



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2017 30 stp
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi
Institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT)

Solvarme som tilskudd til bergvarme

Solar thermal energy as supplementary heat for
ground source heat

Magnus Støylen
Miljøfysikk og fornybar energi

Forord

Denne mastergradsoppgaven er gjennomført ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) og markerer avslutningen på studiet mitt Miljøfysikk og fornybar energi.

Jeg kontaktet Petter Hieronymus Heyerdahl, for å få han som hovedveileder på min masteroppgave. Han fortalte meg om SiÅs sin bergvarmepumpe og at det å varme opp brønnparken med varme fra solfangere ville gi bergvarmepumpen «drømmeforhold». Dette var et godt forslag som hadde mange interessante energifysiske aspekter, som jeg da valgte å skrive om.

Det ble bestemt at jeg i den mastergradsoppgaven skulle samarbeide med Marius Heber Isene. Vi har i varierende grad samarbeidet på mastergraden. Jeg henviser til kapittel 1, 3, 4, 5, 6, 8, 9 og 10 som er de delene vi har samarbeidet om, hvor mye hver av oss har gjort på hver enkelt del er vanskelig å si.

Det har vært svært lærerikt og spennende å jobbe med denne mastergradsoppgaven. Det hele starten med å sette seg inn i energisentralen til SiÅs og deretter utarbeide forslag til å koble dette sammen med solfangere. Det mest utfordrende har vært ha behandle manglende og uriktig data fra energisentralen til SiÅs.

Jeg vil først og fremst takke Petter Hieronymus Heyerdahl for god hjelp, forslag og veiledning. Jeg vil også takke tilleggsveileder Wilhelm Huus-Hansen for innsikt i varmesystemer og veiledning på tekniske spørsmål. Videre vil jeg takke Driftsleder Runar Thon som har gitt oss data og fortalt om varmesentralen. Jeg vil også takke Grundfos Norge for beregning av sirkulasjonspumper og kostnader knyttet til disse.

Til slutt vil jeg takke min far Carl Johan Støylen, som har lest korrektur.

Ås, 4. april 2017

.....
Magnus Støylen

Sammendrag

Formålet med denne mastergradsoppgaven er å vise hvordan varme fra solfangere kan tilføres et allerede eksisterende bergvarmepumpeanlegg for å bidra til en mer effektiv varmeproduksjon.

Studentsamskipnaden i Ås (SiÅs) har etablert en energisentral. Den består i hovedsak består av 1-en oljekjele, 1-en elektrokjele og 2-to bergvarmepumper som er tilknyttet en brønnpark bestående av 30 energibrønner. Bergvarmepumpene arbeider i dag på maksimalt og sliter med høye temperaturløft, samt risiko for å bli ødelagt.

Det er foreslått en løsning med tilførsel av varme fra solfangere til brønnparken som skal kunne løse dagens problemer. I hovedsak skal nærmere 2 000 m² med solfangere installeres på takene av studentboligene i Herumveien (Pomona). Disse skal levere varme til den eksisterende brønnparken som tjener som «lagringsystem» for varme fra solfangerne.

Bergvarmepumpen henter i dag ut rundt 700 000 kWh fra brønnparken årlig. Det er foretatt beregninger på solfangerne som viser at det kan høstes inntil 1 300 000 kWh netto nyttbar energi fra disse, noe som vil være mer enn nok for å dekke dagens behov. Det er også foretatt beregninger på hvor store sirkulasjonspumper som behøves for å få god nok gjennomstrømming i rørene, slik at temperaturdifferansen i solfangeren alltid er 10 K som er nødvendig for å oppnå den ønskede temperatur i brønnparken.

Det er i mastergradsoppgaven foreslått tre løsningsalternativer som alle vil kunne dekke dagens varmebehov hvorav den ene også vil kunne dekke fremtidige utvidelser. Alternativene varierer med antall tak som skal dekkes med solfangere; 5, 6 og 10 tak.

Alternativer med dekking av 5 eller 6 tak vil ikke kunne gi nok varme til å nevneverdig øke temperaturen i brønnparken selv om nok vil dekke dagens behov for uttak av varme fra brønnparken. Det alternativet som anbefales er å dekke 10 tak med solfangere på Pomona, noe som vil gi mer enn nok energi til å dekke de nødvendige behov til bergvarmepumpen og vil i tillegg kunne tilføre mer varme til brønnparken som igjen vil gjøre bergvarmepumpen mer effektiv. Behovet for elektrisk energi vil med den anbefalte løsningen bli mindre, gi lavere strømutgifter samt reduserte klimagassutslipp.

Investeringen til solfanger anlegget med dekking av 10 tak på Pomona ligger på rundt 1 200 000 kroner. Investeringen må også sees på i sammenheng med reduserte kostnader på bruk av elektrisk energi og fossilt brensel hvor det forventes større besparelser på sikt.

Abstract

The purpose of this master thesis is to show how excess heat from solar collectors can be supplied to an already existing ground source heat pump facility to contribute to a more efficient heat production.

Studentsamskipnaden i Ås (SiÅs) has established a heat station consisting essentially of 1-one oil boiler, 1-one electric boiler and 2-two ground source heat pumps connected to a cluster of ground-coupled heat exchangers consisting of 30 energy wells. The ground source heat pumps are today working at maximum and the wear at high temperature increases and the risk of it being destroyed.

It is proposed a solution with the supply of heat from solar collectors to the cluster of ground-coupled heat exchangers to solve current problems. Approximately 2 000 m² of solar collectors installed on the roofs of the student accommodations in Herumveien (Pomona). These will supply heat to the existing cluster of ground-coupled heat exchangers that serves as a "storage system" for excess heat from the solar collectors.

The ground source heat pump collects around 700,000 kWh from the cluster of ground-coupled heat exchangers annually. Calculations done on the solar collectors, shows that it can be harvested up to 1 300 000 kWh net usable energy from these, which would be more than enough to meet current needs. It is also performed calculation on the size of the circulation pumps for supplying sufficient flow in the pipes, so that the temperature difference in the solar collectors always is 10 K which is necessary to achieve the desired temperature for the cluster of ground-coupled heat exchangers.

It is in this master thesis proposed three alternative solutions that all are able to cover the current heat demand, where one also will be able to cover future extensions. The alternatives vary with the number of roofs that will be covered with solar collectors; 5, 6 and 10 roofs.

The alternatives of covering 5 or 6 roofs will not provide enough heat to appreciably increase the temperature in the cluster of ground-coupled heat exchangers although enough to meet current needs for withdrawing heat from there. The recommended option is to cover 10 roofs with solar collectors at Pomona, which will provide more than enough energy to meet the necessary requirements for the heat pump and will also be able to supply more heat to the cluster of ground-coupled heat exchangers which will make the ground source heat pump more efficient. Electrical power requirements with this solution will be smaller, provide lower power costs and reduced greenhouse gas emissions.

The investment for this geo-solar system where 10 roofs at Pomona is covered cost around 1.2 million kroner. This investment must also be viewed in the context of reduced costs on the use of electricity and fossil fuels which are expected to give greater savings in the long term.

Nomenklatur

Symbol	Forklaring	Enhet
Latin		
A	Areal	m^2
AM	Air Mass	–
c_p	Spesifikk varmekapasitet	$J/(kgK)$
D_h	Hydraulisk diameter	m
D_r	Rørdiameter	m
f	friksjonsfaktor	–
G	innstrålingstetthet	W/m^2
h	konveksjonskoeffisient	$W/(m^2K)$
I_T	Solinnstråling mottatt av solfangeren	W/m^2
J	Spesifikt trykkfall	mH ₂ O
K	Konduktivitetskonstant	$W/(mK)$
L	Lengde	m
\dot{m}	Massestrøm	kg/s
p_f	Friksjonstrykktap	Pa
Δp	Trykkforskjell	Pa
P	Effekt	W
P_{inn}	Innstrålt effekt på en flate	W
P_P	Pumpekraft eller Pumpeeffekt	W
q_{inn}	Total mengde solinnstråling absorbert	W
q_{ut}	Totalt effekttap fra solfangeren	W
Q	Varmeenergi	J
Q_c	Varme hentet fra brønnparken	kWh
Q_h	Levert varme fra bergvarmepumpe	kWh
\dot{Q}_{conv}	Konveksjonstap i solfanger	W
$\dot{Q}_{nyttbar}$	Solfangeren nyttbare effekt	W
\dot{Q}_{rad}	Strålingstap i solfanger	W
\dot{Q}_{ref}	Refleksjonstap i solfanger	W
\dot{Q}_{sun}	Innstrålt effekt på solfanger	W
\dot{Q}_k	Avgitt energi per tid fra et kaldt medie	W
\dot{Q}_v	Avgitt energi per tid fra et varmt medie	W
R_b	Termisk resistans	K/W
Re	Reynoldstall	–
T_A	Omgivelsestemperatur	K, °C
T_b	Temperaturen i borehullets vegger	K, °C
T_C	Gjennomsnittstemperatur i solfanger	K, °C
T_f	Temperaturen til fluidet i borehullet	K, °C
T_L	Temperaturen i det kalde reservoaret	K, °C
T_H	Temperaturen i det varme reservoaret	K, °C
ΔT_{lm}	Logaritmisk middeltemperaturdifferanse	K, °C

U	Samlede varmeovergangstallet	$W/(m^2K)$
U_L	Varmetapskoeffisient	$W/(m^2K)$
W	Arbeid	kWh

Gresk

α	Absorpsjonsfaktor	—
α_s	Solhøydevinkel	°
β	Volumetrisk temperaturutvidelseskoeffisient	$m^3/(m^3K)$
ϵ	Emissivitet	—
η	Virkningsgrad	—
θ	Termisk lengde	—
θ_z	Senitvinkel	°
μ	Dynamisk viskositet	$kg/(ms)$
ν	Spesifikt volum	m^3/kg
ξ	Konstant for ulike rørforbindelser	—
ρ	Massetetthet	kg/m^3
σ	Stefan–Boltzmanns konstant	$W/(m^2K^4)$
τ	Transmittans	—
γ_s	Asimutvinkel	°

Valuta

\$	Amerikansk dollar	USD
AUD	Australsk dollar	AUD
£	Britiske pund	GBP
€	Euro	EUR
kr	Norske kroner	NOK

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Sammendrag	II
Abstract	III
Nomenklatur	IV
1 Innledning	1
1.1 <i>Motivasjon</i>	1
1.2 <i>Problemstilling</i>	1
1.3 <i>SiÅs varmeanlegg</i>	2
1.4 <i>Oppgavestruktur</i>	3
2 Varmeoverføring	4
2.1 <i>Stråling</i>	4
2.2 <i>Konduksjon</i>	5
2.3 <i>Konveksjon</i>	5
3 Solenergi	6
3.1 <i>Solinnstråling</i>	6
3.2 <i>Air Mass</i>	6
3.3 <i>Geometri</i>	6
3.4 <i>Albedo</i>	7
3.5 <i>Solfangere</i>	7
3.5.1 <i>Flatplatesolfanger</i>	7
3.5.2 <i>Udekket solfanger</i>	8
3.6 <i>Vakuumsolfanger</i>	9
3.6.1 <i>Tapsfaktorer</i>	9
3.6.2 <i>Energiproduksjon</i>	11
4 Geotermisk energi	14
4.1 <i>Grunn geotermisk energi</i>	14
4.2 <i>Energibrønner</i>	15
4.2.1 <i>Oppbygging</i>	15
4.2.2 <i>Kollektoren</i>	16
4.3 <i>Temperaturutvikling i bakken</i>	17

4.4	<i>Termisk responstest</i>	18
4.5	<i>Termisk resistans i fjellet</i>	18
4.6	<i>Bergvarmepumpe</i>	20
4.6.1	System	22
4.6.2	Arbeidsmedier	23
4.7	<i>Varmeveksler</i>	25
4.8	<i>Kalde energibrønner</i>	27
5	Fluidmekanikk.....	29
5.1	<i>Laminær og turbulent strømning</i>	29
5.2	<i>Trykktap og væskehastigheter</i>	29
5.3	<i>Væskestrømmer og energi</i>	31
5.4	<i>Volumutvidelse</i>	31
6	Solfanger i kombinasjon med bergvarmepumpe	32
7	Simulering.....	36
7.1	<i>PVsystem</i>	36
8	Metode.....	37
8.1	<i>Eksisterende brønnpark</i>	37
8.1.1	Etablering og utvidelse	39
8.1.2	Utfordringer for den nåværende energisentralen	40
8.1.3	Forslag til forbedring på eksisterende anlegg	40
8.2	<i>Dimensjonering av anlegg</i>	41
8.2.1	Solfanger lokasjon.....	41
8.2.2	Virkningsgrad	42
8.2.3	Valg av solfangere.....	43
8.2.4	Rørsystem	43
8.2.5	Drift av systemet.....	44
8.2.6	Styrings/reguleringssystem	49
8.2.7	Utforming av solfangeranlegg	49
8.3	<i>Strømningsteknikk</i>	50
8.3.1	Effektbehov.....	50
8.3.2	Valg av sirkulasjonspumpe og rør.....	50

8.4	<i>Klima og miljø</i>	53
9	Resultat	54
9.1	<i>Brønnenleggets energiforbruk</i>	54
9.2	<i>Virkningsgrad for energisentral</i>	54
9.3	<i>Høstet energi fra solfangere</i>	56
9.3.1	Løsningsalternativ med 5 tak.....	56
9.3.2	Løsningsalternativ med 6 tak.....	58
9.3.3	Løsningsalternativ med 10 tak.....	60
9.3.4	Tilført energi gjennom konveksjon.....	61
9.4	<i>Simulering av effektilførsel</i>	62
9.5	<i>Klima og miljø</i>	62
9.6	<i>Økonomi</i>	63
10	Diskusjon	64
10.1	<i>Dimensjonering</i>	64
10.2	<i>Systemløsninger</i>	64
10.3	<i>Energibehov</i>	65
10.4	<i>Solenergi</i>	65
10.5	<i>Oppvarming av brønner</i>	65
10.6	<i>Anbefalinger</i>	67
11	Konklusjon	69
12	Bibliografi.....	70
13	Vedlegg.....	75
13.1	<i>Vedlegg A: Spesifikk varmekapasitet, tetthet og viskositet for HX20 og andre frostvæsker</i>	75
13.2	<i>Vedlegg B: Pumpe karakteristikk for pumper for alle forslagene</i>	78

1 Innledning

1.1 Motivasjon

Formålet med denne mastergradsoppgaven er å vise hvordan varme fra solfangere, kan tilføres et allerede eksisterende bergvarmepumpeanlegg eid av studentsamskipnaden i Ås (SiÅs) for derigjennom øke virkningsgraden og bidra til en mer effektiv varmeproduksjon.

Solfangere er svært effektive til å konvertere solenergi til varme da de består av et rørsystem inneholdende væske som blir varmet opp av solstråler. Imidlertid vil en være avhengig av kontinuerlig solinnstråling for å kunne levere nok varme hele tiden.

Bergvarmepumpene er også avhengig av stadig tilførsel av varme for å unngå at væsketemperaturen i brønnparken faller. Noe som i så fall vil føre til at bergvarmepumpene vil bli mindre effektive (lavere virkningsgrad) og i verste fall kan bli ødelagt.

For å løse dette problemet og redde bergvarmepumpen, brukes det derfor en metode for å tilføre varmen fra et solfangeranlegg til en brønnpark for uthenting til bergvarmepumpen. Slik sikrer en derfor at bergvarmepumpene alltid har nok tilgjengelig varme, for å hele tiden kunne produsere tilfredsstillende mengder med varme til oppvarming av bygninger.

Studentsamskipnaden i Ås (SiÅs) har etablert en energisentral som i hovedsak består av 1-en oljekjele, 1-en elektrokjele og 2-to bergvarmepumper. I hovedsak skal nærmere 2000 m² med solfangere installeres på takene av studentboliger i Herumveien (Pomona). Disse skal levere varme til en brønnpark som vil tjene som et «lagringssystem» for varme fra solfangerne. Det vil bli benyttet udekkede solfangere som skal levere oppvarmet væske som har en temperatur som ligger rundt 10 grader over nåværende brønntemperatur. Som forklart innledningsvis vil tilført varme med høy nok temperatur gjøre at bergvarmepumpen kan jobbe effektivt og produsere nok varme. Det er i utgangspunktet beregnet at temperaturen i brønnparken til SiÅs må være 10 grader for å oppnå ønsket virkningsgrad i bergvarmepumpen.

Behovet for varme basert på olje og elektrisitet vil med et slikt system bli redusert, som igjen bidrar til mindre klimagassutslipp. Erfaringer fra denne mastergradsoppgaven vil være nyttig for å vurdere å etablere lignende systemer for andre bergvarmepumpeanlegg også andre steder og er motivasjonen for denne oppgaven.

1.2 Problemstilling

I denne oppgaven skal energi gjennom innstråling og konveksjon som fanges opp av solfangere på takene av studentboliger i Herumveien i Ås, kartlegges og brukes videre til å beregne høstet energi. Den innstrålte energien kommer fra solen og blir beregnet med simuleringsprogrammet PVsyst. Den høstede energien skal gå til å varme opp SiÅs sin brønnpark. Bergvarmepumpen til SiÅs har den siste tiden fungert dårlig og temperaturen i brønnparken har falt.

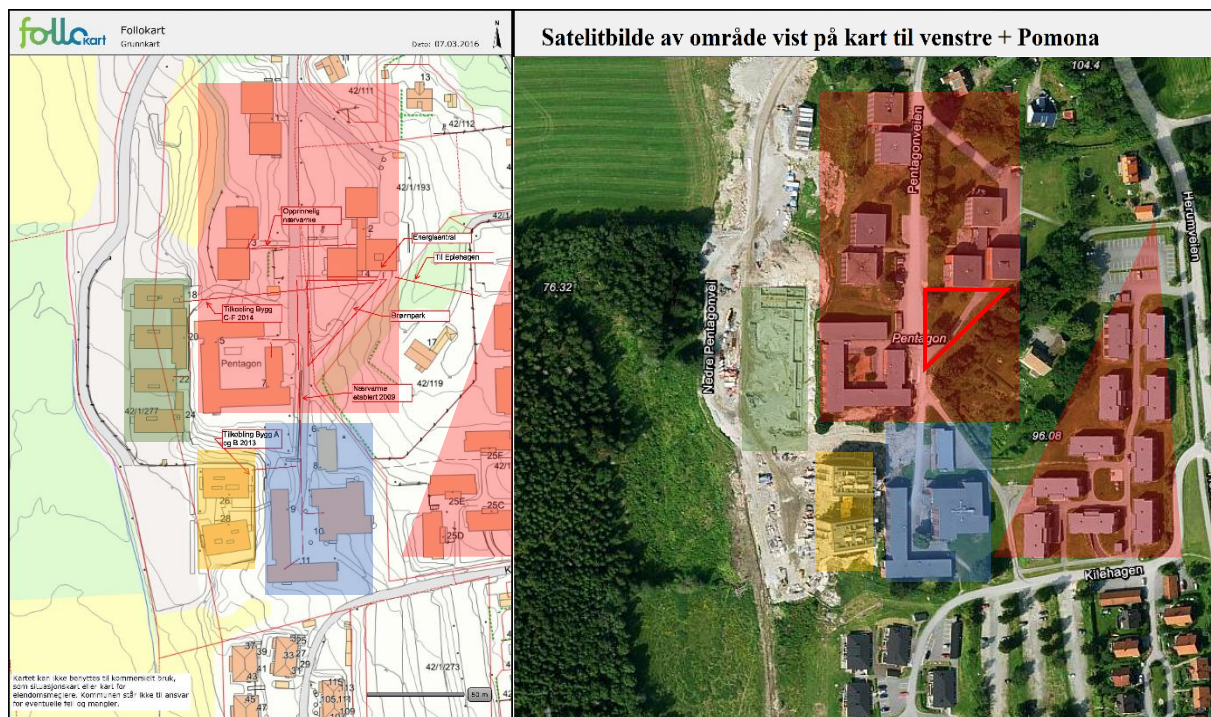
Ideen er å tilføre varmeenergi til brønnparken så varmen blir lagret der så bergvarmepumpen får tilført varme med høy nok temperatur, det vil redusere temperaturløftet fra varm til kald

side på varmepumpen og virkningsgraden vil øke og varmepumpen vil forbruke mindre elektrisk energi for å levere nok varme. Denne mastergradsoppgaven skal se på hvor mye varme det kan produseres mot hvor mye varme som forbrukes. Ut fra dette skal det lages forslag, som skal vurderes og tilslutt komme med en anbefalt energiløsning.

Problemstilling er: Undersøke hvor mye varmeenergi solfangere kan høste og om det er nok til å både dekke varmepumpens årlige energiforbruk, samt å øke temperaturen i brønnparken.

1.3 SiÅs varmeanlegg

Varmeanlegget samt brønnparken til SiÅs ligger ved studentbyen Pentagon. Nærmere bestemt på sørsiden av ABC blokkene som vist i figur 1.



Figur 1 Kart over studentbyen pentagon, kartet til venstre er et kart fra follokart over Pentagon og Pomona samt Løa Kringla og Mølla, Krona og Verket og Saga, Barken, Høvleriet og Veden. Kartet til høyre et satellittbilde som matcher kartet fra follokart. Brønnparken er markert med en rød trekant

Her er en bergvarmepumpe knyttet til brønnparken, denne varmepumpen tar varme fra brønnparken og leverer varme fra seg gjennom en nærvarmeledning.

Brønnparken med tilhørende varmeanlegg ble etablert i 2008, dette anlegget skulle levere varme til Pentagon og Pomona (markert med rødt). Anlegget ble i 2009 utvidet til å også omfatte Kringla, Løa og Mølla (blå rektangel). Videre ble varmeanlegget i 2013 igjen utvidet, denne gangen ble Krona og Verket koblet inn på nærvarmeledning fra varmeanlegget (gul rektangel). Den siste utvidelsen som er blitt gjort i 2014 og omfatter blokkene C-F (Barken, Saga, Høvleriet og Veden) ble koblet opp mot energisentralen (grønt rektangel).

Disse utvidelsene har ført til at varmepumpen ikke klarer å levere som først forventet og dette har resultert i at temperaturen i brønnparken har blitt lavere, hvilket igjen fører til at

temperaturforskjellen mellom kald og varmside i bergvarmepumpa blir større og varmepumpeytelsen reduseres. I følge rapporten til Siv. Ing. Jan Reidar Hop er utvidelsen etter 2008 gjort uten kompensierende tiltak for å opprettholde væsketemperaturen inn på varmepumpen. Dette førte til en overbelastning av SiÅs sin brønnpark (Hop, 29.02.2016).

I denne mastergradsoppgaven ble det bekreftet ved datasimulering at ved å installere flest mulig solfangere på taket til alle bygningene på Pomona, vil disse kunne tilføre mer enn 1 300 000 kWh netto nyttbar energi til brønnparken. Dette ble beregnet til å være mer enn nok energi til å varme opp energibrønnene og få reversert den synkende virkningsgraden til bergvarmepumpen.

1.4 Oppgavestruktur

Kapittel 1 omhandler hvilket tema som er valgt, definering av problemstilling samt kort introduksjon om nåværende forhold og fremtidige planer.

Kapittel 2 omhandler generell teori om varmeoverføring.

Kapittel 3 omhandler generell teori om solenergi, solinnstråling og ulike solfangere.

Kapittel 4 tar for seg teori om geotermisk energi. Dette omhandler teori om energibrønner, bakkens temperaturutvikling, termisk resistans i fjell samt bergvarmepumpe.

Kapittel 5 omhandler generell teori om fluidmekanikk

Kapittel 6 omhandler solfangere i kombinasjon med bergvarmepumpe. Her fortelles det om andre solar-assisterte bergvarmepumpeanlegg, forskning på hvordan slike anlegg burde designes og driftes, samt hvilke kostnad- og elektrisitetsbesparelser et slikt anlegg vil gi.

Kapittel 7 omhandler simulering. PVsyst er mye brukt i denne oppgaven til å simulere solinnstråling, dette kapitlet forteller hvordan PVsyst samler inn informasjon, og hvordan dette brukes i denne mastergradsoppgaven.

Kapittel 8 omhandler metode, her fortelles det om det nåværende anlegg, og hvilke utfordringer det har samt forslag til forbedringer. Videre blir det nye anlegget med solfangere dimensjonert og systemløsninger for sammenkobling med brønnparken blir utarbeidet. Deretter presenteres det driftsituasjoner for hele det Geo-solar termiske anlegget. Så forklares strømningstekniske beregninger for rørene og hvordan rørene skal plasseres i dette anlegget. Til slutt tar kapitlet for seg både økonomiske og miljømessige aspekter.

I Kapittel 9 blir resultatene i oppgaven presentert og kommentert.

Kapittel 10 omhandler diskusjonen for oppgaven, her blir resultatene diskutert og en anbefaling blir presentert.

Kapittel 11 inneholder en konklusjon som oppsummerer mastergradsoppgaven.

2 Varmeoverføring

Varmeoverføring er transport av energi gjennom temperaturdifferanse mellom ulike materier. Det er tre former for varmeoverføring, disse er:

- **Stråling** – Energioverføring i form av elektromagnetiske bølger. Alle legemer over det absolutte null punkt (-273,15 °C) sender ut strålingsenergi. (Richard & Claus, 2007).
- **Konduksjon** – Energioverføring gjennom interaksjon (kontakt) mellom atomer, molekyler og elektroner. Der overføres energien fra et varmere materie til kaldere materie.
- **Konveksjon** - Konveksjon er varmeoverføring til eller fra et bevegende fluid. Det er to typer konveksjon, fri og tvungen.

2.1 Stråling

Energioverføringen i form av elektromagnetiske bølger er den eneste varmeoverføringen som kan skje gjennom tomt rom og krever ikke noe materie (til å føres via), men for at energien skal kunne absorberes må et legeme være til stede for å ta imot energien. (Richard & Claus, 2007)

Formelen er (I):

$$\dot{Q} = \epsilon\sigma A(T^4 - T_A^4) \quad (I)$$

Der \dot{Q} er varme per tidsenhet, ϵ er emissiviteten, σ er Stefan-Boltzman konstant, A er det aktive kollektorarealet, T er overflatetemperaturen til legemet strålingen treffer og T_A er omgivelsestemperaturen.

Emissivitet er forholdet mellom hva et legeme og et sort legeme ville ha sendt ut av elektromagnetisk stråling ved samme temperatur. Tabell 1 viser emissiviteten til noen materialer.

Tabell 1: Forskjellige materialers emissivitet (The EngineeringToolbox, u.d.)

Materiale	Emissivitet, ϵ
Svart legeme	1
Vann	0,95
Asfalt	0,93
Betong	0,85
Magnesiumkarbonat	0,38
Polert messing	0,03

2.2 Konduksjon

Konduksjon er en form for varmeoverføring, der energi overføres gjennom molekylær interaksjon eller interaksjon mellom atomer eller elektroner (Richard & Claus, 2007). Materie har translatorisk, rotasjon og vibrasjonsenergi, gjennom interaksjon (kollisjon) med andre molekyler/atomer overføres det energi. Molekyler/atomer fra et høyere temperatur område som kommer i kontakt med molekyler/atomer i et lavere temperaturområde vil gi fra seg energien til molekylene/atomene i det lavere temperaturområdet. Stoffer med kort avstand mellom atomer/molekyler (intermolekylær avstand) som stoffer i fast eller flytende aggregattilstand, har størst evne til å lede energi. Konduksjon blir i hovedsak utført av elektroner, dermed er metaller de beste lederne da de har høy mobilitet av elektroner. I gasser derimot, er det stor intermolekylær avstand og kreftene mellom dem er svake. Konduksjonens varmeoverføringsrate beskrives av formel (II) (Richard & Claus, 2007)

$$\dot{Q} = -kA \frac{dT}{dx} \quad (\text{II})$$

Der \dot{Q} er varme per tidsenhet, k er konduktivitetskonstant, A er tverrsnitt arealet normalt til x -retningen av varmefluksen og T er den absolutte temperaturen. Minustegnet indikerer at varmen overføres fra et område med høyere temperatur til et område med lavere temperatur.

2.3 Konveksjon

Konveksjon er varmeoverføring til eller fra et fluid i bevegelse. Til kilden eller sluket av varme, bringer bevegelsen et kontinuerlig uoppvarmet fluid. Av den grunn produseres konveksjon en raskere varmeoverføring enn konduksjon gjennom det stasjonære fluidet. (Twidell & Weir, 2010).

Det er to typer konveksjon; Fri og tvungen.

I fri konveksjon forårsaker selve varmeflyten at det blir bevegelse. Dette betyr at varmeflyten avgjør fluidhastigheten (Twidell & Weir, 2010). Kommer fluidet i kontakt med en varm overflate absorberer fluidet varmen fra overflaten gjennom konduksjon, dernest minker fluid tettheten via volumekspansjon. Tetthetsforandringen fører til bevegelse i fluidet (Twidell & Weir, 2010). Oppvarmet fluid stiger, mens kaldere fluid synker.

I tvungen konveksjon blir fluidet gjennom en ekstern påvirkning for eksempel en pumpe beveget over en flate. I motsetning til i fri konveksjon avhenger varmeflyten av fluidhastigheten i tvungen konveksjon. (Twidell & Weir, 2010)

Newtons kjølelov formel (III) beskriver konveksjon over en flate.

$$\dot{Q} = hA(T_s - T_\infty) \quad (\text{III})$$

Der \dot{Q} er varmen i effekt, h er konveksjonskoeffisient, A er varmeoverføringsarealet og $(T_s - T_\infty)$ er differensen mellom fluid temperaturen og temperaturen til flaten.

3 Solenergi

3.1 Solinnstråling

Innstråling på jordoverflaten blir påvirket av forandring i utenomjordisk stråling. Dette avhenger av avstanden mellom sol og jorden og mengde emittert stråling fra solen.

Distanse mellom sol-jord varierer med 1,7%, derfor er irradiansen tilnærmet konstant på utsiden av jorden. Solarkonstanten er innstrålingen fra solen som treffer atmosfæren utenfor jorden (Duffie & Beckman, 2013). Solarkonstanten utenfor jordens atmosfære ligger på rundt 1367 W/m². Strålingen blir redusert gjennom atmosfæren med spredning av luft, vann i form av væske og damp, og aerosoler. I tillegg blir en del av strålingen absorbert av gasser i atmosfæren. Omtrent 30 % av solinnstrålingen blir reflektert og sendt tilbake til rommet (Chen, 2011). I tillegg blir 20 % absorbert av H₂O, støv og O₃ (Chen, 2011). Den totale energien mottatt av jordens overflate ligger på rundt 70% av det som treffer atmosfæren.

3.2 Air Mass

Air Mass er definert som andelen med masse som direkte stråling må passere igjennom atmosfæren, i forhold til massen den passerer når solen står i senit.

Air Mass er gitt ved $AM = \frac{1}{\cos\theta}$, hvor θ er senit vinkel. Ved AM=1 står solen i senit.

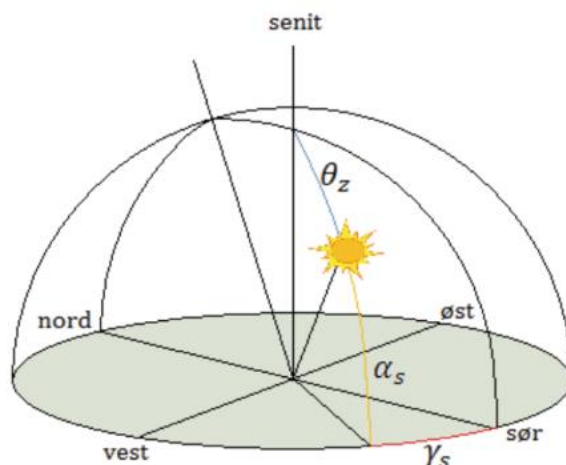
3.3 Geometri

Ved bruk av vinkler kan geometriske forhold mellom en flate på jordoverflaten og solinnstrålingen beskrives (Duffie & Beckman, 2013). Ved å bruke forskjellige vinkler kan innstrålingen på en lokasjon bestemmes. En del av disse vinklene er beskrevet i figur 2.

γ_s Asimutvinkelen: Er horisontalvinkelen, hvor sør er definert som 0, øst er negativt og vest er positiv.

θ_z , Senitvinkel: Vinkelen mellom solen og senit (en loddrett linje som står loddrett på observatøren)

α_s , Solhøydevinkel: vinkel mellom horisonten og solen, komplementet til senitvinkelen.



Figur 2: Et horisontalplan med senitvinkel θ_z , solhøydevinkel α_s og asimutvinkel γ_s (Romundstad, 2014)

3.4 Albedo

Albedo er et mål for ikke speilende legemers evne til å reflektere lys (Store Norske Leksikon, 1984)

Omtrent 30% av den utenomjordiske sol innstrålingen blir reflektert tilbake til verdensrommet. Mesteparten av refleksjonen kommer fra skyer, der en liten andel av refleksjonen kommer fra jordens overflate (i form av snø, is, asfalt, gres osv.) (Twidell & Weir, 2010). Denne refleksjonen kalles albedo og varierer med innfallsvinkel og atmosfæriske variasjoner.

3.5 Solfangere

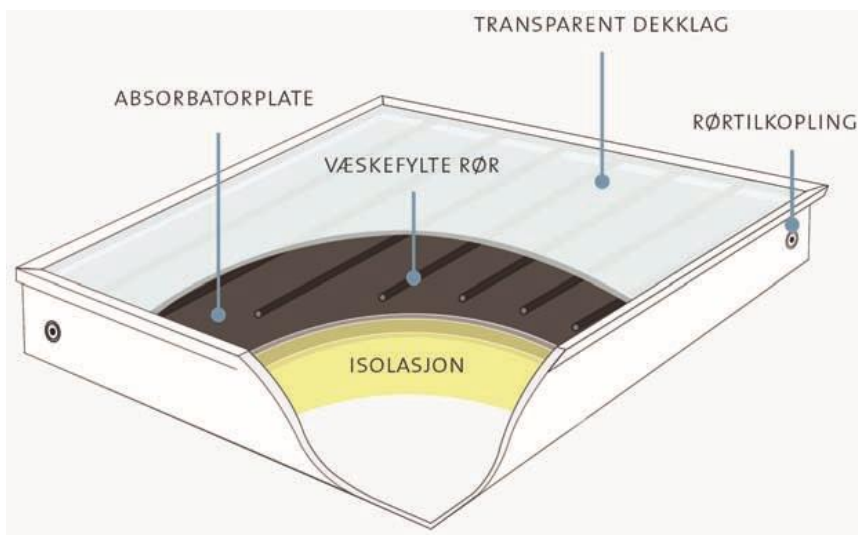
Solfangere varmer opp vann eller annen væske, som blir anvendt til romoppvarming og oppvarming av tappevann. Solfangere kan også bli anvendt for å varme opp basseng. De to vanligste typene av solfangere er flatplatesolfanger og vakuumsolfanger.

Vakuumsolfangerne har en høyere virkningsgrad enn flatplatesolfangere, fordi de ikke har noe særlig varmetap i form av konduksjon og konveksjon. Flatplatesolfangere er rimeligere, mer robust og har lite behov for vedlikehold (Duffie & Beckman, 2006). Det vil i denne oppgaven bli fokusert på flatplatesolfangere, da det er disse som foreslås å benyttes for å varme opp de kalde energibrønnene.

3.5.1 Flatplatesolfanger

En flatplatesolfanger er i hovedsak satt sammen av absorbatoren, dekklag og isolasjon som vist i figur 3. Den viktigste komponenten er absorbatoren som konverterer solinnstrålingen til varme. Når solinnstrålingen treffer absorbatoren blir varmen overført til vannet som sirkulerer i rørene i solfangeren. Absorbatoren er en tynn metallplate som skal absorbere mest mulig stråling. For å oppnå dette er absorbatoren vanligvis malt i sort eller har en selektiv flate.

Både en sort og en selektiv flate absorberer rundt 98% av lyset, men en selektiv flate emitterer mye mindre infrarød stråling (SINTEF Byggforsk, 2008). Dette begrenser varmetapet og gir en bedre virkningsgrad på solfangeren.



Figur 3: Oppbygningen av en flateplatesolfanger (SINTEF Byggforsk, 2008)

Dekklaget er ofte gjennomsiktig og er designet for å slippe inn kortbølget stråling fra solen, samtidig som det hindrer langbølget stråling fra å slippe ut (SINTEF Byggforsk, 2008). Det beskytter også absorbatoren mot vind og forhindrer at den blir nedkjølt. Glass eller plast blir ofte bruket som dekklag. Ved å bruke lavemittende belegg eller transparente isolasjonsmaterialer kan varmetapet bli betydelig redusert. Dette fører ofte til dårligere transmisjonsegenskaper til dekklaget, derfor er det ikke sikkert det lønner seg. Isolasjonens hovedrolle er å begrense solfangerens varmetap.

3.5.2 Udekket solfanger

En udekket solfanger er i hovedsak en flateplatesolfanger uten dekklag. En udekket solfanger består av et varmeledende materiale, ofte en sortfarget plate av metall eller plast som absorberer solstrålingen og overfører den til væsken som sirkulerer i solfangerrørene (United States Environmental Protection Agency, u.d.). Disse solfangerne er enkle og billige og fungerer best når den kan operere ved lave temperaturer. Ved høye temperaturer er den mindre effektiv, fordi den ikke har mulighet for å holde på varmen. Denne type solfanger er mye brukt for å varme opp svømmebasseng, der den opererer på temperaturen oppimot 20°C. Hvis den brukes til et lavtemperaturanlegg blir ofte isolasjon droppet.

3.6 Vakuumrørsolfanger

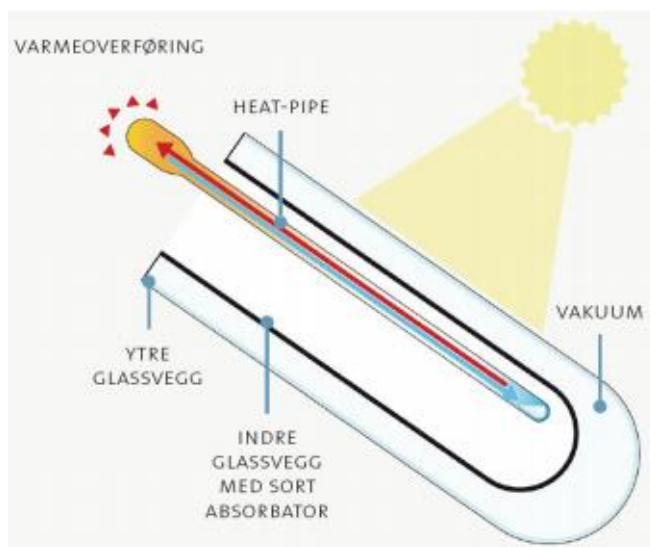
En annen type solfanger er vakuumrørsolfangeren. For en vakuumrørsolfanger vil absorbatoren være plassert i et glassrør med vakuum (SINTEF Byggforsk, 2008). Dette vil minske varmetapet fordi vakuum har bedre varmeisoleringssevne enn luft. Dette gjør at vakuumrørsolfangerne har en høyere virkningsgrad enn flatplatesolfangeren.

Vakuumrørsolfangeren er imidlertid dyrere og har kortere levetid.

En form for vakuumrørsolfangere bruker "heat-pipe"-prinsippet som er vist i figur 4. Det er et vakuum inne i kobberrøret og et annet vakuum i glassrøret (SINTEF Byggforsk, 2008).

Vakuumet gjør at vannet fordamper ved lave temperaturer (SINTEF Byggforsk, 2008).

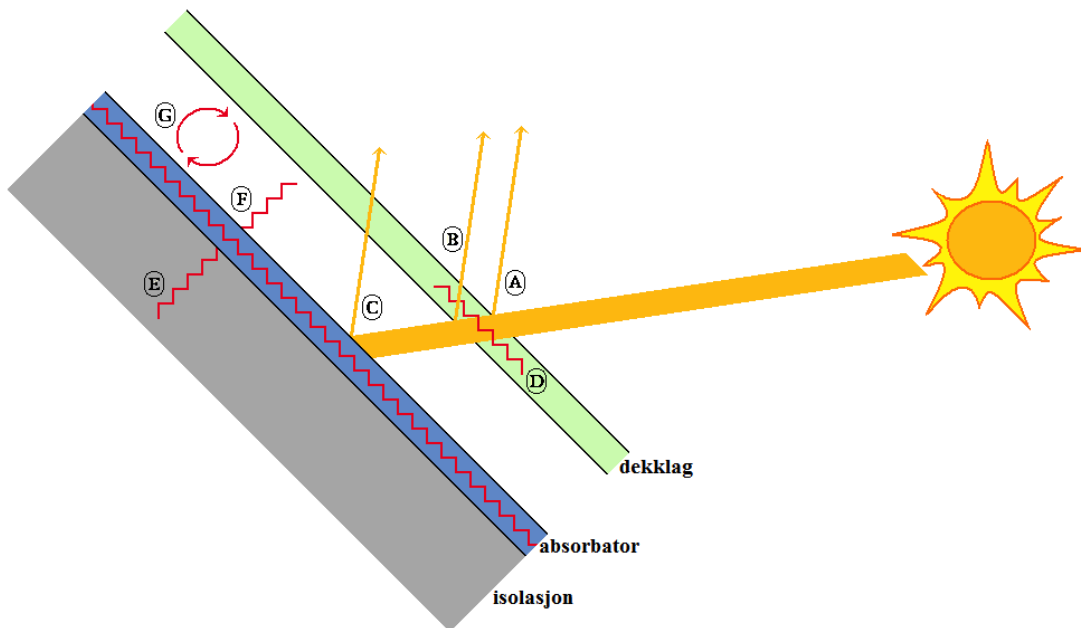
Dampen stiger og treffer en varmeveksler i toppen av solfangeren. Deretter blir varmen overført fra solfangeren til solfangerkretsen. Den må ha en viss helning slik at vannet kan renne ned til solfangerkretsen etter det blir kondensert.



Figur 4: Vakuumrørsolfanger med "heat-pipe-prinsippet" (SINTEF Byggforsk, 2008)

3.6.1 Tapsfaktorer

Figur 5 viser energitapene i en solfanger. A, B og C er optiske tap, i form av refleksjonstap i henholdsvis oversiden og undersiden av dekklaget og absorbatoren. D, E og F er termiske tap fra henholdsvis dekklag, isolasjonen og absorbatoren. G er tap i form av konveksjon fra vind. For å minske det termiske tapet kan det være fordelaktig å øke isolasjonen på solfangeren. Det er ønskelig å designe flatplatesolfangeren slik at dekklaget transmitterer så mye som mulig av strålingen fra solen og har en så lav som mulig refleksjon av stråling fra solen.

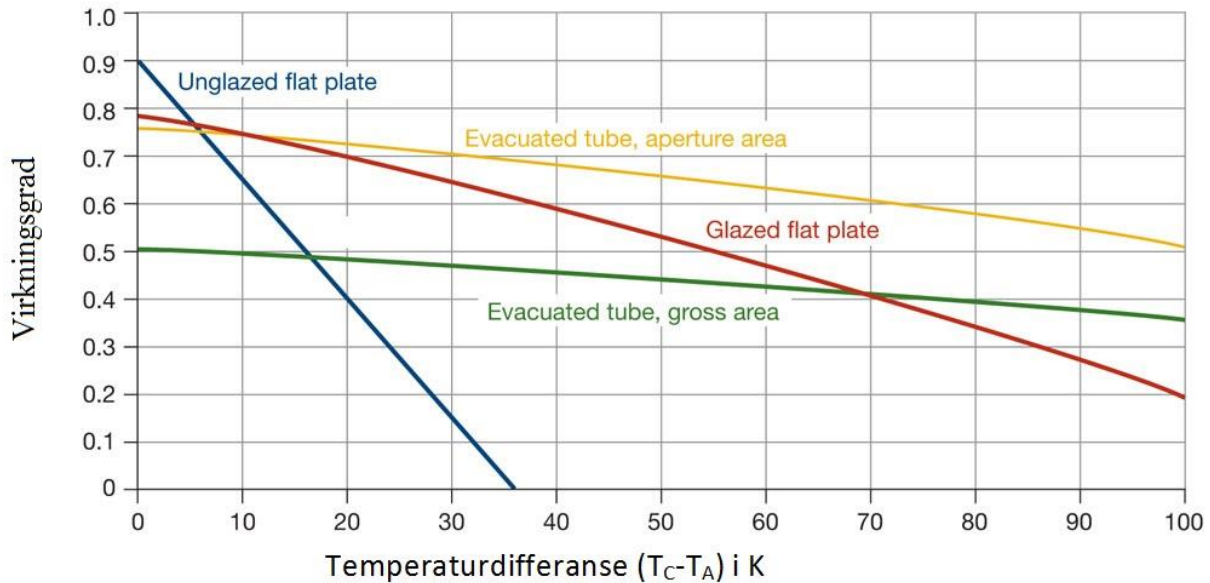


Figur 5: Optiske og termiske tap i en flatplate solfanger (Romundstad, 2014)

I tillegg til termiske tap, finnes det også optiske tap. Dette er tap som følge av refleksjoner av sollyset. Ved vinkelrett innstråling på en solfanger, vil de optiske tapene være minimale. I løpet av en dag faller sollys tilnærmet vinkelrett på en solfanger kun i en kort periode. Basert på tidspunkt og årstid vil mer sollys treffe på kanter og hjørner av solfangeren, og mer sollys blir reflektert enn ved en vinkelrett bestråling (Solar energy, 2016).

Korreksjonsfaktoren for innfallsvinkelen (incidence angle modifier, IAM), kan relateres til mengden sollys som treffer solfangeren ved en vinkel, mot den mengden sollys som ville truffet en solfanger vinkelrett (Solar energy, 2016). For å begrense optiske tap kan det legges et antireflekeringsbelegg oppå solfangerens øverste lag (PVEDUCATION, 2016). Det kan også være gunstig å bruke en overflate med tekstur for å begrense refleksjonen.

Figur 6 viser hvordan virkningsgraden forandres ved forskjellige innstrålinger, og temperaturforskjeller mellom vannet i solfangeren og utetemperaturen. De optiske tapene holder seg tilnærmet konstant, mens de termiske tapene øker mye ved store temperaturforskjeller. Derfor kan det ved kjøring av et solfangersystem være fordelaktig å prioritere høy massestrøm, fremfor høy temperatur for å begrense det termiske tapet.



Figur 6: Figur over virkningsgrader for forskjellige solfanger ved $800\text{W}/\text{m}^2$ innstråling og temperaturforskjell, T_c er gjennomsnittstemperatur i solfanger, og T_A er omgivelsestemperatur (European solar thermal industry federation (ESTIF), 2006).

Figur 5 viser at en udekket solfanger (Unglazed flat plate) har en virkningsgrad på mellom 80 og 90% ved små temperaturforskjeller mellom solfangeren og omgivelsene. Virkningsgraden reduseres fort ved økende temperaturforskjeller mellom solfangeren og omgivelsene. Dette skyldes at solfangeren ikke har noen dekklag og de termiske tapene blir høye ved store temperaturforskjeller. Vakuumsolfangeren (Evacuated tube, aperture area), har lite reduksjon i virkningsgrad for høyere temperaturer. Dette kommer av at absorbatoren er innseglet i vakuum og derfor har lavt termisk tap. Flatplatesolfangeren (Glazed flat plate) ligger et sted imellom vakuumsolfangeren og en udekket solfanger når det gjelder fall i virkningsgrad ved stigende temperaturforskjeller. Det kommer av at den har et dekklag som reduserer det termiske tapet.

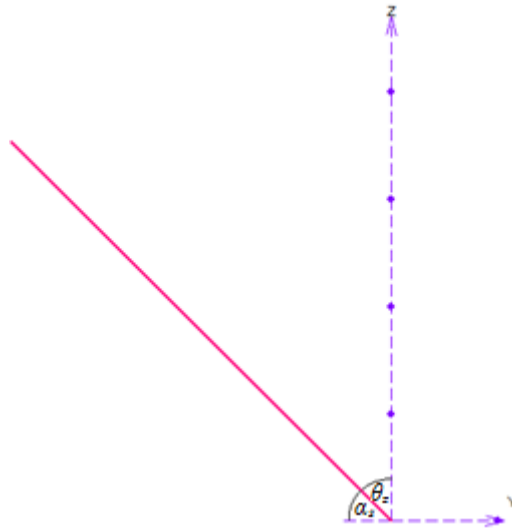
3.6.2 Energiproduksjon

Mottatt effekt på en flate er gitt ved formel (IV):

$$P_{inn} = GA \cos \theta_z \quad (\text{IV})$$

hvor P_{inn} er mottatt effekt, G er innstrålingstetthet korrigert for skyggelegging, albedo og innfallsvinkel, A er flatens areal og θ_z er vinkelen mellom normalen til flaten og solens innfallsvinkel, som vist i figur 7.

Real plane orientation in the global scene: tilt = 45.0°, azim. = 0.0°



Figur 7: Illustrasjon over innstråling vinkelen til en flate. θ_z er senitvinkelen som er vinkel mellom seniten (en tenkt imaginær strek som står normalt på observator) og solinnstrålingen og α_s er solvinkelen som er vinkelen mellom horisonten og solinnstråling.

Effekten en solfanger kan utnytte seg av er gitt ved formel (V):

$$\dot{Q}_{nyttbar} = \dot{Q}_{sun} - \dot{Q}_{ref} - \dot{Q}_{conv} - \dot{Q}_{rad} \quad (V)$$

hvor $\dot{Q}_{nyttbar}$ er solfangeren nyttbare effekt, \dot{Q}_{sun} er innstrålt effekt, \dot{Q}_{ref} er refleksjonstap, \dot{Q}_{conv} er konveksjonstap og \dot{Q}_{rad} er strålingstap. Ved å minske tapene vil virkningsgraden til solfangeren stige. Solfangerens nyttbare effekt kan også uttrykkes ved formel (VI) :

$$\dot{Q}_{nyttbar} = (q_{inn} - q_{ut}) \quad (VI)$$

Hvor A er solfangerens aktive areal, q_{inn} er total mengde solinnstråling absorbert i solfangeren og q_{ut} er totalt effekttap fra solfangeren.

q_{inn} beregnes ved å bruke formel (VII) :

$$q_{inn} = AI_T(\tau\alpha) \quad (VII)$$

hvor A er aktivt solfangerareal, I_T er solinnstråling mottatt av solfangeren og $\tau\alpha$ er produktet av dekklaget transmittans og absorbatorens absorpsjonsfaktor.

q_{ut} beregnes ved formel (VIII):

$$q_{ut} = AU_L(T_C - T_A) \quad (\text{VIII})$$

hvor U_L er varmetapskoeffisient for solfangeren, T_C er gjennomsnittstemperaturen i absorbatoren (solfangeren) og T_A er omgivelsestemperaturen.

Virkningsgraden til solfangeren beregnes ved formel (IX):

$$\eta = \frac{\dot{Q}_{nyttbar}}{AI_T} \quad (\text{IX})$$

Hvor η er virkningsgraden til solfangeren, $\dot{Q}_{nyttbar}$ er effekten solfangeren greier å utnytte, A er aktivt solfangerareal og, I_T er solinnstråling mot solfangeren. I praksis er virkningsgraden til solfangeren den andelen den klarer å utnytte av den innkommende strålingen.

4 Geotermisk energi

Energi lagret i jordskorpen er klassifisert som geotermisk energi. Varmelageret i overflaten av jord, fjell og grunnvann betraktes som grunn geotermisk energi. Dette er lagret solvarme. Det utnyttes i dag til oppvarming av hus og større anlegg ved hjelp av grunne brønner og varmepumper.

Det finnes også dyp geotermisk brønn, som er varme fra jordens indre og nedbrytning av radioaktive isotoper i jordskorpen (Energi 21, u.d.). I denne masteroppgaven vil fokuset være på grunn geotermisk energi.

4.1 Grunn geotermisk energi

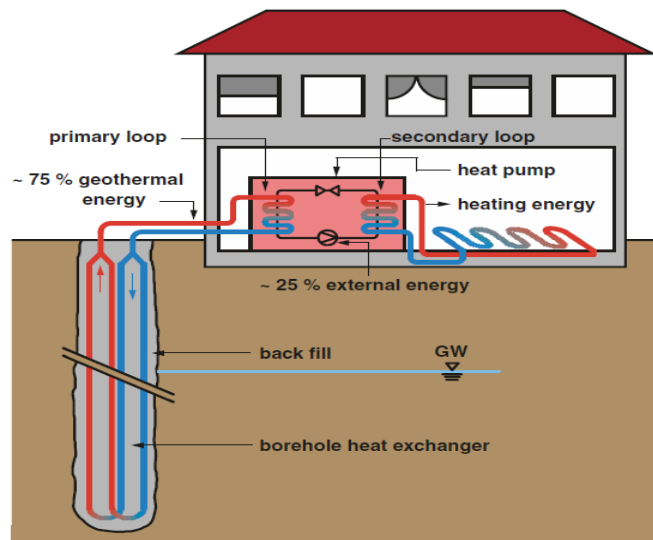
Grunn geotermiske systemer, tar ut varme fra det øvre laget i jordskorpen (Stober & Bucher, 2013).

Det er vanlig å skille mellom åpne og lukkede grunn geotermiske systemer. Dybden til de fleste grunn geotermiske systemer, varierer fra noen få meter til flere titalls meter ofte oppe i 150m, men det kan strekke seg til 400m (Stober & Bucher, 2013).

De viktigste parameterne når det kommer til varmeuttak, er varmeledningsevne og varmekapasiteten til bakken. Vann og luftlommer i berggrunnen, samt berggrunnens temperatur er med på å påvirke varmeledningsevnen og varmekapasiteten. Høy porøsitet og hulrom i berggrunn vil redusere varmeledningsevnen til berggrunnen (Stober & Bucher, 2013).

I borehull tar vann eller annen varmeoverføringsfluid (væske eller gass), varme fra grunnen. I en lukket krets sirkulerer fluidet mellom en varmepumpe og grunnen. Egenskapene til grunnen, den geologiske strukturen og grunnens termiske egenskaper varierer fra sted til sted. Det er viktig å ta høyde for de ovennevnte varierende geologiske egenskapene når et geotermisk anlegg skal dimensjoneres (Stober & Bucher, 2013). Et grunngeotermisk anlegg har en forventet levetid på 15-20 år, mens brønnparken kan vare hele 50 år (Novema, u.d.)

Figur 8 illustrerer hvordan et bergvarmepumpesystem kan se ut for et hus. Bergvarmepumpesystemet inneholder borehullene, varmepumpen og rørene til primær og sekundærsiden av varmepumpen.



Figur 8: Et bergvarmepumpe system for et hus (Stober & Bucher, 2013).
With permission of Springer Nature

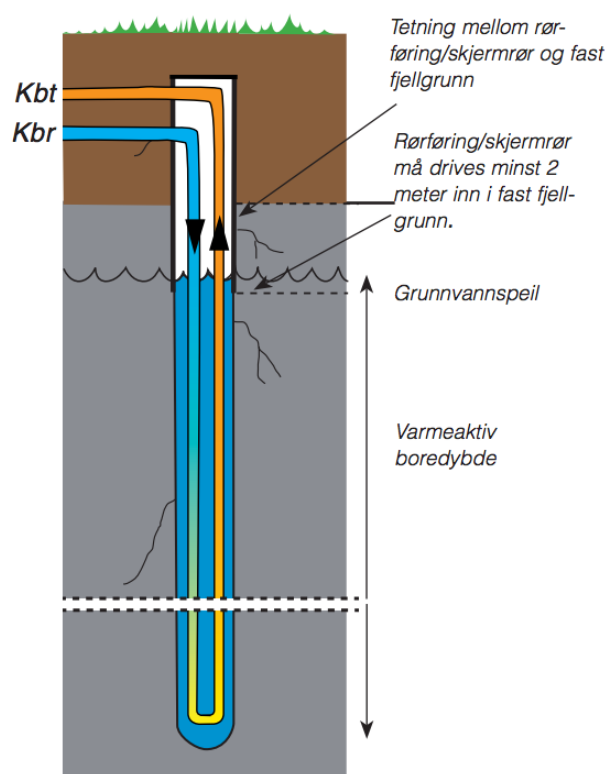
4.2 Energibrønner

4.2.1 Oppbygging

De vanligste brønnene i Norge er løsmassebrønner og fjellbrønner (Norges geologiske undersøkelse (NGU), 2015). Ved løsmassebrønner bores det i løsmasser, og ved fjellbrønner bores det først i løsmasser før man kommer ned til fjellet og kan fortsette fjellboringen.

Figur 9 viser oppbygging av et typisk borehull. På toppen av en energibrønn finnes det et lokk (Novema, u.d.). Deretter kommer det et fôringsrør som går gjennom løsmassene og minst 2 meter ned i fjellet. Fôringsrøret er ofte laget i stål og skal hindre at jorden raser sammen og ned i fjellet. Det er tettet med sement mellom fôringsrøret og berget for å forhindre innsig av overflatevann (Ahlström, 2004).

Borehull



Figur 9: Oppbygging av et borehull (NIBE, u.d.)

Total høyde i et borehull tilsvarer ikke aktiv brønn. Grunnvannsspeilet er viktig da varmeoverføringen i hovedsak skjer når kollektoren er omringet av vann. Aktiv brønn gjelder fra grunnvannsspeilet starter. Brønnen er kun aktiv fra vannspeilet som ofte ligger 5-10 meter under bakkenivå. Det er viktig med turbulent strømning inni U-røret slik at det blir godt varmeopptak.

4.2.2 Kollektoren

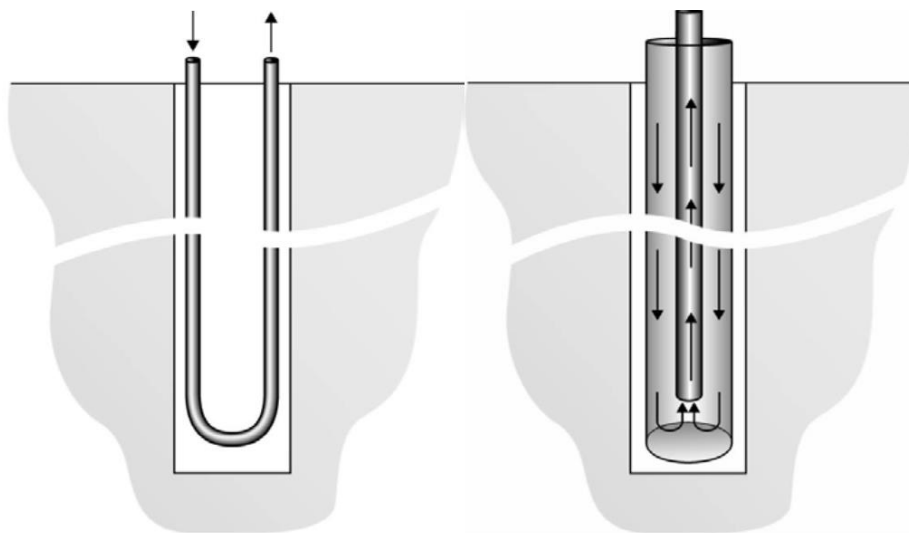
Hovedkomponenten til energibrønnen er kollektoren. Den settes i borehullene hvor frostvæsken sirkulerer. I kollektoren henter frysevæsken varme fra det omkringliggende grunnvannet. For å optimalisere en kollektor er det viktig med minimal termisk motstand mot fjellet og høy termisk motstand mellom tur og retur (Helliesen, 2015).

Rørene i en kollektor er ofte laget av plast, gjerne polyetylen (PE 100) som tåler et relativt høyt trykk (Stober & Bucher, 2013). I kollektoren brukes det ofte frysevæsker som varmeoverføringsfluid for å senke frysepunktet og hindre frysing av væsken. En vanlig frysevæske er en kombinasjon av vann og etanol. Lav dynamisk viskositet og tetthet for

varmeoverføringsfluidet, gjøre at pumpen bruker mindre elektrisk energi på å pumpe væsken (Stober & Bucher, 2013).

Figur 10 viser U-rør og koaksial rør som er hovedtypene av kollektorer. Enkelt U-rør er lukkede rørkretser bestående av plastikkør med en U-form. Doble U-rør består av to uavhengige enkelt U-rør i borehullet. Kald væske strømmer inn nedover i U-rør og samler opp varme fra bakken. Den oppvarmede væsken vil når den passerer foten av U-røret begynne å strømme oppover og inn i en varmepumpe over bakken (Stober & Bucher, 2013). Fordelen med doble U-rør er at hvis røret skulle bli skadet kan fortsatt et av U-rørene brukes som et enkelt U-rør.

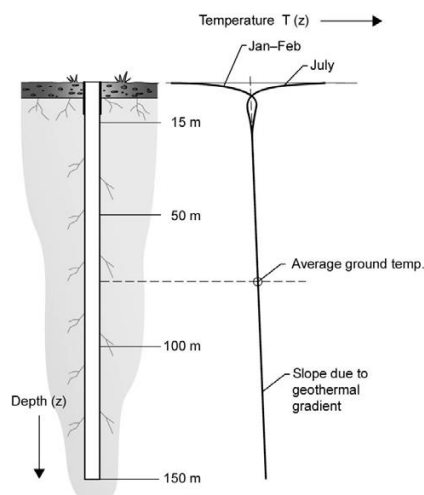
Koaksial rør har enten varmeoverføring i nedadgående eller oppadgående strømningsretning, aldri begge veier. Det er mulig å endre hvilken retning det ønskes at varmeoverføringen skal gå. (Gehlin, 2002). Ved tilførsel eller uthenting av varme kan strømningsretningen endres. For å unngå termisk kortslutning mellom nedgående og oppadgående strømming er ofte det indre røret termisk isolert. Koaksialrøret har lavere termisk motstand mellom bergvegg og kollektorvæske enn U-røret.



Figur 10: U-rør og koaksiale rør (Gehlin, 2002)
«Från Gehlin 2002, med tillstånd från författaren. Illustration: Claes-Göran Andersson»

4.3 Temperaturutvikling i bakken

Signhild Gehlin ved fra Luleå tekniske universitet skrev i 2002 en doktorgradsoppgave om termisk responstest (Gehlin, 2002). For at energibrønner skal designes på riktig måte, er det ifølge Gehlin behov for gode estimater av bakketemperaturer. Bakketemperaturer øker med dybden i forhold til en geotermisk gradient som vist i figur 11, og øker med 0,5-3 K per 100 meter. Sesongvariasjoner i omgivelsestemperaturen påvirker bare 15 meter ned i bakken, som vist i figur 11 (Gehlin, 2002).



Figur 11 Bakkens temperaturprofil, (Gehlin, 2002)
 «Från Gehlin 2002, med tillstånd från författaren. Illustration: Claes-Göran Andersson»

Ifølge Eskilson (Eskilson, 1987) er det ikke nødvendig å betrakte temperaturvariasjoner langs borehullet, men heller ta gjennomsnittet, da det gir en god tilnærming for en homogen uforstyrret temperatur rundt borehullet.

4.4 Termisk responstest

I en termisk responstest måles fjellet evne til å transportere energi fra berggrunnen til varmbæreren (væsken) (Futurum Energi AS, 2013). For å beregne hvor mange brønner som skal bores så brukes det en termisk responstest, uten en termisk responstest kan brønnparken bli feildimensjonert (Båsum, 2012). Det bores en testbrønn der den termiske responstesten blir gjort, testbrønnen gjenbrukes ofte og blir en del av brønnparken (Tekniske nyheter, 2015).

I en termisk responstest blir først urørt temperaturen i bakken målt. Det gjør man ved å sirkulere væske i en brønn. Deretter blir sirkulasjonsvæsken oppvarmet og temperaturen registreres. En Termisk responstest tar alt fra 12 – 250 timer, den termiske responstesten er ferdig når temperaturøkningen har stabilisert seg, da skrur varmetilførselen av (Brekke, 2002). Avkjølingsfasen kan også testes, da fortsetter man å måle etter at varmetilførselen er slått av, det måles helt til temperaturen er lik urørt temperaturen (Brekke, 2002). Ved å gjennomføre denne testen får man vite en rekke parametere i både berggrunnen og borehullet. Disse er blant annet termisk konduktivitet, varmekapasitet, geotermisk gradient, grunnvannsstrømning, dybde og radius samt termisk isolasjon (Brekke, 2002). Disse parametere kan brukes for å simulere og beregne en brønnpark.

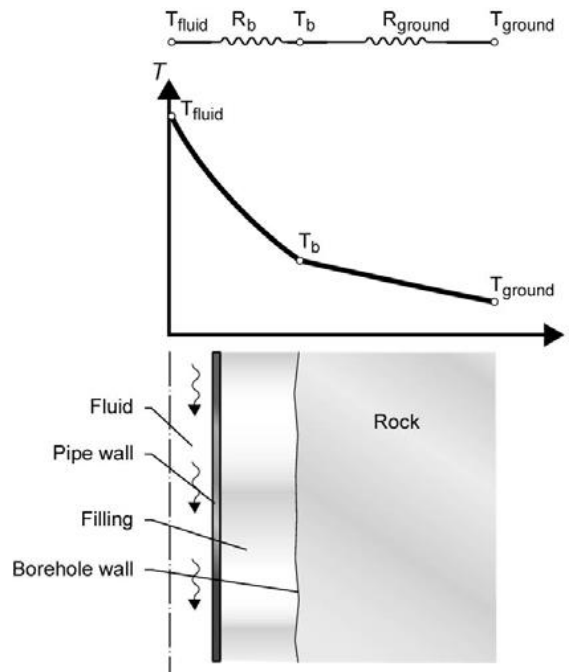
4.5 Termisk resistans i fjellet

Den termiske resistansen mellom varmbærer fluidet i borehullets rør og borehullets vegger, er ifølge Gehlin en viktig parameter ved design av borehulls systemer. Den termiske resistansen for fluidet i borehullets vegg (R_b) gir temperaturforskjellen mellom fluid temperaturen i kollektoren (T_f) og temperaturen i borehullets vegger (T_b) for den spesifikke varmeoverføringsraten (q) (Gehlin, 2002).

$$T_f - T_b = R_b q \quad (\text{X})$$

Sammensetningen av materialer i og rundt borehullet påvirker den termiske resistansen. Temperaturforskjellen mellom varmebæringsfluidet og borehullets vegg er proporsjonalt til varmeoverføringsraten (Gehlin, 2002). Den termiske resistansen til borehullet kan ha en signifikant effekt på systemets ytelse og bør være så lav som mulig.

Fyllmaterialet i utstøpte borehull gir bedre varmeoverføring enn stillestående vann. Likevel vil varmeoverføringen fra vannfylte borehull føre til at fri konveksjon oppstår. Ved store varmeoverføringer vil dette fenomenet føre til reduksjon i borehullets termiske motstand (Hellström & Elisabeth, 1999). Den totale ytelsen påvirkes ikke bare av den termiske resistansen, men også av andre borehull. I figur: 12 vises prinsippene for den termiske motstanden i et borehull.



Figur: 12 Borehullets termiske resistans. (Gehlin, 2002)
«Från Gehlin 2002, med tillstånd från författaren. Illustration: Claes-Göran Andersson».

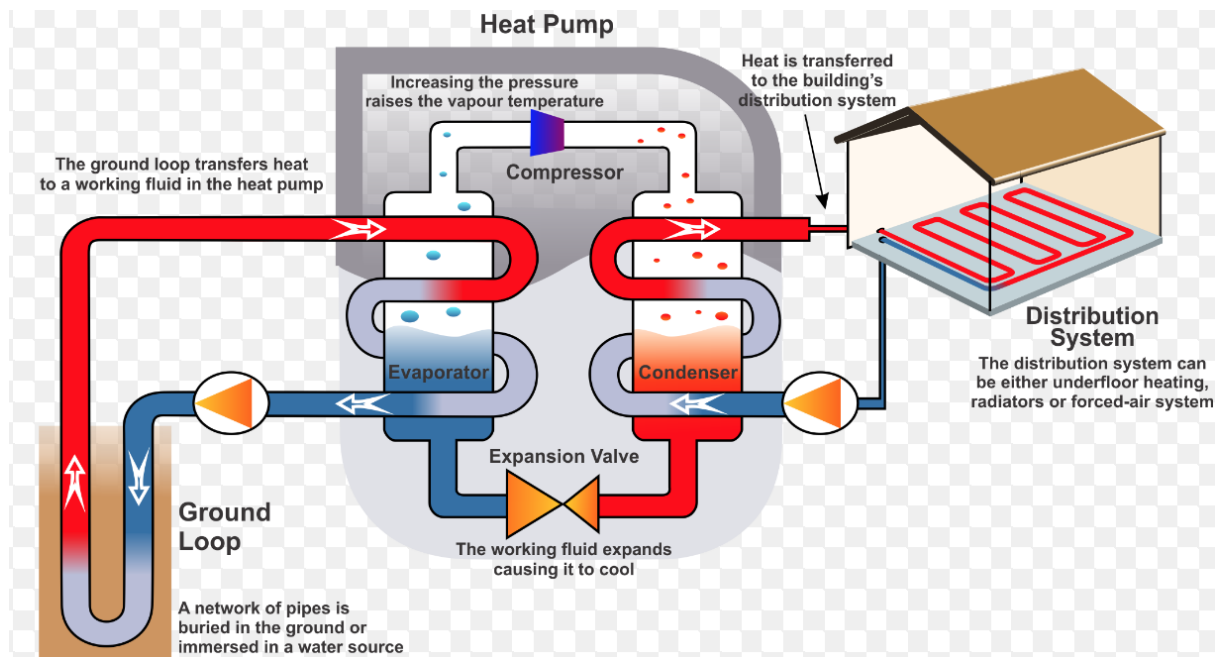
For et konvensjonelt U rør, vil disse effektene være viktig når strømmingen er laminær eller når borehulls dybde er over 200m (Remund, 1999). Ifølge Remund vil den termiske resistansen til en energibrønn, relateres både til borehullets termiske resistans og borehullets form.

4.6 Bergvarmepumpe

En varmepumpe henter energi fra et kaldt reservoar og overfører det til et varmt reservoar ved hjelp av et arbeid (Sonntag & Borgnakke, 2011). De vanligste typene varmepumper er luft til luft, luft til vann og bergvarmepumpe.

Hovedforskjellen på en luft til luft/ luft til vann varmepumpe og en bergvarmepumpe, er at for en luft til luft/ luft til vann varmepumpe kommer den tilførte energi fra omkringliggende luft. For en bergvarmepumpe kommer den tilførte energien fra bakken. Fordelen med en bergvarmepumpe, er at bakken der den henter energi fra holder en mye jevnere temperatur hele året enn luft. Denne masteren omhandler en bergvarmepumpe og fokuserer dermed på den.

En bergvarmepumpe består av to varmevekslere, en for fordamperen og en for kondensatoren slik som det er vist i figur 13. I borehullene strømmer det en frostvæske som leverer energi til arbeidsmediet i fordamperen. Arbeidsmediet er i dette punktet en kald, væske. Når arbeidsmediet blir tilført energi fører det til at det fordampes og blir til gass. Videre blir gassen komprimert i en kompressor. Da er gassen varm gass og har høyt trykk. Det er kompressoren som står for det elektriske arbeidet. I neste steg gir den varme gassen fra seg varme til et distribusjonssystem hvor kaldt vann blir varmet opp av den varme gassen. Som et resultat blir arbeidsmediet kjølt ned og kondenserer til væske. Til slutt går arbeidsmediet gjennom et ekspansjonskammer, hvor det kjøles ytterligere og trykket blir lavere og arbeidsmediet går tilbake til sin startstilling.



Figur 13: En skisse over et bergvarmepumpe system (Geothermal Heat-pump Association of New Zealand, 2016).

Figur gitt etter tillatelse fra GHANZ

Denne termiske prosessen kan brukes til både kjøling eller oppvarming. I geotermiske systemer har varmepumpene ofte reversible kretser, med reverserende ventiler slik at varmflyten kan reverseres og gå motsatt vei (Stober & Bucher, 2013). Varmepumpene er fordampning-kondensasjons faseovergangssystemer der varmen fra kondensasjonen av varmeoverføringsfluidet brukes i hovedsak til innendørs romoppvarming og oppvarming av varmtvann (Stober & Bucher, 2013).

Virkningsgraden til en varmepumpe omtales som COP som er coefficient of performance. Siden varmepumpen henter energi fra et lavtemperaturs reservoar i tillegg til at det blir tilført elektrisk energi vil virkningsgraden være høyere enn 1. For hver ekstra Kelvin temperaturdifferansen mellom kald og varm side er i en bergvarmepumpe, bruker kompressoren 3,5% mer energi (Sonntag & Borgnakke, 2011). Hvilket betyr at for hver grad Kelvin lavtemperaturs reservoaret (brønnene) varmes, vil kompressoren i bergvarmepumpa bruke 3,5% mindre energi, og som videre impliserer at virkningsgraden økes med 3,5%.

Virkningsgraden er gitt ved formel (XI):

$$COP_{\text{varmepumpe}} = \frac{Q_h}{W} \quad (\text{XI})$$

hvor COP er coefficient of performance, Q_h er varme levert fra varmepumpen og W er arbeid tilført varmepumpen. I en Carnot syklus har vi en ideell varmepumpe, denne er gitt ved formel (XII):

$$COP_{\text{Carnot varmepumpe}} = \frac{T_H}{T_H - T_L} = 1 + \frac{T_H}{T_L} \quad (\text{XII})$$

hvor COP er coefficient of performance, T_H er og T_L er temperaturen i det kalde reservoaret.

For hele varmepumpe systemet er seasonal performance factor (SPF) den viktigste verdien. SPF er års COP-en for all energi levert delt på elektrisk energi brukt. Mens COP-en er en øyeblikks verdi, kan SPF-en brukes til å beregne økonomien og energiforbruket til varmepumpen, forutsatt at det er en ikke-varierende strømpris. SPF-en avhenger av hvordan varmepumpen styres, den klimatiske situasjonen og andre faktorer.

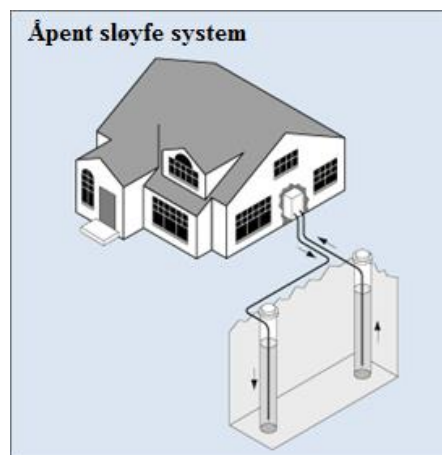
Den store fordelene med bergvarmepumpe kontra luft til luft pumpe er den stabile temperaturen som er i berggrunnen ved mer enn 15 meters dybde. Den gjennomsnittlige temperaturen i berggrunnen på Østlandet ligger på rundt 7 °C hele året mens lufttemperaturen

kan gå ned til $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Dette gjør at bergvarmepumpen får høyere COP på kalde dager enn det en luft til luft varmepumpe får. Bergvarmepumpen kan i tillegg kjøre jevnere fordi temperaturen er så stabil. Dette kan øke levetiden sammenlignet med en luft til luft varmepumpe.

Et problem knyttet til bergvarmepumpesystem er at de noen ganger er underdimensjonerte. Fra solen blir det tilført energi til bakken, disse bidragene påvirker 10-15 meter ned i bakken. Dermed vil det i underdimensjonerte anlegg tas ut mer energi fra bakken enn blir tilført naturlig av solen, dette fører til synkende temperatur i bakken og lavere COP og driftsvilkår for varmepumpen.

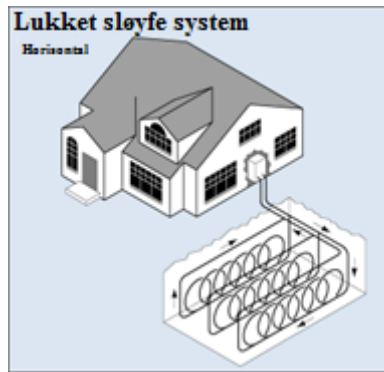
4.6.1 System

Figur 14 viser en åpen vertikal sløyfe, fordelene med denne type system er at det tar mindre areal enn en horisontal sløyfe. Ulempen derimot er at det er mer krevende å pumpe væske i en vertikal sløyfe kontra en horisontal sløyfe. Det trengs også færre energibrønner, men de må istedenfor være dypere.



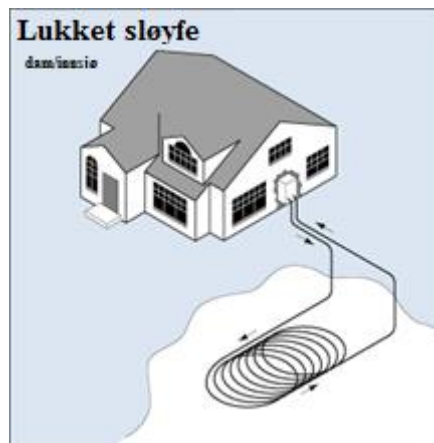
Figur 14: Åpen vertikal sløyfe (Department of Energy, u.d.)

Figur 15 viser en lukket horisontal sløyfe. Denne tar opp større areal enn en vertikal sløyfe, men det kreves mindre energi for å pumpe væsken gjennom systemet. En ulempe er at det trengs større område for å kompensere for liten brønndybde.



Figur 15: Lukket horisontal sløyfen (Department of Energy, u.d.)

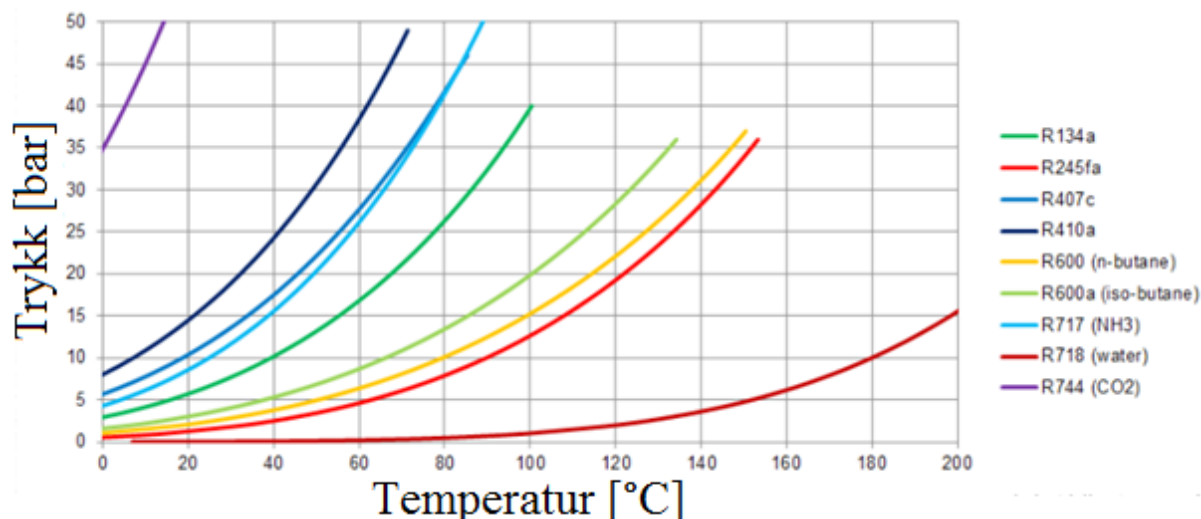
Figur 16 viser ett bergvarmepumpesystem hvor rørene legges ned i en nærliggende innsjø eller dam. Fordelen med denne type system er at temperaturen i vann ved en viss dybde holder seg mer stabil enn temperaturen i bakken og at det ikke blir behov for å bore energibrønner. Det kan også tenkes at det er lettere å drive vedlikehold, siden det er lettere å trekke opp rør fra bunnen av sjøen, enn rør under bakken. Siden det er så mye vann å ta av er det lite sannsynlig at vannet vil bli nedkjølt, men samtidig er bakken ofte varmere enn væsken i rørene. Det er viktig at dammen/innsjøen er dyb nok for å forhindre at den fryser der hvor rørene er lagt.



Figur 16: Lukket sløyfe for dam/innsjø (Department of Energy, u.d.)

4.6.2 Arbeidsmedier

Det finnes en del forskjellige arbeidsmedier til varmepumpe. Disse har ulike egenskaper og bruker med forskjellig trykk og temperaturer. Figur 17 viser en oversikt over ulike arbeidsmedier som kan brukes i varmepumper. De fleste syntetiske arbeidsmedier (HFC's) bidrar sterk til drivhuseffekten ved lekkasje (Industrial Heat Pumps, u.d.). Dette kan ha opptil 3000 ganger mer påvirkning på drivhuseffekten enn CO₂.



Figur 17: Forskjellige typer arbeidsmedier (Industrial Heat Pumps, u.d.)

Arbeidsmediet påvirker også COP-en på varmepumpen (Industrial Heat Pumps, u.d.). Det er også forskjellige kostnader for ulike medier og enkelte medier trenger ekstra sikkerhet og større dimensjonering. Det kan gjøre valg av arbeidsmedium utfordrende.

En oversikt over de mest brukte arbeidsmediene i varmepumpe er gitt i tabell 2. R134a blir hovedsakelig brukt i medium og store varmepumpesystemer (Industrial Heat Pumps, u.d.). Effektiviteten for denne er høyere enn både R407c og R410a, men lavere enn NH₃.

R407c og R410a blir mye brukt i små og medium store varmepumpe systemer, mens R717 (Ammoniakk) er det beste mediet for bruk i industrielle miljø (Industrial Heat Pumps, u.d.). Ammoniakk bidrar heller ikke til global oppvarming. Det er brennbart og giftig, men lekkasje oppdages lett på grunn av den sterke lukten.

Tabell 2: Egenskaper til de mest brukte arbeidsmediene til varmepumpe (Industrial Heat Pumps, u.d.)

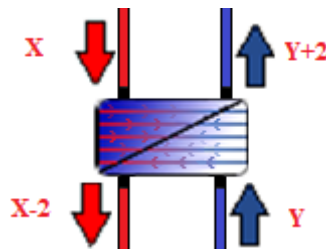
Kjølevæske	Trykk [bar]	Trykk [bar]	Trykk ratio [bar]/[bar]	Fordampningsvarme [kJ/kg]	Tetthet [kg/m ³]
	15° C	70° C		70° C	15° C
R134a	4,9	21,2	4,3	124	23,8
R407c	7,5	35,0	4,7	107	31,9
R600 (n-butan)	1,8	8,1	4,5	307	4,5
R600a (isobutan)	2,6	10,9	4,2	269	6,8
R717 (NH₃)	7,3	33,1	4,5	939	5,7
R410A*	12,5	47,7	3,8	45	48,0
R744 (CO₂)	50,9	Kritisk temperatur er 31 °C			160,7

*Kritisk temperatur for R410A er 71 °C

4.7 Varmeveksler

En varmeveksler fungerer ved at to ulike medier utveksler varme uten å være i kontakt med hverandre. I en varmepumpe fungerer både kondensatoren og fordampere som varmevekslere (Prestegaard, 2014).

Varmeoverføringen i varmeveksler fungerer ved at det ene mediet varmes opp og det andre kjøles ned. I en motstrøms varmeveksler vil et fluid med høy temperatur, og et fluid med lav temperatur strømme motstrøms i hver sin del av varmeveksleren. Da vil fluidet med høy temperatur avgi varme til fluidet med lavere temperatur, når fluidene er på motsatt side av plateveggen som vist nedenfor i figur 18. Det er en temperaturdifferanse i varmeoverføringen i en varmeveksler. Som vist i figur 18 er de utgående temperaturene fra varmeveksleren, her to grader forskjellig fra de inngående temperaturene.



Figur 18: Illustrasjon over varmeoverføring i en varmeveksler. De små pilene viser retningen væsken flyter, de store pilene viser hvilken vei varmen overføres. Fra venstre siden strømmer det varme væske, fra høyre side strømmer det kalde væske. Den varme væsken gir fra seg varme til den kalde væsken.

Følgende ligninger beskriver hvor mye energi som avgis fra det varme mediet per tid \dot{Q}_v og hvor mye energi som tas opp i det kalde mediet \dot{Q}_k :

$$\dot{Q}_v = \dot{m}_v c_{p v} (T_{v \text{ inn}} - T_{v \text{ ut}}) \quad (\text{XIII})$$

$$\dot{Q}_k = \dot{m}_k c_{p k} (T_{k \text{ ut}} - T_{k \text{ inn}}) \quad (\text{XIV})$$

Der \dot{m} er massestrøm, c_p er spesifikk varmekapasitet, $T_{v \text{ inn}} - T_{v \text{ ut}}$ er reduksjonen til temperaturen i det varme mediet, $T_{k \text{ ut}} - T_{k \text{ inn}}$ er det kalde mediets økning i temperatur. $\dot{Q}_v = \dot{Q}_k$ når det ikke er noe varmetap til omgivelsene. (Lekang, 2013).

Varmeoverføringsraten for varmevekslere som er motstrøms og medstrøms beskrives med formel (XV):

$$\dot{Q}_{vv} = \frac{\Delta T_{lm}}{R_{total}} = UA \Delta T_{lm} \quad (\text{XV})$$

Der \dot{Q}_{vv} er varmeoverføringsraten til varmeveksleren, ΔT_{lm} er logaritmisk middeltemperaturdifferanse (LMTD), R_{total} er den totale varmeovergangsmotstanden, U er det samlede varmeovergangstallet og A er overføringsarealet (Lekang, 2013).

Et stort areal, høyt varmeovergangstall og stor temperaturforskjell vil gi mye energi overført i en varmeveksler for de mediene det skal overføres varme mellom (Lekang, 2013). Ifølge Lekangs gir reduksjon i ledningsmotstand og konveksjonsmotstand stor U verdi. Ved å øke hastigheten på fluidene som strømmer, samt skape turbulens vil konveksjonsmotstanden reduseres, men samtidig vil trykkfallet økes (Lekang, 2013).

NTU-metoden (Number of Transfer Units) benyttes for å finne varmeoverføringen og for å dimensjonere varmevekslere utfra varmevekslerens bruksområde. Den definerer virkningsgraden ut ifra den mengde varme som kunne blitt overført ved et uendelig stort varmeoverføringsareal, mot den varmen som faktisk overføres (Prestegaard, 2014). Virkningsgraden er gitt ved formel (XVI):

$$\eta = \frac{(\dot{m}c_p)_{maks}(T_{v\ inn} - T_{v\ ut})}{(\dot{m}c_p)_{min}(T_{v\ inn} - T_{k\ inn})} \quad (\text{XVI})$$

Der min og maks er den største og minste verdien for massestrømmen og den spesifikke varmekapasiteten. Virkningsgraden kan for en motstrøms varmeveksler beregnes ved formel (XVII):

$$\eta = \frac{1 - e^{-NTU(1-C_r)}}{1 + C_r e^{-NTU(1-C_r)}} \quad (\text{XVII})$$

Der $NTU = \frac{UA}{(\dot{m}c_p)_{min}}$ og $C_r = \frac{(\dot{m}c_p)_{min}}{(\dot{m}c_p)_{maks}}$

Ved å ta i bruk virkningsgraden kan energien (effekten) som overføres i varmeveksleren beregnes ut ifra temperaturforskjellene på fluidene ved formel (XVIII):

$$\dot{Q}_{vv} = \epsilon \cdot (\dot{m}c_p)_{min} (T_{v\ inn} - T_{k\ inn}) \quad (\text{XVIII})$$

Høyere turbulens i fluidene i varmeveksleren vil gi bedre varmeoverføring, men vil også føre til et større trykkfall over varmeveksleren. Dette fører til at pumpen må levere et høyere inngangstrykk til varmeveksleren. Det spesifikke trykkfallet er et forholdstall som gir trykkfallet i forhold til termisk lengde (Lekang, 2013). Forholdstallet er gitt ved formel (XIX):

$$J = \frac{\Delta p}{\theta} \quad (\text{XIX})$$

Der J er spesifikt trykkfall, ΔP er det totale trykkfallet over varmeveksleren og θ er den termiske lengden (Lekang, 2013).

4.8 Kalde energibrønner

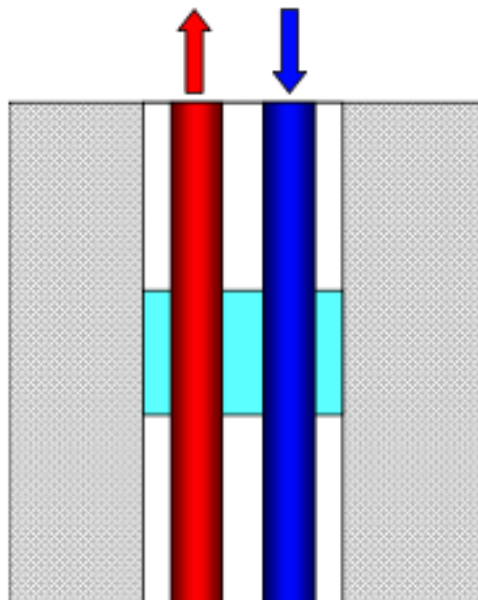
Anna-Karin Ahlström fra Luleå tekniske universitet skrev i 2004 en rapport der hun undersøkte fryste brønner og hvilke problemer det kunne skape (Ahlström, 2004).

Det oppstår som regel frost i energibrønner som følge av underdimensjonering av systemet. Ifølge rapporten til Ahlström vil 1 av 10 000 energibrønner få skader ved frysing. I disse tilfellene fører frosten til et høyt trykk som klemmer sammen rørene helt eller delvis. Frostrykket oppstår bare om vannet blir fanget i energibrønner. Dette kan skje hvis vann blir fanget mellom to ispropper.

Når det innstengte vannet fryser gir isens utvidelse et overtrykk i vannet. Dette trykket går utover det som tåler minst, nemlig kollektorslangene som blir klemt sammen. Dette reduserer væskestrømningen i kollektoren, noe som gir mindre varmeoverføring fra energibrønnene. I og med at det ofte er en del hulrom i fjell dermed oppstår denne type frostproblemer vanligvis i fôringsrøret.

Brønnene avleverer varme til varmepumpen og varmepumpen sender kaldere temperatur i retur. Dette fører til at temperaturen i energibrønnene synker. Det dannes is i toppen av energibrønner hvis returtemperaturen er under 0 grader.

Frysingen vil ikke alltid starte fra toppen og ned. Figur 19 viser strømmingen til frostvæsken i et U-rør. Den går ned i det blå røret, men snur i bunnen av kollektoren. Derfor vil den røde sylinderen fryse oppover. Figur 19 viser også hvordan isplugg kan dannes i kollektorer fôringsrøret, hvor vannet ikke har noen plasser å rømme.

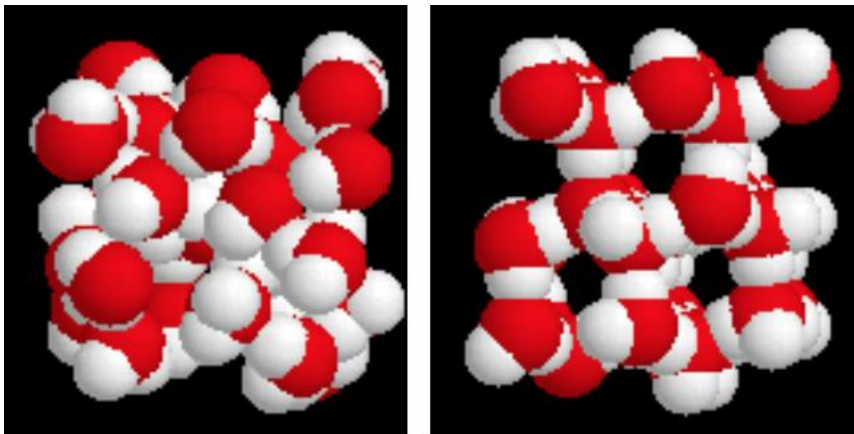


Figur 19: Strømmingen av frysevæsken i kollektoren og hvordan isplugg kan oppstå

På en annen side leder is varme bedre enn vann og kan derfor være fordelaktig.

Varmeledningsoverføringskoeffisienten i is er 4 ganger så stor som vann, i tillegg til at det avgis latent varme når vann fryses til is (Ahlström, 2004).

Figur 20 viser at vann er mye tettere enn is. Dette gjør at vannet utvides når det fryses til is. Frysningen skjer ved underdimensjonering av anlegget. Grunnene til underdimensjonering kan være mange. Eksempelvis kan effekt og energiforbruket blitt antatt å være lavere enn det er. I tillegg kan også bergets varmeledningsevne blitt antatt å være høyere enn det er. Fjell leder varme bedre enn jord og hvis det er langt ned til fjellet kan systemet bli underdimensjonert. Dessuten feilberegnes ofte den aktive brønn, da noen tror aktiv brønn tilsvarer dybden på borehullet. Den aktive brønnen starter ved vannspeilet.

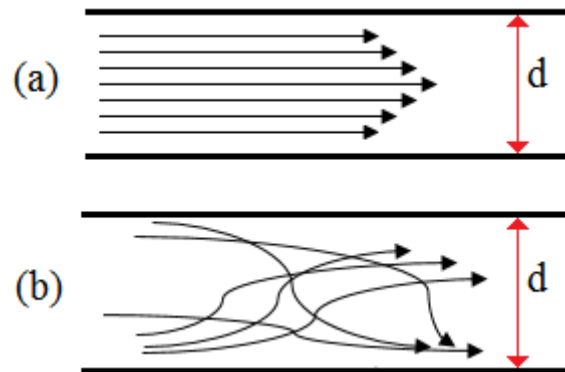


Figur 20: Molekylene i vann og is. I vann ligger molekylene tettere enn i is (Ahlström, 2004)

5 Fluidmekanikk

5.1 Laminær og turbulent strømning

Det er to hovedtyper av strømning, laminær og turbulent. Figur 21 illustrerer hvordan laminær og turbulent strømning beveger seg. I laminær strømning beveger all væsken seg strømformet i parallelle lag (bitjungle, 2013). Turbulent strømning kan oppstå når farten til væsken i røret øker, væsken beveger seg da i flere retninger (bitjungle, 2013).



Figur 21: Illustrasjon av laminær strømning (a) og turbulent strømning (b)

Ulempen med turbulent strømning er at det kreves mer energi for å pumpe en turbulent væske rundt i et system. På en annen side vil turbulent strømning føre til at væsker blir blandet og gir bedre varmeoverføring, dette er ofte ønsket (bitjungle, 2013). For å finne ut om en strømning er laminær eller turbulent kan reynoldstall brukes. Ved Reynoldstall under 2300 er strømningen laminær, ved reynoldstall mellom 2300 og 4000 er strømningen i en overgangsfase og over 4000 er strømningen turbulent (The Engineering toolbox, u.d.). Reynoldstall er definert ved formel (XX):

$$Re = \rho v D_h / \mu \quad (\text{XX})$$

hvor Re er Reynoldstall, ρ er væskens tetthet, v er væskens gjennomsnittshastighet, D_h er hydraulisk diameter og μ er væskens dynamiske viskositet.

5.2 Trykktap og væskehastigheter

Masseflyten til en væske er gitt ved formel (XXI)

$$\dot{m} = \rho v A \quad (\text{XXI})$$

hvor ρ er tettheten til væsken, v er væskens gjennomsnittlige hastighet og A er tverrsnittsarealet til røret. I et rør beskrives massebalansen ved formel (XXII):

$$\rho_{inn} v_{inn} A_{inn} = \rho_{ut} v_{ut} A_{ut} \quad (\text{XXII})$$

De største trykktapene knyttet til rørstrømning kommer fra friksjon i røret. Dette er gitt ved Darcy-Weisbach ligningen som er gjengitt i formel (XXIII):

$$p_f = f \frac{\rho v^2}{2} \frac{L}{D_r} \quad (\text{XXIII})$$

Der p_f er trykktap som følge av rørfriksjon, f er friksjonsfaktor, ρ er tettheten til fluidet, v er gjennomsnittshastigheten til fluidet, L er lengden på røret og D_r er diameteren på røret.

Darcy-Weisbach friksjonsfaktor f er en funksjon av Reynoldstallet og relativ ruhet. For laminær strømning hvor $Re < 2300$ kan relativ ruhet ses bort fra og friksjonsfaktoren er funnet teoretisk til å være $f = \frac{64}{Re}$.

Colebrooks empiriske formel brukes til å finne friksjonsfaktoren for turbulente strømninger med ru overflate. Colebrooks empiriske formel er vist i formel (XXIV)

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{e}{3.7D} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (\text{XXIV})$$

For Reynolds tall fra 3000 til 100 000 i glatte rør kan forenklingen $f = \frac{0.316}{Re^{0.25}}$ brukes.

Det finnes også trykktap i rørforbindelser. Disse tapene er relativt små og er ofte neglisjerbare når de sammenlignes med friksjonstap i rør. Trykktapene kommer av hastighetsforandringer når væsken går over til en ny rørforbindelse. Skuldre, ventiler og muffe er eksempler på rørforbindelser. Trykktap i rørforbindelser kan kalkuleres med formel (XXV):

$$p_{tap \text{ rørforbindelser}} = \xi \frac{1}{2} \rho v^2 \quad (\text{XXV})$$

der $p_{tap \text{ rørforbindelser}}$ er trykktap knyttet til hastighetsendringer i rørforbindelser, ξ er en dimensjonsløs konstant for ulike rørforbindelser, ρ er tettheten til fluidet og v er gjennomsnittshastigheten til fluidet. ξ -verdiene varierer for forskjellige rørforbindelser.

5.3 Væskestrømmer og energi

For å beregne effekt overført til en væske kan formel (XXVI) brukes:

$$P = \dot{m}C_p\Delta T \quad (\text{XXVI})$$

Der P er effekten, \dot{m} er volumstrømmen til væsken, ρ er tettheten til væsken, C_p er varmekapasiteten til væsken og ΔT er temperaturendringen til mediet.

Hastigheten til væsken kan beregnes ved å bruke formel (XXVII):

$$v = \frac{\dot{m}}{\rho A} \quad (\text{XXVII})$$

hvor v er væskehastigheten og, ρ er tettheten til væsken og A er tverrsnittsarealet til røret væsken strømmer i.

5.4 Volumutvidelse

Spesifikt volum til en væske kan uttrykkes ved å bruke formel (XXVIII)

$$v = \frac{1}{\rho} \quad (\text{XXVIII})$$

v er spesifikt volum for en væske og ρ er tettheten til væsken.

Formelen for volumforandring av en væske er gitt ved formel (XXIX) (The Engineering ToolBox, u.d.):

$$dV = V_0\beta(t_1 - t_0) \quad (\text{XXIX})$$

hvor dV er forandring av volum i væsken, β er volumetrisk temperaturutvidelseskoeffisient, V_0 er startvolum til væsken, t_1 er temperaturen til væsken etter utvidelse og t_0 er temperaturen til væsken før utvidelsen.

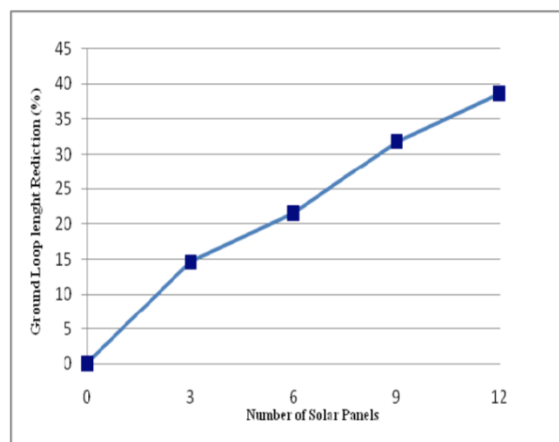
6 Solfanger i kombinasjon med bergvarmepumpe

Å bruke solfangere kombinert med bergvarmepumpe kan gi mange muligheter for ulike systemløsninger. Både solfangeren og varmepumpen kan få bedre betingelser som forbedrer virkningsgraden når de brukes i samme system. I 2009 skrev Elisabeth Kjellson en doktoravhandling på kombinasjon av solfangere med bergvarmepumper, hvor hun så på ulike systemer og deres systemytelse (Kjellson, 2009). For å finne ytelser for forskjellige systemer anvendte hun simuleringer med TRNSYS som er en standard for geotermiske systemer.

Det er flere fordeler med bruk av solfangere i et geotermisk system. Det vil føre til høyere COP på varmepumpen og mindre belastning. Det vil også redusere det elektriske energiforbruket. Ved å se på elektrisitetsforbruket for geotermiske systemer uten solfangere, mot simulerte situasjoner med solfangere ble besparelsen funnet (Kjellson, 2009). Rapporten kom blant annet fram til at for installasjon av et nytt anlegg ville det gi best ytelse ved å bruke solfangerne til opplading av energibrønnene sommerstid. Fordelen med et slikt system er at brønnparken blir belastet i mindre grad. For eksisterende anlegg vil det beste designet avhenge av det geotermiske anlegget. I en ladet brønnpark der energibrønnene påvirker hverandre termisk vil det også være gunstig å varme energibrønnene med solfangere, siden det vil påvirke et større volum av bakken.

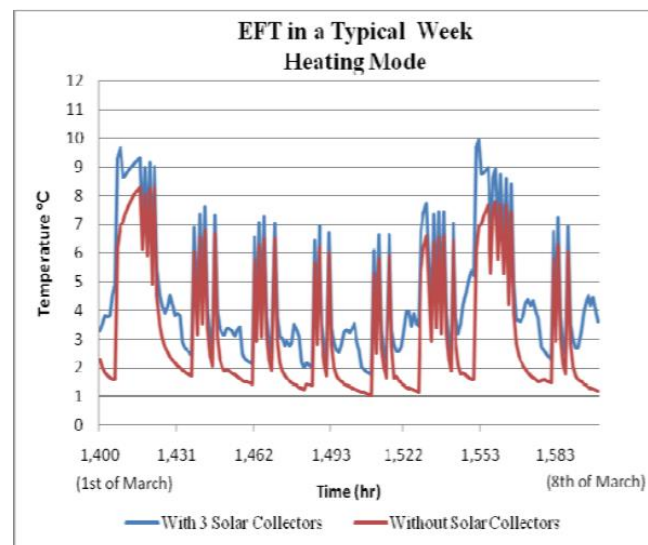
På et vanlig geotermisk anlegg er det behov for energibrønner på 150-300m for å få hentet ut nok energi. Ved å ha solfangere i kombinasjon med bergvarmepumpe kan solfangerne avlaste bergvarmepumpen ved å varme opp varmtvannstanker direkte når det er tilstrekkelig med sol. Da kan bergvarmepumpen være avskrudd om sommeren og deler av våren og høsten. En annen mulighet er å varme energibrønnene ved å sende ned solvarme i bakken. Det er også mulig å kombinere disse løsningene. Siden brønnparken belastes mindre er det mulig å redusere den aktive lengden på brønnen. Kortere aktiv brønn vil også redusere kostnaden med brønnboring.

En rapport kom fram til aktiv brønnlengde kunne kuttes tilnærmet proporsjonalt med antall solfangere installert som vist i figur 22 (Rad, et al., 2009). Ved installasjon av nye anlegg vil dette gi bedre besparelser enn et isolert geotermisk system.



Figur 22: Brønnlengde VS antall solfangere (Rad, et al., 2009)

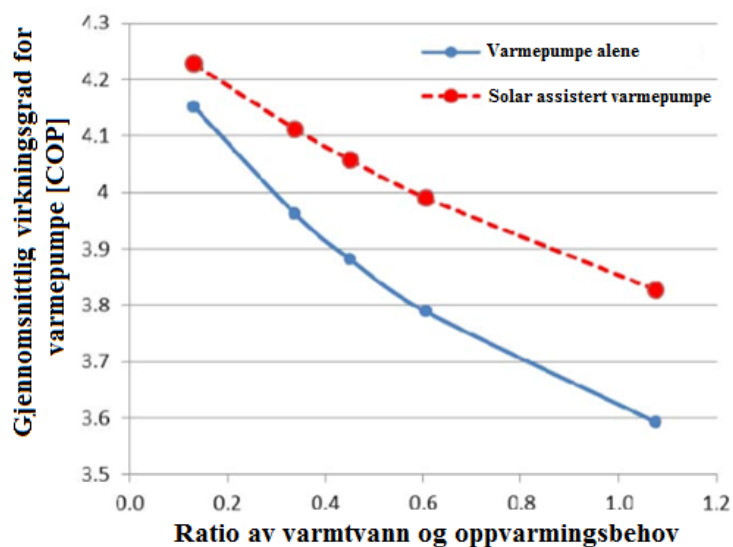
Figur 23 viser at temperaturen på innkommende fluid øker betraktelig ved kombinasjon med solfangere, dette vil føre til høyere COP og bedre driftsbetingelser for varmepumpen. Dette vil sannsynligvis gi lengre levetid på anlegget.



Figur 23: Figur over temperatur på fluid inn i varmepumpen, med 3 solfangere og uten solfangere (Rad, et al., 2009)

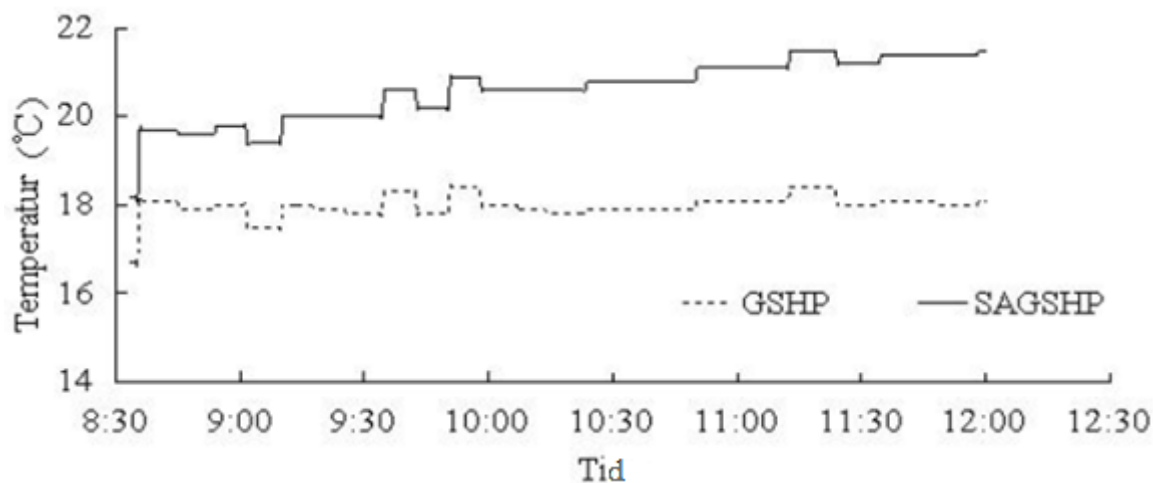
En rapport fra Sverige konkluderte med at temperaturen i bakken i en underdimensjonert brønnpark ville reduseres med 1,2 K på tre år uten solfangere (Tepe & Rönnelid, 2002). Ved et solfangerareal på 8 m² kan elektrisitetsforbruket reduseres med opptil 13 %, mens det kan reduseres med opptil 14% ved 50m² solfangeranlegg. Ved å forsyne varmtvannstanken fra solfangere i tillegg kan energibesparelsen øke til nærmere 20% sammenlignet med en enkeltstående bergvarmepumpe.

Figur 24 viser en årlig gjennomsnittlig COP for en bergvarmepumpe med og uten assistanse fra solfangere. Disse verdiene ble funnet ved å bruke simuleringsprogrammet TRNSYS med de Baltiske landene som lokasjoner (Janusevicius & Streckiene, 2013). Figuren viser at en kombinasjon av varmepumpe og solfangere vil øke SPF-en på varmepumpen betraktelig.



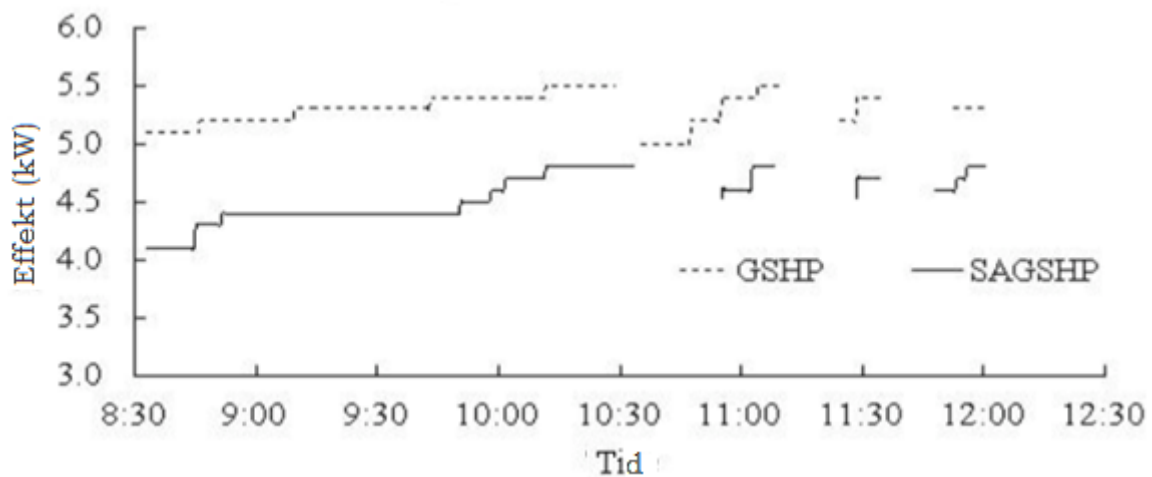
Figur 24: Gjennomsnittlig COP for en varmepumpe med og uten solfanger (Janusevicius & Streckiene, 2013)

Det meste forskingen knyttet til solar assistert bergvarmepumpe er gjennom simuleringer eller teoretiske beregninger. Det er gjort få eksperimentelle forsøk på solar assisterte bergvarmepumper. Likevel er det i Kina blitt gjort eksperimentale forsøk i byen Ningbo, der de har sammenlignet en enkeltstående bergvarmepumpe med en bergvarmepumpe assistert av solfanger (Zhao, et al., 2014). Rapporten konkluderer med at en bergvarmepumpe assistert av solfanger er lønnsomt (Zhao, et al., 2014). Dette blir underbygget av målinger som gir COP, inngangstemperatur på målinger og effekten varmepumpen kjører på, for en enkeltstående varmepumpe og en solfangerassistert varmepumpe. Figur 25 viser at returtemperaturen på kald side av varmepumpen er vesentlig høyere med assistert solvarme enn uten. Dette gir varmepumpen høyere COP, og reduserer belastningen på brønnenparken.



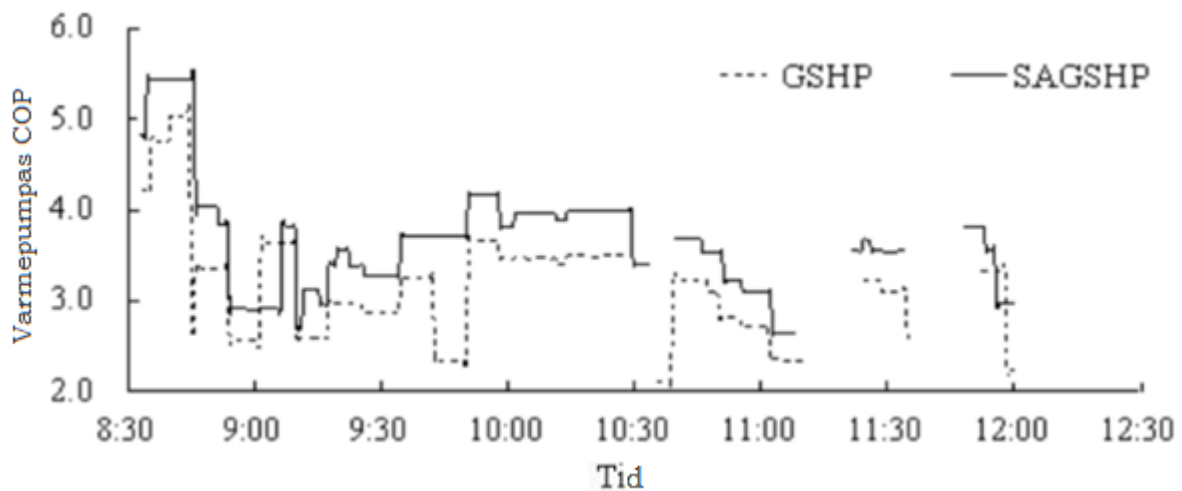
Figur 25: Inngangstemperatur på varmepumpe med og uten solfanger assistanse i Ningbo, Kina (Zhao, et al., 2014). GSHP og SAGSHP er henholdsvis bergvarmepumpe og solar assistert bergvarmepumpe.

Figur 26 viser varmepumpens elektriske effektbruk fra 8:30 – 12:30 om dagen. Systemet med solfanger gir en betydelig reduksjon av det elektriske energiforbruket.



Figur 26: Effekt på varmepumpe med og uten solfangere assistanse i Ningbo, Kina (Zhao, et al., 2014)

Figur 27 viser at COP-en på bergvarmepumpen øker drastisk ved bruk av solfangere. Bergvarmepumpesystem bruker i dag ofte en kombinasjon av elektrokjele og oljekjele for å dekke kapasitetsbehovet på de kaldeste dagene. Ved å heller bruke solfangere kan oljekjelen kuttes ut og forbruket av elektrisk energi til elektrokjelen reduseres (Chiasson & Yavuzturk, 2014). Fordelen med solfangere er at den eneste løpende kostnaden de har er elektrisitetsforbruk knyttet til sirkulasjonspumper. En oljekjele og elektrokjele har lavere initialkostnad, men høyere driftskostnader. Det vil derfor kunne lønne seg å i stedet benytte solfangere.



Figur 27: COP på varmepumpe med og uten solfanger assistanse i Ningbo, Kina (Zhao, et al., 2014)

7 Simulering

7.1 PVsyst

PVsyst er et program som kan brukes til å simulere solinnstråling for et bestemt område over et år. I dette programmet er det muligheter for å legge inn både nær og fjern skyggelegging. Nær skyggelegging vil komme fra objekter som er nærme solfangerne. Fjern skyggelegging kommer fra objekter langt unna som åser og fjell.

PVsyst henter meteorologiske data for en eksakt geografisk lokasjon som velges i Google Maps, og gjør videre beregninger for området basert på meteorologiske data. De meteorologiske data blir hentet fra enten Meteonorm eller NASA-SSE (Mermoud & Wittmer, 2014). NASA-SSE gjør målinger innenfor et område på $111 \times 111 \text{ km}^2$ (Pvsyst, u.d.). Meteonorm benytter seg av 1 325 meteorologiske stasjoner med irradiansmåling i Europa, og interpolerer mellom de tre nærmeste meteorologiske stasjonene (Mermoud & Wittmer, 2014). Ved beregninger bruker PVsyst innstråling og temperatur på bakgrunn av meteorologiske data og estimerer diffus stråling og vindhastighet dersom data for dette ikke er tilgjengelig (Mermoud & Wittmer, 2014).

En ulempe med PVsyst for denne rapporten er at PVsyst er designet for å gjøre simulering på fotovoltaiske solceller (PV) og ikke solfangerne. Imidlertid kan PVsyst benyttes ved beregninger av solfangerne, da simuleres solinnstråling for tilfeldige valgte PV solceller som er plassert der solfangerne skal være. Resultatene for innstrålingsdata blir brukt til videre beregninger.

PVsyst kan også benytte seg av månedlige albedoer for området den simulerer solinnstråling for (Mermoud & Wittmer, 2014).

8 Metode

8.1 Eksisterende brønnpark

Varmeanlegget til SiÅs ble rehabilitert og startet opp i 2008. Det består av væske-vann varmpumpe HYDROCIAT LW 1800BX som har 2 semihermatiske skruekompressorer med trinnløs kapasitetsregulering, en elektrokjele og en oljekjele som skal dekke varmebehovet. Installert kapasitet er vist i tabell 3.

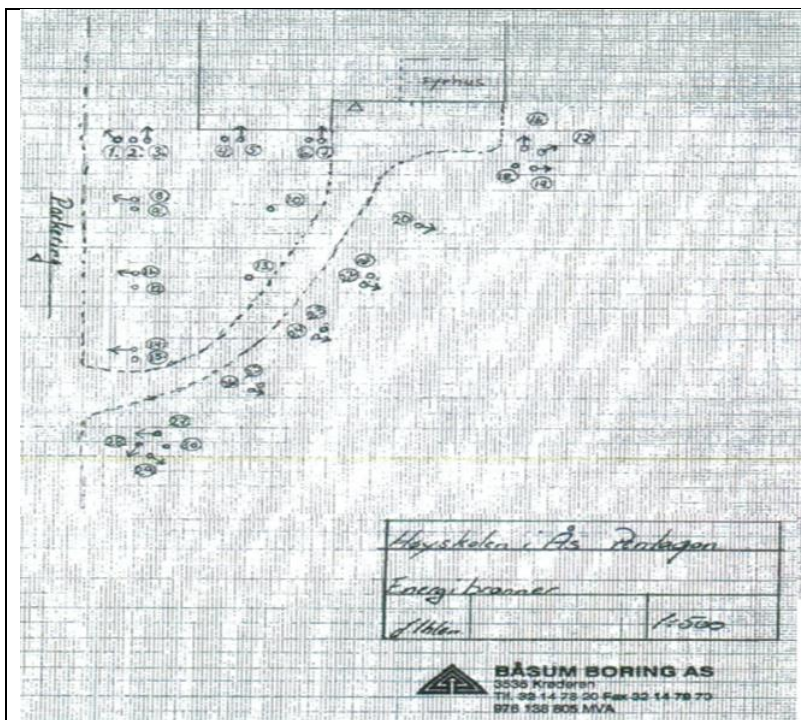
Tabell 3: Oversikt over den beskrevne effekten i rapporten om varmeanlegget til SiÅs (Hop, 29.02.2016)

Komponent	Antall	Effekt per komponent	Summert effekt	Kommentar
Varmepumpe	2	175 kW	350 kW	(Varmeopptak brønnpark ved 217 kW, COP =2,6)
Elektrokjele	1	375 kW	375 kW	
Oljekjele	1	800 kW	800 kW	Virkningsgrad 0,90 (De Dietrich, 2013)
Sum installert			1525 kW	

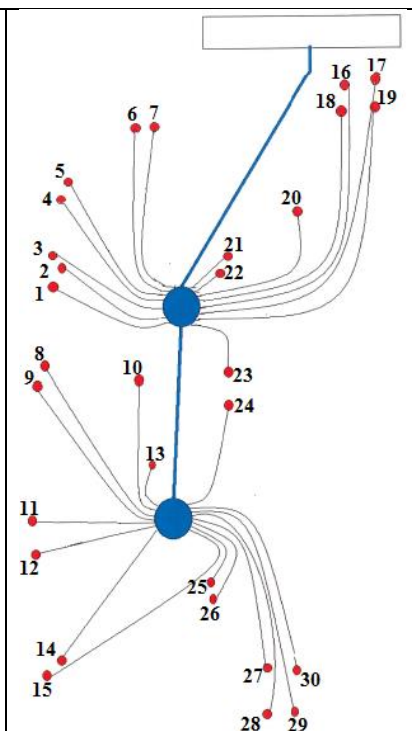
Varmepumpen henter energien sin fra en brønnpark som er plassert rett utenfor varmeanlegget. Brønnparken består av 30 brønner som er 200 meter dype. Diameteren på brønnene er 140 mm og det benyttes et føringsrør på Ø168 mm (Hop, 29.02.2016). Kollektorene i brønnene er doble u-rør der dimensjonene er 4*40mm. Brønnene er fylt med HXI 35 som er en blanding av vann og 35% etanol, og har et frysepunkt på -17 °C. HXI 35 henter varmen fra grunnvannet som omringer U-rørene. I følge brønnsrapportene er grunnvannsspeilet på omtrent 4m, det vil si at det er 4m ned til vannet. De fire øverste meterne i hver brønn regnes derfor ikke som aktiv brønn. Brønnparken er dimensjonert med et utgangspunkt at det er et varmeopptak i brønnparken på 31W/m.

Brønnene har en innbyrdes avstand på 7-8 meter, der de ytterste brønnene i brønnparken er skrånborret med en vinkel på 10-15 ° (Hop, 29.02.2016). På grunn av den store avstanden mellom brønnene kan man betrakte hver brønn som isolert og at de ikke påvirker hverandre termisk.

Plassering av brønnene er gitt i figur 28, og tilkoblingen mellom brønner og samlestokk er vist i figur 29. Det er to samlekummer hvor det er koblet 15 brønner til hver samlekum. Samlekummene har en tur og en retur samlestokk til varmpumpen. Koblingsrørene mellom energibrønnene og samlekummene ligger i isolerte varerør (Ø50/90) (Hop, 29.02.2016). Fra samlekummene skal hver enkelt brønn kunne innreguleres og avstenges helt.



Figur 28: Oversiktskart over brønnene. Tegning fra Båsum boring AS.



Figur 29: Tilkobling mellom rør og samlestock. Ukjent tegning gitt av SiÅs.

Det er en kjelevelgersentral som styrer kjøringen av elektrokjelen og oljekjelen. Når varmpumpen kan dekke hele energibehovet er elektrokjelen og oljekjelen avslått. Elektrokjelen blir prioritert før bruk av oljekjelen, men når varmpumpen og elektrokjelen ikke greier å dekke behovet, starter oljekjelen.

Varmeanlegget til SiÅs bruker sirkulasjonspumper for å distribuere varmen i form av oppvarmet vann til studentboligene. Disse skal forsyne studentene med varmtvann og romoppvarming. Sirkulasjonspumpene kan sees på som en del av systemvirkningsgraden til varmpumpen, fordi det kreves at de er i gang for å distribuere varmen fra varmpumpen.

Systemet for energisentralen er designet slik at anlegget ikke er i gang når utetemperaturen er høyere enn 14°C. Dette er fordi det er mindre lønnsomt å kjøre systemet når det ikke er behov for romoppvarming i og med at det krever at alle sirkulasjonspumpene er i drift. Anlegget er ikke i drift i sommermånedene og står stort sett ubrukt i mai til september. Når anlegget ikke er i drift blir varmtvannet varmet opp lokalt i varmtvannstanker.

Enkelte av sirkulasjonspumpene kjører på et fast turtall, det vil si at de forbruker like mye effekt hele tiden. De fleste pumpene er turtallsregulerte som gjør at pumpene kan kjøre på forskjellige effekt ut i fra varmebehovet. Likevel mente Runar Thon at alle pumpene kjørte på full effekt da varmpumpen ikke fungerer optimalt og fordi brønnparken er underdimensjonert. Det ble da bestemt at det skal antas at alle pumpene skal kjøre på maks effekt i den perioden de er i drift. De er i alt 16 pumper og som vist i tabell 4 er noen av disse tvilling pumper. Tvillingpumpene skifter på å kjøre, men kjører aldri samtidig. Formålet med tvillingpumper er at den ene kan kjøre hvis den andre er ute av drift.

Tabell 4: Oversikt over pumpene i varmeanlegget til SiÅs

Pumpenavn	Tvilling pumpe	Turtallsregulert	Maksimal effekt [W]
JP41/42	Ja	Ja	1100
JP43	Nei		1300
JP45	Nei	Ja	550
JP46/47	Ja	Ja	550
JP49	Nei	Ja	607
JP50	Nei	Nei	7500
JP51	Nei	Ja	750
JP70	Nei	Nei	250
JP71	Nei	Nei	160
JP72/73	Ja		250
JP74	Nei		190
JP75/76	Ja		1111
Sum			14318

8.1.1 Etablering og utvidelse

Etter etablering av anlegget i 2008 har det blitt foretatt en rekke utvidelser.

2008

Anlegget ble i første omgang tilkoblet deler av pentagon (Arken, Børsen, Casino, Hemsens, Grotten, Inferno og Jubili) og hele Pomona. Det var siden begynnelsen planer om å utvide anlegget etterhvert. Effektbehovet for anlegget da var beregnet til å være 900 kW.

2009

I 2009 ble Kringla, Mølla og Løa, tilknyttet energisentralen og effektbehovet økte fra 900 kW til 1380 kW

2013

I 2013 ble det gjort ytterligere en utvidelse der energisentralen ble tilkoblet de nye studentboligene Barken og Veden. Da økte effektbehovet til 1572 kW, noe som oversteg den installerte kapasiteten på 1525 kW.

2014

I 2014 ble bygningene Saga, Barken, Veden og Høvleriet tilknyttet energisentralen. Da ble det nye effektbehovet økt til 1660 kW.

8.1.2 utfordringer for den nåværende energisentralen

Det er en del utfordringer knyttet til anlegget. Systemet er i dag underdimensjonert, det vil si at det hentes ut mer varme fra bakken enn det som tilføres naturlig. Dette sørger for en reduksjon i bakketemperaturen, som gir dårligere virkningsgrad for varmepumpen. Dette gjør at varmepumpen må jobbe hardere og forbruker mer elektrisitet. Dette reduserer antageligvis også levetiden til varmepumpen.

Årsakene til at brønnparken er underdimensjonert kan være flere. Ifølge Hop ble brønnparken beregnet til å ha et varmeuttak på 32 W/m, men dette var basert på antall meter brønn. Med tanke på at aktiv brønn ikke starter før vannspeilet begynner, må varmeuttaket være høyere. I tillegg er det en brønn som har rast delvis sammen. Med å ta dette i betraktning må varmepumpen hente opp 35 W/m for å oppnå dimensjonert COP (Hop, 29.02.2016).

I tillegg kom det fram av Hops utredning at flowguarden koblet feil vei i energisentralen så det er ikke mulig å overvåke hver brønn. Væskegjennomstrømning i hver brønn eller hvilke brønner som er aktive kan derfor ikke kontrolleres. Enkelte brønner kan være satt ut av drift grunnet steinras. I samtale med Hop kom det fram at hovedsirkulasjonspumpen for sekundærsiden ikke kunne oppdrive nok turtall for å levere ønskelig effekt. Dette gjør også at varmepumpen ikke greier å opprettholde temperaturene på sekundærsiden. Den er i utgangspunktet satt til å være 50°C/60°C, men er nå på 45°C/50°C. Lavere temperaturdifferanse på sekundærsiden av varmepumpen gjør det vanskeligere for varmepumpen å levere ønsket effekt.

8.1.3 Forslag til forbedring på eksisterende anlegg

Flowguard

Tilkobling tur / retur inne i energisentralen ble ved en feiltagelse byttet om slik at væskestrøm går feil vei gjennom Flowguard. Dette bør endres.

Automatiske innreguleringsventiler

Systemet er ikke i balanse, og det bør installeres automatiske innreguleringsventiler

Rørskap

Wilhelm Huus-Hansen har noen forslag for forbedring av anlegget. Samlekummene der brønnkollektorene er plassert har en radius på 80 cm og ligger rundt 1,5 m under bakken, det er derfor vanskelig arbeidsforhold. Wilhelm Huus-Hansen foreslår derfor å forlenge rørene opp fra bakken og inn i et skap. Dette vil gjøre det lettere å gjøre endringer på anlegget.

Sirkulasjonspumpe

Pumpene er gamle og noen gir ikke optimal massestrøm. Store innsparingsmuligheter ved å skifte til pumper med bedre virkningsgrad.

Temperaturstyring

Varme opp vannet i intervallet 40-45 grader istedenfor 45-50 grader for å gjøre jobben lettere for varmpumpen. Oppnå de siste gradene ved å benytte elektrokjelen.

8.2 Dimensjonering av anlegg

For å dimensjonere anlegget ble det sett på tilført elektrisk energi og levert energi fra varmpumpen. Ved å trekke tilført elektrisk energi fra levert energi ble energien hentet opp av brønnene beregnet. For å få holde temperaturen i brønnene konstant må tilført energi til brønnene være lik uttaket som blir hentet fra brønnen. I samsvar med Wilhelm Huus-Hansen ble det besluttet at det skulle tilføres mer energi til brønnene enn energiuttaket.

Ved bruk av energimålinger fra Hafslund over tilført elektrisk energi og en energi logger over levert energi fra varmpumpen, ble den energien som hentes fra brønnpark beregnet for de årene det var tilgjengelige data for. Ved å bruke denne informasjonen kunne også SPF (seasonal performance factor) for varmpumpen beregnes.

Som en følge av økt temperatur i brønnparken vil temperaturen på væsken som sendes ned til brønnparken også øke i takt med temperaturøkningen i brønnparken. Da vil inngangs og utgangstemperaturen til solfangerne bli høyere når temperaturen i brønnene begynner å øke.

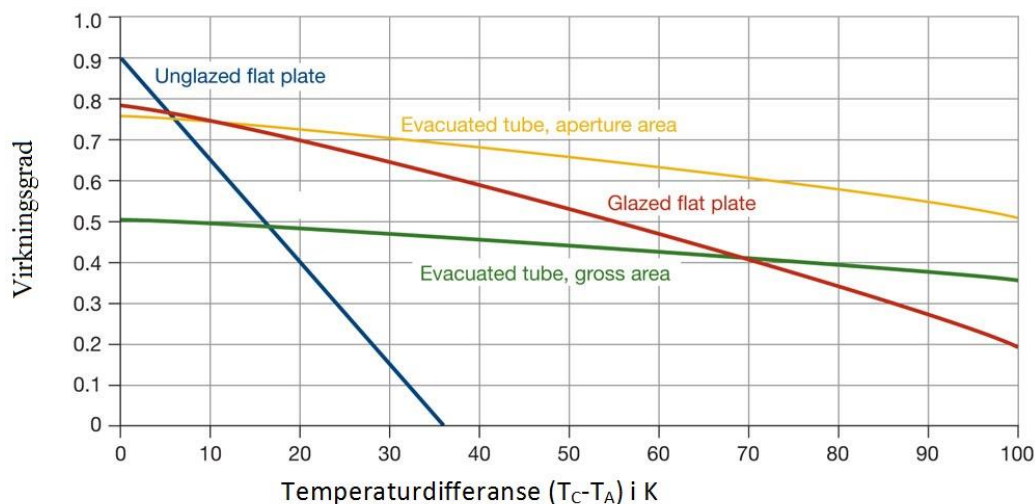
8.2.1 Solfanger lokasjon

For å finne ut hvor mye energi som kunne hente ut fra solfangerne ble simuleringsprogrammet PVsyst benyttet. Dette kan simulere forventet årlig innstråling. I utgangspunktet skulle det bli sett på hvor mye energi som kunne høstes ved å plassere solfangerne på studenthusene Arken, Børsen og Casino (ABC) som ligger rett over energisentralen. Disse ble sett på som gunstige å plassere solfangerne på, siden det er kort avstand til energisentralen som vil redusere mengde rør og ikke kreve like store pumper som for lengre avstander. I tillegg vil det ikke være behov for å grave ned rør i bakken. En utfordring ved å koble til solfangerne på disse takene er at det ligger en skog til øst for disse bygningene. Disse skygger en del for solfangerne og hindrer noe innstråling. Geomatikk student Bjarne Undheim Skåland og en totalstasjon målte vinkler og avstander til potensielle trær som skygget for solfangerne. Disse trærne ble lagt inn i PVsyst for å kartlegge skyggeleggingen.

Dette ble i ettertid gått vekk fra, og det ble avgjort at det kun skulle legges solfangere på Pomona. På Pomona skulle opprinnelig to alternativer undersøkes. Det ene alternativet er å dekke alle takene på Pomona med solfangere og finne ut hvor mye energi det gir. Det andre alternativet er å dekke akkurat nok tak med solfangere, slik at det årlig blir tilført omtrent like mye energi til brønnparken som det blir forbrukt fra brønnparken. Da alternativ to er i grenselandet for å tilføre nok energi til å dekke det årlige forbruket fra brønnparken, ble et tredje alternativt valgt å undersøkes. Dette alternativet var å dekke et tak mer enn i alternativ to, slik at det blir en energiproduksjon som er noe større enn det behøves.

8.2.2 Virkningsgrad

Et vesentlig punkt i dimensjoneringen var hvilken virkningsgrad som kunne bli forventet av solfangeren. Figur 30 viser virkningsgrad for solfangere ved forskjellige temperaturdifferanser i solfangeren og omgivelsene. Ved å minske temperaturforskjellen i solfanger og omkringliggende luft vil virkningsgraden på solfangerne øke. Siden solfangerne veksler energi med de kalde brønnene, vil væsken opp til solfangerne være kaldt og temperaturforskjellen er lavere enn ved en vanlig solfanger. Ved å kjøre vannet hurtig gjennom solfangeren vil forandringen mellom gjennomsnittstemperaturen i solfangeren og omgivelsestemperaturen reduseres og virkningsgraden kan bli over 80%. I tillegg vil solfangeren få ekstra varmeoverføring i form av konveksjon. Dette er det ikke tatt høyde for i simuleringen. Siden temperaturen på solfanger væsken er så lav og den varmes opp fra -3 til 7°C vil væsken i solfangeren ha en gjennomsnittstemperatur på 2°C. Da vil temperaturdifferansen for figur 30 alltid være negativ for temperaturer over 2 grader. Ut i fra figur 30 vil virkningsgraden da være 90% for en temperaturdifferanse på 0 grader. Tatt i betraktning den ekstra energi solfangerne får av konveksjon og regnvann blir virkningsgraden til solfangerne satt til å være 80%.



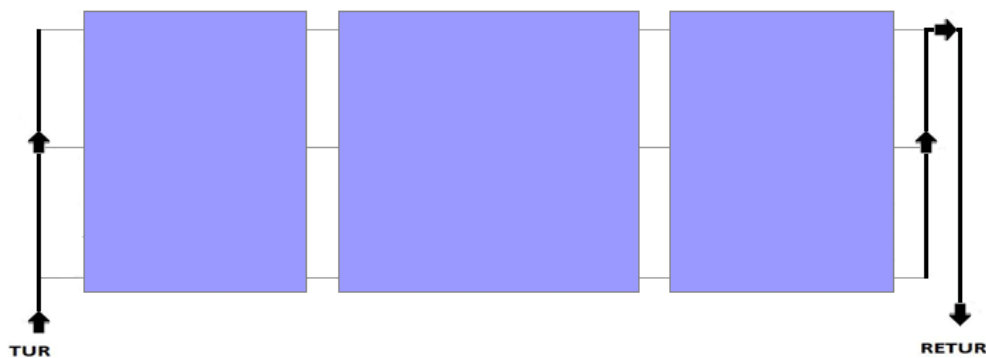
Figur 30: Figur over virkningsgrader for forskjellige solfanger ved 800W/m² innstråling og temperaturforskjell, T_c er gjennomsnittstemperatur i solfanger, og T_a er omgivelsestemperatur (European solar thermal industry federation (ESTIF), 2006).

8.2.3 Valg av solfangere

I planlegging av anlegget ble forskjellige typer solfangere vurdert. Valget stod mellom å bruke en flatplatesolfanger med eller uten dekklag. Ved å bruke dekklag vil det termiske tapet reduseres, men ved å sløyfe dekklaget vil prisen på solfangerne reduseres. Solfangere uten dekklag brukes ofte i lavtemperatursystemer der det termiske tapet er lavt. Siden dette systemet er i første omgang tiltenkt å varme opp væsken til urørt bakketemperatur (8°C) vil det termiske tapet være lavt og det kan bli lønnsomt å kjøre systemet uten dekklaget. Dessuten vil det kunne bli tilført energi i form av konveksjon når en uglassert solfanger benyttes. Den kan i praksis kjøre varme netter og sommerdager når det er overskyet.

8.2.4 Rørsystem

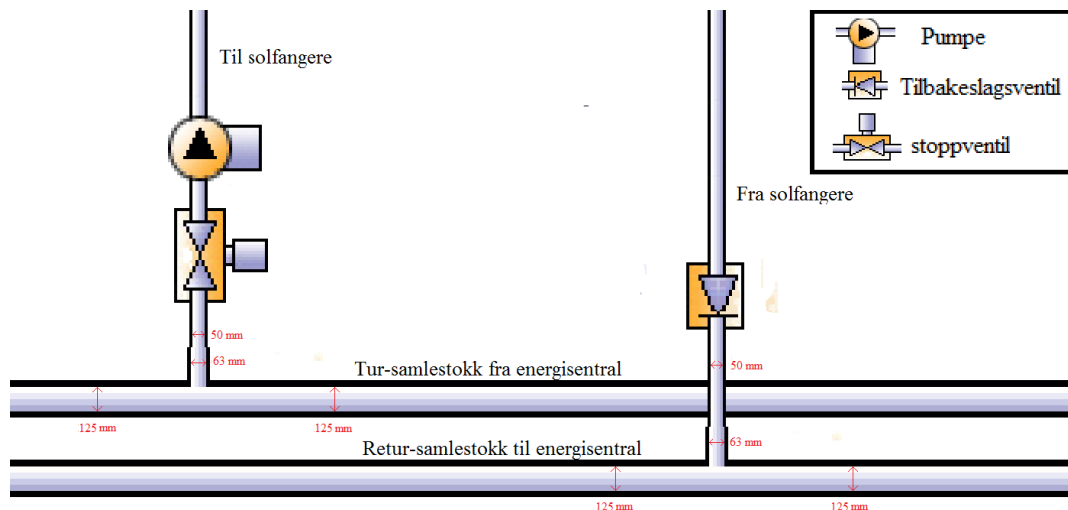
Rørene i og mellom solfangerne vil være koblet i ett vendt retur system som vist i figur 31.



Figur 31: Vendt retur system for solfangerne. De tykke rørene er samlestocken for taket på 50 mm, de tynne rørene er solfangerrørene.

I et slikt system vil raden med kortest turrør, få lengst returrør. Dette sørger for at hver rad får lik rørlengde som fører til at friksjonstapet blir tilnærmet likt i hver rad. Ved å bruke vendt-retur rør vil det heller ikke være behov for manuell innregulering og balanseventiler, fordi anlegget balanseres naturlig.

Hvert av rørene i solfangeren på taket vil bli koblet til en tur og retur samlestock fra taket. Disse samlestockene vil igjen bli koblet til en større samlestock som graves ned og omkranser Pomona, slik som vist i figur 32 og figur 36.

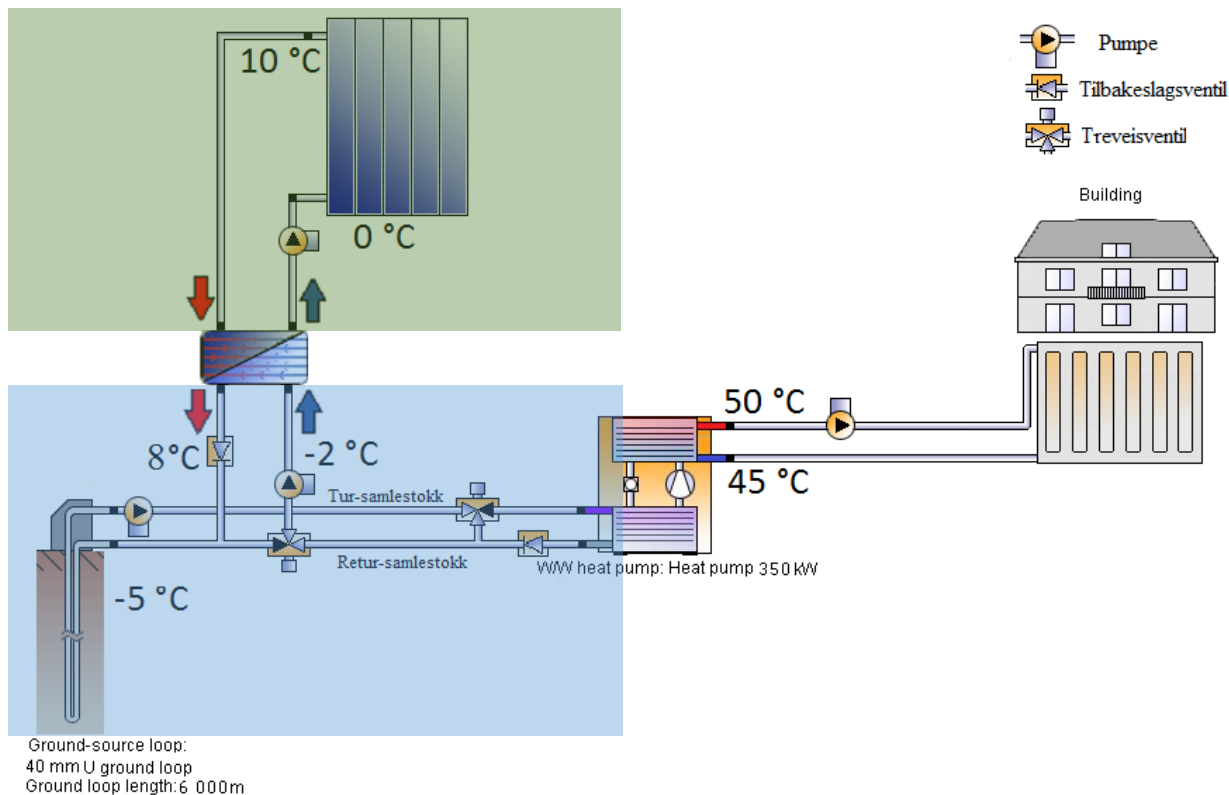


Figur 32: Figuren viser sammenkoblingen mellom samlestokken på taket 50 mm og samlestokken på 125 mm som omkranser Pomona og går til energisentralen. Figuren i laget ved bruk av blant annet programmet Polysun.

8.2.5 Drift av systemet

Sammen med Wilhelm Huus-Hansen ble det diskutert hvordan solfangerne skulle integreres i energisentralen. Hovedformålet med solfangerne var å varme opp energibrønnene, men det ble også diskutert å bruke solfangerne til forvarming av varmtvann for å avlaste varmpumpen. Forvarming ble det i ettertid gått vekk fra. Solfangermediet det ble bestemt at skulle brukes er HXI 20, som er en vann-etanol blanding med 20% etanol og korrosjonsinhibitor.

Driftsituasjon 1



Figur 33: Den svarte fargen på treveisventilen betyr at den er lukket i den retningen. I det grønnfargede området sirkulerer det HXI 20 væske. I det blåfargede området sirkulerer det HXI 35 væske. Tilbakeslagsventilen forhindrer væske fra å strømme feil vei og inn på komponenter som ikke er i drift, den lar væsken kun strømme en vei. Det som nevnt tidligere temperaturdifferanser på inn og utgangstemperaturen på en varmeveksler, i dette tilfeller er det 2 °C. Figuren i laget ved bruk av blant annet programmet Polysun.

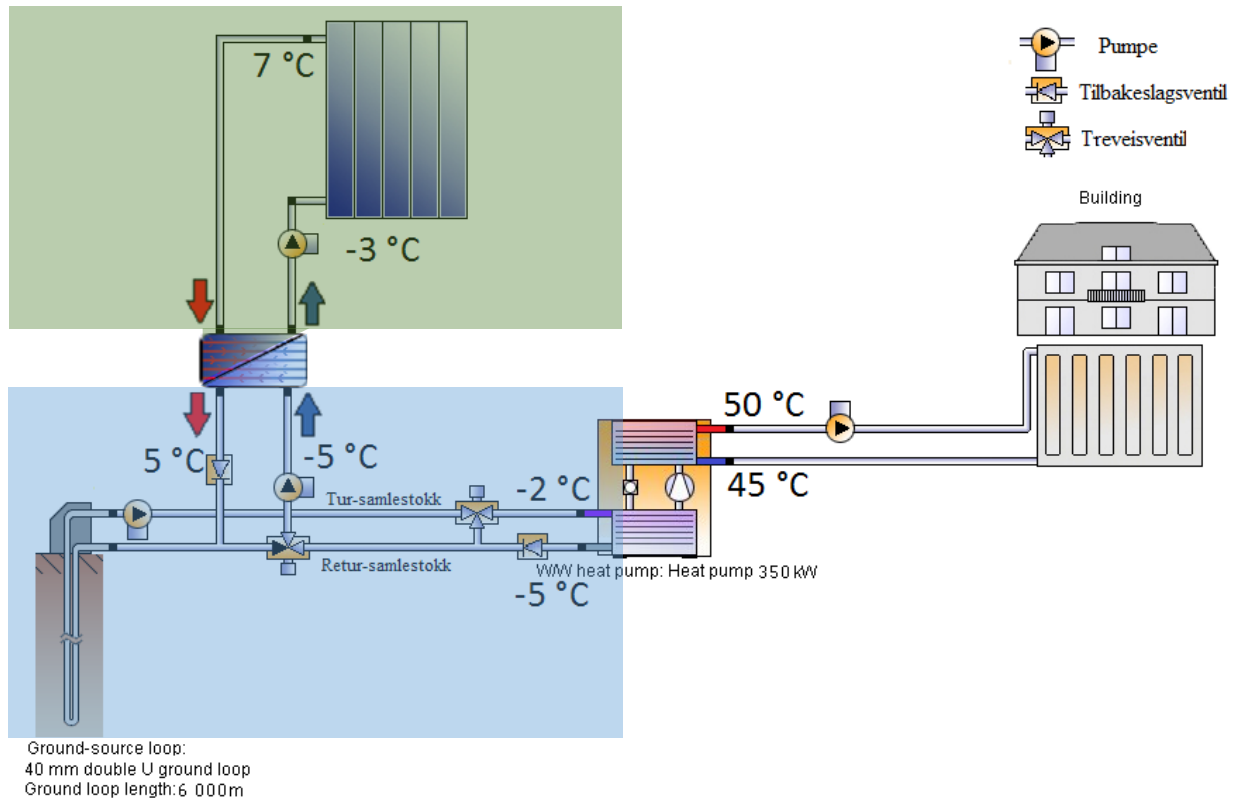
I den første driftsituasjonen vil varmepumpen være avskrudd, men solfangerne er aktive. HXI 20 væsken fra solfangerne som er blitt varmet opp av solen, går ned til en samlestokk bort til varmeveksleren. I varmeveksleren blir HXI 20 væsken avkjølt ved at varmen avgis til HXI 35 væsken som er på andre siden av varmeveksleren. Den oppvarmede HXI 35 væsken går ned til en annen samlestokk på varmepumpas returside og ned til brønnparken. Den avkjølte HXI 20 væsken går ut av varmeveksleren og tilbake til solfangeren der den på nytt blir varmet opp.

Den oppvarmede HXI 35 væsken vil i møte med de kaldere omgivelsene i brønnparken gi fra seg noe av varmen, og på den måten varme opp brønnparken. Etter å ha sirkulert igjennom brønnparken, ender HXI 35 væsken på tur-samlestokken til varmepumpa. Den går igjennom denne samlestokken frem til en treveisventil som er stengt i enden for å forhindre flyt til varmepumpa. Treveisventilen fører væsken ned til varmepumpas retursamlestokk, der sitter en tilbakeslagsventil som skal forhindrer væsken fra å strømme feil vei og komme inn på varmepumpa. I retur samlestokken strømmer HXI 35 væsken til en treveisventil der enden er stengt for å forhindre flyt tilbake til brønnparken, treveisventilen fører væsken opp til

varmeveksleren. I varmeveksleren mottar HXI 35 væsken varme fra den oppvarmede HXI 20 væsken (slik som beskrevet i avsnittet over).

Slik vil det sirkulere i driftsituasjon 1. På denne måten vil energibrønnen bli oppvarmet til senere bruk. Driftsituasjon 1 ville benyttes når det ikke er behov for å ha på varmepumpa, for eksempel om sommeren. Figur 33 illustrerer også hvordan anlegget skal fungerer i driftsituasjon 1.

Driftsituasjon 2



Figur 34: Den svarte fargen på treveisventilen betyr at den er lukket i den retningen. I det grønnfargede området sirkulerer det HXI 20 væske. I det blåfargede området sirkulerer det HXI 35 væske. Tilbakeslagsventilen forhindrer væske fra å strømme feil vei og inn på komponenter som ikke er i drift, den lar væsken kun strømme en vei. Det som nevnt tidligere temperaturdifferanser på inn og utgangstemperaturen på en varmeveksler, i dette tilfeller er det 2 °C. Figuren i laget ved bruk av blant annet programmet Polysun.

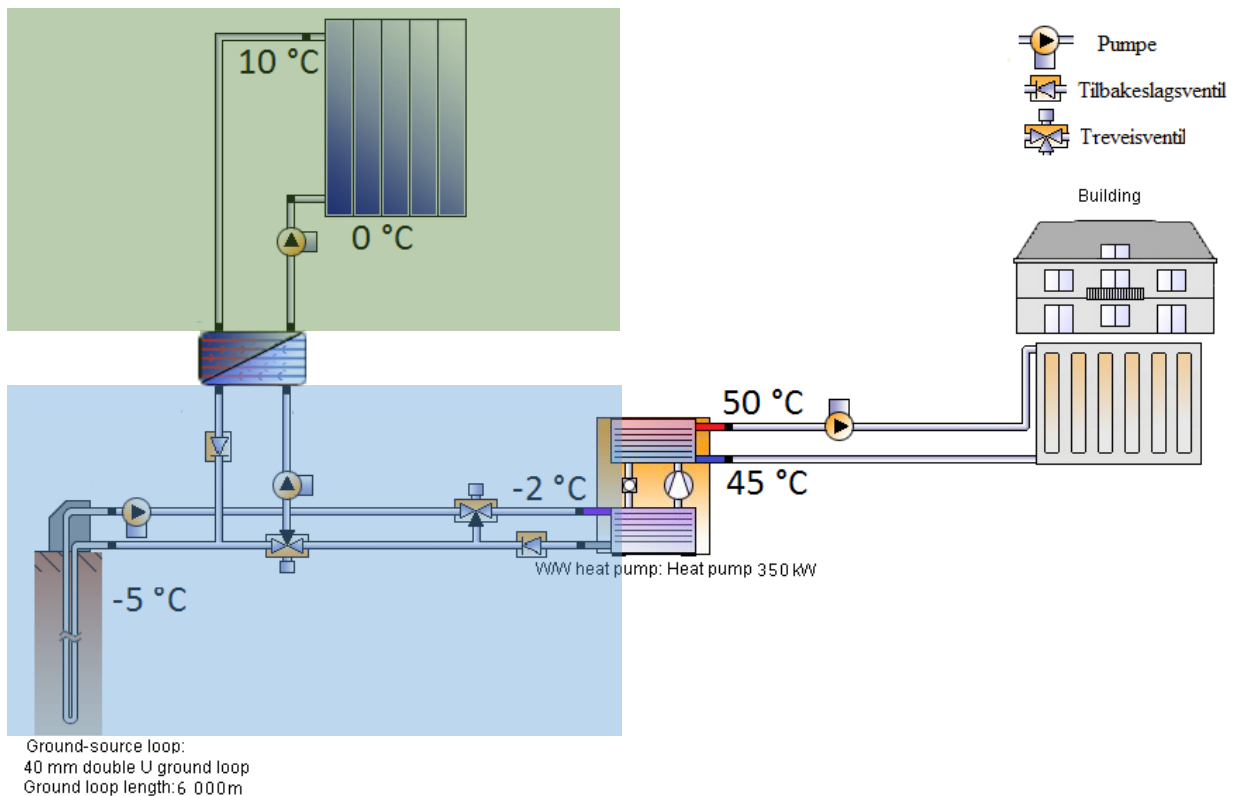
I den andre driftsituasjonen vil varmepumpen og solfangerne være aktive. HXI 20 væsken fra solfangerne som er blitt varmet opp av solen og går ned til en samlestokk og bort til varmeveksleren. I varmeveksleren blir HXI 20 væsken avkjølt ved at varmen avgis til HXI 35 væsken som er på andre siden av varmeveksleren. Den oppvarmede HXI 35 væsken går ned til en annen samlestokk på varmepumpas returside og ned til brønnparken. Den avkjølte HXI 20 væsken går ut av varmeveksleren og tilbake til solfangeren der den på nytt blir varmet opp.

Den oppvarmede HXI 35 væsken vil i møte med de kaldere omgivelsene i brønnparken gi fra seg noe av varmen, og på den måten varme opp brønnparken. Etter å ha sirkulert igjennom

brønnparken, ender HXI 35 væsken på tur-samlestokken til varmepumpa. Den går igjennom denne samlestokken frem til en treveisventil, denne treveisventiler deler væskestrømmen i to deler, der noe går til varmepumpa og noe går ned til retur-samlestokken. Hvor store mengder som går til varmepumpa og til retur-samlestokken avhenger av behovet varmepumpa har. HXI 35 væsken som går inn i varmepumpa vil tilføre varme som varmepumpa øker gjennom arbeid slik som forklart i avsnitt 4.6. HXI35 væsken vil deretter komme ut av varmepumpas kalde side og inn på retur-samlestokken. Her vil den på samme måte som for væsken som gikk direkte ned til retur-samlestokken, flyte frem til en treveisventil. I treveisventilen er enden stengt for å forhindre flyt tilbake til brønnparken, treveisventilen fører væsken opp til varmeveksleren. I varmeveksleren mottar HXI 35 væsken varme fra den oppvarmede HXI 20 væsken (slik som beskrevet i avsnittet over).

Slik vil det sirkulere i driftsituasjon 2. På denne måten vil energibrønnen bli oppvarmet samtidig som at varmepumpa kan levere varme. Driftsituasjon 2 benyttes når det er behov for å ha på varmepumpa, men samtidig er det en nyttbar solinnstråling. Vår og høst ville være tider der driftsituasjon 2 i hovedsak benyttes. Figur 34 illustrerer også hvordan anlegget skal fungere i driftsituasjon 2.

Driftsituasjon 3



Figur 35: Den svarte fargen på treveisventilen betyr at den er lukket i den retningen. I det grønnfargede området sirkulerer det HXI 20 væske. I det blåfargede området sirkulerer det HXI 35 væske. Tilbakeslagsventilen forhindrer væske fra å strømme feil vei og inn på komponenter som ikke er, den lar væsken kun strømme en vei. Figuren i laget ved bruk av blant annet programmet Polysun.

I den tredje driftsituasjonen vil varmepumpen aktiv, solfangerne er inaktive. Fordi solfangerne er inaktive vil det være noe varmeoverføring gjennom varmeveksleren. HX20 væsken ville ligge i ro i solfangeren.

HXI35 væsken som kommer ut av varmepumpas kalde side og inn på retur-samlestokken, flyter frem til en treveisventil. Treveisventilen er stengt i den ene enden for å forhindre flyt opp til varmeveksleren. Væsken vil flyte videre til brønnparken, her vil den ta opp varme fra berggrunnen. Temperaturen til HXI35 væsken vil være noe høyere idet den forlater brønnparken og kommer inn på tur-samlestokken. HXI35 væsken flyter videre til den kommer til en treveisventil som er stengt i den ene enden, slik at all væsken kommer til varmepumpa. Varmen som HXI 35 væsken har med seg idet den går inn i varmepumpa vil varmepumpa øke gjennom arbeid slik som forklart i avsnitt 4.6. Etter å ha avlevert varme i varmepumpa kommer HXI35 væsken ut av varmepumpas kalde side og inn på retur-samlestokken.

Slik vil det sirkulere i driftsituasjon 3. Driftsituasjon3 benyttes når det er behov for å ha på varmepumpa, og det er så lav innstråling at det ikke lønner seg å aktivere solfangerne. Vinteren ville være den tiden der driftsituasjon 3 i hovedsak benyttes. Figur 35 illustrerer også hvordan anlegget skal fungere i driftsituasjon 3.

8.2.6 Styrings/reguleringssystem

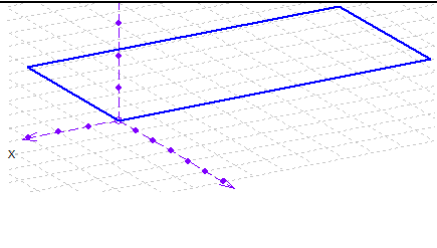
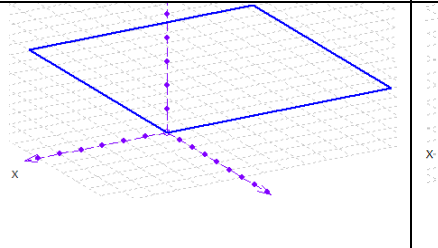
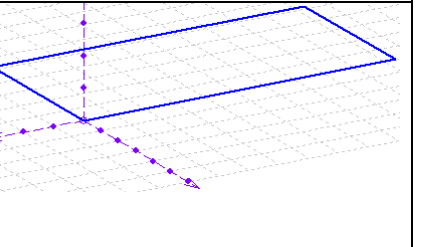
Det skal være ett styrings- og reguleringssystem til dette anlegget. Dette styrings- og reguleringssystem skal ikke beskrives og presenteres i denne mastergradsoppgaven. Det er ønskelig at det er temperaturmålinger på inngangen, utgangen og midten av solfangerne. Disse skal kommunisere med pumper så temperaturdifferanse på væsken inn og ut av solfangerne er på 10 K. Det er allerede temperaturmålinger for tur og retur-samlestokken, det er ønskelig at når temperaturen her økes, skal også inn- og utgangstemperaturen til solfangeren økes tilsvarende, da vil det fortsatt være en temperaturdifferanse på 10 K.

8.2.7 Utforming av solfangeranlegg

Solfangerne er tenkt å være tilpasset hvert tak. Det vil ligge et PE lag på bunnen av taket som skal begrense det termiske tapet på baksiden av solfangeren. Videre vil det ligge rør med en sortfarget plastplate som fungerer som absorbatør. Siden dette anlegget opererer ved så lave temperaturer ble det besluttet at dekklaget droppes, fordi det er så lite termiske tap ved lav temperatur og høy hastighet.

Plastplatene er modulbasert og kan bygges inn i hverandre. Dette gjør at det kan lages en stor solfanger som er tilpasset for hvert tak. Denne vil ligge flatt, fordi det vil hindre skygning fra solfangerne og vil se mer estetisk ut.

Tabell 5: Denne tabellen viser målene over solfangerne levert av Anergy. Hver av disse solfangerne er separert fra hverandre med på grunn av hindringer som er på takene.

Venstre solfanger	Midtre solfanger	Høyre solfanger
		
<p>Sensitive PV Area</p> <p>Width <input type="text" value="5.25"/> m</p> <p>Length <input type="text" value="9.00"/> m</p> <p>Total area 47.3 m²</p> <p>Required area 1164.3 m²</p> <p>Shed frame</p> <p>Left/right <input type="text" value="0.00"/> <input type="text" value="0.00"/> m</p> <p>Top/bottom <input type="text" value="0.00"/> <input type="text" value="0.00"/> m</p> <p>Origin <input type="text" value="Left lower corner"/></p>	<p>Sensitive PV Area</p> <p>Width <input type="text" value="11.09"/> m</p> <p>Length <input type="text" value="9.00"/> m</p> <p>Total area 99.8 m²</p> <p>Required area 1164.3 m²</p> <p>Shed frame</p> <p>Left/right <input type="text" value="0.00"/> <input type="text" value="0.00"/> m</p> <p>Top/bottom <input type="text" value="0.00"/> <input type="text" value="0.00"/> m</p> <p>Origin <input type="text" value="Left lower corner"/></p>	<p>Sensitive PV Area</p> <p>Width <input type="text" value="5.25"/> m</p> <p>Length <input type="text" value="9.00"/> m</p> <p>Total area 47.3 m²</p> <p>Required area 1164.3 m²</p> <p>Shed frame</p> <p>Left/right <input type="text" value="0.00"/> <input type="text" value="0.00"/> m</p> <p>Top/bottom <input type="text" value="0.00"/> <input type="text" value="0.00"/> m</p> <p>Origin <input type="text" value="Left lower corner"/></p>

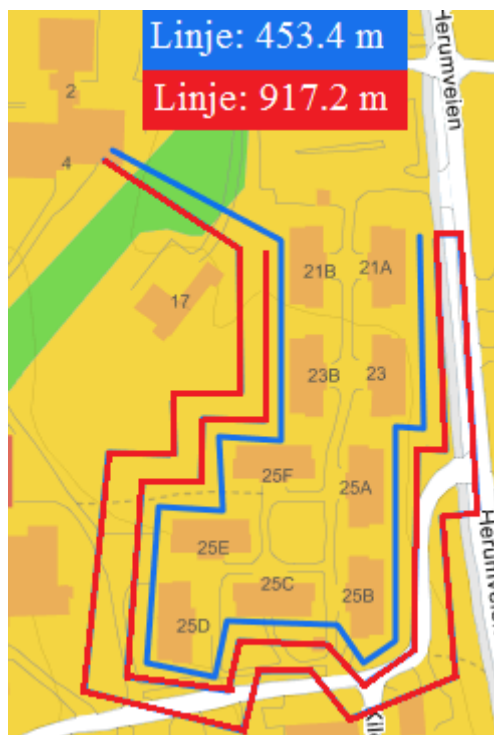
8.3 Strømningsteknikk

8.3.1 Effektbehov

Valg av rør er også med på utformingen av anlegget. Rørene kan enten være i en form av metall eller PE(plast). Metall er gjerne mer solid, tåler høy temperatur men koster mer. PE (plast) tåler ikke høye temperaturer. Siden anlegget skal kjøre lavtemperatur og derfor ikke har behov for å tåle høye temperaturer blir PE benyttet på grunn av lavere pris. Et annet viktig valg er dimensjonene på rør. Dette vil øke kapitalinvesteringen, men vil redusere nødvendig pumpekraft og den løpende kostnaden knyttet til elektrisitetforbruket. Det ble derfor gjort beregninger for å finne ut et greit kompromiss mellom rør og sirkulasjonspumpe. Viktig at rørene tåler trykk.

8.3.2 Valg av sirkulasjonspumpe og rør

Sirkulasjonspumpene velges basert på trykktapene i rørsystemet. Pumpene vil ha variabelt turtall. De vil bli styrt av en sensor som måler solinnstrålingen og bestemmer masseflyten etter det. Ved høy innstråling vil pumpen kjøre på maks turtall, men ved mindre innstråling vil den kjøre på et lavere turtall. Det vil være en pumpe for hvert tak, disse vil pumpe væske fra tur-samlestokken med diameter 125 mm (blå strek i figur 36) som omkranser Pomona og gjennom en mindre samlestokk med diameter 50 mm. Samlestokken med diameter 50 mm går opp til taket og ut til solfangerrørene der væsken bli varmet opp. Etter at væsken har passert gjennom solfangerrørene går den på nytt inn i den mindre samlestokken med diameter 50 mm som fører væsken ned til retur-samlestokken med diameter 125 mm (rød strek i figur 36). Det vil være en pumpe for tur-samlestokken (blå strek i figur 36), samt en pumpe for retur-samlestokken (rød strek i figur 36). Hver av de mindre samlestokkene med diameter 50 mm skal ha en stoppventil hver, på den måten kan man stoppe væskeflyt til hvert enkelt tak om det er nødvendig. Væsken vil ta fortsette videre i tur-samlestokken med diameter 125 mm (blå strek i figur 36)



Figur 36: Illustrasjon over hvor samlestokken fra Pomona til energisentralen skal gå om det er 10 tak som dekkes med solfangere. Samlestokken er koblet i vendt retur. Denne samlestokken vil frakte væske frem til varmeveksleren i energisentralen.

Rørene og sirkulasjonspumpene er valgt utifra ekstremstiasjonen når det er maksimal innstråling. Ved $1000\text{W}/\text{m}^2$ innstrålingen kan solfangeren utnytte $800\text{W}/\text{m}^2$ ved en virkningsgrad på 80%. Den utnytter dermed $800\text{ W}/\text{m}^2$ ganger arealet, For å beregne massestrømmen ble formel (XXVI) brukt

Dataene for HXI20 som trengs for å beregne trykktapene er hentet fra vedlegg 13.1 som viser spesifikk varmekapasitet, tetthet og dynamisk for HX20 (SINTEF, 2001). Vedlegg 13.1 viser at både varmekapasiteten og tettheten for HX20 holder seg relativt jevn, mens dynamisk viskositet varierer mye med temperatur.

Rørene til solfangerne har en dimensjon på 25 mm radius, mens samlestokken for takene har en radius på 50 mm. For å finne trykfallene som følge av friksjonstapene ble formel (XXIII)

benyttet $p_f = f \frac{\rho v^2}{2} \frac{L}{D_r}$. For solfangerrørene ble disse tapene ganget opp med antall rør.

Farten ble beregnet fra formel (XXVII). Friksjonskoeffisienten ble hentet fra forenklingen

$f = \frac{0.316}{Re^{0.25}}$ som kan brukes for hydrauliske glatte rør.

Reynoldstallet som kreves for denne forenklingen ble beregnet ved formel (XX). Trykktap gjennom løftehøyde ble ikke beregnet, da et lukket system kun har tap gjennom friksjon i røret.

Det finnes også trykktap i forbindelse med rørkomponenter som T-rør og ventiler. Disse beregnes ved formel (XXV). Disse trykktapene er veldig små sammenlignet med friksjonstapene og ble derfor neglisjert. For å beregne nødvendig pumpeeffekt blir formel (XXX) benyttet:

$$P_p = \dot{m}\Delta p/\eta\rho \quad (\text{XXX})$$

Hvor \dot{m} er væskens massestrøm Δp er trykktapet pumpen må overkomme η er virkningsgraden til pumpen og ρ er væskens massetetthet. Virkningsgraden til moderne pumper er i dag rundt 50% så dette ble brukt i beregningene.

Pumpens effekter samt diameter og lengder for rør er gitt i tabell 6.

Tabell 6: Størrelser og nødvendig pumpekapasitet per tak. Pumpene er blitt beregnet og tilpasset av Grundfoss Norge

Beskrivelse	Enhet	Størrelse
Massestrøm	[kg/s]	3,574
Radius samlestokk	[mm]	50
Diameter solfangerrør	[mm]	25
Senter-senter avstand C-C	[mm]	200
Lengde solfangerrør	[m]	24
Diameter samlestokk	[mm]	50
Lengde samlestokk	[m]	30
Pumpekraft for tak se vedlegg 13.2	[W]	1100

HXI20 vil sirkulere fra solfangeren på hvert tak, ned til en samlestokk som omkranser Pomona. Denne samlestokken henter varme fra solfangerkretsene og har turbulent strømning når det er høy innstråling. Turbulent strømning gir bedre varmeoverføring og en mer homogen temperaturfordeling, men krever i gjengjeld høy pumpekraft. Dette kan bøtes på ved å øke rørdiameteren på røret for å minske trykktapet. Samlestokken skal gjennom en varmeveksler være tilkoblet brønnene og sende ned varm væske i brønnene og ta opp kaldere væske. For å regne på trykktapene ble friksjonstapene beregnet gjennom Darcy Weisbachs formel, formel (XXIII). Siden denne samlestokken ligger tilnærmet flatt og ikke har noe særlig rørforbindelser, blir ikke høydetap og rørtaputvidelser tatt hensyn til. Tabell 7 viser blant annet pumpenes effekter for ulike antall tak fylt med solfangere.

Tabell 7: Størrelser og nødvendig pumpekraft for samlestock til energisentralen. Pumpene er blitt beregnet og tilpasset av Grundfoss Norge. Samlestokkens lengde er noe lenger enn det er målt fra satellittbilder, dette er gjort for å ha en margin.

Beskrivelse	Enhet	5 tak	6 tak	10 tak
Massestrøm	[kg/s]	17,87	21,44	35,74
Diameter samlestock*	[mm]	100	100	125
Lengde tur-samlestock	[m]	225	250	500
Lengde retur-samlestock [m]	[m]	450	500	1000
Pumpekraft tur-samlestock **	[kW]	1,5	1,5	3
Pumpekraft retur-samlestock **	[kW]	1,5	1,5	4

*Samlestokken var opprinnelig tenkt å ha diameter 200 mm, men i samråd med Grundfoss når det gjaldt å finne pumpe ble 125 og 100 mm anbefalt.

** Se vedlegg 13.2

8.4 Klima og miljø

Ved bruk av solfangere til å varme opp bakken vil virkningsgraden til varmepumpen øke. Dette medfører at oljekjelen vil bli mindre benyttet. Dessuten skal oljekjelen som oppvarmingskilde med stor sannsynlighet fases ut i 2020, da dette forslaget er satt ut på høring (Regjeringen, 2016).

Ved at virkningsgraden til bergvarmepumpen økes vil det medføre at elektrokjelen blir mindre benyttet til oppvarming. I Norge kommer mesteparten av elektrisiteten fra vannkraft som er en ren fornybar energikilde. Likevel importeres det noe elektrisk energi fra utlandet, denne energien er ikke like ren som vannkraft.

Bergvarmepumpen bruker også noe elektrisitet i prosessen for å varme opp bygninger. I likhet med elektrokjelen vil også noe av den elektriske energien som varmepumpen bruker komme fra utlandet og ikke være like ren som vannkraft. Ved å varme opp brønnene vil temperaturløftet fra kald til varm side bli mindre, da behøver ikke bergvarmepumpa å bruke så mye elektrisk energi pr. produsert varmeenhet og det elektriske forbruke i bergvarmepumpa vil bli redusert.

9 Resultat

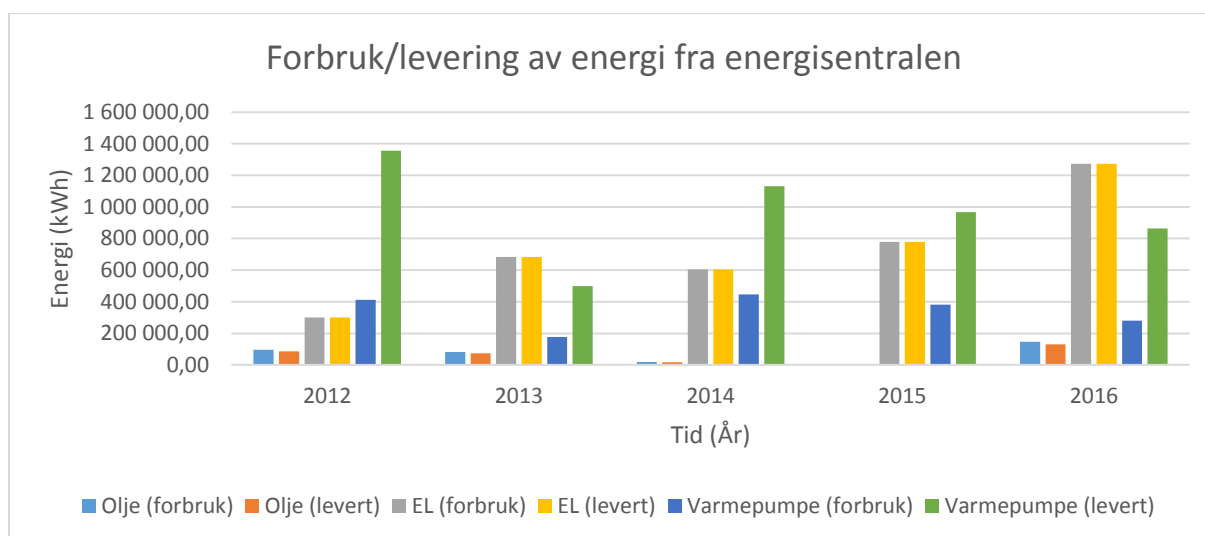
9.1 Brønnenleggets energiforbruk

Tabell 8: Tabell over ulike data til bergvarmepumpen. * Det mangler noen måneder i regnestykket.

	Q _h [kWh]	W [kWh]	Q _c [kWh]	COP
2012*	761050	317390	443660	3,29
2013*	499940	176102	323838	2,84
2014	1131630	445676	685954	2,54
2015*	967590	382632	584958	2,53
2016*	864 220	279 973	584 247	3,09

9.2 Virkningsgrad for energisentral

I tabell 9 vises den årlige virkningsgraden for hver av komponentene og hele systemet i energisentralen, systemvirkningsgraden er også fremstilt i figur 37.



Figur 37: Forbruk og levering Hele systemet inkludert elkjel, oljekjel, pumper og varmepumpe sin virkningsgrad

Tabell 9: Forbruk, levert energi og virkningsgrad av ulike komponenter i brønnenlegget

		Varmepumpe	Sirkulasjonspumper	Oljekjel	Elektrokjele	Systemet
2012						
W	Forbruk [kWh]	411 452	83 502	96 155	300 016	891 126
Q	Leverert [kWh]	1 355 500	0	86 540	300 016	1 742 056
η	Virkningsgrad	3,29	N/A	0,90	1,00	1,95
η	Total virkningsgrad	2,74				1,95
2013						
W	Forbruk [kWh]	176 102	93 811	81 588	684 492	1 035 994
Q	Leverert [kWh]	499 940	0	73 430	684 492	1 257 862
η	Virkningsgrad	2,84	N/A	0,90	1,00	1,21
η	Total virkningsgrad	1,85				1,21
2014						
W	Forbruk [kWh]	445 676	93 811	18 666	605 168	1 163 322
Q	Leverert [kWh]	1 131 630	0	16 800	605 168	1 753 598
η	Virkningsgrad	2,54	N/A	0,90	1,00	1,51
η	Total virkningsgrad	2,10				1,51
2015						
W	Forbruk [kWh]	382 630	93 811	1 322	777 864	1 255 627
Q	Leverert [kWh]	967 590	0	1 190	777 864	1 746 644
η	Virkningsgrad	2,53		0,90	1,00	1,39
η	Total virkningsgrad	2,03				1,39
2016						
W	Forbruk [kWh]	279 973	94 155	145 966	1 273 216	1 793 310
Q	Leverert [kWh]	864 220	0	131 370	1 273 216	2 268 806
η	Virkningsgrad	3,09	N/A	0,90	1,00	1,27
η	Total virkningsgrad	2,31				1,27

9.3 Høstet energi fra solfangere

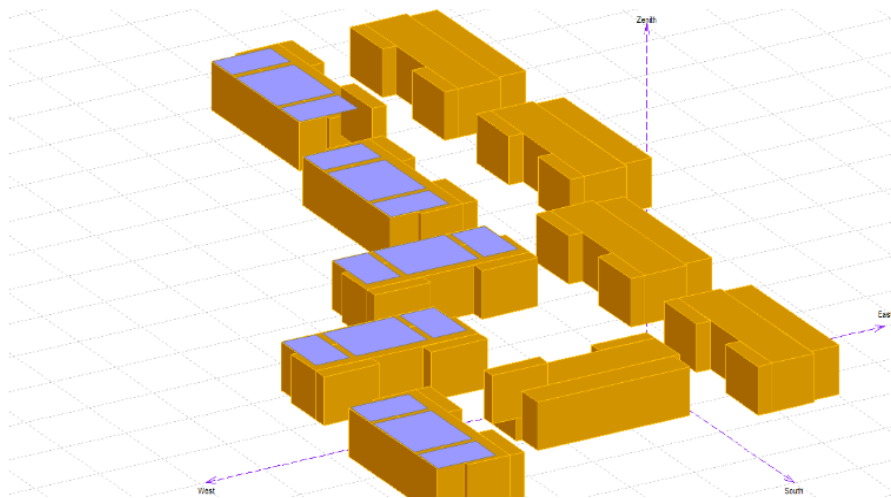
9.3.1 Løsningsalternativ med 5 tak

Ved å dekke 5 av takene på Pomona med solfangere slik som vist i figur 38, gir PVsyst innstrålingsdata som vist i tabell 10.

Tabell 10: Tabellen viser innstråling data for et år, for 5 tak på Pomona dekket med solfangere. Tabellen er generert i PVsyst..

halve_Pomona simulasjon nye solfangere oppdelt redusert
Effective incident energy (Transpos., IAM, Shadings)

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	GlobShd kWh/m ²	GlobIAM kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	DiffEff kWh/m ²
January	8.1	8.1	7.9	7.0	7.0	5.45
February	22.1	22.1	21.9	20.1	20.1	13.62
March	67.7	67.7	67.3	62.7	62.7	28.73
April	110.8	110.8	110.4	104.5	104.5	48.43
May	157.7	157.7	157.0	149.6	149.6	74.88
June	170.9	170.9	170.1	162.6	162.6	73.22
July	160.6	160.6	160.0	152.7	152.7	74.93
August	114.2	114.2	113.6	108.2	108.2	60.43
September	77.7	77.7	77.4	72.5	72.5	36.52
October	33.4	33.4	33.1	30.3	30.3	17.13
November	10.1	10.1	9.8	8.8	8.8	6.70
December	4.5	4.5	4.2	3.6	3.6	3.02
Year	937.8	937.8	932.8	882.7	882.7	443.04



Figur 38: Modell over Pomona, der 5 av takene er dekket med solfangere. Solfangerne har en vinkel på 0° og er delt i 3 deler. Modellen er laget i PVsyst.

Ved å dekke 5 av takene på Pomona med solfangere, vil det gi et aktivt areal på 972 m². Med disse bygningenes beliggenhet vil det ifølge PVsyst gi en årlig irradians på 882,7 kWh/m². Solfangerne skal ikke være i drift hele året, men skal være i drift så lenge omgivelsestemperaturen er over 5 °C, fordi det da vil være en vesentlig forskjell i temperatur mellom bakken og luften. Fra november til februar vil det sjeldent være over 5 grader og det

vil ofte bare være det i et par timer. Ved å eliminere disse månedene fra innstrålingsdataene får vi følgende verdier i tabell 11.

Tabell 11: Tabellen viser hvor mye innstrålt energi som solfangerne mottar når de er i drift, basert på resultatene i tabell 10. Energitettheten multipliseres med det aktive arealet på 972 m². Her er også virkningsgraden til solfangerne medregnet.

Tid (måned)	Energitetthet (kWh/m ²)	Energi 80% virkningsgrad (kWh)
januar	ikke i drift	0
februar	ikke i drift	0
mars	62,7	48 756
april	104,5	81 259
mai	149,6	116 329
juni	162,6	126 438
juli	152,7	118 740
august	108,2	84 136
september	72,5	56 376
oktober	30,3	23 561
november	ikke i drift	0
desember	ikke i drift	0
Sum	843,10	655 595

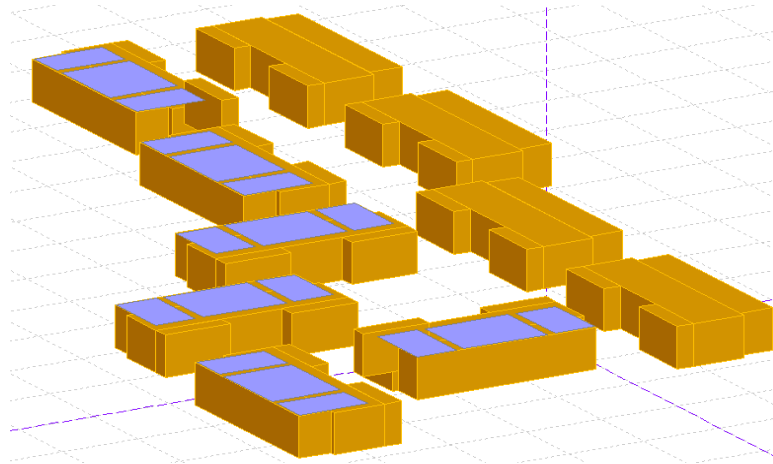
9.3.2 Løsningsalternativ med 6 tak

Ved å dekke 6 av takene på Pomona med solfangere slik som vist i figur 39, gir PVsyst innstrålingsdata som vist tabell 12.

Tabell 12: Tabellen viser innstråling data for et år, for 6 tak på Pomona dekket med solfangere. Tabellen er generert i PVsyst

6tak_Pomona simulasjon nye solfangere oppdelt redusert
Effective incident energy (Transpos., IAM, Shadings)

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	GlobShd kWh/m ²	GlobIAM kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	DiffEff kWh/m ²
January	8.1	8.1	7.9	7.0	7.0	5.45
February	22.1	22.1	22.0	20.1	20.1	13.63
March	67.7	67.7	67.4	62.8	62.8	28.76
April	110.8	110.8	110.5	104.5	104.5	48.46
May	157.7	157.7	157.1	149.7	149.7	74.93
June	170.9	170.9	170.2	162.7	162.7	73.28
July	160.6	160.6	160.0	152.8	152.8	74.98
August	114.2	114.2	113.7	108.3	108.3	60.47
September	77.7	77.7	77.4	72.5	72.5	36.54
October	33.4	33.4	33.2	30.3	30.3	17.14
November	10.1	10.1	9.8	8.8	8.8	6.70
December	4.5	4.5	4.2	3.6	3.6	3.02
Year	937.8	937.8	933.2	883.1	883.1	443.38



Figur 39: Modell over Pomona, der 6 av takene er dekket med solfangere. Solfangerne har en vinkel på 0 ° og er delt i 3 deler. Modellen er laget i PVsyst.

Ved å dekke 6 av takene på Pomona med solfangere, vil det gi et aktivt areal på 1 166 m². Med disse bygningenes beliggenhet vil det ifølge PVsyst gi en årlig irradians på 883,1 kWh/m². Solfangerne skal ikke være i drift hele året, men skal være i drift så lenge omgivelsestemperaturen er over 5 °C, fordi det da vil være en vesentlig forskjell i temperatur mellom bakken og luften. Fra november til februar vil det sjeldent være over 5 °C og det vil ofte bare være det i et par timer. For å slippe og skru av og på anlegget altfor hyppig kjører anlegget ikke i disse månedene. Ved å eliminere disse månedene fra innstrålingsdataene får vi følgende verdier i tabell 13 .

Tabell 13: Tabellen viser hvor mye innstrålt energi som solfangerne mottar når de er i drift, basert på resultatene i tabell 12. Energitettheten multipliseres med det aktive arealet på 1 166 m². Her er også virkningsgraden til solfangerne medregnet.

Tid (måned)	Energitetthet (kWh/m ²)	Energi 80% virkningsgrad (kWh)
januar	ikke i drift	0
februar	ikke i drift	0
mars	62,8	58 580
april	104,5	97 478
mai	149,7	139 640
juni	162,7	151 767
juli	152,8	142 532
august	108,3	101 022
september	72,5	67 628
oktober	30,3	28 264
november	ikke i drift	0
desember	ikke i drift	0
Sum	843,50	786 910

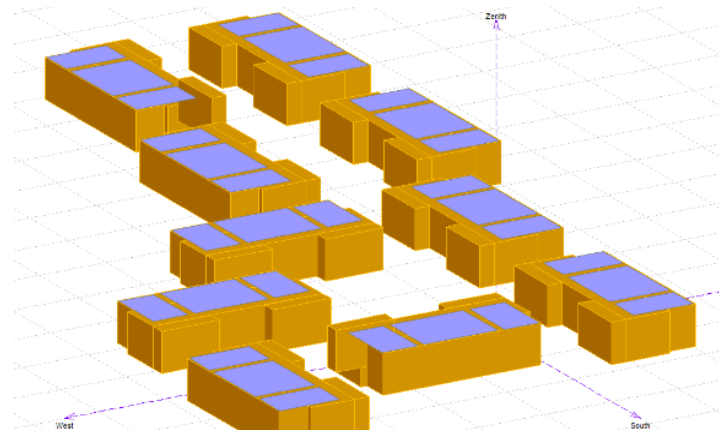
9.3.3 Løsningsalternativ med 10 tak

Ved å dekke hele Pomona med solfangere, som tilsvarer 10 tak slik vist i figur 40, gir PVsyst innstrålingsdata som vist i tabell 14.

Tabell 14: Tabellen viser innstråling data for et år, for 10 tak på Pomona dekket med solfangere. Tabellen er generert i PVsyst.

hele_Pomona simulasjon nye solfangere oppdelt redusert
Effective incident energy (Transpos., IAM, Shadings)

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	GlobShd kWh/m ²	GlobIAM kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	DiffEff kWh/m ²
January	8.1	8.1	7.9	7.0	7.0	5.46
February	22.1	22.1	22.0	20.1	20.1	13.64
March	67.7	67.7	67.4	62.8	62.8	28.78
April	110.8	110.8	110.5	104.6	104.6	48.50
May	157.7	157.7	157.0	149.6	149.6	74.99
June	170.9	170.9	170.0	162.5	162.5	73.33
July	160.6	160.6	159.9	152.7	152.7	75.04
August	114.2	114.2	113.7	108.3	108.3	60.52
September	77.7	77.7	77.4	72.6	72.6	36.57
October	33.4	33.4	33.2	30.3	30.3	17.15
November	10.1	10.1	9.8	8.8	8.8	6.71
December	4.5	4.5	4.2	3.6	3.6	3.03
Year	937.8	937.8	933.0	882.9	882.9	443.72



Figur 40: Modell over Pomona, der 10 av takene er dekket med solfangere. Solfangerne har en vinkel på 0° og er delt i 3 deler. Modellen er laget i PVsyst.

Ved å dekke 10 av takene på Pomona med solfangere, vil det gi et aktivt areal på 1 943 m². Med disse bygningenes beliggenhet vil det ifølge PVsyst gi en årlig irradians på 882,9 kWh/m². Solfangerne skal ikke være i drift hele året, men skal være i drift så lenge omgivelsestemperaturen er over 5 °C, fordi det da vil være en vesentlig forskjell i temperatur mellom bakken og luften. Fra november til februar vil det sjeldent være over 5 °C og det vil ofte bare være det i et par timer. For å slippe og skru av og på anlegget altfor hyppig kjører anlegget ikke i disse månedene. Ved å eliminere disse månedene fra innstrålingsdataene får vi følgende verdier i tabell 15.

Tabell 15: Tabellen viser hvor mye innstrålt energi som solfangerne mottar når de er i drift, basert på resultatene i tabell 14. Energitettheten multipliseres med det aktive arealet på 1 943 m². Her er også virkningsgraden til solfangerne medregnet.

Tid (måned)	Energitetthet (kWh/m ²)	Energi 80% virkningsgrad (kWh)
januar	ikke i drift	0
februar	ikke i drift	0
mars	62,8	97 616
april	104,6	162 590
mai	149,6	232 538
juni	162,5	252 590
juli	152,7	237 357
august	108,3	168 342
september	72,6	112 849
oktober	30,3	47 098
november	ikke i drift	0
desember	ikke i drift	00
Sum	843,40	1 310 981

9.3.4 Tilført energi gjennom konveksjon

Det vil også komme energi i form av konveksjon, når det lite innstråling for eksempel om natten. Retur temperaturen fra brønnparken og inn på solfangeren vil i starten ligge på rundt -3 °C og temperaturen ut av solfangeren og ned til brønnparken på rundt 7 °C. Det gir en beregnet gjennomsnittstemperatur i solfangeren på 2 °C, hvilket betyr at temperatur høyere enn dette vil gi bidrag til brønnparken. Denne temperaturen er imidlertid satt til å være 5 °C, slik at det er en margin. Ved å hente ut værdata fra et representativt år for Ås (se vedlegg), ble resultatene funnet slik de er representert i tabell 16

Tabell 16: Visning av relevante opplysninger hentet ut fra værdata for år 2004 i Ås.

Vilkår	Periode	Timer
Antall timer over 5°C	01.01-31.12	5000
Antall timer over 5°C	01.03-31.10	4713
Antall timer over 5°C uten sollys	01.03-31.10	1725

I den perioden da solfangerne skal være i drift 1. mars til 31. oktober, vil det ifølge tabell 16 være 1725 timer med temperatur over 5 °C og ingen solinnstråling.

9.4 Simulering av effektilførsel

Helene Tømmerbakke som skriver master om termisk responstest og hvordan brønner reagerer ved tilføring av effekt, gjorde en simulering av anlegget som er beskrevet i denne mastergradsoppgaven. Simuleringen viste at, 2 timer med maksimal innstrålt effekt for alle 10 takene på Pomona dekket med solfangere, ville gi brønnene 300W/m og temperaturen til væsken ville gitt brønnveggen en temperatur på over 45 °C. Polyetylen (PE) er en type plast som blant annet solfangerrørene, samlestocken på taket og samlestocken til energisentralen vil bli laget av og vil ikke ha tilstrekkelig langvarig stabilitet, hvis de må sirkulere væske med temperaturer over 30 °C, og kan skade rørene. Rørene tåler imidlertid høye temperaturer i korte perioder (Stober & Bucher, 2013).

Rørene som forbinder brønnene til tur-samlestocken vil heller ikke ha tilstrekkelig langvarig stabilitet, hvis de må sirkulere væske med temperaturer over 30 °C, og kan skade rørene. Ødelagte PE rør vil kreve graving for å erstatte dem med for eksempel PP rør som tåler høyere temperaturer (Stober & Bucher, 2013).

En tilsvarende simulering ble gjort for et tilfelle som ville gitt omtrent 700 000 kWh med energi til brønnparken. Dette vil ved full innstrålt effekt i 2 timer, gi brønnene ca. 150W/m og varmeoverføringen fra væsken, vil resultere i at brønnveggen får en temperatur på 15°C.



Figur 41: Fotografi av sammenkobling mellom tur-samlestocken til varmepumpa og 15 av de 30 brønnene. Rørene som forbinder brønnene til samlestocken er av PE og tåler ikke temperaturer over 30°C

9.5 Klima og miljø

Oljekjelen, elkjelen, bergvarmepumpen og sirkulasjonspumpene forbruker energi og er med på å slippe ut CO₂. Den som slipper ut mest er oljekjelen, fyringsolje som oljekjelen bruker slipper ut 0,28 kgCO₂/kWh (Quasching, 2015). I følge tabell 9 ble det i 2014 brukt 18 666,67 kWh som tilsvarer 5 226,7 kg CO₂. I 2016 var oljekjelens forbruk mye større, da var det forbrukt 145 966,67 kWh som tilsvarer 40 870,7kg CO₂.

Elkjelen, bergvarmepumpen og sirkulasjonspumpene forbruker alle elektrisk energi. Ifølge NVE blir det i Norge sluppet ut 17 gCO₂/kWh produsert elektrisk energi (NVE, 2015). Ifølge tabell 9 hadde bergvarmepumpa sitt største forbruk i 2014 på 445 676 kWh som tilsvarer 7576 kg CO₂. På lik linje som for oljekjelen brukte elektrokjelen mest energi i 2016, da forbrukte den 1 273 216 kWh som tilsvarer 21 644,7 kg CO₂. Sirkulasjonspumpene sitt største årlige forbruk var på 94 155 kWh som tilsvarer 1 600,7 kg CO₂.

9.6 Økonomi

Tabell 17: Tabell over utgifter for anlegget ved å fylle 10 tak med solfangere, det er ikke tatt høyde for arbeidstimer, da mye av dette kan gjøres med eget personell.

	Per tak		Totalt		Materiale	Enhetspris		Pris	Valuta
Omega plate	194,3	m ²	1 943	m ²	Aluminium	100	kr/m ²	194 300	kr
PE-skum	250	m ²	2 500	m ²	PE-skum	40	kr/m ²	100 000	kr
Solfangerrør 40 stk, 25Ømm	24	m	9 600	m	PE-HD	4,5	kr/m	43 200	kr
Samlestokk tak 50Ø mm	30	m	300	m	PE-HD	8,5	kr/m	2 550	kr
Tur-samlestokk fra energisentral 125Ø mm	N/A	m	500	m	PE-100 SDR11	6,4	AUD/m	20 699*	kr
Retur-samlestokk til energisentral 125Ø mm	N/A	m	1 000	m	PE-100 SDR11	6,4	AUD/m	41 399*	kr
T-rør 50-25-50mm Green ark kode 8652	80	stk	800	stk	PE	1,115	\$/stk	7 588*	kr
Skuldre 50-25mm, Green kode 8254	2	stk	20	stk	PE	0,67	\$/stk	114*	kr
Albuer, 50Ø mm, Green kode 8155	12	stk	120	stk	PE	1,011	\$/stk	1 032*	kr
Kuleventil 50Ø mm, Green kode 99555	1	stk	10	stk	PE	2,58	\$/stk	219*	kr
Tilbakeslagsventil tak Ø50mm	1	stk	10	stk	PVC	1112	kr/stk	11 120*	kr
T rør 125-63-125mm	2	stk	20	stk	PVC	24,18	£/stk	5 167*	kr
Reduksjonsflens 63 -50 mm	2	stk	20	stk	PVC	2,9	€/stk	536*	kr
Pumpe tak 1,1 kW	N/A	stk	10	stk	Støpejern	31 674,00	kr/stk	316 740	kr
TPE3 40-200-S A-F-A-BQQE									
Pumpe tur-samlestokk 3 kW TPE 125-80/4 A-F-A-BQQE	N/A	stk	1	stk	Støpejern	45 711,00	kr/stk	45 711	kr
Pumpe retur-samlestokk 4 kW TPE 125-95/4 A-F-A-BQQE	N/A	stk	1	stk	Støpejern	52 300,00	kr/stk	52 300	kr
Graving	N/A	stk	1 000	m		150	kr/m	150 000	kr
Styringssystem	N/A	stk	1	stk				50 000**	kr
HXI20***			23 709	L	5 · 1000L HX95 kanner	29 160	kr/kanne	145 800,00	kr
Sum								1 188 478	kr

*Beregnet utfra valuta kursen til Norges bank 28.03.2017

**Estimert kostnad

***HX95 blandet med vann, det fås tak i 1000L kanner med HX95

Til sammenligning vil det å fylle 6 tak med solfangere vil koste 695 552 kr og det å fylle 5 tak med solfangere vil koste 616 690,32 kr.

10 Diskusjon

10.1 Dimensjonering

Dimensjonering av anlegget bød på noen utfordringer;

Ved å ha et stort solfangeranlegg forventes det at oppvarmingen av brønnparken går hurtigere. Samtidig er det en del som må ta hensyn til. Blant annet så tåler PE rørene som forbinder brønnene til samlestokken kun opptil 30 grader celsius. Det er derfor viktig at solfangeranlegget får kvittet seg med tilstrekkelig energi til bakken ved maksimal innstråling. Hvis det er høy innstråling i flere timer kan temperaturen stige betydelig, fordi HXI 35 ikke greier å gi fra seg energi fort nok. I og med at virkningsgraden for solfangeren er høy, kan høy effekt over lengre tid skade rørene. Ved full innstråling ved dekking av hele Pomona vil det tilføres dobbelt så mye som det tas ut. Full innstrålt effekt vil resultere i å gi 300W per meter brønn til brønnparken.

10.2 Systemløsninger

I samtale med Wilhelm Huus-Hansen ble det i starten diskutert om solfangerfluidet skulle være vann eller HXI35, som er væsken som benyttes i brønnparken. Vann har betydelig lavere dynamisk viskositet enn HXI35 og er derfor lettere å pumpe rundt i et system. Imidlertid kan vann brukes direkte som forvarming av tappevann.

Dynamisk viskositet er definert som motstand mot strømning. Ved å bruke HXI35 kreves det derfor mer pumpekraft. Fordelen med å bruke HXI35 er at det ikke er frostfare som ved vann. Da har systemet ikke behov for drainbacktanker som skal sikre vann mot å fryse. Når det blir brukt samme fluid i brønnparken som i solfangerne er det heller ikke behov for en varmeveksler. Driftsleder ved SiÅs varmeanlegg Runar Thon fortalte at anlegget ikke var i drift om sommermånedene eller når utetemperaturer over 14 °C derfor var det ikke noe særlig poeng å bruke solfangerne til forvarming av tappevann.

Grunnet høye kostnader på HXI35, ble det besluttet at væsken HX20 skulle velges. For å senke kostnadene kan konsentrert etanol bli tynnet ut med vann, så HX20 blir oppnådd. Da behøves det ikke drainbacktank, samt at HX20 har lavere viskositet enn HXI35, så det kreves det mindre pumpekraft for å pumpe væsken. HXI 20 har lavt frysepunkt så det vil heller aldri fryse slik som vann ville gjort og HXI 20 har større varmekapasiteten enn både HXI 35 og vann. Selv om HXI 20 krever at systemet har en varmeveksler blir likevel HXI 20 benyttet som solfangervæske.

Et annet interessant diskusjonstema var hvilken type solfanger som skulle brukes. Her stod det mellom en dekket eller udekket solfanger. Det vil si en solfanger med eller uten dekklag over den selektive platen. Vanligvis foretrekkes det å benytte en solfanger med dekklag for å redusere de termiske tapene. I dette tilfellet vil det være lite termisk tap, fordi omgivelsestemperaturen oftest er varmere enn væsken i solfangeren. Dette gjør også at anlegget kan kjøres når det er varmt og ikke sol. Da vil en udekket solfanger bli tilført konveksjon. På grunn av dette ble det besluttet å benytte udekkede solfanger.

10.3 Energibehov

I denne mastergradsoppgaven har det blitt brukt data fra energisentralen til Studentsamskipnaden i Ås og Hafslund. Tallene er levert energi målt av SiÅs, og tallene over forbrukt elektrisk energi er gitt av Hafslund. Mange av tallene som er gitt av SiÅs over levert energi virker feil og er mangelfulle. Det er dermed en del unøyaktige data, og stor usikkerhet knyttet til hvorvidt noen av datasettene kan brukes eller ikke. Datasettene er behandlet med stor skepsis og sunn fornuft, og noen av de er blitt verifisert da de data virker riktige.

Videre er mengden varme som varmepumpen tar fra berggrunnen hvert år satt til å være omtrent 700 000 kWh, dette er valgt med utgangspunkt i det året da størst mengde varme er tatt ut av brønnen (vist i tabell 8), dette er gjort for å være konservative. Den virkelige mengden varme som tas ut hvert år er nok imidlertid lavere. Det betyr at den mengden med varme som skal tilføres brønnen med stor sannsynlighet ikke blir for liten. Det er viktig å huske at også her er data behandlet utfra målinger gjort av SiÅs og de kan være feil, selv om de er blitt verifisert i denne oppgaven.

10.4 Solenergi

Solfangerne vil når det er lav innstråling og temperaturen i luften høyere enn i brønnen kunne motta varme gjennom konveksjon. Denne varmeoverføringen blir ikke gjort rede for i simuleringen til PVsystem. I tabell 16 vises det at det i løpet av et år er totalt 1725 timer med temperatur over 5 °C uten innstråling. Hvilket betyr at det vil bli tilført mer energi til brønnparken enn det er blitt beregnet, men det er vanskelig å gi et kvantitativt mål på hvor mye mer denne varmeoverføringen vil utgjøre. Det kan likevel med sikkerhet sies at det vil resultere i at brønnene blir raskere varmet opp. Etterhvert som bakken blir varmet opp, vil omgivelsestemperaturen måtte være høyere for å tilføre

I denne oppgaven er virkningsgraden til solfangerne satt til å være 80%.

Temperaturdifferansen på fluidet inn i solfangeren og ut av solfangeren er på 10 K. I figur 30 leses virkningsgraden utfra solfangerens gjennomsnittlige temperatur og omgivelsestemperaturen. I starten vil gjennomsnittstemperaturen i solfangeren være lavere enn omgivelsestemperaturen, noe som vil gi en negativ temperaturdifferanse og en maksimal virkningsgrad. Virkningsgraden vil ikke begynne å synke, før temperatur i bakken har steget så mye at gjennomsnittstemperaturen i solfanger (gjennomsnittet av temperaturen til væsken inn på solfanger og temperaturen på væsken ut av solfangeren) er høyere enn omgivelsestemperaturen. Likevel er virkningsgraden satt til 80% selv om dette kan være for konservativt

10.5 Oppvarming av brønner

Hovedformålet med å varme opp brønnparken med solvarme er å redde varmepumpen, da den går med full effekt, og kan slites i stykker, dernest å øke virkningsgraden til bergvarmepumpa. Ved å øke temperaturen i bakken vil temperaturløftet fra kald til varm side i varmepumpen blir mindre og kompressoren vil forbruke mindre energi. Varmepumpens virkningsgrad vil

stige med 3,5 % per grad Kelvin, hvilket betyr at en temperaturøkning i brønnene fra -2 til 8 °C vil gi 35% høyere virkningsgrad.

Det er ikke gjort så mange lignende forsøk på å forsøke å redde et bergvarmepumpeanlegg, det er gjennomført få eksperimentelle forsøk og det er lite vitenskap å støtte seg på.

Det er tidligere blitt bygget bergvarmepumpeanlegg med solfangere tilknyttet, så kalte solartermiske bergvarmepumpeanlegg. Disse anleggene har imidlertid blitt bygget der solfangerne var med fra starten av, og ikke blitt lagt til i senere tid for å redde bergvarmepumpa.. Det ble gjort en termisk responstest for en singelbrønn ved NMBU, denne ble varmet opp til 17 grader og 2 uker etterpå var temperaturen tilbake til urørt temperaturen som lå på omtrent 8 °C. Dette gjør det usikkert om det er lønnsomt å øke temperaturen til mer enn urørt temperaturen, da bakken vil begynne å kjøle ned brønnene når de overstiger urørt temperaturen. Petter Heyerdahl mente likevel at det ville lønne seg å overstige urørt temperaturen. Alle takene på Pomona dekket med solfangerer vil idet lange løp ville tilføre så mye energi til brønnparken, at det blir en stabil og varig høyere temperatur enn urørt temperaturen. Ved å øke temperaturen i brønnene fra -2 til 12 °C vil det øke bergvarmepumpas virkningsgrad med 50%.

Når urørt temperaturen er nådd vil temperaturen på væsken som returner til solfangeren etter å ha mottatt varme i varmeveksleren være på rundt 6 °C. Temperaturen til væsken som går ned til brønnparken vil ligge på rundt 14°C. Brønntemperaturen vil være høyere enn urørt temperaturen i starten av høsten, og vil sannsynligvis falle til under urørt temperatur i løpet av vinteren. Den kan på en annen side etter lang tid med oppvarming av brønnene, resultere i at det vil bli permanent temperatur høyere enn urørt selv etter vinteren. Dette kan man likevel ikke si med sikkerhet.

Mangelen på kunnskap om grunnforholdene i bakken (termisk responstest), gjør det vanskelig å si noe om raten med varme som kan avgis i bakken.

For å opprettholde en temperaturredifferanse på 10 K, vil den oppvarmede væsken som skal tilføre varme til brønnene, ved sterk innstråling bli pumpet med høy hastighet gjennom solfangerne. Fordi systemet er delt i to av en varmeveksler kan væskestrømmen i brønnparken og i solfangerne være ulike. Ved høy væskestrømning vil muligens mindre av varmen per tidsenhet avgis til brønnene enn om det hadde blitt pumpet saktere igjennom. Den varmen som ikke klarer å bli avgitt vil returnere til solfangerne. Temperaturdifferansen mellom solfangerne og omgivelsene vil da bli større og virkningsgraden til solfangeren vil synke, da behøves det ikke å pumpe med like høy hastighet.

Brønnparken i denne mastergradsoppgaven har ikke hatt en termisk responstest, den er derfor blitt dimensjonert etter antakelser og videre blitt utvidet. I denne mastergradsoppgaven antas det at det ikke er noen termiske tap til omgivelsene over bakken gjennom rør og at all varmen går til å varme opp bakken. På grunn av at solfangerne skal levere varme ved lav temperatur er antagelsen om at varmen ikke taper seg til omgivelsene over bakken, muligens ikke så urimelig.

10.6 Anbefalinger

Det er tenkt at det skal bygges et forsøksanlegg for å teste hvilken virkningsgrad det kan forventes, og hvordan dette blir å drifte. Før et eventuelt stor skala anlegg blir bygget. Solfangerne til forsøksanlegget kan anlegges på taket av studentboligen «Børsen». «Børsen» er naboblokken til «Arken», som er der energisentralen ligger.

Noen fordeler med å bygge forsøksanlegg på «Børsen» er:

- Behøver ikke graving gjennom annen eiendom
- Rør rett ned til allerede eksisterende samlelum
- Mer tilgjengelig takareal enn nærliggende bygninger

Forbedringer eksisterende anlegg

Hvis det ikke blir iverksatt noen tiltak på det nåværende anlegget, vil brønntemperaturen synke ytterligere. Da vil bergvarmepumpens kompressor bruke enda mer energi på temperaturløftet, og virkningsgraden blir lavere. Det kan i verste fall resultere i at bergvarmepumpen slutter å virke. Oljekjelen skal innen 2020 fases ut, det å da ha en ikke optimal bergvarmepumpe vil ikke gjøre saken noe bedre. Tiltak som bør gjøres er først og fremst å få bygd det geosolartermiske anlegget som beskrevet i denne mastergradsoppgaven. En ytterligere forbedring vil være å borre flere brønner å sette inn en ny bergvarmepumpe der oljekjelen var.

En annen forbedring er å starte med sesonglagring av varme, da bores det brønner med kort avstand, slik at de termisk påvirker hverandre. Varmen som lagres her kan ha høy temperatur, og kan brukes direkte til romoppvarming og vannoppvarming uten behov for en varmepumpe. Om det velges å sesonglagre solvarme, krever det at man da har dekkede solfangere, som fungerer best ved høy temperatur.

Dimensjonering

Det ble foreslått 3 alternativer for hvor stort dette anlegget kan være. Disse er varierende med antall tak som er dekket med solfangere:

Alternativ med dekking av 5 tak, gir med noe usikkerhet like mye energi som bergvarmepumpen trenger for å levere nok varme til SiÅs sine bygninger.

Alternativ med dekking av 6 tak, gir noe mer energi enn bergvarmepumpen trenger for å levere nok varme til SiÅs sine bygninger.

Alternativ med dekking av 10 tak, gir dobbelt så mye energi som bergvarmepumpen trenger for å levere nok varme til SiÅs sine bygninger.

Det 1ste alternativet hvor 5 av takene på Pomona dekkes med solfangere, vil som vist i tabell 11 gi mindre energi enn det som bergvarmepumpen tar ut av brønnparken hvert år. Denne beregningen baserer seg på at det er 80% virkningsgrad på solfangeren. Det vil komme energi gjennom konveksjon slik som vist i avsnitt 9.3.4, samt at virkningsgraden muligens kan være høyere enn 80% om ikke hele tiden så vil den være det i noen perioder. På bakgrunn av dette kan forslaget om å dekke 5 av takene på Pomona med solfangere, muligens gi energi tilsvarende den mengden med energi som det tas ut av brønnparken årlig. Likevel er det ikke sikkert den gjør det, og er derfor i grenseland. Som fortalt i avsnitt 9.4 vil det ved mye irradians ikke kunne gi temperaturer i brønnen høyere enn 15 °C.

Det 2nde alternativet hvor 6 av takene på Pomona dekkes med solfangere, vil gi omtrent 80 000 kWh mer energi enn det bergvarmepumpen tar ut av brønnparken hvert år. Dette alternativet vil i motsetning til det 1ste alternativet dekking av 5 tak, med sikkerhet kunne gi nok varmeenergi til brønnparken til å dekke bergvarmepumpas forbruk derfra. Videre vil det bidra til temperatur økning i brønnparken. I tillegg kommer det varme gjennom konveksjon, dette styrker ytterligere utsagnet om at dette gir tilstrekkelig mengde energi til å dekk varmepumpas konsum samt å øke temperaturen i brønnparken. Som fortalt i avsnitt 9.4 vil det ved mye irradians gi ikke temperaturer i brønnen som er noe høyere enn 15 °C.

Det siste alternativet hvor 10 av takene på Pomona dekkes med solfangere vil som vist i tabell 15 gi omtrent dobbelt så mye energi som bergvarmepumpen tar ut av brønnparken hvert år, men det kan på en annen side føre til at anlegget blir ødelagt. Slik som fortalt i avsnitt 9.4, gjorde Helene Bøe Tømmerbakke en simulering der hun viste at 2 timer med maksimal innstrålt effekt for alle de 10 takene på Pomona dekket med solfangere, ville gi brønnene 300W/m og temperaturen i brønnveggen ville være på over 45 °C. En løsning for å unngå skade på rørene kan være å bytte ut noen av rørene og samlestocken med PP-materiale hvilket tåler høye temperaturer. En annen løsning er å stenge ventilene til noen av takene så det ikke er noe væskeflyt gjennom solfangerne på disse takene. Da vil mindre varme bli transportert til brønnene og brønntemperaturen blir ikke så høy at rørene kan bli skadet.

Når bergvarmepumpen ikke leverer tilstrekkelig med varme kobles først elkjelen inn og deretter oljekjelen. Figur 37 viser at i de siste årene har det blitt forbrukt mer elkjelebasert oppvarming og noe mer oljebasert, mens bergvarmepumpa har levert mindre varme enn tidligere. Ved å velge det forslaget som gir mest energi til oppvarmingen av energibrønnene og dermed øke varmepumpas virkningsgrad, vil det bidra til redusert bruk av olje og elkjele.

Forslaget om dekke alle de 10 takene på Pomona med solfangere er derfor det som anbefales. Dette forslaget vil gi den raskeste oppvarmingen av energibrønnene. Som vist i tabell 17 vil forslaget om å dekke alle de 10 takene på Pomona ikke ha så høye engangsutgifter. De andre forslagene er billigere, men grunnet et mulig fremtidig behov for mer varme og at et så stort anlegg i utgangspunktet behøves for å varme opp brønnene raskt, blir forslaget om å dekke alle de 10 takene med solfangere anbefalt.

11 Konklusjon

I denne oppgaven er det blitt presentert flere forslag til en utvidelse av SiÅs sitt varmeanlegg. Tre alternative løsninger ble tilslutt presentert:

Det 1ste alternativet (5 tak), gir med noe usikkerhet like mye energi som bergvarmepumpen trenger. Det 2nde alternativet (6 tak), gir noe mer energi enn bergvarmepumpen trenger.

Det 3dje alternativet (10 tak), gir dobbelt så mye energi som bergvarmepumpen trenger for å levere nok varme til SiÅs sine bygninger.

Det 3dje alternativet vil sikre at temperaturen i brønnene øker raskere enn med de andre alternativene noe som er viktig for å forhindre skader på brønnene eller bergvarmepumpen grunnet for lav temperatur i brønnparken.

Grunnet mulige fremtidige utvidelser og større behov for varme i fremtiden anbefales det derfor å etablere en utvidelse av varmeanlegget som baserer seg på det 3dje alternativet som vil gi dobbelt så mye energi som bergvarmepumpen trenger for å levere nok varme til SiÅs sine bygninger også i fremtiden.

Det 3dje alternativet gir over 1 300 000 kWh og koster omtrent 1 200 000 kr. Dette er omtrent dobbelt så dyrt som de to andre alternativer, som er på henholdsvis ca. 700 000 og 620 000 kr. Men disse vil ikke kunne varme raskt nok opp brønnparken samt gi nok varme ved eventuelle fremtidige utvidelser.

Ved å få en oppvarmet brønnpark fra solfangere vil bergvarmepumpen muligens øke virkningsgraden med så mye som 50 %, hvilket vil redusere strømutgiftene og klimagassutslippene.

Det er i denne mastergradsoppgaven ikke regnet på hvor mye dette vil utgjøre i kroner og øre, men det antas at kostnadsbesparelsene her er betydelige og ved fremtidig økte strømpriser vil de kunne være enda mer konkurransedyktige. Det må også regnes med at over en tidsperiode vil investeringen være nedbetalt og således være en meget god investering for SiÅs.

12 Bibliografi

Ahlström, A.-K., 2004. *Bergvärmeanläggningar där frysning i borrhål orsakar hopklämda kollektorslangar*, s.l.: Luleå Tekniske Universitet.

Anon., u.d. *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergi boliger og passivhus. En introduksjon*, s.l.: s.n.

ASV Solar AS, u.d. *Termisk solenergi*. [Internett]

Available at: <http://www.asvsolar.no/termisk-solenergi/asv-solar-solfanger>
[Funnet 8 november 2015].

ASV Solar, 2016. *ASV Solar*. [Internett]

Available at: <http://www.norsksolfangerproduksjon.no/prosjektering/dokumentarkiv>
[Funnet 14 November 2016].

bitjungle, 2013. *Strømning i rør*. [Internett]

Available at: <http://www.bitbok.no/kjemiprosess/boka/5-kjemiteknikk/stromning-i-ror/>
[Funnet 9 September 2016].

Brekke, E., 2002. *Termisk responstesting - Prosjektoppgave i studieretning for Miljø og gjenvinningsteknikk*, Trondheim: NTNU.

Båsum, 2012. *Termisk responstest betaler seg*. [Internett]

Available at: <http://www.basum.no/fagomrader/energi/bronner/responstest/>
[Funnet 28 Februar 2017].

Chen, C. J., 2011. *Physics of Solar Energy*. 1. utgave red. s.l.:Wiley .

Chiasson, A. & Yavuzturk, 2014. *Simulation of Hybrid Solar-Geothermal Heat Pump Systems*, Stanford: Standord University.

De Dietrich, 2013. *GT 330-GT 430-GT 530 CAST IRON FLOOR - STANDING OIL/ GAS BOILERS*, Mertzwiller: De Dietrich.

Department of Energy, u.d. *Geothermal Heat Pumps*. [Internett]

Available at: <http://energy.gov/energysaver/geothermal-heat-pumps>
[Funnet 12 September 2016].

Duda, S. W. et al., 2015. Reverse-Return Reexamined. *ASHRAE Journal*, August, pp. 40-44.

Duffie, J. A. & Beckman, W. A., 2006. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 3. utgave red. s.l.:Wiley.

Duffie, J. A. & Beckman, W. A., 2013. Solar Radiation. I: *Solar Engineering of Thermal Processes*. Hoboken(New Jersey): John Wiley & Sons, pp. 3-41.

Energi 21, u.d. *Fornybar Termisk energi Geotermisk Energi*, s.l.: Energi 21.

Engineering Toolbox, u.d. *Moody Diagram*. [Internett]

Available at: http://www.engineeringtoolbox.com/moody-diagram-d_618.html
[Funnet 20 September 2016].

- Eskilson, P., 1987. *Thermal Analysis of Heat Extraction Boreholes*, Lund: Lund Institute of Technology.
- European solar thermal industry federation (ESTIF), 2006. s.l.: s.n.
- Futurum Energi AS, 2013. *HVA ER EN TERMISK RESPONSTEST - OG HVORDAN SIKRE ET GODT RESULTAT..?*. [Internett]
Available at: http://www.futurum-energi.no/uploads/1/8/4/1/18410733/termisk_responstest_-_hva_og_hvordan.pdf
[Funnet 28 Februar 2017].
- Gehlin, S., 2002. *Thermal Response Test – Method Development and evaluation*, Luleå: Luleå University of Technology.
- Geothermal Heat-pump Association of New Zealand, 2016. *Geothermal Heat-pumps*. [Internett]
Available at: http://www.nzgeothermal.org.nz/ghanz_heatpumps.html
[Funnet 13 September 2016].
- Helliesen, T., 2015. *Solvarmet bolig med lagring av energi i grunnen*, Ås: NMBU.
- Hellström, G. & Elisabeth, K., 1999. *Laboratory study of the heat transfer in a water-filled borehole with a C-pipe*, Lund: Universitet i Lund.
- Heyerdahl, P., u.d. [Intervju] u.d.
- Hofstad, K., 2014. *Store Norske leksikon - Akvifer*. [Internett]
Available at: <https://snl.no/akvifer>
[Funnet 7 novemer 2016].
- Hop, J.-R., 29.02.2016. *SIÅS VARMEANLEGG*, Ås: Studentsamskipnaden i Ås.
- Industrial Heat Pumps, u.d. *Refrigerants*. [Internett]
Available at: http://www.industrialheatpumps.nl/en/how_it_works/refrigerants/
[Funnet 13 September 2016].
- Janusevicius, K. & Streckiene, G., 2013. *Solar Assisted Ground Source Heat Pump Performance in Nearly Zero Energy Building in Baltic Countries*, s.l.: Environmental and Climate Technologies.
- Keith, F. & West, R. E., 1997. *CRC Handbook of Energy Efficiency*. 1. red. USA: CRC Press.
- Kjellson, E., 2009. *Solar Collectors Combined with Ground-Source Heat Pumps in Dwellings*, s.l.: Lund universitet.
- Klima og Byggservice AS, 2016. *Automatikk varmenalegg SIÅS*, s.l.: s.n.
- Københavns universitet , u.d. *Fysikleksikon*. [Internett]
Available at: <http://fysikleksikon.nbi.ku.dk/t/turbulens/>
[Funnet 18 Januar 2017].

- Landstad, A. S., 2016. *Bærekraftig energisystem basert på sesonglagring av solenergi - En mulighetsstudie for Olavsbu*, Ås: NMBU, IMT.
- Lekang, O. I., 2013. *Labøvelse i FYS 251 – Varmeoverføring og energi VARMEVEKSLER*, Ås: Universitetet for Miljø- og Biovitenskap (UMB).
- Mermoud, A. & Wittmer, B., 2014. *PVSYST USER'S MANUAL*, Sveits: s.n.
- NIBE, u.d. *Varmepumper for jord, fjell eller vann Varme/ Kjøling*, s.l.: NIBE.
- Norges geologiske undersøkelse (NGU), 2015. *Hvor dypt er det ned til fast fjell?*. [Internett] Available at: <https://www.ngu.no/blogg/hvor-dypt-er-det-ned-til-fast-fjell> [Funnet 27 November 2016].
- Novema, u.d. *Varmepumpe brukt mot energibrønn*, s.l.: Novema.
- Prestegaard, U., 2014. *Lading og lagring av varme i energibrønner for bygningsoppvarming*, Trondheim: NTNU.
- PVEDUCATION, 2016. *Optical losses*. [Internett] Available at: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/optical-losses> [Funnet 17 Januar 2017].
- PVsyst, 2016. *PVsyst Help Contents for PVsyst 6.47 - Photovoltaic system study*, s.l.: s.n.
- Pvsyst, u.d. *Sources of Meteo data in monthly values*. [Internett] Available at: <http://www.pvsyst.com/en/publications/meteo-data-sources> [Funnet 25 november 2015].
- Quasching, V., 2015. *Specific Carbon Dioxide Emissions of Various Fuels*. [Internett] Available at: http://www.volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index_e.php [Funnet 1 Februar 2017].
- Rad, F. M., Fung, A. S. & Leong, W. H., 2009. *COMBINED SOLAR THERMAL AND GROUND SOURCE HEAT PUMP SYSTEM*, Toronto: Dept. of Mechanical and Industrial Engineering, Ryerson University.
- REC, u.d. *Assessing reflection from REC Peak Energy Series panels*, s.l.: s.n.
- Regjeringen, 2016. *Foreslår forbud mot oljefyring fra 2020*. [Internett] Available at: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/foreslar-forbud-mot-oljefyring-fra-2020/id2515519/> [Funnet 24 Januar 2017].
- Remund, C. P., 1999. *Borehole Thermal Resistance: Laboratory and Field Studies*, s.l.: ASHRAE Transactions.
- Richard, E. S. & Claus, B., 2007. *Introduction to Engineering Thermodynamics*. 2. red. s.l.: John Wiley & sons, Inc..

- Romundstad, M., 2014. *odellering av solvarmeanlegg og produksjonssimuleringer ved Hafslunds fjernvarmeanlegg på Gardermoen*, Ås: Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU).
- Romundstad, R. M., 2014. *Modellering av solvarmeanlegg og produksjonssimuleringer ved Hafslunds fjernvarmeanlegg på Gardermo*, Ås: NMBU.
- SINTEF Byggforsk, 2008. *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus. En introduksjon*, s.l.: Sintef.
- SINTEF, 2001. *Tabeller tekniske data*, s.l.: Sintef.
- Smets, A. H. et al., 2016. Solar thermal energy. I: A. H. Smets, et al. red. *Solar energy*. Cambridge: UIT Cambridge, England, pp. 365-379.
- Solar energy, 2016. *Optical losses of a solar collector*. [Internett]
Available at: <http://energyprofessionalsymposium.com/?p=63>
[Funnet 17 Januar 2017].
- Sonntag, R. E. & Borgnakke, C., 2011. The Second Law of Thermodynamics. I: *Introduction to Engineering Thermodynamics*. Michigan: John Wiley & Sons, pp. 149-153.
- Stober, I. & Bucher, K., 2013. *Geothermal Energy : From Theoretical Models to Exploration and Development*. Dodrecht: Springer.
- Store Norske Leksikon, 1984. Albedo. I: *Store Norske Leksikon A-Bem*. 5. opplag red. Oslo: Aschehoug og Gyldendal.
- Store Norske Leksikon, u.d. *Refleksjonsfaktor*. [Internett]
Available at: <https://snl.no/refleksjonsfaktor>
[Funnet 23 08 2016].
- Store Norske Leksikon, u.d. *Transmisjonsfaktor*. [Internett]
Available at: <https://snl.no/refleksjonsfaktor>
[Funnet 23 August 2016].
- Teknisk Ukeblad, 2008. *Energiparker som varmer og kjøler*. [Internett]
Available at: <http://www.tu.no/artikler/energiparker-som-varmer-og-kjoler/322525>
[Funnet 22 August 2016].
- Tekniske nyheter, 2015. *Hvordan dimensjonere et geoenergianlegg riktig?*. [Internett]
Available at: <http://www.tekniskenyheter.no/index.php/energirapporten/11-varmepumper/406-hvordan-dimensjonere-et-geoenergianlegg-riktig>
[Funnet 28 Februar 2017].
- Tepe, R. & Rönnelid, M., 2002. *Solfångare och värmepump: Solar Energy Research Center Centrum för solenergiforskning Marknadsöversikt och preliminära simuleringsresultat*, Borlänge: Solar Energy Research Center.

The Engineering toolbox, u.d. *Reynolds Number*. [Internett]
Available at: http://www.engineeringtoolbox.com/reynolds-number-d_237.html
[Funnet 9 September 2016].

The Engineering ToolBox, u.d. *Volumetric - or Cubic Thermal Expansion*. [Internett]
Available at: http://www.engineeringtoolbox.com/volumetric-temperature-expansion-d_315.html
[Funnet 28 Februar 2017].

The EngineeringTollbox, u.d. *Emissivity Coefficients of some common Materials*. [Internett]
Available at: http://www.engineeringtoolbox.com/emissivity-coefficients-d_447.html
[Funnet 13 Januar 2016].

The EngineeringToolbox, u.d. *Emissivity Coefficients of some common Materials*. [Internett]
Available at: http://www.engineeringtoolbox.com/emissivity-coefficients-d_447.html
[Funnet 13 Januar 2016].

The Physics Hypertextbook, u.d. *The Physics Hypertextbook*. [Internett]
Available at: <http://physics.info/expansion/>
[Funnet 18 Januar 2017].

Twidell, J. & Weir, T., 2010. *Renewable energy sources*. 2. red. Abingdon: Taylor & Francis.

United States Environmental Protection Agency, u.d. *Solar Heating and Cooling Technologies*. [Internett]
Available at: <https://www.epa.gov/rhc/solar-heating-and-cooling-technologies#Unglazed-Solar-Collectors>
[Funnet 6 Februar 2017].

Volker, Q., 2004. Solar thermal water heating. *Renewable Energy World*, Februar, pp. 95-99.

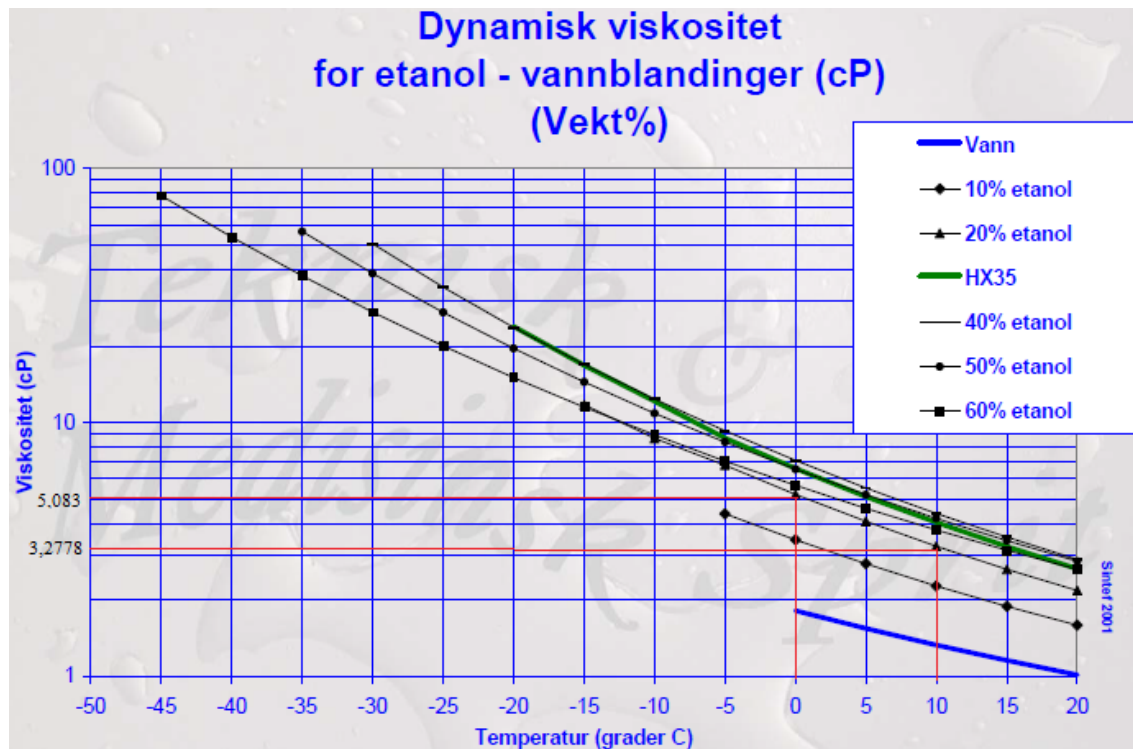
Wilhelm, H.-H., 2016. [Intervju] (15 September 2016).

Yang, W., Sun, L. & Chen, Y., 2014. Experimental investigations of the performance of a solar-ground source heat pump system operated in heating modes. I: J. Niu & M. Santamouris, red. *Energy and buildings* . Nanjing: Elsevier, pp. 97-111.

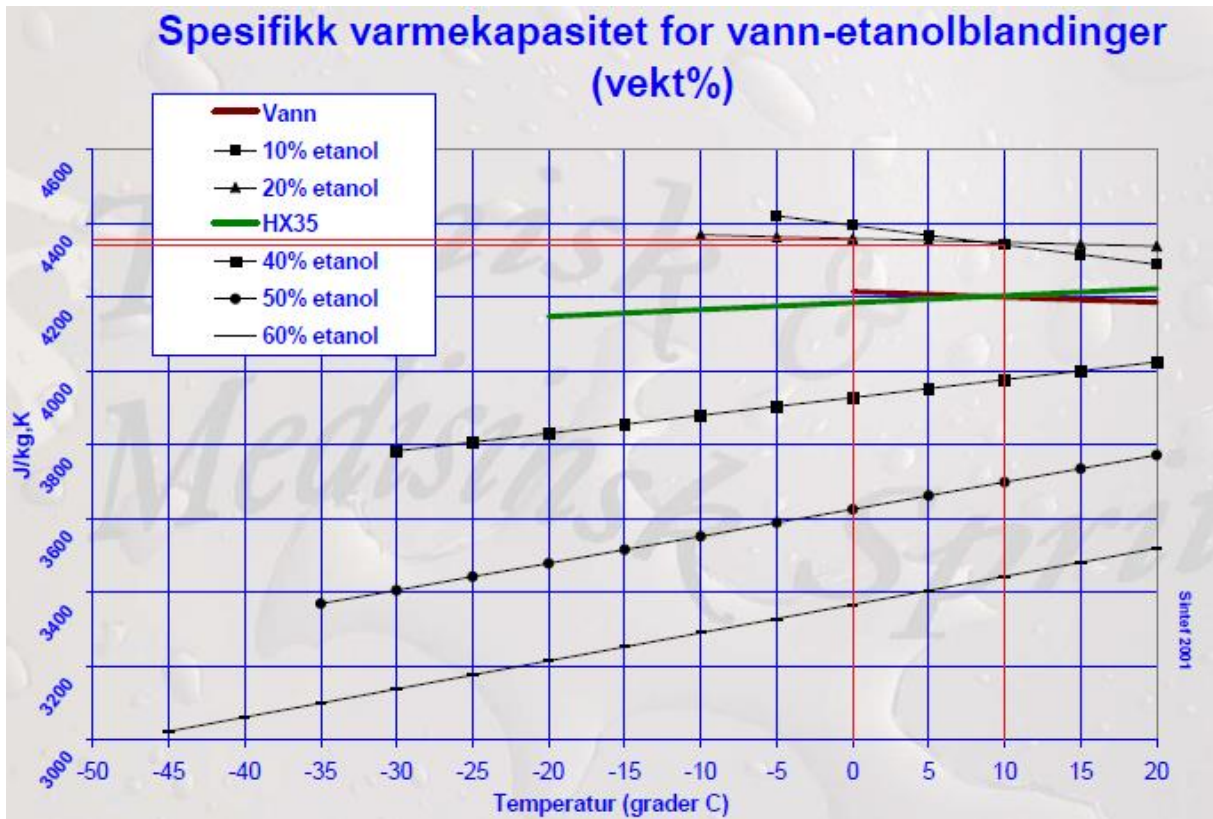
Zhao, Z. et al., 2014. *Experimental Study of A Solar Assisted Ground Source Heat Pump for Heating*, Ningbo: Journal of Automation and Control Engineering.

13 Vedlegg

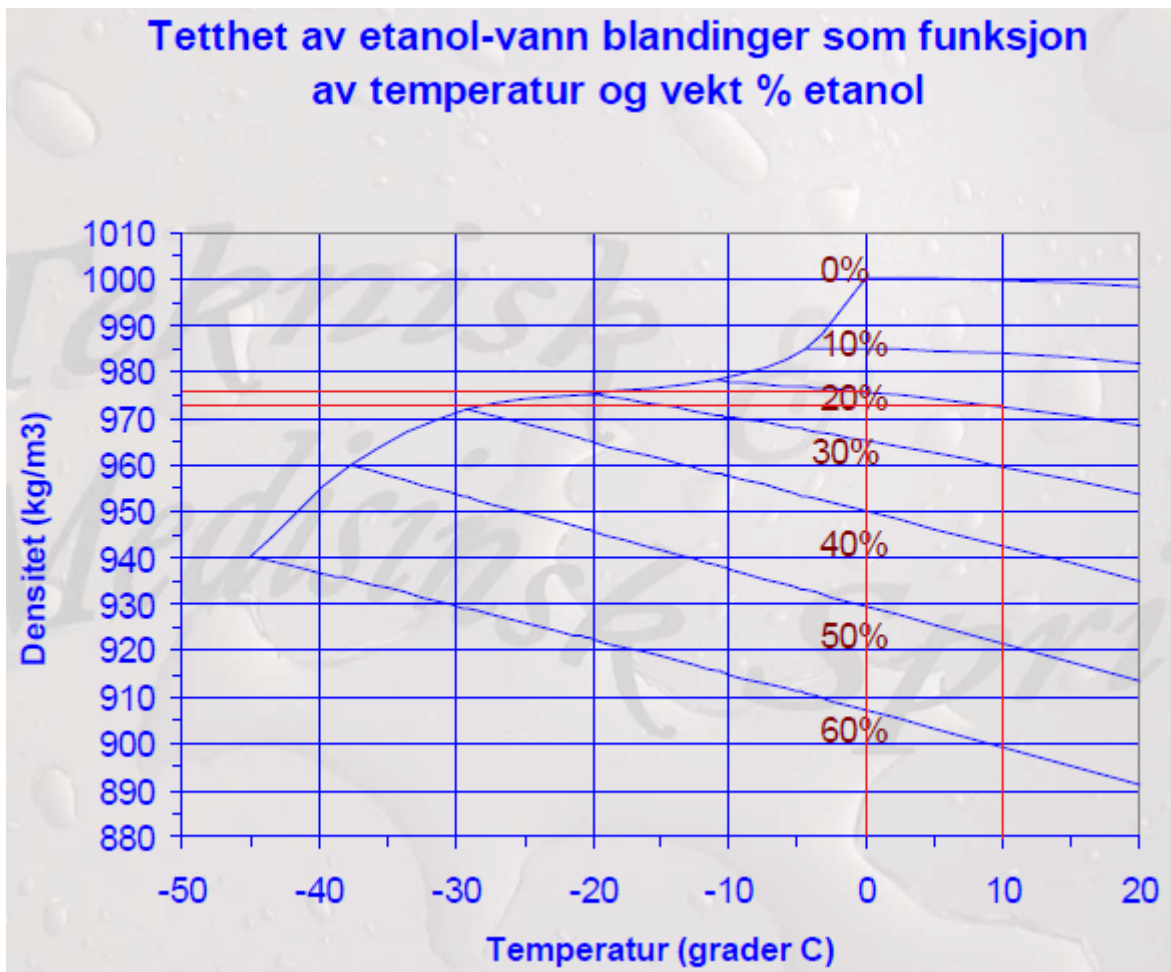
13.1 Vedlegg A: Spesifikk varmekapasitet, tetthet og viskositet for HX20 og andre frostvæsker



Figur 42: Dynamisk viskositet for forskjellige etanol-vann blandinger. 20% er markert med røde streker. (SINTEF, 2001)

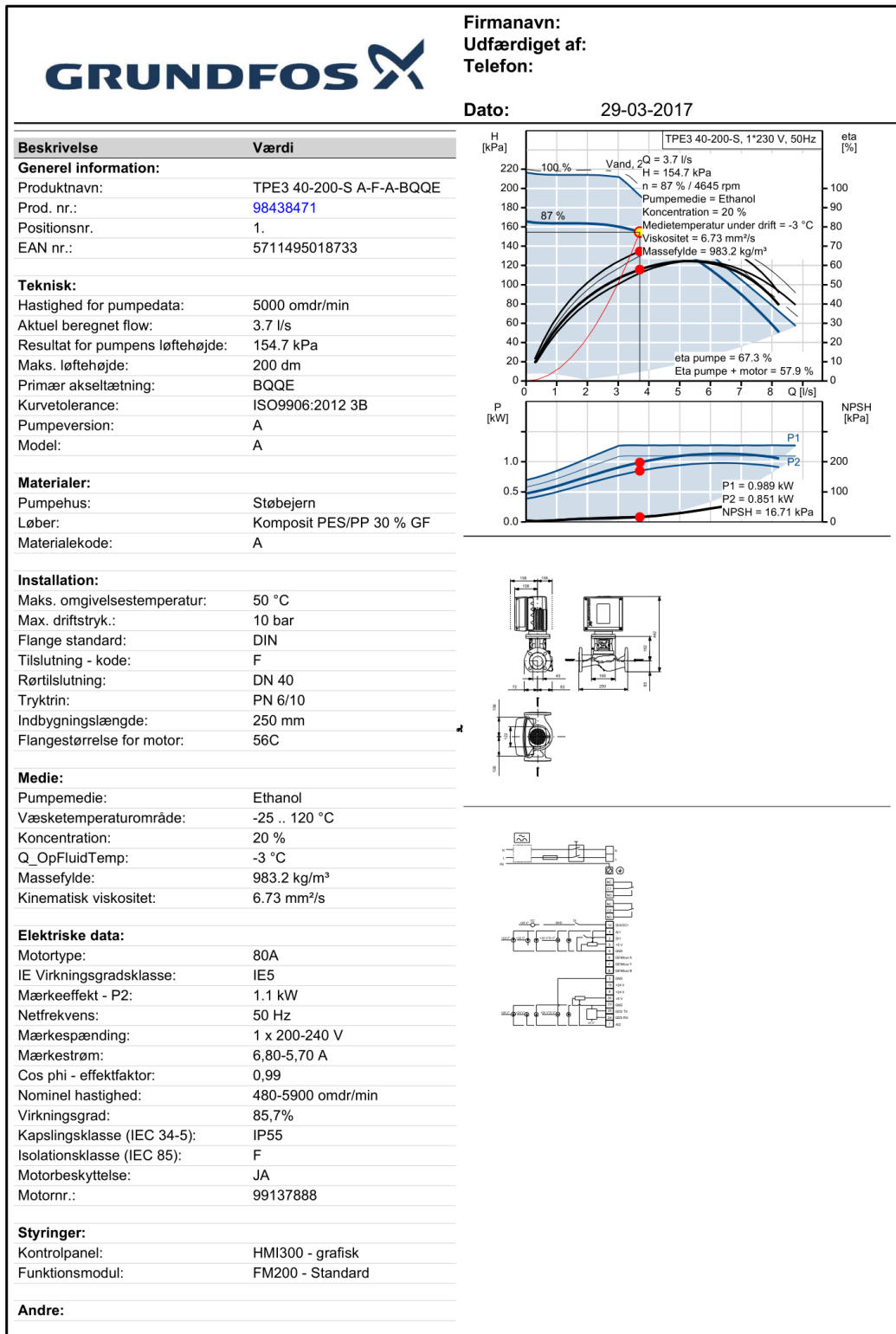


Figur 43: Spesifikk varmekapasitet for forskjellige etanol-vann blandinger. 20% er markert med røde streker. (SINTEF, 2001)



Figur 44: Tetthet for forskjellige etanol-vann blandinger. 20% er markert med røde streker. (SINTEF, 2001)

13.2 Vedlegg B: Pumpe karakteristikk for pumper for alle forslagene

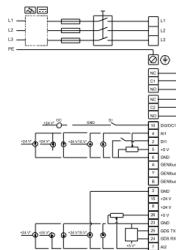
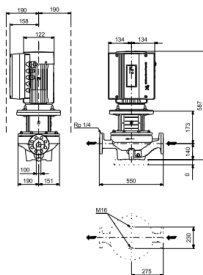
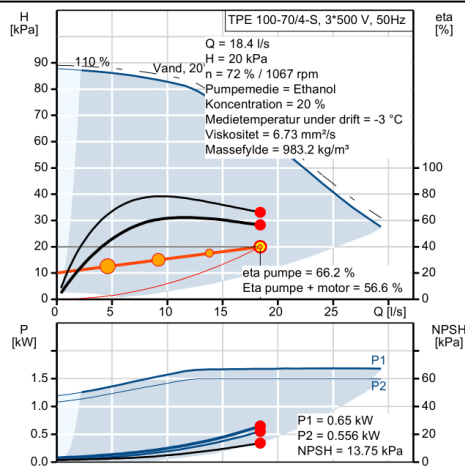


Udskrift fra Grundfos CAPS [2017.01.060]

5/57

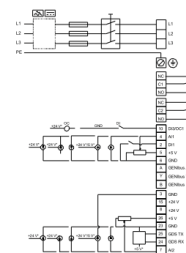
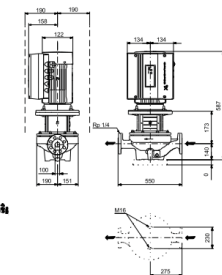
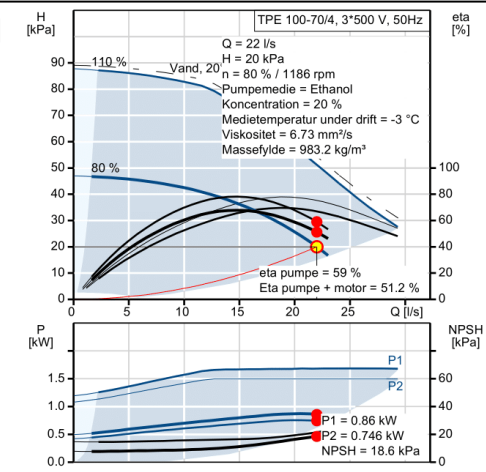
Figur 45: Karakteristikk for pumpene som brukes i taksamlestokkene (Grundfos, 2017)

Beskrivelse	Værdi
Generel information:	
Produktnavn:	TPE 100-70/4-S A-F-A-BQQE
Prod. nr.:	99114813
Positionsnr.:	3.
EAN nr.:	5712607036416
Teknisk:	
Hastighed for pumpedata:	1445 omdr/min
Aktuel beregnet flow:	18.4 l/s
Resultat for pumpens løftehøjde:	20 kPa
Maks. løftehøjde:	70 dm
Primær akseltætning:	BQQE
Kurvtolerance:	ISO9906:2012 3B
Pumpeversion:	A
Model:	A
Materialer:	
Pumpehus:	Støbejern EN-JL1040 ASTM A48-40 B
Løber:	Støbejern EN-JL1030 ASTM A48-30 B
Materialekode:	A
Installation:	
Maks. omgivelsestemperatur:	50 °C
Max. driftstryk.:	16 bar
Flange standard:	DIN
Tilslutning - kode:	F
Rørtilslutning:	DN 100
Tryktrin:	PN 16
Indbygningslængde:	550 mm
Flangestørrelse for motor:	FF165
Medie:	
Pumpemedie:	Ethanol
Væsketemperaturområde:	-25 .. 120 °C
Koncentration:	20 %
Q _{OpFluidTemp} :	-3 °C
Massefylde:	983.2 kg/m ³
Kinematisk viskositet:	6.73 mm ² /s
Elektriske data:	
Motortype:	90LE
IE Virkningsgradsklasse:	IE5
Mærkeeffekt - P2:	1.5 kW
Netfrekvens:	50 Hz
Mærkespænding:	3 x 380-500 V
Mærkestrøm:	2,90-2,50 A
Cos phi - effektfaktor:	0,93
Nominal hastighed:	180-2000 omdr/min
Virkningsgrad:	88,0%
Kapslingsklasse (IEC 34-5):	IP55
Isolationsklasse (IEC 85):	F
Motorbeskyttelse:	JA
Motornr.:	98971232
Styringer:	



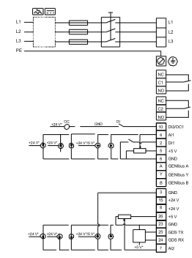
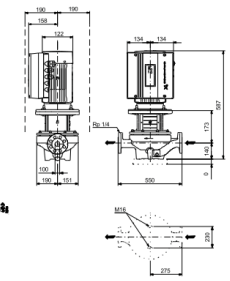
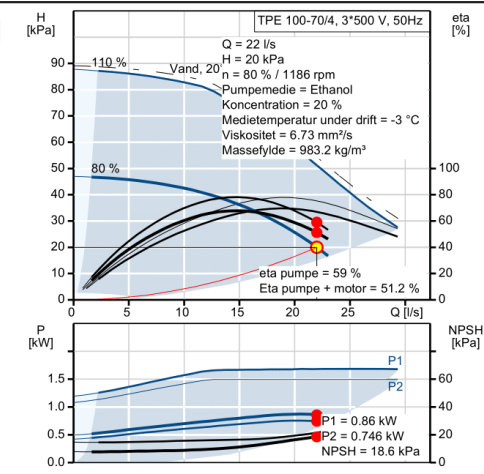
Figur 47: Pumpekaraktistik for pumpe i retur-samlestokken til energisentralen om 5 av takene på Pomona ble dekket med solfangere (Grundfos, 2017).

Beskrivelse	Værdi
Generel information:	
Produktnavn:	TPE 100-70/4 A-F-A-BQQE
Prod. nr.:	99113702
Positionsnr.:	4.
EAN nr.:	5712607014636
Teknisk:	
Hastighed for pumpedata:	1445 omdr/min
Aktuel beregnet flow:	22 l/s
Resultat for pumpens løftehøjde:	20 kPa
Maks. løftehøjde:	70 dm
Aktuel løberdiameter:	150 mm
Primær akseltætning:	BQQE
Kurveterolerance:	ISO9906:2012 3B
Pumpeversion:	A
Model:	A
Materialer:	
Pumpehus:	Støbejern EN-JL1040 ASTM A48-40 B
Løber:	Støbejern EN-JL1030 ASTM A48-30 B
Materialekode:	A
Installation:	
Maks. omgivelsestemperatur:	50 °C
Max. driftstryk.:	16 bar
Flange standard:	DIN
Tilslutning - kode:	F
Rørtilslutning:	DN 100
Tryktrin:	PN 16
Indbygningslængde:	550 mm
Flangestørrelse for motor:	FF165
Medie:	
Pumpemedie:	Ethanol
Væsketemperaturområde:	-25 .. 120 °C
Koncentration:	20 %
Q_OpFluidTemp:	-3 °C
Massefylde:	983.2 kg/m ³
Kinematisk viskositet:	6.73 mm ² /s
Elektriske data:	
Motortype:	90LE
IE Virkningsgradsklasse:	IE5
Mærkeeffekt - P2:	1.5 kW
Netfrekvens:	50 Hz
Mærkespænding:	3 x 380-500 V
Mærkestrøm:	2,90-2,50 A
Cos phi - effektfaktor:	0,93
Nominal hastighed:	180-2000 omdr/min
Virkningsgrad:	88,0%
Kapslingsklasse (IEC 34-5):	IP55
Isolationsklasse (IEC 85):	F
Motorbeskyttelse:	JA
Motornr.:	98971147



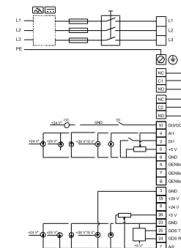
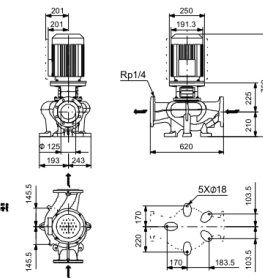
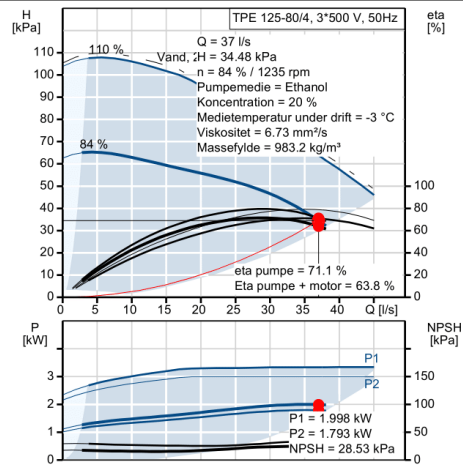
Figur 48: Pumpekaraktistikk for pumpe i tur-samlestokken fra energisentralen om 6 av takene på Pomona ble dekket med solfangere (Grundfos, 2017).

Beskrivelse	Værdi
Generel information:	
Produktnavn:	TPE 100-70/4 A-F-A-BQQE
Prod. nr.:	99113702
Positionsnr.:	5.
EAN nr.:	5712607014636
Teknisk:	
Hastighed for pumpedata:	1445 omdr/min
Aktuel beregnet flow:	22 l/s
Resultat for pumpens løftehøjde:	20 kPa
Maks. løftehøjde:	70 dm
Aktuel løberdiameter:	150 mm
Primær akseltætning:	BQQE
Kurveterolance:	ISO9906:2012 3B
Pumpeversion:	A
Model:	A
Materialer:	
Pumpehus:	Støbejern EN-JL1040 ASTM A48-40 B
Løber:	Støbejern EN-JL1030 ASTM A48-30 B
Materialekode:	A
Installation:	
Maks. omgivelsestemperatur:	50 °C
Max. driftstryk.:	16 bar
Flange standard:	DIN
Tilslutning - kode:	F
Rørtilslutning:	DN 100
Tryktrin:	PN 16
Indbygningslængde:	550 mm
Flangestørrelse for motor:	FF165
Medie:	
Pumpemedie:	Ethanol
Væsketemperaturområde:	-25 .. 120 °C
Koncentration:	20 %
Q_OpFluidTemp:	-3 °C
Massefylde:	983.2 kg/m ³
Kinematisk viskositet:	6.73 mm ² /s
Elektriske data:	
Motortype:	90LE
IE Virkningsgradsklasse:	IE5
Mærkeeffekt - P2:	1.5 kW
Netfrekvens:	50 Hz
Mærkespænding:	3 x 380-500 V
Mærkestrøm:	2,90-2,50 A
Cos phi - effektfaktor:	0,93
Nominel hastighed:	180-2000 omdr/min
Virkningsgrad:	88,0%
Kapslingsklasse (IEC 34-5):	IP55
Isolationsklasse (IEC 85):	F
Motorbeskyttelse:	JA
Motornr.:	98971147



Figur 49: Pumpekaraktistik for pumpe i retur-samlestokken til energisentralen om 6 av takene på Pomona ble dekket med solfangere (Grundfos, 2017).

Beskrivelse	Værdi
Generel information:	
Produktnavn:	TPE 125-80/4 A-F-A-BQQE
Prod. nr.:	99113654
Positionsnr.:	6.
EAN nr.:	5712607013523
Teknisk:	
Hastighed for pumpedata:	1450 omdr/min
Aktuel beregnet flow:	37 l/s
Resultat for pumpens løftehøjde:	34.48 kPa
Maks. løftehøjde:	80 dm
Aktuel løberdiameter:	172 mm
Primær akseltætning:	BQQE
Kurvetolerance:	ISO9906:2012 3B
Pumpeversion:	A
Model:	A
Materialer:	
Pumpehus:	Støbejern EN-JL1040
	ASTM A48-40 B
Løber:	Støbejern EN-JL1030
	ASTM A48-30 B
Materialekode:	A
Installation:	
Maks. omgivelsestemperatur:	50 °C
Max. driftstryk.:	16 bar
Flange standard:	DIN
Tilslutning - kode:	F
Rørtilslutning:	DN 125
Tryktrin:	PN 16
Indbygningslængde:	620 mm
Flangestørrelse for motor:	FF215
Medie:	
Pumpemedie:	Ethanol
Væsketemperaturområde:	-25 .. 120 °C
Koncentration:	20 %
Q_OpFluidTemp:	-3 °C
Massefylde:	983.2 kg/m ³
Kinematisk viskositet:	6.73 mm ² /s
Elektriske data:	
Motortype:	100LD
IE Virkningsgradsklasse:	IE5
Mærkeeffekt - P2:	3 kW
Netfrekvens:	50 Hz
Mærkespænding:	3 x 380-500 V
Mærkestrøm:	5,80-4,60 A
Cos phi - effektfaktor:	0,91-0,86
Nominel hastighed:	180-2200 omdr/min
Virkningsgrad:	90,1%
Kapslingsklasse (IEC 34-5):	IP55
Isolationsklasse (IEC 85):	F
Motorbeskyttelse:	JA
Motornr.:	98971149



Figur 50: Pumpekaraktistikk for pumpe i tur-samlestokken fra energisentralen om 10 av takene på Pomona ble dekket med solfangere (Grundfos, 2017).

Beskrivelse	Værdi
Generel information:	
Produktnavn:	TPE 125-95/4 A-F-A-BQQE
Prod. nr.:	99113655
Positionsnr.:	7.
EAN nr.:	5712607013547

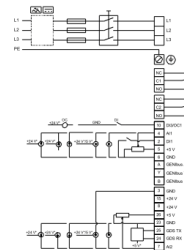
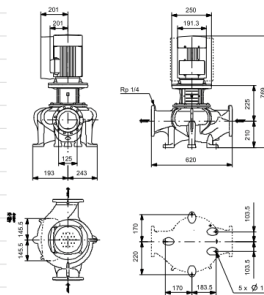
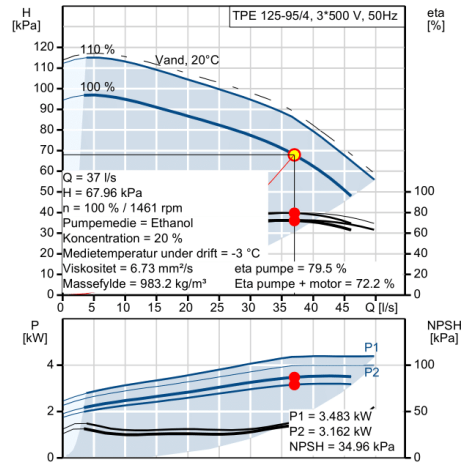
Teknisk:	
Hastighed for pumpedata:	1460 omdr/min
Aktuel beregnet flow:	37 l/s
Resultat for pumpens løftehøjde:	67.96 kPa
Maks. løftehøjde:	95 dm
Aktuel løberdiameter:	176 mm
Primær akseltætning:	BQQE
Kurveterolerance:	ISO9906:2012 3B
Pumpeversion:	A
Model:	A

Materialer:	
Pumpehus:	Støbejern EN-JL1040 ASTM A48-40 B
Løber:	Støbejern EN-JL1030 ASTM A48-30 B
Materialekode:	A

Installation:	
Maks. omgivelsestemperatur:	50 °C
Max. driftstryk.:	16 bar
Flange standard:	DIN
Tilslutning - kode:	F
Rørtilslutning:	DN 125
Tryktrin:	PN 16
Indbygningslængde:	620 mm
Flangestørrelse for motor:	FF215

Medie:	
Pumpemedie:	Ethanol
Væsketemperaturområde:	-25 .. 120 °C
Koncentration:	20 %
Q _{OpFluidTemp} :	-3 °C
Massefylde:	983.2 kg/m ³
Kinematisk viskositet:	6.73 mm ² /s

Elektriske data:	
Motortype:	112ME
IE Virkningsgradsklasse:	IE5
Mærkeeffekt - P2:	4 kW
Netfrekvens:	50 Hz
Mærkespænding:	3 x 380-500 V
Mærkestrøm:	7,70-6,00 A
Cos phi - effektfaktor:	0,92-0,87
Nominel hastighed:	180-2200 omdr/min
Virkningsgrad:	90,3%
Kapslingsklasse (IEC 34-5):	IP55
Isolationsklasse (IEC 85):	F
Motorbeskyttelse:	JA
Motomr.:	98971150



Figur 51: Pumpekaraktistik for pumpe i retur-samlestokken til energisentralen om 10 av takene på Pomona ble dekket med solfangere (Grundfos, 2017).



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway