

# Optimal bruk av energikilder i drift av svømmehall

**Vegard Blomseth Johnsen**

Master i kybernetikk og robotikk

Innlevert: juni 2016

Hovedveileder: Geir Mathisen, ITK

Medveileder: Wolfgang Kampel, BAT

Bjørn Aas, BAT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet

Institutt for teknisk kybernetikk





## HOVEDOPPGAVE/MASTER THESIS

Kandidatens navn: **Vegard Blomseth Johnsen**

Fag: **Teknisk kybernetikk/Engineering Cybernetics**

Oppgavens tittel (norsk): **Optimal bruk av energikilder i drift av svømmehall**

Oppgavens tittel (engelsk): **Optimal use of different energy sources in swimming facilities**

### Oppgavens tekst:

Moderne bygninger kan dekke sine energibehov fra forskjellige kilder. Energien fra de forskjellige kildene vil ha forskjellig pris, ofte tidsvarierende, og forskjellig tilgjengelighet, ofte styrt av utenforliggende faktorer. Vi ønsker å se på et tilfelle, en offentlig svømmehall, som har følgende energikilder: Elektrisk strøm fra strømmettet, solceller for produksjon av elektrisk energi, solfanger for produksjon av termisk energi, geotermiske brønner for produksjon av termisk energi / energilagring, samt et elektrisk batteri for energilagring.

Vi ønsker å se på hvordan en ved til enhver tid å kombinere de forskjellige energikildene kan minimalisere energikostnadene i forbindelse med drift av bygningen med hensyntaking til det varierende energibehov naturlig drift av bygningens aktiviteter krever.

### Oppgaven består av følgende punkter:

1. Foreta en litteraturstudie / undersøkelse og se hvordan tilsvarende bygninger med tilgang til flere energikilder velger hvilke energikilder som til enhver tid skal nyttes.
2. Modeller de forskjellige energikildene med tanke på kost av produsert energi og angi realistiske størrelser for maksimal energitilgang.
3. Vurder hvordan aktivt bruk/valg av de forskjellige energikildene kan minimaliser energikosten knyttet til aktiviteten i huset
4. Basert på historisk energiforbruk, test ut hva energikostnaden ville blitt ved bruk av vurderingene fra punkt 3

Oppgaven gitt: 18. January, 2016  
Besvarelsen leveres: 27. June, 2016

Utført ved Institutt for Teknisk kybernetikk

Trondheim, den 07.06.2016

Geir Mathisen  
Faglærer

## Forord

Denne oppgaven er skrevet som avsluttende masteroppgave på masterstudiet kybernetikk og robotikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), våren 2016.

Bjørn Aas og Wolfgang Kempel fra Senter for idrettsanlegg og teknologi (SIAT) ved NTNU har vært til god hjelp for å få kunnskap om de ulike delsystemene i en svømmehall, samt nyttige diskusjoner rundt modelleringen av disse. Oppgaven retter seg inn mot Holmen svømmehall i Asker, som er en svømmehall under konstruksjon.

Jeg vil takke faglærer Geir Mathisen for motiverende diskusjoner, gode innspill og engasjement rundt oppgaven.

Trondheim, 27-06-2016

Vegard Blomseth Johnsen

## Sammendrag

I dagens samfunn med stort fokus på energieffektivitet og energibesparelse er det viktig å se på bygningers energibruk da disse står for 40 % av energibruken i Norge. Idrettsbygg er den kategorien bygg som har tredje høyeste spesifikke energibruk per areal. Videre innen idrettsbygg er svømmehaller en av de største energibrukerne per areal.

Det er i denne oppgaven satt opp en modell for det termiske systemet ved Holmen svømmehall i Asker. Modellen er utviklet i Matlab R2015b og Simulink. Modellen baserer seg på tilgjengelig data fra prosjektet som er pågående rundt anlegget ved Holmen svømmehall i tillegg til måleverdier fra lignende anlegg. Modellen omfatter tilgjengelige termiske energikilder gjennom elektrisk oppvarming, bakkesolfanger og termiske brønner. De termiske lastene og energikildene deles deretter inn i to overordnede systemer: hovedsystemet og brønnsystemet som er bundet sammen gjennom hovedvarmepumpen. Videre i modellen ses de termiske brønnene mer på som et energilager enn en kilde, siden det er viktig å unngå permafrost i bakken. Prismsig vil alltid de termiske brønnene levere billigere energi enn elektrisk oppvarming. Likevel gjelder det å utnytte de termiske brønnene mest når prisen på elektrisitet er høyest og gevinsten av et slikt anlegg blir størst.

Energifordelingen mellom de ulike delsystemene eller lastene i svømmehallen ble funnet som et resultat av modellen. Som forventet var det oppvarming og ventilasjon som var den største enkeltlasten, som stemmer godt overens med det som er funnet i litteraturen. Det er også sett på bidragene fra energigjenvinning fra luft og vann. Varmegjenvinning fra vann viste seg å bli den største enkeltkilden til oppvarming av dusjvann, men selv her trengs fremdeles oppvarming fra andre kilder.

Simulering av modellen viste et stort netto uttak av de termiske brønnene gjennom året, på hele 369 780 kWh. På grunn av dette store tallet er det sett på muligheter for å varme de termiske brønnene med elektrisk energi for å unngå permafrost. Det er sett på tre ulike tidspunkt å varme de termiske brønnene gjennom året. Disse er: nattestid om sommeren, nattestid hele året og

jevnt hele året. Alle disse mulighetene gav en stor økonomisk gevinst kontra å kjøre elektrisk oppvarming hele året. Det mest økonomiske alternativet som er testet ut var å fortsette med høyt uttak fra de termiske brønnene og å kompensere for varmetapet ved å varme brønnene via elektrisk kjel på nattestid om sommeren. Dette førte til en besparelse på 51 % av kostnaden til elektrisitet som brukes direkte inn i det termiske system kontra å kutte ut de termiske brønnene og å kjøre all oppvarming med elektrisk kjel.

## Abstract

In today's society with a strong focus on energy efficiency and energy savings, it is important to look at buildings use of energy as they account for 40 % of the total energy consumption in Norway. Sports facilities is the category of buildings which has the third highest specific energy consumption per area. Furthermore in sports facilities, swimming pools are one of the biggest energy users per area.

In this paper it is set up a model for the thermal system at Holmen swimming pool in Asker. The model is developed in Matlab R2015b and Simulink. The model is based on data available from the project that is ongoing around the plant at Holmen swimming pool in addition to measurements from similar facilities. The model contains the available thermal energy sources through electrical heating, thermal solar and thermal wells. The thermal loads and energy sources are then divided into two main systems: «primary system» and «well system» which is connected through the main heat pump. Furthermore, the model looks upon the thermal wells more as an energy storage than a source, since it is important to avoid permafrost. The thermal wells will always be considered cheaper than electric heating. Yet it is important to utilize the thermal wells the most when the price of electricity is higher and the rewards of such a facility will be greatest.

Energy distribution between the various subsystems or loads in the swimming pool was found as a result of the model. As expected, the heating and ventilation was the largest single load, which was the same as found in the literature. Heat recovery from air and waste-water has also been looked upon. Heat recovery proved to be the greatest single contribution to the heating of the shower water, but even here there is needed heating from other energysources.

The simulation model showed a large net outflow of thermal energy from the thermal wells during the year, of as much as 369 780 kWh. Due to this large number it has been studied different ways to warm the thermal wells with electrical energy to avoid permafrost. Three different times were chosen to test the heating of the thermal wells through the year. These three times



were: nighttime in the summer, nighttime all year around and evenly throughout the year. All these opportunities gave a huge financial gain versus only electrical heating all year around. The highest benefit that was tested was to continue with the high output from the thermal wells, and to compensate for that heat loss from the thermal wells with electric heating of the thermal wells at nighttime in the summer. This led to a saving of 51 % from the electrical bill compared to no use of thermal wells and all electrical heating all year around.

# Innhold

Forord . . . . .	iii
Sammendrag . . . . .	iv
Abstract . . . . .	vi
<b>1 Introduksjon</b>	<b>1</b>
1.1 Hensikt . . . . .	2
1.2 Verktøy . . . . .	2
1.3 Begrensninger . . . . .	3
1.4 Oppgavens punkter . . . . .	3
1.5 Oppbygning av rapporten . . . . .	4
<b>2 Litteraturstudie</b>	<b>5</b>
2.1 Energy Hub . . . . .	5
2.2 To-steps optimering . . . . .	7
2.3 Svømmehaller . . . . .	7
2.3.1 Varmegjenvinning . . . . .	8
2.3.2 Energieffektive badeanlegg . . . . .	9
2.4 Termiske brønner . . . . .	9
2.5 Bakkesolfanger . . . . .	11
2.6 Oppsummering av relevante funn . . . . .	13
<b>3 Teori</b>	<b>14</b>
3.1 Konstant massesystem . . . . .	14
3.2 Vannforbruk . . . . .	15

3.3	Termiske brønner	15
3.4	Bakkesolfanger	16
3.5	Varmepumpe	16
3.6	Gråvannsgjenvinner	17
3.7	Snøsmelting	17
3.8	Klimadata	18
<b>4</b>	<b>Implementering</b>	<b>20</b>
4.1	Hovedsystem	20
4.2	Brønnsystem	21
4.3	Delsystemer	21
4.3.1	Klokkesystem	22
4.3.2	Besøksvariabel	22
4.3.3	Varmebatteri basseng	25
4.3.4	Oppvarming og ventilasjon	27
4.3.5	Blandingspunkt	29
4.3.6	Snøsmelting	29
4.3.7	Hovedvarmepumpe termiske brønner	31
4.3.8	Bakkesolfanger	31
4.3.9	Elektrisk kjel	32
4.3.10	Varmtvann	32
<b>5</b>	<b>Resultater</b>	<b>35</b>
5.1	Hovedsystem	35
5.1.1	Oppvarming og ventilasjon	35
5.1.2	Varmebatterier basseng	36
5.1.3	Varmtvann	37
5.1.4	Snøsmelting	38
5.1.5	Termiske laster hovedsystem	39
5.1.6	Energikilder hovedsystem	42
5.1.7	Elektriske uttak	43

5.2	Brønnsystem . . . . .	44
5.2.1	Termiske brønner . . . . .	44
5.2.2	Bakkesolfanger . . . . .	45
5.2.3	Balanse brønn . . . . .	46
5.3	Årlige energitall . . . . .	48
<b>6</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>51</b>
6.1	Hovedsystem . . . . .	51
6.1.1	Oppvarming og ventilasjon . . . . .	51
6.1.2	Varmebatterier basseng . . . . .	52
6.1.3	Varmtvann . . . . .	52
6.1.4	Snøsmelting . . . . .	53
6.1.5	Termiske laster hovedsystem . . . . .	53
6.1.6	Energikilder hovedsystem . . . . .	55
6.1.7	Elektriske uttak . . . . .	55
6.2	Brønnsystem . . . . .	56
6.2.1	Termiske brønner . . . . .	56
6.2.2	Bakkesolfanger . . . . .	56
6.2.3	Balanse brønn . . . . .	57
6.3	Årlige energitall . . . . .	59
6.4	Elektrisk oppvarming av brønn . . . . .	59
6.5	Ren elektrisk utnyttelse . . . . .	63
<b>7</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>65</b>
<b>8</b>	<b>Videre arbeid</b>	<b>67</b>
8.1	Parametervalg . . . . .	67
8.2	Modellering . . . . .	67
8.2.1	Varmebatterier basseng . . . . .	68
8.2.2	Oppvarming og ventilasjon . . . . .	68
8.2.3	Snøsmelting . . . . .	68
8.2.4	Bakkesolfanger . . . . .	68

8.2.5	Termiske brønner . . . . .	68
8.3	Elektriske laster og kostnad . . . . .	69
8.4	Fleksibilitet . . . . .	69
8.4.1	Oppvarming varmtvann . . . . .	70
8.4.2	Snøsmelting . . . . .	70
8.5	Varmeoverføring hovedsystem . . . . .	70
8.6	Oppsummering . . . . .	70
	<b>Referanser</b>	<b>72</b>
<b>A</b>	<b>Matlab filer</b>	<b>75</b>
A.1	Initialisering . . . . .	75
A.2	Termisk modell . . . . .	81
A.3	Elektrisk oppvarming . . . . .	92
<b>B</b>	<b>Excel filer</b>	<b>97</b>
B.1	Klimadata Asker 2015 . . . . .	97
B.2	Målte verdier Husebybadet . . . . .	100
B.3	Beregninger termiske system . . . . .	102
B.4	Elspotpriser . . . . .	105
<b>C</b>	<b>Data Holmen</b>	<b>107</b>

# Figurliste

2.1	Eksempel på en «energy hub», <i>M. Geidl et al.</i> [6] . . . . .	6
2.2	Verdien til 3 ulike objektfunksjoner, <i>E. Fabrizio, V. Corrado og M. Filippi</i> [5] . . . . .	7
2.3	Prosentvis energifordeling ved fire bad utarbeidet av <i>W. Kämpel</i> [13] . . . . .	8
2.4	Massestrømmer ved typiske energieffektive anlegg, <i>W. Kämpel</i> [14] . . . . .	10
2.5	Termisk brønnsystem med varme og kalde brønner separat, <i>G. Eggen og G. Vangsnes</i> [3] . . . . .	11
2.6	Solbidrag forventet verdi mot målt verdi, 2012, <i>R. Kalskin Ramstad</i> [12] . . . . .	12
3.1	Varmesløyfer under asfalt, <i>Roth Nordic</i> [23] . . . . .	18
3.2	Døgnmiddel temperatur Asker 2015 . . . . .	19
4.1	Skisse termisk flyt brønnsystem . . . . .	22
4.2	Termisk system, Simulink . . . . .	23
4.3	Klokke og datosystem, Simulink . . . . .	24
4.4	Besøksvariabel, Simulink . . . . .	24
4.5	Sammenheng mellom energimengde til basseng og døgnmiddel utetemperatur . .	26
4.6	Sammenheng mellom energimengde til oppvarming og døgnmiddel utetemperatur	28
4.7	Temperatur etter blandingspunkt . . . . .	30
4.8	Delsystem varmtvann, Simulink . . . . .	33
5.1	Effekt oppvarming og ventilasjon, 1 uke . . . . .	36
5.2	Effekt oppvarming bassengvann, 1 uke . . . . .	37
5.3	Effektfordeling oppvarming varmtvann, 1 døgn . . . . .	38
5.4	Effekt snøsmelting over 1 år, januar - desember 2015 . . . . .	39

5.5	Effekt termiske laster hovedsystem . . . . .	40
5.6	Effekt termiske laster, 2 døgn . . . . .	41
5.7	Varighetsdiagram termiske effekter over et år . . . . .	42
5.8	Effekt energikilder hovedsystem, 2 uker vinter . . . . .	43
5.9	Effekt elektriske laster til termisk oppvarming, 2 uker . . . . .	44
5.10	Effektuttak termisk brønn, 2 uker . . . . .	45
5.11	Tilført effekt bakkesolfanger, 1 år . . . . .	46
5.12	Variasjon i netto uttak fra termisk brønn, januar og februar . . . . .	47
5.13	Variasjon i netto uttak fra termisk brønn, juni . . . . .	48
5.14	Prosentvis energifordeling termiske laster, 1 år . . . . .	49
6.1	Døgnmiddeltemperatur Asker juni 2015 . . . . .	58
6.2	Elsport pris region Oslo juni - september 2015, <i>Nordpoolspot</i> [19] . . . . .	61
6.3	Elsport pris region Oslo hele 2015, <i>Nordpoolspot</i> [19] . . . . .	62

# Tabelliste

3.1	Årlig direkte utnyttelse av geotermisk energi globalt, <i>J. W. Lund et al.</i> [15] . . . . .	15
4.1	Innstrålt effekt Blindern, <i>Ø. Holter et al.</i> [10] . . . . .	32
5.1	Årlig energimengde til oppvarming av varmtvann . . . . .	38
5.2	Totalt termisk energibruk fra ulike delsystem over en 70 dagers periode . . . . .	41
5.3	Årlig energiuttak fra vannbårent system . . . . .	49
5.4	Energikilder i systemet, 1 år . . . . .	50
5.5	Energitilførsel til hovedvarmepumpe, 1 år . . . . .	50
6.1	Kostnad lading av termiske brønner . . . . .	62
6.2	Besparelser ved lading av termisk brønn sammenlignet med elektrisk oppvarming	64



# Kapittel 1

## Introduksjon

I dagens samfunn blir det stadig viktigere med energieffektivisering grunnet miljøhensyn som global oppvarming, i tillegg til praktiske hensyn som energitilgang. I USA ble i 2015 40 % av totalt energiforbruk brukt i bygninger, [eia.gov](http://eia.gov) [28]. Dette er samme tall som det opereres med i Norge. Stortinget har vedtatt at energikravene i byggt teknisk forskrift (TEK10) skal skjerpes til passivhusnivå innen 2015 og nesten nullenerginivå i 2020 *Regjeringen* [22]. Dette med bakgrunn i at bygningsmassen skal bli mer energieffektiv og klimavennlig. Sammen med et økt fokus rundt konseptene «Smart grid» og «Smart City» er det et mål å ikke bare senke energibruken, men også tilpasse denne slik at det oppnås et smartere bruksmønster. Denne tilpasningen av energibruken kalles gjerne å utnytte fleksibilitet. For å kunne utnytte en slik fleksibilitet kreves gode modeller og prediksjoner over hvordan energibruken utarter seg.

Ved Senter for idrettsanlegg og teknologi (SIAT) på NTNU har det vært utført flere oppgaver og studier rundt energibruken og energibesparende tiltak ved ulike idrettsanlegg. Ifølge Enova [4] er idrettsbygg den typen bygg med tredje høyest spesifikke energiforbruk per areal og videre er det ifølge SIATs forskning svømmehaller [13] og ishaller [1] som er de største energibrukerne. Her går det med betydelige energimengder til oppvarming av vann og luft, samt ventilasjon. Dette er bakgrunnen for at SIAT har sett nøyere på svømmehaller blant annet gjennom oppgavene til *W. Kempel* [13], *H. D. Røkenes* [24], *I. R. Sture* [26] og *M. N. Øen* [30]. Disse oppgavene har jevnt over et byggt teknisk fokus. Det er her denne oppgaven kommer inn i bildet med fokus rundt smartere bruk av tilgjengelige energikilder istedenfor et byggt teknisk fokus.

## 1.1 Hensikt

Oppgaven går ut på å sette opp en modell for energiflyten til ulike oppvarmingsformål ved Holmen svømmehall i Asker samt de ulike energikildene i systemet. Hensikten med dette er å se hvor energien i bygget tar veien og hvordan dette kan tilpasses for å få en optimal utnyttelse av tilgjengelige energikilder. Denne kunnskapen skal igjen kunne brukes til å tilpasse energibruken for å få lavere energikostnad eller lavere energiuttak. Disse to målene er ikke nødvendigvis strengt avhengige av hverandre da de ulike energikildene har ulik og varierende pris.

SIAT har fokus på idrettsbygg, og innunder idrettsbygg er svømmehaller å regne som et ekstremt tilfelle med tanke på høye effektuttak. Det finnes i dag mange studier og forskrifter på hvordan man kan bygge for å få mest mulig energieffektive bygg med tanke på byggemåte og energibesparende tiltak. For å få et annet perspektiv med aktiv kontroll av de ulike energikildene og optimalisering med tanke på å utnytte eventuell fleksibilitet så har det vært et ønske å modellere effekten i slike bygninger. Det er dette denne oppgaven omhandler; en modellering av termiske effektuttak og en diskusjon og beregninger rundt hvordan dette kan utnyttes videre for å få optimal utnyttelse av de ulike energikildene.

## 1.2 Verktøy

Modellen er satt opp i simuleringsverktøyet Simulink som er et innebygd tillegg til Matlab. Matlab versjonen som er brukt er «Matlab R2015b». For å kjøre programmet kreves denne eller nyere versjoner av programmet. Vær- og klimadata som er brukt i modellen er hentet fra Meteorologisk institutt gjennom den åpne tjenesten [eklima.no](http://eklima.no) [17].

## 1.3 Begrensninger

Begrensningene som er foretatt baserer seg i stor grad på at man ikke kan vite sikkert hvordan anlegget vil oppføre seg før måledata er tilgjengelig. I tillegg er det foretatt forenklinger tilknyttet programmeringen av modellen som at besøket modelleres med en variabel som enten er på eller av, selv om besøket naturligvis ikke vil være på den måten. I teoridelen og implementeringsdelen blir andre forenklinger og antagelser rundt de ulike delsystemene presentert.

Angående solcellene til produksjon av elektrisk energi har det kommet frem at det til en hver tid produseres mindre enn grunnlasten i bygningen. Denne grunnlasten er for eksempel laster som belysning og roterende utstyr. På grunn av dette antas det videre i oppgaven at det ikke er noe overskudd tilgjengelig fra solcellene og derfor er det ikke sett mer på i oppgaven.

## 1.4 Oppgavens punkter

Oppgaven består av 4 punkter gjengitt her:

1. Foreta en litteraturstudie / undersøkelse og se hvordan tilsvarende bygninger med tilgang til flere energikilder velger hvilke energikilder som til enhver tid skal nyttes.
2. Modeller de forskjellige energikildene med tanke på kost av produsert energi og angi realistiske størrelser for maksimal energitilgang.
3. Vurder hvordan aktivt bruk/valg av de forskjellige energikildene kan minimalisere energikosten knyttet til aktiviteten i huset.
4. Basert på historisk energiforbruk, test ut hva energikostnaden ville blitt ved vurderingene fra punkt 3.

Punkt 1 i oppgaveteksten besvares i kapittel 2 - litteraturstudie. Punkt 2 i opppgaven besvares i implementeringskapittelet med begrunnede parametervalg. Det er her ikke sett direkte på energikostnad, selv om den er lagt til grunn for flere av valgene. Energikostnaden kommer inn under utregninger i diskusjonen. Det pekes også på hvordan beregningene på kostnad kan

forbedres i videre arbeid. Punkt 3 besvares i diskusjonskapittelet med diskusjon rundt resultatene og hvordan disse kan tolkes. Punkt 4 besvares i avslutningen av diskusjonskapittelet der det regnes på energikostnader.

## **1.5 Oppbygning av rapporten**

Resten av rapporten er bygd opp på følgende måte: I kapittel 2 kommer litteraturstudie hvor det presenteres lignende modeller og hvordan andre har modellert energiflyt enten som total-system eller på nivå med delsystemene. Kapittel 3 er teorikapittelet og her presenteres teorien rundt de ulike delsystemene. Kapittel 4 er implementeringskapittelet og omhandler løsningen av modellen. Her presenteres det overordnede designet før delsystemene introduseres hver for seg. Resultatene etter simulering presenteres i kapittel 5. I kapittel 6 diskuteres det rundt resultatene og gjøres utregninger tilknyttet energikostnaden på strøm fra nettet. Deretter kommer konklusjonen i kapittel 7 og videre arbeid i kapittel 8. I vedlegget ligger koden og modellen i sin helhet, Excel-filer som er brukt til beregninger, og tegninger og data fra prosjektet rundt Holmen svømmehall.

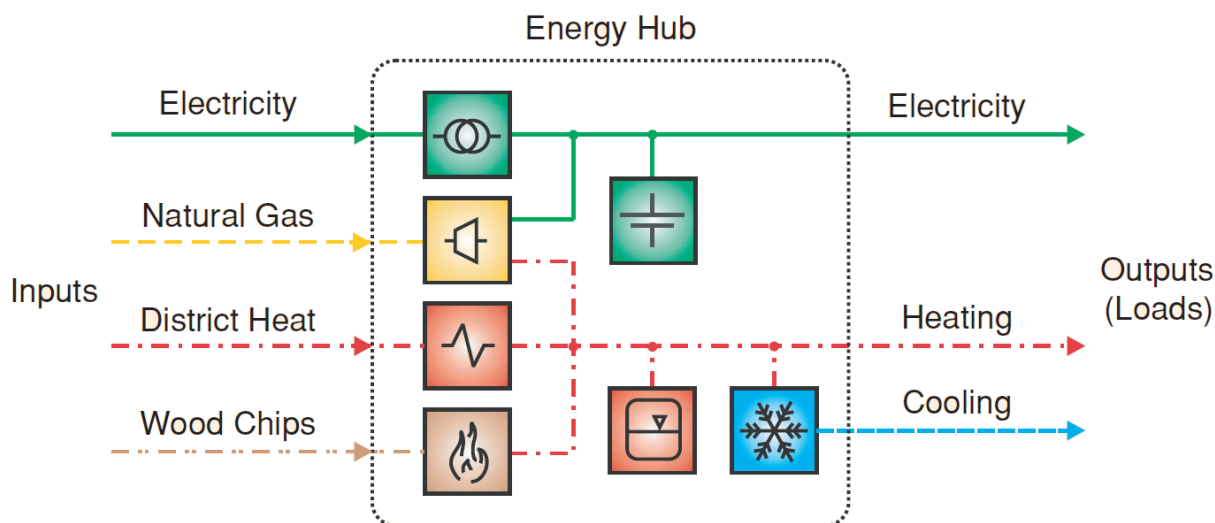
# Kapittel 2

## Litteraturstudie

### 2.1 Energy Hub

Tidligere er det utført flere studier som omhandler omtrent samme tema som skal ses på i denne oppgaven med en samhandling mellom ulike energikilder i bygg. En vanlig fremgangsmåte er å sette opp systemet som en såkalt «energy hub». Ideen rundt «energy hub» ble først presentert i forskningsprosjektet «Vision of Future Energy Networks» i artikkelen «Energy hubs for the future», *M. Geidl, G. Koepfel, P.F. Perrod, B. Klöckl, G. Andersson, K. Fröhlich, ETH Zurich 2007* [6]. Grovt sett kan det sies at i en «energy hub» ses det på hvordan alle de ulike energikildene kommer inn i en slags kontrollmekanisme og tilpasses den ønskede energiprofilen. Dette er vist i figur 2.1 hvor elektrisitet, naturgass, fjernvarme og materiale til fyring er inngangene til «energy huben», mens elektrisitet, termisk varmeenergi og termisk kjøling er utgangene. I en «energy hub» settes det opp en matematisk modell for kostnaden til hver enkelt energikilde, kostnad for overgang mellom ulike energibærere og kostnad for lagring av ulike energibærere. Deretter brukes modellen til å møte en gitt energietterspørsel på en billigst mulig måte. En fordel med «energy hubene» er at de gir en konkret matematisk formulering av optimeringsproblemet.

I tillegg til at «energy huben» tar for seg ulike inngangs energikilder, transformasjon mellom energikildene, lagring av ulike energikilder og bruken av disse, så er det viktig å se på begrensninger. Begrensningene kan være både fysiske og matematiske. De fysiske begrensningene kan være ting som at det ikke er mulig å fylle på og å ta ut energi fra lageret på samme tid, tap over



Figur 2.1: Eksempel på en «energy hub», *M. Geidl et al.* [6]

tid i lager, tap gjennom transformasjon og overføringer og kapasitetsbegrensninger. Dermed blir resultatet et omfattende optimeringsproblem med mange ulike beskrankninger.

En måte «energy huben» kan modelleres er slik det er foreslått av *E. Fabrizio, V. Corrado og M. Filippi* i «A model to design and optimize multi-energy systems in buildings at the design concept stage», 2010 [5]. Her ser forfatterne på hvordan det kan settes opp en matrisemodell for de ulike energikildene i samspill med en objektfunksjon og en løser som inneholder alle beskrankningene. Modellen er testet ut i et eiendomskompleks med 10 leiligheter og kjørt med 3 ulike målfunksjoner: minimere kostnad, energibruken eller utslipp av klimagasser. Resultatene kan ses i figur 2.2. Denne viser tydelig hvordan en slik modell klarer å oppnå både lavere pris hvis det er ønskelig eller lavere energimengde hvis det er målet. Som forfatterne peker på så ender miljøhensyn og energimengde med samme resultat. Dette kommer av at å minimere energimengden også vil være det beste for miljøet med de tilgjengelige energikildene i testen. Et interessant resultat er at det vil være mye høyere energiuttak hvis kostnadsfunksjonen skal minimeres. Grunnen til dette er at det optimale med pris vil være å bruke mye energi når den er billig for å kunne bruke mindre når den er dyr. Sammenlignet vil minimering av energimengde gi 56 % mindre energimengde enn minimering av pris, men 45 % høyere pris.

Selection criteria	Value of the economy objective function [k€/y]	Value of the energy objective function [MWh/y]	Value of the environmental objective function [tCO <sub>2</sub> /y]
Initial guess	14.12	133.98	23.92
Economy	11.55	169.13	28.29
Energy	16.95	73.63	12.81
Environmental	16.95	73.63	12.81

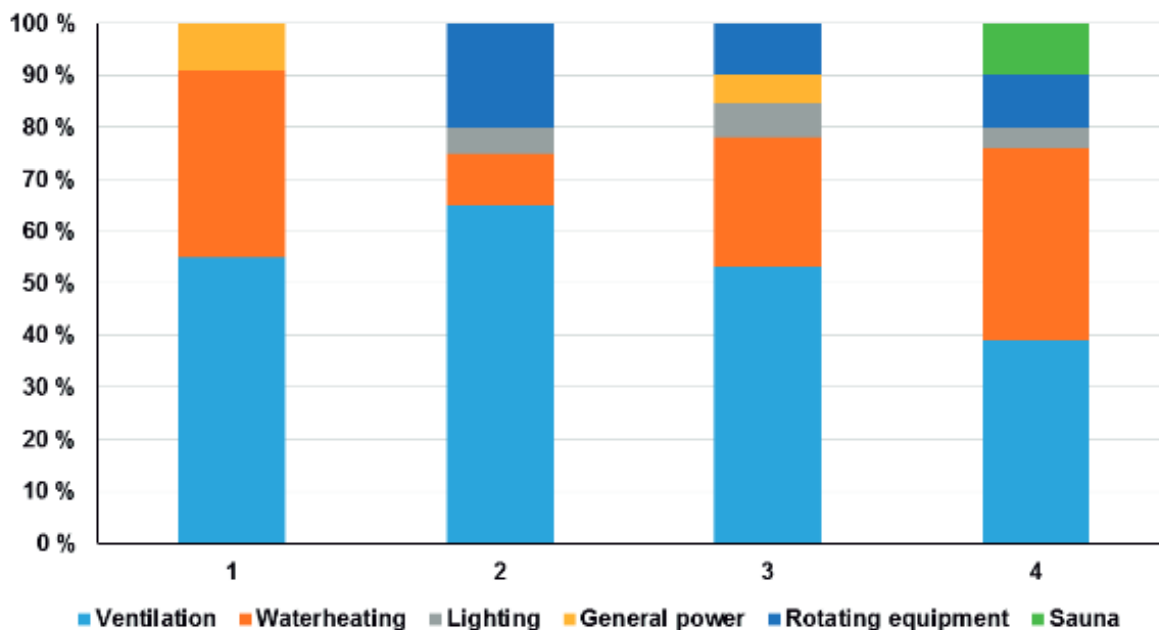
Figur 2.2: Verdien til 3 ulike objektfunksjoner, *E. Fabrizio, V. Corrado og M. Filippi* [5]

## 2.2 To-steps optimering

I en artikkel skrevet av *J. K. Gruber og M. Prodanovic* i 2014 [7] ser de på hvordan en økonomisk kostnadsfunksjon kan minimeres gitt begrensninger i det fysiske systemet. Forfatterne har foreslått en to-steps optimering, som først ser overordnet på systemet gjennom et døgn med oppløsning på 1 time før de går videre inn på time for time med en 5 minutters tidsoppløsning. På denne måten argumenteres det for at de får løst komplekse optimeringsproblemer på en enklere måte. I artikkelen beskrives det nøye hvordan dette kan gjøres, men det underbygges ikke matematisk. Likevel presenteres det resultater fra et scenario med et lite hotell som har et solcelle-system med et tilkoblet batteri som kan brukes for fleksibilitet. Disse resultatene førte til en reduksjon i strømprisen fra 61.78 € til 45.94 €, altså en reduksjon på 25.6 %.

## 2.3 Svømmehaller

For det konkrete tilfellet med å se på optimal utnyttelse av ulike energikilder i svømmehall er det lite å hente i litteraturen. I Wales hadde *P. R. D. Isaac, C. R. Hayes og R. K. Akers* i 2009 et prosjekt som i tittelen hørt svært lovende ut: «Optimisation of Water and Energy use at the Wales National Pool» [11]. Derimot er det lite i selve artikkelen som går på optimering. Artikkelen går



Figur 2.3: Prosentvis energifordeling ved fire bad utarbeidet av *W. Kampel* [13] på bakgrunn av: (1) *Trianti-Stourna et al.* [27], (2) *H. Røkenes* [24], (3) *British Swimming Association* [2] og (4) *A. Saari og T. Sekki* [25].

egentlig mer på hvordan strømbruken kan senkes i bygningen med tradisjonelle enøk tiltak.

### 2.3.1 Varmegjenvinning

Et forhold det derimot er gjort grundige studier på er hvordan man kan bygge mest mulig energieffektive anlegg, og da er det sett på energiflyt i bygningen i samspill med andre ting som hvordan man kan utnytte varmeenergi fra gråvannet. Denne delen, og særlig med varmegjenvinning er tatt grundig for seg i doktorgradsavhandlingen til *W. Kampel, 2015* [13]. I sine studier rundt energibruken i svømmehaller har *W. Kampel* sammenlignet data fra fire ulike artikler og bearbeidet disse til figur 2.3.

*W. Kampel* [13] peker på at det er mange varierende analyser og konklusjoner av hvordan energibruken er i svømmehaller, men noen elementer har de fleste kildene han har sett på til felles. Blant annet viser figur 2.3 at en stor del, ca. 40 – 60 % av energibruken i svømmehaller brukes til ventilasjon. Innen kategorien ventilasjon medregnes også avfukting av luft, noe som er nødvendig døgnet rundt.



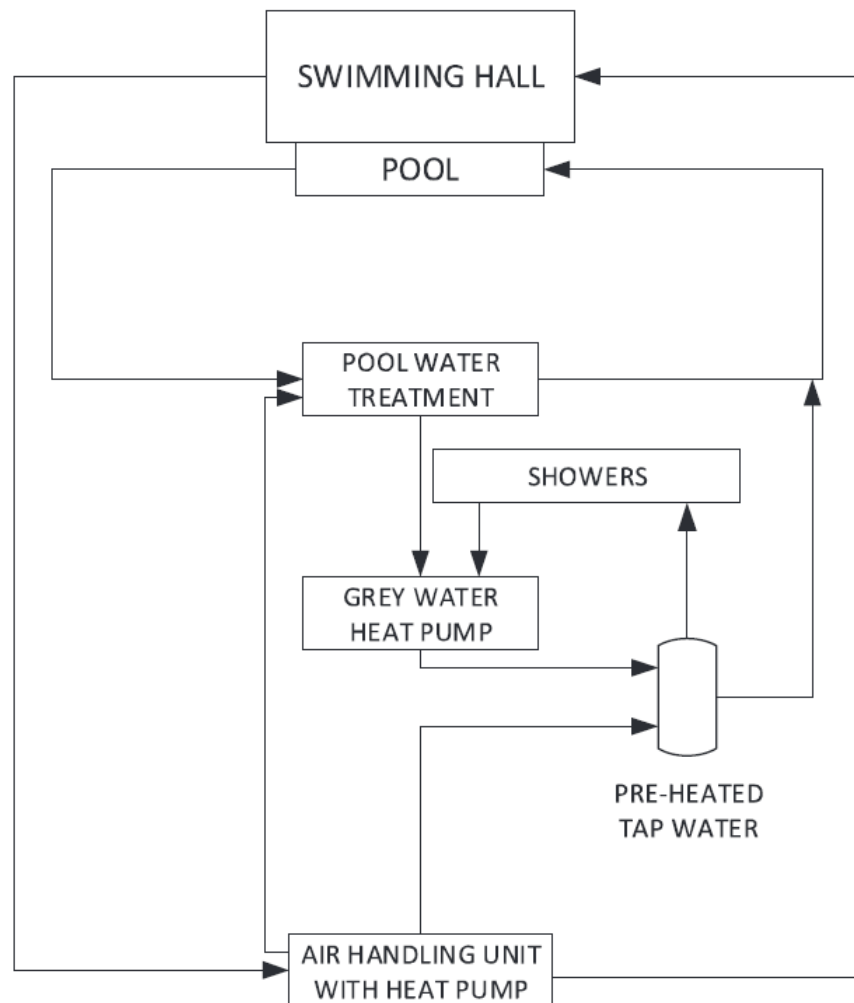
Siden det ikke ble funnet noe helhetlig innen litteraturen rundt optimering av ulike energikilder i svømmehall er det sett mer på hvordan de ulike energikildene og delsystemene er modellert og optimert hver for seg i andre settinger.

### 2.3.2 Energieffektive badeanlegg

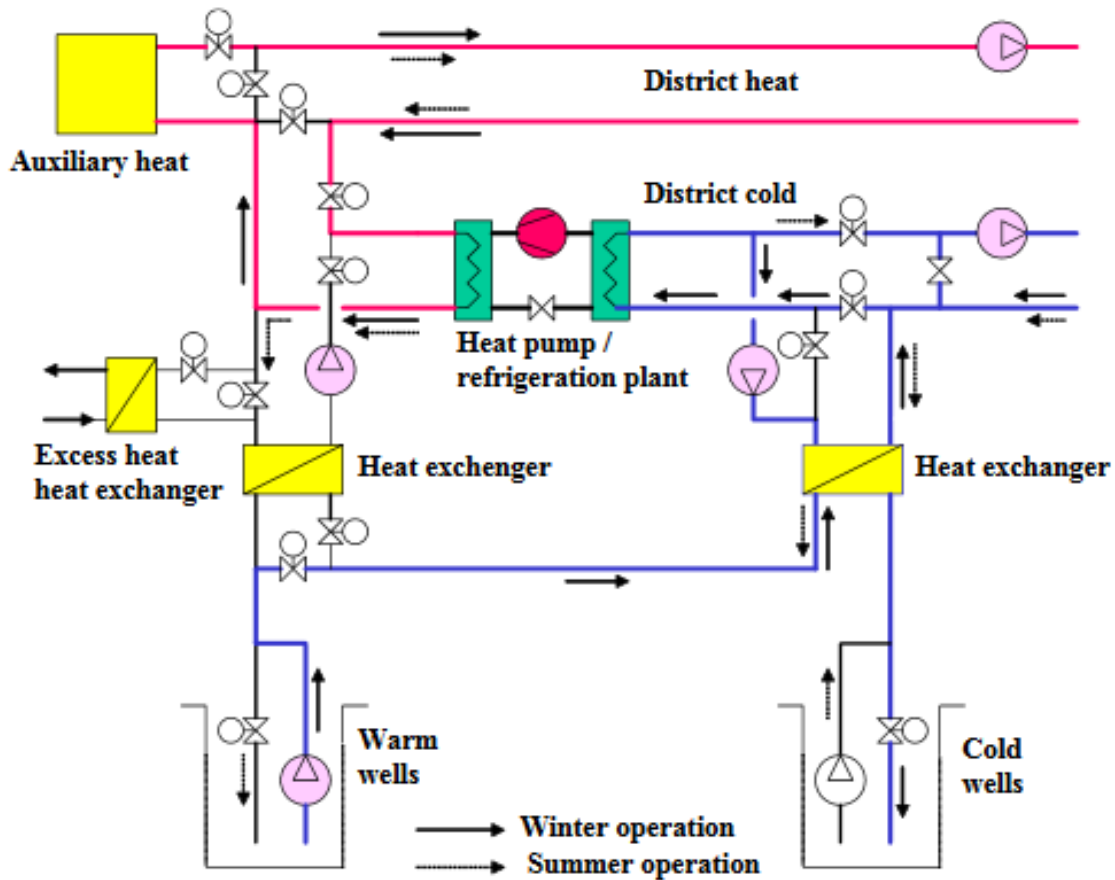
I et case-study foretatt av *W. Kempel, B. Aas og A. Bruland, 2015* [14] ser forfatterne på hva som kjennetegner et energieffektivt badeanlegg. Det viktigste funnet i artikkelen er viktigheten av en god varmegjenvinning fra luft og vann. Figur 2.4 viser hvordan et typisk energieffektivt anlegg er utformet. Her er det luft som sirkulerer i det ytre kretsløpet mellom hallen og ventilasjonsanlegget («air handling unit»). Vannsystemet som består av basseng, vannrens, gråvannstank med varmegjenvinner, varmtvannstanker og dusjer er skissert i det indre systemet. Figur 2.4 er en skisse og inneholder ikke alle elementene, men kretsløpet er mer nøyaktig beskrevet i artikkelen [14]. Likevel viser figuren at gråvannsgjenvinneren bruker det skitne vannet fra både dusjer og basseng til å gjenvinne den termiske energien. Forfatterne peker også på at det meste av varmetapet fra fordamping kan bli gjenvunnet til andre oppvarmingsformål, dette skjer i ventilasjonsanlegget.

## 2.4 Termiske brønner

Med tanke på å utnytte fleksibilitet er det særlig de termiske brønnene i systemet som har vist seg å være interessante å søke videre på. I artikkelen «Heat Pump for District Cooling and Heating at Oslo Airport, Gardermoen», [3] ser *G. Eggen og G. Vangsnes* på beskrivelsen av brønnene som ligger i tilknytting til flyplassen på Gardermoen. En interessant ting som er gjort her er å dele opp i 9 varme og 9 kalde brønner. På sommeren brukes de kalde brønnene til kjøling, og varmer opp de varme brønnene etter at kjølemediet har blitt oppvarmet. På vinteren reverseres prosessen, og varmen fra de varme brønnene brukes til oppvarming før det nå kalde mediumet kjøres ned i de kalde brønnene. Prosessen er vist grafisk i figur 2.5. Dette er en interessant måte å utnytte energibrønner på, men i tilfellet med svømmehall regnes behovet for oppvarming som



Figur 2.4: Massestrømmer ved typiske energieffektive anlegg, *W. Kämpel* [14]



Figur 2.5: Termisk brønnsystem med varme og kalde brønner separat, G. Eggen og G. Vangsnes [3]

den viktigste gevinsten med termiske brønner.

## 2.5 Bakkesolfanger

Ved Ljan skole i Oslo er det bygget et anlegg med både bakkesolfanger og termisk brønn, R. Kalskin Ramstad [12]. Her er det særlig måledata fra bakkesolfangeren som er interessant. Figur 2.6 viser forventet solbidrag i rødt og målte verdier i sort. Disse erfaringsverdiene er svært relevant å ta med videre til implementeringen av modellen da det er et lignende system med bakkesolfanger og termisk brønn som er tenkt ved Holmen svømmehall.

<b>Måned</b>	<b>Overskudd fra skoleplass, Ljan - 10%. Til lading [kWh/mnd]</b>	<b>Målt solbidrag [kWh/mnd]</b>
Jan		
Feb		
Mar		9 216
Apr	19 467	-
Mai	34 180	28 039
Jun	46 228	30 126
Jul	39 761	32 649
Aug	32 319	29 464
Sep	9 915	22 147
Okt		5 099
Nov		
Des		
<b>SUM</b>	<b>181 871</b>	<b>156 740</b>

Figur 2.6: Solbidrag forventet verdi mot målt verdi, 2012, R. Kalskin Ramstad [12]

## 2.6 Oppsummering av relevante funn

Konseptet rundt «energy hub» er grundig forklart matematisk- og på implementeringsnivå. Likevel er det ikke sett mer på selve konseptet rundt «energy hub» da dette ligger på et matematisk detaljnivå over det som vil bli sett på i denne rapporten. Fra artiklene rundt svømmehaller er det særlig figur 2.4 som gir et grunnlag for modelleringen. Tanker rundt gjenvinning fra luft og vann vil bli sett videre på. For de termiske brønnene vil ikke funnet bli brukt direkte da det ikke er aktuelt med egne varme og kalde brønner. Det er flere grunner til dette, blant annet at modellen må følge det som er gitt fra prosjektet i tillegg til at oppvarmingsbehovet vil være vesentlig større enn avkjølingsbehovet. Data fra bakkesolfanger og oppsett fra Ljan skole er et viktig funn med tanke på modelleringen av bakkesolfangeren ved Holmen.

# Kapittel 3

## Teori

I dette kapitlet legges det frem teori og formler som brukes senere i implementeringen av modellen i kapittel 4.

### 3.1 Konstant massesystem

Et konstant massesystem er definert som et system med en konstant massestrøm. Skal det da avgis effekt i slike system må dette skje ved at temperaturen eller trykket på massestrømmen endres. Hvis det videre ses på systemer med konstant trykk vil ligningen for spesifikk varmekapasitet gi hvor mye effekt som blir avgitt ved en endring i temperaturen.

Ved en overgang kan det også legges til et ledd for virkningsgraden som blir tap i overgangen. I ligning 3.1 og 3.2 er  $Q$  tilført eller avgitt varmeeffekt,  $c_{p,H_2O}$  spesifikk varmekapasitet for vann,  $M_{inn}$  er volumstrømmen gitt i  $kg/s$ ,  $\Delta T$  er temperaturfallet og  $\eta$  er virkningsgraden.

$$Q = c_{p,H_2O} \cdot M_{inn} \cdot \Delta T \quad (3.1)$$

$$Q = c_{p,H_2O} \cdot M_{inn} \cdot \Delta T \cdot \eta \quad (3.2)$$

## 3.2 Vannforbruk

I en svømmehall er det primært to store vannforbrukere. Dette er vann til dusj og til spyling av filter. Filterspylingen foregår om natten og bruker vann fra utjevningstanken til bassengene. Et vanlig erfaringstall SIAT [31] arbeider med er 60 L/besøk til dusjing og 60 L/besøk til filterspyling. For dusjing kommer tallet av at man regner 2 ganger dusjing per pers på 3 minutter hver og at dusjen bruker 10 L/min.

## 3.3 Termiske brønner

Det har de siste tiårene vært en sterk fremvekst av utnyttelse av geotermisk energi globalt slik tabell 3.1 viser. Faktisk er det den raskest økende anvendelsen av fornybar energi i verden, *K. Midttømme* [18].

Tabell 3.1: Årlig direkte utnyttelse av geotermisk energi globalt, *J. W. Lund et al.* [15]

År	TWh
1995	31.234
2000	52.972
2005	75.937
2010	117.731
2015	163.274

I hovedsak er det to typer termiske brønner, henholdsvis lukket- og åpent system. I et lukket system kjøres energimediet ned i brønnene hvor det henter eller avgir energi til grunnen før det kommer opp igjen. Forskjellen til et åpent system er at i det åpne systemet brukes grunnvannet direkte som energimediet før det avgir energi til varmepumpen. Åpne system er derfor avhengig av at det er mye grunnvann i brønnene. En fordel med åpne system er at de trenger færre brønner enn i det lukkede systemet da energien overføres raskere ned i brønnen i det åpne systemet. En ulempe med åpent system er at det ikke kan brukes som energilager på samme måte ved å varme opp brønnene, siden grunnvannet vil drenere bort den varme energien. Om

det er åpent eller lukket system som bli valgt avhenger også i stor grad av grunnvannet, da det ikke er mulig med åpent system hvis det er lite grunnvann. I Norge brukes vanligvis lukkede system [18], og det er også et lukket system som er tenkt for Holmen Svømmehall.

Ved utformingen av et anlegg er det flere faktorer som påvirker hvor mange brønner som trengs og hvor dype de må være. Egenskaper i bakken som varmekapasitet, varmeledningsevne og grunnvannsnivå og bevegelse er noen. For utforming av større anlegg med termiske brønner gjennomføres vanligvis en termisk responstest. Denne testen forteller noe om hvor fort bakken er i stand til å levere og absorbere energi og hvilken temperatur som finnes i bakken.

### **3.4 Bakkesolfanger**

I en termisk bakkesolfanger sirkulerer kollektorvæsken gjennom en slange i bakken og varmer opp mediet før det utnyttes videre. Dette skjer gjerne ved at kollektorvæsken avgir varmen i en varmeveksler. De mest vanlige solfangerne utnytter solenergien mer direkte enn en bakkesolfanger og er mer avhengig av jevn tilførsel på sollys. I en bakkesolfanger er det temperaturen på bakken som først og fremst bestemmer hvor mye som kan tas opp. Denne temperaturen er sterkt avhengig av om det er sollys eller ikke, men den innfører samtidig en utjevning av inngangsenergien sammenlignet med en mer direkte utnyttelse.

### **3.5 Varmepumpe**

En enkel varmpumpe består av en kondensator, ekspansjonsventil, fordampner og en kompressor. Det indre arbeidsmediet strømmer gjennom disse 4 komponentene. I kompressoren økes trykket og dermed temperaturen til arbeidsmediet. Deretter kommer arbeidsmediet til kondensatoren hvor det avgis varme siden arbeidsmediet i varmpumpen er varmere enn omgivelsene. Neste steg for arbeidsmediet er en reduksjonsventil hvor trykk og temperatur faller. Deretter kommer arbeidsmediet inn i fordampneren hvor termisk effekt fra omgivelsene varmer mediet



på nytt før det på nytt mates inn i kompressoren. På denne måten hentes termisk effekt i fordamperen og elektrisk effekt i kompressoren og avgir termisk effekt i kondensatoren. Et viktig begrep for en varmepumpe er «COP» som står for «Coefficient of Performance». Denne forteller hvor mye utbytte som kommer fra varmepumpen. For eksempel vil en COP på 3 bety at for hver enhet med elektrisk energi inn vil det komme 3 enheter termisk energi ut. Ligningen for COP er gitt i ligning 3.3.  $Q_h$  er varmen ut fra varmepumpen og  $Q_c$  er varmen inn til varmepumpen. For Holmen svømmehall blir med andre ord  $Q_c$  varmen brønnen leverer til varmepumpen.  $W$  er tilført kompressoreffekt i varmepumpen.

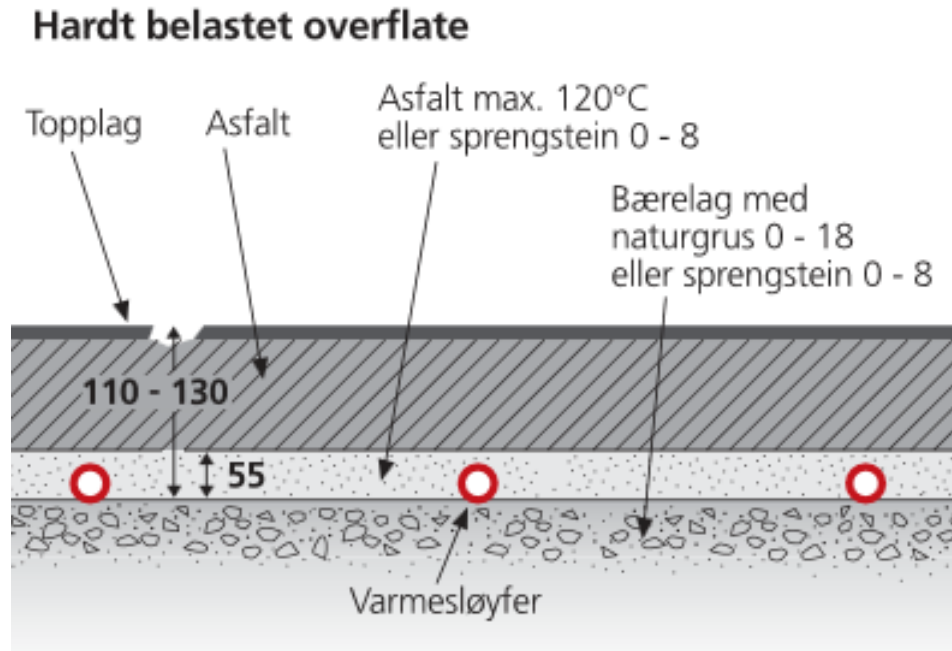
$$COP = \frac{|Q_c| + W}{W} = \frac{Q_h}{W} \quad (3.3)$$

### 3.6 Gråvannsgjenvinner

Det samlede gråvannet fra dusj og filterspyling har en temperatur på ca. 30 °C. Gråvannsgjenvinneren (GVG) er satt opp slik at den kan heve temperaturen på kaldt tappevann fra 8 °C til 35 °C med en volumstrøm på omtrent 1200 l/h. Innen disse verdiene er GVG svært effektiv og ses på som en veldig billig energikilde som det er ønsket å bruke til sitt fulle potensial. Dette siden COP for varmepumpen i anlegget er så høy som 11.4, *Menerga* [16], som vil si at for hver enhet elektrisk energi tilført leverer varmepumpen 11.4 enheter termisk energi ut. Tilførselen av vann til gråvannstanken som kreves for å kunne kjøre GVG kommer i åpningstiden fra avløp i dusjene, og om natten fra spyling av filter tilknyttet bassengene. I følge forprosjektet er gråvannstanken stor nok til å kunne lagre vannmengden fra filterspyling og levere en jevn volumstrøm til GVG døgnet rundt. GVG kjører ideelt sett 23 timer i døgnet, den siste timen brukes til automatisk rens av GVG.

### 3.7 Snøsmelting

Et vanlig oppsett for snøsmeltingsanlegg eller også kalt gatevarmeanlegg er vist i figur 3.1 og viser oppsett for «Roth Gatevarmesystem» [23] for en hardt belastet overflate. Her ser man hvordan den vannbårne varmesløyfen vil ligge godt under et beskyttende lag asfalt. På grunn av

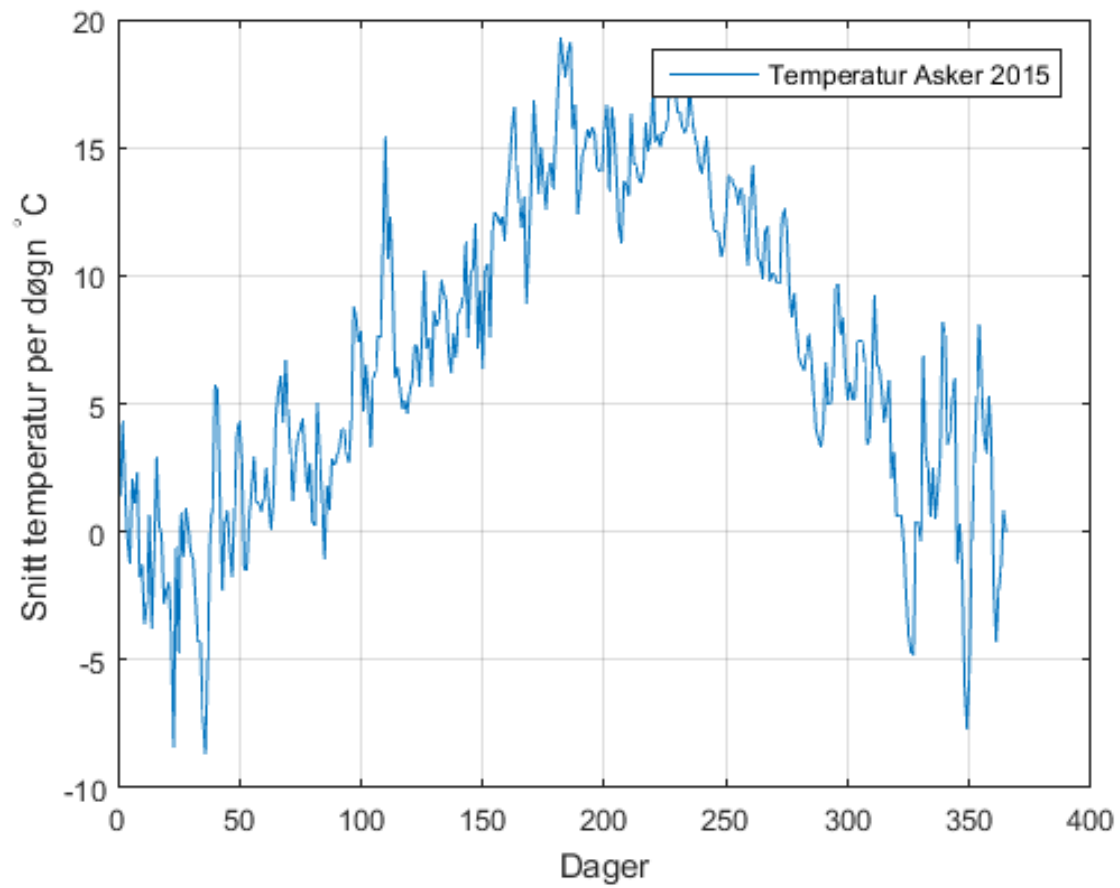


Figur 3.1: Varmesløyfer under asfalt, *Roth Nordic* [23]

det tjukke beskyttende laget mellom varmesløyfen og topplaget vil det kreve lang tid med oppvarming for å smelte snø etter et snøfall. Erfaringsverdier gitt fra *B. Aas, SIAT 2016* [31] gir at et vanlig effektall ved et slikt anlegg på  $150 \text{ W/m}^2$ . Dette tallet brukes som utgangspunkt for videre beregninger i implementeringen i neste kapittel.

### 3.8 Klimadata

Klimadata er hentet fra den åpne tjenesten [eklima.no](http://eklima.no) [17] som driftes av Meteorologisk institutt. Figur 3.2 viser gjennomsnittstemperaturen i Asker per dag gjennom 2015. Denne døgnmiddelverdien brukes videre for å bestemme termiske laster som er avhengige av utetemperatur. Dette blir en forenkling kontra timesverdier, men det anses som at døgnverdier vil gi et godt resultat i det lange løp siden det er stor treghet på varmeutveksling mellom et godt isolert bygg og utetemperatur. Ellers viser grafen at temperaturen svinger mye – omtrent som forventet mellom opp mot  $20 \text{ °C}$  og ned til cirka  $-7 \text{ °C}$ .



Figur 3.2: Døgnmiddel temperatur Asker 2015

# Kapittel 4

## Implementering

Det termiske systemet er modellert i Simulink slik det er vist i figur 4.2. Dette er laget på grunnlag av varmesystem flytskjema fra *Verkís*, vedlegg C. Linjene representerer alt fra signaler til massestrømmer og effektavlesninger. Massestrømmene finnes mellom  $T_{ut}$  og  $T_{inn}$  på blokkene og er satt opp slik at de har en konstant massestrøm med varierende temperatur.

Hovedsystemet er bygget opp med 11 blokker og flere matematiske operasjoner og overføringer. Av de 11 blokkene er det 3 sub-system og 8 egendefinerte Matlab-funksjoner. I neste delkapittel forklares disse 11 blokkene hver for seg. Systemet kan deles inn i to subsystemer, heretter kalt hovedsystemet og brønnsystemet.

### 4.1 Hovedsystem

Hovedsystemet er grovt sett det som befinner seg inne i bygget i tillegg til snøsmelteanlegget. I hovedsystemet er det 2 energikilder og 5 energilaster. Disse to kildene er varmepumpen, heretter kalt hovedvarmepumpen, fra de termiske brønnene og den elektriske kjelen. Disse to heter henholdsvis IK0010 og IE0010 slik de er vist i Vedlegg C. Energilastene i hovedsystemet er de to bassengene, oppvarming/ventilasjon, snøsmelting og oppvarming varmtvann. Oppvarmingen av varmtvann er mer kompleks da den i tillegg har egen energigjenvinning og egen elektrisk oppvarming, men sett fra hovedsystemet blir varmtvannsoppvarmingen som en variabel energilast.

$$E_{vp,levert} + E_{elkjel} = E_{idr.bass} + E_{ter.bass} + E_{oppv.vent} + E_{snøsmelt} + E_{vv,varmtvann} \quad (4.1)$$

Hovedsystemet er satt opp med bakgrunn i energiligningen i ligning 4.1. En viktig forutsetning for at systemet skal fungere er at varmepumpen og den elektriske kjelen er i stand til å møte den samlede energibruken ute i systemet. Den elektriske kjelen er satt slik at den garanterer nok oppvarming til å møte energibruken for lastene i systemet. Med andre ord vil systemet fungere fint selv om noe skulle gå galt med brønnene eller overføringen mellom brønner og termisk system. Dette vil føre til høye kostnader på elektrisk energi, men regnes som bedre enn å stenge ned anlegget.

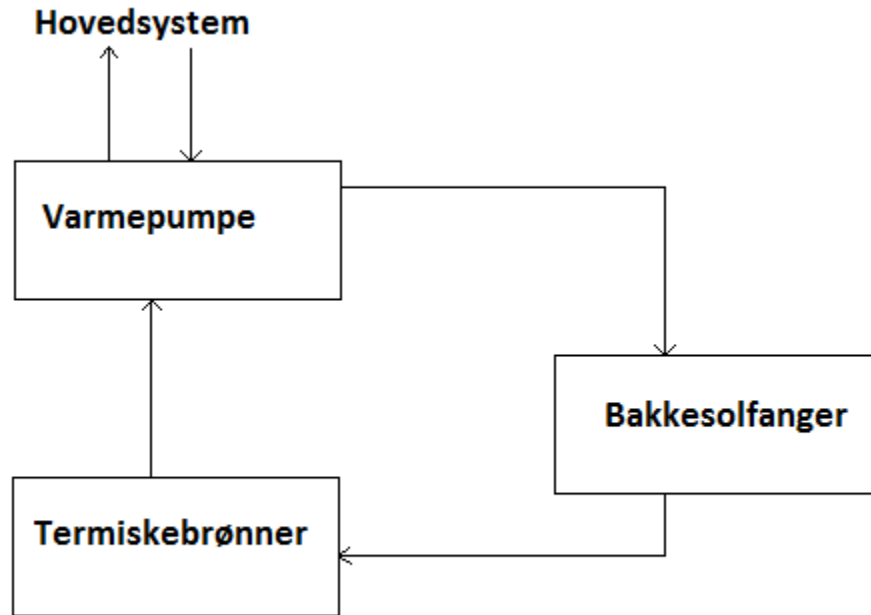
## 4.2 Brønnsystem

Formålet med brønnsystemet er å levere termisk energi til varmepumpen inn til hovedsystemet. Brønnsystemet består av de termiske brønnene, bakkesolfanger og varmepumpen som leverer energi inn til hovedsystemet. Energiflyten i brønnsystemet er vist i skissen i figur 4.1. Modelleringen er gjort slik at solfangeren alltid leverer direkte til brønn, og slik at den aldri kjøler ned brønnen. Brønnen leverer videre for å møte energimengden som kreves fra varmepumpen. Systemligningen for brønnsystemet er vist i ligning 4.2 og viser energimengden ut fra brønnen.

$$E_{brønn} = E_{varmepumpe,termisk} - E_{solfanger} \quad (4.2)$$

## 4.3 Delsystemer

I dette delkapittelet presenteres hver blokk med innganger, utganger og parametervalg hver for seg.



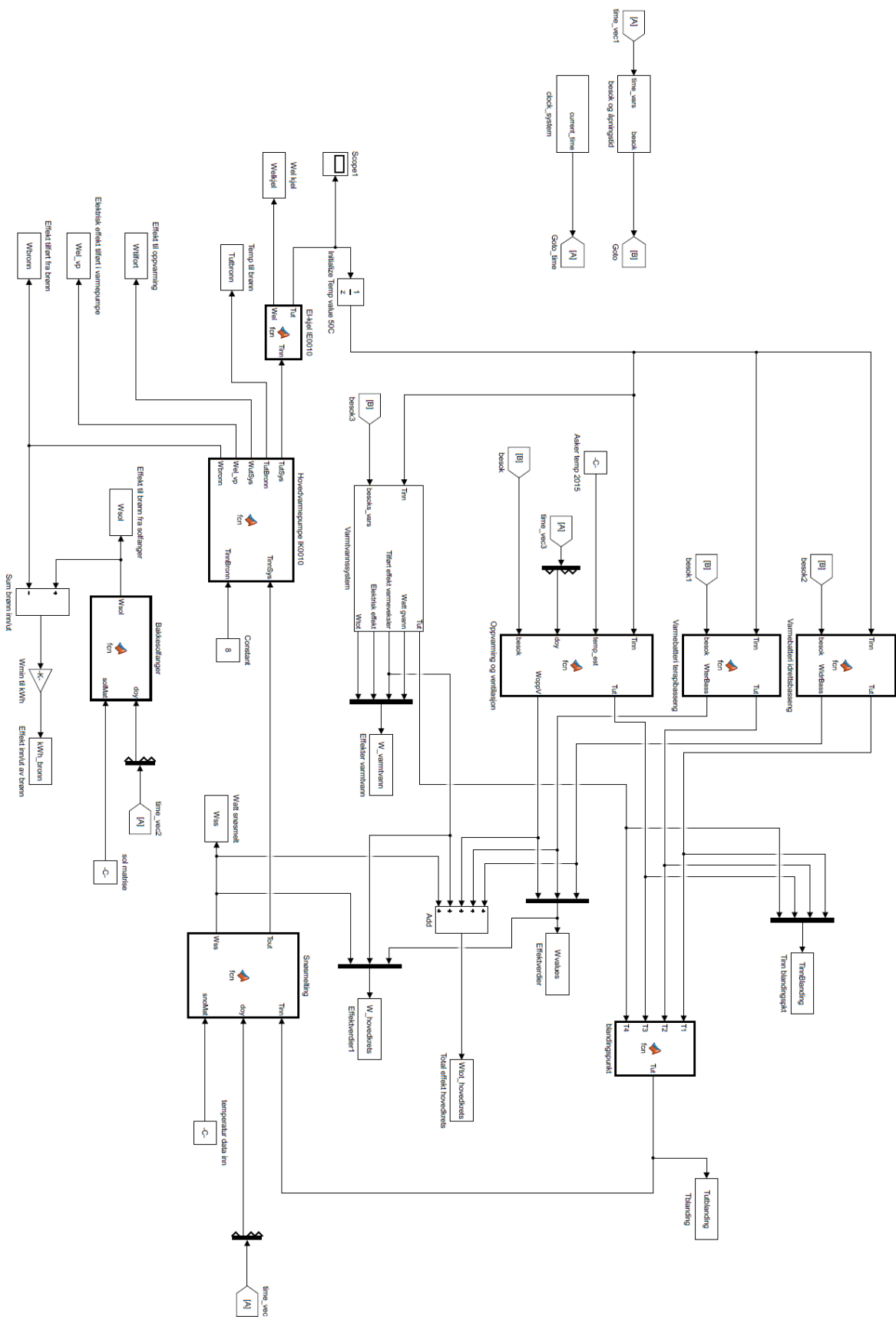
Figur 4.1: Skisse termisk flyt brønnsystem

### 4.3.1 Klokkesystem

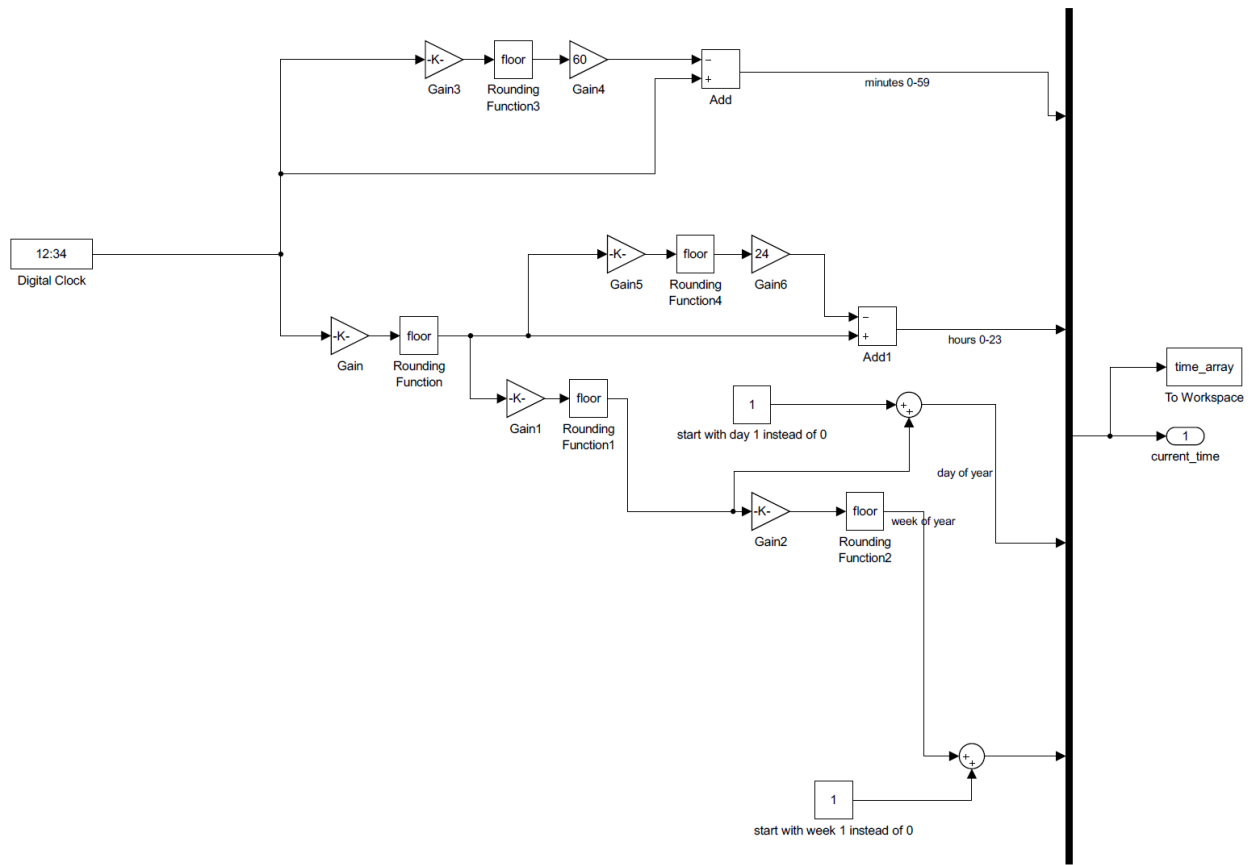
Her lages det en 4-dimensjonal vektor som inneholder minutt, time, dag i året og hvilken uke modellen befinner seg i ved simulering. Delsystemet er vist i figur 4.3. Vektoren sendes videre i en «Go-to»-blokk som kan hentes ut der den trengs andre steder i systemet.

### 4.3.2 Besøksvariabel

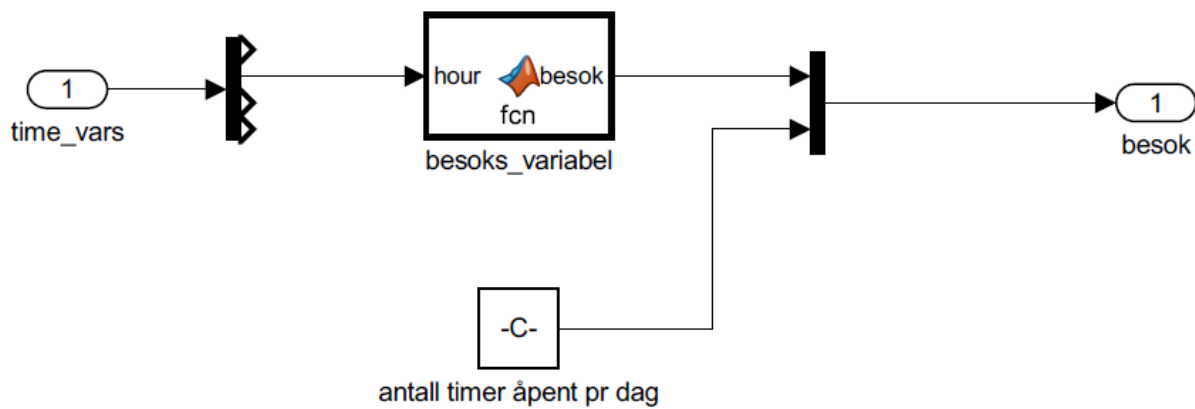
Besøksvariabelen settes i Matlab-funksjonsblokken i figur 4.4. Den bruker andre element fra tidsvektoren, som vil si hvilken time på dagen simuleringen befinner seg i. Basert på denne settes besøksvariabelen til 1 hvis timen er definert som en time badet er åpent, mellom klokken 6 - 22. Ellers er variabelen 0. I tillegg sendes timetallet for hvor lenge badet er åpent den gjeldene dagen. Hvis modellen skal endres til å kunne ha variabel åpningstid må denne konstante verdien endres til en vektor med antall rader svarende til simuleringstiden. Dette vil også kreve tilpasninger der dette elementet i vektoren benyttes i programmet.



Figur 4.2: Termisk system, Simulink



Figur 4.3: Klokke og datosystem, Simulink



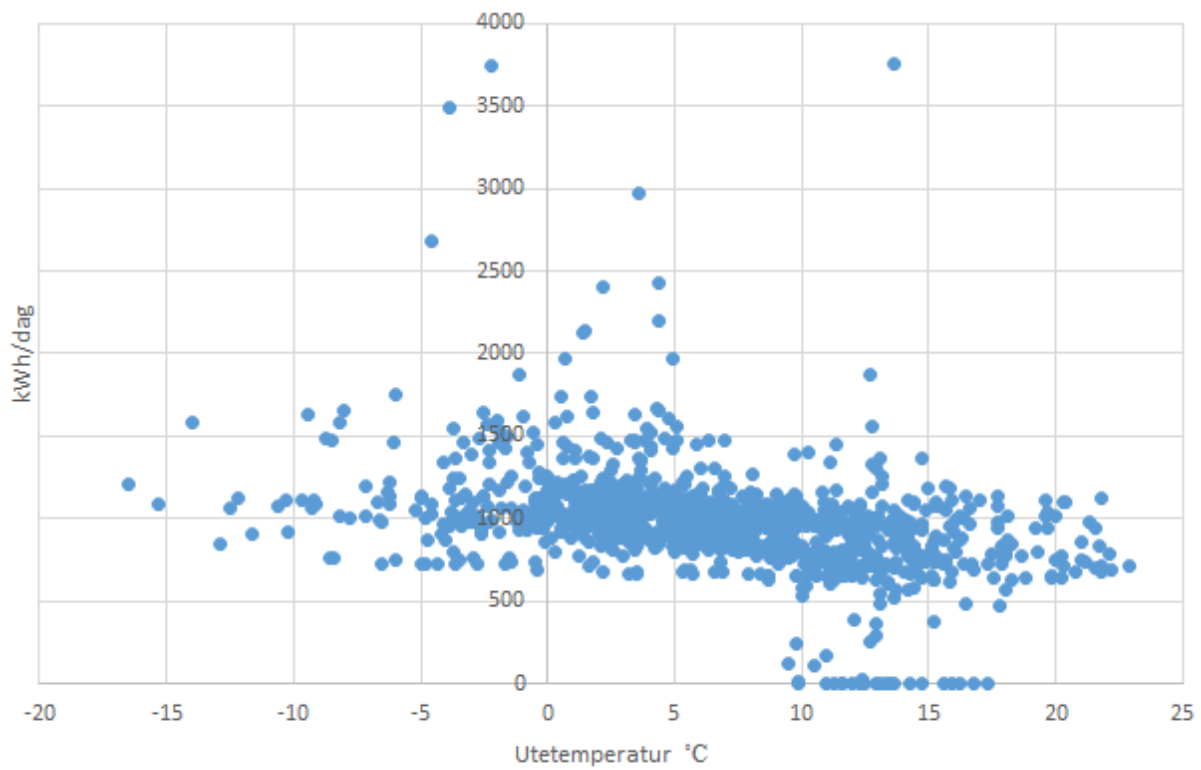
Figur 4.4: Besøksvariabel, Simulink



### 4.3.3 Varmebatteri basseng

Hvert basseng har et varmebatteri som skal sørge for at bassengvannet holder riktig temperatur. I hovedsak så er det uttak til spyling av filter tilknyttet bassengene som trekker vann i dette systemet og fører til oppvarmingsbehov. I tillegg kreves litt oppvarming grunnet tap som fordamping og at folk drar med seg vann ut av bassengene. *W. Kampel* [14] argumenterer for at mesteparten av tapet til fordamping kan gjenvinnes, noe som vil være tilfelle her. I valg av parametere for hvor mye energi som vil trekkes av varmebatteriene hver dag er det tatt utgangspunkt i tall fra Husebybadet i Trondheim. Det ble gjort et forsøk på å modellere energibruken ut i fra døgnmiddel utetemperatur, men som vist i figur 4.5 så er det ingen klar sammenheng mellom temperaturen utendørs og energibruken til oppvarming av vannet. En viss sammenheng kommer likevel frem, for eksempel at det er noen dager det trekkes null energi til oppvarming av bassengvann hvis utetemperaturen er høy. Dette skyldes trolig at bassenget ved Huseby har vært stengt noen dager på sommeren. At det ikke kommer frem noen tydeligere sammenheng er heller ikke overraskende siden ventilasjonsanlegget uansett vil sørge for at luften i badeanlegget har tilnærmet lik temperatur året rundt. Fra tallene ved Husebybadet ble det funnet at bassengene samlet brukte 982 kWh hvert døgn. Tallene som er brukt som grunnlag fra Husebybadet ligger i vedlegg B.2.

For å finne energifordelingen mellom de to bassengene er tallene fra Husebybadet videre analysert. Gjennomsnittlig energibruk ved Husebybadet i idrettsbassenget var 58 kWh per døgn og 923 kWh per døgn for terapibassenget. Grunnen til dette lave tallet for idrettsbassenget er at energien fra bassengvannskondensatoren i ventilasjonsanlegget ved Husebybadet går til idrettsbassenget, mens terapibassenget ikke er tilknyttet denne typen varmegjenvinning. Derfor har denne modellen forkastet disse tallene og heller valgt å kjøre med halvparten av totaltallet for begge bassengene per dag. Halvparten siden idrettsbassenget er størst og sånn sett har større tap, men ikke mer enn halvparten siden det mindre terapibassenget er varmere og derfor også krever sitt til oppvarming. Dermed er det gjort et valg på 491 kWh per dag for hvert basseng som blir å regne som en kvalifisert gjetting. Dette tallet er basert på at det finnes gjenvinning både fra luft og vann. Sannsynligvis vil dette tallet kreve en justering etter at måleverdier fra Holmen er klare. Trolig er tallet noe høyt da Holmen er et nytt anlegg og sannsynligvis vil bli mer



Figur 4.5: Sammenheng mellom energimengde til basseng og døgnmiddel utetemperatur

energieffektivt enn Husebybadet.

### **Idrettsbasseng**

Energifordelingen per dag er lagt opp med en grunnlast gjennom hele døgnet og en spisslast i åpningstiden. Spisslasten er definert til å alltid være 3 ganger så stor som grunnlasten. Dette tallet er basert på erfaringsverdier fra SIAT [31] som tilsier at fordampingen gjerne reduseres til omtrent 25 % når badet er stengt. Her er fordampingsstallet brukt som grunnlag for energibruken.

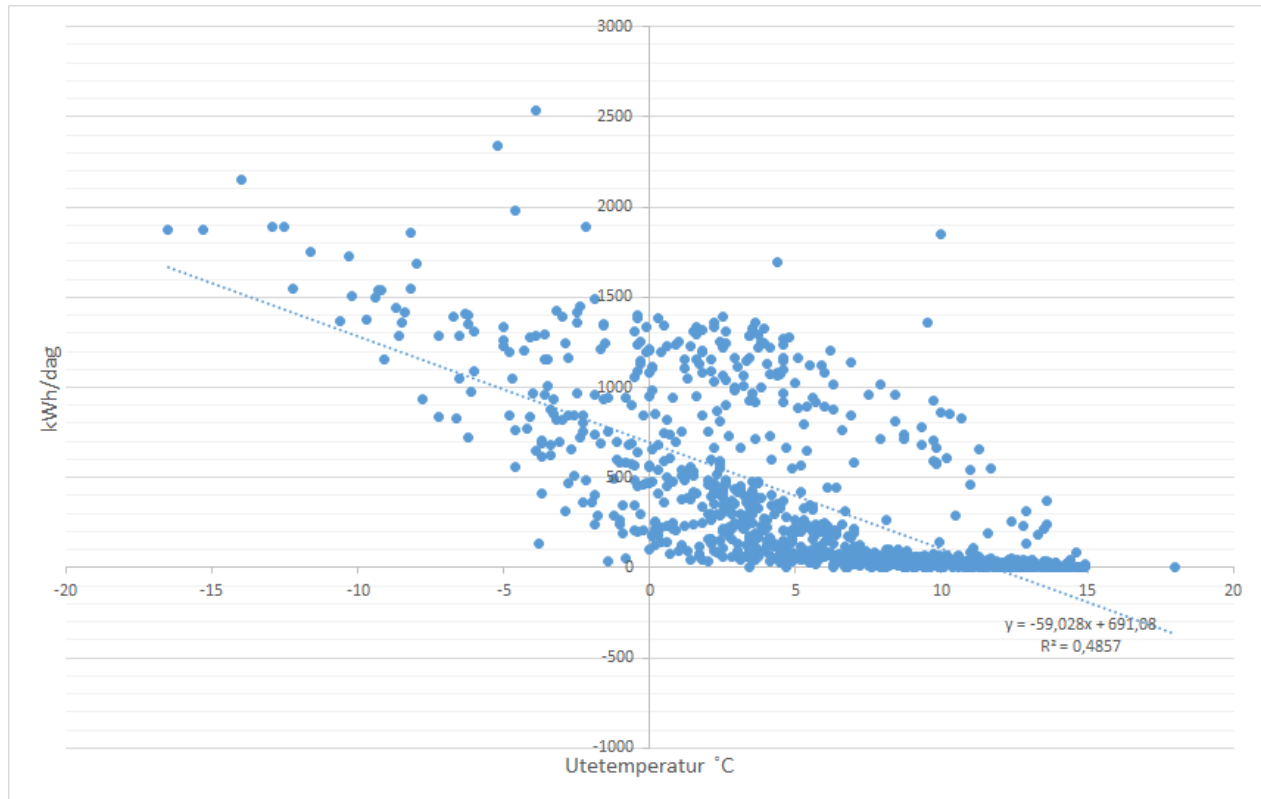
### **Terapibasseng**

For terapibassenget er det ved Holmen lagt opp til en heve-/senkebunn. Det betyr at det vil være minimalt med fordampingsstap når badet er stengt. Modellen bruker 10 % av energimengden gjennom et døgn som grunnlast fordelt over hele døgnet. Spisslasten i åpningstiden er på 90 % av dagsverdien til energimengden. På denne måten oppnås en liten last hele døgnet og en vesentlig større i åpningstid.

#### **4.3.4 Oppvarming og ventilasjon**

Oppvarmings og ventilasjonsbehovet kan deles videre opp i fire deler. Disse er radiatorer, gulvvarme, ventilasjon våte rom og ventilasjon tørre rom. Grunnen til at de er modellert i en felles blokk er at de beste måledataene som har vært tilgjengelig for å få en fordeling gjennom året er fra Husebybadet, og da som tall tilgjengelig fra varmebatteriet i ventilasjonsanlegget. Erfaringsmessig fra SIAT [31] vil oppvarmingsbehovet fordele seg relativt likt for alle disse lastene, og dermed er fordelingen for varmebatteriet i ventilasjonsanlegget grunnlaget for fordelingen i denne modellen ved Holmen. Hvis det skulle deles opp måtte det ligget mer kunnskap til grunn for hvordan disse 4 oppvarmingsbehovene påvirker hverandre og bruksmønster, og en slik analyse er det ikke fokusert på i denne oppgaven.

Parameteren for døgnverdien på energimengden er som vist i figur 4.6 sterkt temperaturavhengig. Figur 4.6 viser døgnverdien til oppvarmingsbehov per dag ved Husebyhallen gitt



Figur 4.6: Sammenheng mellom energimengde til oppvarming og døgnmiddel utetemperatur

døgnmiddel utetemperatur. I figuren er alle dager med temperatur over 15 °C tatt bort. Dette er gjort siden det viser seg at hvis temperaturen er over 15 °C vil oppvarmingen ha et lite, relativt konstant energiuttak. Dette er her satt direkte for Holmen til 20 kWh/dag. Basert på dataene fra Husebybadet er det foretatt en lineær regresjon for å få en matematisk sammenheng mellom energibruken og utetemperaturen. For å skalere dette tallet fra Husebybadet til Holmen er det tatt utgangspunkt i tall fra energibudsjettet for anlegget, *Verkís* [29] og *SIAT* [31] vedlegg C. Dette tallet gir 336 355 kWh/år til romoppvarming og ventilasjonsvarme kombinert. Ved hjelp av prøving og feiling ble det funnet en skaleringsfaktor på 2.8 fra Husebybadet til Holmen. Resulterende ligning for energimengden gitt i kWh/dag til oppvarming er vist i ligning 4.3. Skulle dette tallet vise seg å være for lavt eller høyt kan skaleringsfaktoren enkelt justeres på et senere tidspunkt.

$$E_{d\ddot{o}gn} = \begin{cases} 1935 - 165T & \text{hvis } T < 11.6^{\circ}\text{C} \\ 20 & \text{ellers} \end{cases} \quad (4.3)$$

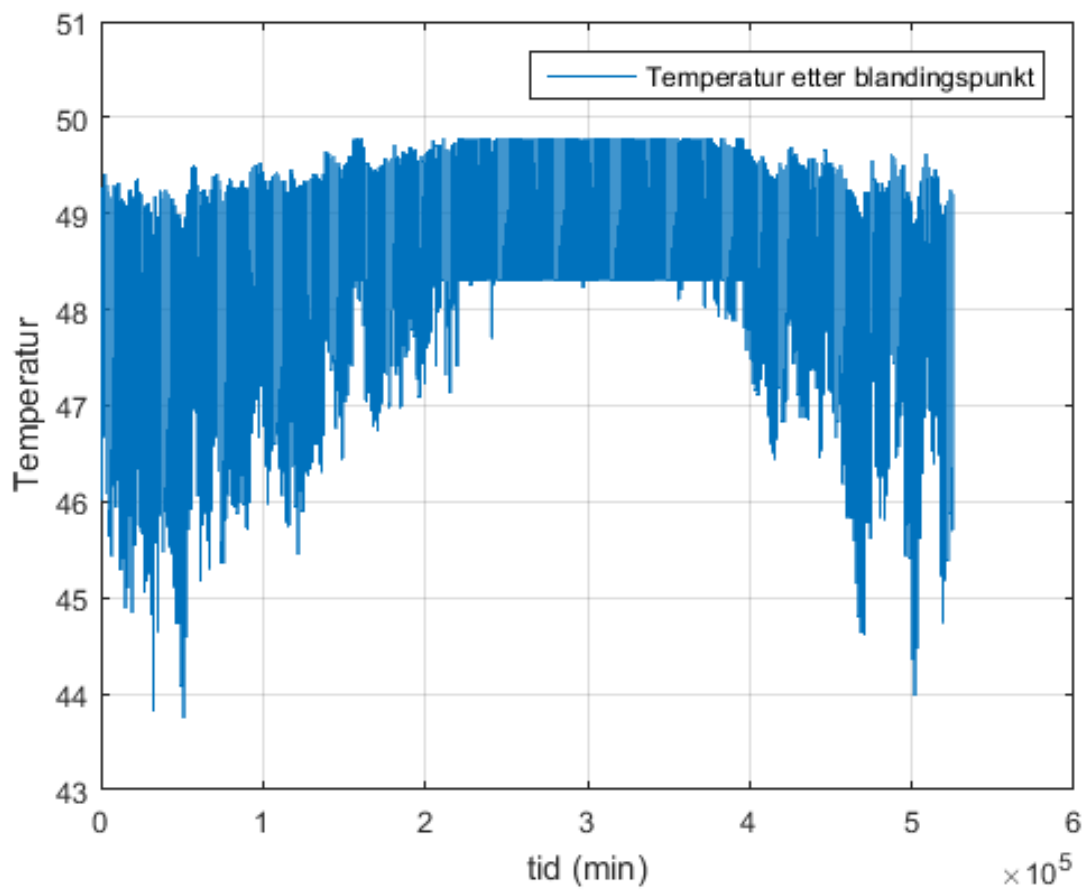
Etter at dette døgntallet på energimengden er bestemt basert på døgnmiddel utetemperatur, så settes fordelingen slik at 30 % av daglig energimengde settes som en grunnlast og 70 % som spisslast. Dette er for å simulere forskjellen på dag og natt, med besøk og uten besøk.

### 4.3.5 Blandingspunkt

Her regnes det ut hvilken temperatur massestrømmen vil ha etter å ha avgitt energi til de to bassengene, oppvarming og ventilasjon og varmtvannsoppvarming. Denne temperaturen brukes videre i snøsmeltingsanlegget og senkes ytterligere der hvis det er en dag med snøsmelting. Ellers sendes massestrømmen med denne temperaturen inn til varmepumpen for å bli varmet opp på nytt. Figur 4.7 viser hvordan temperaturen varierer over et helt år. Grafen blir over en så lang periode ganske sammenpresset, men den viser hvordan temperaturen går opp og ned hele tiden, som kommer av natt og dag. Maksimumsverdien er  $49.78^{\circ}\text{C}$  og minimumsverdien er  $43.75^{\circ}\text{C}$ . Denne minimumsverdien betyr at det er et maksimalt effektuttak før blandingspunktet på 258.8 kW. Blandingspunktet i seg selv har ikke noe energitap, da det ikke er tatt hensyn til eventuelle varmetap fra rørene til omgivelsene.

### 4.3.6 Snøsmelting

Snøsmeltingsanlegget, også kalt gatevarme, er et anlegg som varmer opp  $500\text{ m}^2$  av parkeringsplassen etter snøfall på vinteren. Formålet med anlegget er ikke å smelte all snøen, men snarere å holde plassen bar etter mekanisk måking. Anlegget er dimensjonert for å kunne kjøre 125 kW totalt over 2 sløyfer som hver varmer  $250\text{ m}^2$  av parkeringsplassen. Ved Holmen er det returvannet fra de andre termiske lastene i systemet som så kan sendes videre til snøsmelting. Det vil si at turvannet til snøsmelting er en kombinasjon av returvannet fra; varmebatteriene til hvert av bassengene, varmeveksler mot varmtvann, oppvarming av bygg og oppvarming gjen-



Figur 4.7: Temperatur etter blandingspunkt

nom ventilasjon. Temperaturen på returvannet fra snøsmelting er gitt ut i fra hvor mye effekt som blir tatt opp, og er gitt av ligning 3.1. Effektbehovet settes til  $150 \text{ W/m}^2$ , basert på erfaringstall fra B. Aas, SIAT [31], som tilsvarer et effektuttak på 75 kW.

#### 4.3.7 Hovedvarmepumpe termiske brønner

Varmepumpen er som definert i databladet fra Novema AS [21]. Det gir en COP på 3.55, levert varmeeffekt på 118 kW og kompressoreffekt på 33 kW. Maksimumsgrensen settes dermed til 85 kW ut fra brønnen og 118 kW ut fra varmepumpen.

#### 4.3.8 Bakkesolfanger

Solfangeren er modellert med bakgrunn i tall fra Ljan skole i Oslo [12]. Ved Ljan skole ble det målt en årlig energi levert fra bakkesolfangeren på 157 000 kWh i 2012, noe som tilsvarer  $112 \text{ kWh/m}^2$  per år. Ved Holmen er det tenkt et anlegg på  $1000 \text{ m}^2$ , som med samme tallene tilsvarer 112 000 kWh årlig.

Videre for å modellere fordelingen gjennom året med denne energimengden er det sett på målte verdier for innstrålt solenergi ved Blindern i Oslo, Ø. Holter, F. Ingebretsen og H. Parr, UIO 2010 [10]. Verdiene er lest ut fra en figur og gir et estimat på fordelingen. Avleste verdier er vist i tabell 4.1. Disse verdiene ble brukt til å sette opp et tall for forventet solenergi til solfangeren per dag. Verdiene fra Blindern er månedsverdier, og disse regnes først direkte om til dagsverdier før det jevnes ut for å unngå hopp ved månedsskiftene.

Tallene i tabell 4.1 er vesentlig høyere enn tallet på  $112 \text{ kWh/m}^2$  per år siden disse måler all innstrålt effekt, og ikke hvor mye som blir utnyttet av solfangeren. Derfor er disse tallene kun brukt til fordelingen, mens de målte verdiene fra Ljan skole er brukt til å bestemme mengden.

Tabell 4.1: Innstrålt effekt Blindern, Ø. Holter et al. [10]

Måned	kWh/m <sup>2</sup>
Januar	15
Februar	20
Mars	50
April	100
Mai	155
Juni	160
Juli	155
August	130
September	75
Oktober	30
November	15
Desember	10

#### 4.3.9 Elektrisk kjel

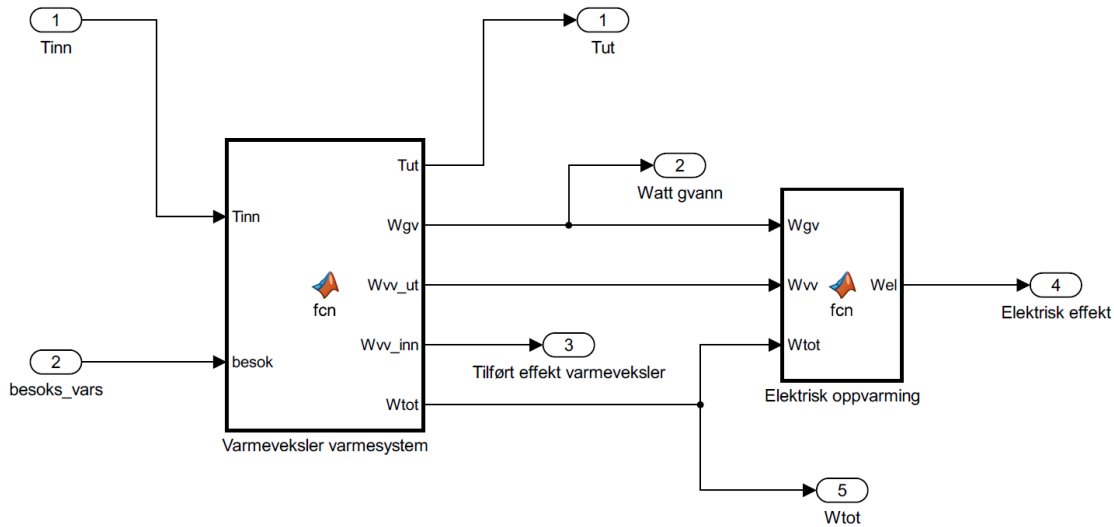
Den elektriske kjelen er modellert slik at den alltid leverer en massestrøm med temperatur 50 °C ut. Inngangstemperaturen til den elektriske kjelen varierer, men vil vanligvis være 50 °C allerede. Hvis elektrisk kjel aktiveres for å oppnå 50 °C så regnes effekten ut som vist i ligning 3.1.

#### 4.3.10 Varmtvann

Implementeringen av varmtvannssystemet er vist i figur 4.8 og ligger på nivå under blokken «Varmtvannssystem» 4.2 i Simulink-diagrammet. Dette er et subsystem bestående av to Matlab-funksjoner. I den første funksjonen «Varmeveksler varmesystem» 4.8 bestemmes hvor mye effekt som kan trekkes fra hovedsystemet til oppvarming av varmtvann. Den neste funksjonen «Elektrisk oppvarming» 4.8 sørger for at vannet varmes helt til 60 °C som er nødvendig for å forebygge utbrudd av legionella. Dette er ved normal drift, i tillegg vil det av og til spyles igjennom med vann på 70 °C for ytterligere å forebygge utbrudd av legionella. Varmtvannstankene ses på som «alltid fulle» eller det vil si de varmes jevnt i åpningstiden når de er i bruk. Energibruken vil ikke være jevnt i åpningstiden, men da vil varmtvannstankene fungere som en buffer.

Oppvarmingen av varmtvann ved normal drift av badet fungerer slik at en del av tappevannet varmes opp til 60 °C før det blandes ned igjen med tappevann til brukstemperatur på 39 °C.





Figur 4.8: Delsystem varmtvann, Simulink

Tappevannet antas å ha en temperatur på 8 °C. De tre varmekildene som brukes til å varme dusjvannet er GVG, varmeveksler mot de termiske brønnene og elektrisk oppvarming. De prioriteres i samme rekkefølge, da GVG regnes som den billigste energikilden og elektrisk oppvarming vil være dyrest. Oppvarming med varmeveksleren mot hovedsystemet vil være et sted imellom. GVG fungerer slik det er beskrevet i kapittel 3.6.

Etter at GVG har varmet vannet til maksimalt 35 °C vil varmeveksleren fra hovedsystemet varme vannet videre til maksimalt 50 °C. Effekten i varmeveksleren bestemmes ut fra at det er et ønske om å varme vannet til 50 °C. Dermed regnes det ut hvor mye effekt som kreves for å oppnå denne oppvarmingen. Maksimumsgrensen på oppvarming fra varmeveksleren er satt til 60 kW basert på verdier fra «varmesystem flytskjema», *Verkís, 2015*, som kan ses i vedlegg C. Sammenhengen mellom levert effekt fra og til varmeveksleren er gitt i ligning 4.4. Her er  $\eta$  virkningsgraden i varmeveksleren.  $W_{vv,max,inn}$  finnes ved å benytte ligning 3.1 og tall fra «varmesystem flytskjema». Dette gir en virkningsgrad  $\eta$  på 0.89. Hvis maksimumsverdien til  $W_{vv,max,ut}$  på 60 kW nås så vil elektrisk oppvarming kompensere for dette.

$$W_{vv,max,ut} = W_{vv,max,inn} \cdot \eta \quad (4.4)$$

Etter at effekt er tilført fra GVG og varmeveksler vil resten av varmtvannet varmes til 60 °C med elektrisk oppvarming. Det vil alltid være behov for den elektriske oppvarmingen for å minst varme vannet fra 50 °C til 60 °C.

# Kapittel 5

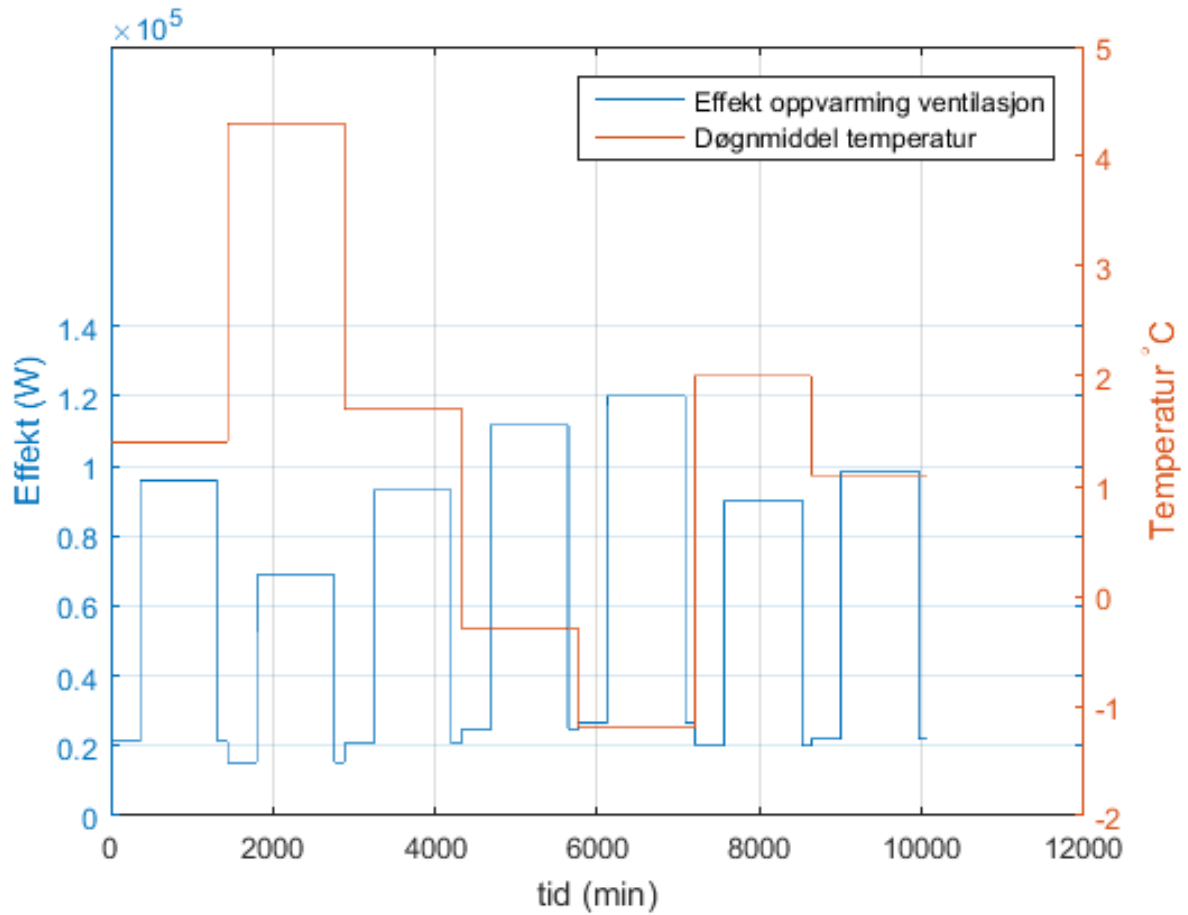
## Resultater

I dette kapitlet presenteres figurer og tall fra simuleringen av modellen i kapittel 4. Først presenteres delsystemene, deretter hele systemet og til slutt tallverdier for energimengdene over ett år. Ytterligere forklaringer og diskusjon kommer i diskusjonskapitlet.

### 5.1 Hovedsystem

#### 5.1.1 Oppvarming og ventilasjon

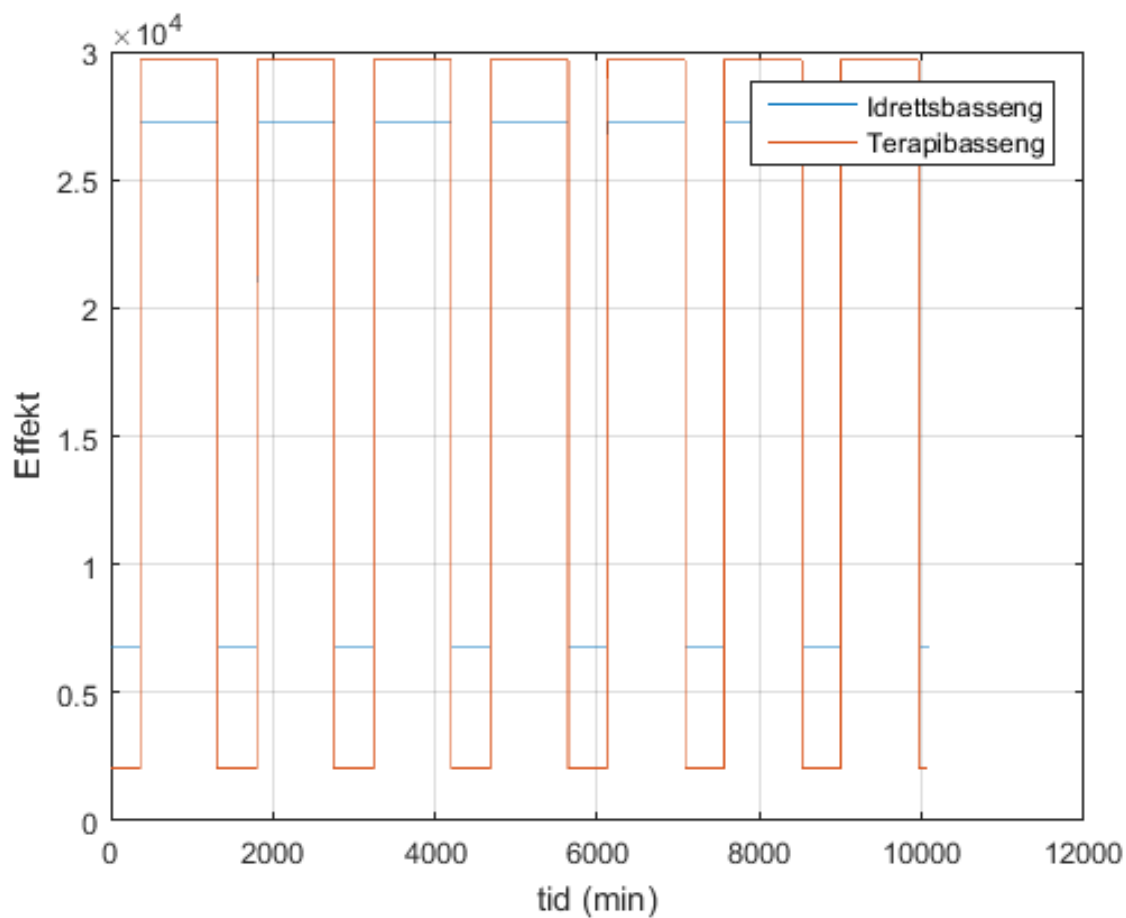
Figur 5.1 viser hvordan det termiske effektuttaket til ventilasjon og oppvarming varierer basert på utetemperaturen. Temperaturen er gitt som en døgnmiddel verdi. Uken som er valgt er uke 1 i 2015.



Figur 5.1: Effekt oppvarming og ventilasjon, 1 uke

### 5.1.2 Varmebatterier basseng

Den termiske effekten til oppvarming av bassengvann til idrettsbassenget og terapibassenget er vist i figur 5.2. Som forklart i implementeringen er disse verdiene konstante i åpningstid og stengt tid. Figuren viser fordelingen over en uke, uke 1 i 2015, og er lik hver dag da den kun er avhengig av om badet er åpent eller ikke.



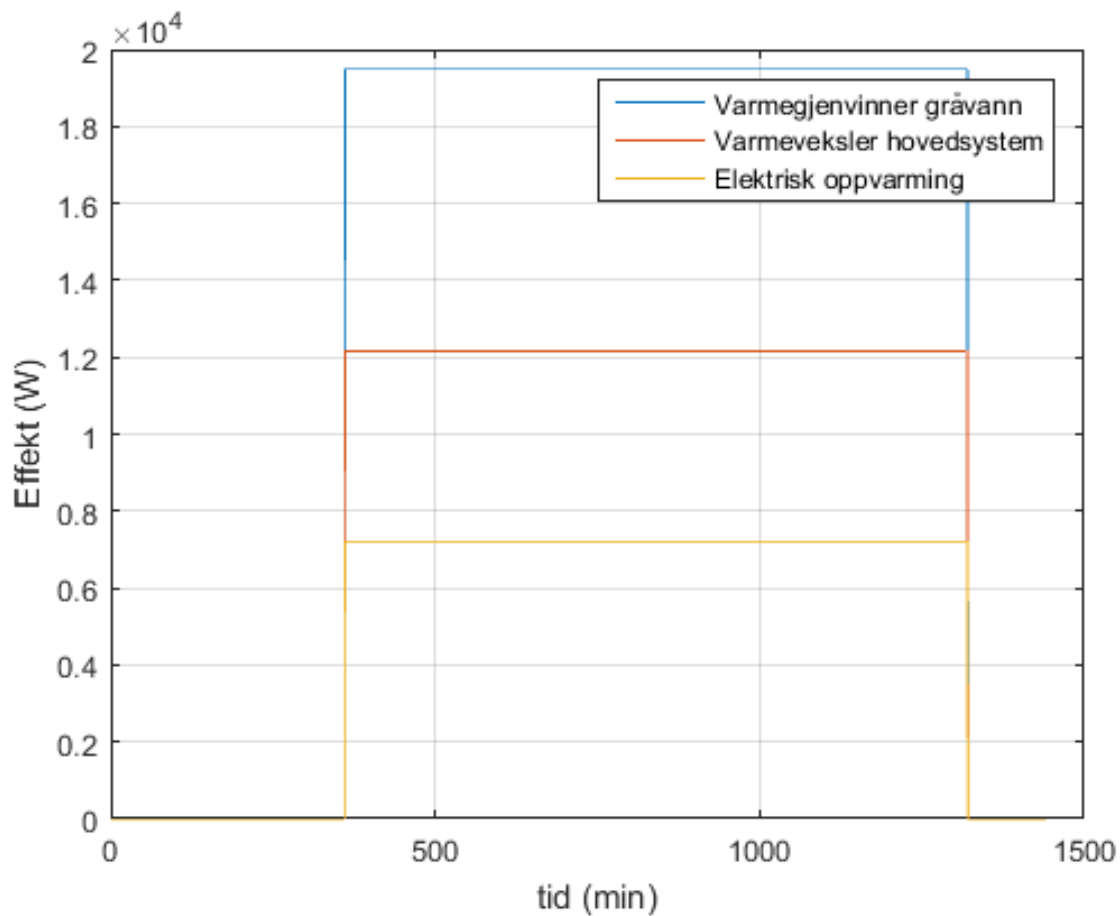
Figur 5.2: Effekt oppvarming bassengvann, 1 uke

### 5.1.3 Varmtvann

Effektene til oppvarming av varmtvann er vist i figur 5.3. Figuren viser effektene over en dag, 1. januar 2015. Effekttuttaket er her kun avhengig av om badet er åpent eller ikke, så ved normal drift vil alle dagene se ut som den i figuren. Årlige verdier for energi til varmtvannsoppvarming er vist i tabell 5.1.

Tabell 5.1: Årlig energimengde til oppvarming av varmtvann

	Energi per år [kWh]
Gråvannsgjenvinner termisk	103 800
Gråvannsgjenvinner kompressoreffekt	9 970
Varmeveksler hovedsystem (tilført $\cdot \eta$ )	63 210
Elektrisk oppvarming	42 140
Total energimengde	219 120

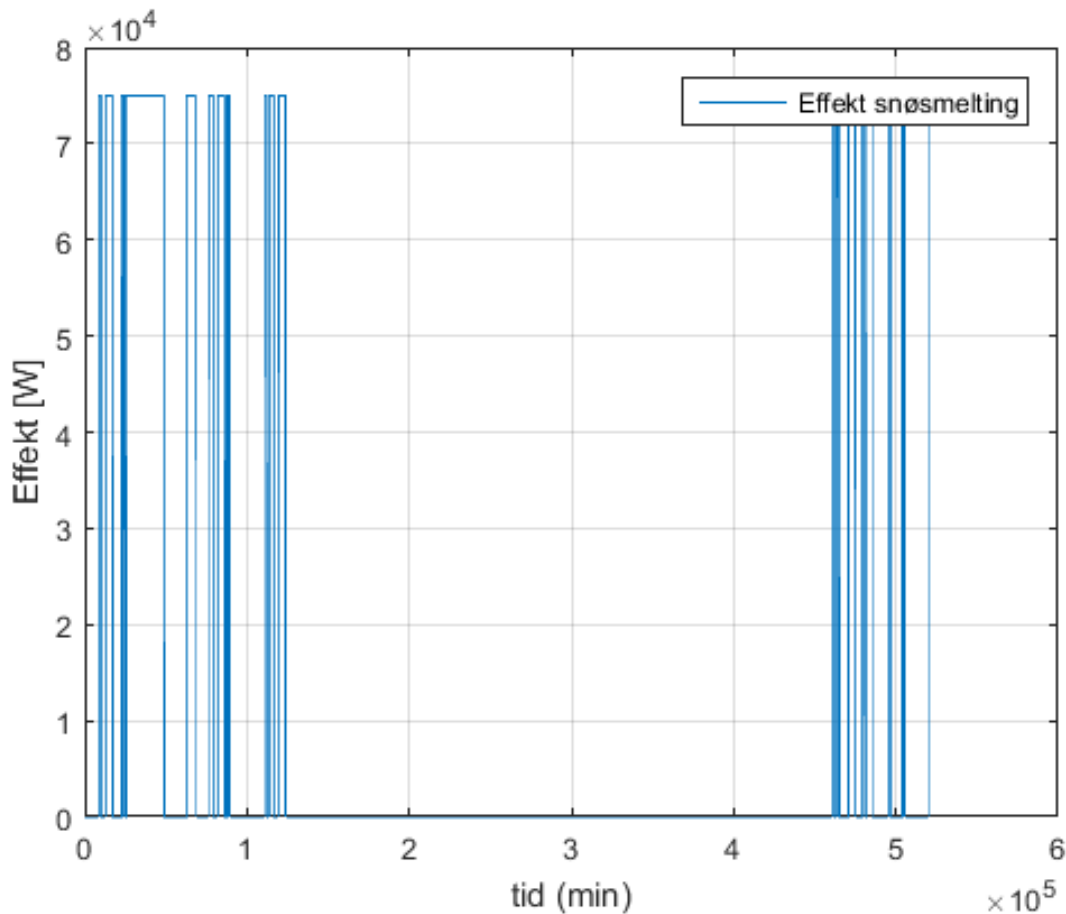


Figur 5.3: Effektfordeling oppvarming varmtvann, 1 døgn

#### 5.1.4 Snøsmelting

I figur 5.4 er det vist effektbruken til snøsmelting over et helt år. Figuren blir sammenpresset, men viser likevel hvordan effekten enten er konstant i av eller på med henholdsvis 0 kW eller 75

kW. Den viser også hvordan fordelingen er gjennom året med endel energiuttak på starten av året, i januar og februar, og på slutten av året i desember.

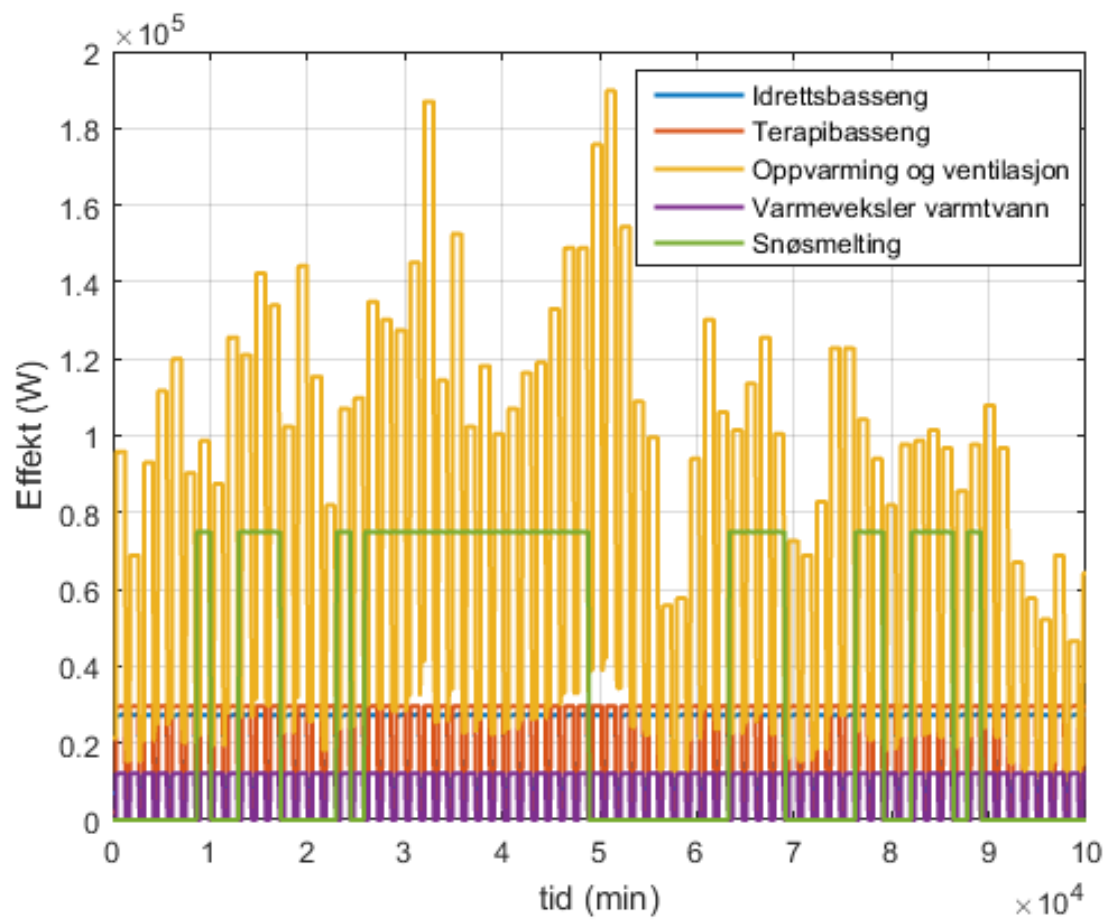


Figur 5.4: Effekt snøsmelting over 1 år, januar - desember 2015

### 5.1.5 Termiske laster hovedsystem

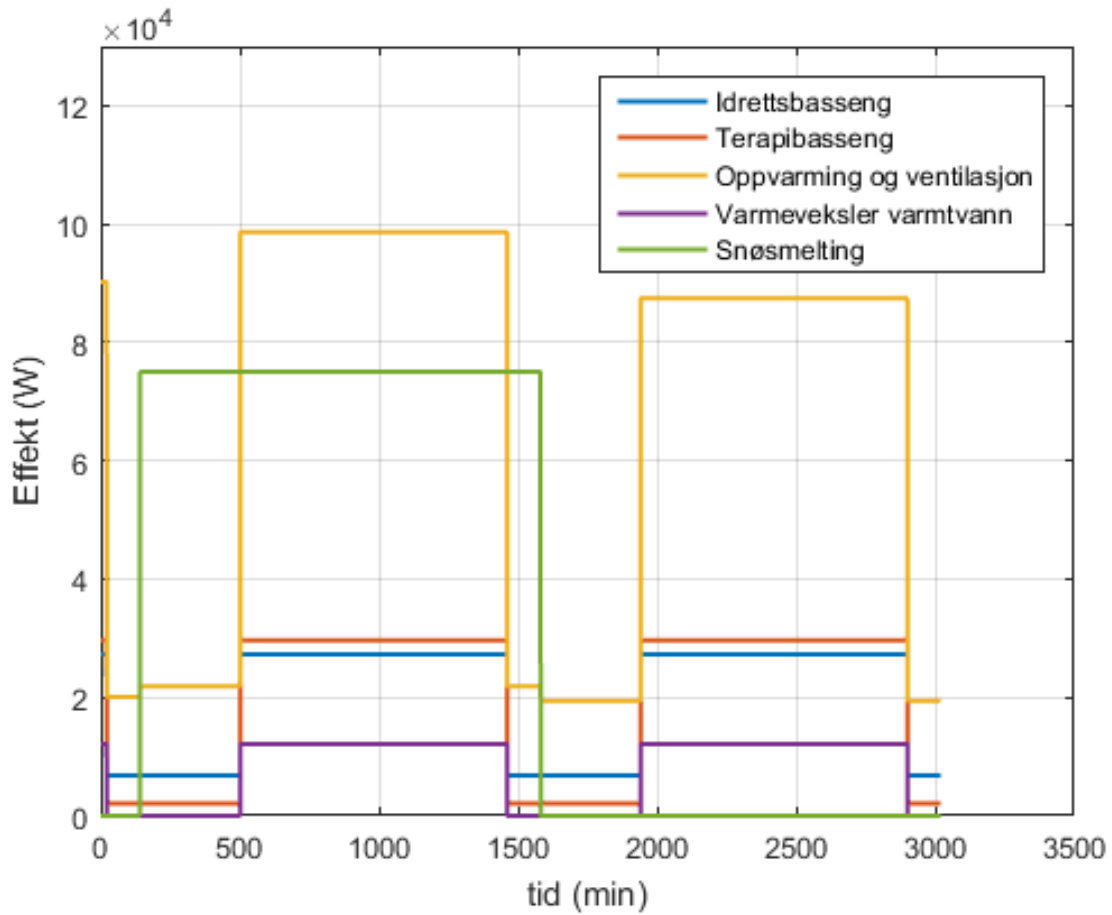
Alle de termiske lastene er vist sammen i 2 figurer der den ene, figur 5.5 viser en periode av 70 dager og den andre, figur 5.6 viser to dager. I figur 5.5 kommer det frem hvordan fordelingen er over en lengre tidshorisont om vinteren, da figuren viser fra 1. januar. Figur 5.6 gjør det lettere å se de enkelte lastene. For sistnevnte er datoen valgt slik at den første dagen inneholder snøsmelting mens den andre ikke gjør det. Figur 5.5 viser tydelige variasjoner i oppvarming og ventilasjon i tillegg til når snøsmeltingen er aktiv. Bassengene og varmeveksler varmtvann er ikke like enkelt å se, men de to horisontale strekene skyldes de to bassengene. Varmeveksleren

til varmtvann skaper den nederste horisontale streken. Disse tre lastene kommer tydeligere frem i figur 5.6.



Figur 5.5: Effekt termiske laster hovedsystem



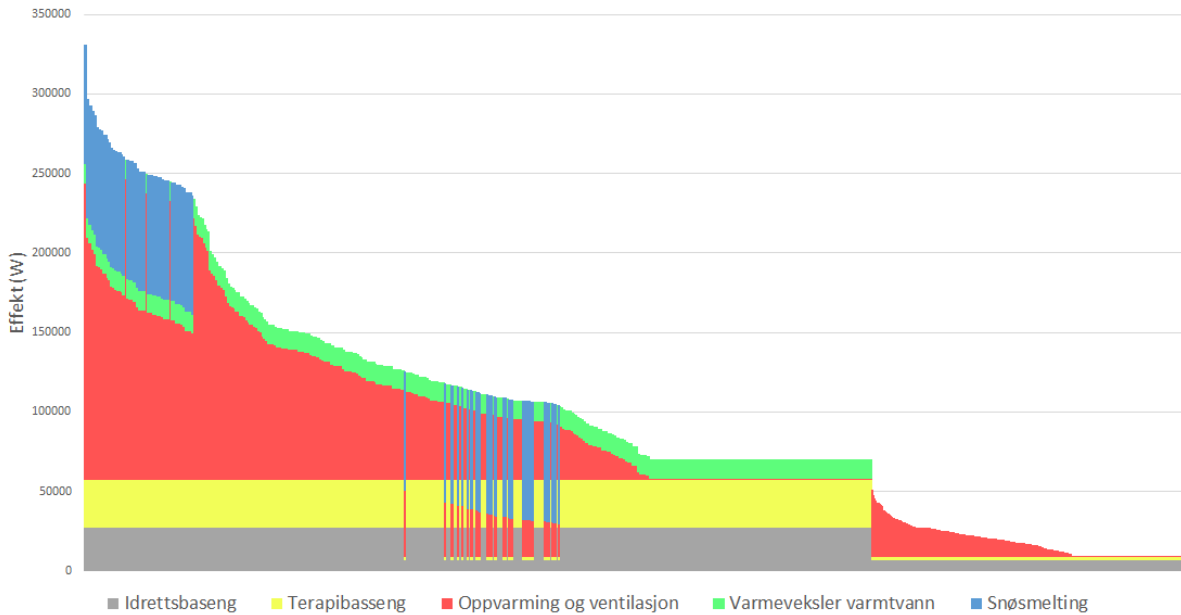


Figur 5.6: Effekt termiske laster, 2 døgn

For perioden på 70 dager, figur 5.5, er tallverdier på energiuttak til de ulike lastene vist i tabell 5.2.

Tabell 5.2: Totalt termisk energibruk fra ulike delsystem over en 70 dagers periode

	<b>Energi [kWh]</b>
Idrettsbasseng	34 050
Terapibasseng	34 030
Oppvarming og ventilasjon	133 220
Varmeveksler varmtvann	13 480
Snøsmelting	55 800

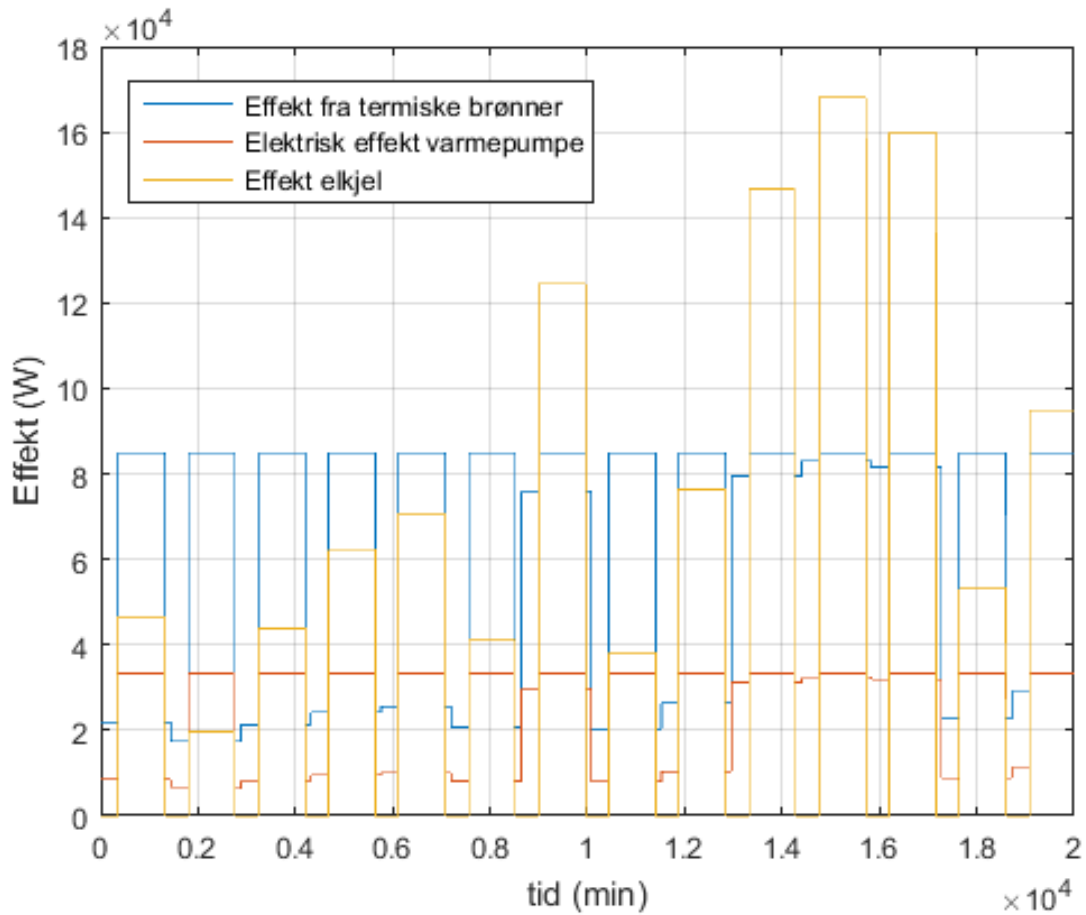


Figur 5.7: Varighetsdiagram termiske effekter over et år

Figur 5.7 viser alle de termiske lastene over en tidshorizont på 1 år, sortert etter effekten de har i et diskret tidssteg på 1 minutt.

### 5.1.6 Energikilder hovedsystem

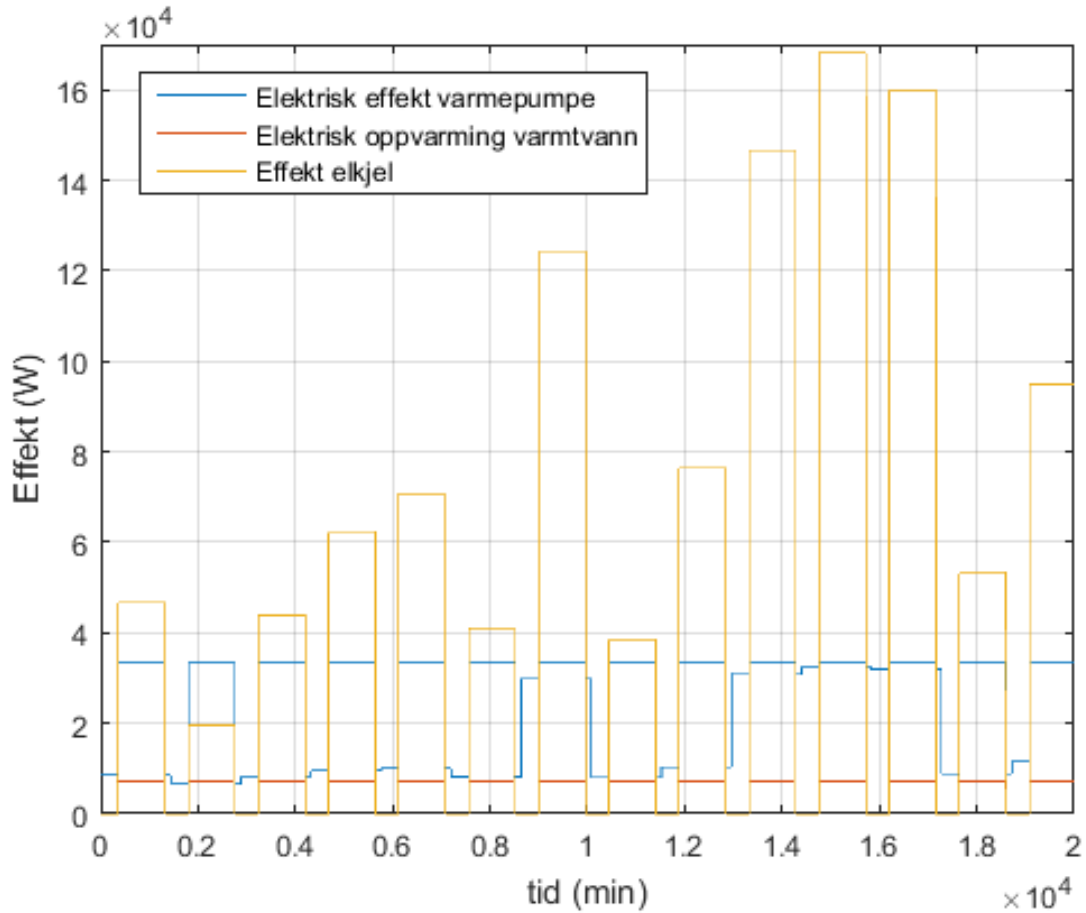
Energikildene for hovedsystemet er vist i figur 5.8. I figuren er hovedvarmepumpen fra de termiske brønnene delt opp i bidrag fra elektrisk kompressoreffekt og termisk effekt fra brønnene. Perioden som er valgt er årets to første uker i 2015, en periode det er høye effektuttak til ventilasjon, oppvarming og snøsmelting. Dagene med snøsmelting kommer tydelig frem, som de 4 dagene der effekten fra elektrisk kjel blir spesielt høy.



Figur 5.8: Effekt energikilder hovedsystem, 2 uker vinter

### 5.1.7 Elektriske uttak

De elektriske lastene til oppvarmingsbehov er elektrisk kompressoreffekt i varmepumpen, elektrisk effekt i elektrokjelen og elektrisk effekt til oppvarming av varmtvann. Alle disse effektene er vist i figur 5.9 for de to første ukene i året.

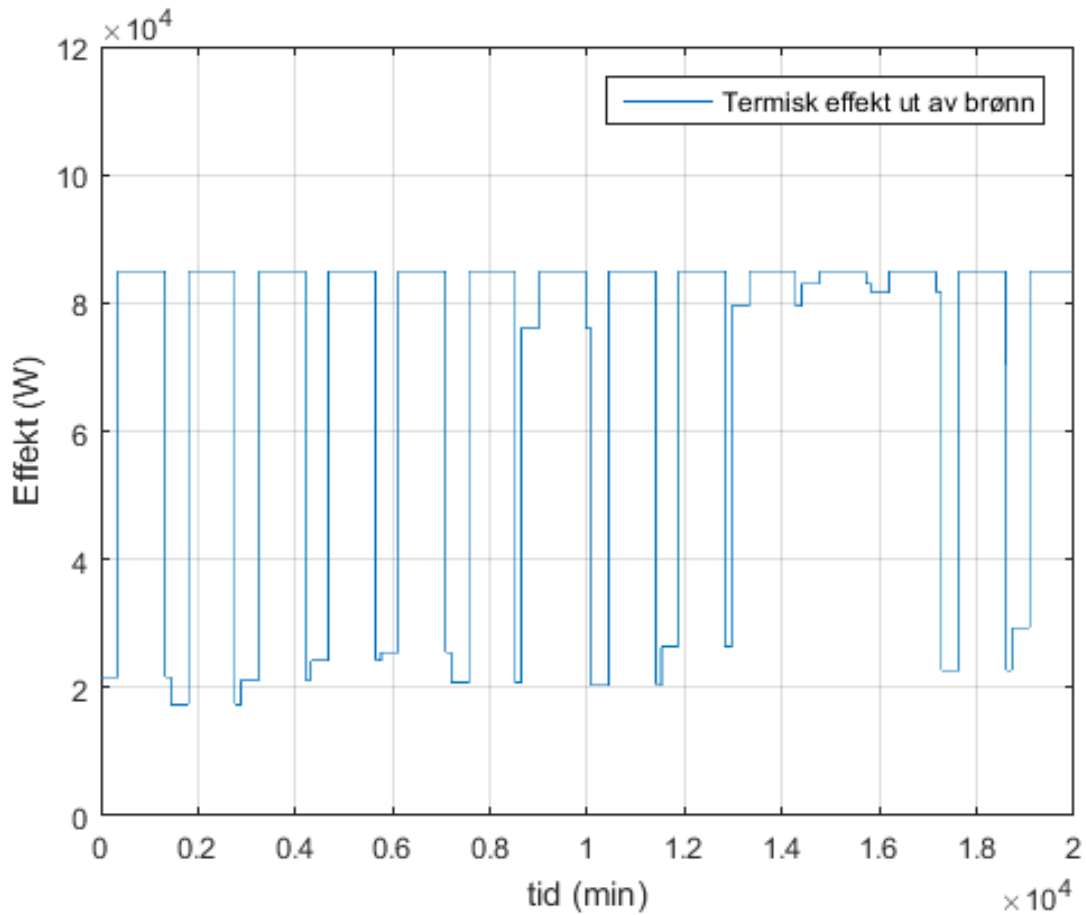


Figur 5.9: Effekt elektriske laster til termisk oppvarming, 2 uker

## 5.2 Brønnsystem

### 5.2.1 Termiske brønner

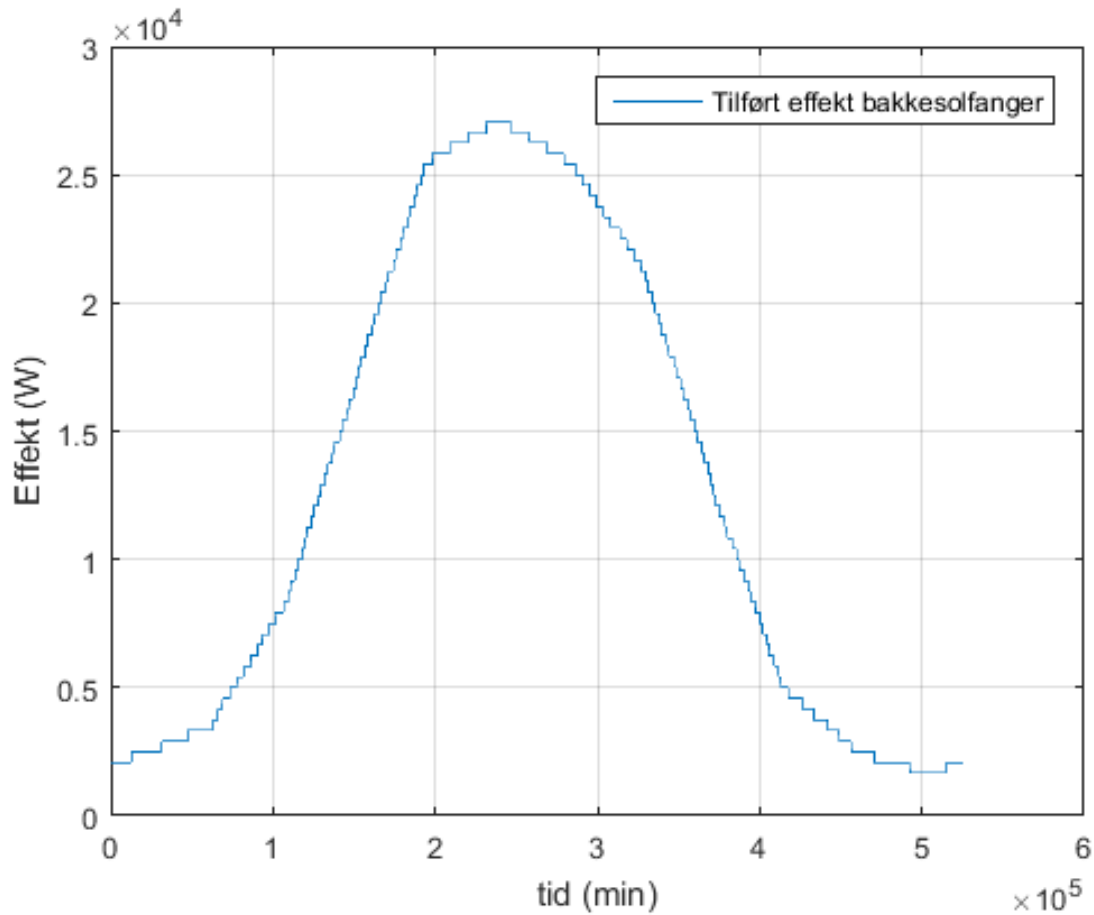
Figur 5.10 viser effektuttaket fra brønnen over en periode på 2 uker fra 1. januar 2015. Nettene med høye uttak kommer av at snøsmeltingen er aktiv.



Figur 5.10: Effektuttak termisk brønn, 2 uker

### 5.2.2 Bakkesolfanger

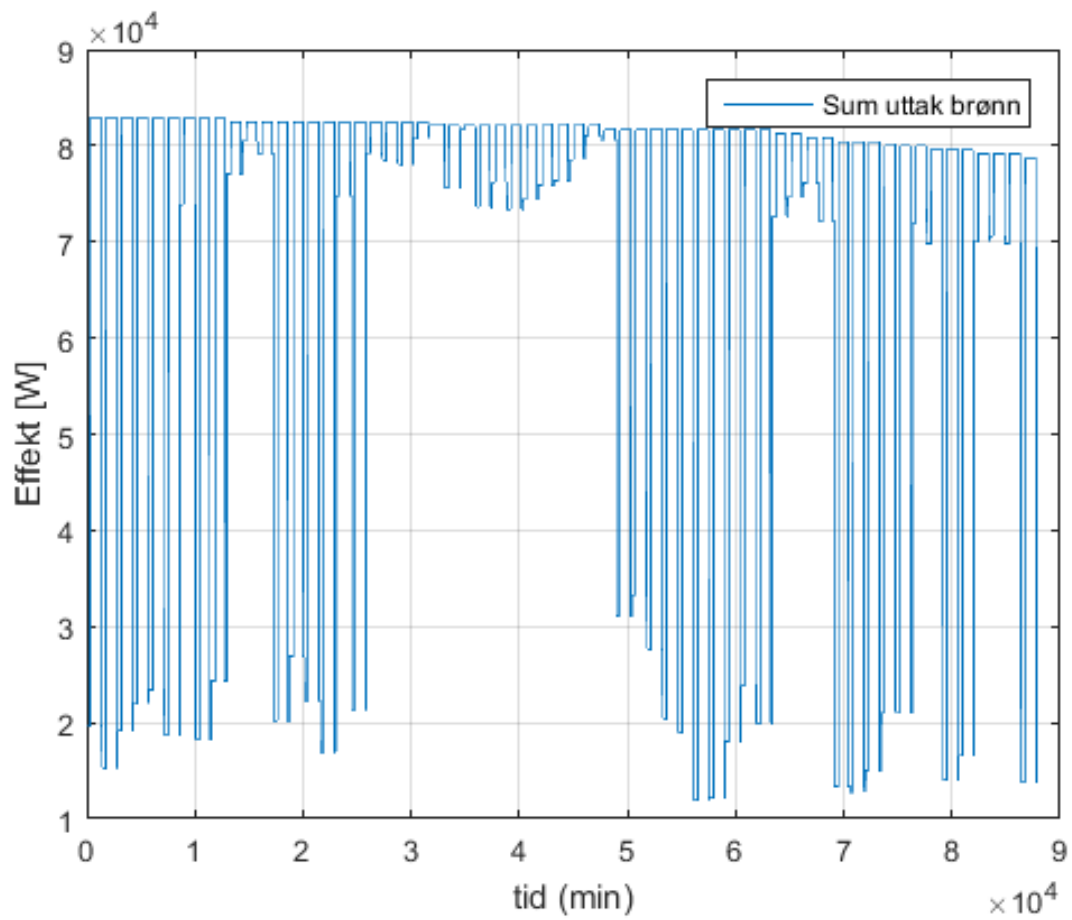
Tilført effekt til termisk brønn fra bakkesolfangeren over et år er vist i figur 5.11. Her er det de konstante døgnverdiene som skrives ut, siden det ikke er tatt hensyn til forskjell mellom dag og natt.



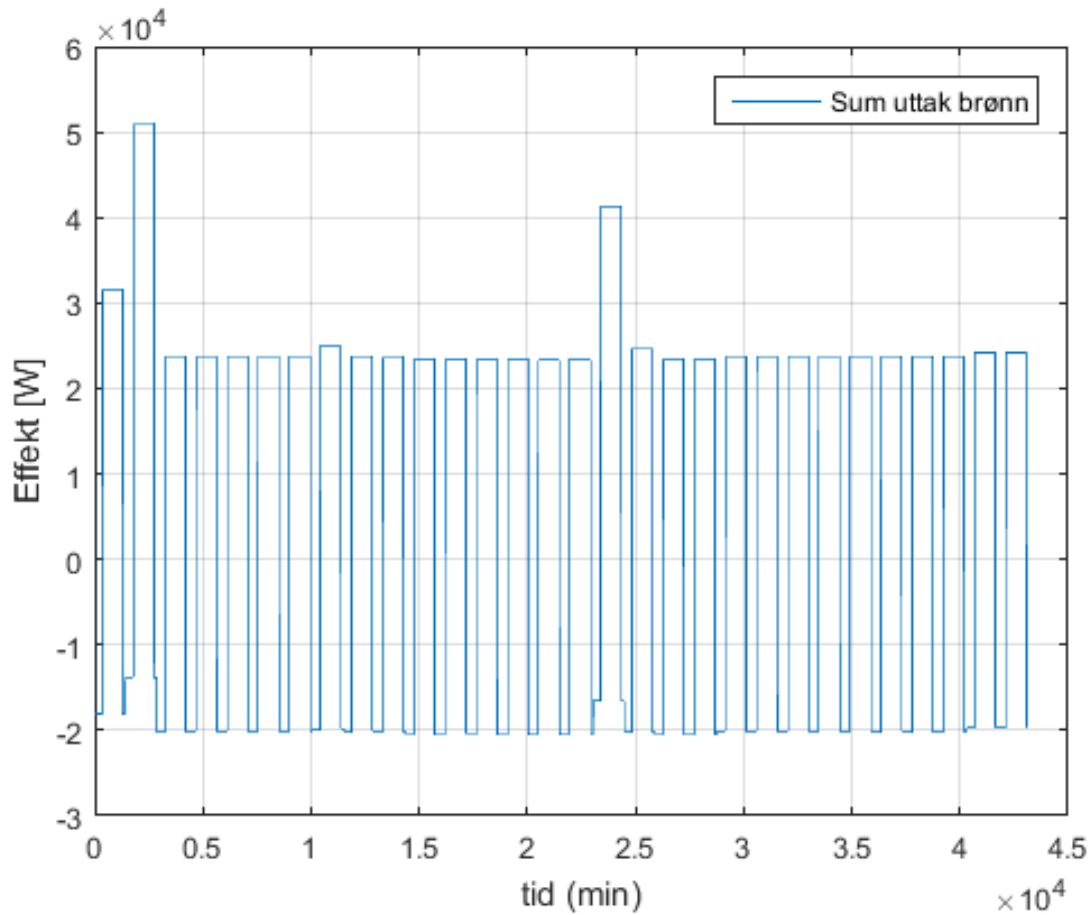
Figur 5.11: Tilført effekt bakkesolfanger, 1 år

### 5.2.3 Balanse brønn

Balansen i brønnen eller netto uttak fra brønnen er gitt som hvor mye brønnen leverer til systemet minus hvor mye solfangeren leverer til brønnen. Her er det skrevet ut verdier for 2 perioder, den ene er midt på vinteren (januar og februar) vist i figur 5.12. Den andre om sommeren og viser netto uttak fra brønnen i juni, i figur 5.13. Hvis verdien til netto uttak fra brønnen er mindre enn 0 betyr det at brønnen totalt sett får tilført varme.



Figur 5.12: Variasjon i netto uttak fra termisk brønn, januar og februar



Figur 5.13: Variasjon i netto uttak fra termisk brønn, juni

### 5.3 Årlige energitall

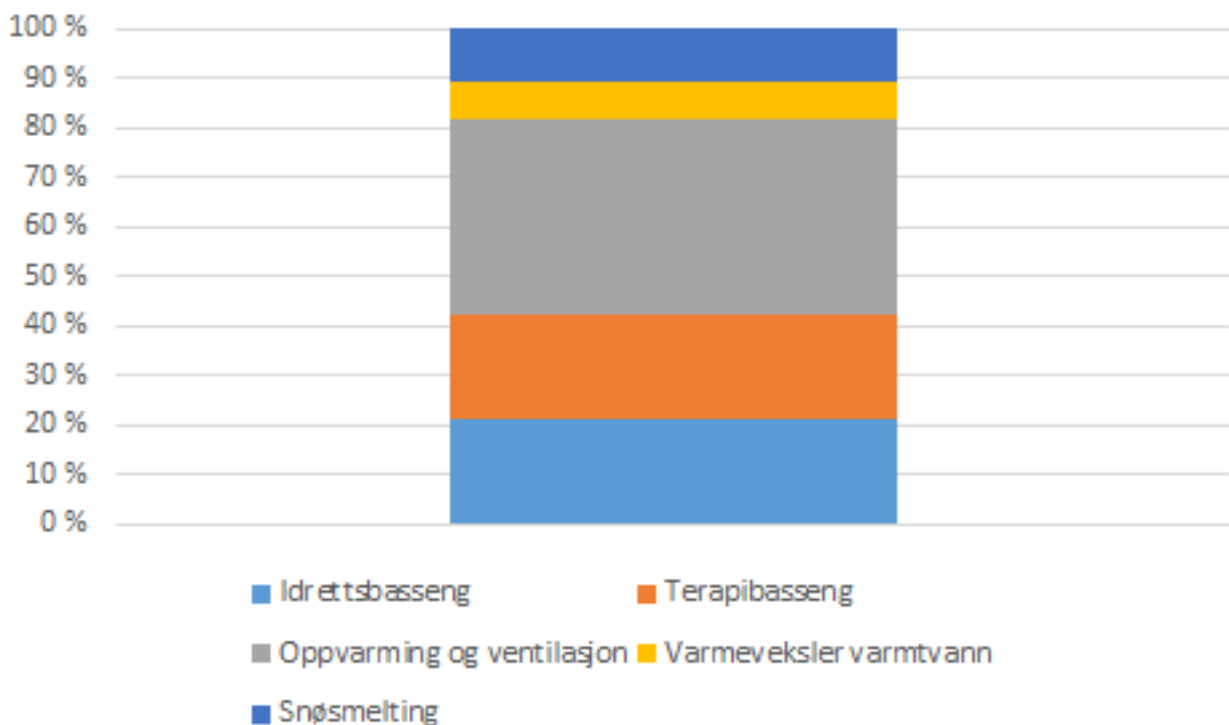
Tallene på energibruk til de ulike lastene gjennom et helt kalenderår er vist i tabell 5.3. Tilsvarende for energikildene i systemet er vist i tabell 5.4. I tabell 5.4 er tallet på hovedvarmepumpen en sum av levert effekt fra brønnen og tilført kompressoreffekt i varmepumpen. Tallene for denne fordelingen til varmepumpen er vist i tabell 5.5.



Tabell 5.3: Årlig energiuttak fra vannbårent system

	<b>Energi per år [kWh]</b>
Idrettsbasseng	179 210
Terapibasseng	179 220
Oppvarming og ventilasjon	336 580
Varmeveksler varmtvann	71 020
Snøsmelting	91 800

Prosentvis fordeling i energimengde for de ulike lastene gjennom et helt år er vist i figur 5.14.



Figur 5.14: Prosentvis energifordeling termiske laster, 1 år

Tabell 5.4: Energikilder i systemet, 1 år

	<b>Energi per år [kWh]</b>
Varmepumpe totalt	670 690
Elektrisk kjel	187 140
Solfanger	119 800

Tabell 5.5: Energitilførsel til hovedvarmepumpe, 1 år

	<b>Energi per år [kWh]</b>
Termisk energi fra brønn	481 760
Elektrisk kompressoreffekt varmepumpe	188 930

# Kapittel 6

## Diskusjon

Dette kapitlet inneholder diskusjon rundt resultatene fra foregående kapittel og beregninger på elektriske kostnader ved drift av anlegget i tillegg til kostnad knyttet til elektrisk oppvarming av termiske brønner.

### 6.1 Hovedsystem

#### 6.1.1 Oppvarming og ventilasjon

Som forventet er oppvarming og ventilasjon sterkt temperaturavhengig. Figur 5.1 viser hvordan effekten til oppvarming varierer over en uke basert på døgnmiddeltemperatur. Den valgte uken er uke 1 i 2015, som var en uke med ganske store variasjoner i utetemperatur, og da også effekt. I tillegg til selve variasjonen som kommer av utetemperatur kommer det også tydelig frem om det er natt eller dag. Temperaturkurven endrer seg når det blir nytt døgn, mens det ser ut som effektkurven henger litt etter. Dette kommer av at den ikke får store utslag før åpningstiden. Likevel vises endringer i effektkurven også når badet er stengt.

En interessant betraktning er at tallene viser seg å være vesentlig større enn hva veridene for et slikt passivhus skulle tilsi. Tall fra NS3701 for idrettsbygg, *Kriterier for passivhus og lavenergibygninger, Yrkesbygninger* [20], gir et samlet oppvarmingsbehov på 48 360 kWh/år. Dette er basert på et bruksareal (BRA) på 2 418 m<sup>2</sup> og årsmiddeltemperatur på 7.01 °C, som gir 20

$kWh/(m^2 \cdot \text{år})$ . Sammenlignet er det ved Holmen beregnet et samlet romoppvarmingsbehov og ventilasjonsvarme på 336 580 kWh/år, som tilsvarer  $139.2 kWh/(m^2 \cdot \text{år})$ . Dette viser tydelig hvordan svømmehaller trekker vesentlig mer energi til oppvarming enn andre idrettsbygg. En grunn til dette er siden innnetemperaturen er rundt  $30\text{ }^\circ\text{C}$  og det er store bygg med stor luftmengde som må varmes opp og byttes ut i ventilasjonssystemet.

### 6.1.2 Varmebatterier basseng

Oppvarmingen av bassengvann er sterkt avhengig av besøket. En effektuttaksprofil er vist i figur 5.2. Her er besøket modellert som enten 0 eller 1 hvis badet er stengt eller åpent. Figuren viser dermed størrelsen på effektene og at det varierer sterkt når de ulike varmebatteriene til hvert basseng trekker mest effekt. Terapibassenget er varmere enn idrettsbassenget og krever mer oppvarming da det blir større tap til omgivelsene i åpningstid. Utenfor åpningstid kreves minimalt med oppvarming til terapibassenget da det er en heve-/senkebunn i bassenget som brukes som lokk hvis badet er stengt. Lokket fører til at fordampingen blir minimal, og da også varmetapet fra bassenget. Størrelsene på effektene er tatt direkte fra historiske verdier på Husebybadet i Trondheim. Det er grunn til å tro at disse verdiene vil trenge en skalering for å tilpasses bruksmønsteret på Holmen, og dette er noe som nevnes i videre arbeid 8.2.1.

### 6.1.3 Varmtvann

Figur 5.3 viser effekter til oppvarming av varmtvann over et døgn. Varmeveksleren er varmeveksler LV0010, se flytskjema i vedlegg C som kommer inn fra det termiske hovedsystemet. De to andre kildene er sett fra hovedsystemet uavhengige av resten av systemet. Fordelingen mellom disse tre energikildene til oppvarming av varmtvann er beskrevet i kapittel 4.3.10.

Tabell 5.1 viser fordelingen fra de ulike energikildene til varmtvannsoppvarming gjennom året. Som forventet er GVG den største energikilden for oppvarming av varmtvann. Dette er fordi GVG hever temperaturen (maksimalt) med en  $\Delta T = 27\text{ }^\circ\text{C}$ , mens tilsvarende  $\Delta T$  er  $15\text{ }^\circ\text{C}$  for

varmeveksleren mot hovedsystemet og 10 °C for elektrisk oppvarming.

#### 6.1.4 Snøsmelting

Effekttallet er valgt slik det er beskrevet i kapittel 4.3.6 som  $150 \text{ W/m}^2$  og arealet på anlegget er  $500 \text{ m}^2$ . Det gir et effektuttak på 75 kW. Valget for når anlegget skal kjøre ble satt til når det er døgnmiddeltemperatur under 2 °C og samtidig nedbør. Temperatur og nedbørsdata er hentet fra meteorologisk institutt gjennom tjenesten [eklima.no](http://eklima.no) [17] og gir da 51 dager med snøfall. Dette tallet tilsier at det totale energiuttaket til snøsmelting gjennom døgnet blir 91 800 kWh/år. Figur 5.4 viser effekten til snøsmelting over ett år. Som forventet er det i perioder om vinteren på starten og slutten av grafen at snøsmelting er aktivert. Høyden på grafen tilsvarer 75 kW.

Med tanke på utnyttelse av fleksibilitet kan denne lasten ses på som et flyttbart volum, slik det er gjort i videre arbeid 8.4.2. Flyttbart volum vil si at det er samme energimengde, men at effekten kan justeres slik at lasten kobles ut eller justeres ned i visse perioder og øker effekten i andre perioder. Dette gjøres for å oppnå jevnere total energibruk og/eller lavere kostnad. En slik fleksibilitetsutnyttelse er særlig relevant for denne lasten siden det er sterk korrelasjon mellom når snøsmelting er aktiv og når elektrisk kjel må fyres opp. At elektrisk kjel blir gjeldene når snøsmelting er aktiv er som forventet siden snøsmelting krever 75 kW og hovedvarmepumpen leverer maksimalt 118 kW som gir kun 43 kW til de andre lastene.

#### 6.1.5 Termiske laster hovedsystem

Hvis alle disse termiske lastene sammenlignes blir fordelingen som vist i figur 5.5 og figur 5.6. Disse figurene har en tidshorisont på henholdvis 70 og 2 dager.

Figur 5.6 viser tydelig variasjonene på 2 dager der snøsmelting er aktivert den ene dagen og ikke den andre. Som forventet er effektene til bassengene like begge dagene, slik som effekten til oppvarming av varmtvann. Effekten til oppvarming og ventilasjon er litt lavere den andre da-

gen, som tilsier at det er litt varmere denne dagen og kanskje også derfor snøsmeltingen ikke er aktivert.

Figur 5.5 viser de termiske lastenes effektuttak over en tidsperiode på omtrent 70 dager. Figuren viser at det største effektuttaket er til oppvarming og ventilasjon. Dette stemmer godt overens med funnet til *W. Kampel, 2015* [13] som er presentert i litteratursøket i kapittel 2.3.2. Perioden som er valgt er fra 1. Januar 2015 og 70 dager fremover. Denne perioden er det forventet med svingninger i utetemperatur som fører til de varierende effektuttakene til oppvarming og ventilasjon. I denne perioden er også snøsmelting en stor last, og effektuttakene til snøsmeltingen er de nest høyeste uttakene i perioden. De andre lastene; idrettsbassenget, terapibassenget og varmeveksleren til varmtvann er som forventet konstante i sin av- eller påstilling.

Tallene for energiuttak i perioden på 70 dager er vist i tabell 5.2 og viser at oppvarming og ventilasjon er den dominerende energibrukeren. Varmebatteriene til de to bassengene trekker som forventet lik energimengde på grunn av måten de er modellert, kun avrundinger som skiller de fra hverandre. Snøsmeltingen er en stor last, men siden den ikke er aktivert i hele perioden på 70 dager blir ikke uttaket samlet sett større en vist i tabellen.

Figur 5.7 viser effektuttak med en oppløsning på 1 min over et helt år. Her kommer det frem hvordan høye uttak til oppvarming og ventilasjon i kombinasjon med snøsmelting fører til de klart høyeste effektuttakene. Idrettsbassenget, terapibassenget og varmeveksler varmtvann er i sine av- eller påverdier. Det er fire hovedområder i grafen. De høyeste effektuttakene er på dagtid med alle laster aktivert og høyt uttak til oppvarmingsformål. Deretter er det en periode hvor snøsmeltingen ikke er aktivert, men oppvarming fremdeles er høy som tilsier at det er kaldt, men ikke nedbør. I denne perioden er det også innslag av verdier fra nattestid med aktivert snøsmelting. Periode nummer 3 er der det er lite uttak til oppvarming, men fremdeles uttak til bassengoppvarming og varmtvann. Denne perioden er typisk i åpningstiden om sommeren. Siste perioden er om natten når det er varmt ute, altså med lite oppvarming og lite til basseng og varmtvann.

### 6.1.6 Energikilder hovedsystem

Oppvarmingen av varmemediet til hovedsystemet kommer fra to kilder: hovedvarmepumpen mot de termiske brønnene og elektrisk kjel. Hovedvarmepumpen kan videre deles inn i bidrag fra termisk brønn og kompressoreffekt. Fordelingen mellom kompressoreffekt, termisk effekt fra brønn og elektrisk effekt i elektrisk kjel er vist i figur 5.8. Som forventet følger kompressoreffekten en konstant del av den termiske effekten fra brønnen. Elektrisk kjel fyres opp hvis termisk effekt fra brønn når sin maksimumsgrense på 85 kW, som vil si at hovedvarmepumpen leverer 118 kW inkludert kompressoreffekten.

### 6.1.7 Elektriske uttak

De elektriske lastene i det termiske systemet er elektrisk kompressoreffekt i varmepumpen, elektrisk effekt i elektrokjelen og elektrisk effekt til oppvarming av varmtvann. Alle disse effektene er vist i figur 5.9.

Som i figur 5.8 viser også figur 5.9 hvordan elektrisk kjel kobles inn hvis varmepumpen når sin maksimumsverdi. Perioden som er valgt er på starten av året, en periode elektrisk kjel ofte er aktiv på grunn av store effektuttak til oppvarming og snøsmelting. Figuren viser også fordelingen til elektrisk effekt til oppvarming av varmtvann, som er konstant av eller på avhengig av om badet er åpent eller ikke.

I tillegg til disse elektriske lastene er det flere andre laster med store elektriske effektuttak i bygget. Dette er særlig badstuovner, belysning og roterende utstyr i teknisk kjeller. Disse lastene er ikke tatt med i denne beregningen da det er fokus på det termiske systemet. Skal det foretas en fleksibilitetsanalyse av hele huset med tanke på elektrisk energi vil det være naturlig å ta med disse lastene i tillegg til det som er gjort her. Dette er også nevnt i videre arbeid 8.3.

## 6.2 Brønnsystem

### 6.2.1 Termiske brønner

Som tidligere forklart anses energiuttak fra termisk brønn som en billig energikilde som det er ønskelig å bruke fremfor direkte elektrisk oppvarming. Figur 5.10 viser effektuttaket fra brønnene over en periode på 2 uker vinterstid. Toppene opp og ned i figuren kommer av dag og natt. Det kommer tydelig frem når snøsmeltingsanlegget er aktivt, i 2 perioder og gjør at uttaket fra brønnene også er høyt på nattetid. Det ser også ut til at uttaket fra brønnene er på sin maksverdi på dagtid, noe som betyr at elektrisk kjel supplerer resten av energibehovet.

### 6.2.2 Bakkesolfanger

Tilført effekt per dag til bakkesolfangeren over et år er vist i figur 5.11. Slik det er beskrevet i kapittel 4.3.8 er det totale bidraget bestemt på bakgrunn av tall fra lignende anlegg ved Ljan skole og fordelingen er bestemt på bakgrunn av data på innstrålt effekt på Blindern. Som forventet blir det en tydelig topp midt på sommeren med maksimalt levert effekt på 27.1 kW. På samme tidspunkt krever alle de termiske lastene i badet 72.0 kW, så selv ikke her er bakkesolfangeren nok til å forsyne badet etter tallene fra simuleringen. Likevel kan det hende bakkesolfangeren er nok til å forsyne badet på dagtid om sommeren siden tallet på 27.1 kW er kunstig lavt da det er midlet utover hele døgnet, mens bakkesolfangeren får omtrent alt sitt bidrag midt på dagen. Grunnen til at det er gjort slik er at levert energi fra bakkesolfangeren uansett skal ned i brønnene.

En annen løsning kunne vært å bruke solenergien direkte når den var tilgjengelig, men det er det ikke lagt opp til her blant annet siden det er nødvendig med påfyll av termisk energi til brønnen for å motvirke permafrost. I tillegg vil det største solbidraget komme midt på dagen om sommeren, på et tidspunkt elspotprisen gjerne er lav. Dermed er det lite å tjene på å senke strømbruken i disse periodene.

Med tanke på problematikken rundt permafrost kan det også være aktuelt å se på muligheten



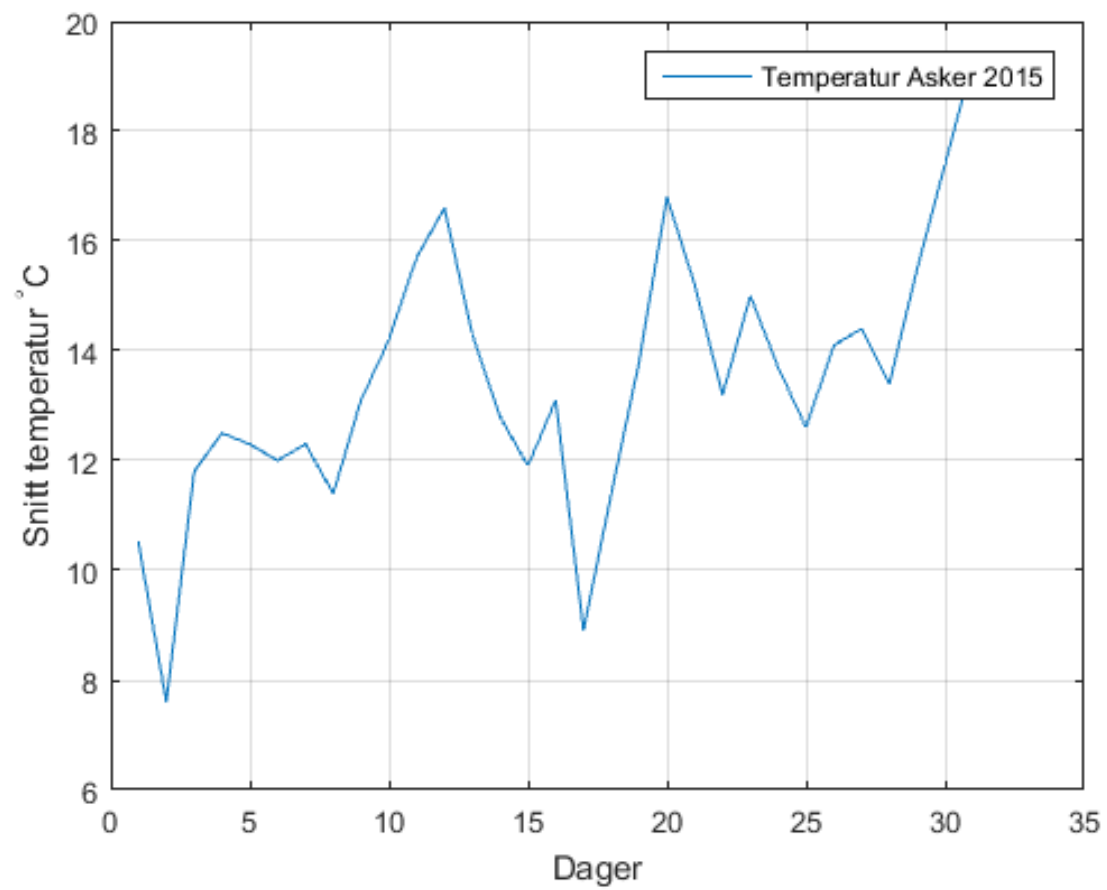
for å kun bruke elektrisitet som energikilde om sommeren. Dette vil da føre til økt lading fra bakkesolfangeren til de termiske brønnene.

### 6.2.3 Balanse brønn

Balansen mellom inntak og uttak fra brønnen i to perioder er vist i figur 5.12 og figur 5.13. Her er figurene henholdsvis 2 måneder på vinteren, januar og februar, og 1 måned, juni, på sommeren. Hvis verdien går under 0 betyr det at netto uttak fra brønn er negativt, altså at bidraget fra bakkesolfangeren er større enn uttaket til det termiske system.

Figur 5.12 viser nok en gang hvor viktig snøsmeltingen er for systemet, da denne fører til høye uttak fra brønnen døgnet igjennom. I tillegg viser figuren de store forskjellene på natt og dag der snøsmelting ikke er aktiv. Fra figuren kommer det også frem at uttaket fra brønnen synker mot slutten av februar. Dette fallet kommer av at det er mindre uttak til oppvarming og ventilasjon siden det er varmere ute. Konsekvensen av dette er at det ikke er behov for elektrisk kjel i disse periodene.

På sommeren er det som forventet mindre variasjoner, men også her kommer forskjellene på natt og dag tydelig frem slik det er vist i figur 5.13. Det er også 2 distinkte topper i figuren som kommer av at dette var de to kaldeste dagene i juni i 2015, slik det er vist i figur 6.1. Nullverdien for nettoeffekt ut fra brønnen ligger omtrent midt i figuren, som betyr at brønnen går omtrent i null gjennom juni. Denne observasjonen bekreftes ved utregning som viser at netto uttak fra termisk brønn i juni er på 7491 kWh som tilsvarer 2 % av årlig netto uttak fra brønnene. Dette tallet er lite, men ideelt sett skulle gjerne bakkesolfangeren vært istand til å lade brønnen gjennom sommeren slik at det kan brukes igjen om vinteren. Skal det oppnås en slik effekt kreves enten større anlegg med bakkesolfanger eller mindre uttak fra termisk brønn. Alternativet blir å se på andre muligheter for å lade de termiske brønnene.



Figur 6.1: Døgnmiddeltemperatur Asker juni 2015

### 6.3 Årlige energitall

De årlige tallene for energiuttak i hovedsystemet er vist i tabell 5.3. Energikildene for hovedsystemet er vist i tabell 5.4.

En sjekk med ligning 4.1 viser at systemet går opp slik som forventet. Settes det inn verdier for termisk uttak fra brønne og levert energi fra solfanger i ligning 4.2 får brønnene et årlig netto energiuttak på 369 780 kWh. Dette tallet er såpass høyt at det vil være fare for permafrost i bakken etter få år. For å motvirke dette kan det enten utnyttes mindre energi fra de termiske brønnene gjennom året, eller det kan ses på måter å varme brønnene igjen. Det vil alltid være en liten energitilførsel fra omgivelsene ved slike anlegg, men ikke i nærheten av disse tallene.

Den prosentvise energifordelingen gjennom året vist i figur 5.14. Denne viser som forventet at oppvarming og ventilasjon samlet trekker en stor del av energibehovet. Figuren viser også hvordan snøsmeltingen kommer inn som drøyt 10 % av total energimengde. Disse 10 %ene kan være grunnlag for å utnyttelse av fleksibilitet. Dette kan for eksempel gjøres ved å skru ned effekten til snøsmelting i perioder det er stort uttak av elektrisk energi i den elektriske kjelen.

### 6.4 Elektrisk oppvarming av brønn

En måte å motvirke permafrost på kan være ved elektrisk oppvarming av brønnene. Det er da tenkt slik at den elektriske kjelen i anlegget kan varme brønnene direkte, en løsning det (foreløpig?) ikke er lagt opp til ved dagens anlegg. Et ytterligere incentiv for oppvarming av brønnene er å opprettholde COP-verdien, som ellers vil falle hvis temperaturdifferansen mellom brønnene og hovedsystemet øker.

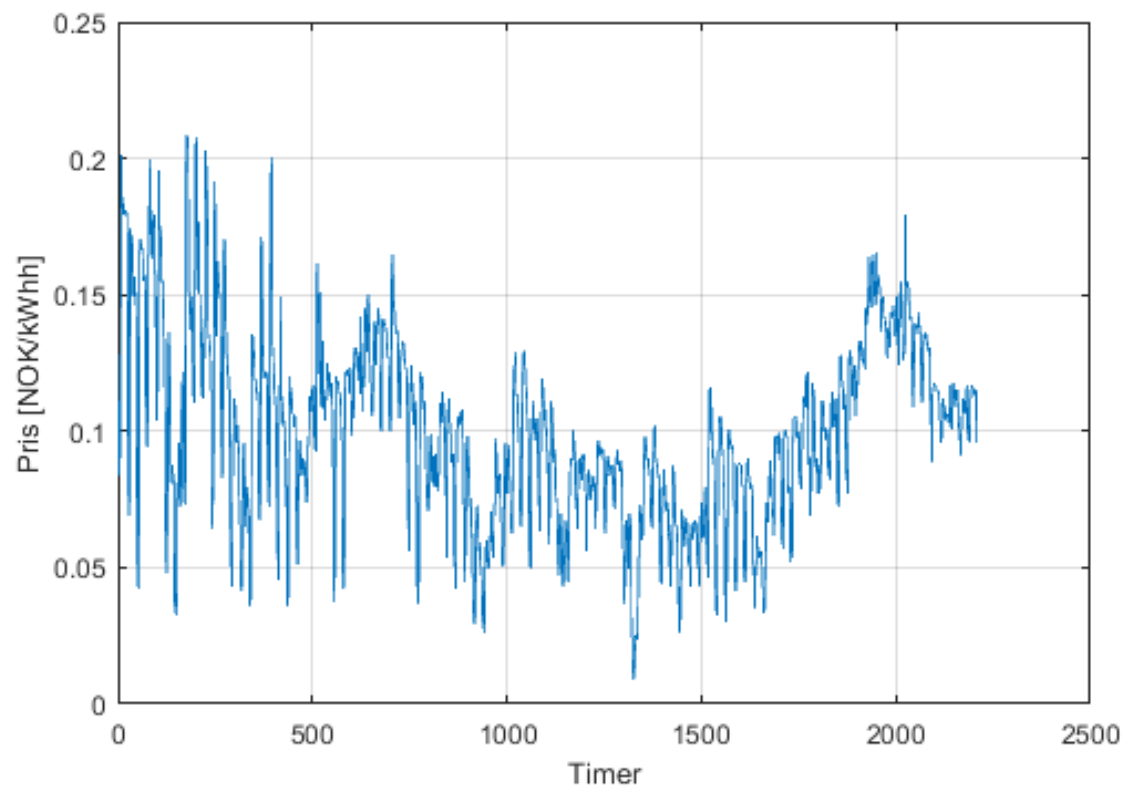
På grunn av de sterkt varierende prisene på elektrisitet kan det være aktuelt å se på om det kan kjøpes strøm når prisen er lav til å varme de termiske brønnene. Prisen på elektrisitet i spotmarkedet varierer mye både på times-, dags- og månedsbasis. Siden prisene i stor grad settes

slik at strømmen er billigst på tidspunkt hvor det totalt sett er lite effektuttak i nettet vil normalt sett den billigste perioden på året være midt på sommeren og den billigste perioden i døgnet vil være om natten. Dermed er det her foretatt en test på hvordan kostnaden vil bli ved å lade opp brønnene i løpet av nattestid på sommeren.

Prisen på strømmen bestemmes som en sum av energikostnaden og nettleie. Nettleien i Asker midt på sommeren for en bedriftskunde er hos *Hafslund* [9] 3 øre/kWh. Dette er energileddet, og betyr at det ikke er lagt opp til å trekke høyere effekt enn det gjøres på dagtid. Energifkostnaden er basert på verdier fra *Nordpoolspot* [19], og vist i figur 6.2. Månedene som er valgt til fylling av brønnene er de det antas vil være billigst gjennom året: juni - september. Disse månedene har totalt 976 timer med natt, klokken 22 - 6. Skal det fylles opp slik at brønnene totalt sett går i null gjennom året kreves da et uttak på 379 kW gjennom natten hver natt i hele perioden. I denne omgang antas det at brønnene vil klare å ta opp disse mengdene og at varmpumpen klarer denne kapasiteten. Det antas videre at denne effekten ikke er høy nok til å endre på effektleddet i nettleien.

Resultatet etter simulering ble en samlet elektrisk kostnad på 45 062 NOK. Denne prisen vil egentlig bli noe høyere da det kreves elektrisk energi for å få prosessen til å gå, som pumper og varmpumper. Likevel er dette en mulig løsning på problematikk rundt permafrost.

For å sammenligne ble det sett på hvor mye det ville koste å lade brønnene jevnt hver natt og å lade brønnen jevnt hele tiden. I begge disse tilfellene vil det være tidspunkt der det både er ønskelig å lade brønnene og å ha uttak fra brønnene samtidig, og dette må da implementeres slik at den elektriske energien heller nyttes direkte og senker uttaket fra brønnene. Kostnad ved å lade brønnene jevnt hver time gjennom hele året ble 79 900 NOK. Ved å lade gjennom hver nattestime hele året ble kostnaden 74 627 NOK. Sammenligning er vist i tabell 6.1. I begge tilfellene er det tatt utgangspunkt i 369 780 kWh til brønnene for å gå i null. Dette tilsvarer effektuttak på henholdsvis 42.21 kW og 126.64 kW for jevnt over året og jevnt hver natt over året. En fordel med en av disse løsningene er at nettopp effekttallene gjør det enklere å gjennomføre. Strengt tatt kan dette trolig senkes litt, da det ikke er nødvendig å gå helt i null siden omgivelsene vil



[H]

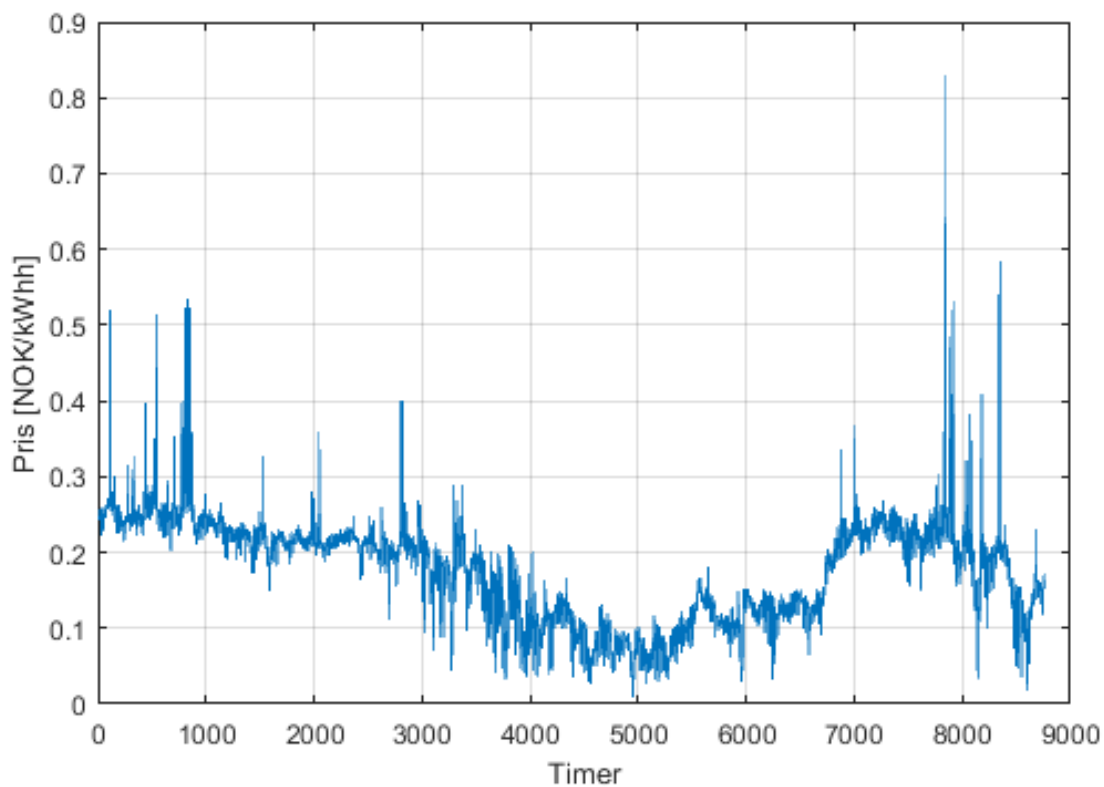
Figur 6.2: Elspot pris region Oslo juni - september 2015, *Nordpoolspot* [19]

varme litt hvis snittemperaturen i brønnene er under omgivelsestemperaturen.

Figur 6.3 viser elspotprisen gjennom året i Osloregionen. Som forventet er det både store variasjoner og en billigere periode om sommeren. Dermed blir det billigst å lade brønnene slik det er foreslått nattetid om sommeren.

Tabell 6.1: Kostnad lading av termiske brønner

	Ladekostnad per år [NOK]
Natt sommer	45 062
Natt hele året	74 627
Hele året	79 900



Figur 6.3: Elspot pris region Oslo hele 2015, *Nordpoolspot* [19]

## 6.5 Ren elektrisk utnyttelse

For sammenligningens skyld er det gjort utregninger på hvordan kostnaden ville blitt i anlegget hvis det kun var elektrisitet som energikilde der det nå er både elektrisk kjel og termiske brønner tilknyttet bakkesolfanger. I beregningene er ikke tall på andre elektriske effekter medregnet, som elektrisk oppvarming til varmtvann og elektrisitet til GVG.

Resultatet ble da en elektrisk kostnad på 388 230 NOK, fordelt på 172 840 NOK på effektledet i nettleien og 215 400 NOK som en sum av energikostnaden i nettleien og energikostnaden fra spotmarkedet. Her er priser på nettleie tatt fra *Hafslund* [9] og strømprisen tatt fra *Nord-poolspot* [19]. Beregningen er vist i Matlab-script i vedlegg A.3.

Strømkostnaden til elektrisk kjel slik den er satt opp i modellen ble beregnet på samme måte som forklart over. De gav en strømkostnad til elektrisitet til elektrisk kjel på 153 640 NOK i året. Dette er en kostnad som alltid er til stedet og må trekkes fra i sammenligningen med ren elektrisk oppvarming.

Slik modellen er satt opp i dag er det derfor en besparelse i energikostnaden på  $388\,230\text{ NOK} - 153\,640\text{ NOK} = 234\,590\text{ NOK}$  i året. Likevel, som det er nevnt tidligere vil ikke dette være noen varig løsning da det vil bli permafrost i bakken. Hvis det isteden legges opp til elektrisk lading av termiske brønner på natten om sommeren slik det er forklart i avsnitt 6.4 blir da besparelsen på  $234\,590 - 45\,062 = 189\,528\text{ NOK}$ . Dette tilsvarer at så mye som 51 % av strømregningen tilknyttet oppvarmingsformål kan spares inn hvert år. Mye av denne besparelsen kommer siden de termiske brønnene gjør at elektrisk kjel ikke får veldig høye effektuttak og dermed senker effektledet på strømregningen.

Besparelser ved de 3 metodene for lading av de termiske brønnene som er presentert i kapittel 6.4 gir dermed besparelser som vist i tabell 6.2 sammenlignet med en ren elektrisk oppvarming av hele systemet.

Tabell 6.2: Besparelser ved lading av termisk brønn sammenlignet med elektrisk oppvarming

<b>Tidspunkt for lading</b>	<b>Besparelser per år [NOK]</b>
Natt sommer	189 528
Natt hele året	159 963
Hele året	154 690



# Kapittel 7

## Konklusjon

Her er de viktigste funnene for hvert punkt i oppgaven beskrevet kort.

I litteraturen ble det ikke gjort noen funn som gikk direkte på effektmodellering av svømmehall. For svømmehaller ble det funnet at god utnyttelse av varmegjenvinning er veldig viktig, og at romoppvarming vanligvis er den største enkeltbrukeren av termisk energi i badeanlegg.

Det er satt opp en modell i Matlab og Simulink basert på tilgjengelig data fra prosjektet ved Holmen svømmehall. For parameter valg er det brukt tall fra prosjektet rundt hallen, målte verdier fra tilsvarende anlegg og erfaringsverdier. Modellen er ikke perfekt, og har forbedringspotensialer som pekes på i videre arbeid.

Aktivt valg av tilgjengelige energikilder kan føre til store besparelser i energikostnad. Blant annet ble det funnet at varmegjenvinning fra gråvann kan brukes som det største enkeltbidraget til oppvarmingen av dusjvann. Det er også viktig hvordan de termiske brønnene utnyttes, da disse gir størst avkastning i forhold til elektrisitet på de tidspunktene strømprisen er høy.

Den mest økonomiske løsningen som ble funnet var å utnytte varmegjenvinning og termiske brønner til sitt fulle potensial. For å unngå permafrost må da brønnene fylles med termisk energi, og dette gjøres billigst på natten om sommeren. Dette førte til en besparelse på 51 % i strømkostnad. Det ble også funnet at effektleddet i strømregningen som kommer gjennom net-

tleien er så høyt som 45 % av strømkostnaden. Dette synliggjør viktigheten av en smart utnyttelse av tilgjengelige kilder som kan føre til lavere effektuttak og dermed lavere strømkostnad.

# Kapittel 8

## Videre arbeid

Her pekes det på noen punkter ved modelleringen som kan forbedres eller legges til på et senere tidspunkt.

### 8.1 Parametervalg

Flere parametere vil kunne oppdateres etterhvert som det kommer mer data fra i første omgang prosjektet via Verkís [29], SIAT [31] eller Guard Automation [8]. Et eksempel på det er å gå igjennom energibudsjettet som er vist i vedlegg C. Energibudsjettet ble klart på et så sent tidspunkt at det bare er verdiene på oppvarming og ventilasjon som er brukt direkte fra dette, de andre verdiene kan kontrolleres videre. Når hallen er bygd ferdig og målte verdier blir klare vil det også være naturlig å oppdatere modellen hvis den skal brukes videre for å optimalisere energibruken og/eller energikostnaden.

### 8.2 Modellering

I modelleringsfasen er det foretatt flere forenklinger. De forenklingene som vurderes til mest aktuelle for forbedring av modellen presenteres her.

### 8.2.1 Varmebatterier basseng

Energimengden som det antas trengs til bassengoppvarming per dag er foreløpig kun en kvalifisert gjetting. Denne kan med fordel studeres grundigere, enten ved å få verdier fra andre lignende anlegg eller vente til måleverdier ved Holmen blir klart.

### 8.2.2 Oppvarming og ventilasjon

I modellen er oppvarming og ventilasjon modellert som en felles blokk. Skal modellen gjøres mer nøyaktig kan dette deles inn i for eksempel følgende kategorier (fra flytskjema, se vedlegg C): radiatorer, gulvvarme, ventilasjon våte områder, ventilasjon tørre områder. Videre kan ventilasjonen på våte og tørre områder deles inn i 5 ulike varmebatterier som er de samme som i flytskjema i vedlegg C bortsett fra varmebatteri til teknisk kjeller, som skal fjernes.

### 8.2.3 Snøsmelting

Snøsmeltingen er modellert som konstant 75 kW hvis døgnmiddeltemperatur er under 2 °C og det er nedbør. Det er her tenkt at grunnet mekanisk fjerning av snø vil det være omtrent likt bidrag som trengs selv om det er 10 cm eller 1 cm med snø. Denne antagelsen er det ikke sikkert er riktig, og det kan være aktuelt å se på muligheten til å sette opp en ligning for effekt eller energimengde per dag gitt utetemperatur og nedbør.

### 8.2.4 Bakkesolfanger

Slik det er nevnt i kapittel 6.2.2 er bidraget fra solfangeren nå satt opp som en jevn kilde gjennom døgnet. Dette stemmer åpenbart ikke, og den kan endres til å kun bidra med termisk energi på dagtid.

### 8.2.5 Termiske brønner

De termiske brønnene er her sett på som en energikilde og energilager. Det er ikke foretatt beregninger på hvor mye tilførsel av varme det vil komme til brønnene fra omgivelsene. For en

mer nøyaktig analyse av netto uttak fra brønnene vil det være naturlig å se mer detaljert på dette.

Problematikken rundt permafrost i de termiske brønnene er nevnt flere steder i oppgaven, og i kapittel 6.4 er det foreslått en løsning med elektrisk oppvarming av brønnene. Det er også nevnt muligheten med å redusere eller stenge uttaket fra de termiske brønnene om sommeren i kapittel 6.2.2. Andre muligheter for å lade de termiske brønnene kan også studeres, for eksempel varmepumpe mot sjøvann eller luft.

### 8.3 Elektriske laster og kostnad

Skal modellen utvides videre til beregninger på energikostnad bør også de andre elektriske lastene i systemet modelleres. Dette er blant annet badstuovner, belysning og roterende utstyr. I tillegg kan beregningene rundt elektrisk kostnad gjøres nøyere og kontrolleres. Det er for eksempel tatt høyde for at lading av brønnene om natten på sommeren ikke vil påvirke effektledet i nettleien. Den antagelsen kan og bør sjekkes videre hvis tall for resten av strømbruken i huset blir modellert. Det er også antatt at det er mulig å overføre store energimengder til brønnene fra elektrisk kjel om natten, disse energimengdene må kontrolleres.

Det kan også være aktuelt å se på andre elektriske løsninger, som installering av elektrisk batteri i tilknytning til det elektriske solcelleanlegget på taket. Hvis dette installeres får hallen dessuten en ny og meget fleksibel elektrisk energikilde som kan utnyttes på gunstige tidspunkt for å senke strømregningen.

### 8.4 Fleksibilitet

Skal det ses videre på utnyttelse av fleksibilitet i anlegget vil det i første omgang være naturlig å modellere de elektriske lastene i bygget. Når dette er gjort kan modellen brukes til å tilpasse energibruken i det termiske systemet. Tilpasses energibruken i det termiske systemet så kan elektrisk kjel styres slik at de værste effekttoppene i anlegget unngås. Slik det er vist i kapittel 6.5 så er effektledet i nettleien en vesentlig del av kostnaden til elektrisk energi og en utnyttelse

av fleksibilitet vil se på mulighetene for å senke dette leddet. En annen gevinst ved utnyttelse av fleksibilitet vil være å senke elektrisk energiuttak i de periodene elspotprisen er høy iløpet av døgnet.

#### **8.4.1 Oppvarming varmtvann**

I oppvarmingen av varmtvann vil det ved anlegget slik det er i dag være mulig å utnytte fleksibilitet. Dette siden varmtvannstankene kan ha en variabel temperatur mellom 50 - 90 °C. Denne fleksibiliteten er det ikke lagt opp til å bruke, noe som kan forbedres senere.

#### **8.4.2 Snøsmelting**

Med tanke på å senke effekttoppene i anlegget vil snøsmeltingen være en last som kan utnyttes. Det kan legges til en styring som sørger for at det totalt sett kommer en stor nok energimengde, men at effektuttaket justeres for å tilpasse resten av energibruken i hallen.

### **8.5 Varmeoverføring hovedsystem**

Modellen har lagt opp til konstant massestrøm i hovedsystemet og konstant temperatur på massestrømmen ut av elektrisk kjel. Det kan være aktuelt å se på både mulighetene for en redusert massestrøm og en varierende utgangstemperatur. Særlig tenkes det da på mulighetene for å redusere massestrømmen om natten, da effektuttakene er lave. Hvis det tenkes en varierende fremløpstemperatur kan det også ses på om det er aktuelt å la temperaturen i massestrømmen falle gjennom dagen. Det kan for eksempel legges opp til at temperaturen faller ned mot ca. 40 °C på dagtid for å varmes tilbake til 50 °C om natten da prisen på elektrisk energi er billigere. Andre muligheter er å la fremløpstemperaturen være lavere om sommeren da det er mindre effektuttak.

### **8.6 Oppsummering**

Hovedpunktene som er pekt på her er som følger:

- Oppdatere og forbedre parametre i modellen.
- Mer detaljert modellering av oppvarming, ventilasjon, varmebatterier til bassengene, snøsmelting, bakkesolfanger og termiske brønner.
- Modellering av elektriske laster i hallen og mer beregninger på kostnader.
- Utnyttelse av fleksibilitet både på termiske og elektriske laster i systemet.

# Referanser

- [1] Andersen, O. L. & Rangul, F. C., "Analyse av energibruk i ishaller", 2015
- [2] British Swimming, "The Use of Energy In Swimming Pools, 2008
- [3] Eggen, G. & Vangsnes, G., "Heat pump for district cooling and heating at Oslo Airport, Gardermoen", COWI AS & Oslo Lufthavn AS
- [4] Enova, "Energibruk i ulike bygningskategorier",  
<http://www.enova.no/innsikt/rapporter/byggstatistikk-2014/4-energibruk-2014/43-energibruk-i-ulike-bygningstyper/43-energibruk-i-ulike-bygningskategorier/1067/2190/>, 2014
- [5] Fabrizio, E., Filippi, M., Corrado, V., "A model to design and optimize multi-energy systems in buildings at the design concept stage", Mars 2010
- [6] Geidl, M., Koeppel, G., Favre-Perrod, P., Klöckl, B., Andersson, G., Fröhlich, K., "Energy Hubs for the Future", Power Systems and High Voltage Laboratories, ETH Zurich, IEEE Power & Energy Magazine, 58(1):24-30, 2007
- [7] Gruber, J. K., Prodanovic, M., "Two-stage optimization for building energy management", 2014
- [8] Guard Automation, samtaler gjennom prosjektet ved Holmen svømmehall, 2016
- [9] Hafslund Nett, [https://www.hafslundnett.no/priser/priser\\_nettleie/12283](https://www.hafslundnett.no/priser/priser_nettleie/12283), [Online: 23-06-2016]
- [10] Holter, Ø., Ingebretsen, F., & Parr, H., "Fysikk og energiresurser", UIO Blindern 2010



- [11] Isaac, P. R. D., Hayes, C. R., Akers, R. K., "Optimisation of Water and Energy use at the Wales National Pool", Mars 2009
- [12] Kalskin Ramstad, R., "Kombinasjon med sol og geoenergi - eksempel fra Ljan skole", GeoEnergi 2013, Asplan Viak & NTNU
- [13] Kampel, W., "Energy Efficiency in Swimming Facilities", 2015
- [14] Kampel, W., Aas, B., Bruland, A., "Characteristics of energy-efficient swimming facilities - a case study", SIAT, NTNU
- [15] Lund, J. W., Boyd, T. L., "Direct Utilization of Geothermal Energy 2015 Worldwide Review", Geo-Heat Center, Oregon Institute of Technology
- [16] Menerga, AquaCond 44, "Heat recovery from waste water with counterflow coaxial recuperator and heat pump", 2016
- [17] Meteorologisk institutt, [www.eklima.no](http://www.eklima.no), [Online: 20-06-2016]
- [18] Midttømme, K., Banks, D., Kalskin Ramstad, R., Sæther, O. M. & Skarphagen, H., "Ground-source heat pumps and underground thermal energy storage: energy for the future", NGU Special Publication, 2008
- [19] Nordpoolspot, <http://nordpoolspot.com/historical-market-data/>, [Online: 23-06-2016]
- [20] Norsk Standard NS 3701, standard norge, 2012
- [21] Novema Kulde AS, "Vannkjølt isvannsaggregat/varmepumpe tye WRL og WRL-H kapasitet 47 - 160 kW"
- [22] Regjeringen, energikrav tek 10 [https://www.regjeringen.no/contentassets/f2403a418ccf4b20be4c8d3138c346a0/energikrav\\_tek10.pdf](https://www.regjeringen.no/contentassets/f2403a418ccf4b20be4c8d3138c346a0/energikrav_tek10.pdf), 2015
- [23] Roth Nordic, "Roth Gatevarmesystem Prosjekterings- og monteringsveiledning"
- [24] Røkenes, H. D., "Betraktninger rundt svømmehallers energieffektivitet", 2011

- [25] Saari, A. & Sekki, T., "Energy Consumption of a Public Swimming Bath, The Open Construction and Building Technology Journal, s. 202 - 6, 2008
- [26] Sture, I. R., "Energy Use in Swimming Halls with Passive House Standard", 2015
- [27] Trianti-Stourna, E., Spyropoulou, K., Theofylaktos, C., Droutsas, K., Balaras, C. A., Santamouris, M., Asmiakopoulos, D. N., Lazaropoulou, G., Papanikolaou, N., "Energy conservation strategies for sports centers: Part B. Swimming pools, Energy and Buildings", s. 123 - 35, 1998
- [28] U.S. Energy Information Administration, <http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=86&t=1>, 2016
- [29] Verkís, samtaler gjennom prosjektet ved Holmen svømmehall, 2016
- [30] Øen, M. N., "Svømmehaller og krav til energieffektivitet", 2010
- [31] Aas, B., & Kampel, W., Samtaler våren 2016, Senter for idrettsanlegg og teknologi (SIAT), NTNU

# Vedlegg A

## Matlab filer

Script og modeller som presenteres er alle skrevet i Matlab R2015b. Modellen er satt opp i Matlab-verktøyet Simulink.

### A.1 Initialisering

Filene som presenteres her er `init.m`, `snoismelt.m`, `solfanger.m` og `dognTempAsker2015.m`. Disse må ligge på samme nivå og `init.m` må kjøres før modellen kan kjøres.

% Initialiserings fil. Kjører alle script som trengs

snozmelt;  
dognTempAsker2015;  
solfanger;

openhours = 16;

```
%SNØSCRIPT
%Tar inn data på temperatur + nedbør. Skriver ut hvilke dager det snør.
%Antar det ikke er nedbør der nedbørsdata mangler.
```

```
%Idé: Legge til skaleringsfaktor basert på nedbørsmengde. Ny kolonne i
%snoMat som tas inn direkte.
```

```
filename = 'klimadataAskerAar.xlsx';
sheet = 'klimadataAskerAar';
xlRange = 'B17:M54';
tempMat = xlsread(filename,sheet,xlRange);
xlRange = 'B62:M92';
nedborMat = xlsread(filename,sheet,xlRange);
global snoMat
```

```
%Finner antall snødager til initialisering
snodager = 0;
for month = 1:12
    for day = 1:31
        if (tempMat(day,month)<2)&& (nedborMat(day,month) > 0)
            snodager = snodager +1;
        end
    end
end
```

```
snoMat = zeros(snodager,2);
snodager = 0;
```

```
dayspermonth = [31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31];
doy = 0;
```

```
%Lager matrise til excel med snødager i format dag i år, dag og måned
for month = 1:12
    for day = 1:31
        if (dayspermonth(month)>= day)
            doy = doy + 1;
            if (tempMat(day,month)<2)&& (nedborMat(day,month) > 0)
                snodager = snodager +1;
                snoMat(snodager,1) = doy;
                snoMat(snodager,2) = day;
                snoMat(snodager,3) = month;
            end
        end
    end
end
```

```
filename = 'snofalldager.xlsx';
sheet = 'snofalldager';
xlswrite(filename,snoMat,sheet);
```

```
clear day doy month dayspermonth filename sheet xlRange
clear snodager tempMat nedborMat
```

```
%SOLFANGER ENERGI

%Regner ut vekting pr mnd gitt målte verdier Oslo
maalt = [15;20;50;100;155;160;155;130;75;30;15;10];
sumMaalt = sum(maalt);
vekt = zeros(12,1);
kWhprm2 = 112;
solfangerAreal = 1000;
kWhTot = kWhprm2*solfangerAreal;
kWh_mnd = zeros(12,1);

for m = 1:12
    vekt(m) = maalt(m)/sumMaalt;
    kWh_mnd(m) = kWhTot*vekt(m);
end

kWh_dag_m = zeros(365,1);

dag = 1;
for m = 1:12
    if (m == 1) || (m==3) || (m==5) || (m == 7) || (m ==8) || (m==10) || (m ==12)
        for d = 1:31
            kWh_dag_m(dag) = kWh_mnd(m)/31;
            dag = dag + 1;
        end
    end
    if (m == 4) || (m==6) || (m==9) || (m==11)
        for d = 1:30
            kWh_dag_m(dag) = kWh_mnd(m)/30;
            dag = dag + 1;
        end
    end
    if m == 2
        for d = 1:28
            kWh_dag_m(dag) = kWh_mnd(m)/28;
            dag = dag + 1;
        end
    end
end

kWh_dag_14 = zeros(427,1);
%Inneholder desemberverdier forst, deretter ett år, og januarverdier til slutt
for d = 1:427
    if d < 32
        kWh_dag_14(d) = kWh_mnd(12)/31;
    end
    if (d > 31) && (d < 397)
        kWh_dag_14(d)=kWh_dag_m(d-31);
    end
    if d > 396
        kWh_dag_14(d) = kWh_mnd(1)/31;
    end
end

kWh_dag = zeros(365,1);
```

```
for d = 1:365
    kWh_dag(d) = mean(kWh_dag_14((d+16):(d+46)));
end

%Runder av til nærmeste 10er i kWh pr dag
kWh_dag = round(kWh_dag,-1);

filename = 'solenergiInn.xlsx';
sheet = 'solenergiInn';
xlswrite(filename,kWh_dag,sheet);

solMat = kWh_dag;

clear sheet filename kWh_dag d kWh_mnd kWh_dag_14 kWh_dag_m dag m
clear maalt sumMaalt vekt kWhprm2 solfangerAreal kWhTot
```

```
%Setter dagsverdier på temperatur til hele døgnet
%dognTempAsker2015.m
filename = 'snittTempAsker2015.xlsx';
tempAsker2015 = xlsread(filename);
minTempAsker = zeros(1440*length(tempAsker2015),1);

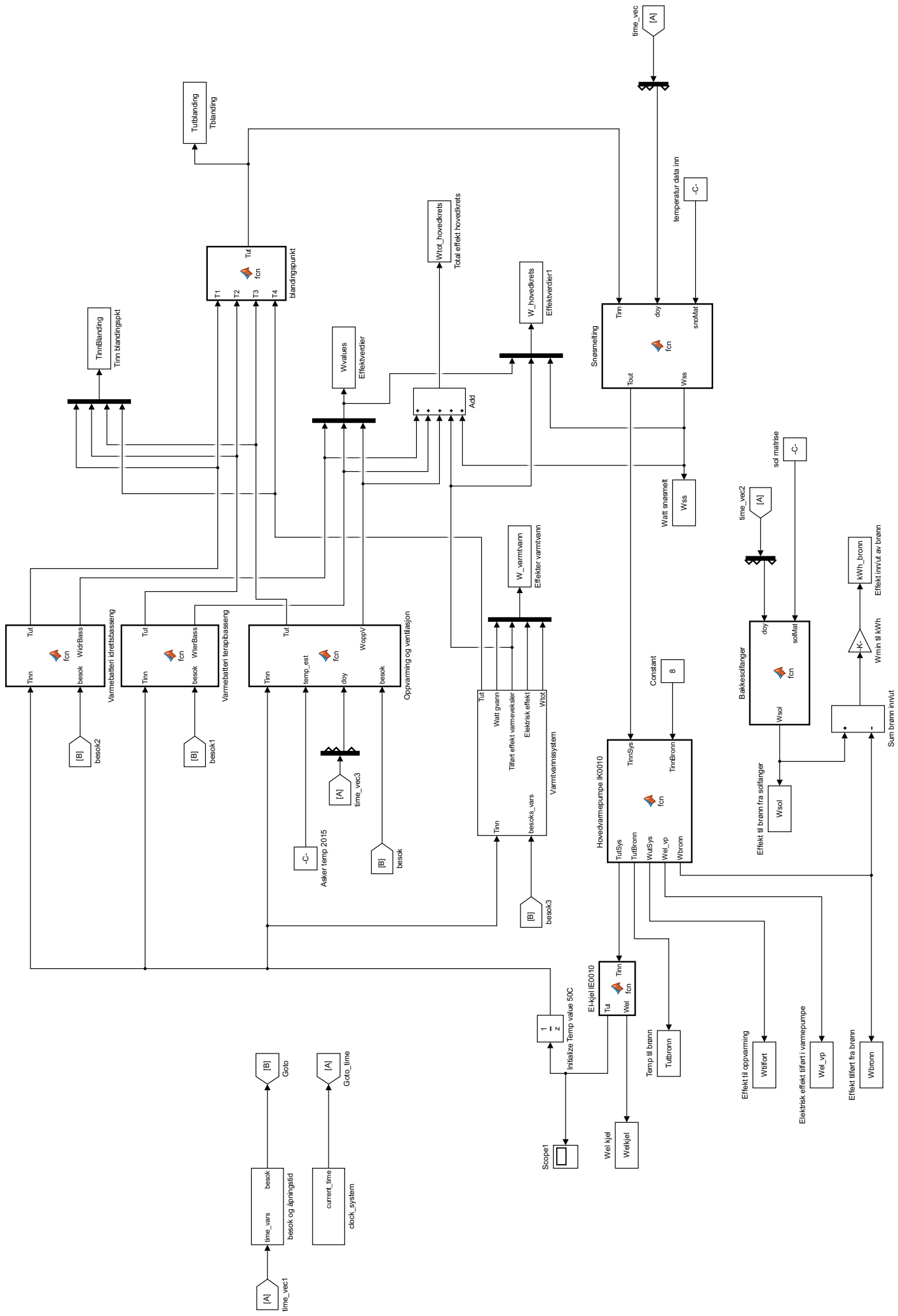
for i = 1:length(tempAsker2015)
    for m = 1:1440
        minTempAsker((i-1)*1440+m) = tempAsker2015(i,1);
    end
end

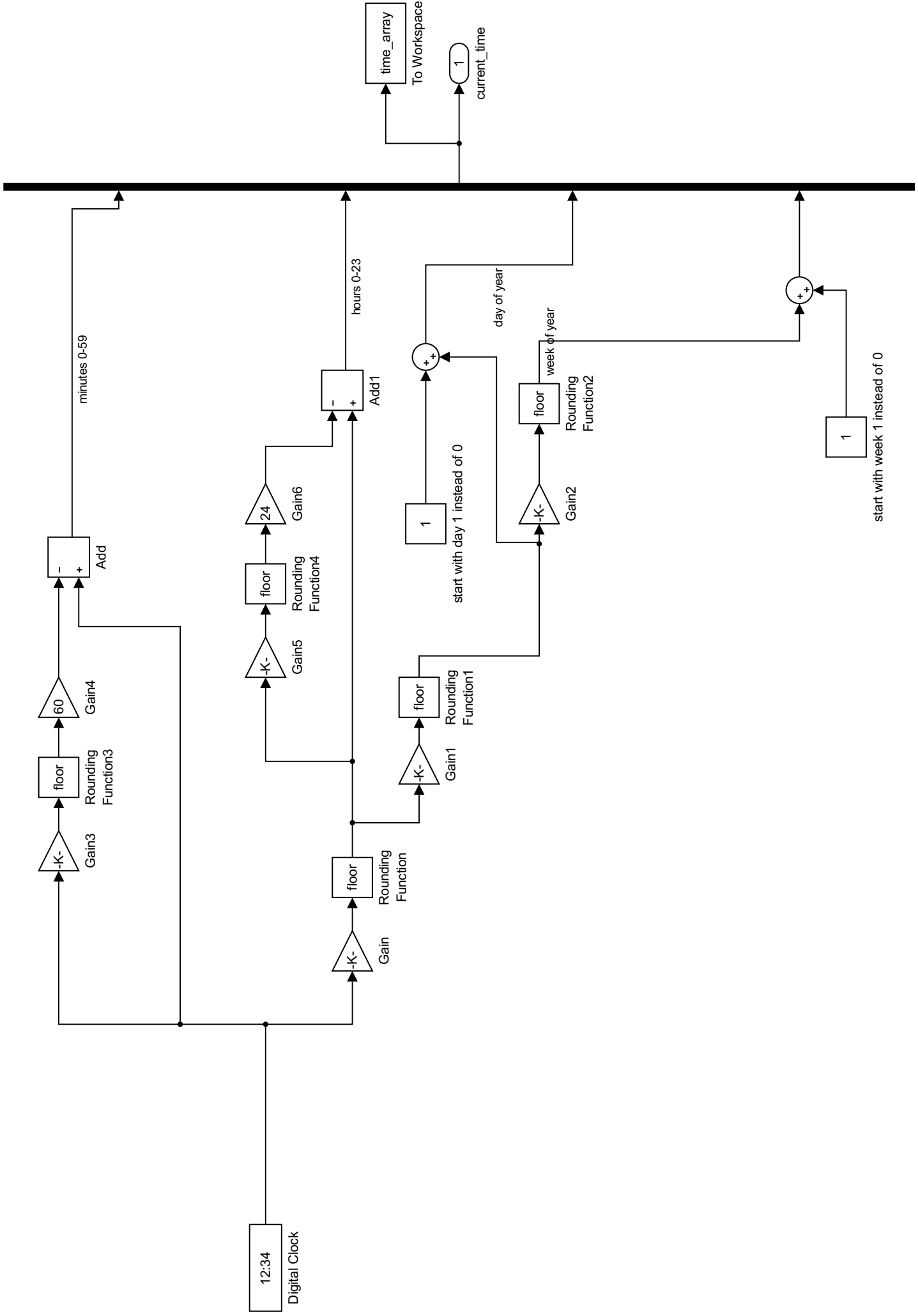
clear filename i m
```



## **A.2 Termisk modell**

Her presenteres hele modellen slik den er implementert i Simulink inkludert alle sub-system og egendefinerte Matlab-funksjoner. Først kommer alle de grafiske tegningene i Simulink, deretter alle funksjonene.





12:34  
Digital Clock

minutes 0-59

hours 0-23

day of year

week of year

start with week 1 instead of 0

start with day 1 instead of 0

current\_time

time\_array  
To Workspace

Add

Add1

Gain

Rounding Function

Gain

Rounding Function

Gain1

Rounding Function1

Gain2

Rounding Function2

Gain3

Rounding Function3

Gain4

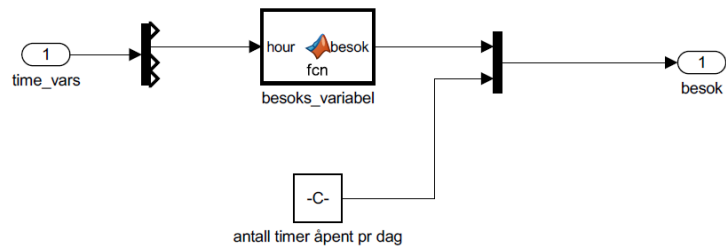
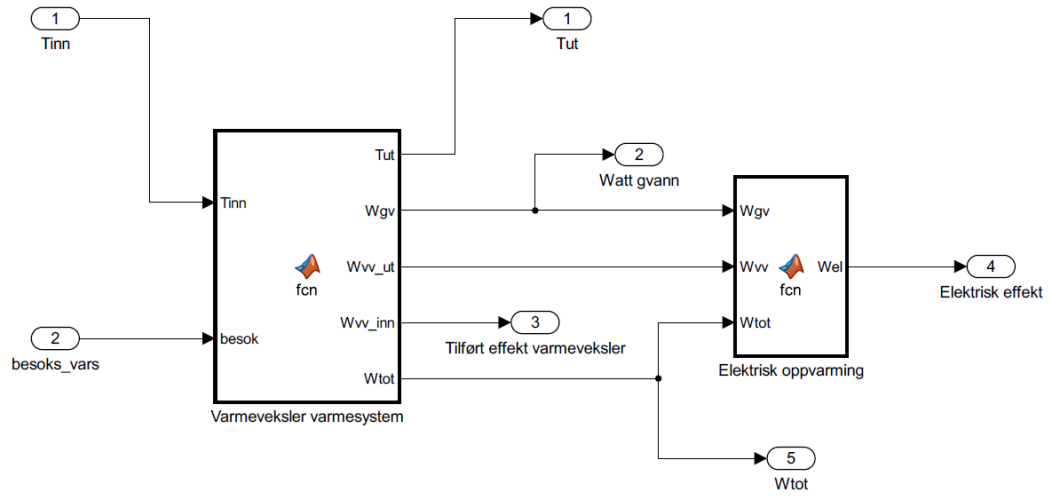
Rounding Function4

Gain5

Rounding Function5

Gain6

Rounding Function6



```
%HER PRESENTERES ALLE DE EGENDEFINERTE MATLAB-FUNKSJONENE I MODELLEN

%% Besøksvariabel
function besok = fcn(hour)
%BESØKSVARIABEL
%besøksvariabel som foreløpig kun er 0/1 gitt åpningstiden
b = 0;
if (hour > 5) && (hour < 22)
    b = 1;
end
besok = b;

%% Hovedvarmepumpe
function [TutSys,TutBronn,WutSys,Wel_vp,Wbronn] = fcn(TinnSys,TinnBronn)
Msys = 9.9;
Mbronn = 9.0;
COP = 3.55;

%Grensen på uttak fra brønn settes til 85kW etter data fra databladet til
%varmepumpen. 118-33 = 85
Wbronn_max = 85000; %maks fra brønn

%Maksimum tilført effekt fra brønn og elektrisk
Wmaxut = (Wbronn_max*COP)/(COP-1);

%Finner hvor mye watt som trengs for å varme kald Tinn til 50C på Tut
Wreq = (50-TinnSys)*4183*Msys;

if Wreq > Wmaxut
    Wreq = Wmaxut; %Wreq er nå så mye som tilføres, required
end

%Beregninger på effekt og temperatur inn/ut av brønn
Wbronn = Wreq*(1-(1/COP));%Effektuttak fra brønn
dTbronn = Wbronn/(Mbronn*4183);
TutBronn = TinnBronn - dTbronn;

%Beregninger på elektrisk tilført effekt og temperatur ut systemside
Wel_vp = Wreq-Wbronn;
dTsys = Wreq/(4183*Msys);
TutSys = TinnSys+dTsys;
WutSys = Wreq;
```

```
%% El-kjel
function [Tut,Wel] = fcn(Tinn)
%ELEKTRISK KJEL
%Sender ut 50C og regner frem til hvor mye watt det må fyres med for å
%oppnå 50C

M = 9.9;
C_p = 4183;

dT = 50-Tinn;
Wel = dT*C_p*M;

Tut = 50;

%% Varmebatteri idrettsbasseng
function [Tut,WidrBass] = fcn(Tinn,besok)
%VARMEBATTERI IDRETTSBASSENG
%#codegen
%Volumstrøm [kg/s]
M = 1.7;

%Forbruk omtrent bare gitt besøk. Omgivelsestemp er uansett omtrent lik
%grunnet oppvarming av luft
b = besok(1); %0/1 avhengig av åpningstid
openhours = besok(2);

%kWh per dag nå 50% av snitt terapi+idrett Huseby. Trenger skalering!
kWh_d = 982./2;

%Satt opp s.a. W_spiss er 1.5x W_grunn og når de summes blir spisslast 2,5x
%grunnlast.
W_grunn = (kWh_d*1000)/(24+3*openhours);
W_spiss = 3*W_grunn;

%Watt i gjeldene tidssteg.
W = (W_spiss*b+W_grunn);

dT = W./(4183*M);

if isnan(dT)
    dT = 0;
end

WidrBass = W;
Tut = Tinn-dT;
```

```
% Varmebatteri terapibasseng
function [Tut,WterBass] = fcn(Tinn,besok)
%VARMEBATTERI TERAPIBASSENG
%#codegen
%Volumstrøm [kg/s]
M = 1.4;

%Forbruk omtrent bare gitt besøk. Omgivelsestemp er uansett omtrent lik
%grunnet oppvarming av luft
b = besok(1); %0/1 avhengig av åpningstid
openhours = besok(2);

%kWh per dag nå 50% av snitt terapi+idrett Huseby. Trenger skalering!
kWh_d = 982./2;

kWh_spiss = 0.9*kWh_d;
kW_spiss = kWh_spiss./openhours;

%Grunn er veldig liten grunnet heve-/senkebunn
kWh_grunn = 0.1*kWh_d;
kW_grunn = kWh_grunn./24;

%Watt i gjeldene tidssteg.
W = 1000*(kW_spiss*b+kW_grunn);

dT = W./(4183*M);

if isnan(dT)
    dT = 0;
end

WterBass = W;

Tut = Tinn-dT;

% Oppvarming og ventilasjon
function [Tut,WoppV] = fcn(Tinn,temp_est,doy,besok)
%Volumstrøm [kg/s]
M = 4.8;
%Finner snittemp på gjeldene dag, data fra 2015
day_temp = temp_est(doy);
b = besok(1);
openhours = besok(2);
scale = 2.8; %Omregning fra Husebybadet til Holmen

%Ed er dognverdi kWh til oppvarming
Ed = 20;
if day_temp < 11.6
    Ed = scale*(691.08-59.028*day_temp);
end
```

```
grunn = 0.3*Ed;
spiss = 0.7*Ed;

%kWh delt på h, midlet kW, antar jevn fordeling
spissW = spiss./openhours;
grunnW = grunn./24;

%Effekt i gjeldene min *1000 for kW -> W
currW = (grunnW+b*spissW)*1000;

%W/(J/(kg*K)*(kg/s) -> dT = delta T, kelvin
dT = currW./(4183*M);

if isnan(dT)
    dT = 0;
end

WoppV = currW;
Tut = Tinn - dT;

%% Snøsmelting
function [Tout,Wss] = fcn(Tinn,doy,snoMat)
snoDays = size(snoMat,1);
M = 9.9;
%Looper gjennom snoMat på jakt etter dagsverdien til time_inn
snoVar = 0;
for i = 1:snoDays
    if snoMat(i,1) == doy
        snoVar = 1;
    end
end

snoEff = 75000;
Wss = snoEff*snoVar;

%%Temp ut beregning
dT = Wss/(4183*M);
Tout = Tinn - dT*snoVar;

%% Varmevexler varmtvann
function [Tut,Wgv,Wvv_ut,Wvv_inn,Wtot] = fcn(Tinn,besok)
%VARMEVEKSLER VARMTVANN + GVG
%volumstrøm inn i varmeveksler
M = 2.0;
%Virkningsgrad varmeveksler
n_vv = 0.89;
```



```
LprBesok = 60;
besokAar = 100000;
openDays = 360;

%Temperaturer i kelvin på varm ut av tank, kald fra tapp og temperatur i
%dusjvann
Tk_kald = 273.15+8;
Tk_varm = 273.15+60;
Tk_dusj = 273.15+39; %dusjtemp 39C minus litt tap

LprDag = LprBesok*besokAar./openDays;

%besøksvariabel
b = besok(1);
%Åpningstimer gjeldene dag
openhours = besok(2);

LprOpenHour = LprDag./openhours;
LprsekOpen = LprOpenHour./(60*60);
LprsekHot = LprsekOpen*(Tk_dusj-Tk_kald)./(Tk_varm-Tk_kald);

%maks-verdi gråvann
Wgvmax = (1./3)*4183*27;

%Antar gråvannet er i stand til å heve temp fra 8C til 35C, som er et
%best-case
%Skriver ut verdi som kan brukes til kontroll
Wgv = (LprsekHot*27*4183)*b;

%Sørger for at effekten til varmgjennvinningen har fornuftig max-verdi
if Wgv > Wgvmax
    Wgv = Wgvmax;
end

%Må regne ut temperatur på vannet som skal varmes etter gråvannsoppvarming
%i tillfelle gråvannet ikke var tilstrekkelig for å oppnå 30C
dTgv = Wgv./(4183*LprsekHot);
%Tk_vv_inn er temperaturen på det som skal varmes med varmeveksler
T_vv_inn = 8+dTgv;

%Gitt at hele mengden varmes til 50C av varmeveksleren inn fra
%hovedsystemet
Wvv_ut = (50-T_vv_inn)*4183*LprsekHot*b;

%Maksverdi ut av varmeveksler gitt maksverdi inn fra tegning og
%virkningsgrad, 8 er dT fra tegning
Wvv_max = M*4183*8*n_vv;

%Sjekk at ikke W_vv er over maksimum
if Wvv_ut > Wvv_max
    Wvv_ut = Wvv_max;
end

%Wvv_inn er tilført fra hovedsystemet
```

```
Wvv_inn = Wvv_ut * (1/n_vv);

%Må regne ut det totale oppvarmingsbehovet til bruk i elektrisk oppvarming
Wtot = LprsekHot*4183*52*b;

%Temperaturendring på varm side
if Wvv_ut == 0
    dT = 0;
else
    %1/n siden Wvv_ut er watt ut fra vv og dT må regnes på bakgrunn av
    %watt inn til varmeveksleren
    %dT = 4183*M./(Wvv_ut*(1/n_vv));
    dT = (Wvv_inn)/(4183*M);
end
Tut = Tinn-dT;

%% Elektrisk oppvarming varmtvann
function Wel = fcn(Wgv,Wvv,Wtot)
%ELEKTRISK OPPVARMING VARMTVANN
%Helt enkel. Kan legges til mer feks for utnyttelse av fleksibilitet
%Wel er resten som må varmes opp med elektrisitet. I normalmodus lik
%oppvarming fra 50C til 60C
Wel = Wtot-Wvv-Wgv;

%% Blandingspunkt
function Tut = fcn(T1,T2,T3,T4)
%BLANDINGSPUNKT
%Volumstrømmer inn
M1 = 1.7; %Varmebatteri idrettsbasseng
M2 = 1.4; %varmebatteri terapibasseng
M3 = 4.8; %All oppvarming, ventilasjon+gulvvarme+radiatorer
M4 = 2; %Varmeveksler varmtvann

Mut = M1+M2+M3+M4;

%Temperatur til Kelvin
K1 = T1+273.15;
K2 = T2+273.15;
K3 = T3+273.15;
K4 = T4+273.15;

%Beregner varmeenergi inn
Qinn = 4183*(M1*K1+M2*K2+M3*K3+M4*K4);
Qut = Qinn;
Kut = Qut./(4183*Mut);
Tut = Kut-273.15;
```

```
% Bakkesolfanger
function Wsol = fcn(doy,solMat)
%BAKKESOLFANGER
%Er allerede regnet ut hvor mye effekt som tilføres hver dag i sofanger.m
dag_kWh = solMat(doy);

%Skriver ut Watt fra sol jevnt over døgnet. Stemmer ikke, men siden jeg ser
%på lang tidshorisont er det ok.
kWsol = dag_kWh/24;
Wsol = kWsol*1000;
```

### **A.3 Elektrisk oppvarming**

Her ligger scriptene som er brukt til kostnadsberegninger på elektrisk energi. Første script beregner den elektriske kostnaden ved å kun bruke elektrisk oppvarming. Endres Wmin kan samme script brukes til å regne ut elektrisk kostnad fra andre deler av systemet, som for eksempel for elektrisk kjel i det opprinnelige systemet. Dette er også gjort, på linjen som er markert ut i vedlegget da disse to ikke kan være aktive samtidig.

Neste script regner ut kostnaden ved lading av termiske brønner gjennom året, både på natt eller kontinuerlig hele året.

Det tredje scriptet viser beregninger for kostnaden ved lading av termiske brønner gjennom sommernettene.

```
%BERERGNINGER PÅ ELEKTRISK KOSTNAD
filename = 'elspot-prices_2015_hourly_nok.xls';
xlRange = 'K4:K8764';
elspotAar = xlsread(filename,xlRange); %pris i NOK/MWh

%Hvis verdi mangler så settes det inn for forrige timesverdi
for i = 1:length(elspotAar)
    if (isnan(elspotAar(i,1)) == 1)
        elspotAar(i,1) = elspotAar(i-1,1);
    end
end

elspotAar = elspotAar/1000; %Endrer til NOK/kWh

%nettLeieArr = [5.2 5.2 5.2 3 3 3 3 3 3 3 5.2 5.2]; % [øre/kWh]

elPris = zeros(length(elspotAar),1);

%legger til nettleie, 3 øre sommer 5.2 øre vinter
for i = 1:length(elspotAar)
    if (i < 2164) || (i > 7300)
        elPris(i,1) = elspotAar(i,1) + 0.052;
    else
        elPris(i,1) = elspotAar(i,1) + 0.03;
    end
end

elPrisMin = zeros(525600,1);
%8760 timer i året
for h = 1:8760
    for m = 1:60
        elPrisMin((m+(h-1)*60),1) = elPris(h,1);
    end
end

%Kun én av disse skal være aktive samtidig:
%For elektriske laster i normal drift
%Wmin = evalin('base','Welkjel');
%For hele kretsen
Wmin = evalin('base','Wtot_hovedkrets');

%Regne ut effektledd til strømprisen
%Må finne maks effekt hver måned
EffMax = zeros(12,1);

EffMax(1,1) = max(Wmin.Data(1:40320,1));
EffMax(2,1) = max(Wmin.Data(40321:84960,1));
EffMax(3,1) = max(Wmin.Data(84961:128160,1));
EffMax(4,1) = max(Wmin.Data(128161:172800,1));
EffMax(5,1) = max(Wmin.Data(172801:216000,1));
EffMax(6,1) = max(Wmin.Data(216001:260640,1));
EffMax(7,1) = max(Wmin.Data(260641:305280,1));
EffMax(8,1) = max(Wmin.Data(305281:348480,1));
EffMax(9,1) = max(Wmin.Data(348481:393120,1));
```

```
EffMax(10,1) = max(Wmin.Data(393121:436320,1));
EffMax(11,1) = max(Wmin.Data(436321:480960,1));
EffMax(12,1) = max(Wmin.Data(480961:525600,1));

%EffCost er effektleddet i nettleien
EffCost = 0;

for m = 1:12
    if m == 1 || m == 2 || m == 12
        EffCost = EffCost + EffMax(m,1)*0.139;
    end
    if m == 3 || m == 11
        EffCost = EffCost + EffMax(m,1)*0.076;
    end
    if m == 4 || m == 5 || m == 6 || m == 7 || m == 8 || m == 9 || m == 10
        EffCost = EffCost + EffMax(m,1)*0.011;
    end
end

%currCost er prisen fra Nordpoolspot inklusive energiledet i nettleien
currCost = 0;
for m = 1:525600
    currCost = currCost + ((Wmin.Data(m,1))/60000)*elPrisMin(m,1);
end

TotalKostnad = currCost + EffCost;
clear filename xlRange elspotAar elPris Wmin elPrisMin
```

```
%LADING TERMISK BRØNNER GJENNOM ÅRET
filename = 'elspot-prices_2015_hourly_nok.xls';
xlRange = 'K4:K8764';
elspotAar = xlsread(filename,xlRange); %pris i NOK/MWh

%Hvis verdi mangler så settes det inn for forrige timesverdi
for i = 1:length(elspotAar)
    if (isnan(elspotAar(i,1)) == 1)
        elspotAar(i,1) = elspotAar(i-1,1);
    end
end

elspotAar = elspotAar/1000; %Endrer til NOK/kWh

figure(1)
plot(elspotAar(:,1)) %Skriver ut elspotprisen
xlabel('Timer')
ylabel('Pris [NOK/kWhh]')
grid on

nettLeieArr = [5.2 5.2 5.2 3 3 3 3 3 3 3 5.2 5.2]; % [øre/kWh]
nettLeie = 0.01*(mean(nettleieArr)); %[NOK/kWh]

elPris = elspotAar + nettleie;

kWh_lad = 369780;
antallDager = 365;
natt = 8; %Badet stengt fra 22-6
kW_jevn = kWh_lad/(365*24); %jevnt uttak hele året
kWel_natt = kWh_lad/(antallDager*natt); %Samme som kWh/t siden jevnt uttak natt
nattCost = 0; %Kostnad som regnes ut gjennom iterasjon bare på nattestid
jevnCost = 0; %kostnad jevnt på hele året

for d = 1:365
    for h = 1:24
        currHour = h + ((d-1)*24);
        jevnCost = jevnCost + elPris(currHour,1)*kW_jevn;
        if (h > 21) || (h < 6)
            nattCost = nattCost + kWel_natt*elPris(currHour,1);
        end
    end
end

el_C(1,1) = nattCost;
el_C(2,1) = jevnCost;

clear filename xlRange currCost currHour h d kWel kWh_lad antallDager natt
clear elspotSommer nattCost jevnCost
```

```
%LADING TERMISK BRØNNER GJENNOM SOMMERNATT
filename = 'elspot-prices_2015_hourly_nok.xls';
xlRange = 'K3628:K6555';
elspotSommer = xlsread(filename,xlRange); %pris i NOK/MWh

elspotSommer = elspotSommer/1000; %Endrer til NOK/kWh

figure(1)
plot(elspotSommer(:,1)) %Skriver ut elspotprisen
xlabel('Timer')
ylabel('Pris [NOK/kWhh]')
grid on

nettLeie = 0.03; %3 øre/kWh

elPrisSommer = elspotSommer + nettLeie;

kWh_lad = 369780;
antallDager = 122; %juni-sept
natt = 8; %Badet stengt fra 22-6
kWel = kWh_lad/(antallDager*natt); %Samme som kWh/t siden jevnt uttak
currCost = 0; %Kostnad som regnes ut gjennom iterasjon

for d = 1:122
    for h = 1:24
        if (h > 21) || (h < 6)
            currHour = h + ((d-1)*24);
            currCost = currCost + kWel*elPrisSommer(currHour,1);
        end
    end
end

elCost = currCost;

clear filename xlRange currCost currHour h d kWel kWh_lad antallDager natt
clear elspotSommer nettLeie
```



# Vedlegg B

## Excel filer

Her presenteres Excel-filene som er brukt i beregningene. Det er bare den første siden som er vedlagt fra de lange dataseriene, disse finnes i sin helhet i det elektroniske vedlegget.

### B.1 Klimadata Asker 2015

Klimadata hentet fra [eklima.no](http://eklima.no), *Meteorologisk institutt* [17]. Viser dagsverdier på først døgnmiddel temperatur og deretter døgnverdier på nedbør.

Å...RSRAPPORT - DÅ~GNVERDIER

Stasjoner

Stnr	Navn	I drift fra	I drift til	Hoh	Breddegrå	Lengdegrå	Kommune	Fylke	Region
19710	ASKER	jan.13		163	59,8562	10,4345	Asker	Akershus	Å~STLANDET

Elementer

Kode	Navn	Enhet
RR	NedbÅ,r	mm
TAM	MiddeltemÅ°C	

\*\*\*\*\* MELDING \*\*\*\*\*

Dataverdi merket x betyr manglende tilgang eller at kvaliteten er 'SvÅ|rt usikker, modelldata' (NivÅ¥ 6 eller mer).

\*\*\*\*\*

19710 ASKER, TAM 2015

Dag	jan	feb	mar	apr	mai	jun	jul	aug	sep	okt	nov	des
1	1,4	-2,6	1,3	3,2	5,9	10,5	19,3	14,3	12,5	12,6	7,5	2,5
2	4,3	-4,3	2,5	4	7,3	7,6	18,4	13,8	11,8	11,8	7,4	0,5
3	1,7	-4,3	1,2	4	7,2	11,8	17,8	13,6	11,7	9,4	6,6	1,6
4	-0,3	-7,2	0,1	3,1	5,7	12,5	18,7	14,1	11,7	8,4	3,4	2,9
5	-1,2	-8,7	1,3	2,7	7,6	12,3	19,1	15,9	10,7	9,3	3,7	8,2
6	2	-4,9	4,5	4,4	10,2	12	15,7	14,9	11,2	7,9	6,3	7,7
7	1,1	0	5,5	8,8	7,2	12,3	16,7	15,4	12,5	6,8	9,2	3,4
8	2,3	1	6,1	8,3	7,6	11,4	12,4	17,3	13,9	6,5	6,5	3,9
9	-1,8	5,7	4,3	7,4	5,7	13,1	13,4	15,2	13,8	6,3	6,4	5,3
10	-1,3	5,5	6,7	7,8	8,6	14,2	14,8	15,5	13,6	7	5,5	6
11	-3,6	1,6	4,8	4,7	8	15,7	15	15	13,4	7,7	4,3	-1,2
12	-2,7	-2,3	3	6,5	8,3	16,6	15,7	15,6	12,8	6,7	5	0,3
13	0,7	0,3	1,2	5,3	9,8	14,3	15,4	15,6	13,4	5,3	5,9	-1,3
14	-3,8	0,8	2,8	3,3	9,3	12,8	15,8	16,1	13,2	4	2,1	-6
15	-0,7	-0,5	3,7	6	9	11,9	15,5	18	11,6	3,6	3,1	-7,7
16	2,9	-1,8	4	6,3	7	13,1	14,2	17,3	10,4	3,3	0,6	-5,5
17	0,2	0,9	4,4	7,7	6,2	8,9	14,1	17,5	13,1	4,2	0,6	-0,4
18	-0,1	3,9	2,9	7,6	7,7	11,4	14,1	16,4	14,3	6,6	0,6	2,7
19	-2,8	4,3	1,6	11,3	6,8	13,8	15,7	16,4	12,5	5	-0,5	5,3
20	-2,3	2,8	2,7	15,4	8,5	16,8	16,7	15,8	10,7	5	-2,5	8,1
21	-2	-1,5	0,4	10,7	8,7	15,2	13,3	15,6	10,5	6	-4	5,6
22	-3,9	-1,5	0,2	12,3	9,2	13,2	16,6	15,8	9,9	9,5	-4,7	3,7
23	-8,4	0,5	5	9,5	11,3	15	15,7	17,5	11,7	9,7	-4,8	3,1
24	-0,6	1,6 x	6	7,6	13,7	13,8	16,2	11,9	7,7	0,4	5,3	
25	-4,7	2,9	1,1	6,4	10,1	12,6	11,8	15,5	9,8	8,3	0,4	3,5
26	0,7	1,2	-1,1	5,6	10,3	14,1	11,3	15,1	10,1	6,3	-0,4	-2,1
27	-1	1,1	1,8	4,8	12	14,4	13,7	14,3	10	5,2	6,9	-4,3
28	0,9	0,8	0,9	5,1	7,2	13,4	13,5	14	9,7	5,8	3	-2,3
29	0,2 -		2,8	4,6	9,4	15,5	13,1	14,7	9,7	5,2	2,5	-1,4
30	-0,8 -		2,6	5,5	6,4	17,4	16,3	15,4	12,3	5,2	0,6	0,8
31	-1,1 -		2,9 -		10,2 -		14,4	14 -		7,4 -		0
Antall	31	28 x		30	31	30	31	31	30	31	30	31
Laveste	-8,4	-8,7 x		2,7	5,7	7,6	11,3	13,6	9,7	3,3	-4,8	-7,7
Dag	23	5 x		5	4	2	26	3	28	16	23	15
HÅ,yeste	4,3	5,7 x		15,4	12	17,4	19,3	18	14,3	12,6	9,2	8,2
Dag	2	9 x		20	27	30	1	15	18	1	7	5
Sum	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Middel	-0,8	-0,2 x		6,6	8,3	13,2	15,2	15,5	11,8	6,9	2,7	1,6
Normal	-4,7	-4,6	-0,9	3,5	9,9	14,6	15,9	14,7	10,5	5,9	0,4	-3,2
Avvik	3,9	4,4 x		3,1	-1,6	-1,3	-0,7	0,8	1,3	1	2,3	4,8
%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

19710 ASKER, RR 2015

Dag	jan	feb	mar	apr	mai	jun	jul	aug	sep	okt	nov	des
1	0	0,2	4,2	0	1,3	8,4	0	0,1	0	0	0,2	0
2	0,2	0,1	9,2	0	0	0	0	7	52,7	0	0	0,1
3	0	0,8	0,2	0	0	0	26,2	0	1,4	41,1	0	1,7
4	0	0	0	0	0	0	0	0,1	21,5	0	0	10,3
5	0	0	0	0	0	13,1	0	0	47,2	4	0	11,4
6	2,6	0	0	0	0	35,9	8,8	20,4	0,3	2,7	0	0,8
7	8,1	0	0	0	0	8,6	10	8,7	0,8	0	0	22,5

8	2,8	0	0	0	6,7	0	2,3	0	0	0	6,2	0
9	0	0	0	0	0	0	15,9	0	0	0,3	3,8	5,2
10	3	0	0,8	0	15,1	0	0,1	0	0	0	0	0
11	15,5	0	0	0	0,4	0	0	0,6	0	0	0	0,1
12	4,7	0	0	1,1	3,9	0	0	0,4	0	0,4	0,2	0
13	0	0	0	0	0,8	0	0	0	1,4	0,7	1,9	0
14	0	0,1	0	0	2,2	0	0,6	0	8	0	1,5	0
15	0	0,1	0	1,7	0	0	0	0	18,4	0	0	0
16	19,7	0,8	0	1,3	0	0	3,1	0	38,2	0	0	0
17	0,2	2,1	0,3	0	10,9	0	0,3	0	24,7	0	11	4,9
18	0	1,1	0	0	0,5	7,3	6,4	0	36,2	0	0	2,6
19	0,5	0	2,9	0	2,3	0,7	0,2	0	0	0	0,8	0
20	11,5	0	0,7	0	18,4	0,6	1,3	0	1,4	0,3	0	1
21	11,3	0	2,9	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0
22	10,6	0	0,1	0	0,7	0	2,1	0	0,6	4,9	0	0
23	3,3	3	0,4	0	0,2	9,4	0	0	17,4	0,1	0	4,3
24	1	9,9	0	0	0	2,9	0,1	0	3,8	0	3,6	0
25	2,5	4,7	0,1	0,3	7,2	8,6	0	7,9	6,2	2,1	6,2	2,5
26	1,8	0	22,6	1,2	1,6	0	15,9	31,7	0	0	0,1	0
27	2,4	8,8	30,6	0	0	0	9,8	16,5	0	0	0	0
28	0,1	2,5	0	0	0	0	9,8	9	0	0	6,9	6,1
29	13,4	-	7,7	0	11	0,4	9,2	0	0	0	4,9	0,4
30	2	-	9,4	6,7	14,6	9,2	12,8	0	0	0	1,2	1,8
31	0,6	-	2,8	-	18,4	-	0	0	-	0,8	-	12,5
Antall	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Laveste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dag	1	4	4	1	2	2	1	8	1	1	2	1
HÅ,yeste	19,7	9,9	30,6	6,7	35,9	26,2	20,4	47,2	52,7	4,9	22,5	12,5
Dag	16	24	27	30	6	3	6	5	2	22	7	31
Sum	117,8	34,2	94,9	12,3	173,8	92,5	119,1	123	278,3	9,6	71,8	64,9
Middel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Normal	64	52	62	50	66	72	90	106	102	111	99	66
Avvik	53,8	-17,8	32,9	-37,7	107,8	20,5	29,1	17	176,3	-101,4	-27,2	-1,1
%	184,1	65,8	153,1	24,6	263,3	128,5	132,3	116	272,8	8,6	72,5	98,3

-----  
Data er gyldig per 06.04.2016 (CC BY 3.0), Meteorologisk institutt (MET)

## **B.2 Målte verdier Husebybadet**

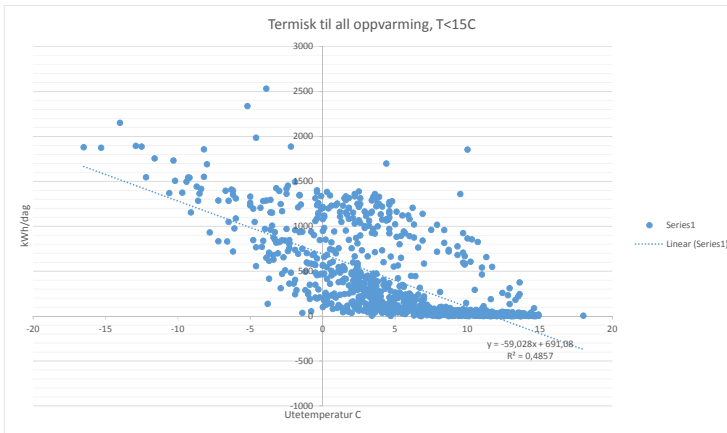
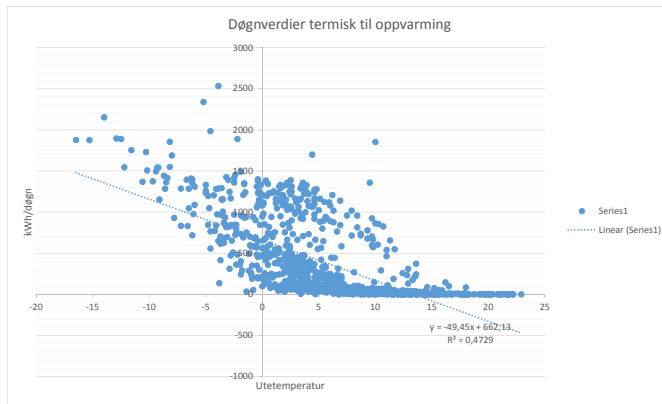
Følgende er måledata fra Husebybadet. Videre er disse dataene behandlet for å fjerne verdier som anses som målefeil, noe det var noen av. Dataserien er veldig lang og inneholder data fra 2012 - 2016. Kun første siden som er vedlagt her.

Energimålinger Termisk								
Dag	ENE1 Idrettsbasseng		ENE3 Boblebad		ENE6 Ventilasjon		ENE7 Terapibasseng	
	Energiforb	Mengde	Energiforb	Mengde	Energiforb	Mengde	Energiforb	Mengde
	ruk kWh	m <sup>3</sup>	ruk kWh	m <sup>3</sup>	ruk kWh	m <sup>3</sup>	ruk kWh	m <sup>3</sup>
01.01.14	0	0	408	98	422	146	903	28
02.01.14	328	9	443	97	347	144	932	30
03.01.14	0	0	455	98	180	108	851	26
04.01.14	0	0	469	96	227	86	917	29
05.01.14	0	0	472	96	217	91	948	30
06.01.14	0	0	464	98	244	122	886	28
07.01.14	0	0	468	97	133	71	975	30
08.01.14	0	0	463	99	267	119	836	27
09.01.14	0	0	461	97	359	148	1032	32
10.01.14	0	0	454	100	705	147	799	25
11.01.14	446	12	446	95	1363	147	1027	33
12.01.14	0	0	453	99	1894	147	848	26
13.01.14	0	0	455	98	1506	147	918	29
14.01.14	369	10	456	96	960	146	1002	32
15.01.14	0	0	465	96	971	147	876	27
16.01.14	0	0	458	95	843	146	1020	32
17.01.14	392	10	466	95	1006	147	850	27
18.01.14	393	10	472	94	849	147	1072	33
19.01.14	0	0	330	95	970	146	1140	36
20.01.14	11	1	378	99	874	147	1120	34
21.01.14	489	12	472	94	976	148	972	30
22.01.14	0	0	478	97	1048	146	873	28
23.01.14	343	9	474	93	845	147	1073	33
24.01.14	0	0	487	98	841	146	934	30
25.01.14	330	9	496	96	679	147	1017	32
26.01.14	416	10	455	96	736	146	1053	33
27.01.14	0	0	455	98	957	147	923	29
28.01.14	390	10	482	96	821	147	979	31
29.01.14	804	31	471	94	700	146	1072	34
30.01.14	0	0	482	97	823	147	985	31
31.01.14	395	10	477	96	751	147	864	27
01.02.14	0	0	484	95	642	147	996	32
02.02.14	0	0	479	96	337	143	992	31
03.02.14	0	0	482	95	214	99	967	30
04.02.14	0	0	475	95	392	148	1019	32
05.02.14	0	0	482	97	385	145	821	26
06.02.14	442	11	480	94	517	148	1017	32
07.02.14	0	0	475	96	421	147	899	28
08.02.14	0	0	470	95	303	136	965	31
09.02.14	0	0	458	97	186	82	887	28
10.02.14	0	0	468	96	60	34	927	29
11.02.14	0	0	465	94	247	115	1067	34
12.02.14	0	0	466	96	344	136	881	28
13.02.14	372	9	487	93	386	146	1101	34
14.02.14	219	6	476	95	185	102	916	29

### **B.3 Beregninger termiske system**

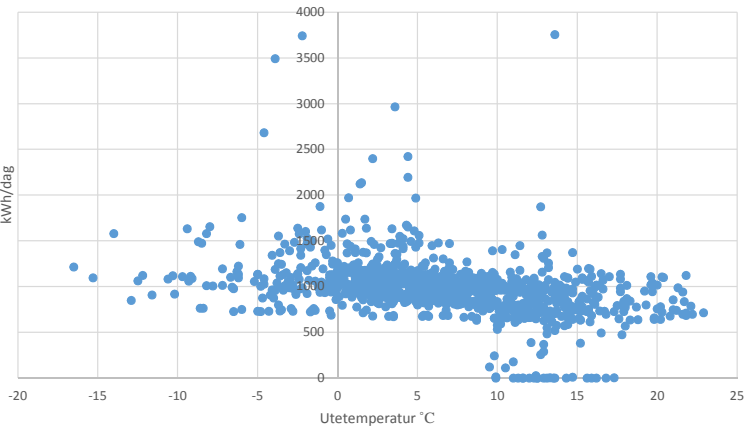
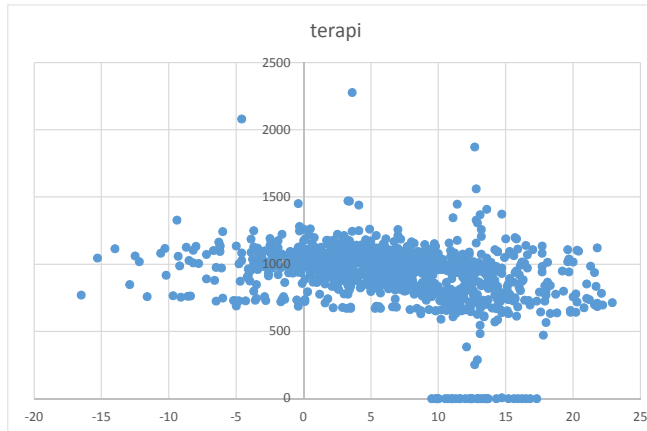
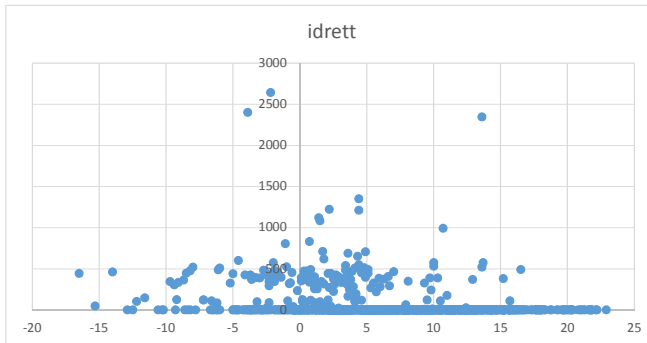
Beregningene på energimengden som kreves til oppvarming og ventilasjon kommer på første siden. Andre siden er beregninger for oppvarmingen av bassengvannet. Begge disse er basert på historiske måledata fra Husebybadet som er presentert i Vedlegg [B.2](#).

dato	temp	kWh
09.02.13	-16,5	1878
10.02.13	-11,6	1754
19.02.13	-4,3	1205
20.02.13	-4,8	1196
21.02.13	-1,7	1211
22.02.13	1	1252
23.02.13	2,4	1251
24.02.13	1,6	1332
02.03.13	2,6	1313
03.03.13	0,3	1383
04.03.13	3	1116
05.03.13	3,3	1147
06.03.13	1,2	1158
09.03.13	-9,7	1375
10.03.13	-8,4	1415
11.03.13	-1,5	1241
12.03.13	-2,9	1246
13.03.13	-8,6	1283
14.03.13	-9,1	1154
15.03.13	-6	1087
16.03.13	-3,5	1152
17.03.13	1,8	1082
18.03.13	-0,5	1058
19.03.13	-5,2	2337
20.03.13	-3,6	1154
21.03.13	-2,8	1167
22.03.13	-5	1232
23.03.13	-6,5	1283
24.03.13	-0,4	1233
25.03.13	0,1	1104
28.03.13	0,1	980
29.03.13	-1,6	934
30.03.13	-1,4	940
02.04.13	1,6	1155
09.04.13	-0,4	1087
23.04.13	6,9	841
24.04.13	5,6	942
27.04.13	3,5	970
28.04.13	5,4	893
29.04.13	6,6	764
30.04.13	2,9	980
01.05.13	5,3	799
02.05.13	3,5	933
03.05.13	3,2	1005
04.05.13	5,7	921
05.05.13	8,4	814
06.05.13	9,3	679
07.05.13	7,9	716
08.05.13	10,2	606
09.05.13	11	540
10.05.13	8,7	718
11.05.13	11,7	547
12.05.13	9,8	666
15.05.13	9,8	575
25.05.13	8,7	6
26.05.13	10,6	29
27.05.13	15,1	1
28.05.13	17,6	0



T < 15 C:	dato	temp	kWh
	09.02.13	-16,5	1878
	10.02.13	-11,6	1754
	19.02.13	-4,3	1205
	20.02.13	-4,8	1196
	21.02.13	-1,7	1211
	22.02.13	1	1252
	23.02.13	2,4	1251
	24.02.13	1,6	1332
	02.03.13	2,6	1313
	03.03.13	0,3	1383
	04.03.13	3	1116
	05.03.13	3,3	1147
	06.03.13	1,2	1158
	09.03.13	-9,7	1375
	10.03.13	-8,4	1415
	11.03.13	-1,5	1241
	12.03.13	-2,9	1246
	13.03.13	-8,6	1283
	14.03.13	-9,1	1154
	15.03.13	-6	1087
	16.03.13	-3,5	1152
	17.03.13	1,8	1082
	18.03.13	-0,5	1058
	19.03.13	-5,2	2337
	20.03.13	-3,6	1154
	21.03.13	-2,8	1167
	22.03.13	-5	1232
	23.03.13	-6,5	1283
	24.03.13	-0,4	1233
	25.03.13	0,1	1104
	28.03.13	0,1	980
	29.03.13	-1,6	934
	30.03.13	-1,4	940
	02.04.13	1,6	1155
	09.04.13	-0,4	1087
	23.04.13	6,9	841
	24.04.13	5,6	942
	27.04.13	3,5	970
	28.04.13	5,4	893
	29.04.13	6,6	764
	30.04.13	2,9	980
	01.05.13	5,3	799
	02.05.13	3,5	933
	03.05.13	3,2	1005
	04.05.13	5,7	921
	05.05.13	8,4	814
	06.05.13	9,3	679
	07.05.13	7,9	716
	08.05.13	10,2	606
	09.05.13	11	540
	10.05.13	8,7	718
	11.05.13	11,7	547
	12.05.13	9,8	666
	15.05.13	9,8	575
	25.05.13	8,7	6
	26.05.13	10,6	29
	27.05.13	15,1	1
	03.06.13	8,7	16

dato	temp	terapi	idrett	sum	avr terap	avr idr	avr sum
#####	-16,5	770	444	1214	923,8544	57,90934	981,7637
#####	-11,6	759	148	907			
#####	-4,3	729	0	729			
#####	-4,8	727	0	727			
#####	-1,7	722	0	722			
#####	1	864	372	1236			
#####	2,4	896	0	896			
#####	1,6	854	0	854			
#####	2,6	813	0	813			
#####	0,3	795	0	795			
#####	3	780	0	780			
#####	3,3	778	382	1160			
#####	1,2	777	0	777			
#####	-9,7	765	344	1109			
#####	-8,4	763	0	763			
#####	-1,5	759	0	759			
#####	-2,9	759	0	759			
#####	-8,6	761	0	761			
#####	-9,1	754	333	1087			
#####	-6	749	0	749			
#####	-3,5	747	0	747			
#####	1,8	744	0	744			
#####	-0,5	734	0	734			
#####	-5,2	730	325	1055			
#####	-3,6	732	0	732			
#####	-2,8	731	0	731			
#####	-5	729	0	729			
#####	-6,5	725	0	725			
#####	-0,4	1451	0	1451			
#####	0,1	724	393	1117			
#####	0,1	738	353	1091			
#####	-1,6	739	0	739			
#####	-1,4	740	0	740			
#####	1,6	712	0	712			
#####	-0,4	688	0	688			
#####	6,9	682	0	682			
#####	5,6	686	0	686			
#####	3,5	682	0	682			
#####	5,4	688	0	688			
#####	6,6	683	0	683			
#####	2,9	679	402	1081			
#####	5,3	673	0	673			
#####	3,5	671	0	671			
#####	3,2	672	0	672			
#####	5,7	672	0	672			
#####	8,4	672	0	672			
#####	9,3	664	325	989			
#####	7,9	663	0	663			
#####	10,2	660	0	660			
#####	11	657	0	657			
#####	8,7	655	0	655			
#####	11,7	654	0	654			
#####	9,8	654	0	654			
#####	9,8	654	0	654			
#####	8,7	655	0	655			
#####	10,6	657	0	657			
#####	15,1	654	0	654			
#####	17,6	646	0	646			
#####	20,2	642	0	642			
#####	18,8	638	0	638			
#####	18,3	635	0	635			
#####	15,2	635	0	635			
#####	11,3	635	0	635			
#####	8,7	631	0	631			
#####	9,1	732	0	732			
#####	11,5	962	0	962			
#####	12,3	1074	0	1074			
#####	12,4	972	0	972			
#####	13	970	0	970			
#####	11	1008	0	1008			
#####	11,8	906	0	906			
#####	13,5	969	0	969			
#####	13	868	0	868			
#####	13,7	906	0	906			
#####	13,2	840	0	840			
#####	16,2	874	0	874			
#####	14,7	973	0	973			
#####	12,9	289	0	289			
#####	12,9	0	0	0			
#####	14,2	572	0	572			
#####	15,6	1065	0	1065			





## **B.4 Elspotpriser**

Første siden fra historiske timesverdier i elspotmarkedet fra 2015. Verider fra Oslo som er brukt.

Data er hentet fra *Nordpoolspot* [19].

Elspot Prices in NOK/MWh

Data was last updated 12-01-2016

	Hours	SYS	SE1	SE2	SE3	SE4	FI	DK1	DK2	Oslo
01.01.2015	00 - 01	248,69	247,79	247,79	247,79	247,79	247,79	226,43	247,79	247,97
01.01.2015	01 - 02	241,45	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	165,52	165,52	244,98
01.01.2015	02 - 03	237,38	174,94	174,94	174,94	174,94	174,94	145,16	145,16	243,72
01.01.2015	03 - 04	234,85	159,82	159,82	159,82	159,82	159,82	132,13	132,13	242,81
01.01.2015	04 - 05	234,49	158,65	158,65	158,65	158,65	158,65	135,3	135,3	242,63
01.01.2015	05 - 06	237,47	163,53	163,53	163,53	163,53	163,53	131,23	131,23	244,08
01.01.2015	06 - 07	242,63	228,33	228,33	228,33	228,33	228,33	97,38	97,38	244,98
01.01.2015	07 - 08	242,72	242,54	242,54	242,54	242,54	242,54	108,69	108,69	242,54
01.01.2015	08 - 09	243,99	244,08	244,08	244,08	244,08	244,08	112,13	112,13	244,08
01.01.2015	09 - 10	242	237,92	237,92	237,92	237,92	237,92	127,06	127,06	244,17
01.01.2015	10 - 11	242,09	235,84	235,84	235,84	235,84	235,84	132,85	132,85	244,89
01.01.2015	11 - 12	242,27	231,32	231,32	231,32	231,32	231,32	145,52	145,52	245,53
01.01.2015	12 - 13	242,45	234,49	234,49	234,49	234,49	234,49	145,52	145,52	245,16
01.01.2015	13 - 14	240,64	230,05	230,05	230,05	230,05	230,05	145,25	230,05	244,44
01.01.2015	14 - 15	244,44	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	145,16	242,36	244,17
01.01.2015	15 - 16	249,96	248,97	248,97	248,97	248,97	248,97	145,71	248,97	248,97
01.01.2015	16 - 17	256,02	256,3	256,3	256,3	256,3	256,3	216,57	256,3	256,3
01.01.2015	17 - 18	256,48	256,66	256,66	256,66	256,66	256,66	243,45	256,66	256,66
01.01.2015	18 - 19	255,39	255,03	255,03	255,03	255,03	255,03	238,56	255,03	255,03
01.01.2015	19 - 20	252,59	251,68	251,68	251,68	251,68	251,68	217,02	251,68	251,68
01.01.2015	20 - 21	249,24	248,51	248,51	248,51	248,51	248,51	145,61	145,61	248,51
01.01.2015	21 - 22	245,53	244,89	244,89	244,89	244,89	244,89	127,42	127,42	244,89
01.01.2015	22 - 23	243,63	238,92	238,92	238,92	238,92	238,92	112,58	112,58	244,35
01.01.2015	23 - 00	234,94	166,16	166,16	166,16	166,16	166,16	0,36	0,36	242,81
02.01.2015	00 - 01	224,47	161	161	161	161	161	-109,66	-109,66	241,86
02.01.2015	01 - 02	201,29	87,11	87,11	87,11	87,11	87,11	-177,75	-177,75	239,14
02.01.2015	02 - 03	189,52	69,45	69,45	69,45	69,45	69,45	-175,4	-175,4	237,24
02.01.2015	03 - 04	168,15	98,07	98,07	98,07	98,07	98,07	-284,42	-284,42	231,81
02.01.2015	04 - 05	168,33	209,53	209,53	209,53	209,53	209,53	-284,42	-284,42	224,02
02.01.2015	05 - 06	222,3	236,34	236,34	236,34	236,34	236,34	-122,06	-122,06	236,34
02.01.2015	06 - 07	245,39	246,75	246,75	246,75	246,75	246,75	0,72	0,72	246,75
02.01.2015	07 - 08	256,62	256,89	256,89	256,89	256,89	256,89	91,09	256,89	256,89
02.01.2015	08 - 09	257,16	256,89	256,89	256,89	256,89	256,89	129,03	256,89	256,89
02.01.2015	09 - 10	256,98	256,44	256,44	256,44	256,44	256,44	131,84	256,44	256,44
02.01.2015	10 - 11	256,62	256,26	256,26	256,26	256,26	256,26	132,57	256,26	256,26
02.01.2015	11 - 12	257,16	257,07	257,07	257,07	257,07	257,07	136,55	257,07	257,07
02.01.2015	12 - 13	256,44	256,26	256,26	256,26	256,26	256,26	139,54	256,26	256,26
02.01.2015	13 - 14	255,53	255,71	255,71	255,71	255,71	259,88	131,48	255,71	255,71
02.01.2015	14 - 15	254,99	254,63	254,63	254,63	254,63	263,86	133,11	254,63	254,63
02.01.2015	15 - 16	256,62	255,62	255,62	255,62	255,62	267,94	132,75	255,62	255,62
02.01.2015	16 - 17	259,61	258,88	258,88	258,88	258,88	266,58	145,69	258,88	258,88
02.01.2015	17 - 18	260,33	260,15	260,15	260,15	260,15	266,49	227,28	260,15	260,15
02.01.2015	18 - 19	258,52	257,89	257,89	257,89	257,89	257,89	226,92	257,89	257,89
02.01.2015	19 - 20	257,52	256,98	256,98	256,98	256,98	256,98	166,07	256,98	256,98
02.01.2015	20 - 21	253	252,18	252,18	252,18	252,18	252,18	129,12	135,83	252,18

# Vedlegg C

## Data Holmen

I dette vedlegget ligger skjema og verdier som er utarbeidet av andre i forbindelse med prosjektet ved Holmen.

Først kommer "Varmesystem flytskjema Holmen Svømmehal". Dette er utarbeidet av Verkís.

Deretter kommer energibudsjettet for Holmen svømmehall som er utarbeidet av Verkís og SIAT.



Prosjekt	Asker kommune	Prosjekt nr	13287
Oppdrag	Holmen Svømmehall	rev	4.7.15
		DATE:	23.03.2015
		SIGN:	aas/ert

### Energibudsjett

#### Energibudsjett (SIMIEN + excel-beregninger)

Energi-post	Energibehov prosjekt [kWh]	Spesifikt energi-behov [kWh/m <sup>2</sup> ]	Uten tiltak (kWh)	Diff (kWh)
1a Romoppvarming	206 290	97	512 768	-306 478
1b Ventilasjonsvarme (varmebatterier)	130 065	61	130 065	-
2 Varmtvann (tappevann)	187 714	89	469 286	-281 571
3a Vifter	339 450	160	543 120	-203 670
3b Pumper	5 800	3	5 800	-
3c Sirkulasjon av bassengvann	133 923	63	191 318	57 396
3d Varmetap fordamping	379 752	179	759 504	-379 752
4 Belysning	60 113	28	60 113	-
5a Teknisk utstyr	10 930	5	10 930	-
5b Sauna	24 966	12	24 966	-
5c Snøsmelting	97 200	46	135 000	-37 800
5d Ladestasjoner	15 000	7	15 000	-
6 Ventilasjonskjøling (kjølebatterier)	1 000	0	17 377	-16 377
<b>Totalt netto energi-behov, sum 1-6</b>	<b>1 592 203</b>	<b>386</b>	<b>2 875 247</b>	<b>-1 283 044</b>
Areal 4121 m <sup>2</sup>			698	Diff
<b>Varme energi</b>	1 002 021	243	2 024 000	63 %
<b>El energi</b>	590 182	143	851 247	37 %

#### Kontroll nøkkeltall

Prosjekt	Best Practice	Basis
2 337	1 934	4 220 kWh/m <sup>2</sup> VF
0,54	0,47	0,97 kWh/m <sup>2</sup> VF*åpningstid
12,1	17,2	21,9 kWh/p

Energiproduksjon [ENOVA SØKNAD]

Fornybar energi kWh/år (uten el)

Andel varmepumpe effekt

Forklaring

Geotermisk

COP

Bergbrønner på tomten

#### Enova

69 Ambisjon kWh/m<sup>2</sup>BRA  
416 221 Reduksjon  
1 227 671 Energieresultat  
311  
103 025

116 493

Solceller	73 000	El-produksjon på tak og sydvegg	73 000 ok
Solvarme	125 000	Solfanger under parkeringsplass og betongheller	52 083
Varmepumpe	322 789	6	316 460
Annen termisk	253 414	10	253 141 skrivefeil?
<b>Sum energiproduksjon</b>	<b>1 012 614</b>	<b>201 164</b>	<b>811 450</b>

**Solceller** 73 000 kWh

**Energi uten baseng** 419 013 Simien  
**Andel varme** 296 298 Simien

Varmepumper	Energibehov prosjekt [kWh]	COP	Fornybar energi kWh/år (ikke el)	Andel varmepumpe effekt
Oppvarming	206 290	3,4	116 493	80 %
1b Ventilasjonsvarme (varmebatterier)	130 065	3,4	55 086	60 %
Snøsmelt fra bergbrønner	97 200	3,4	22 953	25 %
Tappevann (gråvannsgjenvinning)	469 286	1,4	102 749	60 %
Tappevann (prod. med bergvarmepumpe)	187 714	3,4	66 252	50 %
Ventilasjon og bassengbunn	759 504	6,3	379 752	50 %
<b>Sum gjenvunnet vha varmepumpe</b>	<b>1 662 345</b>		<b>743 285</b>	

<b>Bergvarmepumper</b>	Energibehov prosjekt [kWh]	151
Oppvarmingsbehov	621 269	
Andel varmepumpe	454 512	
Størrelse av varmepumpe med 20% factor	120 kW	

<b>Fornybar energi</b>	
Fornybar termisk energi + solceller	816 285 81,5%
Fornybar termisk energi	743 285 74,2%
Andel fornybar el fra solceller	12 %

## Varmepumpe 120 kW