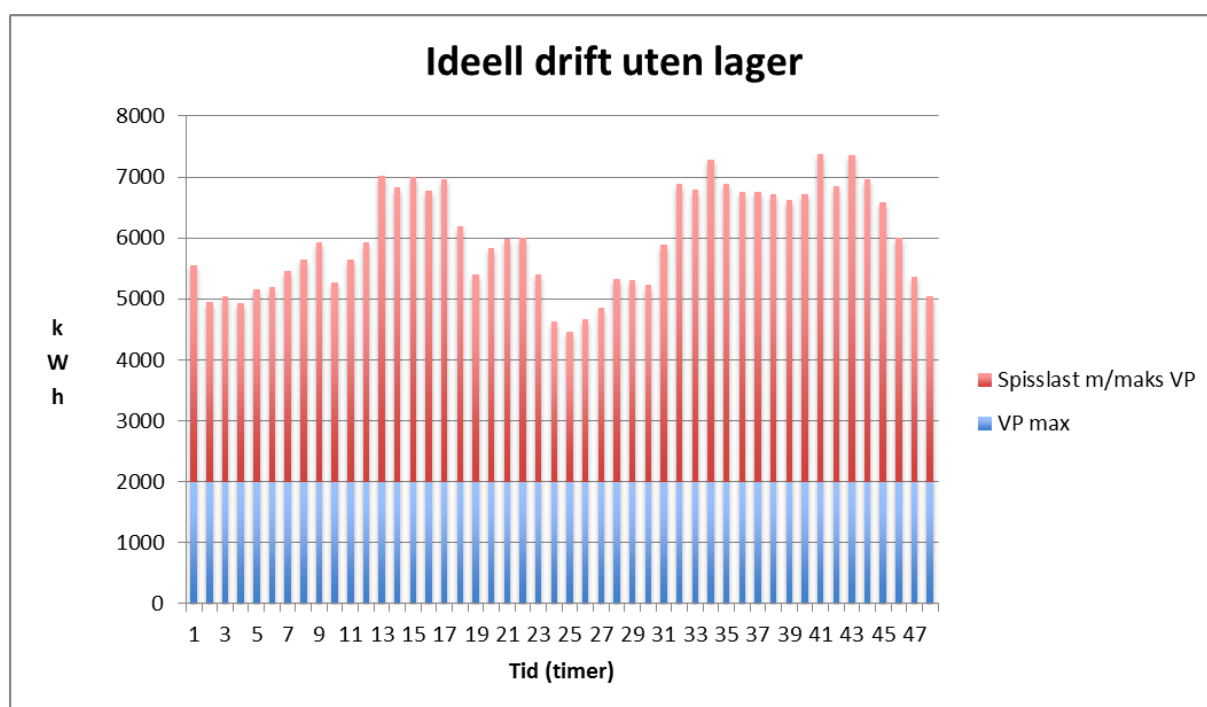
Før beregningene rundt energimengde som måtte lagres i akkumulatortankene, dimensjoneringen av dem og nåverdiberegningene kunne gjennomføres, måtte forbruksdata fra Sarpsborg varmesentral hentes inn. Resultatene fra beregningene finnes i kapittel 4 Resultater. Nedenfor beskrives hvilke data som ble hentet inn.

Korttidslager

Akkumulatortankene med vann og saltløsning fungerer som et korttidslager. Dataene med timesverdier gjennom året ble en veldig stor fil som det ble problematisk å hente ut. Dataene som var interessante var både energi levert til fjernvarme fra varmesentralen og levert energi fra varmepumpene. Derfor ble det tatt utgangspunkt i timesverdier på valgte dager fra ulike perioder på året (januar, april, august, oktober, desember) for å kartlegge hvor behovet for lageret var størst. For å gjøre utvalget av

dager mer representativt, ble forbruksdata hentet ut for noen hverdager og noen helgedager. Oppvarmingsbehovet viste seg å være størst i overgangsperioder, og timesdata for hele april ble hentet ut og benyttet videre til dimensjonering av korttidslagerne.

Som grafen under fra 5-6 januar 2016 illustrerer, vil varmepumpene ideelt sett levere maksimal effekt (2 MW) uten lager de kaldeste dagene i året basert på forutsetningene i denne oppgaven. Siden varmepumpene uansett leverer maksimal effekt disse dagene, vil det ikke være noen overskuddsproduksjon eller noe hente fra korttidslageret. Dette illustreres i figur 8, hvor ideell drift uten lager disse dagene er illustrert.



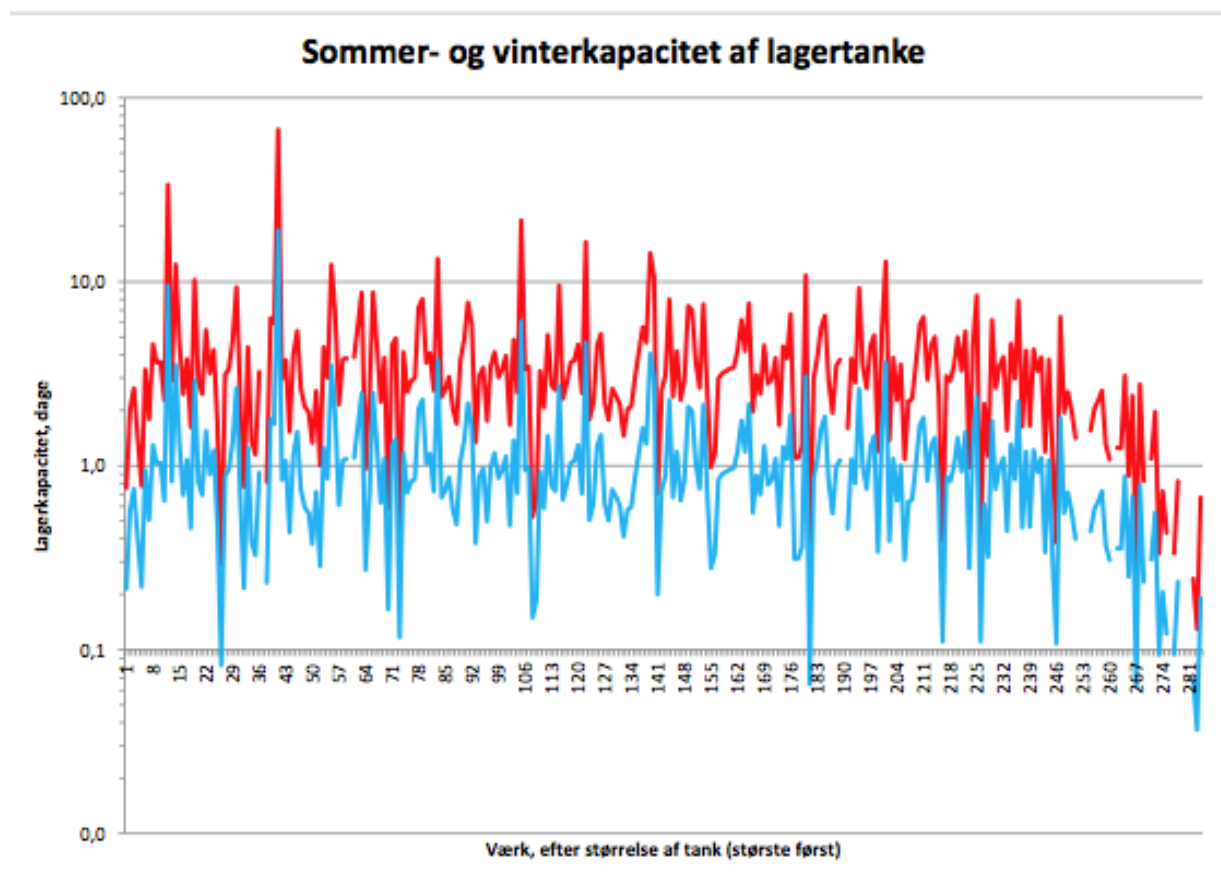
Figur 8: Ideell drift uten lager ved Sarpsborg varmesentral 5-6 januar 2016

3.2 Beregning av dimensjonering av akkumulatoranker

Lagerkapasitet sommer og vinter

Varmebehovet hver time bestemmer hvor mye som leveres til lager. Dersom varmepumpene produserer mer enn etterspørselen etter varme, kan dette leveres til lager. Dersom etterspørselen er høyere enn varmepumpeproduksjonen, kan varme hentes fra lageret for å dekke deler av spisslasten.

Siden varmebehovet varierer i løpet av året, er det interessant å undersøke lagerkapasiteten i forhold til varmebehovet. Figuren under viser hvor lang tid det vil ta å bruke energien i et fylt varmelager i henholdsvis januar og juli. Om vinteren er det behov for fjernvarme både til oppvarming av inneluft og tappevann i byggene, mens behovet om sommeren hovedsakelig er til oppvarming av tappevann. Figuren viser at lageret i juli kan dekke varmebehovet i 4 dager, mens det kun kan dekke behovet i ca. 1 dag i januar. I større byer kan varmebehovet bli mye større enn det lagerets størrelse skulle tilsi. I vinterperioder kan et fylt lager kun dekke behovet i helt ned til 1 time (Sørensen et al. (2013)).



Figur 9: Lagerkapasitet i forhold til behov i en vintermåned (blå) og en sommermåned (rød). Det er tatt hensyn til lagertanken og skalaen er logaritmisk (kilde: Sørensen et al. (2013))

For å illustrere hvordan et lager kan bidra til å dekke spisslast ved Sarpsborg varmesentral ble det foretatt beregninger for å finne varmevolumet det måtte være plass til i akkumulatortankene. Deretter ble denne brukt til dimensjonering av akkumulatortankene. Siden det ikke er tilgjengelige data for hele året, er det usikkert

hvor mye som vil lagres. Derfor er det tatt utgangspunkt i april for å gi et bilde på dimensjoneringen av lageret. Det vil gjøres beregninger for dimensjonering av akkumulatortank med salt både som sesonglager og korttidslager i denne oppgaven.

Beregning av varmevolum som kan lagres

Før dimensjoneringen av lageret kunne beregnes, var det nødvendig å finne varmevolumet som måtte lagres i de enkelte alternativene. Nedenfor følger en beskrivelse av hvordan dette ble gjort.

Alternativ 1: Installasjon av akkumulatortank med vann

Siden det må tas hensyn til at korttidslageret henter ut varme ved behov og leverer varme til lageret når det er overskudd fra varmepumpeproduksjonen, må det kartlegges hvor stort dette overskuddet er. For å beregne størrelsen på akkumulatortanken ble det kartlagt når varmepumpeproduksjonen var større enn fjernvarmebehovet med utgangspunkt i april 2016. Overskuddsproduksjonen fra varmepumpene gjennom en periode tilsvarer energimengden akkumulatortanken må dimensjoneres for. Siden det ikke var tilgang til data for hele året, ble det tatt utgangspunkt i april 2016 for å gi et bilde på hvor stor en slik tank må være. Dette illustreres i vedlegg 1.

Dimensjonering

Etter at overskuddsproduksjonen fra varmepumpene i april 2016 var funnet, kunne akkumulatortankene for korttidslagring dimensjoneres.

Alternativ 1: Installasjon av akkumulatortank med vann

Formelen som ble benyttet for beregning av dimensjonering av akkumulatortanken med vann er

$$Q = m * C_p * \Delta T$$

der

Q= ønsket varmevolum (i MWh)

C_p= spesifikk varmekapasitet for vann (4,187 kJ/kg*K)

ΔT= temperaturforskjellen mellom tur- og returtemperatur i tanken (dimensjonerende forhold for Sarpsborg varmesentral er brukt i denne oppgaven)

$$\Delta T = 363,15 - 333,15 = 30 \text{ K}$$

m = tankens innhold (m^3)

Detaljer for beregninger av dimensjoneringen av akkumulatortanken finnes i vedlegg 2.

Alternativ 2: Installasjon av akkumulatortank med saltløsning

Korttidslager

Varmevolumet som kan lagres i korttidslageret med saltløsning er den samme som for alternativ 1. I likhet med alternativ 1, ble det tatt utgangspunkt i når varmepumpeproduksjonen var større enn fjernvarmebehovet med utgangspunkt i april 2016 for å beregne energimengden som kan lagres i korttidslager. Dette illustreres i vedlegg 1.

Sesonglager

Forutsatt at saltet i akkumulatortanken kan lagres over en periode, er det regnet på hvor mye spisslast akkumulatortanken kan dekke når varmeproduksjonen er større enn varmepumpeproduksjonen. For å beregne varmevolumet akkumulatortanken med saltløsning måtte romme dersom det skulle benyttes som sesonglager, ble det tatt utgangspunkt i når fjernvarmebehovet ved varmesentralen var høyere enn varmepumpeproduksjonen. Maksimal varmepumpeproduksjon ble beregnet for hver måned i 2016, og trukket fra den totale fjernvarmeleveransen den aktuelle måneden. Energimengden som ikke ble dekket av varmepumpeproduksjon gjennom året, utgjør spisslast som kan leveres fra akkumulatortanken. Denne mengden ble derfor utgangspunktet for mengden energi som kan lagres i akkumulatortanken. Dette illustreres i vedlegg 1.

Dimensjonering

For å beregne størrelsen på akkumulatortanken med saltløsning, ble det tatt utgangspunkt i MgCl_2 med en porøsitet på 50%, som har en lagringstetthet på 278 kWh/m^3 (Zondag et al (2013)). Lagerstørrelsen tilsvarende omtrent 1/10 av det lagerstørrelsen måtte være for å lagre tilsvarende energimengde i en akkumulatortank med vann. Disse beregningene finnes i vedlegg 2.

Beregning av spisslast fra lager

Metode for å finne spisslast med maks varmepumpe og med lager

Korttidslager

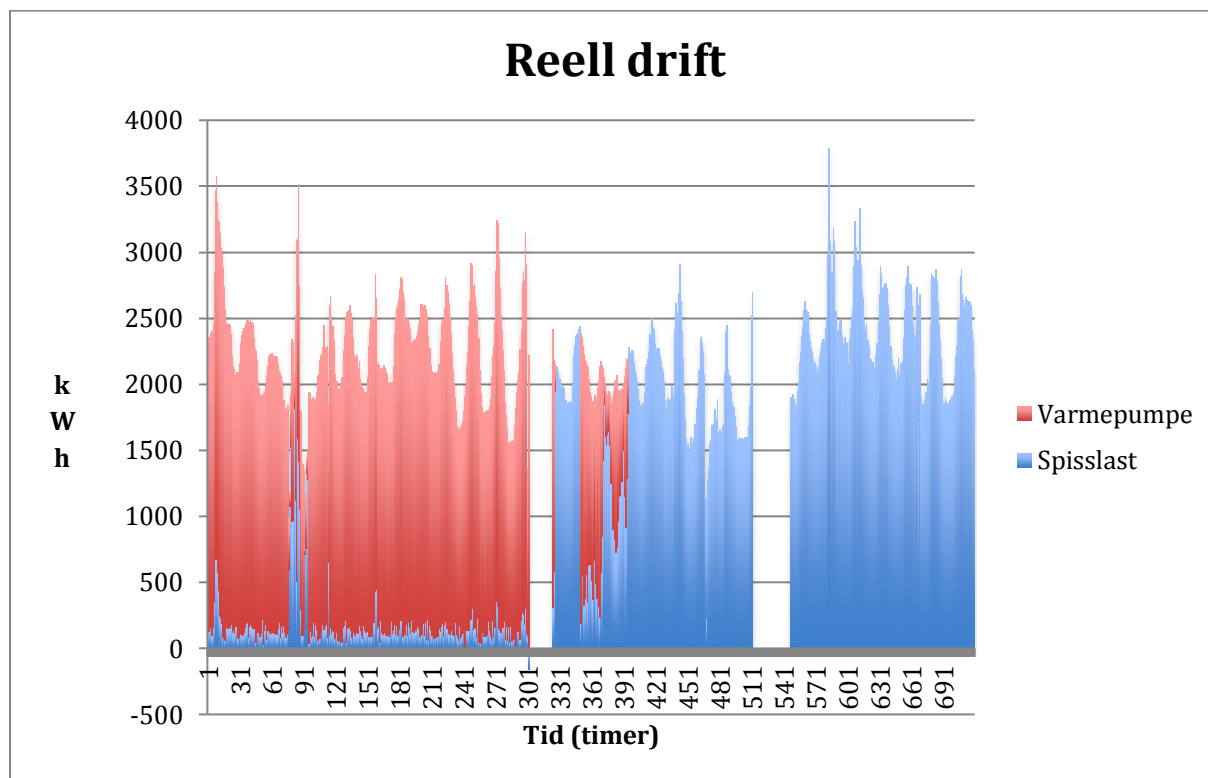
For å finne spisslast med lager, måtte mengden energi som skulle lagres beregnes først.

Teknisk sett kan de to varmepumpene ved Sarpsborg varmesentral levere 5 MW til sammen. Likevel er det forutsatt i oppgaven at varmepumpene kan levere 2 MW (til sammen) til enhver tid grunnet effektbegrensninger i varmepumpeproduksjonen.

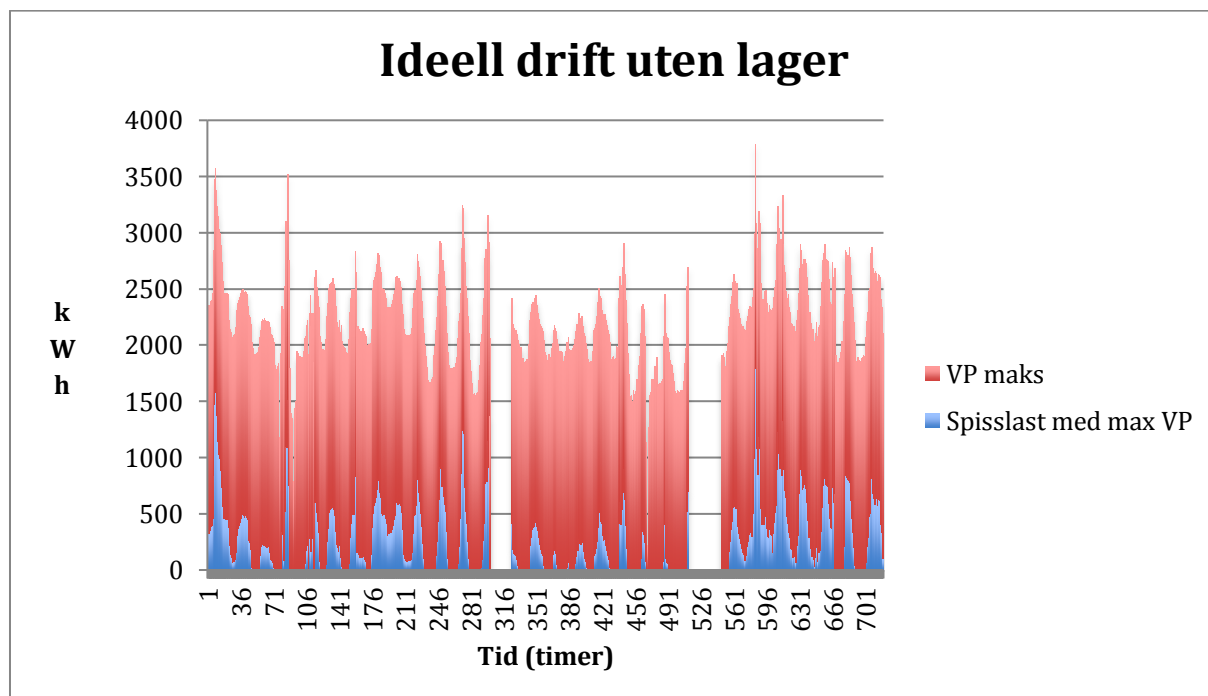
Hovedårsaken til dette er at temperaturen på avløpsvannet fra Borregaard hvor varmen blir hentet fra, er lavere enn forutsatt. Dersom man tar utgangspunkt i 2016, leverte varmepumpene ved Sarpsborg varmesentral nesten 8 GWh. Energi levert til fjernvarme fra sentralen var i 2016 omtrent 20,8 GWh, så energien levert fra varmepumpene var langt mindre enn det som ble etterspurt av fjernvarmekundene.

For å vurdere når det var størst behov for et lager, ble energikildene som ble brukt hver av de dagene det ble innhentet data for, kartlagt. Den reelle driften for varmesentralen ble kartlagt ved å finne ut hvor mye spisslast som måtte leveres for å dekke etterspørselen etter varme fra varmesentralen. Deretter ble ideell drift av varmesentralen når varmepumpene leverte maksimal effekt uten lager kartlagt ved å finne spisslastbruk ved maksimal effekt på varmepumpene. Til slutt ble ideell drift av varmesentralen med lager kartlagt ved å finne overskuddsproduksjonen fra varmepumpene som kunne lagres og mengde energi akkumulert i lageret. Dette ble benyttet til å beregne maksimal effekt på varmepumpene med lager, spisslastbruk med lager og mengde energi levert fra lageret. Da dette var gjort kunne mengden spisslast beregnes ved å summere henholdsvis spisslast med lager og spisslast med maksimal bruk av varmepumper. "Hullene" i grafen skyldes manglende data.

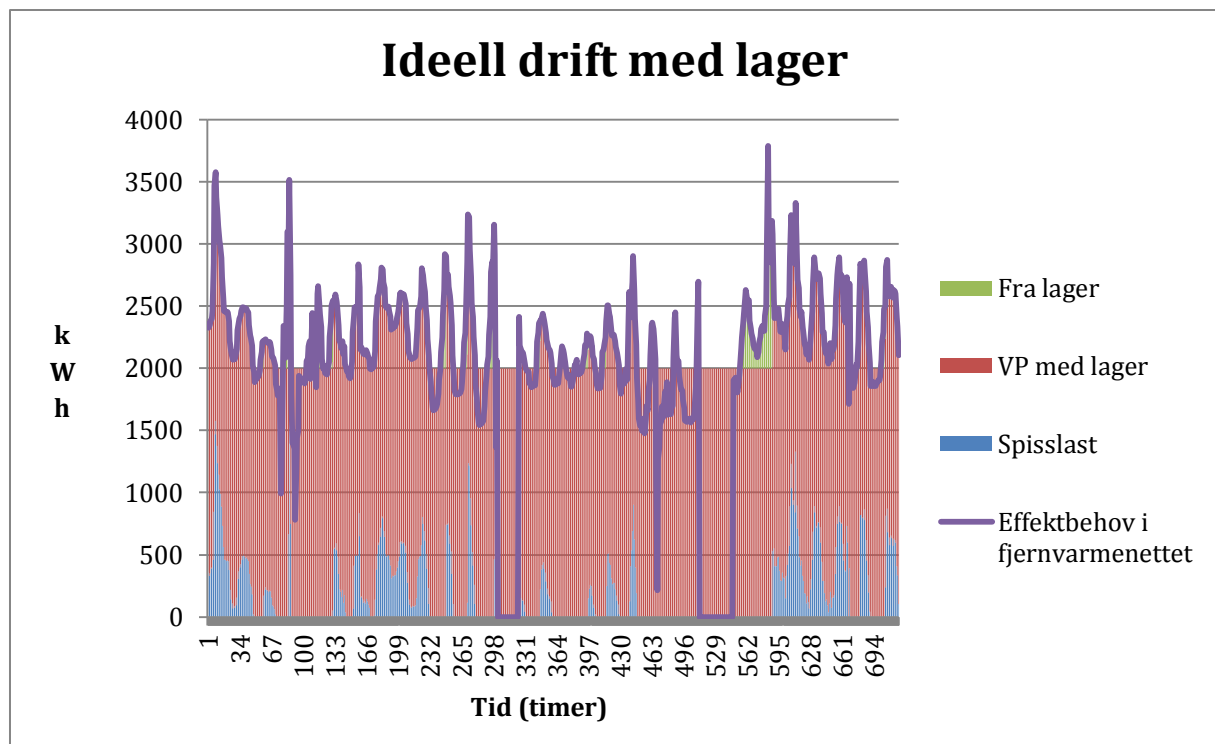
Reell drift og ideell drift med og uten lager ved Sarpsborg varmesentral i april 2016.



Figur 10: Reell drift ved Sarpsborg varmesentral april 2016



Figur 11: Ideell drift ved uten lager ved Sarpsborg varmesentral april 2016



Figur 12: Ideell drift med lager ved Sarpsborg varmesentral april 2016

Mengden spisslast levert fra lager i april 2016 illustreres med grønt i grafen ovenfor.

3.4 Tap i akkumulatortanken

Dersom termisk energi lagres, vil det være et varmetap. Varmetapet for de enkelte alternativene er beregnet og tatt hensyn til i nåverdiberegningene og dimensjoneringen av lagertankene (som et prosentvis tillegg i lagerstørrelse) for hvert av alternativene. I nåverdiberegningene ble dette tatt hensyn til ved å legge til kostnaden for varmetap i de årlige kontantstrømmene.

Alternativ 1: Akkumulatortank med vann

Det er stor variasjon i varmetapene for ulike tanker, og stort varmetap skjer ofte på bakgrunn av dårlig isolering. Varmetapet er relativt lite- gjennomsnittet av de innrapporterte tapene var mellom 3-4% etter tall fra den danske rapporten "Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til bruk i fjernvarmesystemet" (Sørensen et al. (2013)). Varmetapet er tatt hensyn til i beregningene for dimensjoneringen av lageret og i nåverdiberegningene.

Alternativ 2: Akkumulatortank med saltløsning

Varmetapet ved lagring av termisk energi ved bruk av teknologier for latent varme er satt til 20% (IEA (2014)). Tallet er hentet fra et dokument International Energy Agency (IEA) har utarbeidet. Varmetapet er tatt hensyn til i beregningene for dimensjoneringen av lageret både for sesonglageret og korttidslageret og i nåverdiberegningene for korttidslageret.

Metode for beregning av varmetap ved lagring

For å finne kostnadene for varmetap ved lagring i de aktuelle lagringsalternativene, må varmekostnaden for produksjon med varmepumpe beregnes. Denne inkluderer kraftpris, nettleie og avgifter. For Sarpsborg varmesentral kommer eventuelle kostnader for spillvarme fra Borregaard i tillegg. Siden det ikke har vært tilgang til data for hele året, er det i denne oppgaven antatt at kostnadene knyttet til varmetap utgjør beregnet varmetap i april for det aktuelle lagringsalternativet sett i forhold til kostnader for biodiesel per kWh. Kostnadene knyttet til varmetap inngår i kontantstrømmene i nåverdiberegningene for hvert av korttidslagringsalternativene.

3.3 Lønnsomhetsberegninger

3.3.1 Nåverdi

Nåverdi er verdien av fremtidige kontantstrømmer i dag. Ved å benytte nåverdien av diskonterte kontantstrømmer kan nåverdimetoden anvendes for å beregne lønnsomheten av en investering. Ved å beregne et prosjekts netto nåverdi sammenliknes nåverdien av alle inn-og utbetalinger på investeringstidspunktet. Dersom nåverdien er positiv betyr dette at prosjektet lønnsomt og bør gjennomføres. I denne oppgaven er nåverdimetoden benyttet for å finne hvilket av de aktuelle alternativene som har lavest negativ nåverdi.

For å kunne ta i bruk nåverdimetoden, må kontantstrømmene for de ulike alternativene redegjøres for. Siden alle kostnader inngår i beregning av prosjektets nåverdi, er metoden et godt hjelpemiddel når ulike alternativer skal sammenliknes.

Nåverdi beregnes ut fra formelen:

$$\text{Nåverdi} = -CF_0 + \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

der

CF_t = kontantoverskudd eller innbetalingsoverskudd i år t.

CF_0 = investeringsutgiften

n = levetiden

i = kalkulasjonsrenten

Etter å ha beregnet kontantstrømmen hvert år for det enkelte alternativet, ble summene diskontert. Summen av de diskonterte kontantstrømmene for hvert år utgjør nåverdien til det enkelte alternativet.

Presentasjon av de ulike alternativene og nåverdiformelens komponenter

Nåverdiformelens komponenter

Kontantstrømmen til prosjektet må beregnes for å kunne benytte nåverdimetoden.

Prosjektets investeringskostnad og årlige drift- og vedlikeholdskostnader fra hvert år gjennom hele levetiden som er satt for prosjektet, er det som utgjør prosjektets

kontantstrøm. Disse kostnadene må beregnes før de kan inngå i nåverdiberegningen.

Nedenfor presenteres hver av komponentene i formelen for nåverdi, og hvordan de vil bli behandlet i denne oppgaven. Først presenteres de forutsetningene som er felles for alle alternativene, før forutsetninger for det enkelte alternativ presenteres. Detaljer om kostnadsgrunnlag finnes i vedlegg 3. Dersom ikke annet er oppgitt er tallene hentet fra NVE rapport 2 fra 2015 "Kostnader i energisektoren" (Norges vassdrags- og energidirektorat(2015)).

Diskonteringsrente og levetid

Renten de fremtidige kontantstrømmene diskonteres med kalles diskonteringsrente.

Denne renten kan baseres på renten til alternative investeringer, og spiller dermed en avgjørende rolle for lønnsomheten til prosjektet. Usikkerhet knyttet til fremtidige

kontantstrømmer gjør at diskonteringsrenten settes høyere for å ta hensyn til dette.

Nåverdien blir større dersom diskonteringsrenten er lav. Renten som gjør at prosjektets

nåverdi blir lik null, kalles internrente. I denne oppgaven er diskonteringsrenten satt til 4% (Norges vassdrags- og energidirektorat(2015)). Levetiden til de tre alternativene som vurderes i denne oppgaven er satt til 20 år (Norges vassdrags- og energidirektorat(2015)).

3.3.2 Biooljekjel

Kostnadsgrunnlaget for alternativ 0 presenteres i tabell 1 i vedlegg 3.

Alternativ 0 er å fortsatt benytte biooljekjelen til å dekke spisslast. Denne har en installert effekt på 7 MW og fyres med biodiesel. I dette alternativet er det tatt utgangspunkt i mengde spisslast biooljekjelen måtte levere dersom varmepumpene leverer maksimal effekt (2 MW). Kostnader som inngår i de årlige kontantstrømmene for fortsatt bruk av biooljekjelen til å dekke spisslast er faste og variable drifts- og vedlikeholdskostnader, samt brenselskostnader. Siden kostnadsgrunnlag for 7 MW biooljekjel ikke er beskrevet i rapporten, ble det tatt utgangspunkt i kostnadsdata for 5 MW biooljekjel. Dette vil bety at kostnadene for dette alternativet antakelig vil være noe lavere enn det som kommer frem i denne oppgaven.

Kontantstrøm

Investeringskostnad

Siden biooljekjelen allerede er installert i varmesentralen, er det gjort beregninger for lønnsomheten av dette alternativet ved kun å regne på årlige drifts- og vedlikeholdskostnader og årlige brenselskostnader. Investeringskostnaden for dette alternativet er derfor satt til 0 kr.

Drifts- og vedlikeholdskostnader

Faste drifts- og vedlikeholdskostnader

De faste drifts- og vedlikeholdskostnadene for biooljekjelen satt til 6 kr/kW/år (Norges vassdrags- og energidirektorat(2015)).

Variable drifts- og vedlikeholdskostnader

De variable drifts- og vedlikeholdskostnadene for biooljekjelen er satt til 0,012 kr/kWh/år. Tallet er ikke inkludert brenselskostnader.

Brenselskostnader

I denne oppgaven forutsettes det at prisen på biodiesel er 6,50 kr/liter etter tall fra Østfold Energi ved Egil Erstad. Med et energiinnhold i biodiesel på 9,03 kWh/liter (Rosvold (2014)) og en virkningsgrad på biooljekjelen på 92% (Norges vassdrags- og energidirektorat (2015)), tilsvarer dette 0,78 kr/kWh/år.

3.3.3 Lagringsalternativer

Kostnader som inngår i de årlige kontantstrømmene for lagringsalternativene er drifts- og vedlikeholdskostnader og kostnader for varmetap i akkumulatortanken. Kostnader for å dekke den resterende spisslasten med bruk av biooljekjel inngår også i kontantstrømmene.

Alternativ 1: Installasjon av en akkumulatortank med vann

Kostnadsgrunnlaget for alternativ 1 presenteres i tabell 2 i vedlegg 3.

Kontantstrøm

Investeringskostnad

Størrelsen på lageret for den termiske energien er avgjørende for investeringskostnadene, og dermed lønnsomheten av prosjektet. Generelt er investeringskostnadene synkende når lageret blir større. Det er imidlertid vanskelig å forutse hvor mye lavere investeringskostnadene ville ha vært. Det er i tillegg ikke tilgang til data for hele 2016, og det er derfor i denne oppgaven kun gjort beregninger med den størrelsen som det er forutsatt at lageret må ha for å kunne lagre overskuddsproduksjonen fra varmepumpene i april 2016. Investeringskostnaden for installasjon av en akkumulatortank med vann er satt til 1,46 MNOK i denne oppgaven (Norges vassdrags- og energidirektorat (2015)).

Drift- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnadene for akkumulatortanken med vann er antatt å være 2% av investeringskostnaden i denne oppgaven. Dette utgjør 29 200 kr/år.

Alternativ 2: Installasjon av en akkumulatortank med saltløsning

Kostnadsgrunnlaget for alternativ 2 presenteres i tabell 3 i vedlegg 3.

Kontantstrøm

Investeringskostnad

Teknologier for lagring av termisk energi som er basert på latent varme ved PCM er fortsatt på forskningsstadiet. Derfor er det brukt generelle tall i beregningene i denne oppgaven. Siden dette er en relativt ny teknologi, spenner investeringskostnadene for lageret for termisk energi ved bruk av PCM fra 10 euro/kWh/år til 50 euro/kWh/år. For å få et realistisk bilde av investeringskostnadene for dette alternativet, er det forutsatt at investeringskostnadene er fra 20 euro/kWh til 50 euro/kWh i denne oppgaven. Kursen er satt til 1 euro = 9 NOK, så kostnaden for lageret blir henholdsvis 180 NOK/kWh/år og 450 NOK/kWh/år (IEA- ETSAP & IRENA (2013)). Tallet er hentet fra en rapport utarbeidet av IRENA (The International Renewable Energy Agency) og IEA (The International Energy Agency). Det er gjort beregninger med begge tall for investeringskostnader.

Drift- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnadene er satt til 2% av investeringskostnadene, henholdsvis 3,6 NOK/kWh/år og 9 NOK/kWh/år.

Inntektssiden

Mengden energi som må leveres fra Sarpsborg varmesentral vil ikke påvirkes av lagringsalternativene. Ved å benytte et av lagringsalternativene vil varmepumpene få en jevnere produksjon, og overskuddet fra produksjonen fra perioder med lave priser kan lagres. Siden kan den lagrede mengden benyttes i perioder hvor fjernvarmeetterspørselen er større enn det varmepumpene kan levere og dermed erstatte bruk av kostbar spisslast. Dette kan føre til en potensiell kostnadsreduksjon for Østfold Energi, og dette diskuteres nærmere i kapittel 5 Diskusjon. Siden mengden fjernvarme som må leveres fra Sarpsborg varmesentral ikke endres ved installasjon av et av lagringsalternativene, er det ikke gjort beregninger av inntekt i denne oppgaven.

Ikke- prissatte konsekvenser

Selv om lønnsomheten av alternativene i denne oppgaven er beregnet i kroneverdier, er det viktig å huske på at enkelte kostnader ikke like enkelt kan beregnes på denne måten. Forringelse av natur som følge av blant annet energiprosjekter kan påvirke dyre-, plante- og friluftsliv, og dette er det vanskelig å sette en kroneverdi på.

Sarpsborg varmesentral er som tidligere nevnt plassert inne på Borregaards industriområde, slik at alternativene som vurderes i denne oppgaven neppe vil påvirke naturen og friluftslivet rundt industriområdet i nevneverdig grad. Det er derfor heller ikke foretatt videre undersøkelser hvorvidt alternativene som vurderes eventuelt ville ha påvirket området rundt varmesentralen, og kostnader for dette inngår heller ikke beregningene. Siden dette ikke er tema for denne oppgaven, vil det heller ikke diskuteres nærmere.

3.5 Bearbeiding av resultatene

Excel er benyttet for å bearbeide dataene og resultatene som har kommet frem ved å bruk av disse metodene. Grafer og tabeller for dataene de metodene resulterte i, presenteres i kapittel 4 Resultat, og er laget i dette programmet.

4 Resultater

I dette kapittelet vil resultatene fra beregningene presenteres. Det er foretatt en kostnadssammenlikning ved hjelp av nåverdimetoden. Resultatene skal svare på oppgavens problemstilling, og vil analyseres og diskuteres videre i kapittel 5 Diskusjon. Det forutsettes at elektrisitet til el-kjelen i varmesentralen, samt biodieselen som benyttes i biooljekjelen og spillvarmen fra industriprosessene på Borregaard til varmepumpene, regnes som fornybart.

4.1 Beskrivelse av de ulike alternativene

I oppgaven er det sett på tre ulike alternativer for å dekke spisslast. To av disse er lagringsalternativer. Disse sammenliknes med fortsatt bruk av biooljekjel.

4.1.1 Fortsatt bruk av biooljekjel

Alternativ 0: Fortsatt bruk av biooljekjelen til å dekke spisslast

I dette scenariet er det sett på kostnaden ved å beholde oljekjelen og fortsatt benytte den til å dekke spisslast. Siden biooljekjelen allerede er installert i varmesentralen, er det ikke tatt med noen investeringskostnad for dette alternativet.

4.1.2 Lagring som følbare varme

Alternativ 1: Lagring av overskuddsenergi fra fjernvarmeproduksjon i en akkumulatortank med vann

I dette alternativet blir det sett på lønnsomheten av og muligheten for å lagre overskuddsvarmen fra fjernvarmeproduksjonen ved Sarpsborg varmesentral i en akkumulatortank med vann. Denne vil plasseres utenfor varmesentralen.

4.1.3 Lagring som latent varme

Alternativ 2: Lagring av overskuddsenergi fra fjernvarmeproduksjon i en akkumulatortank med saltløsning

I dette alternativet blir det sett på lønnsomheten av og muligheten for å lagre overskuddsvarmen fra fjernvarmeproduksjonen ved Sarpsborg varmesentral i en akkumulatortank med saltløsning. Denne vil plasseres utenfor varmesentralen.

4.2 Resultat fra beregning av mengde energi som måtte lagres og lagerstørrelse

Mengden energi som måtte lagres og dimensjoneringen av akkumulatortankene ble gjort før nåverdiberegningene. Detaljene fra disse beregningene finnes i vedlegg 1. (beregning av varmevolum som måtte lagres) og vedlegg 2 (dimensjonering av akkumulatortankene).

Resultat fra dimensjonering av akkumulatortankene

Alternativ 1: Installasjon av en akkumulatortank med vann

Beregningene viste at akkumulatortanken med vann måtte være omtrent 500 m³ for å kunne lagre overskuddsproduksjonen fra varmepumpene med utgangspunkt i april 2016. Det forutsettes at varmevolumet som kan lagres er 16 700 kWh. Varmetapet ved lagring på 4% er inkludert i dette ved å beregne det prosentvise tillegget i lagerstørrelse. Detaljer for beregninger av dimensjoneringen av akkumulatortanken finnes i vedlegg 2.

Alternativ 2: Installasjon av en akkumulatortank med saltløsning

Korttidslager

Akkumulatortanken med saltløsning måtte være omtrent 72 m³ for å kunne lagre overskuddsproduksjonen fra varmepumpene med utgangspunkt i april 2016.

Varmetapet på 20% er inkludert i dette ved å beregne det prosentvise tillegget i lagerstørrelse. Detaljer for beregning av dimensjoneringen av akkumulatortanken finnes i vedlegg 2.

Dersom MgCl₂ har en porøsitet på 50%, gir dette en lagringstetthet på 278 kWh/m³ (Zondag et al (2013)). Dersom det forutsettes at energimengden som kan lagres er 16 700 kWh, gir dette en lagerstørrelse på omtrent 72 m³. Dette tilsvarer omtrent 1/10 av det lagerstørrelsen måtte være for å lagre tilsvarende energimengde i en akkumulatortank med vann. Disse beregningene finnes i vedlegg 2.

Sesonglager

Alternativ 2: Installasjon av akkumulatortank med saltløsning

Beregningene gjort ved bruk av metoden beskrevet i kapittel 3 Metode, viste at mengden energi som kan lagres i akkumulatortanken med saltløsning er omtrent 3,4 GWh/år.

Dimensjonering

Sesonglager

Akkumulatortanken med saltløsning måtte være omtrent 13 000 m³ for å dekke spisslast i 2016. Varmetapet på 20% er inkludert i dette ved å beregne det prosentvise

tillegget i lagerstørrelse. Detaljer for beregning av dimensjoneringen av akkumulatortanken finnes i vedlegg 1.

Dersom MgCl_2 har en porøsitet på 50%, gir dette en lagringstetthet på 278 kWh/m³ (Zondag, H. et al (2013)). Dersom det forutsettes at energimengden som kan lagres er 3 471 993 kWh, gir dette en lagerstørrelse på omtrent 13 000 m³. Dette tilsvarer omtrent 1/10 av det lagerstørrelsen måtte være for å lagre tilsvarende energimengde i en akkumulatortank med vann. Disse beregningene finnes også i vedlegg 2.

Resultat fra mengde spisslast levert fra lager

Korttidslagring

Spisslast levert fra lager med utgangspunkt i april 2016

Ønsket varmevolum i akkumulatortanken dersom den er 500 m³, er omtrent 17 MWh.

Kostnader for å levere den resterende spisslasten i april 2016 og gjennom resten av året ved å benytte biooljekjel er inkludert i kontantstrømmene for alternativene.

Resultat fra beregning av varmetap

Det er forutsatt at kostnader knyttet til varmetap ved lagring utgjør beregnet varmetap i april sett i forhold til kostnader for pris per kWh biodiesel. Dette i mangel på informasjon om kostnad for varmeproduksjon med varmepumpene. Dette vil sannsynligvis gi for høy kostnad for tapet. Dette diskuteres i kapittel 5 Diskusjon.

Alternativ 1: Installasjon av en akkumulatortank med vann

Kostnader knyttet til varmetap ved et beregnet varmetap i april på omtrent 670 kWh vil tilsvare omtrent 500 kr/år.

Alternativ 2: Installasjon av en akkumulatortank med saltløsning

Korttidslager

Kostnader knyttet til varmetap ved et beregnet varmetap i april på omtrent 3400 kWh, vil utgjøre henholdsvis omtrent 2400 kr/år.

4.3 Kostnadsberegninger

4.3.1 Antakelser og forutsetninger

Beregningene er basert på en diskonteringsrente på 4% og en forventet levetid på 20 år for alle teknologiene. De meste av kostnadsgrunnlaget som inngår i beregningene er hentet fra NVE rapport 2 fra 2015: "Kostnader i energisektoren". I brenselskostnaden for biooljekjelen er både brenselspris og NO_x- avgift inkludert.

Energimengde

Selv om mengden spisslast fra varmesentralen vil variere noe fra år til år, er det i denne oppgaven tatt utgangspunkt i 2016. Hvor representativt dette året er for hvordan behovet for spisslast vil utvikle seg fremover, belyses nærmere i kapittel 5 Diskusjon.

4.3.2 Resultat fra nåverdiberegningene

Det ble foretatt nåverdiberegninger for de ulike alternativene for spisslast for å se på lønnsomheten av investeringen over en levetid på 20 år. Tabell 2 viser resultatene fra nåverdiberegningene. Detaljer fra beregningene finnes i vedlegg 3.

Lønnsomheten av alternativ 0 hvor biooljekjelen fortsatt benyttes til å dekke spisslast sammenliknes med de to lagringsalternativene ved å sammenlikne deres nåverdi. I den første kolonnen står investeringskostnaden til de ulike teknologiene. Siden biooljekjelen allerede er installert i varmesentralen, er investeringskostnaden for denne satt til 0. I den andre kolonnen er nåverdien til enkelte alternativene over en levetid på 20 år presentert. Denne er basert på investeringskostnadene fra den første kolonnen for alternativ 2 (saltløsning), brenselskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader for biooljekjelen, og drifts- og vedlikeholdskostnader for alternativ 1 (vann). I tillegg er kostnader knyttet til varmetap ved lagring inkludert for de to lagringsalternativene. Siden dette er kostnader forbundet til de ulike alternativene, er verdiene negative.

Resultat fra nåverdiberegningene

Alternativer	Investeringskostnad	Nåverdi (levetid 20 år)
0) Fortsatt bruk av biooljekjel til å dekke spisslast	MNOK 0	MNOK -2,6
1) Akkumulatortank med vann	MNOK 1,46	MNOK -3,96
2) Akkumulatortank med saltløsning Korttidslager	MNOK 3,00 (invest.kostn.180 kr/kWh)	MNOK -5,9 (drifts- og ved.hld.kost 3,6 kr/kWh)
	MNOK 7,52 (invest.kostn.450 kr/kWh)	MNOK -11,68 (drifts- og ved.hld.kost 9 kr/kWh)

Tabell 1: Resultat fra nåverdiberegningene

De høye investeringskostnadene og drifts- og vedlikeholdskostnadene til alternativ 2 (saltløsning) gjør at nåverdien over en levetid på 20 år blir veldig høy. Blant annet høye brenselkostnader gjør at nåverdien til alternativ 0 (biooljekjel) også blir høy. Dersom kostnadene for disse alternativene reduseres, kan dette gjøre disse mer lønnsomme. Resultatene fra nåverdiberegningene diskuteres i kapittel 5 Diskusjon.

5 Diskusjon

Ved å diskutere og analysere resultatene som kom frem tidligere i oppgaven, kan problemstillingen belyses videre. I dette kapittelet kobles resultatene opp mot tidligere forskning og bakgrunnskunnskap beskrevet i kapittel 2 Teori. Først diskuteres forutsetningene for de ulike teknologienes fornybarandel, før oppgavens resultater diskuteres og analyseres. Deretter følger en evaluering av metodene brukt i denne oppgaven, som ble presentert i kapittel 3 Metode. Til slutt diskuteres det rundt fjernvarme og energilagringens rolle i et fremtidig energisystem, og det vil gis forslag til videre arbeid.

Miljøpåvirkning fra fjernvarmeproduksjon

Siden fjernvarme kan benytte ulike energibærere, kan varmen som leveres fra fjernvarmeanleggene produseres på ulike måter med ulike kostnader. Dette innebærer også at produksjon av fjernvarme kan ha ulike miljøpåvirkninger basert på energibæreren som benyttes. Bruken av energi til fjernvarmeproduksjon (energimiks) har avgjørende betydning for hvor miljøvennlig fjernvarmen kan sies å være (Norges vassdrags- og energidirektorat (2011)). Fjernvarmeproduksjonens miljøpåvirkning er også basert på hvilke varmeløsninger bruk av fjernvarme erstatter.

Økt bruk av fjernvarme til oppvarming, i tillegg til termisk energilagring, kan bidra til reduksjon i klimagassutslipp, redusere bruk av elektrisitet til oppvarming, økt utnyttelse av spillvarme og avlastning av effektproblemer i kraftforsyningen. Nedenfor diskuteres fornybarandelen til energikildene som benyttes til fjernvarme i Sarpsborg varmesentral.

Forutsetninger for fornybarandelen

Oppgaven forutsetter at flere av energikildene som benyttes til fjernvarme i Sarpsborg varmesentral er fornybare. Nedenfor diskuteres disse forutsetningene.

Spillvarme fra industri

Sarpsborg varmesentral får energien fra avløpsrenseanlegget og kjøleristene på energigjenvinningsanlegget til Borregaard. Å bruke spillvarme fra industri blir generelt vurdert som god utnyttning av overskuddsenergi, da varmen ellers ville gått til spille. Utnyttning av spillvarme kan gi økt norsk fornybarandel fordi annen varmeproduksjon da

kan erstattes, og dermed redusere samlet energiforbruk. På den annen side er et argument at industrien spillvarmen kommer fra, ikke nødvendigvis er relatert til fjernvarmesektoren, slik at CO₂ utslippene ville ha forekommet uansett. Samtidig har spillvarme ofte fossilt opphav, og dermed reduseres CO₂ utslippene kun via den fossile varmeproduksjonen den erstatter (Norges vassdrags- og energidirektorat 2011).

Spillvarme fra industri til varmepumper og elkjel

Varmepumpene (5 MW) som brukes som grunnlast i Sarpsborg varmesentral henter energien fra avløpsrenseanlegget og kjøleristene på energigjenvinningsanlegget til Borregaard. Dette gjelder også for el-kjelen (5 MW) som, i tillegg til biooljekjelen (7 MW) benyttes for å dekke spisslast på kalde dager.

Bioenergi

Biooljekjelen ved Sarpsborg varmesentral fyres med biodiesel. Biodiesel kan produseres fra planteolje fra rapsfrø og liknende fett.

EUs direktiv om økt fornybar energiandel slår fast at alle EU/EØS- land skal fremme energiproduksjon som ikke er basert på fossil eller nukleær energi, og fremmer også en definisjon for hvordan det enkelte land skal beregne sin fornybarandel (Norges vassdrags- og energidirektorat (2011)).

Bioenergi fra skogsvirke vil fremme økt norsk fornybarandel innen varmeproduksjon dersom det forutsettes at bioenergi er CO₂- nøytralt (Norges vassdrags- og energidirektorat (2011)). Frigjøringen av CO₂ fra biomassen vil inntreffe uansett, så brenning av skogsvirke fremskynder bare tidspunktet for denne frigjøringen. På denne måten kan bioenergi kan bidra til reduserte CO₂- utslipp. Samtidig mener andre at tidspunktet utslippet skjer kan ha mye å si for påvirkningen bruk av bioenergi i varmeproduksjon vil ha for klimaet. Investeringskostnadene for bioenergi er, akkurat som for varmepumper og avfallsforbrenning, høye. Dette gjør at denne typen varme kun benyttes til grunnlast når omfanget av varmen er av et visst nivå. Vanligvis kombineres bruk av bioenergi i fjernvarme med topplast basert på olje eller elektrisitet.

Lønnsomheten av bruk av bioenergi til energiformål blir avgjort av hvilke støtteordninger som finnes fra myndighetenes side for bruk og uttak av bioenergi til dette.

Diskusjon rundt effekten av å installere et lager

Hensikten med å installere et lager er å ta vare på overskuddet fra varmepumpeproduksjonen ved Sarpsborg varmesentral. Som illustrert i figur 8 og 9, vil ikke installasjon av et lager gjøre noe med det grunnleggende problemet ved Sarpsborg varmesentral. Grunnlastkildene (varmepumpene) leverer for lite effekt. For å kunne gjøre noe med dette burde varmepumpene enten gå 5 MW eller lageret burde vært et sesonglager for å kunne levere nok spisslast til at lageret gir noen nytte.

Varmepumpene leverer altså mindre enn forutsatt, og derfor må effekten på disse først og fremst økes, eller det bør vurderes å installere en annen type grunnlast i tillegg. Installasjon av et korttidslager kan bidra til å dekke spisslast i overgangsperioder, men vil ikke bidra til dette de kaldeste periodene. Varmepumpene vil da, på grunn av effekten, allerede levere maksimal effekt disse dagene, og vil dermed ikke ha noen overskuddsproduksjon som kan leveres til lager.

I denne oppgaven er det regnet ut hva kostnaden for lageret og dimensjoneringen av dette må være for å kunne dekke spisslast i overgangsperioder. Det ble også gjort beregninger for bruk av et sesonglager i form av en akkumulatortank med saltløsning, men grunnet størrelsen dette lageret måtte ha for å levere energimengden som kreves, er dette alternativet uaktuelt.

Når det er balanse mellom varmepumpeproduksjon til fjernvarme og det varmepumpene kan levere til lager kan varmepumpen gå for fullt. Noe av hensikten med å installere et lager er at varmepumpen kan levere full effekt, slik at den også har best virkningsgrad. For at varmepumpen skal kunne gå for fullt, må det være plass til overskuddsvarmen i lageret. Med en stadig påkobling av nye kunder til Sarpsborg varmesentral, øker dette behovet for mer grunnlast. Dette øker også effekten og nytten av et lager for overskuddsvarmen fra varmepumpeproduksjonen.

De månedene varmebehovet er større enn varmepumpeproduksjonen dersom varmepumpene leverer maksimal effekt (2 MW), vil det ikke være noen nytte av lageret. All varmepumpeproduksjon vil dekke varmebehovet direkte, og det vil ikke være noen overskuddsproduksjon som kan lagres. Ved å beregne maksimal effekt på varmepumpene gjennom hver måned, og sammenlikne dette med varmebehovet den aktuelle måneden, ble spisslasten for måneden kartlagt. Dette illustreres i vedlegg 1. Beregningene rundt dette viste at et lager ville være nyttig fra mars til oktober. Det kan imidlertid også være enkelte timer og dager i vinterperioden hvor det kan være tilgjengelig overskuddsvarme. Dette gjelder spesielt dersom effekten på grunnlastkildene (varmepumpene) økes.

Diskusjon rundt energikostnad for de tre aktuelle alternativene for å dekke spisslast ved Sarpsborg varmesentral

Teknologier

Biooljekjel

Fortsatt bruk av biooljekjelen til å dekke spisslast

I kapittel 4 Resultat, er det gjort beregninger for lønnsomheten av fortsatt bruk av biooljekjelen til å dekke spisslast. Dersom det forutsettes at biooljekjelen dekker like mye spisslast som i dag, vil lønnsomheten av dette også avhenge av rammevilkår og krav fra myndighetenes side. Biooljekjelen fyres med biodiesel, og derfor vil lønnsomheten av fortsatt bruk av biooljekjelen til å dekke spisslast påvirkes av blant rammevilkårene for bruk av bioenergi til energiformål. Konvertering av oljekjel til bruk av bioolje, slik det er gjort ved Sarpsborg varmesentral gjør at klimagassutslippene reduseres.

Lagring av overskuddsvarme fra varmepumpeproduksjon ved bruk av akkumulatortanker

Ved å lagre overskuddsvarme fra fjernvarmeproduksjonen ved Sarpsborg varmesentral i perioder med lave priser og minimalt effektbehov, kan store deler av spisslasten dekkes med varmen som er lagret. Hvis alternativet er å brenne olje og gass, bidrar akkumulatortankene til reduksjon av klimagassutslipp. Dersom varmepumpene som benyttes som grunnlastkilde går mer jevnt over året, flyttes varmeproduksjonen til tider på døgnet med lave priser. Siden den lagrede varmen kan selges på tidspunkt med høyere etterspørsel, og dermed benyttes på tidspunkt hvor man tidligere ville ha

benyttet kostbar spisslast i form av biodiesel, bidrar dette til en mulig kostnadsreduksjon hos Østfold Energi.

Den lagrede varmen i akkumulatortankene kan også fungere som en reservekapasitet i Sarpsborg varmesentral. Om det skjer et kortvarig stans i fjernvarmeleveransene, kan en akkumulator dekke dette i en viss periode (Andersson & Werner (2002)). Kravet til reservekapasitet kan da bli litt mindre enn uten akkumulatortank.

Energikostnad og virkemidler

Det er gjort beregninger for å finne lønnsomheten av de tre alternativene ved bruk av nåverdimetoden. Fremgangsmåten forklares i kapittel 3 Metode, og detaljer fra beregningene finnes i vedlegg 2. De tre ulike alternativene som er aktuelle for å kunne dekke spisslast ved Sarpsborg varmesentral presenteres tidligere i oppgaven, og disse er:

Alternativ 0: Fortsatt bruk av biooljekjel til å dekke spisslast

Dette alternativet er tatt med som en referanse. Ved å beregne hva kostnaden for fortsatt bruk av biooljekjel til å dekke spisslast vil være, vil dette gi en indikasjon på hva kostnadsnivået for lagringsalternativene burde være for at de skal være aktuelle. Dette alternativet ble sammenliknet med to alternativer for lagring av varme.

Alternativ 1 og 2 gikk ut på å lagre overskuddsenergien fra fjernvarmeproduksjonen i varmesentralen i en akkumulatortank med enten vann eller saltløsning i perioder med lav etterspørsel. Den lagrede energien kan siden benyttes i perioder med høyere etterspørsel. Siden begge teknologiene er umodne teknologier i norsk fjernvarmesammenheng, viser nåverdiberegningene likevel hvor store kostnadene kan være for å at slike investeringer skal være lønnsomme. Siden det ikke var tilgang på data for hele 2016, ble lønnsomhetsberegningene gjort med utgangspunkt i april 2016.

Alternativ 1: Akkumulatortank med vann

I dette alternativet ble det også tatt utgangspunkt i 2016 for å finne hvor mye energi som kunne leveres fra lagret i akkumulatortanken. Siden det måtte tas hensyn til mengden energi som ble hentet ut og ført inn i lageret til enhver tid, ble regnestykket noe annerledes enn for de to andre alternativene. Det ble tatt utgangspunkt i hvor mye

som ble levert til fra lageret og brukt som spisslast når varmepumpene gikk for fullt. Det ble klart at dette var i overgangsperioder (april og mai). Temperaturforhold er en av faktorene som styrer etterspørselen etter varme, og dersom temperaturen blir høyere eller lavere fremover, kan dette påvirke energimengden som kan lagres i akkumulatortanken med vann. Dette kan igjen påvirke dimensjoneringen av lageret.

Alternativ 2: Installasjon av en akkumulatortank med saltløsning

Sesonglagring

Siden energimengden som kunne lagres gjennom året var såpass stor (omtrent 3,4 GWh), innebar dette også at lageret hvor energien skulle lagres ble veldig stort. Detaljene fra beregningene som ble gjort rundt dette finnes i vedlegg 2. Beregningene viste at lageret måtte være rundt 13 000 m³, noe som tilsvarer en størrelse på akkumulatortanken på omkring 120 m * 37,5 m * 25 m = 12 500 m³. Til sammenlikning har et olympisk svømmebasseng en størrelse på 25*50 meter og snittdybde på 2 meter (Bryhn (2015)). Bassenget rommer 2 500 000 liter, eller 2500 m³. For å lagre energimengden som trengs gjennom året kreves altså over 5 slike svømmebasseng. På bakgrunn av dette ble korttidslagring i en akkumulatortank med saltløsning vurdert.

Korttidslagring

Størrelsen på lageret som kreves for å lagre energimengden det må være plass til akkumulatortanken, ble beregnet til omkring 72 m³. Dette tilsvarer omtrent 1/10 av volumet tanken må ha for lagre samme energimengde i en akkumulatortank med vann (omtrent 500 m³).

Diskusjon rundt forutsetninger og antakelser for beregningene

Forutsetninger for beregning av energitap i akkumulatortankene

Kostnadene ved å lagre energi kan inndeles i to kategorier. Disse er konstruksjon og drift av lagringsmediet (for eksempel akkumulatortanker), og kostnader forbundet til energitap under lagring. Lagringstapet er knyttet til kvaliteten på energien. Høyverdig energi, som elektrisitet, kan brukes til flere formål, mens lav-verdig energi, som varme, er lite fleksibelt. Denne type energi kan i hovedsak kun benyttes til oppvarming. Dersom varme skal konverteres til høyere- verdig energi, er det da med betydelig energitap (Keilegavlen (2016)). Derfor er det nødvendig med tilpasning av lagringsformen til det

energien er planlagt brukt til. Energitalpet ved lagring er likevel ofte på titalls prosent.

Ifølge rapporten "Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet" fra Danmark, er det forholdsvis stor variasjon i varmetapene. Dersom varmetapet i tanken er stort, skyldes dette ofte mangelfull isolering. Beregningene i rapporten viser at varmetapet i akkumulatortanker med vann er små, men avhengig av isoleringskvaliteten rundt utføring av vannet, vil faktiske tap kunne variere sammenliknet med det som er beregnet i rapporten. Detaljer fra beregningene for varmetapet i akkumulatortankene i de to alternativene finnes i vedlegg 2. Estimaten for varmetap i akkumulatortankene er hentet fra rapporten "Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet" for alternativ 1 (vanntank) og en rapport utarbeidet av IEA og IRENA for alternativ 2 (saltløsning).

Kostnader for varmetap ved lagring

Kostnadene for varmetap ved lagring i de aktuelle lagringsalternativene bør inkludere kraftpris, nettleie og avgifter, slik at varmekostnaden for produksjon med varmepumpe kan beregnes. For Sarpsborg varmesentral kommer eventuelle kostnader for spillvarme fra Borregaard i tillegg. Siden det ikke har vært tilgang til data for hele året, er det i denne oppgaven antatt at kostnadene knyttet til varmetap utgjør beregnet varmetap i april for det aktuelle lagringsalternativet sett i forhold til kostnader for pris per kWh biodiesel. Dette vil trolig bety at denne kostnaden vil bli for høy.

Begrensninger i bruk av varmepumper

Selv om de to varmepumpene i Sarpsborg varmesentral har en installert effekt på til sammen 5 MW, er det i denne oppgaven forutsatt at varmepumpene kun leverer maksimalt 2 MW for å illustrere effekten av et lager. Det er flere årsaker til at varmepumpene ikke kan levere full effekt (5 MW). Hovedårsaken til dette er at temperaturen på avløpsvannet fra Borregaard hvor varmen blir hentet fra, er lavere enn forutsatt. Temperaturen på vannet ligger på rundt 30 °C. Dette gjør at driften av varmepumpene ikke blir optimal. I tillegg inneholder avløpsvannet partikler og stoffer som innebærer at varmevekslerens heteflater gror igjen raskere enn det som er antatt.

Dette krever mer og hyppigere vask. Østfold Energi jobber sammen med Borregaard for å løse utfordringene.

Diskusjon rundt varmevolum i akkumulatortankene

Hvor mye av termisk energi som kan lagres, vil avgjøres av etterspørselen av varme fra sentralen og når den inntreffer. Dette vil igjen avgjøres av behovet for oppvarming, som blant annet er basert på utetemperatur.

Lagringsmengden for sesonglageret med saltløsning er beregnet ved å lage en kunstig forbrukskurve hvor det er forutsatt at varmepumpene kan levere en maksimal effekt på 2 MW gjennom hele året. For å kunne gjøre dette er det gjort visse forutsetninger for hvordan forbruket ser ut time for time gjennom året. Verdiene i forbrukskurven skal i størst mulig grad dekke et typisk år. Temperaturen varierer ulike år og årstider, og det er vanskelig å forutse om året blir kaldt eller varmt. Dersom mengden energi som kan lagres avviker betydelig fra forutsetningene som er gjort i denne oppgaven, kan dette påvirke lønnsomheten til de to alternativene.

Tilgangen på energi fra disse fornybare energibærerne varierer med daglig med solinnstråling og høytrykk og lavtrykk, og med årstidene. Forbruket av energien varierer også gjennom dagen og året. For å kunne møte disse variasjonene på en god måte, må lagrene ha kort responstid og evnen til levere store mengder energi over lengre perioder. Både temperatur og nedbørsmengde kan ha betydning for etterspørselen etter varme. Nedenfor diskuteres noen av faktorene som kan avgjøre hvor representativt 2016 er med tanke på fjernvarmebruk.

Energigradtall

Energigradtall sier noe om oppvarmingsbehovet (fyringsbehovet) på et bestemt geografisk sted. Energigradtallet for et døgn tilsvarer antall dager hvor middeltemperaturen over døgnet ligger under 17°C, noe som varierer med ulike klimatiske forhold (Rosvold (2012)). Dersom gjennomsnittstemperatur det aktuelle døgnet er minst 17°C regner man med at det ikke eksisterer noe fyringsbehov. Etter tall hentet fra Enova var graddagstallet i Sarpsborg 3637 timer i 2016. Til sammenlikning

var graddagstallet 3354 timer i 2015 og 3264 timer i 2014 (Enova(2016)). Dette tyder på at 2016 var et litt kaldere år enn normalt.

Nedbør

Værstatistikk fra yr.no viser at nedbørsmengden i Sarpsborg var noe lavere enn normalt i 2016. Dette tyder på at 2016 var et litt tørrere år enn normalt.

Måneder	Temperatur				Nedbør		
	Gjennomsnitt	Normal	Varmest	Kaldest	Totalt	Normal	Mest på ett døgn
mar 2017	3,3°	0,1°	13,2° 28. mar	-6,7° 8. mar	42,5 mm	53,0 mm	8,5 mm 1. mar
feb 2017	-2,2°	-3,5°	6,1° 19. feb	-8,5° 12. feb	51,5 mm	46,0 mm	20,7 mm 28. feb
jan 2017	-0,8°	-3,5°	8,0° 20. jan	-15,1° 6. jan	52,4 mm	58,0 mm	15,5 mm 12. jan
des 2016	2,1°	-2,0°	11,2° 8. des	-9,3° 15. des	31,1 mm	67,0 mm	1,1 mm 22. des
nov 2016	1,0°	1,7°	9,1° 26. nov	-8,6° 12. nov	77,9 mm	93,0 mm	15,0 mm 15. nov
okt 2016	6,8°	7,3°	14,6° 1. okt	-2,8° 30. okt	11,9 mm	112,0 mm	4,6 mm 25. okt
sep 2016	15,5°	11,4°	24,3° 15. sep	4,7° 24. sep	31,8 mm	96,0 mm	7,0 mm 11. sep
aug 2016	15,9°	15,5°	24,2° 17. aug	7,5° 30. aug	107,2 mm	93,0 mm	20,0 mm 26. aug
jul 2016	17,6°	16,6°	27,2° 22. jul	10,8° 6. jul	64,9 mm	80,0 mm	17,5 mm 30. jul
jun 2016	17,6°	15,2°	29,3° 3. jun	6,5° 11. jun	62,8 mm	75,0 mm	31,4 mm 21. jun
mai 2016	12,7°	10,7°	26,3° 31. mai	3,5° 17. mai	58,6 mm	63,0 mm	19,5 mm 1. mai
apr 2016	6,4°	4,5°	14,7° 12. apr	-0,5° 1. apr	43,3 mm	44,0 mm	10,3 mm 17. apr
mar 2016	2,9°	0,1°	14,8° 15. mar	-4,2° 11. mar	57,0 mm	53,0 mm	20,5 mm 28. mar

Tabell 2: Tabellvisning for temperatur og nedbør per måned (kilde: YR.no)

Resultat fra nåverdiberegninger

Resultatene fra nåverdiberegningene finnes i tabell 2. Resultatene fra nåverdiberegningene viser at med en levetid på 20 år, vil spisslastbehovet fra Sarpsborg varmesentral mest lønnsomt dekkes ved fortsatt bruk av biooljekjel til å dekke spisslast, forutsatt at varmepumpene leverer en maksimal effekt på 2 MW.

Alternativ 0: Fortsatt benytte biooljekjel til å dekke spisslast

Det er i dag biooljekjelen som dekker spisslasten fra Sarpsborg varmesentral. Denne tilsvarte omtrent 12,9 GWh i 2016, mens varmepumpene som står for grunnlasten i varmesentralen leverte omtrent 8 GWh. En bedre utnyttelse av grunnlastkildene ved å kunne lagre overskuddsproduksjonen er derfor ønskelig og et godt alternativ til kostbar spisslast.

Spørsmålet er dermed hvor mye det er å hente på å installere en akkumulatortank for å dekke spisslasten både med hensyn til hvor mye spisslast akkumulatortankene kan levere og kostnadene knyttet til dette. Dette diskuteres nedenfor for hver av lagringsalternativene.

Alternativ 1: Installasjon av akkumulatortank med vann

På grunn av effektbegrensningene i varmepumpeproduksjon vil akkumulatortanken fungere som en mellomlast i overgangsperioder mellom vinter/vår (april) og sommer/høst (august). Lageret kan imidlertid ikke benyttes de kaldeste dagene, da varmepumpene allerede vil gå på full effekt og ikke levere til lager. En investering i en akkumulatortank med vann vil derfor hovedsakelig kunne benyttes til å dekke mellomlast.

Alternativ 2: Installasjon av akkumulatortank med saltløsning

Korttidslager

Dette lageret vil også fungere som en mellomlast, og vil ikke bidra til å dekke etterspørselen etter varme de kaldeste dagene.

Evaluering av metode

For å besvare problemstillingen er nåverdimetoden benyttet. Den er beskrevet nærmere i kapittel 3 Metode, og resultatene fra beregningene finnes i kapittel 4 Resultat og i vedlegg 2.

Nåverdimetoden

Nåverdiberegninger ble utført for alle de aktuelle alternativene i denne oppgaven.

Nåverdiberegningene kan være et hjelpemiddel for å finne ut hvilket kostnadsnivå kostnadene tilknyttet det enkelte alternativet må ligge på for at investeringen knyttet til det enkelte alternativet skal være lønnsom. Beregning av nåverdi er en enkel måte å gjøre lønnsomhetsberegninger og et nyttig hjelpemiddel i sammenlikningen av de ulike alternativenes lønnsomhet. Samtidig er det gjort mange forutsetninger og forenklinger for å kunne gjøre beregningene, og konklusjoner bør ikke trekkes kun basert på dem.

De fleste av tallene som utgjorde kostnadsgrunnlaget for de ulike alternativene og grunnlaget for kostnadene knyttet til varmetap knyttet til lagringsalternativene, ble hentet fra NVEs rapport "Kostnader i energisektoren" fra 2015. Unntaket er investeringskostnadene for akkumulatortanken med saltløsning som ble hentet fra et dokument utarbeidet av IRENA og IEA. Mange forutsetninger må foreligge for å kunne ta en investeringsbeslutning, og hvor mye tallene har avviket fra beregningene er først klart når et prosjekt ferdigstilles.

6 Konklusjon

Evaluering av oppgaven og forslag til videre arbeid

Evaluering av oppgaven

Underveis i oppgaven har det vært nødvendig å gjøre en del forutsetninger for at ikke oppgaven skulle bli for omfattende for en 30 studiepoengs masteroppgave. Det var utfordrende å finne kostnadsdata for akkumulatortanken med saltløsning, siden dette er en relativt umoden teknologi. Selv om det er vanskelig å si hva de nøyaktige kostnadene blir, er spennet i kostnadsdataene inkludert i oppgaven for å belyse begge ytterpunktene i investeringskostnaden til denne teknologien.

De samlede timesdata for fjernvarmeforbruket fra Sarpsborg varmesentral i 2016, viste seg å bli en veldig stor fil som det ble problematisk å hente ut. Selv om det er forsøkt å ta utgangspunkt i typisk år når oppvarmingsbehovet som må leveres fra varmesentralen skal beregnes, er det faktum at det kun er innhentet data enkelte dager noe det er viktig å ta hensyn til dersom beregningene i oppgaven skal vurderes videre. Levetiden til de aktuelle alternativene er satt til 20 år, og det er vanskelig å forutse hvordan oppvarmingsbehov og andre parametere som inngår i beregningene vil være i fremtiden. Likevel skal oppgaven gjennom nåverdiberegningene gi et bilde på lønnsomheten av de ulike alternativene.

Forslag til videre arbeid

Fjernvarme er et spennende tema som det har vært interessant og lærerikt å fordype seg i. Denne oppgaven vurderer lønnsomheten av tre ulike alternativer for å dekke toppene i forbruket til kundene til Sarpsborg varmesentral. Med bakgrunn i denne oppgaven finnes det ulike områder for videre forskning.

Denne oppgaven gir gjennom lønnsomhetsberegninger for de ulike alternativene med utgangspunkt i april 2016 et bilde på kostnadene for investering i de ulike alternativene. Dersom data for hele året er tilgjengelig, blir analysen mer fullstendig siden den da vil inneholde lønnsomhetsberegninger med utgangspunkt i et helt år. Det kan også være aktuelt å se på hva PCM må koste dersom det skal være lønnsomt sammenliknet med biooljekjel og akkumulatortank med vann, samt å se mulighetene for bruk av teknologier basert på latent varme og kjemisk energi, dersom kostnadene for disse reduseres.

Konklusjon

Hovedformålet med denne oppgaven har vært å finne ut hvilket av tre alternativ som dekker spisslasten ved Sarpsborg varmesentral mest lønnsomt. De tre alternativene som ble sammenliknet var fortsatt bruk av biooljekjel til å dekke spisslast (alternativ 0), installasjon av en akkumulatortank med vann (alternativ 1) eller installasjon av akkumulatortank med saltløsning (alternativ 2). Siden det ikke var tilgang til data for varmeproduksjon ved sentralen for et helt år, ble det tatt utgangspunkt i april 2016.

Dersom varmepumpene allerede går for fullt, leverer det ikke varme til lageret i akkumulatortanken med vann. Selv om dette alternativet viste seg å være det med den laveste nåverdien, og dermed det mest lønnsomme, vil lageret i praksis kun dekke spisslast i overgangsperioder (april og august), siden det ellers ikke er mer varme som kan lagres fra varmepumpeproduksjonen.

Det kan imidlertid være faktorer som vil påvirke lønnsomheten av å fortsatt bruk av biooljekjelen til å dekke spisslast. Biooljekjelen ved Sarpsborg varmesentral fyres med biodiesel, og utviklingen i pris på biobrensel vil derfor ha mye å si for lønnsomheten til dette alternativet. Dersom kostnadene for PCM reduseres, kan dette også påvirke lønnsomheten til dette alternativet.

Siden det er effektebegrensninger i varmepumpeproduksjonen ved Sarpsborg varmesentral, bør det først og fremst undersøkes hvordan disse kan løses. Ved å øke effekten på grunnlastkildene (varmepumpene) reduseres behovet for spisslast. Når grunnlasten øker kan lageret benyttes i større grad.

Siden det kun er gjort sammenlikning basert på 1 måned, vil ikke dette gi et fullstendig bile. Dersom forutsetninger eller rammevilkår endres for fjernvarme og for teknologier for lagring av energi, kan dette påvirke lønnsomheten for slike prosjekter både positivt og negativt.

7 Referanser

Andersson, S. & Werner, S., (2002): Reservkapacitet i fjärrvarmesystem.

Fjärrvärmeforeningen. *Rapport*. Stockholm.

[http://www.svenskfjarrvarme.se/Global/Rapporter och dokument INTE Fjarrsyn/Ovriga rapporter/Marknad/Reservkapacitet i fjarrvarmesystem FVF021163.pdf](http://www.svenskfjarrvarme.se/Global/Rapporter%20och%20dokument/INTE%20Fjarrsyn/Ovriga%20rapporter/Marknad/Reservkapacitet%20i%20fjarrvarmesystem/FVF021163.pdf)

Bryhn, R. (2015): Svømmesport. *I Store norske leksikon*.

<https://snl.no/svømmesport> lest 06.05.2017

Energiloven (1990): *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* av 29.juni 1990 nr.50

<https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>

Energimerkeforskriften for bygninger (2009): *Forskrift om energimerking av bygninger og energivurdering av tekniske anlegg* av 18.juni 2009 nr.1665

<https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2009-12-18-1665>

Enova(2016): Graddagstall

<https://www.enova.no/om-enova/drift/graddagstall> lest 20.04.2017

Fjernvarme (u.å-a): Fjernvarme

<http://fjernvarme.no/index.php?pagelD=30&openLevel=3> lest 13.02.2017

Fjernvarme (u.å-b): Fjernvarme er miljøvennlig

<http://fjernvarme.no/index.php?pagelD=108&openLevel=11> lest 13.02.2017

Fjernvarme (u.å-c): Energikilder i fjernvarme

<http://fjernvarme.no/index.php?pagelD=100&openLevel=34> lest 15.03.2017

Fornybar (u.å-a): Hvorfor lagring av energi?

<http://www.fornybar.no/overforing-og-lagring-av-energi/lagring-av-energi/hvorfor-lagring-av-energi?> lest 02.02.2017

Fornybar (u.å-b): Teknologier for lagring av energi

<http://www.fornybar.no/overforing-og-lagring-av-energi/lagring-av-energi/teknologier-for-lagring-av-energi>

lest 02.02.2017

IEA(2014): *Technology Roadmap. Energy storage.*

IEA- ETSAP & IRENA (2013): *Thermal Energy Storage- Technology Brief E17- January 2013.*

<https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP Tech Brief E17 Thermal Energy Storage.pdf>

Keilegavlen, E.(2016, 16.februar): Fornybarsamfunnet trenger energilagring. *I BT Innsikt.*

<http://innsikt.bt.no/fornybar-energi-ma-ikke-bare-produseres-men-og-lagres/>

lest 31.03.2017

Meld.St.13 (2014-2015): *Ny utslippsforpliktelse for 2030- en felles løsning med EU.* Oslo: Klima- og miljødepartementet.

Norges vassdrags- og energidirektorat (2013): Energibruk i kontorbygg: Trender og drivere. *Rapport, 2013:9.* Oslo.

Norges vassdrags-og energidirektorat (2014): Fjernvarmens rolle i energisystemet. *Rapport, 2014:12.* Oslo.

Norges vassdrags-og energidirektorat (2015): Kostnader i energisektoren: Kraft, varme og effektivisering. *Rapport, 2015:2.* Oslo.

Norges vassdrags- og energidirektorat (2011): Rammer for utbygging og drift av fjernvarme. *Veileder, 2011:3.* Oslo.

Norsk Energi (2015): Optimal drift av fjernvarmesystem

<https://www.energi.no/optimal-drift-av-fjernvarmesystem> lest 02.03.2017

NOU (2015:15): *Sette pris på miljøet- rapport fra grønn skattekommisjon*. Oslo: Finansdepartementet.

Pedersen, B.(2017): Vann. *I Store norske leksikon*.

<https://snl.no/vann> lest 04.02.2017

Pedersen, B. (2009): Eutektisk blanding. *I store norske leksikon*

[https://snl.no/eutektisk blanding](https://snl.no/eutektisk_blanding) lest 04.05.2017

Oljefri (u.å): Regler for nye bygg

<http://oljefri.no/bygg/lover-og-regler/regler-for-nye-bygg-article17371-1655.html>

lest 08.05.2017

Regjeringen (2011): Mål om norsk fornybarandel på 67,5 prosent i 2020. *Pressemelding (2011:67)*. Oslo.

<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/mal-om-norsk-fornybarandel-pa-675-prosen/id651715/>

Regjeringen (2016): Foreslår forbud mot oljefyring fra 2020. *Nyhet*. Oslo.

<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/foeslar-forbud-mot-oljefyring-fra-2020/id2515519/>

lest 13.04.2017

Rosvold, K. A (2016): Topplast: energiforsyning. *I Store norske leksikon*.

[https://snl.no/topplast - energiforsyning](https://snl.no/topplast_-_energiforsyning)

lest 07.03.2017

Rosvold, K. A (2012): Energigradtall. *I Store norske leksikon*.

<https://snl.no/energigradtall>

lest 15.04.2017

Rosvold, K. A (2014): Biofyringsolje. *I store norske leksikon*.

<https://snl.no/biofyringsolje>

lest 04.04.2017

Rosvold, K.A (2009): Grunnlast. *I Store norske leksikon*.

<https://snl.no/grunnlast>

lest 08.03.2017

SaltX (u.å): Technology: The innovation of salt

<http://saltxtechnology.com/technology/>

lest 21.04.2017

Sharma, A., Tyagi, V. V., Chen, C. R. & Buddhi, D. (2007). Review on thermal energy storage with phase change materials and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (2): 318-345.

Sintef (u.å): Ny kunnskap om fordeling av strømforbruket. *Nyhetsbrev*.

<https://www.sintef.no/globalassets/upload/energi/nyhetsbrev/ny-kunnskap-om-fordeling-av-stromforbruket.pdf>

Strømvippa (2015): Derfor er strømmen billigst på sommeren

<http://stromvippa.fortum.no/derfor-er-strommen-billigst-pa-sommeren/>

lest 01.03.2017

Sørensen, P.A., Paaske, B.L., Jacobsen, L.H & Hofmeister, M. (2013): *Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet*. PlanEnergi, Teknologisk Institut, GEO & Grøn Energi.

[http://fjernvarmeindustrien.dk/wp-content/uploads/2014/01/varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet.pdf](http://fjernvarmeindustrien.dk/wp-content/uploads/2014/01/varmelagringsteknologier-og-store-varmepumper-til-brug-i-fjernvarmesystemet.pdf)

The International Renewable Energy Agency (IRENA) (2013): *Thermal Energy Storage: Technology Brief*.

[https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP Tech Brief E17 Thermal Energy Storage.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E17_Thermal_Energy_Storage.pdf)

Østfold Energi (2015a): Fjernvarme i Sarpsborg

[http://www.ostfoldenergi.no/varme/fjernvarmeområder/fjernvarme-i-sarpsborg](http://www.ostfoldenergi.no/varme/fjernvarmeomrader/fjernvarme-i-sarpsborg)

lest 01.02.2017

Østfold Energi (2015b): Sarpsborg varmesentral

<http://www.ostfoldenergi.no/varme/fjernvarmeomrader/fjernvarme-i-sarpsborg/sarpsborg-varmesentral>

lest 01.02.2017

Østfold Energi (2017): Hvordan bli fjernvarmekunde?

<http://www.ostfoldenergi.no/varme/fjernvarmekunde>

lest 28.04.2017

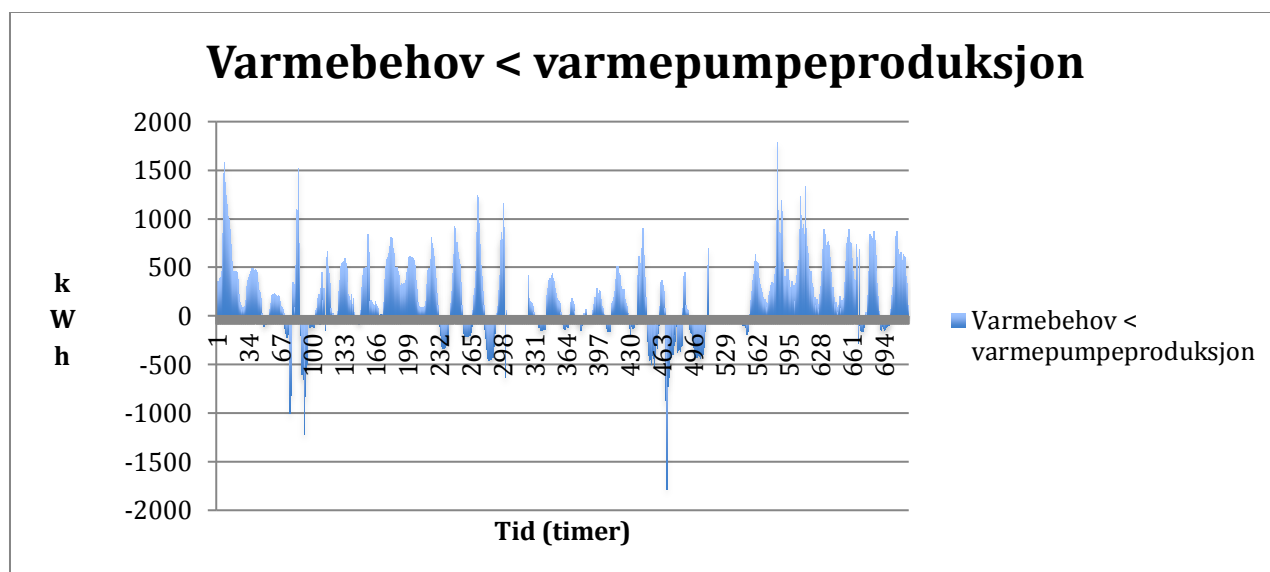
Zondag, H., Kikkert, B., Smeding, S., Boer, de R. & Bakker, M.(2013): Prototype thermochemical heat storage with open reactor system. *Applied Energy*, 109: 360-365.

Vedlegg 1: Grafer og beregninger for varmevolum i akkumulatortankene

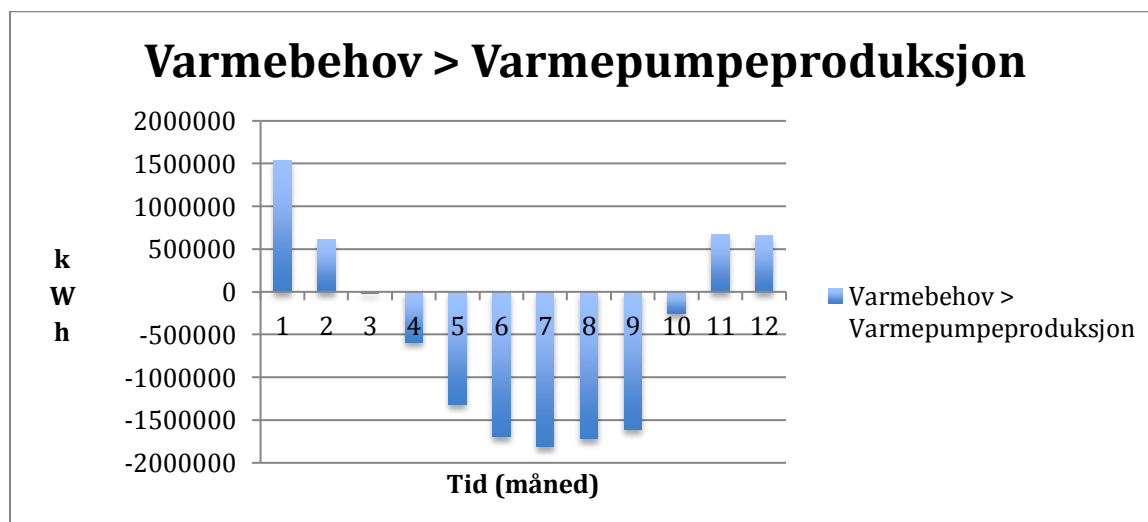
Korttidslagring

Graf som viser når varmepumpeproduksjonen var høyere enn varmebehovet i april 2016. Det er antatt at varmepumpene har en maksimal effekt på 2 MWh.

Energioverskuddet i denne perioden (negativ verdi) dannet utgangspunktet for dimensjoneringen av akkumulatortanken. Dette var også utgangspunktet for dimensjoneringen av korttidslageret med saltløsning.



Sesonglager: Installasjon av en akkumulatortank med saltløsning



Det er antatt at varmepumpene har en maksimal effekt på 2 MWh. Energioverskuddet i denne perioden (positiv verdi) dannet utgangspunktet for dimensjoneringen av akkumulatortanken.

Vedlegg 2: Beregninger for størrelse av akkumulatortank og varmetap ved lagring

Beregninger for størrelse av akkumulatortank

Alternativ 1: Installasjon av en akkumulatortank med vann

Formelen som ble benyttet for beregning av dimensjonering av akkumulatortanken med vann er

$$Q = m * C_p * \Delta T$$

der

Q= ønsket varmevolum (i MWh) med utgangspunkt i april 2016

C_p= spesifikk varmekapasitet for vann

ΔT= temperaturforskjellen mellom tur- og returtemperatur i tanken (dimensjonerende forhold for Sarpsborg varmesentral er brukt i denne oppgaven)

m= tankens innhold (m³)

Q=16,7 MWh

C_p=4,187 kJ/kg*K

ΔT=30 K (ΔT = 363,15- 333,15= 30 K)

$$m = \frac{16,7 \text{ MWh} * 3600}{4,187 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} * \text{K}} * 30 \text{ K}} = 478,624313 \text{ m}^3$$

Inkludert varmetap + 4% = 497,769286 m³

Lagring av tilsvarende mengde i en akkumulatortank med salt

Lagringstetthet MgCl₂ (50% porøsitet) 278 kWh/år

Varmevolum i akkumulatortanken 16 700 kWh

Størrelse på lager 60,0719424 m³

Inkludert varmetap + 20%= 72,0863309 m³

Alternativ 2: Installasjon av en akkumulatortank med saltløsning

Sesonglager

I lageret benyttes MgCl med en porøsitet på 50%. Dette gir en lagringstetthet på 278 kWh/m³. Dersom det forutsettes at energimengden som kan lagres er 3471993 kWh, gir dette en lagerstørrelse på

$$3471993 \text{ kWh} / 278 \text{ kWh/m}^3 = 12\,489 \text{ m}^3$$

+ varmetap 20% = 12 739 m³

Dette tilsvarer omtrent 1/10 av det lagerstørrelsen måtte være for å lagre tilsvarende energimengde i en akkumulatortank med vann.

Lagring av tilsvarende mengde i en akkumulatortank med vann

Q = 3471,993 MWh

C_p = 4,187 kJ/kg·K

ΔT = 30 K (ΔT = 363,15 - 333,15 = 30 K)

$$m = \frac{3471,993 \text{ MWh} * 3600}{(4,187 \text{ kJ/kg} * \text{K}) * 30 \text{ K}} = 9\,9507,8003 \text{ m}^3$$

Inkludert varmetap +4% = 103 488,112 m³

Vedlegg 3: Kostnadsberegninger

Tabeller med kostnadsgrunnlag:

Tabell 1: Kostnadsgrunnlag for alternativ 0) Fortsatt bruk av biooljekjel

Alternativ	Investeringskostnad (kr)	FOM kr/kW/år	FOC kr/kWh/år	FOC kr/kWh/år	Virkningsgrad
0) Fortsatt bruk av biooljekjel	0	6	0,012	0,78	0,92

Tabell 2: Kostnadsgrunnlag for alternativ 1) Akkumulatortank med vann

Alternativ 1) Akkumulatortank med vann	Investeringskostnad (kr)	Drifts- og vedlikeholdskostnader (kr/år)	Kostnad knyttet til varmetap	Effektivitet
	MNOK 1,46	29 200	500 kr/år	0,96

Korttidslager

Alternativ 2) Akkumulatortank med salt	Investeringskostnad (kr)	Drifts- og vedlikeholdskostnader (kr/kWh/år)	Kostnader knyttet til varmetap	Effektivitet
Investeringskostnad 90 kr/kWh	MNOK 1,50	3,6	2400 kr/år	0,80
Investeringskostnad 450 kr/kWh	MNOK 7,52	9	2400 kr/år	0,80

Forutsetninger for de ulike alternativene:

Alternativ 0: Varmepumper leverer maksimal effekt 2 MW

Forutsetninger:

Rente: 4%

Levetid: 20 år

Installert effekt: 7 MW

Spisslastbehov med maks. varmepumpe med utgangspunkt i april 2016: 186 547 kWh

Drifts- og vedlikeholdskostnader:

FOM= Faste drifts- og vedlikeholdskostnader

$FOM(kr/\text{år}) = FOM(kr/kW/\text{år}) * 7000 \text{ kWh}$

VOM = Variable driftskostnader

$VOM(kr/\text{år}) = VOM(kr/kWh) * 186\,547 \text{ kWh}$

FC = Brenselskostnader

$$FC(kr/\text{år}) = \frac{FC * 186\,547 \text{ kWh}}{\text{Virkningsgrad}}$$

Årlig kostnad= FOM + VOM + FC

Drifts- og vedlikeholdskostnader:

Faste: 42000 kr/år

Variable: 2200 kr/år

Brenselskostnader: 146 000 kr/år

Totalkostnad for biooljekjel: 190 000 kr/år

Alternativ 1: Installasjon av akkumulatortank med vann

Forutsetninger:

Investeringskostnad: 1,46 MNOK

Rente: 4%

Levetid: 20 år

Varmevolum i akkumulatortanken: 16 700 kWh

Drifts- og vedlikeholdskostnader: 29 200 kr/år

Beregnet varmetap i april: 668 kWh

Kostnader knyttet til varmetap i akkumulatortanken: 476 kr/år

Kostnader for bruk av biooljekjel til å dekke resterende spisslast

Lvert energi biooljekjel: 141 151 kWh

Virkningsgrad: 0,92

Installert effekt: 7 MW

Drifts- og vedlikeholdskostnader

Faste: 42 000 kr/år

Variable: 1 700 kr/år

Brenselskostnader: 110 000 kr/år

Total kostnad for biooljekjel: 154 000 kr/år

Alternativ 2: Installasjon av akkumulatortank med saltløsning

Korttidslager

Forutsetninger:

Investeringskostnad 180 kr/kWh

Rente: 4%

Levetid: 20 år

Varmevolum i akkumulatortanken: 16 700 kWh

Drifts- og vedlikeholdskostnader: 30 000 kr/år

Beregnet varmetap i april: 3340 kWh

Kostnader knyttet til varmetap i akkumulatortanken: 2381 kr/år

Kostnader for bruk av biooljekjel til å dekke resterende spisslast

Levert energi biooljekjel: 141 151 kWh

Virkningsgrad: 0,92

Installert effekt: 7 MW

Drifts- og vedlikeholdskostnader

Faste: 42 000 kr/år

Variable: 1700 kr/år

Brenselskostnader: 110 000 kr/år

Total kostnad for biooljekjel/år: 154 000 kr/år

Investeringskostnad 450 kr/kWh

Rente: 4%

Levetid: 20 år

Varmevolum i tanken: 16 700 kWh

Drifts- og vedlikeholdskostnader: 150 300 kr/år

Beregnet varmetap i april: 3340 kWh

Kostnader knyttet til varmetap i akkumulator tanken: 2381 kr/år

Kostnader for bruk av biooljekjel til å dekke resterende spisslast

Leverert energi biooljekjel: 141 151 kWh

Virkningsgrad: 0,92

Installert effekt: 7 MW

Drifts- og vedlikeholdskostnader

Faste: 42 000 kr/år

Variable: 1700 kr/år

Brenselskostnader: 110 000 kr/år

Total kostnad for biooljekjel/år: 154 000 kr/år

Nåverdiberegninger

Nåverdiene er beregnet i Excel ved å diskontere alle kontantstrømmene for hvert alternativ.

Alternativ 0: Fortsatt bruk av biooljekjel til å dekke spisslast

Spisslast m/max varmepumpe		186547 kWh	Kostnadsgrunnlag			
Kostnad for å dekke spisslast med oljekjel			I=	0 kr		
			r=	4 %		
			Levetid	20 år		
			Levert energi biooljekjel	186547		
			Virkningsgrad	0,92		
			Installert effekt	7000 kW		
			Drifts og vedlikeholdskostnader			
			Faste	6 kr/kW/år	-42000 kr/år	
			Variable	0,012 kr/kWh/år	-2238,564 kr/år	
			Brenselskostnader			
				0,7824161 kr/kWh/år	-145957,38 kr/år	
			Totalt kostnad for biooljekjel		-190195,94 kr/år	
	Kontantstrøm	Diskontert				
0	0	0				
1	-190195,9404	-182880,71				
2	-190195,9404	-175846,84				
3	-190195,9404	-169083,5				
4	-190195,9404	-162580,29				
5	-190195,9404	-156327,2				
6	-190195,9404	-150314,61				
7	-190195,9404	-144533,28				
8	-190195,9404	-138974,31				
9	-190195,9404	-133629,14				
10	-190195,9404	-128489,56	Nåverdi	-2,5848249 MNOK		
11	-190195,9404	-123547,66				
12	-190195,9404	-118795,82				
13	-190195,9404	-114226,75				
14	-190195,9404	-109833,42				
15	-190195,9404	-105609,05				
16	-190195,9404	-101547,17				
17	-190195,9404	-97641,507				
18	-190195,9404	-93886,065				
19	-190195,9404	-90275,062				
20	-190195,9404	-86802,944				

Spisslast med maksimal effekt (2 MW) på varmepumper

Alternativ 1: Installasjon av en akkumulatortank med vann

Spisslast med lager		141151 kWh	Kostnadsgrunnlag			
Kontantstrøm		Diskontert	I=	-1460000 kr		
			r=	4 %		
			Levetid	20 år		
			Varmevolum i tanken	16700 kWh		
			Drifts- og vedlikeholdskostnader			
				-29200 kr/år		
			Beregnet varmetap i april	668 kWh		
			Kostnader knyttet til varmetap			
				-476,24271 kr/år		
			Kostnad for bruk av biooljekjel til å dekke resterende spisslast			
			Levert energi biooljekjel	141151 kWh		
			Virkningsgrad	0,92		
			Installert effekt	7000 kW		
			Drifts og vedlikeholdskostnader			
			Faste	6 kr/kW/år	-42000 kr/år	
			Variable	0,012 kr/kWh/år	-1693,812 kr/år	
			Brenselskostnader			
				0,7824161 kr/kWh/år	-110438,82 kr/år	
			Totalt kostnad for biooljekjel		-154132,63 kr/år	
0	-1460000	-1460000				
1	-183808,87	-176739,3				
2	-183808,87	-169941,63				
3	-183808,87	-163405,42				
4	-183808,87	-157120,59				
5	-183808,87	-151077,49				
6	-183808,87	-145266,82				
7	-183808,87	-139679,63				
8	-183808,87	-134307,34				
9	-183808,87	-129141,67				
10	-183808,87	-124174,69				
11	-183808,87	-119398,74				
12	-183808,87	-114806,48	Nåverdi	-3,9580225 MNOK		
13	-183808,87	-110390,84				
14	-183808,87	-106145,04				
15	-183808,87	-102062,54				
16	-183808,87	-98137,058				
17	-183808,87	-94362,556				
18	-183808,87	-90733,227				
19	-183808,87	-87243,488				
20	-183808,87	-83887,969				

Alternativ 2: Installasjon av en akkumulatortank med saltløsning

Korttidslager

Investeringskostnad 180 kr/kWh

Spisslast med lager		141151 kWh			Kostnadsgrunnlag		
	Kontantstrøm	Diskontert			I=	180 kr/kWh	-3006000 kr
					r=	4 %	
0	-3006000	-3006000			Levetid	20 år	
1	-216633,8406	-208301,77			Varmevolum i tanken	16700 kWh	
2	-216633,8406	-200290,16			Drifts- og vedlikeholdskostnader		
3	-216633,8406	-192586,7				3,6 kr/kWh/år	-60120 kr/år
4	-216633,8406	-185179,51			Beregnet varmetap i april	3340 kWh	
5	-216633,8406	-178057,23			Kostnader knyttet til varmetap		
6	-216633,8406	-171208,87				-2381,2135 kr/år	
7	-216633,8406	-164623,91			Kostnad for bruk av biooljekjel til å dekke resterende spisslast		
8	-216633,8406	-158292,23			Lever energi biooljekjel	141151 kWh	
9	-216633,8406	-152204,06			Virkningsgrad	0,92	
10	-216633,8406	-146350,06			Installert effekt	7000 kW	
11	-216633,8406	-140721,21	Nåverdi	-5,9501246 MNOK	Drifts og vedlikeholdskostnader		
12	-216633,8406	-135308,86			Faste	6 kr/kW/år	-42000 kr/år
13	-216633,8406	-130104,67			Variable	0,012 kr/kWh/år	-1693,812 kr/år
14	-216633,8406	-125100,65					
15	-216633,8406	-120289,08			Brenselkostnader		
16	-216633,8406	-115662,58				0,7824161 kr/kWh/år	-110438,82 kr/år
17	-216633,8406	-111214,02			Totalt kostnad for biooljekjel		-154132,63 kr/år
18	-216633,8406	-106936,56					
19	-216633,8406	-102823,61					
20	-216633,8406	-98868,857					

Alternativ 2: Installasjon av en akkumulatortank med saltløsning

Korttidslager

Investeringskostnad 450 kr/kWh

Spisslast med lager		141151 kWh			Kostnadsgrunnlag		
	Kontantstrøm	Diskontert			I=	450 kr/kWh	-7515000 kr
					r=	4 %	
0	-7515000	-7515000			Levetid	20 år	
1	-306813,841	-295013,31			Varmevolum i tanken	16700 kWh	
2	-306813,841	-283666,64			Drifts- og vedlikeholdskostnader		
3	-306813,841	-272756,39				9 kr/kWh/år	-150300 kr/år
4	-306813,841	-262265,76			Beregnet varmetap i april	3340 kWh	
5	-306813,841	-252178,61			Kostnader knyttet til varmetap		
6	-306813,841	-242479,43				-2381,2135 kr/år	
7	-306813,841	-233153,3			Kostnad for bruk av biooljekjel til å dekke resterende spisslast		
8	-306813,841	-224185,87			Lever energi biooljekjel	141151 kWh	
9	-306813,841	-215563,33			Virkningsgrad	0,92	
10	-306813,841	-207272,44			Installert effekt	7000 kW	
11	-306813,841	-199300,42	Nåverdi	-11,6847 MNOK	Drifts og vedlikeholdskostnader		
12	-306813,841	-191635,02			Faste	6 kr/kW/år	-42000 kr/år
13	-306813,841	-184264,44			Variable	0,012 kr/kWh/år	-1693,812 kr/år
14	-306813,841	-177177,35					
15	-306813,841	-170362,83			Brenselkostnader		
16	-306813,841	-163810,42				0,7824161 kr/kWh/år	-110438,82 kr/år
17	-306813,841	-157510,02			Totalt kostnad for biooljekjel		-154132,63 kr/år
18	-306813,841	-151451,94					
19	-306813,841	-145626,87					
20	-306813,841	-140025,83					



Norges miljø- og biovitenskapelig universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway