



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2020 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

PVT-modulens bruksområder i norsk klima

Siri Øvrewall
Mijøfysikk og fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet for fakultet for realfag og teknologi ved Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet (NMBU) i samarbeid med Solcellespesialisten høsten 2020. Oppgaven markerer slutten av sivilingeniørstudiet Mijøfysikk og Fornybar Energi og har et omfang på 30 studiepoeng.

Arbeidet med oppgaven har vært spennende, læringsrikt og krevende. Gjennom eksperiment utført i september tilegnet jeg meg mye ny kunnskap om oppbygningen av PVT-modulen og hvordan den slik installasjon kobles til bygg. I simuleringen i Polysun tilegnet jeg meg kunnskap om hvordan varmesystemet i bygninger er bygget opp, hvilke komponenter det består av og hvordan man kan implementere nye komponenter som solcellepaneler, solfangere og termisk borebrønn.

Jeg vil takke veilederne mine Espen Olsen og Helene Bøe Tømmerbakke. Takk til Espen for konstruktiv veiledning og takk til Helene for hennes tid og tilbakemelding på prosjektet gjennom hele perioden.

Jeg ønsker å takke Solcellespesialisten for å introdusere meg til fagfeltet og en veldig interessant oppgave. Videre vil jeg takke Jakob Jamot fra Free-Energy for simuleringsfiler og råd for simulering i Polysun.

Til slutt vil jeg takke venner og familie for å ha støttet meg med oppmuntringer underveis.

Ås, 15. desember 2020

Siri Øvrevall

Sammendrag

Utnyttelse av solenergi har hatt en kraftig vekst de siste årene, og ifølge Statkraft er det ventet at solkraft vil overgå andre fornybare kilder og bli verdens største elektrisitetskilde i 2035 [3]. Blant annet har solcelleindustrien fått et løft de siste årene på grunn av økt etterspørsel som har ført til prisreduksjoner. En solcelle omformer strålingsenergi fra solen til elektrisk energi i en fotovoltaisk prosess og har virkningsgrad på 15-24% [4]. I en solcelle går en høy andel av innstråling til oppvarming av modulen. En hybrid solcelle- og solfangermodul (heretter kalt PVT-modul) vil utnytte den termiske energien avsatt i solcellemodulen, og samtidig ha en avkjølende effekt på solcellen som øker den elektriske virkningsgraden. PVT-modulen kombinerer funksjonene til en termisk solfanger og en PV-modul i et enkelt panel, for å maksimere høstingen av termisk og elektrisk energi.

Formålet med denne oppgaven er å vurdere PVT-modulens potensial for ulike bruksområder i Norge. For å kunne gjøre en vurdering av dette ble det utført simuleringer med fire ulike systemdiagrammer i programvaren Polysun. Av fire systemdiagrammer som ble opprettet og brukt, var ett med kun PV uten termisk påvirkning av kollektoren, ett hvor PVT-modulene ble plassert sammen med en varmeavleder, ett med forvarming av tappevann og ett med termisk borebrønn. I tillegg ble det utført et forsøk i samarbeid med Solcellespesialisten i begynnelsen av september, hvor det ble satt opp to PVT-moduler fra DualSun for sammenlikning.

Resultatene fra utførte simuleringer viste at arbeidsvæsken i PVT-modulen ikke oppnår like høye temperaturer som en konvensjonell solfanger. Den maksimale temperaturen som ble oppnådd i arbeidsvæsken i simuleringer var 34,1 °C. For system med forvarming av tappevann ble det oppnådd lav årlig termisk virkningsgrad lik 13,5%. Dette skyldtes at arbeidsvæsken sjeldent oppnådde høye temperaturer, i tillegg til at forvarmingstanken ikke kjølte arbeidsvæsken på en god måte. For system med termisk borebrønn med varmepumpe ble det oppnådd relativt høy årlig termisk virkningsgrad på 51% når det ble krevd lav nominell utløpstemperatur. Dette skyldes at de lave temperaturene ble utnyttet på en effektiv måte i varmepumpen. Forsøk utført i september ble brukt til å konstatere at resultatene for temperatur i de utførte simuleringene gjenspeiler temperatursituasjoner som kan oppstå i virkeligheten. Utover dette kunne resultatene fra forsøket i liten grad brukes til

sammenlikning av termisk og elektrisk energiproduksjon, da forsøket hadde for mange feilkilder. Kjøling av panelet i system med termisk borebrønn førte til 5,7% økning i elektrisk energiproduksjon i forhold til simulering med kun PV, som var uten termisk påvirkning fra modulens integrerte kollektor.

I evalueringen ble det på bakgrunn av resultatene fra simuleringer konstatert at dersom det skal anskaffes PVT-paneler bør det være behov for lavverdig termisk energi. Resultatene fra utførte simuleringer viser at det mest fornuftige er å bruke PVT-modulen i et system med termisk borebrønn(er). Man vil uansett behøve en varmepumpe fordi direkte bruk til forvarming av tappevann ikke er gunstig.

Abstract

The utilization of solar energy has grown in the last few years and according to Statkraft, solar energy is expected to surpass other renewable energy sources and become the world's largest source of electricity by 2035 [3]. Among others, the solar cell industry has received a boost in recent years as the demand has grown, which has been attributed to price reductions. A solar cell converts solar radiation energy to electrical energy in a photovoltaic process and has an efficiency of 15-24% [4]. In a solar cell, a high proportion of the solar radiation goes to heat production in the module. A solar hybrid photovoltaic thermal module (from now on referred to as a PVT module) utilizes the thermal energy deposited in the solar panel, as well as having a cooling effect on the solar cell which increases the electrical efficiency. The PVT module combines the functions of a thermal collector and a PV module in one single panel, to maximize the harvest of thermal and electrical energy.

The aim of this thesis is to assess the PVT module's potential for different areas of use in Norway. In order to assess this, simulations were performed with four different system diagrams in the Polysun simulation software. Four system diagrams were created and used in Polysun, one with a PV module, one where the PVT panels were placed together with a heat sink, one where the PVT panels were placed in a system for the preheating of domestic hot water, and one with ground source-regeneration by PVT. In addition, an experiment was performed in collaboration with Solcellespesialisten in early September, where two PVT modules from DualSun were set up for comparison.

The results from the performed simulations showed that the working fluid in the PVT module does not reach as high temperatures as a conventional solar collector. The maximum temperature attained by the working fluid in the simulations was 34,1 °C. For the system that preheats domestic hot water, a low annual thermal efficiency equal to 13,5 % was achieved. This was due to the working fluid rarely reaching high temperatures, in addition to the preheat tank not cooling the working fluid in a good way. The systems with ground source-loop regeneration, on the other hand, a relatively high annual thermal efficiency of 51 % was achieved when low nominal outlet temperatures were required. This was because low temperatures were utilized in an efficient manner in the heat pump. Experiments performed in September were used to establish that the results for temperature in the performed simulations

reflect temperature situations that may occur in real life. Beyond this, the results from the experiment could only to a small extent be used to compare thermal and electrical energy production, as the experiment had too many sources of error. The cooling of the panel that occurred in the system with ground source-loop regeneration led to a 5,7% increase in electrical energy production compared to the simulation with a PV-module, which was without thermal influence from the integrated collector.

In the evaluation, it was established, based on the results from simulations that if one is to procure PVT panels, one should be in the need of low-temperature thermal energy. The results from the performed simulations show that it makes the most sense to use the PVT module in a system with thermal borehole(s). In any case, one will need a heat pump because a direct use of the thermal energy for preheating domestic hot water is not beneficial.

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Sammendrag	III
Abstract	VI
Figurliste	XI
Tabelliste	XV
Nomenklatur	XVII
1. Innledning	2
2. Teori	4
2.1 <i>Energiforbruk i Norge</i>	4
2.2 <i>Solen som energikilde</i>	5
2.2.1 Innstråling	5
2.2.2 Diffus og direkte innstråling.....	5
2.2.3 Energikonvertering	6
2.3 <i>Solcellen</i>	7
2.3.1 Oppbygging av solcellen	7
2.3.2 Påvirkning av temperatur i solceller	8
2.3.3 Solcellemodulen.....	10
2.3.4 Testing av solcellemoduler	10
2.3.5 Virkningsgraden til en solcelle	11
2.4 <i>Varmeoverføring</i>	11
2.4.1 Konduksjon - Varmeledning.....	12
2.4.2 Konveksjon – Varmestrømning	12
2.4.3 Stråling.....	12
2.5 <i>Solfangeren</i>	13
2.5.1 Flatplatekollektor og konsentrisk kollektor	13
2.5.2 Virkningsgraden til en solfanger	14
2.6 <i>PVT-modulen</i>	17
2.6.1 Oppbygging av PVT-modulen	17
2.6.2 DualSun	18

2.7 Bruksområder for soltermisk energi	20
2.7.1 Oppvarming av tappevann.....	20
2.7.2 System med termisk borebrønn	22
2.8 Geotermisk Energi	22
2.8.1 Grunnen som termisk lager	22
2.8.2 Borebrønnen.....	24
2.9 Varmebehov i bolig.....	26
2.9.2 Romtemperatur	28
2.10 Simulering i Polysun.....	28
3. Eksperimentelt	29
3.1 Innstillinger	30
3.1.1 Beliggenhet og klimadata	30
3.1.2 Valg av PVT-modul	31
3.2 Simulering med kun PV-panel.....	32
3.3 Simulering med varmeavleder	33
3.3.1 Oppsett	34
3.3.2 Fremgangsmåte	35
3.4 Forvarming av tappevann.....	36
3.4.1 Opprettelse av systemdiagrammet	36
3.4.2 Fremgangsmåte for simulering	38
3.5 Termisk borebrønn.....	39
3.5.1 Opprettelse av systemdiagrammet	40
3.5.2 Fremgangsmåte for simulering	41
3.6 Forsøk i Fredrikstad	42
4. Resultater og diskusjon.....	45
4.1 Kun PV-modul	45
4.2 Simulering med varmeavleder	47
4.3 Forvarming av tappevann.....	55
4.4 Termisk borebrønn.....	59
4.5 Forsøk i Fredrikstad	63
4.6 Sammenligninger.....	65
4.7 Anbefalinger til videre arbeid	70

5. Konklusjon.....	71
6. Biografi.....	72
7. Vedlegg.....	75
<i>Vedlegg 7.1 Termisk konduktivitet og volumetrisk varmekapasitet for ulike bergarter og mineraler</i>	<i>75</i>
<i>Vedlegg 7.2 Datablad for DualSun Spring 315M</i>	<i>76</i>

Figuroversikt

Figur 1: Oversikt over mulige energikonverteringer for solenergi med tilhørende virkningsgrader [19].	6
Figur 2: Illustrasjon av en solcelle [1].	7
Figur 3: Sammenlikning av utformingen til monokrystallinske (til venstre) og multikrystallinske paneler (til høyre) [22].	8
Figur 4: Sammenlikning av utforming av flatplate og konsentrerende solfanger. Sorte piler angir solinnstråling [35].	14
Figur 5: Viser termiske og optiske tap i de ulike komponentene til en flatplatekollektor [36].	15
Figur 6: Virkningsgrad for ulike typer solfangere ved innstrålingen 800 W/m ² og ulike temperaturdifferanser mellom arbeidsvæskens temperatur og omgivelsestemperatur [39].	16
Figur 7: Sammenlikning av utforming av solfanger, solcellepanel og PVT-panel [8].	17
Figur 8: Skjematisk bilde av oppsett til DualSun sitt isolerte Spring PVT panel [42].	18
Figur 9: Utforming av system med direkte oppvarming av tappevann fra solfanger. Pilene viser hvilken retning væskestrømmen går. Kald væske er merket i blått og oppvarmet væske er merket i rødt [47].	21
Figur 10: Utforming av system med indirekte forvarming av tappevann fra solfanger. Pilene viser hvilken retning væskestrømmen går. Kald væske er merket i blått og oppvarmet væske er merket i rødt. [47]	21
Figur 11: Illustrasjon av direkte system med borebrønn der grunnvann brukes som varmekilde. Grunnvannet pumpes fra produksjonsbrønnen, avkjøles i varmepumpen og dreneres til separat injeksjonsbrønn [56].	25
Figur 12: Illustrasjon av indirekte system med borebrønn hvor arbeidsvæsken er energibæreren og sirkulerer i en lukket krets mellom grunnen og varmepumpen [56].	25
Figur 13: Illustrasjon av de to hovedtypene kollektorer, U-rør og koaksial. Pilene angir retning av væskestrøm [58].	26

Figur 14: <i>Energiforbruk i husholdningene i Norge fordelt på formål. Prosent av totalt forbruk [59].</i>	26
Figur 15: Viser innstillinger som ble gjort for lokasjonen i Polysun. Posisjon ble valgt i kartfunksjon og beskrivelse av posisjonen ble fylt inn som vist i figuren.	30
Figur 16: Illustrasjon av PVT panelet fra Polysun [2].	31
Figur 17: Systemdiagrammet som brukes i simulering med Spring315M panelet uten termisk påvirkning. Ingen forbruksprofil er valgt og all generert elektrisk strøm leveres ut på det elektriske nettet.	33
Figur 18: Oppsett for testing av PVT paneler. To PVT paneler (et isolert og et uisolert), en flatplatekollektor og en vakuumrør-solfanger er koblet til en varmeavleder (heat sink). Resultatene for de ulike modulene påvirker ikke hverandre.....	34
Figur 19: Systemdiagram som ble brukt i simulering med forvarming av tappevann. Det er et indirekte system for forvarming av tappevann.....	38
Figur 20: Oversikt over innstillinger som ble valgt i kontrollpanelet til solsløvfens pumpe i system hvor PVT panelets termiske produksjon brukes til forvarming av tappevann.....	39
Figur 21: Systemdiagram med termisk borebrønn opprettet i Polysun.	41
Figur 22: Oversikt over som ble valgt i kontrollpanelet til solsløvfens pumpe i system hvor PVT panelet er plassert sammen med termisk borebrønn.....	42
Figur 23: Skjematisk oppsett av den termiske kretsen for forsøk med en DualSun Spring 315M modul utført i begynnelsen av september 2020. Pilene angir retningen til væskestrømmen. Avkjølt væske angis i blått og oppvarmet væske angis i rødt.....	43
Figur 24: Oppsett av forsøk i Fredrikstad med to Spring 315M moduler. Modulen til venstre er tilkoblet en termisk krets mens modulen til høyre skal brukes som referanse PV-panel. ...	44
Figur 25: Bilde av hvordan temperatursensorene ble isolert for å måle inn- og utløpstemperatur til PVT panelet i forsøket tilkoblet en termisk krets.	44
Figur 26: Resultat for simulerte temperaturer i PV-modulen for et år. Maksimal temperatur lik 51,8 °C oppnås i august.....	45
Figur 27: Temperatur på arbeidsvæsken inn og ut av modulen for LT for et år. Blå graf er innløpstemperatur og rød er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf.	47

Figur 28: Resultater for en tilfeldig sommerdag ved LT. I figuren er grønn graf innstrålt effekt på modularealet, blå graf er produsert termisk effekt, gul stiplet graf er gjennomsnittlig omgivelsestemperatur og rød stiplet graf er modulens utløpstemperatur.	49
Figur 29: Temperatur på arbeidsvæsken inn og ut av modulen for ELT for et år. Blå graf er innløpstemperatur og rød er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf.	50
Figur 30: Temperatur på arbeidsvæsken inn og ut av modulen for ELT for et år. Blå graf er innløpstemperatur og rød er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf.	52
Figur 31: Gjennomsnittlig i PVT-modulene for LT i løpet av et år (blå graf) og gjennomsnittlig temperatur i PVT-modulene i sommermånedene juni, juli og august (rød graf).	54
Figur 32: Gjennomsnittlig i PVT-modulene for HT i løpet av et år (blå graf) og gjennomsnittlig temperatur i PVT-modulene i sommermånedene juni, juli og august (rød graf).	54
Figur 33: Temperaturer på arbeidsvæsken inn og ut av modulen ved forvarming av tappevann for et år. Blå graf er innløpstemperatur og rød er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf.	56
Figur 34: Resultater for simulering for 27.juli for forvarming av tappevann. Til venstre er inn- og utløpstemperaturer i modulen plottet mot omgivelsestemperaturen. Til høyre er termisk effekt og virkningsgrad.	58
Figur 35: Temperaturer på arbeidsvæsken inn og ut av modulen for LT for et år. Blå graf er innløpstemperatur og rød er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf.	59
Figur 36: Temperaturer på arbeidsvæsken inn og ut av modulen for HT for et år. Blå graf er innløpstemperatur og rød er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf.	59
Figur 37: Resultater for simulering for 27.juli for system med termisk borebrønn for LT. Til venstre er inn- og utløpstemperaturer i modulen plottet mot omgivelsestemperaturen. Til høyre er termisk effekt og virkningsgrad.	61

Figur 38: Resultater for simulering for 27.juli for system med termisk borebrønn for HT. Til venstre er inn- og utløpstemperaturer i modulen plottet mot omgivelsestemperaturen. Til høyre er termisk effekt og virkningsgrad 62

Figur 39: Målte temperaturer på arbeidsvæsken i utført forsøk 19. sept. Oransje graf angir innløpstemperatur og grå graf angir utløpstemperatur for modul med vanngjennomstrømning 63

Tabelloversikt

Tabell 1: Oversikt over de termiske egenskaper til DualSun Spring panelene [43]	19
Tabell 2: Oversikt over termisk konduktivitet og volumetrisk varmekapasitet for utvalgte bergarter [52]......	23
Tabell 3: Oversikt over innstillingene som ble valgt for PVT-modulene i Polysun for alle simuleringer.....	31
Tabell 4: Oversikt over innstillinger gjort for varmeavlederent. Innløps- og utløpstemperatur er markert med “x” ettersom disse varierer i simuleringer for ulike temperaturnivåer.	35
Tabell 5: Oversikt over innstillinger som ble valgt i «Wizard» funksjonen i Polysun for å opprette systemdiagrammet til simulering hvor termisk produksjon fra PVT panelene brukes til forvarming av tappevann.	37
Tabell 6: Oversikt over innstillinger som ble valgt i «Wizard» funksjonen for dimensjonering av brønn.....	40
Tabell 7: Månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, elektrisk energiproduksjon og virkningsgrad. Viser resultater fra simulering med kun PV.....	46
Tabell 8: Månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, produsert termisk energi, termisk virkningsgrad, produsert elektrisk energi og elektrisk virkningsgrad for en isolert og en uisolert PVT-modul. Resultatene er fra simulering med varmeavleder for LT	48
Tabell 9: Månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, produsert termisk energi, termisk virkningsgrad, produsert elektrisk energi og elektrisk virkningsgrad for en isolert og en uisolert PVT-modul. Resultatene er fra simulering med varmeavleder for ELT	51
Tabell 10: Månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, produsert termisk energi, termisk virkningsgrad, produsert elektrisk energi og elektrisk virkningsgrad for en isolert og en uisolert PVT-modul. Resultatene er fra simulering med varmeavleder for HT.....	53
Tabell 11: Resultater for simulering med varmeavleder	55
Tabell 12: Månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, produsert termisk energi, termisk virkningsgrad, produsert elektrisk energi og elektrisk virkningsgrad for en isolert og en uisolert PVT-modul. Resultatene er fra simulering med forvarming av tappevann.....	57

Tabell 13: Månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, produsert termisk energi, termisk virkningsgrad, produsert elektrisk energi og elektrisk virkningsgrad for LT og HT. Resultatene er fra simulering med termisk borebrønn.	60
Tabell 14: Oversikt over målt termisk produksjon i to PVT-moduler med ulikt oppsett. Verdiene er målt i et forsøk utført 19.september og tabellen viser timesverdier fra kl 9:30 til kl 14:57.....	64
Tabell 15: Årlig elektrisk produksjon for 10 PVT paneler for ulike systemdiagram.....	66
Tabell 16: Årlig termisk produksjon og virkningsgrad for 10 PVT paneler for ulike systemdiagram.....	67

Nomenklatur

Symboler

η	Virkningsgrad, %
V_{oc}	Åpen krets spenning, V
A	Areal, m^2
D	Diffusivitet, -
q	Elektrisk ladning, C
N_D	Doping, -
L	Diffusjonslengde, -
n_i	Intinsikk ladbingsbærer, -
T	Temperatur, K, °C
I_{sc}	Kortslutningsstrøm, A
P_{max}	Maksimal elektrisk produksjon i solcellen, W
P_{inn}	Innstrålt effekt på en flate, W
FF	Fyllfaktor
\dot{Q}	Varmestrøm, W/m^2
ΔT	Endring i temperatur, -
Δx	Endring i strekning, -
k	Termisk konduktivitet, W/mK
h	Konveksjonskoeffisient, -
T_s	Temperatur av en overflate, K, °C
T_∞	Omgivelsestemperatur, K, °C
Q_s	Strålingsenergi, W/m^2
ε	Emissivitet, -
σ	Stefan-Boltzmanns konstant
P_v	Termisk energi, W
η_o	Optisk virkningsgrad, %
I	Innstråling i kollektorplanet, W/m^2
T_m	Arbeidsvæskens gjennomsnittlige temperatur i en solfanger, K, °C
T_a	Omgivelsestemperatur, K, °C

q_{hv}	Varmtvannsbehov, kWh/år
ρ_v	Tetthet vann, kg/l
Q_v	Volumetrisk vannmengde, l/dag
c_p	Spesifikk varmekapasitet, kJ/kg*K
T_i	Temperatur levert, K, °C
T_t	Kaldtvannstemperatur, K, °C
Q_{sol}	Produsert termisk energi, kWh
η_{th}	Termisk virkningsgrad, %
Q_{pvf}	Produsert elektrisk energi, kWh
η_{pv}	Elektrisk virkningsgrad, %

Forkortelser

NVE	Norges vassdrag- og energidirektorat
PV	Photovoltaic
PVT	Photovoltaic + thermal
LT	Lav temperatur
HT	Høy temperatur
EPCC	El Paso Community Collage
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PERC	Passive Emitter and Rear Cell
STC	Standard test conditions
AM	Air mass
EVA	Ethylene vinyl acetate
ISO	Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen
DWH	Domestic water heating
BTES	Borehole thermal energy storage
NOU	Norges offentlige utredninger
SPF	Institute for solar technology
ELT	Ekstra lav temperatur
DC	Direct current

1. Innledning

De globale miljø- og klimautfordringene har de siste årene fått mye oppmerksomhet. I 2015 ble «det grønne skriftet» kåret til årets nyord og i 2019 gikk skoleelever i hele verden ut i klimastreik med svenske Greta Thunberg i front [5]. Disse hendelsene forteller noe om aktualiteten til nye metoder for utnyttelse av fornybare energikilder som kan senke utslippet av CO₂ og andre klimagasser.

Solenergi er en fornybar energikilde som har hatt en bratt vekstkurve de siste årene. Ifølge NVE er solkraft den kraftproduksjonsteknologien som vokser raskest i verden. Også i Norge har det vært stor vekst. I 2019 var det installert omtrent 120MWp solkraft i Norge hvorav hele 51MWp ble installert i løpet av 2019 [6].

Solenergi kan i dag konverteres til termisk og elektrisk energi. Termisk solkraft er utnyttelse av varmestrålene fra sola til oppvarming. Høsting av termisk solkraft kan enten skje passivt, hvor man konstruerer nybygg optimalt slik at innstrålingen bidrar til oppvarming i bygget, eller aktivt, hvor man har anlegg som fanger varme fra sola i en kollektor. Varmen kan deretter videreføres til en væske eller gass, som kan transporteres videre og brukes til oppvarming. Solenergi kan også omdannes til elektrisk energi gjennom fotovoltaisk effekt. Her benytter man solceller bestående av stoffer som danner elektrisk strøm når de blir truffet av fotoner fra sollyset [7].

Denne masteroppgaven presenterer hybrid solcelle- og solfangerpanel, heretter kalt PVT-modul. En PVT-modul består av et solcellepanel med integrerte rør på baksiden og produserer både elektrisk og termisk energi. PVT-modulen har gått fra å være et dyrt spesialprodukt, til i de siste årene å bli masseprodusert grunnet økende etterspørsel. Høyere produksjonsvolum har bidratt til at prisen på produktene gradvis har blitt redusert. Det er flere positive sider ved modulene, de er arealeffektive og rørene på baksiden kan trekke varme ut av solcellene som fører til økt virkningsgrad. Det er bevist positiv synergieffekt i varme områder, men det er noe usikkerhet knyttet til om modulene vil være gunstige i Norge [8]. I denne oppgaven skal det gjøres en vurdering av PVT modulens potensial for ulike bruksområder i Norge gjennom følgende arbeid i simuleringstøyt Polysun:

1. Simulering med PV-modul for å vise energiproduksjon uten termisk påvirkning av integrert solfanger.
2. Enkel simulering med varmeavleder for å vise hvordan arbeidsvæskens temperatur har påvirkning på solcellenes elektriske produksjon.
 1. Sette søkelys på tre situasjoner for temperatur, én hvor arbeidsvæsken har høy temperatur og to hvor den har lav temperatur (HT, LT og ELT)
3. Simulering hvor panelene integreres inn i ulike systemdiagrammer for en bygning, hvor varmen brukes til forvarming av tappevann eller sammen med termisk borebrønn og varmepumpe, med vurdering av gevinsten til de ulike temperaturcasene.

Det er også utført et forsøk i samarbeid med Solcellespesialisten på PVT paneler. Data fra forsøket skal brukes til å gjøre en vurdering av hvorvidt resultater fra utførte simuleringer er realistiske. Oppgaven er delt inn i hovedkapitlene innledning, eksperimentelt, resultat og diskusjon, og til slutt konklusjon. I teorikapittelet presenteres teorien som anvendes for å utføre og forstå resultatene i simuleringen. Videre presenteres metode, resultat og diskusjon for problembeskrivelsens to punkter. Til slutt vil konklusjonen oppsummere masteroppgaven og de funnene som er gjort.

2. Teori

I dette kapittelet presenteres teorien som ligger til grunn for utførelsen av det eksperimentelle i oppgaven, og for å forstå resultatene. Temaer som presenteres er blant annet solen som energikilde, PVT-modulens oppbygning og bruksområder for soltermisk energi.

2.1 Energiforbruk i Norge

I 2018 ble det forbrukt 235 TWh energi i Fastlands-Norge, hvor over halvparten av dette energiforbruket var strøm til husstander og industri. Energiforbruket i Norge har steget de siste tiårene. I 1990 var forbruket på 194 TWh som gir en økning på 42 TWh fram til 2018. Ifølge NVE vil strømforbruket fortsette å øke i framtiden blant annet på grunn av elektrifisering av transportsektoren, strøm til industri og økt behov for datasentre [9].

Norge er kjent for å være en nasjon opptatt av klima og miljø. I 2017 publiserte E24 en artikkel med tittelen «Å være miljøvennlig er en viktig del av nordmenns identitet». Her viser de til en artikkel fra EPCC som sier at omtrent 6 av 10 nordmenn oppgir at det å være miljøvennlig er en viktig del av det å være norsk [10]. Norge har også vært med på å forhandle fram Parisavtalen, en avtale med EU som inneholder flere ambisiøse mål for klima, blant annet å oppnå 40% kutt i utslipp innen 2030 [11]. Men hvor klima- og miljøvennlige er vi egentlig?

Data fra Statistisk sentralbyrå for 2018 viser at hele 98% av all energi produsert i Norge kommer fra fornybare kilder, hvor vannkraft står for 95% og resten er hovedsakelig vindkraft [12]. Likevel er det ikke alltid sikkert at strømmen i kontakten kommer fra en fornybar energikilde, den kan også komme fra kullkraft eller atomkraft. Dette skyldes at Norge er med i det europeiske strømmarkedet hvor det både importeres og eksporteres strøm mellom land. Ettersom det i Norge brukes mer strøm enn det produseres må det i perioder importeres strøm fra andre land, hvor store deler av energiproduksjonen kommer fra atomkraft, kull og gass. Det vil dermed fortsatt være behov for utvikling og bruk av flere typer fornybare energikilder, også i Norge [13].

2.2 Solen som energikilde

Indirekte er solen opphav til de fleste primære energikildene på jorda. Blant annet danner oppvarming av atmosfæren og havet vind, havstrømmer og bølger. I tillegg danner fotosyntesen biomasse som omformes til varme ved forbrenning av blant annet treverk, olje og kull. Det er også mulig å utnytte solen på en direkte måte. Mengden av solenergi som treffer jorden årlig er omtrent 15 000 ganger større en verdens årlige energiforbruk. Den eneste begrensingen på hva som kan utnyttes er menneskenes evne til å omgjøre solenergien til brukbare energiformer på best mulig måte [14].

2.2.1 Innstråling

Intensiteten av solstrålingen ved yttergrensen av jordas atmosfære er på rundt 1370 W/m² på dagtid. Denne verdien kalles solkonstanten. På vei til jorden blir solstrålene både reflektert og absorbert i atmosfæren. På en dag med klar himmel vil intensiteten til solstrålingen på jordoverflaten være på rundt 1000 W/m² [7]. I Norge varierer solinnstrålingen mye gjennom året og den er høyest fra mai til og med august. Det finnes flere verktøy for å finne solinnstrålingen ved ulike steder i Norge og verden, blant annet PVGIS, Meteronorm og data fra Bioforsk-stasjonene plassert rundt omkring i landet [15].

2.2.2 Diffus og direkte innstråling

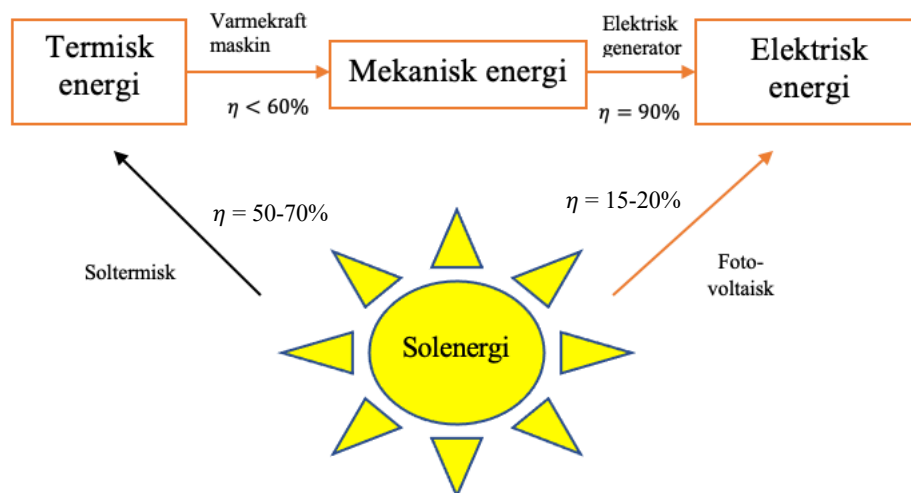
Solinnstråling som har nådd jordens atmosfære kategoriseres inn i direkte og diffus solinnstråling, etter hvordan den blir påvirket på vei gjennom atmosfæren. Direkte solinnstråling er stråling som ikke endrer retning grunnet spredning eller absorpsjon på reisen gjennom atmosfæren. Diffus solinnstråling er stråling som har blitt reflektert og/eller absorbert i atmosfæren. Summen av direkte og diffus innstråling tilsvarer global innstråling og brukes i beregninger av solenergi [16].

Et annet konsept som brukes i solenergiberegninger er albedo. Albedoen er et mål på refleksjonsevnen til en flate eller et legeme. Albedo er definert som hvor stor andel av lyset som treffer en gitt overflate blir reflektert tilbake og er en verdi mellom 0 og 1. Ofte antas det

at en tørr bakke/takflate har albedo på 0,20 i beregninger. Et sort legeme vil ha albedo på 0 men en flate dekket av nysnø om vinteren vil ha en albedo på omtrent 0,90 [17].

2.2.3 Energikonvertering

Gjennom energikonvertering kan man oppnå energiformen som man ønsker å bruke. Energikonvertering er å transformere energi fra en form til en annen ved hjelp av ulike enheter og systemer. For eksempel ble den tidlige vindmøllen brukt til å transformere vindens kinetiske energi til mekanisk energi for å pumpe vann og male korn. Solenergi kan konverteres både til termisk og elektrisk energi. Figur 1 illustrerer de mulige energikonverteringene fra solenergi med tilhørende virkningsgrader. Når det gjelder konvertering fra solenergi til termisk og elektrisk energi varierer virkningsgraden etter hvilke komponenter som blir brukt i prosessen. Denne bransjen er også under stor utvikling, og hvert år kommer det nye komponenter med høyere virkningsgrader [18].



Figur 1: Oversikt over mulige energikonverteringer for solenergi med tilhørende virkningsgrader [19].

2.3 Solcellen

Ved hjelp av solcellen kan man konvertere strålingsenergi fra solen til elektrisk energi. Solcellen har størst produksjon ved lave breddegrader hvor solinnstrålingen er høyest, men har også stort potensiale ved høye breddegrader, slik som i Norge, ettersom man i nordlige områder ofte har lavere omgivelsestemperaturer som fører til høyere effektivitet i solcellene.

2.3.1 Oppbygging av solcellen

Solcellen baserer seg på fotovoltaisk effekt, en potensialforskjell som oppstår i overgang mellom to materialer som følge av elektromagnetiske bølger, og konverterer strålingsenergi til elektrisk energi. Solceller består av halvledermateriale som fungerer som leder ved bestråling og isolator ved skyggebeleggelse. Det

vanligste halvledermaterialet som brukes i solceller er

krystallinsk silisium. Når solcellen blir belyst vil lys

som inneholder fotoner av tilstrekkelig energi danne elektronhullpar i halvledermaterialet.

Dette skjer ved at fotonene treffer et bundet elektron som eksiteres til et høyere energinivå og

etterlater seg et hull. Ledningsevnen avgjøres av antall frie elektroner og hull. Dette kan

reguleres ved doping, altså ved å tilsette små mengder av andre materialer. De vanligste

stoffene som brukes til doping av silisium er bor og fosfor. I et n-type materiale er det tilsatt et grunnstoff med flere valenselektroner enn halvledermaterialet slik at man får et overskudd

av elektroner. Et eksempel er silisium dopet med fosfor. I et p-type materiale tilsettes det et

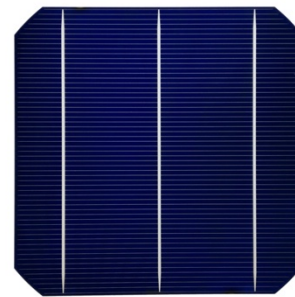
grunnstoff med færre elektroner enn halvledermaterialet slik at det oppstår mangel på

elektroner, også kalt hull. Et eksempel er silisium dopet med bor. En solcelle består av p-dopet halvledermateriale med et tynt n-dopet lag nærmest overflaten som skal belyses.

Elektronene vil forflytte seg fra det n-dopede materialet til det p-dopede materialet slik at n-

siden blir positivt ladet og p-siden blir negativt ladet. Dermed får man en ladningsforskjell

mellom n- og p-siden og det settes opp en spenning over PN-overgangen [20].

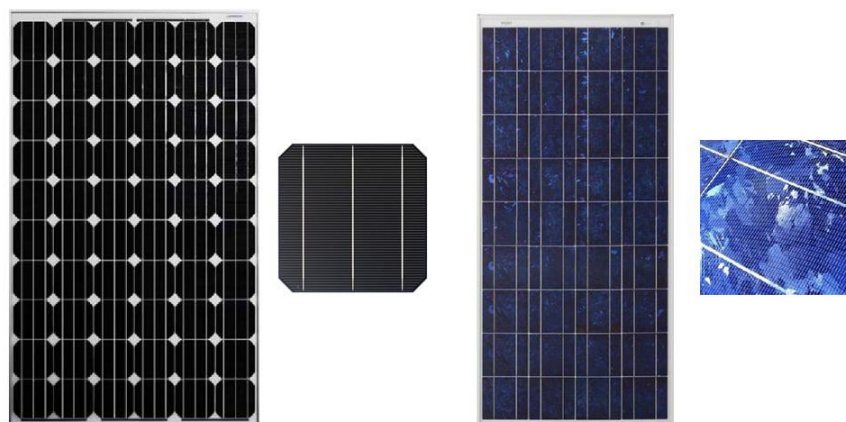


Figur 2: Illustrasjon av en solcelle [1]

Man skiller i hovedsak mellom mono- og multikrystallinske solceller. Forskjellen ligger i krystallstrukturen. Monokrystallinske solceller er sammensatt av en silisiumstruktur med én

krystall. Den høye renheten gjør at solcellen får en virkningsgrad på 15-25%.

Multikrystallinske solceller består av silisium som ikke er en perfekt krystall. Dette gir visse tap som fører til at solcellen har noe lavere virkningsgrad på 12-18%. Monokrystallinske solceller gjenkjennes ved at de er sorte og ensfarget, mens multikrystallinske solceller har sjatteringer i blått, se figur 3. Multikrystallinske solceller er billigere, men prisforskjellen har jevnet seg ut de siste årene og i dag er det monokrystallinske paneler som er mest vanlig å bruke [21].



Figur 3: Sammenlikning av utformingen til monokrystallinske (til venstre) og multikrystallinske paneler (til høyre) [22].

2.3.2 Påvirkning av temperatur i solceller

Det er flere tapsmekanismer i en solcelle. I 1961 utviklet Shockley og Queisser en teori om at det finnes en grense som beskriver den maksimale effektiviteten for konvertering av solenergi til elektrisk energi for et bestemt materiale. Teorien om grensen bygger på to typer tap, spektral mismatch og tap som skyldes at panelet har temperatur over 0K. Spektral mismatch handler om en mismatch mellom energispekteret til et foton og båndgapet i et halvledermateriale.

Et solcellepanel som er i termisk ekvilibrium med omgivelsene vil absorbere termisk stråling og avgi samme mengde stråling. Av den grunn vil rekombinasjon av elektronhullpar være til

stede i materialet. Dette gir en rekombinasjonsstrøm over 0 som videre fører til en lavere V_{oc} (åpen krets spenning) [19].

Hvordan V_{oc} påvirkes av temperatur illustreres i likning 1 og 2.

$$I_0 = qA \frac{Dn_i^2}{LN_D} \quad \text{Likning 1}$$

Hvor I_0 er rekombinasjonsstrøm, q er den elektroniske ladningen lik $1,602 * 10^{-19}$ coulomb, A er areal, D er diffusiviteten til minoritetsladningsbæreren for silisium som en funksjon av doping, L er diffusjonslengden til minoritetsladningsbæreren, N_D er doping og n_i er intrinsiske ladningsbærerkonsentrasjonen for silisium.

I formel 1 er det flere parametere som har dels temperaturavhengighet, men den mest betydningsfulle effekten skyldes den intrinsiske ladningsbærerkonsentrasjonen, n_i . Denne parameteren stiger om båndgapet blir lavere og om energien til ladningsbærerne blir høyere, hvor begge disse hendelsene inntreffer når temperaturen stiger. Videre viser likning 2 hvordan åpen krets-spenningen blir påvirket av rekombinasjonsstrøm:

$$V_{oc} = \frac{k_B T}{q} * \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \quad \text{Likning 2}$$

Hvor k_B er Boltzmann's konstant lik $1,38 * 10^{-23}$ J/K, T er temperatur i Kelvin, q er elektronisk ladning og I_{ph} er den lys-genererte strømmen.

I likning 2 ser man at V_{oc} øker noe med temperatur i første ledd av likningen, men siden rekombinasjonsstrømmen øker eksponentielt vil den ha mer å si, og føre til at V_{oc} minker med økt celledtemperatur [23].

I databladet til solcellepaneler er det som regel oppgitt en fotovoltaisk temperaturkoeffisient som indikerer hvor sterkt panelets elektriske produksjon blir påvirket av celledtemperaturen. Den fotovoltaiske temperaturkoeffisienten er et negativt tall ettersom effektuttaket synker med stigende temperatur.

2.3.3 Solcellemodulen

En solcellemodul består av flere seriekoblede solceller som fungerer som fotoaktiverte dioder. Seriekobling av solcellene danner en krets som vil lede en strøm når cellene setter opp en spenning. Solcellemodulen som benyttes i denne masteroppgaven er av type PERC monokrystallinsk med nominell kraft på 315Wp. I databladet har den en oppgitt modulvirkningsgrad på 19,08%. Modulen består av tre understrenger hvor 20 celler er satt sammen i serie i hver understreng. De tre understrengene er seriekoblet med hverandre til en streng med totalt 60 celler i serie. Mellom de tre understrengene er det bypassdioder. Understrengene har som funksjon å lede strømmen forbi en underserie dersom seriekoblingen i underserien blir brutt. Dette kan blant annet skje dersom det blir skygge på en solcelle, slik at den mister sin ledningsevne [24].

For at et solcellepanel skal produsere best mulig er plassering viktig. Solceller som er rettet mot sør produserer mest elektrisk energi. På store anlegg på flatt tak kan det også være gunstig å orientere panelene øst og vest slik at man fordeler produksjonen over hele dagen. I tillegg vil et øst/vest-anlegg gi plass til flere paneler da man unngår mye egenskygge.

For et sørvendt anlegg kan man finne optimal vinkel fra bakken for sommeren med følgende likning [25]:

$$\text{Optimal vinkel} = (0,9 * \text{breddegrad}) - 23,5 \quad \text{Likning 3}$$

2.3.4 Testing av solcellemoduler

Noen typer solceller leverer høyere effekt, og har bedre virkningsgrad enn andre. For å kunne sammenlikne ulike typer solcellepaneler ble det opprettet en standard for testing kalt STC, eller standard test conditions. De tre standard testbetingelsene er følgende:

- Solcelletemperatur 25°C
- Solinnstråling 1000 W/m²
- Luftmasse (AM) 1,5.

De standard testforholdene gjenspeiler ikke typiske driftsforhold, ettersom en solcelle som får

1000 W/m² innstråling ved gode solforhold har en tendens til å ha høyere temperaturer enn 25°C [26].

2.3.5 Virkningsgraden til en solcelle

Virkningsgraden til en solcelle defineres som forholdet mellom energiproduksjon og innstrålt effekt, og er den viktigste parameteren for å sammenlikne ytelsen til solceller. Ettersom den elektriske virkningsgraden til en solcelle varierer etter ulike forhold som temperatur i solcellen og intensitet av solinnstrålingen, brukes STC for å kunne gjøre sammenlikninger på likt grunnlag. Hvordan virkningsgraden til en solcelle beregnes presenteres i likning 4 og 5.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inn}} \quad \text{Likning 4}$$

Hvor η er virkningsgrad, P_{max} er maksimal elektrisk energiproduksjon i solcellen og P_{inn} er innstrålt effekt på solcellens aktive areal.

Videre kan P_{max} erstattes og følgende uttrykk oppstår

$$\eta = \frac{V_{OC} * I_{SC} * FF}{P_{inn}} \quad \text{Likning 5}$$

Hvor V_{OC} er åpen kretsspenning, I_{SC} er kortslutningsstrømmen, FF er fyllfaktoren og P_{inn} definert i likning 4 [27].

2.4 Varmeoverføring

Termodynamikkens andre lov sier at entropien, altså graden av uorden, ikke kan minke for et uavhengig system, det vil bare øke eller forbli den samme. I sammenheng med varmeoverføring betyr dette at overføring av varme alltid vil skje fra et sted med høy temperatur, til et sted med lavere temperatur i en spontan prosess. Vi skiller mellom tre former for varmeoverføring, disse er varmeledning (konduksjon), konveksjon og stråling.

2.4.1 Konduksjon - Varmeledning

Varmeledning, også kalt konduksjon, defineres av UiO som «overføring av varme ved termiske kollisjoner mellom molekyler langs en temperaturgradient» [28]. Materialer som har stor molekyltetthet slik som metall, vil av den grunn lede varme godt mens luft og andre gasser med lav molekyltetthet vil lede varme dårlig. Konduksjon skjer fra et sted med høy temperatur til et sted med lav temperatur. Et eksempel er overføring av varme fra en termos med varmt væskeinnhold til omgivelsene. Varmeoverføring ved konduksjon kan beregnes med følgende likning

$$\dot{Q}_{kond} = -k \frac{\Delta T}{\Delta x} \quad \text{Likning 6}$$

Hvor \dot{Q}_{kond} er varmestrømmen ved konduksjon i W/m^2 , k er termisk konduktivitet i $W/m \cdot K$, ΔT er endring i temperatur i Kelvin og Δx er endring i strekning i meter [28].

2.4.2 Konveksjon – Varmestrømning

Konveksjon defineres av UiO som «overføring av varme som skyldes turbulente bevegelser i en luft eller væskestrøm» [29]. Det er varmetransport som oppstår når et medium med en temperatur strømmer i nærheten av, eller i kontakt med et annet medium med ulik temperatur. Et eksempel er kald vind som blåser på en bygning og kjøler den ned [30]. Konveksjon kan beregnes med følgende likning

$$\dot{Q}_{konv} = hA(T_s - T_\infty) \quad \text{Likning 7}$$

Hvor \dot{Q}_{konv} er varmestrømmen ved konveksjon i W/m^2 , h er konveksjonskoeffisient, A er overflateareal, T_s er temperatur av overflateareal og T_∞ er omgivelsestemperaturen [31].

2.4.3 Stråling

Stråling er den eneste type varmeoverføringen som ikke krever et medium og kan overføres i vakuum. Dermed er dette den eneste måten jorden kan få tilført energi fra rommet. Ifølge Stefan-Boltzmanns lov vil alle objekter med temperatur over 0K, også kalt det absolutt nullpunkt, sende ut strålingsenergi etter følgende likning

$$Q_s = \varepsilon * \sigma * T^4 \quad \text{Likning 8}$$

Hvor Q_s er strålingsenergi, ε er emmisivitet, σ er Stefan-Boltzmanns konstant lik $5,670 * 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 * \text{K}^4)$ og T er temperatur i Kelvin [32].

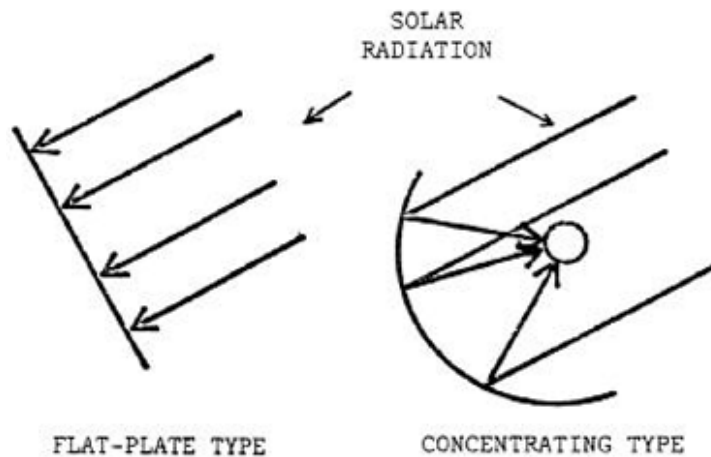
2.5 Solfangeren

Ved hjelp av solfangeren kan man konvertere strålingsenergi fra solen til termisk energi. Solfangeren består i hovedsak av en mørk overflate, kalt kollektor, og en rørføring med et varmebærende medium. Varmemediet transporterer varmen videre fra solfangeren, enten for direkte bruk i bygg eller lagring i varmtvannsbereder. Det vanligste mediet for bruk i solfangere er vann, vann med tilsatt frostvæske (ofte glykol) eller luft. Det finnes flere ulike typer solfangere, vi kan skille mellom disse ut ifra hvilken arbeidsvæske som brukes og hvilken utforming de har.

2.5.1 Flatplatekollektor og konsentrisk kollektor

Det skilles i hovedsak mellom to typer solfangere, flatplatekollektor og konsentrisk kollektor, hvor flatplatekollektoren er den enkleste og mest brukte. Som illustrert i figur 4 består flatplatekollektoren av en flat absorptor orientert mot solen. Denne kollektoren utnytter både direkte og diffus stråling, og er generelt designet for arbeidstemperaturer mellom 40 og 60 °C [33]. Bruksområdene er som regel oppvarming av vann til blant annet bygninger og industriprosesser.

Konsentriske kollektorer har ofte bruksområde der det er behov for temperaturer over 100 °C. Her er det nesten kun direkte sollys som gjelder. Kollektoren i form av et rør, omringes av speil som konsentrerer solstrålene. Dette gir både mer solinnstråling på kollektorarealet og mindre varmetap grunnet mindre areal i rørkonstruksjonen. For at den konsentriske kollektoren skal være kostnadseffektiv bør den plasseres et sted hvor det er mye sol og er dermed ikke så utbredt i Norge [19]. Europas største konsentriske solfanger er plassert i Frankrike og kan oppnå temperaturer opp mot 2800 °C [34].

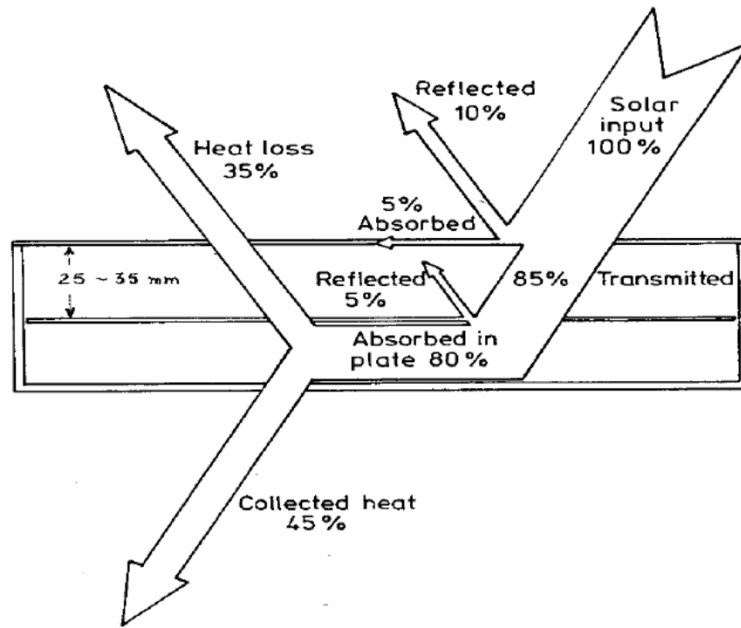


Figur 4: Sammenlikning av utforming av flatplate og konsentrerende solfanger. Sorte piler angir solinnstråling [35].

2.5.2 Virkningsgraden til en solfanger

Virkningsgraden til en solfanger er definert som forholdet mellom utnyttbar varmeproduksjon og mengden solinnstråling som treffer solfangeren. Virkningsgraden til en solfanger avhenger av to typer tap, termiske og optiske. Termiske tap handler om hvordan solfangeren mister varme til omgivelsene gjennom konduksjon, konveksjon og stråling. Termiske tap er dermed påvirket av solfangerens egenskaper og klimaforholdene rundt. Optiske tap handler om hvor stor del av innstrålingen som blir reflektert og absorbert. Dette tapet er påvirket av solfangerens oppbygging, for eksempel om den har belegg eller ikke.

I figur 5 er tapene i en flatplatekollektor illustrert. Denne figuren viser de optiske tapene i form av refleksjon, og varmetap i modulen.



Figur 5: Viser termiske og optiske tap i de ulike komponentene til en flatplatekollektor [36].

Virkningsgraden til en solfanger defineres som forholdet mellom produsert termisk energi i solfangeren og den innstrålte effekten. Den kan beregnes ved hjelp av følgende likninger

$$\eta_c = \frac{\text{nyttbar energi}}{\text{tilført energi}} \quad \text{Likning 9a}$$

$$\eta_c = \frac{\text{Innstrålit effekt} - \text{Termiske og optiske tap}}{\text{Innstrålt effekt}} = \frac{P_v}{P_{inn}} \quad \text{Likning 9b}$$

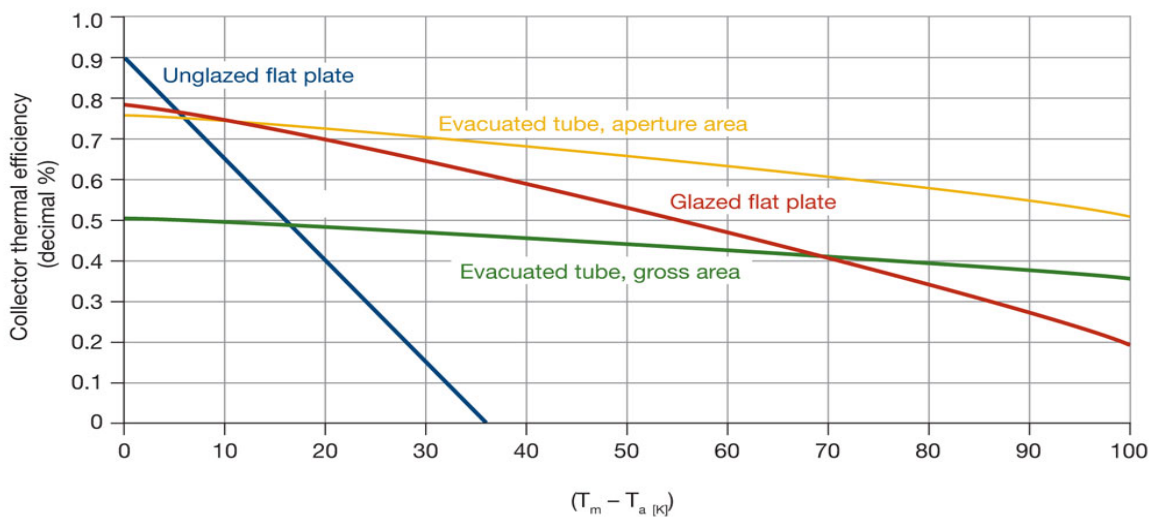
Hvor P_v er termisk energi tilført arbeidsvæsken i solfangeren og P_{inn} er innstrålt effekt på solfangerens aktive areal.

Når virkningsgraden skal estimeres ser man igjen på termiske og optiske tap. Optiske tak er ofte oppgitt i databladet til solfangeren. De termiske tapene er avhengig av temperaturdifferansen mellom omgivelsestemperaturen og temperaturen i arbeidsvæsken. Følgende likning kan brukes til å estimere virkningsgrad:

$$\eta_c = \eta_0 + \frac{a_1 * (T_i - T_a) + a_2 * (T_i - T_a)^2}{I} \quad \text{Likning 10}$$

Hvor η_0 , a_1 og a_2 er koeffisienter som bestemmes av målinger fra test av solfanger og er ofte oppgitt i databladet. η_0 kalles også optisk virkningsgrad. T_i er arbeidsmediets innløpstemperatur, T_A er lufttemperatur og I er innstråling i kollektorplanet i W/m^2 [37].

I figur 6 ser man ulikheter i virkningsgrad for forskjellige typer solfanger, avhengig av deres temperaturdifferanse fra omgivelsestemperaturen. I figuren skilles det mellom glasert og uglasert flatplatekollektor. En glasert solfanger er en solfanger med et gjennomsiktig dekklag som øker solfangerens effektivitet ved å slippe inn kortbølge solstråling og samtidig hindrer utslipp av langbølge varmemstråling. I tillegg hindrer dekklaget at absorbatoren blir nedkjølt av omgivelsene. En uglasert solfanger er en solfanger uten dekklag. Denne solfangeren er mest effektiv ved lave temperaturer da den ikke har de samme evnen til å holde på varmen som en glasert solfanger [38].



Figur 6: Virkningsgrad for ulike typer solfanger ved innstrålingen $800 W/m^2$ og ulike temperaturdifferanser mellom arbeidsvæskens temperatur og omgivelsestemperatur [39].

I figur 6 er T_m lik arbeidsvæskens gjennomsnittlige temperatur i solfangeren og T_a er lik omgivelsestemperatur. I figuren er det mulig å se at en uglasert flatplatekollektor vil raskt få en lav virkningsgrad dersom temperaturen i solfangeren overstiger omgivelsestemperaturen, i motsetning til de andre solfangerene. Figur 6 viser også at vakumsrør-solfanger er den som har høyest virkningsgrad ved høye temperaturforskjeller mellom kollektor og omgivelsene.

2.6 PVT-modulen

Ny teknologi viser at en kombinasjon av solcellepanelet og solfangeren kan skape et helt nytt produkt, en hybrid, også kalt PVT-modul. Et vanlig solcellepanel vil ofte generere mye varme. Med PVT-modulen blir denne varmen fanget opp i en kollektor og gjort nytte av. Dette vil igjen virke positivt på produksjonen til solcellene da deres virkningsgrad er omvendt proporsjonal med temperaturstigning, se seksjon 2.3.2. Positivt med PVT -modulen er at den er arealeffektiv. Ifølge en artikkel i Renewable Energy Focus fra 2010 kan «PV-termiske systemer generere fire ganger så mye energi produsert fra en overflate for bare 25% økning i kostnadene» [40].

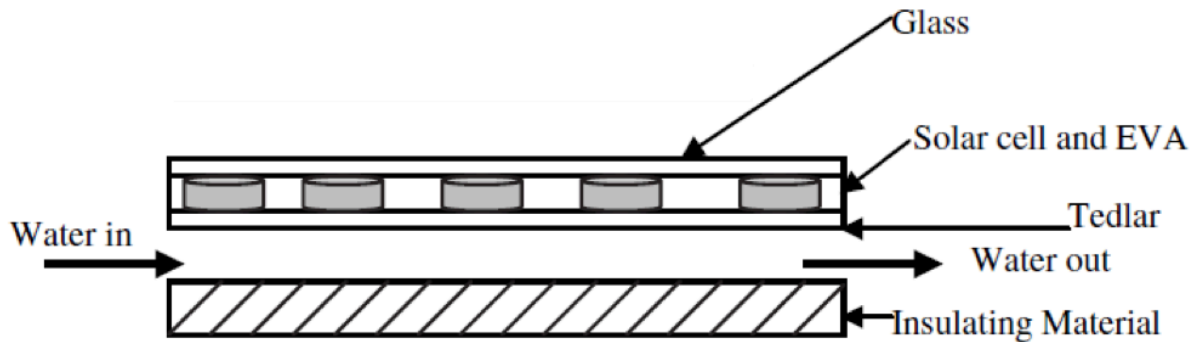
2.6.1 Oppbygning av PVT-modulen

PVT-modulen består i hovedsak av et panel med solceller på framsiden og en varmeveksler integrert i panelet på baksiden, som skal gi god varmeoverføring mellom den fotovoltaiske fronten og sirkulasjonen av arbeidsvæske i rørkonstruksjonen [41]. Ulikhetene i utforming mellom solcellepanel, solfanger og PVT-modul er illustrert i figur 7.



Figur 7: Sammenlikning av utforming av solfanger, solcellepanel og PVT-panel [8].

Figur 8 viser tverrsnittet til en PVT-modul. PVT-modulen består av følgende komponenter: Glassplate, solceller med EVA innkapsling, Tedlar beskyttende film, vanngjennomstrømning og til slutt et isolerende materiale. Noen moduler kommer også uten isolasjon dersom de kun skal levere lave temperaturer.



Figur 8: Skjematisk bilde av oppsett til DualSun sin isolerte Spring PVT modul [42].

2.6.2 DualSun

DualSun er en fransk produsent av solcellepaneler. De har en serie med hybride solcellemoduler kalt «Spring». Dette er 60 cellers solcellemoduler med kollektor på baksiden. Modulene kommer i to utgaver, Spring 300 og 315 Wp. I følge DualSun er teknologien bak Spring-modulen hentet fra to observasjoner gjort på solcelleanlegg:

- Solcellene produserer mye mer varme (80%) enn elektrisitet (20%) når de utsettes for solstråling.
- Ytelsen til solcellene synker når temperaturen stiger.

Disse observasjonene ble brukt til å lage en modul som bruker den genererte varmen i solcellene til å varme opp husholdningsvann. Slik forbedres den elektriske produksjonen ved at solcellene avkjøles. Dette gir i følge DualSun en potensiell økning i produsert elektrisk energi på 5 til 15% [43]. I modulens datablad er det oppgitt en fotovoltaisk temperaturkoeffisient på $-0,36 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ [43]. Dersom man har to situasjoner med ulik celledetemperatur, vil forskjellen i produsert elektrisk energi kunne beregnes med følgende likning

$$\%P = -0,36\%/^{\circ}\text{C} * \Delta T \quad \text{Likning 11}$$

Hvor $\%P$ er forskjell i produsert elektrisk energi i prosent og ΔT er temperaturdifferansen i de to situasjonene.

Tabell 1: Oversikt over de termiske egenskaper til DualSun Spring panelene [43].

THERMAL CHARACTERISTICS		
Sensor surface	1.635 m ²	
Liquid volume	5 L	
Maximum operating pressure	1,5 bar	
Hydraulic input/output	15mm or 26mm fitting	
	Non-insulated	Insulated
Stagnation temperature	70 °c	75,6 °c
Optical efficiency a_0	58,9% *	58,2% *
Coefficient a_1	16 W/K/m ² *	10,8 W/K/m ² *
Coefficient a_2	0 W/(M ² , K ²) *	

Tabell 1 viser de termiske egenskapene til DualSun Spring modulene. Her finner man oppgitt de tre koeffisientene η_0 (a_0 i tabell 1), a_1 og a_2 fra formel 7. Disse er hentet fra ISO 9806-2017 sertifiseringstester for ikke-glaserte solfangere, da kollektoren i Springpanelet er uglasert [43].

Ifølge produsenten har modulen potensial til å varme varmtvann opp til 70 °C. Dette gir flere bruksområder. PVT-moduler kan blant annet kobles direkte opp mot varmtvannstank i en husholdning. Dette gjøres ved hjelp av en sensor som detekterer når det er nok solinnstråling for å forsyne varmtvannsberederen. Et annet bruksområde er termisk kobling mellom panelene og varmpumpe. Her overføres det varme vannet fra panelet til den kalde kilden i varmpumpen. Dette er et system som fungerer godt ved lave temperaturer og er dermed et godt valg i kalde klimaer, slik som Norge. Et siste bruksområde som produsenten fremhever er bruk av Spring-modulene for oppvarming av svømmebasseng, men dette systemet er bedre egnet for varmere klima [44]. Mer om PVT-modulenes termiske bruksområder finnes i seksjon 2.7.

Når det gjelder utforming av Spring-modulene er de uglaserte solfangerne designet for å ha lik størrelse og ytre utseende som et konvensjonelt solcellepanel, se figur 7. Utformingen er valgt av produsenten for å kunne montere panelene med standard festemateriell for

solcellepaneler [45]. Denne utformingen kan gi noen utfordringer med varmetap i forhold konvensjonelle flatplatekollektorer.

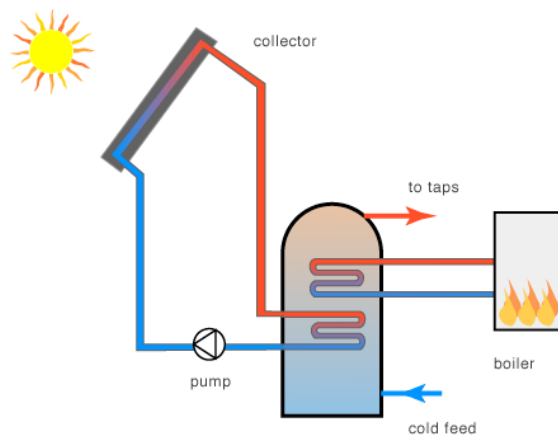
I Norge distribueres PVT-modulene fra DualSun av det norske selskapet «Free Energy» som i juni 2020 inngikk et samarbeid med DualSun. Free Energy er de i Norge som har mest erfaring med PVT-moduler. De har også vært involvert i flere av Solcellespesialisten sine prosjekter hvor det er brukt PVT-moduler fra DualSun. I samtaler med Jakob Jamot fra Free Energy sa de at erfaringer med PVT-modulen fra DualSun tilsier at den ikke vil oppnå noe særlig høyere temperaturer enn 30 °C i Norge, grunnet varmetap til omgivelsene.

2.7 Bruksområder for soltermisk energi

Det finnes flere bruksområder for soltermisk energi. Hvilke bruksområder som er tilgjengelig for et soltermisk system avhenger av hvilke temperaturer som er mulig å hente. Lave temperaturer under 30 °C kan for eksempel brukes til oppvarming av svømmebasseng eller til lading/oppvarming av termisk borebrønn sammen med varmepumpe. Middels temperaturer mellom 30 og 100 °C kan brukes til oppvarming av tappevann eller industriell prosessoppvarming. Høye temperaturer over 100 °C brukes til industriell prosessoppvarming som krever høye temperaturer, eller generering av elektrisitet. I denne oppgaven vil det fokuseres på bruk av soltermisk energi til oppvarming av tappevann, og i system med termisk borebrønn og varmepumpe [46].

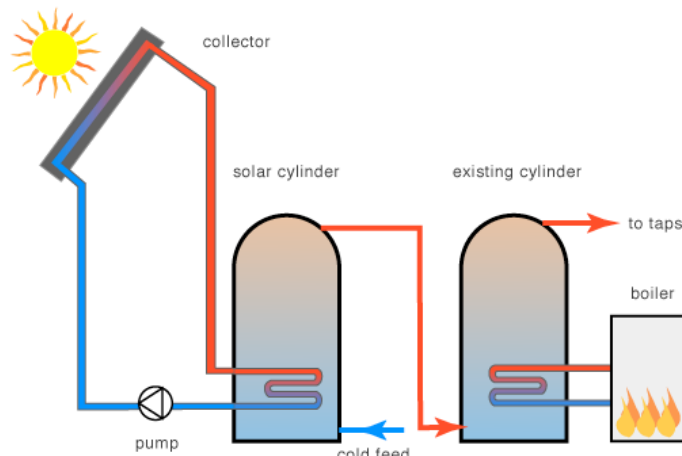
2.7.1 Oppvarming av tappevann

Domestic water heating (DWH), eller oppvarming av tappevann, er et system hvor en arbeidsvæske blir varmet opp i solfangeren og sirkulerer i en lukket sløyfe mellom solfangeren og en varmtvannsbereder, vanligvis plassert inne i bygningen som panelene installeres på. Figur 9 viser et direkte system for oppvarming av tappevann. En kontroller utløser sirkulasjon av arbeidsvæske når den detekterer nok solinnstråling til å kunne tilføre varmtvannsberederen varme.



Figur 9: Utforming av system med direkte oppvarming av tappevann fra solfanger. Pilene viser hvilken retning væskestrømmen går. Kald væske er merket i blått og oppvarmet væske er merket i rødt [47].

Det finnes også indirekte systemer for oppvarming av tappevann, se figur 10. Dette systemet opprettes ofte dersom bygget har en eksisterende varmtvannsbereder som skal beholdes.



Figur 10: Utforming av system med indirekte forvarming av tappevann fra solfanger. Pilene viser hvilken retning væskestrømmen går. Kald væske er merket i blått og oppvarmet væske er merket i rødt. [47]

Et system hvor man bruker solvarme til å varme tappevann, supplerer et bygg sitt oppvarmingssystem. Det øker levetiden til den konvensjonelle varmtvannsberederen ved å senke forbruksnivået, noe som også fører til at tilhørende elektrisitetsregninger reduseres [48].

2.7.2 System med termisk borebrønn

I Norge vil solenergi ha høyest produksjon på sommeren når vi har mye sol, men på vinteren vil det være lite produksjon grunnet snø og mindre sol. Dette vil si at i perioder hvor norske husstander trenger mest energi til oppvarming og elektrisitet, er de periodene hvor solfangere og solcellepaneler produserer minst. Av denne grunnen er lagring av energi viktig i Norge og andre nordiske land.

For lagring av termisk energi fra solfangere kan borebrønnen være et alternativ. Dersom man om sommeren produserer mer varme i solfangeranlegget enn det man trenger, kan varmen brukes til å lade en energibrønn. Et slikt system kalles for BTES (Borhehole Thermal Energy Storage) og virker som en stor underjordisk varmeveksler hvor man lagrer varme fra sommeren til bruk om vinteren. Et eksempel på et prosjekt som bruker BTES i stor grad er Drake Landing Solar Community. Dette er et område i Canada bestående av 52 boliger med 798 solfangere og 144 borehull. Nesten hele forbruket av varme i løpet av vinteren er dekket av varme lagret i borehullene i bakken som er høstet om sommeren [49]. Seksjon 2.8 vil gå dypere inn i dette temaet.

2.8 Geotermisk Energi

Geotermisk energi er energi som er lagret under jordens overflate i form av varme.

Geotermisk energi deles i dyp og grunn energi. Dyp geotermisk energi er energi som er hentet fra nivå dypere enn 300m. Denne energien er dannet av radioaktiv nedbrytning av stoffer som naturlig forekommer av grunnstoffene i bergartene. Grunn geotermisk energi er energi hentet fra jorden over 300m dybde. Den viktigste tilførselen av varme på dette nivået kommer fra innstrålt solenergi, og er av den grunn påvirket av årstidene [50].

2.8.1 Grunnen som termisk lager

Å bruke grunnen som energilager er relativt ukomplisert, men forbundet til betydelige energitap ettersom varmen lett vil kunne spre seg i grunnen. Slike lagre må derfor ha et nokså stort volum og bør være knyttet til store varmebehov.

Grunnens termiske egenskaper er gitt av de geologiske forholdene i området. En viktig faktor er type bergart som varmen skal lagres i. Bergarters termiske egenskaper avhenger hovedsakelig av sammensetningen av mineraler. I krystallinske (solide) bergarter vil varmen transporteres med varmeledning, mens i porøse bergarter vil det finnes påtvunget og fri varmespredning [51].

I tabell 2 er det oppgitt termisk konduktivitet i W/mK og volumetrisk varmekapasitet i kWh/m^3K for noen utvalgte bergarter. Varmekapasiteten sier noe om hvor god bergarten er til å holde på varme, noe som er viktig for å kunne vite hvor stort lagervolum som trengs. Termisk konduktivitet sier noe om hvor godt bergarten kan overføre varme mellom arbeidsvæsken som strømmer i brønnen og bergarten. Når man skal bruke grunnen som termisk lager er det viktig å ha et grunnmedium med høy nok termisk konduktivitet til å kunne trekke fra eller tilføre varme på en god måte.

Tabell 2: Oversikt over termisk konduktivitet og volumetrisk varmekapasitet for utvalgte bergarter [52].

	Termisk konduktivitet (W/mK)	Volumetrisk varmekapasitet (kWh/m³K)
Bergarter		
Leirskifer	1,5 – 3,5	0,64
Basalt	1,3 – 2,3	0,67 – 0,72
Sandstein	2,0 – 6,5	0,56 – 0,58
Genis	2,5 – 4,5	0,58 – 0,72
Granitt	3,0 – 4,0	0,44 – 0,86
Kvartsitt	5,5 – 7,5	0,53 – 0,75

Tabell 2 er et utsnitt fra en tabell i boken «An Introduction to Thermogeology» og kan leses i sin helhet i vedlegg 7.1. I tabell 2 er volumetrisk varmekapasitet beregnet fra å være med enhet MJ/m³K til å bli kWh/m³K ved å gange verdiene med 0,278 MJ/kWh. I tabell 2 kan man se at granitt er en av bergartene med god termisk konduktivitet og volumetrisk varmekapasitet. Granitt er en av de mest utbredte bergartene i verden. I Norge har vi rikelig med granitter i grunnfjell, fjellkjeder og Oslofeltet. I tillegg regnes granitt som en god bergart å danne varmereservoar i på grunn av sin gode varmeledningsevne og innhold av radioaktive isotoper [53].

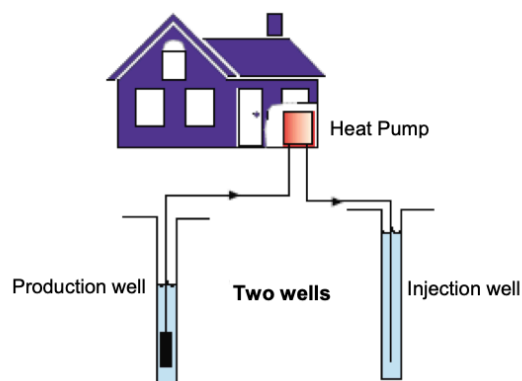
Urørttemperaturen i grunnen er også en viktig faktor når man skal bruke den som termisk lager. Den stabile temperaturen i grunnen kan bestemmes ved å se på den gjennomsnittlige lufttemperaturen, og korrigere den ut fra antatt snødekning. Dette gjøres ved å plusse på 1 til 2 °C på lufttemperaturen ettersom snøen vil isolere bakken for vinterkulde. I Fredrikstad er gjennomsnittlig lufttemperatur 7 °C, og temperaturen i grunnen vil dermed være 7-9 °C. Det er flere andre forhold som også påvirker denne temperaturen, slik som vegetasjon, grunnvannstrømning og type bergart [54].

Geotermisk gradient er en faktor som sier noe om temperaturendring fra jordoverflaten og nedover i jordskorpen. Den måles ofte i °C eller Kelvin per lengdeenhet. Verdien varierer med geologiske forhold, men ligger som regel i Norge på 0,02 – 0,03 °C/m i den øverste delen av jordskorpen og avtar lengre ned [55].

2.8.2 Borebrønnen

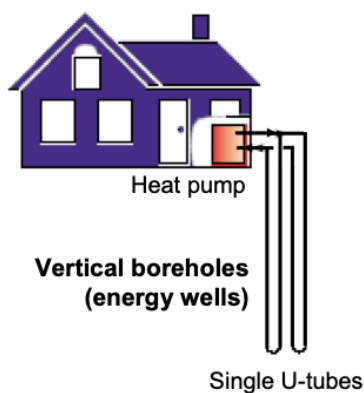
For å hente ut energien i grunnen kan man bruke energibrønner (borebrønner). En energibrønn er et smalt dypt hull i bakken som kan brukes til å hente både varme og kjøling fra grunnen. I følge varmpumpeinfo.com har energibrønner normalt diameter på 11 til 14 cm, og dybde fra omtrent 100 til 350 m [50].

Systemet kan klassifiseres som indirekte (lukkede) eller direkte (åpne) etter hvordan energien fraktes mellom grunn og varmepumpe. I direkte systemer kan grunnvann brukes som varmekilde som leverer varme til fordampere i varmepumpen. Dersom man har store mengder grunnvann kan vannet pumpes fra en eller flere produksjonsbrønner, avkjøles av varmepumpefordampere og dreneres til separate injeksjonsbrønner, som vist i figur 11. Dersom man har begrensede mengder grunnvann kan grunnvannet føres tilbake til produksjonsbrønnen(e) etter det har blitt avkjølt av varmepumpen. Grunnvannskvaliteten er av stor betydning i et slikt system, ettersom grunnvann med forurensninger vil føre til komplikasjoner i rørsystem og pumpe. Av denne grunn er direkte systemer ikke så vanlig for eneboliger i Norge da vannanalysen, installasjon og vedlikehold er omfattende. Det finnes også direkte systemer som ikke benytter seg av grunnvann, men disse er lite brukt i Norge [56].



Figur 11: Illustrasjon av direkte system med borebrønn der grunnvann brukes som varmekilde. Grunnvannet pumpes fra produksjonsbrønnen, avkjøles i varmepumpen og dreneres til separat injeksjonsbrønn [56].

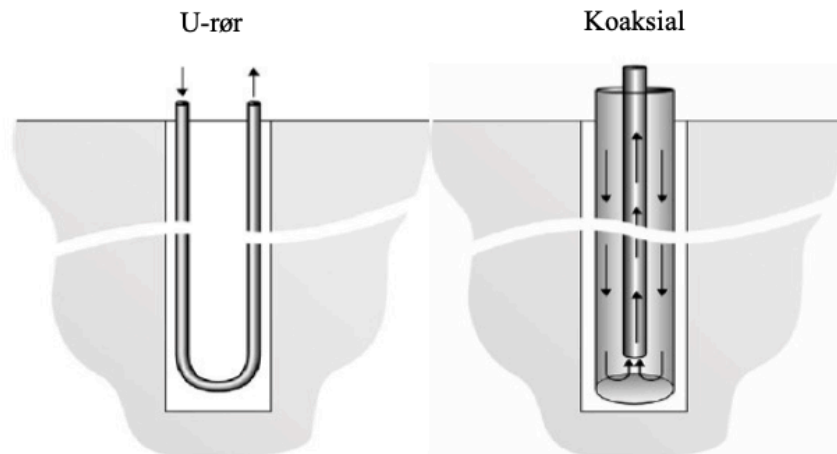
I indirekte systemer er arbeidsvæsken rent vann eller vann tilsatt frostvæske. I dette systemet brukes bergarten som varmekilde, varmeleder eller termisk lager. Her er arbeidsvæsken energibæreren som sirkulerer i en lukket krets og overfører energi mellom varmevekslerne og varmepumpens fordamper, se figur 12 [57].



Figur 12: Illustrasjon av indirekte system med borebrønn hvor arbeidsvæsken er energibæreren og sirkulerer i en lukket krets mellom grunnen og varmepumpen [56].

Det finnes flere typer borebrønner (kollektorer) på markedet. De to mest brukte er U-rørs kollektor og koaksial kollektor, se figur 13. Koaksial kollektor, også kalt rør-i-rør kollektor, består av et hovedrør med et transportrør inni. I denne kollektoren skjer varmevekslingen med berggrunnen i hovedrøret, før den transporteres opp i transportrøret. Det er mulig å endre hvilken retning væskestrømningen skal gå [58].

I en U-rørs kollektor strømmes arbeidsvæsken gjennom en U-formet rørkonstruksjon og varmeveksling med berggrunnen foregår gjennom hele kretsen. Det finnes både enkel og dobbel U-rørs kollektor, hvor enkel U-rørs kollektoren er den mest brukte, se illustrasjon av denne i figur 13.

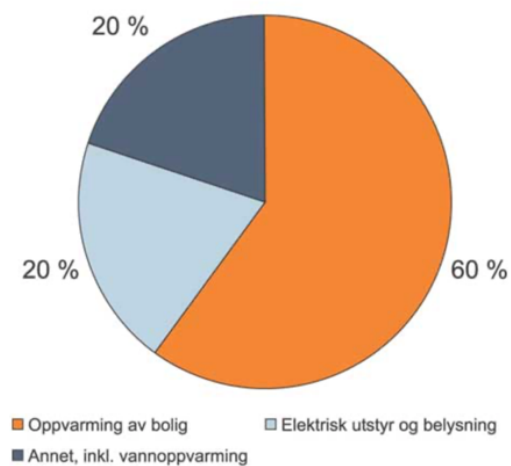


Figur 13: Illustrasjon av de to hovedtypene kollektorer, U-rør og koaksial. Pilene angir retning av væskestrøm [58].

2.9 Varmebehov i bolig

Store deler av elektrisitetsforbruket i norske husstander går til oppvarming. Ifølge regjeringens NOU fra 2014 går hele 60% av energiforbruket i norske boliger til oppvarming, se figur 14.

Energiforbruk fordelt på anvendelser



Figur 14: Energiforbruk i husholdningene i Norge fordelt på formål. Prosent av totalt forbruk [59].

For å dimensjonere et soltermisk anlegg er det viktig å ha informasjon om varmebehovet og hvilke temperaturer som kreves i en bygning.

2.9.1 Varmtvann

Energibehovet for oppvarming av varmtvann kan beregnes med følgende likning:

$$q_{hw} = \rho_v * Q_v * c_p * (T_l - T_t) \quad \text{Likning 11}$$

Hvor q_{hw} er varmtvannsbehov i kWh/år, ρ_v er tetthet av vann (temperaturavhengig, omtrent 1 kg/liter), Q_v er volumetrisk vannmengde i liter/dag, c_p er spesifikk varmekapasitet for vann lik 4,18 kJ/(kg*K), T_l er temperatur på levert vann til bygget og T_t er temperatur på tilført vann (kaldtvannstemperatur) [60].

Tabell 4 viser varmtvannsbehovet (q_{hw}) for ulike bygningskategorier i henhold til NS 3031. Verdiene er beregnet basert på standardiserte brukstider.

Tabell 4: Oversikt over driftstider og varmtvannsbehov for ulike bygningskategorier [60].

Bygningskategori	Driftstider timer/dager/uker	Varmtvannsbehov	
		W/m ²	kWh/(m ² år)
Boligblokker	24/7/52	5,1	30
Barnehage	10/5/52	3,8	10
Kontorbygg	12/5/52	1,6	5
Skolebygg	10/5/44	4,5	10
Universitet- og høyskolebygg	12/5/52	1,6	5
Sykehus	16/7/52	5,1	30
Sykehjem	16/7/52	5,1	30
Hoteller	16/7/52	5,1	30
Idrettsbygg	12/5/44	18,9	50
Forretningsbygg	12/6/52	2,7	10
Kulturbygg	11/5/52	3,5	10
Lett industri, verksteder	9/5/52	4,3	10

Ifølge en rapport fra direktoratet for byggkvalitet bør varmtvann til personlig hygiene i barnehager, omsorgsboliger og liknende ha en maksimumstemperatur som ikke overstiger 38 °C ved tappestedet. For øvrige installasjoner bør ikke temperaturen overstige 55 °C.

En konstant vanntemperatur rundt 55 °C er ikke gunstig da den har vist seg å gi tæring i sirkulasjonsledninger for varmtvann. Temperaturreguleringer i dette området bør derfor fortrinnsvis skje lokalt [61].

2.9.2 Romtemperatur

Det er ingen lover eller forskrifter i Norge som har faste grenser på romtemperatur. Derimot har arbeidstilsynet kommet med anbefaling om at temperaturen på en arbeidsplass bør holdes under 22 °C i perioder med oppvarmingsbehov. De anbefaler også at temperaturer under 19 °C og over 26 °C bør unngås [62].

2.10 Simulering i Polysun

Polysun er et simuleringsprogram for energisystemer. Programvaren ble produsert i 1992 av det anerkjente instituttet Institute for Solar Technology (SPF) ved University of Applied Sciences i Rapperswil i Sveits. I 2006 ble selskapet Vela Solaris opprettet som en spin-off, og det er de som leverer simuleringsprogrammet i dag [63].

Polysun har tre ulike programvarer å velge mellom, Polysun Designer, Polysun Standard og Polysun SPT. I denne masteroppgaven er det brukt Polysun Standard da denne har alle funksjonene som trengs for å utføre oppgavens simulering. Mer om fremgangsmåten i simuleringsprogrammet kan finnes i kapittel 3.

3. Eksperimentelt

Dette kapitlet omhandler metoden som ble benyttet for å vurdere PVT -modulens potensiale i Norge. Kapitlet er delt inn i seks underkapitler. Det første delkapitlet omhandler hvilke innstillinger som benyttes i simuleringene. Deretter følger fire delkapitler som beskriver systemdiagrammene brukt for vurdering av PVT-modulenes mulige anvendelsesområder. Det siste delkapitlet presenterer et forsøk som ble utført i samarbeid med Solcellespesialisten i Fredrikstad i begynnelsen av september 2020 med PVT- moduler fra DualSun.

For simuleringene benyttes Polysun som simuleringsverktøy. Først utføres det simulering med en PV-modul for å se på hva PVT-modulen ville produsert uten termisk påvirkning som forklart i kapittel 3.2. Deretter utføres det en enkel simulering med varmeavleder for å se på den termiske og elektriske produksjonen til PVT-modulen uten begrensninger på forbruk/kjølesiden. Denne simuleringen skal også vise hvordan programvaren tar hensyn til fotovoltaisk temperaturkoeffisient, hvilket er nærmere forklart i kapittel 3.3. PVT panelene vil deretter integreres i ulike systemdiagrammer for bygning som forklart i kapittel 3.4 og 3.5.

Simuleringene utføres for tre ulike temperaturnivåer:

- Lav temperatur (LT) mellom 10 og 15 °C
- Ekstra lav temperatur (ELT) mellom 5 og 10 °C
- Høy temperatur (HT) mellom 25 og 30 °C

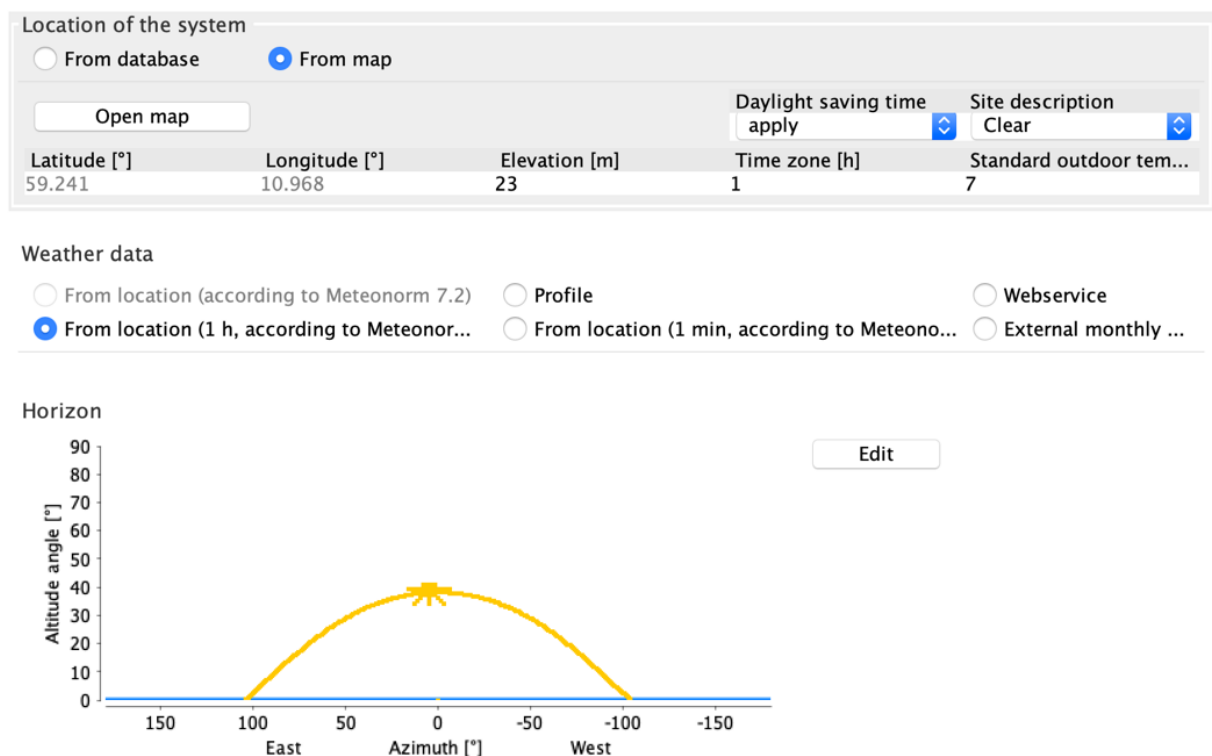
Det er flere grunner til at disse temperaturnivåene velges. LT er forventet tur-retur temperatur for forvarming av tappevann samt oppvarming av borebrønn. ELT er også mulig tur-retur temperatur for oppvarming av borebrønn (som driftes med høyere effektuttak fra brønnen). HT er forventet tur-retur temperatur for direkte oppvarming. Det er også den høyeste temperaturen som er forventet å oppnå i arbeidsvæsken basert på erfaringene til Free Energy.

3.1 Innstillinger

Simuleringene krever at det utføres spesielle innstillinger i Polysun på forhånd. Disse er forklart i de påfølgende underkapitlene.

3.1.1 Beliggenhet og klimadata

Prosjektets posisjon velges til «Stabburveien 18, Fredrikstad» ved hjelp av en kartfunksjon i programvaren. Dette er lokasjonen som ble brukt til forsøket gjort i samarbeid med Solcellespesialisten, og det er ønskelig å kunne sammenlikne resultater fra forsøket med resultater fra simuleringen. Sommertid aktiveres og stedsbeskrivelsen «klar» velges. Posisjonens høyde over havet settes til 23 m etter data fra kommunekart.no [64]. Standard utendørstemperatur settes til 7°C basert på årlig gjennomsnittlig temperatur i Fredrikstad [65]. Valgte innstillinger presenteres i figur 15.



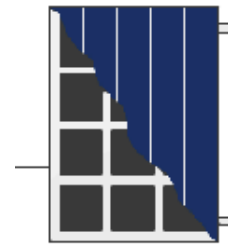
Figur 15: Viser innstillinger som ble gjort for lokasjonen i Polysun. Posisjon ble valgt i kartfunksjon og beskrivelse av posisjonen ble fylt inn som vist i figuren.

Det var flere muligheter for valg av værdata, se figur 15. Den som velges er «From Location (1h, according to Meteororm version 6)», da versjonen fra Meteororm 7.2 ikke er tilgjengelig for denne lokasjonen. Klimadata fra Meteororm versjon 6 er basert på værinformasjon og bestrålings-parametere fra 1986-2005 [2]. For å holde posisjon så generell som mulig velges det ingen spesifikk horisont for skygge.

3.1.2 Valg av PVT-modul

Det opprettes PVT-moduler fra DualSun i programvarens database ved bruk av parametere oppgitt i databladet for Spring 315M [43]. Tre moduler opprettes for videre bruk i simulering:

- PV-panel med fotovoltaiske egenskaper fra Spring 315M
- Spring 315M isolert
- Spring 315M uisolert



Figur 16: Illustrasjon av PVT panelet fra Polysun [2].

Øvrige innstillinger valgt for solcellemodulene er presentert i tabell 3. For å få en oversiktlig sammenlikning benyttes disse innstillingene i alle simuleringer.

Tabell 3: Oversikt over innstillingene som ble valgt for PVT-modulene i Polysun for alle simuleringer.

PVT modul	SPRING 315M	
Antall moduler	10	
Antall rekker i parallell	2	
Totalt brutto og absorbator areal	16,5	m ²
Orientering (Ø=+90°, S=0°, W=-90°)	0	°
Vinkel (hor=0°, vert=90°)	30	°

I tabell 3 har modulene en vikling på 30 grader fra underlaget. Forsøket fant sted på breddegrad lik 59,2° (se figur 15), hvilket ved hjelp av likning 3 fra kapittel 2.3.3 ga en optimal vinkling på sommeren lik 30° mellom horisonten og modulen. Det er valgt å bruke denne vinkelen da det er en høy, men fortsatt tilgjengelig vinkel med hensyn til utvalg av standardisert festemateriell. Valg av høyere vinkel for modulen kunne muligens ført til høyere

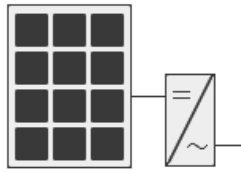
produksjon, men vil også gi større kostnader i form av mer materiell, mer ballast og mer avstand mellom modulene.

3.2 Simulering med kun PV-panel

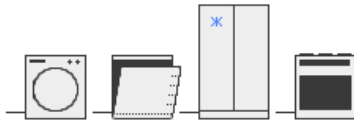
Det utføres simulering med det opprettede PV-panelet som har samme fotovoltaiske egenskaper som Sping 315M-modulen for å oppnå følgende:

- Finne hvilke temperaturer PVT-modulen kan oppnå uten termisk påvirkning av integrert solfanger.
- Finne elektrisk energiproduksjon til PVT-modulen uten termisk påvirkning av integrert solfanger.
- Sammenlikne elektrisk virkningsgrad med virkningsgrad oppgitt i modulens datablad.

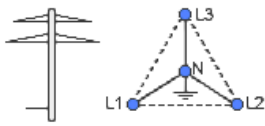
Systemdiagrammet som benyttes i denne simuleringen presenteres i figur 17. Det antas at dette systemet vil ha tilnærmet lik elektrisk produksjon som en uisolert PVT-modul, uten gjennomstrømming av arbeidsvæske i den integrerte solfangeren.



Photovoltaics: Dualsun SPRING 315Wp
 Number of modules: 10
 Total nominal power DC: 3.15 kW
 Orientation (E=+90°, S=0°, W=-90°): 0 °
 Tilt angle (hor.=0°, vert.=90°): 30 °



Number of electricity consumption profiles: 0
 Total consumption of the profiles: 0 kWh



Electric Grid: Three-phase (230V/400V, 50 Hz, WYE)
 Local grid voltage: 400 V
 Feed-in power limitation: no

Figur 17: Systemdiagrammet som brukes i simulering med Spring315M panelet uten termisk påvirkning. Ingen forbruksprofil er valgt og all generert elektrisk strøm leveres ut på det elektriske nettet.

Som vist i figur 17 er det ikke satt opp en forbruksprofil i denne modellen, da modulene i denne oppgaven ikke er knyttet opp til en spesifikk bygning. Dette er også for at forbruket ikke skal påvirke produksjonen, og at all generert elektrisk strøm sendes ut på det elektriske nettet. Resultatene for elektrisk energiproduksjon for denne og videre simuleringer er DC produksjon. Det vil si elektrisk produksjon før omforming i vekselretter.

3.3 Simulering med varmeavleder

De opprettede isolerte og uisolerte PVT-modulene i programvaren anvendes og plasseres i et systemdiagram med varmeavleder. Systemdiagrammet er en forenklet modell hvor varmebelastningen erstattes med en varmeavleder, og varmeavlederens inn- og utløpstemperatur kan settes til en fast verdi etter ønske. Simuleringen med varmeavleder utføres for å oppnå følgende:

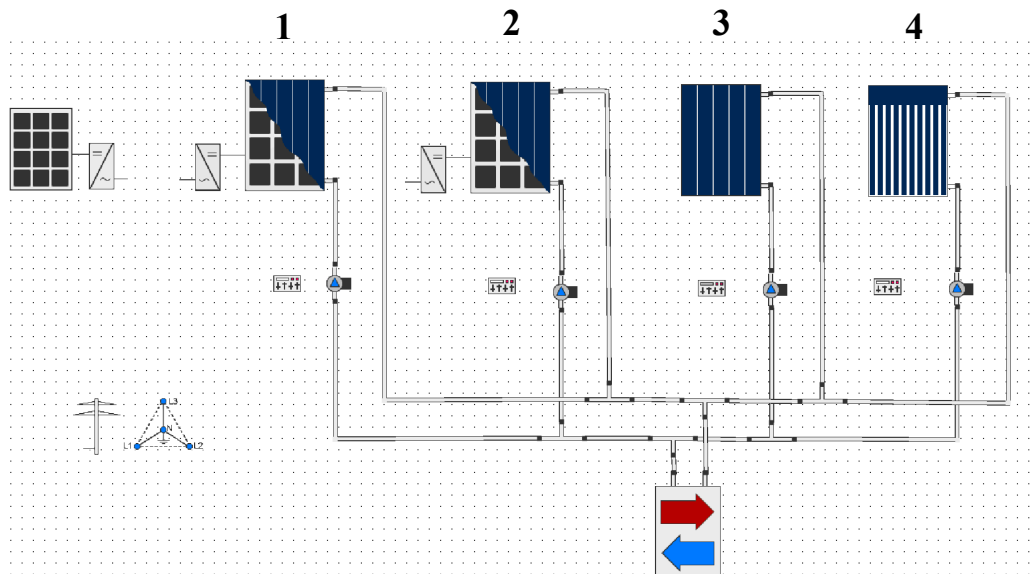
- Vurdere inn- og utløpstemperaturer som oppnås i modulen og hvordan temperaturene påvirker energiproduksjonen.

- Vurdere termisk og elektriske energiproduksjon for en isolert og en uisolert modul ved de tre oppgitte temperaturnivåene når all termisk energi utnyttes i varmeavlederen.
- Kontrollere at simuleringprogrammet tar hensyn til modulens fotovoltaiske temperaturkoeffisient.

Det er vann som benyttes som arbeidsvæske i denne og alle videre simuleringer.

3.3.1 Oppsett

I simulering med varmeavleder anvendes et systemdiagram tilsendt fra den norske distributøren av DualSun produkter, Free Energy. Systemdiagrammet presenteres i figur 18. I modellen er det satt opp fire ulike moduler som er koblet til varmeavlederen. Modul 1 og 2 i figur 18 er PVT-modulene fra DualSun, en isolert og en uisolert. Nummer 3 i figur 18 er en flatplatekollektor og nummer 4 er en vakuurrør-solfanger. Resultatene fra simuleringen kan hentes fra hver enkel modul og vil ikke påvirke hverandre. I denne oppgaven er det bare resultatene fra modul 1 og 2 som benyttes videre.



Figur 18: Oppsett for testing av PVT-moduler. To PVT-moduler (et isolert og et uisolert), en flatplatekollektor og en vakuurrør-solfanger er koblet til en varmeavleder (heat sink). Resultatene for de ulike modulene påvirker ikke hverandre.

Tabell 4 er en oversikt over de justeringene som gjøres i varmeavlederens kontrollpanel.

Tabell 4: Oversikt over innstillinger gjort for varmeavlederent. Innløps- og utløpstemperatur er markert med «x» ettersom disse varierer i simuleringer for ulike temperaturnivåer.

Navn	Verdi	Enhet
Forbruksprofil	Ingen	
Innløpstemperatur	x	°C
Utløpstemperatur	x	°C
Tidskonstant	10 000	s
Absorbert energi	-500 000	W

Inn- og utløpstemperaturer er markert med «x» i tabell 4 da disse verdiene varierer med ønsket temperaturnivå. Tidskonstanten definerer varmeavlederens komponentvolum, og en lav tidskonstant gir lang simuleringstid. Det er valgt en høy verdi for absorbert energi i varmeavlederen slik at den ikke skal påvirke produksjonen til modulene. Videre er alle modulene koblet til hver sin pumpe med styringsenhet som skruer pumpen på dersom temperaturen ut fra modulen er høyere enn temperaturen i varmeavlederen. Dersom modulens utløpstemperatur er lavere enn temperaturen i varmeavlederen, skrur pumpen av.

3.3.2 Fremgangsmåte

Det utførtes simuleringer for de tre temperaturnivåene, LT, ELT og HT. De tre situasjonene gjenspeiler ulike forbrukssituasjoner der man har behov for ulike temperaturnivåer levert fra solfangeren til systemet. LT og ELT simuleres for å se hvilken påvirkning lavere temperaturer i arbeidsvæsken har for energiproduksjonen. Resultater fra simuleringer med HT vil brukes til å vurdere hvorvidt hybridmodulen kan brukes i systemer med direkte oppvarming.

Det er forventet at resultatene for LT vil ha høyere elektrisk energiproduksjon enn for HT, ettersom modulen ved LT vil ha en lavere gjennomsnittstemperatur enn ved HT. I de to neste delkapitlene, kapittel 3.4 og 3.5, vil de to situasjonene med LT og HT benyttes videre. Forskjellen er at varmeavlederen erstattes med to ulike systemdiagrammer. Dette gjøres for å vise hvordan den termiske energien kan utnyttes og hvor effektiv utnyttelsen er i ulike systemer. For simuleringer med HT vil det bli benyttet isolerte PVT paneler, mens for LT benyttes uisolerte paneler.

For å validere at simuleringsprogrammet tar hensyn til den fotovoltaiske temperaturkoeffisienten oppgitt i modulens datablad, skal resultater fra simulering av de to situasjonene sammenliknes. Dette gjøres ved å finne gjennomsnittlig temperatur og produsert elektrisk energi over en periode, og sette inn disse verdiene i likning 11.

3.4 Forvarming av tappevann

Forvarming av tappevann er en metode der man utnytter varmen fra solfangeren til å forvarme vann i eller til varmtvannsberederen slik at det gass- eller elektrisitetsdrevende varmeapparatet utfører mindre arbeid. Systemdiagrammet i Polysun ble opprettet ved å bruke «Wizard»-funksjonen. Simuleringen utføres for å oppnå følgende:

- Vurdere inn- og utløpstemperaturer som oppnås i modulen og hvordan temperaturene påvirker energiproduksjonen.
- Vurdere resultater for termisk og elektrisk produksjon for isolert modul
 - Sjekke at resultatene er realistiske ved å se på en sommerdag med gode innstrålingsverdier.

3.4.1 Opprettelse av systemdiagrammet

«Wizard»-funksjonen er et hjelpemiddel for å opprette et nytt systemdiagram i Polysun.

Funksjonen tar utgangspunkt i en mal og gir veiledning for opprettelse av prosjektet. Polysun har 993 maler å velge mellom som er kategorisert etter komponenter man ønsker å ha med i systemdiagrammet, og etter ulike produsenter. Etter malen er valgt har funksjonen flere steg for dimensjonering av systemets komponenter.

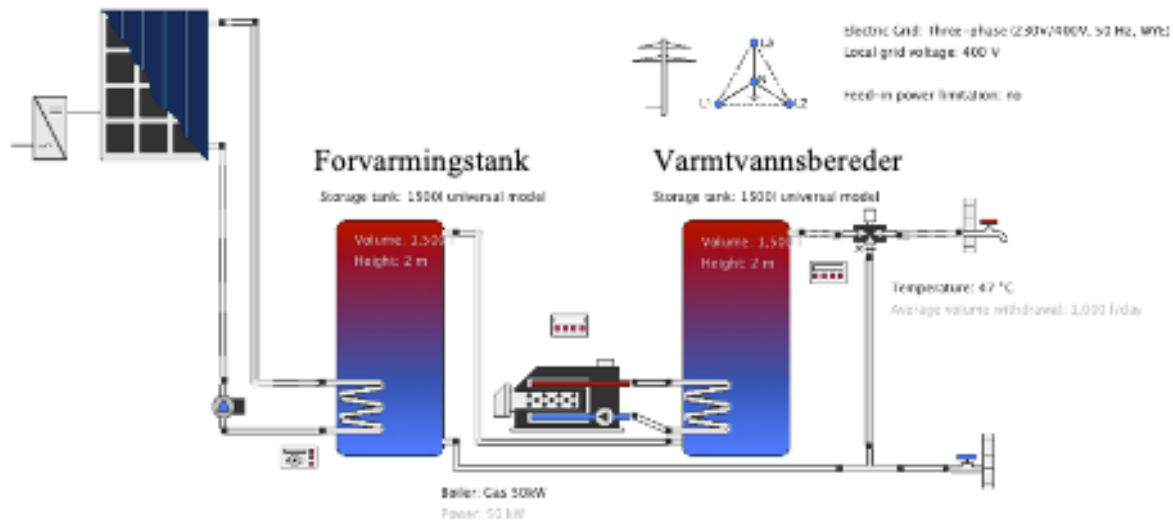
Innstillingene som ble valgt i «Wizard»-funksjonen er oppgitt i tabell 5.

Tabell 5: Oversikt over innstillinger som ble valgt i «Wizard» funksjonen i Polysun for å opprette systemdiagrammet til simulering hvor termisk produksjon fra PVT panelene brukes til forvarming av tappevann.

VARMTVANNSBEHOV		
Antall personer	15	
Temperatur	47	°C
Daglig varmtvannsbehov	750	l
SOLVARMESYSTEM		
PVT kollektor	Spring 315M isolert / ikke-isolert	
Orientering (Ø=+90°, S=0°, W=-90°)	0	°
Vinkel (hor=0°, vert=90°)	30	°
Solfraksjon	Lav	
Antall kollektorer	10	
Vanntank	1500	l
Arbeidsvæske	vann	
VARMEGENERATOR		
Kraft	50	kW
NETT		
Elektrisk nett	Tre-fase (230V/400V, 50 Hz, WYE)	
Maksimal faselast ubalanse	3,6	
PV DESIGN		
Vekselretter	1 x (Inverter 2600T (20009) 1x10)	
PV KABLER		
Tapsfaktor	1	%
ELEKTRISK KONSUMER		
Konsumer profil	0	

Spesifikasjoner for varmtvannsbehov ble valgt for å oppnå 10 stk. moduler som anbefalt antall ved valg av solvarmesystem. Disse spesifikasjonene er ikke av stor betydning i denne oppgaven, og vil være mer av interesse dersom man gjør simulering for en spesiell type bygning. Spesifikasjoner for varmegenerator er valgt etter anbefaling fra «Wizard»-funksjonen. Det ble valgt tank i relativt stor størrelse, 1.500 liter, ettersom en mindre tank ville kunne begrense produksjonen fra modulen. Solfraksjonen ble satt til lav, slik at byggets forbruk ikke skulle ha så mye å si for produksjonen av PVT-modulene, altså at det ikke skulle virke begrensende for produksjonen.

Når dimensjoneringen av alle komponentene er fullført, opprettes systemdiagrammet illustrert i figur 19.



Figur 19: Systemdiagram som ble brukt i simulering med forvarming av tappevann. Det er et indirekte system for forvarming av tappevann.

Systemdiagrammet i figur 19 kan sammenliknes med figur 10 og er et indirekte system for forvarming av tappevann. Her sirkulerer arbeidsvæsken i en lukket solfangerkrets som varmer opp kaldt tappevann i forvarmingstanken. Videre går vann fra det øverste temperaturnivået i forvarmingstanken til det laveste temperaturnivået i varmtvannsberederen. Dersom vannet behøver øvrig oppvarming for å oppnå tappevannets varmekrav gjøres, det ved hjelp av kjelen som i dette tilfellet går på olje. Kretsen gjør at forbruket fra kjelen begrenses gjennom forvarming i modulen. Dette er en metode som ofte er brukt for å utnytte termisk energi fra solfangere på, når solfangeren ikke leverer høy nok temperatur til å kunne utnyttes direkte til tappevann.

3.4.2 Fremgangsmåte for simulering

Denne simuleringen utføres kun for et forbruksscenario. Dette er for å oppnå høyest mulig termisk virkningsgrad. Innstillinger for solsløyfens pumpe utføres i pumpens kontrollpanel, se figur 20.

Name	Value	Unit
Description		
Maximum collector temperature	80	°C
Maximum tank temperature	70	°C
Cut-in temperature difference	0	dT(°C)
Cut-off temperature difference	0	dT(°C)
Definition flow rate setting	▼ By irradiance	
Flow at peak irradiance per collecto...	200	l/h/m ²
Start irradiance for flow	20	W/m ²
Tank discharge mode	▼ no	

Figur 20: Oversikt over innstillinger som ble valgt i kontrollpanelet til solsløvfens pumpe i system hvor PVT panelets termiske produksjon brukes til forvarming av tappevann

I figur 20 er definisjon av strømhastighet satt til «By irradiance», slik at pumpen skrur på dersom innstrålingen på modulene er høyere enn en gitt verdi. Denne er satt til 20 W/m² som vist i figur 20, hvilket var den anbefalte verdien av programvaren. Væskens strømningshastighet velges lik 200 l/hm² ved topp irradians, 1000 W/m², da dette er den høyeste verdien som kan velges, og det er ønsket å vurdere hvilken termisk produksjon det maksimalt er mulig å hente. Det vil være lineær interpolering mellom start og topp irradians.

Resultater hentes fra Polysun i henhold til tidligere oppgitte punkter for mål med simuleringen. Grunnen til at resultatene for en sommerdag vurderes, er for å sjekke at dersom man får en lav virkningsgrad på månedsbasis, vil den likevel være høy for en varm sommerdag. I denne kontrollsjekken skal inn- og utløpstemperaturer i modulen sammenliknes med omgivelsestemperaturen, og den termiske virkningsgraden skal plottes sammen med termisk energiproduksjon.

3.5 Termisk borebrønn

Et system med PVT-moduler, termisk borebrønn og varmepumpe kan brukes til romoppvarming og forvarming av tappevann. Dette er presentert i kapittel 2.8. Dersom PVT panelet produserer mer termisk energi enn det forbruket tilsier, kan energien lagres i en termisk borebrønn. Systemdiagrammet i Polysun opprettes ved å bruke «Wizard» funksjonen. Simuleringen utføres for å oppnå følgende:

- Vurdere inn- og utløpstemperaturer som oppnås i modulen, og hvordan temperaturene påvirker energiproduksjon.

- Vurdere resultater for termisk og elektrisk energiproduksjon
 - Sjekke at resultatene er realistiske ved å se på en sommerdag med gode innstrålingsverdier.

Det er også ønskelig å gjøre en vurdering av hvordan brønnen utnyttes for de ulike temperaturnivåene, og hvordan den samspiller med PVT-modulen.

3.5.1 Opprettelse av systemdiagrammet

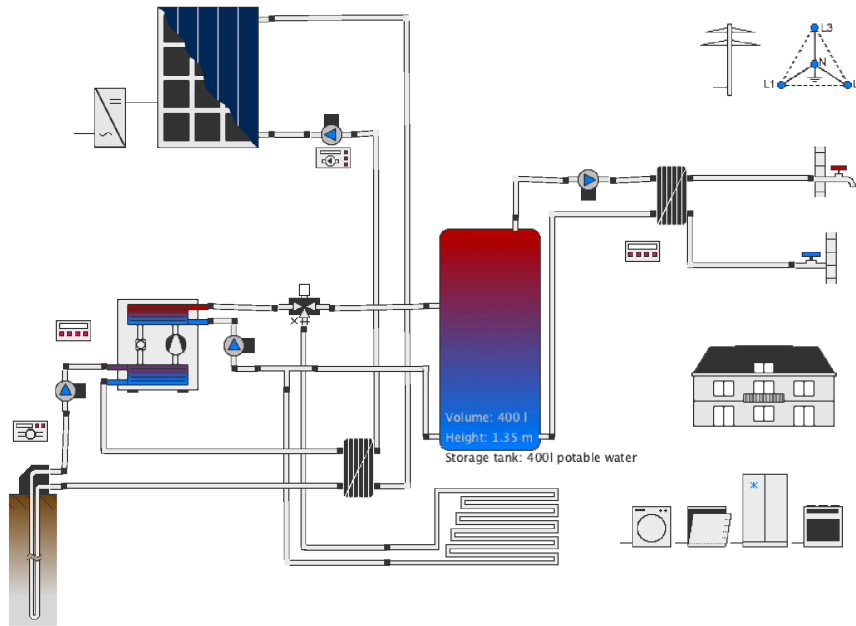
Innstillinger som ble valgt i «Wizard»-funksjonen for å dimensjonere brønnen, i tillegg til de som er oppgitt i tabell 5, presenteres i tabell 6.

Tabell 6: Oversikt over innstillinger som ble valgt i «Wizard» funksjonen for dimensjonering av brønn.

GEOTERMISK		
Stein type, tykkelse	Granitt, 400m	
Geotermisk temperaturgradient	0,03	K/m
Kollektortype	40mm singel U-rørs kollektor	
Antall borehull	2	
Avstand mellom borehull	10	m
Kollektorlengde	176	m
Arbeidsvæske	vann	

Det er valgt 10 m avstand mellom de to brønnene for at de ikke skal påvirke hverandre termisk, og dermed kan anses som isolerte. Kollektortype er Urørs-kollektor med en diameter på 40 mm og lengde 176 m. Arbeidsvæsken i brønnen er vann for å få best mulig varmeoverføring, og granitt velges som steintype ettersom dette er den vanligste bergarten i Norge, se mer om dette i seksjon 2.8.1.

Når dimensjoneringen av alle komponentene er fullført, opprettes systemdiagrammet illustrert i figur 21.



Figur 21: Systemdiagram med termisk borebrønn opprettet i Polysum.

Figur 21 illustrerer et systemdiagram hvor den oppvarmede arbeidsvæsken fra PVT-modulen går via en varmeveksler og inn i brønnen. Fra brønnen går arbeidsvæsken inn i en varmepumpe. Derfra går en del av arbeidsvæsken med den laveste temperaturen tilbake inn i modulen, og en del går inn i en lagringstank. Arbeidsvæsken fra varmepumpen med høy temperatur går enten til romoppvarming eller inn i lagringstanken. Arbeidsvæsken i lagringstanken blir brukt til oppvarming av tappevann gjennom en varmeveksler.

3.5.2 Fremgangsmåte for simulering

Det skal utføres simuleringer for LT og HT. I dette systemdiagrammet er det ikke mulig å velge ønsket temperatur inn på panelet, kun nominell utløpstemperatur for arbeidsvæsken. Innstillinger for ønsket temperatur utføres i kontrollpanelet for pumpen i solsløyfen, se figur 22.

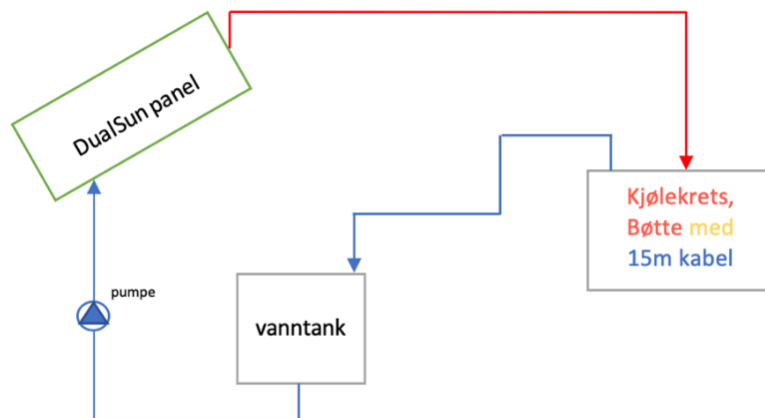
@	Name	Value	Unit
	Description		
	Maximum collector temperature	100	°C
	Maximum tank temperature	70	°C
	Cut-in temperature difference	0	dT(°C)
	Cut-off temperature difference	0	dT(°C)
	Definition flow rate setting	▼ Matched flow (varia...	
	Nominal temperature at collector o...	30	°C
	Min. flow rate	1	l/h
	Max. flow rate	4,000	l/h
	Tank discharge mode	▼ no	

Figur 22: Oversikt over som ble valgt i kontrollpanelet til solsløyfens pumpe i system hvor PVT panelet er plassert sammen med termisk borebrønn.

Definisjon av strømhastighet er satt til «Matched flow», slik at pumpen justerer strømningshastigheten til en hastighet hvor det ønskede nivået på utløpstemperaturen kan oppnås. Resultater skal hentes for LT og HT. For LT settes den nominelle temperaturen ved kollektorens utløp til 15 °C. Ved HT settes denne til 30 °C, slik som oppgitt i figur 22. Maksimal strømningshastighet er hentet fra modulens datablad. Maksimal oppgitt strømningshastighet er 400 l/h per panel. Dette blir 4 000 l/h for 10 paneler [43].

3.6 Forsøk i Fredrikstad

I begynnelsen av september 2020 ble det utført et forsøk for å se hvordan PVT-modulene fra DualSun påvirkes av temperatur. Forsøket ble utført i Stabburveien 18, Fredrikstad i samarbeid med Solcellespesialisten. To isolerte PVT-moduler ble brukt. Den ene modulen ble brukt som referanse PV-modul og fikk fjernet isolasjonen på baksiden, mens den andre modulen fikk påkoblet en termisk krets, illustrert i figur 23.



Figur 23: Skjematisk oppsett av den termiske kretsen for forsøk med en DualSun Spring 315M modul utført i begynnelsen av september 2020. Pilene angir retningen til væskestrømmen. Avkjølt væske angis i blått og oppvarmet væske angis i rødt.

Som illustrert i figur 23 besto den termiske kretsen av fire komponenter. PVT-modulen, en kjølekrets, en vanntank og en pumpe som pumpet vann ut fra bunnen av vanntanken, rundt i kretsen og ut igjen øverst i vanntanken. Kjølekretsen skulle fungere som en last, eller en termisk varmeavleder, der den termiske energien ble avsatt. Den besto av en bøtte som kontinuerlig fikk tilført kaldt vann fra springen. I bøtten lå det 15 meter med vannslange fra den termiske kretsen som skulle avgi varmen høstet i PVT-modulen, og tilbakeføre avkjølt vann inn i modulen.

De to PVT-modulene i forsøket hadde hver sin elektriske krets. Hver modul var tilkoblet en mikroinverter som videre var koblet til en stikkontakt via effektmålere fra Eve Energy. Effektmålerene måle den elektriske produksjonen levert av panelet. Til mikroinverteren var det også koblet en sensorboks fra SolarLog. Sensorboksen målte innstrålt energi, solcelletemperatur og væskegjennomstrømningens inn- og utløpstemperatur ved hjelp av to temperatursensorer.

Figur 24 er et bilde av hvordan Spring 315M panelene ble satt opp i forsøket. Panelene ble plassert mot sør med 10 graders helning. Figur 25 viser hvordan temperatursensoren ble isolert for å måle inn- og utløpstemperaturen til modulens arbeidsvæske.



Figur 24: Oppsett av forsøk i Fredrikstad med to Spring 315M moduler. Modulen til venstre er tilkoblet en termisk krets mens modulen til høyre skal brukes som referanse PV-panel.



Figur 25: Bilde av hvordan temperatursensorene ble isolert for å måle inn- og utløpstemperatur til PVT panelet i forsøket tilkoblet en termisk krets.

De to modulenes temperaturer og elektriske produksjon ble målt og sammenliknet for å se om den elektriske virkningsgraden til den avkjølte modulen ble høyere enn for referansemodule. I tillegg til dette skal resultatene for temperatur fra forsøket sammenliknes med resultater fra utførte simuleringer for å se om de sammenfaller. Med dette kan det gjøres en vurdering av hvorvidt resultatene fra simuleringen samsvarer med virkeligheten.

Forsøket ble utført to solfylte dager, 18. og 19 september. På grunn av dårlig vær de neste ukene var det ikke mulighet for å utføre flere forsøk selv om dette var ønskelig.

4. Resultater og diskusjon

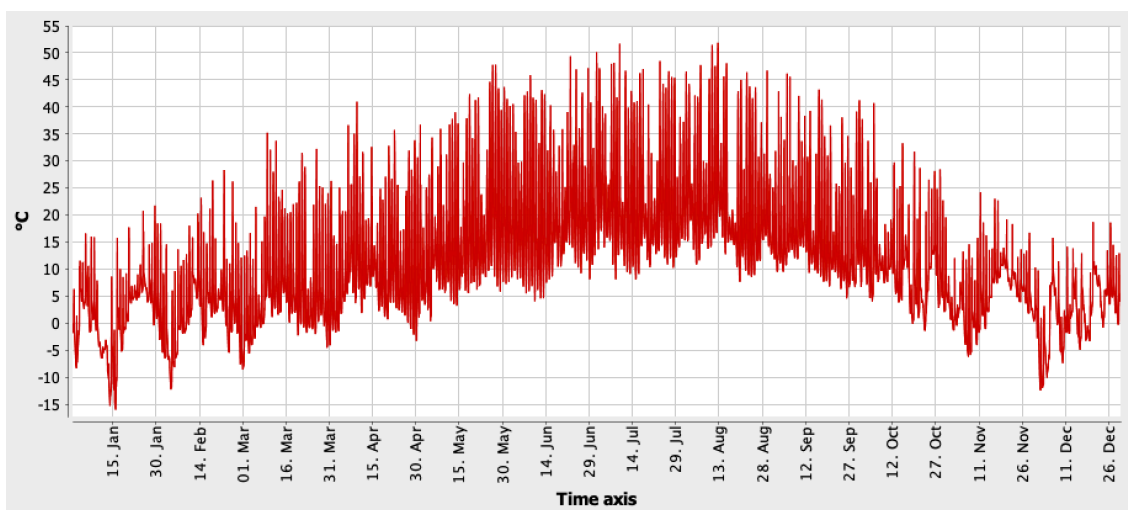
Dette kapittelet presenterer og diskuterer resultatene fra simuleringer og forsøk utført som beskrevet i kapittel 3. Kapittelet er delt inn i seks delkapitler. I første delkapittel presenteres resultater fra simulering med kun PV-panel uten vanngjennomstrømning. Delkapittel to viser resultatet fra simulering med varmeavleder. I delkapittel tre og fire blir varmeavlederen erstattet av ulike systemdiagrammer for en bygning hvor varmen fra modulen går til to ulike bruksområder, forvarming av tappevann og termisk borebrønn med varmepumpe. Delkapittel fem presenterer resultatene fra forsøket utført i Fredrikstad, mens i det siste delkapitlet sammenliknes alle resultatene og deres relevans diskuteres.

Resultatene som presenteres fra simuleringen er teoretiske, og derfor finnes det ikke måledata for alle beregningene som er utført i programvaren. For å få et resultat som er så nær virkeligheten som mulig, er det brukt data fra allerede eksisterende målinger, rapporter og artikler. I tillegg blir de simulerte resultatene sammenliknet med resultater fra forsøk.

4.1 Kun PV-modul

Temperaturer i modulen

Figur 26 viser resultat for simulerte temperaturer for modulen i løpet av et år.



Figur 26: Resultat for simulerte temperaturer i PV-modulen for et år. Maksimal temperatur lik 51,8 °C oppnås i august.

I figur 26 blir den maksimale temperaturen for modulen oppnådd i august, og er lik 51,8 °C.

Modulen i denne simuleringen representerer en hybridmodul uten termisk påvirkning fra integrert kollektor, og den maksimale temperaturen vil være en øvre teoretisk grense for temperaturer som en uisolert PVT-modul kan oppnå. Altså vil ikke arbeidsvæsken i den uisolerte PVT-modulen, ved gitte klimaforutsendinger, oppnå temperaturer høyere enn 51,8 °C. Den reelle øvre grensen vil trolig være lavere enn dette også, da det vil oppstå varmetap til omgivelsene.

Elektrisk energiproduksjon

Resultater for innstråling på modularealet og produsert elektrisk energi (DC) med virkningsgrad, er oppgitt i tabell 7 for et kalenderår.

Tabell 7: Månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, elektrisk energiproduksjon og virkningsgrad. Viser resultater fra simulering med kun PV

Måned	Innstrålt energi på modulareal (kWh)	Energiproduksjon DC (kWh)	Virkningsgrad (%)
Januar	483	82	17,0
Februar	824	140	17,0
Mars	1595	272	17,1
April	2014	340	16,9
Mai	2842	472	16,6
Juni	2807	462	16,5
Juli	2831	461	16,3
August	2482	403	16,2
September	1793	295	16,5
Oktober	1087	181	16,7
November	478	80	16,7
Desember	234	39	16,7
Total	19 470	3 227	16,6

I tabell 7 er den elektriske energiproduksjonen lik 3227 kWh/år for 10 paneler. Dette er hvor mye elektrisk energi hybridmodulen ville produsert uten termisk påvirkning av den integrerte kollektoren. Den gjennomsnittlige elektriske virkningsgraden er beregnet ved å dele den elektriske energiproduksjonen på innstrålt energi, og er lik 16,6% for et år.

Som nevnt i kapittel 2.6.3 er oppgitt elektrisk virkningsgrad for modulen lik 19,08%. Dette er ved STC, som blant annet innebærer en solinnstråling på 1000 W/m² og celledetemperatur på 25°C. Disse forholdene forekommer oftest på sommeren. Likevel er gjennomsnittlig virkningsgrad i tabell 7 nærmest oppgitt virkningsgrad i databladet i vintermånedene, selv om

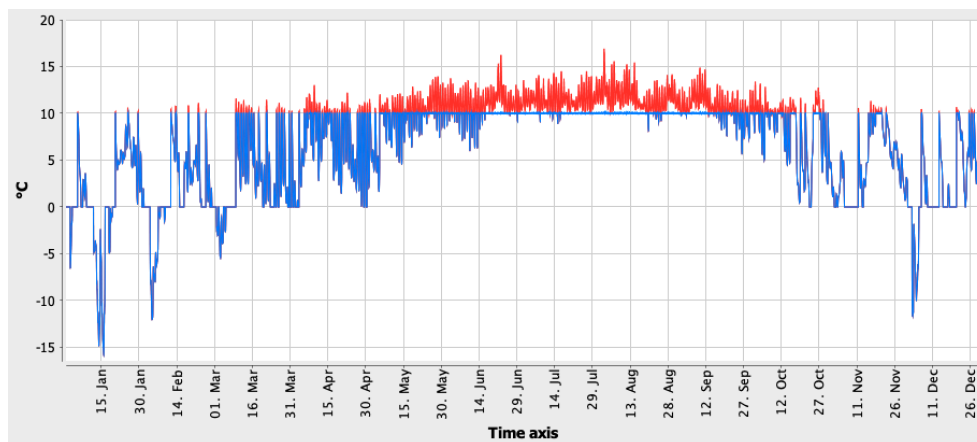
disse månedene har minst sollys, altså minst innstrålt effekt på modulen. Dette kan skyldes lave omgivelsestemperaturer på vinterhalvåret, som fører til bedre virkningsgrader de dagene det er sol.

Avvik fra modulens oppgitte virkningsgrad skyldes at virkningsgradene oppgitt i tabell 7 er månedlige gjennomsnittsverdier. Det vil være store variasjoner i innstråling på modulen i løpet av en dag og en måned, som fører til at solcellene både opplever høye virkningsgrader ved høy solinnstråling, men også lavere virkningsgrader ved lav solinnstråling som trekker ned gjennomsnittsverdien.

4.2 Simulering med varmeavleder

LT: Temperaturer i arbeidsvæsken

Figur 27 viser simulerte inn- og utløpstemperaturer for PVT-modulens arbeidsvæske i simuleringen for LT.



Figur 27: Temperatur på arbeidsvæsken inn og ut av modulen for LT for et år. Blå graf er innløpstemperatur og rød er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf.

I figur 27 angir blå graf innløpstemperaturer på PVT-modulene og rød graf er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf. I figuren er det tydelig at temperaturen fra varmeavlederen og inn på modulene reguleres til å være maksimalt 10 °C. Modulenes utløpstemperatur varierer veldig gjennom året. Mellom oktober og mars vil utløpstemperaturen sjeldent overstige modulens innløpstemperatur, men

mellom april og september er temperaturforskjellen litt høyere. Maksimal utløpstemperatur i modulen er 17,3 °C.

I figur 27 er det også noen perioder hvor arbeidsvæskens temperatur er under 0 °C. Det vil i disse periodene ikke være noe gjennomstrømning av arbeidsvæske i modulen, ettersom arbeidsvæsken er vann som ville frosset, og muligens skadet rørene.

LT: Energiproduksjon

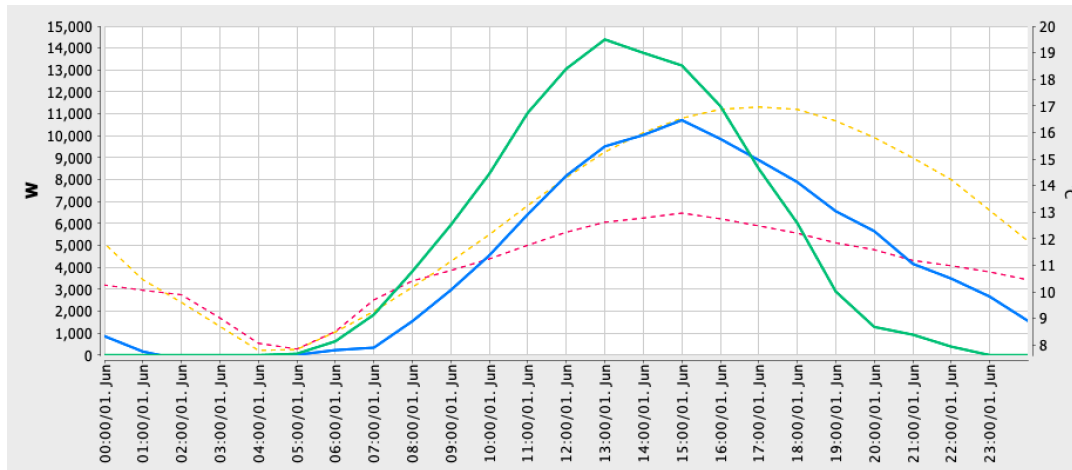
Tabell 8 viser simulerte resultater for en uisolert og en isolert hybridmodul ved LT. I tabellen presenteres månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, samt produsert termisk og elektrisk energi med tilhørende virkningsgrader.

Tabell 8: Månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, produsert termisk energi, termisk virkningsgrad, produsert elektrisk energi og elektrisk virkningsgrad for en isolert og en uisolert PVT-modul. Resultatene er fra simulering med varmeavleder for LT

Måned	Uisolert					Isolert			
	E_{sol} (kWh)	Q_{sol} (kWh)	η_{th} (%)	Q_{pvf} (kWh)	η_{pv} (%)	Q_{sol} (kWh)	η_{th} (%)	Q_{pvf} (kWh)	η_{pv} (%)
Jan	483	8	2	84	17	14,7	3	84	17
Feb	823	40,8	5	145	18	51,1	6	144	17
Mar	1593	150	9	283	18	204	13	282	18
Apr	2012	488	24	356	18	517	26	356	18
Mai	2839	1789	63	506	18	1531	54	505	17
Jun	2804	3280	117	497	18	2553	91	497	17
Jul	2828	4308	152	501	18	3241	115	501	17
Aug	2480	4844	195	439	18	3557	143	440	17
Sept	1791	2578	144	315	18	1957	109	315	17
Okt	1087	866	80	190	17	695	64	190	17
Nov	478	75,2	16	82	17	63,7	13	82	17
Des	233	15,1	6	39	17	15,1	6	39	17
Total	19 451	18 434	94,8	3 437	17,7	14 400	74,0	3 435	17,7

I tabell 8 er E_{sol} innstråling på modularealet, Q_{sol} er produsert termisk energi, η_{th} er termisk virkningsgrad, Q_{pvf} er produsert elektrisk energi og η_{pv} er elektrisk virkningsgrad. Tabellen viser beste resultater for termisk og elektrisk produksjon for den uisolerte modulen.

Tabell 8 viser termiske virkningsgrader over 100% mellom juni og september. For å se nærmere på dette trekkes resultatene fra simuleringen for en tilfeldig sommerdag frem i figur 28.



Figur 28: Resultater for en tilfeldig sommerdag ved LT. I figuren er grønn graf innstrålt effekt på modulareaet, blå graf er produsert termisk effekt, gul stiplet graf er gjennomsnittlig omgivelsestemperatur og rød stiplet graf er modulens utløpstemperatur.

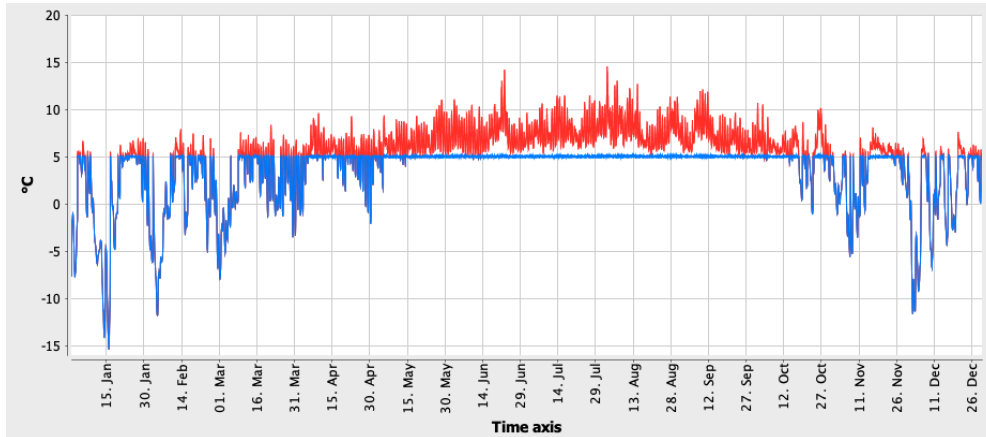
I figur 28 er grønn graf innstråling på modulområde i W, blå graf er produsert termisk effekt i W, gul stiplet graf er gjennomsnittlig omgivelsestemperatur i °C og rød stiplet graf er modulens utløpstemperatur i °C.

Rundt kl. 17 i figur 28 vil produsert termisk effekt overstige innstrålt effekt. Dette skyldes at arbeidsvæsken i modulen holder en lavere temperatur enn omgivelsene, og vil dermed motta varme fra omgivelsene. Når omgivelsestemperaturen er høyere enn arbeidsvæskens temperatur vil det ikke være termisk tap fra solfangeren, heller en tilførsel av termisk energi fra omgivelsene. Det vil likevel være et optisk tap, ettersom noe av solinnstrålingen vil bli reflektert ut fra PVT-modulen, og noe av solinnstrålingen vil gå til å generere elektrisk energi i solcellene. Resultatene som viser termisk virkningsgrad på 100% tilsier altså ikke at solinnstrålingen utnyttes 100% til termisk energiproduksjon i solfangeren.

Resultatene i tabell 8 bekrefter at arbeidsvæsken får tilført energi fra omgivelsene. I tabell 8 går den isolerte modulen fra å ha høyere virkningsgrad enn den uisolerte i vintermånedene, til å ha lavere virkningsgrad i sommermånedene. Dette skjer fordi isolasjonen reduserer varmestrøm fra omgivelsene til arbeidsvæsken.

ELT: Temperaturer

Figur 29 viser simulerte inn- og utløpstemperaturer for arbeidsvæsken i simuleringen for ELT.



Figur 29: Temperatur på arbeidsvæsken inn og ut av modulen for ELT for et år. Blå graf er innløpstemperatur og rød er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf.

Maksimal temperatur på arbeidsvæsken ut fra panelet er 14,5 °C. Figur 29 skiller seg fra figur 27 ved at den har flere perioder hvor modulens utløpstemperatur (i rødt) er høyere enn innløpstemperaturen (i blått). Dette var forventet da temperaturkravet til å høste termisk energi for ELT er lavere enn for LT.

ELT: Energiproduksjon

Tabell 9 viser simulerte resultater for en uisolert og en isolert hybridmodul ved ELT. I tabellen presenteres månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, produsert termisk og elektrisk energi med tilhørende virkningsgrader.

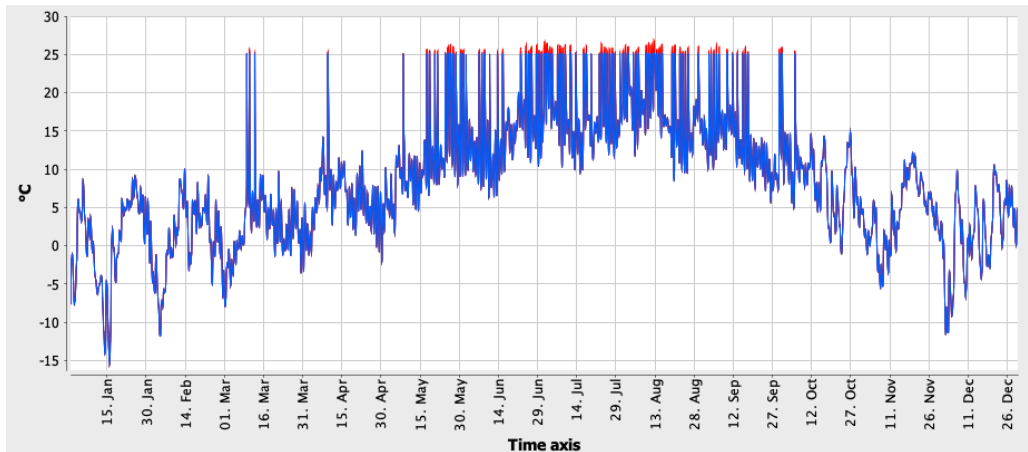
Tabell 9: Månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, produsert termisk energi, termisk virkningsgrad, produsert elektrisk energi og elektrisk virkningsgrad for en isolert og en uisolert PVT-modul. Resultatene er fra simulering med varmeavleder for ELT

Måned	Uisolert					Isolert			
	E_{sol} (kWh)	Q_{sol} (kWh)	η_{th} (%)	Q_{pvf} (kWh)	η_{pv} (%)	Q_{sol} (kWh)	η_{th} (%)	Q_{pvf} (kWh)	η_{pv} (%)
Jan	483	384	2	84	17	293	3	84	17
Feb	823	394	5	145	18	321	6	145	17
Mar	1593	689	9	285	18	620	13	285	18
Apr	2012	1875	24	360	18	1499	26	360	18
Mai	2839	4001	63	512	18	3028	54	513	18
Jun	2804	5961	117	504	18	4340	91	504	18
Jul	2828	7034	152	508	18	5052	115	509	18
Aug	2480	7639	195	445	18	5418	143	446	18
Sept	1791	5298	144	320	18	3780	109	320	18
Okt	1087	2745	80	192	18	1978	64	192	18
Nov	478	872	16	83	17	629	13	82	17
Des	233	425	6	40	17	299	6	39	17
Total	19 451	37 317	192	3 478	17,9	27 257	140	3 479	17,9

Resultatene i tabell 9, i likhet med tabell 8, viser virkningsgrader på over 100% i månedene juni til september. Resultatene for ELT viser enda høyere produsert termisk energi og termiske virkningsgrader enn for LT. Tabell 9 viser også noe høyere elektrisk virkningsgrad enn tabell 8, hvilket kan tyde på at arbeidsvæsken har lyktes i å kjøle solcellene og dermed gitt høyere elektrisk produksjon.

HT: Temperaturer

Figur 30 viser simulerte inn- og utløpstemperaturer for PVT-modulens arbeidsvæske i simuleringen for HT.



Figur 30: Temperatur på arbeidsvæsken inn og ut av modulen for ELT for et år. Blå graf er innløpstemperatur og rød er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf.

For HT er arbeidsvæskens temperatur ut fra sluket og inn på panelet på maksimalt 25 °C. Den simulerte maksimale utløpstemperaturen for arbeidsvæsken er 26,7 °C. Figur 30 viser at det er få perioder hvor utløpstemperaturen overstiger innløpstemperaturen i vinterhalvåret, det vil dermed være lite termisk energiproduksjon i denne perioden.

HT: Energiproduksjon

Tabell 10 viser simulerte resultater for en uisolert og en isolert hybridmodul ved HT. I tabellen presenteres månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, produsert termisk og elektrisk energi med tilhørende virkningsgrader.

Tabell 10: Månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, produsert termisk energi, termisk virkningsgrad, produsert elektrisk energi og elektrisk virkningsgrad for en isolert og en uisolert PVT-modul. Resultatene er fra simulering med varmeavleder for HT.

Måned	Uisolert					Isolert			
	E_{sol} (kWh)	Q_{sol} (kWh)	η_{th} (%)	Q_{pvf} (kWh)	η_{pv} (%)	Q_{sol} (kWh)	η_{th} (%)	Q_{pvf} (kWh)	η_{pv} (%)
Jan	483	1,5	0	84	17	1,3	0	84	17
Feb	823	-1,3	0	144	17	-1,1	0	144	17
Mar	1593	2,3	0	282	18	3,4	0	280	18
Apr	2012	0,2	0	354	18	0,4	0	351	17
Mai	2839	29,6	1	495	17	94,5	3	492	17
Jun	2804	23,7	1	484	17	83,6	3	481	17
Jul	2828	154	5	484	17	262	9	482	17
Aug	2480	186	8	424	17	296	12	422	17
Sept	1791	18,2	1	307	17	58,2	3	305	17
Okt	1087	-2,1	0	188	17	-0,3	0	187	17
Nov	478	0,1	0	82	17	0,1	0	82	17
Des	233	-2,9	-1	39	17	-2,4	-1	39	17
Total	19 451	409	2,1	3 478	17,3	796	4,1	3 349	17,2

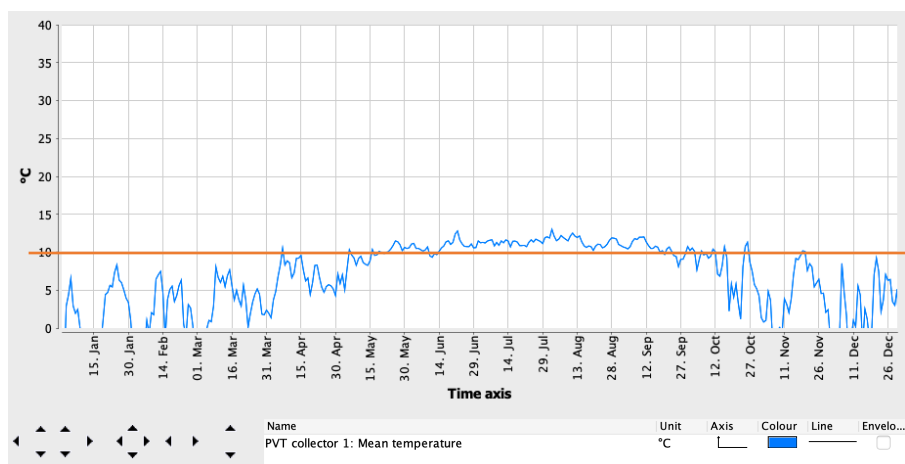
Tabell 10 viser at den termiske energiproduksjonen er veldig lav når kravet til utløpstemperatur er over 25 °C. Maksimal termisk virkningsgrad i tabell 10 er 12%, som oppnås for den isolerte modulen i august. Tabellen viser best termisk virkningsgrad for isolert modul.

Den maksimale termiske virkningsgraden var lavere enn forventet og viser at PVT-modulen ikke er egnet for bruk i system med direkte oppvarming av tappevann hvor det kreves høye temperaturer. Det var i forkant av simuleringen ventet at den isolerte modulen skulle nå høyere temperaturer, hvilket kunne ha negativ påvirkning på den elektriske virkningsgraden. Det avdekkes i resultatene fra utførte simuleringer at selv når det kreves høye temperaturer ut fra den isolerte modulen får den elektriske virkningsgraden en høyere verdi enn i resultatet for kun PV, oppgitt i tabell 5. Det vil si at for gjeldende værforhold vil det være utelukkende positivt for den elektriske produksjonen til PVT-modulen å ha integrert solfanger. Dette skyldes i stor grad modulens enkle isolering, som gjør at den ikke har mulighet for å oppnå like høye temperaturer som en tradisjonell solfanger.

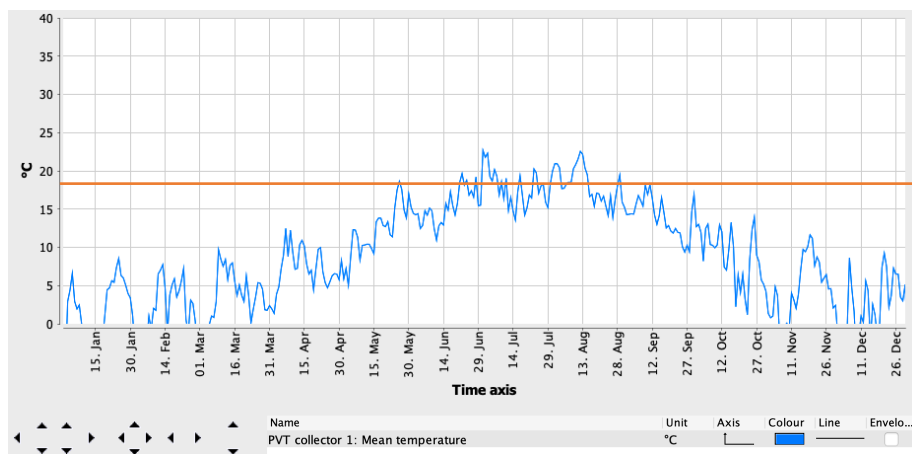
I tabell 10 er det også enkelte negative verdier for produsert termisk energi, som betyr at i noen perioder vil arbeidsvæsken avkjøles i stedet for å oppvarmes. Dette kan skje ved oppstart av et system før systemet har stabilisert seg. Dersom det skjer over lengre perioder vil det være et resultat av kontrollsystemet og regler. Da kan det hende at strategien må gjennomgås. I forbruksscenarioet hvor det er satt ønsket utløpstemperatur lik 30 °C vil pumpen starte når panelet oppnår 30 °C, og det vil trekkes kald væske fra rørene som skaper energitap. Videre vil det føre til at modultemperaturen synker og systemet stopper [62].

Kontroll av fotovoltaisk temperaturkoeffisient

For å kontrollere at simuleringsprogrammet tar hensyn til den elektriske produksjonens påvirkning av temperatur, blir gjennomsnittlig temperatur i modulene for LT og HT sammenliknet for sommermånedene juni, juli og august.



Figur 31: Gjennomsnittlig i PVT-modulene for LT i løpet av et år (blå graf) og gjennomsnittlig temperatur i PVT-modulene i sommermånedene juni, juli og august (rød graf).



Figur 32: Gjennomsnittlig i PVT-modulene for HT i løpet av et år (blå graf) og gjennomsnittlig temperatur i PVT-modulene i sommermånedene juni, juli og august (rød graf).

Figur 31 og 32 viser gjennomsnittlige temperaturer i PVT-modulene for LT og HT i sommermånedene. Resultatene fremstilles i tabell 11.

Tabell 11: Resultater for simulering med varmeavleder

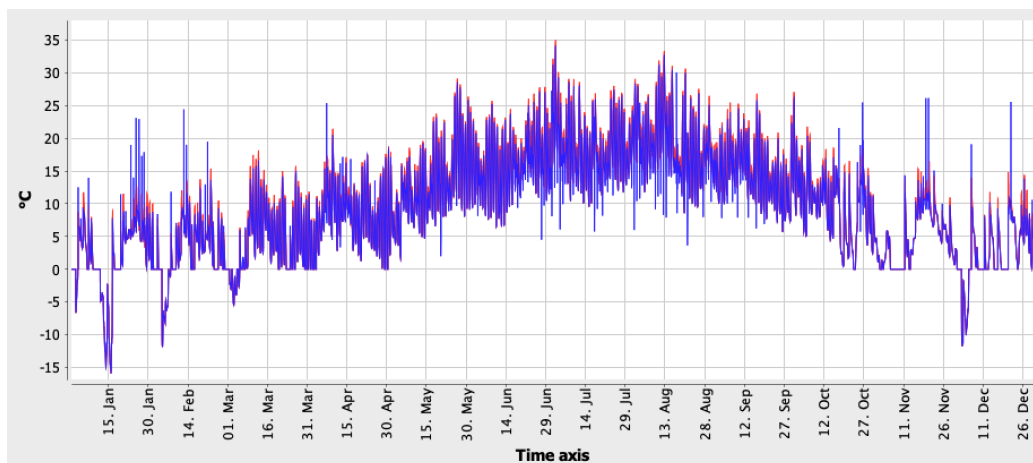
	LT	HT	Differanse
Total elektrisk produksjon i sommermånedene (kWh)	1437	1392	45
Gjennomsnittlig modultemperatur i sommermånedene (kWh)	10	18	8

Ved hjelp av likning 11 kan den teoretiske differansen i produsert elektrisk energi beregnes. En temperaturdifferanse på 8 °C tilsvarer fotovoltaisk temperaturkoeffisient på -2,88 %. Dette tilsvarer at solcellene ved LT bør produsere 41 kWh mer enn for HT. Dette stemmer overens med differansen oppgitt i tabell 11. Ulikheten på 4 kWh i teoretisk og simulert resultat kan skyldes unøyaktig måling av gjennomsnittlig temperatur fra figur 31 og 32. Med disse resultatene er det mulig å konkludere med at simuleringsprogrammet tar hensyn til modulenes fotovoltaiske temperaturkoeffisient.

4.3 Forvarming av tappevann

Temperaturer i arbeidsvæsken

Figur 30 viser simulerte temperaturer på arbeidsvæsken ved inn- og utgang av PVT-modulen i simuleringen med forvarming av tappevann.



Figur 33: Temperaturer på arbeidsvæsken inn og ut av modulen ved forvarming av tappevann for et år. Blå graf er innløpstemperatur og rød er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf.

I figur 33 er blå graf temperatur på arbeidsvæsken inn i modulen, og rød graf er temperaturen ut fra modulen. På områder hvor rød grad ikke er synlig blir den overlappet av blå graf. Den maksimale temperaturen i arbeidsvæsken ble simulert lik 32,4 °C.

I figur 33 er det tydelig at innløpstemperaturen på panelet, som er temperatur fra det laveste temperaturnivået i forvarmingstanken, stiger mye i sommermånedene. Dette tyder på at arbeidsvæsken ikke blir tilstrekkelig avkjølt i forvarmingstanken, og at de lave innløpstemperaturene til modulen som er ønsket ikke er mulig å oppnå i denne simuleringsmodellen. Årsaken kan være at tanken på sommeren blir for varm, og at det skjer utjevninger i tankens temperaturnivåer grunnet lav gjennomstrømning.

Energiproduksjon

Tabell 12 viser simulerte resultater for innstråling, termisk og elektrisk produksjon og tilhørende virkningsgrader

Tabell 12: Månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, produsert termisk energi, termisk virkningsgrad, produsert elektrisk energi og elektrisk virkningsgrad for en isolert og en uisolert PVT-modul. Resultatene er fra simulering med forvarming av tappevann.

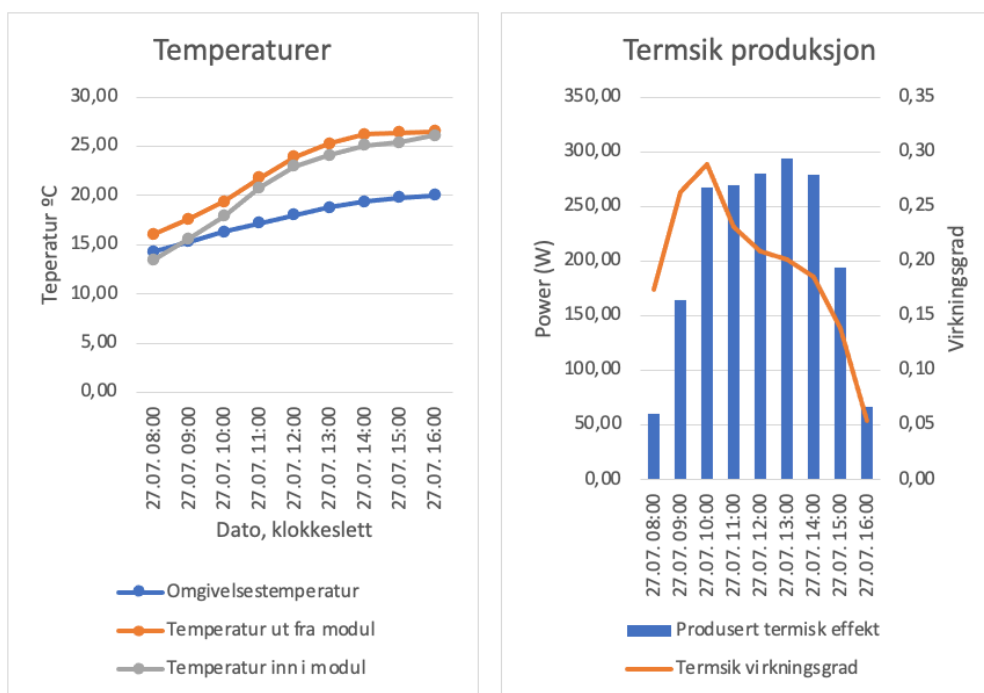
Måned	E_{sol} (kWh)	Q_{sol} (kWh)	η_{th} (%)	Q_{pvt} (kWh)	η_{pv} (%)
Jan	483	37,1	8	84	17
Feb	823	75,4	9	144	17
Mar	1593	175	11	282	18
Apr	2012	239	12	353	18
Mai	2839	378	13	495	17
Jun	2804	394	14	483	17
Jul	2828	463	16	483	17
Aug	2480	430	17	423	17
Sept	1791	279	16	307	17
Okt	1086	117	11	187	17
Nov	478	22,1	5	82	17
Des	233	8,2	4	39	17
Total	19 450	2 618	13,5	3 363	17,3

Tabell 12 viser lave gjennomsnittsverdier for termisk virkningsgrad både i sommermånedene og på årsbasis. Den årlige gjennomsnittsverdien for termisk virkningsgrad er 13,5%.

Den lave virkningsgraden i tabell 12 var forventet etter at de simulerte inn- og utløpstemperaturene ble presentert i figur 31. Det var forventet at simulering med forvarming av tappevann skulle ha produsert termisk energi tilsvarende LT i simulering med varmeavleder. Resultatene i figur 33 og tabell 12 viser at dette ikke er tilfelle, ettersom innløpstemperaturen på panelet oppnår veldig høye verdier i sommermånedene.

Kontroll – Resultater for 27. juli

Simulerte resultater for temperatur og termisk energiproduksjon fra 27. juli presenteres i figur 34.



Figur 34: Resultater for simulering for 27.juli for forvarming av tappevann. Til venstre er inn- og utløpstemperaturer i modulen plottet mot omgivelsestemperaturen. Til høyre er termisk effekt og virkningsgrad.

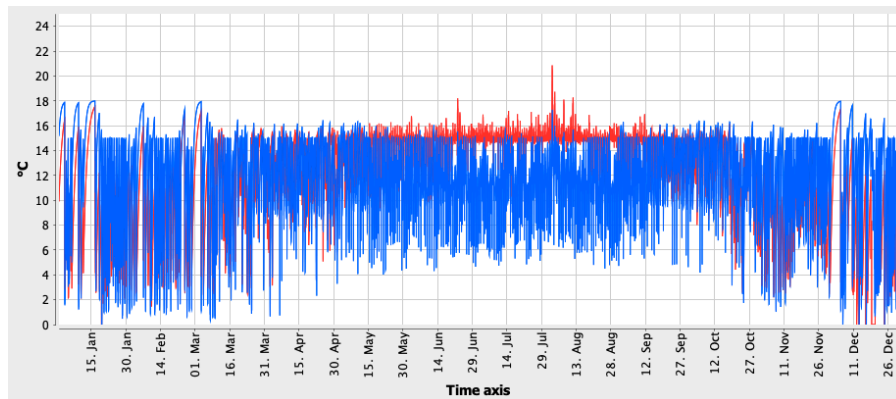
Til venstre i figur 34 er omgivelsestemperaturen plottet mot inn- og utløpstemperaturer for PVT-modulen i et linjediagram. Diagrammet viser at innløpstemperaturen i modulen stiger med over 10 °C i løpet av dagen. Kl. 9 på morgenen overstiger den omgivelsestemperaturen som fører til varmetap til omgivelsene. Paretdiagrammet høyre i figur 34 viser produsert termisk effekt plottet mot termisk virkningsgrad. Her er den termiske virkningsgraden på 30% rundt kl. 9, før innløpstemperaturen overstiger omgivelsestemperaturen. Dette er hva som skiller denne simuleringen fra LT med varmeavleder vist i figur 28, hvor temperaturer på arbeidsvæsken hele tiden er under omgivelsestemperaturen.

Figur 34 viser at resultatene i tabell 12 er fornuftige ettersom det oppnås en høy termisk virkningsgrad før modulens innløpstemperatur overstiger omgivelsestemperaturen med over 5 °C.

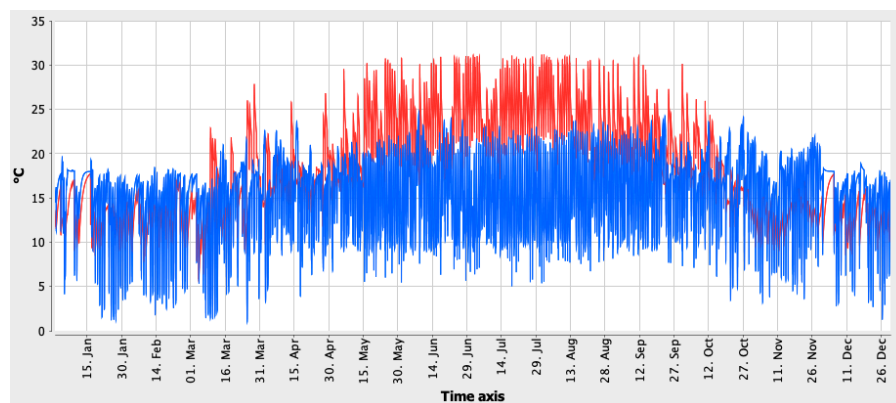
4.4 Termisk borebrønn

Temperaturer

I figur 35 og 36 presenteres de simulerte temperaturmålingene for LT og HT. Blå graf er temperaturen inn i modulen og rød graf er temperaturen fra modulen.



Figur 35: Temperaturer på arbeidsvæsken inn og ut av modulen for LT for et år. Blå graf er innløpstemperatur og rød er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf.



Figur 36: Temperaturer på arbeidsvæsken inn og ut av modulen for HT for et år. Blå graf er innløpstemperatur og rød er utløpstemperaturer. På områder hvor rød graf ikke er synlig blir den overlappet av blå graf.

Figur 35 viser små forskjeller i inn-og utløpstemperatur for modulen ved LT. I figur 36 er det høyere temperaturforskjeller da nominell utløpstemperatur er satt til 30 °C. Simulert maksimal temperatur på arbeidsvæsken var 21 °C for LT og 34,1 °C for HT.

De lave temperaturforskjellene i figur 35 skyldes en høy pumpehastighet som styres av programvaren for å få temperaturen ut fra modulen så lik 15 °C som mulig. I figur 35 og 36 og er det tydelig at systemdiagrammet med energibrønn kjøler arbeidsvæsken som skal inn i

modulen igjen mer effektivt enn forvarmingstanken i simulering med forvarming av tappevann.

Energiproduksjon

Tabell 13 viser simulerte resultater for innstråling, termisk og elektrisk produksjon og tilhørende virkningsgrader for simulering med termisk borebrønn ved LT og HT.

Tabell 13: Månedlige gjennomsnittsverdier for innstrålt energi, produsert termisk energi, termisk virkningsgrad, produsert elektrisk energi og elektrisk virkningsgrad for LT og HT. Resultatene er fra simulering med termisk borebrønn.

Måned	LT					HT			
	E_{sol} (kWh)	Q_{sol} (kWh)	η_{th} (%)	Q_{pvf} (kWh)	η_{pv} (%)	Q_{sol} (kWh)	η_{th} (%)	Q_{pvf} (kWh)	η_{pv} (%)
Jan	483	-17,3	-4	84	17	-11,6	-2	84	17
Feb	823	-7	-1	145	18	-8,9	-1	144	17
Mar	1593	42,6	3	282	18	12,7	1	280	18
Apr	2012	152	8	355	18	18,2	1	351	17
Mai	2839	949	33	502	18	203	7	493	17
Jun	2804	1828	65	492	18	210	7	482	17
Jul	2828	2572	91	496	18	486	17	485	17
Aug	2480	2874	116	434	18	562	23	425	17
Sept	1791	1238	69	312	17	166	9	306	17
Okt	1086	245	23	189	17	15,2	1	187	17
Nov	478	-11,7	-2	82	17	-10,7	-2	82	17
Des	233	-24,4	-10	39	17	-15,4	-7	39	17
Total	19 450	409	51	3 412	17,5	1 627	8,4	3 358	17,3

Tabell 13 viser høye gjennomsnittsverdier for termisk virkningsgrad for LT, og i august er virkningsgraden på over 100%. For HT er den årlige gjennomsnittsverdien for termisk virkningsgrad på 8,4%. Den høyeste virkningsgraden oppnås i august og er lik 23%.

For LT skjer samme fenomen som i simulering med varmeavleder hvor virkningsgraden i perioder blir over 100%. Ettersom brønnen klarer å kjøle arbeidsvæsken på en god måte, blir arbeidsvæskens innløpstemperatur i modulen lavere enn omgivelsestemperaturen. Dette fører til at arbeidsvæsken får tilført energi både fra innstråling på panelet og fra omgivelsene.

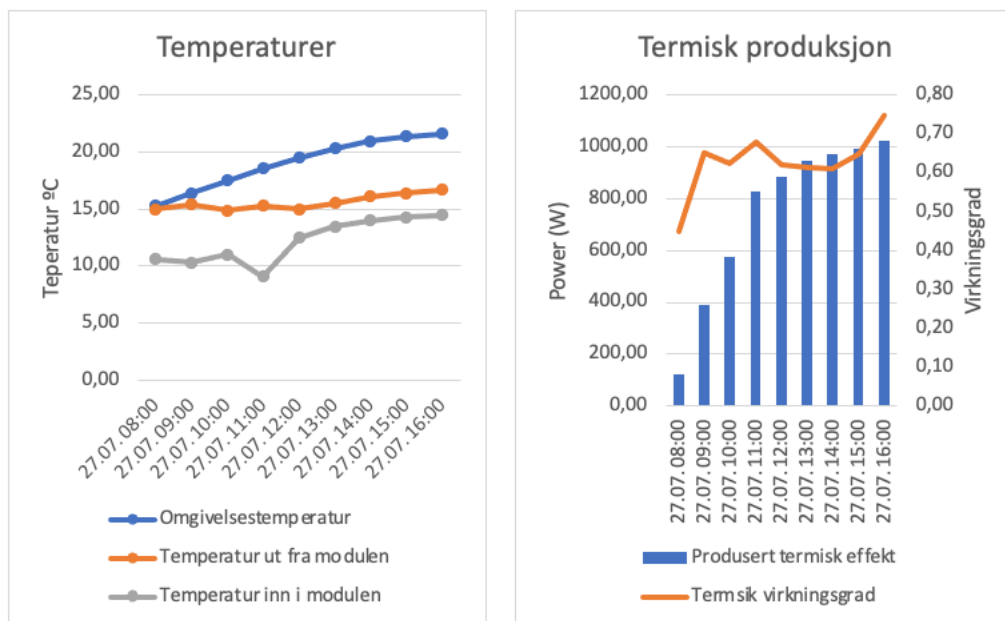
Grunnen til at det ikke er like høy termisk produksjon i denne situasjonen som i situasjonen

med varmeavleder, er at det i realiteten er behov for høyere temperaturer enn 15 °C også for å overføre varme til borebrønnen. Dermed er ikke all produsert termisk energi utnyttbar.

For HT viser resultatet lave termiske virkningsgrader da arbeidsvæsken sjeldent oppnår satt nominell utløpstemperatur. I tabell 13, som i tabell 10, er det noen negative verdier for gjennomsnittlig termisk energiproduksjon i vintermånedene. I simuleringen med termisk borebrønn vi det si at arbeidsvæsken avgir termisk energi fra brønnen til omgivelsene i perioder, ved å føre vann i solkretsen når omgivelsestemperaturen er lavere enn arbeidsvæskens temperatur. Dette er ikke en ønsket situasjon. En grunn til at det skjer kan være treghet i systemet, hvor kravet for at pumpen skal gå oppfylles i en liten periode, og at det tar tid før den skrur seg av igjen når kravet ikke lengre er oppfylt.

LT: Kontroll – Resultater fra 27. juli

Simulerte resultater for temperatur og termisk energiproduksjon fra 27. juli for LT presenteres i figur 37.



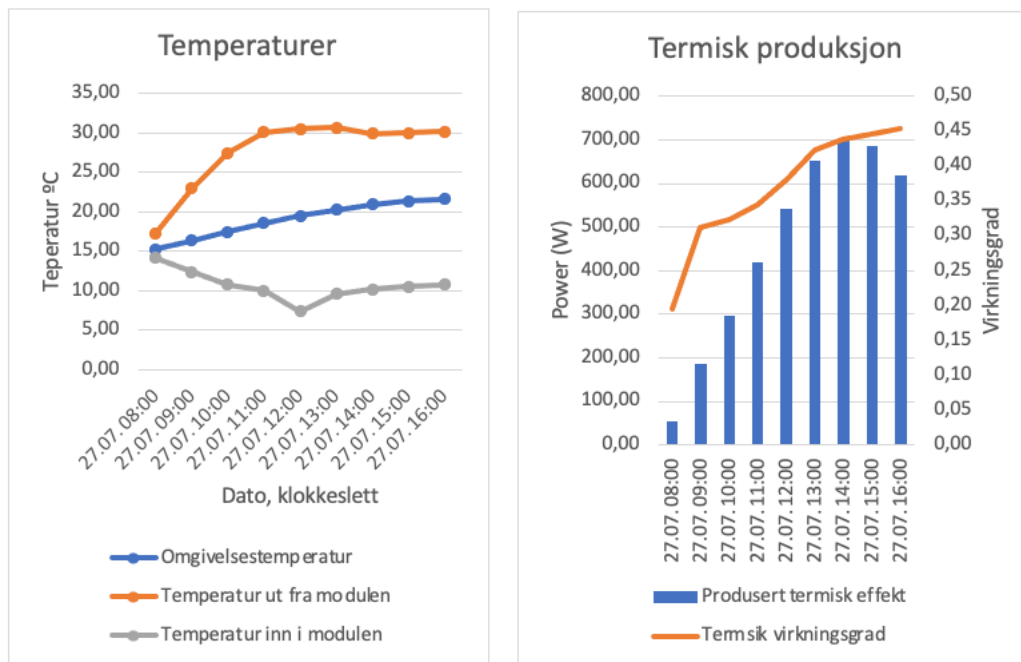
Figur 37: Resultater for simulering for 27.juli for system med termisk borebrønn for LT. Til venstre er inn- og utløpstemperaturer i modulen plottet mot omgivelsestemperaturen. Til høyre er termisk effekt og virkningsgrad.

Linjediagrammet til venstre i figur 37 viser at innløpstemperaturen i modulen gjennom hele dagen ligger under omgivelsestemperaturen. Dette gir opphav til høye termiske

virkningsgrader i Paretodiagrammet til høyre i figuren. Resultatene fra denne simuleringen viser hvordan de høye termiske virkningsgradene i tabell 13 oppstår, og at de er fornuftige.

HT: Kontroll – Resultater fra 27.juli

Simulerte resultater for temperatur og termisk energiproduksjon fra 27. juli for HT presenteres i figur 38.



Figur 38: Resultater for simulering for 27.juli for system med termisk borebrønn for HT. Til venstre er inn- og utløpstemperaturer i modulen plottet mot omgivelsestemperaturen. Til høyre er termisk effekt og virkningsgrad

Linjediagrammet til venstre i figur 38 viser en innløpstemperatur på rundt 10 grader.

Paretodiagrammet til høyre i figuren viser en jevnt økende graf for termisk virkningsgrad.

Linjediagrammet i figur 38 viser en lavere innløpstemperatur enn i figur 37. Dette kan skyldes at væskehastigheten ut fra panelet og gjennom brønnen er lavere i dette tilfellet, noe som fører til at arbeidsvæsken har lengre tid til å kjøle seg ned på i brønnen, og derfor vil holde en lavere temperatur. Grafen for termisk virkningsgrad i Paretodiagrammet i figur 38 er på begynnelsen av dagen lik grafen i figur 34. Utover dagen vil grafen i figur 34 synke mens i figur 38 fortsetter den å stige hele dagen. Dette skyldes den effektive kjølingsprosessen for system med termisk borebrønn.

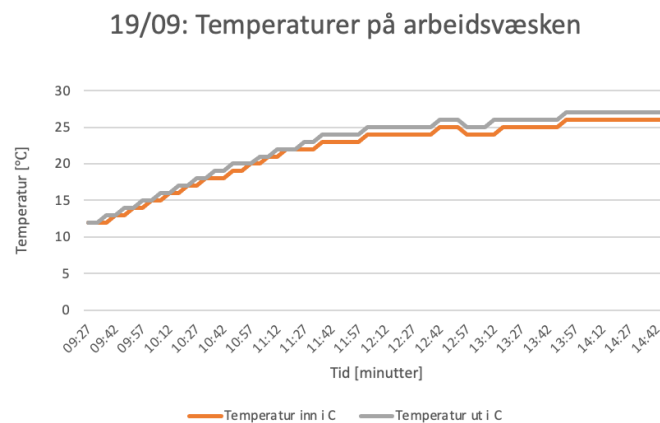
Ettersom den termiske virkningsgraden er relativt høy på en dag med høy solinnstråling og høye omgivelsestemperaturer, validerer det at resultatene fra simuleringen er fornuftige.

4.5 Forsøk i Fredrikstad

Forsøket ble utført 18. og 19. september. Da forsøket ble utført 18. september var det et strømbrudd mellom kl. 11 og 12. Av den grunn er det resultatene fra 19. september som presenteres og diskuteres.

Temperaturer

I figur 39 presenteres temperaturer målt på arbeidsvæsken gjennom dagen i modulen med vanngjennomstrømning. Før kl. 9:30 og etter kl. 15 oppsto det skygge på panelet og forsøket ble avsluttet.



Figur 39: Målte temperaturer på arbeidsvæsken i utført forsøk 19. sept. Oransje graf angir innløpstemperatur og grå graf angir utløpstemperatur for modul med vanngjennomstrømning

Figur 39 viser små forskjeller i inn- og utløpstemperatur for modulen. Den høyeste temperaturen som ble målt for arbeidsvæsken var 27 °C. Da var celleteperaturen i sensorboksen lik 42 °C. For å sammenlikne temperaturer i simulering og utført forsøk blir maksimal utløpstemperatur for simulering med forvarming av tappevann hentet ut for september:

Maksimal simulert utløpstemperatur i september = 24,9 °C

Ettersom det kun er 2 °C forskjell mellom maksimal utløpstemperatur i september for simuleringen og målt temperatur i forsøket, kan det konkluderes med at der er god

sammenheng i resultatene for temperatur. Fra simuleringsprogrammet er det kun mulig å hente ut gjennomsnittlige timesverdier, mens temperaturene i forsøket er hentet hvert 5. minutt. Dermed kan det godt hende at simuleringen oppnår 27 °C i løpet av timen.

Elektrisk energiproduksjon

I tabell 14 presenteres resultatene for elektrisk energiproduksjon fra de to ulike modulene som ble brukt i forsøket målt med effektmåler fra Eve Energy.

Tabell 14: Oversikt over målt termisk produksjon i to PVT-moduler med ulikt oppsett. Verdiene er målt i et forsøk utført 19.september og tabellen viser timesverdier fra kl 9:30 til kl 14:57.

Klokkeslett	Elektrisk produksjon i modul uten vanngjennomstrømning (Wh)	Elektrisk produksjon i modul med vanngjennomstrømning (Wh)
10:17	16,0	44,6
11:17	98,1	117
12:17	137	139
13.17	176	171
14.17	175	170
14:57	139	129
Total	777,7	770,2

I tabell 14 er den elektriske produksjonen i modul med vanngjennomstrømning høyere enn for modul uten vanngjennomstrømning på begynnelsen av dagen, men får etter hvert en lavere elektrisk energiproduksjon. Dette tyder på at kjølekretsen ikke har fungert veldig godt i forsøket, og at vannet i løpet av dagen har blitt varmet opp så mye at det har fått lavere elektrisk produksjon enn referansepanelet. Dette har også sammenheng med at modul med gjennomstrømming er isolert. Av den grunn, i tillegg til at det ikke ble utført flere forsøk, kan disse resultatene ikke brukes til å validere resultater fra simuleringen. Det at den totale elektriske produksjonen til panelet med vanngjennomstrømning i tabell 14 er den høyeste, kan like godt skyldes ulikheter i de to panelene eller skyggeutfordringer.

Det er viktig å merke seg at tidligere resultater for elektrisk produksjon er DC mens disse resultatene er AC ettersom de måles i effektmåler etter mikroinvertere. Det vil dermed være noe tap knyttet til disse resultatene som oppstår i kablene og vekselretteren.

Forsøket som ble utført har for mange feilkilder til å kunne brukes til sammenlikning av termisk og elektrisk energiproduksjon. Feilkildene innebar blant annet at arbeidsvæsken ikke ble tilstrekkelig nedkjølt i kjølekretsen, det var utfordringer med skygge, i tillegg til at det ble for liten tid til å utføre flere forsøk.

4.6 Sammenligninger

Temperaturer

I kapittel 2.5.3 ble det orientert om hvilke temperaturer arbeidsvæsken kan oppnå i ulike typer solfangere. På DualSun sine nettid er det oppgitt at arbeidsvæsken kan oppnå opp mot 70 °C. Resultatene fra simuleringen viser at det ikke kan oppnås så høye temperaturer i PVT panelet fra Dualsun i Norge, ettersom det oppstår store varmetap til omgivelsene. Høyere temperaturer kan muligens oppnås for moduler som integreres i takflater eller som plasseres i varmere klima. Resultater fra utført forsøk i samarbeid med Solcellespesialisten og erfaringer fra Free Energy samsvarer med temperaturene som ble oppnådd i simuleringene.

Varmetapene som oppdages skyldes hovedsakelig utformingen til PVT panelet fra Dualsun og lave omgivelsestemperaturer i Norge. Modulene er utformet som et vanlig PV-panel og har dermed sine begrensninger for hvordan den kan isoleres. Utformingen gjør at panelet er lett å håndtere og at det kan monteres med samme festesystem som vanlige PV-paneler, men gjør at det ikke er mulig å oppnå høye nok temperaturer over lengre tid for å kunne utnyttes direkte til oppvarming i bygninger.

Elektrisk energiproduksjon

Årlig elektrisk energiproduksjon for alle utførte simuleringer oppgis i tabell 15.

Tabell 15: Årlig elektrisk produksjon for 10 PVT paneler for ulike systemdiagram.

Systemdiagram	Årlig elektrisk produksjon (kWh)
Kun PV	3 227
Varmesluk LT (ikke isolert)	3 437
Varmesluk ELT (ikke isolert)	3 478
Varmesluk HT (isolert)	3 367
Forvarming av tappevann	3 363
Termisk borebrønn LT	3 412
Termisk borebrønn HT	3 358

Resultatene fra simuleringen i tabell 15 viser at den laveste elektriske produksjonen oppnås i modulene som ikke hadde noen gjennomstrømming av arbeidsvæske (kun PV). Dette betyr at for valgt lokasjon vil det å ha integrert solfanger i et solcellepanel kun ha positiv påvirkning på den elektriske energiproduksjonen, også ved bruk av isolerte moduler. Dette gjelder til og med for forvarming av tappevann, hvor modulen er isolert og den inngående arbeidsvæsken i panelet etter hvert opparbeider seg en høy temperatur.

Den prosentvise økningen i elektrisk energiproduksjon mellom kun PV og simulering med termisk borebrønn for LT er 5,7%, som tilsvarer en temperaturdifferanse på 15,9 °C basert på beregninger med modulens fotovoltaiske temperaturkoeffisient. På DualSun sine nettsider er det oppgitt at man kan oppnå 5-15% økning i elektrisk energiproduksjon ved bruk av PVT panelet. Kjøleeffekten som ble oppnådd i denne oppgaven er innenfor det DualSun reklamerer med, men er likevel en kjøleeffekt som i liten grad bidrar til å forsvare investeringen det er å bytte ut et solcellepanel med en PVT-modul.

Det er viktig å merke seg at resultatene gjelder for Dualsun Spring 315M-moduler, og det er mulig det ville vært andre resultater for andre typer PVT-moduler dersom de har bedre isolering. I tillegg er simuleringen basert på klimadata for Stabburveien 18, Fredrikstad. Høyere verdier for temperatur, innstråling og produksjon kunne vært oppnådd på andre steder. Temperaturverdiene som DualSun reklamerer med er dermed ikke nødvendigvis feil, men det er ikke realistiske å oppnå dem i norsk klima.

Termisk energiproduksjon

Årlig termisk energiproduksjon og virkningsgrad for alle utførte simuleringer presenteres i tabell 16.

Tabell 16: Årlig termisk produksjon og virkningsgrad for 10 PVT paneler for ulike systemdiagram.

Systemdiagram	Årlig termisk produksjon (kWh)	Årlig gjennomsnittlig termisk virkningsgrad (%)
Varmesluk LT (ikke isolert)	18 434	95
Varmesluk ELT (ikke isolert)	37 317	192
Varmesluk HT (isolert)	409	2,1
Forvarming a tappevann	2 618	13,5
Termisk borebrønn LT	9 840	51
Termisk borebrønn HT	1 627	8,4

I tabell 16 er det tydelig at LT og ELT i systemdiagram med varmeavleder er de som får høyest termisk energiproduksjon og virkningsgrad. LT for systemdiagram med varmeavleder og termisk borebrønn har begge høy termisk virkningsgrad. Dette viser at systemer med PVT-moduler kan være veldig effektive dersom man kan utnytte termisk energi ved lave temperaturer, altså lavverdig termisk energi.

Når de termiske resultatene presenteres, er det viktig å bemerke seg at det vil bli feil å gjøre en direkte sammenlikning av produsert termisk energi fra system med forvarming av tappevann, og system med termisk borebrønn. Den termiske energiproduksjonen i systemet med forvarming av tappevann blir utnyttet direkte i varmtvannsberederen, men i systemet med termisk borebrønn leveres den termiske energien til en varmepumpe for at den skal få bedre temperaturforhold og dermed forbruke mindre elektrisk energi.

Resultatene tilsier at dersom det skal anskaffes solcelleanlegg i et bygg med termisk borebrønn, vil det være fornuftig å vurdere om man bør bytte noen av solcellepanelene med PVT-moduler. Dersom man har et varmebehov på over 15 grader er det lite sannsynlig at det vil være hensiktsmessig å gå for PVT.

Vurdering av system med forvarming av tappevann

Det var ventet at resultatene fra system med forvarming av tappevann til en viss grad skulle sammenfalle med resultatet for LT i simulering med varmeavleder. Det ble oppdaget at

arbeidsvæsken ikke ble tilstrekkelig avkjølt i forvarmingstanken. Dette førte til at de lave innløpstemperaturene som oppstår for LT i simulering med varmesluk, ikke var mulig å oppå i simulering med forvarming av tappevann, noe som ga lav termisk energiproduksjon.

Det er mulig at det finnes bedre systemer for forvarming av tappevann enn den som er brukt i denne oppgaven. Dersom det i et annet systemdiagram oppnås bedre varmeveksling i forvarmingstanken ville dette ført til lavere innløpstemperaturer i modulen, som videre ville ført til høyere termisk og elektrisk energiproduksjon. Det at det ikke ble funnet en mer gunstig metode for å opprette system for forvarming av tappevann kan skyldes at det ikke finnes så mange bedre løsninger på markedet.

Selv om simulering for tappevann oppnådde lave virkningsgrader, fikk den bedre termisk virkningsgrad enn andre simuleringer for HT. Dette kan skyldes de høye temperaturkravene som ble satt for simuleringer med HT, og at det i forvarmingstanken også iblant ble utnyttet noen lavere temperaturer. Simuleringen med forvarming av tappevann har likevel så lav termisk virkningsgrad at den viser at PVT-modulen ikke er egnet for bruk i system med forvarming av tappevann.

Vurdering av system med termisk borebrønn

Det skal gjøres en vurdering av hvordan brønnen utnyttes. For LT med termisk borebrønn hvor arbeidsvæsken oppvarmes fra 10 til 15 °C i modulen, vil det være modulen som leverer varme til bygget, via en varmpumpe, i store deler av sommerhalvåret når modulens utløpstemperatur er høyere enn temperaturen i grunnen. Her blir borebrønnen et termisk lager hvor arbeidsvæsken avsetter overflødig varme som kan lagres i brønnen til vinteren, ettersom berggrunnens utrørttemperatur ligger på rundt 7 °C.

ELT er en temperatursituasjon hvor brønnen er en energibrønn som leverer varme til bygget via varmpumpe, og får påfyll fra solfangeren. Om man får ELT eller LT avhenger av hvordan brønnen driftes ettersom temperaturen i brønnen avhenger av effektuttaket fra brønnen. Dersom man har et høyt effektuttak per meter borebrønn vil det trekke ned temperaturen i brønnen(e) og ELT vil oppstå. Da vil solfangeren få høyere virkningsgrad ettersom innløpstemperaturen i modulen er lav. Når varme skal hentes ut fra brønnen må varmpumpen gjøre et større arbeid jo lavere temperatur det er i brønnen. Ved bruk av termisk borebrønn vil man ikke ha én temperatursituasjon hele året, det vil variere.

Resultatene for simulering med termisk borebrønn avviker i en viss grad fra simulering med varmesluk. Det kan være store feilkilder når man ser på et enkelt system med varmesluk, og det er derfor viktig å bruke simuleringsverktøy som Polysun for å se på forbrukssituasjonen. Der vurderes at resultatene fra simuleringer hvor PVT-modulene er plassert i et systemdiagram for bygning er de mest pålitelige resultatene da simuleringer med varmeavleder ikke tar hensyn til hvorvidt den termiske energiproduksjonen i modulene er utnyttbar.

PVT-modulens potensial i Norge

Hvorvidt PVT-modulene egner seg i Norge baseres på om det er mulig å få en høyere elektrisk produksjon, men også hvorvidt den termiske energien som blir produsert i modulen er utnyttbar. Resultatene fra utførte simuleringer viser at det med norske klimadata er godt mulig å kjøle solcellene og øke elektrisk produksjon ved bruk av en integrert solfanger i solcellepanelet. Differansen i elektrisk produksjon for PV modulen uten termisk påvirkning og PVT panelet i kombinasjon med termisk borebrønn ved LT ble 185 kWh/år for 10 paneler som tilsvarer en 5,7% økning. I tillegg ble det vist hvordan varmen kunne utnyttes i to ulike systemdiagrammer og de termiske resultatene ble presentert for to ulike forbruksscenarioer. Det er selvfølgelig andre måter man kan utnytte lavverdig energi på som ikke er vurdert i denne oppgaven. Det kan være forbrukssituasjoner i industri som gjør det attraktivt å bruke PVT blant annet for oppvarming av fotballbaner, avfallsindustri og liknende.

Når man skal velge å installere PVT-moduler bør det utføres nøyaktige simuleringer for den aktuelle forbrukssituasjonen med minst mulig forenklinger. Basert på resultater i oppgaven vil det ikke anbefales å bruke PVT-moduler med mindre det er behov for lavverdig termisk energi med temperaturer rundt og under 15 °C. I tillegg vil det basert på resultatene i denne oppgaven være mest fornuftig å bruke PVT-modulen i et system med termisk borebrønn. Man vil uansett behøve en varmepumpe da direkte bruk til forvarming av tappevann ikke er gunstig.

4.7 Anbefalinger til videre arbeid

Det har i oppgaven blitt nevnt flere ganger at det på bakgrunn av dårlig vær i september kun ble utført to forsøk med PVT-modulen i samarbeid med Solcellespesialisten selv om det var ønskelig å utføre flere forsøk. Det ville vært av interesse å utføre flere forsøk av denne typen i lengre perioder, gjerne for et helt år. Spesielt interessant er det å undersøke hvilke temperaturer som oppnås i modulen og arbeidsvæsken.

I denne oppgaven er alle bygningsspesifikasjoner valgt på generell bakgrunn for å ikke ha begrensende effekt på PVT-modulens energiproduksjon. Det ville vært av interesse å utføre simulering for en spesifikk bygning og gjøre en vurdering av hvorvidt bruk av PVT-moduler vil være gunstig både med tanke på utnyttelse den termiske energiproduksjonen i bygget og ved bruk av kostnadsanalyse.

Til slutt var det ønsket å se videre på om man kan bruke PVT panelene til snøsmelting i vinterhalvåret ved å kjøre varmt vann gjennom panelet. Til videre arbeid anbefales det å gjøre et forsøk med dette for å se på gevinsten i elektrisk produksjon.

5. Konklusjon

På DualSun sine nettid er det oppgitt at arbeidsvæsken kan oppnå opp mot 70 °C. Den øvre teoretiske grensen for maksimal temperatur for den uisolerte modulen ble satt lik 51,8 °C i kapittel 4.1. Resultatene fra simuleringen viser at den maksimale temperaturen arbeidsvæsken oppnår i isolert modul er 34,1 °C. Basert på disse funnene kan man si at temperaturene som DualSun oppgir på nettsiden ikke er oppnåelig i Norge. Temperaturresultatene i simuleringen samsvarer godt med temperaturer målt i utført forsøk og erfaringene til Free Energy.

Simulering med kun PV hadde lavest elektrisk produksjon, som viste at å bruke solcellepanel med integrert solfanger kun er positivt for den elektriske produksjonen i et norsk klima. Simuleringer hvor det ble valgt lavt temperaturnivå fikk høyest termiske og elektriske virkningsgrader, som skyldes at arbeidsvæsken fikk tilført energi fra omgivelsene og at den lyktes i å kjøle ned solcellene.

De mest pålitelige tallene kommer fra simuleringer hvor PVT-modulen settes inn i systemdiagram for en bygning. Årlig gjennomsnittlig termisk virkningsgrad for system med termisk borebrønn ble 51% ved lavt temperaturnivå. I sommermånedene steg denne virkningsgraden på over 100% fordi arbeidsvæskens temperatur var under omgivelsestemperaturen og det ble tilført varme fra omgivelsene. Årlig gjennomsnittlig termisk virkningsgrad for system med forvarming av tappevann ble 13,5%. Grunnen til at virkningsgraden ble så lav var at arbeidsvæsken ikke ble tilstrekkelig avkjølt i forvarmingstanken.

Når man skal velge å installere PVT-moduler bør det utføres nøyaktige simuleringer for den aktuelle forbrukssituasjonen med minst mulig forenklinger. Dette er fordi det er store ulikheter i resultat for simulering med varmeavleder og simuleringer hvor PVT-modulen plasseres inn i bygningssystemer.

6. Biografi

1. Made, S., *6" MCS Solar Cell*.
2. AG, V.S., *Polysun User Manual*. 2020.
3. *Solkraft*. 2020; Available from: https://www.statkraft.no/var-virkosomhet/solkraft/?gclid=CjwKCAiAiML-BRAAEiwAuWVggvcLhVQTt3r_MVdJEVXkOZWarg9KfOKhCkLJ5N8vtJXkUe4ORcoKohoCq1AQAvD_BwE.
4. Mæhlum, L., *Solceller*. 2020: Store Norske Leksikon.
5. Olerud, K. *Grønt Skifte*. 2019; Available from: https://snl.no/grønt_skifte.
6. Hole, J. *Solkraft vokser raskt, også i Norge*. 2020.
7. Hofstad, K. *Solenergi*. 2020; Available from: <https://snl.no/solenergi>.
8. Energy, F. *Solen som drivkraft*. 2020; Available from: <https://www.free-energy.com/dk/solenergi>.
9. NVE. *Fra fossilt til fornybart*. 2019; Available from: <https://www.nve.no/energibruk-effektivisering-og-teknologier/energibruk/samlet-energibruk/?ref=mainmenu>.
10. Atle Andersson, K.N.K., *Å være miljøvennlig er viktig del av nordmenns identitet*, in *e24.no*. 2017.
11. *De ti viktigste klimatiltakene som regjeringen har gjennomført*. 2019, Statsministerens kontor, Klima- og miljødepartementet: Regjeringen.no.
12. Holstad, M. *Elektrisitet*. 2019; Available from: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar>.
13. *Norge har allerede ren strøm, trenger vi solenergi?* 2020; Available from: <https://www.eidsivaenergi.no/lev-energismart/myter-om-solceller/myte-2/>.
14. Fortum. *Solenergi*. 2020; Available from: <https://www.fortum.no/om-oss/var-bedrift/var-energiproduksjon/solenergi>.
15. Norsk-Solenergiforening. *Norske Solforhold*. 2020; Available from: <https://www.solenergi.no/norske-solforhold>.
16. Norum, J., *Solskjerming av vindu*. 2018, UiT - Norges arktiske universitet.
17. Skaar, J. *Albedo*. 2020; Available from: <https://snl.no/albedo>.
18. Russell, C.R., *Energy conversion*. Britannica, 2020.
19. Arno Smets, K.J., *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*. 2016: UIT Cambridge.
20. Siri Øvrewall, A.S., Jonas Rydtun Winsvold, Cecilie Borgen, *Lab 1 – PV - Karakteristikk*. 2019, NMBU.
21. *Hva er forskjellen på mono- og polykrystall solcellepaneler?* 2020; Available from: <https://www.2soler.no/blog/hva-er-forskjellen-pa-mono-og-poly-krystall-solcellepaneler--->.
22. *MONO VS POLY SOLAR PANELS*. 0Bills.
23. Christiana Honsberg, S.B. *Effect of Temperature*. Available from: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/effect-of-temperature>.
24. Anne Marthe V. Hopen, S.A. *Solcellens oppbygning*. 2007; Available from: <http://www.hopen.biz/AnneMarthe/Oppbygningen%20av%20solcellen.html>.
25. Dircus. *Solar Panel Angle: how to calculate solar panel tilt angle?* 2020.
26. *What are Standard Test Conditions (STC)*. Silicon Solar, 2020.

27. Christiana Honsberg, S.B. *Solar Cell Efficiency*. 2019; Available from: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/solar-cell-efficiency>.
28. UiO. *Konduksjon*. 2018; Available from: <https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/leksikon/k/konduksjon.html>.
29. UiO, *Konveksjon*. 2020.
30. Norås, G., *Sesonglagring av solvarme i kombinasjon med varmpumpe for bolig*. 2018, NMBU.
31. *Konveksjon*. 2020; Available from: <https://www.wikizero.com/nn/Konveksjon>.
32. UiO. *Stefan-Boltzmanns lov*. 2020; Available from: <https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/leksikon/s/stefan.html>.
33. Deniz Kizildag, J.s.C., Hamdi Kessentini, *Development, Optimization and Test Performance of Highly Efficient Flat Plate Solar Collector with Transparent Insulation and Low-Cost Overheating Protection*. 2017, Universitat Politècnica de Catalunya-BarcelonaTech: ISES Solar World Congress.
34. UngEnergi.no. *Solfanger*. 2020; Available from: <https://ungenergi.no/energikilder/solenergi/solfanger/>
35. Editor, T., *Write difference between flat plate collectors and concentrating type collectors*. 2018: Polytechnic Hub.
36. Struckmann, F., *Analysis of a Flat-plate Solar Collector*. 2008: Dept. of Energy Sciences, Faculty of Engineering, Lund University, Box 118, 22100 Lund, Sweden.
37. *Question: A Solar Thermal Collector With 1 M² Aperture Area*. 2020; Available from: <https://www.chegg.com/homework-help/questions-and-answers/solar-thermal-collector-1-m-aperture-area-glazing-area-flat-plate-collector--collector-wat-q25870332>.
38. Andresen, I., *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus. En introduksjon*. 2008: SINTEF Byggforsk.
39. Mikel Lumbreras, R.G., Koldobika Martina, *Unglazed Solar Thermal Systems for building integration, coupled with District Heating Systems. Conceptual Definition, Cost & Performance Assessment*. 2018: International Congress on Architectural Envelopes.
40. Marsh, G. *Solar PV and thermal – a marriage made in heaven?* 2010; Available from: <http://www.renewableenergyfocus.com/view/10922/solar-pv-and-thermal-a-marriage-made-in-heaven/>.
41. *Installation, operation and maintenance instructions*. 2020, DualSun Professionals.
42. Arvind Tiwari, M.S.S., *Performance evaluation of solar PV/T system: An experimental validation*. Solar Energy, 2005.
43. DualSun. *SPRING® - Hybrid*. 2020; Available from: <https://dualsun.com/en/product/hybrid-panel-spring/>.
44. *Our panels, all your energy needs*. 2020; Available from: <https://dualsun.com/en/>.
45. Kanewoff, M., *Free Energy inngår samarbeid med DualSun - et av verdens ledende PV-T selskap!* Free Energy, 2020.
46. Taylor, R., *Solar Thermal Technology & Applications*. National Renewable Energy Laboratory, 2006.
47. *Housing Retrofit: Solar hot water heating*. 2020; Available from: <https://www.greenspec.co.uk/building-design/solar-hot-water-heating/>.

48. *Solar Domestic Hot Water (SDHW)*. 2020; Available from: <https://dualsun.com/en/panel-applications/solar-domestic-hot-water/>.
49. Mesquita, L. *Borehole Thermal Energy Storage (BTES)*. 2007; Available from: <https://www.dlsc.ca/borehole.htm>.
50. Varmepumpeinfo. *Energibrønn*. 2019; Available from: <https://www.varmepumpeinfo.no/energikilder-for-varmepumper/energibrønn>.
51. *Varmelagring av solenergi*. 2020; Available from: <http://sol-energi.com/varmelagring-av-solenergi/>.
52. Banks, D., *An Introduction to Thermogeology: Ground Source Heating and Cooling*. 2012: Wiley-Blackwell.
53. Raade, G. *Granitt*. 2020; Available from: <https://snl.no/granitt>.
54. Beer, J.d. *Grunnvarme*. 2020; Available from: <https://www.ngu.no/emne/grunnvarme>.
55. Bryhni, I. *Geotermisk gradient*. 2020; Available from: https://snl.no/geotermisk_gradient.
56. Stene, J., *IEA HPP Annex 29 - Ground-Source Heat Pumps Overcoming Technical and Market Barriers. Status Report NORWAY*. 2004: SINTEF.
57. Prestegaard, U., *Lading og lagring av varme i energibrønner for bygningsoppvarming*. 2014, NTNU.
58. Brekke, E., *Energiuttak fra fjell*. 2003, NTNU.
59. Finansdepartementet, *NOU 2004:8 Differensiert el-avgift for husholdninger*, Finansdepartementet, Editor. 2004, Regjeringen: Regjeringen.no.
60. Matthias Haase, I.A., *Solfangervegg – potensialstudie*. SINTEF, 2020.
61. *Veiledning om tekniske krav til byggverk § 15-6. Innvendig vanninstallasjon*. 2015: Direktoratet for Byggkvalitet.
62. *Temperatur - varme og kulde på jobben*, Arbiedstilsynet, Editor. 2020.
63. *About us*. 2020; Available from: <https://www.velasolaris.com/ueber-uns/?lang=en>.
64. AS, N., *Kommumekart*. 2020.
65. Date, T.a. *Klima og gjennomsnittsvær i Fredrikstad, Norge*. 2020; Available from: <https://www.timeanddate.no/vaer/norge/fredrikstad/klima>.

7. Vedlegg

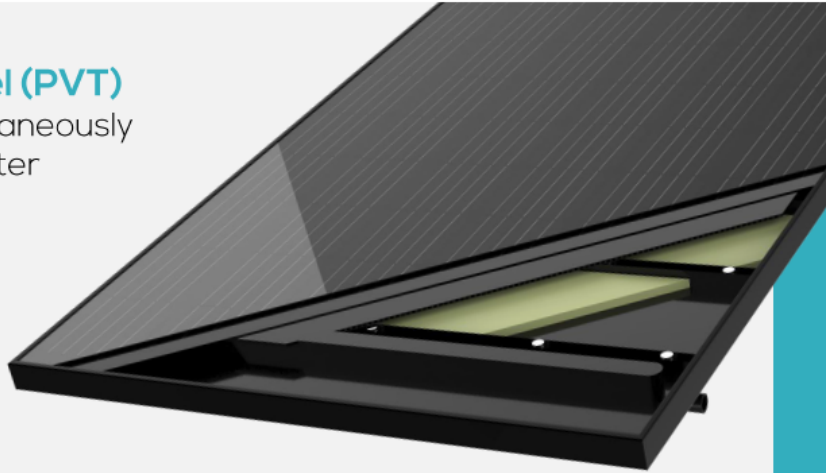
Vedlegg 7.1 Termisk konduktivitet og volumetrisk varmekapasitet for ulike bergarter og mineraler

	Thermal conductivity ($\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$)	Volumetric heat capacity ($\text{MJ m}^{-3} \text{K}^{-1}$)
Rocks		
Coal	0.3	1.8
Limestone	1.5–3.0 (2.8, massive limestone)	1.9–2.4 (2.3)
Shale	1.5–3.5 (2.1)	2.3
Basalt	1.3–2.3 (1.7)	2.4–2.6
Diorite	1.7–3.0 (2.6)	2.9–3.3
Sandstone	2.0–6.5 (2.3)	2.0–2.1
Gneiss	2.5–4.5 (2.9)	2.1–2.6 (2.1)
Arkose	2.3–3.7 (2.9)	2.0
Granite	3.0–4.0 (3.4)	1.6–3.1 (2.4)
Quartzite	5.5–7.5 (6.0)	1.9–2.7 (2.1)
Minerals		
Plagioclase	1.5–2.3	1.64–2.21
Mica	2.0–2.3	2.2–2.3
K-feldspar	2.3–2.5	1.6–1.8
Olivine	3.1–5.1	2.0–3.6
Quartz	7.7–7.8	1.9–2.0
Calcite	3.4–3.6	2.24
Pyrite	19.2–23.2	2.58
Galena	2.3–2.8	1.59
Haematite	11.3–12.4	3.19
Diamond	545	–
Halite	5.9–6.5	1.98
Other		
Air	0.024	1.29×10^{-3} at 1 atm
Glass	0.8–1.3	1.6–1.9
Concrete	0.8–1.7 (1.6)	1.8
Ice	1.7–2.0 (2.2)	1.9
Water	0.6	4.18
Copper	390	3.5
Freon-12 ^a at 7°C (liquid)	0.073	1.3
Oak	0.1–0.4	1.4
Polypropene	0.17–0.20	1.7
Expanded polystyrene	0.035	–



DualSun Spring 315M

A hybrid solar panel (PVT)
that generates simultaneously
electricity and hot water



PHOTOVOLTAIC

High-efficiency monocrystalline cells,
cooled by water circulation on backside of panel

Anti-reflective glass ensuring high
performance even in diffuse light

Positive classification -0 / + 5 Wp
Nominal PV power : 315 Wp

THERMAL

Ultra-thin heat exchanger, completely integrated into
panel (DualHeat® patented design)

Excellent heat transfer between photovoltaic frontside
and water circulation on backside, for an increased
photovoltaic efficiency (DualBoost® effect)

Thermal power output : 632 W/m² *

* Performances measured during Solar Keymark certification



Same elegant and attractive design

Same electrical characteristics

Compatible with the roof mounting systems of the most distributed brands

List of the compatible mounting systems available on DualSun website -
Professional Area

Portrait and landscape installation

Mechanical load up to 5,400 Pa



25 years linear PV power warranty
10 year product and labour costs warranty**

**Please refer to Premium DualSun Warranty Terms

Spring Non-Insulated : DualSun - 315M - 60 - 3BBPN
Spring Insulated : DualSun - 315M - 60 - 3BBPI



TECHNICAL DATA

GENERAL DATA

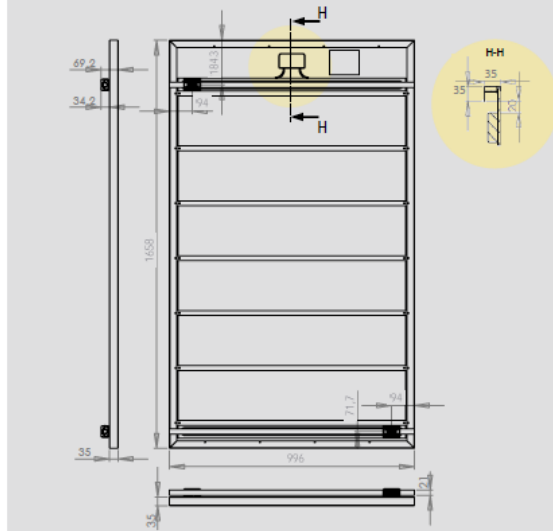
Length	1658 mm	
Width	996 mm	
Frame width	35 mm	
Frame color / Backsheet	Black / Black	
Maximum load	5400 Pa (snow) / 2400 Pa (wind)	
Weight empty / filled	Spring NI*	Spring I*
	25.3 / 30.3 kg	26.1 / 31.1 kg

* NI = Non-Insulated, I = Insulated

PHOTOVOLTAIC DATA

Number of cells per module	60
Cell type	PERC Monocrystalline
Nominal power (P_{mpp})	315 Wc
Module efficiency	19,08 %
Rated voltage (V_{mpp})	32,85 V
Rated current (I_{mpp})	9,59 A
Open circuit voltage (V_{oc})	40,12 V
Short circuit current (I_{sc})	10,12 A
Power output tolerance	0 / +5W
Maximum system voltage	1000 V DC
Reverse current load	20 A
NOCT	45 ± 2°C
Connectors	MC4 / MC4 compatible
Application class	Classe II
Voltage temperature coefficient (μV_{oc})	-0,29 %/°C
Current temperature coefficient (μI_{sc})	0,05 %/°C
Power temperature coefficient (μP_{mpp})	-0,36 %/°C

Power measurement tolerance : +/- 3%



Non-insulated version of the Spring panel with DN15 DualQuickfit® fitting

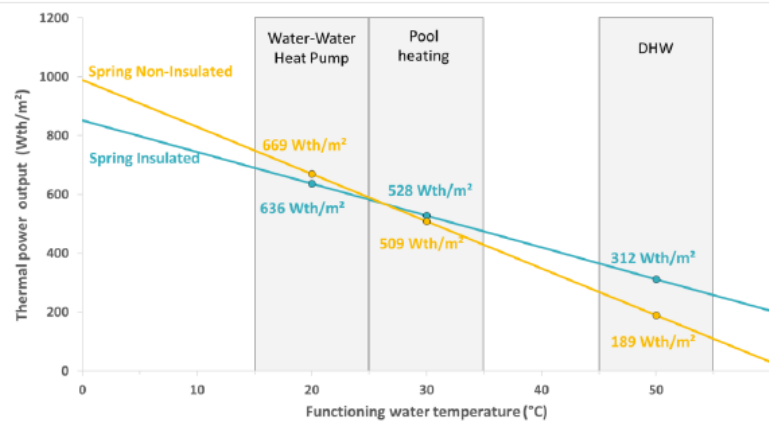
THERMAL DATA

Gross area	1,635 m ²	
Volume of heat transfer liquid	5 L	
Maximum operating pressure	1,5 bar	
Pressure loss per panel (Pa mmWS)	Portrait	Landscape
	59 6	167 17
Hydraulic input/output	DualQuickfit® fittings	
	Non-Insulated Insulated	
Maximum temperature	70 °C	75,6 °C
Optical efficiency α_0	58,9 % *	58,2 % *
Heat loss coefficient α_1	16,0 W/K/m ² *	10,8 W/K/m ² *
Heat loss coefficient α_2	0 W/(m ² .K ²) *	

* The α_0 , α_1 et α_2 coefficients are the measured values from testing during EN 9806:2017 certification at KIWA for unglazed collectors with a windspeed $u = 1 \text{ m/s}$; $\alpha_0 = \eta_0 - c_6 \cdot u$; $\alpha_1 = c_1 + c_3 \cdot u$; $u' = u - 3$.

Power output as a function of the temperature of the water in the panel (by application)

Power values are calculated using α_0 and α_1 coefficients (windspeed=1m/s) in STC conditions (Text = 25°C, G = 1000 W/m²)



www.dualsun.com

contact@dualsun.com

2 rue Marc Donadille - 13013 Marseille - France

May 2020 - v1.0