



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

**Masteroppgave 2018 30 stp**  
Fakultet for realfag og teknologi

# **Sesonglagring av solvarme for enebolig – En mulighetsstudie for forsøkshus i Horten**

A Feasibility Study of Seasonal Storage of Solar  
Thermal Energy for a Detached Home

**Håkon Nyberg Stamgård**  
Miljøfysikk og fornybar energi



## FORORD

---

Denne masteroppgaven er utført høsten 2018 og markerer slutten på mine studier i Miljøfysikk- og fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, NMBU. Et kapittel i mitt liv er nå avsluttet, og jeg går inn i det det neste som sivilingeniør i arbeidslivet.

Jeg begynte i august 2013 ved det som da het Universitetet for miljø- og biovitenskap, UMB. Jeg valgte en studieretning innen fornybar energi – en av de mest relevante feltene for framtidig utvikling, på grunnlag av utfordringene vi på verdensbasis står overfor.

Våren 2018 oppsøkte jeg Petter H. Heyerdahl for råd om valg av masteroppgave. Fra ham fikk jeg forslag om flere muligheter innenfor sesonglagring av solvarme, og valget falt til slutt på et eneboligprosjekt på Skoppum i Horten kommune. Arbeidet med prosjektet har bekreftet for meg selv at jeg gjorde et godt valg.

Arbeidet med masteroppgaven har vært interessant og lærerikt, og jeg håper temaene jeg har belyst kan gi et idégrunnlag for videre prosjektering av både demonstratorboligen på Skoppum og for framtidige prosjekter.

Jeg vil takke min hovedveileder Petter H. Heyerdahl ved NMBU for god veiledning og gode samtaler underveis i arbeidet. Videre vil jeg takke biveileder Wilhelm Huus-Hansen for gode og raske svar på spørsmål som dukket opp underveis.

Jeg vil også takke venner og familie for god støtte, både gjennom tidligere studieår og gjennom dette avsluttende høstsemesteret.

Ås, 16. desember 2018

Håkon Stamgård

## SAMMENDRAG

---

Formålet med masteroppgaven er å gjøre rede for utforming og virkemåte for en prosjektert forsøksbolig på Skoppum, hvor oppvarmingsbehovet skal dekkes av sesonglagring av solvarme. Dette gjøres ved å varme opp vann i solfangere på sommeren, sirkulere vannet i en brønnpark i berggrunnen, for så å hente ut den lagrede varmen på vinteren. I oppgaven beskrives utforming av både demonstratorboligen, brønnparken og systemet som knytter dem sammen.

Demonstratorboligen er en forenklet enebolig i massivtre med integrerte solfangere i taket. Solfangeranlegget er fastsatt på forhånd og er på totalt 100 m<sup>2</sup>. Solfangerne er en nyutviklet type og fungerer som takets ytre kledning. Etter plassering av boligen og kartlegging av skyggeforhold er det med PVsyst og meteorologidata fra Meteonorm beregnet en årlig innstråling på 105 000 kWh på solfangertaket. Etter vurdering og beregning av solfangernes forventede virkningsgrad gjennom året, er den totale varmeoverføringen til vannet beregnet til 65 000 kWh.

Huset er utformet basert på innspill fra Horten kommune og arkitektfirma Ola Roald Arkitekter AS. Bruksarealet er 140 m<sup>2</sup> fordelt på en førsteetasje og en hems. En av de drivende tankene bak prosjektet er en forenklet bolig, så det er valgt å bruke 300 mm massivtre som bærende og isolerende konstruksjon i vegger, tak og gulv. I tillegg vil huset ha et forenklet ventilasjonssystem med forvarming av friskluft. Med graddagstall for Horten kommune ble beregnet oppvarmingsbehov omtrent 15 000 kWh per år.

En viktig del av konseptet om en forenklet bolig er et forenklet fundament. Husets støttestruktur er påler, og rundt pålene settes opp et skjørt, slik at rommet kan fungere som kjeller og carport. Bruk av påler framfor støpt fundament vil være svært kostbesparende, noe som sammen med integrering av solfangerne i takstrukturen og fokus på bruk av enklere materialer og konstruksjonsteknikker kan gjøre boligen anslagsvis en halv million kroner rimeligere enn eneboliger bygd på tradisjonell vis.

De bærende pålene må føres noe ned i bakken for å være en stødig støttestruktur. Pålene kombineres med energibrønner, som på enebolig-skala er et nytt konsept. I brønnparken for forsøkshuset brukes koaksialkolektorer, hvor brønnen er fylt med vann. Dette krever design av en støttestruktur og overgang mellom energibrønnen og husets såle, og det er foreslått en flensløsning for dette formålet. Brønnparken er rektangulær og består av totalt 24 energipåler. Med oppvarmingsbehov og beregnet forventet innhøstet energi, kunne brønnparkens nødvendige lagringskapasitet og dermed størrelse beregnes. Nødvendig volum ble beregnet til 4200 m<sup>3</sup>, og nødvendig brønndybde til 25 m.

Produksjon, lagring og distribusjon av varmeenergi i demonstratorboligen skal kunne gjøres enkelt og fleksibelt. Det er utformet et energisystem som håndterer flere ulike situasjoner, alt fra en solrik sommerdag til en kald vinternatt. Systemet driver oppvarming av huset via vannbåren gulvvarme, og bidrar i tillegg til å varme opp varmt forbruksvann. Totale kostnader for energisystemet dimensjonert for å levere 15 000 kWh varmeenergi årlig ble beregnet til 1 million kroner. Tar man høyde for kostbesparelser grunnet mulige konstruksjonsmåter som følge av rik tilgang på varmeenergi, og for at utbygging av elektrisk anlegg for oppvarming ikke er nødvendig, kan netto kostnad for energisystemet være i størrelsesorden 400 000 kr. Med en strømpris på 1 kr/kWh gir dette en tilbakebetalingstid på 25 år før husets oppvarmingsbehov dekkes gratis.

Resultatene i denne masteroppgaven viser at et frittstående sesonglagringsanlegg på eneboligskala kan gjøres. Man kan imidlertid forvente at det er økonomisk gunstigere å utforme et storskala anlegg med felles sesonglager for flere boliger, da kostnadene ikke vokser like raskt som kapasiteten ved oppskalering av anlegget.

## ABSTRACT

---

The purpose of this master's thesis is designing and explaining how an experimental detached house's space heating needs could be supplied by seasonal solar energy storage. This is accomplished by heating water in solar thermal collectors in the summer, storing heat by circulating the water through a BTES (Borehole Thermal Energy Storage), and extracting this heat in the winter when it's needed the most. This thesis considers the houses construction, the design of the BTES and the small-scale energy system binding it all together.

The house is a simplified construction of mostly CLT (Cross Laminated Timber). A new type of flat plate solar collectors are integrated in the roof and function as a part of its outer layer. The solar collectors are predetermined and span 100 m<sup>2</sup>. After determining the location and the shading of the structure, the total yearly insolation was calculated to be 105 000 kWh using PVsyst and meteorology data from Meteonorm. After determining the efficiency of the solar collectors, the total energy collected was calculated to be 65 000 kWh.

The detached house was designed based on input from Horten municipality and architect firm Ola Roald Arkitekter AS. The gross internal area totals 140 m<sup>2</sup> divided between a ground floor and a mezzanine floor. One of the driving ideas behind the project is simplified construction, which is achieved by using 300 mm CLT as main construction elements and a simplified ventilation system, incorporating some preheating of supplied fresh air to the house. The heating needs was calculated to 15 000 kWh each year.

An important part of the simplified construction, is a simplified foundation. The house is constructed on piles, and a skirt extending the houses outer walls turns the area under the house into a basement. The piles are load bearing coaxial borehole heat exchangers, and a design for achieving this is proposed. The BTES is designed as rectangular, consisting of 24 energy piles. Using the calculated energy collected and heating needs, the necessary volume of the BTES was calculated to be 4200 m<sup>3</sup>, resulting in a well depth of 25 m.

The production, storage and distribution of heat in the experimental house should be simple and flexible. An energy system capable of handling a multitude of situations, covering everything from a sunny summer day to a cold winter night, has been designed. The system heats the house through water based underfloor heating, as well as pre heats water for consumption. Total costs for an energy system dimensioned to deliver 15 000 kWh yearly was calculated to be 1 million NOK. Considering savings from simplifying construction due to a plethora of available heat energy, net costs could be 400 000 NOK. Using a price of electricity at 1 NOK/kWh, the system could be paid down in 25 years and provide the house with free heating the following years.

The results of this master's thesis show that a standalone, small scale, seasonal solar energy storage system designed for a single detached house can be done. Alas, one could argue that a larger scale, common BTES for a solar community comprised of tens, if not hundreds, of experimental, simplified houses as described would be more economically feasible. Something akin to DLSC in Canada would be an exciting prospect for future work.

## SYMBOLLISTE

Symbol	Forklaring	Enhet
$A$	Areal, med spesifiserende indeks	$m^2$
$A_{brønnpark}$	Overflateareal for brønnpark	$m^2$
$A_i$	Overflateareal for element $i$	$m^2$
$A_r$	Tverrsnittareal til rør	$m^2$
$A_{sf,tot}$	Total solfangerareal	$m^2$
$AM$	Air Mass	-
$a_1$	Første tapsfaktor	$W/(m^2K^2)$
$a_2$	Andre tapsfaktor	$W/(m^2K^2)$
$b_0$	Parameter for beregning av korreksjonsfaktor $K_\eta$	-
$c_p$	Spesifikk varmekapasitet	$kJ/(kg.K)$
$c_{pv}$	Volumetrisk varmekapasitet	$kJ/(m^3.K)$
$c_{pv,luft}$	Luftens volumetriske varmekapasitet	$Wh/m^3K$
$d$	Dybde, med spesifiserende indeks	$m$
$D$	Indre diameter rør	$m$
$D_h$	Hydraulisk diameter	$m$
$f$	Friksjonsfaktor	-
$g$	Tyngdeakselerasjon	$m/s^2$ ,
$G_\eta$	Gjenvinningsgrad	-
$G_s$	Solarkonstant	$W/m^2$
$h$	Høyde	$m$
$h_{bends}$	Tapshøyde grunnet røroverganger og krumninger	$m$
$h_f$	Tapshøyde grunnet friksjon	$m$
$h_{statisk}$	Tapshøyde grunnet løftehøyde	$m$
$h_{konf}$	Konveksjonskoeffisient	$W/(m^2K)$
$h_{tot}$	Total tapshøyde	$m$
$H$	Varmetransportkoeffisient	$W/K$
$H_D$	Direkte varmetap til det fri	$W/K$
$H_g$	Varmetap til grunnen	$W/K$
$H_{inf}$	Varmetap grunnet infiltrasjon	$W/K$
$H_U$	Varmetap til uoppvarmede rom	$W/K$
$H_V$	Varmetap grunnet ventilasjon	$W/K$
$H_{varme}$	Varmetap grunnet direkte varmetap og luftrelaterte varmetap	$W/K$
$I$	Innkommende solenergi per areal	$W/m^2$
$k$	Varmeledningsevne	$W/(m.K)$
$k_{rør}$	Korreksjonsfaktor for rørforbindelser	-
$K_\eta$	Korreksjonsfaktor for innfallsvinkel	-
$l$	Luftskiffterate	$m^3/m^2h$

$m$	Masse	kg
$\dot{m}$	Massestrøm	kg/s
$p$	Trykk	Pa
$p_f$	Trykktap	Pa
$\Delta p$	Trykkdifferanse	Pa
$P$	Effekt, med spesifiserende indeks	W
$P_{inn}$	Innstrålt effekt på en flate	W
$P_{mpp}$	Nominell ytelse for solcellepanel	W
$P_{pumpe}$	Pumpeeffekt	W
$P_{vann}$	Effekt overført til energibærer (vann)	W
$q$	Volumstrøm	m <sup>3</sup> /s
$Q$	Varme	J, kWh
$\dot{Q}$	Varmestrøm	W
$Q_{bolig}$	Varmetap fra bolig	kWh
$Q_{brønnpark}$	Energi lagret i brønnpark	kWh
$Q_{vann}$	Varme overført til vann	kWh
$R$	Varmemotstand	m <sup>2</sup> K/W
$R_T$	Total varmemotstand	m <sup>2</sup> K/W
$Re$	Reynolds-tall	-
$t_{oppstart}$	Oppstartstid brønnpark	År
$T$	Temperatur	°C, K
$T_f$	Temperatur fjell	°C
$T_{f0}$	Initialtemperatur fjell	°C
$T_i$	Temperatur inn i enhet	°C
$T_k$	Kollektortemperatur (solfangerens middeltemperatur)	°C, K
$T_o$	Omgivelsestemperatur	°C, K
$T_u$	Temperatur ut av enhet	°C
$\Delta T$	Temperaturdifferanse	°C, K
$U$	Varmegangskoeffisient	W/m <sup>2</sup> K
$U_i$	Varmegangskoeffisient for element $i$	W/K
$v$	Strømningshastighet	m/s
$V$	Volum	m <sup>3</sup>
$V_0$	Initialvolum	m <sup>3</sup>
$\Delta V$	Volumdifferanse	m <sup>3</sup>
$\alpha$	Diffusivitet	m <sup>2</sup> /s
$\alpha_s$	Solhøyde	°
$\beta$	Solfangerens helning	°
$\gamma_s$	Asimut	°
$\gamma_{utv}$	Volumutvidelseskoeffisient	1/K
$\varepsilon$	Emissivitet	-
$\epsilon$	Ruhetsfaktor	m

$\eta$	Virkningsgrad, med spesifiserende indeks	-
$\eta_0$	Optisk virkningsgrad	-
$\eta_{PV}$	Virkningsgrad for solcellepanel	-
$\theta$	Innfallsvinkel	°
$\theta_z$	Vinkel mellom senit og sol	°
$\mu$	Dynamisk viskositet	kg/(m.s)
$\nu$	Kinematisk viskositet	m <sup>2</sup> /s
$\rho$	Tetthet	kg/m <sup>3</sup>
$\sigma$	Stefan-Boltzmanns konstant	W/(m <sup>2</sup> K <sup>4</sup> )

---

## DEFINISJONER

I oppgaven vil boligen omtales som forsøksboligen, demonstratorboligen og energihuset. Væsken som transporterer varme og flyter gjennom solfanger- og brønnparkanlegget vil kunne omtales som både energibærer og vann, og til tider kollektørvæske. Forbruksvann vil omtales som kaldtvann eller varmtvann, og eventuelt spesifiseres som forbruksvann.

HTB – høytemperatur brønn

LTB – lavtemperatur brønn



# INNHALDSFORTEGNELSE

---

<b>FORORD</b> .....	<b>I</b>
<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>II</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>III</b>
<b>SYMBOLLISTE</b> .....	<b>IV</b>
DEFINISJONER .....	VI
<b>1 INNLEDNING</b> .....	<b>1</b>
<b>2 TEORI</b> .....	<b>3</b>
2.1 VARMEOVERFØRING .....	3
2.2 SOLINNSTRÅLING .....	4
2.3 STRØMNINGSTEKNIKK .....	6
2.3.1 Trykktap .....	7
2.4 ENERGIOVERFØRING I SOLFANGER .....	8
<b>3 TEKNOLOGI OG ANVENDELSE</b> .....	<b>10</b>
3.1 SOLFANGERE .....	10
3.1.1 Solfangeranlegg .....	13
3.2 PV-ANLEGG .....	14
3.3 LAGRING AV ENERGI .....	15
3.4 BRØNNPARK .....	16
3.4.1 Energi lagret i brønnpark .....	16
3.4.2 Oppvarming og tap .....	17
3.5 KOLLEKTORER OG ENERGIBRØNNER .....	19
3.5.1 Effektuttak fra brønner .....	20
3.6 VARMETAP OG OPPVARMING .....	21
3.7 DRAKE LANDING SOLAR COMMUNITY .....	22
<b>4 PROSJEKTSPEKIFIKT OG RESSURSGRUNNLAG</b> .....	<b>24</b>
4.1 OMRÅDE OG TOMT .....	24
4.2 GRUNNFORHOLD .....	25
4.2.1 Løsmasser .....	25
4.2.2 Fast fjell .....	27
4.2.3 Radon .....	28
4.3 SOLINNSTRÅLING OG SKYGGING .....	29
4.4 ENERGIBRØNNER .....	30
4.5 ENERGIPÅLER .....	32
4.6 FLENS .....	33
4.7 SYSTEMVÆSKE .....	35
4.8 SOLFANGERE .....	36
4.9 FORSØKSHUS .....	37
4.9.1 Bygningsfysikk .....	37
4.9.2 Vegg .....	39
4.9.3 Tak .....	39
4.9.4 Gulv .....	40
4.9.5 Ventilasjon .....	41
4.9.6 U-verdier .....	41
4.9.7 Skjørt .....	41
4.10 PVSYST .....	42

<b>5</b>	<b>METODE.....</b>	<b>44</b>
5.1	BYGNINGSFYSIKK .....	44
5.1.1	<i>Oppvarmingsbehov</i> .....	45
5.2	INNSTRÅLING .....	45
5.2.1	<i>Solfangere</i> .....	45
5.2.2	<i>Solcellepaneler</i> .....	47
5.3	SESONGLAGRING .....	49
5.3.1	<i>Brønnpark</i> .....	49
5.4	SYSTEMDESIGN .....	50
5.4.1	<i>Dreneringstank</i> .....	50
5.4.2	<i>Varmtvannsbereder</i> .....	51
5.5	STRØMNINGSTEKNIKK.....	51
5.5.1	<i>Dimensjonering av pumpe 1</i> .....	52
5.5.2	<i>Dimensjonering av pumpe 2</i> .....	52
5.5.3	<i>Dimensjonering av pumpe 3</i> .....	52
<b>6</b>	<b>RESULTATER.....</b>	<b>54</b>
6.1	BYGNINGSFYSIKK .....	54
6.2	ENERGIBEHOV.....	56
6.3	INNKOMMENDE SOLENERGI .....	57
6.3.1	<i>Solfanger</i> .....	57
6.3.2	<i>Solcellepaneler</i> .....	61
6.4	SESONGLAGRING .....	63
6.4.1	<i>Energifordeling</i> .....	63
6.4.2	<i>Brønnpark</i> .....	65
6.5	SYSTEMDESIGN .....	68
6.5.1	<i>Oversikt</i> .....	68
6.5.2	<i>Driftssituasjon 1 – Høy solinnstråling, ingen fyring</i> .....	70
6.5.3	<i>Driftssituasjon 2 – Ingen solinnstråling, høy fyring</i> .....	71
6.5.4	<i>Driftssituasjon 3 og 4 – Både solinnstråling og fyring</i> .....	72
6.5.5	<i>Fleksibilitet i systemet</i> .....	73
6.5.6	<i>Brønnparkens ringdesign</i> .....	75
6.5.7	<i>Gulvvarmeanlegg</i> .....	76
6.5.8	<i>Rør – materialvalg og dimensjoner</i> .....	76
6.5.9	<i>Dreneringstank</i> .....	77
6.5.10	<i>Varmtvannsbereder</i> .....	78
6.6	STRØMNINGSTEKNIKK.....	78
6.6.1	<i>Pumpe 1</i> .....	78
6.6.2	<i>Pumpe 2</i> .....	79
6.6.3	<i>Pumpe 3</i> .....	80
6.7	GROVBUDSJETTERING AV FORESLÅTT SYSTEM .....	81
<b>7</b>	<b>DISKUSJON.....</b>	<b>82</b>
7.1	ENERGIFORBRUK .....	82
7.1.1	<i>Oppvarmingsbehov</i> .....	82
7.1.2	<i>Energifordeling</i> .....	82
7.2	INNSTRÅLING OG METEOROLOGI .....	82
7.2.1	<i>Maksimal innstråling</i> .....	82
7.2.2	<i>Albedo</i> .....	82
7.2.3	<i>Skygging</i> .....	83
7.3	BYGNINGSFYSIKK .....	83
7.3.1	<i>Kjellertemperatur</i> .....	83

7.3.2	Radon .....	83
7.3.3	Strukturell sikkerhet .....	83
7.4	STRØMNINGSTEKNIKK.....	84
7.5	BRØNNPARK.....	84
7.5.1	Oppstartstid.....	84
7.5.2	Tap.....	85
7.6	PV-ANLEGG.....	85
7.7	KOSTNADER.....	86
7.7.1	Budsjett .....	87
7.8	KLIMA OG MILJØ.....	87
<b>8</b>	<b>KONKLUSJON .....</b>	<b>88</b>
<b>9</b>	<b>REFERANSER .....</b>	<b>89</b>
<b>10</b>	<b>VEDLEGG.....</b>	<b>94</b>
	VEDLEGG A – PV-SYST-RAPPORT FOR SOLFANGERE .....	94
	VEDLEGG B – PLANREGULERING .....	94
	VEDLEGG C – SONDERINGSKART .....	94
	VEDLEGG D – PUMPEBEREGNINGER .....	94
	VEDLEGG E – HUSETS DIMENSJONER .....	94
	VEDLEGG F – BILDER FRA BEFARING .....	94



# 1 INNLEDNING

---

Sola leverer enorme mengder energi til jorda. På verdensbasis mottar vi 15 000 ganger så mye energi fra sola som det vi bruker, og selv i Norge mottar vi nok energi fra sola til å dekke vårt årlige energiforbruk 1500 ganger (Andresen, 2008). På et standard hustak i Sør-Norge leveres omtrent 1000 kWh/m<sup>2</sup> hvert år, som for en enebolig kan tilsvare 75 000 kWh. Det blir mer og mer vanlig å installere solcellepaneler på privatboliger, men i praksis finnes det ikke kostnadseffektive lagringsløsninger for elektrisk energi i denne skalaen som muliggjør at huset kan kobles fra strømmettet og klare seg med kun egenprodusert solelektrisitet.

I Norge står romoppvarming for cirka 60 prosent av boligens energiforbruk, og oppvarming av varmtvann for cirka 15 prosent. For en standard norsk enebolig, betyr dette et årlig energiforbruk på over 15 000 kWh til varme alene. Mesteparten av oppvarmingen gjøres i dag med elektrisk drevne varmekilder, hovedsakelig luft-til-luft varmepumper og panelovner. Her konverteres lett anvendelig, høykvalitets elektrisk energi til varme i stedet for å benytte seg av varmeenergi direkte.

I Norge er oppvarmingsbehovet høyest på vinteren, når solinnstrålingen er lav. Om sommeren er solinnstrålingen høy, men oppvarmingsbehovet lavt. Det kan innhøstes mye energi i de lyse månedene, som kan lagres som varmeenergi i berggrunnen. Fjellmassene vil fungere som et varmereservoar som kan tappes gjennom vintermånedene. Konvertering av innkommende solenergi til nyttbar varmeenergi kan gjøres med solfangere, hvor vann sirkulerer mellom solfangeren og fjellmassene og opptar og avgir varmeenergi. Ved å bore dype energibrønner kan varmt vann sirkuleres dypt ned i fast fjell og avgi sin termiske energi for å varme opp det omkringliggende berget. Når varmen i berggrunnen skal tappes på vinteren, kjøres syklusen i revers; høytemperert vann sirkuleres fra berggrunnen og avgir varme i huset før det pumpes videre og ned i bakken.

Varmeveksling med bakken via borehull er allerede mye brukt i bergvarmepumper og dermed et godt utforsket felt. Noen av Europas største BTES-systemer (Borehole Thermal Energy Storage) befinner seg i Norge; på Ahus leverer et brønnsystem bestående av 228 brønner på 200 m varme- og kjølekapasitet på 8 MW (Midttømme, K. et al, 2009), mens på Gardermoen flyplass har et varmepumpesystem koblet til en ATES (Aquifer Thermal Energy Storage) 9 MW kjølekapasitet, og leverer over året 8 GWh kjøling og 9 GWh varme. (Eggen, G., Vangsnes, G., 2005).

Bruk av solfangere for å lagre termisk energi i borehull var omtalt allerede på 1970-tallet, men det er først i de senere årene hvor interessen har vokst stort (Kjellsson, 2009). Flere systemer for sesonglagring av solenergi på større skala er installert over Europa (Mangold, D., Deschaintre, L., 2015), og særlig interessant er DLSC (Drake Landing Solar Community) i Canada, som nådde 90 % energidekning fra sola etter få år i drift (DLSC, 2018).

Denne oppgaven ser på muligheten for sesonglagring av solvarme for en individuell, frittstående forsøksbolig. Demonstratorboligen er et pilotprosjekt i Horten kommune for framtidig utvikling av en «grønn landsby», og boligen prosjekteres i perioden høst 2018 – høst 2019. Store deler av takflaten vil være dekket av solfangere, hvor den termiske energien som genereres skal sesonglagres i en egen brønnpark under boligen.

Enkel tilgang til store mengder gratis varmeenergi når investeringen er foretatt gjør at det kan stilles mindre krav til huskonstruksjonen. En av de drivende idéene bak prosjektet er en forenklet konstruksjon. Fokus på rimeligere og enklere materialer og konstruksjonsteknikker, bruk av energibrønnene som bærende strukturer framfor dyr fundamentering, og muligheter for et enklere teknisk anlegg som følge av mengden av tilgjengelig varmeenergi og utnyttelse av massivtres

egenskaper, gjør at demonstratorboligen vil være en billigere og mer miljøvennlig bolig som kan brøyte vei for framtidige energiboliger i Horten og i resten av Norge.

Forsøksboligen vil være et selvstendig energisystem med egen produksjon, lagring og distribusjon av varmeenergi. I framtiden er det planlagt å prosjektere en «grønn landsby» i Borreborgåsen i Horten kommune hvor konseptet produksjon og sesonglagring av solvarme kan utforskes videre. Planregulering begynner i 2019, og boligbygging kan da forventes i 2022. Denne grønne landsbyen vil kunne sammenliknes med Drake Landing Solar Community, et energisamfunn basert på sesonglagring av solvarme som har hatt stor suksess i Canada. Basisideen i Borreborgåsen er at mellom 50 og 100 forenklede boliger skal kunne oppvarmes av et lokalt fjernvarmenett med egen produksjon og lagring av termisk energi, og med et større nettverk solfangere på hustakene og en sentral, felles brønnpark.

### Mål for oppgaven

Målet for denne oppgaven er å undersøke mulighetene for og å gjøre rede for løsninger for at oppvarmingsbehovet til en forenklet enebolig i Horten kommune kan dekkes med et individuelt solfanger- og varmelagrings-system. Da solfangeranlegget allerede er fastsatt, vil oppgaven legge fokus på vurdering og utforming av

- **Forsøksboligen**, en forenklet enebolig med fokus på bruk av enklere og kostbesparende materialer og konstruksjonsteknikker
- **Brønnparken**, et varmevekslersystem som lagrer og henter energi fra berggrunnen
- **Energisystemet**, et distribusjonssystem som driver produksjons-, lagrings- og oppvarmingssystemet på en fleksibel måte

Oppgavens problemstilling vil være å finne ut av hvordan alle elementene i prosjektet kan spille sammen på best mulig måte, og vurdere mulighetene for og lønnsomheten til et system for sesonglagring av solvarme på enebolig-skala.

## 2 TEORI

---

### 2.1 VARMEOVERFØRING

Varmeoverføring kan foregå ved tre ulike prosesser: konduksjon, konveksjon og stråling.

**Konduksjon**, eller varmeledning, er overføring av varme som følge av kollisjoner mellom molekyler i et stoff. Varmere molekyler, altså molekyler med høyere termisk energi, vibrerer mer enn molekyler med lavere termisk energi. Når høyenergiske (termiske) molekyler i stoffet kolliderer med nærliggende lavere-energiske molekyler, avgir de noe av sin vibrasjonsenergi til nabomolekylet. Den termiske gradienten i materialet normaliseres og vi får en varmetransport gjennom materialet.

Varmetransport grunnet konduksjon i et materiale er gitt av Fouriers lov:

$$\dot{Q}_{kond} = -kA \frac{dT}{dx} \quad (1)$$

hvor  $\dot{Q}_{kond}$  er varmeflyten grunnet konduksjon (enhet  $W$ ),  $k$  er en materialets termiske konduktivitet eller varmeledningsevne (enhet  $W/m \cdot K$ ),  $A$  er arealet av den varmeoverførende flaten normalt på  $x$ -retningen (enhet  $m^2$ ) og  $T$  er temperaturen i punkt  $x$  (enhet  $K$ ).

**Konveksjon**, eller varmestrømning, er overføring av varme som skyldes turbulente bevegelser i en fluid, som for eksempel luft eller vann. Konveksjon deles inn i to virkemåter. Fri konveksjon oppstår som følge av at en fluids tetthet endres med temperatur som gir opphav til strømninger. Tvungen konveksjon oppstår når en ytre kraft setter i gang bevegelse av fluiden.

Varmetransport grunnet konveksjon beskrives av Newtons kjølingslov, gitt av

$$\dot{Q}_{konv} = h_{konv} A \Delta T \quad (2)$$

hvor  $\dot{Q}_{konv}$  er varmeoverføringsraten (enhet  $W$ ),  $h$  er konveksjonskoeffisienten (enhet  $W/(m^2 K)$ ),  $A$  er overflatearealet til varmeoverføringsvolumet (enhet  $m^2$ ) og  $\Delta T$  er temperaturdifferansen (enhet  $K$ ).

**Stråling** er varmeoverføring som elektromagnetiske bølger. I motsetning til de to andre formene for varmeoverføring kan stråling overføre energi uten et medium. Alle legemer med temperatur over det absolutte nullpunkt,  $0K = 273,15^\circ C$ , emitterer stråling og avgir dermed strålingsenergi. Effekten som avgis er svært sterkt knyttet til legemets temperatur og er gitt av Stefan-Boltzmanns lov:

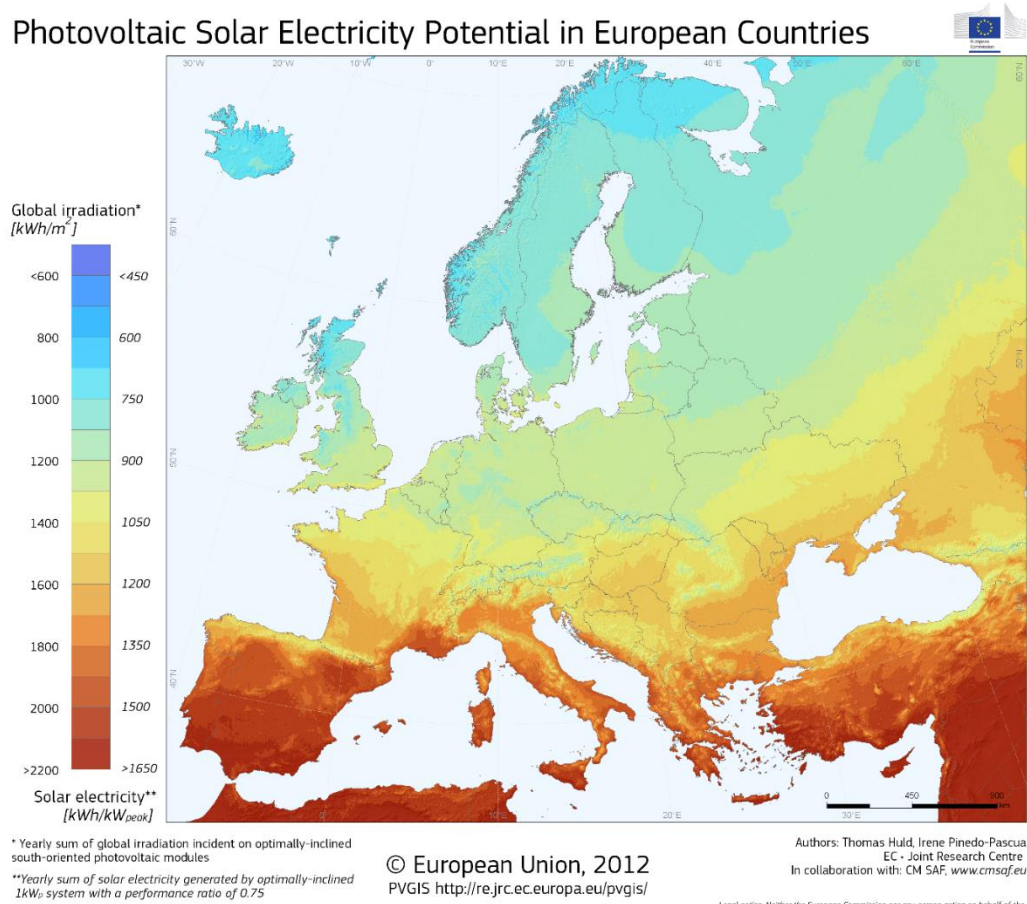
$$\dot{Q}_{stråling} = \varepsilon \sigma A (T^4 - T_0^4) \quad (3)$$

hvor  $\dot{Q}_{stråling}$  er strålingsenergien emittert fra legemet (enhet  $W$ ),  $\varepsilon$  er legemets emissivitet,  $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} W/(m^2 K^4)$  er Stefan-Boltzmanns konstant,  $A$  er legemets overflateareal (enhet  $m^2$ ),  $T$  er legemets temperatur (enhet  $K$ ), og  $T_0$  er omgivelsenes temperatur (enhet  $K$ ).

## 2.2 SOLINNSTRÅLING

Til tross for at Norge ligger langt mot nord, leverer sola store mengder energi til landet. På vinterstid er innstrålingen lav, men nokså høy sol og lange dager gir god innstråling på sommeren. I lavlandet rundt Oslo-området kan man anta en årlig innstråling på rundt 1000 kWh/m<sup>2</sup> på en horisontalflate og rundt 1270 kWh/m<sup>2</sup> på en optimalt vinklet flate med en helning på 44° som vist i figur (1). Mens typiske solcellepaneler kun kan konvertere 15-20 % av denne energien til elektrisk energi, kan en solfanger ha en virkningsgrad på 50-70 %.

### Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries



**Figur 1:** Solinnstråling på optimalt, sørvendte flater forskjellige steder i Europa. Tallene på venstre side av skala forteller antall kWh per m<sup>2</sup> (PVgis, 2012).

Jordas avstand fra sola og solas utstråling varierer lite, som gir en tilnærmet konstant effekt innstrålt på jorda fra sola. Denne effekten kalles solarkonstanten  $G_s$  og er definert som den gjennomsnittlige effekten fra sola som treffer jordas atmosfære.

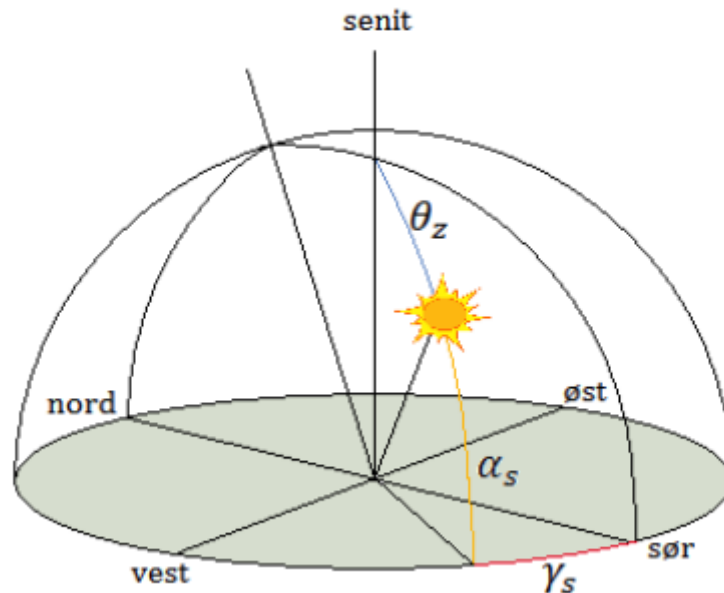
$$G_s = 1367 \text{ W/m}^2$$

Noe av denne strålingen vil absorberes og reflekteres av partikler i atmosfæren. For enkelthets skyld kan man si at man på en solfylt dag med en flate rettet mot solen kan motta omtrent 1000 W/m<sup>2</sup>.

Sola er så mye større enn jorda og så fjern at man kan anta at all stråling fra den kan antas å ha lik retning. Flukstettheten av solstråling er dermed uniform, og solinnstrålingen på en flate vil variere ut i fra vinkelen mellom flatens arealvektor og sola. De relevante vinklene vises i figur (2) og er kjent som



- $\alpha_s$ , solhøyde. Vinkelen i vertikalplanet mellom solens posisjon på himmelhvelvingen og horisontalplanet
- $\gamma_s$ , asimut. Vinkelen i horisontalplanet mellom solas posisjon og sør (180°)



**Figur 2:** Solas posisjon på himmelkulen, og vinklene som benyttes for å beskrive denne. (Romundstad, 2014)

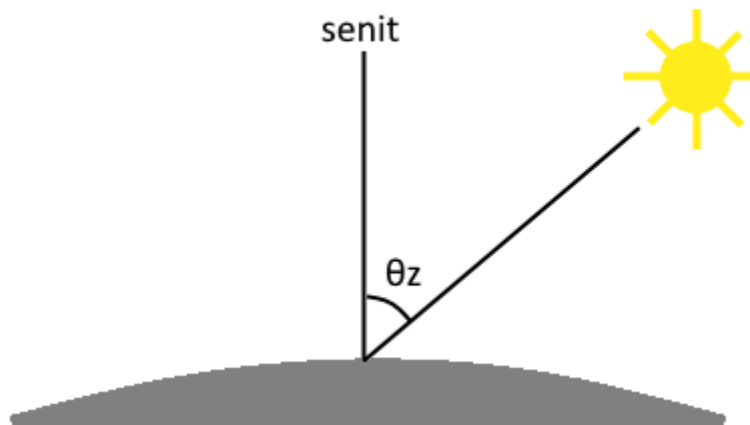
Strålingen som treffer jordoverflaten kan deles inn i to kategorier.

- **Direkte** stråling betegner stråling som kommer direkte fra sola. Strålingen har ikke interagert med partikler og blitt spredt på veien gjennom atmosfæren.
- **Diffus** stråling betegner stråling som har interagert med partikler som for eksempel vanndråper i skyer på veien gjennom atmosfæren, og vil gå gjennom spredning eller absorpsjon og reemittering.

Hvor stor andel av strålingen som er diffus, avhenger av hvor mye masse strålingen kan interagere med på sin vei og dermed avstanden gjennom atmosfæren den må tilbakelegge. Andelen masse som den direkte strålingen må passere gjennom i forhold til andelen masse den passerer når sola står i senit kalles Air Mass (AM) og er gitt ved

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (4)$$

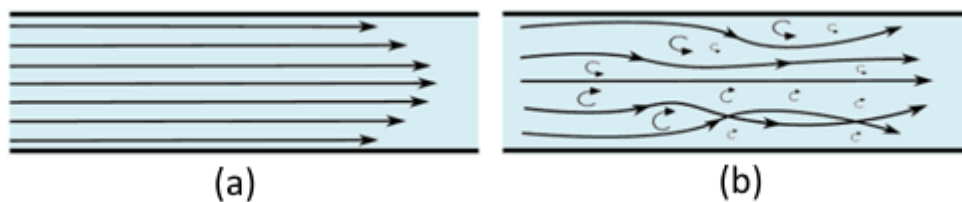
hvor  $\theta_z$  er vinkelen mellom solas posisjon og senit, alternativt  $90^\circ - \alpha_s$ . Figur (3) viser dette.



**Figur 3:** Air Mass (AM) avhenger av solas vinkel  $\theta_z$  fra senit. Ved større innfallsvinkel  $\theta_z$ , går  $\cos \theta_z$  mot 0, og AM går mot uendelig. Når  $\theta_z = 90^\circ$  går alle solas stråler parallelt med planet.

### 2.3 STRØMNINGSTEKNIKK

Strømninger i fluider deles inn i to kategorier: laminær og turbulent. I laminær strømning foregår mesteparten av fluidstrømningen i fartsretningen, mens det i turbulent strømning er mye bevegelse i retninger normalt på den generelle fartsretningen, som vist i figur (4).



**Figur 4:** Laminær strømning (a) og turbulent strømning (b). (NuclearPower.net)

Hvorvidt en strømning er laminær eller turbulent kan beskrives med Reynolds tall. Reynolds tall er en dimensjonsløs verdi, og er gitt av formelen

$$Re = \frac{vD_h}{\nu} = \frac{\rho v D_h}{\mu} \quad (5)$$

hvor  $Re$  er Reynolds tall,  $v$  er væskens hastighet (enhet m/s),  $D_h$  er hydraulisk diameter (enhet m) og  $\nu$  er væskens kinematiske viskositet (enhet  $m^2/s$ ),  $\rho$  er væskens tetthet (enhet  $kg/m^3$ ), og  $\mu$  er væskens dynamiske viskositet (enhet  $kg/m.s$ ).

Typisk sier man at

$Re < 2000$ : laminær strømning

$2000 < Re < 3000$ : overgangsfase

$Re > 3000$ : turbulent strømning

Den hydrauliske diameteren avhenger av rørets fasong. For sirkulære rør er den lik rørets indre diameter.

Laminære og turbulente strømninger har ulike egenskaper. Laminær strøm har lavere trykktap, mens turbulent strøm har bedre evne til å overføre varmeenergi. Det er derfor ønskelig med laminære strømninger i rør hvor man kun ønsker transport av varmeenergi, og turbulente strømninger i rør hvor man ønsker å gi fra seg væskens varmeenergi til omgivelsene.

### 2.3.1 Trykktap

Massestrømningen til en væske i et rør er gitt av

$$\dot{m} = \rho v A_r \quad (6)$$

hvor  $\dot{m}$  er massestrømmen (enhet kg/s),  $\rho$  er væskens tetthet (enhet kg/m<sup>3</sup>),  $v$  er væskens gjennomsnittlige hastighet i rørtverrsnittet (enhet m/s) og  $A_r$  er rørets tverrsnitt/areal (enhet m<sup>2</sup>).

All masse som flyter inn i et rør vil i stabil drift vil flyte ut igjen. Det er massebalanse for væske i rør beskrevet av

$$\rho_{inn} A_{r,inn} v_{inn} = \rho_{ut} A_{r,ut} v_{ut} \quad (7)$$

Trykket i et punkt i en væske er gitt av

$$p = \rho g h \quad (8)$$

hvor  $p$  er trykket (enhet Pa),  $g$  er tyngdens akselerasjon lik 9,81 m/s<sup>2</sup> og  $h$  er høyden til væsken over punktet (enhet m). Trykkforskjellen mellom to punkter i en væske kan da uttrykkes

$$\Delta p = g(\rho_1 - \rho_2)(h_1 - h_2) \quad (9)$$

Friksjonstap for væskestrøm i et rør kan beskrives med Darcy-Weisbachs likning

$$p_f = f \frac{\rho v^2 L}{2 D_h} \quad (10)$$

hvor  $f$  er væskens friksjonsfaktor,  $v$  er væskens gjennomsnittlige hastighet,  $L$  er rørets lengde (enhet m) og  $D_h$  er rørets hydrauliske diameter (enhet m).

Friksjonsfaktoren  $f$  er en dimensjonsløs størrelse som benyttes for å beregne friksjonstap for ulike strømninger, både i rør og i kanaler.  $f$  vil avhenge av strømningstypen, altså Reynoldstallet, og rørets relative ruhet. For laminær strømning,  $Re < 2000$ , kan man se bort fra relativ ruhet og får

$$f = \frac{64}{Re} \quad (11)$$

For turbulente strømninger,  $Re > 4000$ , med ru overflate i røret, benytter man seg av Colebrooks empiriske formel:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{\epsilon}{3,7 D_h} + \frac{2,51}{Re \sqrt{f}} \right) \quad (112)$$

hvor  $\epsilon$  er ruhetsfaktoren til røret som væsken strømmer igjennom (enhet m). Colebrooks formel plottes ofte i et Moody-diagram, som er enklere og dermed mer vanlig å bruke enn formelen.

I hydraulisk glatte rør med turbulente strømninger kan man si at ruhetsfaktoren  $\epsilon$  er lik null. Man får da et uttrykk for friksjonsfaktoren

$$f = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (13)$$

Trykktap kan også oppgis som tapshøyde. Trykktapet beskrives da av hvor høy en vannsøyle må være for å skape det samme trykket. Trykktap grunnet friksjon  $p_f$  kan konverteres til tapshøyde  $h_f$  ved formel

$$h_f = \frac{p_f}{\rho g} \quad (14)$$

hvor  $h_f$  er tapshøyden grunnet friksjon (enhet m),  $p_f$  er friksjonstap (enhet Pa),  $\rho$  er væskens tetthet (enhet kg/m<sup>3</sup>) og  $g$  er tyngdens akselerasjon. Trykket som må til for å løfte en vannmengde en viss høyde over vannspeilet kan på samme vis omtales som en statisk tapshøyde  $h_{statisk}$ .

Et annet tapsledd oppstår når væsken går gjennom bøyninger og overganger i røret. Disse kan beregnes med formelen:

$$h_{bends} = \frac{k_{rør} v^2}{2g} \quad (125)$$

hvor  $k_{rør}$  er en dimensjonsløs konstant for ulike rørforbindelser.

## 2.4 ENERGIOVERFØRING I SOLFANGER

Effekt overført som varme til vannet kan beskrives av

$$P = q_v \rho c_p \Delta T \quad (16)$$

hvor  $P$  er avlevert effekt (enhet W),  $q_v$  er volumstrømmen til mediet (enhet m<sup>3</sup>/s),  $\rho$  er tettheten til mediet (enhet kg/m<sup>3</sup>),  $c_p$  er den spesifikke varmekapasiteten til mediet (enhet kJ/kg.K), og  $\Delta T$  er temperaturdifferansen mellom mediet som forlater systemet og mediet som entrer systemet. Innkommende effekt  $P$  bestemmes av varmeoverføringen fra solfangeren og dermed av solinnstrålingen.

Ønskes en viss temperaturøkning  $\Delta T$  kan man beregne nødvendig volumflyt ved å snu om formelen til

$$q_v = \frac{P}{\rho c_p \Delta T} \quad (137)$$

Volumstrømmen  $q_v$  avhenger av rørets tverrflate  $A$  og mediets hastighet  $v$ .

$$q_v = Av \quad (148)$$

Det er ønskelig å minimere trykktapene, og ettersom disse tapene avhenger sterkt av hastigheten til strømningene, er det ønskelig å holde hastigheten nede. Rørens tverrflater  $A$  er en begrensende faktor og det er derfor vanlig å parallellkoble flere solfangere for å øke den totale volumstrømmen uten å øke energibærerens hastighet gjennom rørene. Det er imidlertid viktig å huske at man ønsker en viss temperaturøkning i energibæreren, og at man derfor ønsker at energibæreren bruker så mye

tid i solfangeren som mulig. Dette gjøres både ved å la rørene sløyfe seg gjennom en enkeltmodul, men også ved å seriekoble solfangere.

Væsker har ulik tetthet ved ulike temperaturer. Stoffer flest utvider seg når de blir varmere. Vi får et forhold

$$\Delta V = \gamma_{utv} V_0 \Delta T \quad (159)$$

hvor  $V$  er væskens volum (enhet  $m^3$ ),  $\gamma_{utv}$  er volumutvidelseskoeffisienten til væsken (enhet  $1/K$ ),  $V_0$  er væskens startvolum (enhet  $m^3$ ) og  $\Delta T$  er væskens temperaturforskjell (enhet  $K$ ). For vann er  $\gamma_{utv} = 207 \cdot 10^{-6} K^{-1}$  ved standardbetingelser.

I tillegg til tettheten  $\rho$  vil væskens dynamiske viskositet  $\mu$  og spesifikke varmekapasitet  $c_p$  endre seg med temperatur. I tabell (1) er egenskapene til vann ved forskjellige temperaturer listet.

**Tabell 1:** Vanns egenskaper ved ulike temperaturer. (Engineering Toolbox)

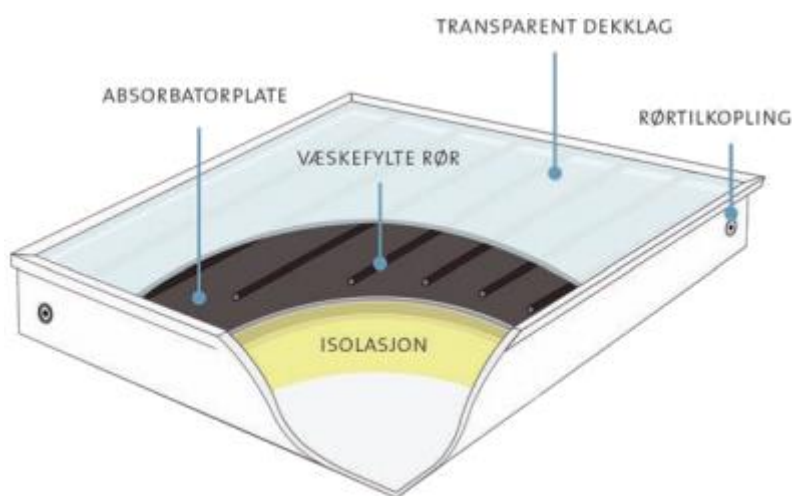
Temperatur (°C)	Tetthet (kg/m <sup>3</sup> )	Dyn. visk. (kg/m.s)	Varmekapasitet (kJ/kg.K)
5	999,97	0,001520	4,202
10	999,77	0,001308	4,192
15	999,19	0,001139	4,186
20	998,29	0,001003	4,182
25	997,13	0,000891	4,180
30	995,71	0,000798	4,178
35	994,08	0,000720	4,178
40	992,25	0,000653	4,179
45	990,22	0,000596	4,180
50	988,02	0,000547	4,181
55	985,65	0,000504	4,183
60	983,13	0,000467	4,185
65	980,45	0,000434	4,187
70	977,63	0,000404	4,190
75	974,68	0,000378	4,193
80	971,60	0,000355	4,196

## 3 TEKNOLOGI OG ANVENDELSE

### 3.1 SOLFANGERE

Solfangere er innretninger som konverterer elektromagnetisk energi fra sola til termisk energi i en energibærer. En solfanger kan utformes på flere måter, men mest vanlig er flatplatesolfangere og vakuumrørsolfangere. Hver variant har fordeler og ulemper, og i denne oppgaven fokuseres det på flatplatesolfangere, da det er denne typen som skal benyttes på forsøkshuset på Skoppum.

En flatplatesolfanger består av en flat absorptorplate som absorberer og overfører innkommende solenergi til nærliggende rør som fører energibæreren rundt i systemet. Energibæreren føres inn i solfangeren ved en lav temperatur, fraktes så lenge som mulig i kontakt med absorptorplaten for at det skal overføres mest mulig energi til den, og kommer ut av solfangeren med en høyere temperatur og da høyere termisk energi.



**Figur 5:** Illustrasjon av en flatplate solfanger og dens essensielle komponenter. (Andresen, 2008)

Figur (5) viser en typisk flatplatesolfanger. Absorptorplaten bør absorbere mest mulig energi fra sola og overføre dette på best mulig måte til energibæreren. Til dette formålet velges derfor ofte et metall med god varmeledningsevne som kobber eller aluminium, som i tillegg blir malt med en svært absorberende lakk.

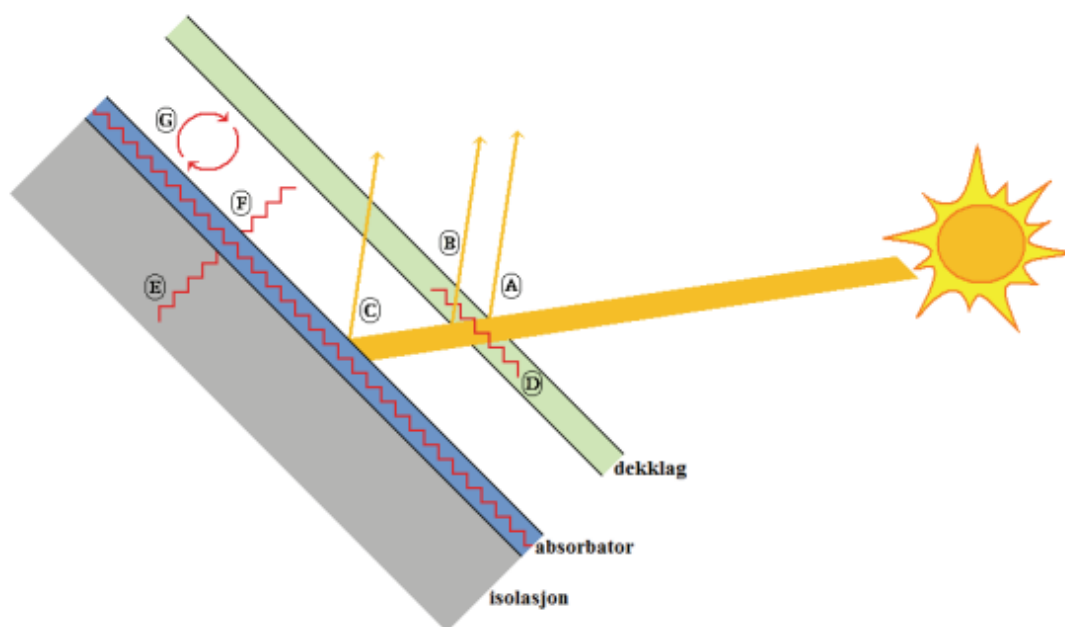
Energiutvinningen i en solfanger foregår i form av varme, og det er derfor viktig å isolere enheten for å minimere varmetap. Som figur (5) viser dekkes baksiden med et lag isolasjon for dette formålet. Det er også vanlig å ha et transparent dekklag av enten polykarbonat eller glass over solfangeren for å minimere konveksjonstap til omgivelsene. Dette dekklaget vil reflektere noe av innkommende kortbølget stråling fra sola, men vil til gjengjeld holde igjen på mye utgående langbølget stråling fra solfangeren, og sørge for en netto effektivitetsøkning.

Vanligvis er absorptorplaten og de væskeførende rørene separate enheter, og som følge av det oppstår det som regel et luftlag mellom rørene og absorptorplaten. Dette luftlaget vil virke isolerende og dermed gi dårligere varmeoverføring fra absorptorplaten til energibæreren.

Virkningsgraden til en solfanger vil være gitt av forholdet varmeenergi den overfører til energibæreren og mengden energi den mottar fra sola. Man får et forhold

$$\eta_{sf} = \frac{P_{vann}}{P_{inn}} \quad (20)$$

hvor  $P_{vann}$  er effekten overført til energibæreren, og  $P_{inn}$  er effekten solfangerarealet mottar.  $P_{vann}$  brukes da energibæreren som regel er vann. Tapene fra en solfanger deles inn i to grupper.



**Figur 6:** Tap i en flatplate solfanger. A og B viser optiske tap som følge av lysbrytning på henholdsvis utsiden og innsiden av dekkplaten. C viser reflektive tap som følge av at absorbatoren ikke har 100% absorptans. D viser absorpsjon i materialet i dekklaget. E viser konduksjon gjennom solfangerens bakside. F viser varmestråling fra absorbatoren. G viser konveksjon i luftlaget mellom absorbator og dekklaget. (Romundstad, 2014)

De første tapene som oppstår er de optiske tapene. Selv om dekkplaten er hovedsakelig transparent for kortbølget stråling vil det være noe refleksjonstap i brytningssjiktene mellom platen og lufta. Dersom dekkplaten består av kun en skive glass, får man refleksjonstap på utsiden og på innsiden av dekkplaten. Består dekkplaten av en mer komplisert, lagvis struktur, vil det bli refleksjonstap i ethvert brytningssjikt i lysets bane mot absorbatoren. Fordelen med en slik lagvis dekkplate vil være lavere konveksjonstap som følge av mindre konveksjonskanaler for luftstrømningene innelåst i dekkplatestrukturen. Dette kan gi netto gevinst grunnet lavere termiske tap til tross for økte optiske tap.

Når en andel solenergi har passert gjennom dekkplaten kan det også oppstå optiske tap i absorbatorplaten. Det er ønskelig at så mye som mulig av innkommende sollys absorberes, men selv en sortmalt absorbator vil ha en ikke-triviell refleksjon og noen få prosent av sollyset kan reflekteres.

De optiske tapene er knyttet til materialene og utformingen av solfangeren og vil variere med innfallsvinkelen til strålingen på solfangeren.

Solfangeren vil og ha termiske tap. Som de optiske tapene avhenger de termiske tapene også av materialvalg og utforming, men drives i stedet av temperaturdifferansen mellom oppvarmet, høytemperatur vann i solfangeren og omgivelsestemperaturene som er lavere. Under kategorien termiske tap finner man strålingstap som følge av svart-legeme-stråling, konveksjonstap i luftlagene mellom absorbatorplaten og dekkglasset, samt konveksjon- og konduksjonstap gjennom solfangerens

bakside. Sort-legeme-strålingen fra absorbatoren avhenger av dens emittans, og det er ønskelig å minimere denne for å minimere tap. Reflektans og emittans kan reguleres ved hjelp av overflatebehandling som påvirker farge og tekstur.

Refleksjonstapene fra dekkplaten øker med innfallsvinkelen. Nøyaktige beregninger på dette er svært kompliserte, og man bruker derfor i stedet en korreksjonsfaktor

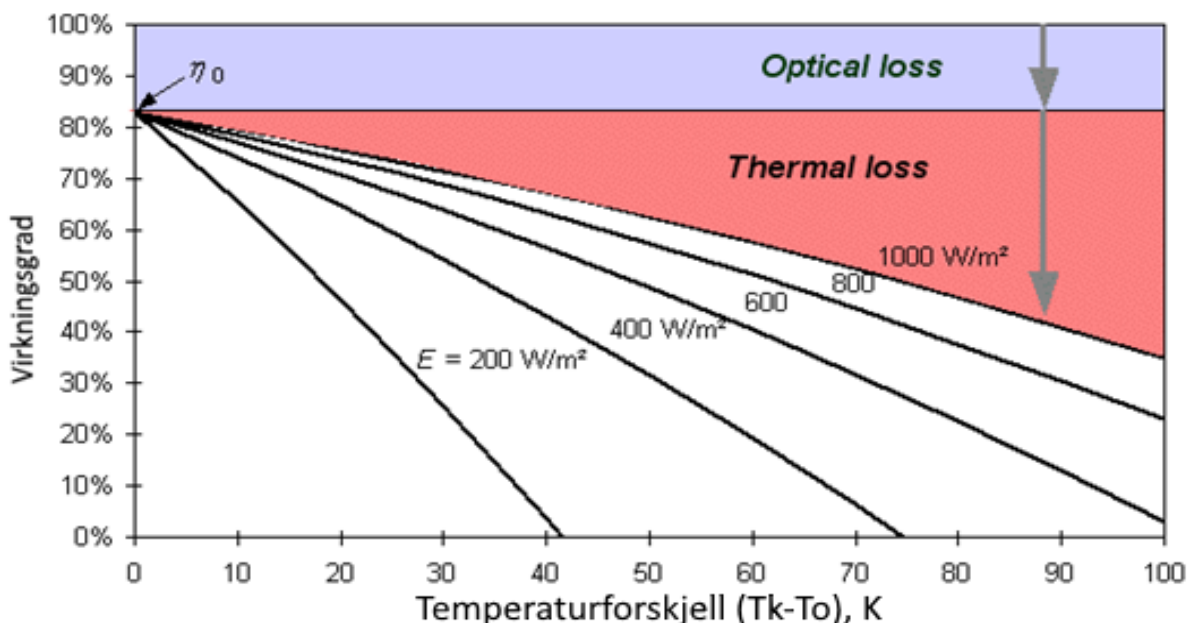
$$K_{\eta} = 1 + b_0 \left( \frac{1}{\cos \theta} - 1 \right) \quad (21)$$

der  $K_{\eta}$  er korreksjonsfaktoren for innfallsvinkelen  $\theta$ .  $b_0$  er en koeffisient som varierer avhengig av overflaten. For termiske solfangere kan man anta at den er lik 0,1. For innfallsvinkler over  $60^\circ$  blir  $K_{\eta}$  tilnærmet lik 1, og når innfallsvinkelen er under  $60^\circ$  går  $K_{\eta}$  raskt mot 0. Korreksjonsfaktoren omtales ofte som IAM av engelsk «Incidence Angle Modifier», og tas høyde for under simuleringer i PVsyst. (PVsystHelp)

Virkningsgraden til en solfanger kan forklares som en formel ved

$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{T_k - T_o}{I} - a_2 \frac{T_k - T_o}{I} \quad (22)$$

Hvor  $\eta_0$  er optisk virkningsgrad,  $a_1$  er en parameter kalt tapsfaktor (enhet  $W/m^2.K^2$ ),  $T_k$  er solfangerens middeltemperatur (eller kollektortemperatur),  $T_o$  er omgivelsenes temperatur,  $I$  er innstrålingstetthet og  $a_2$  er en annen tapsfaktor (enhet  $W/m^2.K^2$ ).  $\eta_0$  tar høyde for optiske tap og  $a_1$  og  $a_2$  tar høyde for termiske tap (Trier, 2012). Da parameterne  $\eta_0$ ,  $a_1$  og  $a_2$  ofte er ukjente, kan man forenkle beregninger av virkningsgraden ved å anse solfangeren som en standard solfanger ved STC og bruke Quaschnig-kurver som vist i figur (7).



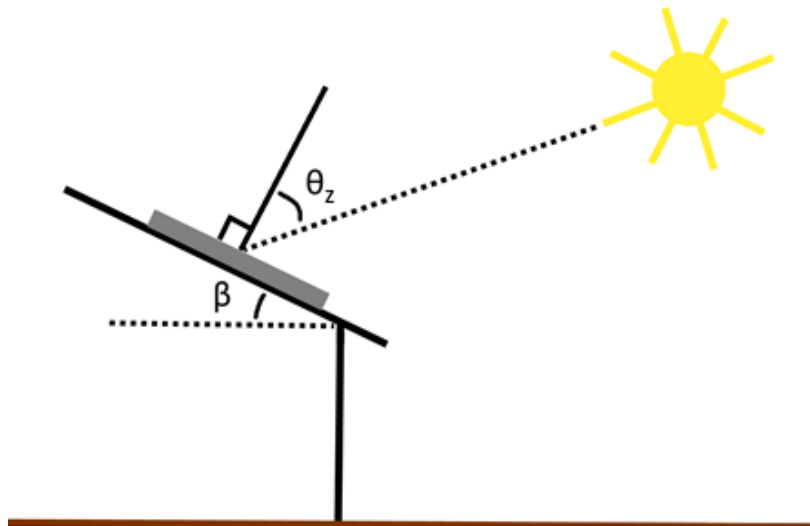
**Figur 7:** Grafisk framstilling av virkningsgraden til en standard solfanger ved ulike innstråling og temperaturforhold, ofte omtalt som Quaschnig-kurver.  $T_k$  betyr kollektortemperatur og  $T_o$  betyr omgivelsestemperatur.  $T_k$  antas som regel å være lik middeltemperatur på vannet som strømmer igjennom solfangeren, altså  $T_k = \frac{T_{ut} - T_{inn}}{2}$ . (Quaschnig, 2004)



Figur (7) viser typiske virkningsgradkurver for en standard flatplate solfanger. Datapunktene er basert på målinger gjennomført med lyskilden normalt på solfangerens dekkglass, som gir konstante refleksjonstap og dermed konstante optiske tap for målingene på tvers av alle forsøk for ulike innkommende strålingseffekter. Derfor ser man et konstant nivå optiske tap, for denne solfangeren rundt 17 %, uavhengig av innkommende effekt, solfangerens temperatur eller omgivelsenes temperatur. De termiske tapene er markert i rødt på figur (7) og er som figuren viser større ved høyere temperaturforskjeller mellom kollektor og omgivelser.

### 3.1.1 Solfangeranlegg

Flere faktorer må tas høyde for å få et mest mulig effektivt solfangeranlegg. Store, kommersielle solcelleanlegg har gjerne innretninger hvor panelene kan følge sola. Dette er ikke mulig for solfangeranlegg, og er også svært lite brukt i private, mindre solcelleanlegg. Solfangeren er fast montert og man får ikke variert solstrålingens innfallsvinkel selv. Arealvektoren fra solfangeren må posisjoneres slik at man på årsbasis mottar mest mulig energi med statisk asimut og innfallsvinkel, vist i figur (8). På den nordlige halvkule er solas høyeste punkt i sør, og det er derfor ønskelig å ha solfangeren så sørvendt som mulig.



**Figur 8:** Solfanger på hustak. Både hustaketets og dermed solfangerens helning  $\beta$  og innfallsvinkelen mellom sol og solfangers arealvektor  $\theta_z$  påvirker innstrålt effekt på flaten.

Ideelt sett er innfallsvinkelen  $\theta$  lik null, da dette gir maksimal innstråling fra sola. Dette kan ikke oppnås uten motorisert solfølging, og man vil over tid få en varierende innfallsvinkel  $\theta$ . Effekten inn på solfangerarealene kan da beskrives

$$P_{inn} = IA \cos \theta \quad (23)$$

hvor  $I$  er innkommende effekt fra sola (enhet  $W/m^2$ ),  $A$  er solfangerens areal (enhet  $m^2$ ), og  $\theta$  er innfallsvinkelen (i grader).

Fra tidligere er det kjent at solfangerens virkningsgrad kan beskrives som

$$\eta_{sf} = \frac{P_{vann}}{P_{inn}} = \frac{P_{vann}}{IA \cos \theta} \quad (24)$$

$P_{vann}$  er da varmeenergi overført til vannet fra solfangeren. Kan omformulere til

$$P_{vann} = P_{inn} - P_{sf,tap} \quad (25)$$

Hvor  $P_{sf,tap}$  er effekt som tapes fra solfangeren. Varmen overført til oppvarming av vannet kan også beskrives av dets massestrøm og temperaturøkning. Får da at

$$P_{vann} = \dot{m}c_p(T_{ut} - T_{inn}) \quad (26)$$

Den totale energiproduksjonen man kan forvente fra et solfangeranlegg vil avhenge av innkommende energi fra sola, anleggets virkningsgrad og tidsrommet man observerer for. Får da at

$$Q = \eta P_{inn} t \quad (27)$$

hvor  $Q$  er total energiproduksjon,  $\eta$  er anleggets virkningsgrad,  $P_{inn}$  er innkommende solenergi hvor det er tatt høyde for solfangerareal, skygging etc., og  $t$  er tidsrommet man ser på. Vanligvis bruker man watt eller kilowatt for  $P_{inn}$ , og timer for  $t$ .  $\eta$  er en dimensjonsløs enhet. Dette gir en energiproduksjon  $Q$  i enhet Wh eller kWh.

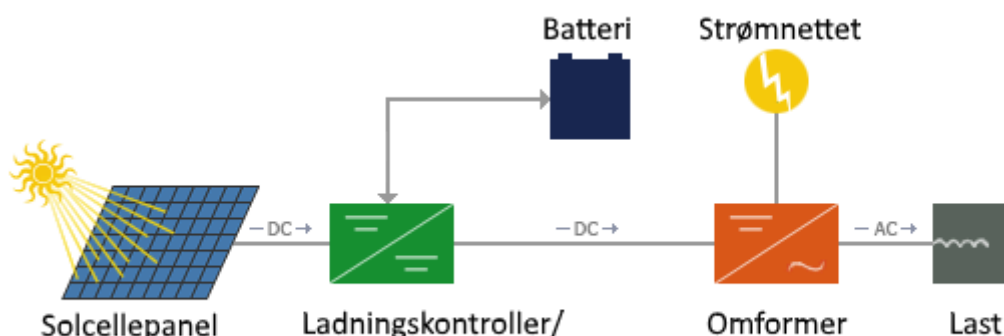
### 3.2 PV-ANLEGG

Solcellepaneler kan brukes til produksjon av elektrisk energi. Et stort nok solcelleanlegg kan gjøre en bolig frittstående (off grid), men det er mest vanlig å dekke en andel av sitt elektrisitetsbehov med egengenerert solcellestrøm og fortsatt være koblet til strømmettet.

Solceller konverterer innkommende solinnstråling til elektrisk energi som følge av den fotovoltaiske effekten. Fotoner med tilstrekkelig energi slår løs elektroner i halvledermaterialet, og det settes opp en spenning over solcellen. Denne spenningen driver en strøm man kan hente ut elektrisk energi fra.

I tillegg til solcellepaneler trengs det andre komponenter i solcelleanlegget. For å sikre optimal drift trengs det en ladningskontroller, eller en regulator. Regulatorens oppgave er å regulere tilførselen av strøm til batteriene for å unngå skade. I tillegg har regulatoren som regel en MPPT-modul (Maximum Power Point Tracking), som sørger for at PV-panelet leverer høyest mulig effekt ved å justere spenning og strøm over panelet.

Solcellepaneler produserer lavspennings likestrøm. De fleste elektriske apparater i hjemmet, deriblant pumpene i systemet, kjører på 230 V vekselstrøm. For å konvertere strømmen brukes en DC/AC-omformer. Til omformerens kan også strømmettet kobles til så huset kan kjøpe eller selge elektrisitet ved behov. En prinsippsskisse av et nett-tilkoblet PV-anlegg er vist i figur (9).



**Figur 9:** Komponenter i et nett-tilkoblet PV-anlegg. Består anlegget av nok solcellepaneler og batterier kan det kobles fra strømmettet. Basert på tegning fra Synergy Enviro Engineers

### 3.3 LAGRING AV ENERGI

Energi kan lagres på flere måter. Elektrisk energi kan lagres i kjemiske batterier, potensiell energi kan lagres i vannreservoarer i pumpedemninger, og varmeenergi kan lagres i termiske masser.

En masses evne til å lagre varme avhenger av flere parametere. Viktigst er varmekapasiteten, varmeledningsevnen, diffusiviteten og grunnmassenes tetthet.

Et legemes evne til å lagre termisk energi betegnes som mediets spesifikke varmekapasitet,  $c_p$ . Den spesifikke varmekapasiteten er definert som den mengden varme som er lagret i mediet per masseenhet per kelvin. Som følge av dette får man et uttrykk for hvor mye varme som skal til for å øke temperaturen i dette legemet med én grad celsius, eller én kelvin, gitt som

$$Q = mc_p \quad (28)$$

hvor  $Q$  er varmeenergi (enhet J eller kWh),  $m$  er mediets masse (enhet kg) og  $c_p$  er mediets spesifikke varmekapasitet (enhet kJ/kg.K).

Mer generelt er den mengden energi som må tilføres for å endre temperaturen i mediet gitt av

$$Q = mc_p \Delta T \quad (29)$$

hvor  $\Delta T$  er temperaturdifferansen mellom ønsket sluttemperatur og starttemperatur. Ønsker man å senke temperaturen i mediet, blir  $Q$  negativ, og man henter ut varmeenergi fra mediet. (Banks, 2012)

Et mediums evne til å lagre varmeenergi over tid avhenger av mediets termiske diffusivitet  $\alpha$ . Termisk diffusivitet beskriver hvor raskt varme sprer seg i mediet og er avhengig av mediets termiske varmeledningsevne og dets volumetriske varmekapasitet, hvor volumetrisk varmekapasitet avhenger av mediets spesifikke varmekapasitet og dets tetthet. Termisk diffusivitet er gitt av

$$\alpha = \frac{k}{c_{pv}} = \frac{k}{c_p \rho} \quad (30)$$

hvor  $\alpha$  er mediets diffusivitet (enhet m<sup>2</sup>/s),  $k$  er mediets varmeledningsevne (enhet W/m.K),  $c_{pv}$  er mediets volumetrisk varmekapasitet (enhet kJ/m<sup>3</sup>K), og  $\rho$  er mediets tetthet (kg/m<sup>3</sup>). For bergvarmepumper er det ønskelig med høy diffusivitet ettersom man ønsker stabile temperaturforhold i varmebrønnen, selv ved store varmeuttak. For sesonglagring av varme i fjellmasser ønsker man en lav diffusivitet, siden det er ønskelig med lite varmetransport innad i fjellmassene og liten spredning av varmeenergien til de omkringliggende, ikke-designerte fjellmassene. Tabell (2) viser varmeledningsevne, volumetrisk varmekapasitet og diffusivitet til utvalgte materialer.

**Tabell 2:** *Forskjellige materialer og deres termiske egenskaper  $k$ ,  $c_{pv}$  og  $\alpha$ . (Banks, 2012)*

	Termisk ledeevne (W/m.K)	Volumetrisk varmekapasitet (MJ/m <sup>3</sup> K)	Termisk diffusivitet (mm <sup>2</sup> /s)
<b>Steiner</b>			
Gneis	2,5-4,5	2,1-2,6	1,2-1,7
Granitt	3,0-3,0	1,6-3,1	1,3-1,9
Sandstein	2,0-6,5	2,0-2,1	1,0-3,1
Kvarts	5,5-7,5	1,9-2,7	2,8-2,9
Rombeporfyr	2,2-2,5	2,4-2,6	0,9-1
<b>Annet</b>			
Luft	0,024	0,0013	18,6
Betong	0,8-1,7	1,8	0,4-0,9
Vann	0,6	4,18	0,14
Eik	0,1-0,4	1,4	0,1-0,3
Leire	0,9-1,1	3,0-3,6	0,3-0,4

### 3.4 BRØNNPARK

Brønnpark er et begrep for et system av energibrønner som har til oppgave å overføre varmeenergi til og fra omkringliggende fjellmasser, for å bruke bakken som et varmelager. Borehullene opererer som varmevekslere med berggrunnen og vil avgrense det aktive varmelagringsvolumet i fjellet avhengig av deres geometriske komposisjon.

Det er ønskelig å ha et størst mulig varmelagringsvolum i forhold til overflatearealet til de varme massene. Total varme lagret avhenger av volumet, og varmegangen ut av brønnparken avhenger av overflatearealet i kontakt med omkringliggende berg. Dette tilsier at man ideelt sett har et sfærisk varmelager i fjellmassene, for å oppnå et størst mulig forhold mellom volum og overflateareal. Av praktiske årsaker er dette vanskelig å oppnå, og det er derfor vanlig å arrangere brønnene vertikalt i ringer for å få et sylindrisk volum som varmelager i berggrunnen. Et noe større volum kan oppnås ved å drille brønnene skrått, som gir brønnparkvolumet fasongen til den nedre delen av en kjegle. At volumet vokser raskere enn overflaten av lageret er en viktig faktor til at større brønnparker kan forvente lavere tap enn mindre brønnparker.

#### 3.4.1 Energi lagret i brønnpark

Total mengde varmeenergi lagret i berggrunnen kan beskrives ved

$$Q = V\rho c_p(T_f - T_{f0}) = Vc_{pv}(T_f - T_{f0}) \quad (31)$$

hvor  $Q$  er varmeenergien lagret,  $\rho$  er berggrunnens tetthet,  $c_p$  er den spesifikke varmekapasiteten til berggrunnen,  $c_{pv}$  er den volumetriske varmekapasiteten til berggrunnen,  $T_f$  er berggrunnens temperatur og  $T_{f0}$  er berggrunnens initialtemperatur. Temperaturdifferanse  $\Delta T = T_f - T_{f0}$  og dermed lagret varme  $Q$  vil variere i løpet av året som følge av variasjoner i tilførsel, uttak og tap til omgivelser. I Sør-Norge holder berggrunnen en gjennomsnittlig temperatur på omtrent 7°C, som kan regnes som fjellets initialtemperatur (Banks, 2012).

Varmen tatt ut fra berggrunnen kan beregnes med

$$Q = V\rho c_p(T_{f\ddot{o}r} - T_{etter}) = Vc_{pv}\Delta T \quad (32)$$

hvor  $T_{f\ddot{o}r}$  er berggrunnens temperatur før varmeuttak og  $T_{etter}$  er berggrunnens temperatur etter varmeuttak.

Hvor mye varmeenergi man kan lagre i og hente ut av en brønnpark avhenger i stor grad av volumet. Fra formelen over ser man at lagret energi  $Q$  avhenger av

- Tetthet  $\rho$ , materialspesifikt. Tettheten til berggrunnen er gitt av komposisjonen og er ikke noe man kontrollerer selv.
- Spesifikk varmekapasitet  $c_p$ , materialspesifikt. Også dette avhenger av berggrunnen og kan ikke endres med mindre man endrer på komposisjonen i varmelagervolumet, noe man typisk ikke gjør da dette er store utgifter til liten gevinst.
- Brønnparkens volum  $V$ . Kan endres og avhenger av antall, plassering og lengde av brønner.
- Brønnparken og tilhørende fjellmassers temperatur  $T_f$ . Avhenger av temperaturen på vannet fra solfangerne, som avhenger av solfangerens design og solas innstråling. Også viktig er omkringliggende fjellmassers temperatur  $T_{f0}$ . Av varmetapsgrunner er det ikke ønskelig med for høy  $\Delta T$  da varmetap fra varmelageret øker med økende temperaturforskjell, forklart av formel (1).

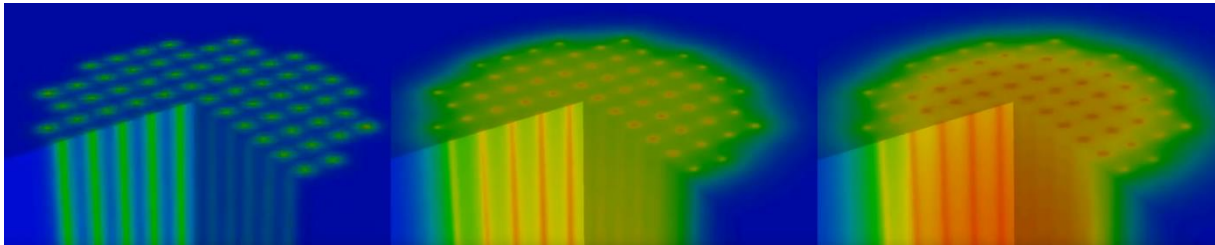
### 3.4.2 Oppvarming og tap

For lagring av varmeenergi i en brønnpark er det ønskelig med stor varmetransport innad i varmelagringsvolumet, men liten varmetransport ut av volumet. Berg- og jordmassene man anlegger varmelagringsvolumet i er gjerne uniforme og har en konstant varmeledningsevne godt utover den tenkte overflaten på volumet, men det er altså ønskelig å gå fra en uendelig stor  $k$ -verdi til en  $k$ -verdi lik 0 når man når en viss radius fra brønnparkens sentralpunkt. Dette er ikke mulig, men siden konduksjon drives av temperaturdifferanser som vist i formel (1), kan man minimere varmetap ut av varmelagringsvolumet ved å skape en temperaturgradient fra brønnparkens sentrum ut mot ytterflatene. Dette kan gjøres ved å plassere høytempererte energibrønner (HTB) sentralt og lavere tempererte energibrønner (LTB) i periferien. En fordeling med høytempererte og lavtempererte brønner i stedet for en jevn middeltemperatur over hele parken gjør det også mulig å hente opp lavtemperert vann til solfangerne, som vil heve deres virkningsgrad som beskrevet av figur (7). I tabell (2) kan man se at berggrunn generelt har høy volumetrisk varmekapasitet og lav termisk diffusivitet. Begge disse egenskapene gjør mediet godt egnet til sesongbasert varmelagring.

Temperaturforholdene i en brønnpark med en lukket kollektorsløyfe vil endre seg i løpet av de første årene. Parkens temperatur vil heves til det nås stabile driftsforhold og man har balanse mellom energi tilført systemet og energi ut av systemet. Ved starttilstanden i det første året kan det sies det ikke er lagret noe energi i berggrunnen relativt til startverdien, og det designerte varmelagervolumet er i termisk likevekt og har samme temperatur som all omkringliggende berggrunn. Det foregår ingen varmeveksling mellom fjellet direkte under eneboligen og fjellet 20 meter lenger sør; det er altså ingen tap fra energilageret. I det man begynner å lagre varmeenergi i de sentrale brønnene en temperaturgradient utvikle seg, med høyest temperatur sentralt i brønnparken og fallende temperatur med økende radius utover. Temperaturgradienten som oppstår gir opphav til konduksjon og varmetap.

År over år kan man anse energien tilført brønnparken som tilnærmet konstant, siden man går ut fra at total årlig solinnstråling på solfangeranlegget holder seg tilnærmet konstant. Energitalapene fra brønnparken vil imidlertid stige hvert år, som følge av økende temperatur i berggrunnen som gir

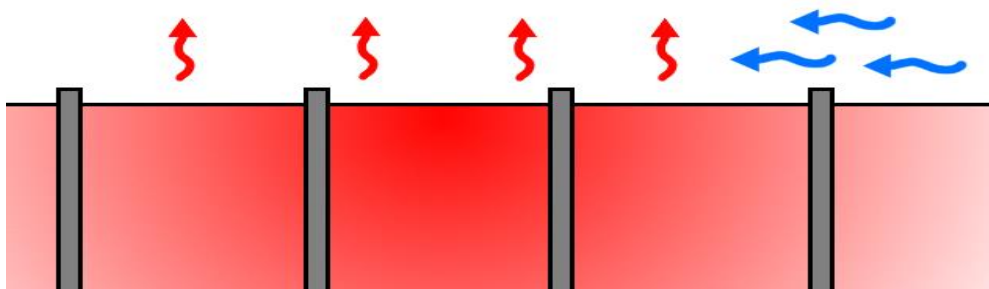
opphav til større temperaturgradient radielt fra parkens sentrum og dermed større konduksjonstap utover. Dette vil skje til det oppnås en stabil tilstand hvor tapene er like store som tilførselen av fra solfangeren minus hva som hentes ut fra brønnenparken. Oppvarmingsfasen er vist som en trestegs prosess i figur (10).



**Figur 10:** Oppvarming av brønnenpark. Høy temperatur vist i rød, middels temperatur vist i gul, og lav temperatur vist i grønn. Lavest temperatur, altså basistemperatur på omkringliggende berg, er vist i blått. (DHI Group, 2011)

Solfangeranlegget har høyest virkningsgrad med lav temperatur på turvannet og returvannet, jamfør termiske tap figur (7). Dette betyr at solfangerne vil ha en fallende virkningsgrad etter hvert som brønnenparken blir oppvarmet i løpet av oppvarmingsfasen. Dette er imidlertid en «kunstig ulempe»; man får fortsatt hentet ut ønsket mengde energi fra brønnenparken. Forholdet mellom mengden energi som hentes ut som nyttbar varme av brønnenparken og mengden energi som tilføres brønnenparken vil framover bli kalt brønnenparkens gjenvinningsgrad  $G_{\eta}$ . Når brønnenparken er toppet opp med energi, kan man finne tapene fra brønnenparken ved å se på differansen mellom tilført energi og energi hentet ut.

Fra brønnenparkens varmelager tapes det ikke bare varme til omkringliggende fjellmasser, men også til jordoverflaten. Fra jordoverflaten kan varme transporteres vekk raskere enn hva man opplever gjennom fjellmassene grunnet tvungen konveksjon i form av vind.



**Figur 11:** Virkningen av vind på konvektive varmetap fra overflaten av brønnenparken. Vind vist i blå piler. Vinden frakter de oppvarmede luftpakkene vekk fra brønnenparken, ny og kjølig luft strømmer inn i volumet, og syklusen gjentas.

Figur (11) viser varmelekkasjer via jordsmonnet og ut i lufta over en brønnenpark. For å minimere disse tapene er det vanlig å isolere toppflaten.

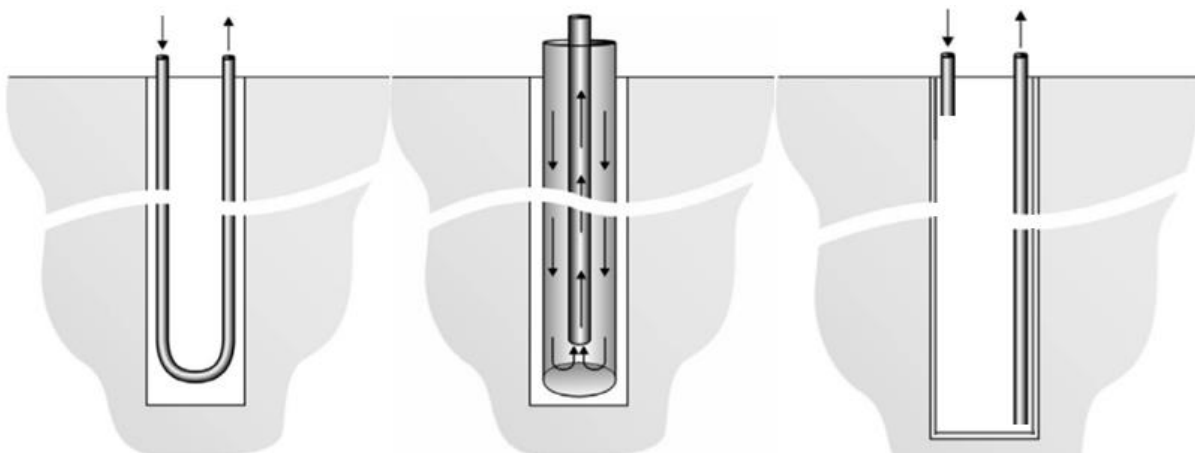
Et annet bidrag til tap i en brønnenpark er hydrauliske tap, dvs. tap som følge av væskestrømninger inn og ut av volumet. Bakkevolumer med mye vannstrømninger og annen vannutveksling med omgivelsene vil være en stor kilde til termiske tap. Vann som varmes opp og som fraktes ut som en

massepakke kan tilsvare en termisk konduktivitet mange størrelsesordener høyere enn selv svært varmeledende metaller. Vann har en høy spesifikk varmekapasitet sammenliknet med mange bergarter, men den dårlige termiske konduktiviteten for spredning av varme og mulighet for store varmetap ved massetransport av mediet gjør det ufordelaktig å anlegge en energibrønnpark i områder med betydelig gjennomstrømning av grunnvann. Man ønsker at fjellmassene hvor brønnparken legges har lav hydraulisk konduktivitet, altså at grunnvannet i området har en lav hydraulisk gradient (Banks, 2012).

### 3.5 KOLLEKTORER OG ENERGIBRØNNER

Energibæreren skal overføre varme til berggrunnen, men for at det skal kunne sirkuleres gjennom systemet er det ønskelig å holde den i en lukket sløyfe. Dette gjøres ved å tre et skjermende element, f. eks et rør, ned i borehullet, som energibæreren sendes igjennom. Brønnen vil fungere som en varmeveksler med berggrunnen og kalles en energibrønn eller en kollektor.

Det er ønskelig med høy termisk ledeevne mellom kollektor og berggrunnen, for å sikre god og rask deponering av varmeenergi fra varm energibærer om sommeren, samt rask uthenting av varme fra berggrunnen til energibæreren om vinteren. Det er også ønskelig med stor termisk motstand mellom tur og retur-strømmene, for å sikre at mesteparten av den termiske energien avgis i kollektoren. Kollektorrørmaterialet bør ha lav pris, og det er også ønskelig at det er enkelt å håndtere. Siden energibrønnen vil gå flere titalls meter ned i berggrunnen, bør materialene være slitesterke og vedlikeholdsfrie. Derfor brukes gjerne plastmaterialer. For lavtempererte brønnparker med maksimaltemperaturer under 100°C brukes gjerne polyeten eller polypropylen grunnet deres egnede egenskaper.



**Figur 12:** Illustrasjon av de to hovedgruppene kollektorer. (a) til venstre vises en u-kollektor. (b) i midten vises en standard koaksialkollektor. (c) til høyre vises en annen variant koaksialkollektor, hvor det større ytterrøret er byttet ut med en strømpe langs brønnveggen. (Gehlin, 2002)

Det skiller mellom to hovedgrupper kollektorer: u-kollektor og koaksial-kollektor.

**I en u-kollektor** foregår både tur- og returstrømmene i samme rør. Energibæreren føres ned i brønnens bunnpunkt og avgir varme til bergmassene både på veien ned og opp. For å sørge for best mulig varmeledning mellom energibæreren og berggrunnen, og minst mulig varmeledning mellom tur- og returstrøm, plasseres gjerne u-røret langs energibrønnens kanter. Mellom u-røret og brønnveggene sprøytes det gjerne en termisk masse for å ytterligere redusere termisk motstand. Tomrommet sentralt i brønnen kan fylles av f. eks. vann eller betong. Det er mulig å legge flere u-rør i samme

energibrønn, men dette kompliserer installasjonsprosessen og øker kostnadene. En prinsippsskisse for en u-kollektor er vist i figur (12a). (Gehlin, 2002)

**En koaksialkolektor**, eller en rør-i-rør-kolektor, består av koaksiale rør. Det ytre røret fungerer som beholder for energibæreren og skjerming mot berggrunnen, mens det indre røret plasseres i det ytre for å føre energibærer gjennom energibrønnen. En fordel med en slik design er at den varme kollektorvæsken føres helt inntil berggrunnen rundt hele energibrønnen, mens en ulempe er at det indre røret må være godt isolert for å forhindre varmegang mellom varm og kald kollektorvæske. Det ytre røret kan være en slange eller strømpe som presses mot ytterveggene av kollektorvæsken. I figur (12b) vises en koaksialkolektor med et tynt rør sentralt i et tykkere rør. En koaksialkolektor kan også konstrueres med et kort rør som leder energibæreren til eller fra toppen av brønnen, og et langt rør som leder energibæreren til eller fra bunnen av brønnen. Også her trengs et ytre rør, som for eksempel en strømpe. En slik variant er vist i figur (12c). (Gehlin, 2002)

### 3.5.1 Effektuttak fra brønner

En viktig faktor i dimensjonering av en brønnpark er maksimal tilførsels- og uttakseffekt fra en brønn. Når solinnstrålingen er høy og temperaturen på vannet fra solfangeren deretter, er det viktig å ha god varmeledningsevne mellom kollektor og fjellmassene så vannet får avgitt mest mulig energi til omkringliggende berg. God varmeoverføring mellom kollektor og berg er også viktig for å kunne hente ut energi raskt fra fjellmassene når utetemperatur er lav og fyringsbehovet er stort. Ser man bort i fra lagret varme i kollektorens vannmengder, krever også dette god termisk ledeevne mellom det sirkulerende vannet og berggrunnen.

Fjell overfører varme hovedsakelig gjennom konduksjon. I reelle fjell kan luftlommer og vannstrømninger føre til konveksjon, og luftlommene kan også gi mulighet for svært liten varmeoverføring på grunn av stråling. Det kan også forflyttes varme gjennom berggrunnen ved hjelp av grunnvannstrømninger, som vil regulere temperaturen til omkringliggende fjellmasser til grunnvannstemperaturen ved å transportere varme ut av fjellmassene. Disse faktorene endrer varmetransporten i det reelle fjellet.

Effektuttaket fra en brønn avhenger i stor grad av varmeledningsevnen til kontaktflaten mellom kollektorvæsken og fjellet. Varmeledningsevnen avhenger av materialets egenskaper og hvor god kontakt det har med både kollektorvæske og fjell. Som vist i formel (1) skalerer konduksjon med areal, og siden en brønns overflateareal øker med økende diameter, vil en videre brønn gi bedre varmeoverføring enn en smalere brønn. En annen drivende faktor er temperaturforskjellen mellom kollektorvæske og fjell, hvor økt temperaturforskjell gir økt varmeoverføring, også vist i formel (1). Av denne grunn er fjellets varmeledningsevne videre til omkringliggende fjell også viktig.

Det ble høsten 2016 og vinteren 2017 gjennomført undersøkelser på en 66 m dyp koaksialkolektor med strømpe i TPU (Thermoplastisk Polyurethane) ved NMBU. Ved bruk av en varmekilde med effekt 12 kW nådde energibrønn-fjellmasse-systemet stabil drift ved en temperaturforskjell mellom kollektor og fjell  $\Delta T = 18$  K. 12 kW tilført effekt spredd over ytterflatene til en 66 m dyp energibrønn vil si at strømpen kan overføre 180 W/m. (Bachmann, E., Bakke, S., 2017)

Hvis systemets volumstrøm er lav, kan energibæreren bli værende lenge i en energibrønn. Vannet varmes opp til energibrønnens temperatur og kan raskt transporteres og avgi stor varmeeffekt på kort tid. Dette kan utnyttes når det kreves en stor mengde varme på kort varsel, som f. eks ved en dusj. Hvis en brønn har en diameter på 200 mm og en dybde på 25 m, rommer den 785 l vann. Holder dette vannet 50°C, kan det sirkuleres gjennom en varmeveksler og varme opp nærmere 1200 l dusjvann, uten å måtte hente ut varmeenergi fra fjellet.



### 3.6 VARMETAP OG OPPVARMING

Varmestrømmen gjennom et materiale bestemmes av dets varmemotstand  $R$ . Varmemotstanden avhenger av materialets tykkelse og varmeledningsevne, og kan for et homogent snitt av materialet uttrykkes ved

$$R = \frac{d_{sjikt}}{k} \quad (32)$$

Hvor  $R$  er varmemotstanden (enhet  $m^2K/W$ ),  $d_{sjikt}$  er tykkelsen på sjiktet (enhet m) og  $k$  er materialets varmeledningsevne (enhet  $W/m.K$ ).

En komponent består gjerne av flere materialer med ulike varmemotstander. I en vegg vil isolasjonen ha en annen termisk motstand enn vindduken. For å gi et uttrykk for samlet varmemotstand i en komponent, summeres varmemotstandene og man får total varmemotstand

$$R_T = R_1 + R_2 + R_3 + \dots + R_N \quad (33)$$

Den inverse av motstanden vil gi komponentens varmeledning, altså er samlet varmegangsevne gjennom et bygningsselement gitt av begrepet

$$U = \frac{1}{R_T} \quad (34)$$

hvor  $R_T$  da er summen av alle varmemotstander til hvert sjikt i konstruksjonen. U-verdien er en viktig og beskrivende egenskap for byggekomponenter da den forteller hvor godt isolerende den valgte komponenten er med bestemte verdier for  $k$  og  $d$ . U-verdien har enhet  $W/m^2K$ .

For å bestemme totale varmetap i en bygning kan man benytte varmetransportkoeffisienten  $H_{varme}$ .  $H_{varme}$  forklarer hvor man kan forvente størst varmetap, og skalerer med økt temperaturforskjell over komponentene.  $H_{varme}$  har enhet  $W/K$  og kan uttrykkes som en sum av flere tapsledd

$$H_{varme} = H_D + H_U + H_g + H_V + H_{inf} \quad (35)$$

hvor

- $H_D$  er direkte varmetap til det fri
- $H_U$  er varmeoverføring til uoppvarmede deler av bygget
- $H_g$  er varmetap til grunnen
- $H_V$  er ventilasjonsvarmetap
- $H_{inf}$  er infiltrasjonsvarmetap, altså tap grunnet utveksling av luftmasser gjennom utettheter i konstruksjonen

I denne oppgaven antas det at hele boarealet er oppvarmet, så  $H_U$  ignoreres. Det antas også at tap gjennom gulv kan modelleres som tap til omgivelsene, eller det fri, ettersom huset står på påler. Kun direkte varmetap  $H_D$  og lufttap  $H_V + H_{inf}$  vil vurderes i oppgaven.

U-verdien forteller hvor stor varmegang man kan forvente gjennom et bygningsselement. Varmegangen avhenger av temperaturforskjellen mellom innsiden og utsiden, og overflaten på elementet. Vet man hvor stor overflate av et bygningsselement som er i kontakt med utsiden og som det da kan tapes varme gjennom, kan man beregne total direkte varmegang  $H_D$  gjennom ytterflatene med formel

$$H_D = \sum U_i A_i \quad (36)$$

hvor  $U_i$  er varmegangen for element  $i$  og  $A_i$  er totalt overflateareal som er i kontakt med omgivelsene for element  $i$ .  $H_D$  har enhet W/K.

Formel (36) gir et uttrykk for varmegang, eller varmetap, gjennom materialer grunnet en temperaturgradient over dem. Her er kuldebroer i elementene ignorert.

Varme kan også tapes som følge av luftutskiftning i boligen. Lufta som tilføres boligen må varmes opp, og varm luft som forlater systemet kan anses som et varmetap. Man får at

$$H_v + H_{inf} = l c_{pv,luft} A \quad (37)$$

hvor  $H_v$  angir varmetap grunnet ventilasjon – tilsiktet luftutskiftning - og  $H_{inf}$  angir varmetap grunnet infiltrasjon – lekkasjetap.  $l$  er husets luftomsetning (enhet  $m^3/(m^2h)$ ),  $c_{pv,luft}$  er luftas volumetriske varmekapasitet (enhet  $kJ/m^3K$ ), og  $A$  er husets totale oppvarmede gulvflate (enhet  $m^2$ ). Også  $H_v + H_{inf}$  har enhet W/K.

Tap grunnet varmegang gjennom ytterflatene  $H_D$  og tap grunnet luftbytte  $H_v + H_{inf}$  kan summeres og man får et uttrykk for totalt varmetap:

$$H_{varme} = H_D + H_v + H_{inf} \quad (38)$$

For å beregne varmetapseffekten for en bolig må man vite temperaturdifferansen mellom innetemperatur og utetemperatur over året. Denne temperaturdifferansen kan beskrives av graddagstallet.

Graddagstallet er en dimensjonsløs verdi for som kan brukes for å estimere hvor stort fyringsbehovet er. Graddagstallet finnes ved å se subtrahere dagens middeltemperatur fra en bestemt fyringstemperatur. Kjøligere dager vil ha en større temperaturdifferanse, altså et større graddagstall. Varmere dager har lavere temperaturdifferanse og dermed lavere graddagstall. Er dagens middeltemperatur over fyringstemperaturen, er graddagstallet 0 da det ikke kan være negativt. Som regel sier man at fyringstemperaturen er  $17^\circ C$ . Når utetemperaturen er lavere enn dette fyrer man, og når den er høyere fyrer man ikke.

Totalt varmetap grunnet varmegang gjennom materialer og luftskiftning kan beregnes ved hjelp av total varmegang  $H_{varme}$  og graddagstallet GDT. Man får at

$$Q_{bolig} = H_{varme} * GDT * 24h \quad (39)$$

Da  $H_{varme}$  har enhet W/K og GDT er en dimensjonsløs verdi, multipliseres uttrykket med 24 timer for å få energitap gjennom et helt døgn.

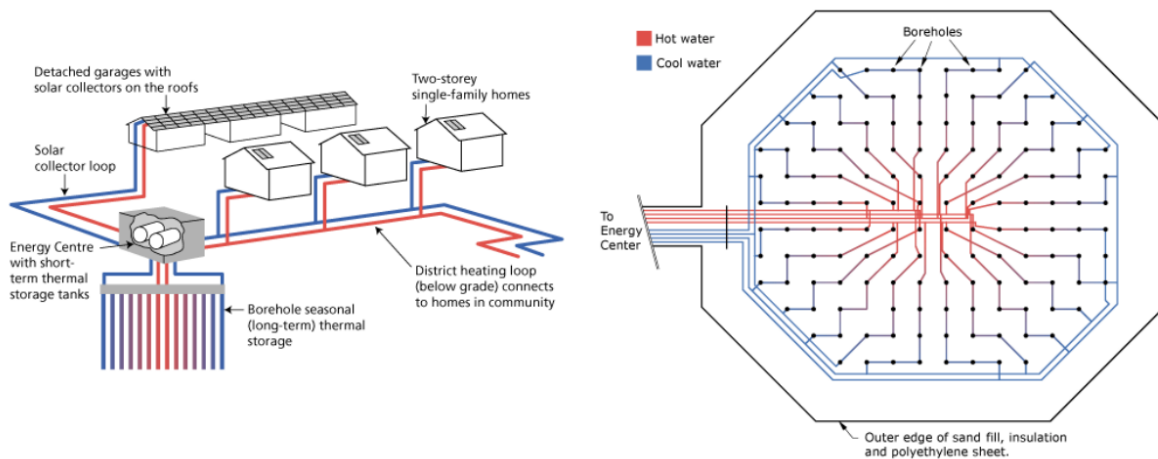
### 3.7 DRAKE LANDING SOLAR COMMUNITY

Et eksempel på et storskala solfanger- og geotermisk lagringssystem er Drake Landing Solar Community (DLSC) i Alberta, Canada. Systemet lagrer varme om sommeren og bruker denne til oppvarming av rom og varmtvann gjennom året. Området har et graddagstall på omtrent 5300 og er dermed kjøligere enn Horten som har et graddagstall på 3550. DLSC ligger noe lenger sør enn Horten, med lengdegradsposisjoner på henholdsvis  $51^\circ$  og  $59^\circ$ , men man kan anta at solinnstrålingen er relativt lik. Parken har vært i drift siden 2007 og har siden 2015 hatt 100 % dekning av romoppvarmingsbehov fra solenergien. (DLSC, 2018)

Boligfeltet består av 52 hus hvor garasjene har totalt 800 flatplate solfangere installert. Varmen lagres i en åttekantet brønnpark bestående av 144 energibrønner. Systemet bruker en 50% glykolmiks som energibærer i stedet for rent vann.

Systemet består av tre kretsløp. Varmeproduksjon skjer i solfangerne, og energibæreren sirkuleres gjennom varmesentralen for å avgi varme. En annen krets kobler varmesentralen til husene som et lokalt fjernvarmesystem. En tredje krets kobler varmesentralen sammen med brønnparken.

I varmesentralen står store vanntanker som fungerer som buffere for korttidslagring og forbruk av energi. Ved overskudd av varme i bufferne leverer de varme til langtidslagring i brønnparken, og ved underskudd henter de ut varme til sirkulasjon i oppvarmingssløyfen. En skisse av systemet og av brønnparken er vist i figur (13).



**Figur 13:** en skisse av system og brønnpark i DLSC. Figuren til venstre viser garasjetak med solfangere, varmesentralen med brønner og fjernvarmesystemet som varmer husene. Figuren til høyre viser brønnkonfigurasjonen. (DLSC, 2018)

Brønnparken består av 144 u-kollektorer med en avstand mellom brønnene på 2,25 m. Hver brønn er 37 m dyp, som gir et totalt varmelagervolum i underkant av 30 000 m<sup>3</sup>. Det varme vannet sendes til de sentrale brønnene først, som gir opphav til en temperaturgradient radielt ut fra parken. Dette hever maksimumstemperaturen parken kan ha uten at tapene ut av brønnparken blir for store.

Husene i DLSC er tilkoblet et felles system for levering av energi til romoppvarming, mens oppvarming av varmt forbruksvann skjer i hvert hus individuelt. I hvert hus forvarmes forbruksvann med solfangerne før forbruksvannet videreføres til varmtvannstanken, hvor temperaturen blir hevet ytterligere ved bruk av naturgass.

Med et totalt solfangerareal på 2300 m<sup>2</sup> har hver bolig 44 m<sup>2</sup> solfanger. Innstrålt effekt var i perioden 2013-2014 på 3 500 000 kWh, og energi samlet av solfangerne var 1 200 000 kWh. Dette gir solfangerne en virkningsgrad på 34%. I samme periode leverte solfangerne 680 000 kWh til brønnparken, og det ble hentet ut 380 000 kWh. Brønnparken hadde da en gjenvinningsgrad  $G_{\eta,DLSC} = 0,55$  (Drake Landing Solar Community, 2014).

En rapport fra sommer 2015 estimerte totale kostnader for boligfeltet på CAN\$14 000 000, og varmesentralen og brønnparken på totalt CAN\$560 000. Dette gir en total kostnad på systemet på omtrent 95 millioner norske kroner, eller rett over 8000 kr per m<sup>2</sup> boligareal. (Sibbit et. Al, 2015).

## 4 PROSJEKTSPELIFIKT OG RESSURSGRUNNLAG

### 4.1 OMRÅDE OG TOMT

Forsøkshuset skal settes opp i et område som heter Langmyra. Området ligger sør for Skoppum sentrum og like nord for Langmyra industripark. Tomten som er regulert for boligkonstruksjonen har koordinater 59.382 grader nord, 10.408 grader øst og har et areal på 3,6 dekar, eller 3600 m<sup>2</sup>.



**Figur 14:** (a) viser et flyfoto av området, hvor tomten er risset inn i stiptet rød linje. (b) viser planreguleringen for området. Planlagt plassering av hus er vist i stiptet blått. Flyfoto hentet fra Gule Sider, figur (b) hentet fra planreguleringsdokument, vedlagt i vedlegg (B).

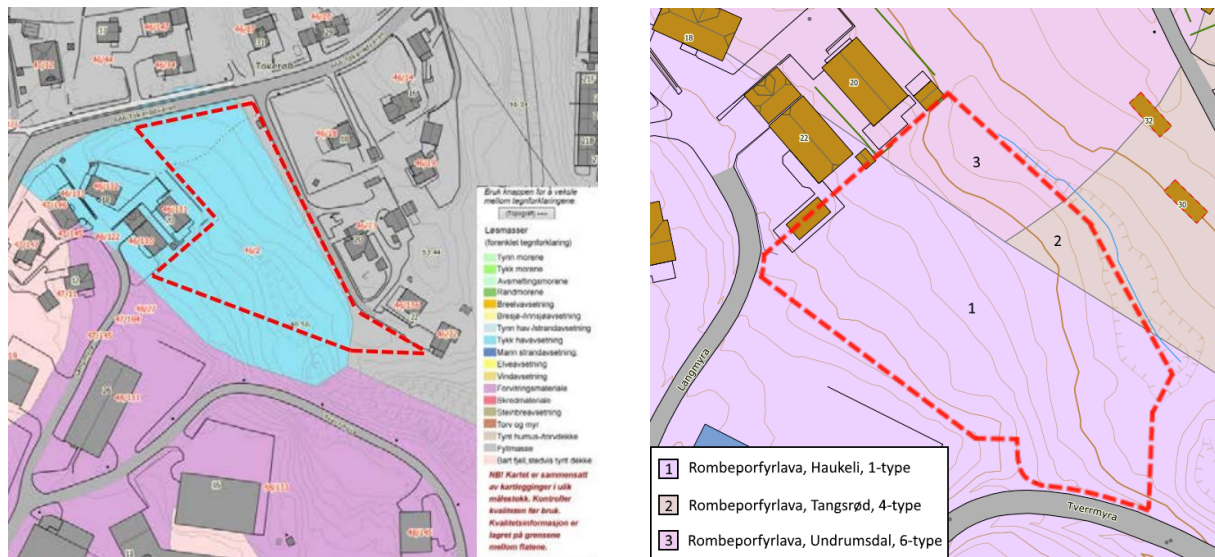
Tomten er i dag hovedsakelig dekket av Fogdeskogen bestående av en blanding bar- og løvtrær, hvor flesteparten er eldre og bortimot 10 meter høye. Området skråner generelt mot nordøst, med en høydeforskjell på 6 meter, fra 49 moh. til 55 moh. på det høyeste. En liten bekk renner langs nordøst-siden av tomtegrensen. Området dekket av B1, B2, S3 og det bebygde området nordvest for B1 vist i figur (14b) kan klassifiseres som sump/myr.

Etter befaring på området kom prosjektleder Kristiane Blåsternes, prosjektmedarbeider Andreas Støle og undertegnede fram til at forsøksboligen kunne plasseres i nærheten av blått stiptet rektangel i figur (14b). Dette området ble valgt siden det var relativt plant og i tillegg nærme tilførende vei Tverrmyra. Det er også allerede regulert for utbygging av vei direkte syd for tomtegrensen under rødt rektangel. Framover vil det bli antatt at boligen settes opp i omtrent dette området.

I figur (14b) kan man se at det høyeste punktet i sørvest ligger omtrent to kotelinjer over det laveste punktet i nordøst. Terrenget under det avmerkede arealet har en generell skråning på omtrent 1,5m per 10 m, altså en helning på omtrent 8 grader nordøstover. Dette svarer til en høydeforskjell på omtrent 2,5 m mellom det høyeste og det laveste punktet i terrenget der brønnenparken og huset er tenkt å legges. Dette svarer til 54 moh. i det sørvestlige hjørnet og 52 moh. i det nordøstlige hjørnet.

## 4.2 GRUNNFORHOLD

Figur (15a) og (15b) viser henholdsvis løsmasse- og fast fjell-forholdene i området. Løsmasser, fast fjell og de tilhørende figurene vil bli gjort rede for i de kommende to underkapitlene.



**Figur 15:** (a) Løsmassekart over området. Løsmasser på tomt B1 klassifiseres som hovedsakelig tykk havavsetning. Område undersøkt av GrunnTeknikk AS omrisset i rødt. Figur hentet fra deres rapport, og er basert på kart fra NGU. (b) Berggrunn på boligtomten, med forskjellige typer rombeporfyrlava. Basert på kart fra NGU.

### 4.2.1 Løsmasser

Regulert tomt, B1 på figur (14b), ligger relativt lavt over havnivået og 3-4 km unna Oslofjorden. Det ble i oktober 2015 utført grunnundersøkelse på nærliggende områder av GrunnTeknikk AS. Områdene som ble undersøkt er B2, F1, S3 øst til F1 og store deler av B1, med unntak av omtrent 15 m inn fra tomtegrensa i sør-sørvest. Området er også vist i figur (15a).

Som man kan se i figur (15a) klassifiseres løsmassene på tomt B1 som hovedsakelig tykk havavsetning, men det er også noe forvittringsmateriale til stede. Da hovedsaken av grunnprøvene er gjennomført i områder klassifisert som tykk havavsetning, kan man forvente det samme for tomt B1, og antatte løsmasser på tomten forenkles til det samme.

Vedlagt i vedlegg (C) er et kart over sonderinger gjennomført av GrunnTeknikk AS i forbindelse. I oversiktskartet markerer T punktet borehullet ble laget. Ut fra hvert borehull stikker det en linje med grunnleggende informasjon. Tallet over linja angir terrengets faktiske kote, og tallet under linja angir antatt fjellkote. Til høyre for hver linje vises hvor mange meter løsmasser det er boret gjennom, og det vises i tillegg hvor mange meter ned i fjell det ble boret.

I figuren i vedlegg (C) kan man se alle totalsonderingene som ble gjennomført under grunnundersøkelsen. Borehull 11, 16, 17 og 18 ligger innenfor regulert tomt B1. Borehull 12 og 13 ligger langs tomtegrensen. Til tross for at de fire førstnevnte borehullene ligger innenfor tomtegrensen, er det mulig at andre borehull gir et klarere innblikk i hva man kan forvente å bore gjennom i det tenkte området for brønnparken. Borehull 12 og 13 ligger helt inntil den lokale bekken, altså nederst i søkket. Det kan tenkes at borehull som ligger omtrent 5 meter over bunnpunktet i søkket på nordøstsiden av dalen er representativt for grunnforholdene tilsvarende høyde over bunnpunktet på sørvestsiden. Ulike data til hvert borehull er vist i tabell (3).

**Tabell 3:** oversikt over de ulike dybdene tilknyttet hvert borehull. Dybde løsmasser forklarer hvor mange meter løsmasser det er over fast fjell i borepunktet. Dybde fjell er dybden som ble boret videre etter kontakt med fast berggrunn. Terrengekote er høyde over havet i starten av borepunktet. Fjellkote er fast fjells høyde over havet, altså terrengekote minus dybde løsmasser. Uoverensstemmelsen for fjellkote i borehull 20 er ikke forklart i rapporten, men det antas at det skyldes løse fjellmasser over fast berggrunn. Data hentet fra GrunnTeknikk AS sin undersøkelsesrapport, 2015.

Borehull	Dybde løsmasser (m)	Dybde fjell (m)	Terrengekote (m)	Fjellkote (antatt) (m)
1	7,0	3,0	51,4	44,4
2	3,7	3,0	52,0	48,3
3	1,2	2,5	53,7	52,5
4	9,2	2,7	50,5	41,3
5	0,9	3,8	51,8	50,9
6	1,1	2,6	53,7	52,6
7	6,0	3,0	50,7	44,7
8	0,9	2,9	53,2	52,3
9	2,4	3,1	50,8	48,4
10	2,9	2,8	51,7	48,8
11	5,7	3,0	50,9	45,2
12	7,2	3,0	48,2	41,0
13	2,9	4,9	47,9	45,0
14	3,0	3,1	49,7	46,7
15	4,2	3,0	51,3	47,1
16	0,4	3,3	53,4	53,0
17	2,1	3,5	51,7	49,6
18	4,6	3,0	48,5	43,9
19	5,6	2,5	48,4	42,8
20	2,2	3,5	50,6	49,6*
21	5,2	2,6	49,6	44,4
22	1,4	3,5	49,9	48,5

Man kan se i vedlegg (C) og tabell (3) at det kan være stor variasjon mellom selv nærliggende borehull. Særlig borehull 11 og 16 har svært ulike profiler, med løsmassedybde på 5,7 m på førstnevnte og løsmassedybder på 0,4 m på sistnevnte. Det er vanskelig å komme med presise estimater på forventet boredybde gjennom løsmasser for brønnparkutbyggelsen, men man kan se at man i området opererer med mellom 0,4 m løsmasser på det tynneste og 9,2 m løsmasser på det tykkeste. Velger man brønner 11, 16, 17, 18 og 2, 3, 5, 6 som representative for tenkt plassering av brønnpark, kan man beregne en gjennomsnittlig løsmassedybde  $d_{l\text{ø}s}$  på

$$d_{l\text{ø}s} = \frac{(5,7 + 0,4 + 2,1 + 4,6 + 3,7 + 1,2 + 0,9 + 1,1) \text{ m}}{8} = 2,5 \text{ m}$$

Av totalsonderingene gjennomført i undersøkelsen framgår det: «... viser generelt et tynt topplag av sandig, grusig matjord over siltig/leirig grusig sand ned til ca. 1 m dybde. De dypeste boringene viser relativt homogene grunnforhold i dybden, med meget fast tørrskorpepreget leire/silt til ca. 2-3 m dybde. Videre i dybden er boremotstanden generelt relativt høy og konstant boremotstand i antatt middels fast/bløt siltig leire. Enkelte av boringene viser et tynt fast grusig lag over fjell.» (GrunnTeknikk AS, 2015). Det er stor variasjon mellom mektighet i de ulike borehullene og derfor stor variasjon i hva slags løsmassesjikt man kan forvente. Derfor antas det at løsmassene består av hovedsakelig siltig leire, hvis egenskaper er vist i tabell (4).

**Tabell 4:** Egenskaper til leire. (Banks, 2012), (Engineering Toolbox)

<b>Tetthet, <math>\rho</math></b>	1700 kg/m <sup>3</sup>
<b>Spesifikk varmekapasitet, <math>c_p</math></b>	1,4 kJ/(kg.K)
<b>Volumetrisk varmekapasitet, <math>c_{pv}</math></b>	3,0-3,6 MJ/(m <sup>3</sup> K)
<b>Termisk konduktivitet, <math>k</math></b>	0,9-1,1 W/(m.K)
<b>Termisk diffusivitet</b>	0,3-0,4 mm <sup>2</sup> /s

#### 4.2.2 Fast fjell

Horten kommune ligger sørvest i Oslofeltet, et geologisk område som skiller seg fra resten av norsk geologi. I Horten-området består berggrunnen hovedsakelig av lavabergarter. I området regulert for forsøkshuset består berggrunnen av rombeporfyr, som vist i figur (15b). Bergarten er en porfyrisk, magmatisk bergart som på verdensbasis er relativt sjelden. Rombeporfyr-lavaene består av rombeformede krystaller av feltspat integrert i en finkornet matrise av størknet lava. Rombeporfyr har en relativt lik hardhet til andre vanlige bergarter i Norge som gneis og granitt, og det forventes ikke komplikasjoner for hverken varmelagring eller boreprosessen grunnet berggrunnkomposisjonen.

Det antas at berggrunnen er uniform og at den starter under 2,5 m med løsmasser i form av leire. Tabell (5) viser relevante egenskaper til rombeporfyr.

**Tabell 5:** Egenskaper til rombeporfyr. Shim B. O. et. al. (2010), Midtømme, K. et. al. (2002)

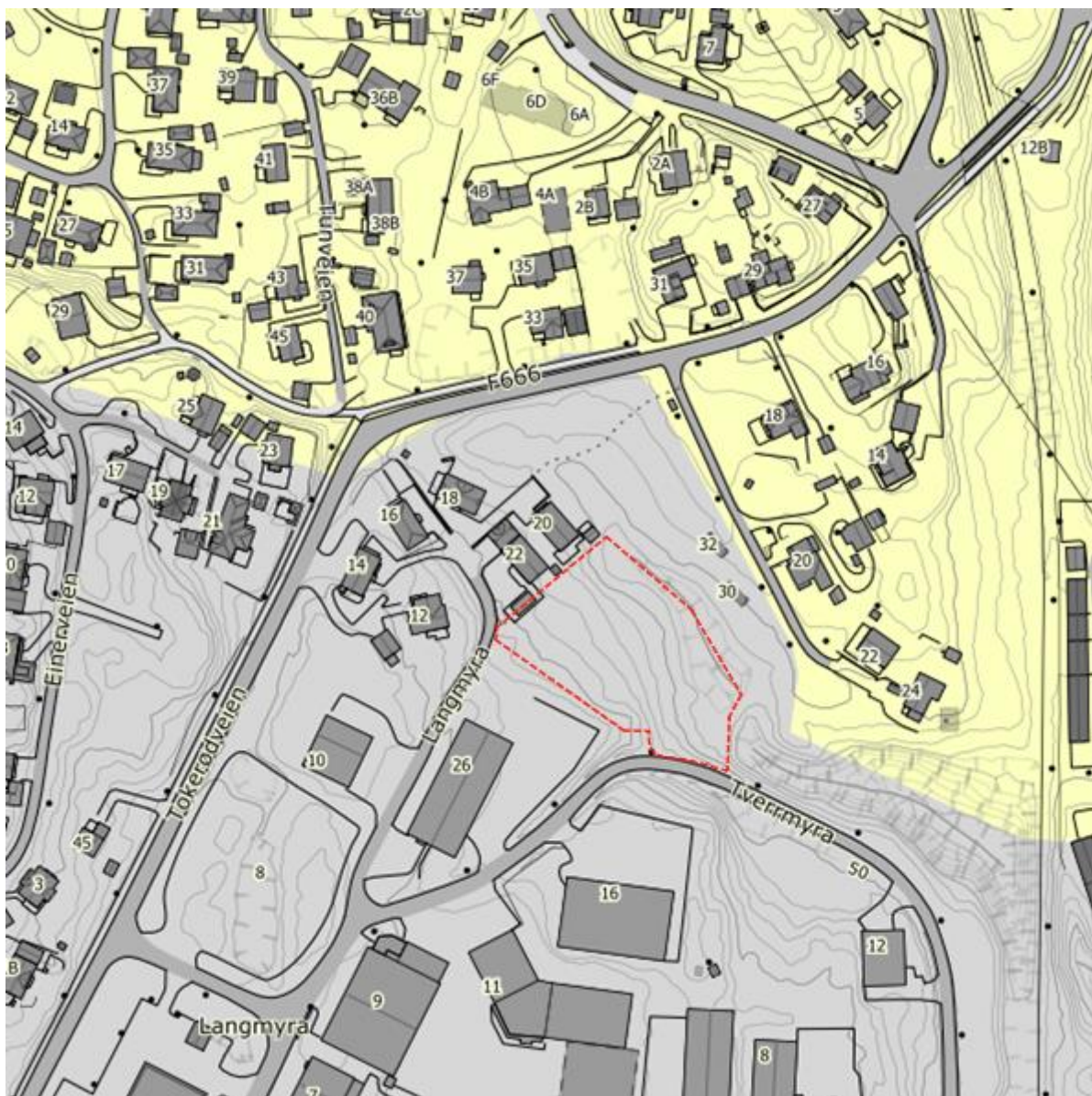
<b>Tetthet, <math>\rho</math></b>	2740 kg/m <sup>3</sup>
<b>Spesifikk varmekapasitet, <math>c_p</math></b>	0,92 kJ/(kg.K)
<b>Volumetrisk varmekapasitet, <math>c_{pv}</math></b>	2,5 MJ/(m <sup>3</sup> K)
<b>Termisk konduktivitet, <math>k</math></b>	2,2-2,5 W/(m.K)
<b>Termisk diffusivitet</b>	0,87-0,99 mm <sup>2</sup> /s

### 4.2.3 Radon

Norges geologiske og klimatiske forhold gjør landet til et av de i verden med høyest konsentrasjon radongass i innelufta. I tillegg vil oppvarming av hus i vinterhalvåret gjøre at varm luft i huset stiger og kjølig luft fra bakkenivå erstatter den. Radongass blir stadig dannet i berggrunnen, og dette er en prosess man ikke får stoppet. Radongassen diffunderer oppover gjennom berggrunnen, og inn i husets kjeller. Av denne grunn ser man høyest konsentrasjon i kjelleren, men det er ikke uvanlig å overskride Strålevernets maksimumsgrenseverdi på  $200 \text{ Bq/m}^3$  i de øvre etasjene (Statens strålevern, 2014).

Granitter, alunskifer og pegmatitter er store kilder til radongass i berggrunnen. Berggrunnen i Horten-området, rombeperfyrr, er en mindre radonproduserende bergart. I tillegg er leirelaget over solid fjell lite gjennomtrengelig og vil gjøre det vanskelig for radongasstransport fra bakken. (NGU, 2015)

Tomta på Langmyra er ikke sjekket for radonavgassing, men basert på prøver fra omkringliggende tomter kan man forvente et lavt nivå radongass fra grunnen. Et kart over aktsomhetsgraden man bør ha for radongass i nærområdet er vist i figur (16).

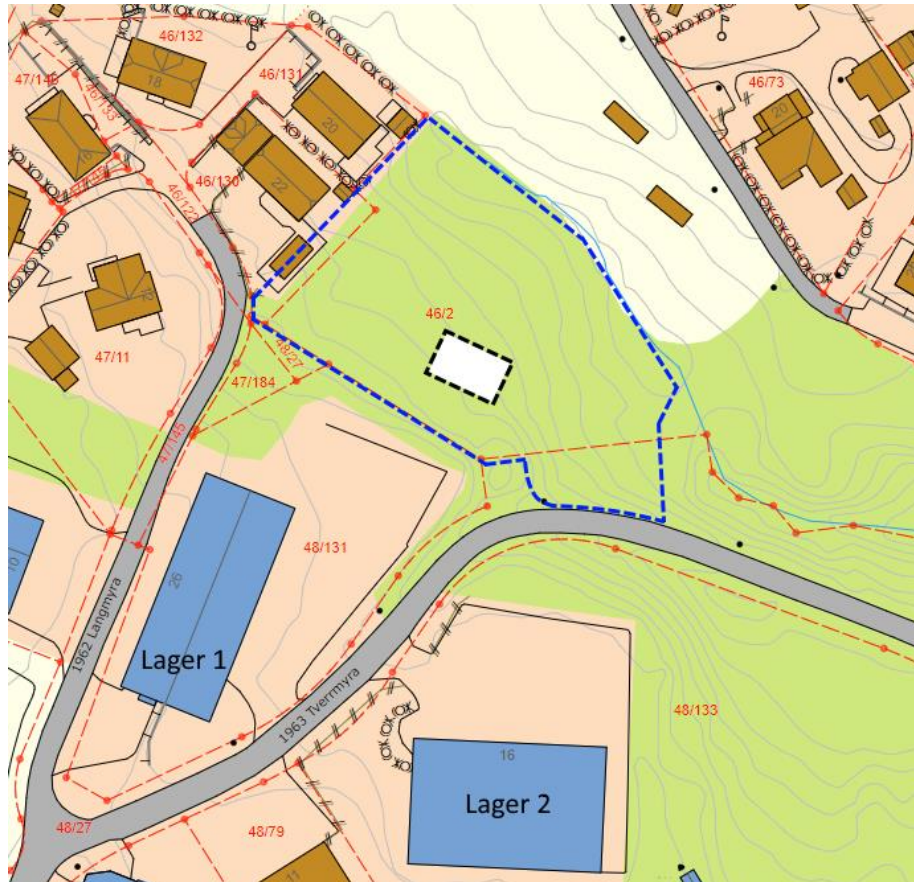


**Figur 16:** Radongasskartlegging over området. Grå viser usikre verdier, og gul viser moderat til lav aktsomhetsgrad. Tomta er risset inn i rødt. (NGU)



### 4.3 SOLINNSTRÅLING OG SKYGGING

I oppgaven forutsettes det at demonstratorboligen settes opp slik at husets tak, og dermed solfangeranlegg, vil ha en helning lik  $20^\circ$  og en asimut lik  $20^\circ$ . Denne asimutvinkelen velges som et kompromiss mellom skråningens helning mot nordøst og et ønske om å ha anlegget så sørvendt som mulig.



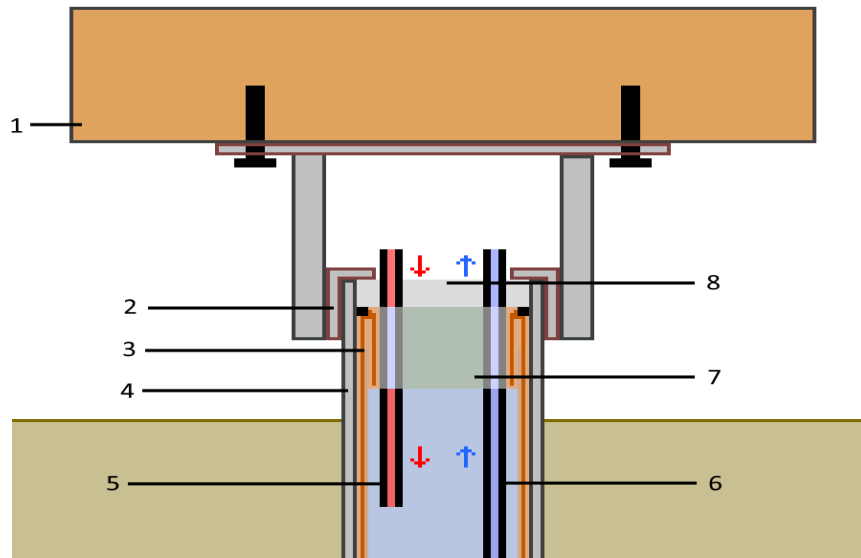
**Figur 17:** Tenkt plassering av brønnpark og huset vist i hvitt rektangel. Blå stiplet linje er tomtens regulerte grense. Hvitt stiplet rektangel viser til husets plassering. Lager 1 og lager 2 er to lagerbygninger som vil påvirke innstrålt effekt. Tomta har i ettertid blitt justert i nordvestre lengde for å gi beboer i 22 mulighet til å sette opp bod. Ekvidistanse er 1 m. Basert på kart fra Horten kommune sine nettsider.

Terrenget i området er generelt flatt. Tar man høyde for at solfangerne vil være festet omtrent 4 meter over bakken, er det ingen skyggende elementer i terrenget for solfangerens arealvektors utsyn mot sola. Det er ingen fjell eller hauger over horisontlinjen som kan blokkere for innstråling, men det er derimot to bygninger som kan virke skyggende, omtalt som lager 1 og lager 2 i figur (17).

Tomten er som flyfoto i figur (14a) viser i dag dekket av skog. I vedlegg (F) er det også lagt ved bilder av vegetasjonen fra en befaring i oktober 2018. Det er både lav kratt- og buskvegetasjon og en del høyere bar- og løvtrær. Trærne er generelt tette og høye nok til å sørge for stor skygningsgrad av solfangeranlegget, og det kom tydelig fram at en del trær må felles for at solfangeranlegget ikke skal skygges.

Total innstråling på en flate ble i formel (23) vist til å avhenge av cosinus til vinkelen mellom solinnstrålingen og flatens arealvektor. Det samme gjelder i horisontalplanet, og det kan være nødvendig å felle selv trær som ikke står direkte foran solfangeranlegget.

## 4.4 ENERGIBRØNNER

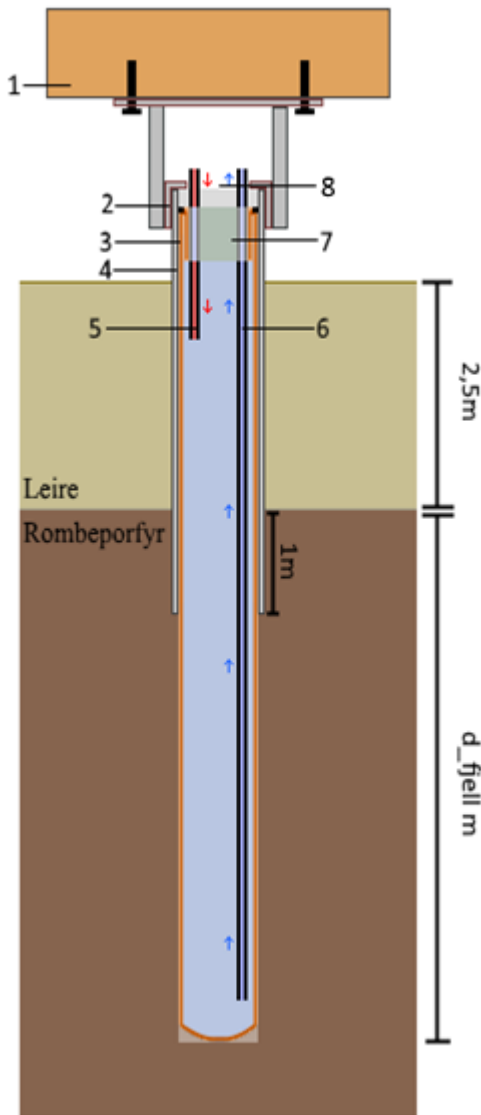


**Figur 18:** Øvre del av en energibrønn. Dette er en prinsippskisse for å forklare komponenter og har ikke korrekte størrelsesforhold.

I brønnparken på Skoppum vil det brukes en variant koaksialkollektor med indre diameter 200 mm. Brønnveggene skal struktureres med et føringsrør i rustfritt stål gjennom løsmassene og 1 m ned i solid grunn. Dette røret vil holde brønnen strukturelt trygg gjennom løsmassene samt beskytte den termiske strømmen (punkt 3) fra omkringliggende berg. Stål er valgt for styrke og for lav termisk motstand og vil gi god varmeledning fra kollektorvæsken til fjellmassene. Føringsrøret er vist som punkt 4 i figur (18).

Samtlige brønner skal være lastbærende for husets såle. Dette gjøres ved å installere en flens, punkt 2, på toppen av føringsrørene. Flensen opererer som en overgang mellom føringsrøret og husets støttestruktur, som her er tegnet som en bjelke i punkt 1. Flensen beskrives i kapittel 4.6.

Punkt 3 viser en strømppe som skal være kontaktledet mellom kollektorvæsken og omkringliggende fjellmasser. Strømpen er laget i EPDM, et gummi materiale med gode egenskaper for formålet. Materialet har god fleksibilitet selv ved lave temperaturer, tåler høye temperaturer før dekomponering, og har akseptabel termisk ledeevne (Habasit). Strømpens fleksibilitet gjør at det skaper god kontakt med omkringliggende brønnvegger selv ved små ujevnheter i kontaktflaten. Når brønnen fylles med kollektorvæske vil strømpen bli presset ut mot brønnveggene grunnet dens fleksibilitet. Dette er særlig viktig i brønnforløpet gjennom berggrunnen, som ikke har en like jevn overflate som den øverste delen av brønnen med føringsrør som vegger. Strømpen har en vevd permeabel innerside og en gummiert tett ytterside. I enden av strømpen brettes strømpen innover og presses mot isolasjonsproppen (vist i punkt 7) med en O-ring for å tette brønnen. Strømpen produseres av Mandal AS.



**Figur 19:** Fullstendig profil av energi-brønn. Dimensjoner er ikke til skala.

mer energi i lageret, kan gradienten være lavere. Presise tall på temperaturgradient og nøyaktig varmespredning fra og i brønnene krever tung og grundig simulering som er utenfor denne oppgavens rammer. En skisse som viser mulig temperaturgradient er vist i figur (20).

Ved å føre det varmeste vann til toppen av brønnen og la det sakte synke nedover langs brønnveggene, vil brønnparkens varmeste volum ligge sentralt i dens overflate og høyt oppe i dens dybde. For en normal brønnpark med kun et isolasjonslag på toppen av brønnene, gir en slik temperaturgradient opphav til større konvektive tap grunnet luftveksling langs overflaten. Når det plasseres en struktur over brønnparkens overflate som kan dra nytte av denne varmegangen, er dette likevel ikke bekymringsverdig.

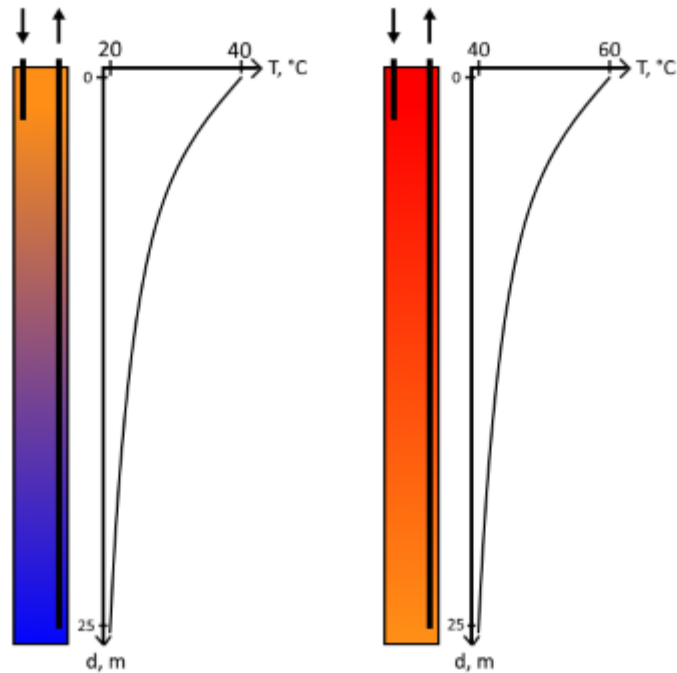
Punkt 5 viser tilførselsrøret. Her sendes varmt vann fra solfangerne gjennom isolasjonsproppen og slippes fri i toppen av brønnen. Det varme vannet må frigjøres tidlig fra tilførselsrøret for å sørge for konveksjon i kollektorvæsken og kontakt med brønnveggene og dermed maksimal varmeoverføring til fjellmassene. Når varmt vann presses ned gjennom tilførselsrøret vil en tilsvarende mengde kaldt vann presses opp gjennom utløpsrøret.

Punkt 6 viser utløpsrøret. Kaldt vann hentes fra dypet i brønnen og pumpes opp til solfangeranlegget for å varmes opp.

Punkt 7 viser brønntoppen, eller isolasjonsproppen. Brønntoppen forsegler brønnen og holder både vannet og mesteparten av varmen inne. Isolasjonsproppen lages i et lite termisk ledende materiale som tåler fuktighet. Her kan det for eksempel brukes ekstrudert polystyren, med en tykkelse på 200-300 mm. XPS gir god termisk resistivitet og håndterer fuktige miljøer godt. Tilførsel- og utløpsrør føres gjennom brønntoppen gjennom drillede hull.

Punkt 8 viser en åpning over isolasjonsproppen som gir tilgang til tilførsel- og utløpsrør og generelt øvre del av brønn ved behov for vedlikehold. Åpningen kommer som en naturlig del av flensen vist i figur (figur glens kapittel flens).

Sendes det varmeste vannet til toppen i hver brønn som vist med tilførselsrør i punkt 5, vil det oppstå en temperaturgradient nedover brønnforløpet. Det varmeste vannet på toppen kan holde en temperatur f. eks 20°C høyere enn det kjøligste vannet i bunnen. Med



**Figur 20:** Temperaturgradient i henholdsvis LTB og HTB. Faktisk temperaturutvikling nedover brønnforløpet vil avhenge av temperaturen på tilførselsvannet og volumstrømmen gjennom brønnen. Dette er kun en prinsippskisse og det vil i beregningene antas at enhver HTB har uniform temperatur, og enhver LTB har uniform temperatur.

#### 4.5 ENERGIPÅLER

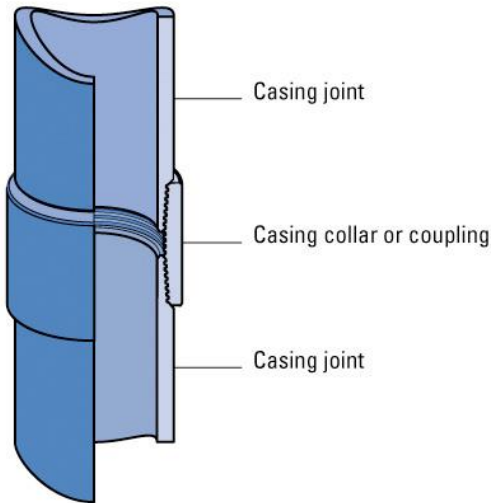
Energibrønner som støttestruktur og fundament for bygninger er allerede et kjent konsept, og et fokus for videre forskning (Zhang, H., Chen, Z. 2017). Til bygninger hvor det er behov for fundamentering i form av lengre påler, kan det strukturelle kombineres med energilagring da brønnen allerede er boret. Husets fundamenteringspåler fungerer da som varmevekslere med omkringliggende berg. Som regel bruker man u-kollektorer, da disse som regel fylles med en termisk masse og opererer som en solid sylinder nedover gjennom grunnen, i motsetning til koaksialkolektorer hvor brønnvolumet stort sett består av energibærer. For u-kollektorer kan fyllmassen være betong og brønnen vil tilnærmet operere som en standard fundamenteringssøyle.

I denne oppgaven benyttes en variant koaksialkolektor. Det eneste bærende elementet i denne brønnkonstruksjonen vil være føringsrøret. Det planlagte føringsrøret leveres av SSAB og har en diameter på 200 mm. Føringsrøret skal holde brønnen strukturelt stabil, og samtidig beskytte den fleksible strømpen mot omkringliggende løsmasser. Videre føres røret 1 m ned i fast fjell for å være stabilt festet for rollen som støttepåler for huskonstruksjonen.

Føringsrøret leveres i lengder opptil 3 m. Røret tres på sleide på drillen og ned i brønnen gradvis mens det drillen. Føringsrørets lengde begrenses av drillmaskinen; sleidens lengde gjør at drillen kun håndterer en føringsrørlengde på maksimalt 3 m.

Som vist i kapittel 4.2.1 kan løsmassene over fast fjell variere mellom 0,4 m og 9,2 m i lokalområdet. Med en maksimal enhetslengde på 3 m, forventes det å måtte skjøte sammen flere føringsrørstykker i enkelte brønner.

En mulighet for å sammenkoble fôringsrørelementer er sveising. Sveising lar alle sammenkoblede elementer totalt opptre som ett rør, med styrken og vanntettheten det medbringer. En ulempe er at sveising av stål skjer ved langt høyere temperaturer enn strømpen tåler, da strømpen har et smeltepunkt på rundt 170°C. Skader på strømpen grunnet varmegang gjennom fôringsrøret eller grunnet gnister fra sveising vil forsinke byggeprosessen og utgjøre en unødvendig utgift.



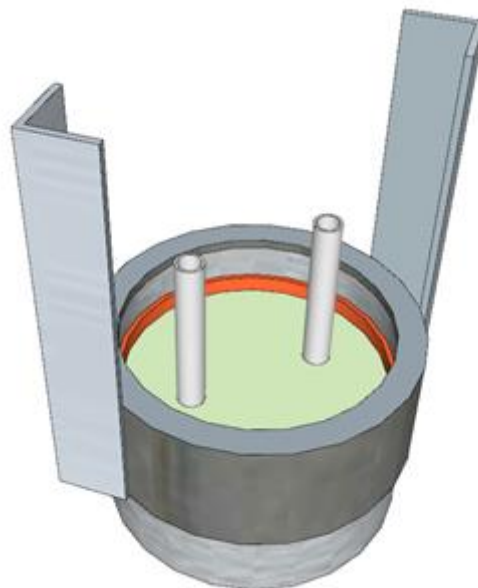
**Figur 21:** Sammenkobling av fôringsrør med gjenget muffe. (Rigzone)

Et alternativ er å koble sammen fôringsrøselementer med en muffe. Fôringsrørene leveres hann-gjenget på hver ende. En hunn-gjenget muffe med indre diameter lik fôringsrørens ytre kan tres over fôringsrørene og skrues på gjengene mellom to rørelementer som står oppå hverandre. Muffeløsningen er like sterk som en sveis og tar kun en tidel av tiden sveising tar (SSAB). Denne teknikken brukes mye i dype olje- og gassbrønner, hvor mulighetene for sveising er minimale. Figur (21) viser en prinsippskisse.

Fôringsrøret vil stå på en ringkant i energibrønner. Dersom dette vurderes til å ikke være tilstrekkelig feste, kan det pumpes sement ned borehullets annulus slik at rørstykket støpes til omkringliggende fjell. Dette vil gi pælene økt horisontal strukturell stabilitet og beskytte strukturen mot vipping. Når betongen har størknet, kan det drilles videre gjennom sålen i solid grunn.

#### 4.6 FLENS

For at energibrønnene kan være bærende pæler trengs det en overgang mellom fôringsrørene og husets underkonstruksjon. En løsning kan være en stålhylse som festes på enden av fôringsrøret, vist i figur (22).



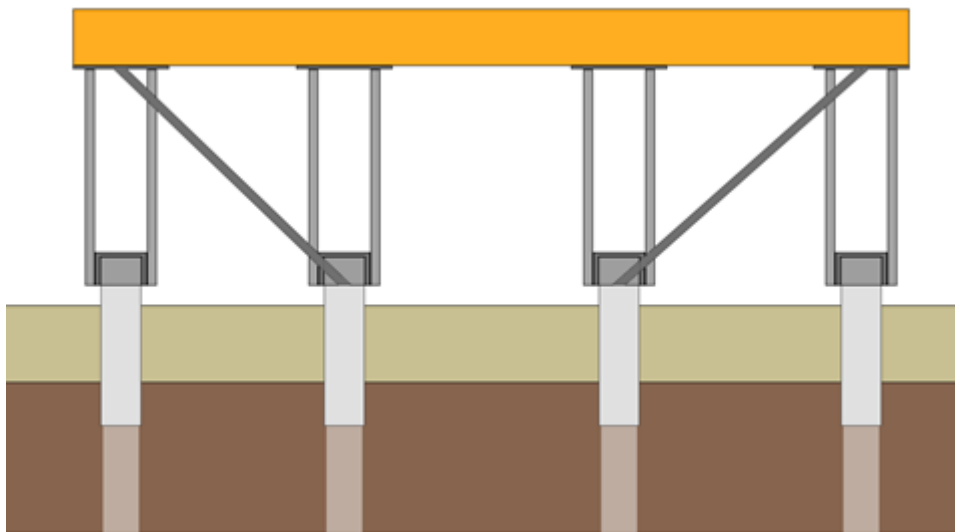
**Figur 22:** Hylse med påsveiset vinkeljern eller bjelke, tredd på fôringsrør. Hylsen i mørk grå. Fôringsrør i lysere grå. Oransje er strømpe, lys grønn er isolasjonspropp i topp av brønn, hvite rør er 16 mm PP-rør for å frakte vann inn og ut av brønnen.

En slik hylse er en enkel og solid konstruksjon. Hylsen kan bestå av et avkappet stykke stålrør, som tres utenpå føringsrøret og festes med punktsveising i kontaktpunktene mellom rørstykkets ende og føringsrøret. Hylsen kan gjenges med hunngjenger på innsiden for montering på enden av føringsrøret, men dette vil være en dyrere løsning. På toppen av stålhylsen kan det sveises fast en sirkulær stålskive for å sørge for noe lastfordeling på føringsrørets endekant og ikke kun gjennom sveisepunktene. På toppen av brønnen er det viktig med et vindu for tilgang til brønntoppen og tilførsel- og utløpsrør i kollektoren. Vinduet er vist i figur (22).

De bærende elementene for å skape det vertikale spennet og heve husets underlag til ønsket høyde over brønnparken kan være bjelker eller vinkeljern av tilstrekkelig dimensjon. Statistiske beregninger er ikke utført som en del av oppgaven. Bjelkene/vinkeljernene sveises på hver sin side av hylsen og føres en ønsket lengde. På toppen av bjelkene/vinkeljernene kan det sveises en stålplate, hvor det igjen kan skrues eller sveises bjelkesko som holder husets bærebjelker.

En flens som beskrevet kan masseproduseres på fabrikk, fraktes til byggeplassen og enkelt monteres på endene av føringsrørene. Masseproduksjon på fabrikk minimerer risiko for skader og feil, og vil holde prisen nede. Nevnte dimensjoner og beskrivelser av flensen er veiledende, og det må gjøres statistiske analyser for dimensjonering av flensen og dens komponenter.

Det er ønskelig å parkere en bil med takboks i kjellervolumet over brønnparkens overflate. Dette stiller krav til høydeklareringen under husets såle, og dermed krav til bjelkenes/vinkeljernenes lengde. Det kan tenkes at føringsrørene stikker 0,5 m over bakkenivå og at vinkeljernene føres de resterende 2 m. For å styrke strukturen mot horisontale krefter kan det etter brønnene er lukket sveises skråstag mellom hylsen og den øvre stålplaten, som vist i figur (23).



**Figur 23:** Ved å sveise fast skråstag mellom flens og øvre stålplate får konstruksjonen økt horisontal stabilitet.

En alternativ løsning til nevnte flens er å føre føringsrørene hele veien opp til husets undersåle, for så å kutte ut et vindu gjennom røret for å gi tilgang til energibrønnenes topper. Med tilførselsrør med ytre diameter på 20 mm bør et sirkulært vindu med diameter  $D_{vindu} = 180 \text{ mm}$  være tilstrekkelig. Denne løsningen kan gjøre pålene mer strukturelle stabile, særlig mot horisontalkrefter, men vil være betydelig dyrere som følge av en noe høy enhetspris på føringsrørene.

## 4.7 SYSTEMVÆSKE

Sol- og geotermiske energisystemer bruker som regel ikke-trykksatte væsker som holder seg i én fase som energibærer. Valg av systemvæske vil avhenge av ytterpunktene i temperatur som anlegget vil oppleve i løpet av året. Ved svært høye temperaturer må det sørges for at væsken ikke koker, og ved svært lave temperaturer at den ikke fryser. En vanlig systemvæske for anlegg i lave temperaturer er en vann-glykol-blanding, hvor høyere andel glykol senker frysepunktet til væsken. Dersom det ikke er risiko for frysing, er rent vann en god løsning som systemvæske.

Rent vann har flere fordeler som energibærer i et nærvarmesystem som dette.

- Vann er rimelig.
- Kan benyttes som systemvæske over lengre tid uten at det blir nødvendig å skifte det ut. Ingen egenskaper ved vann degraderer over tid.
- Leder varme greit, og har god varmekapasitet. Det betyr at mye energi kan lagres i brønnvolumet og som da raskt kan hentes ut.
- Ikke skadelig for rør- eller koblingssystemer.
- Miljøvennlig. Dersom det skulle være lekkasjer, enten det er i rørsystemer rundt solfangerne, i tilførselsrør til brønnene eller i selve brønnene, vil ikke dette utgjøre noen direkte helsefare for mennesker, flora eller fauna i området. En lekkasje med en alkohol-blanding som vann-glykol til grunnvannet kan være katastrofalt. Med rent vann som energibærer unngår man dette.
- Liten viskositets- og volumendring ved endring i temperatur.

Tabell (6) viser temperaturmålinger for Ramnes, Horten kommune.

**Tabell 6:** *lufttemperatur over året. Data hentet fra værstasjon i Ramnes, Horten kommune. Ramnes ligger et par kilometer lenger innenlands enn Skoppum og kan forventes å ha lavere middeltemperaturer. (LMT)*

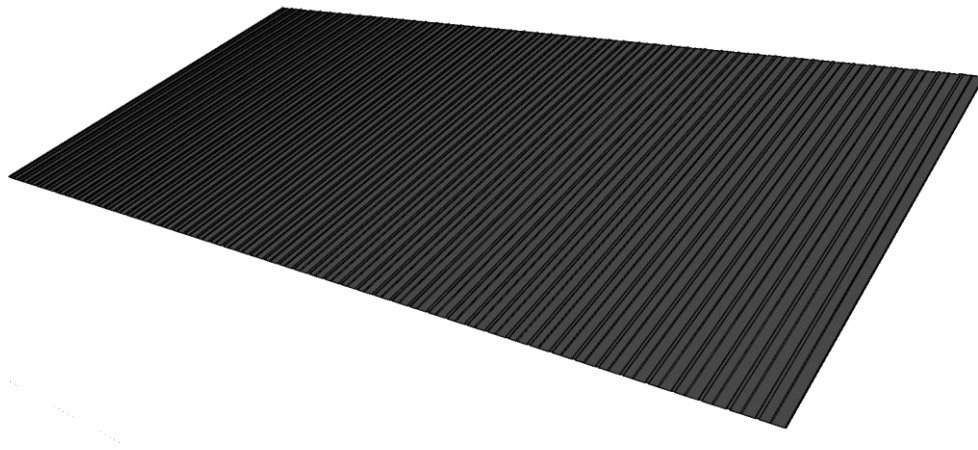
<b>Måned</b>	<b>Middeltemperatur i 2 m høyde (°C)</b>
Januar	-1,2
Februar	-1,6
Mars	2,5
April	5,2
Mai	11,1
Juni	14,6
Juli	16,0
August	14,4
September	11,7
Oktober	7,1
November	1,1
Desember	-2,5

Skoppum er generelt et mildt sted, og det er liten fare for frostskafer. Intet vann i rørsystemet vil være stillestående og i fare for å fryse. Ved temperaturer under 0°C renner vannet over bakkenivå og i kontakt med omgivelsene ned i en isolert tank. Vann kan og vil derfor benyttes som energibærer.

## 4.8 SOLFANGERE

Solfangerne som skal benyttes i forsøksboligen og dermed vurderes i denne masteroppgaven er en ny type utviklet og produsert for prosjektet, og som i dag testes ved NMBU. Hver modul er ekstrudert i aluminium, som betyr at absorberflaten og de vannbærende rørene består av en og samme del. I kapittel 3.1 ble det forklart at en standard solfanger føres systemvæsken gjennom et rør, gjerne kobber, som er en separat enhet fra absorberflaten og som ligger enten over eller under nevnte flate. Med separate enheter oppstår det små luftrom mellom rør og absorberflate, som vil fungere som et isolerende element, da luft er en dårlig varmeleder sammenliknet med metaller. Ved å eliminere dette mellomrommet sørges det for maksimal varmeoverføring mellom absorber og systemvæske.

Hver modul har en bredde på 300 mm og en lengde på 7000 mm. Det vannførende røret ligger sentralt i solfangermodulen og har en indre diameter  $D_{\text{solfangerrør}} = 12 \text{ mm}$ , som gir et tverrsnitt på  $A_{\text{solfangerrør}} = 113 \text{ mm}^2$ . Til forsøksboligen på Skoppum er det bestilt 48 moduler. Dette gir en total absorberflatebredde på 14,4 m og en absorberflatehøyde på 7 m. Totalt solfangerareal blir altså  $A_{\text{sf,tot}} = 100,8 \text{ m}^2$ . En modell av solfangeranlegget er vist i figur (24).



**Figur 24:** 30 solfangermoduler koblet sammen til det totale solfangersystemet planlagt for hustaket.

I en standard solfanger er det vanlig å la energibæreren følge flere rørløp gjennom absorberflaten, for å gi den lengst mulig tid i kontakt med absorberflaten og dermed mest mulig energi overført. Dette gjøres ved å seriekoble rørstykkene i flere moduler, da gjerne med bruk av 180°-svinger i metall eller fleksible gummirørstykker, så energibæreren følger et S-løp. I denne oppgavens solfangeranlegg er det tenkt å bruke manifolder – eller samlestokker – på begge ender av solfangeren, slik at vannet føres gjennom kun 7 m rør i absorberplaten under innstråling fra sola gjennom oppvarmingsforløpet. Med et slikt arrangement kjøres vannet tregere gjennom solfangeren, for å gi det tilstrekkelig tid i innstrålingen for å oppnå ønsket oppvarming. Tregere vannstrømning vil gi lavere trykktap i anlegget.

Kjøper man en kommersiell flatplate solfanger, kommer denne som en separat enhet. I tillegg til absorberplate og rør for energibæreren består enheten av rammeverk som holder absorberflaten, isolasjon på undersiden og dekkplate over absorberflaten. Denne solfangermodulen monteres så utenpå ønsket flate. Solfangerne som skal brukes i forsøksboligen er derimot tenkt å være en del av bygningens struktur. Solfangerens dekkplate vil være en trelags polykarbonatplate med interne vertikale støtter ved jevne mellomrom for å gi strukturell styrke samt minimere konveksjonsceller og dermed varmetap. Polykarbonatflaten vil dekke absorberplatene, men kan også strekkes videre fra takskjegget som en ytre kledning eller lavisolert vegg. Dekkplaten skrues ned i absorberflaten og vil fungere som takets værhud.



Solfangeren er fortsatt i testfasen og det er ennå ikke utarbeidet virkningsgrader ved ulike innstrålinger eller temperaturer. I denne oppgaven antas det at virkningsgraden vil følge Quaschnig-kurvene, som er vist i figur (7).

## 4.9 FORSØKSHUS

### 4.9.1 Bygningsfysikk

En av de drivende ideene bak prosjektet er at demonstratorboligen skal være et forenklet hus. Med dette menes blant annet

- En forenklet huskonstruksjon, hvor mindre kompliserte og større konstruksjonsstykker gjør det raskere og enklere å sette opp huset
- Bruk av påler som bærende konstruksjon framfor omstendelig utgravning, sprengning og støpning av fundament
- Et enklere teknisk anlegg som følge av bruk av temperatur- og klimaregulering materialer og fokus på naturlig ventilasjon

Ved å installere et solfanger- og brønnparksystem som kan levere tilstrekkelig store mengder varmeenergi uten økt marginalkostnad for beboeren eller miljøet, kan man tillate seg noe varmetap. Betaler man per kWh strømbasert oppvarming, er det ønskelig å isolere huset godt for å forhindre varmetap. Dette vil det ikke være behov for i dette tilfellet, og som følge av det vil man kunne bruke rimeligere og mer miljøvennlige materialer og konstruksjonsteknikker. I tillegg vil ventilasjonssystemet kunne utformes enkelt med hovedkomponenten av gjennomlufting gjort av ventiler.

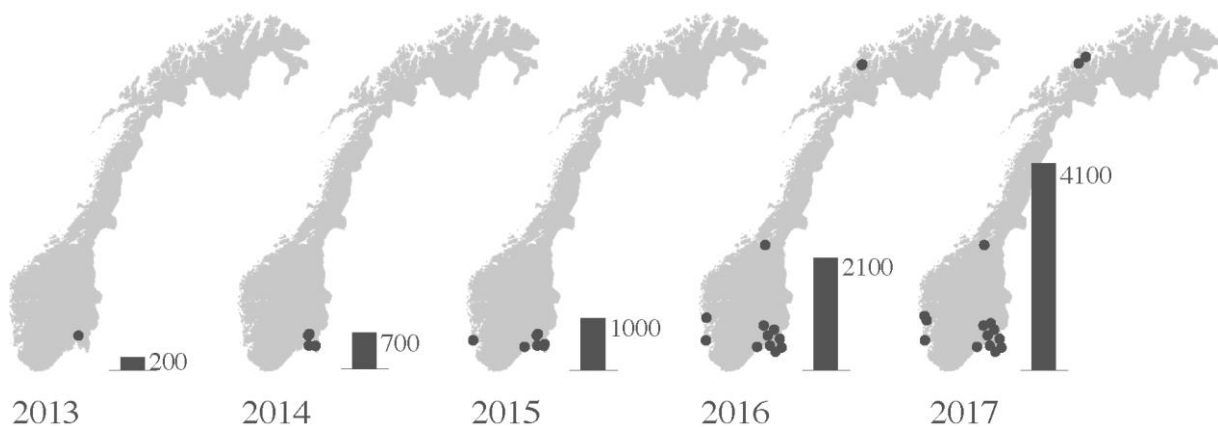
Hovedmaterialet i konstruksjonen vil være massivtre. Med massivtre menes trevirke som er sammenføyd til elementer med enten lim, skruer, tredybler eller strekkstag. Elementenes tykkelse og antall sjikt kan varieres ut ifra elementets ønskede funksjon og bruksområde, som i konstruksjon av småhus kan være mange. Massivtre kan benyttes til både gulv, vegger og tak i eneboliger, og kan også benyttes i svalganger og balkonger. Overflatene kan være ubehandlet, eller slipt og påført lakk, olje eller maling.

De mest anvendte typene massivtreelementer til bygningsformål er krysslimte og treblydede elementer. Krysslimte elementer består av treverkslameller limt sammen i flere lag, hvor hvert lag er rotert 90° på hverandre. I prinsippet kan denne typen anses som en kryssfinérplate med tykkere sjikt. Treblydede elementer holdes sammen av treplugg som presses inn drillede hull i tresjiktene. Trepluggene holder en lav trefuktighet (3-5%) og trekker til seg fuktighet fra omkringliggende treverk. Som følge av dette sveller pluggene og låser tresjiktene sammen. Et eksempel på krysslimte massivtreelementer er vist i figur (25).



**Figur 25:** Krysslimte massivtreelementer som etasjeskiller og bærende konstruksjon i gulv og trapp. Bildet er tatt i Pentagon studentby ved NMBU i Ås.

Bruk av massivtre i boligkonstruksjon er et raskt voksende felt. I Norge har særlig studentboliger vært et ledende forsøksområde for bygg i massivtre, og i 2017 nådde antallet over 4000 studentboliger, som vist i figur (26).



**Figur 26:** Utviklingen av antall studentboliger konstruert med massivtre i Norge. De første 200 i 2013 var i Palisaden i Ås. (Nygaard, M. et. al., 2017)

Studentsamskipnaden i Ås (SiÅs) og studentsamskipnaden i Oslo (SiO) har fokusert stort på massivtre i sin videreutbygging av studentboliger. Palisaden, de første høybyggene i massivtre i Ås, stod klare for innflytting høsten 2013 som Norges første studentboligblokk i massivtre. I 2014 ble det satt opp fire nye 5-etasjes boligblokker, også i massivtre, for å doble antallet nye studentboliger. Sent i 2017 kunne over 300 studenter flytte inn i nye massivtrehus på Kringsjø, hvor det er oppnådd et energiforbruk på under halvparten av det tidligere energiforbruket på 170 kWh/m<sup>2</sup> (Fantoft, F. 2018).

Massivtre som byggemateriale har flere fordeler (Silset, K. et al, 2004, Aarstad, J. et al. 2008):

- Massivtre har stor styrke i forhold til egenvekt. Kan brukes over langt større spenn enn vanlige treelementer. Krysslagte massivtreelementer kan klare et fritt spenn på opptil 7,0-7,5 m.
- Massivtre utnytter deler av tømmerstokken som ikke kan benyttes til enkeltstykker av konstruksjonstrevirke. Lavkvalitetsvirke utnyttes direkte i stedet for å måtte gå gjennom energikrevende og klimagassproduserende bearbeiding.

- Massive treelementer er lette og transportvennlige. Massivtre har en egenvekt på en femtedel av betong. Med en lavere vekt kan man håndtere større elementer, og konstruksjonen kan bestå av færre deler. Dette gir en enklere, raskere og dermed rimeligere montasje. Lavere vekt gjør også at massivtre kan benyttes i områder hvor det med tyngre konstruksjonsmaterialer ville vært behov for omsettende fundamentering.
- Kort byggetid. Med massivtreelementer kan en normal enebolig settes opp i løpet av 5 dager. Som følge av dette har konstruksjon av massivtrehus et lavere behov for arbeidskraft, som er den største kostnaden i norsk bygging (Ona Flindall, 2018). Videre settes de fleste hus og konstruksjoner opp på byggeplassen under åpen himmel. Det er derfor essensielt at bygget reises og tettes raskt. Konstruksjon med massivtreelementer gir grunnet sin korte montasjetid lavere byggeplassutgifter og mindre risiko for fuktskader i bygget.
- Råmaterialet til massivtreelementer, treverk, er enkelt tilgjengelig over hele landet. Transportavstandene, og dermed kostnadene, vil være lave.
- Treverk er et svært miljøvennlig byggemateriale. Vesentlig mindre energi kreves til framstilling av massivtre sammenliknet med andre konstruksjonsmaterialer som stål, aluminium og betong. I tillegg er håndtering og bearbeiding av materialet miljøvennlig og ikke-skadelig for personer involvert i produksjon- og byggeprosessen. Treverk er også en fornybar ressurs som binder CO<sub>2</sub>, og kan virke som et mellomlager for dette.
- Bidrar til å skape et godt innemiljø. Har en positiv innvirkning på inneklime ved å virke regulerende på fuktighetsnivå og temperatur.
- Massivtre er svært egnet for gjenbruk og energigjenvinning. Få materialer gir enklere kildesortering, og fra bygningsavfall kan lameller settes sammen til nye elementer med enkle verktøy.
- Gode brannegenskaper. Forutsigbar utvikling under brann, og massivtre beholder sine bæreegenskaper selv ved meget høye temperaturer.
- Stor termisk lagringsevne, som bidrar til å senke oppvarmingsbehov og regulere temperaturen gjennom døgnet. Sola, personer og andre varmekilder i bygget varmer opp massivtreelementene. Senkes temperaturen i bygget med et par grader på nattetid, kan treverket avgi varme og regulere temperaturen inne. Dette gir store energibesparelser særlig i større konstruksjoner med store volumer massivtre, men vil også være energibesparende på enebolig-skala. (Ola Øyen, 2018)

#### 4.9.2 Vegg

Veggene vil bestå av 300 mm massivtre uten isolasjon. Ved behov vil det monteres en vindtett kledning som tillater diffusjon av fukt, men erfaringer fra tidligere bygg i massivtre som Palisaden tilsier at tykke massivtreelementer kan være vindtette nok, og at det kun kreves vindteip i skjøtene mellom elementene (Tormod Aurlien, 2018). På utsiden av huset vil det monteres lektverk med en trekledning som ytterlag, av både estetiske og pålagte grunner. En mulig veggprofil er vist i figur (27a).

#### 4.9.3 Tak

Taket kan som veggene bestå av hovedsakelig massivtre med tykkelse 300 mm. En fordel med solfangeranlegget som beskrevet er at det vil integreres i takkonstruksjonen. Solfangerne har allerede en værbestandig kledning i form av en dekkplate i polykarbonat, og absorberplaten utgjør enda ett vanntett sjikt under. Ved å integrere solfangerne i taket kan det gjøres kostbesparelser både på isolasjon og på ytterkledning, siden takteking ikke vil være nødvendig på de flatene solfangerne dekker.

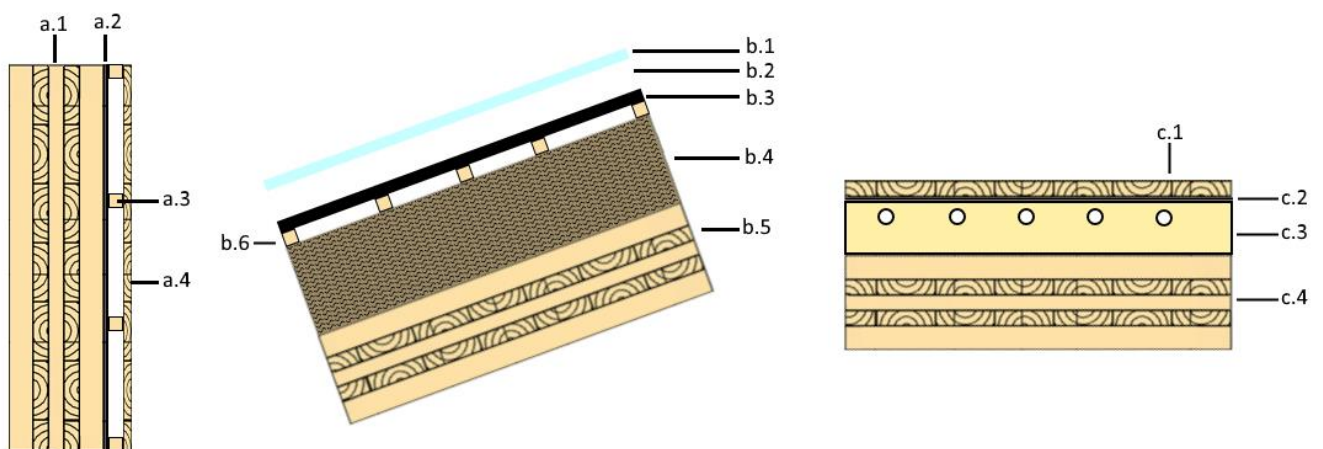
Taket kan etterisolerer for å minimere varmetap. 300 mm trefiberisolasjon i tillegg til 300 mm massivtre vil gi taket en U-verdi på 0,1 W/K. Trefiberisolasjon vil som massivtreelementene fungere som et termisk lager og være med på å regulere innnetemperaturen. En mulig takprofil er vist i figur (27b).

#### 4.9.4 Gulv

Gulvet vil som veggene og taket bestå av massivtre. Integriert i gulvet skal det være vannbåren varme, som vil være den ledende komponenten i oppvarmingen av huset. Som tak og vegger kan det tenkes at gulvet konstrueres av 300 mm tykke massivtreelementer som det bærende element og en stor bidragsyter til isolasjon. Det stilles mindre krav til gulvisolasjon i dette huset enn i vanlige, moderne hus:

- Forsøkshuset vil være bygget på påler, og gulvflaten er ikke i direkte kontakt med jordsmonnet. Luftlaget under husets såle har lavere varmeledningsevne enn typisk jord og berggrunn, som gir mindre tap gjennom gulvet.
- Luftrommet under husets såle vil holde høyere temperaturer enn lufttemperaturen, som følge av varmelekkasje gjennom det øverste jordsmonnet fra brønnparken, og da særlig varmelekkasje fra de høytempererte brønnene i matrisen, som vil ligge sentralt under husets midtpartier. Temperaturene i kjelleren forventes å ligge over 5-10°C selv på vinteren.

En mulig gulvprofil er vist i figur (27c).



**Figur 27:** (a) viser en mulig veggprofil. Punkt a.1 viser et massivtreelement med tykkelse 300 mm, som vil være konstruksjonens bærende komponenter. Punkt a.2 viser en vindduk som monteres på utsiden av massivtreelementet. Punkt a.3 viser lektverk for å montere den ytre panelkledningen vist i punkt a.4.

(b) viser en mulig takprofil. Punkt b.1 viser solfangerens dekklag i polykarbonat. Punkt b.2 viser et isolerende luftlag mellom dekklaget og absorberplate, punkt b.3. Punkt b.4 viser 300 mm trefiberisolasjon. Punkt b.5 viser 300 mm massivtre. Punkt b.6 viser lektverk for å feste solfangerne til massivtreelementene.

(c) viser en mulig gulvprofil. Punkt c.1 viser det innerste laget, som kan være for eksempel parkett. Punkt c.2 viser et parkettunderlag som fuktskille. Punkt c.3 viser varmeledende plater med gulvvarmerør integrert. Punkt c.4 viser 300 mm massivtre.

#### 4.9.5 Ventilasjon

En viktig del av den forenklete huskonstruksjonen vil være et forenklet ventilasjonssystem. Det er valgt å satse på bruk av naturlig ventilasjon. Det at solfanger-brønnpark-systemet gjør huset til en netto produsent av varmeenergi betyr at man kan tillate seg å forenkles ventilasjonssystemet til kun sluser og ventiler. Med mye egenprodusert varmeenergi tilgjengelig kan man tillate seg større varmetap gjennom ventilasjonsanlegget, som betyr at luften kan byttes ut oftere.

Moderne hus er gjerne svært tette, som krever aktive ventilasjonssystemer for å regulere innneklimaet. Et hus i massivtre har vegger og tak som puster, og tremassene bidrar til å regulere både fuktighet og luftkvalitet innenfor husets vegger. Hvis overflatene i tillegg behandles med miljøvennlige og ikke-giftige midler som for eksempel bivoks, senkes kravene til luftutveksling grunnet skadelige avgasser fra lakk og maling. (Klingenberg, 2016)

#### 4.9.6 U-verdier

Husets ytterflaters U-verdier er nødvendige for å bestemme varmetap fra husvolumet. U-verdiene som kan forventes for tak, vegg, gulv og vindu er vist i tabell (7) og er valgt i samråd med arkitekt Ona Flindall. U-verdiene er estimert på hva som kan forventes med tverrsnittet og oppbyggingen av elementene diskutert i de forrige underkapitlene.

**Tabell 7:** De ulike elementene i bygget og deres tilhørende U-verdier.

Bygningselement	U-verdi (W/m <sup>2</sup> K)
Vegg	0,40
Tak	0,10
Gulv	0,10
Vindu	0,80

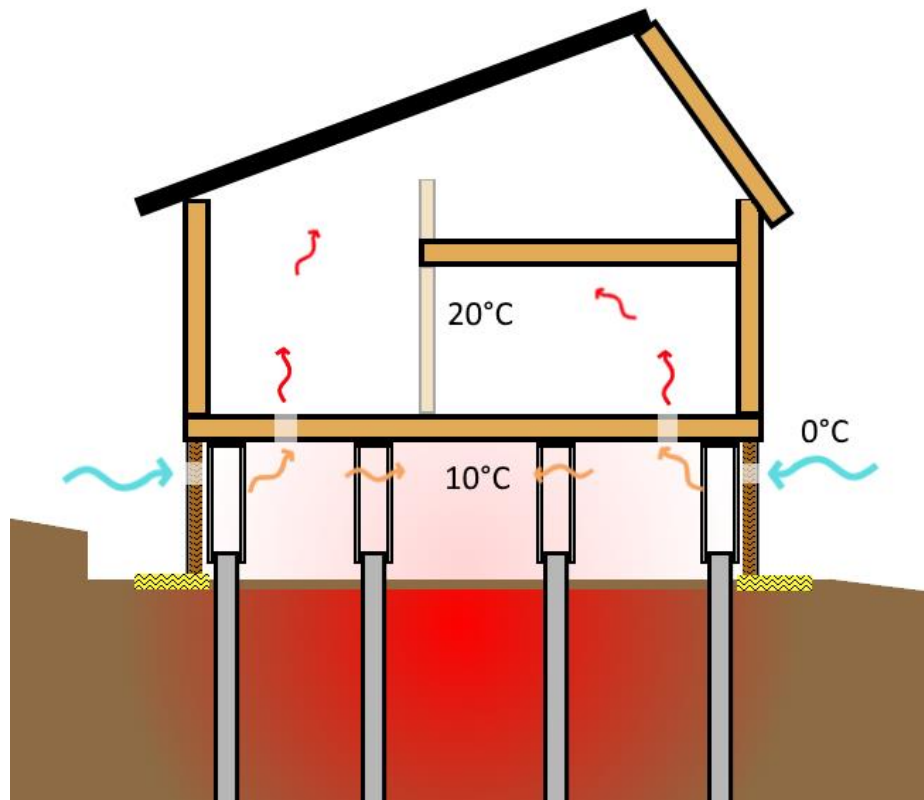
#### 4.9.7 Skjørt

I kapittel 3.4.2 framgår det at det kan forventes noe varmetap fra fjellmassene i toppen av brønnparken gjennom jordsmonnet. Ved å plassere huset over brønnparken, kan denne vanligvis tapte varmen utnyttes. Dersom det plasseres et skjørt rundt brønnparkens yttergrenser som en videreføring av husets yttervegger, separeres volumet under huset fra omgivelsene. I stedet for å fraktes bort med vinden, vil varmeenergien som normalt fraktes bort kunne bli utnyttet.

Et skjørt av tilstrekkelig isolerende kledning kan betraktes som ytterveggene i en kjeller under huset. Når kjelleren har en noe høyere temperatur enn omgivelsene kan frisk luft trekkes inn gjennom sluser i skjørtet, varmes opp av varmetap fra brønnparken, og føres videre. Lufteventiler mellom husets gulv og brønnparken kan føre den oppvarmede luften gjennom huset og senke boligens oppvarmingsbehov. På en kald dag med utetemperatur 0°C må frisk luft fra utsiden heves med 20 K når den kommer innenfor husets fire vegger, mens den høyere tempererte luften fra brønnparken kun trenger en temperaturøkning på 10 K.

En del av kjellerarealet ønskes brukt som delvis oppvarmet carport. Det er ikke ønskelig å ventilere eksos og giftige avgasser inn i husets volum, og carporten må holdes adskilt fra det resterende arealet hvor luften er frisk. Dette kan gjøres ved å anlegge en designert flate langs brønnparkens ytterkant hvor det støpes en fundamentsåle og settes opp enkle vegger som vil lage en forenklet garasje. Brønnene vil plasseres med såpass klaring mellom dem at carporten kan plasseres mellom rekker av brønner.

Skjørtet skal ikke være lastbærende og kan derfor ha en enkel konstruksjon. Den ytre kledningen kan være en tradisjonell metallplatekledning, eller en videreføring av husveggen panelkledning. Innenfor kledningen kan det isoleres tilstrekkelig for å holde på mye av varmen. I jorda under skjørtet kan bakken isoleres godt for å forhindre varmetap fra jordsmonnet som skjørtet ikke innkapsler. Lufttilførsel og en prinsippskisse av skjørtet og dets isolasjon er vist i figur (28).



**Figur 28:** Hvordan et isolert skjørtet kan redusere varmetap fra brønnparkens overflate og bidra til forvarming av friskluft til boligen. Frisk luft trekkes gjennom sluser i skjørtet, varmes opp noe over brønnparkens overflate, før det trekkes videre inn i huset. Skjørtet er isolert, vist som brun bølget vegg trukket ned fra husets yttervegger. Også vist er bakkeisolasjonen i gult, som reduserer varmetap fra brønnparken utenfor skjørtet.

#### 4.10 PVsYST

PVsyst er en programvare som brukes for å simulere og analysere solcelleanlegg. Programvaren henter vær- og innstrålingsdata fra en meteorologisk database og har et stort utvalg komponenter til solcellesystemer man kan simulere. Databasen brukt for simuleringer i PVsyst denne oppgaven er Meteonorm. Meteonorm henter måledata fra 1200 værstasjoner verden over, og vil estimere innstrålingsdata for den valgte lokasjonen basert på interpolasjon av data fra de tre nærmeste værstasjonene. Måledataene oppgitt vil være fra et gjennomsnittlig år basert på data fra årene 1991-2010. (Meteonorm)

Det er ikke mulig å simulere solfangeranlegg i PVsyst, men solinnstrålingen vil være lik uavhengig av hva den treffer. I simuleringene er det valgt en tilfeldig type solcellepanel og en tilfeldig inverter, men det er kun innstrålingsdata som benyttes.

Gode innstrålingsdata fra simuleringen oppnås ved å korrigere for flere faktorer som kan påvirke innstrålingen:

- Asimut og helning. Solfangerarealet kan justeres så det peker i riktig retning og har riktig helning. Det er valgt en asimut på 20° og en helning på 20°. Det korrigeres da også for innfallsvinkel (IAM).
- Geografisk plassering. PVsyst og Meteororm vurderer både anleggets høyde over havet og dets høyde over bakkenivå.
- Horisont. I PVsyst kan man legge inn horisontdata for fjerntliggende objekter som fjell, hauger og liknende. Ettersom området rundt husets plassering er stort sett flatt er det ikke blitt brukt horisontdata i simuleringen.
- Skygging fra nære objekter. Skygging fra lager 1 og lager 2 er tatt hensyn til. Data om størrelsen og plasseringen av disse skyggende elementene er tatt med i simuleringen.

PVsyst finnes i både betalt og gratis utgave. I oppgaven er det brukt en gratis prøveversjon av utgave V6.76. Meteororm-databasen som ble benyttet var versjon V7.2. PVsyst er utviklet av dr. André Mermoud ved Université de Genève, og oppdateres fortsatt av ham (PVsyst).

## 5 METODE

---

### 5.1 BYGNINGSFYSIKK

Husets dimensjoner vil følge dimensjonene til solfangerne. Det er bestilt nok solfangermoduler til å skape et sammenkoblet solfangerareal på 14,40 m x 7,00 m. Koblingspunktene og manifoldene på tur-siden og på retur-siden av solfangeren vil kreve noe plass, og det kan være fare for vannlekkasjer. Det blir derfor u hensiktsmessig å integrere solfangeranlegget i et allerede innrammet tak. Solfangerdesignen med sine to vann- og vindtette sjikt – absorptorplaten og dekkplaten – gjør at det kan fungere som yttersjiktet av taket. Solfangeranlegget vil være ytre kledning til det sørvendte taket. Da solfangeranlegget dekker 100 m<sup>2</sup> er det naturlig å gå for et pulttak for å holde husets grunnflatestørrelse på akseptabelt nivå.

Av estetiske grunner, og for å beskytte ytterveggene mot nedbør er det valgt å ha et takskjegg. Takskjegget vil stikke 20 cm ut i alle retninger. Dette gir huset en langside på 14 m. Husets høyde påvirkes av tre forhold:

- Solfangeranlegget bør monteres høyest mulig over bakkenivå for å forhindre effekten nærliggende objekter har på skygging.
- Det er ønskelig med mer boareal enn hva grunnflaten alene gir, men to fulle etasjer blir for mye. Det velges derfor en hems-løsning. Antas det at grunnetasjen har en høyde på 2,5 m, vil en ytre vegg høyde på 3 m gi et akseptabelt areal på en hems.
- Det er ønskelig å integrere solcellepaneler i forsøkshuset for i tillegg til å dekke varmebehovet med solfangeranlegget, også å kunne dekke noe forbruk av elektrisk strøm. Da den sørvendte takflaten ikke kan benyttes til solcellepaneler, er den nest beste løsningen å montere dem på sørvestvendte og sørøstvendte veggflater. Solcellepanelene bør som solfangeranlegget plasseres høyest mulig oppe, og det er naturlig å plassere dem helt opp mot skjegghøyden.

Husets kortsider og resterende størrelser som avhenger av kortsiden står fritt til å velges. Antar man en brønnpark bestående av 6 x 4 brønner, vil dette gi en avstand mellom brønnene på 2,8 m og dermed en kortsider på 8,5 m. Husets dimensjoner er nært knyttet til brønnparkens dimensjoner, da det skal settes direkte opp på pålene og samtlige påler skal være lastbærende. Husets vegger antas å være 50 cm tykke.

For å beregne varmetap til det fri  $H_D$  trengs arealet av husets ytterflater i kontakt med omgivelsene. Beregninger for husets flater og dimensjoner er lagt ved som vedlegg (E). Resultatene av beregningene, og da husets dimensjoner, finnes i kapittel 6.1. Husets ytterflater vises óg i tabell (8).

**Tabell 8:** Overflateareal til husets ytterflater

Element	Areal (m <sup>2</sup> )
Vegg	116
Tak	139
Gulv	97,5
Vindu	39



### 5.1.1 Oppvarmingsbehov

Med kjente ytterflater kan total direkte varmegang  $H_D$  beregnes med formel (36). U-verdiene er hentet fra i tabell (7). Ytterflatene er beregnet i vedlegg (E) og vist i tabell (8). Varmetap gjennom gulv skjer normalt gjennom grunnen, men i denne oppgaven står huset på påler, og luftvolumet under gulvet anses som en del av omkringliggende luft. Gulvet modelleres som en vegg med en lavere U-verdi, både som følge av gulvets profil og som følge av at gulvet er i kontakt med en varmere luftmasse enn hva ytterveggene er.

Tapene knyttet til ventilasjon og infiltrasjon beregnes med formel (37). Det antas at

$$c_{pv,luft} = 0,28 \frac{Wh}{m^3 K}, l = 2,0 \frac{m^3}{m^2 h}$$

Husets bruksareal er i vedlegg (E) beregnet til å være  $A = 136,5 m^2$ .

Luftbytterate  $l$  er valgt i forhold til TEK17, som spesifiserer at «boenheter skal ha ventilasjon som sikrer minimum frisklufttilførsel på minimum  $1,2 m^3$  per time per  $m^2$  gulvareal når enheten er bebodd» (Paragraf 13-2, Byggteknisk forskrift 2017). Forsøkshusets ventilasjonsrate kan forventes å være over dette nivået som følge av planlagt mindre streng naturlig ventilasjon.

Total varmetransportkoeffisient  $H_{varme}$  kan da summeres med formel (38). Graddagstallet brukt er for Horten kommune 3550 og er hentet fra Enova. Det gjøres også beregninger for oppvarmingsbehovet for hver måned individuelt. Totalt oppvarmingsbehov beregnes med formel (39).

## 5.2 INNSTRÅLING

### 5.2.1 Solfangere

Solfangeranlegget vil bestå av 48 moduler med bredde 300 mm og lengde 7000 mm. Utformingen av solfangermodulene gjør at de legges tett i tett med noe overlapp. Overflatearealet per modul blir  $A_{modul} = 2,10 m^2$ . Med 48 moduler blir totalt solfangerareal  $A_{sf,tot} = 100,8 m^2$ .

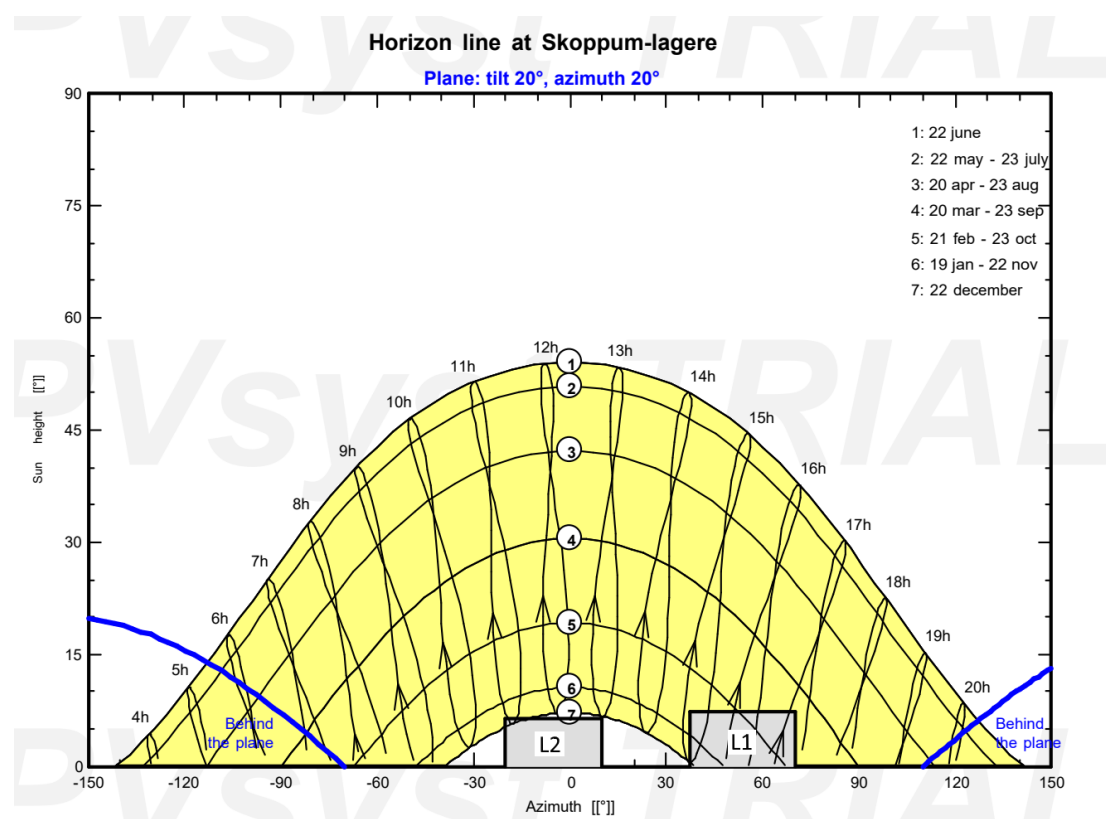
Data for solinnstrålingen på solfangeranlegget er beregnet med PVsyst. Database for innstrålingsdata er Meteororm. Simuleringer er gjennomført under PVsyst sitt alternativ «project design – grid connected». Da PVsyst ikke simulerer solfangeranlegg, ble det valgt tilfeldige solcellepaneler og omformerer for å kunne kjøre simuleringen. Datapunkter som avhenger av solcellepanel, omformerer og andre elementer i det simulerte solcelleanlegget er ikke brukt. Kun innstrålingsdata benyttes.

Det er ikke lagt inn data for horisont. Etter vurdering av kart fra Horten kommune sine hjemmesider og fra Google, samt egen befarig, er området vurdert til å være såpass flatt at det ikke er noen naturlige, permanente skyggende elementer å ta høyde for når solfangerne forventes å installeres omtrent 5 m over bakkenivå.

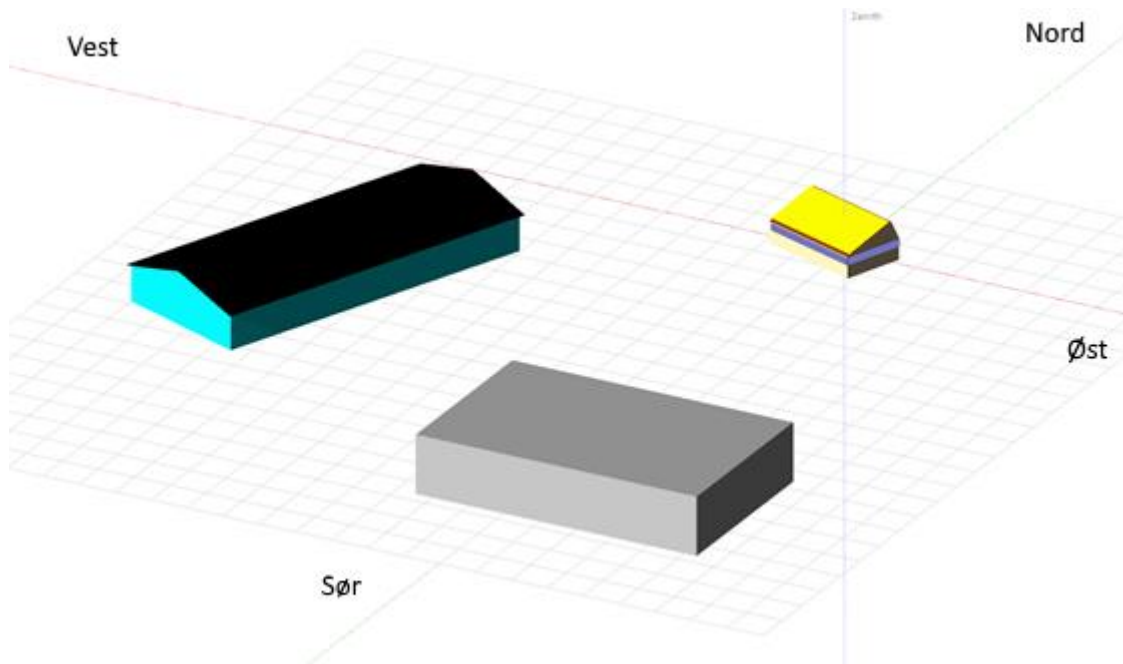
Det er tatt høyde for nærliggende skyggende objekter. Plassering, utstrekning, og høyde på lager 1 og lager 2 er beregnet basert på kartdata fra Horten kommune. Det er ikke vurdert skygging fra nærliggende trær, da det forventes at trær som vil skygge nok for solfangeranlegget til å ha en betydning vil fjernes. De geometriske egenskapene til de skyggende elementene vises i tabell (9). En graf over solas bane med lager 1 og lager 2 tegnet inn som skyggende elementer er vist i figur (29). En 3D-modell av boligen og de to skyggende lagrene er vist i figur (30).

**Tabell 9:** Geometriske egenskaper til nærliggende bygninger Lager 1 og Lager 2. Basert på data fra kart hentet fra Horten kommune sine hjemmesider.

	Lager 1	Lager 2
Høyde høyeste punkt, m	7	8
Vestligste punkt, °	250	99
Østligste punkt, °	217	160
Horisontal utstrekning, °	33	29
Vertikal høyde, °	7,3	6,5



**Figur 29:** Solas bane over himmelhvelvingen gjennom sesongene, sett fra solfangeranlegget. Solas posisjon bak de blå linjene, omtalt som bak planet, beskriver når sola står bak solfangeranlegget og solinnstrålingen ikke kan treffe solfangerne. L1 og L2 er skygging fra henholdsvis lager 1 og lager 2.



**Figur 30:** 3D-modell av huset og skyggende objekter. Turkis bygning er lager 1 og grå bygning er lager 2. Huset vist i senit. Gul flate viser solfangerarealet, mens grå striper viser PV1 (mot sørvest) og PV2 (mot sørøst).

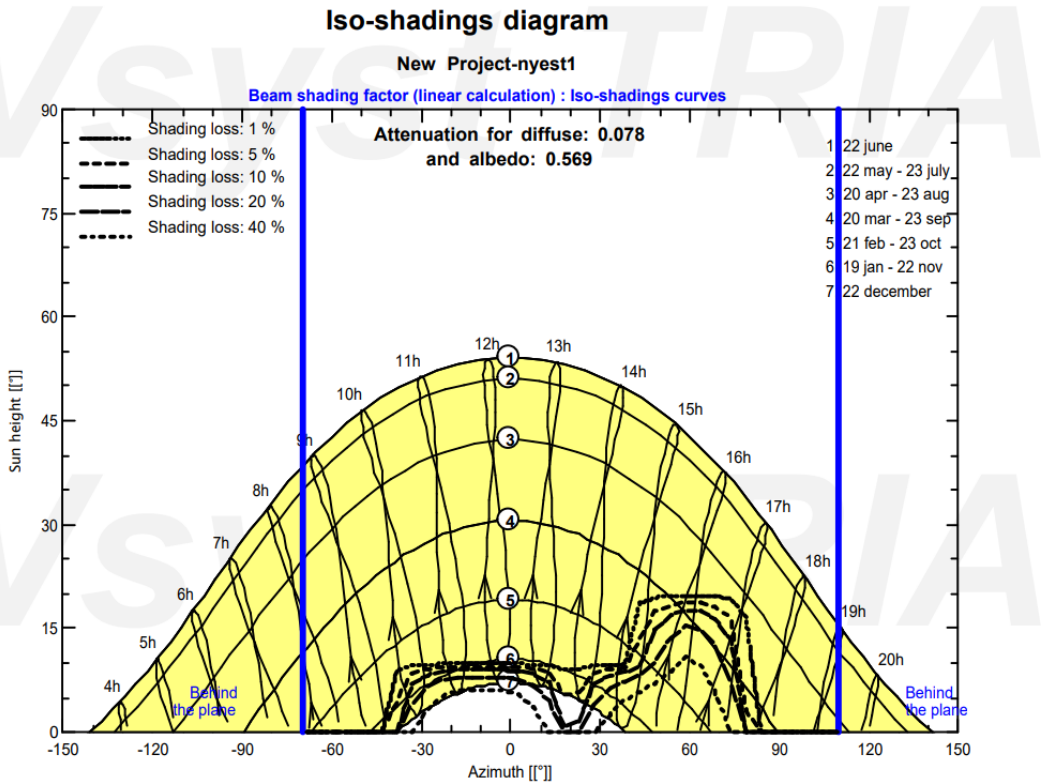
### 5.2.2 Solcellepaneler

I denne analysen er solcelleanlegget delt opp i to underdeler, PV1 og PV2. PV1 refererer til den 14 m x 1 m store stripen solcellepaneler som kan plasseres på husets sørvendte vegg. PV2 refererer til den 8,5 m x 1 m store stripen som kan plasseres på husets østvendte vegg. Solcellepanelene vil ha en helning på 90° som krever en annen beregning for solinnstråling enn solfangerne, med sin helning på 20°.

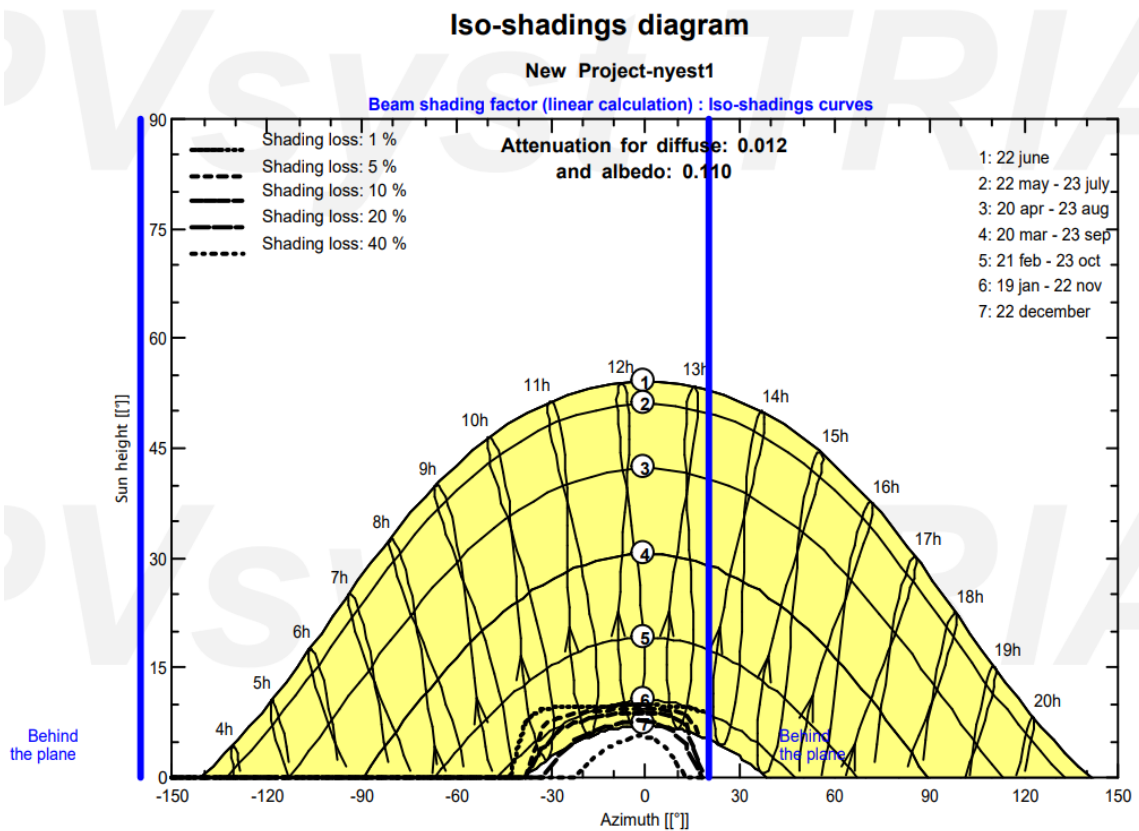
Også for solcelleanlegget vil data bli beregnet med PVsyst. Alle forutsetninger som meteorologiske data og skygging vil være tilsvarende simuleringen for solfangeranlegget. Også her er det valgt tilfeldige solcellepaneler og omformere i simuleringen, da det mest interessante er innstrålingsintensitet og total energi innstrålt på flaten dekket av PV1 og PV2. Fra disse dataene kan man vurdere muligheter med flere ulike typer solcellepaneler, regulatorer, omformere og batterier som man ønsker.

For beregninger settes solcellepanelene til å være av monokrystallinsk type. Panelene har nominell ytelse  $P_{mpp} = 270W$ , dimensjoner 165 cm \* 100 cm, og virkningsgrad  $\eta_{PV} = 15\%$ . Dette er egenskapene til et generisk solcellepanel i middels prisklasse, som er vanlig å bruke i private solcelleanlegg i dag. (Kristian Astad, 2018).

De etterfølgende figurene viser solbaner for PV1 og PV2, med henholdsvis figur (31) for solbaner foran PV1 og figur (32) for solbaner foran PV2.



Figur 31: Solbaner for PV1. Området utenfor blå streker viser hvor solen er bak panelets plan.



Figur 32: Solbaner for PV2. Området utenfor blå streker viser hvor solen er bak panelets plan.

## 5.3 SESONGLAGRING

### 5.3.1 Brønnpark

Hvor mye energi som kan lagres i brønnparken bestemmes av dens volum og temperaturøkning. Siden brønnparkens bredde og lengde er knyttet til husets dimensjoner, kan kun dybden variere fritt. Husets grunnflate er satt til å være 8,5 m x 14 m, og brønnplasseringene vil skape en rektangulær matrise som spenner disse dimensjonene.

For å dra nytte av tap fra varmelageret gjennom jordsmonnet, er det ideelt å ramme inn og isolere så mye som mulig av brønnparkens overflatevolum under huset. Rommet over brønnparken skal også brukes som carport, kaldkjeller og forvarmer for frisk lufttilførsel til huset. Brønnene skal være lastbærende, og husets fire ytre hjørner bestemmer de fire ytre brønnenes plassering. Dette medfører at det mest hensiktsmessige er å montere et skjørt rundt brønnparken ned fra husets yttervegger, og brønnparkens bredde og lengde er bestemt.

Energibrønnene i denne oppgaven er noe større enn normalt, med en diameter på 200 mm. Det antas at hver brønn har en aktiv radius, altså den radien ut fra brønnens sentrum som brønnen kan varme opp, på 1,4 m. Avstanden mellom to brønners sentrum blir da 2,8 m. Med brønnparkens ytterste fire brønner som lastbærende for husets fire hjørner, vil brønnparken bestå av en kortsida á 4 brønner og en langside á 6 brønner. Man kan forvente at de ytterste brønnenes aktive radius sprer seg 1 m ut fra brønnparken og man får et overflateareal på

$$A_{brønnpark} = (8,5m + 2m) * (14m + 2m) = 168m^2$$

Det er ønskelig at rommet mellom brønnparkens overflate og husets såle skal kunne brukes som kjeller og carport. Brønnparken og huset skal settes opp i en skråning og det vil være da være behov for å jevne ut flaten og legge på subbus. I dimensjoneringen av brønnparkens nødvendige dybde antas det at de øverste 2,5 m av brønnparkens aktive volum vil bestå av uniform leire, og den resterende dybden vil bestå av uniform rombeporfyr. Det antas dermed ingen vannstrømninger gjennom berggrunnen og ingen hydrauliske tap.

Det er foreløpig ikke forsket mye på småskala brønnparker som denne. Store anlegg som DLSC i Canada opererer med en gjenvinningsgrad på omtrent 55 % (DLSC, 2014). Det er valgt en gjenvinningsgrad  $G_\eta$  lik 1/3. Er det ønskelig å hente ut varmeenergi  $Q_{bolig}$  av parken, må det lagres  $Q_{brønnpark} = \frac{Q_{bolig}}{G_\eta}$ . En gjenvinningsgrad på 1/3 er en svært konservativ antakelse, og vil gi gode sikkerhetsmarginer for hva man kan forvente av reell ytelse. Resten av energien man ikke får hentet ut, altså  $Q_{brønnpark} - Q_{bolig}$ , anses som tap.

Ved et gitt volum vil temperaturforskjellen mellom brønnparkens fulladete tilstand på høsten og utladete tilstand på våren bestemme hvor mye energi man kan hente ut. For en brønnpark som denne og med husets oppvarmingsbehov, antas at en temperaturendring på 15 K mellom fulladet og utladet tilstand kan være tilstrekkelig. Med fulladet tilstand menes når parken har sin høyeste temperatur på høsten etter en sommer med produksjon. Med utladet tilstand menes når parken har sin laveste temperatur på våren etter en vinter med forbruk. Disse antakelsene gjelder for parken i stabil drift, altså etter oppvarmingsperioden. Brønnparkens temperatur varierer med årstidene men ikke fra år til år; det vil si brønnparken har samme temperatur på høsten i år 10 som på høsten i år 30.

Med temperaturforskjell  $\Delta T = 15K$  og gjenvinningsgrad  $G_\eta = \frac{1}{3}$  gitt kan brønnparkens volum og dermed nødvendige dybde beregnes med formel (32). Verdier for varmekapasiteter for henholdsvis leire og rombeporfyr er hentet fra tabell (4) og tabell (5). Oppvarmingsbehov beregnes med formel (39).

Med kjent innstråling kan i tillegg oppstartstiden til brønnparken beregnes, ved å se på energien som kreves for å heve temperaturen til fulladete nivåer i HTB og i LTB.

## 5.4 SYSTEMDESIGN

Produksjons-, lagrings- og distribusjonssystemet (framover kalt systemet) er kjernen i boligkonseptet. Systemet skal fungere året rundt, og det stilles høye krav til driftssikkerhet når dette er hovedleverandøren av varme til husstanden.

Systemet skal designes til å kunne kjøre i flere driftstilstander. Det vil oppleves situasjoner med stor solinnstråling og intet behov for fyring, situasjoner uten solinnstråling og stort behov for fyring, og alt imellom. I tabell (10) vises en oversikt over typiske situasjoner som systemet skal håndtere og som man derfor må vurdere når det prosjekteres.

**Tabell 10:** *Ulike driftssituasjoner systemet skal håndtere.*

Drifts-situasjon	Sol-innstråling	Fyrings-behov	Kommentar
1	Høy	Null	Typisk sommersituasjon. Sola står høyt og vi er i måned mai-august. All varmeenergi som innhøstes i solfangeren lagres i brønnparken. Strømning går fra solfanger, til HTB, til LTB, til solfanger.
2	Null	Høy	Typisk vintersituasjon. Sola har gått ned og vi er i måned november-mars. Solfangerne høster ikke inn varmeenergi og er koblet ut. Strømning går fra HTB, til gulvvarme, til LTB, til HTB.
3	Høy	Lav	Solinnstrålingen er sterk, og det er et lavt fyringsbehov. Dette er typisk midt på dagen på sen vår og tidlig høst.
4	Lav	Høy	Solinnstrålingen er lav, og det er et høyt fyringsbehov. Dette er typisk på morgen eller kveld i kjøligere måneder.

De ulike driftssituasjonene gjør det nødvendig med et reguleringsystem. Det vil være behov for pumper og ventiler som kan regulere og lede volumstrømmer gjennom riktige rørforløp. Enkelte steder må det installeres temperatursensorer for å lede vannet til riktig tempererte soner. Dersom solinnstrålingen er lav og solfangeren ikke varmer opp vannet til den temperaturen indre ring HTB ligger på, er det ønskelig å føre dette vannet til ytre ring LTB, så man heller varmer opp ytre brønning framfor å kjøle ned indre brønning. For å ha muligheter for automatisk justering av volumstrømmer må ventilene være motorstyrte og kunne kontrolleres av reguleringsystemet.

Systemet skal designes enklest mulig, men man ønsker fortsatt fleksibilitet til å kunne håndtere alle innstrålings- og fyringssituasjoner. Færre bevegelige deler og mindre kompliserte komponenter er viktig for å holde kostnader og vedlikeholdsbehov nede.

### 5.4.1 Dreneringstank

For å unngå skader grunnet frysing eller koking av systemvæsken, inkluderes en dreneringstank i systemet. Når anlegget ikke skal brukes kan energibærer over vannspeilet slippes ned i dreneringstanken for lagring før solfanganlegget settes i gang igjen. Systemet vil utformes for å være selvdrenerende, så det ved f. eks strømstans eller annen teknisk feil vil automatisk tømmes for vann. Dreneringstanken er isolert for å minimere varmetap i de situasjonene varmt vann lagres i den.

En annen oppgave for dreneringstanken er å kunne ta opp volumendring av systemets vannmasser som følge av temperaturendringer. Heves temperaturen på vannet i systemet vil det totale vannvolumet i systemet øke, som dreneringstanken tar opp.

For å dimensjonere dreneringstanken må man vite totalt vannvolum som skal kunne lagres i den. Væskevolum beregnes med rørdimensjoner presentert i tabell (22). Det antas at systemvæskens temperatur vil kunne variere mellom 10°C og 70°C. Total volumutvidelse beregnes med formel (19).

#### 5.4.2 Varmtvannsbereder

Systemet skal kunne levere energi til oppvarming av varmt forbruksvann. Systemet vil være en lukket sløyfe, og varmeenergi fra varmt vann kan overføres til forbruksvann ved å føres gjennom en varmeveksler i en akkumulatortank. Brønnparken i demonstratorboligen vil ikke operere på svært høye temperaturer, og vil kun kunne varme opp forbruksvannet til maksimalt sin høyeste temperatur. Dersom det antas en temperatur på 50°C i HTB, må forbruksvannet varmes opp videre for å motvirke oppblomstring av legionella. Videre oppvarming fra 50°C til 70°C kan gjøres med elektrisk oppvarming i toppen av akkumulatortanken. Størrelsen på varmtvannsberederen velges ut ifra behovet for raskt tilgjengelig varmt forbruksvann.

### 5.5 STRØMNINGSTEKNIKK

Energibæreren skal i produksjonsdrift sirkulere gjennom solfangeranlegget og brønnparken og oppta og avgi energi. Endring av et mediums varmeenergi, da altså temperatur, påvirker egenskapene til mediet.

På sommeren skal det produseres energi i anlegget. Kaldt vann skal føres fra de lavest tempererte brønnene, opp til og gjennom solfangeren, og deretter ned i de høyest tempererte brønnene. Det varme vannet fra solfangeren har en høyere temperatur og dermed en lavere tetthet enn det relativt kjøligere vannet i den høytempererte brønnen, og må dermed tvinges ned i brønnen. Noe av væskeflyten kan drives av naturlig konveksjon grunnet vannets oppvarming gjennom solfangeren, men det vil være et behov for en pumpeeffekt for å holde kretsløpet i gang.

Nødvendig pumpeeffekt kan beregnes med

$$P_{pumpe} = q_v \rho g h_{tot} \quad (40)$$

hvor  $q_v$  er volumstrømmen til væsken gjennom systemet (enhet m<sup>3</sup>/s),  $\rho$  er væskens tetthet (enhet kg/m<sup>3</sup>),  $g$  er tyngdens akselerasjon og  $h_{tot} = h_f + h_{statisk}$  er total tapshøyde grunnet friksjons og statisk løftehøyde (enhet m). Av formelen er det tydelig at nødvendig pumpeeffekt skalerer med volumstrøm  $q_v$  (og med tapshøyde  $h_{tot}$ ), som begge avhenger av væskens hastighet. Maksimal pumpeeffekt for systemet beregnes derfor ut fra maksimal volumstrøm. Ettersom rørenes tverrflate ikke endres, avhenger den da ut fra maksimal væskehastighet.

Den statiske tapshøyden  $h_{statisk}$  finnes ved å måle avstanden mellom vannspeilet i systemet under drift og det høyeste punktet pumpen skal pumpe væske til. Friksjonstap finnes med formel (10).

Systemet har tre pumper som skal dimensjoneres. Systemets hovedpumpe, P1, driver produksjon- og lagringskretsløpet. Pumpe 2 driver tilførsel av varmtvann til gulvvarmeanlegget. Pumpe 3 driver tilførsel av varmtvann til varmtvannsberederen.

Tap knyttet til rørforbindelser og bøyninger i rørforløpet, som beskrevet av formel (15), er ignorert. Disse tapene er minimale sammenliknet med friksjonstap, som er tydelig ut i fra formel (10) og formel (15), når  $k_r$  kan antas å være lik 1.

Rørlengder og tverrsnitt nødvendig for beregninger er gitt i tabell (22). Verdier for vannets egenskaper ved ulike temperaturer er gitt i tabell (1).

### 5.5.1 Dimensjonering av pumpe 1

Maksimal væskehastighet gjennom systemet som pumpe 1 må opprettholde forekommer når det er maksimal solinnstråling, og dermed maksimal varmeoverføring til vannet. Da kan volumstrømmen i systemet beregnes med formel (17) og man får

$$q_{v,P1} = \frac{P_{vann,max}}{\rho c_p \Delta T} \quad (41)$$

hvor  $P_{vann,max}$  er maksimal tilført effekt fra solfanger til energibærer og  $\Delta T$  er temperaturøkningen for energibæreren gjennom solfangerløpet.  $P_{vann,max}$  finnes ved å anta hva maksimal innstråling på anlegget vil være i løpet av året, basert på meteorologiske data. Dette forekommer som regel på en sommerdag.

Når total volumstrøm er funnet, kan man finne hastigheten til vannet gjennom alle vannførende rør i systemet. Tverrsnittet på rørene er kjent og hastigheten finnes med formel (18). Med kjente rørlengder kan så friksjonstap  $h_f$  beregnes med formel (10). Rørlengder og tverrsnitt er gitt i tabell (22).

### 5.5.2 Dimensjonering av pumpe 2

Som for pumpe 1 skal pumpe 2 dimensjoneres for den mest krevende situasjonen den kan utsettes for. Pumpe 2 driver oppvarmingskretsløpet i boligen, og den mest krevende situasjonen er når det er størst fyringsbehov. Størst fyringsbehov finnes når utetemperaturen er på det laveste man kan forvente. Denne utetemperaturen finnes ved å se på værdatahistorikk for Horten. Ved hjelp av total direkte varmegang  $H_D$  gitt i tabell (8), luftbyttetap gitt av formel (37) og en satt innetemperatur på 22°C kan boligens varmetap og dermed fyringsbehov beregnes.

Varmetap beregnes med formel (38), og for den kaldeste dagen får man at

$$P_{fyring,max} = H_{varme} * (T_{inne} - T_{ute}) \quad (42)$$

Igjen kan formel (17) brukes og volumstrømmen kan beregnes med

$$q_{v,P2} = \frac{P_{fyring,max}}{\rho c_p \Delta T_{GV,max}} \quad (43)$$

hvor  $P_{fyring,max}$  er effekten som vannet må avgi og  $\Delta T_{GV,max}$  er temperaturforskjellen på gulvvarmens turvann og returvann.

Som for dimensjoneringen av pumpe 1 kan nå hastigheter gjennom de vannførende rørene finnes. Hastighetene gir friksjonstap  $h_f$  på samme måte som for pumpe 1. Hele kretsforløpet foregår under vannspeilet, og statisk tapshøyde  $h_{statisk}$  settes lik 0 m.

### 5.5.3 Dimensjonering av pumpe 3

Pumpe 3 driver oppvarming av varmtvannsberederen. En standard 300 liters varmtvannsbereder har en effekt på 3 kW og det antas derfor at dette er maksimal krevd effekt fra vannet pumpen driver. Dette er ekstremsituasjonen for pumpe 3.



Volumstrømmen beregnes med

$$q_{v,P3} = \frac{P_{VVB}}{\rho c_p \Delta T_{VVB}} \quad (44)$$

Hvor  $P_{VVB}$  er effekten som vannet skal avgi og  $\Delta T_{VVB}$  er temperaturforskjellen mellom turvannet og returvannet til varmtvannsbereder. Oppvarmingskretsløpet er lukket og adskilt fra forbruksvannet. Tur- og returvann betyr altså vann inn og ut av varmeoverføringsspiralen i varmtvannsberederen, da forbruksvann omtales som kaldtvann og varmtvann.

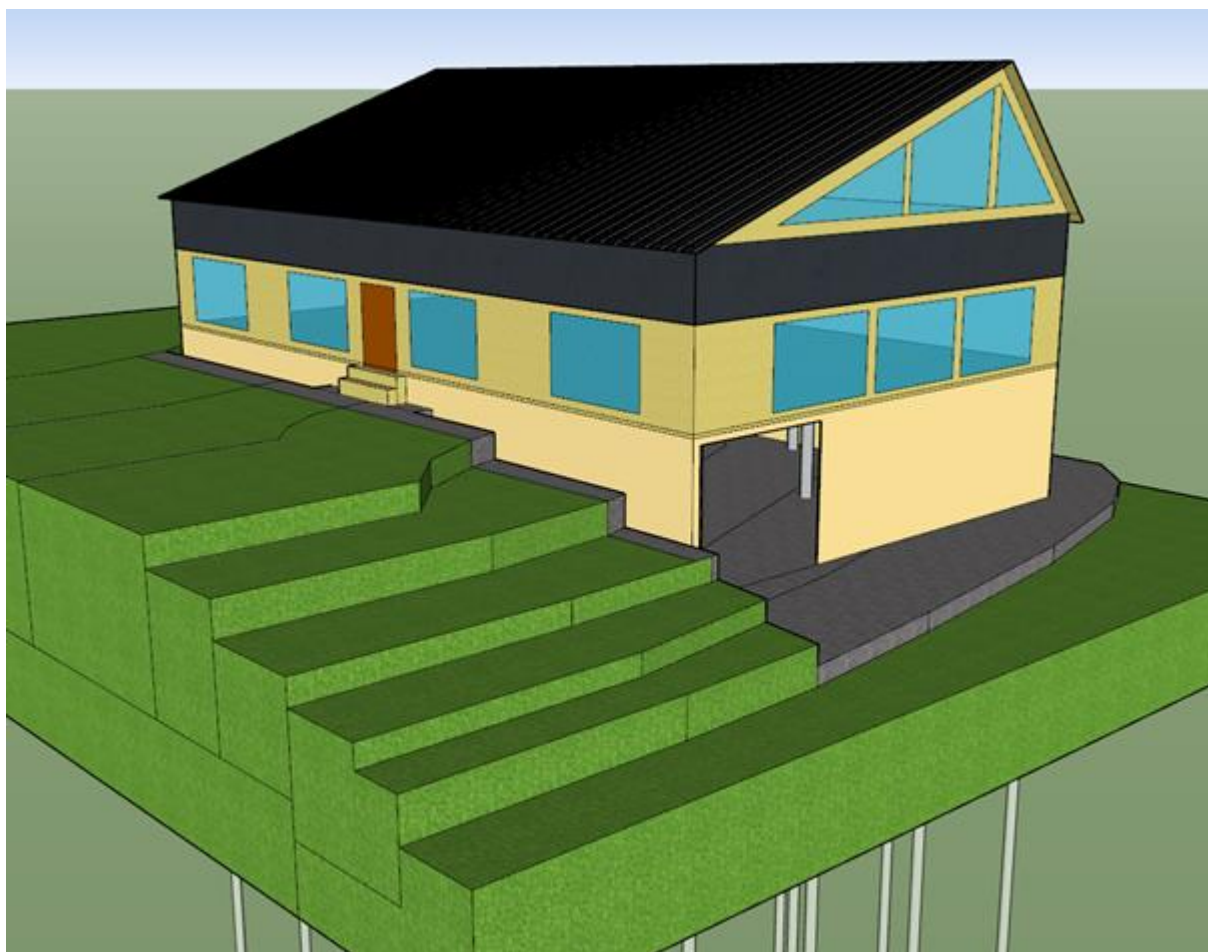
Som for de tidligere pumpene brukes  $q_v$  til å finne hastigheter og dermed friksjonstap i vannførende rør. Også her settes statisk tapshøyde til 0 m.

## 6 RESULTATER

---

### 6.1 BYGNINGSFYSIKK

Figur (33) viser en enkel modell av huset på brønnpark basert på dimensjoner valgt i denne oppgaven. Plassering av vinduer, ytterdør, garasje og solcellepaneler er ikke fast bestemt og kan endres.



**Figur 33:** En modell av huset som beskrevet i denne oppgaven. Det sorte taket består av solfangeranlegget. De mørkegrå stripene langs sørvestlig langside og sørøstlig kortsida er solcellepaneler. Skjørtet er tegnet inn som gult og viser en åpning for bilparkering. I figuren er arealet foran huset bygd opp noe, men endelig landskapsarkitektur vil avhenge av demonstratorboligens plassering på tomta.

Husets dimensjoner er vist i tabell (11). Dimensjonene er basert på beregninger funnet i vedlegg (E).

**Tabell 11:** Enkelte dimensjoner for husets vegger, gulv og tak.

	Størrelse	Enhet
<b>Vegg</b>		
Lengde	14	m
Bredde	8,5	m
Høyde yttervegg	3	m
Etasjehøyde	2,5	m
Mønehøyde	5,5	m
<b>Gulv</b>		
Grunnflate gulv	97,5	m <sup>2</sup>
Grunnflate hems	39	m <sup>2</sup>
Total grunnflate	136,5	m <sup>2</sup>
<b>Tak</b>		
<b>Solfangertak (sør)</b>		
Helning	20°	-
Lengde	7	m
Bredde	14,40	m
Areal	100,8	m <sup>2</sup>
<b>Vanlig tak (nord)</b>		
Helning	48°	-
Lengde	3,35	m
Bredde	14,40	m
Areal	44	m <sup>2</sup>

Husets varmetapskoeffisienter for direkte varmetap  $H_D$  ble beregnet med formel (36), hvor U-verdiene er hentet fra tabell (7) og veggflatene er hentet fra tabell (8). Resultatene er vist i tabell (12).

**Tabell 12:** Total direkte varmegang  $H_D$  for bygningselementene.

Bygningselemen t	U-verdi (W/m <sup>2</sup> K)	Areal (m <sup>2</sup> )	$H_D$ (W/K)
Vegg	0,40	99,5	47
Tak	0,10	139	14
Gulv	0,10	97,5	10
Vindu	0,80	33	31
<b>Totalt</b>			<b>101</b>

Ventilasjons- og infiltrasjonsvarmetap ble beregnet med formel (37). Det ble antatt at

$$c_{pv,luft} = 0,28 \frac{Wh}{m^3K}, l = 2,0 \frac{m^3}{m^2 \cdot h}, A = 136,5 m^2, \text{ som ga } H_V + H_{inf} = 77 \frac{W}{K}.$$

Total varmetapskoeffisient ble da  $H_{varme} = 178 \frac{W}{K}$ .

## 6.2 ENERGIBEHOV

Tabell (13) viser energibehovet for oppvarming i boligen. Total varmegang  $H_{varme}$  er hentet fra tabell (12). Graddagstall er hentet fra Enova og gjelder for 2017. Oppvarmingsbehovet blir beregnet med formel (39).

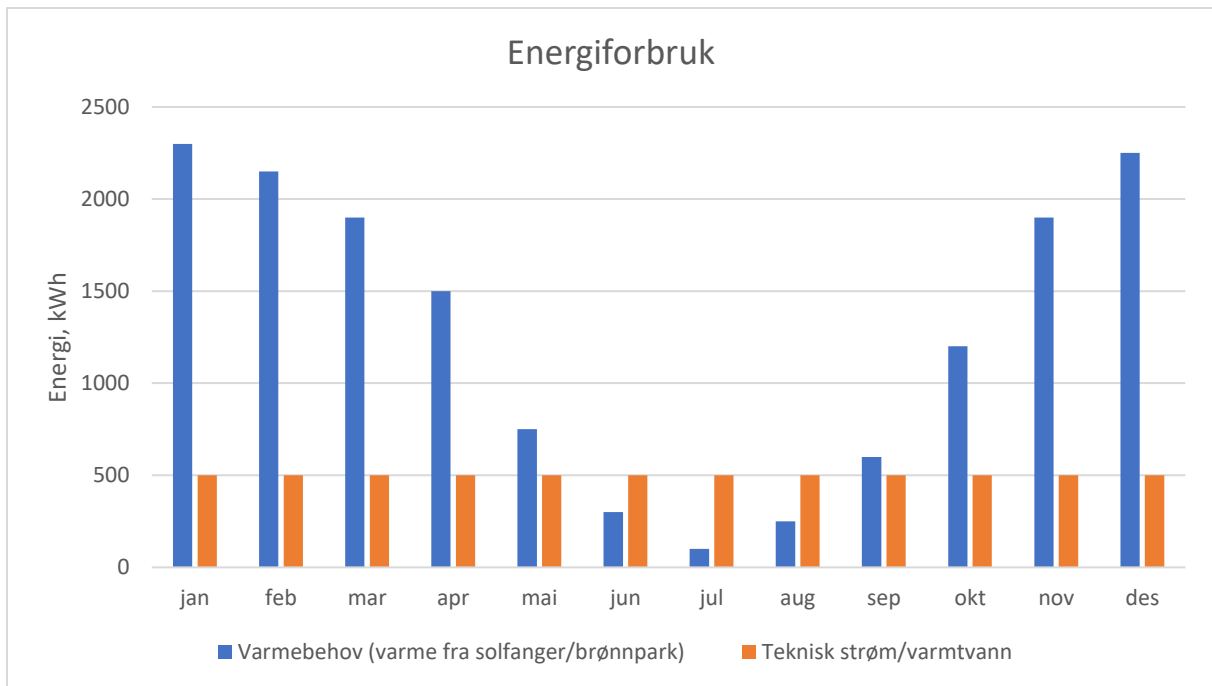
**Tabell 13:** Månedlig og totalt energibehov for huset som beskrevet.

Måned	GDT	$H_{varme}$ (W/K)	Oppvarmings- behov (kWh)
Januar	538	178	2300
Februar	509	178	2150
Mars	442	178	1900
April	348	178	1500
Mai	180	178	750
Juni	69	178	300
Juli	25	178	100
August	53	178	250
September	138	178	600
Oktober	282	178	1200
November	441	178	1900
Desember	525	178	2250
<b>Totalt</b>	<b>3550</b>	<b>178</b>	<b>15200</b>

Beregningene gir et oppvarmingsbehov 300 kWh i juni, 100 kWh i juli og 250 kWh i august. Dette er måneder det generelt ikke er behov for oppvarming i Sør-Norge. Verdiene blir allikevel tatt hensyn til i videre beregninger for heller å overdimensjonere enn å underdimensjonere lagringskapasiteten i brønnenparken.

Oppvarmingsbehovet er beregnet med graddagstallet hvor basistemperaturen er 17°C. Oppvarming fra bruk av teknisk strøm, varmtvann og beboere er ikke tatt med i disse betraktningene, og resultatet man får fra beregninger med GDT kan anses som det energibehovet huset har for dedikert oppvarming. Hvis man antar et resterende energiforbruk på 4000 kWh til teknisk strøm og 2000 kWh til varmtvann kan husets totale energibehov estimeres til å være omtrent 21 200 kWh per år.

En grafisk framstilling av fyringsbehov per måned og annet energiforbruk er vist i figur (34).



**Figur 34:** Energiforbruk i form av varme (blå søyler) og teknisk strøm og topping av varmtvann (oransje). På sommeren kan man forvente at oransje søyler er noe lavere da svært høytemperert vann fra solfangere kan forvarme forbruksvann mer enn hva vann fra HTB kan.

## 6.3 INNKOMMENDE SOLENERGI

### 6.3.1 Solfanger

Tabell (13) viser resultater fra simulering av solinnstråling på solfangerarealet fra PVsyst v. 6.76. Solinnstrålingen er beregnet med innstråling- og meteorologidata fra databasen Meteonorm.

**Tabell 13:** Månedlig innstråling på hustaket på Skoppum

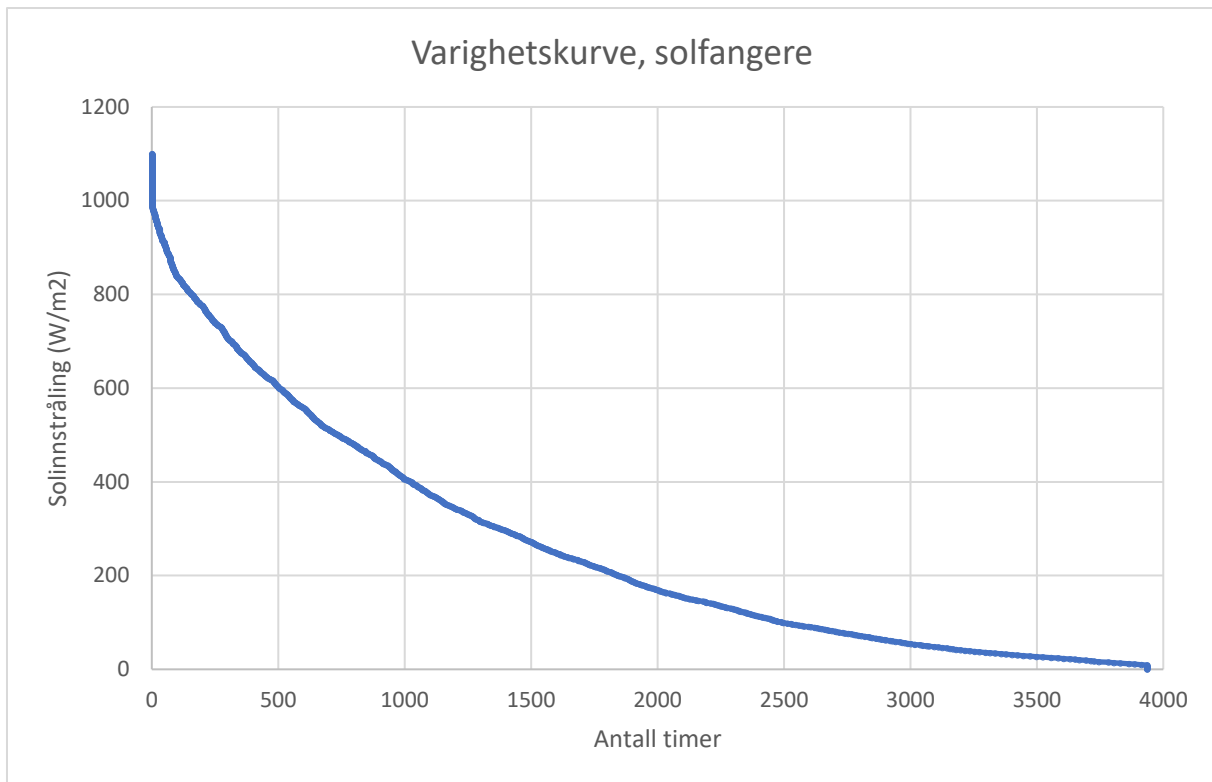
Måned	GlobHor (kWh/m <sup>2</sup> )	GlobInc (kWh/m <sup>2</sup> )	GlobOptYear (kWh/m <sup>2</sup> )	GlobOptSum (kWh/m <sup>2</sup> )	GlobOptWin (kWh/m <sup>2</sup> )	GlobEff (kWh/m <sup>2</sup> )
Januar	9	15	18	17	21	13
Februar	22	32	38	36	40	30
Mars	67	90	101	97	103	85
April	110	130	131	131	123	124
Mai	158	171	160	163	140	164
Juni	173	179	160	166	135	171
Juli	164	169	151	157	128	161
August	119	135	132	133	121	129
September	78	97	103	101	100	92
Oktober	34	48	55	53	58	45
November	10	17	20	18	22	15
Desember	5	9	10	9	12	7
<b>Totalt</b>	<b>949</b>	<b>1092</b>	<b>1079</b>	<b>1081</b>	<b>1003</b>	<b>1036</b>

I tabell (13) kan kolonnene forklares:

- **GlobHor** svarer til innstrålt energi på en horisontal flate.
- **GlobInc** svarer til innstrålt energi på en flate med helning 20°.
- **GlobOptYear** svarer til innstrålt energi på en flate med optimal helning for høyest total innstråling over året, hvor det er korrigert for innfallsvinkelen og skyggende objekter i nærområdet. Denne vinkelen er funnet til å være 44°.
- **GlobOptSum** svarer til innstrålt energi på en flate med optimal helning for høyest total innstråling i sommerperioden, definert som april til september, hvor det er korrigert for innfallsvinkelen og skyggende objekter i nærområdet. Denne vinkelen er funnet til å være 36,5°.
- **GlobOptWin** svarer til innstrålt energi på en flate med optimal helning for høyest total innstråling over vinterperioden, definert som oktober til mars, hvor det er korrigert for innfallsvinkelen og skyggende objekter i nærområdet. Denne vinkelen er funnet til å være 65,7°.
- **GlobEff** svarer til innstrålt energi på en flate med helning 20° hvor det er korrigert for innfallsvinkelen og skyggende objekter i nærområdet. Dette er det beste estimatet for innkommende energi på hustakets sydvendte flate.

Alle verdier er beregnet med en global albedo på 0,20. Denne verdien gir et godt estimat på albedoen til et lettbebyggt urbant område med et ikke-ubetydelig skog- og gressdekke. En mer utfyllende rapport fra simuleringen i PVsyst er lagd ved i vedlegg (A).

Samme simulering ga estimerte innstrålingsverdier for hver time i løpet av året. Disse dataene kan vises i en varighetskurve, en kurve som viser hvor ofte en viss verdi dukker opp. På x-aksen finner man antall timer, og på y-aksen solinnstrålingsintensitet. Omtrent 4000 timer i året har en solinnstråling med høyere intensitet enn 0 W/m<sup>2</sup>. Omtrent 1000 timer i året har en solinnstråling med høyere intensitet enn 400 W/m<sup>2</sup>. Omtrent 50 timer i året har en solinnstråling med høyere intensitet enn 900 W/m<sup>2</sup>, og kun 1 time i året har solinnstråling med høyere intensitet enn 1000 W/m<sup>2</sup>. Varighetskurven gir et fint overblikk over hva slags driftssituasjoner man kan forvente at systemet må håndtere, og over hvor lenge man kan forvente at hver driftssituasjon er aktuell. Varighetskurven for beregnet solinnstråling på hustaket er vist i figur (40).



**Figur 35:** Varighetskurve for innstråling på hustaket. Basert på innstrålingsdata fra simulering i PVsyst.

Ved å bruke data fra tabell (13) og solfangerdimensjonene redegjort under kapittel 4.8, kan total innstrålt energi, og dermed total energi avgitt til energibæreren, beregnes. Resultatene av disse beregningene er vist i tabell (14). Total energi man kan forvente å hente ut av solfangeranlegget hvert år er 65 000 kWh.

**Tabell 14:** Beregnet energiproduksjon fra solfangeranlegget, over et gjennomsnittlig år.

Måned	GlobEff (kWh/m <sup>2</sup> )	Totalt innstrålt (kWh)	Midlere luft- temp. (°C)	$T_K - T_o$ (K)	Virknings- grad	$Q_{vann}$ (kWh)
Jan	13	1300	-1	31	0,55	700
Feb	30	3000	-2	32	0,55	1650
Mar	85	8500	3	32	0,60	5100
Apr	124	12400	5	30	0,60	7450
Mai	164	16400	11	29	0,65	10650
Jun	171	17100	15	25	0,65	11110
Jul	161	16100	16	24	0,65	10450
Aug	129	12900	14	26	0,65	8400
Sep	92	9200	12	23	0,60	5500
Okt	45	4500	7	28	0,60	2700
Nov	15	1500	1	29	0,55	800
Des	7	700	-3	33	0,55	400
<b>Totalt</b>	<b>1036</b>	<b>103600</b>				<b>64900</b>

I tabell (14) kan kolonnene forklares:

- **GlobEff** er som i tabell (13) innstrålt energi på en flate med helning  $20^\circ$  hvor det er korrigert for innfallsvinkelen og skyggende objekter i nærområdet.
- **Totalt innstrålt** er totalt innstrålt energi på anlegget, altså  $\text{GlobEff} \times A_{sf,tot}$ .
- **Midlere lufttemperatur** er gjennomsnittstemperaturen for hver måned, og er basert på data fra værstasjon i Ramnes.
- $T_K - T_o$  er et estimat for differansen mellom solfangerens temperatur og omgivelsene. Solfangerens temperatur forenkles til å være uniform over hele flaten og beregnes til å være  $T_K = \frac{T_{ut} - T_{inn}}{2}$ , hvor  $T_{ut}$  er temperaturen på vannet ut av solfanger og  $T_{inn}$  er temperaturen på vannet inn i solfanger.
- **Virkningsgrad** er et estimat på hvor effektivt solfangeranlegget vil være og er grundigere forklart under.
- $Q_{vann}$  er total energi som solfangerne leverer til energibæreren.

I tabell (14) er det brukt en ulik virkningsgrad  $\eta$  for ulike perioder av året. I løpet av året vil innstrålingsintensitet og omgivelsenes temperatur variere, som gjør at det vil være gunstig å variere temperaturhevingen over solfanger også. Virkningsgraden til solfangeren varierer med innstrålt effekt, og temperaturforskjellen mellom solfanger og omgivelser som vist i figur (7). For å beregne virkningsgrader ble derfor året delt inn i utgangspunktet i fire tilstander – sommer, vinter, vår og høst. Vår og høst antas imidlertid å være like.

**Sommer:** Temperatur på vanntilførsel til solfanger er satt til  $T_i = 20^\circ\text{C}$ . Utgangstemperatur er satt til  $T_o = 60^\circ\text{C}$ , som gir en temperaturøkning  $\Delta T = T_o - T_i = 60^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C} = 40\text{K}$ . Kollektortemperatur estimeres til temperaturen til vannet midt i oppvarmingsforløpet og er da gitt ved  $T_{kollektor} = \frac{20^\circ\text{C} + 60^\circ\text{C}}{2} = 40^\circ\text{C}$ . Innstrålingen er satt til å være  $E = 700 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ . Figur (7) gir da virkningsgrad  $\eta_{sommer} = 0,65$ .

**Vinter:** Temperatur på vanntilførsel til solfanger er satt til  $T_i = 20^\circ\text{C}$ . Utgangstemperatur er satt til  $T_o = 40^\circ\text{C}$ , som gir en temperaturøkning  $\Delta T = 20\text{K}$ . Kollektortemperatur blir da  $T_{kollektor} = \frac{20^\circ\text{C} + 40^\circ\text{C}}{2} = 30^\circ\text{C}$ . Innstrålingen er satt til å være  $E = 300 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ . Figur (7) gir da virkningsgrad  $\eta_{vinter} = 0,55$ .

**Vår og høst:** Temperatur på vanntilførsel til solfanger er satt til  $T_i = 20^\circ\text{C}$ . Utgangstemperatur er satt til  $T_o = 50^\circ\text{C}$ , som gir en temperaturøkning  $\Delta T = 30\text{K}$ . Kollektortemperatur blir da  $T_{kollektor} = \frac{20^\circ\text{C} + 50^\circ\text{C}}{2} = 35^\circ\text{C}$ . Innstrålingen er satt til å være  $E = 500 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ . Figur (7) gir da virkningsgrad  $\eta_{vår,høst} = 0,60$ .

Med innstrålingsdata og målinger av kollektortemperatur og omgivelsestemperatur under ulike driftstilstander kunne man estimert virkningsgradskurvene til den faktiske solfangeren. Det er ennå ikke gjennomført tester av egenskapene til solfangeren når denne oppgaven utføres da testanlegget på NMBU for denne nye typen solfanger er forventet å være ferdig montert først sent på høsten 2018. Ettersom innstrålingsdataene i oppgaven er basert på en simulering gjort i PVsyst, og kollektortemperatur er basert på egenvalgte verdier, kan virkningsgradene til solfangeranlegget nevnt i tabell (14) kun anses som overslag. Som følge av dette vil den beregnede energien overført til vannet være en tilnærmet verdi for hva som faktisk kan forventes.



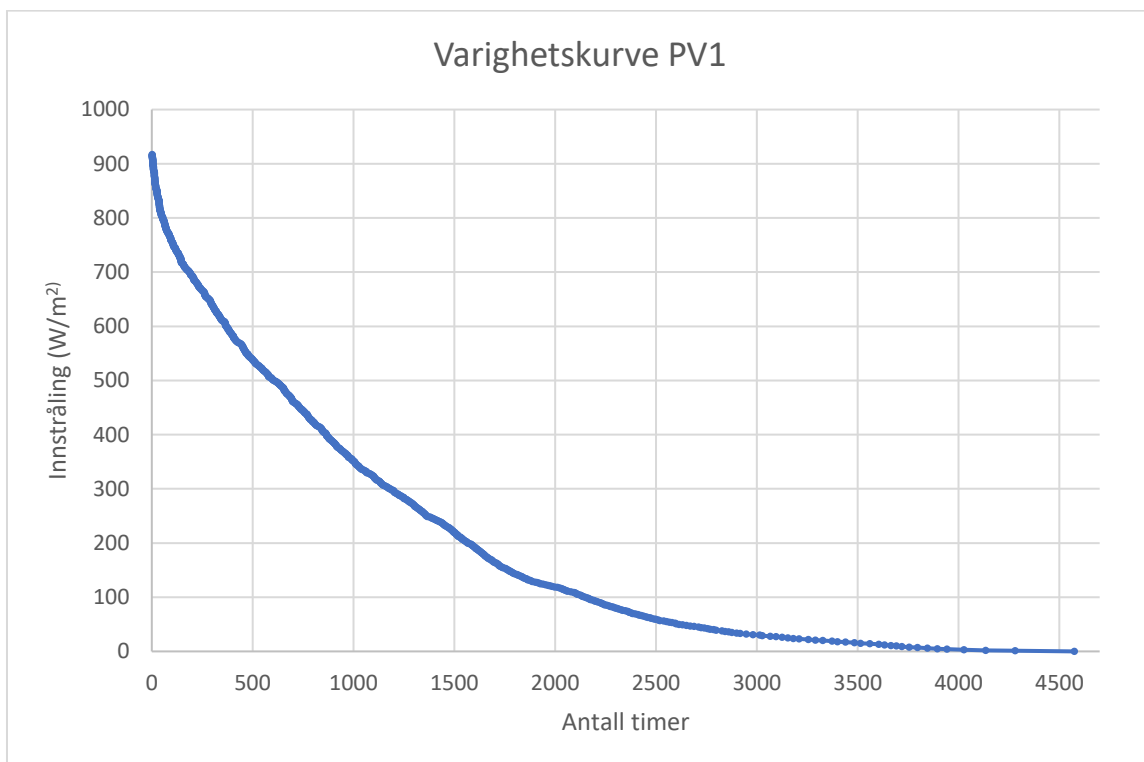
### 6.3.2 Solcellepaneler

Tabell (15) viser beregninger for forventet produksjon av elektrisk energi for solcelleanlegget PV1. Total elektrisk energi man kan forvente å generere med PV1 er 1550 kWh hvert år.

**Tabell 15:** Beregnet energiproduksjon fra solcelleanlegg PV1 på husets sydlige veggflate.

Måned	GlobEff (kWh/m <sup>2</sup> )	Totalt innstrålt (kWh)	Virkningsgrad	Elektrisk energi produsert (kWh)
Januar	20	280	0,15	42
Februar	35	490	0,15	74
Mars	84	1176	0,15	176
April	92	1288	0,15	193
Mai	94	1316	0,15	197
Juni	85	1190	0,15	179
Juli	82	1148	0,15	172
August	87	1218	0,15	183
September	79	1106	0,15	166
Oktober	49	686	0,15	103
November	20	280	0,15	42
Desember	11	154	0,15	23
<b>Totalt</b>	<b>738</b>	<b>10332</b>	<b>0,15</b>	<b>1550</b>

Figur (36) viser varighetskurven for innstråling på PV1. Det er tydelig at man kan forvente mindre innstråling på PV1 enn på solfangerne.



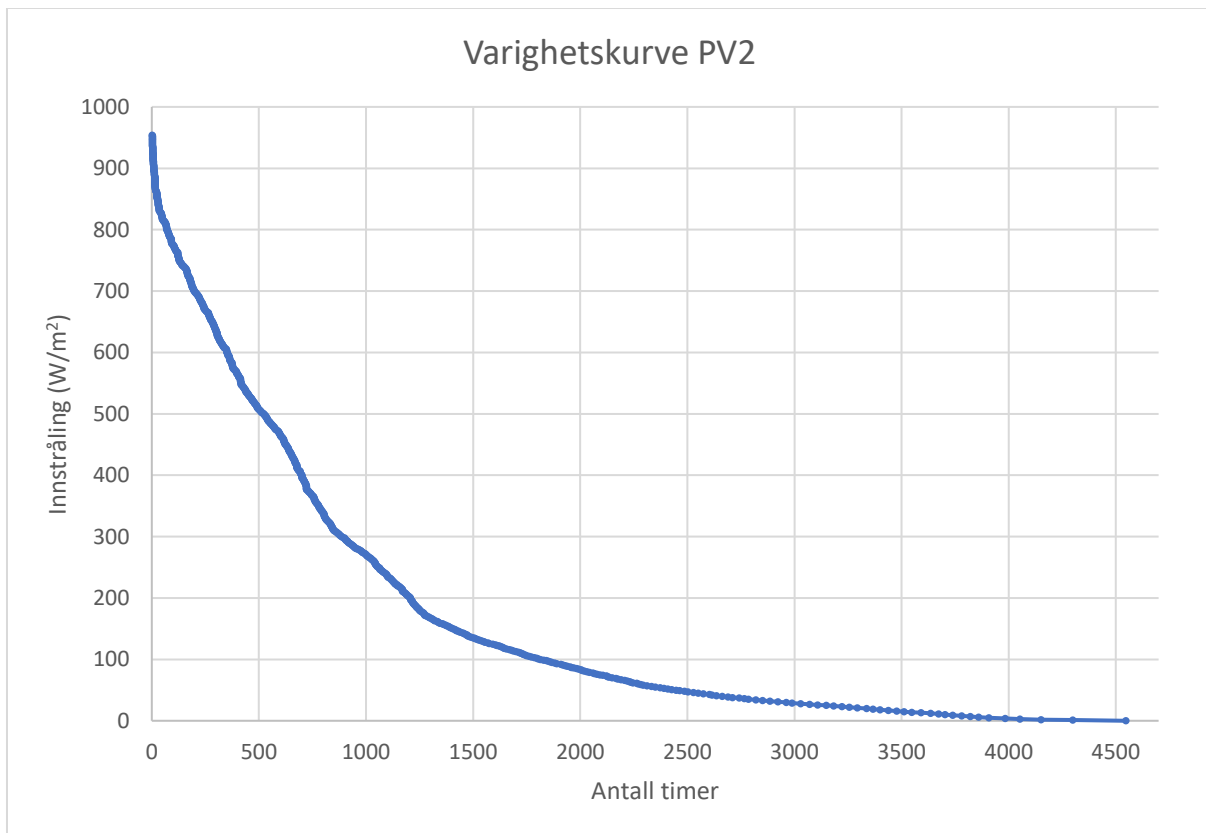
**Figur 36:** Varighetskurve for innstråling på PV1. Basert på innstrålingsdata fra simulering i PVsyst.

Tabell (16) viser tilsvarende beregninger for solcelleanlegget PV2. Total elektrisk energi man kan forvente å generere med PV2 er 890 kWh hvert år.

**Tabell 16:** Beregnet energiproduksjon fra solcelleanlegg PV2 på husets østlige veggflate.

Måned	GlobEff (kWh/m <sup>2</sup> )	Totalt innstrålt (kWh)	Virkningsgrad	Elektrisk energi produsert (kWh)
Januar	10	85	0,15	13
Februar	21	179	0,15	27
Mars	56	476	0,15	71
April	82	697	0,15	105
Mai	109	927	0,15	139
Juni	114	969	0,15	145
Juli	115	978	0,15	147
August	77	655	0,15	98
September	67	570	0,15	85
Oktober	34	289	0,15	43
November	8	68	0,15	10
Desember	5	43	0,15	6
<b>Totalt</b>	<b>698</b>	<b>5933</b>	<b>0,15</b>	<b>890</b>

Figur (37) viser varighetskurven for innstråling på PV1. Det er tydelig at man kan forvente mindre innstråling på PV2 enn på solfangerne.



**Figur 37:** Varighetskurve for innstråling på PV2. Basert på innstrålingsdata fra simulering i PVsyst.

Total elektrisitetsproduksjon av PV1 og PV2 er vist i tabell (17). Ved å installere både PV1 og PV2 kan man forvente en årlig elektrisitetsproduksjon på omtrent 2400 kWh.

**Tabell 17:** Total elektrisk energi produsert av PV1 og PV2.

<b>Måned</b>	<b>Produsert PV1 (kWh)</b>	<b>Produsert PV2 (kWh)</b>	<b>Produsert totalt (kWh)</b>
Januar	42	13	55
Februar	74	27	100
Mars	176	71	248
April	193	105	298
Mai	197	139	336
Juni	179	145	324
Juli	172	147	319
August	183	98	281
September	166	85	251
Oktober	103	43	146
November	42	10	52
Desember	23	6	29
<b>Totalt</b>	<b>1550</b>	<b>890</b>	<b>2440</b>

## 6.4 SESONGLAGRING

### 6.4.1 Energifordeling

På sommeren vil det typisk være produksjon og lagring av varme, på høsten og våren vil det typisk være blandet mellom produksjon, forbruk og lagring, og på vinteren vil det typisk være produksjon og forbruk.

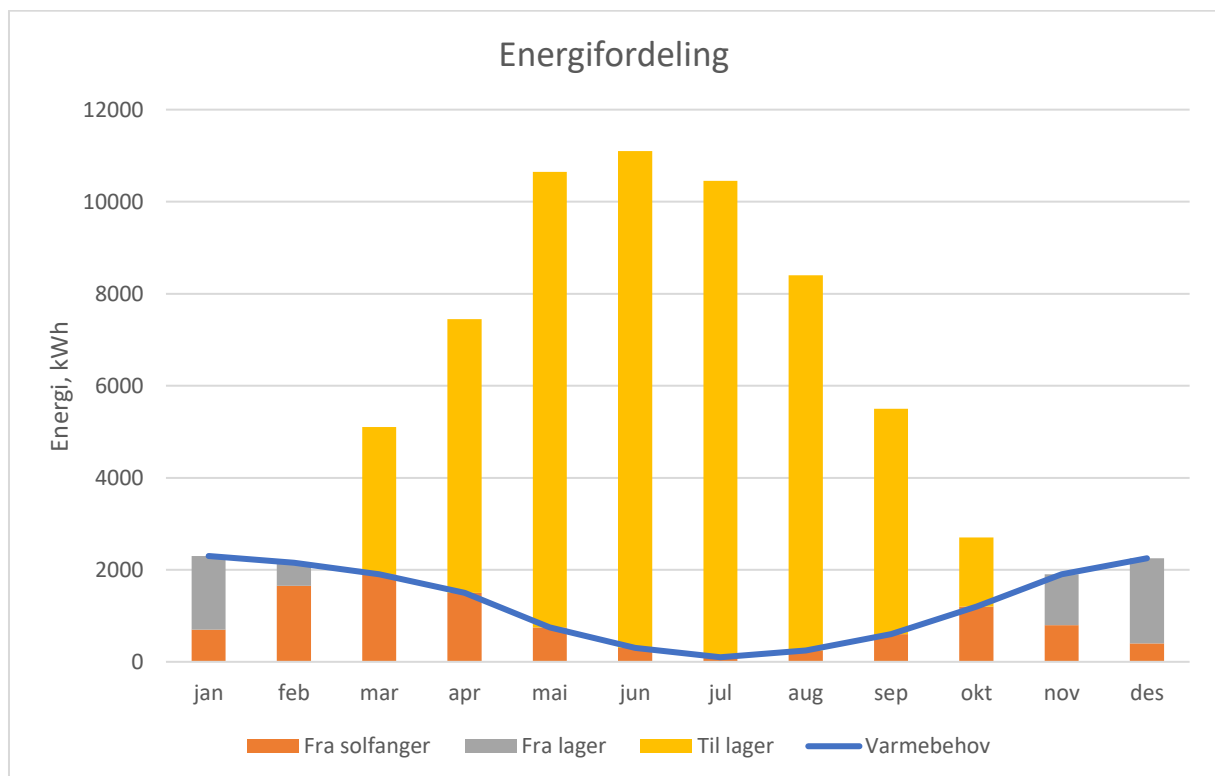
I de varme månedene er det typisk ikke nødvendig å hente ut energi fra brønnen for boligoppvarming. I høst- og vårmånedene kan det være behov for å hente noe energi fra brønnen. På vinteren må store deler av energien hentes fra brønnen.

Systemet er designet for å være fleksibelt. Noe av varmeenergien som trengs i gulvvarmeanlegget kan hentes direkte fra solfangeranlegget, uten å måtte være innom brønnen. Varmeenergien som ikke utnyttes direkte i gulvvarmeanlegget leveres til brønnen, hvor den lagres til forbruk i de situasjonene hvor solfangeranlegget ikke kan levere nok varmeenergi til gulvvarmeanlegget.

Energifordelingen over året er vist i tabell (18), og i figur (38). En grundigere forklaring til energifordeling, både tabell og graf, finnes i diskusjonsdelen.

**Tabell 18:** Energifordelingen mellom produksjon, lagring og forbruk over året.

Måned	Oppvarmingsbehov (kWh)	$Q_{vann}$ (kWh)	Fra solfanger (kWh)	Fra lager (kWh)	Til lager (kWh)
Januar	2300	700	700	1600	0
Februar	2150	1650	1650	500	0
Mars	1900	5100	1900	0	3200
April	1500	7450	1500	0	5950
Mai	750	10650	750	0	9900
Juni	300	11100	300	0	10800
Juli	100	10450	100	0	10350
August	250	8400	250	0	8150
September	600	5500	600	0	4900
Oktober	1200	2700	1200	0	1500
November	1900	800	800	1100	0
Desember	2250	400	400	1850	0
<b>Totalt</b>	<b>15200</b>	<b>64900</b>	<b>10150</b>	<b>5050</b>	<b>54750</b>



**Figur 38:** Energifordelingen mellom produksjon, lagring og forbruk over året.

#### 6.4.2 Brønnpark

Det skal hentes ut  $Q_{bolig} = 15200 \text{ kWh}$  fra brønnparken. Med en gjenvinningsgrad på  $G_\eta = \frac{1}{3}$  vil det være nødvendig å lagre  $Q_{brønnpark}$  i brønnparken, som er gitt av

$$Q_{brønnpark} = \frac{Q_{bolig}}{G_\eta} = \frac{15200 \text{ kWh}}{\frac{1}{3}} = 45600 \text{ kWh}$$

Brønnparkens volum består av både leire (senket skrift løs) og rombeporfyr (senket skrift fjell). Brønnparkens aktive overflate er kjent og er  $A_{brønnpark} = 168 \text{ m}^2$ . Da er leirens volum kjent gitt en gjennomsnittsdypde  $d_{løs}$  og man får  $V_{løs} = A_{brønnpark} d_{løs} = 420 \text{ m}^3$ . Verdier for varmekapasiteter for henholdsvis leire og rombeporfyr er hentet fra tabell (4) og tabell (5). Med  $\Delta T = 15K$  kan nødvendig aktiv fjelldypde beregnes med

$$d_{fjell} = \frac{\left( \frac{Q_{brønnpark}}{\Delta T} - V_{løs} c_{pv,løs} \right)}{c_{pv,fjell} A_{brønnpark}} = 22,9m$$

Med en leiredypde  $d_{løs} = 2,5m$  og en rombeporfyr dypde  $d_{fjell} = 22,9m$  fås total brønndypde

$$d_{brønn} = 25,4m \approx 25m$$

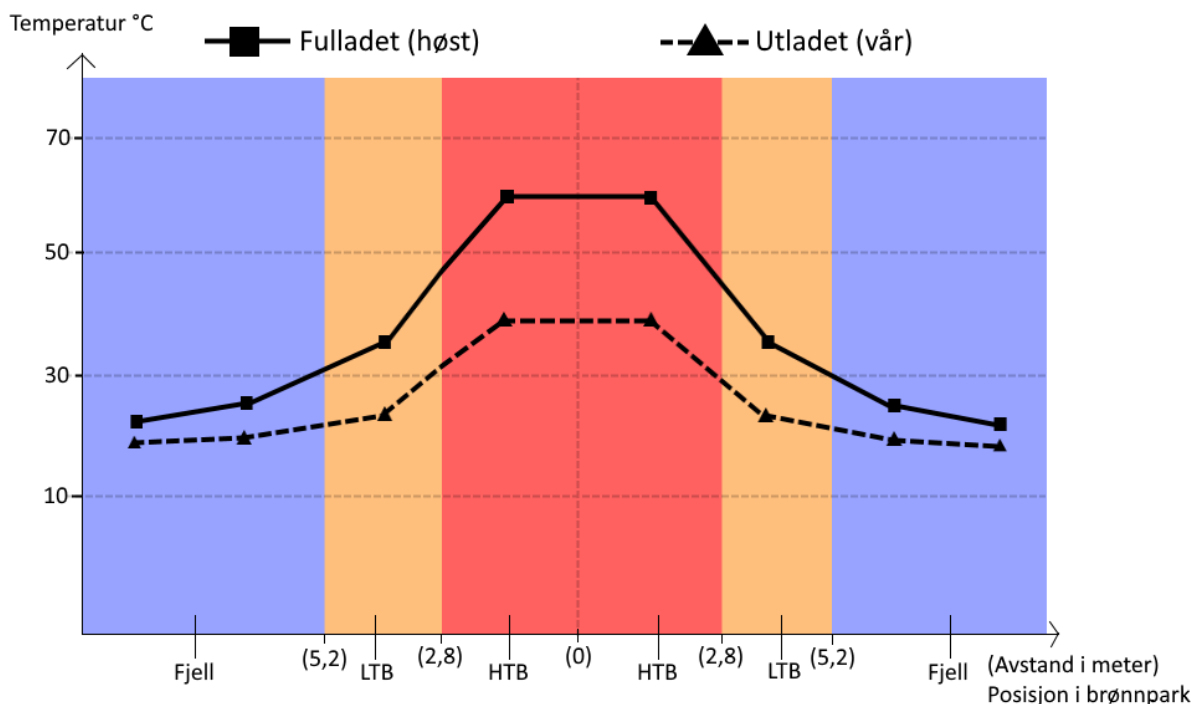
Brønnparkens dimensjoner er listet i tabell (19).

**Tabell 19:** Ulike dimensjoner for soner HTB, LTB og brønnparken totalt.

	HTB	LTB	Brønnpark
Bredde (m)	5	10,5	10,5
Lengde (m)	10,5	16	16
Dybde (m)	25	25	25
Overflateareal (m <sup>2</sup> )	52,5	116	168
Volum leire (m <sup>3</sup> )	130	290	420
Volum rombeporfyr (m <sup>3</sup> )	1170	2600	3780
Volum totalt (m <sup>3</sup> )	1300	2900	4200
Volum energibærer (l)	6280	12560	18840

Temperaturvariasjonen  $\Delta T = 15K$  vil være en gjennomsnittlig verdi av temperaturendringen i parken over året. I realiteten kan det hende at temperaturforskjellen mellom fulladet og utladet tilstand er større i HTB enn i LTB, men dette vil avhenge av hvordan energisystemet brukes. Hvis solfangerne alltid varmer vann opp til temperaturen til HTB, og gulvvarmeanlegget alltid henter varme fra LTB, kan temperaturendringene i HTB over året være små. Leverer solfangerne varme mest til LTB, og varme hentes fra HTB til gulvvarmeanlegget, kan temperaturendringene i HTB være store.

En mulig temperaturvariasjon over året er vist i figur (39).



**Figur 39:** Sesongvariasjon av temperatur i de ulike sonene i brønnparken. Heltrukken linje med firkantpunkter forklarer temperaturen i brønnparken i fulladet tilstand, en gang på høsten. Stiplet linje med trekantpunkter forklarer temperaturen i brønnparken i utladet tilstand, en gang på våren. Temperaturene er estimerer og ikke resultater av beregninger. Snittet er sett fra kortsiden av brønnparken. Basert på tegning av Bachmann, E. og Bakke, S. (2017)

#### 6.4.2.1 Oppstartstid

Berggrunnen initialtemperatur  $T_{f0}$  vil være omtrent 7°C fra kapittel 3.5.2. Antas det at HTB holder 60°C og at LTB holder 40°C i fulladet tilstand, er energien som kreves for å nå stabil drift  $Q_{oppstart} = 117000 \text{ kWh}$ . Beregninger vist i tabell (20).

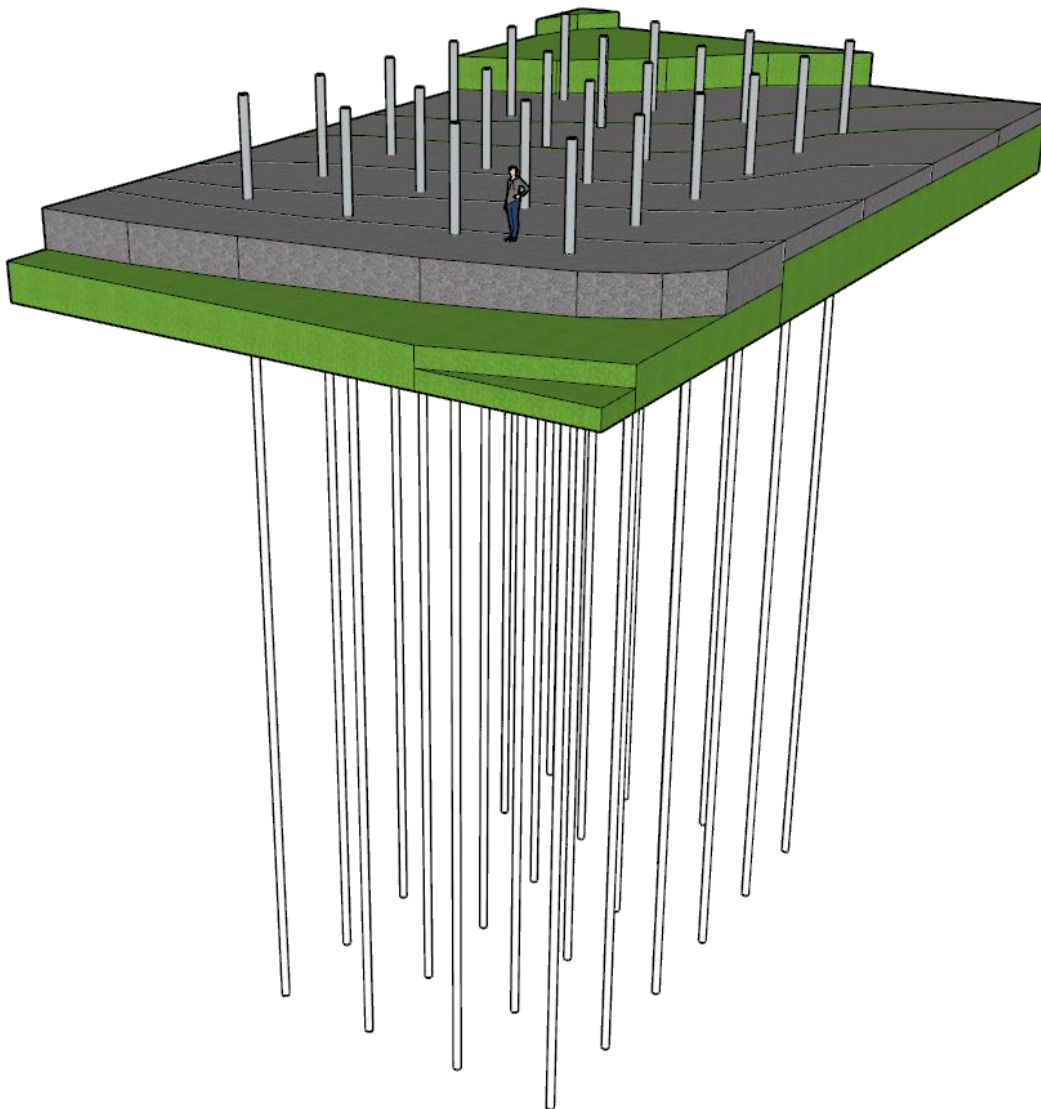
**Tabell 20:** Beregninger av nødvendig tilført energi for å heve temperaturen til driftstilstand. Varmekapasitet er hentet fra tabell (4) og tabell (5) og regnet ut for volumene gitt i tabell (19).

Volum	$\Delta T$ , K	Varmekapasitet, (kWh/K)	$Q_{oppstart}$ , (kWh)
LTB, løs	33	267	8800
LTB, fjell	33	1794	59200
HTB, løs	53	120	6340
HTB, fjell	53	807	42790
<b>Totalt</b>	<b>39</b>	<b>2988</b>	<b>117130</b>

Total varme levert fra solfangere i løpet av året ble i tabell (14) beregnet til  $Q_{vann,tot} = 64900 \text{ kWh}$ .  
Får da oppstartstid

$$t_{oppstart} = \frac{117130 \text{ kWh}}{64900 \frac{\text{kWh}}{\text{år}}} = 1,8 \text{ år}$$

En modell av brønnparken med brønner av full dybde  $d_{brønn} = 25 \text{ m}$  er vist i figur (40).

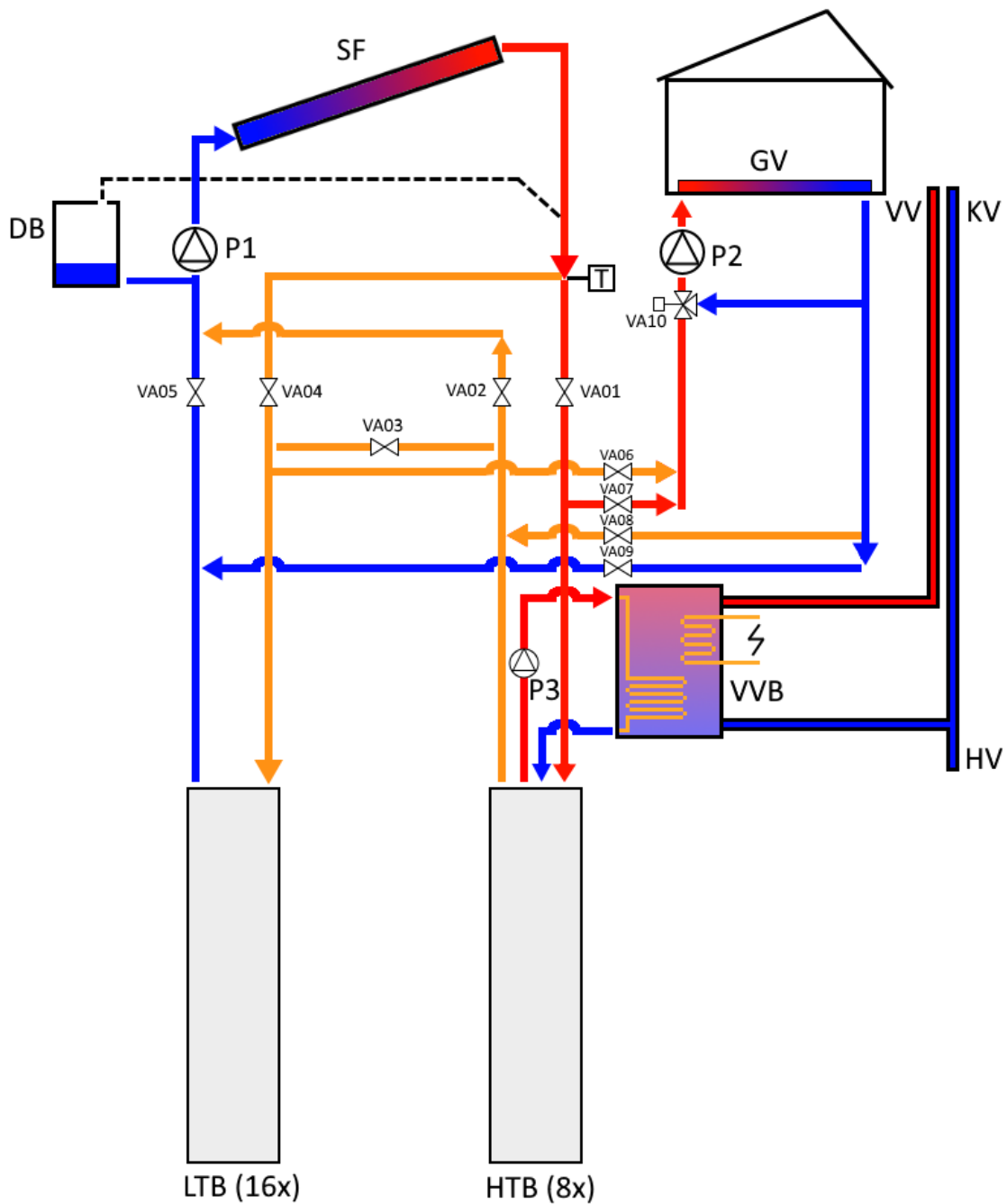


**Figur 40:** En modell av brønnparken. Brønnene er 25 m dype, og er i figuren videreført 2,5 m opp over bakkenivå. I figuren er brønnene forenklet til sylindere; i praksis vil mesteparten av det strukturelle over bakkenivå være flens og bjelker/vinkeljern.

## 6.5 SYSTEMDESIGN

### 6.5.1 Oversikt

Et forslag til et energisystem for solfanger-brønnpark-forbruk-systemet er vist i figur (41).



Figur 41: Flytdiagram for det foreslåtte energisystemet.



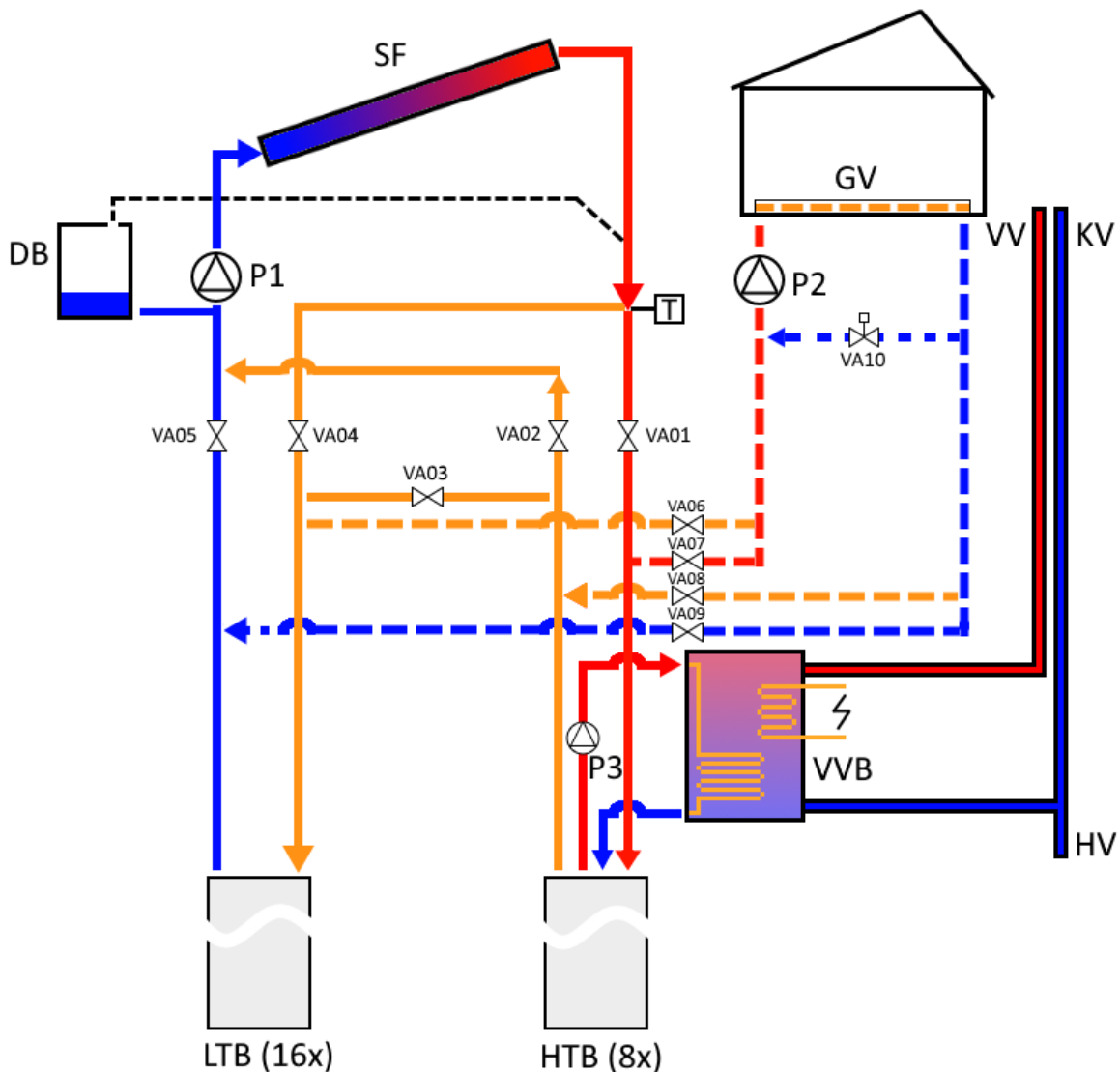
Systemskissen i figur (41) inkluderer alle komponenter tilknyttet produksjon, lagring, og forbruk av varme. Denne figuren viser alle deler av systemet i drift. Solfangerne på taket produserer termisk energi, termisk energi lagres i og hentes ifra brønnsystemet, og forbrukes i gulvvarmesystemet og i varmtvannsberederen. I denne figuren og i framtidige systemfigurer representeres lavtemperaturbrønner LTB og høytemperaturbrønner HTB som én enhet. I det faktiske systemet består LTB av 16 brønner koblet i parallell med hverandre, og HTB består av 8 brønner koblet i parallell med hverandre. Heltrukne linjer betyr vannføring, mens fargede stiplede linjer betyr stillestående vann. Stiplede sorte linjer betyr at røret er fylt av luft. De ulike komponentene i figur (41) forklares i tabell (21).

**Tabell 21:** Beskrivelse av de ulike komponentene i energisystemet vist i figur (41).

Komponent	Beskrivelse
P1	Pumpe som driver kjølig vann opp til solfanger, hvor vannet varmes opp og føres ned mot LTB/HTB avhengig av temperatur. Driver produksjonskretsløpet.
P2	Pumpe som driver varmt vann gjennom gulvvarmesystemet GV. Driver oppvarmingsdelen av forbrukskretsløpet.
P3	Pumpe som driver vann gjennom forvarmer VVB. Driver oppvarming av forbruksvann-delen av forbrukskretsløpet.
VA01	Pneumatisk sluseventil. Regulerer volumstrøm mellom utgangen av solfanger og tilførsels-samleskinne til HTB
VA02	Pneumatisk sluseventil. Regulerer volumstrøm mellom utløpssamleskinne fra HTB og P1
VA03	Pneumatisk sluseventil. Regulerer volumstrøm mellom utløpssamleskinne fra HTB til tilførsels-samleskinne til LTB
VA04	Pneumatisk sluseventil. Regulerer volumstrøm mellom utgangen av solfanger og tilførsels-samleskinne til LTB
VA05	Pneumatisk sluseventil. Regulerer volumstrøm mellom utløpssamleskinne fra LTB til P1
VA06	Pneumatisk sluseventil. Regulerer volumstrøm mellom tilførselssamleskinne til LTB og tilførsel til gulvvarmeanlegg via P2
VA07	Pneumatisk sluseventil. Regulerer volumstrøm mellom tilførselssamleskinne til HTB og tilførsel til gulvvarmeanlegg via P2
VA08	Pneumatisk sluseventil. Regulerer volumstrøm mellom utløp av gulvvarmeanlegg og utløps-samleskinne til HTB
VA09	Pneumatisk sluseventil. Regulerer volumstrøm mellom utløp av gulvvarmeanlegg og utløps-samleskinne til LTB
VA10	Shuntventil. Kan blande returvann fra GV inn med turvannet til GV for å redusere temperaturen
VVB	Varmtvannsbereder for forbruksvann. Høytemperert vann fra HTB drives gjennom en varmeveksler i varmtvannsberederen, og forvarmer forbruksvann så høyt det kan. På høyre side av tanken kan man se en elektrisk oppvarmingsløyfe. Denne varmer forbruksvannet videre fra 50°C til 70°C. VVB er alltid koblet inn, da det alltid er behov for varmt forbruksvann.
HTB	Høytemperaturbrønn. I figuren representerer én brønn alle de åtte faktiske brønnene. De åtte brønnene er koblet i parallell via en samleskinne (se figur 47)
LTB	Lavtemperaturbrønn. I figuren representerer én brønn alle de 16 faktiske brønnene. De 16 brønnene er koblet i parallell via en samleskinne (se figur 47)
DB	Drainbacktank, eller dreneringstank
GV	Gulvvarme-anlegg. I praksis kan det tenkes at det faktiske gulvvarme-anlegget i huset vil være flere sløyfer med korte varmeoverføringsrør og vendt retur som vist i figur (x). Med ønske om individuell kontroll av temperatur i f. eks stue/kjøkken, badrom og soverom trengs minimum tre gulvvarmesløyfer.
HV	Hovedvanntilførsel. Føres til kaldtvannslinje i huset for forbruk, og til VVB for oppvarming
KV	Forbrukskaldtvann inn i huset
VV	Forbruksvarmtvann inn i huset
SF	Solfangeranlegg
T	Temperatursensor. Måler temperatur på vannet ut av solfanger så det kan føres til riktig sted

### 6.5.2 Driftssituasjon 1 – Høy solinnstråling, ingen fyring

I driftssituasjon 1, når solinnstrålingen er høy og fyringsbehovet er null, vil solfangeren og brønnene være et lukket kretsløp for produksjon og lagring av varme.



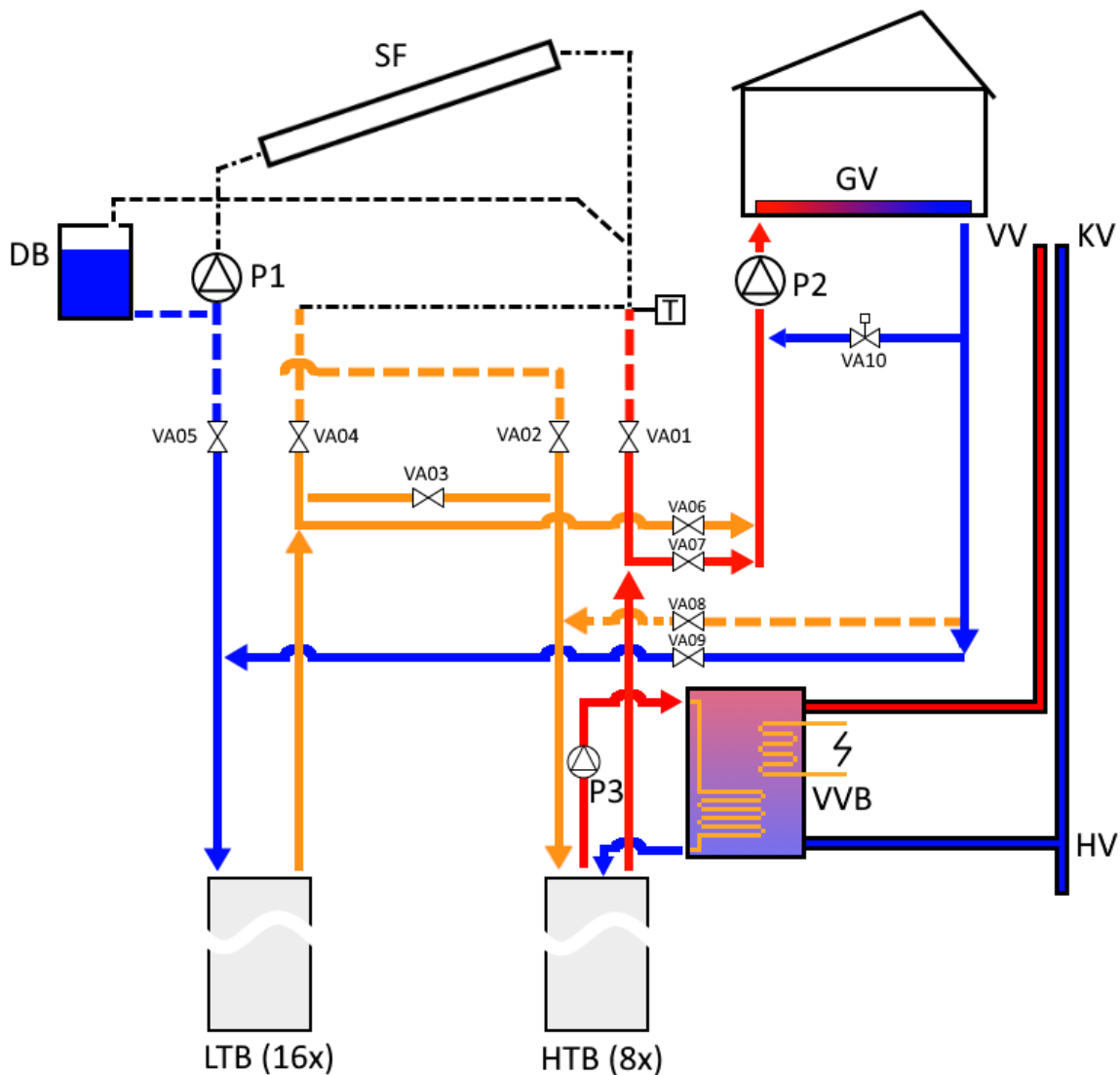
**Figur 42:** Flytdiagram for driftssituasjon 1. Gulvvarmeanlegget er stengt ut med ventiler. De fargede stiplede linjene viser stillestående vann, her i gulvvarmesløyfen.

Figur (42) viser strømnings i systemet når anlegget kjøres med ren produksjon og lagring av solvarme. Det er ingen fyring av gulvvarme. For et bygg som forsøksboligen vil dette være en typisk driftssituasjon på dagtid i varme måneder juni-august. Oppvarmet vann fra solfangeren kan pumpes ned i enten HTB eller LTB avhengig av vannets temperatur. Er vannet høytemperert, med temperatur over temperaturen til HTB (50°C), kan det pumpes ned i indre ring. Er vannet lavtemperert, med temperatur mellom temperaturen til HTB og temperaturen til LTB, kan vannet pumpes ned i ytre ring. Temperaturen kan føles med sensor i knutepunkt direkte over VA01, og ventiler VA04 og VA01 kan åpnes eller stenges for å styre volumstrømmen til riktig brønn.

Denne driftstilstanden er brukt for å dimensjonere pumpe P1, da denne situasjonen vil kunne kreve høyest volumstrøm gjennom anleggets rørsystem, som betyr høyest friksjonstap og maksimal pumpeeffekt er nødvendig.

### 6.5.3 Driftssituasjon 2 – Ingen solinnstråling, høy fyring

I driftssituasjon 2, når solinnstrålingen er null og fyringsbehovet er høyt, vil gulvvarmeanlegget og brønnene være et lukket kretsløp for forbruk av varme.



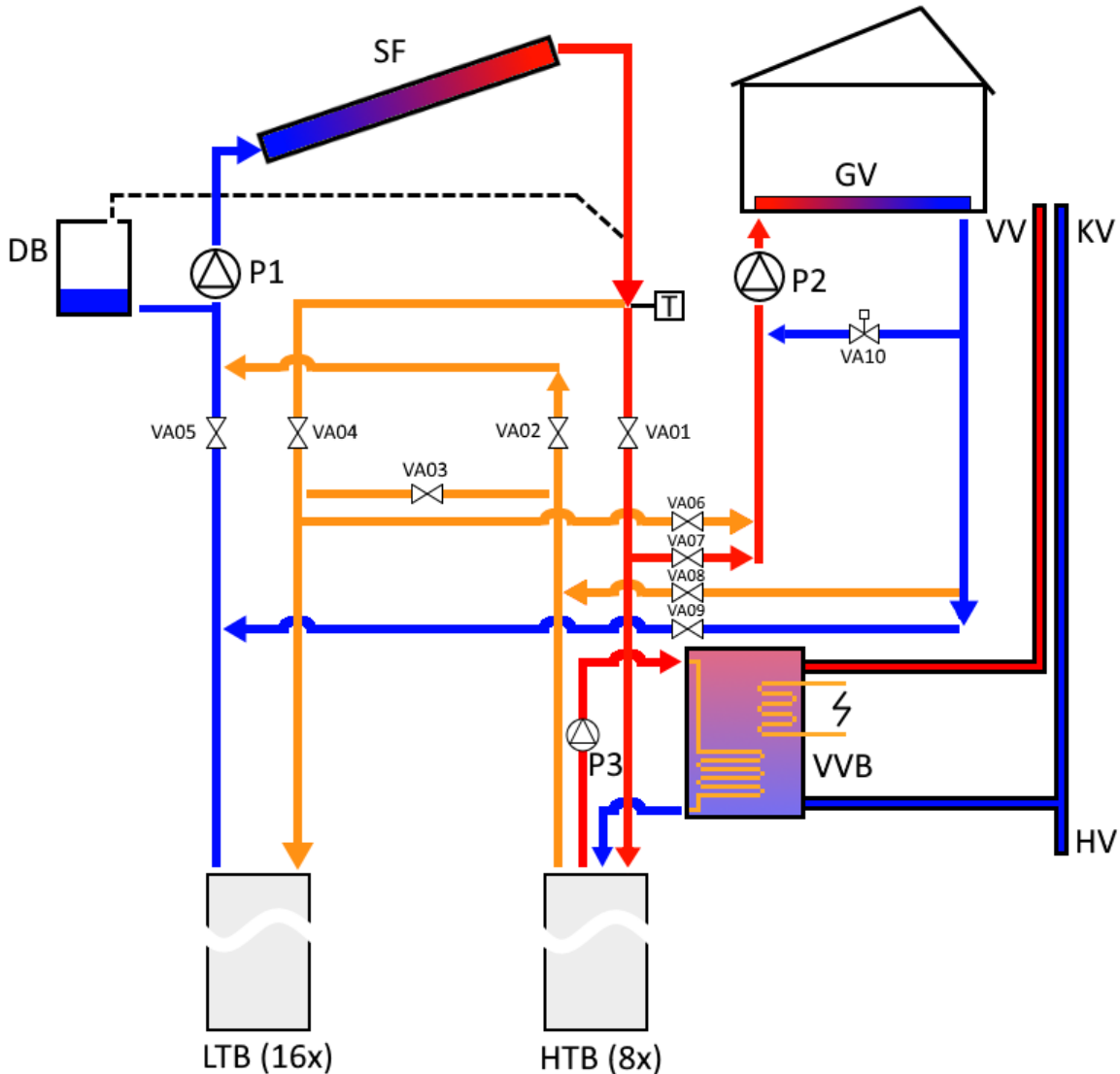
**Figur 43:** Flytdiagram for driftssituasjon 2. Solfangeranlegget er koblet ut ved at P1 er skrudd av. Vannvolumer over vannspeilet har rent ned og lagres i DB. De sorte stiplede linjene viser rør uten vann. Her er dette rør til, fra og i solfangerne, samt lufferør for DB. Oransje horisontal stiplede linje viser utkoblet rør med statisk vann.

Figur (43) viser strømminger i systemet når kun fyringssystemet kjøres. Solfangeranlegget er koblet ut og vannvolumet i dette er lagret i dreneringstank DB. Drivende pumpe i systemet er nå P2. Varmt vann kan hentes fra både HTB og LTB, avhengig av hvilken temperatur man ønsker på turvannet til gulvvarmeanlegget. Vannet føres gjennom husets gulvvarmesløyfer og avgir varme. Returvannet kan forventes å ligge på omtrent 20-22°C og pumpes ned i LTB.

Denne driftstilstanden vil brukes til å dimensjonere P2, da denne situasjonen vil kreve høyest volumstrøm som denne pumpen må drive.

#### 6.5.4 Driftssituasjon 3 og 4 – Både solinnstråling og firing

I driftssituasjon 3 og 4, når det både produseres, lagres og forbrukes varme, vil alle segmenter av systemet være koblet inn.

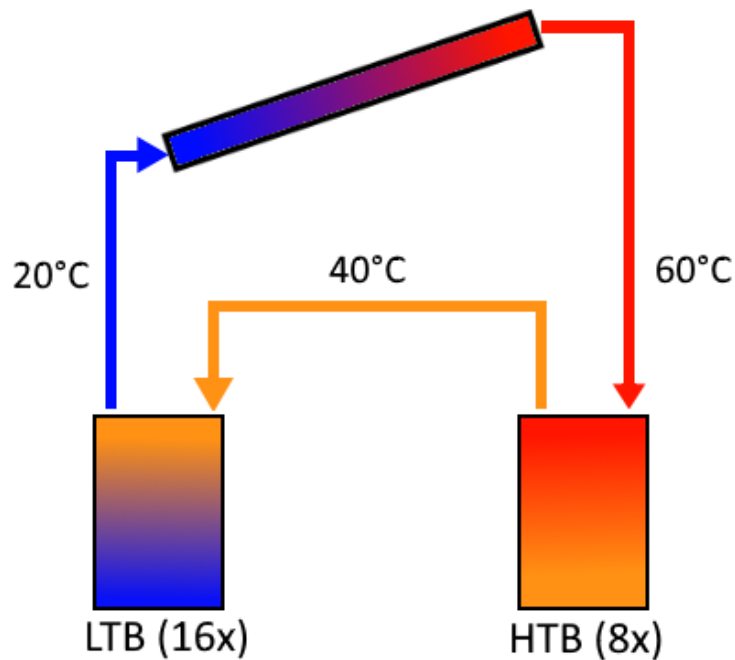


**Figur 44:** Flytdiagram for driftssituasjon 3 og 4. Alle elementer er koblet inn, og systemets fleksibilitet vises for fullt.

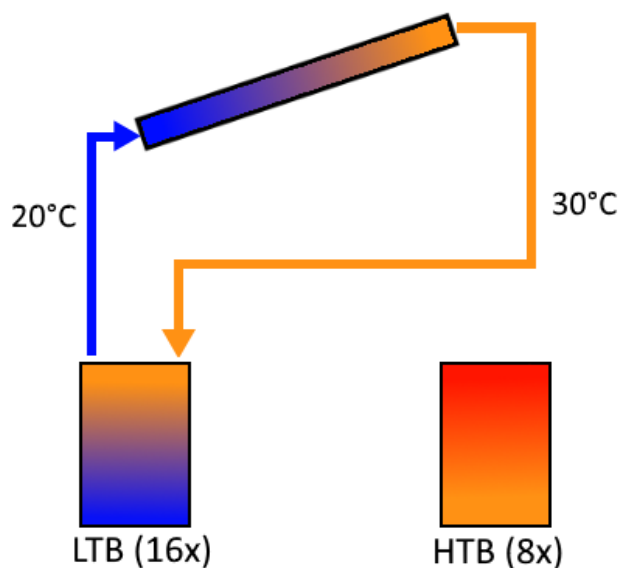
Figur (44) viser driftssituasjon 3 og 4, når alle systemene er i gang. En klar vinterdag kan det tenkes at en andel oppvarmet vann føres direkte fra solfanger til gulvvarme, mens en andel føres ned i HTB. Returvannet fra gulvvarme kan enten pumpes direkte til solfanger eller lagres i LTB, avhengig av temperaturforhold. Er det en kjølig høst- eller vårmorgen, kan det tenkes at vann fra solfanger holder  $T_o < T_{HTB}$  og vannet føres i LTB, mens vann fra HTB pumpes til gulvvarme og blir blandet med innshuntet returvann fra gulvvarme. Systemet kan også kjøres så gulvvarme driftes av LTB, mens solfanger varmer opp HTB alene ved at vann føres gjennom VA01, VA02, og P1.

### 6.5.5 Flexibilitet i systemet

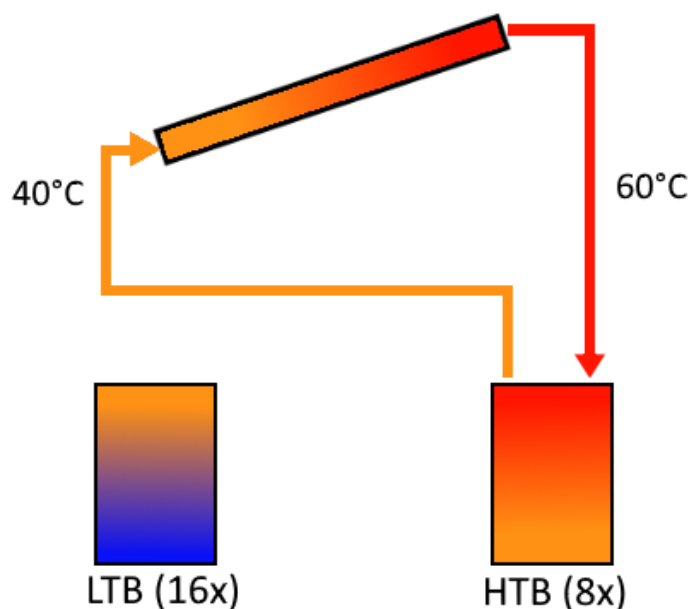
Systemløsningen muliggjør fleksibel styring av vannstrømmene. Vann kan hentes fra og leveres til de ulikt tempererte brønnene som systemet selv ønsker, som åpner for effektiv drift i ulike innstrålingsscenarier. Figurer (45), (46) og (47) viser hvordan fleksibiliteten kan utnyttes.



**Figur 45:** Vannets kretsløp ved høy innstråling. Typisk på sommeren når man kan ha en høy solfangertemperatur uten at de termiske tapene fra solfangeren blir for store. Høytemperert vann fra solfanger sendes til toppen av HTB. Kjøligere vann fra bunnen av HTB hentes opp og sendes til toppen av LTB. Det kjøligste vannet i systemet hentes fra bunnen av LTB og sendes til solfangeren for oppvarming.



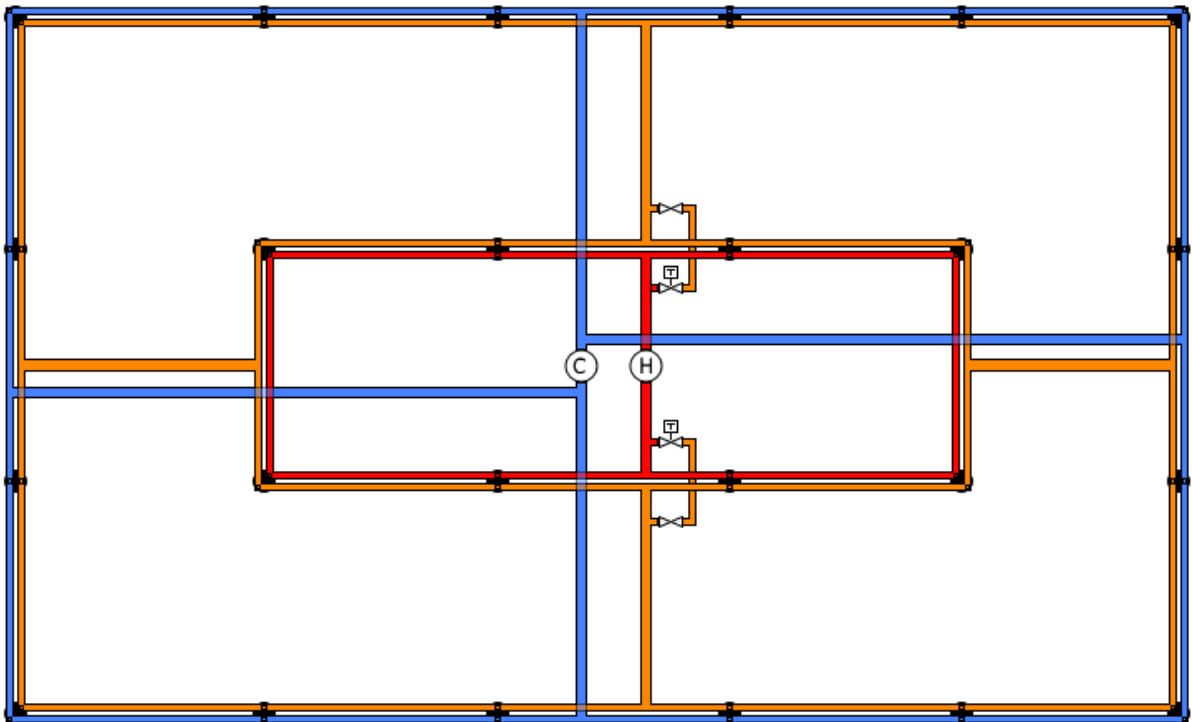
**Figur 46:** Vannets kretsløp ved lavere innstråling. Typisk på morgen og kveld når solinnstråling og utetemperaturer gjør det lite hensiktsmessig å varme vannet opp til HTB-temperaturer, men det fortsatt er mulighet for produksjon. Vann hentes fra og leveres til LTB og man får en oppvarming av LTB-sonen. Dette gir opphav til noe større konduksjonstap fra brønnenparken grunnet økt temperaturgradient mot omkringliggende berg, men den økte energimengden man får lagret i LTB som følge av en høyere temperatur vil være langt større enn tapene.



**Figur 47:** Vannets kretsløp ved moderat innstråling. I denne situasjonen hentes vann fra HTB og leveres til LTB. Dette forløpet kan brukes når det er ønskelig å heve temperaturen i HTB, f. eks. temperaturen der har falt under 45°C og det er ønskelig å la HTB ligge på omtrent 50°C. HTB leverer blant annet varme til forvarming av forbruksvann og det elektrisitetsbesparende å la HTB ligge på temperaturer nærmere 75°C.

### 6.5.6 Brønnparkens ringdesign

For å minimere konduksjonstap, jamfør formel (1), er det ønskelig å plassere de høyest tempererte brønnene i sentrum av brønnparken, med gradvis kjøligere brønner utover langs radien fra brønnparkens sentrum. I en rektangulær brønnpark med 24 brønner, hvor langsiden består av 6 brønner og kortsiden av 4 brønner, er det naturlig å dele inn i to typer brønn; høytempererte brønner (HTB) og lavtempererte brønner (LTB). For en 6 x 4 brønnpark vil dette være en sentral ring av 8 høytempererte brønner og en periferiring av 16 lavtempererte brønner. En skisse av brønnparkens rørforløp er vist i figur (47).



**Figur 47:** brønnsystem med ringer, sett ovenfra. Varmt vann fra solfanger kommer i tilførselsrør merket H, og spres til den indre ring (rød) via to rør. Tilførselsrør i kollektor i de indre 8 brønnene kobles til felles indre tilførselsring (rød). Lavere temperert vann hentes ut av de indre 8 brønnene og fordeles i indre utløpsring (oransje). Fra indre utløpsring (oransje) føres det middeltempererte vannet til ytre tilførselsring (oransje). Her føres middeltemperert vann ned i tilførselsrør i de 16 ytre brønnene. Kaldt vann fra de 16 ytre brønnene hentes opp og samles i ytre utløpsring (blå). Fra ytre utløpsring (blå) føres det kalde vannet gjennom fire rør inn til det sentrale kaldtvannbærende røret merket med C. I tilfelle vannet fra solfanger ikke holder høy nok temperatur til å føres til HTB, styres det til tilførsel til LTB ved hjelp av temperaturregulerte ventiler.

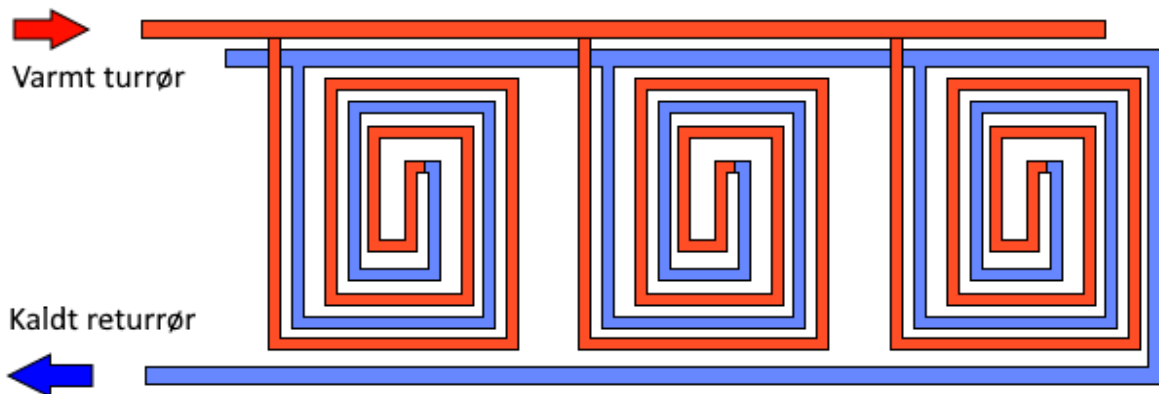
De høytempererte brønnene HTB kan sies å være ansvarlige for oppvarming av berggrunn som ligger innenfor en 1,4 m radius fra brønnens sentrum. Ved en avstand mellom brønnenes sentrum på 2,8 m gir dette HTB-sonen et tverrsnitt gjennom berggrunnen på omtrent  $11 \text{ m} \times 5,5 \text{ m} = 61 \text{ m}^2$ . På samme vis vil LTB være ansvarlig for oppvarming av berggrunn 1,4 m radielt inn mot HTB og en antatt avstand 1 m radielt ut fra LTB, hvor radius ut av brønnparken er antatt lavere enn inn grunnet konduksjonstap. Dette gir et tverrsnitt på  $(16 \text{ m} \times 10,5 \text{ m}) - 61 \text{ m}^2 = 107 \text{ m}^2$ .

### 6.5.7 Gulvvarmeanlegg

Det er valgt å bruke gulvvarme for oppvarming i boligen. Gulvvarme har flere fordeler framfor radiatorer som gjør det til en god metode for oppvarming i forsøkshuset.

- Gulvvarme trenger ikke like høy temperatur på energibæreren som radiatorer for å ha god varmeoverføring. Gulvvarme fungerer over store overflater, mens radiatorer må varme opp små overflater til høy temperatur for å avgi mye varme. Dette gjør at vann fra både HTB og LTB kan brukes til romoppvarming.
- Lavere strømningshastigheter gir lavere friksjonstap i anlegget, som gir lavere behov for pumpeeffekt.
- Gulvvarme oppleves som jevnere og mer behagelig oppvarming enn radiator. Gulvvarme gir beboeren inntrykk av høyere romtemperatur enn hva den faktisk er.

For å minimere friksjonstap i gulvvarmesystemet kan det benyttes vendt retur. I et slikt oppsett er alle sløyfer like lange, som gir likt trykkfall i alle sløyfer og dermed hydraulisk balanse i anlegget, gitt at volumstrømmen gjennom hver gren er lik.



**Figur 48:** To-rørs anlegg med vendt retur. Ved parallellkobling av identiske gulvvarmesløyfer blir trykkfallet i hver sløyfe likt. Her vises turvann som rød temperatur helt til sentrum, så blå temperatur helt til retur, noe som i virkeligheten ikke stemmer. I det faktiske systemet vil det være en jevn temperaturgradient gjennom hele rørsløyfen. Hvis turvannet holdet 30°C, kan man forvente 25°C sentralt i sløyfen hvor rød og blå farge møtes, og 20°C på returvannet. I denne figuren er det vist tre sløyfer. I realiteten kan det tenkes at huset vil ha f.eks. fem sløyfer, for å dekke individuelle oppvarmingsbehov i stue, kjøkken, bad, og to soverom.

### 6.5.8 Rør – materialvalg og dimensjoner

Alle transportrør, rør som kun er ment til å transportere vannet rundt, er satt til å være polypropylen (PP). PP er et rimelig plastmateriale som er enkelt å håndtere og som har høyere varmetoleranser enn andre plasttyper som for eksempel polyetylen, PE. Materialet har også høy kjemisk resistivitet mot bakteriell oppblomstring. Ulemper med PP er lav slitestyrke og at det brytes ned av UV-stråling, men med statiske rør og at deres plassering er skygget fra sola vil ikke ulempene være avgjørende i dette tilfellet (British Plastics Federation, 2018). Gulvvarmerørene er PE.

Med en brønnndybde på 25 m antas det at tilførselsrøret i brønnen er 2 m langt og utløpsrøret i brønnen er 24 m langt. Når avstand mellom brønnene er 2,8 m kan man anslå lengden på de ulike rørstykkene tilknyttet væsketransport i ringsystemet. Solfangerrørene er laget av aluminium og har en indre



diameter på 12 mm. Tilførsels- og utløpsrør fra brønnene er satt til å ha en indre diameter 16 mm. Samlestokker til ringene kan velges å være indre diameter 25 mm.

Lengden på rør mellom kjernen og inngang på solfangere, og mellom kjernen og utgang på solfangere, vil avhenge av endelig design av huset, plassering på tomten, utforming av brønnpark og flere andre variabler. Tallene brukt i denne oppgaven er dermed basert på at husets grunnflate dekker hele overflatearealet som spennes av de 24 energipålene, og en høydeforskjell fra husets såle til solfangers høyeste punkt på 6 m.

Basert på antakelser om brønnparkens og vanddistribusjonssystemets størrelser er rørets lengder valgt. Totale lengder og dimensjoner på alle rør er vist i tabell (22).

**Tabell 22:** Totale rørlengder til de ulike rørene brukt i systemet. Lengdene er et estimat og vil kunne variere. Gulvvarmerør vil være summen av fem parallellkoblede sløyfer. Solfangerrør er integrert i solfangerkonstruksjonen og vil kun benyttes til beregning av systemets friksjonstap. Materialer og dimensjoner valgt i samråd med Wilhelm Huus-Hansen.

Rør	Materiale	Diameter (mm)	Lengde (m)
Solfangerrør	Aluminium	12	336
Tur/retur solfangerrør	PP	25	40
Tilførsel/utløp brønn	PP	16	650
Samlestokk, rør med større vannføring	PP	25	160
Gulvvarme	PE	16	500
Brønnstrømpe	EPDM	200	600

### 6.5.9 Dreneringstank

Volumberegninger av systemvæske i rør i solfangeranlegg, fyringsanlegg og brønnpark er vist i tabell (23). Totalt volum ble beregnet til 19,2 m<sup>3</sup>, eller 19200 l. Volumendring av systemvæske mellom temperaturer 7°C og 70°C ble beregnet til å være 0,250 m<sup>3</sup>, eller 250 l. Totalt volum som skal kunne dreneres fra solfangere og deres tur/retur-rør er 0,06 m<sup>3</sup>, eller 60 l. Dette gir et totalt maksimalt nødvendig dreneringstankvolum på 310 l.

**Tabell 23:** Rørstykker og tilhørende volumer.

Rør	Volum (m <sup>3</sup> )	Volum (l)
Solfangerrør	0,04	40
Tur/retur solfangerrør	0,02	20
Tilførsel/utløp brønn	0,13	130
Samlestokk, rør med større vannføring	0,08	80
Gulvvarme	0,10	100
Brønnstrømpe	18,8	18800
<b>Totalt</b>	<b>19,2</b>	<b>19200</b>

Det er usannsynlig at temperaturen til alt vannvolumet i systemet heves til 70°C, når brønnparken i utgangspunktet er ment å brukes som en lavtemperert brønnpark hvor HTB ligger på omtrent 50°C og LTB ligger på omtrent 30°C. Allikevel vil ikke en dreneringstank en høy utgift i systemet, og den kan godt overdimensjoneres noe. Dreneringstanken settes til å være 300 l.

### 6.5.10 Varmtvannsbereder

Basert på forventet antall beboere i huset velges det en akkumulatortank på 300 l. Et alternativ er Høiax Titanium VPM ECO 300, vist i figur (49). Varmtvannsberederen er beregnet for delvis oppvarming av forbruksvann fra én kilde som f. eks solfangere eller varmepumpe, og topping til ønsket temperatur ved bruk av et integrert elektrisk varmeelement. Varmtvannsberederens spiral er beskrevet som større enn normal, som tilsier større overflateareal og da godt egnet for relativt lavtemperert varmeoverføring.



**Figur 49:** Høiax Titanium VPM ECO 300. (Badeeksperten)

## 6.6 STRØMNINGSTEKNIKK

### 6.6.1 Pumpe 1

Den høyeste innstrålingen på solfangerne ble funnet til å være  $1109,5 \text{ W/m}^2$  den 15. juni klokken 13:00. Maksimal innstråling ble hentet fra simulering gjort i PVsyst. Ved å bruke resultater fra simuleringen i PVsyst vil også områdespesifikke faktorer som IAM og skygging tas hensyn til. Ingen lokale værstasjoner hadde innstrålingsdata. Med formel (6) og formel (26) ble nødvendig massestrøm funnet til å være  $\dot{m} = 0,663 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$ . Antar at den minimale temperaturøkningen som kreves over solfangeren er  $\Delta T = 20 \text{ K}$ . Antar at vannet til solfanger holder temperatur  $T_i = 30^\circ \text{ C}$  og at vannet ut av solfanger da holder  $T_u = 50^\circ \text{ C}$ . De beregnede friksjonstapene er vist i tabell (D.1) i vedlegg D.

Totale friksjonstap i de vannførende rørene under maksimal forventet volumstrøm er beregnet til å være  $p_f = 97700 \text{ Pa}$  eller  $h_f = 10,03 \text{ mvs}$ . Tap knyttet til rørforbindelser og bøyninger i rørforløpet, som beskrevet av formel (15), er ignorert. Disse tapene er minimale sammenliknet med friksjonstap, som ses tydelig ved å sammenlikne formel (10) og formel (15), når  $k_r$  kan antas å være lik 1.

Statisk tapshøyde er avhengig av høyden mellom pumpe og vannforløpets høyeste punkt. Det antas at statisk tapshøyde  $h_{statisk} = 6 \text{ m}$ . Får da total tapshøyde  $h_{tot} = h_f + h_{statisk} = 16,03 \text{ mvs}$ .

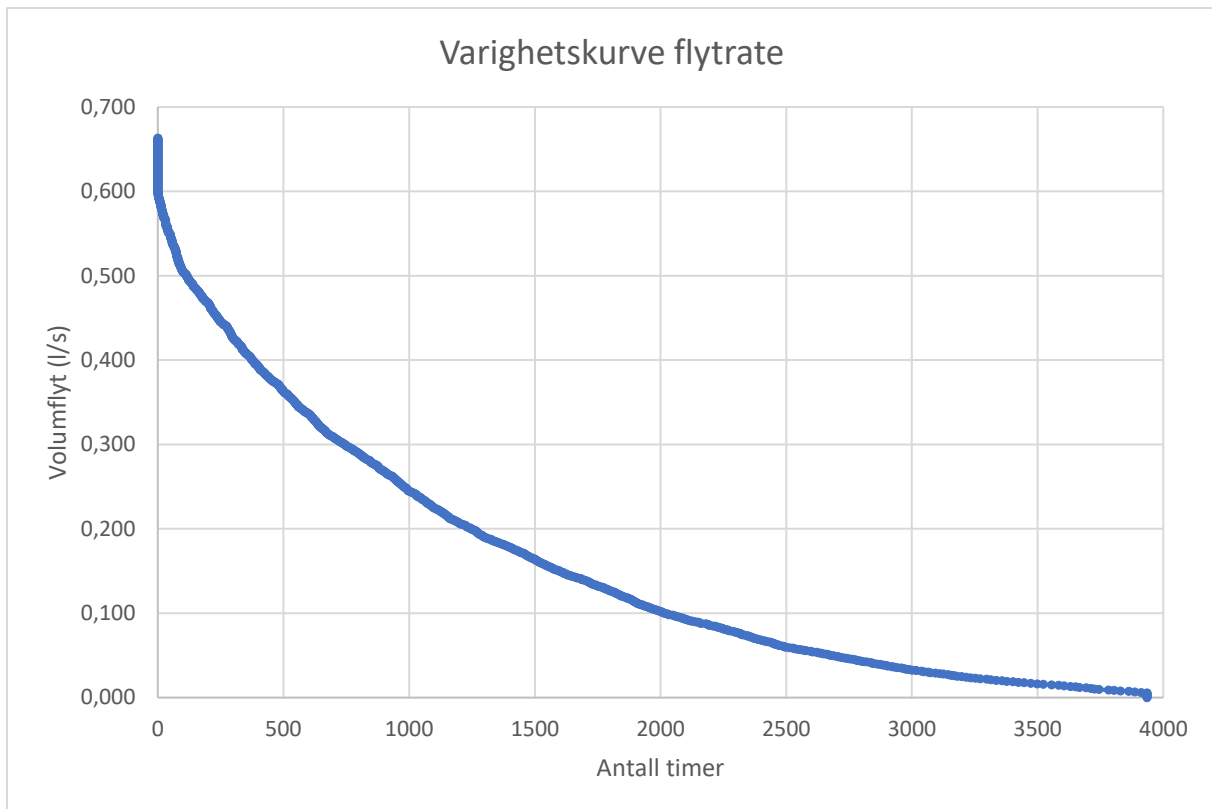
Nødvendig pumpeeffekt er beregnet med formel (40) og er  $P_{pumpe,max} = 104,3 \text{ W}$ . Denne pumpeeffekten leveres av systemets hovedpumpe P1.

Det antas at pumpen har en virkningsgrad  $\eta_{pumpe} = 0,5$ . Nødvendig pumpestørrelse, altså elektrisk effekt tilført pumpe, blir da

$$P_{P1,el} = \frac{P_{pumpe,max}}{0,5} = 209 \text{ W}$$

For å regne inn bends-tap og andre uforutsette trykktap i systemet kan dette multipliseres med en sikkerhetsfaktor på 2. Da kan det tenkes at den faktiske pumpen vil være av størrelse  $P_{P1} = 500 \text{ W}$ .

Flytratevarighetskurven for anlegget er vist i figur (50). Det er tydelig at den mest krevende pumpesituasjonen med en volumstrøm på  $0,666 \text{ l/s}$  er svært sjelden. I følge meteorologisk data fra resultatene av simulering i PVsyst med Meteororm som meteorologisk database kan en innstråling over  $1000 \text{ W/m}^2$  forventes kun én time i året. En innstrålingsintensitet over  $900 \text{ W/m}^2$  og tilhørende volumstrøm over  $0,543 \text{ l/s}$  forventes 50 timer i året. Kun 600 timer av årets totalt 8760 vil systemet operere med mer enn halvparten av maksimal volumstrøm, og de resterende 3400 timene med sol og produksjon holder volumstrømmen et nivå på  $0,33 \text{ l/s}$  eller lavere.



**Figur 50:** Varighetskurve for volumstrømmen i systemet. Det kommer tydelig fram at ekstrem-situasjonen er svært sjelden og at systemet 95% av tiden vil operere med 70% av maksimal nødvendig pumpekraft eller lavere.

Ved maksimal innstråling på  $1100 \text{ W/m}^2$  leveres totalt  $112 \text{ kW}$  til solfangeranlegget. Antas en virkningsgrad  $\eta = 0,65$  leveres  $72 \text{ kW}$  til energibæreren. Denne effekten skal lagres i energibrønnene. Med 24 brønner må hver brønn håndtere rett i overkant av  $3 \text{ kW}$  lading ved maksimal innstråling. Med en brønndybde på  $25 \text{ m}$  gir dette en maksimal brønnladeeffekt på  $P_{lading,max} = 120 \frac{\text{W}}{\text{m}}$ . Det kan forventes minst like god termisk ytelse fra EPDM-strømpen som fra TPU-strømpen omtalt i kapittel 3.6.1 – effektuttak fra brønner, hvor TPU-strømpen håndterer overføring på  $180 \frac{\text{W}}{\text{m}}$ . Energibrønnene kan dermed håndtere maksimal lading også i denne brønnparken.

### 6.6.2 Pumpe 2

Den kaldeste dagen målt av Ramnes værstasjon ble funnet til å være  $-27,6^\circ\text{C}$ , den 31.12.2002 (Vær og vind, 2018). Ramnes ligger et par kilometer lenger inne i landet og kan forventes å ha lavere middeltemperaturer enn Skoppum. Allikevel er det viktig at en essensiell komponent i et fyringsystem ikke underdimensjoneres, og kaldeste utetemperatur det beregnes fyringsbehov for og som pumpe 2 skal greie å levere nok varmtvann for å håndtere settes til  $T_{fyring,max} = -30^\circ\text{C}$ . Ved å sette  $T_{inne} = 22^\circ\text{C}$  gir dette  $\Delta T = 52\text{K}$ .

Fyringsbehov beregnes med formel (42) og finnes til å være

$$P_{fyring,max} = 9265 \text{ W}$$

Det forutsettes at temperaturen på turvannet til gulvvarmeanlegget er  $T_{tur} = 30^\circ\text{C}$  og at returvannet  $T_{retur} = 22^\circ\text{C}$ . Vannets tetthet er vurdert som om alt vannet holder  $25^\circ\text{C}$  og er da  $c_p = 997,13 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ .

Massestrømmen er beregnet til å være  $\dot{m} = 0,277 \frac{kg}{s}$ . Det antas 5 parallellkoblede gulvvarmesløyfer med lengde 100 m hver. Det antas at vannet hentes og leveres fra LTB. De beregnede friksjonstapene er vist i tabell (D.2) i vedlegg (D).

Totale friksjonstap i de vannførende rørene under maksimal fyring på over 9265 W er beregnet til å være  $p_f = 10405 Pa$  eller  $h_f = 1,10 mvs$ . Det antas at vannspeilet ligger ved gulvvarmenivået og at statisk tapshøyde  $h_{statisk} = 0m$ . Får da  $h_{tap} = h_f + h_{statisk} = 1,10 mvs$ .

Nødvendig pumpeeffekt er beregnet med formel (40) og er  $P_{pumpe,max} = 2,88 W$ . Denne pumpeeffekten leveres av systemets fyringspumpe P2.

Det antas også her at pumpen har en virkningsgrad  $\eta_{pumpe} = 0,5$ . Nødvendig pumpestørrelse, elektrisk effekt tilført pumpe, blir da

$$P_{P2,el} = \frac{P_{pumpe,max}}{0,5} = 6 W$$

Også her er det ignorert bends-tap. Gulvvarmesløyfen består nesten utelukkende av bøyninger i røret men med den lave hastigheten på vannet i sløyfene vil støttap grunnet bøyninger være minimal. Det legges inn en sikkerhetsfaktor på nesten 3 og pumpe 2 kan ha en faktisk effekt på  $P_{P2} = 15 W$ .

Ved maksimal fyring på 9 kW skal denne effekten hentes ut fra energibrønnene. Brukes LTB blir dette 563 W per brønn, eller 23 W/m. Brukes HTB blir dette 1126 W per brønn, eller 46 W/m. Strømpen og fjellet tolererer maksimal lading på 120 W/m og vil dermed tåle denne lavere belastningen for fyringsforløpet.

### 6.6.3 Pumpe 3

Pumpe 3 skal drive vannforløpet gjennom varmtvannsberederen, og sørge for at det leveres nok effekt i form av varmt vann. Det antas at effekten som trengs for forvarming av forbruksvann er  $P_{VVB} = 3000W$ . Pumpen henter varm energibærer fra HTB med temperatur  $T_{tur} = 50^\circ C$  og returnerer med  $T_{retur} = 40^\circ C$  for en temperaturdifferanse  $\Delta T = 10K$ . Dette gir en massestrøm på  $\dot{m} = 0,048 \frac{kg}{s}$ . Det antas to transportrør. Beregninger for friksjonstap er vist i tabell (D.3) i vedlegg (D).

Totale friksjonstap i de vannførende rørene under vannbåren oppvarmingseffekt på  $P_{VVB} = 3000 W$  ble beregnet til å være  $p_f = 10800 Pa$  eller  $h_f = 1,1 mvs$ . Det antas at vannspeilet ligger ved varmtvannsberedernivået og at statisk tapshøyde  $h_{statisk} = 0m$ . Får da  $h_{tap} = h_f + h_{statisk} = 1,1 mvs$ .

Nødvendig pumpeeffekt er beregnet med formel (40) og er  $P_{pumpe,max} = 0,5W$ . Denne pumpeeffekten leveres av systemets varmtvannspumpe P3.

Det antas også her at pumpen har en virkningsgrad  $\eta_{pumpe} = 0,5$ . Nødvendig pumpestørrelse, elektrisk effekt tilført pumpe, blir da

$$P_{P3,el} = \frac{P_{pumpe,max}}{0,5} = 1 W$$

1 W er en ekstremt liten pumpe som kun produseres for nisjemarkeder. Av økonomiske årsaker vil det være hensiktsmessig å gå for den minste pumpen som produseres på storskala. Det kan forventes å bruke en lik pumpe som for P2, så  $P_{P3} = 15 W$ .

## 6.7 GROVBUDSJETTERING AV FORESLÅTT SYSTEM

Tabell (24) viser prisoverslag av de ulike komponentene i energisystemet som beskrevet i oppgaven. Prisene er kun overslag og tabellen kan ikke anses som et endelig budsjett.

**Tabell 24:** Foreslått budsjett for energisystemet. Priser vurdert i samråd med Wilhelm Huus-Hansen, Kristian Astad, og for enkelte komponenter hentet fra leverandør.

Kategori	Enhet	Pris per enhet	Antall enheter	Total kostnad
Solfanger	Solfanger	2500 kr/m <sup>2</sup>	100 m <sup>2</sup>	250 000 kr
	Lektverk	10 kr/m	177 m	1 770 kr
	Taktekke spart	1000 kr/m <sup>2</sup>	-100 m <sup>2</sup>	-100 000 kr
	<b>Sum solfanger</b>			<b>151 770 kr</b>
PV-anlegg	Paneler	1300 kr/stk	13 stk	16 900 kr
	Omformer	7500 kr/stk	1 stk	7 500 kr
	SMA Sunny Island	35 000 kr/stk	1 stk	35 000 kr
	Batteri 9kWh Li-ion	40 000 kr/stk	1 stk	40 000 kr
	Installering + øvrig	25 000 kr	-	25 000 kr
	<b>Sum PV-anlegg</b>			<b>124 400 kr</b>
Brønn	Boring	380 kr/m	600 m	228 000 kr
	Strømpe	300 kr/m	600 m	180 000 kr
	Brønntopp	600 kr/brønn	24 brønner	14 400 kr
	Endestykke	300 kr/brønn	24 brønner	7 200 kr
	Øvrig (slangeklemmer, lim)	400 kr/brønn	24 brønner	9 600 kr
	Føringsrør	700 kr/m	72 m	50 400 kr
	Overgang brønn/hus	1000 kr/stk	24 stk	24 000 kr
	<b>Sum brønn</b>			<b>513 600 kr</b>
Energisystem	Rør PP 16mm	15 kr/m	650 m	9 750 kr
	Rør PP 25mm	15 kr/m	200 m	3 000 kr
	Rør PE 16mm	15 kr/m	500 m	7 500 kr
	Pneumatiske ventiler	1500 kr/stk	9 stk	13 500 kr
	Shuntventil	3000 kr/stk	1 stk	3 000 kr
	Drainbacktank, 300l	10 000 kr/stk	1 stk	10 000 kr
	Hovedpumpe	10 000 kr/stk	1 stk	10 000 kr
	Småpumper	1000 kr/stk	2 stk	2 000 kr
	Akkumulatortank/ VVB, 300l	15 000 kr/stk	1 stk	15 000 kr
	Temperatursensor	1000 kr/stk	1 stk	1 000 kr
	Regulering-, logging- og styringssystem	100 000 kr/stk	1 stk	100 000 kr
	<b>Sum energisystem</b>			<b>174 750 kr</b>
	Øvrig	Startkostnad (transport etc.)	15 000 kr	-
Graving		700 kr/time	20 timer	14 000 kr
Enova-støtte, solfanger		15 000 kr	-	- 15 000 kr
Enova-støtte, vannbåren varme		10 000 kr	-	- 10 000 kr
<b>Sum øvrig</b>				<b>4000 kr</b>
<b>TOTAL SUM</b>				<b>968 520 kr</b>

## 7 DISKUSJON

---

### 7.1 ENERGIFORBRUK

#### 7.1.1 Oppvarmingsbehov

Det beregnede oppvarmingsbehovet på 15 000 kWh/år kan antas å være noe høyere enn det faktiske oppvarmingsbehovet til demonstratorboligen. Det opereres med store usikkerheter i flere ledd i beregningene, og det er derfor valgt å legge inn ekstra marginer på verdier til de fleste beregningene. Oppgaven bør primært anses som et gjennomførbarhetsbevis for energiboligkonseptet, og ikke nødvendigvis en grundig og detaljorientert analyse av enhver komponent i systemet.

#### 7.1.2 Energifordeling

Energifordeling viser et uttrykk for hvordan energien fordeles over hele måneden, men ikke momentandrift. Tilførsel til brønn og uttak fra brønn kan ansees som netto over måneden. Eksempelvis i mars høster solfangerne inn 5100 kWh. Fyringsbehovet er på 1750 kWh. Man kan tenke at solfangerne leverer tre ganger så mye energi som trengs gjennom hele måneden, og at det ikke er behov for å hente ut fra et sesonglager. Men de 5100 kWh i mars fordeles ikke jevnt over døgnet. Når sola er på sitt sterkeste mellom kl. 11 og 15 i mars leverer solfangeranlegget store mengder energi, tilstrekkelig til å drive gulvvarmeanlegget og for å lagre overskuddet. Til alle andre tider i døgnet leverer derimot solfangerne ikke varme, og det er behov for å hente ut lagret energi fra brønnparken.

En total produksjon på 5100 kWh i mars gir en gjennomsnittlig daglig produksjon på 170 kWh. Hvis denne produksjonen skjer over et tidsrom på 4 timer, leverer solfangerne 42,5 kW i dette tidsrommet. Hvis fyringsbehovet er 4 kW, leverer solfangerne dette mellom kl. 11 og kl. 15, og sender de resterende 38,5 kW ned i brønnparken for lagring. Hvis fyringsbehovet fortsatt er 4 kW mellom kl. 15 og kl. 10 neste dag, må denne energien hentes fra brønnparken.

### 7.2 INNSTRÅLING OG METEOROLOGI

#### 7.2.1 Maksimal innstråling

Resultater fra simulering i PVsyst med Meteonorm som database ga en svært avvikende observasjon som maksimal innstråling på taket. Den høyeste verdien ble funnet den 15. juni og var på 1109,5 W/m<sup>2</sup>. Den nest høyeste verdien ble funnet den 23. mai og var 997,3 W/m<sup>2</sup>. Årsaken til avviket fra normalen er ukjent. Maksimal innstrålingsverdi den brukes bare for å dimensjonere maksimal volumstrøm og dermed pumpene. Det er bedre med overdimensjonering enn underdimensjonering, og den høye innstrålingsverdien brukt i beregningene kan er en ekstra 10 % sikkerhetsmargin på pumpene.

#### 7.2.2 Albedo

Det er valgt å se bort ifra effekten snø har på forventet innstråling på taket. Snø har en høyere albedo enn urbant og skogdekke, og kan antas til å være 0,90 for et fullstendig dekkende snødekke. Skoppum har et relativt mildt klima og et relativt kortvarig snødekke. Data fra senorge.no viser at området vanligvis har et snødekke på under 100 cm mellom midten av desember og midten av mars, og at snødekket sporadisk kan forsvinne grunnet smelting noen uker, for så å komme tilbake senere. I tillegg står sola lavt i de periodene hvor det kunne vært aktuelt å vurdere omkringliggende snødekkets virkning.

### 7.2.3 Skygging

I denne oppgaven er det forenklet til å si at de eneste skyggende elementene er de to lagerbygningene og at alle potensielt skyggende trær felles. Hvis boligen plasseres som foreslått, vil det i realiteten være høye trær utenfor tomtas grenser som kan være en skyggende faktor. Særlig på sørøstsiden, mellom husets estimerte plassering og lager 2, ble det observert enkelte høye bjørketrær som kan skygge noe. Trærne har stort sett tynt løvdekke, men særlig for solcellepaneler kan selv delvis skygging gi store problemer grunnet deres virkemåte.

## 7.3 BYGNINGSFYSIKK

### 7.3.1 Kjellertemperatur

Luftvolumet under huset vil holde en høyere temperatur enn utetemperaturen. Dette skyldes en varmegang fra energibrønnene gjennom brønnparkens toppisolasjon. I beregningene er det regnet med at alle husets flater – tak, vegg, vinduer og gulv – har samme temperaturgradient. Denne antagelsen gjør at beregnet verdi for total direkte varmegang  $H_D$  i huset er noe høyere enn den i realiteten vil være. Det kan forventes at kjelleren holder en mer stabil og høyere temperatur enn omgivelsene. Dette kan gi for de fire årstidene omtrentlige temperaturer vist i tabell (25).

Tabell 25: Mulig temperaturutvikling i kjelleren over året.

Årstid	Utetemperatur (°C)	Kjellertemperatur (°C)
Sommer	15	20
Høst	8	15
Vinter	0	10
Vår	10	17

Beregninger for ventilasjonstap  $H_V + H_{inf}$  er gjort for samme temperaturforskjell som direkte varmetap  $H_D$ . I realiteten vil ventilasjonstap operere med en  $\Delta T$  som er forskjellen på inne-temperaturen i huset og temperaturen i kjelleren. Det er ikke gjort beregninger på luftstrømninger gjennom kjelleren og varmetap fra brønnpark til kjelleren, så den nevnte temperaturforskjell er ikke funnet. Dersom kjelleren forvarmer frisklufttilførselen til huset med 10 K, er det mulig at ventilasjonstapene halveres, som kan senke boligens oppvarmingsbehov med omtrent 3000 kWh.

### 7.3.2 Radon

Høy radonkonsentrasjon forekommer mest i kjeller og vil avta oppover i huset. Kjelleren i forsøkshuset er ikke en kjeller i tradisjonell forstand og vil ikke benyttes som oppholdsrom som beskrevet i denne oppgaven. Hvilken påvirkning ventilasjonssyklusen gjennom skjørtet og opp i huset har på radonkonsentrasjon er uvisst. Eventuelle radonrelaterte problemer kan minimeres ved å installere radonsug i huset, men dette vil gjøre den naturlige ventilasjonsordningen vesentlig mindre effektiv. I kapittel 4.2.3 ble det redegjort at det er liten fare for radon på tomta.

### 7.3.3 Strukturell sikkerhet

Det blir beskrevet at huset står på en rektangulær pålematrise med 2,8 m avstand mellom pålene. Husets bjelkeverk vil være festet i flensen som monteres på fôringsrørene. Fôringsrørene går gjennom løsmassene og 1 m videre ned i fast fjell. I hjørnene av brønnparken monteres skråstag, totalt 8, for å stabilisere mot horisontale krefter. Disse konstruksjonselementene er beskrevet grundigere i foregående kapitler.

Det er ikke gjort statistiske analyser for å vurdere om konstruksjonen er stabil og sikker. Det antas at alle elementene i hus- og brønnparkkonstruksjonen som beskrevet tåler belastningene som forventes. Ved statistisk analyse kan det vise seg at strukturen vil være stabil selv ved f. eks 8 påler. Dette vil da senke de totale kostnadene på prosjektet siden færre energibrønner trenger å kompliseres til å bli energipåler.

## 7.4 STRØMNINGSTEKNIKK

Ved maksimal innstråling på  $1100 \text{ W/m}^2$  flyter det  $0,66 \text{ l/s}$  gjennom systemet. Ved denne volumstrømmen og med solfangerrørens indre diameter på  $12 \text{ mm}$ , vil strømmingene gjennom solfangerne ha et Reynolds-tall på  $2250$ . Dette er i overgangsfasen mellom laminær og turbulent strømming, da man gjerne sier at strømminger hvor  $Re < 2000$  er laminær og strømminger hvor  $Re > 3000$  er turbulent. For maksimal varmeoverføring, som er ønsket i solfangeren, ønsker man turbulent strømming. Ting kan tyde på at solfangernes rør muligens er for store, eventuelt at antallet solfangerer (48) er for høyt. Det kan også hende at målingen av rørets diameter var upresis. En indre diameter på  $8 \text{ mm}$  i stedet for  $12 \text{ mm}$  gir Reynolds-tall lik  $3370$ , akkurat innenfor det turbulente området.

## 7.5 BRØNNPARK

### 7.5.1 Oppstartstid

I kapittel 6.4.2.1 ble det beregnet en oppstartstid på  $1,8$  år. Denne beregningen viser egentlig hvor lang tid det ville tatt å heve brønnparkens temperatur til de spesifiserte nivåene, gitt at all energi fra solfangerne gikk til å heve temperaturen. Uttak av energi til oppvarming i boligen i tillegg til varmetap ut av brønnparkens volum gjør at det vil ta lenger tid enn  $1,8$  år før brønnparken når stabilitet. Antas det at halvparten av energien i oppstartfasen går til å varme opp brønnparken, varer oppstartfasen i fire år.

Hvis solfangerne leverer  $65\,000 \text{ kWh}$  varme til brønnparken det første året etter oppstart, heves brønnparkens middeltemperatur med  $\frac{65000 \text{ kWh}}{3000 \text{ kWh/K}} = 21\text{K}$ , forutsatt ingen tap og ingen energiuttak. Ettersom parken består av HTB og LTB kan det tenkes at temperaturen i HTB heves med  $35 \text{ K}$  og temperaturen i LTB med  $15 \text{ K}$ . Dette gir temperaturer  $HTB_{T1} = 42^\circ\text{C}$  og  $LTB_{T1} = 22^\circ\text{C}$ , hvor subskrift T1 betyr det første året etter oppstart. Temperaturen i LTB ligger for lavt til å kunne benyttes i gulvvarmeanlegget, så vann fra HTB må brukes. Generelt vil forbruk bremse oppvarmingsraten av brønnparken og føre til en lengre oppstartstid.

Gjenvinningsraten  $G_\eta$  ble i kapittel 3.5.1 definert som forholdet mellom mengden varme som kan hentes ut av brønnparken og mengden varme som blir tilført brønnparken. Det første året holder brønnparken lave temperaturer, og det er vanskelig å hente ut nok nyttbar varme til både gulvvarme og varmtvann. Allikevel er det viktig å huske på at til tross for at gjenvinningsgraden er lav de første årene, vil virkningsgraden til parken være høy og synke utover. Virkningsgraden til brønnparken kan anses å være  $\eta_{brønnpark} = \frac{\text{utnyttet energi}}{\text{tilført energi}}$ , hvor utnyttet energi vil være både varme som hentes ut og varme som hever temperaturen i brønnparken. I startfasen, når grunntemperaturene er lave, er varmetapene fra parken lave og brønnparken har en tilnærmet  $100\%$  virkningsgrad. Virkningsgraden vil synke til den stabiliserer seg når brønnparken har nådd stabil drift, mens gjenvinningsraten stiger til det samme oppnås.

Mulig årlig uttak av energi vil stige for hvert år til stabil drift i brønnparken nås. I denne startfasen kan det være behov for å supplere oppvarming av huset med andre kilder.



### 7.5.2 Tap

Energi som vandrer ut av brønnparkens volum er i denne oppgaven omtalt som tap. I virkeligheten er det feil å anse denne energien som 100 % tapt.

Energi som beveger seg ut av brønnparkvolumets grenseflater, vil bidra til å varme opp omkringliggende berg. I denne oppgaven er det modellert at brønnparkens sentrale volum holder en temperatur rundt 50°C, det ytre volum holder 30°C. Rett utenfor volumets grenser holder omkringliggende berg 7°C. I praksis vil temperaturgradienten falle gradvis mot 7°C over antakelig flere meter ut fra alle flater i brønnparkens volum.

Dette betyr at jo lenger anlegget driftes, desto høyere varmes omkringliggende berg opp. Dette gir lavere temperaturgradient mellom LTB og fjellmassene utenfor volumet, som gir mindre konduksjonstap ut av parken. I tillegg vil omkringliggende fjellmasser kunne tappes for varmeenergi om LTB skulle havne på en lavere temperatur enn berget utenfor volumet, men dette er en lite sannsynlig situasjon.

## 7.6 PV-ANLEGG

Energisystemet drives med elektrisk energi. Pumpene og ventilene drives med elektrisk kraft, mens temperatursensorer og regulering/automasjon-logging-systemet også trenger strøm. De mest effektkravende komponentene er pumpene. Hovedpumpen er estimert til å måtte levere 100 W pumpeeffekt til vannet, som med en virkningsgrad på 50 % gir et elektrisk effektkonsum på 200 W. Pumpeeffekten nødvendig for gulvvarmeanlegget og for varmtvannsberederen er så lav at vannforløpet nesten kan drives av naturlig konveksjon.

I den mest krevende situasjonen trekkes 200 W av hovedpumpen. Estimerer man 100 W ekstra, til f. eks momentan styring av ventiler og til reguleringsdatamaskinen, trekker systemet på det meste 300 W. Effekten systemet trekker øker med økt solinnstråling, som gjør solcellepaneler til en god energikilde for drift av solfanger-brønnpark-anlegget.

Mest vanlig er det å legge solcellepaneler på taket av huset for å få høyest mulig innstråling på dem. I forsøkshuset er det sydvendte taket okkupert av solfangere, og det nordvendte taket har lite innstrålt effekt. Det kan imidlertid monteres solcellepaneler på veggene, da særlig den sydvest-vendte og den sydøst-vendte veggen. Antar man at en stripe som går fra veggens øverste punkt og 1 m ned, blir dette et veggareal på 23 m<sup>2</sup> som kan dekkes. Med solcellepanelene på veggene produseres det mest når sola står lavt, altså på morgenen og på kvelden. En vertikal helning gjør også elektrisitetsproduksjonen høyere på mellom høsten og våren enn for normale helninger på 20-30°. Elektrisitetsforbruket i norske hjem er høyest på morgen og kveld, og produksjonskurven for solcellepanelene vil da følge lastkurven for elektrisk forbruk.

Et standard kommersielt solcellepanel har i dag en virkningsgrad på omtrent 15 %. Drives pumpene på 230 V AC trengs det i tillegg en omformer. For lavinnstrålingsperioder kan det tenkes at det trengs en regulator og batteri. Omformeren og regulatoren kan sies å ha en virkningsgrad på 0,90.

Panelene vil være montert på den sørvest-vendte veggen og den sørøst-vendte veggen. Solas bevegelse over himmelen gjør at ikke alle panelene blir belyst like sterkt samtidig. Ved å anta en innstråling på 800 W/m<sup>2</sup>, og at halvparten av panelene får denne innstrålingsintensiteten og genererer elektrisitet, genererer panelene totalt omtrent 1500 W. Sammenliknet med energisystemets maksimale effektbehov på 300 W, er det tydelig at solcelleanlegget som beskrevet kan drive det. Overflødig effekt fra PV-anlegget kan brukes til teknisk strøm i boligen eller lagres i batteri for å drive energisystemet på nattestid.

PV1 vil motta omtrent 750 kWh/m<sup>2</sup> hvert år, og PV2 mottar omtrent 720 kWh/m<sup>2</sup>. Dette gir et totalt samlet mottak av solenergi på 16 500 kWh hvert år, eller 2500 kWh elektrisk energi generert hvert år. Ved å anta et forbruk på 4000 kWh til teknisk strøm og 2000 kWh til varmtvann, vil 23 m<sup>2</sup> solcellepaneler som beskrevet dekke omtrent 40 % av det elektriske energiforbruket. Som beskrevet i oppgaven vil altså demonstratorboligen ha behov for å være koblet til strømmettet.

PV-anlegget kan enkelt skaleres opp. Installerer det 2 striper á 1 m solcellepaneler, vil PV-anlegget levere dobbelt så høy effekt og produsere dobbelt så mye energi (sett bort i fra eventuelle nye skyggende elementer). For at demonstratorboligen skal kunne kobles fra strømmettet, trengs det omtrent 60 m<sup>2</sup> solcellepanel. Dersom dette ikke kan monteres på aktuelle veggflater på huset, kan det monteres på egne solcellestativ et annet sted på tomta. Det er mulig å gjøre boligen selvstendig drevet også elektrisk i tillegg til varme, men dette vil kreve andre komponenter enn beskrevet og høyere et budsjett.

## 7.7 KOSTNADER

I delkapittel 6.7 er det lagt fram et overslag på budsjett for energisystemet, med en totalpris i underkant av 1 mill. kr. De fleste komponentene nevnt i budsjettet har påslag inkludert og reell pris kan forventes å være lavere.

Den forenklete konstruksjonen vil gjøre selve huset rimeligere enn en normal, moderne enebolig på samme størrelse. Det er vanskelig å anta nøyaktige kostnadsbesparelser knyttet til konstruksjonen av et forsøksbygg som dette, men det er ikke urimelig å anta besparelser på størrelsesorden 500 000 kr som følge av raskere og enklere konstruksjon. Dette gir da en netto kostnad for energisystemet på rundt 500 000 kr.

Systemet som beskrevet leverer 15 000 kWh varme og 2500 kWh elektrisitet årlig. Antas det en strømpris på 1 kr/kWh med nettleie inkludert, vil dette gi kostbesparelser på 17 500 kr hvert år etter at brønnparkens oppstartsfase er over. De første 3 årene kan det forventes at mye av varmeenergien må komme fra andre kilder enn brønnparken.

Uten energisystemet som beskrevet, måtte eneboligen fått oppvarmingsbehovet dekket f.eks. elektrisk i form av varmepumper, panelovner og varmekabler. Dette krever et større dimensjonert elektrisk anlegg enn hva demonstratorboligen vil gjøre, som utgjør en ekstra kostnad. Komponentkostnader og elektrikerkostnader for installasjon av et anlegg med elektrisk oppvarming vil være en betydelig mengde. Antas det 50 000 - 75 000 kr kostnad for elektrisk oppvarmingssystem, vil netto kostnad på energisystemet i oppgaven kunne være nede på 425 000 kr.

Antas det normal drift av systemet etter en 3 års oppstartsfase, og 17 500 kr besparelser hvert år, vil systemet ha en tilbakebetalingstid på 25 år. De dyreste komponentene, energibrønnene, har svært lang levetid, mens pumper, ventiler, dekkplater på solfanger og enkelte rørstykker kan måtte byttes ut etter 20 år. Selv med komponentskifter og vedlikeholdskostnader vil systemet kunne lønne seg i det lange løp.

Demonstratorboligen på Skoppum vil være et pilotprosjekt for videreutvikling av konseptet og en kilde til ny kunnskap å ta med seg til framtidige energihus. Som følge av dette kan det forventes at prisen for tilsvarende solfangeranlegg, brønnpark, energisystem og boligkonstruksjon synker med tiden etter hvert som kunnskap tilegnes og teknologier utvikles.

Omtrent halvparten av totalkostnadene er knyttet til brønnparken. Et småskala system som demonstratorboligen vil ha en høyere kostnad per kWh produsert og lagret enn større systemer som DLSC. Ved å utvide konseptet fra en enkelt enebolig til et større boligfelt med felles brønnpark og et

lokalt fjernvarmesystem, kan det tenkes at totalkostnadene faller mye og at konseptet blir gunstigere økonomisk.

#### 7.7.1 Budsjet

I systemet er det spesifisert at ventilene vil være pneumatiske. Priser på trykklufttank og luftrør er ikke tatt med i beregningene.

For øvrig er alle priser grove overslag og tabell (24) kan ikke anses som et endelig budsjett for energisystemet.

### 7.8 KLIMA OG MILJØ

Oppvarming av boliger i Norge foregår hovedsakelig med elektriske kilder. I Norge står fornybare kilder for over 99 % av total elektrisitetsproduksjon, hvorav rundt 96 % kommer fra vannkraft. Det er også en voksende andel fra solenergi og vindkraft (Energifakta Norge, 2018). Et typisk norsk vannkraftverk har klimagassutslipp 2,4 g CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per kWh elektrisk energi produsert. Til sammenlikning har gasskraftverk gjerne 500 g CO<sub>2</sub>-ekvivalenter / kWh, og kullkraftverk 1000 g CO<sub>2</sub>-ekvivalenter / kWh (E-Co, 2016). Bruk av elektrisitet til oppvarming i Norge kan derfor først virke som en svært miljøvennlig måte, men det er viktig å være klar over at Norge er del av et europeisk kraftmarked.

Norge produserer om lag 140 TWh fornybar elektrisitet årlig. Denne elektrisiteten produseres uavhengig om den brukes innad i det norske marked eller ikke. Dersom norske husholdninger reduserer sitt elektriske energiforbruk, vil den sparte elektrisiteten selges utad i det europeiske marked. Fornybar norsk elektrisitet vil da erstatte elektrisitet fra kullkraftverk på kontinentet. På global skala kan en reduksjon i elektrisitetsforbruk i Norge gi reduserte klimagassutslipp verden over, til tross for at effekten av dette er minimal innenfor landets grenser.

Forsøksboligen vil også være mer miljøvennlig enn andre eneboliger som følge av konstruksjon og materialvalg. Livsløpsanalyser (LCA) viser at bruk av massivtre kan gi mellom 34 og 84 prosent lavere klimapåvirkning enn betong i konstruksjon av høyhus, med økende verdier desto høyere bygget konstrueres (Skullestad, J. 2016). På enebolig-skala kan det fortsatt forventes store besparelser i klimagassutslipp ved bruk av massivtre framfor andre konstruksjonsmaterialer. Mindre isolasjon og påler som støttestruktur framfor støpt fundament bidrar ytterligere til lavere totale klimagassutslipp for boligen.

## 8 KONKLUSJON

---

I oppgaven er det lagt fram en løsning for hvordan solfangeranlegg, brønnpark og oppvarmingssystem for en demonstratorbolig på Skoppum i Horten kommune kan utformes. På bakgrunn av et utarbeidet forslag til konstruksjon av boligen, med materialvalg og dimensjoner, ble oppvarmingsbehovet beregnet til å være omtrent 15 000 kWh per år. Solfangeranlegget på 100 m<sup>2</sup> leverer 65 000 kWh varmeenergi i året. For å kunne sesonglagre nok varmeenergi til å dekke boligens årlige forbruk, ble brønnparkens lagringsvolum beregnet til å måtte være 4200 m<sup>3</sup>, som med brønnparkoverflate lik husets grunnflate gir en nødvendig brønndybde på 25 m.

Systemet som beskrevet i oppgaven vil kunne dekke boligens oppvarmingsbehov med god margin når det har nådd stabil drift. Det er i flere beregninger gjort overslag som bidrar til at løsningsforslagene heller er overdimensjonert enn underdimensjonert. En særlig viktig faktor er gjenvinningsgraden  $G_{\eta}$ , som i oppgaven ble antatt å være 1/3. I praksis kan det vise seg at den vil kunne være høyere, men det er til dags dato gjort lite forskning på småskala brønnparker og deres virkningsgrad. DLSC i Canada hadde i 2013-2014-perioden en gjenvinningsgrad på 55 % fra brønnparken (DLSC, 2014), så en noe høyere gjenvinningsgrad enn 1/3 er mulig.

Produksjons-, lagrings- og distribusjonssystemets total kostnad ble grovt beregnet til å bli 1 million kr. Løsningen med å bruke brønnparkkonstruksjonen som fundamentering og fokus på forenklete materialvalg og konstruksjon med kort byggetid kan gjøre boligen om lag 500 000 kr rimeligere enn tradisjonelle eneboliger. Tatt hensyn til dette, vil netto kostnad for energisystemet i så fall være om lag 500 000 kr. Med en antatt strømpris på 1 kr/kWh er total kostnaden spart inn etter 25 år, og vil etter dette gi gratis oppvarming av eneboligen.

Resultatene i denne masteroppgaven viser at sesonglagring av solvarme kan være aktuelt for en enkeltstående enebolig, men også at videreutvikling av konseptet om et solenergi-samfunn tilsvarende DLSC kan være interessant. I Norge vil vi alltid ha et betydelig oppvarmingsbehov, og sesonglagring av solvarme vil være både en økonomisk og en bærekraftig løsning for framtiden.

## 9 REFERANSER

---

Banks, D. (2012). *An introduction to thermogeology: Ground source heating and cooling*. 2. utgave, John Wiley & Sons

Borgnakke, C., Sonntag, R. (2013). *Fundamentals of thermodynamics*. 8. utgave, John Wiley & Sons

Cengel, Y. og Ghajar, A. (2015). *Heat and mass transfer: fundamentals & applications*. 5. utgave, McGraw-Hill Education

Duffie, J., Beckman, W. (2013). *Solar engineering of thermal processes*. 4. utgave, John Wiley & Sons

Edvardsen, K., Ramstad, T. (2014). *Trehus*. SINTEF akademiske forlag, Oslo.

Finnemore, E., Franzini, J. (2009). *Fluid mechanics with engineering applications*. 10. utgave, McGraw-Hill Education

Smets, A. et al. (2016). *Solar energy: the physics and engineering of photovoltaic technologies and systems*. 1. utgave, UIT Cambridge Ltd.

Aarstad, J. et al. (2008) *Massivtre*. Fokus på tre nr. 20. Norsk treteknisk institutt

Andresen, I. (2008). *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus. En introduksjon*. SINTEF Byggforsk

Asplan Viak (2007). *Byggeområder Langmyra*.

Aventa Solar (2018). *Varmelagring*. [internett] Tilgjengelig på: [<http://aventa.no/solenergi/aventa-solvarmeanlegg/>].

Bachmann, E. og Bakke, S. (2017). *Analyse av sesonglagring av termisk solenergi ved et småbruk på Singlø*. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT).

Badeeksperten, Høiax Titanium VPM 300-32 AIT produkside. [internett] Tilgjengelig på: [<https://badeeksperten.no/shop/hoiax-titanium-vpm-300-32-ait-17042p.html>] (Nedlastet: 06.12.2018)

British Plastics Federation (2018). *Polypropylene (PP)*. [internett] Tilgjengelig på: [<http://www.bpf.co.uk/plastipedia/polymers/pp.aspx>].

DHI Group. (2011). *FEFLOW heat transport simulation for a seasonal heat storage*. [internett] Tilgjengelig på: [[https://www.youtube.com/watch?v=C1z\\_00gpgel](https://www.youtube.com/watch?v=C1z_00gpgel)]. (Nedlastet 13. oktober 2018)

Direktoratet for byggkvalitet. *Byggteknisk forskrift (TEK17)*. [internett] Tilgjengelig på: [<https://dibk.no/byggereglene/byggteknisk-forskrift-tek17/14/14-2/>] (Nedlastet 18.09.18)

Drake Landing Solar Community, (2014). *Annual performance monitoring report for 2013-2014*.

Drake Landing Solar Community, (2018). Hjemmeside. [internett] Tilgjengelig på: [<https://dlsc.ca/>] (Nedlastet 21. september 2018)

E-Co. (2016). *CO<sub>2</sub>-regnskap 2016*. [internett] Tilgjengelig på: [[http://www.e-co.no/Norsk/Forside/Miljo\\_og\\_samfunnsansvar/CO2-regnskap/](http://www.e-co.no/Norsk/Forside/Miljo_og_samfunnsansvar/CO2-regnskap/)] (Nedlastet: 04.12.18)

- Eggen, G., Vangsnes, G. (2005) *Heat pump for district cooling and heating at Oslo airport, Gardermoen*.
- Eiendomsdrift.cc, Enova. (2017). *Bergenåsen Miljøfelt, Sluttrapport*.
- Energifakta Norge. (2018). *Kraftproduksjon*. [internett] Tilgjengelig på: [https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/] (Nedlastet: 09.11.18)
- Engebretsen, P. M. et al. (2010). *Holz100 – En alternativ byggemetode*. Høgskolen i Gjøvik.
- Engineering Toolbox (2018). *Water – thermophysical properties*. [internett] Tilgjengelig på: [https://www.engineeringtoolbox.com/water-thermal-properties-d\_162.html]. (Nedlastet 02. september 2018)
- Enova, (2018) *Graddagstall*. [internett] Tilgjengelig på: [https://www.enova.no/om-enova/drift/graddagstall/] (Nedlastet 20.10.18)
- Fantoft, F. (2018). *Bor i Oslos høyeste studenthus av massivtre*. [internett] Tilgjengelig på: [https://www.klimaoslo.no/2018/01/25/bor-i-oslos-hoyeste-studenthus-av-massivtre/] (Nedlastet 15. november 2018)
- Gehlin, S. (1999). *Termisk responstest av konsentrisk bergvärmekollektor på Muskö*. Luleå Tekniska Universitet.
- Gehlin, S. (2002). *Thermal response test - Method development and evaluation*. Division of Water Resources Engineering, Luleå University of Technology, Sverige.
- GrunnTeknikk AS (2015). *Horten, Langmyra. Grunnundersøkelser. Geoteknisk datarapport*.
- Habasit. *Ethylene propylene (diene) terpolymer (EPDM)*. [internett] Tilgjengelig på: [http://www.habasit.com/en/epdm.htm].
- Helliesen, T. (2015). *Solvarmet bolig med lagring av energi i grunnen*. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), Institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT).
- Horten kommune. *Plan og utbyggingstjenester*. [internett] Tilgjengelig på: [https://www.horten.kommune.no/kommunalomrader/kultur-og-samfunnsutvikling/plan-og-utbygging/]
- Hunton. *Hunton Nativo Trefiberisolasjon-plater*. [internett] Tilgjengelig på: [https://www.hunton.no/produkter/vegg/hunton-nativo\_trefiberisolasjon-plater/] (Nedlastet: 19. november 2018)
- International Energy Agency (2010). *Renewable Energy Essentials: Geothermal*.
- Kjellsson, E. (2009). *Solar Collectors Combined with Ground-Source Heat Pumps in Dwellings - Analyses of System Performance*. Lund University, Sverige
- Klingenberg, M. (2016). *Norges smarteste hjem*. [internett] Tilgjengelig på: [https://www.tu.no/artikler/vi-kunne-gjort-ting-mye-enklere-for-oss-selv-men-vi-er-ikke-skrudd-sammen-pa-den-maten/364476] (Nedlastet: 27. oktober 2018)
- Kure, H. (2011). *Strømforbruk i norske husholdninger*. Institutt for elkraftteknikk, Norges teknisk- og naturvitenskapelige universitet.
- Landstad, A. (2016). *Bærekraftig energisystem basert på sesonglagring av solenergi – En mulighetsstudie for Olavsbu*. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), Institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT).

Liebel, H. et al. (2009). *Grounwater or rock type – what dominates the thermal conductivity in the ground?* NTNU/Asplan Viak/NGU.

LMT (Landbruksmeteorologisk Tjeneste), (2018). Nibio. Tilgjengelig på: [lmt.nibio.no]. (Nedlastet 23. oktober 2018)

Mangold, D., Deschaintre, L. (2015) *Seasonal thermal energy storage – Report on state of the art and necessary further R+D*. Task 45 Large Systems Fact Sheet

Meteonorm. *Meteonorm – features*. [internett] Tilgjengelig på: [https://meteonorm.com/en/meteonorm-features] (Nedlastet: 29.11.18)

Midttømme, K. et al. (2002) *Kartlegging av energipotensialet i berggrunnen på kartblad Bekkestua, Bærum kommune: Varmeledningsevnen til bergarter*. Norges geologiske undersøkelser.

Midttømme, K. et al. (2009) *Underground thermal heat storage (UTES) with heat pumps in Norway*. Norsk Geoteknisk Institutt

Mulstad, C. et.al. (2017). *Laboratorierapport i FYS375. Sesonglagring av solvarme*. NMBU.

Natås, I. M. (2005). *Geotermisk energi fra fast fjell – varmeteknisk analyse av grunne og dype anlegg*. NTNU.

Neutrium (2012). *Absolute roughness of pipe material (2014)*. [internett] Tilgjengelig på: [https://neutrium.net/fluid\_flow/absolute-roughness/].

NGU (Norsk Geologisk Undersøkelse), (2015). *Bergarter med radonfare*. [internett] Tilgjengelig på: [https://www.ngu.no/nyheter/bergarter-med-radonfare] (Nedlastet 29. November 2018)

Nordell, B. et.al. (2015). *Long-term Long Term Evaluation of Operation and Design of the Emmaboda BTES*. Luleå Tekniska Universitet.

NuclearPower.net (2018). *Laminar vs turbulent – Nusselt number*. [internett] Tilgjengelig på: [https://www.nuclear-power.net/nuclear-engineering/heat-transfer/convection-convective-heat-transfer/laminar-vs-turbulent-nusselt-number/] (Nedlastet 05. september 2018)

Nygaard, M. et al. (2017). *Et gjennombrudd for massivtre*. [internett] Tilgjengelig på: [https://arkitektur-n.no/artikler/et-gjennombrudd-for-massivtre] (Nedlastet 14. november 2018)

Pavlov, G. K, Olesen, B. W. (2011). *Seasonal Ground Solar Thermal Energy Storage - Review of Systems and Applications*. Technical University of Denmark.

PVsyst. (2018) *About us*. [internett] Tilgjengelig på: [http://www.pvsyst.com/en/about-us/founder] (Nedlastet 11.11.18)

PVsystHelp. *Array Incidence Loss (IAM)*. [internett] Tilgjengelig på: [http://files.pvsyst.com/help/iam\_loss.htm] (Nedlastet: 21. oktober 2018)

Quaschnig, V. (2004). *Solar thermal water heating – Technology fundamentals*. Renewable Energy World Vol. 7 nr. 2, sider 95-99

Rigzone.com (2018). *How Does Casing Work?* [internett] Tilgjengelig på: [https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\_id=333].

Romundstad, R. (2014). *Modellering av solvarmeanlegg og produksjonssimuleringer ved Hafslunds fjernvarmeanlegg på Gardermoen*. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT).

Sarbu, I., Sebarchievici, C. (2018). *A Comprehensive Review of Thermal Energy Storage*. MDPI.

- Sekhar, Y. et. al. (2009). *Evaluation of heat loss coefficients in solar flat plate collectors*. Asian Research Publishing Network
- Shim B. O. et. al. (2010). *Statistical Analysis on the Thermal Conductivity of Rocks in the Republic of Korea*. World Geothermal Congress.
- Sibbit, B. et. Al. (2015). *Groundbreaking Solar – Case Study, Drake Landing Solar Community*. High Performing Buildings.
- Silset, K. et al. (2004). *Fagrapport – massivtre*. Norges Teknisk- og Naturvitenskapelige Universitet, NTNU
- Simonsen, I. et al. (2011). *Erfaringer med bygningsintegrerte solfangere i Norge*. Research Centre on Zero Emission Buildings.
- SINTEF Byggforsk, Byggforskserien (2013): *U-verdier. Vegger over terreng – massivtre*. [internett] Tilgjengelig på: [[https://www.byggforsk.no/dokument/4100/u-verdier\\_vegger\\_over\\_terreng\\_massivtre](https://www.byggforsk.no/dokument/4100/u-verdier_vegger_over_terreng_massivtre)] (Nedlastet 11.10.18)
- SINTEF Energi. *Ny kunnskap om fordeling av strømforbruket*. Rapport, hentet fra: [<https://www.sintef.no/globalassets/upload/energi/nyhetsbrev/ny-kunnskap-om-fordeling-av-stromforbruket.pdf>] (Nedlastet 27.09.18)
- Skullestad, J. (2016). *Bygging av høyhus i tre som et klimatiltak*. Institutt for bygg, anlegg og transport, Norges Teknisk- og Naturvitenskapelige Universitet.
- SSABa. *SSAB RR and RD piles installation*. [internett] Tilgjengelig på: [<https://www.youtube.com/watch?v=fbn3pj2zFYw>].
- SSABb. *SSAB Steel Piles*. Informasjonskatalog. Fysisk hefte og internett. Tilgjengelig på: [[www.ssab.com/infra](http://www.ssab.com/infra)]
- Statens geotekniska institut (1997). *Heat storage in soft clay. Field tests with heating and freezing of the soil*.
- Statens strålevern, (2014). *Anbefalte grenser for radon*. [internett] Tilgjengelig på: [<https://www.nrpa.no/fakta/89990/anbefalte-grenser-for-radon>].
- Statistisk sentralbyrå, (2014). *Energibruk i husholdningene, 2012*. [internett] Tilgjengelig på: [<https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/husenergi/hvert-3-aar/2014-07-14>] (Nedlastet 03. september 2018)
- Statistisk sentralbyrå, (2014). *Energibruk i husholdningene, 2014*. [internett] Tilgjengelig på: [<https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/husenergi>].
- Synergy Enviro Engineers (2018). *Solar Photovoltaic Systems*. [internett] Tilgjengelig på: [<http://www.synergyenviron.com/resources/solar-photovoltaic-systems>]. (Nedlastet 02. desember 2018)
- Trier, D. (2012). *Solar collectors - Solar district heating guidelines*. Tilgjengelig på: [[http://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/SDHtake-off\\_SDH\\_Guidelines.pdf](http://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/SDHtake-off_SDH_Guidelines.pdf)] (Nedlastet: 16. september 2018)
- Veslegard, G., Simonsen, A. S. (2013). *Begrensning av skader som følge av grunnarbeider. Erfaringsinnsamling og analyse av skadeårsaker*. Begrens Skade.
- Vær og vind, (2018). *Høyest og lavest Ramnes I / II / -Berg, og -Kile vestre*. [internett] Tilgjengelig på: [<http://www.verogvind.net/showpage.asp?fileId=1430&id=843>].



Westman, M. (2013). *Betydelsen av raka borrhål för större geoenergisystem*. Lunds Universitet, Geologiske Institutionen

Andreas Støle, prosjektmedarbeider Horten kommune. (Møter og e-poster, 01. oktober 2018 – 14. desember 2018)

Kristian Astad, CTO Saga energy AS. (E-poster og telefonsamtaler, 10. desember – 14. desember 2018)

Kristiane Blåsternes, prosjektleder Horten kommune. (Møter og e-poster, 01. oktober 2018 – 14. desember 2018)

Ola Øyen, Sivilnova AS. (Telefonsamtale, 14. desember 2018)

Ona Flindall, arkitekt, Ola Roald AS Arkitektur. (Møter og e-poster, 01. september 2018 – 07. desember 2018)

Petter H. Heyerdahl, professor, NMBU. (Møter, e-poster og telefonsamtaler, 15. august 2018 – 16. desember 2018)

Tormod Aurlien, professor, NMBU. (Møter og e-poster, 01. november – 14. desember 2018)

Wilhelm Huus-Hansen, Aenergy AS. (Møter, e-poster og telefonsamtaler, 15. august 2018 – 16. desember 2018)

## 10 VEDLEGG

---

VEDLEGG A – PVSYSTEM-RAPPORT FOR SOLFANGERE

VEDLEGG B – PLANREGULERING

VEDLEGG C – SONDERINGSKART

VEDLEGG D – PUMPEBEREGNINGER

VEDLEGG E – HUSETS DIMENSJONER

VEDLEGG F – BILDER FRA BEFARING

# VEDLEGG A – PVSYST-RAPPORT FOR SOLFANGERE

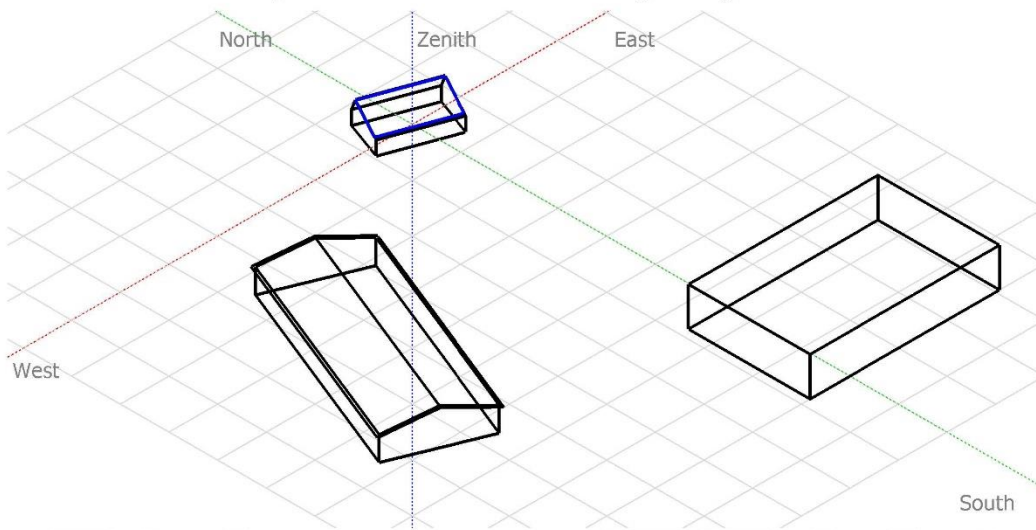
PVSYST V6.77		09/12/18		Page 1/4	
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>					
<b>Project :</b> New Project-nyest1					
<b>Geographical Site</b>		<b>Skoppum</b>		<b>Country Norway</b>	
<b>Situation</b>		Latitude 59.38° N		Longitude 10.41° E	
Time defined as		Legal Time Time zone UT+1		Altitude 59 m	
<b>Meteo data:</b>		<b>Skoppum</b>		Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=84% - Synthetic	
<b>Simulation variant :</b> New simulation variant					
		Simulation date		09/12/18 21h05	
<b>Simulation parameters</b>		System type <b>Building system</b>			
<b>Collector Plane Orientation</b>		Tilt 20°		Azimuth 20°	
<b>Models used</b>		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm	
<b>Horizon</b>		Free Horizon			
<b>Near Shadings</b>		Linear shadings			
<b>User's needs :</b>		Unlimited load (grid)			
<b>PV Array Characteristics</b>					
<b>PV module</b>		Si-poly Model <b>Poly 60 Wp 36 cells</b>			
Original PVsyst database		Manufacturer Generic			
Number of PV modules		In series 25 modules		In parallel 7 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules 175		Unit Nom. Power 60 Wp	
Array global power		Nominal (STC) <b>10.50 kWp</b>		At operating cond. 9.35 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 373 V		I mpp 25 A	
Total area		Module area <b>97.4 m²</b>		Cell area 81.9 m²	
<b>Inverter</b>					
Original PVsyst database		Model <b>UNO-DM-1.2-TL-PLUS</b>			
Characteristics		Manufacturer ABB			
		Operating Voltage 90-580 V		Unit Nom. Power 1.20 kWac	
Inverter pack		Nb. of inverters 7 units		Total Power 8.4 kWac	
				Pnom ratio 1.25	
<b>PV Array loss factors</b>					
Thermal Loss factor		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 255 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction 2.5 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP	
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param. 0.05	

### Grid-Connected System: Near shading definition

**Project :** New Project-nyest1  
**Simulation variant :** New simulation variant

Main system parameters	System type	Building system	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth 20°
PV modules	Model	Poly 60 Wp 36 cells	Pnom 60 Wp
PV Array	Nb. of modules	175	Pnom total <b>10.50 kWp</b>
Inverter	Model	UNO-DM-1.2-TL-PLUS	Pnom 1200 W ac
Inverter pack	Nb. of units	7.0	Pnom total <b>8.40 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

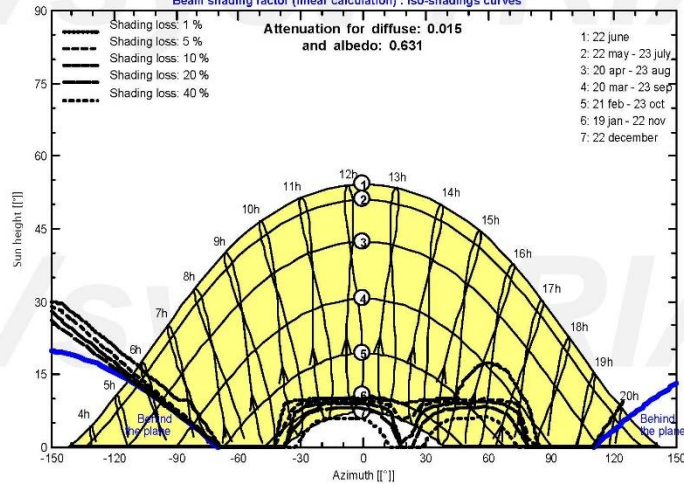
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



### Iso-shadings diagram

New Project-nyest1

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves



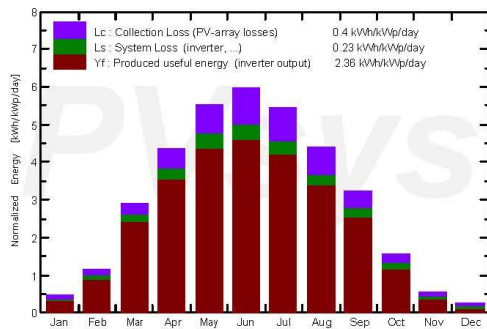
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** New Project-nyest1  
**Simulation variant :** New simulation variant

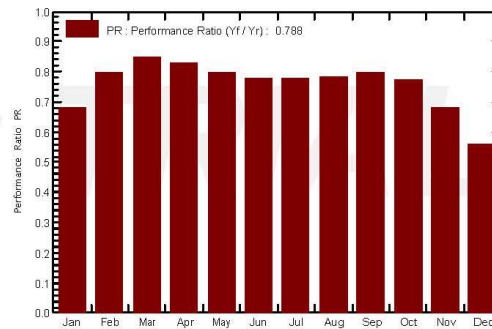
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Building system</b>	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth 20°
PV modules	Model	Poly 60 Wp 36 cells	Pnom 60 Wp
PV Array	Nb. of modules	175	Pnom total <b>10.50 kWp</b>
Inverter	Model	UNO-DM-1.2-TL-PLUS	Pnom 1200 W ac
Inverter pack	Nb. of units	7.0	Pnom total <b>8.40 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

<b>Main simulation results</b>	
System Production	<b>Produced Energy 9.03 MWh/year</b> Specific prod. 860 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR 78.81 %

**Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 10.50 kWp**



**Performance Ratio PR**



#### New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	8.5	6.22	-0.80	14.8	12.9	0.131	0.106	0.678
February	21.9	14.17	-1.24	31.9	29.8	0.307	0.267	0.797
March	66.9	33.63	1.12	89.7	85.1	0.867	0.796	0.845
April	110.2	53.93	6.21	129.8	123.8	1.221	1.126	0.826
May	158.3	64.81	11.53	171.4	163.8	1.553	1.430	0.794
June	172.9	69.29	14.97	178.8	171.2	1.588	1.459	0.777
July	162.4	74.72	17.55	169.0	161.4	1.494	1.372	0.773
August	119.3	61.66	16.96	135.3	129.1	1.208	1.107	0.779
September	77.7	38.53	12.70	96.9	92.1	0.886	0.809	0.795
October	34.1	19.93	7.50	48.0	44.7	0.442	0.387	0.769
November	10.3	7.65	3.61	16.5	14.6	0.145	0.117	0.678
December	4.6	3.60	-0.30	8.6	6.7	0.067	0.050	0.560
Year	947.1	448.13	7.54	1090.8	1035.2	9.909	9.026	0.788

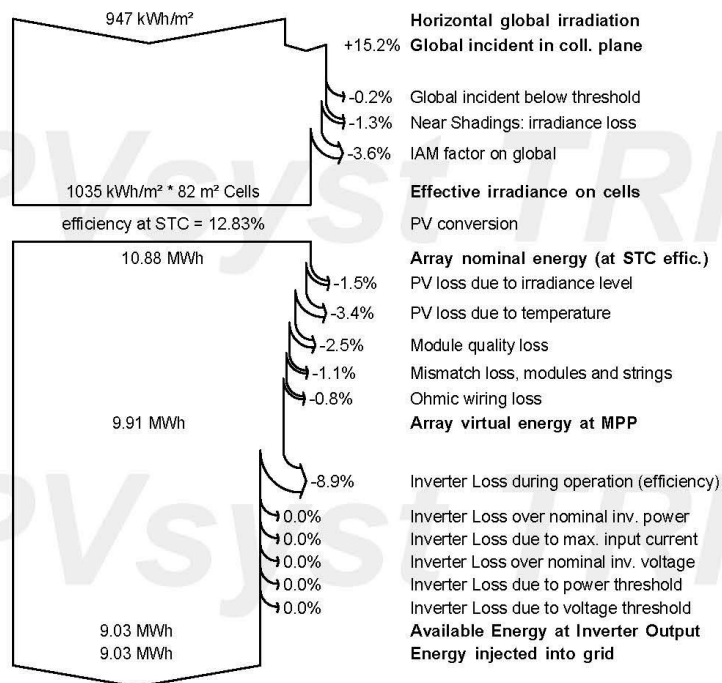
Legends:	GlobHor      Horizontal global irradiation	GlobEff      Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor      Horizontal diffuse irradiation	EArray      Effective energy at the output of the array
	T_Amb      Ambient Temperature	E_Grid      Energy injected into grid
	GlobInc      Global incident in coll. plane	PR          Performance Ratio

### Grid-Connected System: Loss diagram

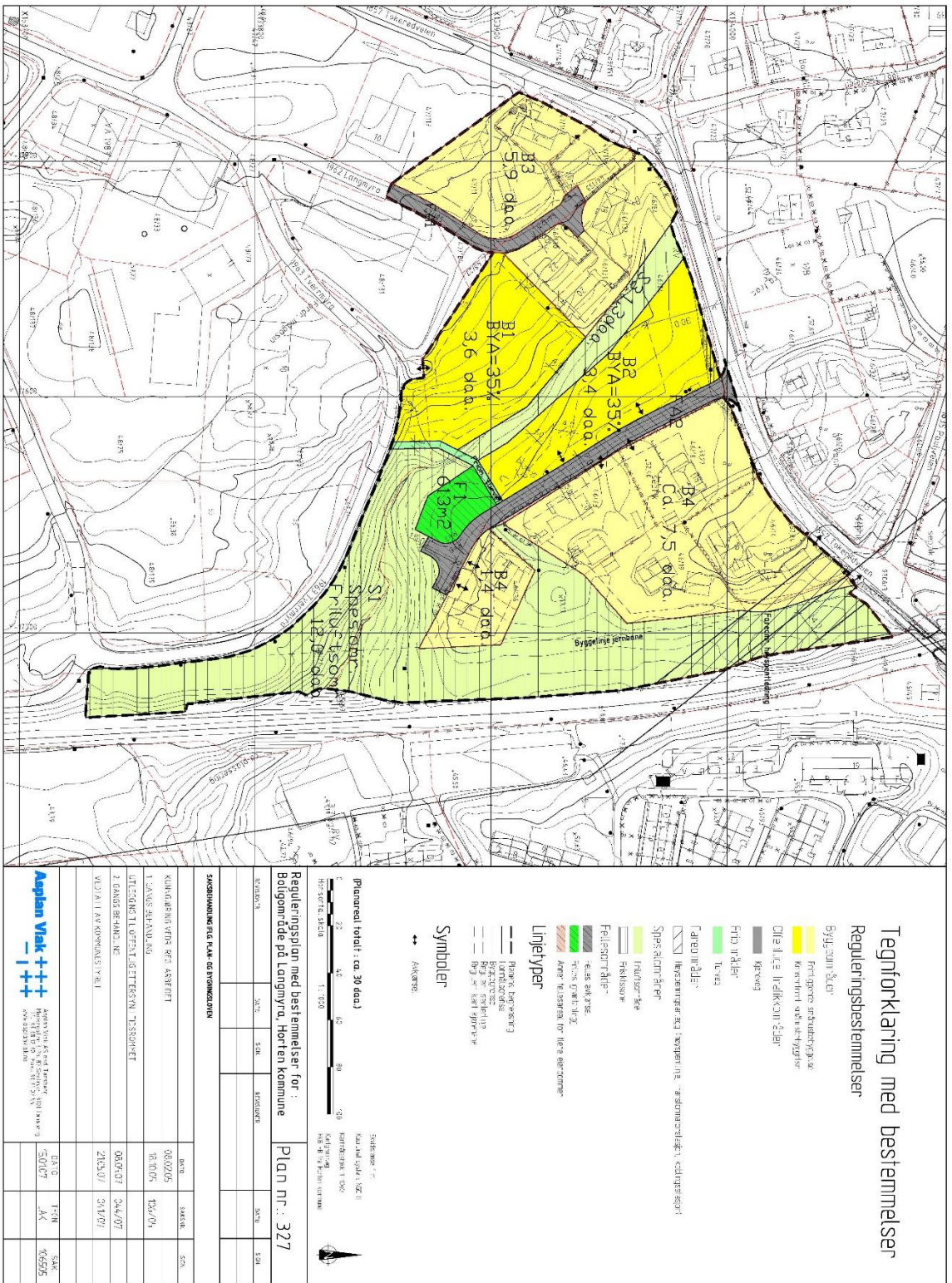
**Project :** New Project-nyest1  
**Simulation variant :** New simulation variant

Main system parameters	System type	Building system
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt 20°	azimuth 20°
PV modules	Model Poly 60 Wp 36 cells	Pnom 60 Wp
PV Array	Nb. of modules 175	Pnom total <b>10.50 kWp</b>
Inverter	Model UNO-DM-1.2-TL-PLUS	Pnom 1200 W ac
Inverter pack	Nb. of units 7.0	Pnom total <b>8.40 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



# VEDLEGG B - PLANREGULERING



Figur B.1: Planregulering for området. Tomta er vist som B1.

## Tegnforklaring med bestemmelser Reguleringsbestemmelser

- Byggetinnskjær
  - Forbudsområdene
  - Konstruksjonsforbud
  - Direkte innskjenning
  - Åpning
  - Frø inntak
  - Turveg
  - Farvede områder
  - Inngangsparti og vegger i de utdannings- og kulturbygg
  - Spesialrom-ferie
  - Hofstue-ferie
  - Friluftssone
  - Fellestier
  - Leas skilting
  - Stens skilting
  - Årre tilskudd for nye bygninger
- ### Linetyper
- Planlagt parkering
  - Landbruksvei
  - Regulert vei
  - Regulert lokal åpning
- ### Symboler
- Åskanse

Planlagt totalt: ca. 30 daa

0 20 40 60 80 100  
100 m

Stedsnavn: Horten  
Kommunenummer: 0812  
Kartblad: 1:5000  
Kartdato: 2008  
Kartforfatter: Kartverket

Reguleringsplan med bestemmelser for:  
Boligområde på Langmyra, Horten kommune

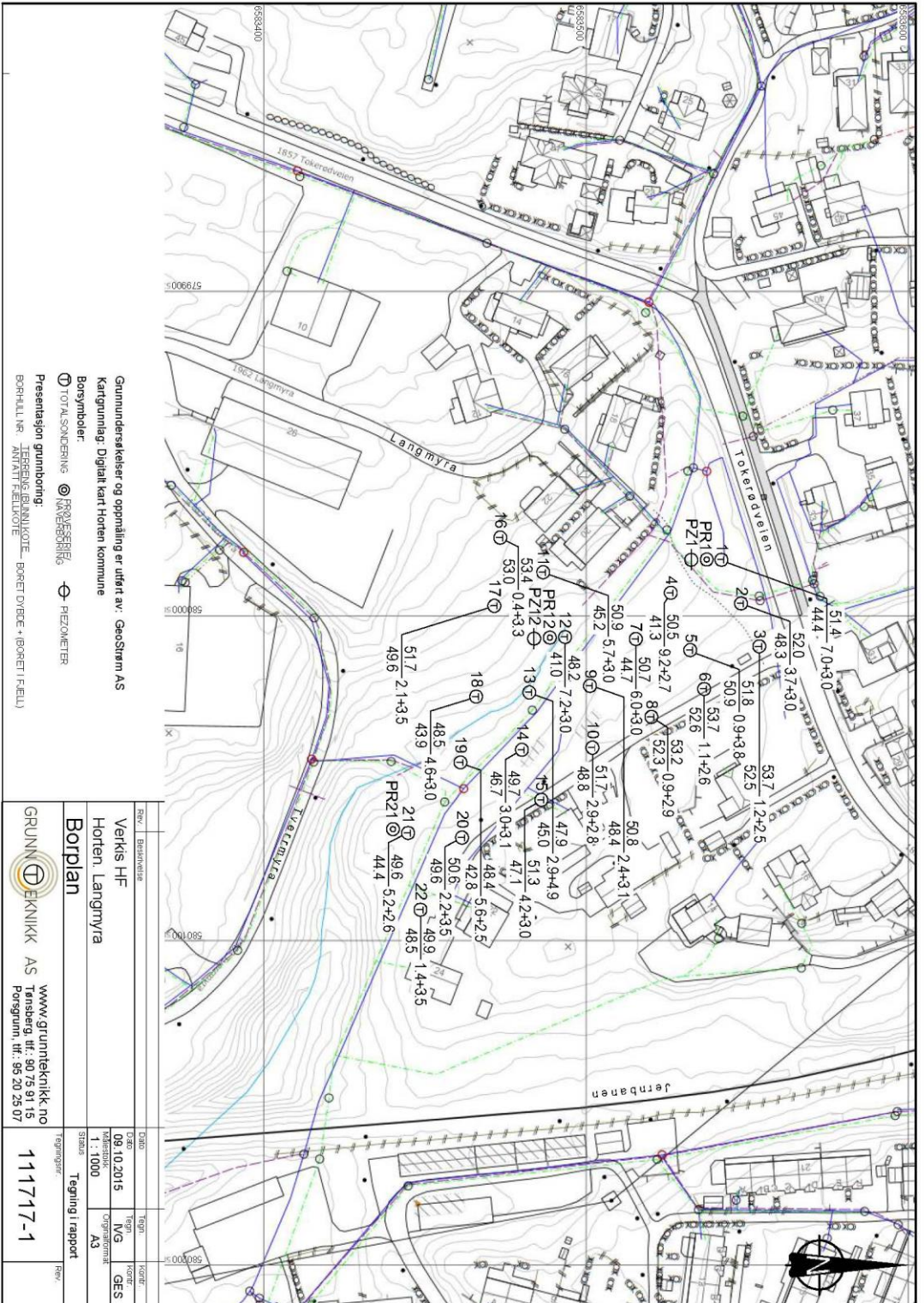
Plan nr.: 327

REGULERINGS	AREAL	ESTIMERT	NOTIS
SAGSERVNUMMER OG PLAN- OG TITTEL			
KUNNSKAPENS VIKTIG RØTT ASKRIFFET			
1. SANGS- og ANM. NO	0812/05	104/04	201
UTSØGINGSUTVALGETS TITTEL			
2. GANGS BEHAND. NR	0812/07	244/07	201
VALGTEK. AV KOMMUNENS VÅR			
	0812	121	201
	50/07	JK	16595

**Asplan Viak**

Asplan Viak AS, 45 End Torshov  
Hortensveien 1, 2010 Horten  
Tlf: 02323  
www.asplanviak.no

# VEDLEGG C - SONDERINGSKART



**Figur C.1: Oversikt over tottsonderinger gjennomført under grunnundersøkelsen. T markerer punktet borehullet ble laget. Ut fra hvert borehull stikker det en linje med grunnleggende informasjon. Tallet over linja forteller terrengets faktiske kote. Tallet under linja forteller antatt fjelkkote. Til høyre for hver linje vises hvor mange meter løsmasser det er boret gjennom, og det vises i tillegg hvor mange meter ned i fjell det ble boret.**



## VEDLEGG D - PUMPEBEREGNINGER

**Tabell D.1:** Beregninger for vannførende rør i den mest krevende situasjonen, maksimal innstråling. Verdiene benyttes for å dimensjonere systemets hovedpumpe P1. Koblingsrør mot C-rør forklares i figur 47, kapittel 6.5.6

Rør	Antall rørstykker	Lengde (m)	Indre diameter (mm)	Temperatur (°C)	Tetthet (kg/m <sup>3</sup> )	Volumstrøm (l/s)	Hastighet (m/s)	Trykktall per enhet (Pa)	Trykktall samlet (Pa)	Trykktall samlet (meter vannshøyde)
Solfanger	48	7	12	40	992,3	0,014	0,12	202	9678	0,99
Manifold solfanger, over	2	7,2	25	50	988,0	0,333	0,68	1587	3175	0,328
Tilførsel indre ring	2	1,5	25	50	988,0	0,333	0,68	331	661	0,068
Samlestokk tilførsel HTB	4	4,5	25	50	988,0	0,666	0,34	295	1180	0,121
Tilførsel brønn HTB	8	2	16	50	988,0	0,083	0,42	325	2597	0,268
Utløp brønn HTB	8	25	16	40	992,3	0,083	0,42	4224	33791	3,471
Samlestokk utløp HTB	4	4,5	25	40	992,3	0,166	0,34	307	1228	0,126
Koblingsrør til LTB	4	3	25	40	992,3	0,166	0,34	205	819	0,084
Samlestokk tilførsel LTB	4	9	25	40	992,3	0,166	0,34	614	2456	0,252
Tilførsel brønn LTB	16	2	16	40	992,3	0,041	0,21	100	1607	0,165
Utløp brønn LTB	16	25	16	30	995,7	0,041	0,21	1316	21052	2,155
Samlestokk utløp LTB	4	9	25	30	995,7	0,166	0,34	643	2573	0,263
Koblingsrør mot C-rør	4	4,5	25	30	995,7	0,166	0,34	322	1287	0,131
C-rør til P1	1	5	25	30	995,7	0,666	1,36	4044	4044	0,414
P1 til samleskinne solfanger, nedre	1	10	25	30	995,7	0,666	1,36	8087	8087	0,828
Samleskinne solfanger, nedre	2	7,2	25	30	995,7	0,333	0,68	1731	3462	0,354
<b>Totale friksjonstap</b>									<b>97700</b>	<b>10,026</b>

**Tabell D.2:** Beregninger for vannførende rør i den mest krevende situasjonen for pumpe 2, maksimal fyring. Fyringsbehovet er 9300 W. Verdiene benyttes for å dimensjonere systemets fyringspumpe P2.

Rør	Antall rørstykker	Lengde (m)	Indre diameter (mm)	Temperatur (°C)	Tetthet (kg/m <sup>3</sup> )	Volumstrøm (l/s)	Hastighet (m/s)	Trykktfall per enhet (Pa)	Trykktfall samlet (Pa)	Trykktfall samlet (meter vannsøyle)
Gulvarme	5	100	16	25	997,1	0,055	0,069	19,5	97,5	0,01
Tilførsel brønn LTB	16	2	16	30	995,7	0,017	0,086	22,8	365	0,04
Utløp brønn LTB	8	25	16	30	995,7	0,017	0,860	284,4	4550	0,46
Transportrør	2 (tur/retur)	15	25	30	995,7	0,277	0,560	2696	5392	0,55
<b>Totalt</b>									<b>10405</b>	<b>1,10</b>

**Tabell D.3:** Beregninger for vannførende rør for varmtvannsoppvarming. Det antas at oppvarmingsbehovet er 3000 W. Verdiene benyttes for å dimensjonere systemets varmtvannsberederpumpe P3.

Rør	Antall rørstykker	Lengde (m)	Indre diameter (mm)	Temperatur (°C)	Tetthet (kg/m <sup>3</sup> )	Volumstrøm (l/s)	Hastighet (m/s)	Trykktfall per enhet (Pa)	Trykktfall samlet (Pa)	Trykktfall samlet (meter vannsøyle)
Turrør	1	5	16	50	997,1	0,048	0,238	314	314	0,032
VVB-spiral	1			45	990,2	0,048		9810	9810	1
Returrør	1	5	16	40	992,3	0,048	0,238	314	314	0,032
Utløp brønn HTB	8	25	16	40	992,3	0,006	0,030	42,1	337	0,034
Tilførsel brønn HTB	8	2	16	50	997,1	0,006	0,030	3,22	25,8	0,003
<b>Totalt</b>									<b>10800</b>	<b>1,10</b>

## VEDLEGG E – HUSETS DIMENSJONER

---

Solfangeranlegget måler 14,40 m x 7,00 m og monteres med 20° helning. 20 cm av taket skal være takskjegg i alle retninger. Ytterveggene er 3 m høye.

Husets kortsida og resterende størrelser som avhenger av kortsiden står fritt til å velges. Antar man en brønnpark bestående av 6 x 4 brønner, vil dette gi en avstand mellom brønnene på 2,8 m og dermed en kortsida på 8,5 m. Husets dimensjoner er nært knyttet til brønnparkens dimensjoner, da det skal settes direkte oppå pålene og samtlige påler skal være lastbærende. Husets vegger antas å være 50 cm tykke.

### Husets grunnflate:

$$7,5 \text{ m} \times 13 \text{ m} = 97,5 \text{ m}^2$$

Huset skal ha én etasje og hems. Det antas at aktuelt hemsareal er det overflatearealet over førsteetasje med minstehøyde på 1,70 m. Settes førsteetasje til å være 2,5 m høy, kan hemsens areal

$$3 \text{ m} \times 13 \text{ m} = 39 \text{ m}^2$$

Husets grunnflate og hems gir et totalt oppvarmet bruksareal

### Oppvarmet BRA:

$$97,5 \text{ m}^2 + 39 \text{ m}^2 = 136,5 \text{ m}^2$$

Takets tapsareal – det arealet som varme tapes gjennom – vil være den takflaten som holder boligens oppvarmede volum adskilt fra omgivelsene. Med andre ord regnes takskjegget ikke med og takets bredde vil være lik husets bredde på 14 m. Lengden fra takets nedre punkt der det møter yttervegg og husets møne er 6,8 m. Takets helning er satt til å være 20°, og den nordvendte takflaten kan beregnes.

### Overflate sørvendt tak:

$$14 \text{ m} \times 6,8 \text{ m} = 95,2 \text{ m}^2$$

### Overflate nordvendt tak:

$$14 \text{ m} \times \sqrt{((8,5 \text{ m} - 6,8 \text{ m} \cos 20^\circ)^2 + (6,8 \text{ m} \sin 20^\circ)^2)} = 44 \text{ m}^2$$

### Overflate tak total:

$$95,2 \text{ m}^2 + 44 \text{ m}^2 = 139 \text{ m}^2$$

Ytterveggene opp til takets laveste punkt settes til å være 3 m høye. Med en takhelning på 20° kan alle ytterflatenes areal beregnes.

### Overflate yttervegger 1. etasje:

$$((2 \times 8,5 \text{ m}) + (2 \times 14 \text{ m})) \times 3 \text{ m} = 135 \text{ m}^2$$

### Overflate yttervegger 2. etasje:

$$2 \times \left( \frac{(6,8 \text{ m} \cos 20^\circ) \times (6,8 \text{ m} \sin 20^\circ)}{2} \right) + 2 \times \left( \frac{(8,5 \text{ m} - 6,8 \text{ m} \cos 20^\circ) \times (6,8 \text{ m} \sin 20^\circ)}{2} \right) \approx 20 \text{ m}^2$$

**Overflate yttervegg totalt:**

$$135 \text{ m}^2 + 20 \text{ m}^2 = 155 \text{ m}^2$$

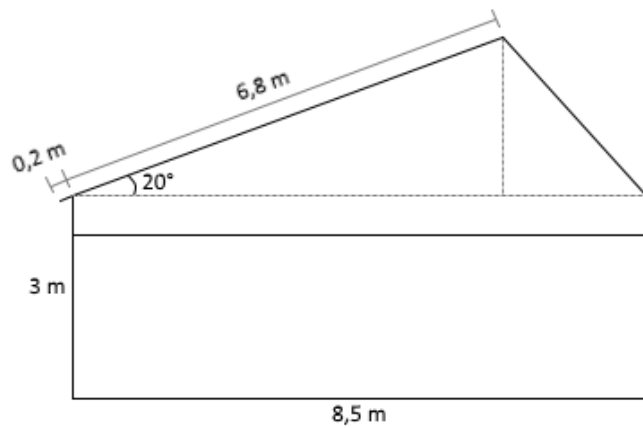
Det antas at 25% av veggflatene vil være dekket av vinduer. Får da

**Overflate vindu:**

$$0,25 * 155 \text{ m}^2 = 39 \text{ m}^2$$

**Overflate vegg:**

$$0,75 * 155 \text{ m}^2 = 116 \text{ m}^2$$



**Figur E.1:** Husets kjente dimensjoner som resterende størrelser beregnes fra.

Tabellen under viser husets ytterflater.

**Tabell E.1:** Overflatene til husets ytterelementer

Element	Areal (m <sup>2</sup> )
Vegg	116
Tak	139
Gulv	97,5
Vindu	39

## VEDLEGG F – BILDER FRA BEFARING

---



**Figur F.1:** Utsyn fra toppen av tomta på Tverrmyra (vei) mot foreslått plassering av hus. Også vist i bildet er prosjektleder Kristiane Blåsternes og prosjektmedarbeider Andreas Støle



**Figur F.2:** Utsyn fra tomta mot Lager 1 (blå bygning).



**Figur F.3:** *Utsyn fra tomta mot Lager 2 (grå bygning). I forgrunnen ligger Tverrmyra.*





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

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway