

Energilagring og smart styring ved Klima- og energilaboratoriet på Otta

Bastian Solbakken

Master i produktutvikling og produksjon

Innlevert: juni 2017

Hovedveileder: Natasa Nord, EPT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for energi- og prosessteknikk

EPT-M-2017-81

MASTEROPPGAVE

for

Bastian Solbakken

Våren 2017

Energilagring og smartstyring ved Klima- og energilaboratoriet på Otta

*Energy storing and smart control at the Climate and Energy laboratory in Otta***Bakgrunn og målsetting**

Klima- og energilaboratoriet ved Nord-Gudbrandsdal videregående skole er et passivhus som er tilknyttet fire energikilder: 30 fastmonterte solcellepaneler og fem bevegelige, samt vindmølle for elektrisk strøm og solfanger og varmepumpe (luft til vann) for varmtvann til oppvarming. Som en videre utvikling av dette anlegget, er det tenkt et demonstrasjonsanlegg for lagring av energi til formidlings- og undervisningsformål. Studenten har gjort en grundig studie over relevante og nye teknologier innen lagring av energi i sin prosjektoppgave. På basis av det skal studenten fortsette å jobbe i masteroppgaven. Det er påvist at varmelagring ved hjelp av faseendringsmaterialer og prediktivstyring av varmepumpe kan gi mest energisparing og stabil drift ved Klima- og energilaboratoriet på Otta. Grunn til det er at anlegget på Otta er lite og andre teknologier for energilagring er ikke relevante. Likevel blir det viktig å se på energilagring både for døgnlagring og sesonglagring. Otta er kjent for sine forekomster av kleberstein. Kleberstein ser ut til å ha noenlunde samme egenskaper som marmor som energilager. Dette kan være ett element i et demonstrasjonsanlegg for lagring av energi. Måledataene fra anlegget legges ut på nett. Studenten skal fortsette å samle data fra demonstrasjonsanlegg på Otta, Klimalab og utvikle modeller i MATLAB. Modeller skal omfatte varmepumpe og energilagring samt med mulighet for prediktiv styring av anlegget. Data analyse skal utføres for ett helt år. Økonomisk analyse skal også utføres på basis av resultatene for å vise kost-nytte av energilagring og styring. Målet med oppgaven er å vise hvordan varmepumpe samt med lagring kan styres best med hensyn til varmebelastning og driftsforhold på døgn- og sesongnivå.

Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter

1. Litteraturstudie om energilagringsteknologier for døgnlagring og sesonglagring relevante for mindre anlegg som anlegget i oppgaven. Litteraturstudie skal også omhandle metoder for optimalisering av energibruk og produksjon på ulike tidsskala (årlig, timesverdier).
2. Logge energibruk, energiproduksjon og andre relevante energi ytelser som kan logges gjennom web-plattform og SD-anleggs plattform. Analysere måledata og definere profiler som er viktig for videre studie. Hvis relevant samarbeide med andre master kandidater for å få simuleringsdata om anlegget.
3. Videre utvikle modeller for varmepumpe og lagringsteknologier i MATLAB.
4. Utvikle smarte styringsstrategier for styring av varmepumpe og lagring på døgn- og sesongnivå.
6. Utvikle matematisk hvordan kost-nytte skal evalueres. Utfør kost-nytte analyse av teknologier og styringsstrategier.

7. Følsomhets analyse av resultatene.

8. Presentere resultater og forberede material for en vitenskapelig konferanse eller journal artikkel.

” _ ”

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

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

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

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

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

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

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

Arbeid i laboratorium (vannkraftlaboratoriet, strømningsmekanisk, varmeteknikk)

Feltarbeid

NTNU, Institutt for energi- og prosesssteknikk, 15. januar 2017



Natasa Nord

Faglærer/veileder

Medveileder(e):

Inger Oddrun Sverkmo, inger.oddrun.sverkmo@oppland

Forord

Min motivasjon for oppgaven er å skape et samfunn som i fremtiden er fri fra fossile energikilder der vi tar vare på fremtidens ressurser slik at barn og barnebarn kan leve videre i et utslippsfritt og bærekraftig samfunn. Energilagring mener jeg personlig er nødt til å implementeres i større og større grad. Dermed er jeg veldig heldig som har fått lov til å jobbe med en spennende og fremtidsrettet oppgave som denne.

Opgaven ble skrevet ved Institutt for Energi- og Prosessteknikk på NTNU våren 2017. Hovedveileder var førsteamanuensis Natasa Nord og biveileder var Inger Oddrun Sverkmo.

Jeg vil først og fremst takke Natasa Nord for mange inspirerende og oppklarende samtaler og diskusjoner gjennom arbeidet med både prosjektoppgaven og masteroppgaven. Du er virkelig interessert i problemstillingen og innehar god kompetanse som er til stor hjelp med det faglige såvel som det praktiske med oppgaven.

Opgaven ble gjennomført i samarbeid med Oppland fylkeskommune ved en bygning kalt Klimalab i tilknytning til Nord-Gudbrandsdal videregående skole på Otta. Jeg vil takke Inger Oddrun Sverkmo som er prosjektleder på Klimalaben og Bjørn Øihusom som er vaktmester. Dere har tatt meg godt imot på flere befaringer og gitt god oppfølging gjennom semesteret.

Charlotte Furuholt som også har skrevet prosjekt og masteroppgave om Klimalaben vil jeg og takke for mange samtaler og diskusjoner rundt flere problemstillinger gjennom semesteret.

Sammendrag

Rapporten tar for seg energilagring og smart styring ved Klimalaben lokalisert på Otta. Klimalaben er et passivhus som er bygget i tilknytning til en skole. Den blir benyttet av skolen som en lab og et undervisningslokale, og elevene lærer på denne måten om energi og klimarelaterte løsninger. Arealet er på 160 m^2 . Klimalaben er tilknyttet en luft-vann varmepumpe, 30 fastmonterte solcellepaneler, 5 vribare solcellepaneler og et $8,78 \text{ m}^2$ bygningsintegrert solfangeranlegg. Varmeoverskuddet og energisparingspotensialet er analysert fra varmepumpen og solfangeranlegget for å finne aktuelle lagringsteknologier.

Målet for rapporten var først å undersøke relevante energiproduksjons- og lagringsteknologier. Deretter skulle lagringspotensialet ved prediktiv styring på døgn- og sesongbasis kvantifiseres. Til slutt ble det gjort en økonomisk analyse for praktisk implementering.

Det ble i den initielle analysen oppdaget feil med måledataene, noe som førte til at både de målte dataene fra solfangerene og de målte COP-verdiene for varmepumpen måtte forkastes. Rapporten ble derfor basert på målt varmebehov for bygget, målt utetemperatur og teoretiske modeller for energi fra de to relevante varmesystemene.

Data fra luft-vann varmepumpen ble analysert for å se på energisparingspotensialet på døgnbasis. Ved hjelp av et temperaturuavhengig prediktivt styringsprinsipp, ble reduksjon i tilført kompressorenergi beregnet til maksimalt $3,8 \text{ kWh/dag}$. Akkumulert gjennom året ble energisparingen 217 kWh uten varmetap. Etter at varmetapet i en akkumulator-tank på 1000 liter ble beregnet, ble akkumulert energisparingspotensiale 67 kWh . Dette førte til en nedbetalingstid for investeringene på 168 år . En særdeles lang periode som beviser at investeringen ikke vil lønne seg, selv med mye lavere investeringskostnader. Den prosentmessige kostnadsreduksjonen var på kun $1,4 \%$. Det ble vurdert optimal styring av varmepumpen ved bruk av eksisterende akkumulator-tank, dette viste et potensiale for besparelse på 26 kr/år . Besparelsene kan trolig ikke forsvares økonomisk.

Varmeoverskuddet fra det bygningsintegrerte solfangeranlegget ble estimert til $360,6 \text{ kWh}$ i perioden 1. juni- 30.august. Overskuddet ble videre analysert ved hjelp av en simuleringsprogramvare der temperaturnivåer inngår. Sesonglagring ved bruk av celler med natrium acetat trihydrat som faseendringmateriale ble foreslått. En celle med volum på $0,05 \text{ m}^3$ ble designet for å lagre energi. Oppvarming over faseendringstemperaturen på 58 °C i cellen gjorde det mulig med underkjøling, noe som begrenser energitapet for sesonglagring. Effekten fra en celle ble beregnet til $8,19 \text{ kW}$. Tilført og utnyttbar energimengde ble beregnet til henholdsvis $8,64 \text{ kWh}$ og $3,1 \text{ kWh}$ per celle. Virkningsgraden for lagring i cellen ble dermed $35,9 \%$. Lav virkningsgrad har liten betydning, da varme fra

solfangeranlegget i utgangspunktet ville gått tapt i løpet av sommeren, samt at det ikke var behov for all energien.

Sesonglagring ved bruk av cellen med natrium acetat trihydrat for energiforsyning i kalde perioder ble forkastet på grunn av et høyt energibehov i bygget og følgelig for stort lagringsvolum. Reduksjon i effekttopper for el-kjelen ved bruk av cellene ble undersøkt. 11 dager i løpet av sommeren hadde høy nok innstråling til å varme opp og gjøre faseendringen i cellen. En topplast-reduksjon på 3 kWh/h ble testet. I et gjennomsnittlig år krevde dette 9 celler for å dekke kuldeperiodene. Årlig besparelse ble beregnet til 1238,8 kr dersom Klimalaben ble betraktet som en separat enhet der effekttariffer er innført. Besparelsen fører til en reduksjon av variable effektkostnader på 35,8 %. Dette kan ikke ekstrapoleres til større bygg, da de vil ha en lavere marginalkostnad for effekten. Nedbetalingstiden for denne investeringen ble beregnet til 74 år. En særdeles lang periode, så drastisk lavere investeringskostnader eller høyere effekttariffer må til for at dette skal bli lønnsomt.

Det er flere aspekter ved antakelsene og analysen som er usikre. Det kan derfor være behov for ytterligere og enda mer detaljerte beregninger. Antakelsene endrer trolig ikke størrelsesorden på de økonomiske betraktningene. Analysen viser at de relevante energilagringsteknologiene er ulønnsomme. Andre elementer som forsyningssikkerhet eller forhold som ikke inkluderer økonomisk besparelse, kan derimot lede til at teknologiene likevel kan benyttes.

Abstract

This thesis address energy storage and smart control at the Klimalab located in Otta, Norway. The Klimalab is a passive house buildt in addition to a larger school building. The Klimalab is used by the school as a lab and educational space. The floor area is 160 m^2 with a lot of energy sources such as air-water heat pump, 30 fixed pv-panels, 5 adjustable pv-panels and 9 m^2 building integrated solar collector area. Excess heat and energy savings from the heat pump and solar collectors are analyzed to find suitable energy storage technologies. The purpose of Klimalab is to teach students different possibilities in energy and climate-solutions which is also emphasized in the target of the report.

The target of the report was to study suitable energy sources and storage technologies, before the energy storage potential was estimated with daily and seasonal storage in mind. Additionally, an economic analysis was conducted with the proposed energy storage technologies.

Errors in both the coefficient of performance from the heat pump data and solar collector data were discovered in the initial data analysis. These data were discarded in further analysis. The report was based on measured heat from the heat pump condenser, which is similar to the building heating need, measured outdoor temperature, and theoretical models for energy from these two systems.

Data from the air-water heat pump was analysed to evaluate the daily energy storage potential. With the introduction of a predictive control system (optimal) the energy saving potential was calculated to maximum $3,8\text{ kWh/day}$. Yearly accumulated energy is 217 kWh . Energy savings including heat loss from a 1000 litre accumulator tank was 67 kWh/year . The repayment period was estimated to 168 years which is very high. The energy savings were only $1,4\%$ of the total yearly energy cost. This concludes that the investment is not profitable, even with drastically lower investment costs. Storage in the existing accumulator tank induced a yearly saving of 26 NOK/year which is probably not profitable.

Excess heat from the building integrated solar collector system was estimated to $360,6\text{ kWh}$ from 1st June – 30th August. Additional simulations were conducted to find the possible temperature range. Seasonal storage was introduced with Sodium Acetate Trihydrate –cells as a face changing material. A $0,05\text{ m}^3$ cell was designed to be heated above the melting temperature of $58\text{ }^\circ\text{C}$, which made sub cooling possible. Sub cooling limits the heat loss which enables seasonal storage. The maximum heat from the proposed cell is $8,19\text{ kW}$ with an energy capacity of $3,1\text{ kWh}$. Energy needed to heat and phase-transform the cell is $8,64\text{ kWh}$, which makes the round-trip efficiency at only $35,9\%$. A low efficiency does not matter as the solar energy would be lost anyway.

Seasonal energy storage to supply the building with energy for long periods of time is not further evaluated. Calculations showed that this would lead to very high amount of cells due to high energy demands in the winter. Reduction of peak electricity demand is introduced by replacing the energy from the peak- electric boiler. The radiation during the summer lead to 11 days with enough energy to heat up and make the phase transition in the cells. A peak load reduction of 3 kWh/h was tested which lead to the need for 9 cells to cover the cold periods in winter. If the Klimalab at Otta is assumed a separate building with separate electricity meter, the yearly savings are estimated to 1238,8 NOK/year. The repayment period of the cell investment was calculated to 74 years. Conclusion; not profitable, even with drastically reduced investment costs.

There are several aspects of the assumptions and analysis which is inaccurate and therefore in need of more detailed calculations. More detailed calculations would probably not change the fact that the investments are not profitable. Other aspects of energy storage which does not include the negative economic benefits would need to be addressed to install these technologies.

Innhold

Forord	iii
Sammendrag	v
Abstract	vii
Figurer	xiv
Tabeller	xv
Forkortelser	xvi
1 Introduksjon	1
1.1 Grunnlag, målsetning og struktur	2
2 Litteraturstudie	4
2.1 Effekt- og energibruk i bygninger	4
2.2 Tiltak for å redusere effekttopper	7
2.3 Energi fra sol for lagring av energi i løpet av året	10
2.4 Solinnstråling i Norge	11
2.5 Empiriske målinger fra solfangeranlegg	12
2.6 Prediktiv styring	14
2.7 Aktuelle teknologier for produksjon av varme	15
2.7.1 Varmepumpe	15
2.7.2 Flat- plate solfangere	17
2.8 Aktuelle teknologier for lagring av varme	18
2.8.1 Varmtvannstank	18
2.8.2 Faseendringsmaterialer	18
3 Beskrivelse av systemet	25
3.1 Oversikt over Klimalaben	25
3.2 Solfangeranlegg	27
3.3 Akkumulatortanker	30
3.3.1 Akkumulatortank til solfangere	30
3.3.2 Akkumulatortank til alle varmestrømmer	31
3.4 Varmepumpe	32
3.5 Drift av bygget	33
4 Metode	35

4.1	Datainnsamling	35
4.2	Modell for varmestrømmer og varmeenergi	36
4.3	Modell for varmepumpeytelser	37
4.3.1	Modell for tilført kompressorenergi i varmepumpen	37
4.3.2	Prediktiv modell for styring av varmepumpe ved bruk av værdata	39
4.3.3	Differensiering av prediktiv modell for styring av varmepumpen	44
4.3.4	Modell for korrigering av COP	45
4.4	Modell for varmetap i akkumulatortank	47
4.4.1	Energimengde i akkumulatortank ved forskjellige temperatursetpunkt for varmesystem	47
4.5	Modell for energi fra solfangere	48
4.5.1	Modellering av solfangersystem med System Advisory Model	49
4.6	Modell for trykktap i solfangeranlegg og SAT-celle	51
4.7	Modell for PCM - Natrium Acetat Trihydrat	51
4.7.1	Entalpi ved nukleasjonsprosess SAT	52
4.8	Modell for lagring av energi i SAT- celle	53
4.8.1	Beregning av varmeovergangstall fra vann til rør	54
4.8.2	Varmetransport fra vann i rør til SAT	55
5	Analyse og korrigering av driftsdata	56
5.1	Innledende analyse for utvalg av tidsrom	56
5.2	Initiell analyse av energidata	56
5.3	Effektkostnader	60
5.4	Analyse av temperaturnivåer for prediktiv styring av varmepumpen	61
5.4.1	Analyse av varmebehov	61
5.4.2	Temperaturforskjeller mellom morgen og midt på dagen	62
5.5	Verifisering av COP for varmepumpe	62
5.6	Temperaturer for varmesystemet	63
5.7	Sammenlikning mellom målt og beregnet solinnstråling på Otta	65
5.8	Kalibrering av værdata for modell av solfanger	65
5.8.1	Kalibrering av SAM modell med anlegg på Moi	66
5.9	Potensiale for sesonglagring fra solfangere	67
6	Scenario 1 - Døgnlagring fra varmepumpe i akkumulatortank	70
6.1	Utgangspunkt for effektiv drift av varmepumpen	70
6.2	Energisparingspotensiale ved prediktiv og optimal drift av varmepumpen	72
6.3	Døgnlagring i varmtvannstank	79
6.3.1	Energisparing ved optimal styring for ulike akkumulatortankstørrelser	82
6.4	Økonomisk betraktning ved døgnlagring med varmepumpe	86
7	Scenario 2 - Sesonglagring fra solfangere i faseendringmateriale	89
7.1	Forslag til konfigurasjon og styring av PCM- system	89
7.2	Optimal cellelengde for varmeuttak	90
7.3	Energibehov for lagring i SAT-celle	91
7.4	Simulerte temperaturer fra solfangeranlegget	92
7.5	Energimengde fra solfangeranlegg	95
7.6	Utnyttet energimengde og varmeeffekt fra SAT-celle	98
7.7	Antall celler for å dekke behov ved lave utetemperaturer	100

7.8	Effektreduksjon med SAT-celler	101
7.9	Styring av lagring og utladning sommer og vinter	102
7.10	Virkningsgrad SAT sesonglagring	103
7.10.1	Energi til pumpedrift	104
7.11	Økonomisk besparelse ved lagring i SAT	105
8	Diskusjon	108
9	Konklusjon	110
10	Videre arbeid	113
11	Vedlegg	119
11.1	Vedlegg	119

Figurer

1.1	Andel fornybar energi i Europa	2
2.1	Typisk elektrisitetsforbruk i løpet av døgnet for en husstand i EU [1]	5
2.2	Typisk elektrisitetsforbruk i løpet av døgnet for en norsk husstand [1]	5
2.3	Totalt energiforbruk med andel elektrisitet og varme [2]	6
2.4	Oppvarmingsbehov for en fler-familie bolig [2]	6
2.5	Oppvarmingsbehov for en skole [2]	7
2.6	Alternativ-pris ved lastreduksjon av forskjellig karakter [3]	8
2.7	Reduksjon av kostnad ved lastreduksjon [3]	8
2.8	Vektfaktor for Eidefoss [4]	9
2.9	Nettleiepriser for Eidefoss [4]	9
2.10	Energi til oppvarming og energi fra solfangere i et NZEB fra Montreal, Canada [5]	10
2.11	Energi til oppvarming og energi fra solcellepaneler i et NZEB fra Angeli di Rosora, Ancona, Italia [5]	11
2.12	Kart over innstråling på optimal vinklet flate	12
2.13	Innstråling på solfangerflaten, energi og virkningsgrader fra Nordan bygningssystemer på Moi [6]	13
2.14	Innstråling på solfangerflaten og temperaturnivåer fra Nordan bygningssystemer på Moi 20.juli 2012 [6]	13
2.15	Trykk-entalpi diagram for en varmepumpeprosess [7]	15
2.16	Relativ effektvarighetskurve for ulike varmekilder for en varmepumpe [7]	16
2.17	Illustrasjon av varmetap for langtidslagring ved termisk og underkjølt scenario	19
2.18	Illustrasjon av energimengde i latent varme for en faseendring	19
2.19	(a)Natriumacetat håndvarmer (b)Fleksibel trigger (c)Skrue-trigger [8]	20
2.20	Entalpi- temperatur diagram for en nukleasjonsprosess for SAT [8]	21
2.21	Natriumacetat temperatur-tid diagram der nukleasjonen intrefør før kl 06.00 og gradvis blir avkjølt i løpet av to timer [8]	21
2.22	Metalldisk som trigger til nukleasjonsprosessen [8]	22
2.23	Konfigurasjon for en PCM-celle [9]	23
2.24	Størrelse på finner og PCM i eksperimentet [9]	23
2.25	Temperaturforløpet til PCM(RT 50) med finner i rør ved vanntemperatur på 70-80°C [9]	24
3.1	Oversiktsbilde av solcellepaneler	26
3.2	Forenklet systemskjema for vannbårent oppvarmingssystem med temperaturmålinger	27

3.3	Oversikt orientering for klimalaben der Nord er vertikalt [10]	28
3.4	Solfangersystem fasade syd	28
3.5	Illustrasjon av virkemåte for akkumulatortanken i kombinasjon med solfanger [11]	31
3.6	Akkumulatortank for alle varmekilder(300 l)	32
3.7	Maksimal vanntemperatur fra kondensator i varmepumpekretsen ved ulike utetemperaturer[12]	33
3.8	Oversikt over varmeeffekt, COP og kompressoreffekt ved ulike utetemperaturer[12]	33
4.1	Skjerm bilde fra front-end tjenesten BuildingOS	35
4.2	Flytskjema for beregning av COP for målte utetemperaturer	38
4.3	Flytskjema for prediktiv styring av varmepumpen	40
4.4	Prediktiv styring	42
4.5	Metode for beregning av spart kompressorenergi	43
4.6	Inndeling av den prediktive modellen	44
4.7	Korrigert COP for varmepumpen ved bruk av teoretisk maksimal COP .	45
4.8	Maksimal effekt for varmepumpen ved bruk av teoretisk maksimal COP og aktuell effekt	46
4.9	Temperaturnivå og entalpi for vannet i akkumulatortanken ved ulike utetemperaturer	48
4.10	Modell for solfanger og lagringstank i SAM [13]	49
4.11	Temperatur - Entalpi diagram for vann, teoretisk SAT og empirisk målt SAT	51
4.12	Modell for SAT-celle i tank	53
4.13	Modell av lagringsrør for SAT front	54
4.14	Modell av lagringsrør for SAT side	54
5.1	Oversikt over varmeforbruk og produksjon 1.mai 2016 - 30.april 2017 . .	57
5.2	Oversikt over akkumulert varmeforbruk og produksjon 1.mai 2016 - 30.april 2017	58
5.3	Oversikt over varmeforbruk og varmeproduksjon 1.oktober - 31.desember 2016	59
5.4	Oversikt over effektforbruk og utetemperatur i perioden 1.november 2016 - 31.mars 2017	60
5.5	Varmebehov for bygningen per dag	61
5.6	Antall tilfeller med temperaturforskjell mellom kl 13 og kl 07 gitt i prosent av alle dager med utetemperaturer under 15 °C	62
5.7	COP korrigerings ved bruk av teoretisk maksimal COP for målt utetemperatur	63
5.8	Målte temperaturer til og fra el-kjel ved en kald periode 4-8. januar 2017	64
5.9	Målte temperaturer til og fra varmepumpen ved en kald periode 4-8. januar 2017	64
5.10	Månedlig innstråling i Otta ved forskjellige forutsetninger	65
5.11	Varmeenergi som viser faseforskjellen mellom behov for bygget på vinteren og beregnet solfangerenergi	67
5.12	Potensiell akkumulering av energi fra solfangere uke 17-43	68
5.13	Antall dager med beregnet solvarme for gitte intervall	69

6.1	Utetemperatur og teoretisk COP for 24.-30.oktober 2016	71
6.2	Målt(aktuell) kondensatoreffekt fra varmpumpe og teoretisk COP for 24.-30.oktober 2016	71
6.3	Prediktiv styring av varmpumpen ved maksimal effekt og COP dagen før benyttelse av energi fra akkumulatortanken	72
6.4	Energibesparelse ved prediktiv styring ved gitt utetemperatur	73
6.5	Energibesparelse ved prediktiv styring for utvalgt periode med positive og negative indikatorer	74
6.6	Optimal styring av varmpumpen ved maksimal effekt og COP for å dekke energi samme dag	74
6.7	Energibesparelse ved prediktiv og optimal styring	75
6.8	Elektrisk energi tilført til kompressor ved aktuell- og optimal-COP og differansen ved gitt kondensatorenergi	76
6.9	Teoretisk besparelse for ulike energibehov per dag mellom 1.mai 2016 og 30.april 2017.	77
6.10	Kondensatorenergien per dag og tilført elektrisitet til kompressoren for aktuell og optimal styring	78
6.11	Reduksjon i tilført energi til kompressoren ved optimal styring	79
6.12	Utnyttbar lagringsmengde i akkumulatortank ved settpunkter for gitt utetemperatur for og maksimal lagringstemperatur på 50°C	80
6.13	Begrensninger ved forskjellige akkumulatortankstørrelser	81
6.14	Begrenset lagringsmengde for ulike tankstørrelser	82
6.15	Teoretisk besparelse for energimengde tilført kompressor uten tap i akkumulatortank	83
6.16	Optimal drift av varmpumpen ved maksimal effekt og COP inkludert varmetap i 5 m ³ akkumulatortank	84
6.17	Teoretisk besparelse for energimengde tilført kompressor inkludert tap i akkumulatortank ved originale isolasjonstykkelser ($U = 0,43 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$)	85
6.18	Årlig teoretisk besparelse av tilført energi til kompressor	85
6.19	Årlig økonomisk besparelse ved optimal styring av varmpumpe	87
7.1	Forslag til design av SAT-celle tilknyttet solfangersystemet	90
7.2	Temperatur ut fra SAT-celle ved dimensjonerende forhold for ulike lengder	91
7.3	Temperatur i akkumulatortanken 3. august 2016 i Bergen simulert i SAM ved tankvolum på 117 liter	92
7.4	Innstråling på solfangerflaten simulert i SAM og simulert varmeeffekt fra solfangere 3. august 2016 i Bergen	93
7.5	Temperatur i akkumulatortanken 3. august 2016 i Bergen simulert i SAM ved tankvolum på 117 liter	94
7.6	Sammenhengen mellom virkningsgraden η og temperaturen ut fra solfangere T_{ut}	95
7.7	Antall dager med potensiell lagringsmengde i løpet av hele året ekskludert 0-2 kWh ved temperaturer som følger av tankstørrelse på 0,117 m ³	96
7.8	Antall dager med potensiell lagringsmengde i løpet av sommeren ved temperaturer som følger av tankstørrelse på 0,117 m ³	97
7.9	Antall dager med beregnet- og simulert lagringsmengde i løpet av sommeren	98
7.10	Temperatur inn og ut fra SAT-celle og beregnet effekt	99
7.11	Varmebehov per dag for vinteren 2016/2017	100

7.12	Målt varmeeffekt på Klimalaben fra el-kjel og varmepumpe ved en kald periode 4-8. januar 2017	101
7.13	Antall kuldeperioder med temperaturer under -18°C per vintersesong . .	103
7.14	Arbeidspunkt for pumpe 1 og 2	105
10.1	Illustrasjon av PCM integrert i en vegg	113
11.1	Sunamp PV - heat battery datablad [14]	119
11.2	Systemskjema tekniske installasjoner på klimalab, ekskludert vindmølle og solcellepaneler [15]	120

Tabeller

3.1	Bilde av pumper i serie installert på Klimalaben	29
3.2	Pumpediagram for pumper i solfangersystemet [16]	29
3.3	Tekniske data for akkumulatortanken i solfangersystemet [11]	30
3.4	Utetemperaturkompensering for temperatur i akkumulatortank	34
4.1	Målt elektrisk effekt til kompressor og kondensatoreffekt kl 17 25.04.2016	46
5.1	Oversikt innstråling for forskjellige plasseringer	66
6.1	Varmetap for ulike modeller, størrelser og isolasjonstykkelser	83
6.2	Økonomisk besparelser for optimalt styringsprinsipp ved installasjon av 1000 liters tank	87
7.1	Kostnadsbesparelsene ved introduksjon av SAT-celler for topplastreduksjon	106
7.2	Kostnadsbesparelser ved reduksjon av effekttopper	106
7.3	Prosent reduksjon i årlige variable effektkostnader ved introduksjon av SAT-celler	107

Forkortelser

BI	Bygningsintegrert
CAV	Constant air volume - konstant luftvolum
COP	Coefficient of performance
DMPC	Deterministic model predictive control
NI	Negativ indikator
NREL	National renewable energy laboratory
NZEB	Near zero emission building
PCM	Phase changing material - Faseendringsmateriale
PI	Positiv indikator
PV-GIS	Photovoltaic geographical information system
RBC	Rule based control
SAM	System advisory model
SAT	Sodium acetat trihydrate - Natrium acetat trihydrat
SD	Sentral driftskontroll
SMPC	Stochastic model predictive control

Kapittel 1

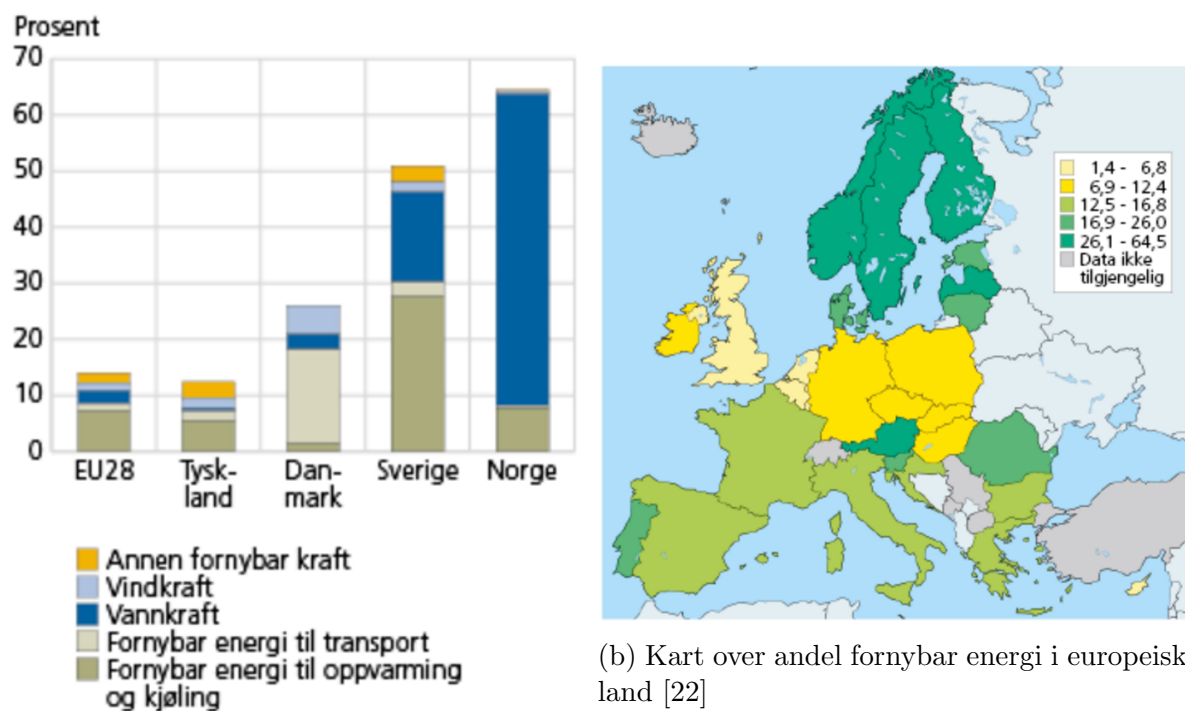
Introduksjon

Mennesker har benyttet seg av energilagring i lang tid. Helt fra ildens oppdagelse for rundt en million år siden har mennesker lagret energi[17]. På den tiden var lagringen i form av ved, mens dagens samfunn har nye teknologier for blant annet lagring av termisk og elektrisk energi.

Opphavet for lagringen kommer fra et ønske om å bruke energi ved andre tidspunkter enn energien anskaffes. Norge har i utgangspunktet en unik mulighet til å lagre energi ved hjelp av vannmagasiner. Det er ikke alle land som har like gode reguleringsmuligheter som Norge. Dette gjør det nødvendig med lagring av energi i fremtidens energimarked. I Norge er sesonglagring, døgnlagring eller direkte energiproduksjon mulig ved hjelp av regulering av vannkraftverkene og store vannmagasiner[18, 19]. Dette fører til at det norske kraftnettet er godt rustet mot store variasjoner i forbruk.

EUs klimamål for 2030 skal føre til en reduksjon av klimagassutslipp på 40 % i forhold til 1990 nivå[20]. For mange land vil dette tilsi en mye større andel av energiproduksjonen fra nye ofte uforutsigbare energikilder som vindenergi og solenergi. Den fornybare andelen er presentert i figur 1.1. For å bevare forsyningssikkerheten vil energilagring være en nødvendighet i det fremtidige energisystemet[21]. Dette gjelder både elektrisk og termisk lagring, der oppvarming av bygg er en stor del av det totale forbruket for norske husstander som vist i figur 2.2. Energilagring kan også drives av differensierte priser og lagringsmuligheter som fører til økonomiske besparelser. Dette er undersøkt i denne rapporten.

1.1 Grunnlag, målsetning og struktur



(a) Andel fornybar energi i europeiske land [22]

(b) Kart over andel fornybar energi i europeiske land [22]

Figur 1.1: Andel fornybar energi i Europa

1.1 Grunnlag, målsetning og struktur

Prosjektoppgaven skrevet høsten 2016 dannet grunnlaget for de relevante teknologiene som er vurdert i denne masteroppgaven. Her ble et bredt spekter av energilagringsteknologier undersøkt og energisparingspotensialet for Klimalaben estimert. Dette førte til at en prediktiv styring av varmepumpen ble foreslått til masteroppgaven.

Etter undersøkelse av virkningsgradene for døgnlagring for faseendringmaterialer ble døgnlagring fra varmepumpen med denne teknologien forkastet. Døgnlagring ved bruk av akkumulatortanker med varmtvann ble introdusert i tillegg til sesonglagring med faseendringmaterialer. Underkjøling av faseendringmaterialer førte til et potensiale for sesonglagring med lite varmetap i forhold til akkumulatortanker. Dette utviklet seg til to scenarier for å oppfylle målet med oppgaven med døgnlagring og sesonglagring. Scenario 1. Døgnlagring med prediktiv styring av varmepumpen og scenario 2. sesonglagring fra solfangersystemet i faseendringmaterialer.

1.1 Grunnlag, målsetning og struktur

Målet med rapporten er å vurdere energisparingspotensialet for aktuelle teknologier for produksjon og lagring av energi på døgn- og sesongbasis, for så å vurdere de økonomiske besparelsene. For å komme til dette målet var det nødvendig å nå flere delmål:

- Litteraturstudie rundt aktuelle teknologier og typisk energi- og effektforbruk for tilsvarende bygg
- Oversikt over systemet på Klimalaben
- Prediktive modeller for varmepumpesystemet
- Modeller for solfangerenergi
- Analyse og korrigerende driftsdata for benyttelse i modellene
- Energisparingspotensiale for to scenarioer
- Økonomiske betraktninger der investeringskostnader og besparelser er medtatt

Strukturen på rapporten er som følger:

Kapittel 2 presenterer energi- og effektforbruk for liknende bygg, solinnstråling og prediktiv styring. Deretter er aktuelle teknologier for produksjon og energilagring lagt frem.

Kapittel 3 presenterer en beskrivelse av anlegget på Klimalaben inkludert alle relevante systemer.

Kapittel 4 presenterer modeller for systemene som er benyttet for å beregne resultatene.

Kapittel 5 presenterer en innledende analyse og korrigerende driftsdata som skaper grunnlaget for beregninger i kapittel 6 og 7.

Kapittel 6 presenterer scenario 1 - døgnlagring fra varmepumpe der energilagringspotensialet ved bruk av akkumulatortank estimeres i tillegg til en økonomisk analyse.

Kapittel 7 presenterer scenario 2 - sesonglagring fra solfangere med faseendringsmaterialer, der energisparing og effektreduksjon inngår.

Kapittel 8 presenterer diskusjonen for rapporten der problemer og begrensninger inngår.

Kapittel 9 presenterer konklusjonen for rapporten der hovedresultatene inngår.

Kapittel 10 presenterer videre arbeid fra denne rapporten.

Kapittel 2

Litteraturstudie

I dette kapitlet blir aktuelle energimengder og effektnivåer for bygninger gjennomgått før en oversikt over solinnstråling blir presentert. Aktuelle teknologier for produksjon og deretter aktuelle teknologier for lagring av varme blir presentert for å skape et grunnlag for videre analyse.

2.1 Effekt- og energibruk i bygninger

Effektforbruket i norske hustander er illustrert i figur 2.2 og andre europeiske husstander er illustrert i figur 2.1. Det er flere forskjeller i de to tilfellene. De norske husstandene har en mye høyere total-effekt, over tre ganger så høyt som de europeiske. Dette skyldes flere faktorer som effektivitet på energiforsyningen, hustyper, bruksmønster og utetemperatur [23, 24].

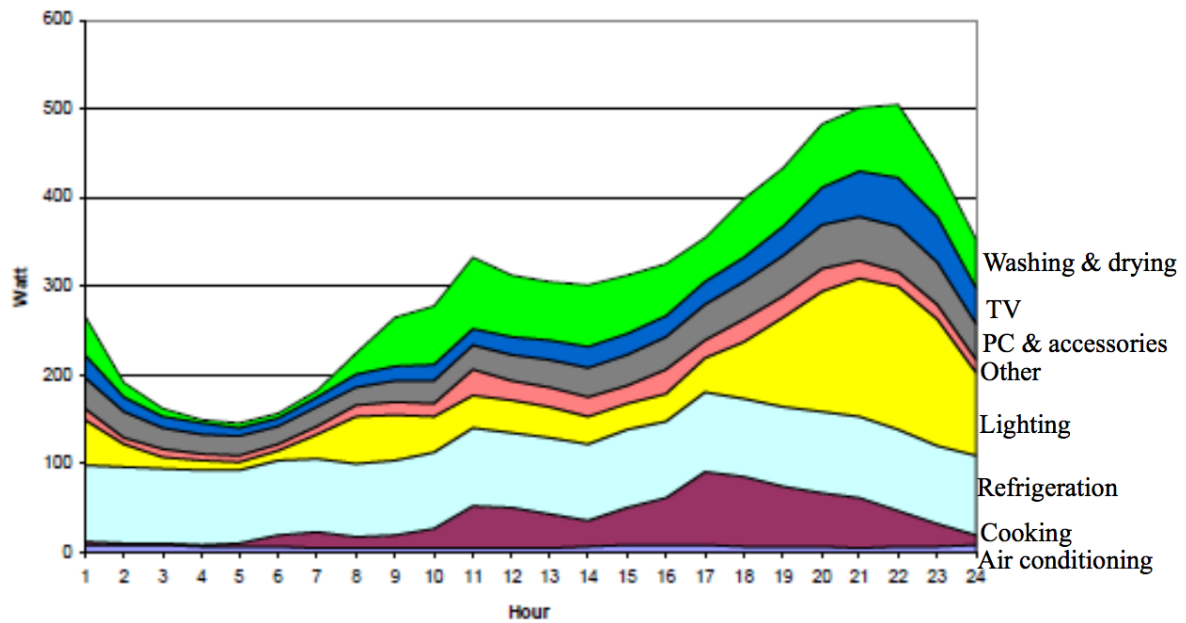
Det høye forbruket er også på grunn av at mange norske husstander bruker elektrisitet i resistanseovner til oppvarming [25]. Europeiske husholdninger bruker ofte gass, olje eller andre kilder som fjernvarme eller solvarme [26, 25]. Norge har som vist i figur 2.3 et høyt totalt forbruk med en høy andel elektrisitet.

Både private husholdninger og kommersielle bygninger kan ha et system for å redusere energiforbruket ved hjelp av behovsstyrt ventilasjonsanlegg, eller reduisering av temperatursetpunkt på natten. Høye effekttopper (varme og elektrisitet) er ofte et resultat av disse energisparingstiltakene da det kreves høyere effekt for å varme opp bygget på morgenen. Varmeeffekt i løpet av en uke er vist i figur 2.5 for en skole og figur 2.4 for en husstand. Her vises også forskjellen mellom de forskjellige månedene der høyt varmebehov normalt inntreffer tidlig på morgenen.

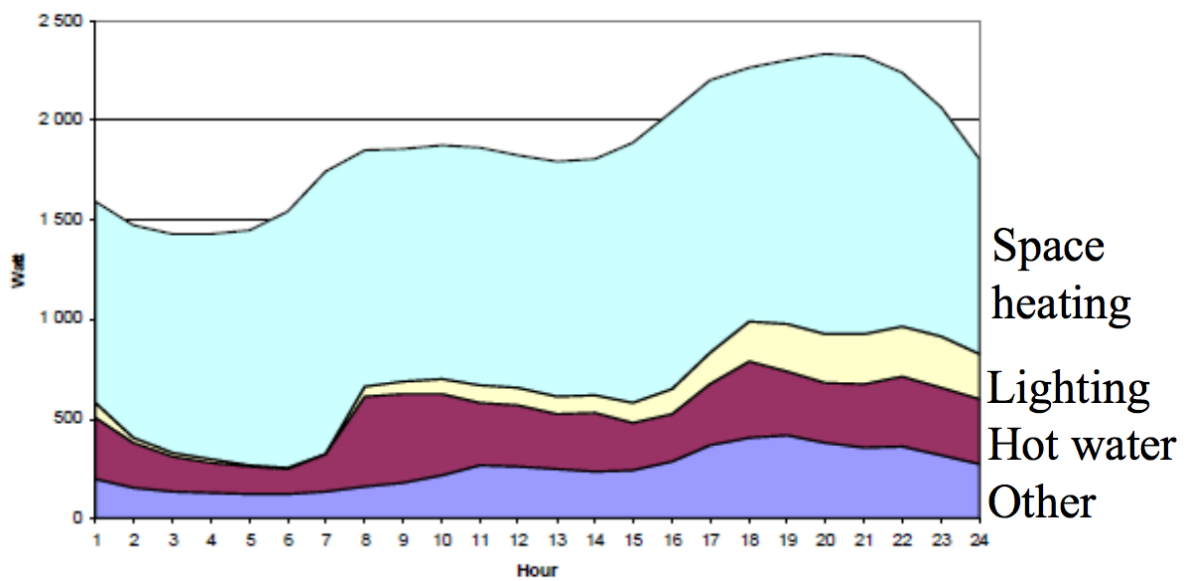
Skolebygget har nattsenkning der innendørstemperaturen blir redusert for å minske varmetap. Nattstengning av ventilasjonsanlegget bidrar også til en høy effekttopp på morgenen. Deretter følger et lavere effektforbruk i løpet av dagen da interne laster og solinnstråling bidrar til å opprettholde en tilfredstillende innetemperatur [2]. Energilagring er interessant å vurdere da dette kan være med på å utjevne forskjellene i energibruk i løpet av døgnet. Effekttopper i strømmettet koster mye penger for nettleverandørene som dermed må bygge høyere kapasitet. Tiltak for å redusere effekttopper er presentert i avsnitt

2.1 Effekt- og energibruk i bygninger

2.2.

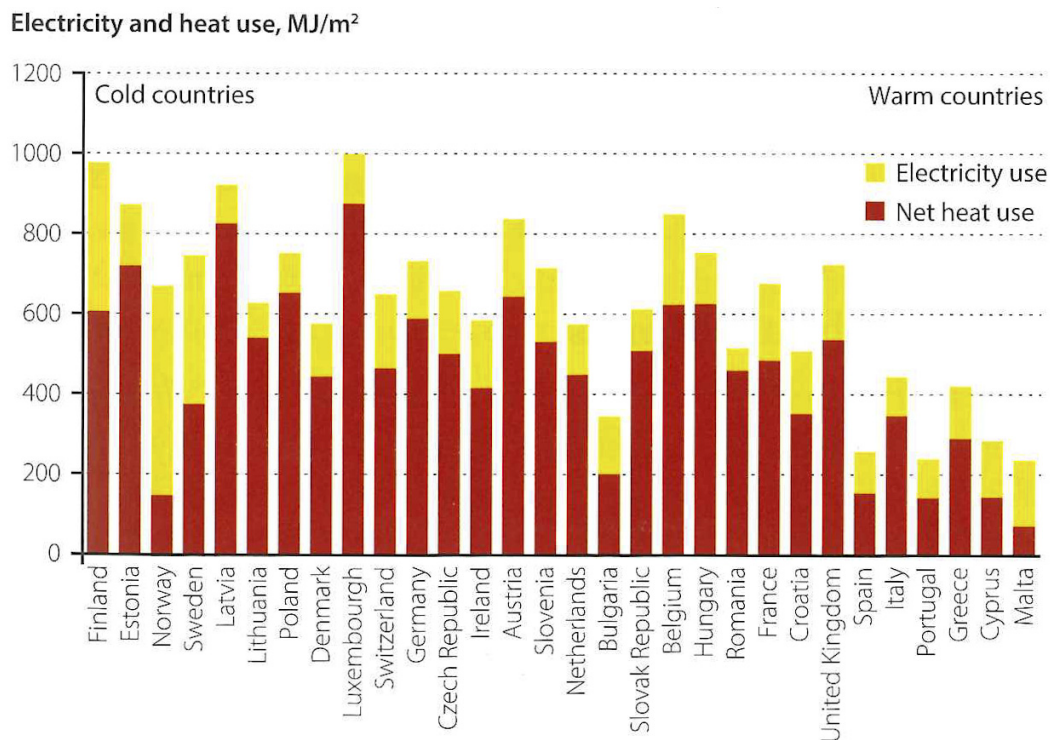


Figur 2.1: Typisk elektrisitetsforbruk i løpet av døgnet for en husstand i EU [1]

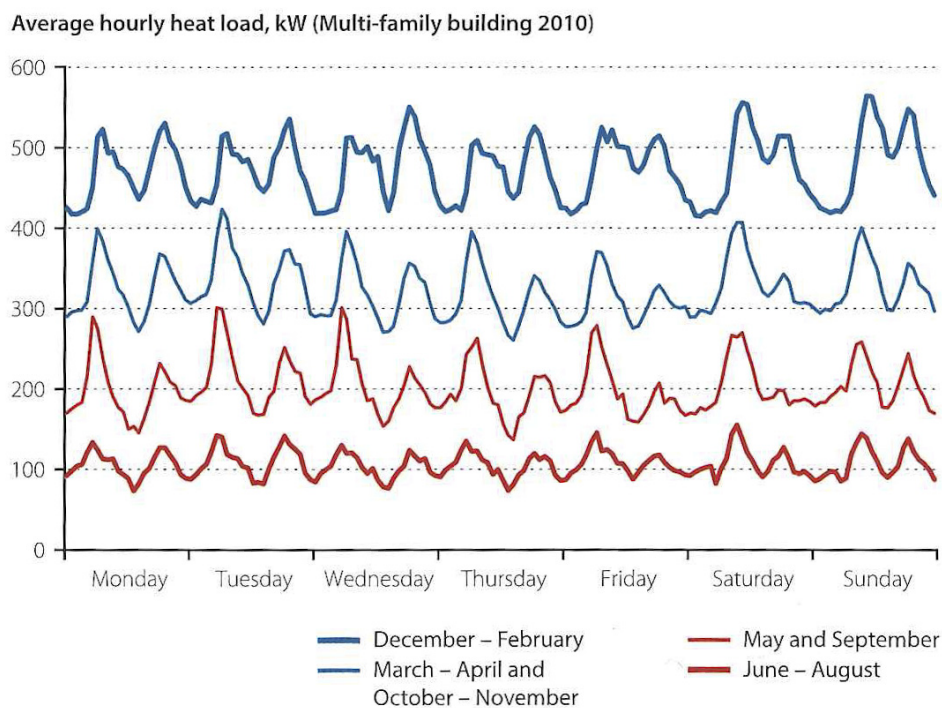


Figur 2.2: Typisk elektrisitetsforbruk i løpet av døgnet for en norsk husstand [1]

2.1 Effekt- og energibruk i bygninger

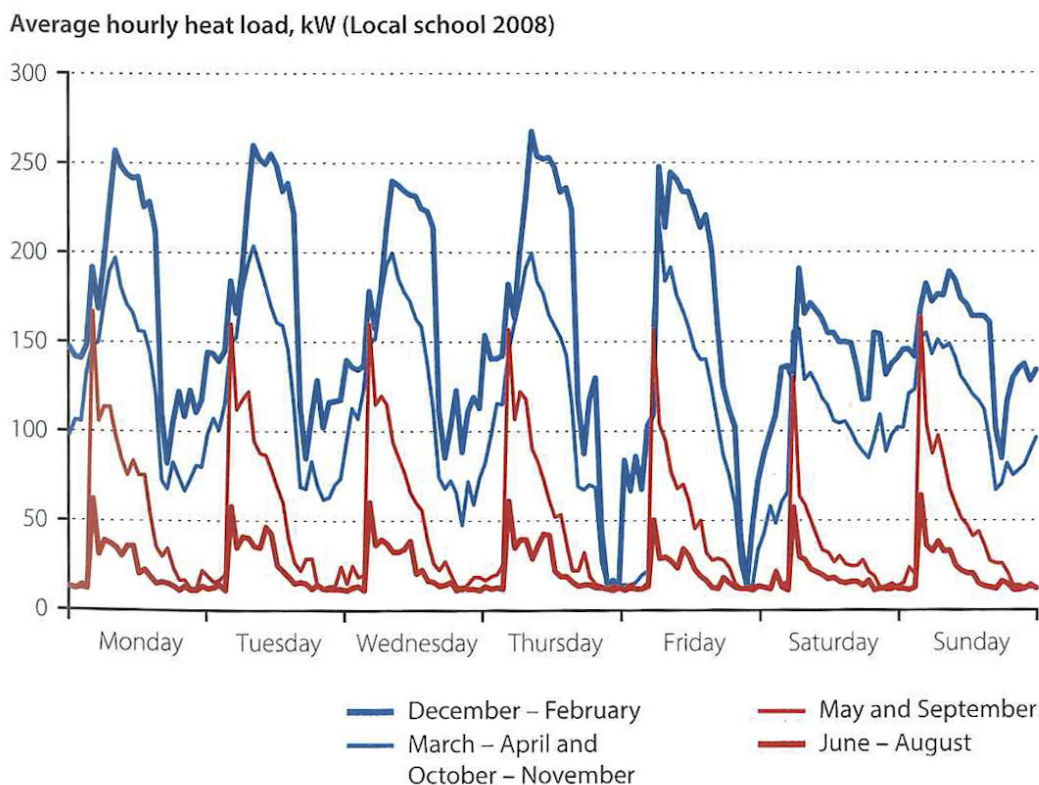


Figur 2.3: Totalt energiforbruk med andel elektrisitet og varme [2]



Figur 2.4: Oppvarmingsbehov for en fler-familie bolig [2]

2.2 Tiltak for å redusere effekttopper



Figur 2.5: Oppvarmingsbehov for en skole [2]

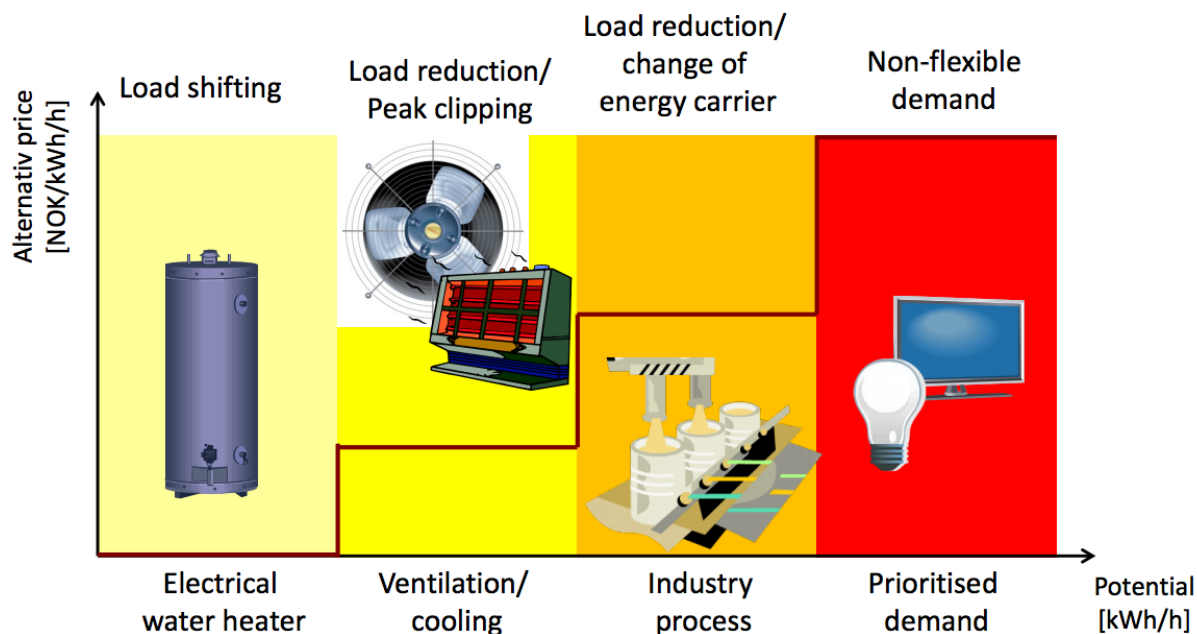
2.2 Tiltak for å redusere effekttopper

Effektelastisitet og kostnad for effektreduksjon er noe som må betraktes når energilagring skal vurderes. Figur 2.6 viser hvilke laster (elektrisk effekt) som har høy alternativ-pris og hvilke laster som har lavere alternativ-pris ved en eventuell lastreduksjon. Laster med høy tregthet som for eksempel oppvarming av tappevann eller oppvarming av bygningskroppen vil i de fleste tilfeller ha høyere elastisitet enn andre laster som krever energi direkte. Det er mulig å benytte den termiske energien i vanntanker som vist i figur 2.6 for å redusere effekttoppene. Alternativprisen er lav på grunn av energien akkumulert blir brukt senere ved hjelp av tappevann som energilager. Industri eller andre prosesser som krever energi direkte har en mye høyere kostnad dersom disse må endres. Dersom en vil se på TV eller lage mat i et øyeblikk er det ikke akseptert at en må vente en time før en kan starte, da betaler man heller en høyere pris. Dette er ikke noe private forbrukere merker direkte i dag, men noe som kommer til å komme med de nye AMS målerne og nettselskapene justerer i dag[3].

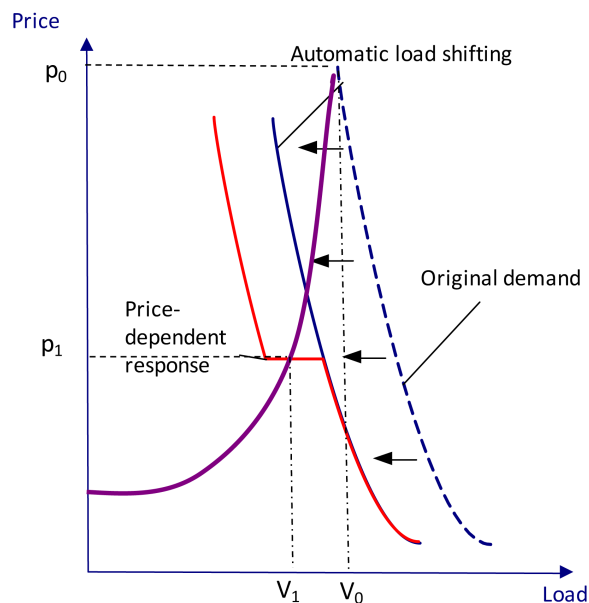
De potensielle kostnadsreduksjonene ved en lastreduksjon vil være høye i tilfeller der strømmettet er høyt belastet. Dette vises av figur 2.7. Her er det illustrert en forskjell mellom forbruk og produksjon. Ved veldig høye laster i et område vil en reduksjon av effekt til en bygning, redusere kostnadene dramatisk. Dette er illustrert med den røde pris-sensitive kurven. Dersom energilagring blir introdusert vil disse pris- og effekttoppene

2.2 Tiltak for å redusere effekttopper

kunne unngås og dermed redusere kostnadene både for kunde og netteier [3].



Figur 2.6: Alternativ-pris ved lastreduksjon av forskjellig karakter [3]



Figur 2.7: Reduksjon av kostnad ved lastreduksjon [3]

Effekttariffer

Kostnad ved effekttariffer undersøkes her. Effekttariffer for private husholdninger som normalt er målere under 125 A ved 230V anlegg og 80 A ved 400V anlegg vil også få timesbasert effekttariffer. Effekttariffene for private husholdninger er ikke klare da NVE

2.2 Tiltak for å redusere effekttopper

utarbeider modellene i disse dager. Eidefoss som er netteieren på Otta, har imidlertid hatt effektavgifter på alle målere siden 2003, så det er usikkert om AMS målere vil ha en betydning for private og mindre anlegg i dette området. Effektkostnadene for Eidefoss er beregnet gjennomsnittet av de fem maksimale effekttoppene multiplisert med en vektfaktor som vist i figur 2.8.

Måned	Jan.	Febr.	Mar.	Apr.	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Des.
Vektfaktor	100 %	100 %	85 %	50 %	30 %	25 %	25 %	25 %	30 %	45 %	70 %	95 %

Figur 2.8: Vektfaktor for Eidefoss [4]

Vektfaktorene multipliseres med de målte effektene før gjennomsnittet av de fem maksimale effektene per år beregnes. Deretter kan kostnadene beregnes ved hjelp av prisene i tabell 2.9.

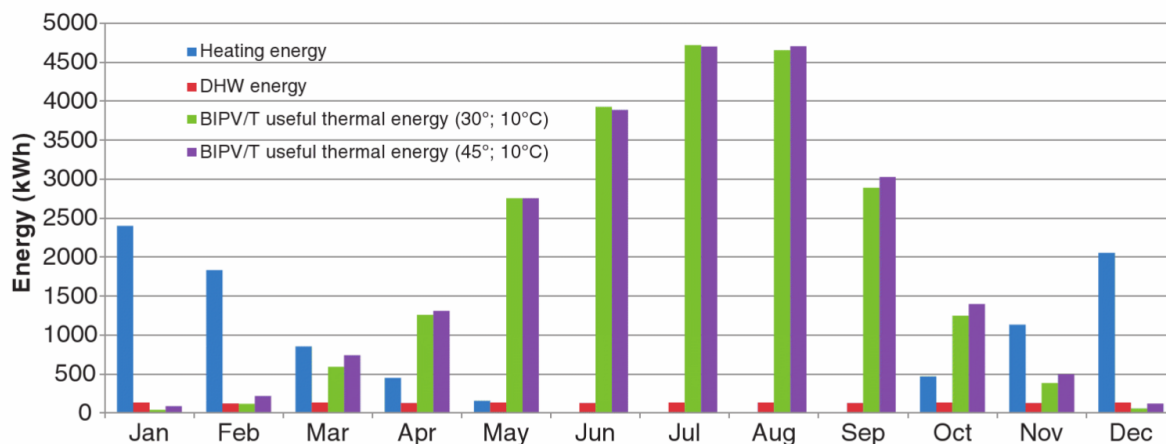
Nettleiepriser fra 1. januar 2017 for næringskunder	priser eks. statens avgiftssatser
Fastbeløp (kr pr. år)	kr 2 500,00
Effektledd (kr/kW pr. år)	
Første 100 kW	kr 412,80
Neste 100 kW	kr 330,00
Neste 200 kW	kr 248,00
Over 400 kW	kr 165,00
Energiledd (øre pr. kWh)	
Sommer	øre 8,28
Vinter	øre 8,54
Statlige avgifter:	
Forbruksavgift(øre pr. kWh)	øre 16,32
Merverdiavgift	25 %

Figur 2.9: Nettleiepriser for Eidefoss [4]

Kostnadene for gjennomsnittseffekter over 400 kW i januar blir dermed etter vektingsfaktoren: $100 \text{ kW} * 412,8 \text{ kr} + 100 \text{ kW} * 330 \text{ kr} + 200 \text{ kW} * 248 \text{ kr} + (x \text{ kW} - 400 \text{ kW}) * 165 \text{ kr}$

2.3 Energi fra sol for lagring av energi i løpet av året

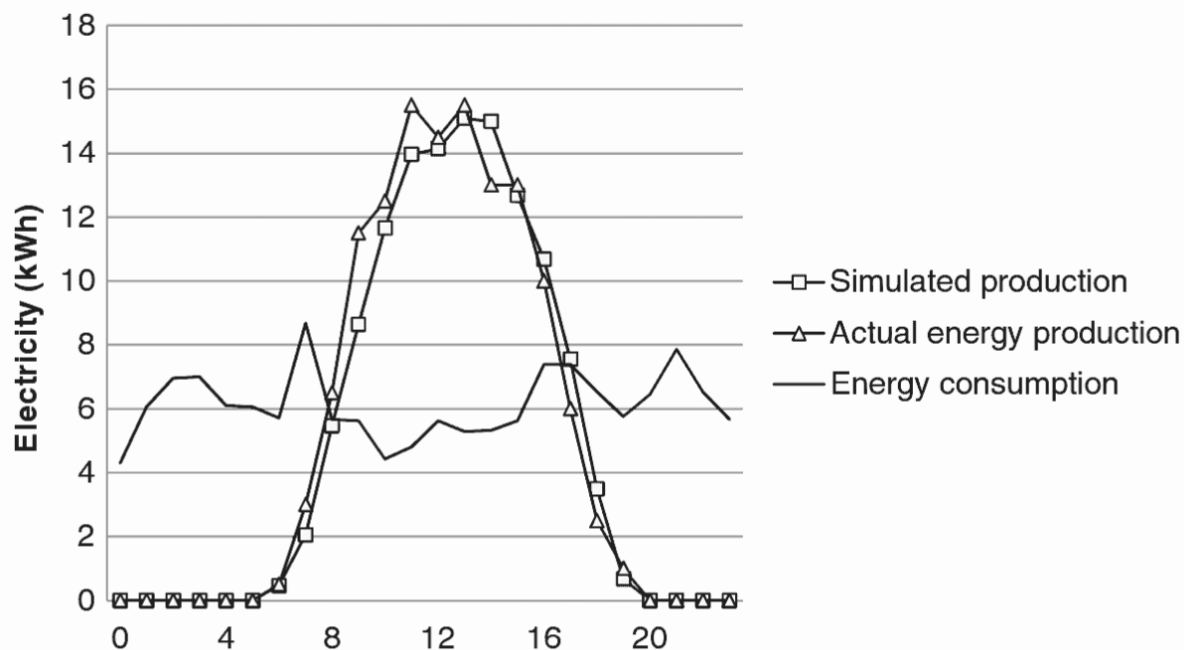
I dette underkapitlet finnes det et innblikk i reelle målinger og praktisk anvendelse av småskala solfangeranlegg og energibruk i bygninger. Bygget presentert i figur 2.10 er lokalisert i Canada og benytter kombinerte bygningsintegreerte-solceller med termisk energi og en bergvarmepumpe til oppvarming. Dette er et bygg med systemer i samme størrelsesorden som Klimalaben som vurdert i denne rapporten.



Figur 2.10: Energi til oppvarming og energi fra solfangere i et NZEB fra Montreal, Canada [5]

Figur 2.10 viser at et typisk energiforbruk til oppvarming av en husholdning ikke er i fase med utnyttet energi fra solfangere eller solcellepaneler. Oppvarming gjør seg gjeldende i vintermånedene, mens solfangerene bidrar med høy energitilførsel i sommermånedene. Dette gjør det interessant å se på lagring av energi på sesongbasis.

Figur 2.11 viser elektrisitetsforbruket og produksjonen for et near zero emission building (NZEB) plassert i Italia med solcellepaneler på taket.



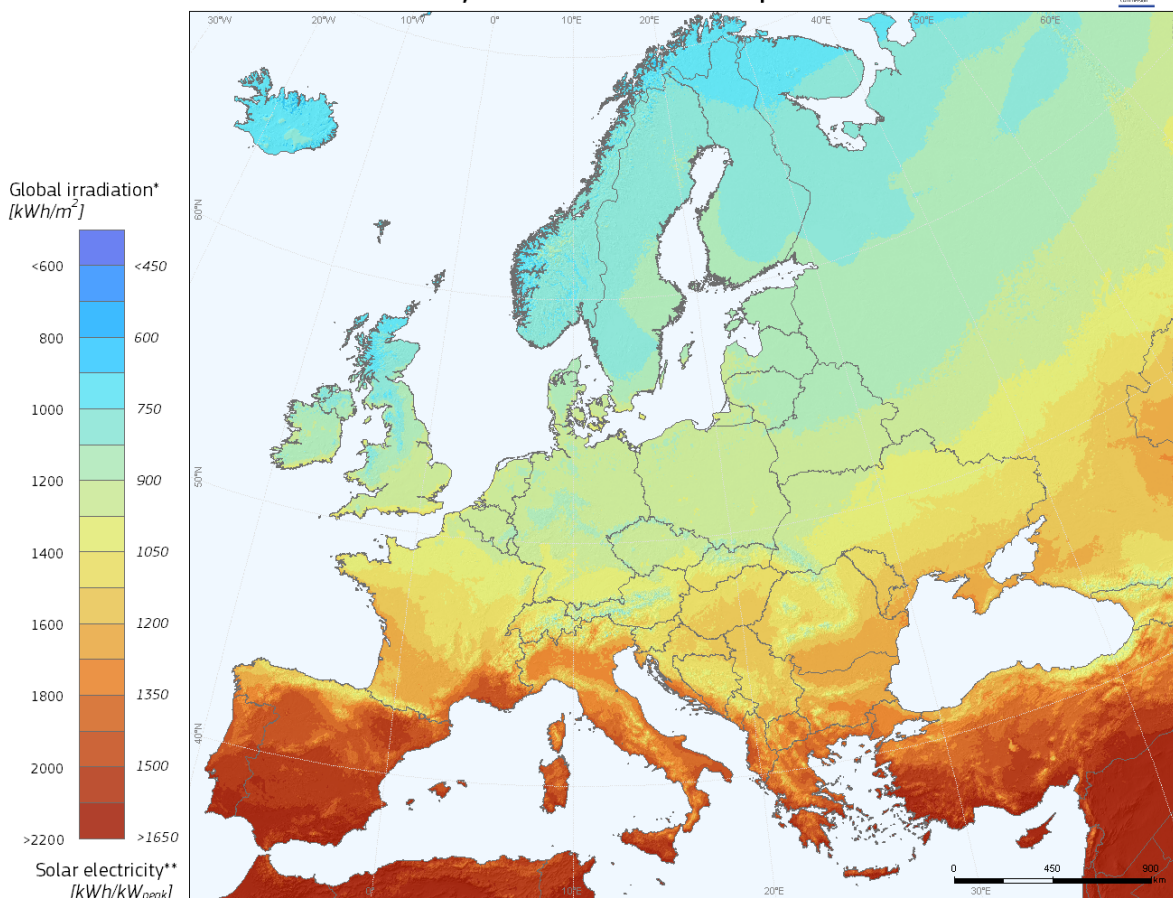
Figur 2.11: Energi til oppvarming og energi fra solcellepaneler i et NZEB fra Angeli di Rosora, Ancona, Italia [5]

Figur 2.11 viser et potensiale for å lagre energi på dagtid da energiforbruket er lavt og solinnstrålingen høy. Selv om bygget ligger i en klimasone med mye høyere temperaturer og bedre solforhold enn i Norge er energiforbruket på morgenen høyere enn resten av dagen som vist i figur 2.11. Simulert og målt energiproduksjon er plottet i tillegg til energiforbruk. Overskuddet og forskjell i fase på dagtid tilsier et potensiale for lagring.

2.4 Solinnstråling i Norge

Solinnstrålingen i Norge er lavere enn lenger sør i Europa. I tyskland er solinnstrålingen rundt 20 prosent høyere, mens i sydligere strøk av Spania helt opp mot 100 prosent høyere enn i Norge. Dette vises av PV-gis kartet i figur 2.12. Her er den globale årlige innstrålingen i Norge rundt 1000 kWh/m^2 for en flate med optimal helning mot sola. I Otta ligger den optimale helningen på rundt 35° . Solinnstrålingen mot en helningsvinkel på 90° har en lavere solinnstråling på 651 kWh/m^2 per år som vist i figur 5.10.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries



* Yearly sum of global irradiation incident on optimally-inclined south-oriented photovoltaic modules
 **Yearly sum of solar electricity generated by optimally-inclined 1kW_p system with a performance ratio of 0.75

© European Union, 2012
 PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
 EC - Joint Research Centre
 In collaboration with: CM SAF, www.cmsafeu

Legal notice: Neither the European Commission nor any person acting on behalf of the Commission is responsible for the use which might be made of this publication

Figur 2.12: Kart over innstråling på optimal vinklet flate [27]

2.5 Empiriske målinger fra solfangeranlegg

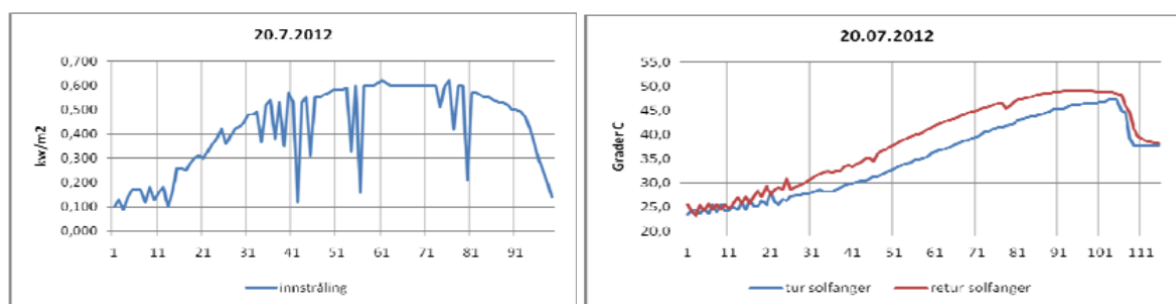
For å estimere energimengde fra solfangeranlegget på Klimalaben er det benyttet målinger fra et anlegg på Moi med tilsvarende bygningsintegrerte paneler som installert på Klimalaben. Figur 2.13 viser en gjennomsnittlig effektivitet på 56 % ved produsert varme og 48 % for tappet varme. Denne effektiviteten er andelen energi utnyttet dividert med innstråling på den aktuelle bygningsintegrerte flaten.

2.5 Empiriske målinger fra solfangeranlegg

Dato	Innstråling (kWh)	Produsert varme (kWh)	Tappet varme (kWh)	Effektivitet produsert varme (%)	Effektivitet tappet varme (%)
5.7.2012	10.3	5.92	4,56	57	44
8.7	13.25	8.23	4.88	62	37
14.7	13.6	7,26	5.10	53	37
15.7	7.41	2,95	3.41	40	46
16.7	9.77	4,94	3.35	51	34
17.7	5,82	2.62	2.64	45	45
18.7	13.07	7.92	5.72	61	44
20.7	16.02	10.19	6.22	64	39
26.7	15.91	11.52	10.96	72	69
8.8	14.76	9,83	9.63	67	65
10.8	12.76	8.84	8.37	69	66
11.8	17.26	11.96	10.77	69	62
12.8	15.64	11.40	10.52	73	67
13.8	16.42	10.19	2.59	62	16
14.8	6.67	2.13	3.50	32	53
15.8	15.51	8.78	7.82	57	50
19.8	12.97	8.80	4.59	68	35
SUM	217 kWh	122 kWh	105 kWh	56%	48%

Figur 2.13: Innstråling på solfangerflaten, energi og virkningsgrader fra Nordan bygnings-integrerte solfangere på Moi [6]

Høye effektiviteter $>70\%$ er målt flere dager som vist i figur 2.13. Dette skyldes kontinuerlig tapping av varmtvann fra berederen og dermed lavere inn og ut temperaturer ($25\text{--}30^\circ\text{C}$). Ved normale driftsbetingelser som tilsier kortere perioder med uttapping vil det oppstå lavere virkningsgrader og høyere temperaturer. Opp mot 50°C med ΔT på 5°C er målt på sommerstid som vist i figur 2.14 for innstråling på . Dersom perioden med styringsfeil ekskluderes (etter 20.07) vil de gjennomsnittlige virkningsgradene ligge på 54% og 41% for henholdsvis produsert og tappet varme.



Figur 2.14: Innstråling på solfangerflaten og temperaturnivåer fra Nordan bygnings-integrerte solfangere på Moi 20.juli 2012 [6]

2.6 Prediktiv styring

Prediktiv styring er presentert her for å optimalisere driften av Klimalaben mer spesifikt optimalisere driften av varmpumpen. Prediktiv styring bruker en modell av prosessen (her: bygningen) for å estimere fremtidig utvikling for deretter å korrigere for dette [28]. I bygninger kan prediktiv styring bli kontrollert av utetemperatur og bygningens reaksjoner på temperaturendringer. Styringen kan innhente flere parametere for å optimalisere prosessen. Dette kan være økonomi, innemiljø eller energisparing.

Temperaturen i en bygning kan reguleres på flere forskjellige måter. Ved for eksempel utetemperaturkompensering vil bygget reagere med en forsinkelse der tregheten i oppvarmingssystemet og byggets termiske masse har innvirkning. For å motvirke denne tregheten kan prediktiv kontroll benyttes. En foroverkopling blir dermed introdusert, med værdata som justerer pådraget til oppvarmingssystemet. Værdata for ett gitt tidsrom blir lastet inn for deretter å bli optimalisert med tanke på effektivitet og pådrag på varmesystemet innenfor tidsrommet [28]. Styringsprinsipper for en bygning kan presenteres med tre forskjellige metoder:

Regel-basert styring - (Rule based control heretter RBC) fungerer ved en hvis - utfør (If-then) styring. RBC er et kontrollprinsipp som er basert på bestemte regler som skal følges. Dette muliggjør ikke en prediktiv styring og systemet vil mest stor sannsynlighet ikke operere så økonomisk [28].

Deterministisk prediktiv regulering (Deterministic model predictive control - heretter DMPC) innhenter for eksempel værdata som i utgangspunktet er usikre og behandler disse under antakelsen at de sikre. Deretter vil bygget reguleres etter beregnede data fra disse antakelsene [28].

Stokastisk prediktiv regulering - (Stochastic model predictive control - heretter SMPC) innhenter værdata i tillegg til gitte usikkerhetsfaktorer. Dette prinsippet vil først regulere systemet med hensyn på usikkerhetene for deretter å lage grenseverdier for systemet som følges for å ikke skape for høye eller lave pådrag [28].

I anlegget presentert i denne rapporten vil DMPC bli simulert med tidligere værdata og dermed ikke brukt direkte.

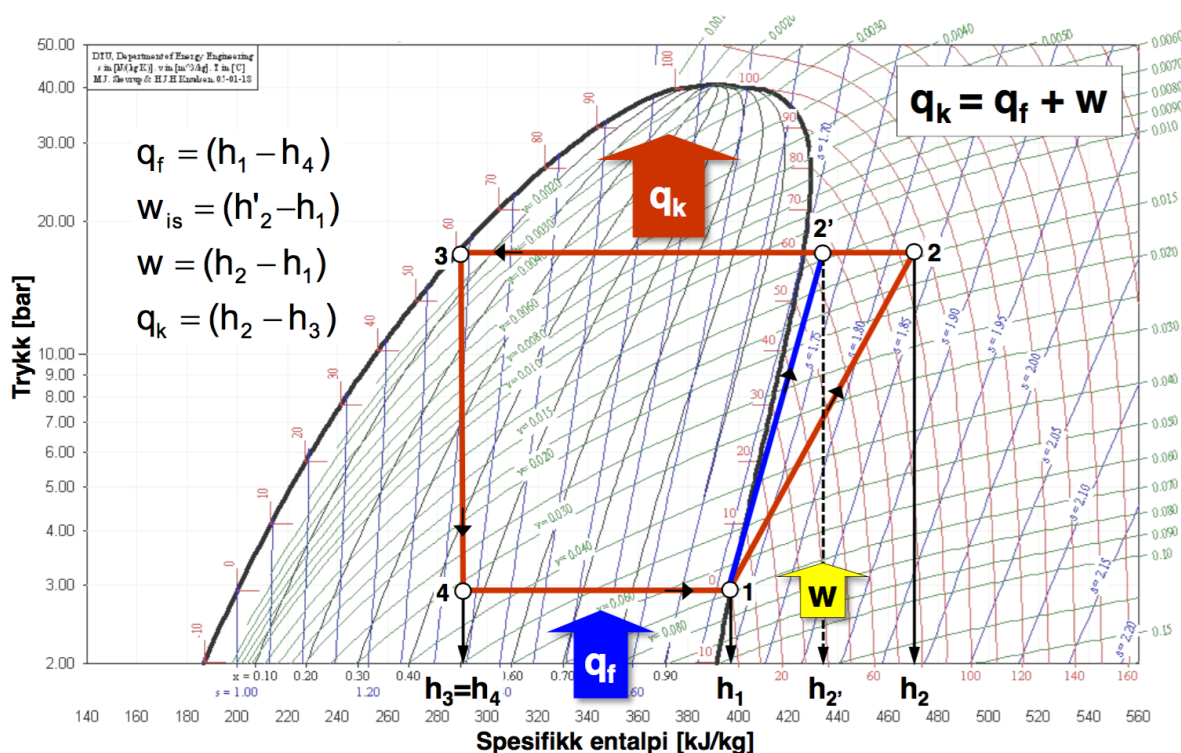
Ett eksempel der prediktiv styring har blitt brukt er presentert i Teknisk Ukeblad [29]. REMA Distribusjon har igangsatt ett prosjekt med prediktiv styring ved bruk av værdata fra yr og en lokal værstasjon. Prosjekterende firma Evotec ble kontaktet, men endelige modeller for styringen var ikke produsert da bygget ikke er ferdigstilt. Kulde, varme og elektrisitet skal lagres og brukes ved prediktiv modell når det er mest lønnsomt. Blant annet skal effekttopper reduseres ved bruk av batteriet [30]. Dette er tenkt som korttidslagring ved bruk av en stor tank nedsenket i bakken med lavt varmetap. Dette er betegnet som et storskala anlegg og kan ikke direkte sammenliknes med Klimalaben. Det er allikevel tatt med for å vise at prediktiv styring er et aktuelt prinsipp som det kan bli stort behov for i fremtiden.

2.7 Aktuelle teknologier for produksjon av varme

2.7.1 Varmepumpe

Varmepumpekarakteristikk

Det er viktig å definere varmpumpekarakteristikk for å ha muligheten til optimal styring og validering av målte data fra varmpumpen. Ytelsesfaktoren (Coefficient of performance- heretter COP) for en varmpumpe er definert ved varmeeffekt avgitt fra kondensator dividert på elektrisk effekt tilført kompressor. Dette er vist i figur 2.15 der W (heretter \dot{P}_k) er effekt tilført kompressor og q_k (heretter \dot{Q}_e) avgitt varmeeffekt fra kondensator.



Figur 2.15: Trykk-entalpi diagram for en varmpumpeprosess [7]

Likningen for COP er vist som følger:

$$COP = \frac{\dot{Q}_e}{\dot{P}_k} \quad (2.1)$$

\dot{P}_k = Effekt tilført kompressor[W]

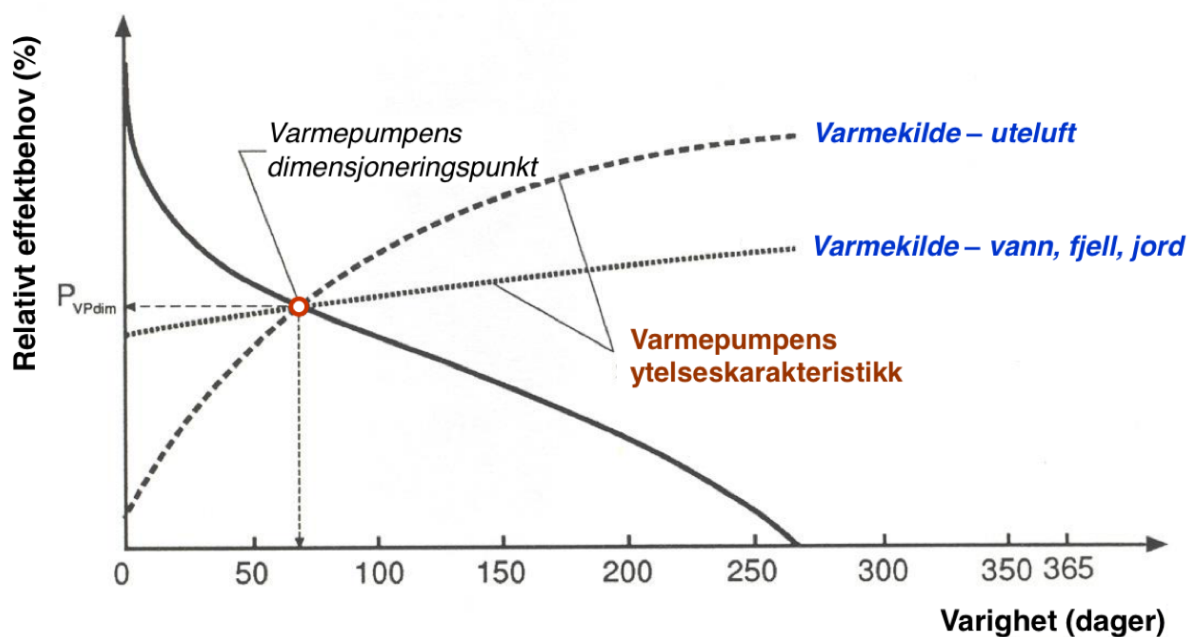
\dot{Q}_e = Varmeeffekt avgitt i fordampner[W]

COP er avhengig av mange faktorer som temperaturløft, trykkforhold, effektivitet i varmevekslere, arbeidsmedie m.fl. Det er ikke valgt å presentere en grundigere analyse av en varmpumpekrets da det ikke finnes målinger av interne temperaturer eller trykkforhold i varmpumpen på Klimalaben.

Luft som varmekilde

Uteluft som varmekilde til fordampere i varmepumpen fører til flere begrensninger. Temperaturavhengigheten er noe som gjør en slik varmepumpe lite egnet der veldig lave utetemperaturer oppstår. Avriming i varmeveksleren vil være med på å øke driftskostnadene. Energi til avriming kan føre til en økning i energibehovet på 10-20 %. Rim kan oppstå der overflatetemperaturen på utedelen til varmeveksleren er lavere enn 0°C . Rim fører til både høyere viftarbeid og større varmemotstand i fordampere [7].

En varmepumpe med uteluft som varmekilde vil ha en lavere energidekningsgrad på grunn av synkende varmeytelse ved lavere utetemperaturer. Ved temperaturer under dimensjoneringspunktet vil høyere spisslastbehov kreves for bygget som vist i figur 2.16. Som illustrert her er vil ca 60 dager i løpet av året ha lavere temperaturer enn dimensjoneringspunktet og varmepumpen får dermed lavere effekt og virkningsgrad. Kompressoren må i noen tilfeller stoppes helt ved for lave utetemperaturer da trykkforholdet blir for høyt. Høy trykkgasstemperatur og høyt trykkforhold vil ikke bare påvirke effektiviteten men også levetiden til kompressoren i varmepumpen [7].



Figur 2.16: Relativ effektvarighetskurve for ulike varmekilder for en varmepumpe [7]

Fordampningstemperaturen vil også bli påvirket i negativ grad da samme kildetemperatur fører til lavere fordampningstemperatur i en luft-varmepumpe. Dette er på grunn av en større avkjøling og et lavere varmeovergangstall enn en varmeveksler med væske som varmekilde. Et annet moment ved bruk av uteluft som varmekilde er støy fra vifter. Dette kan være sjenerende for omgivelsene. Den største fordelen ved bruk av luft som varmekilde er at investeringskostnadene er lavere enn alternativene [7].

2.7.2 Flat- plate solfangere

Ved Klimalaben er det installert flat-plate solfangere der teknologien presenteres i dette kapittelet for å senere estimere effektiviteten og kvalitetssikre dataene innsamlet fra anlegget.

En solfanger omdanner stråling fra sola til varme. En solfanger kan også oppfattes som en varmeveksler som veksler varme fra sola til et fluid som blir ført gjennom solfangeren. Solfangere blir brukt i mange forskjellige systemer, som oppvarming av bygninger, oppvarming av tappevann, energi til varmebatteri i ventilasjonsanlegg og industrielle prosesser [5].

Flat plate solfangere kan designes for temperaturer på fluidet mellom 30-80°C ut fra solfangeren med maksimal temperatur på rundt 90-95°C [31]. Både direkte og diffus innstråling blir absorbert i en flat- plate solfanger som gjør at effektiviteten kan være høy selv ved mye indirekte(diffus) stråling. Solinnstråling blir absorbert på en svart-høyabsorberende plate på innsiden av en ytre transparent flate. Energien fra solinnstrålingen blir deretter fanget opp av et absorberende fluid og fraktet bort til forbruk eller lagring. Undersiden og sidekantene er godt isolert for å minske varmetap til omgivelsene [32].

Varmeeffekten fra en solfanger er estimert med likning 2.2 som også er presentert i kapittel 4.2.

$$\dot{Q}_u = \dot{m} \cdot c_p (T_o - T_i) \quad (2.2)$$

Q_u = Varmeeffekt fra solfanger [kW]

\dot{m} = Fluid massestrøm [kg/s]

c_p = Varmekapasitet for fluidet [kJ/kg · K]

T_o = Fluidtemperatur ved utløp [°C]

T_i = Fluidtemperatur ved innløp [°C]

En forenklet virkningsgrad for solfangere er presentert her. Virkningsgraden er viktig å beregne da dette kan brukes til å estimere energimengde i tillegg til å kvalitetssikre måledata.

$$\eta = \frac{\dot{m} \cdot c_p (T_o - T_i)}{A_a \cdot G_t} \quad (2.3)$$

\dot{m} = Fluid massestrøm [kg/s]

c_p = Varmekapasitet for fluidet [J/kg · K]

T_i = Fluidtemperatur ved innløp [°C]

T_o = Fluidtemperatur ved utløp [°C]

G_t = Global innstråling på solfangerflaten [W/m^2]

A_a = Solfangerareal [m^2]

Likning 2.3 gjelder under stabile forhold der massestrøm \dot{m} , temperaturer T_i , T_o og innstråling G_t er konstante. Det har senere vist seg at selv denne forenklete definisjo-

nen ikke kan brukes da temperaturer og massestrømsmålinger ikke finnes for det aktuelle systemet.

2.8 Aktuelle teknologier for lagring av varme

2.8.1 Varmtvannstank

Varmetap for vanntanker er forventet å være relativt stort (2,36 kWh/døgn) for sesonglagring og dermed ikke relevant [33]. Dette er ved 65 °C temperatur, noe som gjør at en lavere lagringstemperatur vil redusere varmetapet drastisk. Isolasjonstykkelser for varmtvannstanker er i størrelsesorden 70 - 100 mm, der termisk motstand er i størrelsesorden $0,04 \text{ W/m} \cdot \text{K}$ [34].

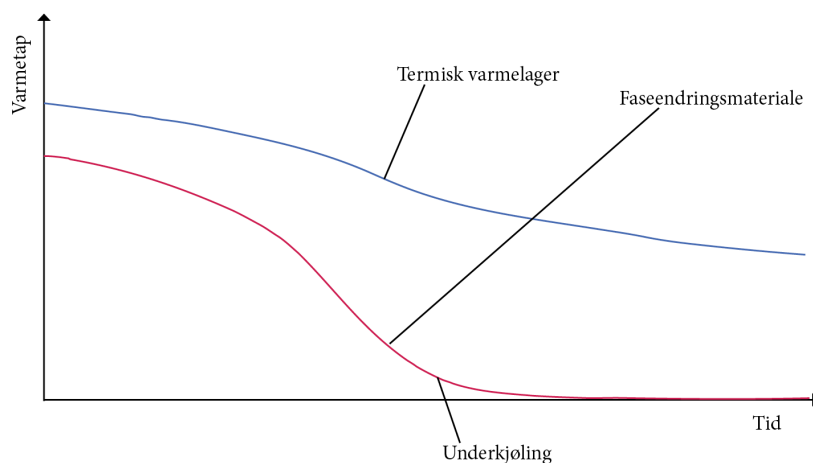
Dersom tanker ville blitt brukt til å lagre varme fra varmepumpen ved lavere temperaturer enn 65°C vil varmetapet synke, men det vil også energilagringmengden dersom temperaturforholdet er lavere som vist i figur 4.9. Ved døgnlagring er det effektivt på grunn av mediet kan brukes direkte (vann) og slipper dermed å varmeveksles. Størrelsene for lagring i varmtvannstanker er fleksibel da flere tanker kan settes opp.

Kostnadene for isolerte akkumulatortanker for vann er forskjellig for ulike størrelser. Et eksempel er PS300N fra varmeshop.no som koster 5967 kr som tilsvarer en literpris på 19,9 kr. Denne typen vertikale tanker kan kjøpes i størrelser på opp til 5000 l med en kostnad på 31462 kr som tilsvarer en literpris på 6,3 kr [35].

2.8.2 Faseendringsmaterialer

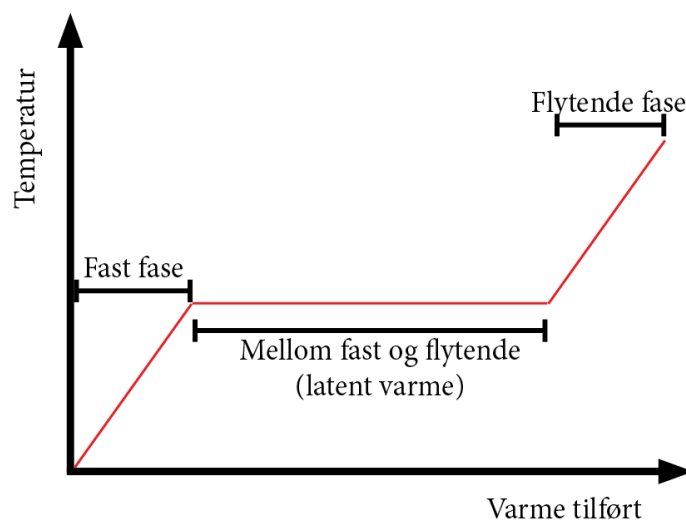
Lagring av energi ved faseendring (latent varme)

På grunn av høy energimengde ved faseendring er det interessant å se på denne type materiale for å effektivt lagre energi i lite volum. Underkjøling av et faseendringsmateriale er normalt en uønsket egenskap, men ved stabil underkjøling kan varmetap reduseres ved langtidslagring som illustrert i figur 2.17



Figur 2.17: Illustrasjon av varmetap for langtidslagring ved termisk og underkjølt scenario

Faseendingsmaterialer (heretter PCM - Phase Changing Material) lagrer latent varme i form av en faseendring som vist i figur 2.18. Kjemiske forbindelser gjør det mulig å lagre og frigjøre energi. Termisk energi blir frigjort eller tatt opp når materialet endrer fase, definert her enten fra flytende til fast eller fra fast til flytende form. Entalpiforandringen i denne faseendringen er for de fleste stoffer mye høyere enn kun ved termisk oppvarming ved normale temperaturforskjeller som vist i figur 2.18. De to hovedfordelene med PCM kontra andre typer termisk lagring er lavere volum og lavere varmetap til omgivelsene [36].



Figur 2.18: Illustrasjon av energimengde i latent varme for en faseendring

Figur 2.18 viser forholdet mellom temperatur og varme tilført. Varme tilført kan også defineres som varme avgitt fra materialet ved en faseendring fra flytende til fast fase. Varme tilført er gitt som lengden av den horisontale akse. Der varme tilført ved oppvarming til latent varme er mye mindre enn oppvarming ved faseendringen. Temperaturen er konstant under faseendringen som gjør varmelagring forutsigbart for varmeavgivelsen. Det er visse

2.8 Aktuelle teknologier for lagring av varme

termofysikalske, kinetiske og kjemiske egenskaper som må vurderes i et PCM til bruk i bygninger som presentert under:

Termofysikalske egenskaper [37]

1. Smeltetemperatur i det ønskede temperaturintervallet for å få god varmeavgivelse i prosessen som skal vurderes
2. Høy latent varme som fører til at volumet blir lavt og energitettheten høy
3. Høy spesifikk varmekapasitet som muliggjør ekstra varmelagring utenfor faseendringen
4. Høy termisk konduktivitet for å muliggjøre varmeveksling i faseendringen
5. Lav volumendring under faseendringen
6. Høy krystalliseringsrate for å skape høy varmeeffekt

Kjemiske egenskaper [37]

1. Fullstendig reversibel faseendring for å muliggjøre lagring og varmeavgivelse
2. Ingen degradering etter mange sykluser som fører til lang levetid
3. Ingen korroderende effekt på materialer brukt i systemet
4. Hverken giftige, brennbare eller eksplosive egenskaper

PCM kan deles inn i tre kategorier: Organiske-, uorganiske- og eutetiske-PCM. Disse tre kategoriene er det ikke gått videre inn på i denne oppgaven da de er studert i prosjekt-oppgaven. Det er heller ikke gått dypere inn i andre faseendringsmaterialer enn Natrium Acetat Trihydrat(SAT) som er bevist har en relativt stabil underkjølingsevne [38].

Eksempel på underkjøling av natrium acetat trihydrat og triggerfunksjon

Et eksempel på en teknologi som kan være interessant for Klimalaben er presentert her. Flere forsøk gjort av Sandnes og Rekstad undersøker underkjøling for SAT for varmelager som er utgangspunktet for dette avsnittet [38, 8]. En håndvarmer som vist i figur 2.19(a) er utgangspunktet for ideen om underkjøling og benyttelse av dette som varmelager.

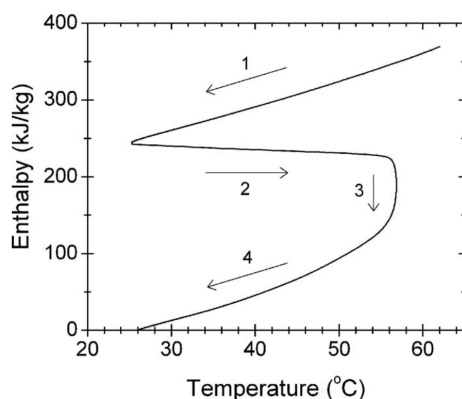


Figur 2.19: (a)Natriumacetat håndvarmer (b)Fleksibel trigger (c)Skrue-trigger [8]

En håndvarmer som vist i figur 2.19(a) er et eksempel på bruk av natriumacetat der oppvarming foregår ved en faseendring. (b) og (c) viser to triggertyper som setter i gang

nukleasjonsprosessen etter at materialet er underkjølt. Denne løsningen har mulighet til å underkjøles for dermed å lagre energi uten tap over lang tid [36].

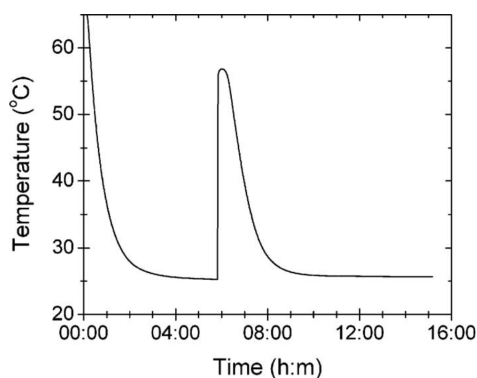
Figur 2.20 viser entalpi-temperatur diagram for underkjøling og varmeavgivelse fra en SAT- løsning. En stabil underkjøling vil opptre fra punkt 1 til romtemperatur. Fra romtemperatur til punkt 2 vil nukleasjonsprosessen starte. Varmeavgivelsen skjer ved relativt konstant temperatur ved punkt 3 etter nukleasjonsprosessen i punkt 2. Deretter blir løsningen avkjølt i punkt 4 ned til omgivelsestemperatur.



Figur 2.20: Entalpi- temperatur diagram for en nukleasjonsprosess for SAT [8]

Figur 2.20 viser at mye av energien som var tilført(før punkt 1) blir avgitt før faseendringen foregår dette er dermed et varmetap til omgivelsene. Undersøkelser viser at ved underkjøling av SAT til 20 °C vil virkningsgraden bli 50 % ved varmebehov over 45 °C, da varme vil gå tapt til omgivelsene [38].

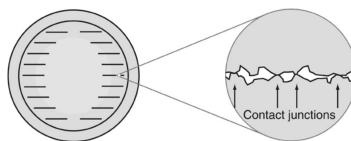
Punkt 1 viser en underkjøling av løsningen der temperaturen er langt under smeltetemperaturen. Figur 2.21 viser at løsningen varmes raskt opp fra romtemperatur til smeltetemperaturen på 58 °C før den gradvis blir avkjølt.



Figur 2.21: Natriumacetat temperatur-tid diagram der nukleasjonen intrefrer før kl 06.00 og gradvis blir avkjølt i løpet av to timer [8]

Krystalliseringsfasen(nukleasjonsprosessen) blir igangsatt ved hjelp av en høy lokal trykkøkning som fører til overheting på dette punktet i løsningen. Dette fører til en rask krystallise-

ringsprosess på 5 mm/s [37]. Dette kan oppnås ved hjelp av flere metoder, som vist i figur 2.19 der den vanligste er i form av en disk figur 2.19(b).



Figur 2.22: Metaldisk som trigger til nukleasjonsprosessen [8]

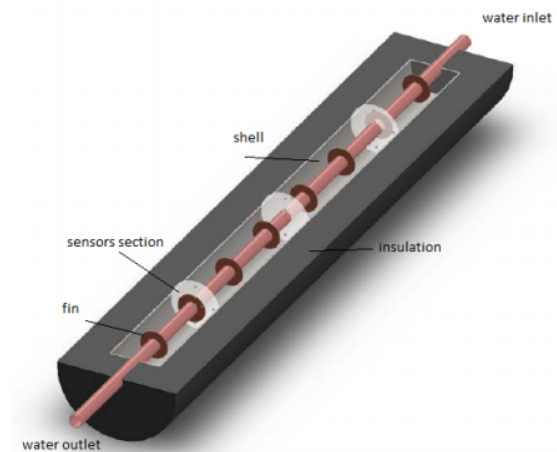
Dynamikk ved varmeveksling med PCM

Ved de to scenarioene lagringsmodus (fra fast til flytende fase) og utladningsmodus (fra flytende til fast fase) er det hovedsakelig to former for varmeveksling som foregår, henholdsvis konduksjon og konveksjon. Det vil oppstå forskjeller i tetthet og dermed vil naturlig konveksjon oppstå i den flytende fasen og føre til høyere varmeveksling enn kun ved konveksjon under smelteprosessen. Utladningsprosessen vil dermed ta lengre tid enn lagringsprosessen.

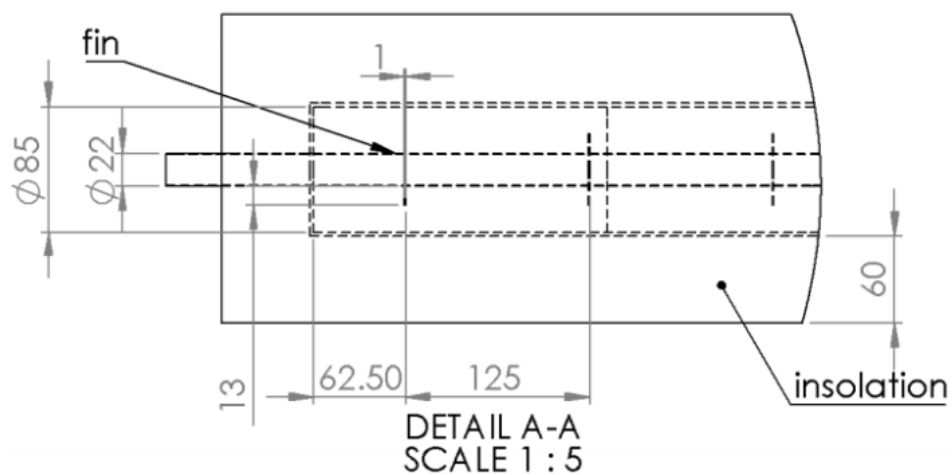
Ved varmeveksling fra varmevekslingsfluidet (heretter heat transfer fluid - HTF) til PCM vil HTF smelte PCM rundt rørene og føre til at den dominerende varmevekslingen foregår ved konveksjon i det flytende mediet. Dersom varme blir transportert fra PCM (nedkjølingsmodus) vil faseendringen foregå inntil rørene og konduksjon vil bli dominerende da en fast fase vil oppstå rundt rørene. Ved design av varmevekslere til bruk med PCM er det dermed viktig å ta hensyn til denne dynamikken [39]. Dette er allikevel ikke tatt hensyn til i denne rapporten, på grunn av tidkrevende beregninger.

Finner rundt rørene i varmeveksleren vil minske den termiske motstanden og øke konduktiviteten. Denne endringen viste seg å føre til 30-60 % raskere smeltetid [40]. Andre metoder for å redusere den termiske resistansen har blitt undersøkt, blant annet å tilsette materiale i løsningen med høyere termisk konduktivitet. Dette fører imidlertid til lavere energilagringspotensiale da det fortrenger PCM som tidligere var i løsningen [41].

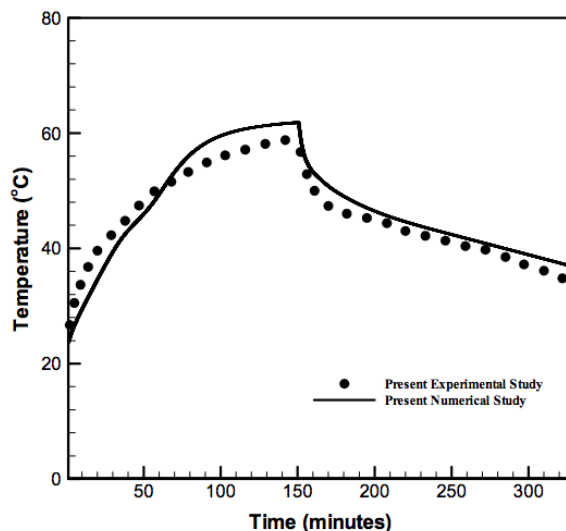
Eksperimenter er gjort med forskjellige PCM, blant annet RT 50 (smeltepunkt på 50°C) som undersøkt ved bruk av finner. Her er finner introdusert i to størrelser på 13 mm og 16 mm utenpå et rør på 22 mm i diameter som vist i figur 2.23 og 2.24. Figur 2.25 viser temperaturforløpet for henholdsvis smelte og frysingsprosessen før og etter 150 minutter. Temperaturen til vannet ført gjennom røret i senter var mellom 70-80°C i lagringsmodus (smelting av materialet). RT 50 har i størrelsesorden like termiske egenskaper som SAT [9].



Figur 2.23: Konfigurasjon for en PCM-celle [9]



Figur 2.24: Størrelse på finner og PCM i eksperimentet [9]



Figur 2.25: Temperaturforløpet til PCM(RT 50) med finner i rør ved vanntemperatur på 70-80°C [9]

Kostnader for SAT

Det har ikke vært mulig å finne noen kommersielle systemer med underkjøling. Kostnader er dermed estimert med tilsvarende systemer og materialer. Kostnader for SAT inkludert nukleasjons-triggeren og oppbevaringspose finnes på Biltema der det koster 15 NOK for totalt 70 gram [42]. Det kan estimeres at ca 50 gram av dette er selve SAT med smelte-temperatur på 58°C. Prisen per kilo materiale fratrukket pose og trigger ligger rundt 300 kr/kg. Deretter tilkommer rørføringer og beholder. Det er utfordrende å estimere pris på rørføringer og beholder som gjør at det benyttes et system fra Sunamp som kilde for prisestimat presentert nedenfor.

Dersom SAT bestilles i større kvantum vil kostnadene reduseres. SAT estimeres å ha en råvarekostnad på mellom 600- 700 \$/tonn som tilsvarer rundt 6 kr/kg[43]. Deretter tilkommer frakt og avgifter. Det er ikke sikkert at dette materialet er rent nok for å kunne underkjøles, det er derfor ikke vurdert i den økonomiske analysen.

Sunamp varmebatteri

Det finnes kommersielle systemer som benytter faseendringsmaterialer til å lagre energi. Sunamp leverer et system med SAT for oppvarming av tappevann uten underkjøling. Dette er basert på oppvarming ved hjelp av en el-kolbe tilknyttet et solcelleanlegg. Som vist i vedlegget er lagret energimengde på 4-5 kWh. Temperaturene på vannstrømmen ut er gitt som 35-65 °C ved en vannstrøm på 14 liter per minutt. Det er imidlertid et varmetap fra denne cellen på 0,579 kWh/dag som tilsier at denne cellen ikke benytter underkjøling. Dette gjør at denne cellen ikke kan sammenliknes direkte med det foreslåtte systemet på Klimalaben. Kostnaden for dette systemet er derimot interessant å vurdere da størrelsesorden på denne cellen er relativt lik to celler foreslått senere i denne oppgaven. Kostnadene er oppgitt til £ 1700 som tilsvarer 18400 kr.

Kapittel 3

Beskrivelse av systemet

I dette kapitlet blir de aktuelle systemene på Klimalaben presentert i tillegg til driften av bygget som lager grunnlaget for temperaturnivåene i varmesystemet.

3.1 Oversikt over Klimalaben

Klimalaben er et påbygg til Otta videregående skole som ble åpnet 21. januar 2015. Skolen deltok i et nasjonalt prosjekt kalt -Grønne kommuner. Dette var initiert av myndighetene som ble starten på utviklingsprosjektet. Et ønske om et nasjonalt pilotprosjekt for nye teknologier der elevene også fikk godt læringsutbytte ble oppfylt.

Arealet i klimalaben er på $160 m^2$ fordelt på to etasjer. Bygget produserer mer energi enn det forbruker i løpet av et år. Dette er takket være solcellepaneler, solfangere, vindmølle og varmepumpe.

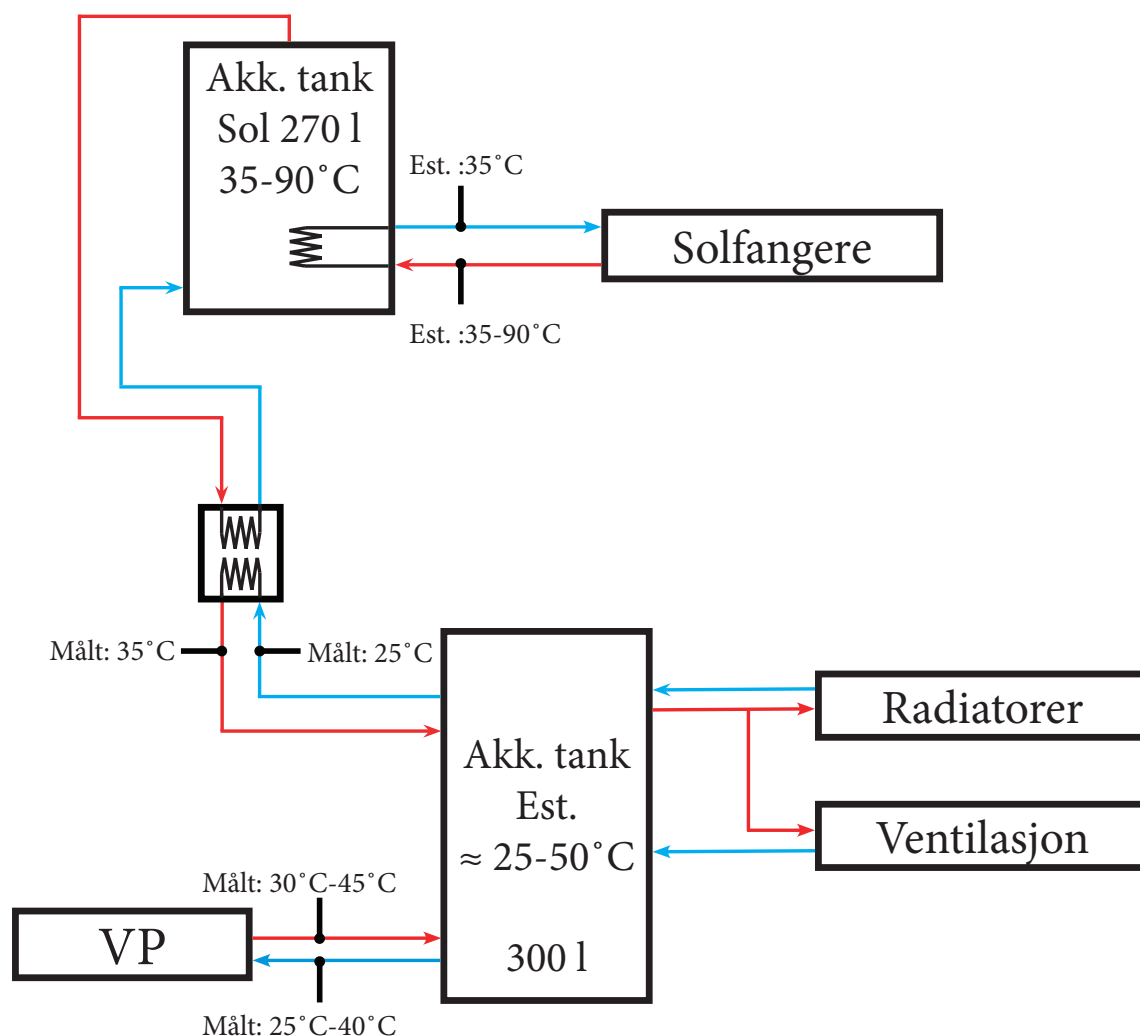
Passivhustandard er innført med god isolasjon i alle bygningsselementer, vinduer og dører [44]. Veggelementene som er bruk på klimalaben benytter et spesielt skum-materiale med god isolasjonsevne kalt Mjøs- element.

Oppvarming av klimalaben foregår ved en kombinasjon av ventilasjon og radiatorer fra en felles akkumulatortank vist i kapittel 3.3.2. Det er koblet til en liten sløyfe for gulvvarme, men denne brukes ikke i dag. Radiatorene har en maksimal effekt på 4 kW, og varmebatteriet har en maksimal effekt på 12 kW.



Figur 3.1: Oversiktsbilde av solcellepaneler

Denne rapporten har solfangeranlegget (inkludert akkumulatortanken for solfangerene) og varmepumpen som hovedfokus, selv om temperaturnivåer i oppvarmingssystemet er undersøkt. Derfor er det kun gitt temperaturer for disse to systemene i figur 3.2. Denne figuren viser også varmeveksleren som skiller solfangersystemet fra resten av varmtvannskretsen. Dette muliggjør en temperaturforskjell mellom solakkumulatortanken og resten av systemet. Dette er nødvendig på grunn av at solakkumulatortanken også fungerer til oppvarming av tappevann. Tappevannskretsen er det valgt å neglisjere her, da den kun er tilkoblet en vask som sjelden brukes i følge dataanalysen. Målepunkter for temperatur er estimert ut fra systemskjemaet i figur 11.2 i vedlegget. Temperaturene som vist i figuren viser estimerte og målte temperaturer. De målte temperaturene er fra nettportalen tilknyttet Klimalaben BuildingOS. De estimerte temperaturene er ved hjelp av karakteristikk for akkumulatortanken for solfangersystemet i kapittel 3.3.1. Dette er temperaturer for en typisk driftssituasjon der varme behøves i bygget.



Figur 3.2: Forenklet systemskjema for vannbårent oppvarmingssystem med temperaturmålinger

Figur 11.2 i vedlegg viser systemskjema for varmestømmer tilsendt fra Klimalaben. Dette skjemaet er grunnlaget for figur 3.2 og analyse av varmesystemet generelt.

3.2 Solfangeranlegg

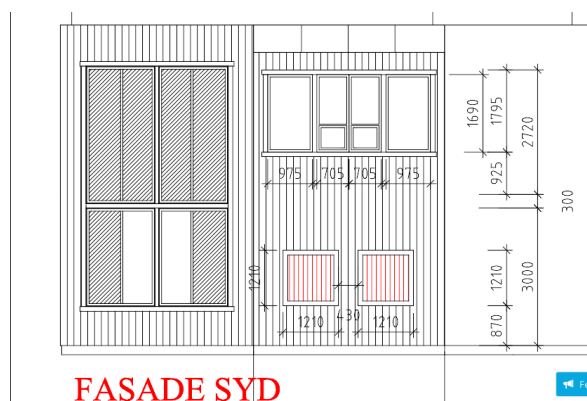
Solfangerene er fra Nordan som et samarbeid med Aventa Solar AS som har levert akkumulatortanken og styringssystemet. Dette er bygningsintegreerte moduler montert på sørsiden av bygget. Bygget er orientert i sørlig retning som vist i figur 3.3. Dette gjør at solfangerene kan estimeres optimal sørlig orientering. Det totale solfangerarealet er på $8,778 \text{ m}^2$ bestående av seks solfangere. Fire av solfangerene har en kollektorstørrelse på $600 \text{ mm} \times 2705 \text{ mm}$ og to har en størrelse på $600 \text{ mm} \times 1905$.

Dette er flat-plate solfangere som definert i kapittel 2.7.2. Figur 7.1 viser oppsettet der solfangerene er definert som de vertikale panelene rundt viduene i figur 3.4b og figur 3.4a.

3.2 Solfangeranlegg



Figur 3.3: Oversikt orientering for klimalaben der Nord er vertikalt [10]



(a) Solfangere fasade syd i de skraverte feltene [15]



(b) Bilde solfangere

Figur 3.4: Solfangersystem fasade syd

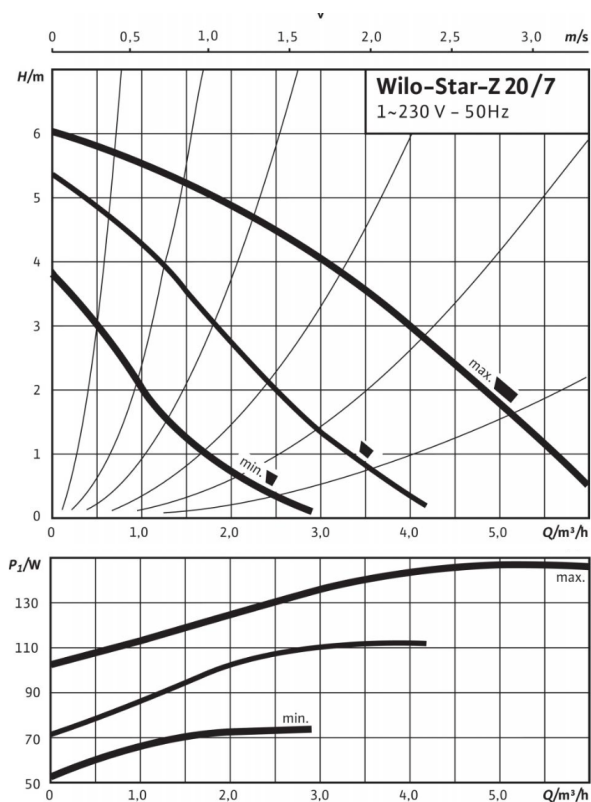
Pumpene i solfangersystemet som vist i figur 3.1 er av type Wilo Star Z/7-3 med maksimal pumpehøyde (head) på 6 meter per pumpe [16]. Det ble først montert kun en pumpe, men denne kunne ikke levere tilfredstillende trykk til at vannet nådde til toppen av solfangere. Deretter ble det installert en sekundær pumpe i serie av samme type [15]. Pumpekarakteristikken er vist i figur 3.2. Disse pumpene er sentrifugalpumper med tre ulike arbeidspunkter som vist i figur 3.1 ved den røde bryteren.

3.2 Solfangeranlegg



Tabell 3.1: Bilde av pumper i serie installert på Klimalaben

Figur 3.2 viser pumpediagrammet for pumpene installert. Her er de tre arbeidspunktene plottet som funksjon av pumpehøyde og volumstrøm i tillegg til effekt i plottet under.



Tabell 3.2: Pumpediagram for pumper i solfangersystemet [16]

3.3 Akkumulatortanker

Det finnes to akkumulatortanker på Klimalaben. Den ene er en akkumulatortank til solfangersystemet som er nødvendig for å ha et separat system med forskjellig temperatur fra resten av systemet. Den andre tanken er tilkoblet alle systemer og mellomlagrer energi for en jevn energiflyt.

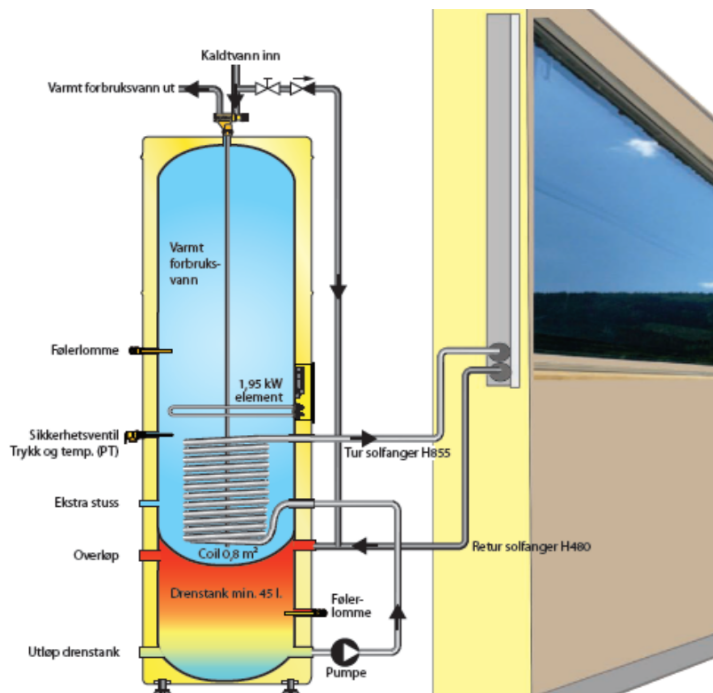
3.3.1 Akkumulatortank til solfangere

En akkumulatortank er installert i et lukket system med solfangerene. Dette er nødvendig for å ha kontroll på temperaturen i solfangerene og for å få høyest virkningsgrad. Akkumulatortanken er levert gjennom et samarbeid mellom Aventa Solar, Nordan og Ozo. Modellen installert i Klimalaben er Aventa Solar 330. Størrelsen er på totalt 330 l der 61 l består av en drenvannstank som ivaretar dreneringsfunksjonen. Energien i drenvannstanken varmeveksles med forbruksvannet i en varmevekslerspiral før vannet returnerer til solfangeren. En pumpe driver sirkulasjonen for å opprettholde temperaturen i forbruksvannet. Tabell 3.3 viser størrelsene på solakkumulatortanken.

Tekniske data bereder	
Type:	Aventa Solar 330
Høyde:	1987 mm
Totalt volum:	331 liter
Volum forbruksvann:	270 liter
Volum over el-element:	170 liter
Drensvannstank:	61 liter

Tabell 3.3: Tekniske data for akkumulatortanken i solfangersystemet [11]

Figur 3.5 viser systemets virkemåte og konfigurasjonen på det nåværende systemet, bortsett fra at det ikke finnes en el-kolbe i tanken på Klimalaben.



Figur 3.5: Illustrasjon av virkemåte for akkumulatortanken i kombinasjon med solfanger [11]

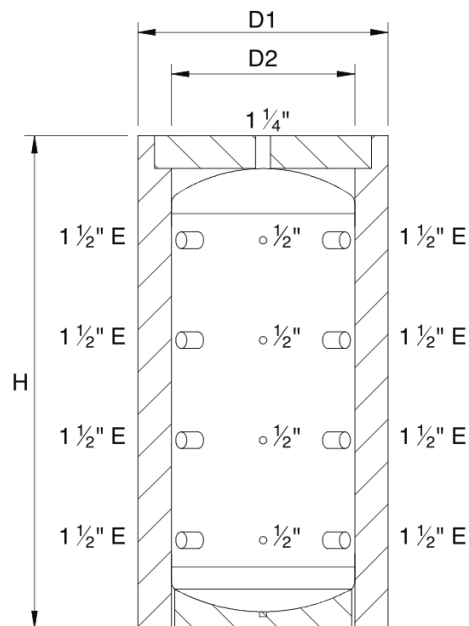
3.3.2 Akkumulatortank til alle varmestrømmer

Fra figur 3.2 og aktuelt systemskjema i figur 11.2 vises oppsettet der alle varmtvannstrømmer er tilkoblet akkumulatortanken. Akkumulatortanken er en universal Oschsner Öko-master 320.00 NU01 på 300 l. Denne er isolert med 70 mm polyuretan og har mange tilkoblingsmuligheter som vist i figur 3.6.

Varmetap er gitt som 2,36 kWh/dag med den tyske standarden DIN V 4701-10[33]. Det har ikke vært mulig å finne temperaturforhold i denne standarden men det antas likevel et temperaturnivå på 65 °C.



(a) Akkumulator installert på Klimalaben



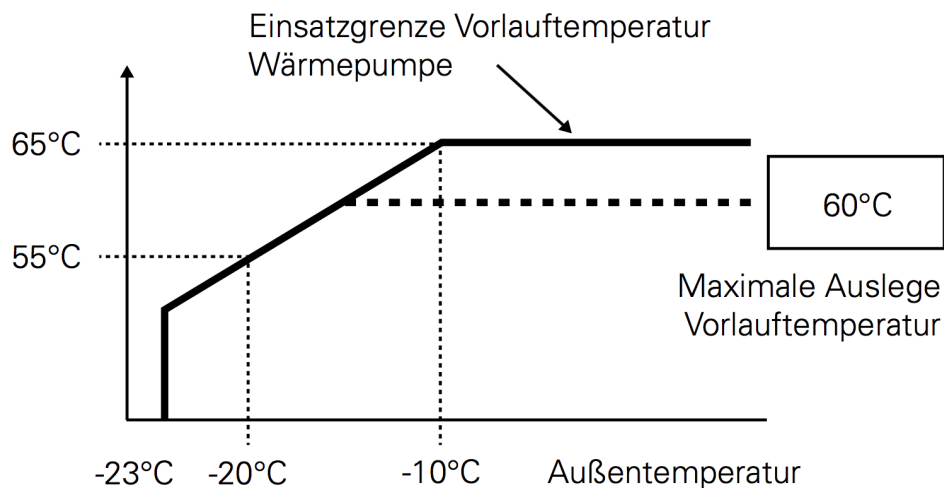
(b) Skjematisk tegning fra datablad [33]

Figur 3.6: Akkumulatortank for alle varmekilder(300 l)

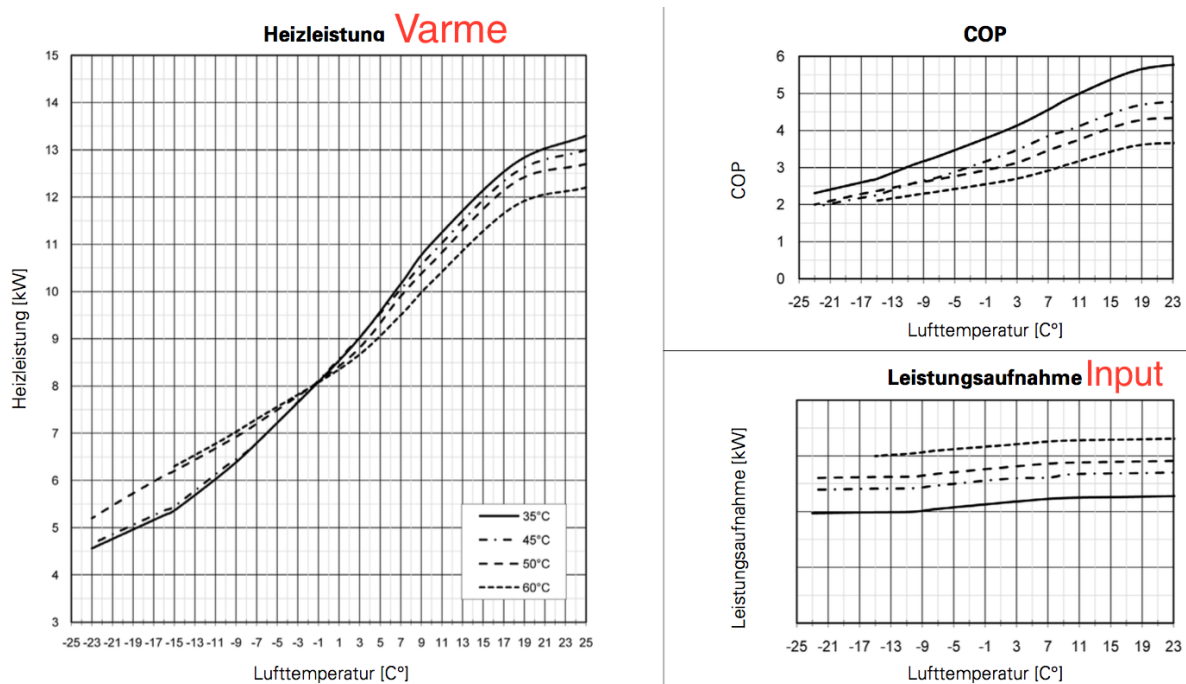
3.4 Varmepumpe

Varmepumpen på Klimalaben er en luft-vann varmpumpe med nominell effekt på 9kW. Den er produsert av det tyske produsenten Ochsner. Modellen er Golf Maxi Plus 9. Varmepumpen kan levere vanntemperaturer mellom 35-65 °C ved en effekt opp til 12 kW som vist i figur 3.8. Dette muliggjør oppvarming av tappevann ved 65 °C.

Virkningsgrad(Coefficient of Performance- heretter COP) påvirkes av utetemperatur som vist i figur 3.8. COP ved 7/35 er 4,5, der utetemperaturen er 7°C og vanntemperaturen fra kondensatoren er 35 °C.



Figur 3.7: Maksimal vanntemperatur fra kondensator i varmepumpekretsen ved ulike utetemperaturer[12]



Figur 3.8: Oversikt over varmeeffekt, COP og kompressoreffekt ved ulike utetemperaturer[12]

3.5 Drift av bygget

Det er valgt å nevne driften av bygget på grunn av at dette har innflytelse på energiforbruket og potensiale for energilagring.

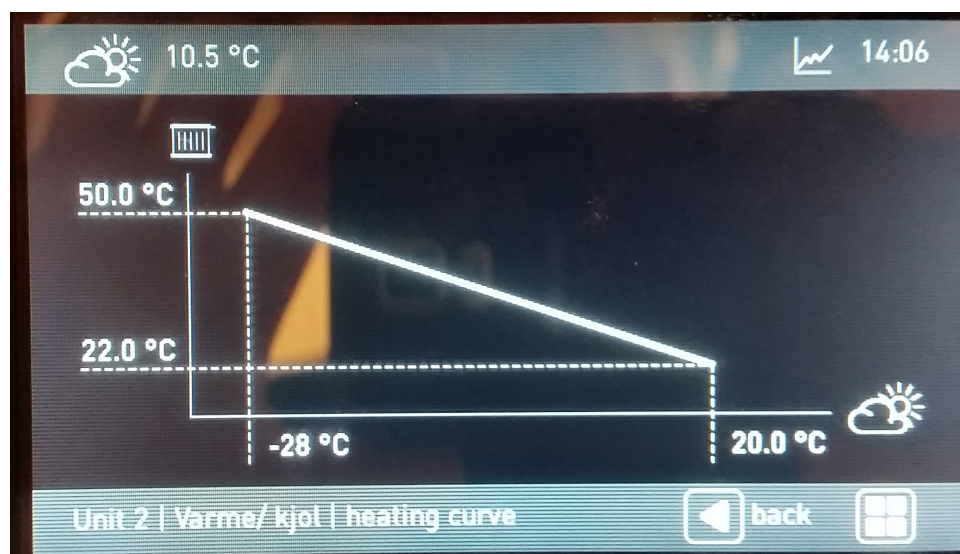
Ventilasjon

Ventilasjonsanlegget har en driftsperiode fra mandag til fredag fra kl08.00 -15.40 untatt i ferier. I driftsperioden er luftmengden konstant(CAV - Constant Air Volume), og tilluftstemperaturen har utetemperaturkompensering [15]. Ventilasjonsanlegget får varme fra et varmebatteri på tilluftssiden som forsynes fra akkumulatortanken i kapittel 3.3.2.

Drift av Solfangersystem

Solfangeranlegget blir styrt av Nordan/Aventa Solar sist automatiske system. Pumpen i figur 3.5 vil stoppe å pumpe vann til solfangerene dersom solfangerene ikke kan levere høy nok temperatur eller hvis en temperatursetpunkt er oppnådd i akkumulatortanken. Dette vil typisk inntreffe på vinteren og på sommeren. Vannet i solfangerene vil dermed renne tilbake til akkumulatortankens drentank for å motvirke frysing eller overoppheting [45].

Temperaturnivåene i akkumulatortanken i figur 3.3.2 som forsyner bygget med varmt vann er styrt av utetemperaturen som vist i figur 3.4. Utetemperaturkompenseringen er styrt via Oscher systemet som vist i figur 3.4.



Tabell 3.4: Utetemperaturkompensering for temperatur i akkumulatortank

Her er ligger temperatursetpunktene mellom 22 og 50 °C, når utetemperaturene varierer mellom -28 og 20 °C. Temperaturene i hoved-akkumulatortanken blir styrt av dette systemet. Stigningstallet for denne temperaturen er beregnet til -0,5833. Funksjonen for kurven er gitt i likning 3.1.

$$T_{set} = -0,5833 \cdot T_{ut} + 33,667 \quad (3.1)$$

Der T_{set} er setpunkttemperaturen i tanken, og T_{ut} er utetemperaturen.

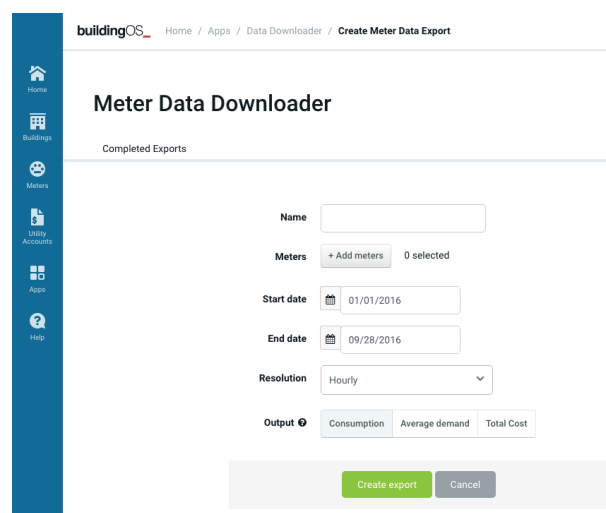
Kapittel 4

Metode

For å forstå anlegget i tilstrekkelig grad ble det gjennomført en befaring tidlig i prosessen og påfølgende befaringer. Deretter ble det dannet forenklede modeller for de aktuelle delene av systemet og nye modeller for beregning av energibesparelse som presenteres i dette kapitlet.

4.1 Datainnsamling

Innsamling av data ble gjort gjennom webtjenesten BuildingOS som har en bus-link til målere på Klimalaben via SD-anlegget (sentral driftskontroll). Måledata er tilgjengelig ved å spesifisere tidsintervall, samplingsrate og type måler. Samplingsraten kan defineres fra 1 minutt til time eller på månedsbasis. Måledata fra Klimalaben er åpent for publikum gjennom denne tjenesten[46].



The screenshot shows the 'Meter Data Downloader' interface in the BuildingOS web application. The breadcrumb trail at the top reads 'buildingOS Home / Apps / Data Downloader / Create Meter Data Export'. The main heading is 'Meter Data Downloader' with a sub-heading 'Completed Exports'. On the left is a vertical navigation menu with icons for Home, Buildings, Meters, Utility Accounts, Apps, and Help. The main content area contains the following fields and controls:

- Name:** An empty text input field.
- Meters:** A '+ Add meters' button and '0 selected' text.
- Start date:** A date picker set to '01/01/2016'.
- End date:** A date picker set to '09/28/2016'.
- Resolution:** A dropdown menu set to 'Hourly'.
- Output:** Radio buttons for 'Consumption', 'Average demand', and 'Total Cost', with 'Consumption' selected.
- Buttons:** A green 'Create export' button and a grey 'Cancel' button.

Figur 4.1: Skjermbilde fra front-end tjenesten BuildingOS

Samplingsraten for data som ble samlet inn for denne prosjektoppgaven ble satt til en time. Dette forenklet mange kalkulasjoner i forhold til å benytte 1 minutt eller 15 mi-

nutter. Systemene beskrevet har ikke egenskaper som behøver en rask samplingsrate da bygget har en termisk masse og en stor tregghet [24]. Samplingsrate på en time gjør at effekt kan multipliseres med tidsforbruk for å få energimengde.

Datene ble lastet ned fra BuildingOS i CSV-format for deretter å bli importert til Microsoft Excel og konvertert til xls-format. MATLAB ble brukt for videre analyse ved å importere xls-filene. Etter innsamling og utvalg av dataene ble de analysert for å finne karakteristikk for lagring.

Energiforbruk som presentert i figur 5.1 ble sammenliknet med teoretiske antakelser i figur 2.10 fra kjent teori. En analyse viste imidlertid en stor forskjell mellom energiforbruk og produksjon for andre solfangersystemer og dette systemet. Solfangereanlegget hadde null produksjon på sommeren da det i følge teorien skulle ha størst produksjon som presentert i kapittel 5.2 og teorien i figur 2.10.

4.2 Modell for varmemestrømmer og varmeenergi

I denne oppgaven var det viktig å etablere en standard for alle varmemestrømmer for å ha likt utgangspunkt for beregninger og sammenlikninger.

Varmestrømmer kan beregnes med varmelikningen:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p (T_{in} - T_{ut}) \quad (4.1)$$

Antakelser for varmemestrømmer

\dot{Q} er varmeeffekt inn eller ut av et system [kW]

\dot{m} er massestrøm inn eller ut av et system [kg/s]

c_p er varmekapasiteten som er estimert som konstant 4,2 [kJ/(kg · K)] innenfor temperaturnivåer i dette systemet

T_{inn} er temperaturen inn til et system [°C]

T_{ut} er temperaturen ut fra et system [°C]

Denne varmelikningen er antatt brukt i analyser der varmeeffekter er beregnet i BuildingOS systemet. Denne er ikke brukt direkte da massestrømmer manglet for noen av systemene.

Likning 4.2 for varmemengde er brukt for å beregne total varmeenergi i vanntanker og varmelagring.

$$Q = m \cdot c_p (T_{maks} - T_{min}) \quad (4.2)$$

Antakelser for varmemengde

Q er varmemengde i systemet [kJ]

m er masse for mediet i system [kg]

c_p er konstant innenfor temperaturnivåer i dette systemet [kJ/(kg · K)]

T_{maks} er den maksimale temperaturen i systemet [°C]

4.3 Modell for varmepumpeytelser

T_{min} er den minimale temperaturen i systemet [$^{\circ}C$]

I alle beregninger for varme og energimengder der vann er brukt forutsettes ρ for vann lik 1000 kg/m^3 som tilsvarer $1 \text{ dm}^3 = 1 \text{ l} = 1 \text{ kg}$. Temperatur ved bruk av enheten $^{\circ}C$ tilsvarer en forskjell i Kelvin[K] som brukes i likningene 4.1 og 4.2 direkte.

Modellen som hovedsakelig er brukt i denne oppgaven er akkumulert varmemengde som er definert av integralet til varmeeffekten over tid med samplingsrate på en time.

$$Q = \int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}(t) dt \quad (4.3)$$

Likning 4.3 er brukt i de fleste simuleringer i denne oppgaven på grunn av at \dot{Q} er gitt for de fleste systemer. For eksempel er varmeeffekten fra solfangersystemet og varmepumpe-systemet gitt fra BuildingOS.

4.3 Modell for varmepumpeytelser

4.3.1 Modell for tilført kompressorenergi i varmepumpen

For å bruke COP og utetemperaturen i varmepumpen var det viktig å lage en modell som representerer karakteristikene på en enkel og korrekt måte. En forenklet modell for varmepumpen ble dermed definert av definisjonen for COP i kapittel 2.1. Det ble ikke gått videre inn på fordampereffekt og entalpi for arbeidsmediet på grunn av at dette ikke var nødvendig for å representere varmepumpen i tillegg til at disse dataene ikke var mulig å hente fra BuildingOS.

På grunn av mangel på målinger av massestrøm i systemet ble beregninger av varmepumpeeffekt og COP basert på følgende parametere i denne modellen: målte utetemperaturen for tilhørende COP fra datablad i figur 3.8 og målt kondensatoreffekt ut fra varmepumpen Q_e . Temperatur fra kondensatoren i varmepumpen er definert som $50 \text{ }^{\circ}C$. Dette fører til at databladet for $50 \text{ }^{\circ}C$ er benyttet. Der maksimal effekt og COP er definert. Varmeavgivelse ut fra varmepumpen er definert av varme ut fra kondensatoren som er beregnet i BuildingOS der massestrøm, c_p og temperaturforskjell på vannstrøm inn og ut inngår som i likning 4.1.

Den andre verdien som er gitt av BuildingOS-systemet er kompressoreffekten. Det er den andre variabelen i definisjonen av COP i likning 2.1 og betegnet som $P_{k,a}$ (aktuell kompressoreffekt). Den målte kompressoreffekten ble ikke benyttet på grunn av feil ved målinger av COP i systemet, som er forklart i detalj i kapittel 5.5. Varmeeffekten (Q_e) ut ble ansett som en viktigere parameter da dette er det faktiske varmebehovet til bygget, som dannet grunnlaget for videre beregning.

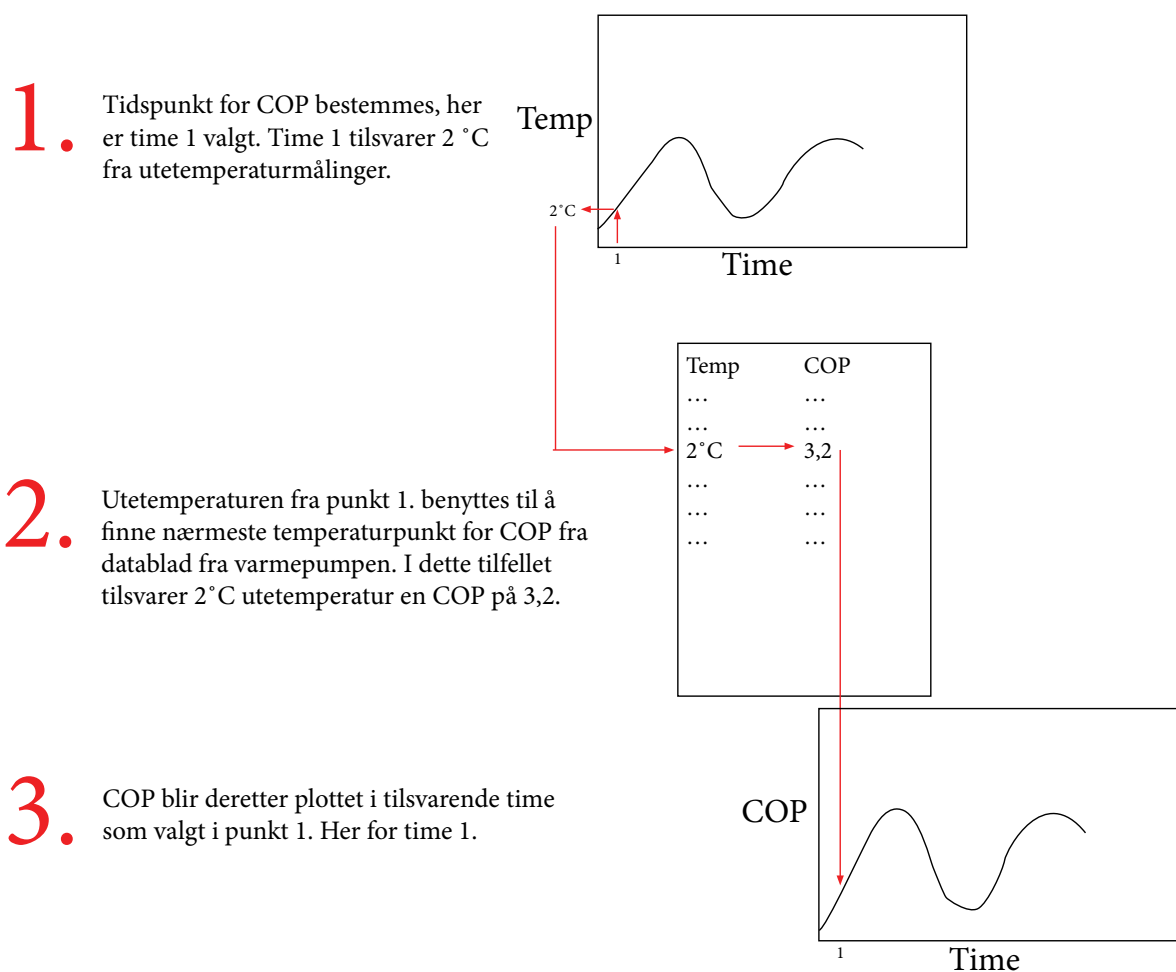
Fordi den målte kompressoreffekten ble forkastet ble teoretiske kompressoreffekter benyttet. Disse ble funnet ved å bruke definisjonen av COP og effekt ut fra kondensatoren (Q_e). Når ulike driftsscenarier skal sammenliknes vil benyttelse av teoretiske verdier for kompressoreffekt og COP gjøre at driftsscenarioene får samme utgangspunkt. Dette er gjort

4.3 Modell for varmepumpeytelser

i kapittel 6.2. Figur 4.2 og likning 4.4 viser hvordan COP for ulike tidspunkter og utetemperaturer er definert for bruk i analyser.

$$COP(i) = COP(T(i)) \quad (4.4)$$

Der $T(i)$ er den målte utetemperaturen ved time i . Dette er vist i som et eksempel i figur 4.2 med de diskrete COP verdiene lest av fra databladet i figur 3.8.



Figur 4.2: Flytskjema for beregning av COP for målte utetemperaturer

4.3.2 Prediktiv modell for styring av varmpumpe ved bruk av værdata

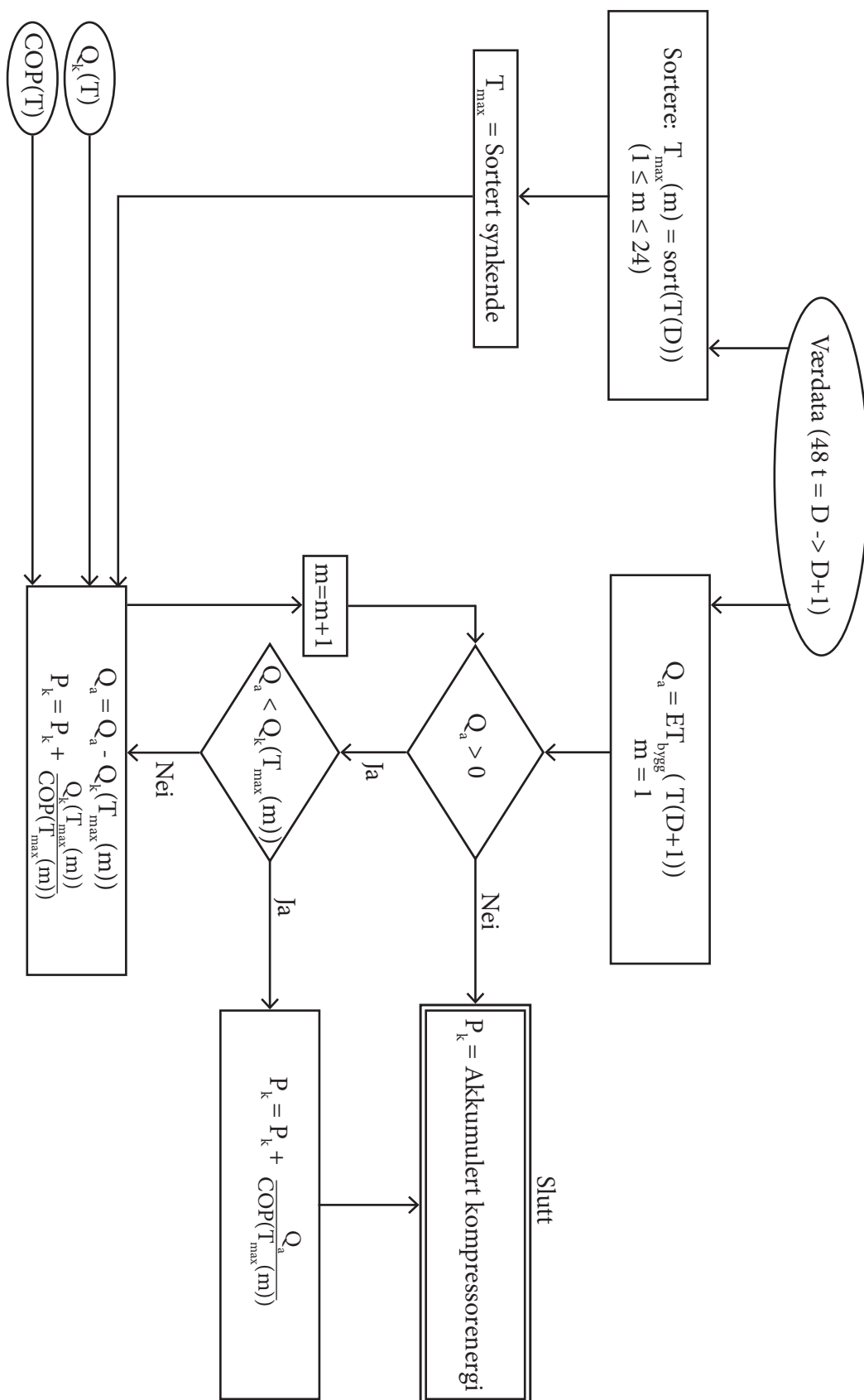
Det oppstod et behov for å differensiere forskjellige styringsprinsipper for å få en mest mulig korrekt modell. Grunnlaget for denne differensieringen er forklart nærmere i avsnitt 6.2. De to hovedprinsippene er *prediktiv styring* og *optimal styring* som begge er dekket av begrepet *prediktiv modell* som presentert i avsnitt 4.3.3.

Ved introdusering av prediktiv styring i systemet med varmpumpe og energilagring er det mulig å spare energi tilført kompressoren som vist i figur 6.11. DMPC vil være aktuelt i dette systemet som forklart i kapittel 2.6. Prediktiv styring ved bruk av utetemperaturer og datablad for varmpumpen er definert her og forklart i flytskjemaet i figur 4.3. Alle effekter er multiplisert med en time og betegnet som energimengder.

Værdata for utetemperaturen ved de neste 48 timene blir lastet inn i en programvare som beregner maksimal COP for varmpumpen og behov for bygget ved ET -kurven (Energi-temperatur). Dette er vist i figur 4.3. D er definert som ett døgn med 24 timer. $D + 1$ er dagen etter som skal dekket av energi med produksjon i løpet av dag D . Q_a er den beregnede akkumulerte kondensatorenergien som behøves for bygget ved neste dag $D + 1$. Denne er beregnet med energi-temperatur kurven for bygget ET_{bygg} .

Værdata benyttes også til å finne de maksimale temperaturene for inneværende dag D og sortere disse i synkende rekkefølge gitt som T_{max} . Dette gjør at datasettene for maksimal kondensatorenergi ved gitt temperatur $Q_k(T)$ og COP ved gitt temperatur $COP(T)$ kan benyttes ved innsetting av T_{max} . Kompressorenergien P_a blir dermed beregnet for gitt kondensatorenergi Q_k ved maksimal temperatur og COP. Neste time $m + 1$ blir deretter benyttet som fører til en ny T_{max} og tilsvarende nye verdier for $Q_k(T)$ og $COP(T)$. Dette forløper til Q_a er lik 0 eller at $Q_a < Q_k$, som tilsvarer at kondensatorenergien er dekket for forventet behov neste dag.

Prediktiv styring er styringsprinsippet definert i flytskjemaet i figur 4.3 der temperaturer for $D + 1$ blir benyttet for å beregne behovet for bygget. *Optimal styring* vil benytte temperaturer samme dag D slik at behovet for bygget blir beregnet og sammenliknet med den aktuelle kompressorenergien ved samme dag: $P_{k,a}$. I flytskjemaet vil dermed Q_a endres fra $ET_{bygg}(T(D + 1))$ til $ET_{bygg}(T(D))$. Kondensatorenergien dekket likevel alle dager med en prediktiv modell, der kompressoren endrer driftspunkt til optimal COP og tilhørende maksimal kondensatoreffekt. Den optimale styringen vil fortsatt være en form for prediktiv styring, som gjør at den er definert under den overordnede prediktive modellen. Dette er rent teoretisk, men fører til at temperaturdifferanser fra dag til dag elimineres og kun temperaturforskjellen i løpet av samme dag undersøkes.



Figur 4.3: Flytskjema for prediktiv styring av varmpumpen

For å finne spart kompressorenergi må den prediktive eller optimale styringen sammenliknes med den aktuelle kompressorenergien som målt ved Klimalaben. Den målte kompressorenergien viste seg i kapittel 5 å være feil som førte til at disse også er beregnet med utetemperaturen, men med gitt produksjon fra varmpumpen i løpet av dagen. For den *prediktive styringen* vil den akkumulerte kompressorenergien P_k dekke behovet for energi ved $D + 1$ som fører til at den aktuelle kompressorenergien $P_{k,a}$, ved $D + 1$ må benyttes. Spart kompressorenergi ved *optimal styring* kan estimeres ved å sammenlikne den nye P_k (beregnet i figur 4.3 ved behov $ET_{bygg}(T(D))$) og den aktuelle kompressorenergien $P_{k,a}$ ved D . Likningene for energisparing per dag er dermed definert som:

$$P_s(\text{Prediktiv}) = P_{k,a}(D + 1) - P_k \quad (4.5)$$

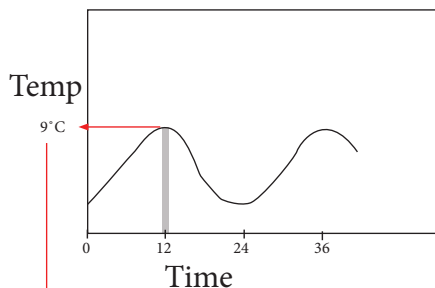
$$P_s(\text{Optimal}) = P_{k,a}(D) - P_k \quad (4.6)$$

Der P_s er spart kompressorenergi gitt i kWh per dag. Det optimale styringsprinsippet er også vist som et eksempel i figur 4.4 og 4.5.

I de praktiske utregningene er det brukt målt kondensatorenergi fra varmpumpen som erstatter ET_{bygg} . Varmepumpen vil med denne styringen settes på maksimal effekt ved høyest COP for å dekke forventet energiforbruk. Maksimal COP tilsvarer også maksimal utetemperatur som er bakgrunnen for punkt 1. i figur 4.4. COP og kondensatorenergi Q_k ved temperatur T er definert fra databladet i figur 3.8.

T(1):

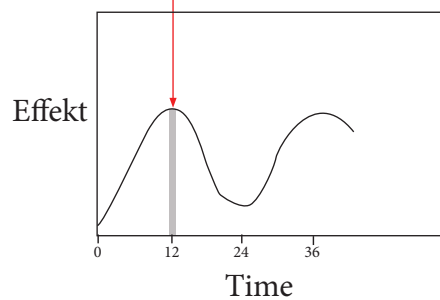
1. Time med høyest utetemperatur finnes, her er time 12 funnet. Maksimal temperatur tilsvarer 9°C fra utetemperaturmålinger. $T([1,24])$ er sortert etter høyest temperatur: $T(1) = 9^{\circ}\text{C}$, $T(2) = 8^{\circ}\text{C}$, $T(3) = 7^{\circ}\text{C}$, osv.



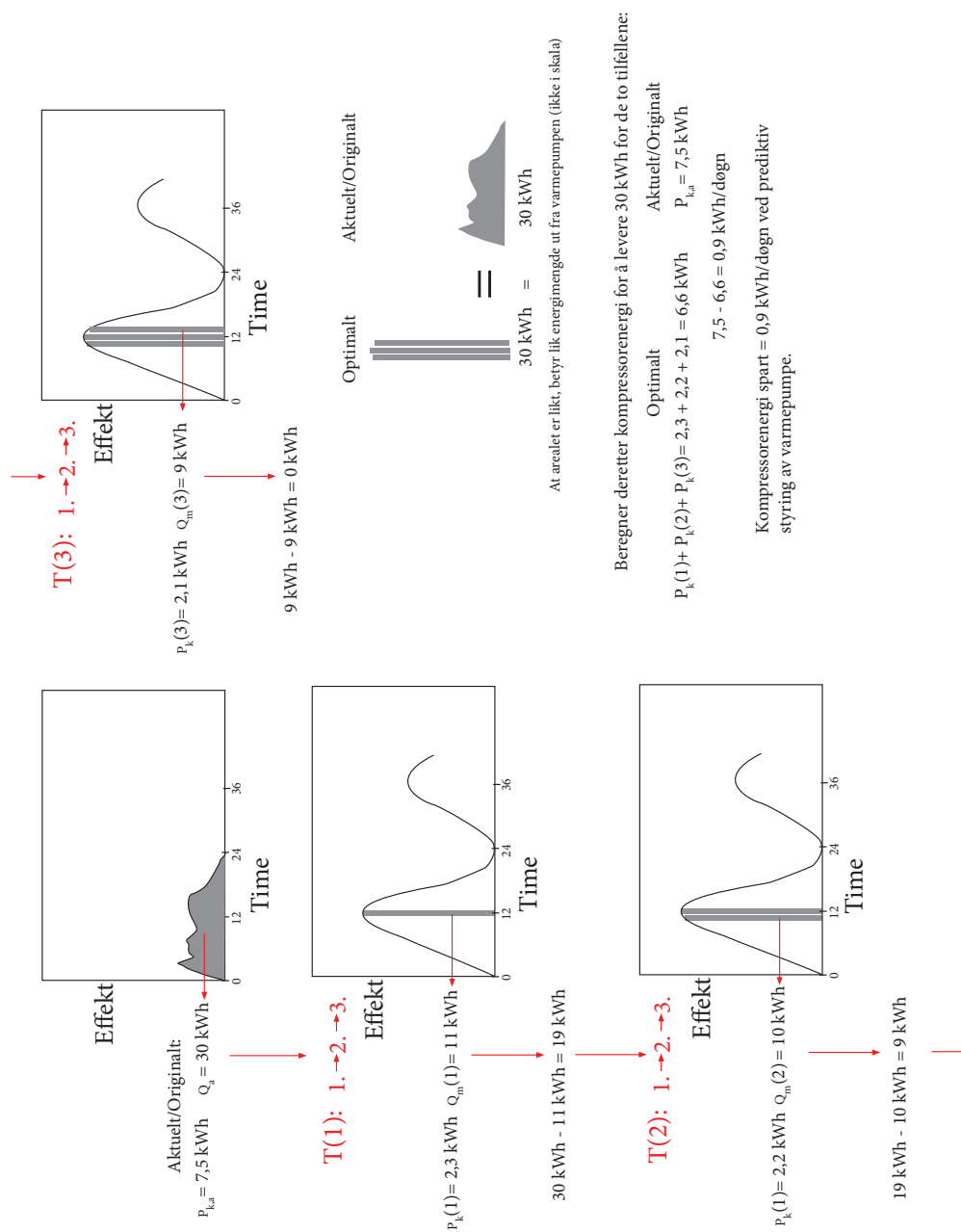
2. $T(1)$ benyttes til å finne nærmeste temperaturpunkt for maksimal effekt fra datablad fra varmepumpen. I dette tilfellet tilsvarer 9°C utetemperatur en effekt på 11 kW fra varmepumpen. Dette blir så multiplisert med 1 time da temperaturen er gjennomsnittet av en time.

Temp	Maksimal -kondensatoreffekt(Q_m)
...	...
9°C	11 kW
...	...
...	...
...	...

3. Effekt blir deretter plottet i tilsvarende time som valgt i punkt 1. Her for time 12.



Figur 4.4: Prediktiv styring

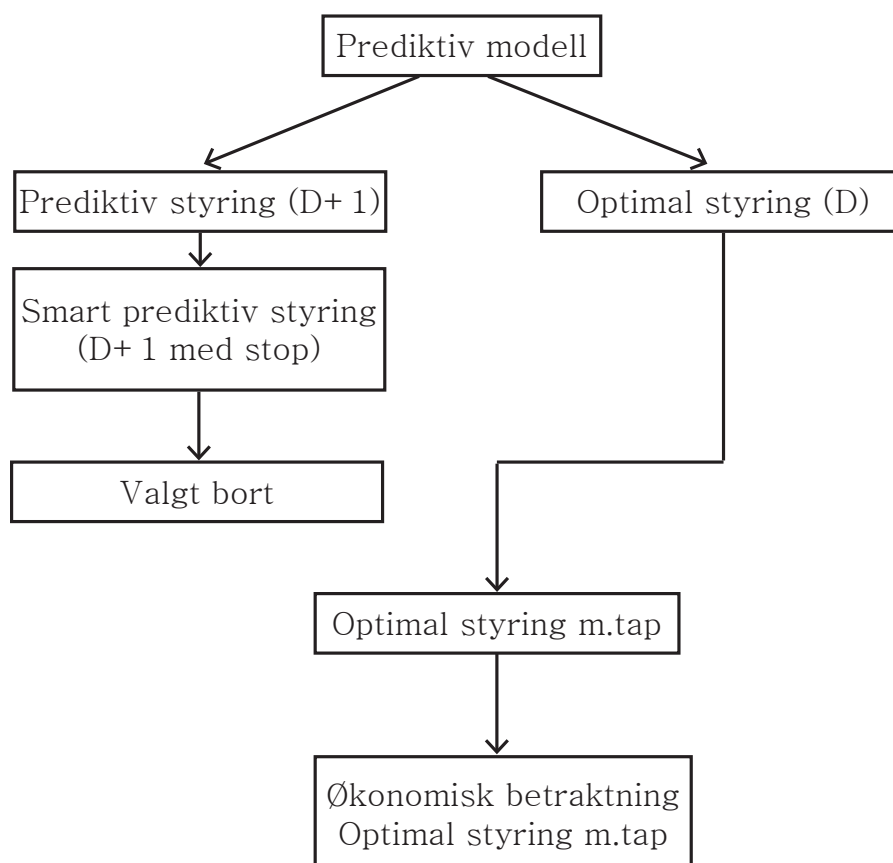


Figur 4.5: Metode for beregning av spart kompressorenergi

Den originale akkumulerte energimengden i løpet av et døgn blir dermed dekket med maksimal effekt fra varmepumpen i et kort tidsrom med høy COP. Resultatet ved bruk av denne metoden er vist i figur 6.6 i kapittel 6.2. Energien som blir produsert i løpet av tidsrommet med høyest COP vil være nødt til å lagres for å kunne bli benyttet gjennom det neste døgnet for at styringen skal være aktuell.

4.3.3 Differensiering av prediktiv modell for styring av varmepumpen

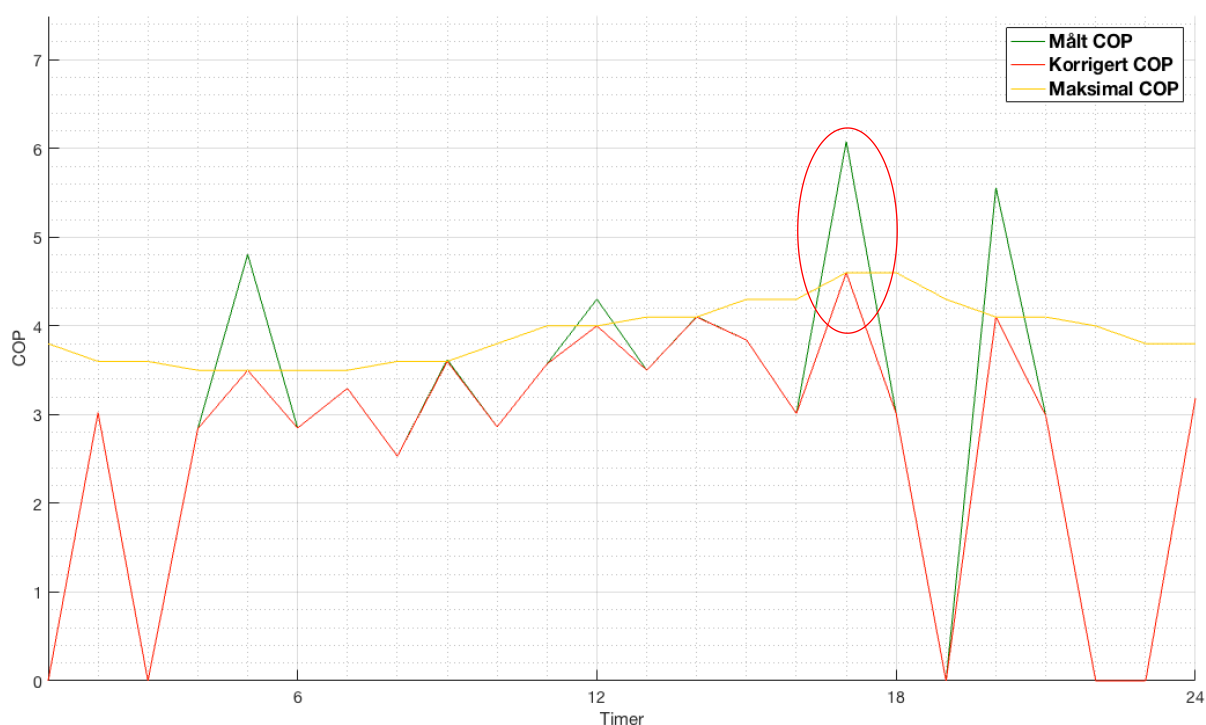
Som presentert tidligere er den prediktive og optimale styringen definert ut fra forskjellige dager D eller $D + 1$ for temperaturer ved beregning av behovet til bygget. Oversikten i figur 4.6 viser delprinsipper innenfor den prediktive og optimale styringen. *Smart prediktiv styring* tar vurderer gjennomsnittstemperaturer for D og $D + 1$ der den stopper prediktiv styring dersom gjennomsnittstemperaturen ved D er 3K lavere enn $D + 1$. Dette er på grunn av at besparelsene trolig vil bli negative. Dette er forklart ytterligere i avsnitt 6.2 og likning 6.1 og 6.2. Varmepumpen vil dermed kjøres uten styring denne dagen. *Optimal styring* blir vurdert for videre analyse inkludert varmetap i akkumulatortanker og en økonomisk betraktning som vist i figur 4.6. Dette er for å få resultater som er mest mulig uavhengig av tilfeldige daglige temperaturvariasjoner.



Figur 4.6: Inndeling av den prediktive modellen

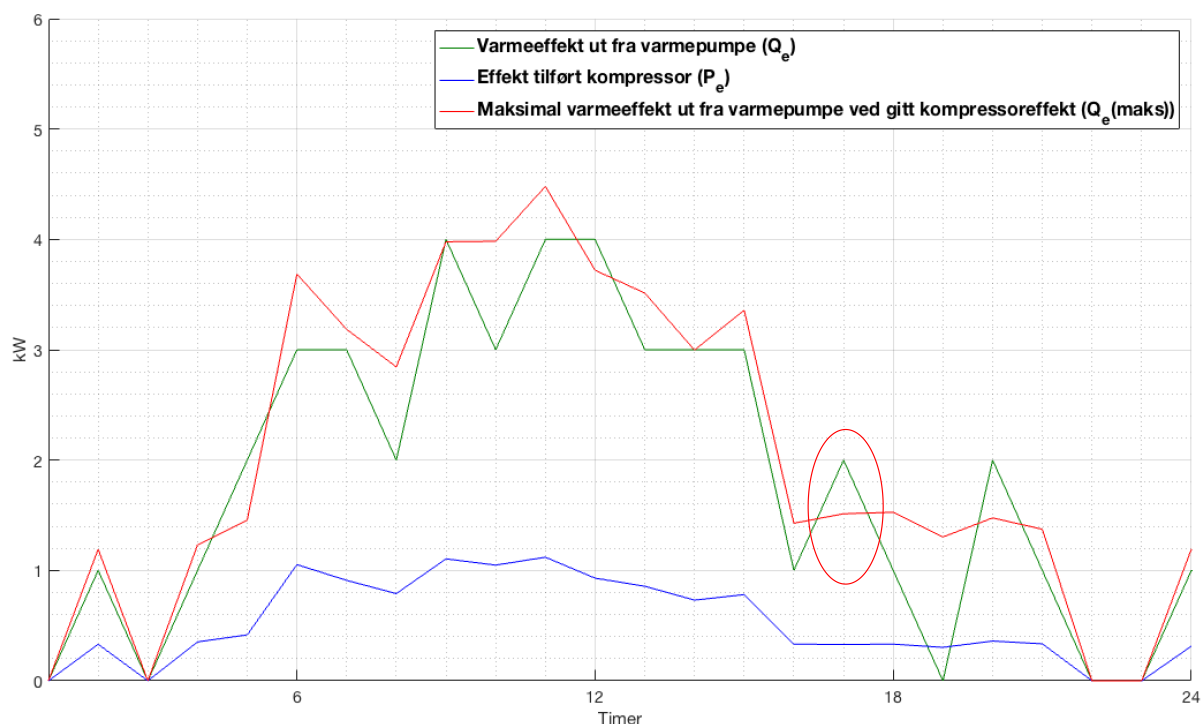
4.3.4 Modell for korrigering av COP

En innledende analyse av varmeeffektkurvene for bygget viste en høy COP ved flere tidspunkter som ikke samsvarte ikke med teoretiske verdier for COP som definert i kapittel 2.7.1. COP for en varmepumpe med luft som varmekilde er vanligvis lav ved lave utetemperaturer. Tre forskjellige verdier for COP oppstår dermed under korrigering i kapittel 5.5 som også er vist her for mandag i figur 4.7. Aktuell(målt) COP er en av de tre som er definert ved temperaturmålinger gjort ved klimalaben og prosedyren utført i figur 4.2. Figur 4.8 viser at målt COP for varmepumpen overstiger maksimal teoretisk COP ved flere tidspunkter. Dette ble påvist ved å bruke målte verdier for Q_e , P_k og likning 2.1. Q_e er dermed for høy i forhold til gitt P_k slik at COP blir høyere enn den teoretisk maksimale. Dette er vist i figur 4.8. Der hvor varmeeffekt overstiger maksimal varmeeffekt ved gitt kompressoreffekt er det feil i målingene som vist med rød ring i figur 4.7 og 4.8.



Figur 4.7: Korrigert COP for varmepumpen ved bruk av teoretisk maksimal COP

4.3 Modell for varmpumpeytelser



Figur 4.8: Maksimal effekt for varmpumpen ved bruk av teoretisk maksimal COP og aktuell effekt

Her er P_k lik den blå linjen i figur 4.8. Kompressoreffekten multiplisert med maksimal COP som funnet ved hjelp av prosedyren i figur 4.2, kan maksimal effekt finnes som vist i figur 4.8. Maksimal effekt er plottet i rødt der målt aktuell effekt overstiger teoretisk maksimal effekt ved flere tidspunkter. Et eksempel er vist med rød ring i figur 4.7 og 4.8 og verdier er gitt nedenfor. Her er et eksempel satt opp for å illustrere feilen. Målte verdier er presentert i tabell 4.1 for 25.04.2016.

$$\left. \begin{array}{l} Q_e \\ P_k \end{array} \right| = \begin{array}{l} 2 \text{ kW} \\ 0,329 \text{ kW} \end{array}$$

Tabell 4.1: Målt elektrisk effekt til kompressor og kondensatoreffekt kl 17 25.04.2016

COP er så beregnet for det aktuelle tidspunktet fra de målte verdiene.

$$COP = \frac{Q_e}{P_k} = \frac{2}{0,329} = 6,08 \quad (4.7)$$

Maksimal COP ved gitt tidspunkt med rød ring in figur 4.7 er 4,6 på grunn av utetemperaturen på 6,01 °C gitt ved prosedyre forklart i figur 4.2. Den beregnede COP på 6,08 er dermed alt for høy som fører til at disse dataene er upålitelige. Ved beregning av teoretisk kompressorenergi gitt av utetemperaturen er det dermed brukt kun \dot{Q}_e som forklart i avsnitt 4.3.1 og teoretisk COP for å få et godt sammenlikningsgrunnlag.

4.4 Modell for varmetap i akkumulatortank

En modell for varmetap fra akkumulatortank er definert for å estimere varmetap ved døgnlagring med varmepumpen. Geometrien og materialene er definert av akkumulatortanken installert på Klimalaben som vist i figur 3.6. En forenklet modell for varmetap er definert ved konduksjon gjennom veggene i akkumulatortanken som vist i likning 4.8 [47].

$$q_L = k \cdot \frac{T_{iv} - T_{yv}}{L} \quad (4.8)$$

Varmetap til omgivelsene finnes ved å multiplisere q_L med arealet av yttersiden på tanken.

$$q_L \cdot A = \dot{Q}_{tap} \quad (4.9)$$

Der T_{iv} er temperaturen på innerveggen i tanken i °C og T_{yv} er temperaturen på ytterveggen av tanken i °C. k er varmeledningsevnen til veggmaterialet og L er tykkelsen til veggen.

Forenklinger som er gjort:

- Uniform vanntemperatur i tanken
- Veggtemperatur på innsiden av tanken T_{iv} er lik som vanntemperaturen
- Veggtemperatur på yttersiden av tanken T_{yv} er lik som romtemperaturen
- Romtemperatur er 20°C

Fra databladet til akkumulatortanken er følgende verdier funnet for modellen presentert i tabell 6.1.

- Isolasjonstykkelse $L = 0,1 \text{ m}$
- Termisk konduktivitet for isolasjon (polyuretan) = $0,043 \text{ W/m} \cdot \text{K}$ [48]

4.4.1 Energimengde i akkumulatortank ved forskjellige temperatursetpunkt for varmesystem

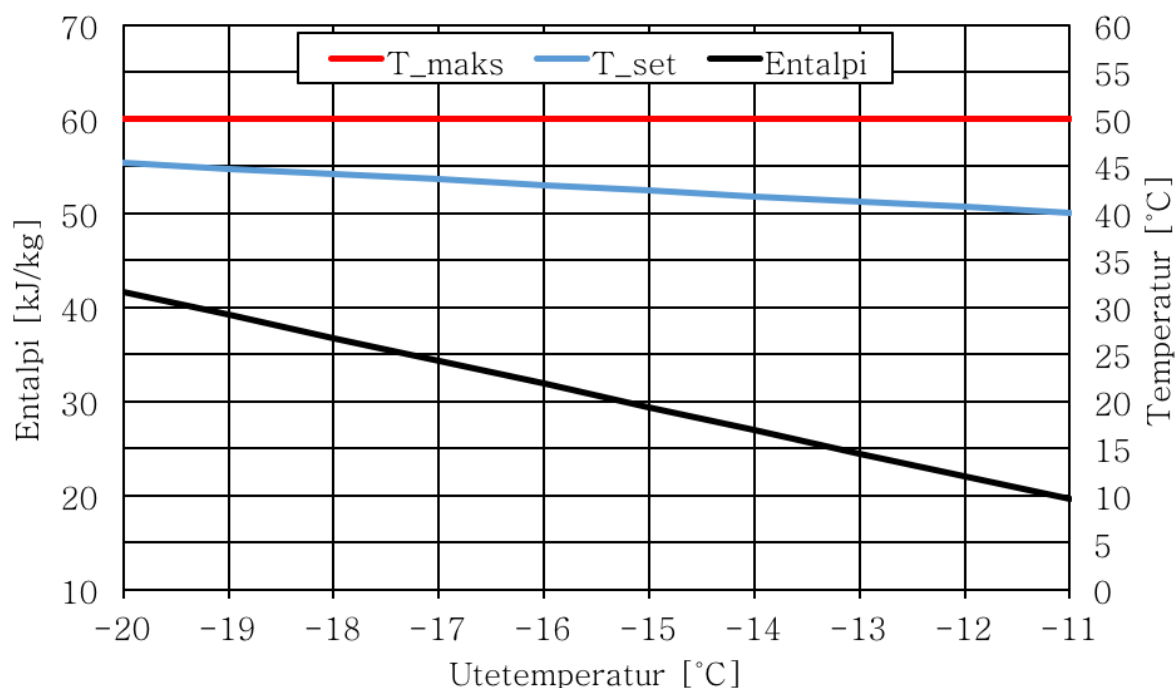
Figur 4.9 viser setpunkttemperaturer som er gitt av utetemperaturkompenseringskurven i figur 3.4. Entalpien for vannet lagret i tanken blir påvirket av denne temperaturen da entalpi mengden er definert av ΔT for vannet som er forskjellen mellom T_{maks} og T_{set} i figur 4.9.

$$h_{tank} = c_p \cdot (T_{maks} - T_{set}) \quad (4.10)$$

Der h_{tank} er entalpi mengde gitt i $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$, T_{maks} er maksimal lagringstemperatur i akkumulatortanken i °C og T_{set} er setpunkttemperaturen for varmesystemet gitt av utetemperaturkompenseringskurven.

4.5 Modell for energi fra solfangere

Det er valgt å illustrere kjølige utetemperaturer for å vise at entalpmengden synker ved lavere utetemperaturer. T_{maks} er definert som 50 °C da dette er definert som kondenseringstemperaturen for vannet fra varmepumpen.



Figur 4.9: Temperaturnivå og entalpi for vannet i akkumulatortanken ved ulike utetemperaturer

Denne sammenhengen er med på å bestemme total utnyttbar energi i tanken som vist i figur 6.12.

4.5 Modell for energi fra solfangere

Det viste seg at data fra solfangeranlegget egentlig var tilført energi til ventilasjonsanlegget som vist i avsnitt 5.8. Dette førte til mangel på data fra solfangeranlegget. Disse datene er dermed estimert med empiriske verdier i tillegg til simuleringsprogrammet System Advisory Model (heretter SAM).

De empiriske verdiene er basert på et anlegg på Moi i avsnitt 2.5. Dette anlegget gir en virkningsgrad på 56 % for produsert varme og 41 % for tappet varme ved de dagene med reelle temperaturforhold. Virkningsgraden er definert som energi utnyttet delt på energi innstrålt på den bygningsintegreerte solfangerflaten. Virkningsgradene kombinert med forhold mellom solinnstråling og solinnstråling $\eta_{90/opt}$ på en flate med vinkel som de BI-panelene var tilstrekkelig for å gjøre overslagsberegninger.

Innstrålt effekt på solfangerflaten er totalt innstrålt effekt r multiplisert med faktoren $\eta_{90/opt}$ som tar hensyn til forskjellen mellom optimal vinklet flate og 90° BI flate som beregnet senere i avsnitt 5.7. Varmeeffekten tappet fra anlegget er beregnet som innstrålt

4.5 Modell for energi fra solfangere

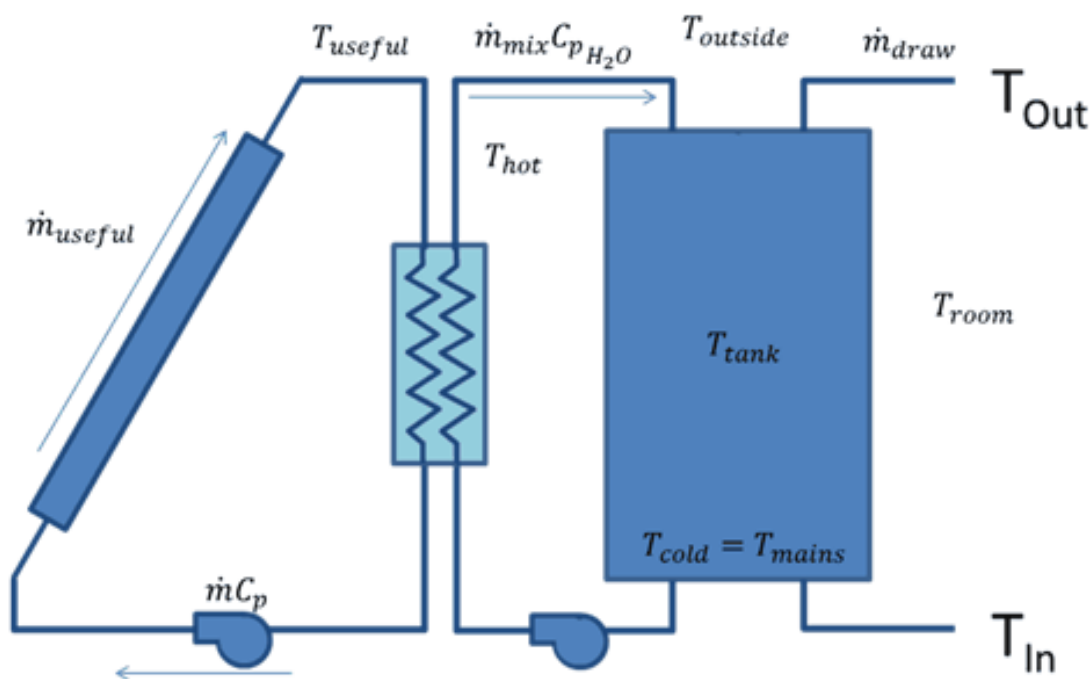
effekt på solfangerflaten multiplisert med virkningsgraden på 41 % (η) definert fra anlegget på Moi og arealet av solfangerene som vist i figur 4.11.

$$\dot{Q} = r \cdot \eta_{90/opt} \cdot A \cdot \eta \quad (4.11)$$

Der A er arealet i m^2 , r er innstrålingen målt med en pyranometer i W/m^2 , $\eta_{opt/90}$ er innstrålingsforholdet mellom optimal vinkel og 90° BI, og η er virkningsgraden for solfangersystemet. Solinnstrålingen målt ved Klimalaben ble dermed brukt for å beregne den teoretiske energimengden per dag. Varmeeffekten beregnet ved bruk av målte solinnstrålingsverdier ble deretter ganget med 1 time for å få total energimengde per time som forklart i kapittel 4.1.

4.5.1 Modellering av solfangersystem med System Advisory Model

Simuleringsprogrammet System Advisory Model (heretter SAM) ble benyttet for å estimere temperaturer og energimengder fra solfangersystemet. Modellen for solfangersystemet er presentert i figur 4.10. Vann sirkulerer gjennom solfangerene og varmeveksles med vannet fra tanken.



Figur 4.10: Modell for solfanger og lagringstank i SAM [13]

Varmeveksleren i figur 4.10 er ekstern, men på Klimalaben er denne plassert internt i akkumulatortanken. Virkningsgraden til varmeveksleren er definert som 75 %. Varmeeffekt for tappet vann, her definert som $\dot{Q} = \dot{m}_{draw} \cdot c_p \cdot (T_{out} - T_{in})$ er estimert til energimengden tilført PCM-systemet som presentert i avsnitt 4.7. I PCM-systemet er ΔT er forskjellen mellom T_{tank} og temperatur ut fra PCM-cellen.

Lagring med PCM-celler foregår direkte i det modellerte systemet i figur 7.1 og temperatursjiktninger i tanken vil ikke forekomme med konstant blanding av varmestrømmer. T_{tank} er dermed temperaturen som blir brukt til lagring i PCM-cellene beskrevet i avsnitt 4.8.

Solfangerene som er installert på Klimalaben fantes ikke i simuleringsprogrammet, men fire solfangere ble valgt med totalt tilsvarende areal. Disse er av merket SunEarth der modellen Sunwise SP-24 ble simulert. Dette er en flat-plate solfanger med relativt likt areal som gjennomsnittet av solfangerene på Klimalaben. Fire panaler à $2,29 \text{ m}^2$ fører til et totalt solfangerareal på $9,16 \text{ m}^2$ som er $0,29 \text{ m}^2$ større en på Klimalaben. Solfangervinkelen ble satt til 90° , og azimutvinkelen direkte mot sør (180°). Den totale massestrømmen ble satt til $0,13 \text{ kg/s}$ som tilsvare massestrømmen målt på Klimalaben. Solfangerene er koblet i parallell som tilsier at massestrømmen per solfanger er $0,0325 \text{ kg/s}$. Albedotallet ble satt til $0,2$ som er et empirisk tall basert på gress i front av solfangerene [49]. Værdata fra Bergen ble benyttet, da alternativene var Oslo og Östersund. Dette forklares nærmere i avsnitt 5.8. Størrelse og størrelsesmengde for tapping fra tanken er presentert og kalibrert i avsnitt 5.8.1.

For simulering av SAT-celle ble variabler endret for å simulere lagring. Maksimal temperatur i tanken ble satt til $83 \text{ }^\circ\text{C}$ for å estimere uttak ved denne temperaturen for oppvarming av SAT i lagringstanken. Dette forklares nærmere i avsnitt 4.8. Størrelsen på lagringstanken ble satt til lik som energimengden som kreves for oppvarming og faseendring for en SAT-celle. Temperaturnivå i vannet vil også tilsvare oppvarming og faseendring mellom romtemperatur og opp til $83 \text{ }^\circ\text{C}$. Dette kan beskrives med likning 4.12

$$Q_{fullstendig} = Q_{vann} \quad (4.12)$$

$$m_{SAT} \cdot (h_{A-B} + h_{B-C} + h_{C-D}) = V_v \cdot \rho_v \cdot c_{p,v} \cdot \Delta T$$

Der $Q_{fullstendig}$ er energimengden som kreves for oppvarming og faseendring for SAT [kWh]. Q_{vann} er energimengden som kreves for oppvarming av vann [kWh], m_{SAT} er massen til SAT i SAT-cellen [kg], h er entalpier definert i avsnitt 4.7 [kJ/kg], V_v er volumet av vanntanken i solfangersystemet [m^3], ρ_v er tettheten til vannet [kg/m^3], $c_{p,v}$ er varmekapasiteten til vann ($4,2 \text{ [kJ/(kg} \cdot \text{K)]}$) og ΔT er temperaturforskjellen mellom romtemperatur og ønsket temperatur [K].

Tanken blir fullstendig tømt for energi hver natt og tilført vann med romtemperatur. Energilagring i en ny SAT-celle kan dermed igangsettes neste dag. Ved tapping(energilagring i lukket krets) av varmt vann fra tanken ved temperatur T_{tank} er returvannet definert av temperaturreduksjon som følge av varmeveksling i SAT-røret og ikke T_{cold} . Kostnadene for lagring vil være knyttet opp mot trykktap i rørføringer da pumpene til solfangerene må opprettholde en volumstrøm for å gjøre en fullstendig faseendring i SAT-cellen.

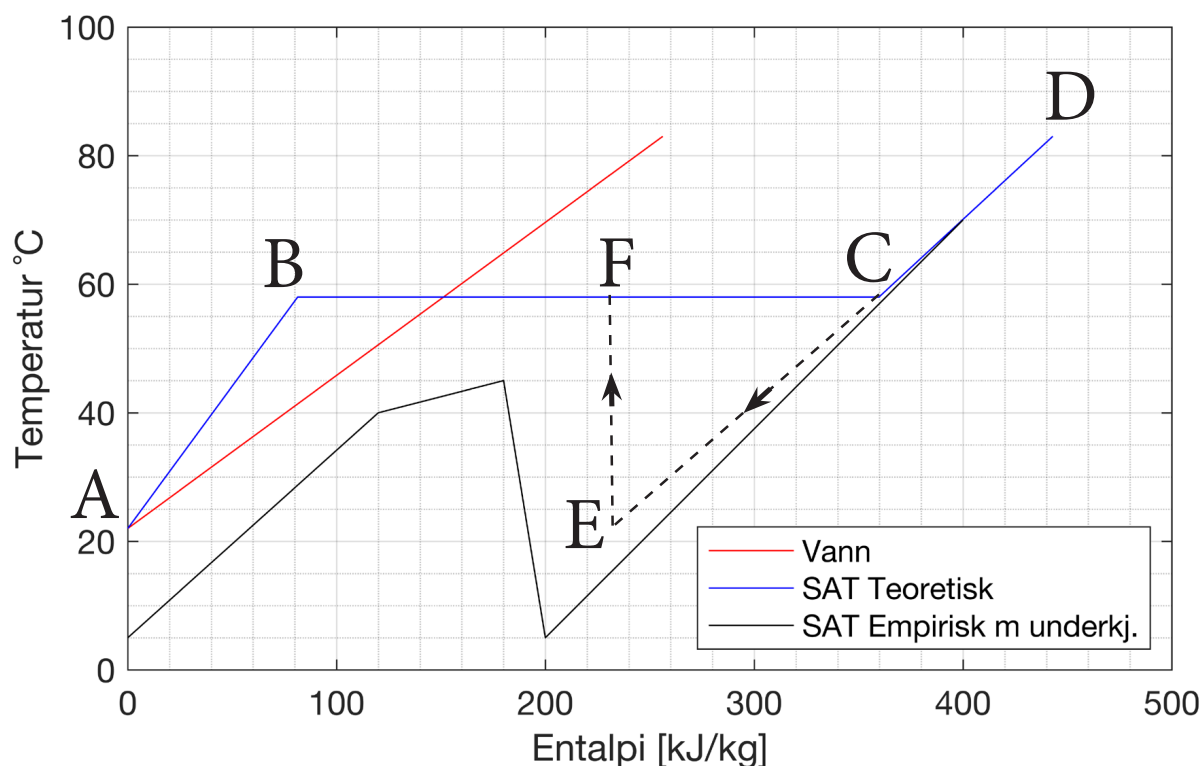
4.6 Modell for trykktap i solfangeranlegg og SAT-celle

For å estimere energiforbruket ved trykktap i systemet er det tatt utgangspunkt i pumperne som er installert på Klimalaben. Det er estimert en ekstra pumpe installert i tilknytning til SAT-cellen som er vist i figur 7.1. Energimengden er beregnet som antall driftstimer multiplisert med effekt tilført pumperne. Driftstimer er definert i avsnitt 7.10.1.

4.7 Modell for PCM - Natrium Acetat Trihydrat

En modell for PCM er presentert her. Et teoretisk og empirisk entalpi-temperatur diagram er vist i figur 4.11. I dette avsnittet er faseendringsentalpien og oppvarmingsentalpien beskrevet for Natrium Acetat Trihydrat (Sodium Acetat Trihydrat, heretter SAT). De tre tilstandene er presentert her som fast fase, overgangsfase og flytende fase. Her er disse tre fasene definert ved teoretiske modeller som presentert i figur 4.11.

Her er varmekapasiteten for SAT i fast fase (cp_{fast}) og flytende fase (cp_{flyt}) estimert til henholdsvis $2,26 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ og $3,33 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ [50]. Andre verdier er også funnet som $3,13 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ og $3,28 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ [38] men det er valgt å benytte verdiene fra [50].



Figur 4.11: Temperatur - Entalpi diagram for vann, teoretisk SAT og empirisk målt SAT

Oppvarming av fast fase fra romtemperatur 22°C (Punkt A) til 58°C (Punkt B):

$$h_{opp} = cp_{fast} \cdot \Delta T_{22-58} \quad (4.13)$$

Satt inn for cp og ΔT :

$$h_{opp} = 2,26 \cdot (58 - 22) = 81,36 \frac{kJ}{kg} \quad (4.14)$$

Dette er entalpien som kreves for oppvarming av den faste fasen fra romtemperatur på 22°C til 58°C.

Faseendringsentalpi er gitt av tabellverdier og vist i figur 4.11 fra B-C [51]:

$$h_{fe} = \frac{1}{M} \cdot \Delta H_{pc} \quad (4.15)$$

Der M er molar masse for SAT.

Satt inn ved tabellverdier [51]:

$$h_{fe} = \frac{1}{136} \left[\frac{mol}{g} \right] \cdot 37,86 \left[\frac{kJ}{mol} \right] \cdot 1000 \left[\frac{g}{kg} \right] = 278,38 \frac{kJ}{kg} \quad (4.16)$$

Oppvarming og nedkjøling av flytende fase kan modelleres med følgende likning: Dette kan beskrives i figur 4.11 mellom punkt C og D under oppvarming. Deretter fra punkt D til E under nedkjøling til 58°C og underkjøling til romtemperatur.

$$h_{flyt} = cp_{flyt} \cdot \Delta T \quad (4.17)$$

Insatt verdier oppvarming fra C-D i flytende fase:

$$h_{opp} = 3,33 \cdot (83 - 58) = 83,25 \frac{kJ}{kg} \quad (4.18)$$

Insatt verdier underkjøling fra C-E = :

$$h_{und} = 3,33 \cdot (58 - 22) = 119,88 \frac{kJ}{kg} \quad (4.19)$$

Stabil underkjøling av SAT vil kun foregå dersom løsningen blir varmet opp til 83°C [52]. Dette er grunnen til at SAT blir varmet opp over smeltepunktet (C). Fra de empiriske målingene med underkjøling gitt i figur 4.11 ser man at stigningstallet korrelerer godt med de teoretiske verdiene. Stigningstallet for nedkjøling/oppvarming ved C-D korrollerer godt med stigningstallet for de empiriske verdiene. Dette tilsier at modellen er god. Entalpi for vann er også tatt med her for å vise forskjellen mellom total entalpi i vann og entalpi i SAT.

4.7.1 Entalpi ved nukleasjonsprosess SAT

Ved nukleasjonsprosessen (punkt E til punkt F) vil temperaturen stige til faseendringstemperaturen (58°C) for deretter å frigjøre varme. Det kan estimeres konstant entalpi mengde som presentert i avsnitt 2.8.2 i figur 2.21.

4.8 Modell for lagring av energi i SAT- celle

Teoretisk mengde varme som frigjøres ved 58°C er definert som følger:

$$h_{fri} = h_{fe} - h_{und} = 278,28 - 119,88 = 158,4 \frac{kJ}{kg} \quad (4.20)$$

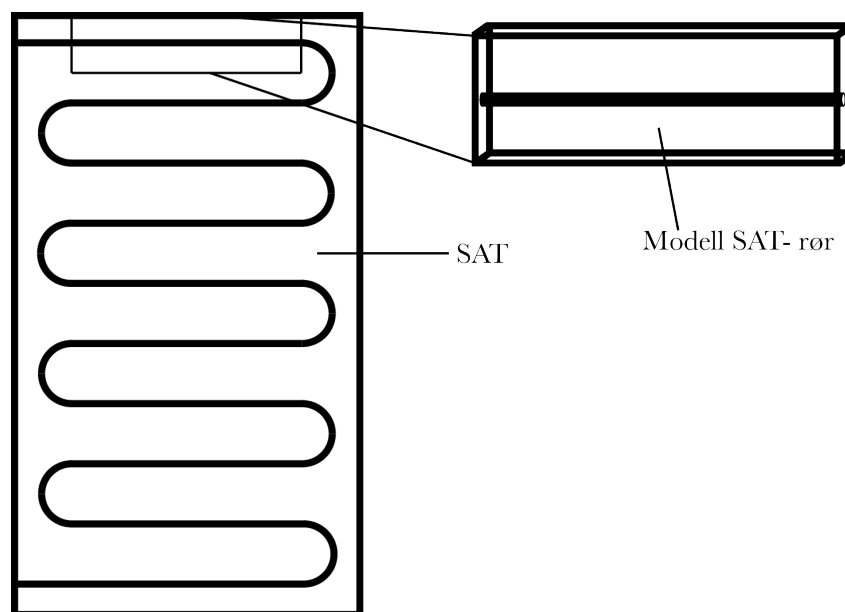
Dette er tilsvarende entalpien mellom punkt F og B som vist i figur 4.11

De empiriske målingene for nukleasjonsprosessen og avkjølingen gitt i figur 4.11 viser en maksimaltemperatur på kun 45°C. Dette kan være grunnet høyt varmetap fra testringen.

4.8 Modell for lagring av energi i SAT- celle

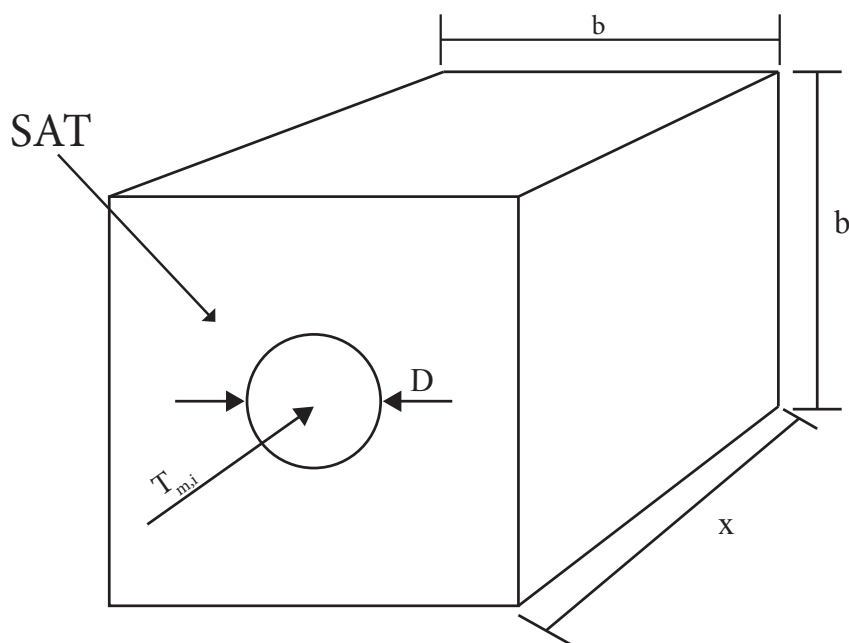
En forenklet modell av systemet er presentert her. Lumped capacitance metode er benyttet for å forenkle modellen [47]. Transiente effekter er neglisjert og det er uniform temperatur i hele løsningen. Feilene tilknyttet denne forenklingen er målt til 7 % for SAT [38].

Et firkantrør er foreslått som en forenkling for å estimere volum og energi ved lagring. Ved praktisk implementering vil lagring foregå i en celle der den totale lengden blir delt opp for å få en mer praktisk formfaktor som vist i figur 4.12.

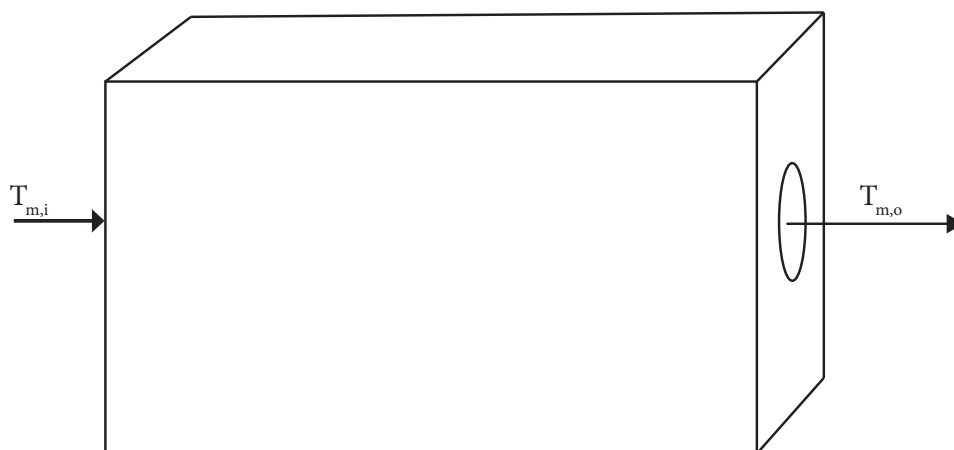


Figur 4.12: Modell for SAT-celle i tank

Figur 4.13 og 4.14 viser en modell for hele lengden på røret som er modellert. Der L blir delt opp i 10 deler som vist i figur 4.12.



Figur 4.13: Modell av lagringsrør for SAT front



Figur 4.14: Modell av lagringsrør for SAT side

4.8.1 Beregning av varmeovergangstall fra vann til rør

Varmeovergangstallet mellom vannet og SAT er definert her. En forenkling er gjort ved at null varmeresistanse er definert i *røret* mellom vannet og SAT.

Fullt utviklet turbulent strømning er estimert, da det er påvist høyt reynoldstall. For å finne gjennomsnittlig varmeovergang h benyttes nusseltallet som definert i likning 4.21

og likning 4.22.

Nusseltallet for strømninger i rør under nedkjøling av mediet er definert av følgende likning [47]:

$$Nu_d = 0,023 \cdot Re_d^{\frac{4}{5}} \cdot Pr^{0,3} \quad (4.21)$$

Etter at Nu_d er definert blir likning for varmeovergang i rør brukt [47]:

$$Nu_d = \frac{h \cdot D}{k} \quad (4.22)$$

Der h er definert som:

$$h = \frac{Nu_d \cdot k}{D} \quad (4.23)$$

Der h er varmeovergangstallet [$W/(m^2 \cdot K)$] og k er varmekonduksjonen i vann ved 57°C og D er diameteren på røret.

4.8.2 Varmetransport fra vann i rør til SAT

Etter at varmeovergangstallet h er definert kan likning 4.24 benyttes til å finne temperaturen ved utgangen av røret $T_{m,o}$ [47].

$$\frac{T_s - T_{m,o}(x)}{T_s - T_{m,i}} = e^{-\frac{\pi \cdot D \cdot x}{\dot{m} \cdot c_p} \cdot h} \quad (4.24)$$

Løst for $T_{m,o}(x)$:

$$T_{m,o}(x) = T_s - (T_s - T_{m,i}) \cdot e^{-\frac{\pi \cdot D \cdot x}{\dot{m} \cdot c_p} \cdot h} \quad (4.25)$$

Varmetransport fra vannet som blir absorbert i SAT ved rørlengde x kan defineres ved energibalanse i røret:

$$q = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{m,i} - T_{m,o}(x)) \quad (4.26)$$

Der q er varmeeffekt gitt i W .

Kapittel 5

Analyse og korrigerings av driftsdata

I dette kapitlet er data fra Klimalaben analysert. Analysen er gjort ved bruk av empiriske og modellerte data for kalibrering og korrigerings. Kalibrering var nødvendig for å kvalitetssikre dataene for eventuell videre anvendelse.

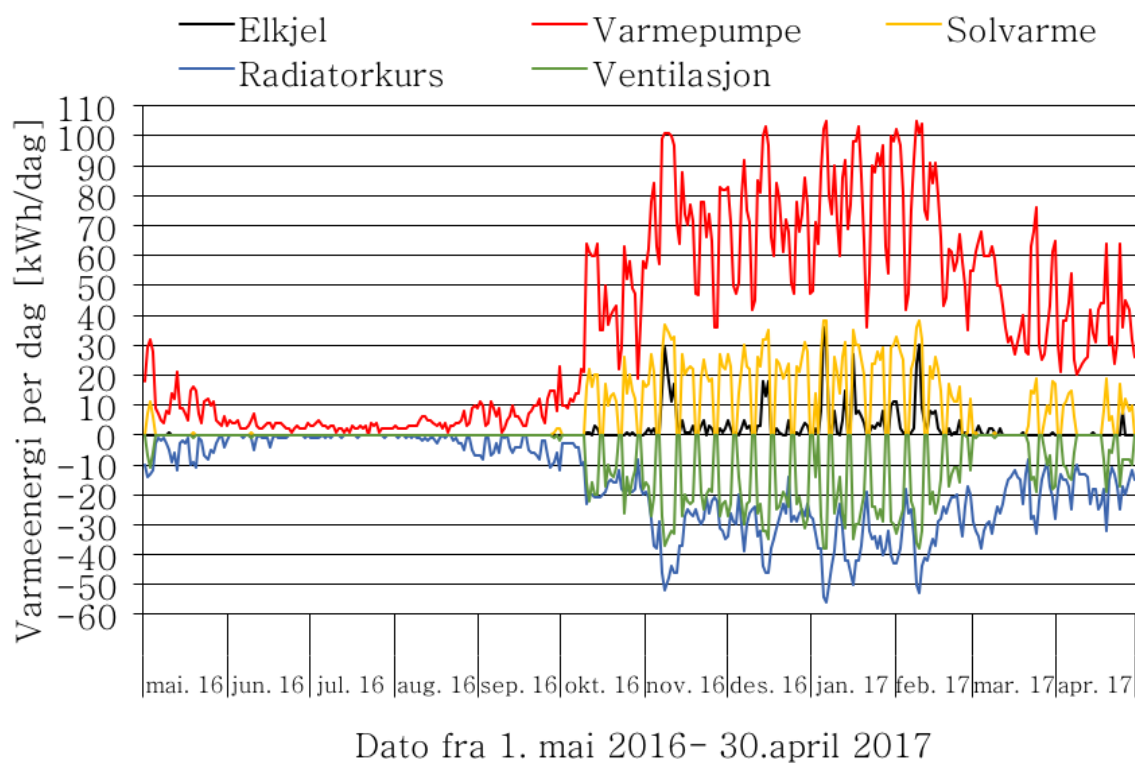
5.1 Innledende analyse for utvalg av tidsrom

Begrensninger på data fra BuildingOS ble oppdaget. Kun data fra april 2016 - d.d var logget, som førte til at data fra 1. mai 2016 - 30. april 2017 ble valgt for å ha muligheten for å analysere ett helt år. Det ble også fokusert på et kortere intervall for å skape en mer grundig analyse og forståelse.

Figur 6.1 viser temperaturen for uke 43 fra 24.-30.oktober 2016. Store forskjeller mellom høyeste og laveste temperatur er interessant å vurdere. Denne perioden fører til mer utfordrende forhold for oppvarming og styring av bygningskroppen som dermed er interessant å se på i et energilæringsperspektiv. I uke 43 var det normal drift som er representativt for Klimalaben [15]. Ytterligere temperaturanalyse for prediktiv styring av varmpumpen er presentert i avsnitt 5.4.2 for dette tidsintervallet.

5.2 Initiell analyse av energidata

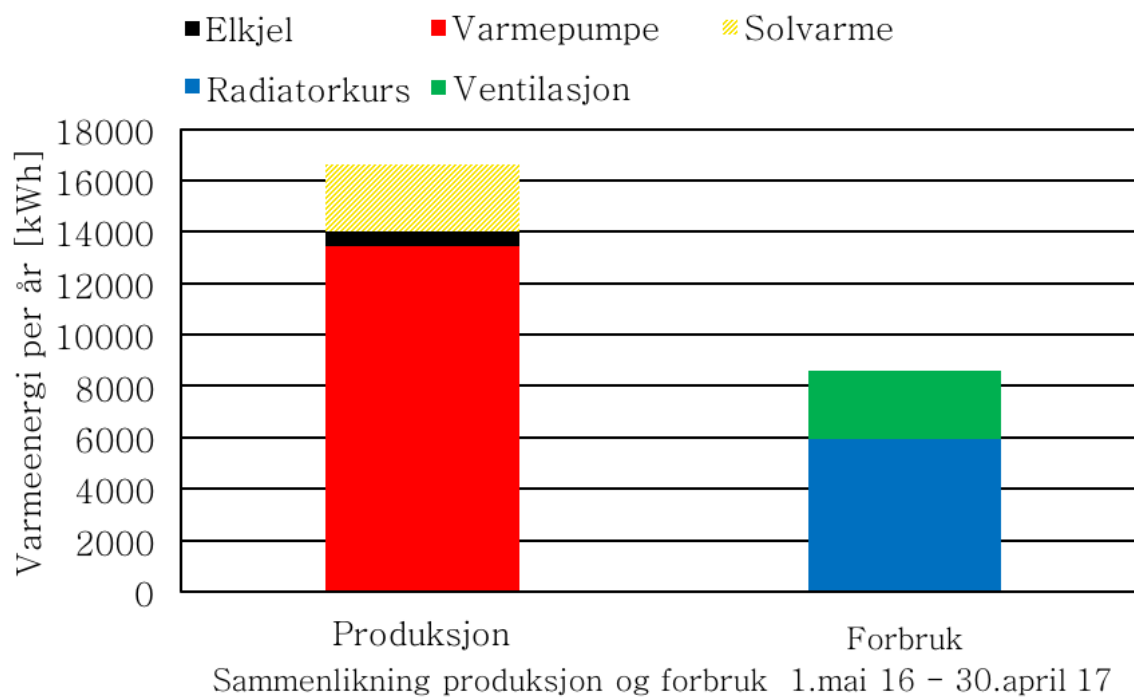
Etter innsamling av data ble det gjort en grunnleggende studie av den potensielle overskuddsenergien og varmestrømmene i Klimalaben. Figur 5.1 viser at solfangeranlegget ikke benytter solinnstrålingen sommerstid da det er lavt forbruk fra radiatorer og varmebatteriet i ventilasjonsanlegget. Fra teorien skal det være mulig å utvinne mest solinnstråling midt på sommeren som vist i figur 2.10.



Figur 5.1: Oversikt over varmeforbruk og produksjon 1.mai 2016 - 30.april 2017

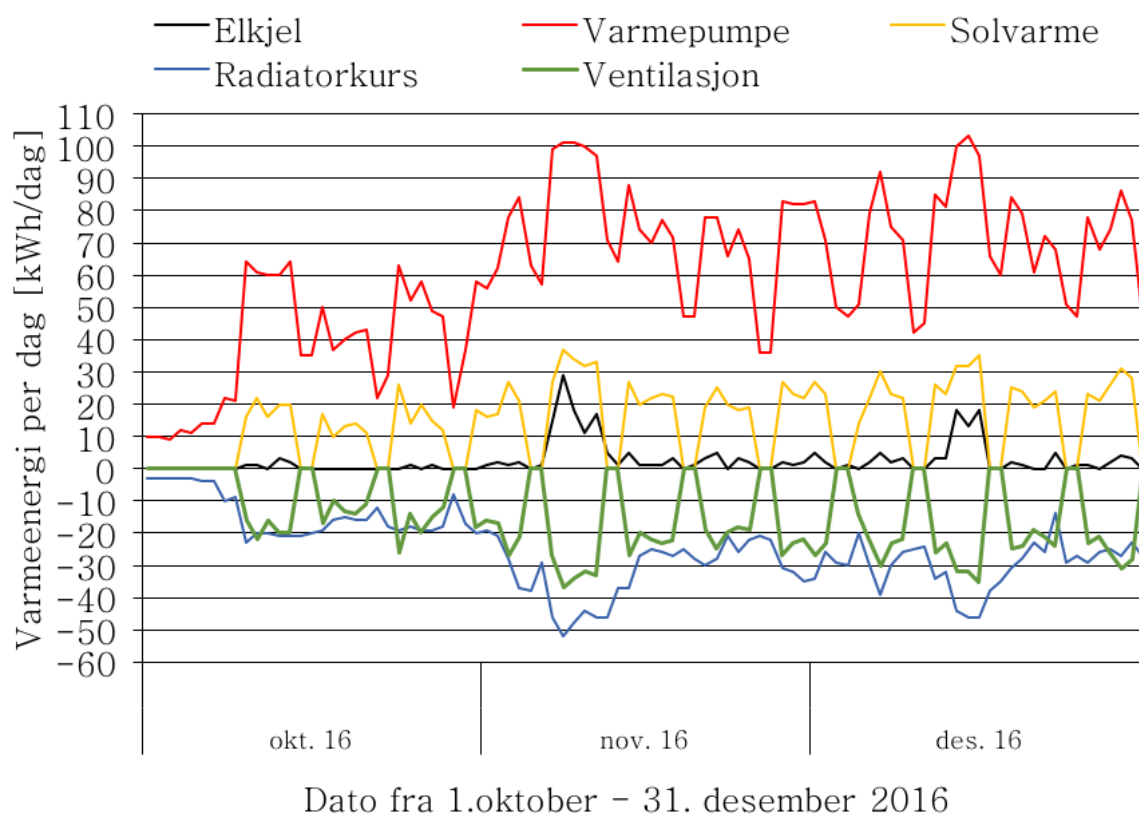
Figur 5.1 viser et høyt forbruk på vinteren og et lavere forbruk i løpet av sommeren. Positive energimengder er produksjon og negative energimengder er forbruk. Varme blir produsert i varmpumpen, elkjelen og i solfangeranlegget(solvarme). Deretter blir denne varmen brukt i varmebatteriet til ventilasjonsanlegget og i radiatorkursen. Varmeproduksjonen fra solfangerene stoppes på sommeren da bygget ikke behøver varme. Varmepumpen produserer varme ved flere tilfeller i løpet av sommeren som vist i figur 5.1. Dette kunne vært unngått ved å ha solfangersystemet operativt hele tiden, da energien fra solfangerene kunne dekket 100 % av energien til bygget. Dette er trolig en feil med styringen av systemet.

Akkumulert energi på positiv og negativ side stemmer ikke overens da det er høyere produksjon enn forbruk som vist i figur 5.2. Solvarme er vist som skravert felt, da denne ikke stemmer. Varmepumpen og elkjelen produserer mer energi enn radiatorkursen og ventilasjonsbatteriet viser. Dette kan tildels være varmetap i rørføringer og akkumulatortank, men det er nødt til å være en annen forklaring. Dette er ikke vurdert i denne oppgaven da det trolig skyldes feilmålinger fra radiatorkursen eller ventilasjonsbatteriet som ikke har innvirkning på energilagringspotensialet fra solfangersystemet eller varmpumpen. Den akkumulerte energimengden fra varmpumpen er antatt korrekt.



Figur 5.2: Oversikt over akkumulert varmeforbruk og produksjon 1.mai 2016 - 30.april 2017

Figur 5.2 og 5.1 viser at produksjonen for solfangerene er identisk med forbruket i varmebatteriet for ventilasjonsanlegget. Dette er vist i figur 5.3 for grundigere analyse.



Figur 5.3: Oversikt over varmeforbruk og varmeproduksjon 1.oktober - 31.desember 2016

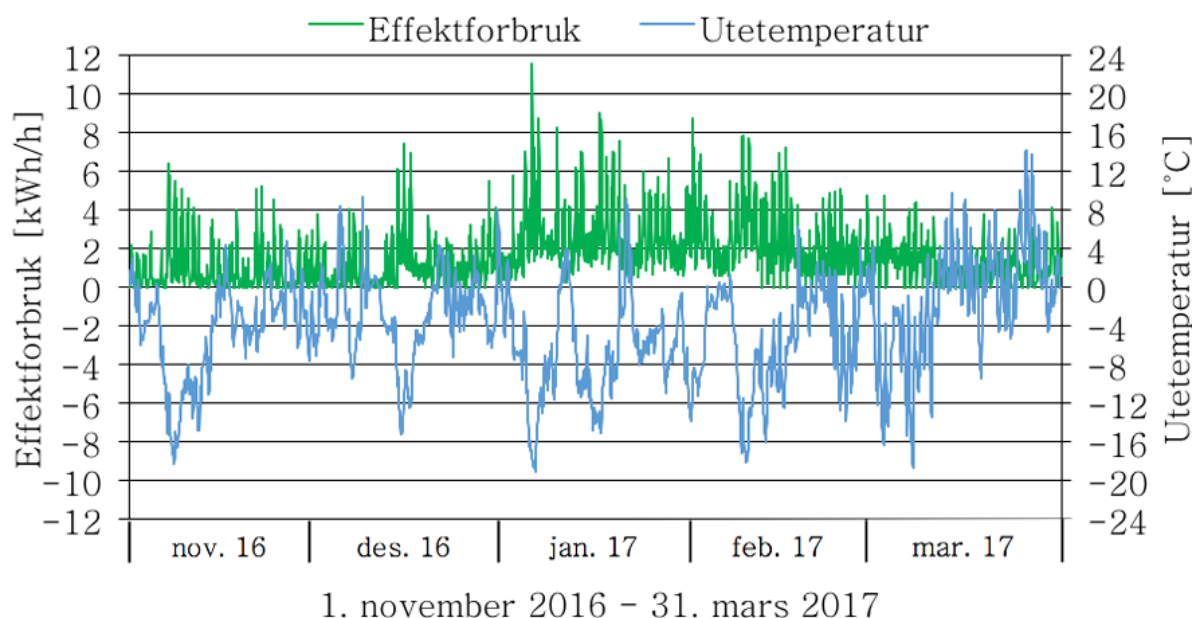
Det er ingen grunn til at solfangerene skal produsere energi kun når ventilasjonsanlegget behøver dette. Det viste seg senere at grunnen til dette var en programmeringsfeil ved installasjonen av energimåleren til solfangeranlegget og solfangeranlegget viser derfor varmebehovet til varmebatteriet i ventilasjonsanlegget. Solvarmeproduksjonen er også forventet å være høyere mot sommeren med høyere innstråling som bekrefter hypotesen om feil med solfangeranlegget.

Sesonglagring av varmeenergi kan være en måte å benytte et potensielt overskudd på sommeren. Potensialet for lagring av energi er stort og blir kvantifisert senere. Det er valgt å vurdere varmelagring da dette ikke er mulig å selge direkte, i motsetning til elektrisitet som er mulig å selge tilbake til nettet ved en plusskundeordning. Klimalaben er imidlertid i en spesiell situasjon der den er tilkoblet resten av Nord-Gudbrandsdal VGS som benytter strømmen direkte [15]. Varmeanlegget på Klimalaben kunne trolig også vært koblet til det vannbårne systemet i resten av skolen, men dette er ikke tatt med i betraktningene her.

Massestrømsmålinger i BuildingOS mangler på alle systemene i Klimalaben. Gjennom SD-anlegget er det mulig å få momentane verdier, men disse er ikke en del av verdiene som blir plottet over tid. Effekter som er kalkulert gjennom BuildingOS er trolig et resultat av de momentane massestrømsmålingene beregnet med likning 4.1 for varme. Det er vanskelig å kvalitetssikre varmeeffektene som er kalkulert uten å vite bakgrunnen for disse, men det er antatt at disse er korrekte.

5.3 Effektkostnader

I dette kapitlet er det plottet effektbehovet for bygget for å kunne vise maksimale effekttopper i løpet av vinteren. Figur 5.4 viser at det er flere tidspunkter der elektrisitetsforbruket er høyt i løpet av vinteren.



Figur 5.4: Oversikt over effektforbruk og utetemperatur i perioden 1.november 2016 - 31.mars 2017

De fem høyeste verdiene finnes i januar, og ligger mellom 8,68 kWh/h og 11,6 kWh/h. De totale kostnadene for variable effekttariffer er beregnet ved bruk av Eidefoss sin kostnadsstruktur i avsnitt 2.2. Sesongfaktorene er 100 % for januar da de høyeste verdiene er målt. Gjennomsnittet av de høyeste verdiene er beregnet til 8,4 kWh/h. Dette fører til en kostnad på 3460,80 kr per år dersom dataene hadde vært for samme vinter og Klimalaben betraktes som et frittstående bygg med egen måler.

Dersom Klimalaben er betraktet som en del av Nord-Gudbrandsdal VGS vil de totale effektene på skolen overstige 400 kWh/h [53]. Det er betraktet som at effekttoppene på Klimalaben sammenfaller med effekttoppene på resten av skolen. Dette fører til en marginalkostnad på 165 kr/kW for dette effektforbruket på Klimalaben. Årlig effektkostnad for denne avgrensningen er ikke mulig å beregne nøyaktig da det ikke var mulig å få tilgang til maksimale effekter på hele skolen. Det er allikevel satt opp ett anslag med størrelsesorden 120 000 - 150 000 kr/år for disse effektene.

Det er kun sett på de variable effektkostnadene på grunn av at fastbeløpet er estimert fra større anlegg som fører til at de to avgrensningene ikke kan sammenliknes dersom alle kostnader hadde vært tatt med. Energiledet er neglisjerbart på grunn av liten forskjell i energi før og etter innføring av effektreduksjon.

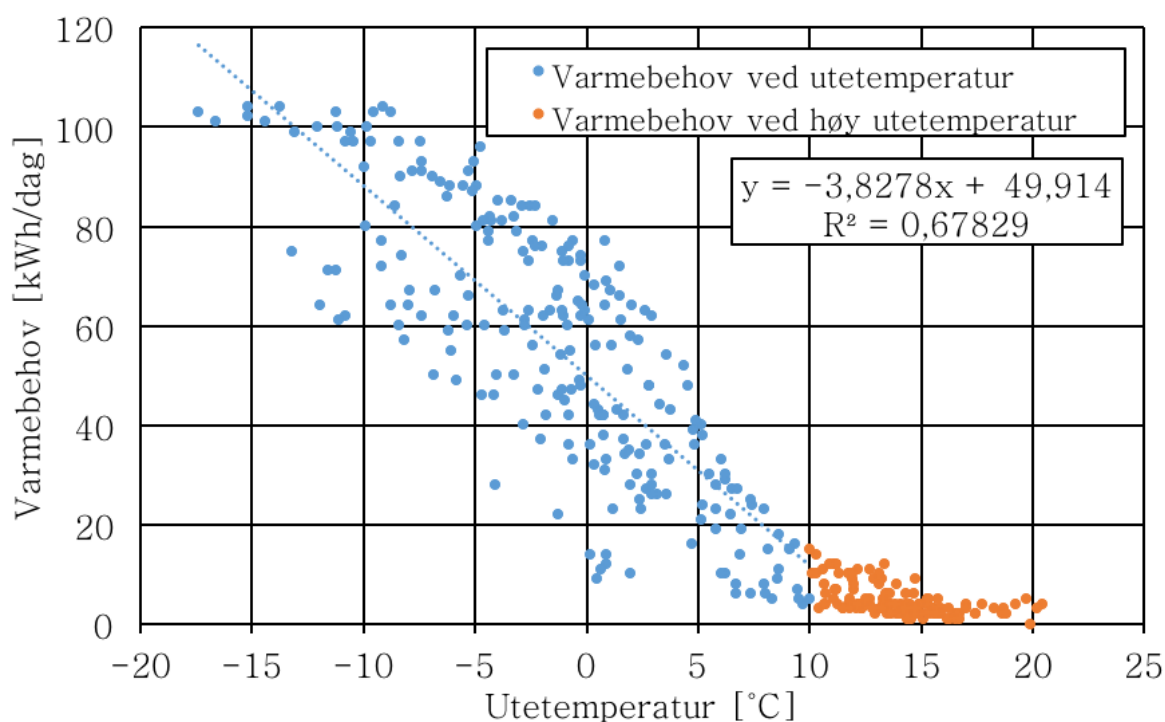
Effektforbruket korrelerer til en viss grad med lave utetemperaturer, men det avhenger også av varigheten på kuldeperiodene. Akkumulert varmebehov per dag er derfor bedre

for å sammenlikne dette forholdet som vist i avsnitt 5.4.1. Det er gjort en undersøkelse på varmeforbruk per time ved Klimalaben i figur 7.12 for å kunne redusere effekttoppene.

5.4 Analyse av temperaturnivåer for prediktiv styring av varmepumpen

5.4.1 Analyse av varmebehov

For å vurdere lagringsmengde og forbruk er det viktig å få en oversikt over målte verdier på Klimalaben. Varmebehovet per dag ved gjennomsnittlig utetemperatur er gitt i energi-temperatur kurven i figur 5.5. Dette er beregnet fra energimengden tatt ut fra akkumulatortanken.

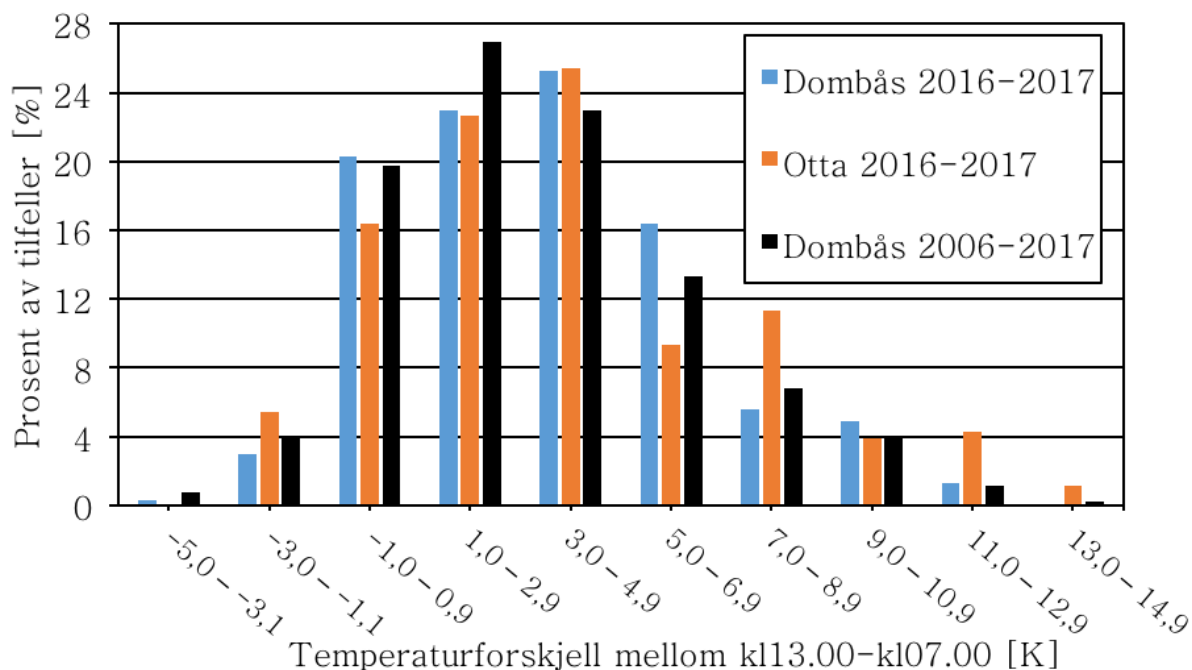


Figur 5.5: Varmebehov for bygningen per dag

Temperaturer over 10 °C (varmebehov for høye temperaturer) er ikke medtatt i regresjonsberegningen, da det er forventet et mye lavere varmebehov i bygget på grunn av god isolasjon og lavere varmebehov til oppvarming. Varmebehov per dag synker ved varmere temperaturer. Regresjonslinjen har relativt god lineær sammenheng da R^2 er 0,67. De kaldeste dagene skaper et behov på over 100 kWh. Temperaturforskjeller i løpet av samme dag er også viktig å vurdere da dette skaper grunnlaget for energibesparelse ved prediktiv styring av varmepumpen.

5.4.2 Temperaturforskjeller mellom morgen og midt på dagen

Temperaturforskjeller mellom kl 13 og kl 07 er beregnet i dette avsnittet. Dette er gjort for å undersøke om det er grunnlag for en energisparing med prediktiv styring ved bruk av varmepumpen der forskjellen i temperatur blir benyttet. Måledata for Dombås finnes kun ved disse tidspunktene (kl 07.00 og kl 13.00) og derfor er det laget en sammenlikning med Otta. Målinger på Otta finnes kun mellom år 2015-2017 og det er ansett som en kort tidsperiode. Dette er grunnen til at Dombås er medtatt her som en tilsvarende temperaturprofil. Figur 5.6 viser prosent av alle dager med gitt temperaturforskjell.



Figur 5.6: Antall tilfeller med temperaturforskjell mellom kl 13 og kl 07 gitt i prosent av alle dager med utetemperaturer under 15 °C

Figur 5.6 viser at det ved 48,5 % av dagene med utetemperaturer under 15 °C vil være en positiv temperaturforskjell over 3 K mellom kl 13.00 og kl 07.00. Dette tilsier at det statistisk sett vil være et energisparingspotensiale ved prediktiv styring der effekten blir flyttet fra morgen (lav temperatur) til midt på dagen (høyere temperatur). Størrelsen på energisparingspotensialet kan ikke bestemmes direkte ved hjelp av temperaturforskjeller, men det er en god indikasjon på mulighetene.

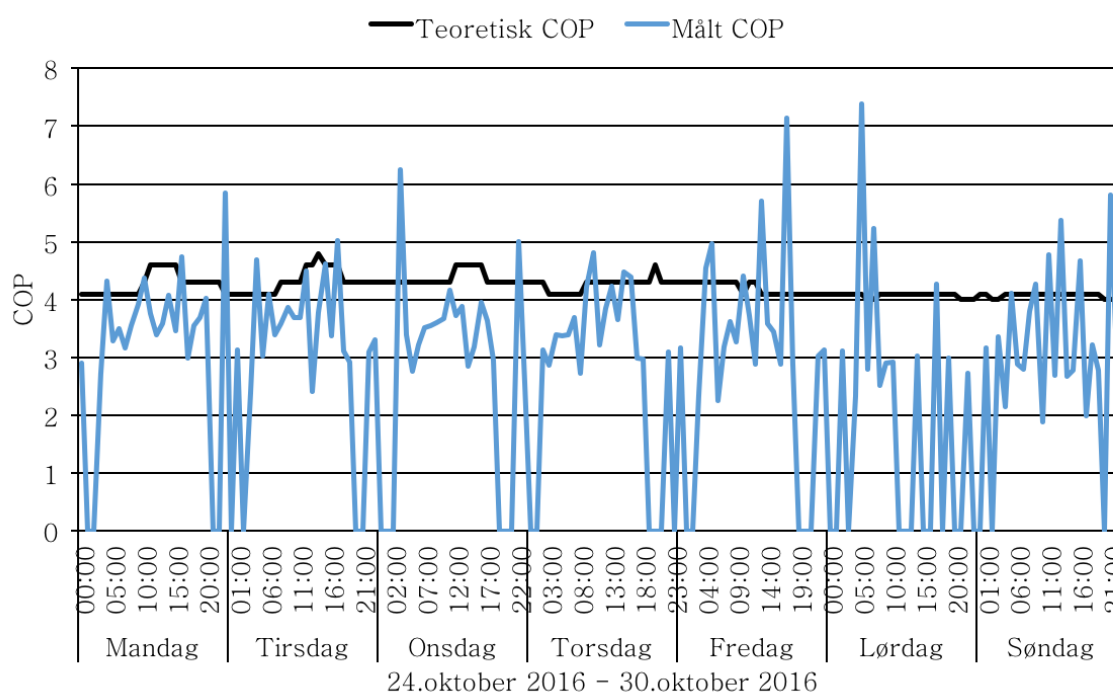
5.5 Verifisering av COP for varmepumpe

Før introduksjon av prediktiv modell ble det gjort en verifisering av beregnet COP ved bruk av beregninger i kapittel 4.3.4. Den beregnede COP fra målt kondensator- og kompressoreffekt ble beregnet. Her er den teoretiske COP gitt for 35 °C vanntemperatur da

5.6 Temperaturer for varmesystemet

temperaturen i vannstrømmen er målt mellom 30-34 °C. Dette viser at den beregnede COP er høyere enn den teoretisk maksimale COP ved flere tidspunkter vist i figur 5.7.

Fra BuildingOS finnes verdier for kompressoreffekt og effekt ut fra varmepumpen som ble brukt for å beregne COP. På grunnlag av analysen gjort her vist i figur 5.7 med bakgrunn i beregningene gjort med metoden fra kapittel 4.3.4, blir kun den teoretiske COP brukt videre i rapporten. De teoretiske COP verdiene skaper et mer reelt bilde av potensialet for energilagring da det sammenlikner de to bruksscenarioene ved endret tidspunkt og utetemperatur. Dette eliminerer feil som kunne oppstått dersom analysen hadde blitt gjort med reelle verdier for dagens bruksscenario kontra den teoretiske COP i begge scenarioene.



Figur 5.7: COP korrigering ved bruk av teoretisk maksimal COP for målt utetemperatur

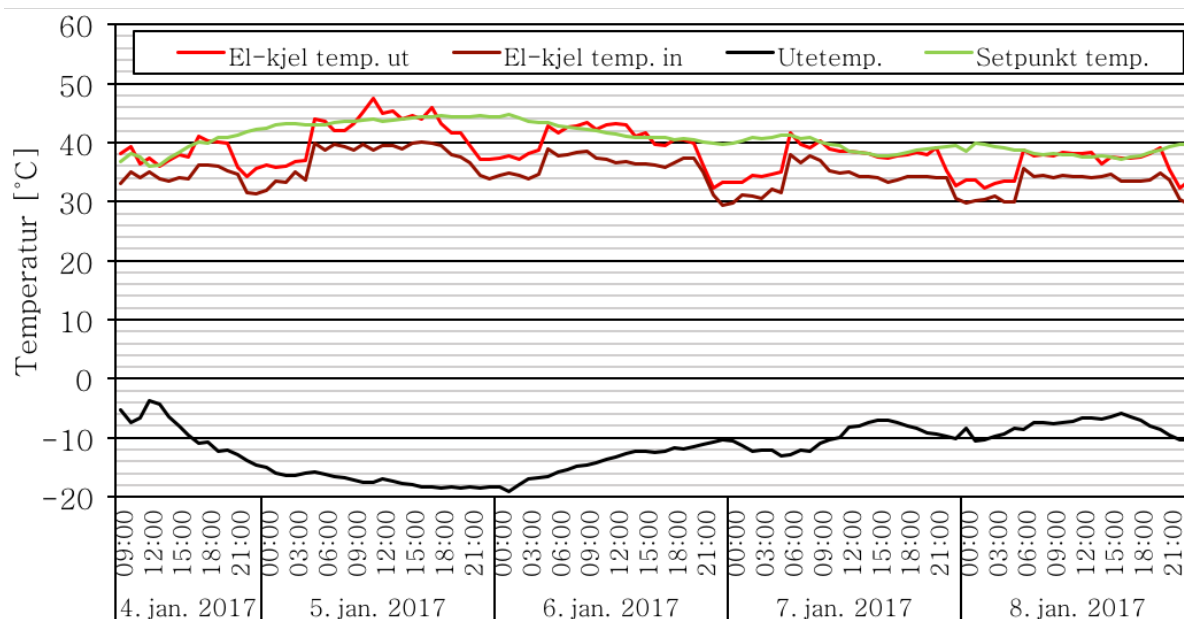
Årsaken til den høye COP i figur 5.7 kan være en tidsforsinkelse i varmepumpesystemet. Etter at effekten til kompressoren er redusert vil det fortsatt være en del varme i kondensatoren og rørsystemet tilknyttet varmepumpen. Den ekstra varmen vil dermed vises i målingene selv om kompressoren har lavere effekt. Dette vil føre til en høyere målt COP. Denne hypotesen lar seg ikke teste p.t., men det er også nødt til å være en annen feilkilde da det måles veldig høy COP over lengre perioder enn hypotesen tilsier.

5.6 Temperaturer for varmesystemet

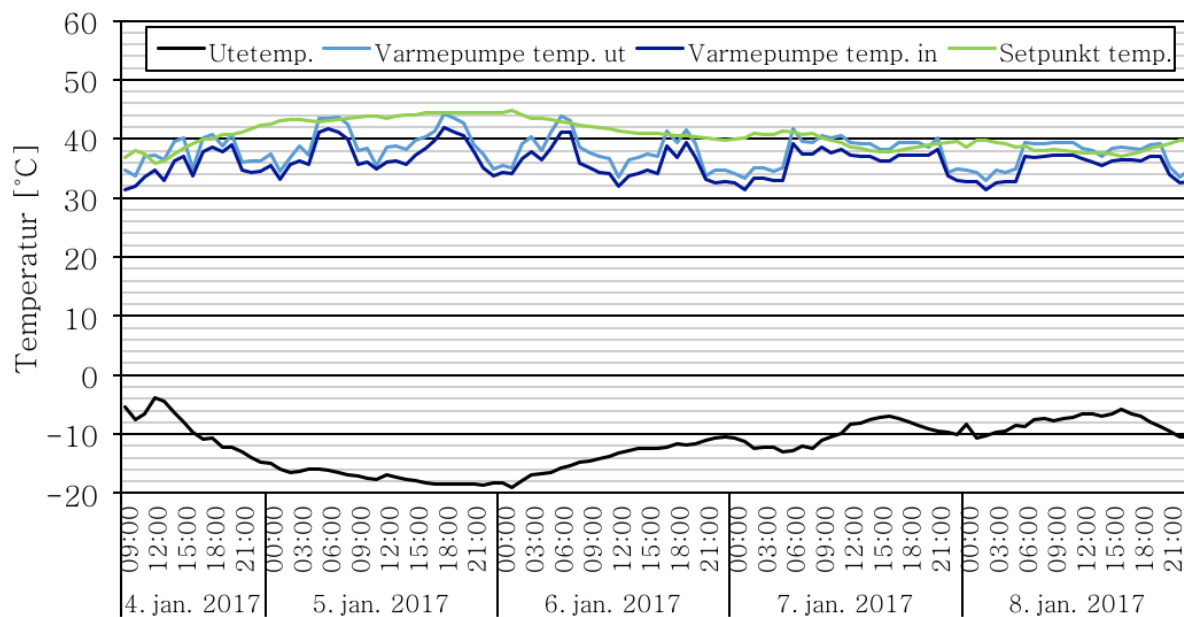
Temperaturene for varmesystemet ved den kaldeste perioden i datagrunnlaget er undersøkt for å verifisere temperaturbehovet og deretter for å designe energilagringenshe-

5.6 Temperaturer for varmesystemet

tene. Figur 5.8 og 5.9 viser tur og returtemperatur fra el-kjel og varmepumpen ved de kaldeste dagene på Klimalaben. Setpunkttemperaturen som er estimert fra figur 3.4 ved den kalde perioden ligger rundt 44°C som samsvarer med temperaturene gitt her.



Figur 5.8: Målte temperaturer til og fra el-kjel ved en kald periode 4-8. januar 2017

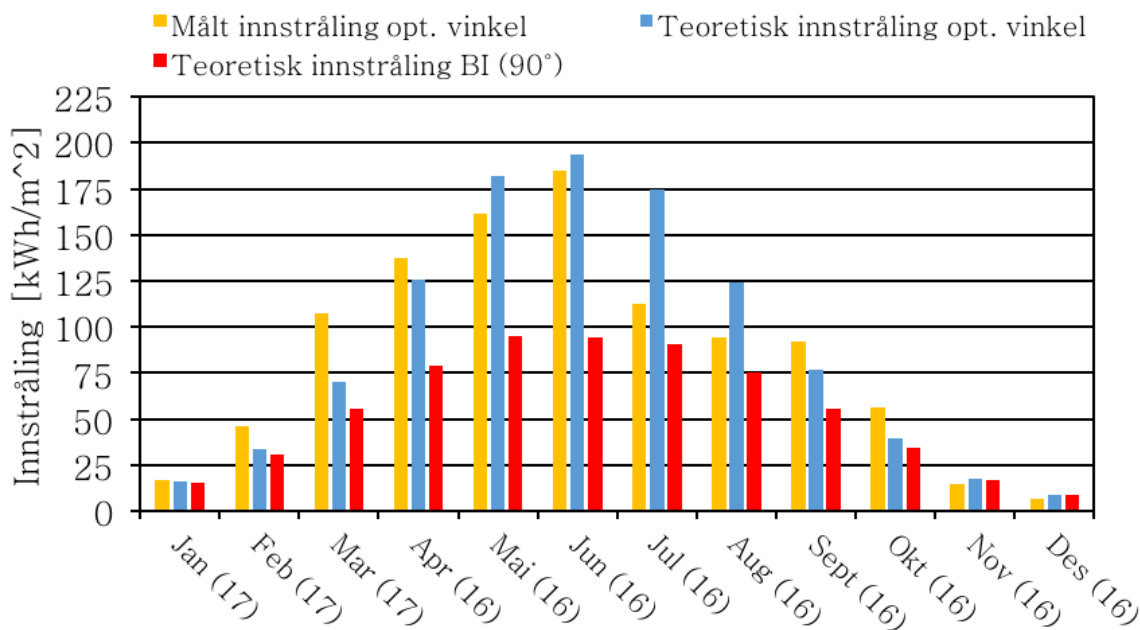


Figur 5.9: Målte temperaturer til og fra varmepumpen ved en kald periode 4-8. januar 2017

God korrelasjon er det også mellom varmestruømmer fra varmepumpen og den estimerte setpunkttemperaturen. Temperaturintervallet ligger på 2-4 K.

5.7 Sammenlikning mellom målt og beregnet solinnstråling på Otta

Solinnstrålingen er målt ved hjelp av en værstasjon på Klimalaben. Denne målingen er definert som global innstråling der direkte, diffus og indirekte innstråling inngår. Den akkumulerte solinnstrålingen for et helt år er 1063 kWh/m^2 og 1031 kWh/m^2 for henholdsvis de teoretiske og målte verdiene. Dette viser at den målte innstrålingen brukt for å estimere energimengde fra solfangersystemet i figur 5.10 er i størrelsesorden korrekt.



Figur 5.10: Månedlig innstråling i Otta ved forskjellige forutsetninger

Fra PV-GIS er det også mulig å estimere solinnstråling for forskjellige helningsvinkler [54]. Helningen på de bygningsintegreerte panelene på Klimalaben er 90° . Dette fører til en årlig innstråling på 651 kWh/m^2 som vist i figur 5.10 som teoretisk innstråling for en bygningsintegreert flate.

Den beregnede innstrålingen vist i figur 5.11 benytter forholdet mellom de målte innstrålingene på Klimalaben multiplisert med forholdet mellom de estimerte verdiene fra PV-GIS. Forholdet mellom totalt innstrålt energi og innstrålt energi på en flate med helning på 90° i Otta (PV-GIS) er $651 \text{ kWh}/1063 \text{ kWh} = 0,61$. Dette forholdet er definert som $\eta_{90/opt}$ i modellen for solfangerenergi i avsnitt 4.5. Overslagsberegninger for solfangerenergi i figur 5.11 er beregnet ved likning 4.11.

5.8 Kalibrering av værdata for modell av solfanger

Det ble oppdaget at energi- og temperatur-målerene tilknyttet solfangeranlegget på Klimalaben ikke samsvarte med praktiske solinnstrålinger målt på klimalaben som vist i

avsnitt 5.2. For å estimere overskuddsenergien fra solfangerene ble dermed simuleringsprogrammet SAM benyttet. Dette er forklart i avsnitt 4.5.1. Værdataene i SAM er ikke definert for Otta slik at dette må estimeres ved hjelp av andre plasseringer. Oslo, Östersund og Bergen ble foreslått. Disse tre lokasjonene er listet opp i tabell 5.1. Dataene ble lastet ned fra NREL- Weather data Worldwide der innstråling, vind, temperatur og høyde over havet inngår [55].

Tabell 5.1: Oversikt innstråling for forskjellige plasseringer

Målt/Teoretisk	Kilde	Plassering	Årlig innstr.	Årlig innstr. 90 °
Målt	-	Klimalab	1031 kWh/m^2	-
Teoretisk	PV-GIS (2-akse)	Klimalab	1063 kWh/m^2	651 kWh/m^2
Teoretisk	PV-GIS (2-akse)	Östersund	1490 kWh/m^2	836 kWh/m^2
Teoretisk	SAM	Östersund	1288 kWh/m^2	766 kWh/m^2
Teoretisk	PV-GIS (2-akse)	Oslo	1650 kWh/m^2	956 kWh/m^2
Teoretisk	SAM	Oslo	1213 kWh/m^2	719 kWh/m^2
Teoretisk	PV-GIS (2-akse)	Bergen	1220 kWh/m^2	679 kWh/m^2
Teoretisk	SAM	Bergen	952 kWh/m^2	554 kWh/m^2

For å velge den plasseringen som har solinnstrålingsprofilen med høyest korrelasjon med Klimalaben på Otta ble det tre parametere sammenliknet. Først ble innstrålingen mot de bygningsintegreerte panelene (90°C) estimert på Otta ved hjelp av PV-GIS som vist i tabellen og i avsnitt 5.7. Dette ble deretter sammenliknet med PV-GIS verdier for plasseringene gitt i SAM. Bergen viste seg å ha størst korrelasjon med innstrålingen på Otta. Den totale innstrålingen var høyere, men for innstråling ved 90° var innstrålingen 15 % lavere. Denne plasseringen ble valgt for videre simuleringer i SAM.

5.8.1 Kalibrering av SAM modell med anlegg på Moi

Data fra anlegget på Moi, presentert i avsnitt 2.5 viser virkningsgrader på 54 % og 41 % for henholdsvis produsert og tappet varme. Virkningsgraden for tappet varme fra SAM er kalibrert med tanke på disse virkningsgradene og deretter endret til ønsket driftspunkt med høyere temperaturer. Høyere temperaturer er ønsket for å gjøre en faseendring i PCM. Dataene fra anlegget på Moi ble introdusert i SAM. Arealet av solfangerene er her estimert til $2 \times 2,29 \text{ m}^2$ som totalt blir $4,58 \text{ m}^2$, marginalt mindre enn $4,55 \text{ m}^2$ som i anlegget på Moi. Størrelsen på lagringstanken er på 300 liter, med standard u-verdi på $0,43 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$. Tappet vann er på 225 kg/dag ved setpunkt på 45 °C som er definert likt i SAM som på anlegget på Moi.

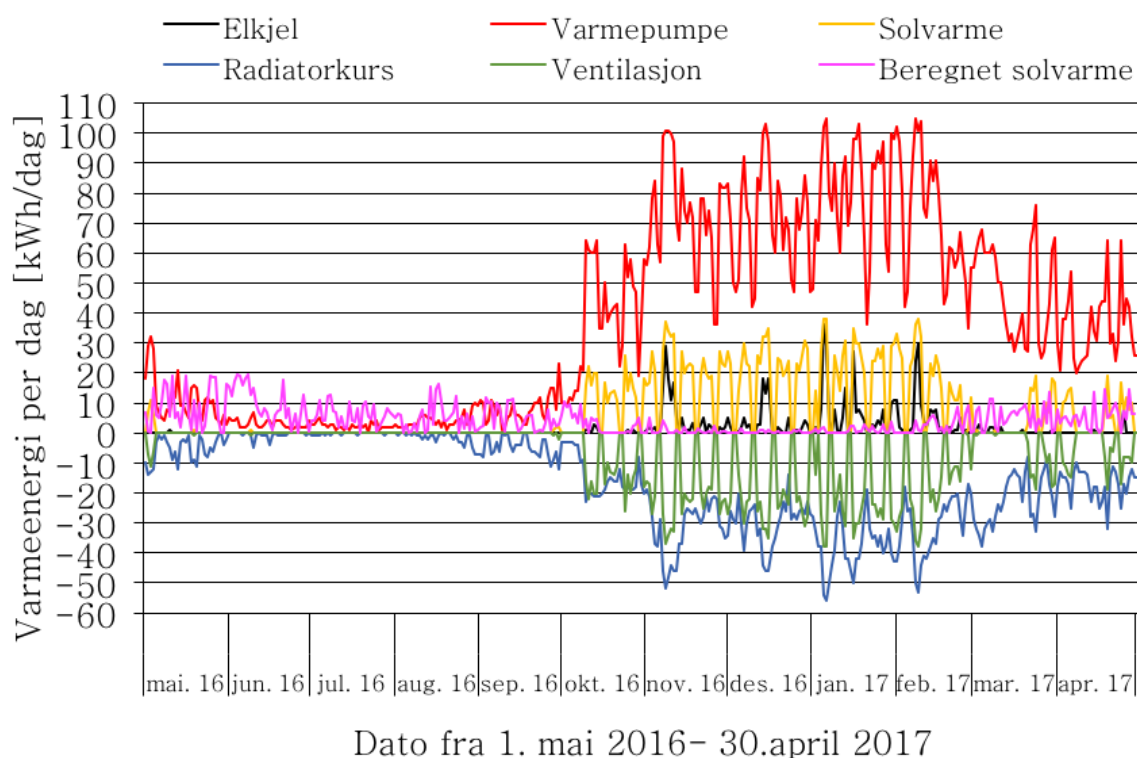
Ved tilnærmet identiske betingelser som presentert ovenfor beregnes virkningsgraden for modellen i SAM til 35,9 % for tappet vann. Dette er 5,1 %-poeng under de målte verdiene fra anlegget på Moi som viser at modellen er relativt god. Betingelser ble deretter endret

som presentert i modellen for SAM i avsnitt 4.5.1. Dette var for å beregne energimengder med høyere temperaturnivåer og større solfangerareal som installert på Klimalaben.

5.9 Potensiale for sesonglagring fra solfangere

Selv om dataene fra solfangeranlegget på Klimalaben viste seg å være feil, er det estimert et potensiale for energitilførsel fra solfangerene ved hjelp av målt solinnstråling på Klimalaben og virkningsgrader definert i avsnitt 2.5 og beregnet i avsnitt 4.5.

På grunn av at Klimalaben ikke er i bruk gjennom sommeren vil det kreves lite varme for å opprettholde setpunkttemperaturen i bygningen som vist i figur 5.1. Akkumulatortanken blir dermed varmet opp til maksimal temperatur før solfangeranlegget stenges av. Sesonglagring kan bidra til å øke den utnyttbare energien fra solfangeranlegget ved perioder der bygget ikke har behov for energi. Figur 5.11 viser de estimerte energimengdene fra solfangersystemet i løpet av sommeren som beregnet med modellen presentert i avsnitt 4.5.

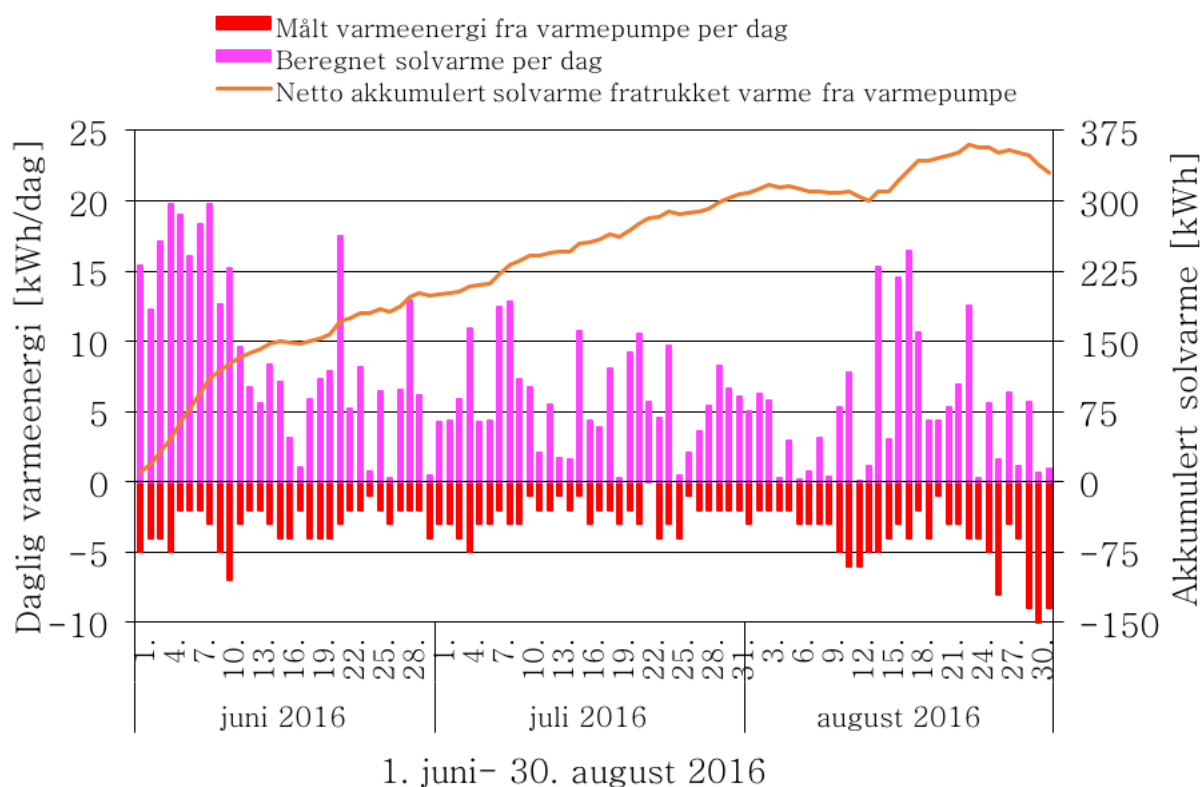


Figur 5.11: Varmeenergi som viser faseforskjellen mellom behov for bygget på vinteren og beregnet solfangerenergi

Figur 5.11 viser et stort potensiale for lagring fra solfangerene gjennom sommeren da bygget har lavt forbruk og det er høyt beregnet produksjon fra solfangeranlegget. Ved drift av solfangeranlegget gjennom sommeren er energien beregnet ved bruk av likning 4.11. Figur 5.12 viser potensialet for akkumulert overskuddsenergi gjennom sommeren (1. juni - 30.august). Denne perioden er valgt på grunn av høy innstråling og lavt forbruk.

5.9 Potensiale for sesonglagring fra solfangere

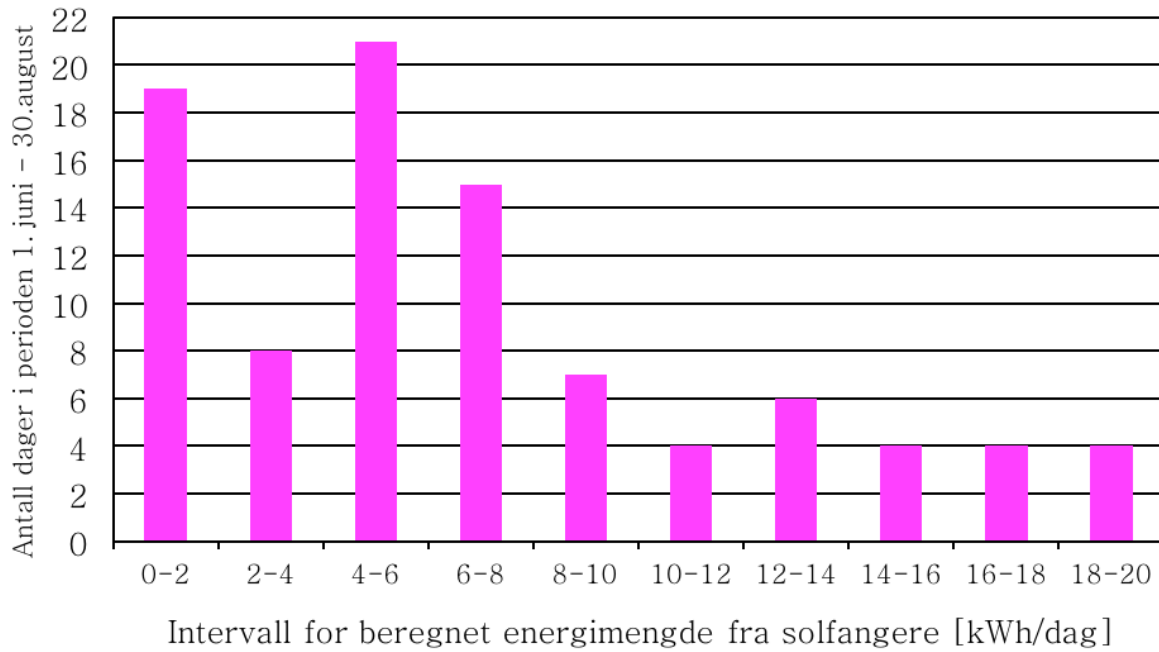
Med antakelser fra kapittel 4.5 og antakelser vist under er beregninger gjort som viser at energilagringspotensialet for denne perioden er på 360,4 kWh fra solfangerene vist i figur 5.12. Etter toppunktet 23.august synker den akkumulerte energimengden da det kreves mer energi i bygget enn solfangerene kan levere.



Figur 5.12: Potensiell akkumulering av energi fra solfangere uke 17-43

Figur 5.12 viser den beregnede varmeenergien fra solfangerene per dag, den målte varmeeffekten fra varmepumpen gitt som negativ verdi og netto akkumulert overskudd av energi med start 1. juni. Netto akkumulert solvarme kan betegnes som overskuddsenergien fra solfangeranlegget dersom alt varmekonsum på Klimalaben skulle vært dekket av solfangerene. Aktuelt forbruk for Klimalaben er estimert til målt energimengde fra varmepumpen da energi fra solfangeranlegget ikke blir benyttet i bygget med nåværende konfigurasjon. Dette viser at det er et stort potensiale for sesonglagring av energi ved hjelp av solfangerene.

Antall dager med beregnet solvarme i gitt intervall er vist i figur 5.13



Figur 5.13: Antall dager med beregnet solvarme for gitte intervall

Figur 5.13 viser at det er flest dager med mellom 4-6 kWh/dag og deretter 6-8 kWh/-dag dersom intervallet 0-2 kWh/dag neglisjeres. Tankstørrelsen benyttet i SAM er tatt utgangspunkt i disse energimengdene.

Kapittel 6

Scenario 1 - Døgnlagring fra varmpumpe i akkumulatortank

I dette kapitlet blir energisparingspotensialet ved prediktiv styring av varmpumpen undersøkt. Deretter blir forskjellige akkumulatortanker introdusert for å se på begrensninger og varmetap. Til slutt blir en økonomisk betraktning gjennomført.

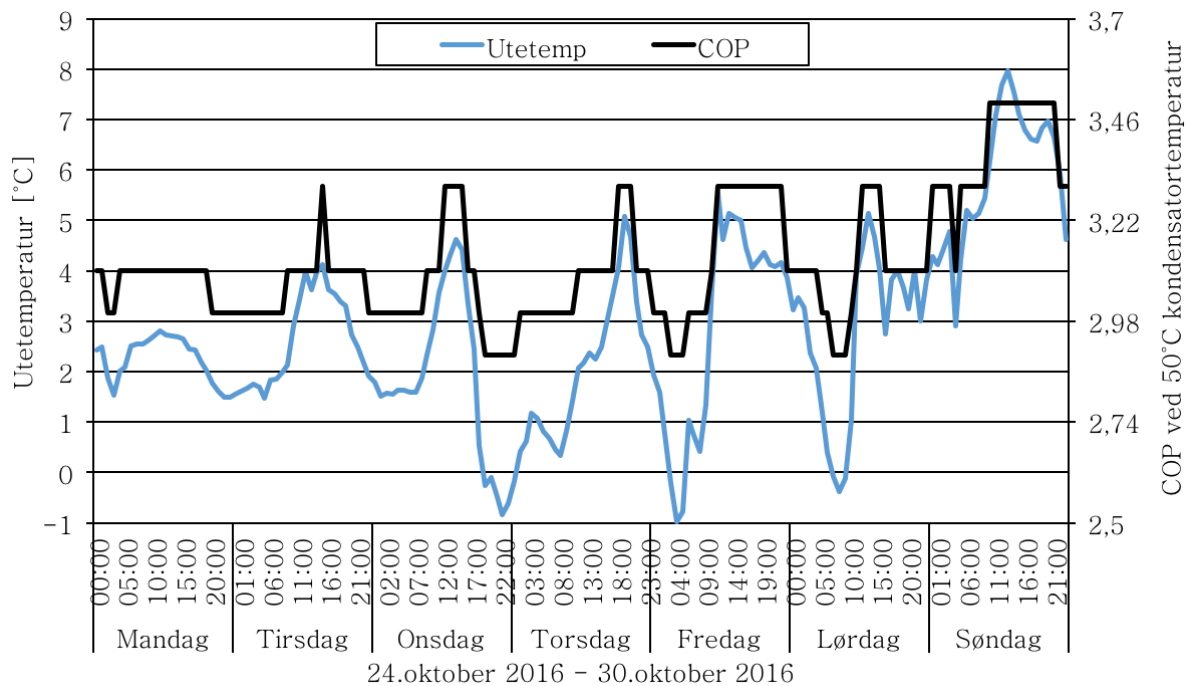
6.1 Utgangspunkt for effektiv drift av varmpumpen

Etter analyse av varmpumpekaraktistikkene og analyse av temperaturene i avsnitt 5.4.2 ble det oppdaget at varmpumpen kunne kjøres mer effektivt. På grunn av at dette er en luft-vann varmpumpe vil virkningsgraden(COP) synke med synkende utetemperatur som vist i figur 3.8. Luft- vann varmpumper har flere begrensninger på grunn av varierende temperatur på varmekilden(uteluft). Temperaturløftet og trykkforholdet er høyere med lavere utetemperaturen som fører til en tilsvarende lavere COP som forklart i avsnitt 3.4. COP er beregnet med faktiske utetemperaturen i figur 6.1 for gitt tidsperiode som viser variasjon i COP i løpet av døgnet.

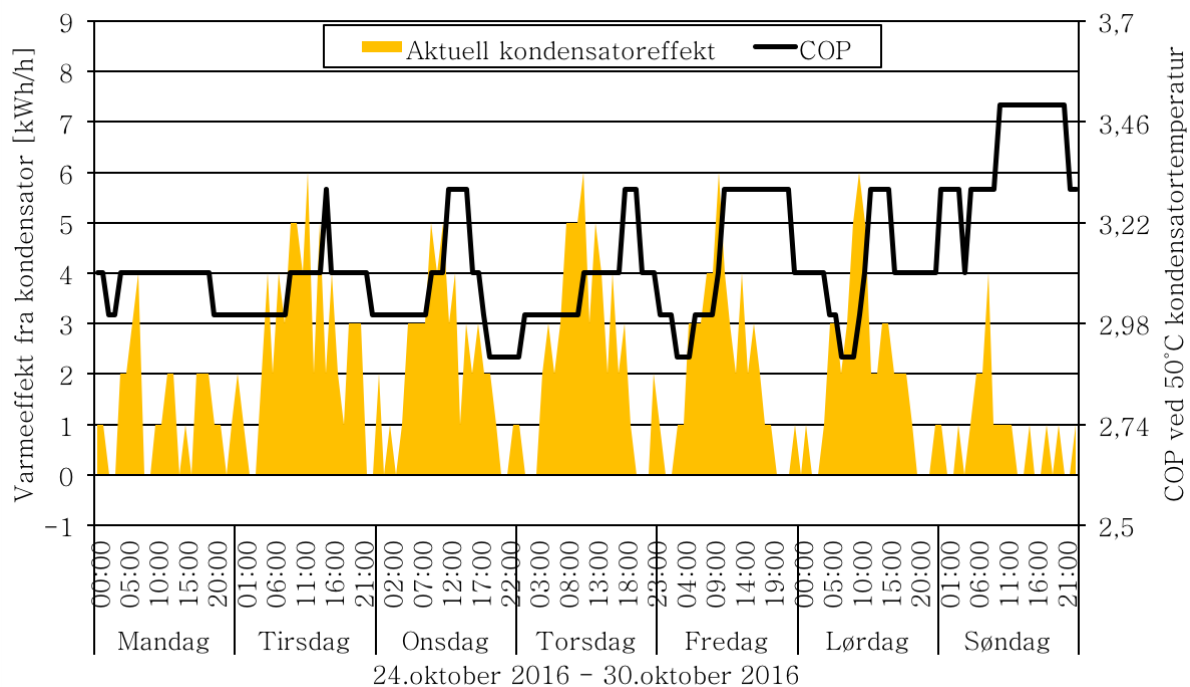
Energilagring kan påvirke mange av ulempene ved en varmpumpe med uteluft som varmekilde i positiv grad. Ved å flytte driften til varmere tider av døgnet vil det oppstå mindre rim, trykkforholdet til kompressoren vil bli lavere og en mer jevn drift vil forekomme 2.7.1.

Tidspunktene for varmeeffekt fra varmpumpen er normalt ikke optimale da varmebehovet for et bygg normalt er omvendt proporsjonalt med utetemperaturen som vist i figur 5.5. Figur 6.2 viser at maksimal varmeeffekt inntreffer ved lavere COP en optimalt. Det er en forskyvning av kondensatoreffekten i forhold til maksimal COP. Varmeeffekten inntreffer tidlig på morgenen, mens maksimal COP inntreffer ved den høyeste utetemperaturen normalt midt på dagen. Grunnen til det høye varmeeffekten tidlig på morgenen er at ventilasjonsanlegget starter og krever energi for å varme opp tilluften til Klimalaben, den høye varmeeffekten er også vist i figur 2.5. Dette fører til at det ikke er mulig å endre tidspunkt for varmeeffekten med mindre energilagring benyttes.

6.1 Utgangspunkt for effektiv drift av varmepumpen



Figur 6.1: Utetemperatur og teoretisk COP for 24.-30.oktober 2016



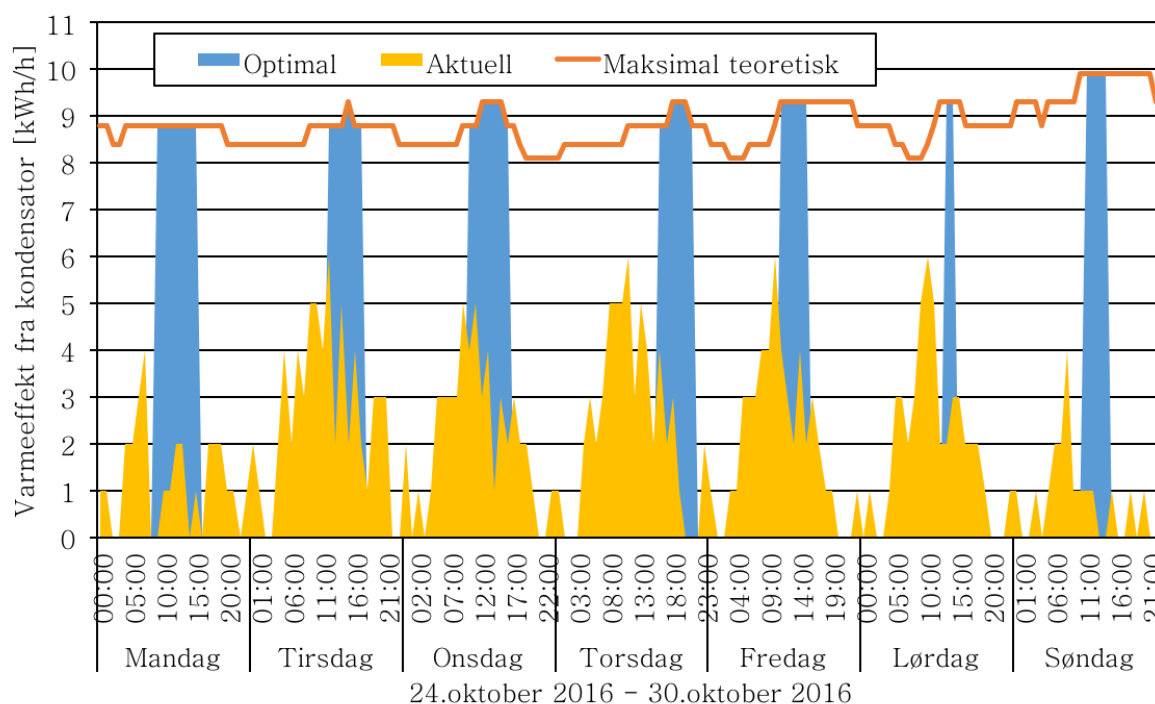
Figur 6.2: Målt(aktuell) kondensatoreffekt fra varmepumpe og teoretisk COP for 24.-30.oktober 2016

6.2 Energisparingspotensiale ved prediktiv og optimal drift av varmepumpen

Prediktiv og optimal styring for døgnlagring er vurdert i dette kapitlet. Temperaturen på varmtvannet fra kondensatoren i varmepumpen er definert til 50 °C for å dekke temperaturbehovet i bygget som vist i figur 3.4.

Figur 6.8 viser energisparingspotensialet per dag for 50 °C vanntemperatur (kondenseringstemperatur). Dette er regnet ut ved å flytte maksimal varmepumpeeffekt (kondenseringseffekt) fra tidspunkter med lav COP til tidspunkter med høy COP. Dette opptrer normalt midt på dagen som vist i figur 6.3. Dette er som nevnt tidligere på grunn av at høyere utetemperatur fører til en høyere COP som vist generelt i figur 3.8 og for den aktuelle uken i figur 6.1.

Figur 6.3 viser forslag til prediktiv styring for et gitt tidsrom som forklart i avsnitt 4.3.2 der kondensatorenergi fra varmepumpen blir produsert for å dekke energi påfølgende dag.



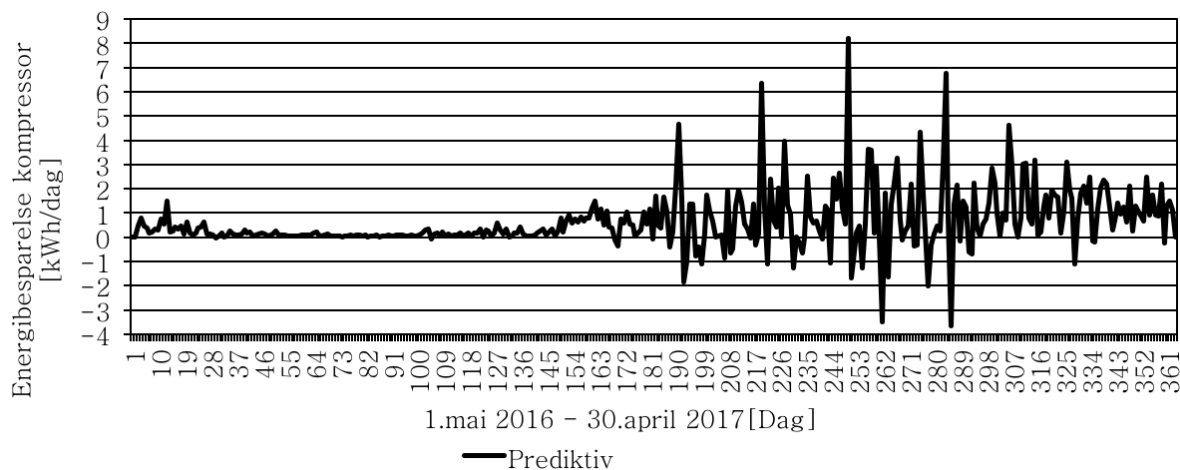
Figur 6.3: Prediktiv styring av varmepumpen ved maksimal effekt og COP dagen før benyttelse av energi fra akkumulatortanken

Maksimal teoretisk varmeeffekt fra kondensatoren er definert av den målte utetemperaturen. Her kan det vises at akkumulert kondensatorenergi for den prediktive styringen på mandag er lik som akkumulert kondensatorenergi for den aktuelle driften på tirsdag som forklart i avsnitt 4.3.2. Energilagring er derfor nødvendig for å dekke behovet og muliggjøre energisparing.

Figur 6.4 viser energisparingspotensialet uten lagring for ett år ved bruk av målte tem-

6.2 Energisparingspotensiale ved prediktiv og optimal drift av varmepumpen

peraturer på Klimalaben. Den daglige maksimale energisparingen for prediktiv styring er på 8,21 kWh, men det er også negative bidrag på maksimalt -3,64 kWh. Tapene er på grunn av styringsprinsippet som ikke tar hensyn til temperaturforskjeller fra dag til dag. Dette er analysert videre i neste avsnitt og presentert en løsning med smart prediktiv styring.



Figur 6.4: Energibesparelse ved prediktiv styring ved gitt utetemperatur

Dersom temperaturene dagen før er høyere enn den aktuelle dagen vil det bli kunstig høy energisparing som vist i figur 6.4 og 6.5. Tilsvarende vil det også kreve mer energi dersom dagen før har lavere temperatur enn den aktuelle dagen og dermed vil prediktiv styring føre til negativ energisparing.

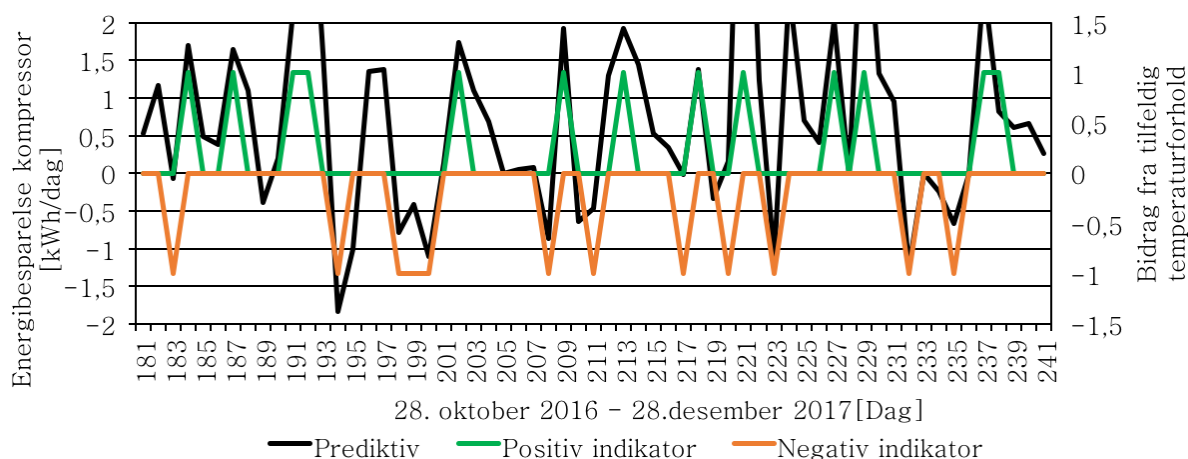
Positiv og negativ indikator i figur 6.5 definerer om temperaturforskjellen mellom foregående dag og den neste er positiv eller negativ som presentert i likning 6.1 og 6.2. Dersom temperaturen dagen før er høyere enn 3K den aktuelle dagen blir positiv indikator(PI) satt til 1 og tilsvarende dersom temperaturforskjellen er større enn 3K vil negativ indikator(NI) settes til -1.

$$(T_{ut}(D - 1) + 3K) > T_{ut}(D) \Rightarrow PI(D) = 1 \quad (6.1)$$

$$(T_{ut}(D + 1) + 3K) > T_{ut}(D) \Rightarrow NI(D) = -1 \quad (6.2)$$

Her er T_{ut} utetemperaturen og D er den aktuelle dagen. Indikatorene plottet i figur 6.5 viser at gjennomsnittstemperaturen er en god indikasjon på om energisparingen kommer fra naturlige temperaturvariasjoner eller prediktiv styring. Dersom både PI og NI er null vil den prediktive styringen være frigjort fra tilfeldige temperaturvariasjoner. Dette inntreffer relativt sjelden, noe som tyder på at den prediktive styringen er usikker og vil variere fra år til år. En sammenlikning mellom energibesparelsen ved prediktiv- og optimal-styring er vist i figur 6.7.

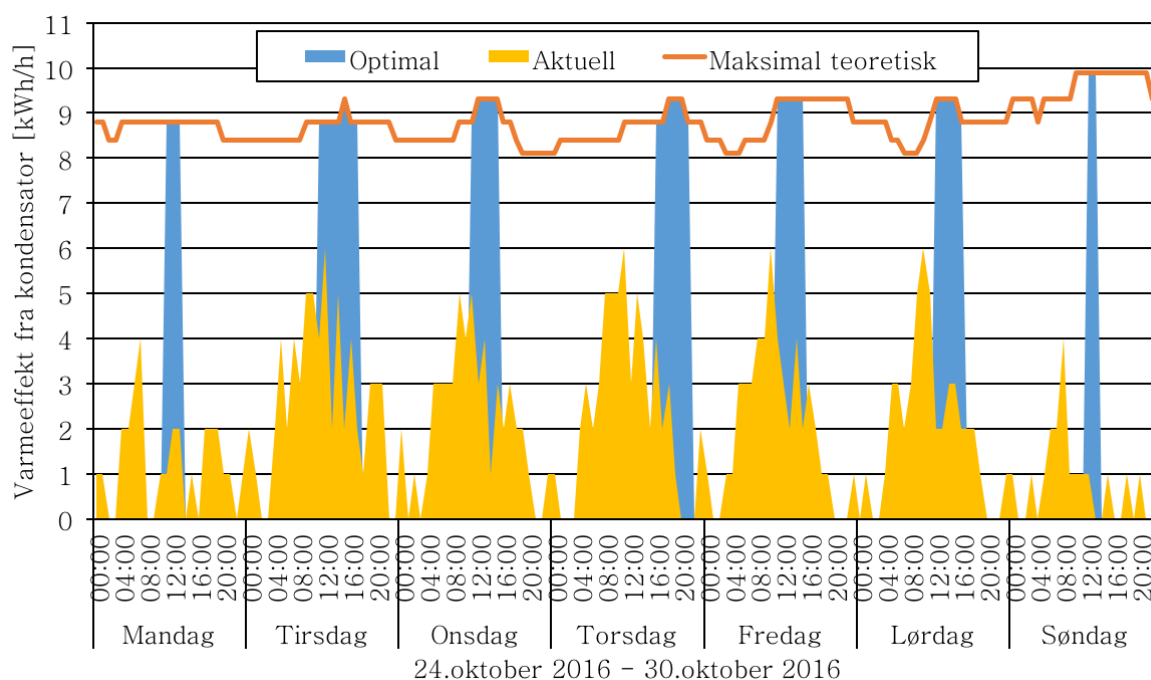
6.2 Energisparingspotensiale ved prediktiv og optimal drift av varmepumpen



Figur 6.5: Energibesparelse ved prediktiv styring for utvalgt periode med positive og negative indikatorer

For videre beregninger er det valgt å endre driftspunktet for den prediktive styringen fra dagen før til inneværende dag, da det eliminerer tilfeldige temperaturvariasjoner mellom ulike dager. Dette er kalt *optimal styring* som definert i den prediktive modellen i avsnitt 4.3.2.

Som vist i figur 6.6 er energimengden dekket med optimal styring i løpet av samme dag med identiske temperaturforhold. Dette vises ved identisk areal for både optimal og aktuell styring. Dette er grunnlaget for de to driftsmetodene da bygget vil trenge samme mengde energi for like temperaturforhold.

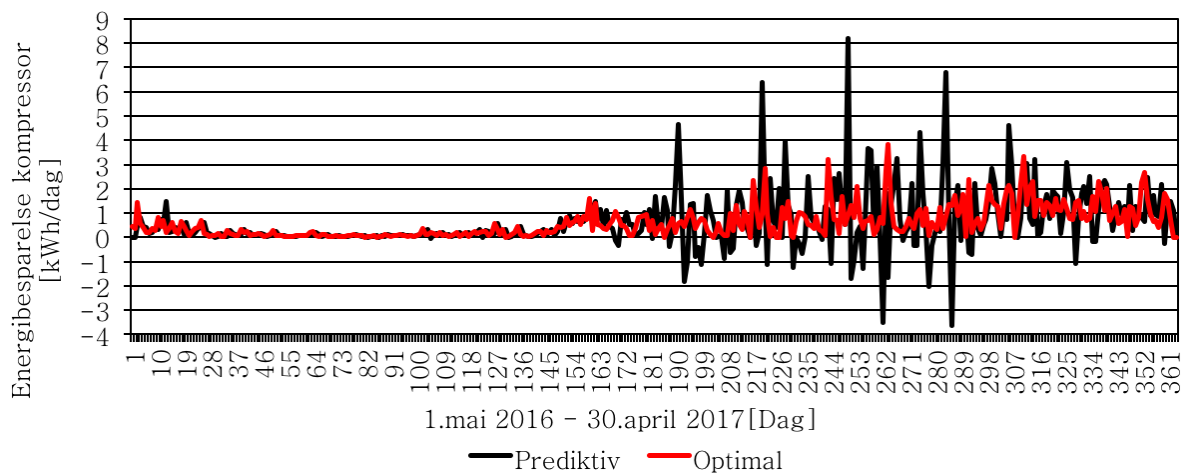


Figur 6.6: Optimal styring av varmepumpen ved maksimal effekt og COP for å dekke energi samme dag

6.2 Energisparingspotensiale ved prediktiv og optimal drift av varmepumpen

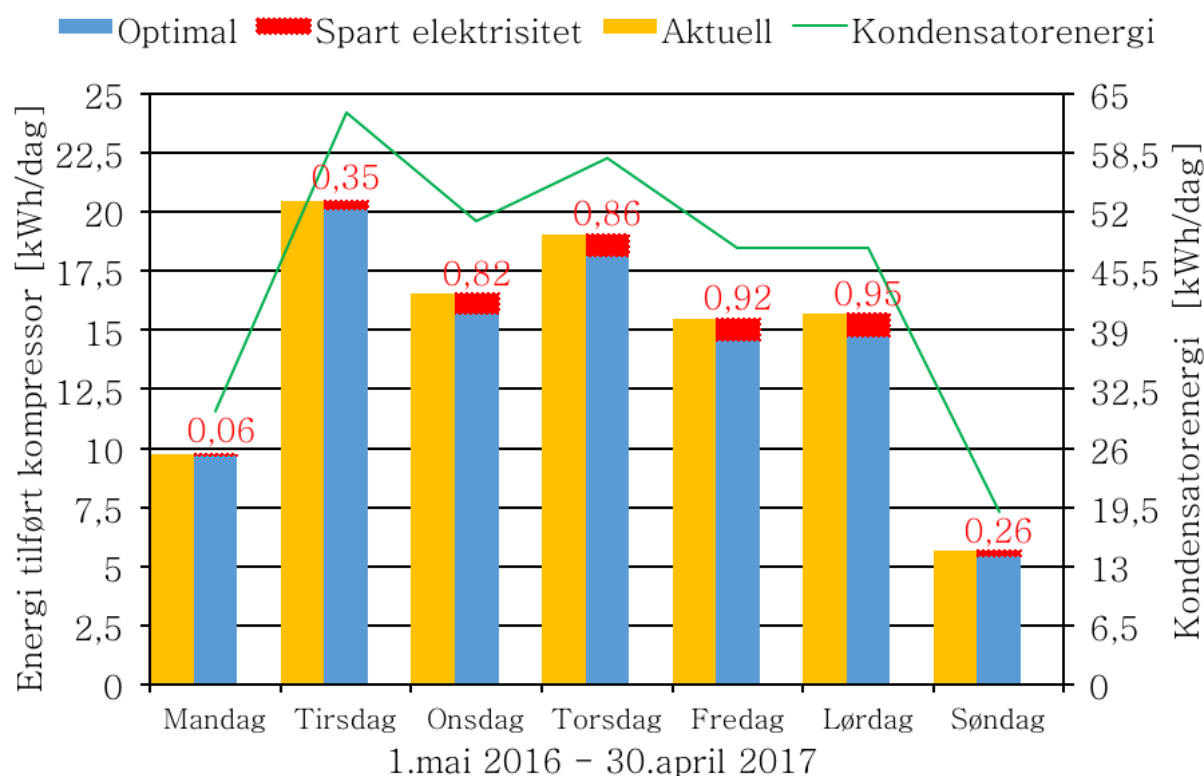
For å oppnå størst mulig energisparing kjøres varmepumpen på maksimal varmeeffekt som her opptrer midt på dagen da utetemperatur og COP er høy. Figur 6.8 viser totalt tilført kompressorenergi per dag beregnet ved bruk av likning 4.5 for aktuell og optimal styring av varmepumpen. Dette er de samme verdiene som presentert i figur 6.7 for optimal drift for en utvalgt uke.

Figur 6.7 viser en relativt stor differanse mellom de to styringsprinsippene. Den prediktive styringen vist i svart har flere ekstreme verdier. Dette er som forklart på grunn av tilfeldige temperaturforskjeller fra dag til dag. De totale akkumulerte energibesparelsene inkludert tap er presentert i avsnitt 6.3 kun for det optimale styringsprinsippet.



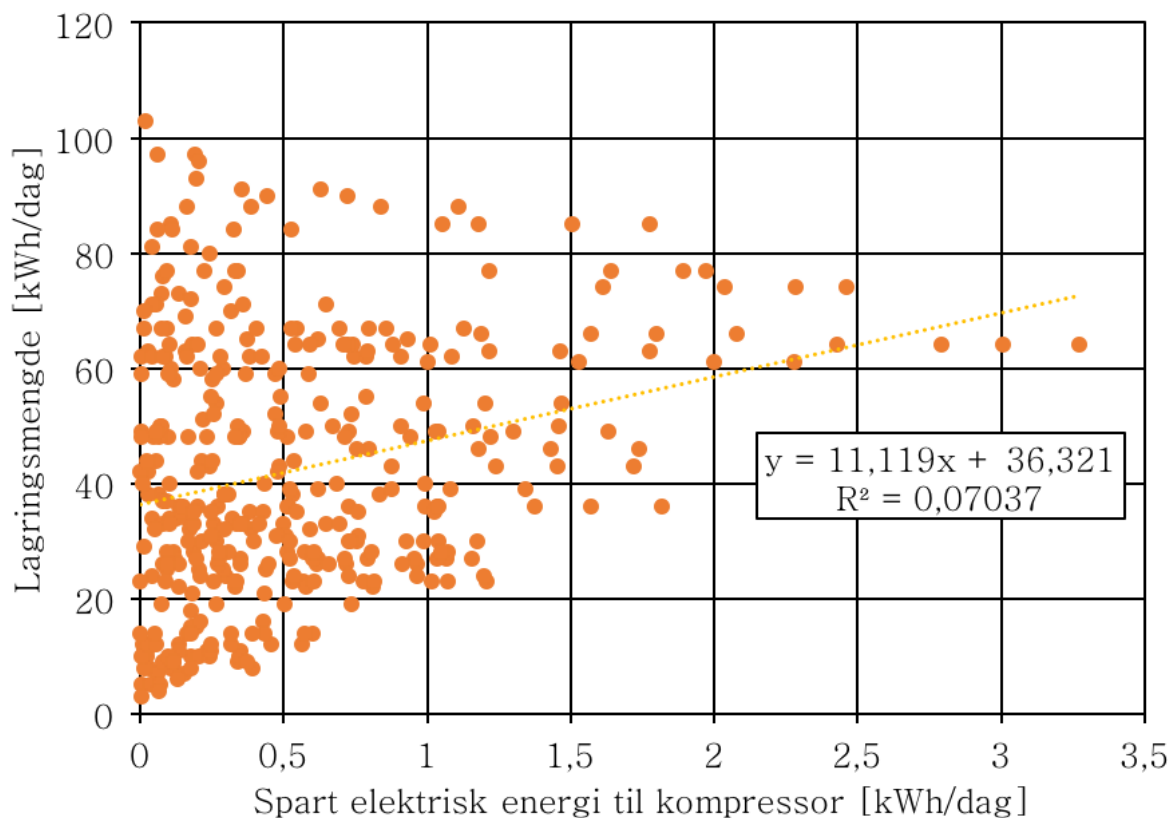
Figur 6.7: Energibesparelse ved prediktiv og optimal styring

Figur 6.8 viser forskjellen mellom aktuell og optimal styring i utvalgt periode. Energi tilført kompressoren er ulik ved identisk kondensatorenergi på grunn av forskjellig COP.



Figur 6.8: Elektrisk energi tilført til kompressor ved aktuell- og optimal-COP og differansen ved gitt kondensatorenergi

Figur 6.8 viser forskjellen mellom aktuell og optimal energi tilført kompressoren for gitt kondensatorenergi ut fra varmepumpen. Energisparingen er mellom 0,06- 0,95 kWh/dag for uke 43. Dette er på grunn av at varmepumpen driftes med høyere temperaturer og dermed høyere COP. Forholdet mellom lagret varmeenergi(kondensatorenergi) og spart elektrisk-energi er vist i figur 6.9 for å illustrere at det ikke nødvendigvis er en direkte sammenheng mellom store lagrings mengder og høy energisparing.

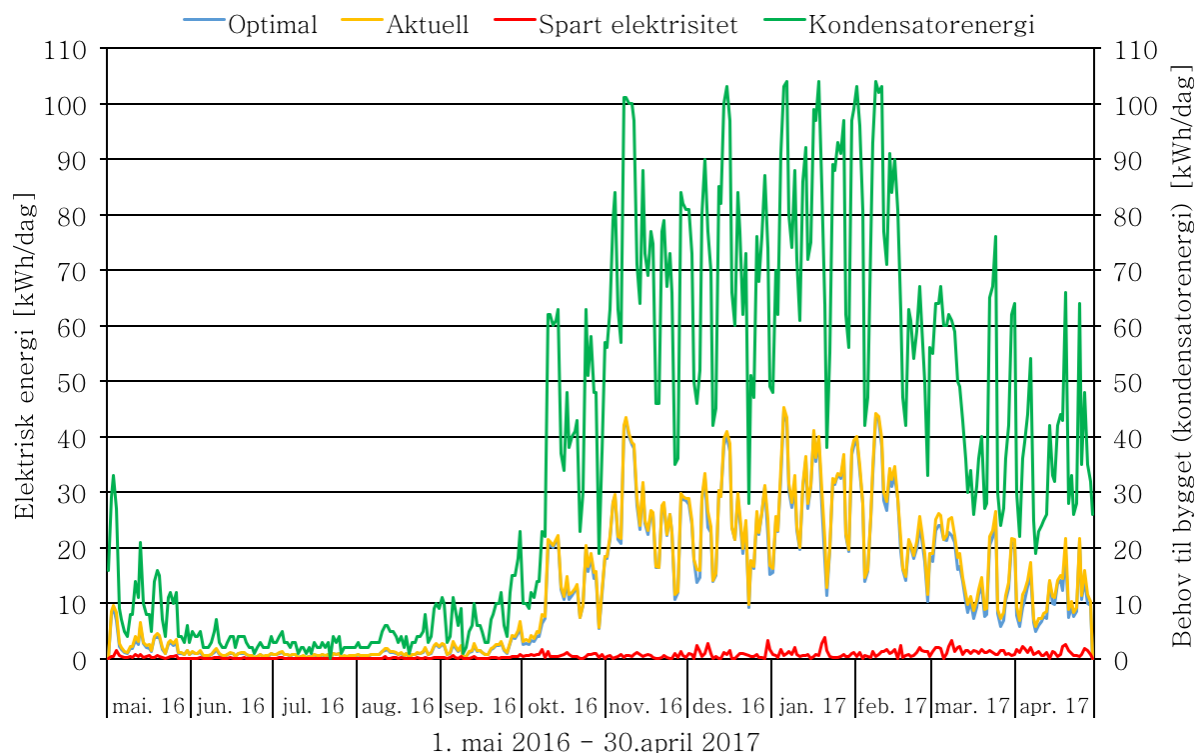


Figur 6.9: Teoretisk besparelse for ulike energibehov per dag mellom 1.mai 2016 og 30.april 2017.

Figur 6.9 viser energisparingspotensiale for elektrisk energi ved ulike lagringsmengder ved optimal styring. Det er ikke en lineær relasjon mellom lagringsmengde og energibesparelse, men det kan med dette bevises at det kreves store lagringsmengder for å spare relativt lite elektrisk energi. Ved de fleste tilfeller ligger ratioen på over 20. Der det må lagres 20 kWh med varme for å spare 1 kWh i elektrisitet, noe som er relativt høyt.

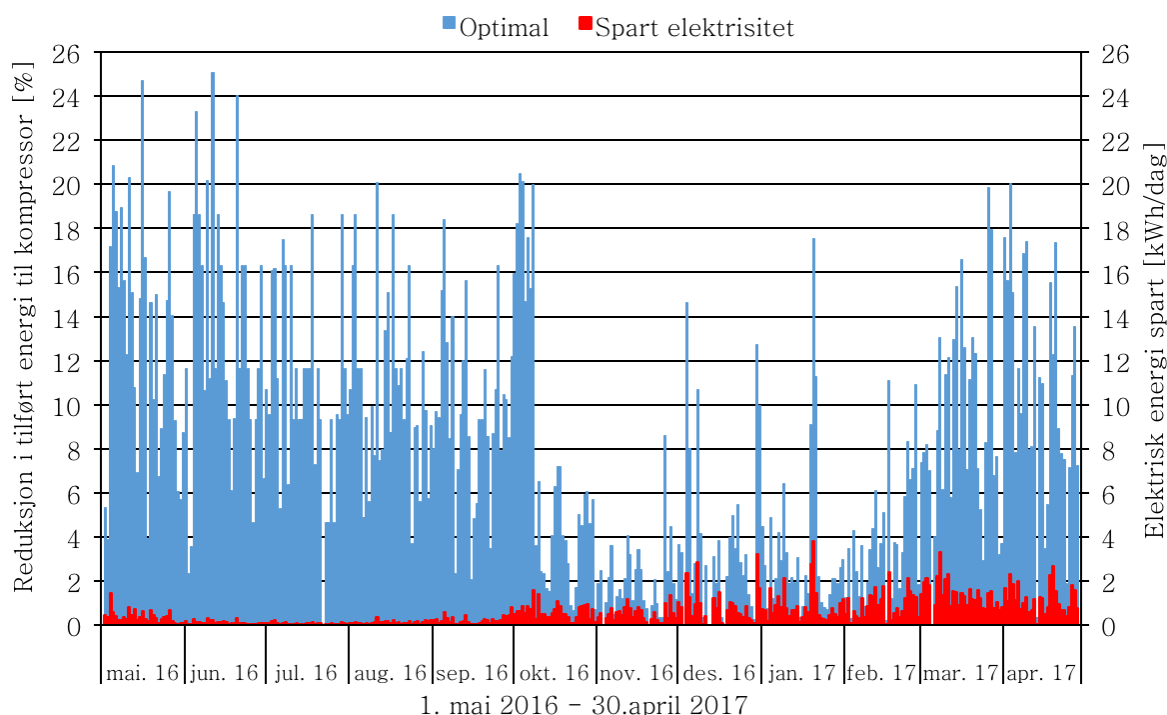
Energilagringspotensialet i løpet av året ble simulert med samme metode som simuleringer for uke 43 ved prediktiv og optimal drift. Figur 6.10 viser at energisparingspotensialet for døgnlagring er lite i sommerhalvåret, men øker når temperaturene synker.

6.2 Energisparingspotensiale ved prediktiv og optimal drift av varmepumpen



Figur 6.10: Kondensatorenergien per dag og tilført elektrisitet til kompressoren for aktuell og optimal styring

I figur 6.10 vises kompressorenergien for den aktuelle driften i gult og de optimale styringsprinsippet i blått. Beregninger av besparelser er gjort ved bruk av metoden vist i kapittel 4.3.2 der detaljerte resultater er vist i figur 6.6. Spart energi gjennom året er relativt lite i forhold til kondensatorenergien som må lagres ved optimal styring. Selv med høyt energiforbruk er det ikke store energibesparelser noe som er naturlig på grunn av virkemåten til varmepumpen. For å få en bedre oversikt er prosent energibesparelse per dag (reduksjon i tilført kompressorenergi) vist i figur 6.11. Dette viser at det er et relativt stort potensiale for energibesparelse selv om energimengden er liten.

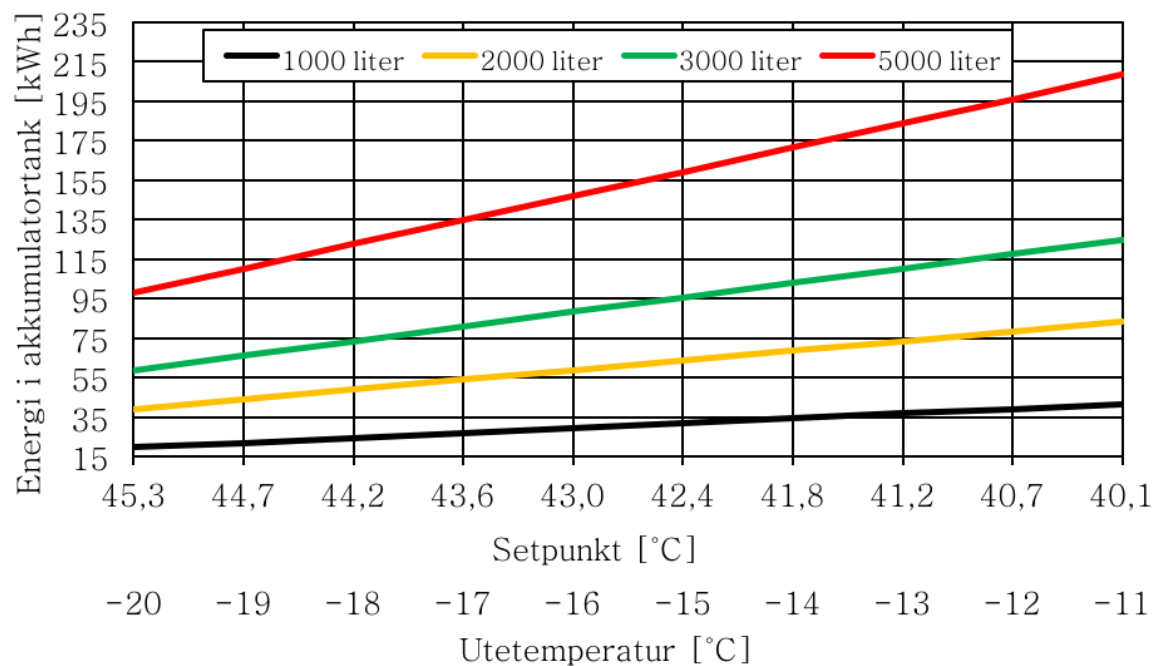


Figur 6.11: Reduksjon i tilført energi til kompressoren ved optimal styring

Figur 6.11 presenterer prosent energibesparelse ved prediktiv styring sammenliknet med den originale energien levert til kompressoren som vist i likning 4.5 i kapittel 4.3.2. Det er ved noen tilfeller mulig å spare 25 % av tilført kompressorenergi, men ved kaldere perioder er besparelsene prosentmessig mye lavere. Den gjennomsnittlige besparelsen er på 8 % i løpet av det siste året. Den prosentmessige energibesparelsen er imidlertid ikke like viktig som den totale besparelsen i kWh, da det er dette som kjøpes fra strømmettet og danner grunnlaget for den økonomiske betraktningen. Totalt akkumulert besparelse i løpet av ett år er beregnet etter introduksjon av akkumulatortanker i avsnitt 6.3.1.

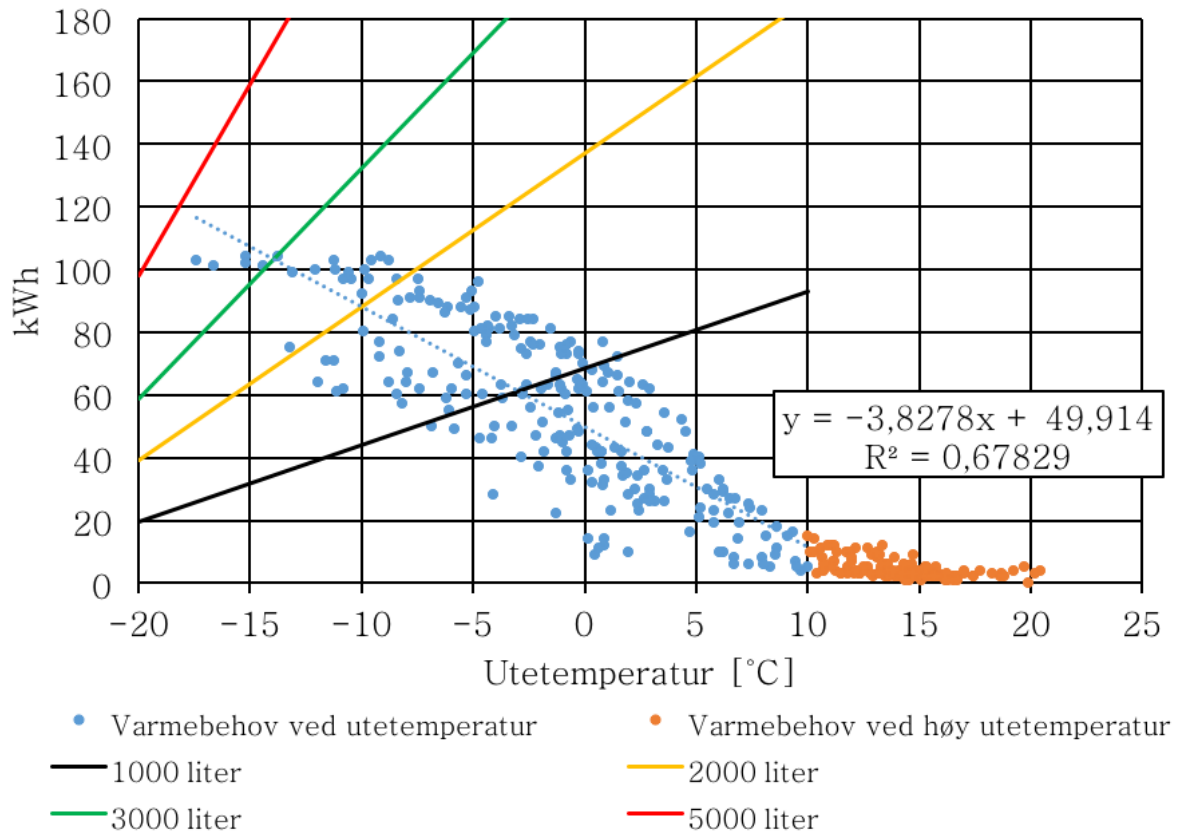
6.3 Døgnlagring i varmtvannstank

Utnyttbar energi fra ulike akkumulatortanker i figur 6.12 er estimert ved bruk av utetemperaturkompenseringskurven gitt i avsnitt 3.4 og 4.4.1 der entalpimengden er beregnet ved gitt utetemperatur. Figur 6.13 er sammensatt av figur 5.5 og 6.12 som viser maksimal energimengde for forskjellige dager og akkulatorstørrelser. Dette er illustrert i figur 6.14 der den største tanken er utelatt da den kan levere nok varmeenergi ved alle dager.



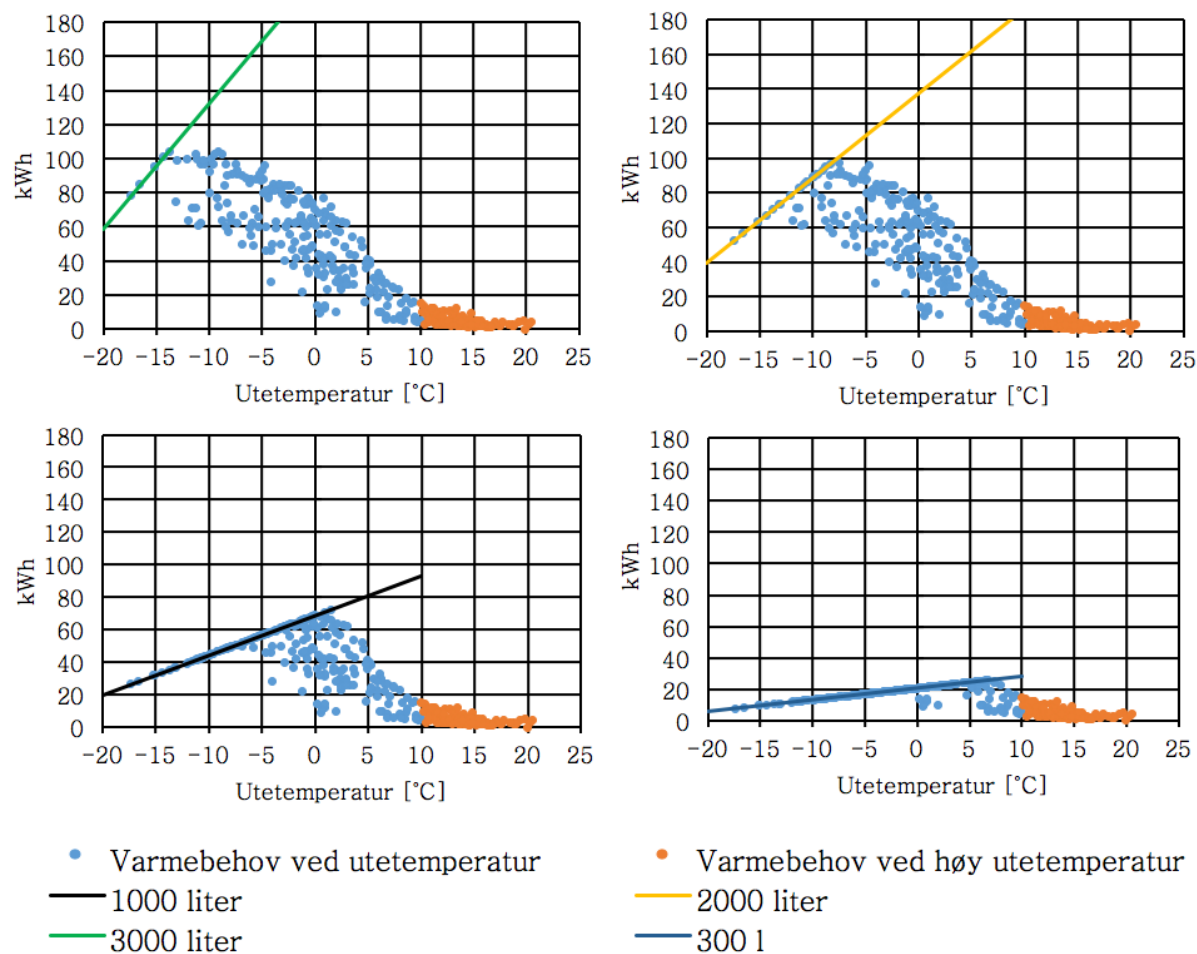
Figur 6.12: Utnyttbar lagringsmengde i akkumulatortank ved setpunkter for gitt utetemperatur for og maksimal lagringstemperatur på 50°C

Figur 6.12 viser utnyttbar lagringsmengde for et temperaturintervall fra 50 °C til setpunktet definert av utetemperaturkompenseringskurven i figur 3.4. Ved en utetemperatur på -20°C har den største tanken (5000 liter) et energiinnhold tilsvarende 95 kWh. Energimengden øker som følge av et høyere temperaturintervall ved lavere setpunkt i oppvarmingssystemet. Lavere setpunkt fører til at temperaturen kan senkes ytterligere. Tilsvarende er det for de forskjellige tankstørrelsene som beregnet ved bruk av likning 4.2. Figur 6.13 viser utnyttbar energimengde mot faktiske målinger av varmebehov ved gitt gjennomsnittstemperatur per dag på Klimalaben.



Figur 6.13: Begrensninger ved forskjellige akkumulatortankstørrelser

Figur 6.14 er en videreføring av figur 6.13 og viser begrensningene som tilkommer dersom de forskjellige tankstørrelsene blir installert. Energimengden kan ikke dekkes 100 % av prediktiv eller optimal styring ved en tank mindre enn 5000 liter og dermed må varmepumpen driftes med originale betingelser for å dekke det resterende behovet.



Figur 6.14: Begrenset lagringsmengde for ulike tankstørrelser

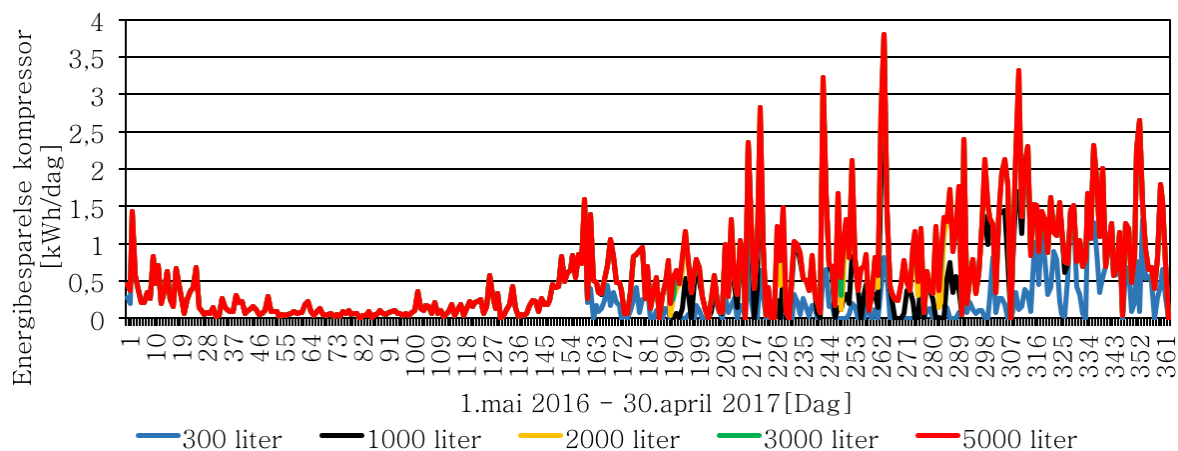
En akkumulatortank på 5000 liter fører til at energibehovet alle dager kan dekkes med lagret energi fra varmepumpen ved prediktiv eller optimal styring. For mindre volum vil det ved flere dager være for høyt energibehov på grunn av høy temperatur i oppvarmingssystemet. Ved lagringsvolum på 3000, 2000 og 1000 liter vil det være henholdsvis 5, 21 og 93 dager da akkumulatortanken ikke kan levere temperaturnivået som bygget behøver og varmepumpen må driftes direkte. Dette vises i figur 6.14 der energimengden for forskjellige temperaturer er begrenset av tankvolumet. Forskjellig tankvolum har ulikt varmetap som vist i tabell 6.1 som er presentert i avsnitt 6.3.1.

6.3.1 Energisparing ved optimal styring for ulike akkumulatortankstørrelser

Årlig energisparing er definert av teoretisk energisparing minus varmetap for tanken ved gitt temperaturintervall som vist i avsnitt 4.4. Teoretisk energibesparelse (tilført elektrisitet til kompressoren) uten varmetap for de ulike tankstørrelsene er vist i figur 6.15. Besparelsene for den største tanken (5000 liter) er de samme som tidligere da den kan lagre tilfredstillende mengde energi selv på de kaldeste dagene i løpet av året. For mindre tankstørrelser er lagringsmengden begrenset som fører til noe lavere energisparing ved

6.3 Døgnlagring i varmtvannstank

de kaldeste periodene. Dette er på grunn av temperaturforholdet som beskrevet i figur 6.12.



Figur 6.15: Teoretisk besparelse for energimengde tilført kompressor uten tap i akkumulatortank

Figur 6.15 viser at tankstørrelsen på 300 liter, som er identisk som installert på Klimalaben, vil redusere den maksimale energisparingen noe mens de andre størrelsene ikke har like stor innvirkning. De akkumulerte energimengdene er sammenfattet i figur 6.17.

Varmetap fra akkumulatortankene er beregnet ved bruk av likning 4.8 der verdier presentert i tabell 6.1 er benyttet. Modellen for varmetap er sammenliknet med varmetap ved standardiserte målemetoder som bekrefter at modellen er god. Modellen i avsnitt 4.4 er relativt pessimistisk da den tar utgangspunkt i 20 °C veggtemperatur på yttersiden av tanken, men med verifisering mot tilsvarende forhold som vist i tabell 6.1 er dette tilstrekkelig til å endre på parametere for å beregne varmetap for lavere temperaturforhold som er aktuelt her.

Tabell 6.1: Varmetap for ulike modeller, størrelser og isolasjonstykkelser

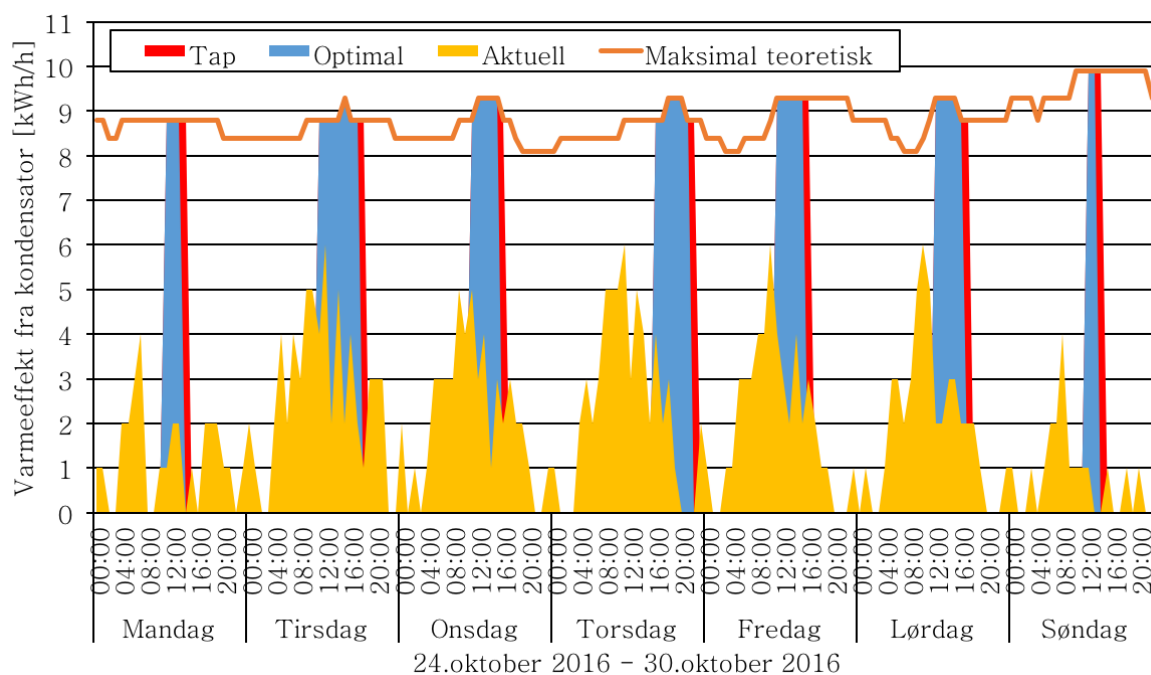
Modell	Volum [m^3]	ΔT [K]	Varmetap ($U=0,43 W/m^2 \cdot K$) [kWh/dag]	Varmetap ($U=0,215 W/m^2 \cdot K$) [kWh/dag]
Oschsner 320	0,3	-	2,36 (DIN V4701-10)	-
PS 300 N	0,3	45	2,57 (EN 12897)	-
PS 300 N	0,3	20	0,95	0,48
PS 1000 N	1	20	1,80	0,90
PS 2000 N	2	20	2,68	1,34
PS 3000 N	3	20	3,41	1,70
PS 5000 N	5	20	4,62	2,31

Som tabell 6.1 viser er det god korrelasjon mellom standardiserte verdier og de beregnede varmetapene. Dette fører til at ΔT blir senket for å beregne det faktiske varmetapet for temperaturnivåene estimert her. Det er estimert et gjennomsnittlig temperaturnivå på

6.3 Døgnlagring i varmtvannstank

40°C, siden temperaturen fra varmepumpen er satt til 50°C. ΔT blir dermed forskjell mellom 40°C og romtemperaturen på 20°C. Varmetapet er estimert konstant gjennom døgnet.

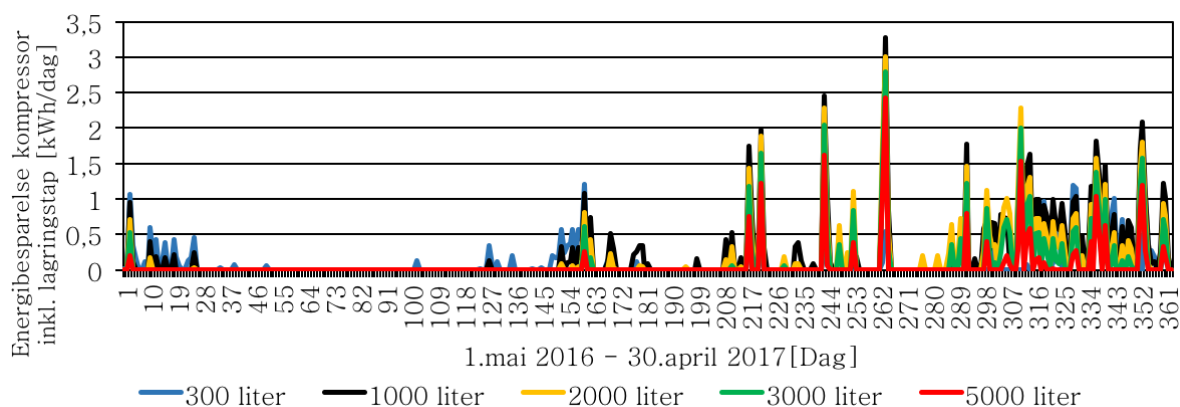
Varmetapet må dekkes med ekstra produksjon fra varmepumpene, på grunn av at bygget trenger like mye energi. Oppvarming av omgivelsene som følger av varmetap er her neglisjert. Ekstra produksjon er illustrert i figur 6.17 i rødt for 5 m³ tankstørrelse, tilvarende metode blir også brukt for mindre tanker.



Figur 6.16: Optimal drift av varmepumpen ved maksimal effekt og COP inkludert varmetap i 5 m³ akkumulatortank

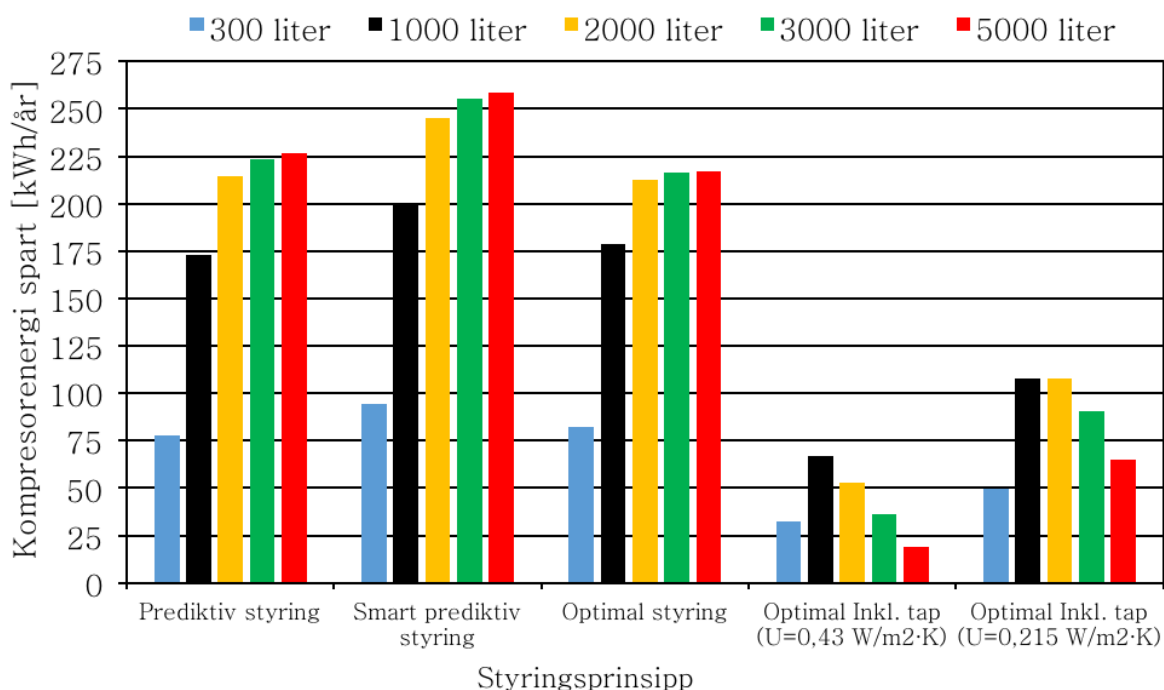
Figur 6.16 viser varmetapet dekket av varmepumpen med ekstra produksjon som blir forlenger driftstiden ved maksimal effekt og COP. Den ekstra produksjonen fører til et høyere elektrisitetsforbruk i kompressoren som senker energibesparelsene. Effekten av den økte produksjonen på energibesparelse for de ulike størrelsene er presentert i figur 6.17.

6.3 Døgnlagring i varmtvannstank



Figur 6.17: Teoretisk besparelse for energimengde tilført kompressor inkludert tap i akkumulatortank ved originale isolasjonstykkelser ($U = 0,43 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$)

Forskjellen mellom figur 6.15 og 6.17 viser innvirkningen på den økte kompressorenergien som må tilføres. Forskjellige tankstørrelser har forskjellig varmetap som fører til at reduksjonen i besparelsene er ulike. Figur 6.17 viser at tanken med de høyeste besparelsene er 1000 liter. Dette er først og fremst på grunn av to forhold: relativt lavt varmetap og ingen praktisk begrensning på totalt lagringsenergi på grunn av lavt temperatursetpunkt i varmesystemet (høy utetemperatur) som beskrevet i figur 6.12. For å vurdere optimal tankstørrelse med høyest energisparing er de årlige akkumulerte verdiene plottet i figur 6.18 for alle de forskjellige betingelsene.



Figur 6.18: Årlig teoretisk besparelse av tilført energi til kompressor

Figur 6.18 viser en sammenfatning av årlig akkumulert energisparing ved de to styringsprinsippene prediktiv modell, *prediktiv styring* og *optimal styring*.

Prediktiv styring er de akkumulerte verdiene som presentert i figur 6.4 for forskjellige tankstørrelser. Både de negative og positive bidragene er inkludert i de akkumulerte verdiene.

Smart prediktiv styring er identisk som prediktiv styring bortsett fra at de negative tilfellene er tatt bort. Dersom gjennomsnittstemperaturen den aktuelle dagen er lavere enn påfølgende dag vil varmepumpen ikke lagre energi og vil dermed operere som normalt uten prediktiv styring. Denne modellen fører til de høyeste energibesparelsene på grunn av tilfeldige temperaturforskjeller fra dag til dag, der gjennomsnittstemperaturen er høyere dagen før.

Optimal styring er presentert i figur 6.15 her er besparelsene lavere på grunn av at temperaturforskjeller fra dag til dag er neglisjert ved bruk av modellen vist i avsnitt 4.3.2. Denne energisparingen vil med størst sannsynlighet være representativt for en lengre periode over flere år på grunn av temperaturforholdene presentert i avsnitt 5.4.2.

Optimal styring inkludert tap ved original isolasjonstykkelse er de akkumulerte energibesparelsene fra figur 6.17. En tankstørrelse på 1000 liter har de høyeste energibesparelsene i løpet av et år da varmetap og begrenset energimengde ved kalde perioder er medtatt. Energisparing med dobbel isolasjon rundt akkumulatortankene er også vist i figur 6.18. Besparelsene øker noe med denne tykkelsen.

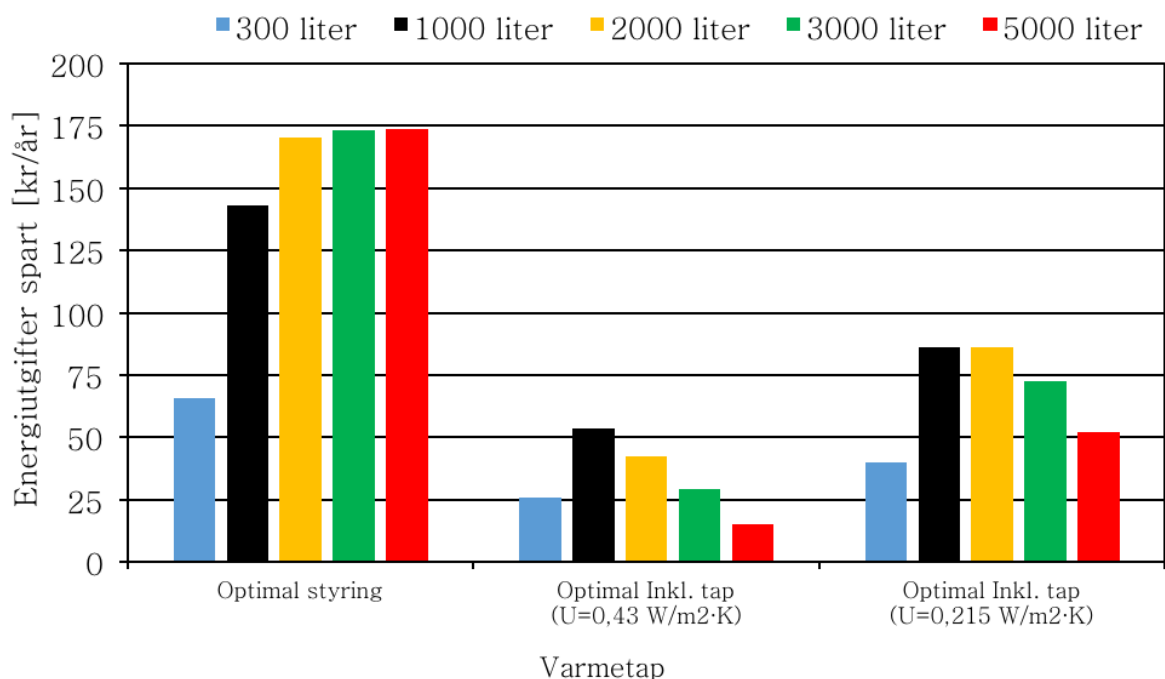
Energitap som resultat av økt pumpeeffekt er neglisjert her. Den nye tanken tenkes å bli installert ved siden av den originale tanken allerede installert på Klimalaben. Rørføringer er dermed korte som fører til at pumpeenergien kun vil øke marginalt.

6.4 Økonomisk betraktning ved døgnlagring med varmepumpe

En økonomisk betraktning er laget for å estimere om energibesparelsene kan svare seg når investering og drift er inkludert. Energisparingspotensialet er som presentert i figur 6.18 relativt lavt i forhold til lagret energimengde som vist i figur 6.9. Dette krever en lav pris per lagringsmengde.

Kostnadene for de ulike tankstørrelsene er hentet fra varmeshop.no som presentert i avsnitt 2.8.1. Det er i utgangspunktet kun interessant å vurdere tanken med høyest energisparing inkludert varmetap da dette er nærmest de reelle verdiene. Det er valgt å ekskludere det prediktive styringsprinsippet i den økonomiske analysen da dette har for store variasjoner og usikkerheter.

Dersom Klimalaben blir betraktet med betingelser som en privat kraftkunde (p.g.a. lavt energibehov) kan de totale energikostnadene inkludert avgifter, nettleie og energipris betraktes som 0,8 kr/kWh [56]. De årlige økonomiske besparelsene blir dermed som vist i figur 6.19.



Figur 6.19: Årlig økonomisk besparelse ved optimal styring av varmepumpe

Kostnadsbeparelsene er lave for alle tilfellene. Uten tap er de på maksimalt 173,7 kr/år, mens inkludert tap er de på maksimalt 53,42 kr/år og 86,22 kr/år for henholdsvis original og dobbel isolasjon rundt tanken på 1000 liter.

Kostnaden for lagringstanken er på 9024 kr, og det er ikke nødvendig å beregne netto nåverdi da dette kan betegnes ulønnsomt. En enkel nedbetalingsberegning er vist i tabell 6.2. Den prosentmessige besparelsen er også estimert ved andel av totalt tilført elektrisitet til kompressoren som er 4744 kWh med en kostnad på 3795,2 kr/år. Denne er beregnet med modellen i avsnitt 4.3.2 ved bruk av målt utetemperatur, gitt COP og målt kondensatorenergi.

Tabell 6.2: Økonomisk besparelser for optimalt styringsprinsipp ved installasjon av 1000 liters tank

Varmetap	Besparelser	Nedbetalingstid (1000 liter tank)
Optimal styring uten varmetap	142,86 kr/år (3,7 %)	63 år
Optimal styring inkl. varmetap $U = 0,43 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$	53,42 kr/år (1,4 %)	168 år
Optimal styring inkl. varmetap $U = 0,215 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$	86,22 kr/år (2,2 %)	104 år

En nedbetalingstid på 63-168 år er veldig høyt da levetiden for bygget er forventet mye lavere. De prosentmessige besparelsene er heller ikke store som fører til at dette trolig ikke vil være lønnsomt i større bygg med høyere energimengder. Investering i en ekstra

akkumulatortank er definert som ulønnsomt selv uten kostnader ved rørføringer og installasjon. Selv med andre billigere tanker vil dette ikke være lønnsomt. Heller ikke smart prediktiv styring ville gjort dette økonomisk lønnsomt da energibesparelsen er for lav i forhold til investeringskostnaden. For å begrense eller eliminere investeringskostnaden er det derfor tatt med energisparing ved bruk av den originale akkumulatortanken illustrert i figur 3.6a.

Bruk av eksisterende akkumulatortank vil kun kreve et utvidet styringssystem. Den økonomiske besparelsen på 26 kr/år er kun lønnsom dersom den kan forsvare installasjonskostnaden for programvaren. Dette er trolig ikke lønnsomt da kostnaden for en tekniker ville vært flere størrelsesorden høyere enn besparelsene. En grundig sensitivitetsanalyse for scenario 1 har ikke vært hensiktsmessig da besparelsene er små og nedbetalingstiden høy.

Kapittel 7

Scenario 2 - Sesonglagring fra solfangere i faseendringmateriale

I dette kapitlet er sesonglagring med PCM fra solfangere undersøkt. Energilagringspotensialet fra solfangerene er beregnet og simulert. Deretter er en PCM-celle designet for temperaturnivåene på Klimalaben. Energiutnyttelsen er beregnet før en økonomisk betraktning er gjennomført.

Døgnlagring med PCM har blitt utelukket på grunn av for høyt energitap som vist i kapittel 4.7. Sesonglagring ved hjelp av faseendringmateriale natrium acetat trihydrat (heretter SAT) er derimot vurdert ved hjelp av simulerte verdier. Både energilagring for utnyttelse ved kalde perioder og reduksjon av effekttopper er vurdert. Den initiale analysen i avsnitt 5.2 avdekket et potensiale for energioverskudd fra solfangeranlegget. Målet i dette kapitlet er å vurdere design av en SAT-celle, der energilagringspotensialet, temperaturnivåer og en økonomisk betraktning inngår.

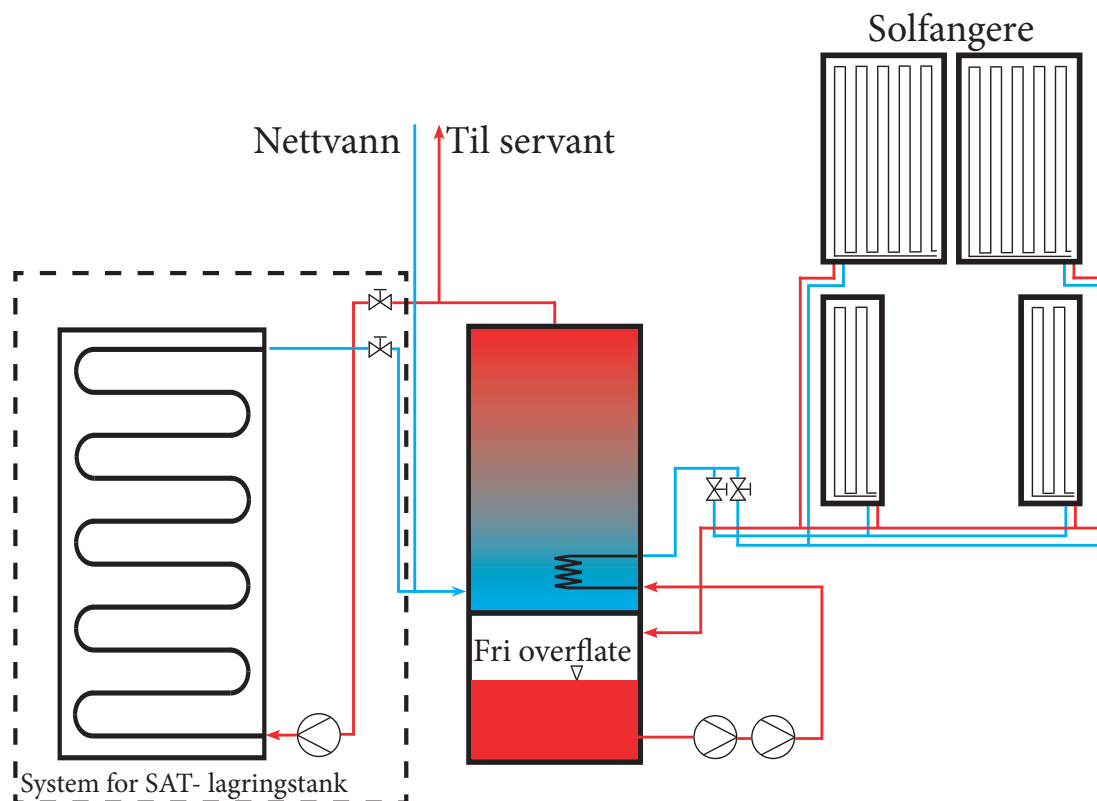
7.1 Forslag til konfigurasjon og styring av PCM-system

Etter analyse av dataene fra anlegget er det foreslått sesonglagring fra solfangersystemet med PCM. Energi som ville gått tapt gjennom sommermånedene kan utnyttes som vist i figur 5.12. Det er interessant å se på den totale energisparingsmengden og effekt-reduksjon på vinteren for å finne ut om dette kan forsvares økonomisk. Trykktap i rør og bend som fører til høyere pumpekostnader må inkluderes da det vil kreve vanngjennomstrømning for å gjøre faseendringen i PCM-cellen som vist i figur 4.11.

Ulike faseendringmaterialer har ulike termiske egenskaper som presentert i kapittel 2.8.2. De fleste PCM som er egnet for bygg: 20 - 40 °C underkjøles ikke i nevneverdig grad. Dette gjør at varme strømmer spontant fra disse materialene når de kjøles ned til faseendringpunktet. Dette gjør at disse ikke egner seg for langtidslagring, og er heller ikke ansett som interessante for denne oppgaven da de ikke kan styres direkte [37].

Det finnes materialer som vil underkjøles, som presentert i kapittel 2.8.2. På grunn av underkjølingen kan denne faseendringen skje manuelt når behovet oppstår, slik at dette

er godt egnet for lagring over lang tid. Faseendringen blir igangsatt ved hjelp av en trigger som beskrevet i figur 2.22. SAT vil teoretisk holde 58 °C ved faseendringen, noe som kan være høyt for integrasjon i bygningskroppen direkte [24]. Lagring i en separat enhet kan være en mulighet da SAT-cellen kan designes til å riktig temperaturforhold. Figur 7.1 viser et forslag til design av system for en SAT-celle.



Figur 7.1: Forslag til design av SAT-celle tilknyttet solfangersystemet

Figur 7.1 viser et forslag til et oppsett der en SAT-celle er tilkoblet som en separat enhet med tilkobling til den varme delen av akkumulatortanken til solfangersystemet. En pumpe er installert for å sørge for tilstrekkelig gjennomstrømning.

7.2 Optimal cellelengde for varmeuttak

For å designe cellene må temperaturnivåene vurderes. Temperaturen i lagringstanken definert av utetemperaturkompenseringskurven og har god korrelasjon med målte temperaturer som vist i figur 5.8 og 5.9. Setpunkttemperaturen er på 45°C ved -18°C utetemperatur beregnet i figur 3.4. Laveste temperatur målt i retur ut til oppvarmingskildene er 30°C som vist i figur 5.8. Hver celle designes etter disse temperaturforholdene. Temperaturen $T_{m,o}$ fra SAT-cellen bør tilsvare setpunkttemperaturen i bygget for å kunne tilføre nok energi ved kalde perioder. Dette fører til dimensjonerende forhold.

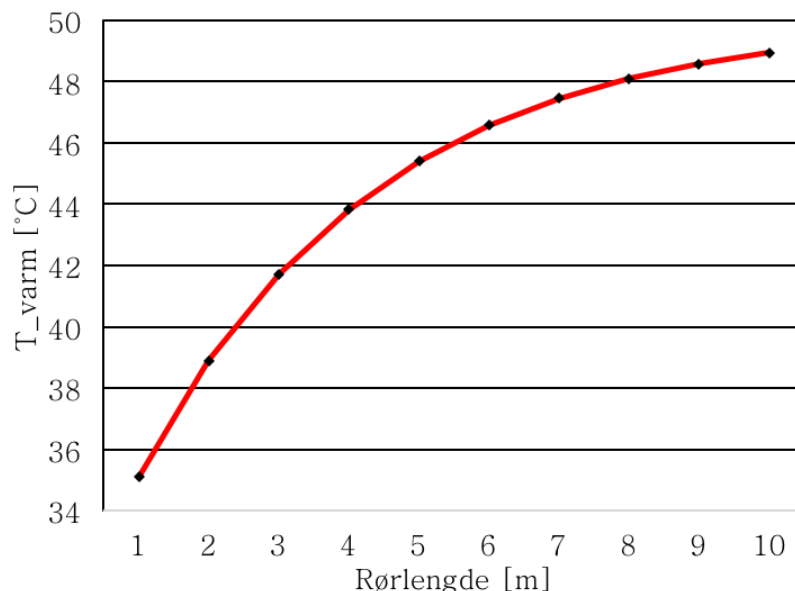
Dimensjonerende forhold SAT-celle:

Minimumstemperatur inn: $T_{m,i}(min) = 30^{\circ}\text{C}$

7.3 Energibehov for lagring i SAT-celle

Temperatur ut ved kalde perioder (gitt av setpunkt i bygget ved -18°C): $T_{m,o}(max) = 45^{\circ}\text{C}$

Konsekvensen av dimensjonerende forhold er at SAT-cellen må kunne løfte temperaturen fra $T_{m,i}(min) = 30^{\circ}\text{C}$ til $T_{m,o}(max) = 45^{\circ}\text{C}$ eller høyere. Lengden på hver celle må dermed bestemmes på grunnlag av dette. Figur 7.2 viser T_{varm} som tilsvarer $T_{m,o}(max)$ ved gitt lengde x .



Figur 7.2: Temperatur ut fra SAT-celle ved dimensjonerende forhold for ulike lengder

Ved en lengde L på 5 m vil temperaturen $T_{m,o}(max)$ oppnå $45,4^{\circ}\text{C}$ med en massestrøm på $0,13 \text{ kg/s}$ som vist i figur 7.2. Temperaturen er beregnet ved bruk av likning 4.25. Konstant veggtemperatur på 50°C ble estimert fra modellen i avsnitt 4.7. Dette samsvarer også med empiriske målinger som vist i figur 4.11.

7.3 Energibehov for lagring i SAT-celle

For at en fullstendig faseendring skal skje er det nødvendig med liten radiell størrelse i røret. Kortere radiell avstand (kortere bredde b i figur 4.13) fører til at varmemotstanden minker. Det er ikke gått nærmere inn på dette i denne rapporten da det er tidkrevende å beregne de transiente effektene.

Med utgangspunkt i den eksperimentelle analysen fra kapittel 2.8.2 er bredden (b) og høyden (b) i figur 4.13 satt til 0,1 meter. Denne størrelsen fører til at røret har størst mulig volum, i tillegg til at en fullstendig faseendring vil foregå på relativt kort tid [38]. Denne størrelsen fører til en totalt akkumulert energimengde som korrelerer med de estimerte energimengdene fra solfangerene som presentert i avsnitt 7.5.

Størrelsen $b = 0,1 \text{ m}$, $L = 5 \text{ m}$ og rørdiameter i senter $D = 0,022 \text{ m}$ fører til et volum per celle på $0,048 \text{ m}^3$ som tilsvarer $70,2 \text{ kg}$ med SAT ved $\rho_{SAT} = 1450 \text{ kg/m}^3$ [51]. Ved $70,2 \text{ kg}$

7.4 Simulerte temperaturer fra solfangeranlegget

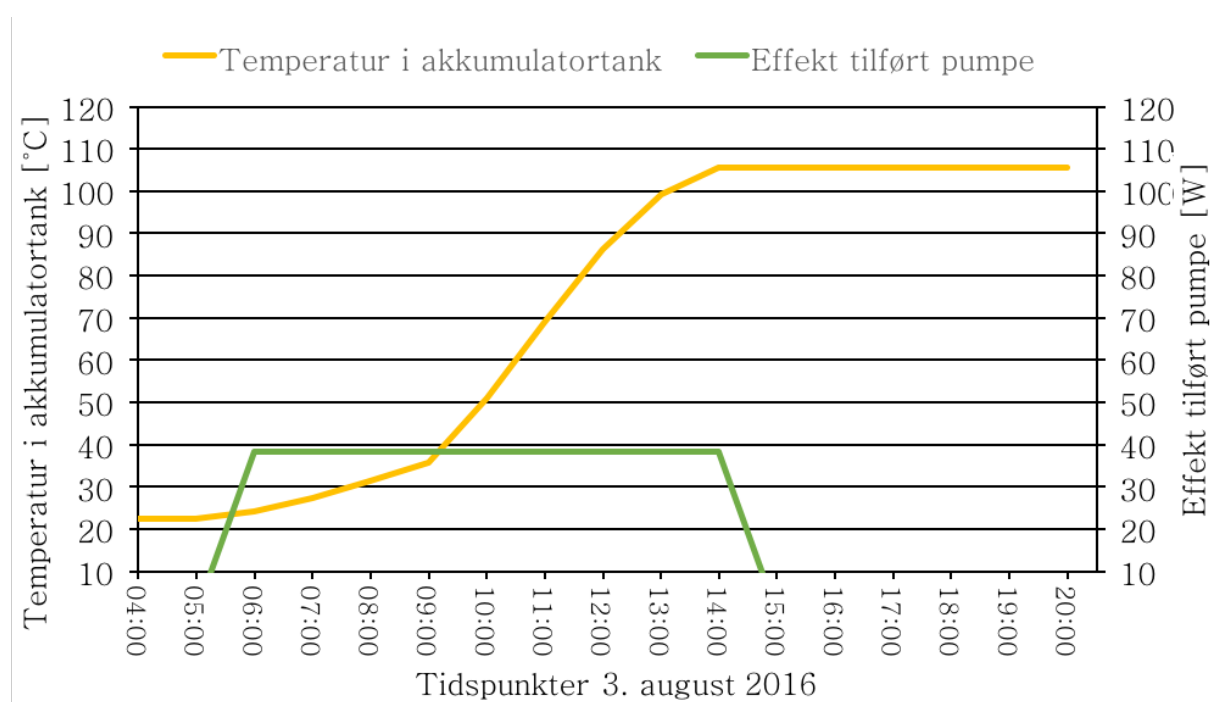
med SAT kan energimengden som kreves for å varme opp og gjennomføre en fullstendig faseendring estimeres i likning 7.1 med trinn i avsnitt 4.7 og figur 4.11.

$$\begin{aligned} Q_{fullstendig} &= m_{SAT} \cdot (h_{A-B} + h_{B-C} + h_{C-D}) \\ &= 70,2 \cdot (81,36 + 278,38 + 83,25) = 31097,90 \text{ kJ} = 8,64 \text{ kWh} \end{aligned} \quad (7.1)$$

For at simuleringsprogrammet SAM kan benyttes må energimengden i tanken tilsvare energimengden i likning 7.1. Dermed må volumet til tanken endres dersom temperaturforholdet skal være likt, på grunn av entalpiforskjeller vist i figur 4.11. Ved bruk av likning 4.12 blir volumet i tanken beregnet til $0,117 \text{ m}^3$. Volumet (og energibehovet) i tanken definerer maksimal temperatur som oppnås i solfangertanken ved aktuell solinnstråling som vist i avsnitt 7.4.

7.4 Simulerte temperaturer fra solfangeranlegget

Ved hjelp av SAM er temperaturer for akkumulatortanken på $0,117 \text{ m}^3$ simulert. Her er det undersøkt om temperaturen i akkumulatortanken vil være tilstrekkelig til å gjøre faseendringen i SAT-cellen med smeltetemperatur på $58 \text{ }^\circ\text{C}$, men et behov for overheting opp til $83 \text{ }^\circ\text{C}$. Resultatene er vist i figur 7.3 der effekt tilført pumpe er vist for å illustrere når systemet er operativt.



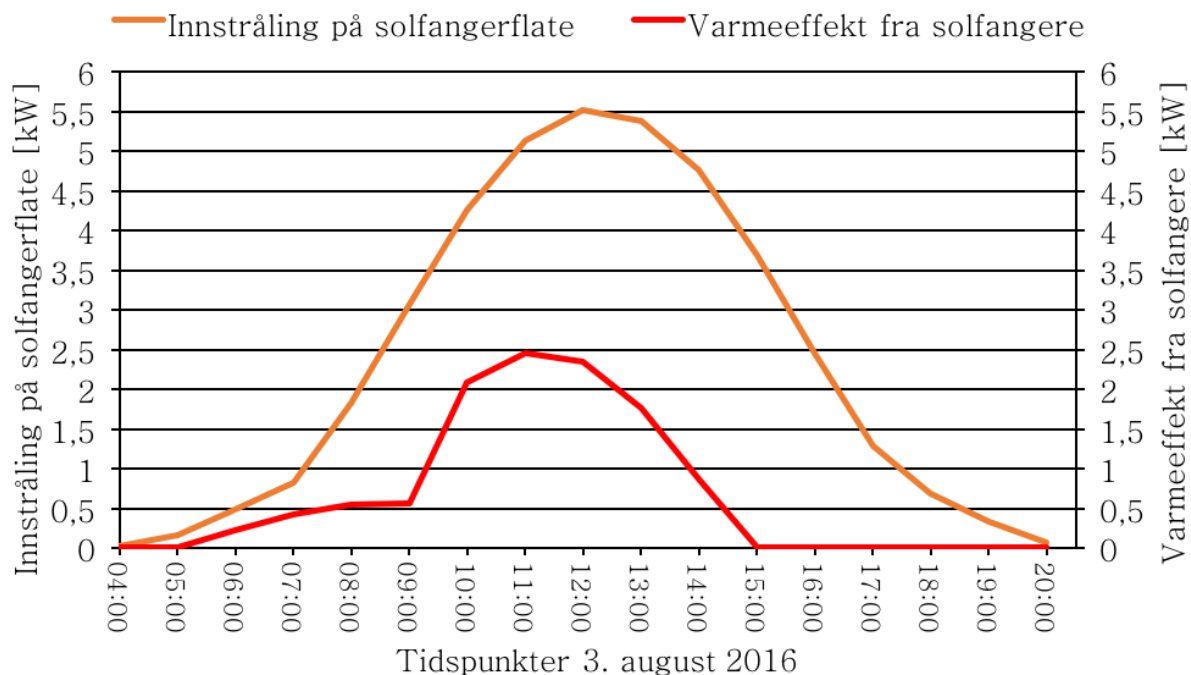
Figur 7.3: Temperatur i akkumulatortanken 3. august 2016 i Bergen simulert i SAM ved tankvolum på 117 liter

Figur 7.3 viser at temperaturen går fra romtemperatur på $20 \text{ }^\circ\text{C}$ til $105 \text{ }^\circ\text{C}$. Dette er mer enn høy nok temperatur da dette er for dagen med høyest innstråling og utetemperatur.

7.4 Simulerte temperaturer fra solfangeranlegget

Pumpeeffekten er ikke benyttet til videre analyse, men det bemerkes at størrelsesorden for denne pumpen er lik som hver av pumpene installert på Klimalaben som presentert i avsnitt 7.10.1.

Det er ikke modellert koking av vannet i modellen benyttet av SAM som viser temperaturer over kokepunktet for vann ved atmosfærisk trykk. Varmeeffekten på hele solfangerarealet er deretter vist i figur 7.4.

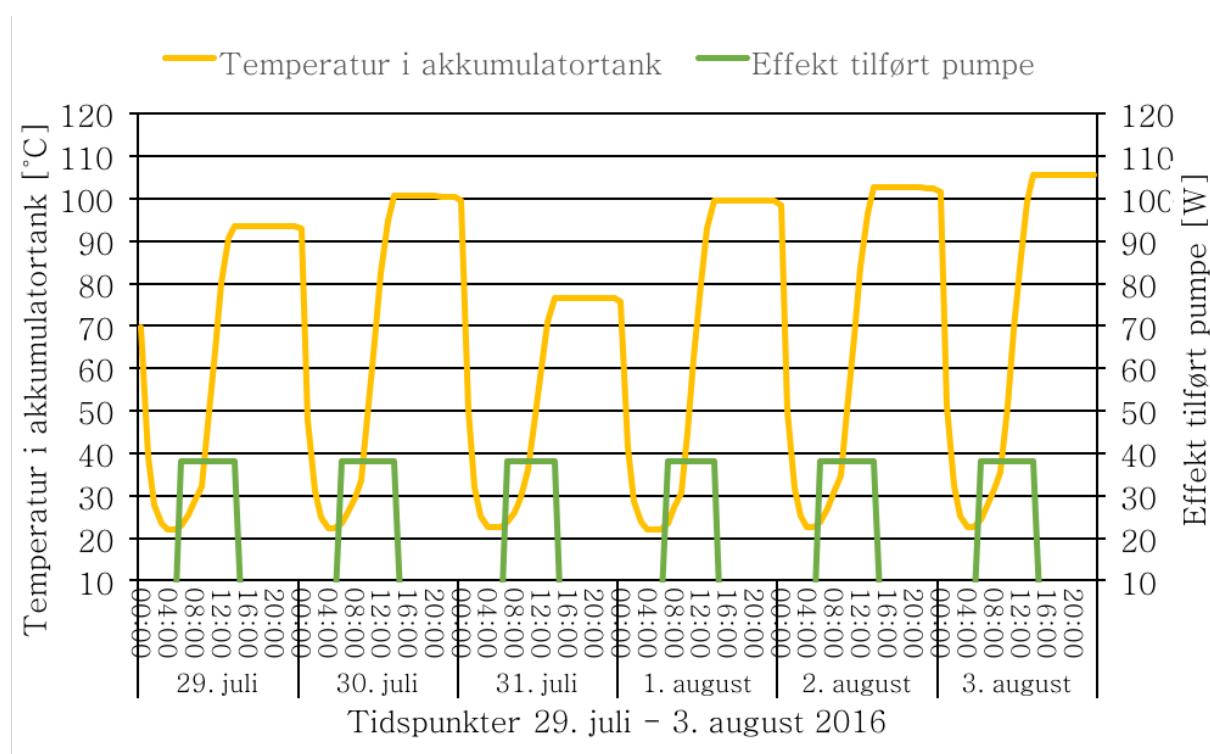


Figur 7.4: Innstråling på solfangerflaten simulert i SAM og simulert varmeeffekt fra solfangere 3. august 2016 i Bergen

Maksimal innstråling på solfangerflaten er 628 W/m^2 3. august, som fører til innstråling på hele solfangerarealet som vist i figur 7.4. Dette er dagen med høyest solinnstråling fra dataene i SAM fra Bergen.

Akkumulert varmeeffekt fra solfangere 3. august er 11,29 kWh. Dette er viser at det er mer enn nok energi til å gjøre oppvarmingen og faseendringen for en SAT-celle. Dette er bekreftet i figur 7.3 der temperaturen er høyere enn $83 \text{ }^\circ\text{C}$ som indirekte tilsier at energimengden er over $Q_{fullstendig}$ som er 8,64 kWh for SAT-cellen.

Temperaturen plottet for flere dager i figur 7.5 viser at denne tankstørrelsen samsvarer godt med daglig energitilførsel fra solfangerene da maksimal temperatur er over $83 \text{ }^\circ\text{C}$ ved flere tilfeller. Dette er også vist senere i figur 7.7 der frekvensen av forskjellige energimengder er vist.

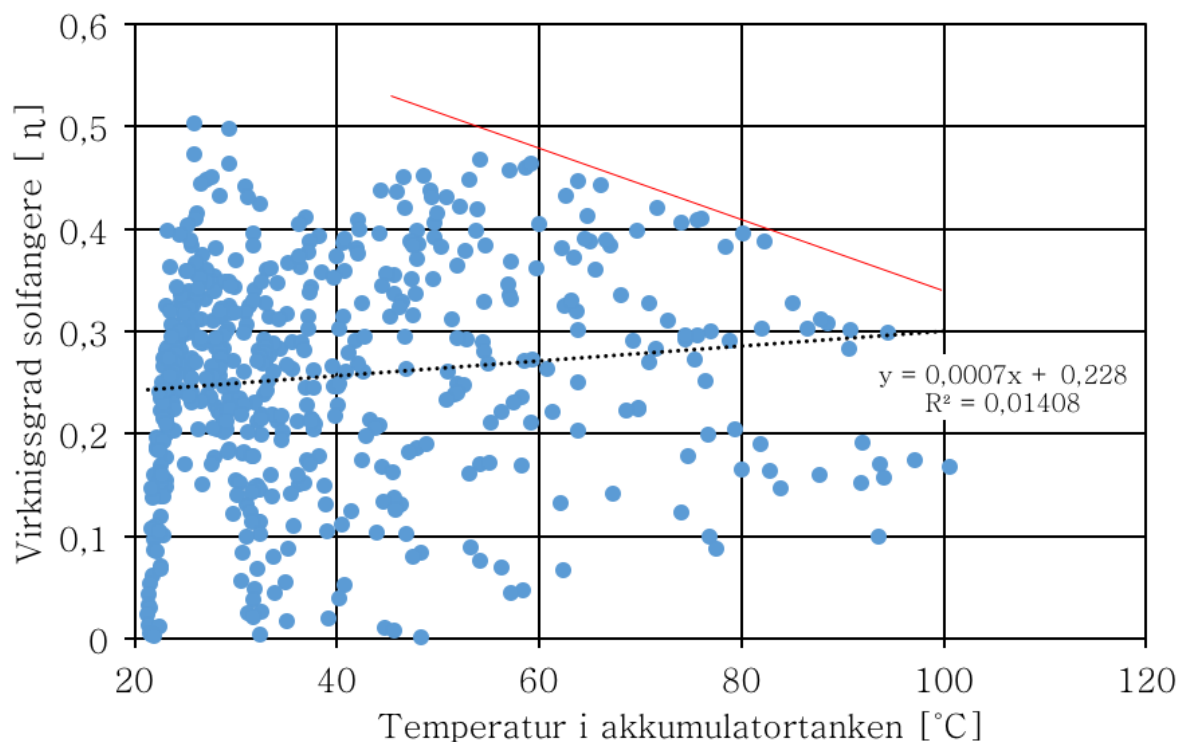


Figur 7.5: Temperatur i akkumulatortanken 3. august 2016 i Bergen simulert i SAM ved tankvolum på 117 liter

Figur 7.5 viser temperaturene i tanken over flere dager med varmeuttak i løpet av natten. Varmeuttak vil i praksis skje direkte når SAT-cellen varmes opp med tilsvarende energimengde som akkumulatortanken på $0,117 \text{ m}^3$.

Målinger fra praktiske anlegg som vist i avsnitt 2.5 viser at det er lavere virkningsgrad og normalt lavere temperatur. Ved anlegget på Moi i figur 2.14 er innstrålingen relativt lik, men temperaturene mye lavere. Dette kan skyldes at vann fra lagringstanken blir tappet ved flere tidspunkter og at temperaturen i tanken synker som følge av dette.

For å verifisere dataene som er produsert fra simuleringen i SAM er det laget et plott i figur 7.6 over virkningsgrad for solfangersystemet ved forskjellige temperaturer i akkumulatortanken. Virkningsgraden til solfangersystemet er definert fra likning 2.3 og temperaturer i tanken påvirker temperaturen tilført solfangerene som vist i figur 4.10.



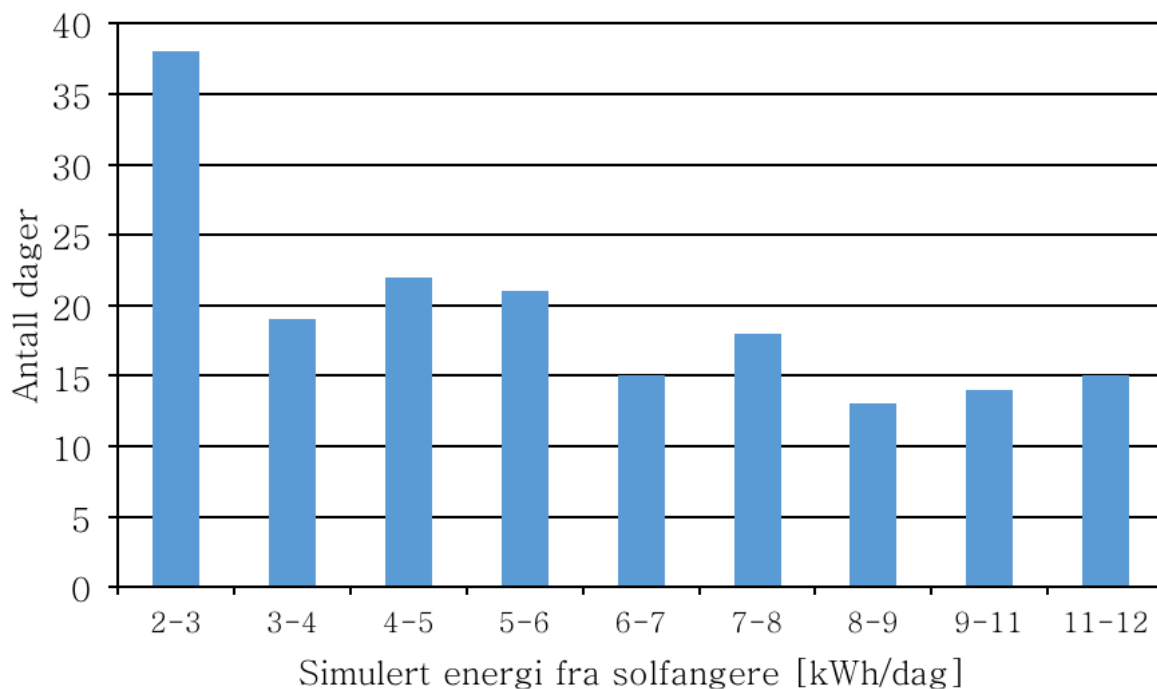
Figur 7.6: Sammenhengen mellom virkningsgraden η og temperaturen ut fra solfangerene T_{ut}

Figur 7.6 viser ikke en klar lineær regresjon, men det kan allikevel påvises at høye temperaturer vil redusere virkningsgraden som vist ved den røde linjen. Dette er på grunn av økte tap i rørføringer, tap i solfangerene og forskjell mellom temperatur i solfangeren og utetemperaturen. Disse dataene er med på å verifisere simuleringene gjort i SAM. Ved sammenlikning mot dataene fra Moi i figur 2.13 kan denne simuleringen betegnes som god.

7.5 Energimengde fra solfangeranlegg

Dersom det ikke blir tilført nok energi til å varme opp SAT-cellen og gjøre en fullstendig faseendring vil denne energien gå tapt da løsningen spontant vil gjøre en faseendring tilbake til fast fase [38]. Dette er grunnen til at cellene er designet for å utnytte energien fra solfangerene for en dag. Dersom cellene skulle ha vært varmet opp fra romtemperatur (22°C) til rett under faseendringstemperatur (58°C) for deretter å bli tilført mer varme neste dag, ville varmetapet gjennom natten vært stort. Det er derfor valgt å ta utgangspunkt i oppvarming og faseendring av én celle per dag. Forventet solinnstråling og varmeenergi fra solfangerene kan dermed simuleres og benyttes optimalt.

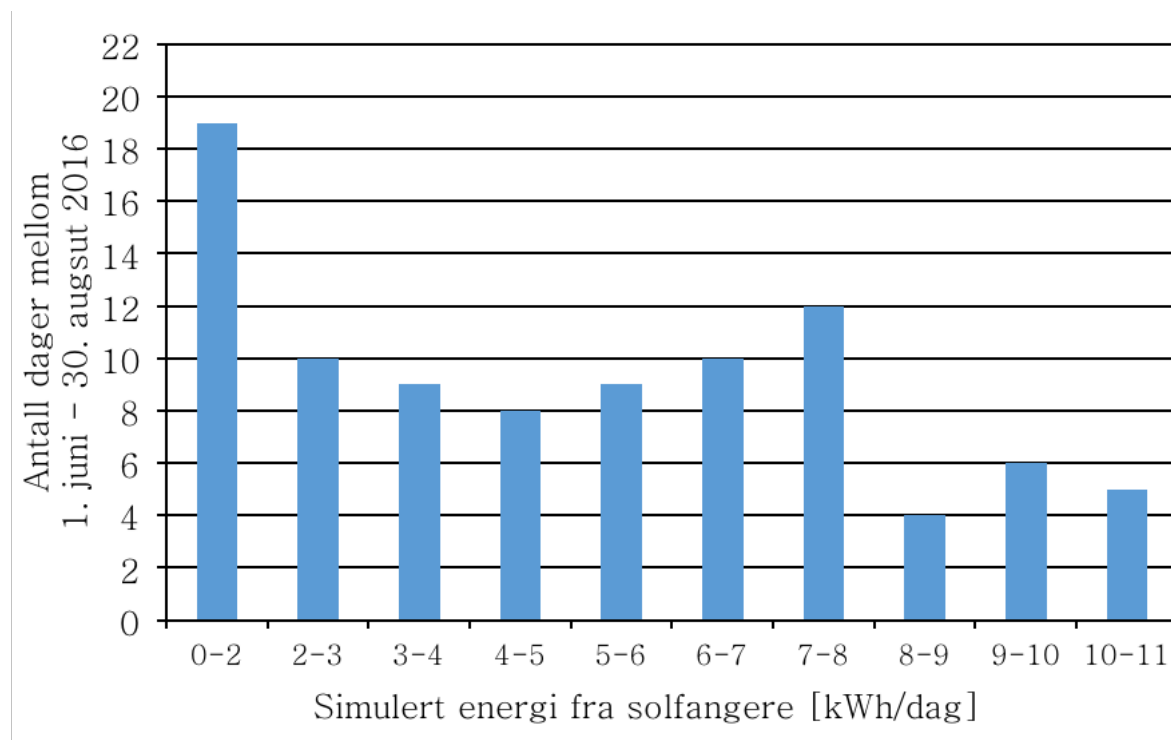
Figur 5.13 viser antall dager med simulert energimengde tappet fra tanken. Dette er også presentert i avsnitt 5.9. For å teste om cellestørrelsen korrelerer med simulert energimengde er det tatt utgangspunkt i denne oversikten. Som beregnet i likning 4.12 med tankvolum på $0,117 \text{ m}^3$ og vist i figur 7.3 vil temperaturen på vannet være tilstrekkelig for en faseendring dersom energimengden er over $8,64 \text{ kWh}$.



Figur 7.7: Antall dager med potensiell lagringsmengde i løpet av hele året ekskludert 0-2 kWh ved temperaturer som følger av tankstørrelse på $0,117 m^3$

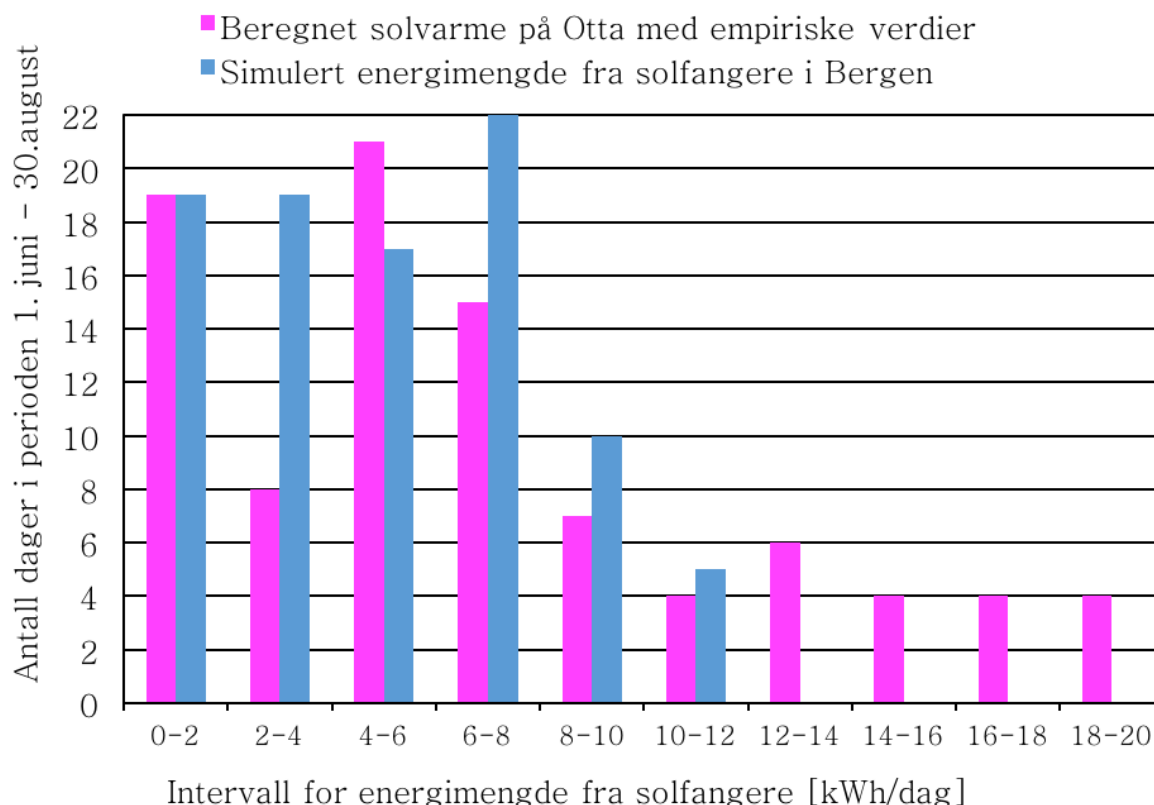
Figur 7.7 viser at det er 29 dager med energi over 9 kWh, tilført til tanken fra solfangerene i løpet av et år. Det er gjort en forenkling og tatt utgangspunkt i lik virkningsgrad for de ulike temperaturforholdene og energimengden ved oppvarming vann med lik størrelsesorden. Høyere varmetap som konsekvens av høyere temperaturnivå i tanken er neglisjert. Dermed kan figur 7.7 være en generell parameter for å bestemme optimal størrelse på tanken.

For å vurdere sesonglagring er det i figur 7.8 vist hvor mye energi som blir tilført tanken i perioden 1. juni - 30. august. Dette er på grunn av at bygget vil ha et høyere overskudd i denne perioden som vist i figur 5.12. All varme fra solfangerene kan dermed gå til lagring i en SAT-celle.



Figur 7.8: Antall dager med potensiell lagringsmengde i løpet av sommeren ved temperaturer som følger av tankstørrelse på $0,117 m^3$

Ved en energibehov på $8,64 \text{ kWh}$ per celle, vil det være minimum 11 dager med nok solenergi til å gjøre en fullstendig faseendring som vist i figur 7.8. For å kvalitetssikre simuleringene er det gjort en sammenlikning mellom de beregnede energimengdene med solinnstråling målt på Otta (vist i figur 5.13) og de simulerte energimengdene fra SAM som benytter værdata for Bergen (vist i figur 7.8). Dette er vist i figur 7.9.



Figur 7.9: Antall dager med beregnet- og simulert lagringsmengde i løpet av sommeren

Figur 7.9 viser høyere maksimal energi fra solfangere. Dette er på grunn av at de beregnede verdiene ikke tar hensyn til cellestørrelse. Det kan også være lokale forskjeller mellom værdataene som gjør at innstrålingen for den gitte perioden er lavere for Bergen enn for Otta, selv med relativt lik årlig innstråling. Antall dager med energilagring under 12 kWh korrelerer relativt godt bortsett fra intervallet 2-4 kWh og 6-8 kWh. Dårlig korrelasjonen mellom disse dataene fører ikke til kritiske feil med videre analyse, da optimalt antall SAT-celler er lavere enn det simulerte antallet som blir presentert senere. For å bestemme energisparingspotensialet ved implementasjon av SAT-celler er det i avsnitt 7.6 presentert utnyttet energi og effekt fra én SAT-celle.

7.6 Utnyttet energimengde og varmeeffekt fra SAT-celle

Som vist i avsnitt 4.7.1 og figur 4.11 er energimengden som frigjøres ved 58°C under faseendringen $h_{fri} = 158,4 \text{ kJ/kg}$. Ved optimal lengde per celle på 5 m som funnet i avsnitt 7.2 og bredde på 0,1 m kan utnyttbar energimengde bestemmes. Følgende utregning viser total utnyttbar energimengde for én SAT-celle etter underkjøling til romtemperatur:

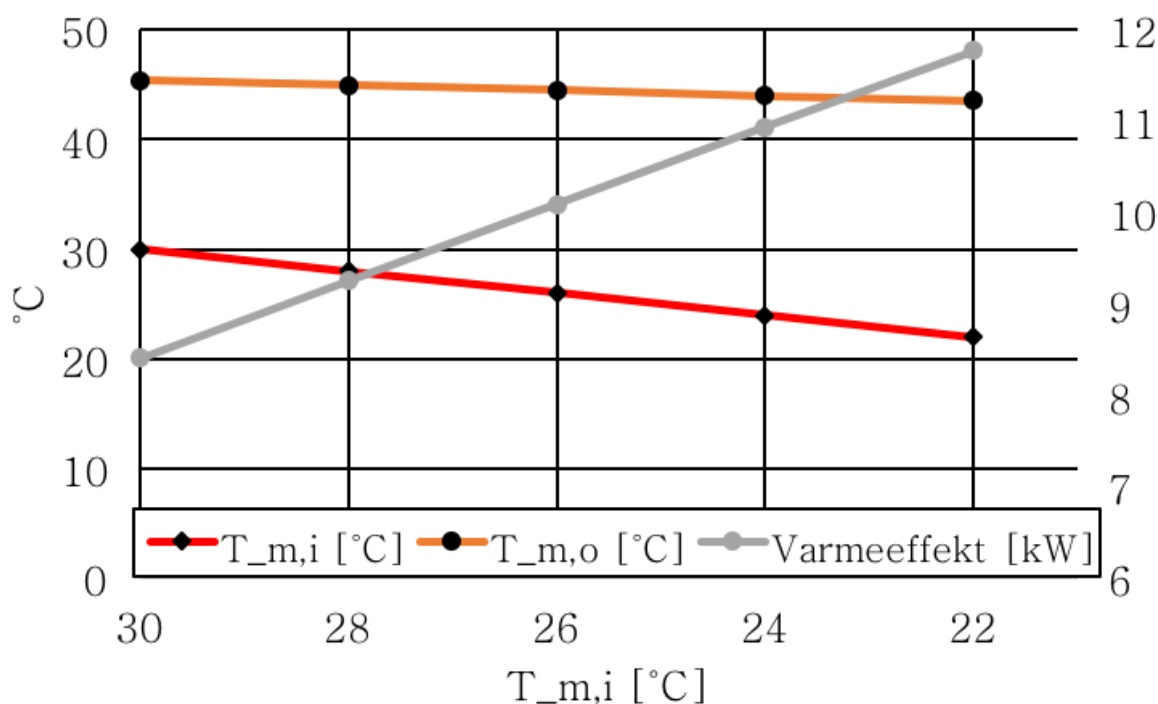
$$E_{tot} = 158,4 \cdot 70,4 = 11151 \text{ kJ} = 3,1 \text{ kWh} \quad (7.2)$$

7.6 Utnyttet energimengde og varmeeffekt fra SAT-celle

Maksimal varmeeffekt fra en SAT-celle er definert fra temperaturforhold i bygget. Fra dimensjonerende forhold som vist i avsnitt 7.2 og modell for varmeeffekt i likning 4.1, kan maksimal effekt ved kalde perioder med tur og returtemperatur på henholdsvis 45°C og 30°C beregnes:

$$\dot{Q} = 0,13 \cdot 4,2 \cdot (45 - 30) = 8,19 \text{ kW} \quad (7.3)$$

Dersom returtemperaturen fra oppvarmingssystemet synker vil varmeeffekten fra SAT-cellen øke på grunn av større temperaturforskjell mellom veggen i SAT-cellen og vannet som strømmer igjennom ($T_{m,i}$). Dette er illustrert i figur 7.10.



Figur 7.10: Temperatur inn og ut fra SAT-celle og beregnet effekt

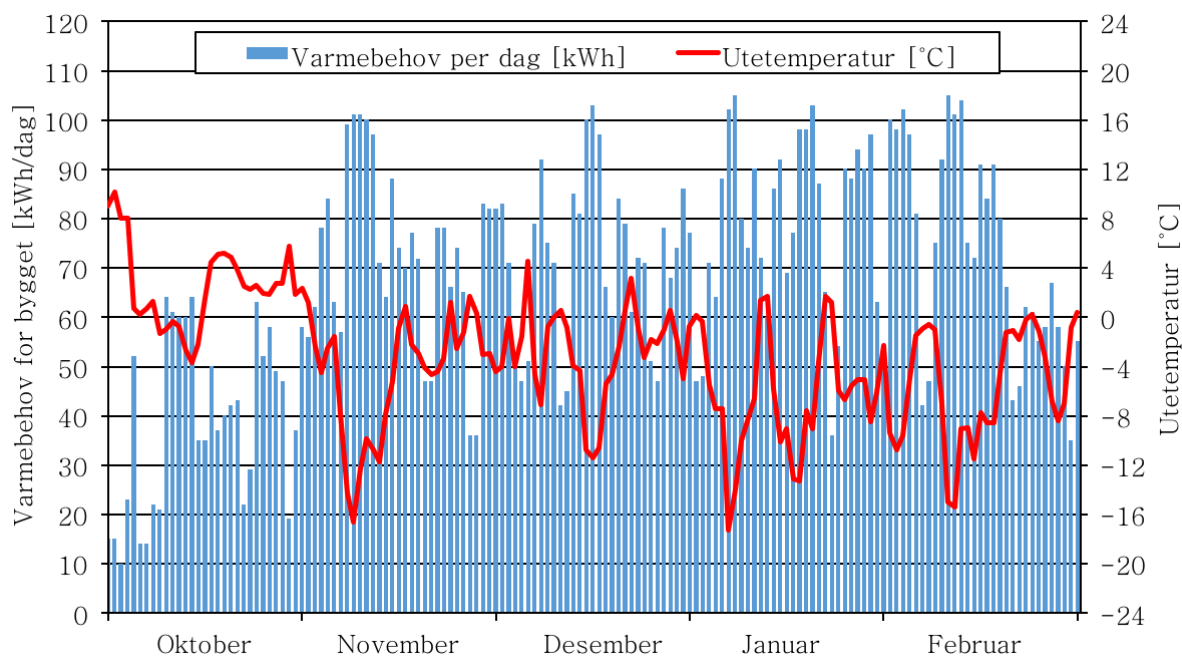
Dette fører til at cellen vil bli nedkjølt forttere ved høyere utetemperatur og det vil dermed være behov for styring av massestrøm for å regulere temperaturforholdet. For å forenkle systemet er dette ikke vurdert i denne oppgaven.

Ved maksimal effekt fra SAT-cellen i kalde perioder som beregnet i likning 7.3 vil faseendringen skje veldig raskt og cellen vil tømmes for energi i løpet av kort tid. Faseendringen vil gjennomføres raskt lokalt rundt røret som skaper lavere konduktivitet. Den resterende delen av løsningen vil dermed ikke endre fase like raskt som beskrevet i avsnitt 2.8.2. Dette fører til lavere effekt ut fra SAT-cellen og dermed lengre nedkjølingstid. Forsøk er gjort med finner i løsningen som vist i avsnitt 2.8.2 som øker smeltetiden med 30-60 % [9]. Forsøkene tilsier at varmeeffekten som er estimert trolig er for høy.

7.7 Antall celler for å dekke behov ved lave utetemperaturer

Totalt antall celler er definert fra forventet utetemperatur ved Klimalaben. Det er ønskelig å dekke oppvarming ved de laveste temperatuene på vinterstid for å øke effektiviteten og spare energi da varmepumpen ikke har optimal virkningsgrad og el-kjelen ikke er ønskelig å bruke på grunn av høy maksimal effekt.

Figur 7.11 viser at det er høyt varmebehov på vinteren. Det er ikke realistisk å dekke energibehovet for en hel vintersesong da dette ville kreve store mengder lagring. Det er derimot realistisk å redusere effekttopper som vist i figur 7.12.



Figur 7.11: Varmebehov per dag for vinteren 2016/2017

Varmebehov per dag for de kaldeste periodene er målt til maksimalt 105 kWh som vist i figur 7.11. Fra likning 7.2 kan antall celler som kreves per dag beregnes:

$$C = \frac{Q_{dag}}{E_{tot}} = \frac{105 \text{ kWh}}{3,1 \text{ kWh}} = 33,9 \approx 34 \text{ celler} \quad (7.4)$$

Der C er en SAT-celle, Q_{dag} er energimengden for den kaldeste dagen fra figur 7.11, E_{tot} er energimengden for en SAT-celle definert i likning 7.2. 34 celler er det som kreves for den kaldeste dagen målt ved Klimalaben. Volumet av disse cellene inkludert internt rør som vist i figur 4.13 er som følger:

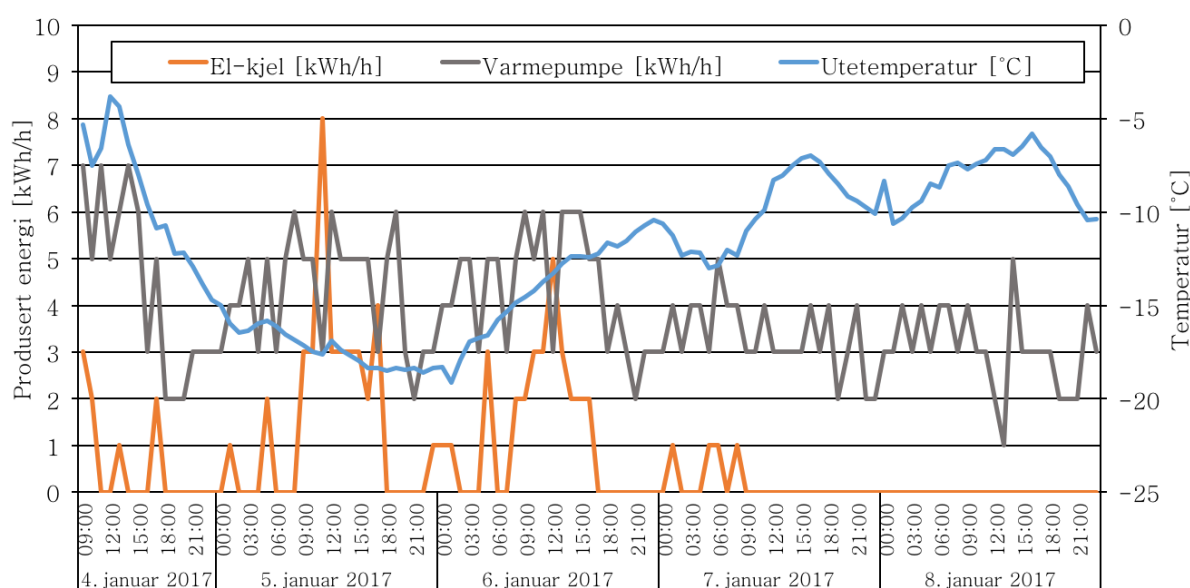
$$V_{E_{dag}} = V_{celle} \cdot 34 = (0,1m)^2 \cdot 5m \cdot 34 = 1,7m^3 \quad (7.5)$$

Volumet på $1,7 m^3$ er ikke medregnet ekstra rørføringer og isolasjon som ville vært implementert i en lagringscelle som vist i figur 4.12. Dette er til sammenlikning over 5 ganger

større enn akkumulatortankene som er installert på Klimalaben. Dette tilsier at det ikke ville være hensiktsmessig å installere SAT-celler for å dekke energibehovet for kalde perioder da dette ville kreve alt for stort volum. Det er derfor undersøkt om effekttopper kan reduseres ved bruk av SAT-celler.

7.8 Effektreduksjon med SAT-celler

Figur 7.12 viser varmeeffekten fra varmepumpen og elkjelen ved den kaldeste perioden målt på Klimalaben. El-kjelen har ved flere tidspunkter høy varmeeffekt på grunn av at varmepumpen ikke kan levere nok energi for å opprettholde temperatursetpunktet for varmesystemet i bygget.



Figur 7.12: Målt varmeeffekt på Klimalaben fra el-kjel og varmepumpe ved en kald periode 4-8. januar 2017

Varmeeffekten blir brukt for å estimere totalt antall celler som trengs ved lagring av varmeenergi fra solfangerene. Utgangspunktet for antall celler er å dekke de høyeste toppene, som må estimeres med prediktiv styring slik at varme-effekttopper ved den kaldeste perioden blir dekket. Dersom varme-effekttoppen som vist i figur 7.12 5. januar skal reduseres må det tilføres høy varmeeffekt over en time fra SAT-cellene og dermed erstatte el-kjelens varmeproduksjon.

Her er det estimert 100 % virkningsgrad for elkjelen slik at tilført elektrisk effekt er identisk som produsert varmeenergi. Elektrisk effekt må reduseres til 5 kWh/h for å ikke overstige andre effekttopper i inneværende periode. Det er her valgt å redusere el-kjelens topplast fra 8 kWh/h til 5 kWh/h.

For at varmeeffekten fra el-kjelen skal erstattes må temperaturnivåene gitt av temperatursetpunktet gitt i figur 5.8 opprettholdes over den aktuelle timen. Ved denne temperaturforskjellen og den konstante massestrømmen vil effekten være som beskrevet i likning

7.3 på 8,19 kW. En enkelt celle vil dermed produsere det gitte temperaturnivået i 24,75 minutter som vist i likning 7.6.

$$tid = \frac{Q_{celle}}{\dot{Q}_{celle}} = \frac{3,3}{8,19} = 0,4125t = 24,75 \text{ min} \quad (7.6)$$

Varmeeffekten fra en celle vil bli høyere enn de 3 kW som er nødvendig på grunn av temperaturnivået under faseendringen og konstant massestrøm. For å dekke varmeeffekten over en time (3 kWh) må det dermed installeres minst tre celler da utladningstiden for cellene ved gitt temperaturnivå er 24,75 minutter.

$$\text{Antall celler} = \frac{60}{25,75} = 2,42 \approx 3 \text{ celler} \quad (7.7)$$

Denne effektreduksjonen vil måtte inntreffe flere ganger per vintersesong for å redusere topplasten. De målte temperaturene fra Klimalaben som vist i figur 7.11 tilsier to tilfeller med lav temperatur der effektreduksjon behøves. Totalt antall celler må være over seks for den aktuelle vintersesongen. For å finne et bedre estimat på behovet for antall celler, er værdata vurdert over flere år som presentert i figur 7.13 i avsnitt 7.9.

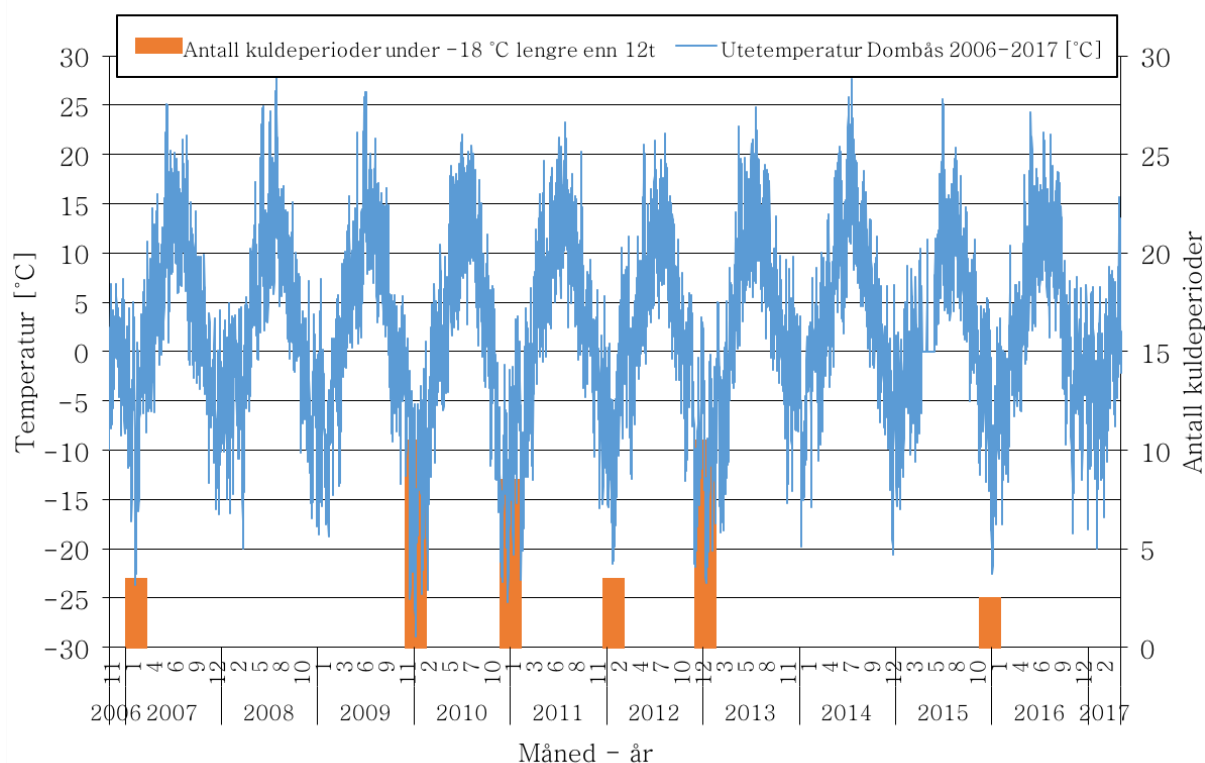
7.9 Styring av lagring og utladning sommer og vinter

For optimal benyttelse av SAT-cellen er det nødvendig å ha prediktiv styring for å dekke de tidspunktene der el-kjelen har høy effekt som vist i figur 7.12. Prediktiv styring er ikke beregnet grundigere i scenario 2 i denne rapporten, men kun nevnt her for å belyse denne utfordringen.

Oppladning av cellene er også avhengig av prediktiv styring for optimal utnyttelse der en fullstendig faseendring må forekomme dersom underkjøling skal være mulig [38]. Dersom solinnstrålingen er forventet å være høy i løpet av én dag på sommeren, kan lagring initieres. Lagring av energi i SAT-cellen kan foregå ved hjelp av en egen krets som går utenfor solfangertanken som vist i figur 7.1. Standby lagringsmodus kan aktiveres fra 1.juni til 30.august da det er lite varmebehov på Klimalaben som vist i figur 5.1.

Standby for utladningsmodus kan initieres i begynnelsen av november og slutte når alle cellene er utladet (fast fase). Prediktiv styring er viktig her for en eventuell effekttoppreduksjon som beskrevet i avsnitt 7.10. Det er imidlertid utfordrende å estimere kuldeperioder som gjør at alle cellene blir brukt ved riktig tidspunkt ved de antatt kaldeste periodene.

Værdata lastet ned fra Metrologisk institutt sin side eKlima er vist i figur 7.13 for Dombås i perioden 2006-2017 [57]. Disse dataene kan vurderes for å bestemme antall celler som kreves for å dekke topplastbehovet på vinteren. Vurdering av den termiske massen og effektbehovet til bygget som vist i figur 7.12 gjør at -18°C er satt som utløsende topplasttemperatur. Figur 7.13 viser antall perioder på 12 timer eller lengre med temperaturer sammenhengende under -18°C som inntreffer per vintersesong.



Figur 7.13: Antall kuldeperioder med temperaturer under -18°C per vintersesong

Figur 7.13 viser at antall perioder er mellom 0-10, som tilsier at det er utfordrende å velge riktig antall SAT-celler for effektreduksjon. Det er foreslått ni celler som dekker tre kuldeperioder. Dermed vil disse ni cellene redusere effekttoppene ved åtte av elleve vintersesonger.

Den totale effekten på hele skolen er i størrelsesorden over 400 kWh/h [53]. Dette innebærer forskjellige scenarier for beregninger av effektkostnad da dette vil tilsvare et stort bygg. Det er valgt å vurdere to forskjellige scenarier, effekttoppene for Klimalaben og effekttoppen gitt for hele skolen. Det vil være forskjellig marginalkostnad for disse effekttoppene som vist i avsnitt 7.11.

Selv om lagring foregår på sommeren og året allerede har begynt er det estimert at cellene kan redusere alle effekttopper for et år slik at besparelsene blir som presentert i tabell 7.2.

7.10 Virkningsgrad SAT sesonglagring

Den totale virkningsgraden for en SAT-celle er beregnet her. Dette har imidlertid liten betydning for implementering på Klimalaben. Dette er på grunn av at bygget behøver lite energi om sommeren og dermed ikke får benyttet seg av varmeenergien fra solfangeranlegget med mindre denne lagres.

Fra tidligere beregninger vist i likning 7.1 kan energimengden tilført SAT-cellen estimeres

til 8,64 kWh. Energimengden (etter underkjøling) ut fra cellen er estimert til 3,1 kWh fra likning 7.2 som fører til en total virkningsgrad som beregnet i likning 7.8.

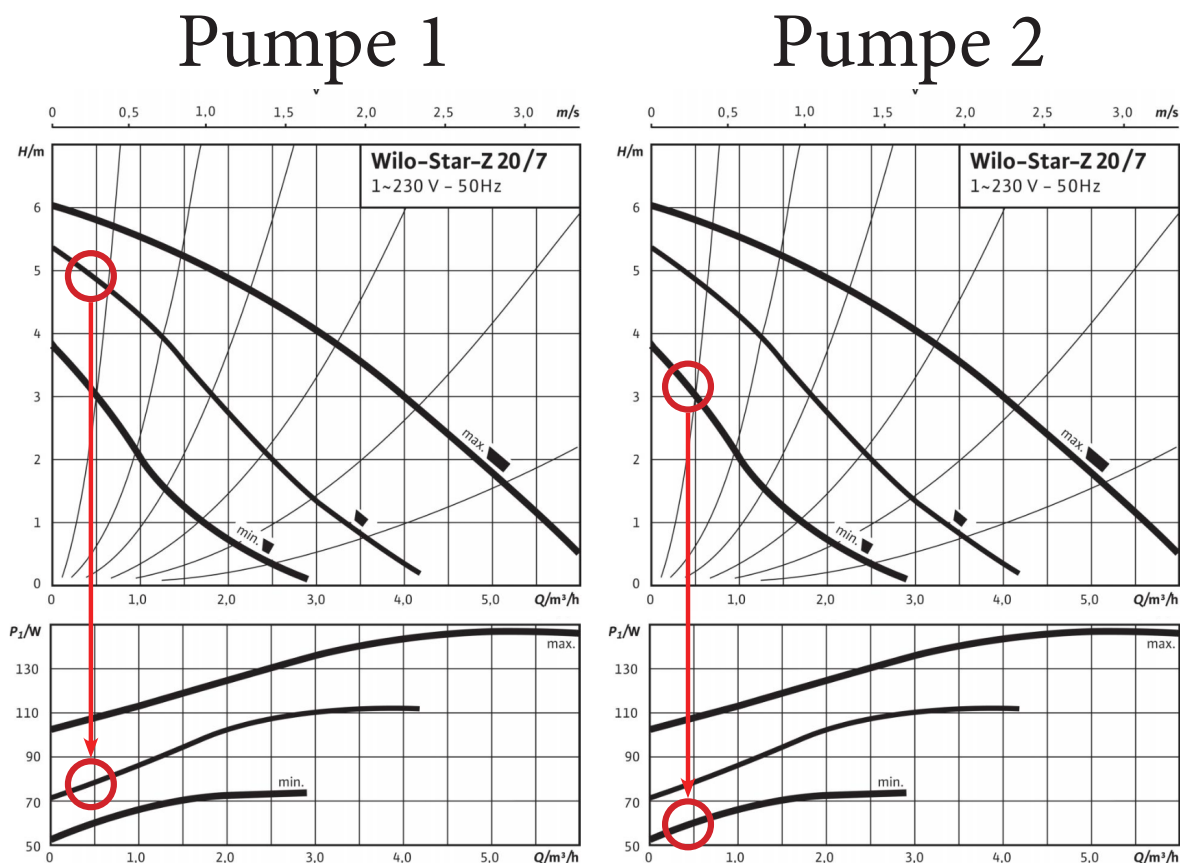
$$\eta = \frac{E_{tot}}{E_{til}} = \frac{3,1}{8,64} = 0,359 = 35,9\% \quad (7.8)$$

En virkningsgrad på 35,9 % tilsier store tap. Dette er på grunn av nedkjølingen mellom punkt D-C, underkjølingen mellom punkt C-E og deretter nedkjølingen fra B-A i figur 4.11. Varmetap etter faseendringen(B-A) under nedkjøling av den faste fasen vil komme bygget til gode dersom SAT-cellen er plassert internt i bygget. Dette er på grunn av at frigjøringen av energi vil foregå når det er høyt varmebehov i bygget. Energimengden som blir frigjort etter faseendringen, fra punkt D-E vil også gå til bygget. I dette tilfellet vil rommet på Klimalaben ikke ha behov for denne energien da det normalt er høy utetemperatur når høy innstråling inntreffer og oppladning foregår.

Virkningsgraden er interessant å se på i forbindelse med sesonglagring, da tapene kan være store for varmtvannstanker. Ved en stabil underkjølt løsning som finnes i SAT-cellene vil tapet begrenses til nedkjølingen og underkjølingen som nevnt over og illustrert i figur 2.18. Akkumulatortanker fylt med vann er ikke egnet for sesonglagring da de har et høyt varmetap som vist i tabell 6.1.

7.10.1 Energi til pumpedrift

Et estimat er gjort for å finne antall driftstimer som kreves for å gjøre faseendringen i SAT-cellen vist i figur 4.11. Det er også benyttet en forenklet modell fra empiriske pumpeeffekter målt på Klimalaben. Figur 7.14 viser arbeidspunktene for de to pumpene ved volumstrøm $0,13 \text{ kg/s} = 0,468 \text{ m}^3/\text{h}$. Disse pumpene skaper en høyde(head- H) på henholdsvis 5 m og 3,2 m som totalt tilsvarer 8,2 m. Dersom tettheten til vannet ρ er 1000 kg/m^3 og gravitasjonskraften g er $9,81 \text{ m/s}^2$ blir trykkøkningen lest av i pumpediaagrammene over pumpene som følger:



Figur 7.14: Arbeidspunkt for pumpe 1 og 2

Den elektriske effekten gitt i pumpediagrammet figur 7.14 tilsier et effektforbruk på 80 W for pumpe 1 og 58 W for pumpe 2, som totalt blir 138 W. Et forenklet estimat er gjort for å finne energimengden som kreves for en ekstra lagringstank. Det er antatt at det behøves én ekstra pumpe for SAT-cellen med effekt på 58 W. Alle tre pumpene må driftes i 8 timer som vist i figur 7.3. Dette fører til en effekt på totalt 196 W i 8 timer som akkumulert blir 1,5 kWh per celle. Dette er relativt lite energi, med lav kostnad som fører til at den er utelatt i den økonomiske betraktningen i avsnitt 7.11.

7.11 Økonomisk besparelse ved lagring i SAT

På grunn av at solfangerenergien ikke benyttes på sommeren er det interessant å vurdere den økonomiske besparelsene knyttet til lagring av denne energien, uavhengig av lav virkningsgrad i SAT-cellene.

Besparelse ved effektreduksjon kan beregnes med effekttariffer som vist i tabell 2.9. Kostnadene for disse anleggene er beregnet ut fra en mye høyere effekt enn private husholdninger, men det estimeres allikevel en liknende kostnadsstruktur for private husholdninger i denne rapporten. Det er tatt utgangspunkt i en effektreduksjon på 3 kWh/h som presentert i avsnitt 7.8.

7.11 Økonomisk besparelse ved lagring i SAT

For netteieren på Otta -Eidefoss Nett AS benyttes årlige effekttariffer som vist i figur 2.9. Maksimal effekt per år for næringskunder med effekt under 100 kW koster 412,80 kr/kW. Dermed er den marginale kostnaden 412,80 kr/kW for en effektøkning på Klimalaben. Dersom den totale effekten på hele skolen benyttes (over 400 kW) vil det bli en marginalkostnad på 165,00 kr/kW.

Effektene vist i figur 2.9 har enhet kW, men det er forventet at dette reelt sett tilsvarer gjennomsnittlig effekt over en time gitt i kWh/h. Tabell 7.1 viser de årlige kostnadsreduksjonene ved en effektreduksjon på 3 kWh/h.

Tabell 7.1: Kostnadsbesparelsene ved introduksjon av SAT-celler for topplastreduksjon

Effekt	Marginalkostnad	Reduksjon	Kostnadsreduksjon
0-100 kW	412,80 $\frac{\text{kr}}{(\text{kWh/h})\cdot\text{år}}$	3 kWh/h	1238,40 kr/år
>400 kW	165,00 $\frac{\text{kr}}{(\text{kWh/h})\cdot\text{år}}$	3 kWh/h	495,00 kr/år

En reduksjon på 3 kWh/h på ett år kan dermed spare kostnader tilsvarende 1236 NOK/år for en næringskunde som Klimalaben. Alternativt hvis Klimalaben blir ansett som tilkøpet til resten av Nord-Gudbrandsdal VGS vil besparelsene være kun 495 kr/år.

Investeringskostnadene må vurderes mot denne eventuelle besparelsen. Det er tatt utgangspunkt i kostnader for et system levert av Sunamp i England. Denne PCM-cellen koster £ 1700 + VAT, som tilsvarer 18 400 kr [14]. Dette er for en enhet med størrelse på 100 liter, altså rundt dobbelt så stor som en celle på 0,05 m³. Investeringskostnadene for to SAT-celler er satt til 18 400 kr på bakgrunn av dette. Det er foreslått 9 celler for å redusere et effektbehov på 3 kWh/h ved de fleste år som vist i avsnitt 7.9. Investeringskostnadene er beregnet med utgangspunkt i 10 celler da cellene fra Sunamp er dobbelt så store som SAT-cellene simulert her. 10 % økning i antall celler kan virke som et høyt overslag men dette har imidlertid ikke så stor betydning da nedbetalingstiden er høy. Tabell 7.2 viser en oversikt over nedbetalingstiden for systemet som er presentert. Det er ikke gjort en grundigere økonomisk analyse på grunn av den høye nedbetalingstiden.

Tabell 7.2: Kostnadsbesparelser ved reduksjon av effekttopper

Avgrensning	Kostnadsbesparelser	Investering	Nedbetalingstid
Klimalab (<100 kWh/h)	1238,40 kr/år	92 000 kr	74 år
Klimalab (<100 kWh/h)	1238,40 kr/år	46 000 kr (50 %)	37 år
Hele skolen inkl. Klimalab (>400 kWh/h)	495,00 kr/år	92 000 kr	186 år
Hele skolen inkl. Klimalab (>400 kWh/h)	495,00 kr/år	46 000 kr (50 %)	93 år

Tabell 7.2 har hverken tatt med installasjonskostnader eller kostnad for en ekstra pumpe som vist installert i figur 7.1. Pumpenergi er heller ikke medtatt. Denne estimeres til 1,5 kWh per celle som tilsvarer 15 kWh for 10 celler. Elektrisitetskostnadene er gitt som 0,8 kr/kWh som fører til en kostnad for drift av pumpene på 12 kr/år. Dette er neglisjertbart i forhold til besparelsene i tabell 7.2.

Den høye nedbetalingstiden tilsier at dette ikke er lønnsomt. Selv med en halvering i investeringskostnadene er nedbetalingstiden veldig høy. En betraktelig økning i utnyttbar energi fra hver SAT-celle er ikke realistisk da varmetap som følger av underkjøling fører til unngåelige tap på sommeren etter lagring. Levetiden på SAT-cellene er forventet å være $\approx 20\,000$ sykluser men med kun én årlig syklus har dette ingen betydning for denne analysen [14].

Den totale kostnaden for effekttoppene på Klimalaben er beregnet i avsnitt 5.3. Tabell 7.3 viser den prosentmessige besparelsen ved introduksjon av SAT-celler i forhold til de totale årlige variable effektkostnadene.

Tabell 7.3: Prosent reduksjon i årlige variable effektkostnader ved introduksjon av SAT-celler

Avgrensning	Besparelse	Total variabel årlig kostnad	Besparelse
Klimalab (<100 kW)	1238,40 kr/år	3 460,80 kr	35,8 %
Hele skolen inkl. Klimalab (>400 kW)	495,00 kr/år	$\approx 135\,000$ kr	0,367 %

Ved avgrensning for hele skolen inkludert Klimalaben er besparelsene veldig små på grunn av den høye totale variable kostnaden. Avgrenset på Klimalaben viser en kostnadsreduksjon på 35,8 % som er relativt høyt. På grunn av de høye investeringskostnadene vil nedbetalingstiden bli høy som vist i tabell 7.2. Reduksjonen kan ikke ekstrapoleres for store bygg da marginalkostnadene for effekt er lavere som vist i figur 2.9. Trolig vil investeringskostnadene øke tilsvarende med mindre det forekommer få korte effekttopper. Dette er imidlertid usikkert og må vurderes for hvert tilfelle.

Kapittel 8

Diskusjon

Diskusjon rundt spesifikke resultater er gjort gjennomgående i delkapitlene i oppgaven. Dette kapitlet omhandler derfor kun begrensninger og problemer i tillegg til en annen vinkling på oppgaven og resultatene.

Undersøkelsene i oppgaven viser at energisparing ved bruk av prediktiv styring av varmepumpen, vanskelig kan forsvares for Klimalaben ved nåværende driftstilfelle. I store bygg med store variasjoner i effekt, kan energilagring muligens forsvares med en høyere virkningsgrad. Dette på grunn av dårlige del-last egenskaper for varmepumpen og høye servicekostnader ved mange av/på sykluser [7]. Denne problemstillingen er derimot ikke vurdert i denne oppgaven, men verdt å nevne for større bygninger.

Høye utetemperaturer kan inntreffe ved forskjellige tidspunkter i løpet av et døgn. Eksempelvis to timer midt på dagen og deretter på kvelden. Dette fører til en ujevn drift av varmepumpen, noe som ikke er ønskelig. Problemet er imidlertid ikke SÅ stort, da utetemperaturen kan ansees som relativt stabil.

Maksimal kondensatoreffekt fra varmepumpen vil trolig være lavere enn den teoretiske som fører til lengre driftstid. Dette har imidlertid liten betydning. Lavere dellastvirkningsgrad derimot, vil trolig føre til et høyere energisparingspotensiale siden virkningsgraden ved maksimal effekt er høyere. Dette er ikke estimert i denne oppgaven. Maksimal elektrisk effekt tilført varmepumpen er lav sammenliknet med effekt tilført el-kjelen. Dermed vil økt kompressoreffekt ved kalde dager for prediktiv styring ikke øke den totale effekttoppen ved Klimalaben i stor grad.

Den prediktive modellen for varmepumpen tar ikke hensyn til at akkumulatortanken vil varmes opp samtidig som den kjøles ned. Dette på grunn av behov i bygget på samme tid som lagring foregår. Varmepumpen kunne ha blitt styrt direkte, slik at energi ble benyttet ved høye temperaturer. En grundigere analyse kunne blitt gjort her, men vil trolig ikke føre til endring i energisparingspotensialet da varmepumpen uansett vil operere under optimale forhold.

Innstrålingene benyttet i simuleringene i SAM var årlig 15% lavere for solfangervinkel på 90° enn estimert på Otta. Dette kan ha ført til lavere estimert potensiale for lagring i SAT-celler, men har imidlertid ingen betydning for det endelige resultatet da all innstråling ikke ble benyttet.

Utladningstiden for SAT-cellene er et estimat med store usikkerheter som presentert i avsnitt 7.6. Beregningene kan dermed bare benyttes til å estimere størrelsesorden for antall celler og praktisk effekt. Eksperimentet med en SAT-celle presentert i figur 2.25 viser en lengre utladningstid på grunn av lav konduktiviteten i SAT. Dette fører til en lavere effekt på vannstrømmen, men trolig vil antall celler kunne estimeres i størrelsesorden lik som presentert i denne oppgaven. For å kvalitetssikre disse estimatene, burde det gjøres grundige beregninger og eksperimenter for å studere temperaturforløp i SAT-cellen. Det kunne vært introdusert flere celler med lavere energimengder som fører til flere dager med nok energi til lagring. Den volumetriske tettheten ville dermed blitt lavere, og investeringskostnadene høyere.

Det er store usikkerheter rundt antall perioder med behov for effektreduksjon. Dette er både på grunn av usikkerheter ved det estimerte effektbehovet til bygget, og beregnet effekt fra SAT-cellene. Med få effekttopper vil det kreve et lavere antall SAT-celler for å få en årlig effektreduksjon som senker investeringskostnadene, selv om besparelsene er like. Introduksjon av andre måter for effektreduksjon vil trolig være mer lønnsomt, da utnyttelsen er høyere ved flere sykluser per år. Ved bruk av batterier for elektrisk lagring vil flytting av effekttoppene til tidspunkter med lavere effekt være en løsning der samme batteri vil kunne benyttes gjennom hele vinteren.

En sensitivitetsanalyse har ikke blitt gjort i denne oppgaven. Dette er på grunn av lave økonomiske besparelser. Selv med mye høyere energibesparelser eller mye lavere investeringskostnader, vil ikke dette være økonomisk forsvarlig.

Kapittel 9

Konklusjon

Oppgaven tar for seg energilagring ved Klimalaben lokalisert på Otta. Klimalaben er et passivhus bygget i tilknytning til Nord-Gudbrandsdal VGS. Arealet er på 160 m^2 og bygget har lavt energiforbruk og høyt potensiale for energilagring. Med grunnlag fra prosjektoppgaven skrevet høsten 2016, ble kun varmelagring vurdert da dette var mest aktuelt. Varmeoverskuddet er analysert i to scenarioer med tanke på energisparing, lagring og økonomisk lønnsomhet. Scenario 1 omhandler døgnlagring fra varmepumpen i akkumulatortanker for vann. Scenario 2 omhandler sesonglagring fra solfangeranlegget ved bruk av faseendringsmaterialer.

For å undersøke ulike energilagringsteknologier ble det gjort en litteraturstudie og en initiell analyse i prosjektoppgaven for å finne relevante teknologier. Dette viste at virkningsgraden ved flere teknologier var for lav til å kunne benyttes eller at store investeringer og spesielle forhold kreves. Dermed ble det tatt utgangspunkt i relevante teknologier for produksjon; Luft-vann varmepumpe og solfangeranlegg for oppvarming av vann. Deretter ble relevante teknologier for lagring vurdert; akkumulatortank for døgnlagring og faseendringsmaterialer for sesonglagring.

Feil med måledataene ble oppdaget i den initielle analysen, noe som førte til at både de målte solfangerdataene og de målte COP-verdiene for varmepumpen ble forkastet. Oppgaven ble dermed basert på målte verdier som varmebehov for bygget, utetemperatur og innstråling på Klimalaben. I tillegg til teoretiske modeller for energi fra de to relevante varmesystemene.

Scenario 1 består av optimal drift av varmepumpen ved hjelp av prediktiv styring for døgnlagring i akkumulatortanken for vann. Den overordnede modellen er delt inn i to forskjellige styringsprinsipper da en ren prediktiv styring førte til potensiale for tapt energi som vist i figur 6.7. Det ene styringsprinsippet (prediktiv styring) fører til en maksimal reduksjon og *økning* i tilført kompressorenergi på henholdsvis 8,21 kWh/dag og 3,64 kWh/dag. På grunn av at dette styringsprinsippet avhenger av tilfeldige temperaturforskjeller fra dag til dag, ble optimal styring introdusert og analysert videre. Ved optimal styring er det beregnet en reduksjon i tilført kompressorenergi på maksimalt 3,8 kWh/dag. I løpet av foregående år ble gjennomsnittlig reduksjon ved optimalt styringsprinsipp beregnet til 8 %/dag, med maksimal verdi på 25 %/dag som vist i figur 6.11. Akkumulert energisparing i løpet av året for optimalt styringsprinsipp er 217,16 kWh.

Varmetap og begrensninger med maksimal energimengde fra akkumulatortanker er deretter inkludert. Optimal størrelse på akkumulatortanken er beregnet til 1000 liter som vist i figur 6.18. Akkumulert energisparing for den optimale modellen inkludert varmetap er 66,78 kWh/år med normale isolasjonstykkelser i tanken. Ved en energipris på 0,8 kr/kWh er den økonomiske besparelsen 53,42 kr/år og nedbetalingstiden 168 år for en akkumulatortank på 1000 liter med investeringskostnad på 9024 kr. Den prosentmessige besparelsen er kun på 1,4 %. Denne analysen viser at besparelsene er for små til å kunne forsvares økonomisk. Selv om tap i akkumulatortanken neglisjeres, energiprisen øker med 50 % og prisen for akkumulatortanken synker med 50 % vil nedbetalingstiden bli for høy. De økonomiske besparelsene ved lagring i den originale akkumulatortanken vil være 26 kr/år. Dette vil heller ikke kunne forsvares for Klimalaben da programmeringsjobben vil være kostbar i størrelsesorden 1000-3000 kr [58]. Dette kan trolig forsvares i større bygg, da energibesparelsene vil være høyere og programmeringskostnadene i tilsvarende størrelse.

Scenario 2 består av sesonglagring fra solfangerene i et faseendringmateriale. Varmeoverskuddet fra solfangerene mellom 1. juni- 30.august er beregnet i den initielle analysen til 360,4 kWh etter at varmebehov på Klimalaben er trukket fra. Temperaturnivåene er estimert ved hjelp av simuleringsprogrammet System Advisory Model som ble kalibrert med hensyn til lokasjon og empiriske verdier for et tilsvarende solfangeranlegg. Tilfredsstillende temperaturer for å gjøre en faseendring med underkjøling (83°C) ble simulert for den aktuelle innstrålingen. Sesonglagring ved bruk av natrium acetat celler (SAT-celler) ble deretter vurdert med to forskjellige bruksområder; energilagring for å øke effektiviteten i systemet ved lave utetemperaturer og effektreduksjon(topplast) ved høyt effektforbruk fra el-kjel.

For å simulere sesonglagring ble det foreslått ett design av SAT-celle som er 5 meter lang med kvadratisk ende på 0,1 x 0,1 meter. Volumet ekskludert internt rør til varmeveksling tilsier en SAT-masse på 70,4 kg. Størrelsen ble beregnet til å skape en best mulig varmeoverføring og riktige temperaturnivåer til varmesystemet i bygget. Hver SAT-celle hadde ett energibehov fra solfangerene på 8,64 kWh. Dette innebar å varme opp SAT-cellen fra romtemperatur i fast fase, forbi smeltetemperaturen på 58 °C opp til 83 °C i flytende fase som gjør at underkjøling kan forekomme. Deretter ble cellene avkjølt på grunn av tap til omgivelsene og deretter underkjølt som vist i figur 4.11. Underkjøling førte til begrensende energitap og at nukleasjonsprosessen kan igangsettes ved behov. Nukleasjonsprosessen førte til et beregnet energiuttak ved faseendring til fast fase på 3,1 kWh ved ønsket temperatur for oppvarmingssystemet på Klimalaben. Ved ønsket temperaturforskjell i varmesystemet og en massestrøm på 0,13 kg/s ble det beregnet en effekt på 8,19 kW fra en SAT-celle som førte til en rask nedkjølingstid på 24,75 minutter. Dette er ansett som urealistisk på grunn av faseendringsprosessen i SAT-cellen og begrenset intern varmeoverføring.

Det ble simulert 11 dager i løpet av sommeren med nok energi til å gjøre oppvarmingen og faseendringen i en celle med over 8,64 kWh tilført. Totalt antall celler for å dekke energibehovet for den kaldeste dagen ble beregnet til 34 som produserte 105 kWh. Energi-behovet og antall celler viste at det ikke ville være realistisk å lagre energi for flere kalde perioder da dette krever stort volum ($> 1,7 m^3$ per dag), og store investeringer. Videre ble det foreslått sesonglagring i SAT-cellene for effektreduksjon.

Varmeeffekten fra el-kjelen ble erstattet av varme fra SAT-cellen ved de høyeste effekt-

toppene på Klimalaben. En årlig topplast-reduksjon på 3 kWh/h ble foreslått. Dette førte til en potensiell kostnadsreduksjon på 1238,8 kr/år dersom Klimalaben ble ansett som en egen enhet med egen måler, eller 495 kr/år dersom Klimalaben er ansett som en del av Nord-Gudbrandsdal VGS. De årlige variable effektkostnadene kan reduseres med henholdsvis 35,8 % og 0,367 %. Forskjellen er på grunn av at de marginale effektkostnadene for små forbrukere er høyere enn for store. Selv om 35,8 % er høyt kan dette ikke ekstrapoleres til større bygg, da de har en lavere marginalkostnad for effekten. Antall SAT-celler som kreves for denne reduksjonen er usikkert, da værdata tilsier store forskjeller i antall kuldeperioder fra år til år som vist i figur 7.13. Det er allikevel foreslått ni celler som kan dekke tre kuldeperioder med utetemperaturer kaldere enn -18 °C lengre enn 12 timer i strekk. Investeringskostnadene for to SAT-celler ble estimert til 18400 kr med utgangspunkt i tilsvarende anlegg. Det er valgt å vurdere 10 celler i beregningene da prisen er oppgitt for størrelse tilsvarende to SAT-celler. Nedbetalingstiden for Klimalaben som en enhet og kombinert med Nord-Gudbrandsdal VGS er beregnet til henholdsvis 74 år og 186 år. Dette er veldig høyt, selv med en halvering av investeringskostnadene blir nedbetalingstiden på 34 og 93 år. Dette tilsier at dette ikke vil være lønnsomt i nær fremtid med de forutsetninger som er gitt. Selv om energien tilført ikke koster penger vil dette ikke lønne seg på grunn av høye investeringskostnader. På grunn av usikre værdata vil dette være veldig utfordrende å styre, og det er ikke sikkert at alle SAT-cellene blir brukt hvert år, eller at det kreves flere enn installert.

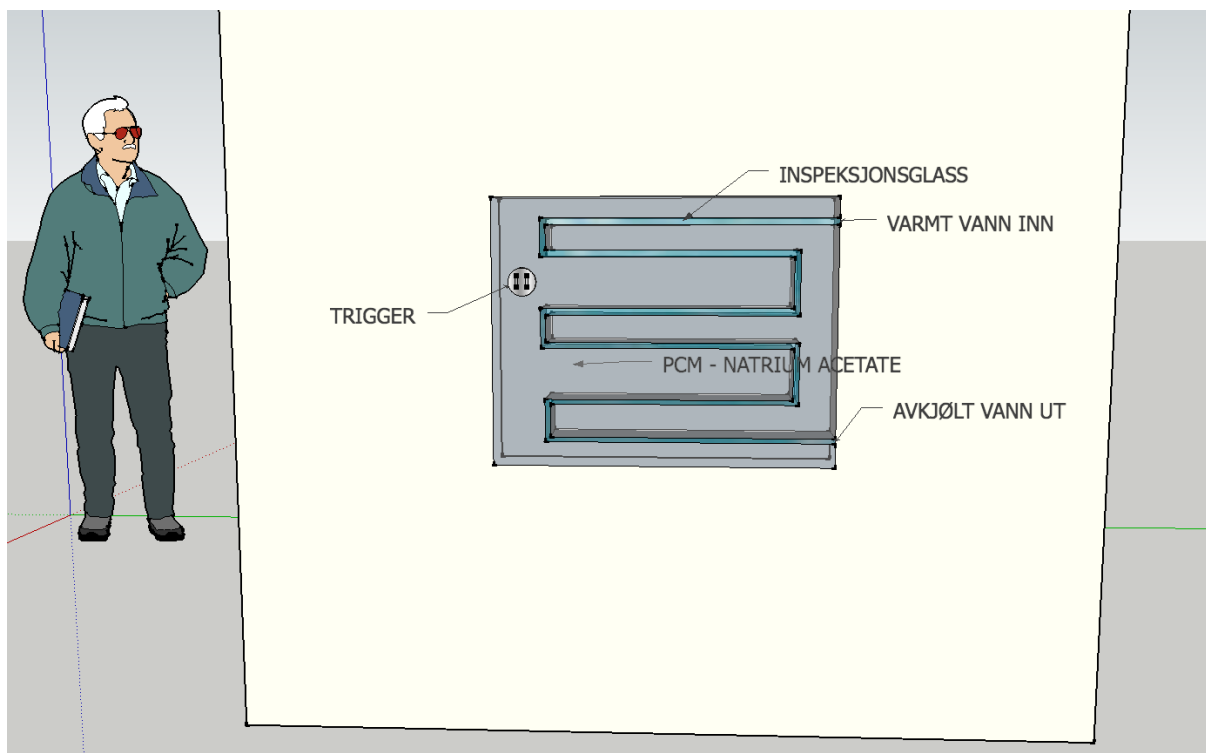
De to scenarioene vurdert i denne rapporten har vist seg å ikke være økonomisk forsvarlige. Installasjonskostnadene er ikke så høye, men besparelsene er lave som fører til den høye nedbetalingstiden. Dersom installasjon av systemer for energilagring ved Klimalaben skal kunne forsvares må andre faktorer spille inn som undervisning eller innovasjon.

Kapittel 10

Videre arbeid

I denne rapporten er det flere forhold som kan være interessant å undersøke i en fremtidig analyse. Data fra solfangersystemet som manglet kan med en programmeringsendring finnes på nettsiden til Klimalaben. Dette vil gjøre beregningene for solfangerene mer konkrete. Et forsøk med høye temperaturer i solfangersystemet vil være interessant for å verifisere de beregnede verdiene fra simuleringene gjort i denne oppgaven.

En transient temperatur-analyse av SAT-cellene vil være interessant å gjennomføre for å få et grundig estimat av temperaturer og energimengder. Et eksperiment med en fysisk modell av en SAT-celle ville ytterligere avdekket og kvantifisert effektbehov og energiutnyttelse. Klimalaben har to veggelementer som kan byttes ut, der det kunne tenkes å teste ut et slikt konsept som vist i figur 10.1.



Figur 10.1: Illustrasjon av PCM integrert i en vegg

Interne data fra varmepumpen på Klimalaben som fordampningstemperatur, kondenseringstemperatur og temperaturer vil gjøre det mulig å verifisere COP-dataene fra varmepumpesystemet. Dette hadde ført til en mer sikker analyse av energisparingspotensialet ved den prediktive styringen.

Samplingsfrekvensen i denne oppgaven ble valgt til 1 time. Dette kan innebære at målinger blir unøyaktige ved store effektvariasjoner innenfor samplingsfrekvensen som ikke kommer til uttrykk. En analyse rundt forskjellige samplingsfrekvenser for varmeeffekter og elektriske effekter ville vært interessant å gjennomføre da dette trolig kan forbedre resultatene. Målinger av massestrømmer vil være interessant å logge for å kvalitetssikre alle varmestrømmer på Klimalaben.

En undersøkelse av andre systemet for lagring av energi kan vurderes. Introduksjon av andre måter for en effektreduksjon vil trolig være mer lønnsomt, da utnyttelsen er høyere. Ved bruk av batterier for elektrisk lagring vil flytting av effekttoppene til tidspunkter med lavere effekt være en løsning der samme batteri vil kunne benyttes gjennom hele vinteren. Det kan være interessant å vurdere denne teknologien opp mot SAT-cellen.

Bibliografi

- [1] Korpås M. TEP4235 Energibruk i bygninger - Magnus Korpås; 2016.
- [2] Fredriksen S, Werner S. District Heating and Cooling. Studentlitteratur AB; 2014.
- [3] Sæle H. TET4175 Smartgrid and the demand side. 2016;.
- [4] Eidefoss. Eidefoss Nettleiepriser 1. januar 2017; 2017. Hentet: 2017-05-12. http://www.eidefossnett.no/eway/default.aspx?pid=277&trg=MainPage_5989&MainPage_5989=5980:0:10,3094:1:0:0:::0:0.
- [5] Athienitis A, O'Brien W. Solar Heating and Cooling : Modeling, Design, and Optimization of Net-Zero Energy Buildings. Ernst & Sohn; 2015.
- [6] Solar A. Data fra Moi fra mailkorrespondanse med John B. Rekstad i Aventa Solar; 2017.
- [7] Stene J. TEP4260 -Varmepumper for bygningsklimatisering. 2016;.
- [8] Sandnes B. The physics and the chemistry of the heat pad. American Journal of Physics. 2008;76(6):546–550.
- [9] M J Hosseini MR, Bahrampoury R. Thermal analysis of PCM containing heat exchanger enhanced with normal annular fines. Mechanical Sciences. 2015;6:221–234.
- [10] Finn. Flyfoto finn.no/kart; 2016. Hentet: 2016-12-10. <http://kart.finn.no/?lng=9.54230&lat=61.77812&zoom=21&mapType=norortho>.
- [11] Aventa Solar. Datablad for solakkumulator Aventa Solar 330; 2016. Gjennom Inger Oddrun Sverkmo.
- [12] Oschsner. Datablad for varmpumpe Oschsner GMLW 9 PLUS; 2016. Hentet: 2016-10-10. http://www.oekotherm.ch/wp-content/uploads/2016/01/MDB_GMLW9plus_DE_20150827.pdf.
- [13] NREL. System Advisory Model - SAM; 2017. Hentet: 2017-02-02. <https://sam.nrel.gov/>.
- [14] SunAmp. SunAmp; 2016. Hentet: 2016-12-18. <http://www.sunamp.com/>.
- [15] Sverkmo IO; 2017.

- [16] Wilo. Wilo pumps Star Z series; 2017. Hentet: 2017-03-15. <http://productfinder.wilo.com/com/en/Wilo/c0000002a0003a36300010023/c0000002a0003a4e800010023/c000000090003cafe00040023/product.html#tab=1>.
- [17] Berna, Francesco. Microstratigraphic evidence of in situ fire in the Acheulean strata of Wonderwerk Cave, Northern Cape province, South Africa; 2011. Hentet: 2016-11-19. <http://www.pnas.org/content/109/20/E1215.full.pdf>.
- [18] NVE. Utbygd vannkraft i Norge. Aschehoug; 1946.
- [19] NVE. Diagram magasinfyllingen - hele Norge; 1990-d.d. Hentet: 2016-11-19. <http://vanmagasinfylling.nve.no/>.
- [20] EuropeanCommission. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030; 2014. Hentet: 2016-11-19. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN>.
- [21] Barton JP, Infield DG. Energy storage and its use with intermittent renewable energy. *EEE Transactions on Energy Conversion*. 2004;19(2):441–448.
- [22] SSB. Fornybarandelen i Europa; 2012. Hentet: 2016-11-19. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/hoye-mal-for-fornybar-energi>.
- [23] Thomsen J, Berker T, Hauge AL, Denizou, Wågø S, Jerkø S. The interaction between building and users in passive and zeroenergy housing and offices: The role of interfaces, knowledge and user commitment. *Smart and Sustainable Built Environment*. 2012;2(1):43–59.
- [24] SINTEF, NTNU. ENØK i bygninger. Gyldendal Undervisning; 2007.
- [25] Bøeng AC, SSB. Energibruk i husholdninger 1930 - 2004 og forbruk etter husholdningstype; 2005. Hentet: 2016-11-20. https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/rapp_200541/rapp_200541.pdf.
- [26] Eurostat. Energy balance flow for European Union (28 countries) 2014; 2014. Hentet: 2016-11-20. <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/energy-flow-diagrams>.
- [27] European Commission - Institute for energy and transportation. PV-gis; 2017. Hentet: 2017-02-02. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>.
- [28] Oldewurtela F, Parisiob A, Jonesc C, Gyalistrasa D, Gwerderd M, Stauche V, et al. Use of model predictive control and weather forecasts for energy efficient building climate control. *Energy and Buildings*. 2012;45:15–20.
- [29] Ramsdal R. Dette bygget skal lagre mest mulig energi med batteri og en vann-tank på 300.000 liter; 2017. Hentet: 2017-04-12. <https://www.tu.no/artikler/dette-bygget-skal-lagre-mest-mulig-energi-med-batteri-og-en-vanntank-pa-300-000-382715>.

- [30] Evotec. Mailkorrespondanse med Evotec; 2017.
- [31] Benli H. Potential application of solar water heaters for hot water production in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016;54:99–109.
- [32] Kalogirou S. *Solar Energy Engineering*, 2nd Edition. Academic Press; 2014.
- [33] Oschsner. Datablad for akkumulator Oschsner Öko-master; 2016. Gjennom Inger Oddrun Sverkmo.
- [34] Flamco. 100mm Fleece insulation mantle (polyester fibre); 2017. Hentet: 2017-05-20. <https://flamcogroup.com/uk-en/catalog/system-components-for-heating-cooling-and-potable-water-installations/accessories-for-water-heaters-and-storage-vessels/insulation-mantles/100mm-fleece-insulation-mantle-polyester-fibre>.
- [35] Varmeshop. Akkumulatortanker for varme; 2017. Hentet: 2017-03-20. <http://www.varmeshop.no/categories/vertikal1>.
- [36] Kaygusuza K, Ayhanb T. Experimental and theoretical investigation of combined solar heat pump system for residential heating. *Energy Conversion & Management*. 1999;40:1377–1396.
- [37] Tyagi VV, Buddhi D. PCM thermal storage in buildings: A state of art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2007;11:1146–1166.
- [38] Sandnes B, Rekstad J. Supercooling salt hydrates: Stored enthalpy as a function of temperature. *Solar Energy*. 2006;80:616–625.
- [39] Fleicher AS. *Thermal Energy Storage Using Phase Change Materials*. Springer; 2015.
- [40] Abduljalil A Al-Abidi KSMYSCHLAT Sohif Bin Mat. Review of thermal energy storage for air conditioning systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012;12:5802–5819.
- [41] Zhang Y, Faghri A. Heat transfer enhancement in latent heat thermal energy storage system by using the internally finned tube. *J Heat Mass Transfer*. 1996;39(15):3165–3173.
- [42] Biltema. Håndvarmer Biltema; 2017. Hentet: 2017-02-10. <http://www.biltema.no/no/Fritid/Friluftsliv/Klar-og-beskyttende-utstyr/Handvarmer-2000031871/>.
- [43] Alibaba. SAT pris Alibaba; 2017. Hentet: 2017-02-10. https://www.alibaba.com/product-detail/price-sodium-acetate-trihydrate_60390015985.html?s=p.
- [44] Standard N. Passivhusstandard NS3701; 2012. Hentet: 2016-12-12. <https://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=587802>.
- [45] Nordan. Nordan solfangersystem; 2015. Hentet: 2016-12-16. <http://www.nordan.no/solar>.

- [46] '. Skjerm bilde BuildingOS; 2016. <https://gbs.buildingos.com/data/exports/create>, note = Hentet: 2016-09-22.
- [47] Frank P Incropera TLB David P Dewitt, Lavine AS. Principles of heat and mass transfer. John Wiley & Sons. inc; 2013.
- [48] Flamco. Water Heaters and Storage Vessels; 2017. Hentet: 2017-05-20. https://flamcogroup.com/files/datasheets/EXP17_PSTEST_LR_v09022017_Chapter_6.pdf.
- [49] Midtgård OM. TET4175 Smartgrid. 2016;.
- [50] Zhang Yinping JY, Yi J. A simple method, the -history method, of determining the heat of fusion, specific heat and thermal conductivity of phase-change materials. Measurement Science and Technology. 1999;10:201–205.
- [51] National Institute of Standards and Technology. Acetic acid, sodium salt, hydrate (1:1:3); 2017. Hentet: 2017-02-10. <http://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?ID=C6131904&Mask=FFFF&Units=SI>.
- [52] Jakob B Johansen WKJFJD Mark Dannemand, Furbo S. Thermal conductivity enhancement of sodium acetate trihydrate by adding graphite powder and the effect on stability of supercooling;.
- [53] Øihusom B; 2017.
- [54] European Commission. PV GIS - Photovoltaic Geographical Information System; 2017. Hentet: 2017-03-24. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>.
- [55] U S Department of Energy and NREL. Weather data worldwide; 2017. Hentet: 2017-03-25. <https://energyplus.net/weather>.
- [56] Statistisk sentralbyrå. Husholdninger. Total pris for kraft, nettleie og avgifter(2012-2017); 2017. Hentet: 2017-05-24. <https://www.ssb.no/statistikbanken/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=KraftSluttbrukB&KortNavnWeb=elkraftpris&PLanguage=0&checked=true>.
- [57] Metrologisk institutt. Værdatabase Dombås, Brukerinnlogging; 2017. Hentet: 2017-05-11. eklima.met.no.
- [58] Nord N; 2017.

Kapittel 11

Vedlegg


11.1 Vedlegg

Usage	PV Self-Consumption Standalone Electric Hot Water Heater	
Recommended Input Electricity Source	Up to 4kW PV via diversion controller Economy 7 or other off-peak electricity	
Instant Water Heater Compatibility	Combi-boiler (gas, oil or LPG) [†] Electric instant water heater	
Dimensions	530mm x 300mm x 700mm	
Weight	80 Kg	
Installation	Indoor, floor-standing or wall-mounted [‡]	
Storage Capacity	4 to 5 kWh	
Loss Rate	0.579 kWh/24h (24 W)	
Hot Water Delivery (V40 Test)	138 Litres	
Power	Input (Electrical)	Up to 3 kW
	Output (Thermal)	35 kW typical
Hot Water Outlet Temperature	35-65°C adjustable via Thermostatic Mixing Valve (supplied) [‡]	
Flow Rate	Up to 14 litres per minute	
Water Pressure	Minimum	1.5 Bar
	Maximum	4.5 Bar [§]
Pipe Connection Sizes	15 mm	
Power Supply	Mains Supply, 230V AC (13A fused spur)	
Approvals and Certifications	ErP (M profile, Band C), WEEE, CE	


† Certain combi-boilers require an additional valve set for compatibility. This must be fitted by an accredited Sunamp installer.
‡ Mains pressures exceeding 4.5 Bar requires a pressure reducing valve. § Accessory kit required.

Edinburgh Headquarters
Sunamp Ltd.
1 Satellite Park
Macmeny
EH33 1RY

UK: +44 (0)1875 610001
Zurich: +41 (0) 799 619761



Proud Members of:




Sunamp

Heat Batteries™

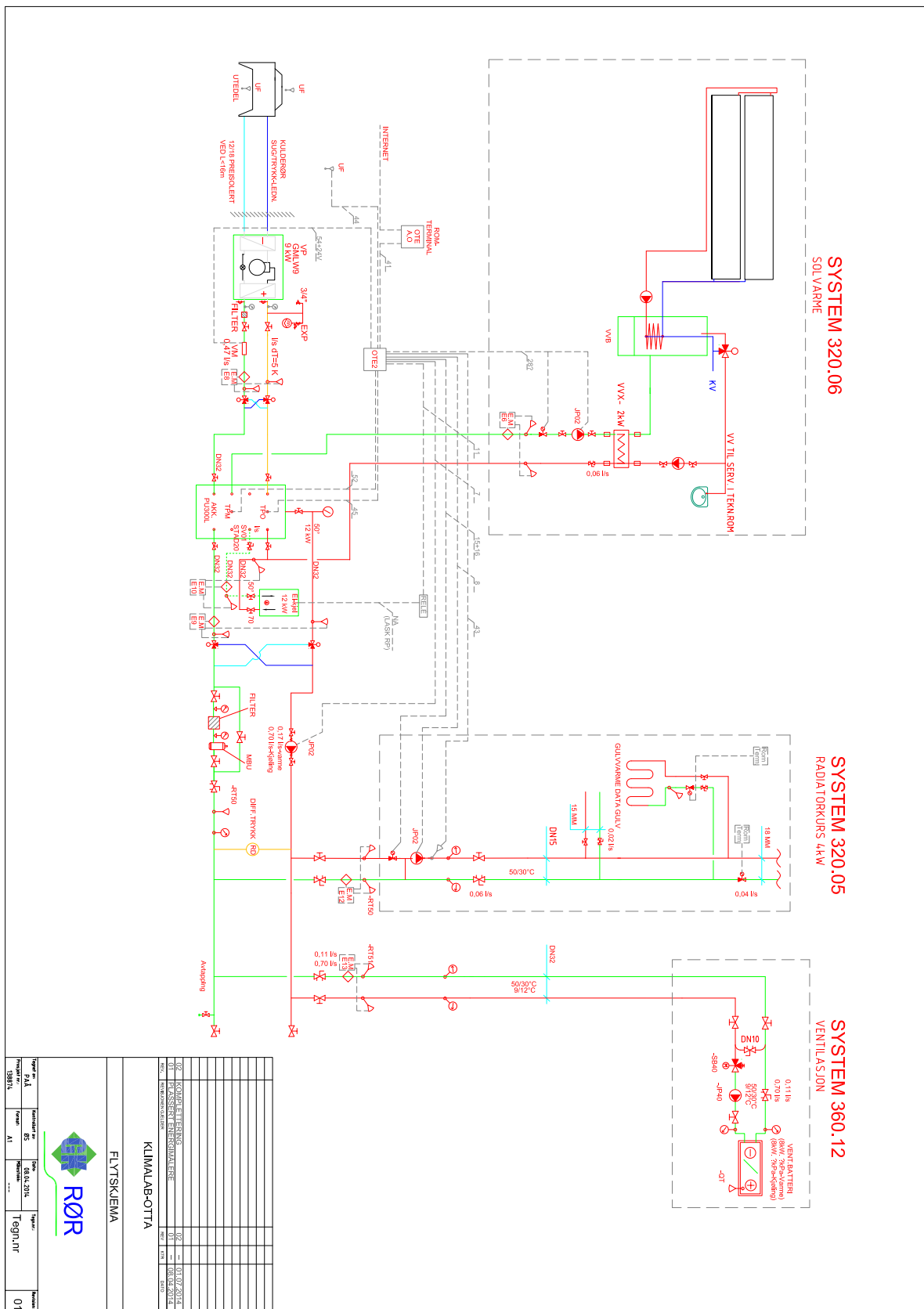
SunampPV

PV Energy Storage with a 10 Year Warranty



Free Hot Water From Your PV Solar Panels

Figur 11.1: Sunamp PV - heat battery datablad [14]



Figur 11.2: Systemskjema tekniske installasjoner på klimalab, ekskludert vindmølle og solcellepaneler [15]