



Bacheloroppgave

Tekno-økonomisk sammenligning av fotovoltaiske solcellepaneler (PV) og hybride fotovoltaisk-termiske solcellepaneler (PVT) for Quality Hotel Sogndal

Techno-economic comparison of photovoltaic solar panels (PV) and hybrid photovoltaic thermal solar panels (PVT) for Quality Hotel Sogndal

Espen Høgemark, Henning Hov og Håvard Tveit

Fornybar energi

Fakultet for ingeniør og naturfag

Innleveringsdato: 03.06.2022

Veiledere: Jan Pedro Zeiss og Dejene Assefa Hagos

Jeg bekrefter at arbeidet er selvstendig utarbeidet, og at referanser/kildehenvisninger til alle kilder som er brukt i arbeidet er oppgitt, jf. Forskrift om studium og eksamen ved Høgskulen på Vestlandet, § 12-1.

Forord

Vi er tre studenter som har studert fornybar energi ved Høgskulen på Vestlandet. Vi valgte denne oppgaven om solcellepaneler og hybride solcellepaneler fordi vi ser på det som en spennende og fremtidsorientert oppgave, i tillegg til at vi ønsker å tilegne oss ny kunnskap innen temaet. Arbeidsprosessen har vært både krevende og givende, og vi håper at bacheloroppgaven vi har skrevet vil være interessant for leseren.

Gjennom perioden har vi fått god hjelp, og vi ønsker å gi en takk til hotelldirektør Jørgen Christian Lindstrøm og teknisk sjef Vidar Bø fra Quality Hotel Sogndal, og våre to veiledere Jan Pedro Zeiss og Dejene Assefa Hagos.

Sammendrag

I denne kvantitative oppgaven ser vi nærmere på hvordan Quality Hotel Sogndal kan få en grønnere klimaprofil ved å benytte seg av solenergi. Hotellet har allerede gjort renoveringer som har ført til energieffektivisering, og ønsker å ytterligere redusere sitt klimaavtrykk ved å montere solcellepaneler på taket. Denne oppgaven sammenligner to ulike solenergi-teknologier: fotovoltaiske solcellepaneler (PV) og hybride fotovoltaisk-termiske solcellepaneler (PVT). Ved hjelp av programvaren Polysun sammenligner vi PV- og PVT-systemenes tekniske aspekter, samt de økonomiske kostnadene og fortjeneste tilknyttet de to teknologiene.

Den elektriske effektiviteten til PV-paneler er invers relatert til celletemperaturen. Som følge av dette fører de lave temperaturene i det nordiske klimaet til høyere effektivitet fra PV-paneler. Kjøleeffekten som følge av uttak og bruk av termisk energi i PVT-paneler øker derfor den elektriske effektiviteten. Denne effekten er forventet å være relativ lav i nordisk klima. Vedrørende elektrisitetsproduksjon, viser våre resultater at PVT-paneler presterer marginalt bedre sammenlignet med PV-paneler. PVT-teknologien er ny i det norske markedet, og medfører høyere etablerings- og driftskostnader. Med en marginal forskjell mellom de to systemene er det sannsynligvis tryggere økonomisk og mer praktisk å bruke den mer etablerte PV-teknologien i dag.

Abstract

In this quantitative study we are looking closely at how Quality Hotel Sogndal can get a greener climate profile by using solar energy. The hotel has already done some renovation that has resulted in a more energy effective building and wishes to further reduce its climate footprint by mounting solar cell panels on the roof. In this bachelor thesis we will compare the two different solar technologies: photovoltaic solar panels (PV) and the hybrid photovoltaic thermal solar panels (PVT). With the help of the software Polysun we will compare the PV and PVT systems' technical aspects, and the economic costs and profits attached to the two technologies.

The electrical efficiency of PV panels is inversely related to the temperature of the panels. Consequently, the lower temperature in the Nordic climate ensures higher efficiency of PV panels. The cooling effect resulting from the additional extraction and use of heat energy in PVT panels therefore increases electrical efficiency. This effect is however expected to be comparably low in a Nordic climate. Regarding electricity production, our results shows that the PVT panels perform marginally better compared to PV panels. PVT technology is new in the Norwegian market and comes with a higher start-up and operating costs. With a marginal difference between the two systems, it is probably economically safer and more convenient to use the more established PV technology.

Figurliste

Figur 1: Solcellepaneler produserer elektrisitet til eget bruk og til nettet [9].	4
Figur 2: Illustrasjon av oppbygningen av et solcellepanel [12].	5
Figur 3: Et solfangersystem kan bidra med romoppvarming og forbruksvann i en bolig [15]. .	6
Figur 4: Solinnstrålingens tap fra atmosfæren i effekt ned til jordoverflaten [21].....	8
Figur 5: Solinnstrålingens effekt ulike steder på jorden [22].	8
Figur 6: Quality Hotel Sogndal	14
Figur 7: Solbane kl. 12, 21. desember og 21. juni, hentet fra Polysun.	15
Figur 8: Solkart som viser at QHS er velegnet til solenergi [43].	16
Figur 9: Illustrasjon av kvantitativ metode benyttet i oppgaven.	18
Figur 10: PV-modellen i Polysun.....	22
Figur 11: PVT-modellen i Polysun.	24
Figur 12: Elektrisk produksjon fra PV- og PVT-systemene gjennom året.	28
Figur 13: Overskuddsproduksjon ved implementering av PV- og PVT-systemene.	29
Figur 14: Strøm kjøpt fra nettet.....	29
Figur 15: Termisk energiproduksjon fra PVT-systemet, total produksjon er 1066 MWh.....	30
Figur 16: Solinnstråling på PVT-modulene.	31
Figur 17: Energiforbruket til varmeelementet til akkumulatortanken.....	31
Figur 18: CO ₂ -utslipp relatert til de forskjellige alternativene.....	32
Figur 19: Nåverdi sammenligning mellom de tre alternativene.....	32
Figur 20: Energiforsyningskostnader.	33

Tabelliste

Tabell 1: Oversikt over data hentet fra ulike kilder.....	20
Tabell 2: Komponenter benyttet ved PV-simulering i Polysun.	23
Tabell 3: Oversikt over modulflater PV.....	23
Tabell 4: Komponenter ved PVT-simulering i Polysun.....	25
Tabell 5: Oversikt over modulflate PVT.....	26
Tabell 6: Tekniske resultater fra Polysun.....	30
Tabell 7: Beregninger av LCoE, fra Excel.....	34
Tabell 8: Beregninger av LCoE for PVT inkl. termisk energi, fra Excel.....	34
Tabell 9: Beregninger av BCR fra Excel.	35
Tabell 10: Forutsetninger for lån PV/PVT.....	35
Tabell 11: Annuitetslån PV.....	36
Tabell 12: Serielån PV.	36
Tabell 13: Annuitetslån PVT.....	37
Tabell 14: Serielån PVT.....	37

Forkortelser

BCR – Benefit to cost ratio

BIPV – Bygningsintegrerte fotovoltaiske solcellepaneler

kWh – Kilowatttime

LCoE – Levelized cost of energy

MWh – Megawatttime

NPV – Netto nåverdi

PV – Fotovoltaiske solcellepaneler

PVT – Hybride fotovoltaisk-termiske solcellepaneler

QHS – Quality Hotel Sogndal

SAM – System Advisor Model

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	iii
Figurliste.....	iv
Tabelliste	v
Forkortelser	vi
Innholdsfortegnelse	vii
1. Innledning.....	1
1.1 Oppgavens struktur	3
2. Teori	4
2.1 Fotovoltaiske solcellepaneler.....	4
2.2 Solfangerteknologi	5
2.3 Hybride solcellepaneler.....	6
2.4 Solinnstråling	7
2.5 Politikk.....	9
2.6 Økonomiske vurderingsgrunnlag.....	12
3. Studieområdet.....	14
3.1 Terreng	14
3.2 Vær.....	15
3.3 Solforhold	15
3.4 Hotelllets forbruk	16
3.5 Hotelllets planer	17
4. Metode.....	18

4.1 Introduksjon til metode	18
4.2 Beskrivelse av scenario	19
4.3 Datainnsamling	19
4.4 Valg av prosjekteringsverktøy	21
4.5 PV-modell	22
4.6 PVT-modell.....	24
4.7 Økonomisk modell.....	27
5. Resultat.....	28
5.1 Teknisk analyse.....	28
5.1.1 Elektrisk produksjon.....	28
5.1.2 Termisk produksjon.....	30
5.1.3 CO ₂ -utslipp	31
5.2 Økonomisk analyse	32
5.2.1 Netto nåverdi	32
5.2.2 Energiforsyningskostnader	33
5.2.3 Levelized cost of energy (LCoE).....	33
5.2.4 Benefit to cost ratio (BCR).....	34
5.2.5 Lån.....	35
6. Diskusjon.....	38
6.1 Tekniske aspekter.....	38
6.1.1 Elektrisk produksjon.....	38
6.1.2 Termisk energi.....	38
6.1.3 CO ₂ -utslipp	39
6.2 Økonomi	40
6.2.1 Netto nåverdi	40

6.2.2	Subsidier og investeringsstøtte	41
6.2.3	Energiforsyningskostnader	41
6.2.4	Levelized cost of energy (LCoE).....	41
6.2.5	Benefit to cost ratio (BCR).....	42
6.2.6	Lån.....	42
6.2.7	Overskuddsproduksjon	43
6.2.8	Samlet økonomisk vurdering.....	43
6.3	Begrensninger	44
6.3.1	Polysun og SAM.....	44
6.3.2	Vekselretter.....	44
6.3.3	Ulikheter PV/PVT-paneler	44
6.3.4	Data fra hotellet	45
6.3.5	Fjordvarme.....	45
6.3.6	Antagelser økonomiske data.....	45
7.	Konklusjon	46
7.1	Oppsummering.....	46
7.2	Forventninger og fremtidige trender	46
	Referanseliste	48
	Vedlegg	I

1. Innledning

Vi lever i en verden med et stadig større energibehov grunnet energikrevende teknologiutvikling og befolkningsvekst. Dersom den økende befolkningen og dagens utviklingsland skal få en levestandard på nivå med den vi har i vesten, vil dette føre til økt behov for ressurser. Dette kan vi se igjen i “kaya”-ligningen, som viser at økt velstand og befolkning fører til økt bruk av ressurser og økte CO₂-utslipp [1]. Vi må derfor effektivisere og gjøre lavutslippsteknologier rimeligere, slik at også utviklingsland kan få tilgang til disse løsningene, og øke sin levestandard, uten at det går på bekostning av klima og miljø.

For å nå FNs bærekraftsmål må vi redusere utslippene våre. Klima og miljø henger tett sammen, og økte klimagassutslipp påvirker økosystemer verden over i negativ retning. Ved å gå fra fossilt brensel til fornybare energikilder vil vi kunne begrense utslippet av klimagasser. Å få til et slikt skifte er ikke lett, blant annet fordi mange fornybare energiteknologier er arealkrevende. For eksempel trenger vannkraft store vannmagasiner. Til gjengjeld produserer kraftverkene enorme mengder fornybar energi med høy virkningsgrad. Ettersom slike kraftverk ofte blir bygget ut på bekostning av fauna og flora, må det legges mer vekt på å ytterligere begrense skaden på naturen. Et alternativ for dette vil være å utnytte arealene som allerede er i bruk. Solenergiteknologier kan være en løsning for dette, ettersom de kan implementeres på tak og vegger på industribygg, boliger og offentlige bygninger.

Solenergiteknologier som kan plasseres på eksisterende bygninger er solceller (PV-paneler), solfangere og hybride solcellepaneler (PVT-paneler). På globalt nivå brukes solenergi til flere forskjellige formål. I Latin-Amerika, Asia og Afrika brukes solenergi til kjøling av bygninger, vannpumping og grunnleggende elektriske behov for små bosetninger som ellers ikke er koblet til et sentralisert strømnnett. I Afrika er det vanlig å bruke solcellepaneler uten vekselrettere; de bruker da likespenningen direkte til et elektrisk element som varmer vann. De forente arabiske emirater (UAE), India og flere andre sørøst-asiatiske land bruker PVT-paneler til å kjøle ned boliger, hoteller og kontorbygg [2].

Det er økende bruk av flytende solcellepaneler i nærhet til store byer, da utbygging av solparker vil komme i konflikt med naturinteresser og jordbruk. Stort sett øker markedet for solenergi i de fleste asiatiske land, både for privathusholdninger og solkraftverk, men politiske og

økonomiske utfordringer er begrensende faktorer blant annet for India. Andre nasjoner som Vietnam har stor økning i sitt marked grunnet en gunstig feed-in tariff som gjør det rimelig å investere i solcellepaneler [3].

Europa har de siste årene opplevd en ny æra innen solkraft. En av grunnene til dette er en bevisst strategi for å imøtekomme EU-kommisjonens mål om å fase ut bruken av fossilt brensel. Siden 2019 har økningen i solkraft i Europa vært større enn noen annen form for kraftproduksjon. Det ble installert 19,3 GW i 2020 og 25,9 GW i 2021. Denne trenden er forventet å fortsette i de kommende årene [4].

I Europa brukes solceller til å produsere elektrisitet, og solfangere brukes til oppvarming eller nedkjøling av vann i boligbygg og industrielle bygg. Statkraft er et norsk kraftselskap og Europas største leverandør av fornybar energi. De har vært med på utviklingen av solkraft det siste tiåret og har solparker i hele verden, med spesielt fokus på Europa. Det er anslått at det er utnyttet i underkant av 10 % av potensialet for solkraft i Europa, og det jobbes mot målet om at solkraft skal bli verdens største energikilde innen 2035 [5].

Norge og resten av Skandinavia har store temperaturforskjeller og mye variert vær. Det er også stor eksponering for vind, snø, hagl, sludd og underkjølt regn. Snø og is kan føre til redusert effekt og levetid på solceller [6]. Det er ikke bare det nordiske klimaet som gjør det utfordrende for gunstige solcelleforhold, solinnstrålingen i Skandinavia er også betraktelig mindre enn lenger sør i Europa [7].

Hybride solcellepaneler er lite brukt i Norge fordi det er vanskelig å utnytte den termiske energien i de forskjellige årstidene. Det er lite forskning knyttet til PVT, og det er i dag en dyr teknologi. De har i tillegg kortere levetid enn PV-paneler. Ved å sammenligne solceller og solfangere med hybride solceller har det vist seg at vanlige solceller har best effekt, men at hybride solceller har potensial for å kunne få en bedre utnyttingsgrad [8]. Hybride solcellepaneler har bedre arealutnyttingsgrad enn solceller og solfangere, da den kombinerer de to teknologiene i en.

I denne oppgaven skal vi se nærmere på to ulike solcellepanelteknologier, og hvordan Quality Hotel Sogndal (QHS) kan bruke solenergi til oppvarming og drift av hotellet. Vi skal gjøre en økonomisk og teknologisk analyse der vi sammenligner hybride solcellepaneler med standard solcellepaneler for å se hvilken som vil være mest effektiv, og hva som vil være den beste

investeringen. Det vil bli gjort en kvantitativ analyse av hotellets strømforbruk og behov, en analyse av hvordan solforholdene varierer i løpet av et år, samt en analyse av hvor mye hotellet kan basere seg på egenprodusert strøm og varme. QHS har en velegnet tomt for installasjon av solceller, men det er flere begrensende faktorer som påvirker strømproduksjonen, blant annet at Sogndal er omringet av fjell.

Oppgaven prøver å besvare følgende forskningsspørsmål:

1. Vil investering i PV eller PVT være lønnsomt for QHS, sammenlignet med bruk av strøm fra nettet?
2. Vil PVT-systemet dekke det termiske energibehovet for oppvarming av varmt vann, samtidig som det produserer mer elektrisitet enn PV-systemet?

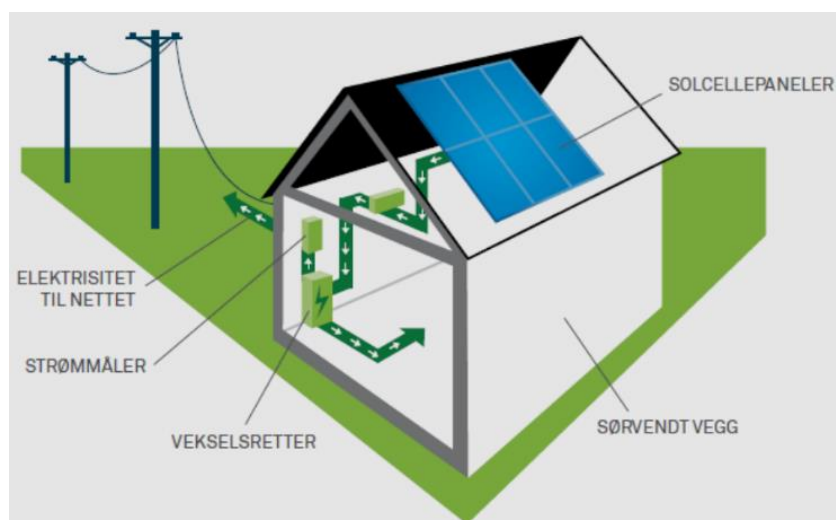
1.1 Oppgavens struktur

Oppgaven er delt inn i syv kapitler, det første kapitlet introduserer oppgaven og bakgrunnen for denne. Teori i kapittel 2 presenterer ulike teknologier og annen informasjon som er nyttig for denne oppgaven. Kapittel 3 beskriver studieområdet, solforholdene ved QHS, og hvordan hotellet kan benytte seg av PV- eller PVT-teknologi. Kapittel 4 forklarer fremgangsmåten brukt i oppgaven, fra innsamling av data til simuleringer. Kapittel 5 presenterer resultater fra analysene som ble gjort. I kapittel 6 diskuteres resultatene, hvilke forskjeller som er funnet ved de ulike teknologiene, og begrensninger som er satt. Videre konkluderes det i kapittel 7, og vi utforsker hva neste steg kan være.

2. Teori

2.1 Fotovoltaiske solcellepaneler

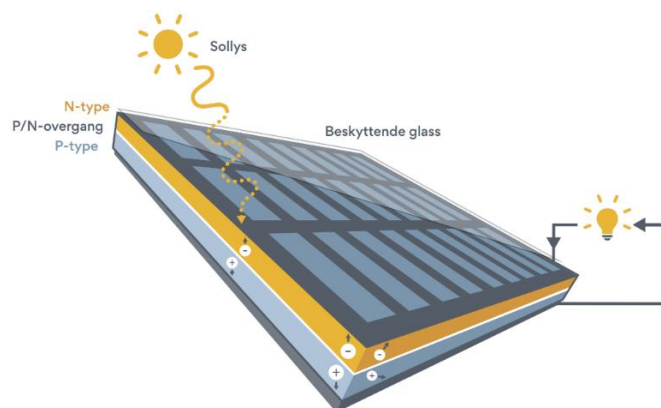
Et fotovoltaisk solcellepanel (PV) skaper elektrisitet fra fotoner i solens strålingsenergi. Spenningen som produseres er likespenning, og vi benytter derfor ofte en vekselretter til å gjøre om fra likespenning til vekselspanning. Energien kan da brukes i 230 V-anlegg som er standarden i Norge. Den produserte elektrisiteten som ikke benyttes kan lagres i et batteri til en senere anledning når det er større etterspørsel. Ekstra elektrisitet produsert fra solcelleanlegg kan også selges tilbake til strømmettet via en strømmåler, se Figur 1.



Figur 1: Solcellepaneler produserer elektrisitet til eget bruk og til nettet [9].

Solcellepaneler er oppbygd av to tynne lag med halvledere, hvor silisium er hovedmaterialet. Ettersom silisium er en halvleder, må det tilsettes andre stoffer for at man skal kunne bruke silisium til elektrisk produksjon; dette kalles *doping*. Det ene laget er dopet med fosfor og har en negativ ladning, mens det andre laget er dopet med bor og har en positiv ladning, se Figur 2. I det fotonene fra solen treffer solcellepanelet vil de slå løs elektroner som da vil ha nok energi til å kunne flytte seg fra det negative laget og over til det positive laget. Solcellepanelet produserer da strøm [10].

Solcellepaneler har virkningsgrad på 20-24 %. Det er flere faktorer som avgjør hvor effektivt et solcellepanel er, deriblant solforhold, innstrålingsvinkel og temperatur. Videre vil man få en redusert effekt dersom det er mye støv, is eller snø på solcellepanelet. Ved økt temperatur reduseres virkningsgraden med 0,5 % for hver grad over 25 °C [11].



Figur 2: Illustrasjon av oppbygningen av et solcellepanel [12].

Det er flere ulike måter å benytte solceller på, deriblant solcellepaneler integrert i bygninger (BIPV), flytende solcellepaneler og solcellepaneler montert på tak eller vegg. BIPV vil ha noe lavere virkningsgrad, ettersom de ikke blir nedkjølt av luft og vind på samme måte som solcellepaneler montert på tak.

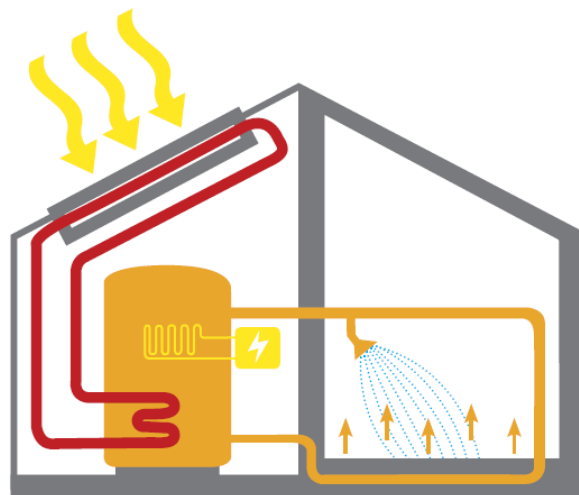
PV-systemer produserer kun elektrisitet, og er derfor lettere og billigere å installere enn PVT, som produserer både varmtvann og elektrisitet. Kostnadene ved PV-systemer reduseres jo mer moden teknologien blir. Dette fører til mer utstrakt bruk av PV-paneler i deler av verden hvor økonomi er en begrensende faktor ved valg av solenergi teknologi. PV-paneler har ofte garanti på 20-25 år, men i mange tilfeller vil levetiden til solcellepaneler kunne strekke seg til 30 år eller mer.

Det er ikke bare solcellepanelene som har begrenset levetid, det må også regnes med skade og slitasje på andre komponenter i systemet, deriblant vekselretteren. Vekselrettere har en levetid på 10 til 20 år. For å maksimere levetiden til vekselrettere kan man montere de på kjølige steder som ikke er værutsatt, gjerne innendørs [13].

2.2 Solfangerteknologi

I motsetning til PV, benytter solfangere seg av den termiske energien fra solen. Denne energien blir brukt til å varme opp vann eller en annen væske. Væsken blir videre sirkulert i et rørsystem til en akkumulatortank som har samme funksjon som en varmtvannsbereder. Akkumulatortanken sender videre ut oppvarmet væske til en radiator eller til et gulvvarmesystem som kan benyttes til oppvarming av bolig. Solfangere kan også benyttes til å varme forbruksvann, se Figur 3. I perioder hvor solenergien ikke er sterk nok til at solfangeren får effekt vil alternative

energikilder som strøm, gass eller fjernvarme ta over for varmeproduksjonen. Med et slikt system vil det derfor være mulig å benytte solfangere året rundt, også i et kaldere klima som i Skandinavia [14].



Figur 3: Et solfangersystem kan bidra med romoppvarming og forbruksvann i en bolig [15].

Solfangere vil ha høyest effektivitetsfaktor når de benyttes til vannbåren varme, da varmeenergien spres over et større område som samtidig resulterer i oppvarming av bolig. Virkningsgraden til solfangere er over 50 % og varierer med, lokasjon, temperatur og formål [16]. Det finnes flere ulike typer solfangere. Avhengig av solfangertype og systemløsning vil solfangeranlegg ha en levetid på rundt 20 til 30 år [15].

2.3 Hybride solcellepaneler

Hybride fotovoltaisk-termiske solcellepaneler (PVT) er en kombinasjon av PV-paneler og solfangere, og produserer derfor både elektrisitet og termisk energi. Solfangerdelen fungerer ved at det er et felt eller flere rør under PV-delen av modulen som er fylt med enten luft, vann eller en annen kjølevæske med gjennomstrømming som sørger for lav temperatur i modulen. Den termiske energien som produseres i PVT-modulen føres videre til en akkumulatortank som sender varmt vann til oppvarming av rom, vann eller svømmebasseng. PVT-paneler kan også brukes til å kjøle rom, noe som ofte blir benyttet i varmere land som for eksempel India. Systemet for oppvarming vil da reverseres, slik at varmen som produseres slippes ut igjen som spillvarme for å holde systemet kjølig. Spillvarmen slippes eksempelvis ut gjennom PVT-modulen sin varmeveksler som er montert på taket [17].

Kjølesystemet i PVT-moduler sørger for å holde celletemperaturen lav, noe som fører til høyere effektivitet for elektrisk produksjon. Et PVT-panel vil oppnå en virkningsgrad opp mot 60 % grunnet teknologiens evne til å utnytte både elektrisk og termisk energi [18]. Det er en høyere virkningsgrad enn hva PV-teknologi har, og i samme område som virkningsgraden til solfanger teknologi.

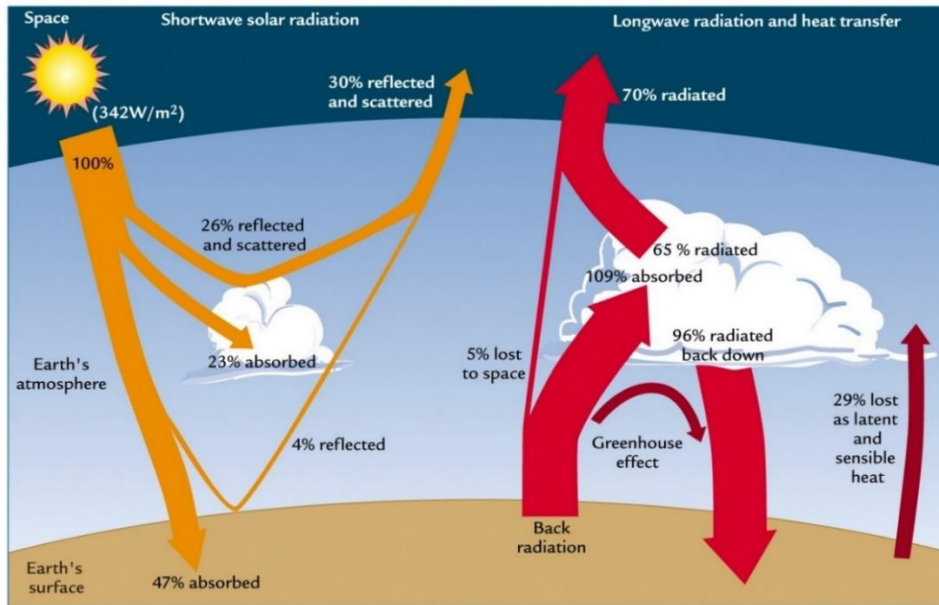
Sammenlignet med solfangere og solcellepaneler vil PVT ha en høyere installasjonskostnad. Dette skyldes ekstra trykktesting av systemet, samt installasjon av flere komponenter som rør, pumper og akkumulatortank. Et PV-system trenger derimot bare kobling og installasjon av panelene, vekselretter og en smartmåler.

Levetiden til PVT-paneler avhenger av modultype, værforhold og vedlikeholdsrutiner. Garantien er fra de fleste PVT-produsenter oppgitt til å være 10-12 år, men levetiden vil være noe lengre. PV-panelet som QHS har valgt å bruke, har en garanti på 25 år, men det kan forventes å produsere elektrisitet også etter 30 år. Solfangere kommer med garantier på 5-10 år avhengig av modell, men de har forventet levetid opp mot 25 år eller mer [19].

Størrelsen på anlegget vil ha stor betydning for nedbetalingstiden til et PVT-anlegg. Det er viktig å dimensjonere riktig ut fra byggets behov for termisk energi for at investeringen skal være lønnsom. Dersom man installerer for mange PVT-moduler vil mye termisk energi gå til spille, men om man monterer for få moduler vil det ikke produseres nok termisk energi til at investeringen lønner seg. Vi kan se fra India at små PVT-systemer som benyttes til kjøling vil være nedbetalt i løpet av de første 5 årene med en estimert pris på 5 INR/kWh, tilsvarende 0,64 NOK/kWh [17]. Dette vil naturligvis ikke være sammenlignbart med nordiske forhold, men det viser potensialet for hvordan PVT-paneler kan benyttes i andre regioner som rundt Middelhavet.

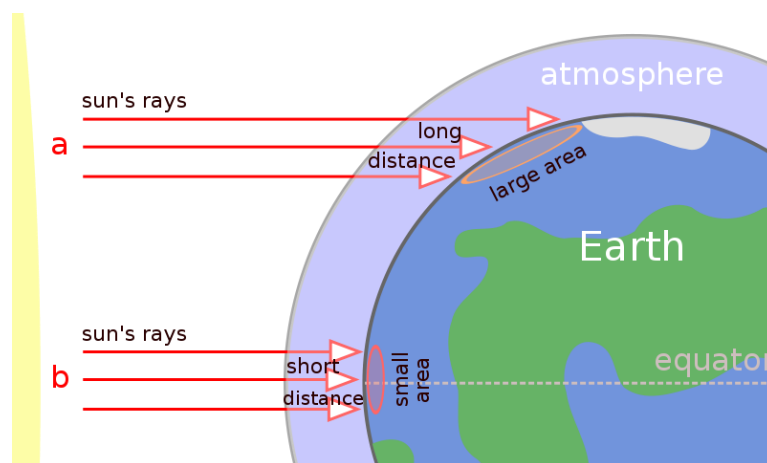
2.4 Solinnstråling

Solinnstrålingen målt utenfor atmosfæren har en effekt på 1367 W/m² [20]. Noe av dette blir reflektert av skyer eller absorbert av iskrystaller, støv og vanndamp. Solinnstråling som treffer jordens overflate vil derfor være mindre enn strålingen som treffer øverste del av atmosfæren, se Figur 4 [16].



Figur 4: Solinnstrålingens tap fra atmosfæren i effekt ned til jordoverflaten [21].

Solinnstrålingens effekt varierer gjennom året som følge av jordens helning samt at jorden beveger seg i en elliptisk bane rundt solen. På vinterhalvåret er den nordlige halvkulen vinklet bort fra solen, noe som fører til at solstrålene får en skrå vinkel til jordoverflaten. Det blir derfor mindre effekt siden solstrålingen fordeles over et større område, se Figur 5. Mellom 21. mars og 21. september er den nordlige halvkulen vinklet mot solen, som gjør at avstanden reduseres og solinnstrålingen blir konsentrert slik at vi ser en høyere effekt. Dette er på grunn av deklinasjon.



Figur 5: Solinnstrålingens effekt ulike steder på jorden [22].

Deklinasjonsvinkel kan bli definert som vinkelen mellom linja som forbinder sentrumet til sola og jorda sin projeksjon i ekvatorplanet. På ekvator er deklinasjonen 0° , mens den er $+90^\circ$ på

Nordpolen og -90° på Sørpolen [23]. Deklinasjonsvinkelen har stor påvirkning på solinnstrålingen, der strålingen er størst om den er vinkelrett på. Dersom deklinasjonsvinkelen er stor, vil mindre solinnstråling dekke et gitt område [20].

Deklinasjon er på grunn av jordens rotasjon om en akse som utgjør en vinkel på $66,55^\circ$ med planet til jordens rotasjon rundt solen. Den maksimale deklinasjonen for oss på den nordlige halvkule er ved sommersolverv mellom 20. og 22. juni. Det er da jordas akse heller sterkest mot sola, og vi har den lengste dagen med sollys i løpet av et år. Den maksimale deklinasjonen varierer mellom $22,1^\circ$ og $24,5^\circ$ over en syklus på 41 000 år, den maksimale ligger nå rundt $23,4^\circ$ [24]. Den minimale deklinasjonen på nordlig halvkule er vintersolverv, 21. eller 22. desember, der deklinasjonen er $-23,4^\circ$. Det vil si at dagene med sollys er svært korte på den nordlige halvkule.

Albedo er landskapets evne til refleksjon og absorpsjon av solenergi. Dette er sterkt knyttet til ulike årstider som endrer fargestrukturen i landskapet. Albedo rangeres med ulike verdier mellom 1 og 0. Snø har en høy albedo på 0,8-0,9, noe som vil si at 80-90 % av den innfallende solenergien reflekteres, og lite varme blir absorbert. Asfalt og trær har en lavere albedo på rundt 0,15 og absorberer derfor mer energi og reflekterer bare rundt 15 % av solenergien [25].

Temperatur spiller en viktig rolle for solcellepaneler, der effekten av disse vil reduseres ved celletemperaturer over 25°C . Den lave gjennomsnittstemperaturen i Skandinavia bidrar med å holde celletemperaturen lav, og det er derfor gode muligheter for solcellepaneler i denne regionen. Albedo spiller en viktig rolle for temperaturen til solcellepaneler. Solcellepaneler har en tilnærmet svart overflate som absorberer mye varme, og derfor vil et solcellepanel kunne være betydelig varmere enn omgivelsestemperaturen. Likevel produserer solcellepaneler fremdeles strøm ved makstemperaturer på opp mot $80-90^\circ\text{C}$ [26].

2.5 Politikk

Utviklingen av PV-teknologi har hatt en global økning de siste 20 årene. Dette er på grunn av bedre teknologi, billigere råmaterialer, samt statlig støtte for fornybar energiproduksjon. De fleste land tar klimaendringene på alvor, og gir derfor støtte for utbygging av fornybare energikilder.

Mellom 1965 og 1990 var markedet for solceller svært begrenset, og det var usikkert hvilken retning markedet ville ta. Etter 1990 ble solceller anerkjent som en teknologi med potensial, da spesielt i EU og Japan, og markedet for solceller økte. I 2001 kom Tyskland med den første feed-in tariffen for fornybare energiprodusenter [27]. Dette hadde mye å si for den videre utviklingen av solceller, da det ble lønnsomt å investere i fornybar energi, noe som bidro til økning i solcellemarkedet. Andre europeiske land var raske med å kopiere politikken om subsidier til fornybare energiprodusenter, og innen 2010 var 80 % av det globale PV-markedet innen EU-land [27].

Etter finanskrisen i 2008 ble det et skifte i markedsdistribusjonen for solceller. Priser for å produsere solceller gikk opp, og mange produsenter valgte derfor å flytte produksjonen fra EU til Kina. De europeiske politiske feed-in tariff systemene og støtte fra staten ble betydelig redusert [27]. Konsekvensen av dette var at Kina ble tvunget til å støtte solcelleindustrien og startet storskala produksjon. De siste 20 årene har kinesisk produksjon tatt over for teknologiutviklingen i vestlige land. Dette skyldes i hovedsak lave produksjonskostnader som lønn, tilgjengelig arbeidskraft, tilgjengelige ressurser, billigere strøm og store markeder [28].

En økning i produksjon og marked bidro med å presse ned priser for solceller. Dette førte videre til at teknologien hadde et bedre konkurransegrunnlag sammenlignet med andre energikilder. Lave priser og større konkurranse gjorde det derimot vanskeligere å generere profitt, og mange produsenter gikk konkurs [27].

Gjennom «The European Green Deal»-strategien har EU satt seg mål om å bli klimanøytral innen 2050 [29]. Strategien skal også hjelpe med å opprette en bærekraftig økonomisk vekst, og åpne for nye fremtidige arbeidsmarkeder i Europa. Videre inneholder strategien flere klimamål, samt krav om et skifte til en høyere andel fornybare energikilder i et integrert system. Med et skifte i energisektoren vil dette også bidra til å håndtere miljørelaterte problemer som blant annet tap av biologisk mangfold.

Alle medlemsstater i EU skal etablere regulatorisk rammeverk som inkluderer støtteordninger og tilrettelegging for å kjøpe mer fornybar kraft. Hver medlemsstat må ta i bruk politiske virkemidler for å være kompatibel med ytterligere markedsintegrasjon, øke i konkurranse, oppnå klima- og energimål, samt den gradvise overgangen mot en bærekraftig og lavkarbonøkonomi [30].

I Norge har vi regulatoriske rammeverk og støttemekanismer som skal gjøre det gunstig for aktører å investere i solenergi. Det regulatoriske rammeverket og støttemekanismene er delt inn i tre deler: plusskundeordningen, elsertifikater og investeringsstøtte. Plusskundeordningen omfatter sluttbruker av elektrisk energi som produserer egen elektrisitet. Plusskunder unngår energileddet i nettleien og andre avgifter for strømmen de produserer. Videre kan overskuddsproduksjonen deres tilbakeføres til det kommunale strømmettet mot en kompensasjon. Med plusskundeordningen kan man ikke ha årsproduksjon som overstiger eget forbruk, men man kan ha overskuddsproduksjon på enkelte timer og dager i året [31].

Gjennom en støtteordning kan produsenter av fornybar energi tildeles elsertifikater som kan omsettes i markedet, dette gjelder også solkraft. Per i dag blir elsertifikater kun tildelt for overskuddsproduksjon. Ved snakk om investeringsstøtte så har Norge flere støtteordninger, det er tre store selskap som en kan søke støtte hos, Enova, Innovasjon Norge og Nysnø.

Enova sitt formål med støtteordningen er å kunne bidra til prosjekter innenfor privat næringsliv og offentlige virksomheter mulighet til å utføre flere energi- og klimatiltak [32]. Enova er et statsforetak som gir investeringsstøtte til fornybare energi- og klimaløsninger, samt løsninger som bidrar til teknologiutvikling. For eksempel kan man få dekt inntil 35 % av kostnadene ved investering i solceller. Enova har også en innovasjonsstøtteordning som tilbyr risikoavlastning og økonomisk støtte til prosjekter som er innovative og samtidig fører til økt kompetanseutvikling i Norge [33].

Innovasjon Norge er et statlig selskap som hjelper å finansiere prosjekter, med fokus rettet mot å skape fremtidige arbeidsplasser for å gjøre det norske arbeidslivet bedre [34]. Nysnø er også statlig eid, og er en kommersiell aktør som prioriterer langsiktig avkastning ved investering i prosjekter. Det vil si at Nysnø krever at selskapene de investerer i må ha en bærekraftig forretningsstrategi og være en del av løsningen i fremtidens lavutslippssamfunn [35]. Det finnes også ulike kommunale støtteordninger, men disse er mindre systemer primært rettet mot husholdninger [31].

Norge har også støtteordninger i form av finansielle insentiver som feed-in tariff, investeringssubsidier og ordninger for netto-energimåling. Feed-in tariff er et politisk virkemiddel som gjør det mer attraktivt å investere i fornybar energi. Denne støtteordningen vil over en viss periode gi en fastpris som er høyere enn markedsprisen. Dette gjør at man kan selge overskuddsenergien til en høyere pris enn markedet, og fastprisen gjør det enklere å forutsi om

det er gunstig å investere. Ordninger for netto-energimåling er for at en skal kunne gi fra seg overskuddsproduksjon, og at man da får målt hvor mye man selger av den og hva en kjøper fra nettet.

2.6 Økonomiske vurderingsgrunnlag

Net present value (NPV) eller Netto nåverdi viser verdien i en investering uttrykt i nåværende verdi. NPV er summen av investeringsbeløpet og nåverdien av de framtidige kontantstrømmene tilknyttet investeringen, og beregnes ved hjelp av ligning 1. Investeringsbeløpet består av kontantstrømmer på tidspunktet for investeringens oppstart [36]. NPV er et sentralt vurderingsgrunnlag for å ta investerings-beslutninger. Dersom NPV er positiv tyder dette på at investeringen er lønnsom og at den resulterer i en positiv avkastning. Ved NPV-beregning neddiskonteres fremtidige kontantstrømmer til dagens verdi. Neddiskontering vil si at man tar hensyn til renteeffekten av penger, samt krav til avkastning på fremmedkapital og egenkapital. Etter neddiskontering vil en finne dagens verdi av et fremtidig beløp [37].

$$NPV = \sum_0^n \frac{B_n}{(1+k)^n} - \sum_0^n \frac{C_n}{(1+k)^n} \quad (1)$$

Der:

$NPV =$ netto nåverdi

$B_n =$ inntekter om n år

$C_n =$ kostnader om n år

$n =$ antall år

$k =$ diskonteringsrente

Levelized cost of energy (LCoE) er energikostnaden over teknologiens levetid. Den bruker kostnadstall for investering, drift, vedlikehold og brensel, med disse beregnes energikostnaden til et prosjekt over teknologiens levetid. LCoE oppgis i EUR/kWh eller NOK/kWh, og beregnes med ligning 5.

$$\sum_{t=0}^n \frac{P \times Mengde \ t}{(1+k)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{Kostnader \ t}{(1+k)^t} \quad (2)$$

Siden P er konstant, kan den bli satt utenfor:

$$P \times \sum_{t=0}^n \frac{\text{Mengde } t}{(1+k)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Kostnader } t}{(1+k)^t} \quad (3)$$

$$P = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Kostnader } t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Mengde } t}{(1+k)^t}} = \frac{\text{Nåverdi kostnader}}{\text{Nåverdi mengde}} \quad (4)$$

$$P = LCoE = \frac{\text{Nåverdi kostnader}}{\text{Nåverdi mengde}} \quad (5)$$

Der:

LCoE = levelized cost of energy

P = pris

t = tid

k = diskonteringsrente

n = antall år

Benefit to cost ratio (BCR), eller kostnad-nytte-vurdering, er et prosjekts nytte i forhold til kostnader. Dette innebærer å summere prosjektets økonomiske fordeler over levetiden og dele dette på summen av alle ulemper, se ligning 6. En investering med BCR større enn 1 viser at prosjektet er økonomisk lønnsomt. Om man sammenligner to investeringer er det den med høyest BCR som er mest lønnsom.

$$BCR = \frac{B_n}{C_n} \quad (6)$$

Der:

BCR = benefit to cost ratio

B_n = nåverdi av inntekter

C_n = nåverdi av kostnader

3. Studieområdet

3.1 Terreng

Quality Hotel Sogndal (QHS) ligger rett ved Sogndalsfjorden og har Sogndalselvi på sørvestsiden. Hotellet er lokalisert midt i Sogndal sentrum og er omringet av fjell. Sør for Sogndal ligger Storehaugen på 1169 moh. [38], i øst ligger Hesteggi med en høyde på 907 moh. [39], i vest ligger Stedjeåsen på 624 moh. [40] og i nord ligger Nuken på 919 moh. [41].



Figur 6: Quality Hotel Sogndal

Med Sogndal i midten av fjellene kan det være begrenset solinnstråling gjennom sesongen, spesielt på vinterhalvåret når solen står lavt. Den sentrale beliggenheten gir også utfordringer med trafikk. Biler med piggdekk bidrar til at det dannes mye finstøv, spesielt på våren når snøen har smeltet og biler fortsatt kjører med piggdekk. Dette finstøvet kan skape problemer for effekten til solcellene.

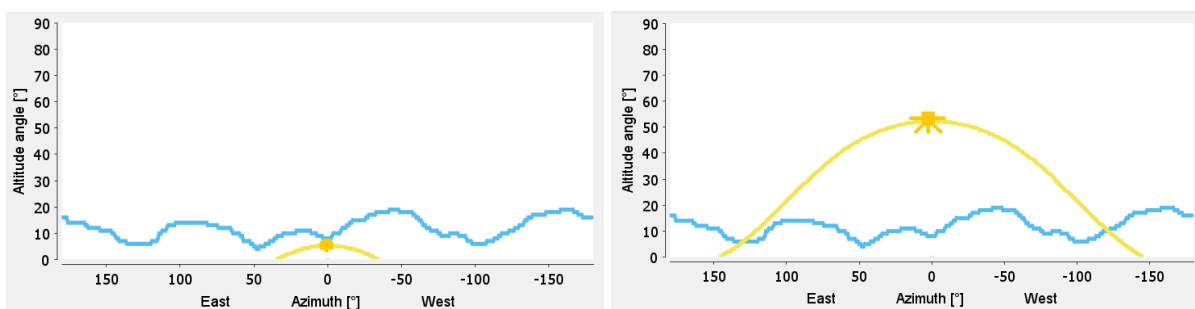
3.2 Vær

Fra slutten av oktober til april er det mulighet for snø i Sogndal sentrum, selv ved et par plussgrader. Det skyldes at Sogndal ligger nært Jostedalbreen som kjøler ned luften. Snømengden vil variere fra år til år, men det kommer betydelig mindre snø i Sogndal sentrum enn lenger oppe i dalen. Snø og is som legger seg på solcellepanelene vil redusere effekten.

Sogndal har i snitt rundt 1070 mm nedbør årlig. Fremtidige klimaendringer kan gjøre at det blir mindre snø og mer regn [42]. Nedbørsmengden er noe mindre enn lenger vest i Sognefjorden og Norge. Noe av dette kan skyldes fjellene rundt som sørger for et eget mikroklima, og at lavtrykk fra vest blir svekket jo lenger inn fra kysten det kommer.

3.3 Solforhold

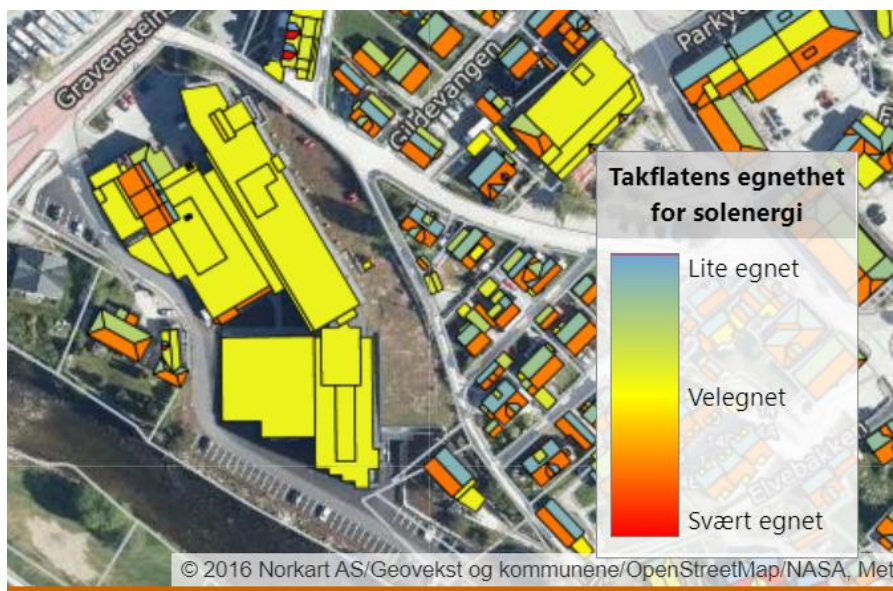
Hotellets lokasjon er en av de som har best egnet plassering i Sogndal sentrum med tanke på solinnstråling. Solen står på fra morgen til kveld, og bygget er så høyt at det ikke er noe som skygger for taket. Sogndals plassering generelt er derimot ikke den beste når det kommer til solforhold. Dette er grunnet at fjellene skjærer for sola. Figur 7 viser solas bane klokken 12 ved vintersolverv og sommersolverv. Den blå streken viser terrengprofilen rundt hotellet.



Figur 7: Solbane kl. 12, 21. desember og 21. juni, hentet fra Polysun.

Sogndal ligger så langt nord at solinnstrålingen får en skrå vinkel og den blir derfor mindre intens enn lenger sør, som nevnt i kapittel 2.4. En god grunn til å investere i PV i nordisk klima er at det er kaldere her og virkningsgraden blir derfor høyere, som nevnt i kapittel 2.4. QHS ligger nært Sogndalselvi som drar med seg en kjølede dalvind, og rett ved fjorden, som fører kalde luftstrømmer inn på land. Ved installasjon av PV-anlegg på taket er vinden en god kilde til nedkjøling på varme dager.

Figur 8 viser eiendommen til QHS og hvor egnet den er til installasjon av solcellepaneler [43]. Hotellet fremstår som velegnet, men ved å se på omkringende bygninger kan man tenke seg at eiendommen faktisk er svært egnet. Bygningene rundt hotellet har skråtak, noe som vil gi en mer direkte solvinkel enn hotellets flate tak. Ved helning av solcellepaneler opp fra horisontalplanet vil denne egnetheten kunne se annerledes ut.



Figur 8: Solkart som viser at QHS er velegnet til solenergi [43].

3.4 Hotellets forbruk

Fra dokumenter tilsendt av QHS, vet vi at det er gjennomført renoveringer for å redusere hotellets energiforbruk. Dette omfatter etterisolering og skifte av vinduer etter ny TEK 17 standard. Hotellet ble også utvidet med en ny konferansedel med et innovativt ventilasjonssystem som benytter seg av grunnvarme på vinteren, og naturlig kjøling på sommeren. Hotellet er videre tilknyttet det lokale fjordvarmesystemet som benytter varmepumper for oppvarming av rom og vann. Dette har ført til at hotellet har et lavere utslipp ved oppvarming, samt et betydelig lavere energiforbruk selv om hotellet er større etter renovasjonen.

Fjordvarmesystemet fungerer ved at vannet først blir varmet opp til 45 °C i to 1000 liter tanker ved hjelp av varmepumper. Varmepumpene henter varme fra fjorden eller fra deler av hotellet som har behov for kjøling. Vannet som har nådd en temperatur på 45 °C sendes videre til ettervarmetanker som varmer vannet videre opp til 65 °C ved hjelp av et varmeelement på 15 kW. Vannet på 65 °C blir så sendt ut til forbruk.

QHS har et strømforbruk på 800 MWh i året. function Energy AS har beregnet at 103,1 MWh vil bli dekket av de prosjekterte PV-panelene, noe som gjør at solcellepanelene dekker 12,9 % av det totale strømforbruket. Av andelen produsert strøm har function Energy beregnet at 43,2 MWh av strømproduksjonen kan selges tilbake til strømmettet.

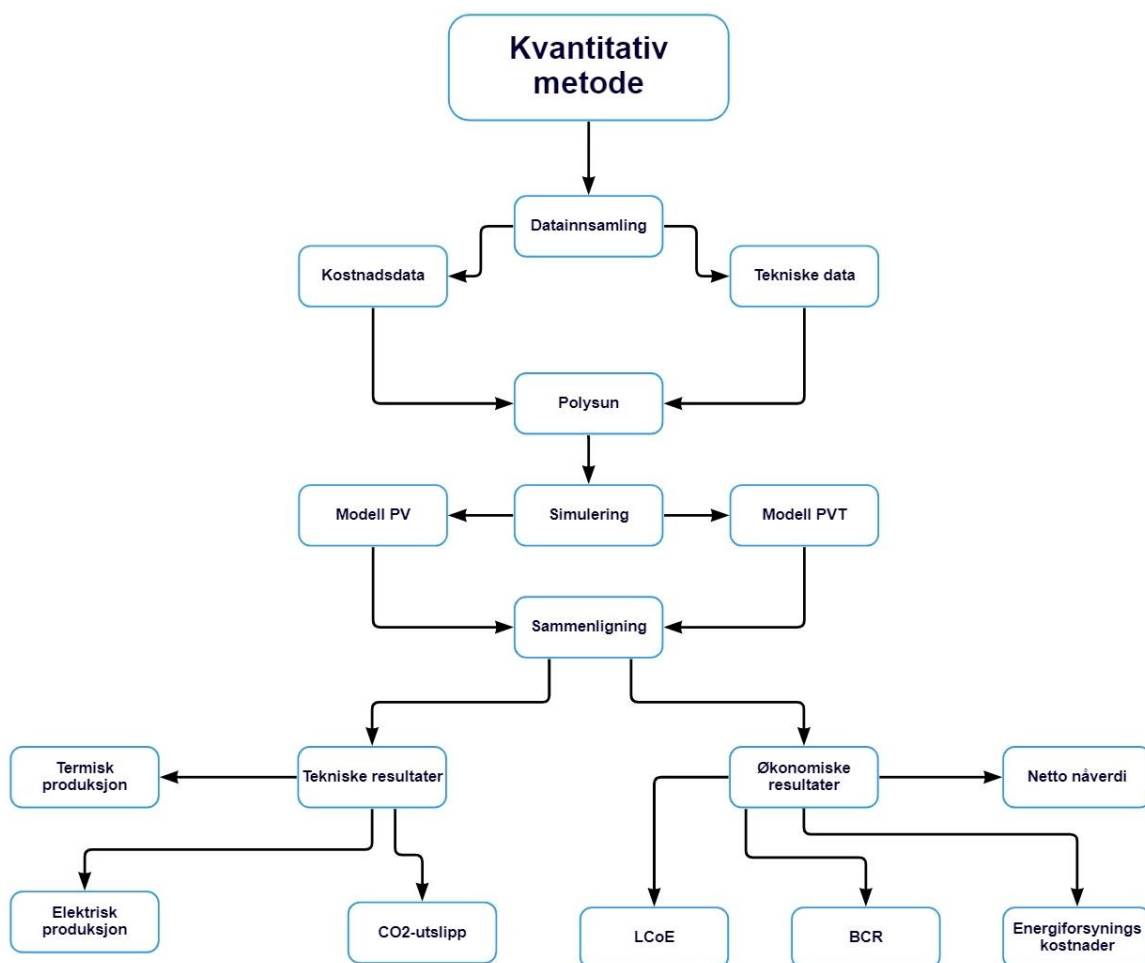
3.5 Hotellets planer

QHS har i lang tid ønsket å redusere sitt klimarelaterte fotavtrykk og har i de siste årene planlagt å bygge PV-anlegg på taket. De har gjort mye forarbeid med å finne passende type solcellemoduler, vekselrettere og oppsett av hele PV-anlegget. Dette har de gjort med hjelp av konsulentfirmaet function Energy AS. Etter samtale med QHS fikk vi tilsendt rapporten fra function Energy AS om det planlagte PV-anlegget.

4. Metode

4.1 Introduksjon til metode

I denne bacheloroppgaven har vi undersøkt de tekno-økonomiske forskjellene mellom PV og PVT. Det er benyttet en kvantitativ metode, som vist i Figur 9. Nødvendig data ble samlet inn for å kunne lage PV- og PVT-modeller, og simulere med verktøyet SAM eller Polysun. Informasjon som ble innhentet var blant annet tekniske-, vær- og kostnadsdata. De tekniske dataene ble tilsendt fra QHS, og disse inneholder blant annet informasjon om type PV-modul, antall moduler og arealet dekket av PV. Værdata ble hentet fra Meteonorm via Polysun. Kostnadsdata for modulene ble funnet på nettsidene til produsentene. Nord pool sine spotpriser for kjøp av energi ble benyttet. Det ble også tatt hensyn til det norske rammeverket og støtteordninger ved installasjon av solenergi-system. Mer om innsamling av data er tilgjengelig i kapittel 4.3.



Figur 9: Illustrasjon av kvantitativ metode benyttet i oppgaven.

Polysun ble valgt som simuleringsverktøy, for å kunne simulere PV og PVT i samme program og sammenligne disse. I resultatet undersøkes det hva som gir best økonomisk gevinst ved å se på netto nåverdi, LCoE, BCR og energiforsyningskostnader. Simuleringsverktøyene bruker EUR som standardvaluta, og det ble brukt en konverteringsrate på 1 EUR = 9,8 NOK.

4.2 Beskrivelse av scenario

QHS har planlagt å installere en solenergiteknologi på store deler av taket sitt, og planen er å bruke PV-paneler. I vårt scenario skal vi lage en modell for det planlagte PV-prosjektet og undersøke om det kan være en bedre løsning å installere PVT-paneler. Disse skal sammenlignes med hverandre og med kjøp av elektrisitet fra strømmettet. Vi skal se på de tekno-økonomiske forskjellene og vurdere hvilken modell som passer best for hotellet.

4.3 Datainnsamling

Plandokumenter for det allerede prosjekterte PV-systemet, samt data for vann- og energiforbruk ble etterspurt. Hotellet var samarbeidsvillige og sendte over dokumenter for hotellets energiprofil og filene for det prosjekterte solcellesystemet gjennomført av function Energy AS. Det ble videre brukt samme type solcellepaneler og vinkling ved dataanalyse i SAM og Polysun.

Kostnadsdata er for det meste funnet via nettsidene til produsenter. Vi har også funnet spotpriser via Nord Pool og brukt disse til å regne ut en gjennomsnittspotpris i løpet av et år. I tillegg er det tatt hensyn til det regulatoriske rammeverket med tanke på subsidier, investeringsstøtte og feed-in tariffer ved kostnadsberegningene. Værdata er innebygd i programvaren.

Forholdene man setter opp PV- og PVT -systemene i gir store utslag for hvor effektive de er, og hvor mange timer de er i stand til å produsere elektrisitet og termisk energi. Snø, is, og overskyet vær er eksempler på værforhold som kan føre til en lavere utnyttelse av systemet. Polysun henter værdata fra tjenesten Meteonorm som har data for over 8400 lokasjoner på verdensbasis. Disse kan brukes til å se tidligere forhold, samt til å prosjektere hvordan det vil være i fremtiden.

En CSV-fil trengs for å lage en oversikt over energiprofilen for PV- og PVT-systemene. I tillegg

brukes filen til den økonomiske analysen i Polysun. CSV-filen inneholder data for produksjon av energi og feed-in tariff. Vi brukte NO5-data fra Nord Pool, som er sonen Sogndal ligger i. Dataen er fra perioden 01.01.2021 til 28.04.2022, og gir en god oversikt over strømprisen.

For å kunne sammenligne resultatene er det viktig at moduler, helningsvinkler og total arealflate er så likt som mulig for PV- og PVT-systemene. Dessverre var det ikke mulig å finne en modul med samme størrelse for PVT som for PV, se kapittel 4.6. For å rette opp i dette økte vi antall PVT-moduler slik at det dekte arealet ble tilnærmet lik arealet av PV-moduler. Vi fant forholdet mellom størrelsen på PVT- og PV-modulene, for så å fordele de ut ifra dette forholdet på de forskjellige flatene. Dette gjorde vi ved å se på det totale arealet vi har til disposisjon for de ulike modulflatene for så å finne ut hvor mange PV- eller PVT-paneler som kreves for å dekke dette arealet. Begge modellene er satt opp med like retnings- og helningsvinkler.

For å lage en oversikt over de økonomiske dataene som trengs må man finne ut hvilke komponenter man trenger, og deretter lage en oversikt over alle inntekter og kostnader i løpet av prosjektperioden. Prosjektet har kostnader i forbindelse med innkjøp av anlegget, driftskostnader og avgifter, for eksempel for koblingen til det lokale strømmettet. Inntektene kommer fra salg av overflødig strøm når hotellet produserer mer elektrisitet enn det bruker selv. I tillegg til dette må man ta hensyn til inflasjon, subsidier og utvikling av strømprisen når man skal estimere den økonomiske flyten gjennom prosjektperiodens 25 år. Tabell 1 viser en oversikt over hvor de forskjellige dataene er hentet fra.

Tabell 1: Oversikt over data hentet fra ulike kilder.

Data	Hentet fra	Via
Værdata	Metronorm	Polysun
Tekniske data	Quality Hotel Sogndal	Samtale med QHS
Spotpris El	Nord Pool	[44]
Subsidier	Se kapittel 6.3.6	
Investeringsstøtte	Se kapittel 6.3.6	
Feed-in-tariff	Nord Pool	[44]
Kostnadsberegninger	NVE	[36]
Nettleie	Sognekraft	[45]

4.4 Valg av prosjekteringsverktøy

For vårt prosjekt er to forskjellige programvarer aktuelle: SAM og Polysun. Begge programmene er modelleringsverktøy som kan brukes til å gjennomføre tekno-økonomiske simuleringer og analyser for PV-systemer som står sentralt i vår problemstilling.

System Advisor Model (SAM) er et program som tar for seg flere typer fornybar energi som blant annet solkraft, vindkraft og bølgekraft. Det er mulig å gjennomføre presise PV-simuleringer som gir resultatene som trengs. I vårt tilfelle kunne vi bruke dette programmet på PV-systemet og lage modeller og grafer ved hjelp av tekno-økonomisk simulering. Dette skjer ved at programmet beregner hvor mye energi systemet vil generere, samt om det vil være økonomisk gunstig. Programmet er laget av NREL, National Renewable Energy Laboratory, som er det nasjonale laboratoriet for USAs energidepartement og blir operert av LLC, Alliance for Sustainable Energy.

Polysun er et tekno-økonomisk verktøy som kan benyttes til å prosjektere og grafisk fremstille et prosjekt. Polysun spesialisere seg på solenergi, og kan gjennomføre analyser og simuleringer for PVT-systemer i tillegg til PV-systemer. Programmet gir deg muligheten til å bygge og designe ditt eget system fremfor å bare legge inn data som i SAM. Programmet har opphav fra Vela Solaris som er et sveitsisk selskap som spesialisere seg på solenergi. Polysun blir i denne oppgaven brukt til å prosjektere et PV-anlegg og et PVT-anlegg. Vi tar også i bruk en funksjon for å sammenligne forskjellige solenergiteknologier. Med sammenligningsfunksjonen får man se energiproduksjonen, energibehovet og de forskjellige kostnadene tilknyttet investering i solteknologiene, samt en kostnadsanalyse som viser hva man kan forvente å tjene på prosjektet.

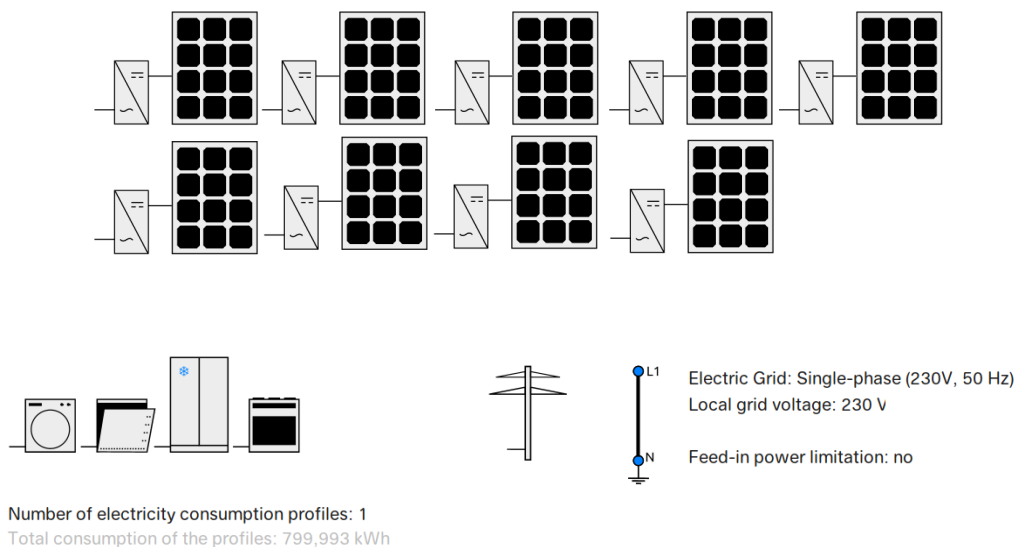
Den største forskjellen mellom Polysun og SAM for vårt prosjekt er at Polysun kan lage, simulere og sammenligne PV- og PVT-prosjekter, mens SAM kun tar for seg PV. Til å begynne med brukte vi SAM på grunn av deres gode verktøy for PV-simulering, men fant etter hvert ut at Polysun oppfylte våre krav bedre. Hovedgrunnene til dette er at man kan visualisere modellen man lager i Polysun, samt legge til de ulike komponentene og riktige PV-modeller. Utvalget i SAM er mindre, og det er heller ikke mulig å legge til nye komponenter fra eksterne tjenester.

Hovedgrunnene til at vi endte opp med å velge Polysun er at vi i dette prosjekteringsverktøyet kan sammenligne PV, PVT og det eksterne strømmettet med hverandre, i tillegg til å kunne designe systemene slik som hotellet ønsker. Hvis vi kun skulle tatt for oss PV, ville SAMs

analytiske resultater vært aktuelle, men mangelen på mulighet til å lage et PVT-system gjorde at vi endte opp med Polysun.

4.5 PV-modell

Figur 10 viser oppsettet for PV-systemet i Polysun. Systemet inneholder 368 PV-moduler fordelt over 9 flater.



Figur 10: PV-modellen i Polysun.

Solcellepanelet som function Energy AS har benyttet i sin prosjektering for hotellet er fra produsenten Jinko Solar. Det er et kinesisk firma, ansett som en av verdens største produsenter av solcellepaneler. Den valgte modellen er fra Tiger-serien med en nominell effekt på 470 W, og en virkningsgrad på 20,93 %. PV-modulen har en produktgaranti på 10 år og en produksjonsgaranti på 25 år [26].

Vekselretteren som er benyttet i prosjekteringen til function Energy er Growatt MAX 40KTL3 XL IT. Den samme vekselretteren ble ikke benyttet ved simulering i Polysun grunnet at de øvre og nedre grenseverdiene fra dataarket ikke alltid samsvarer med verdiene som produseres i Polysun. Flate seks har 189 PV-moduler, mens flate syv har 10 PV-moduler. De vil derfor ha to helt forskjellige behov når det kommer til vekselrettere. Vi har valgt å benytte Growatt sine vekselrettere i Polysun, altså samme merke function Energy benyttet, men en annen type. Wizard-funksjonen ble benyttet ved hver flate for å dimensjonere til riktig vekselretter, se Tabell 2.

Tabell 2: Komponenter benyttet ved PV-simulering i Polysun.

Komponent	Produsent	Modell	Antall	Effekt (W_p)	Virknings- grad (%)	Levetid (år)	Garanti- tid (år)
PV-modul	Jinko Solar	TR JKM 470M 7RL3-(V)- A1-EN (v4)	368	470	20,93	25	25
Vekselretter	Growatt New Energy	10000UE	7	11 000	98	10	5
	Growatt New Energy	12000UE	1	13 200	98	10	5
	Growatt New Energy	20000UE	2	22 000	98	10	5
	Growatt New Energy	5000MTL-S	2	5 300	98	10	10
	Growatt New Energy	1500-S	3	1 800	98	10	10

Tabell 3 viser fordelingen av PV-paneler på de ulike modulflatene, i tillegg til hvilken helning og retning de er satt opp i. Det totale flatearealet er 826,5 m², hvor det er plassert 368 paneler på alle flatene til sammen.

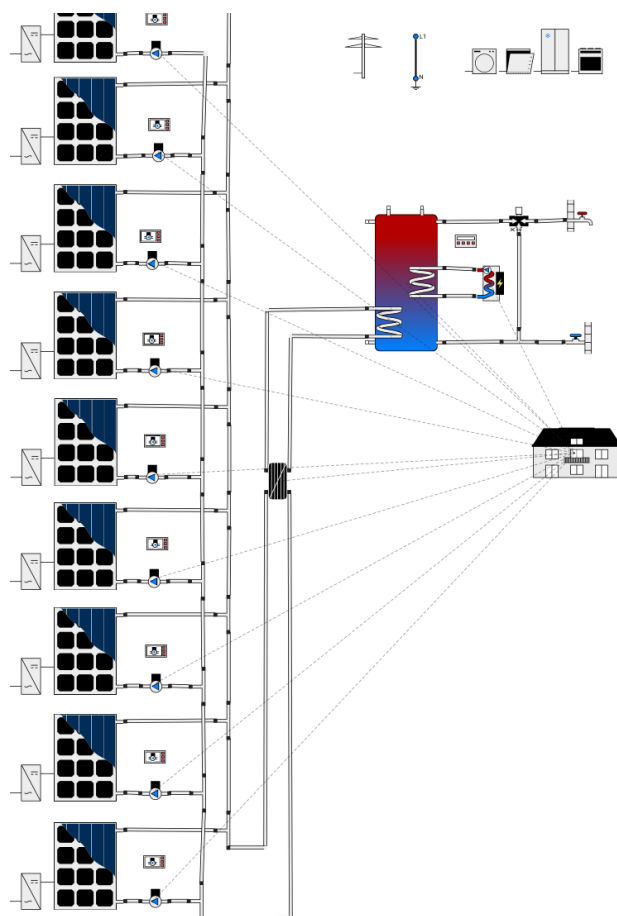
Tabell 3: Oversikt over modulflater PV.

Modulflate ID	Flateareal (m ²)	Antall paneler	Helning	Himmelretning	Retning (°)
1	71,8	32	0	Øst	96
2	116,8	52	10	Øst	97
3	116,8	52	10	Vest	277
4	15,7	7	60	Vest	249
5	22,5	10	10	Sør	158
6	424,4	189	0	Nordøst	66

7	22,5	10	10	Nordvest	337
8	18	8	10	Øst	88
9	18	8	10	Vest	267

4.6 PVT-modell

Figur 11 viser oppsettet for PVT-systemet i Polysun. Systemet inneholder 440 PVT-moduler fordelt over 9 flater. Grunnen til at det er 72 flere PVT-moduler enn PV-moduler er at PVT-modulene er mindre, som gjør at det er plass til flere på taket. Hver flate har en unik helnings- og vinklingsgrad i forhold til de andre modulflatene. Varmen disse modulene produserer føres videre gjennom en ekstern varmeveksler som fører vannet til en varmtvannstank opptil 65 °C. Dersom det ikke tilføres nok termisk energi fra PVT-modulene vil et elektrisk element bidra til å varme opp vannet. Grunnen til at vannet varmes opp til 65 °C er for å unngå legionella.



Figur 11: PVT-modellen i Polysun.

Et uisolert Dualsun Spring PVT-panel, produsert i Frankrike, ble benyttet i Polysun. Dette panelet ble valgt fordi det hadde installert effekt nærmest PV-panelet benyttet i prosjekteringen til hotellet. PVT-panelet har en installert effekt på 400 W med en virkningsgrad på 21,3 %, samt en varmekapasitet på 5 liter vann. Dualsun Spring 400 har en produktgaranti på 10 år og en produksjonsgaranti på 25 år [46].

Det ble ikke brukt samme type vekselretter i Polysun som nevnt i det prosjekterte dokumentet fra function Energy. Dette er hovedsakelig grunnet oppsettet vi bruker, samt de øvre og nedre grenseverdiene til vekselretteren. Det ble benyttet andre vekselrettere fra Growatt med riktig dimensjonering til de ulike flatestørrelsene, se Tabell 4.

Tabell 4: Komponenter ved PVT-simulering i Polysun.

Komponent	Produsent	Modell	Antall	Effekt (W_p)	Virknings- grad (%)	Levetid (år)	Garanti- tid (år)
PVT-Modul	Dualsun	Dualsun SPRING 400 Shingle Black	440	400	21,30	25	25
Vekselretter	Growatt	10000UE New Energy	7	11 000	98	10	5
	Growatt	12000UE New Energy	1	13 200	98	10	5
	Growatt	20000UE New Energy	2	22 000	98	10	5
	Growatt	5000MTL-S New Energy	2	5 300	98	10	10
	Growatt	1500-S New Energy	3	1 800	98	10	10
Pumper	Grundfos	CR 2-20	9				
Akk.tank	Ukjent	-	1	1000 (liter)		25	-
Varmeveksler	Ukjent	-	1	17 000	-	15	-
El. varmer	Ukjent	-	1	15 000	95	20	-

Grundfos er et utbredt merke på det norske markedet, og vi valgte derfor å bruke Grundfos sine pumper i PVT-anlegget. Dimensjoneringen av pumpene er avhengig av antall moduler på flatene, og siden hvert PVT-panel har en kapasitet på 5 liter ble dette tatt som utgangspunkt ved valg av størrelsen på pumpen. Grundfos sin CR 2-20-pumpe ble valgt ved optimalisering av modellen, da denne pumpen ga det beste resultatet. Det er også nevnt på produsentens hjemmesider at pumpen passer bra til termisk solenergi [47]. Hver pumpe har et eget programpanel som sørger for optimal drift av PVT-modulen, og for å hindre at det oppstår frost.

Akkumulatortanken ble dimensjonert ut fra gjennomsnittlig vannforbruk i løpet av en dag og i henhold til størrelsen på PVT-anlegget. Varmeveksleren slipper ut overflødig varme fra anlegget, og er spesielt viktig på sommerstid når større mengder termisk energi blir produsert. I hoteller med svømmebasseng kan en varmeveksler benyttes til oppvarming av dette.

Ved kostnadsberegning har vi benyttet NVE sin mal for solkraft på store flater. Dette verktøyet tar høyde for installasjonstimer, samt kostnader for materiell og komponentene til prosjekteringen [36].

Tabell 5 viser fordelingen av PVT-paneler på de ulike modulflatene, i tillegg til deres helning og retning. Det totale flatearealet er 826,5 m² og det er plassert 440 paneler på alle flatene til sammen.

Tabell 5: Oversikt over modulflate PVT.

Modulflate ID	Flateareal (m ²)	Antall paneler	Helning	Himmelretning	Retning (°)
1	71,8	38	0	Øst	96
2	116,8	62	10	Øst	97
3	116,8	62	10	Vest	277
4	15,7	8	60	Vest	249
5	22,5	12	10	Sør	158
6	424,4	224	0	Nordøst	66
7	22,5	14	10	Nordvest	337
8	18	10	10	Øst	88
9	18	10	10	Vest	267

4.7 Økonomisk modell

Det blir gjort en rekke økonomiske beregninger i Polysun, men i tillegg til Polysun benytter vi Excel til å beregne nåverdien, LCoE og BCR for PV- og PVT-systemene. For å finne nåverdien bruker vi investeringskostnaden, den årlige inntekten og rentekravet. For LCoE trenger vi å finne hvilken pris som gir null i fortjeneste for prosjektet. Dette gjør vi ved å dele nåverdien til alle kostnadene på nåverdien av produksjonen. Til slutt beregner vi BCR, ved å dele de totale inntektene på de totale kostnadene. BCR viser hvor mye hver krone investert vil være verdt ved slutten av prosjektets levetid. BCR blir brukt til å finne lønnsomheten til investeringen, og til å sammenligne ulike investeringer med hverandre.

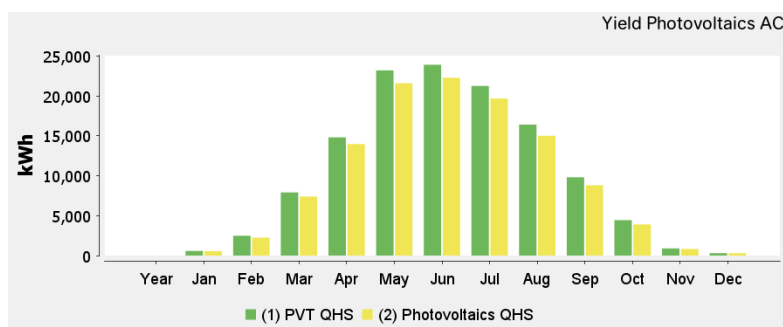
5. Resultat

5.1 Teknisk analyse

5.1.1 Elektrisk produksjon

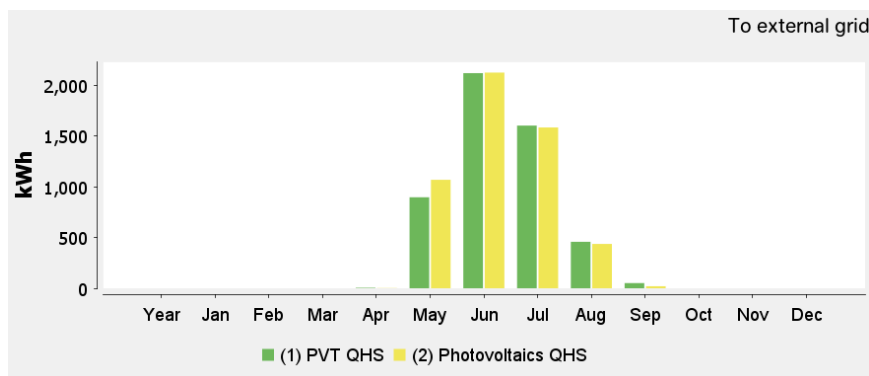
Produsert elektrisitet fra PV-systemet ble i Polysun beregnet til 116,6 MWh, hvorav andelen til eget forbruk er 111,3 MWh. Dette er 10 MWh mer enn det function Energy sine modeller regnet ut. Ved et årlig strømforbruk på 800 MWh vil implementering av PV-systemet sørge for en selvforsyningsgrad på 13,9 %.

Produsert elektrisitet fra PVT-systemet til eget forbruk er 121 MWh og total elektrisitetsproduksjon er 126,2 MWh. Dette gir en selvforsyningsgrad på 13,9 %. Selvforsyningsgraden til de to systemene er altså den samme, selv om PVT-systemet produserer mer elektrisitet. Dette skyldes at flere komponenter i PVT-systemet bruker strøm. I Polysun er årlig strømforbruk 869 MWh ved bruk av PVT-systemet, altså bruker PVT-systemet 69 MWh til drift. Figur 12 viser en oversikt over den elektriske produksjonen fra PV- og PVT-systemene gjennom året.



Figur 12: Elektrisk produksjon fra PV- og PVT-systemene gjennom året.

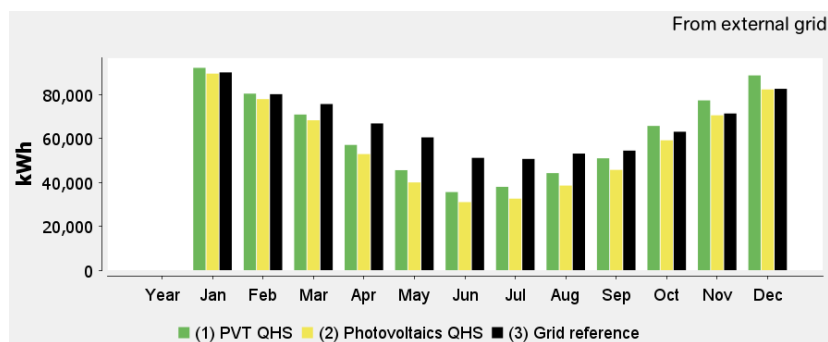
Overskuddsproduksjon er elektrisitet som ikke blir benyttet ved hotellet, da det elektriske forbruket allerede er dekket. Overskuddsproduksjonen selges da til strømmettet slik at andre forbrukere kan benytte seg av elektrisiteten. Prisen man mottar for å selge strøm varierer ut fra hvilke selskap man er strømkunde i. Overskuddsproduksjonen fra PV-systemet er 5231 kWh, og fra PVT-systemet 5186 kWh. Det meste av overskuddsproduksjonen skjer i sommermånedene, da det er mye sol og mindre behov for elektrisitet til oppvarming, se Figur 13. Både PV- og PVT-systemet selger mer enn 5000 kWh i året, salgsprisen vil derfor være den samme som Nord Pools spotpris på strøm [39]. Økende strømpriser vil bety økt fortjeneste på fremtidig overskuddsproduksjon for begge systemene.



Figur 13: Overskudsproduksjon ved implementering av PV- og PVT-systemene.

Figur 14 viser at mengden strøm som kjøpes fra strømmettet reduseres i takt med økt produksjon fra PV-systemet, som vist i Figur 12. De svarte stolpene i Figur 14 viser hvor mye strøm man måtte kjøpt dersom man ikke implementerer PV- eller PVT-systemet. De gule stolpene er hvor mye man måtte kjøpt med installert PV, og de grønne stolpene viser hvor mye strøm man måtte kjøpt med installert PVT. Selv ved implementering av PV-anlegget blir ikke QHS helt selvstendige, og må fortsatt kjøpe strøm fra nettet. Tabell 6 viser resultatene for elektrisetsproduksjon sammen med elektrisitet kjøpt fra strømmettet. Dersom hotellet skulle kjøpt samme mengde strøm fra nettet må kostnaden av nettleien også regnes med.

PVT-systemet bruker mer elektrisitet i januar, november og desember enn ved direkte bruk av elektrisitet fra strømmettet, se Figur 14. Grunnen til dette er at PVT-systemet i disse månedene produserer mindre elektrisitet enn det selv bruker i drift. I de resterende månedene er det energimessig gunstig å implementere PV- eller PVT-systemet.



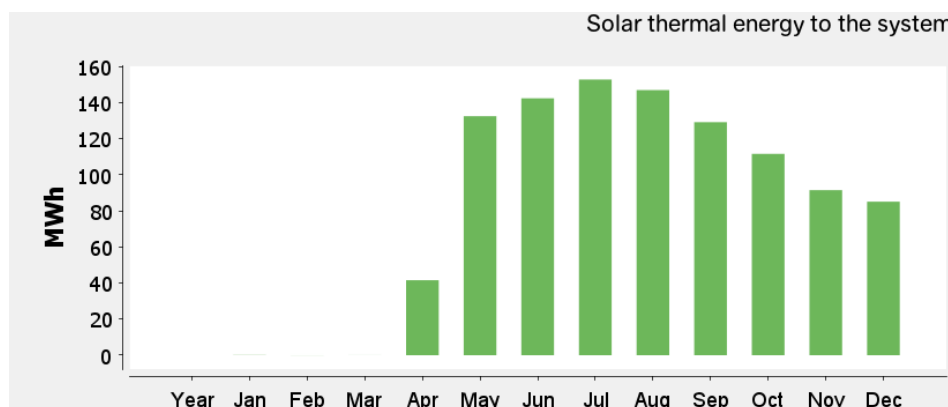
Figur 14: Strøm kjøpt fra nettet.

Tabell 6: Tekniske resultater fra Polysun.

	Enhet	Strømnett	PVT	PV
Strøm kjøpt fra nettet	MWh	800	748	691
Totalt el-forbruk fra system	MWh	800	869	800
PV-strømproduksjon	MWh		126,2	116,6
Forbruk egen strøm	MWh		121,0	111,3
Overskuddsproduksjon	kWh		5186	5231

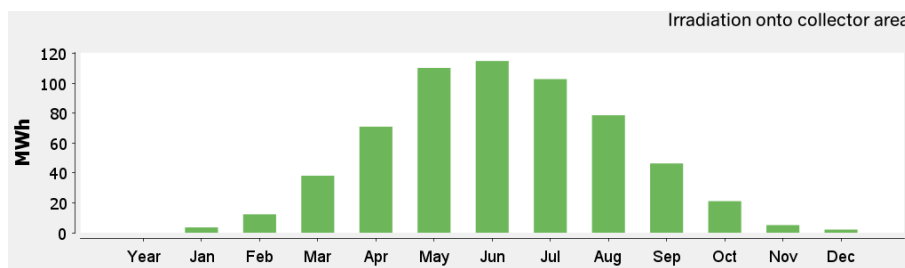
5.1.2 Termisk produksjon

Figur 15 viser gjennomsnittlig termisk energiproduksjon fra PVT gjennom året, totalt produseres det 1066 MWh. Denne verdien er høyere enn hele energiforbruket til QHS på 800 MWh. I januar, februar og mars viser Polysun at det er null produksjon av termisk energi fra PVT-systemet, og et eksternt varmeelement på 15 kW må derfor benyttes til å varme opp vannet i akkumulatortanken. Resultatene er basert på variable værdata, og kan være en av årsakene til forskjellen vi ser i produksjon av termisk energi i sommermånedene. Termisk energiproduksjon i oktober til mars ser ikke ut til å være korrekt. Årsaken til dette er sannsynligvis en feil i programvaren, eller en feil ved modellen i Polysun. Det er sannsynlig at den termiske energiproduksjonen er mer lik solinnstrålingen, vist i Figur 16.



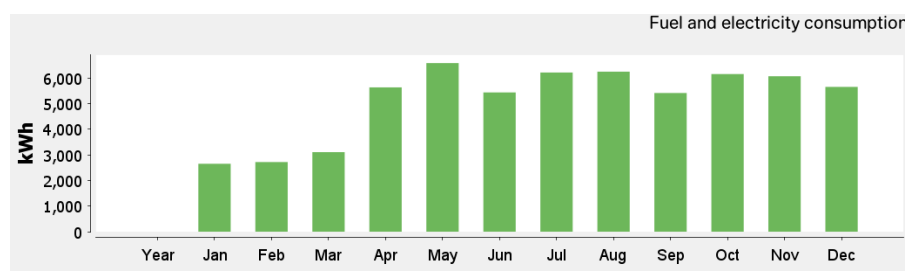
Figur 15: Termisk energiproduksjon fra PVT-systemet, total produksjon er 1066 MWh.

Figur 16 viser den termiske energien fra solinnstråling på PVT-modulene, totalt 607 MWh i løpet av et år. Med en termisk virkningsgrad på 63,3 % vil den årlige produserte termiske energien bli 384 MWh. Det er også viktig å regne med varmetap fra PVT-modulene og ut til forbruk. Ved utregning viser at 143 MWh av den termiske energien blir brukt, noe som gir en dekningsgrad på 63,8 % av det termiske energibehovet til varmtvann. Dette betyr at 241 MWh ikke blir brukt og går til spille. Det er også et energiunderskudd på 81 MWh i løpet av året, se vedlagt Excel-fil.



Figur 16: Solinnstråling på PVT-modulene.

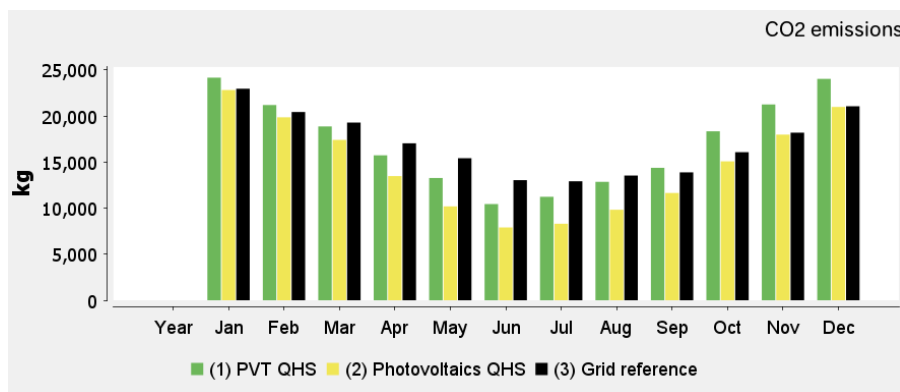
Figur 17 viser strømforbruket til varmeelementet som sørger for oppvarming av vanntanken ved manglende termisk energi fra PVT-modulene. Varmeelementet bruker totalt 61 883 kWh i løpet av året, noe som forklarer hvorfor totalt energiforbruk går opp. Også her ser det ut til at verdiene for januar, februar og mars ikke er korrekte. Disse månedene har lite solinnstråling, noe som gir lite produksjon av termisk energi fra PVT-systemet. Varmeelementet burde derfor brukt minst like mye energi i disse månedene som i resten av året.



Figur 17: Energiforbruket til varmeelementet til akkumulatortanken.

5.1.3 CO₂-utslipp

Figur 18 viser CO₂-utslipp relatert til de tre alternativene. Svart viser utslipp ved å fortsette å kjøpe strøm fra nettet uten implementering av PV eller PVT. Gul viser utslipp ved installert PV-anlegg, og grønn viser utslipp ved installert PVT-anlegg. CO₂-utslippet avhenger av mengden strøm kjøpt fra nettet og CO₂-faktoren er basert på det europeiske strømmettet [48].

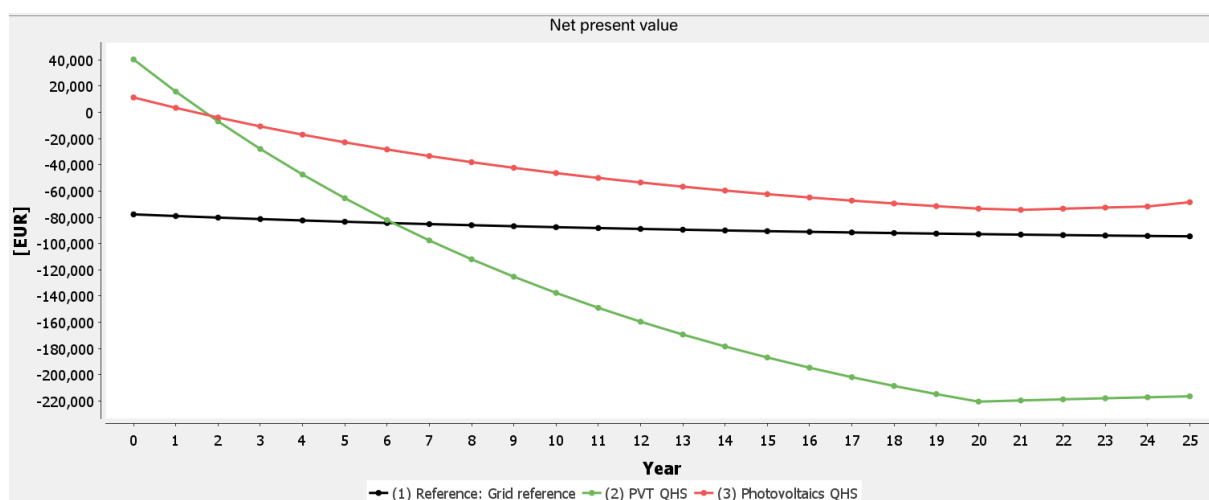


Figur 18: CO₂-utslipp relatert til de forskjellige alternativene.

5.2 Økonomisk analyse

5.2.1 Netto nåverdi

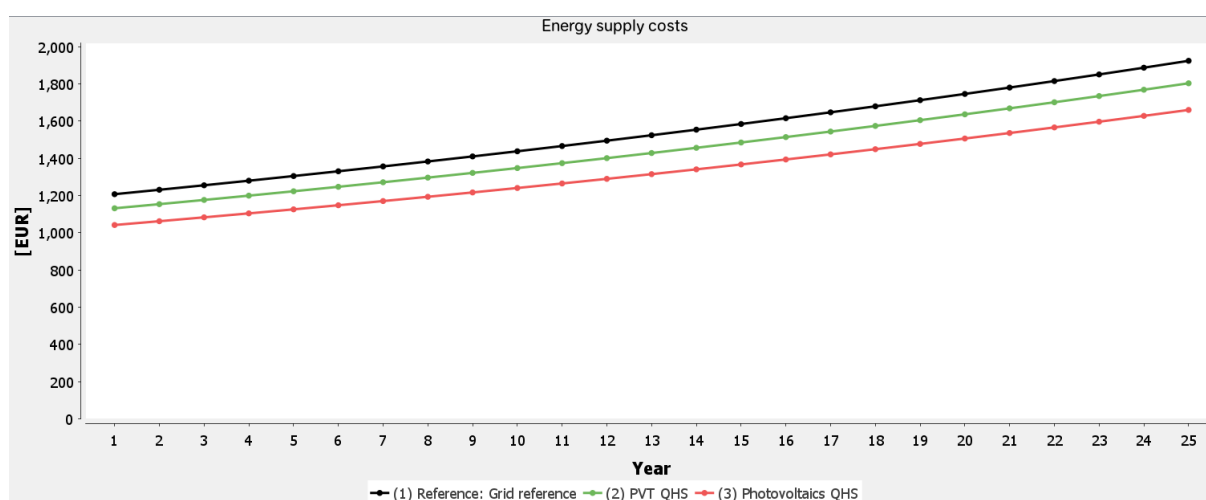
Vi kan se fra Figur 19 at alle systemene har en negativ nåverdi. Strømnettet er satt som referanse, og alternativer med høyere nåverdi vil derfor være gode økonomiske alternativ, mens alternativer med lavere nåverdi ikke vil være lønnsomme. Installasjon av PV-systemet gir en mindre negativ nåverdi enn dersom man ikke investerer i noe. Strømmen man produserer selv med PV-systemet blir billigere enn kjøpt strøm fra strømnettet. Det er altså lønnsomt å investere i PV-systemet, men ikke i PVT-systemet. Ved år 20 stiger PV- og PVT-systemenes nåverdi. Grunnen til dette er at lånet vil være nedbetalt og overskuddsproduksjonen vil kunne gi profitt til hotellet.



Figur 19: Nåverdi sammenligning mellom de tre alternativene.

5.2.2 Energiforsyningskostnader

Figur 20 viser hva det vil koste å kjøpe elektrisitet fra nettet med de forskjellige alternativene. Strømnettet er referansen og alle alternativ under denne vil ha lavere energiforsyningskostnader. PVT-systemet bruker noe elektrisitet ved drift, men produserer også elektrisitet, og ved implementering av PVT vil man totalt gjennom alle år ha behov for mindre elektrisitet fra strømnettet enn referansen. PV-systemet bruker mindre elektrisitet til drift, og ved implementering av PV vil man derfor ha et enda mindre behov for elektrisitet fra strømnettet. Hotellet vil altså ha lavest energiforsyningskostnader ved implementering av PV-systemet.



Figur 20: Energiforsyningskostnader.

5.2.3 Levelized cost of energy (LCoE)

LCoE er hvilken pris per enhet som gir null i fortjeneste. Jo høyere LCoE er jo høyere pris må man selge produktet for, for at man skal gå i null. I vårt tilfelle er det snakk om strøm og pris per kWh for at prosjektet skal gå i null. Tabell 7 viser at LCoE er 1,01 NOK/kWh for PV og 3,15 NOK/kWh for PVT. Det vil si at hvis strømprisen er over 1,01 NOK/kWh vil man tjene penger per kWh produsert med PV-systemet, og hvis strømprisen er over 3,15 NOK/kWh vil man tjene penger per kWh produsert med PVT-systemet. Dersom strømprisen er lavere vil det derimot være mer lønnsomt å kjøpe strømmen direkte fra strømnettet, og man vil tape penger for hver kWh man produserer med PV- eller PVT-systemet. LCoE er beregnet med ligning 2.

Tabell 7: Beregninger av LCoE, fra Excel.

Beregning av LCoE	PV	PVT	Enhet
Nåverdi av alle faste kostnader	25 975	11 091	EUR
Nåverdi av alle kostnader	139 321	414 162	EUR
Nåverdi av produksjon	1 212 280	1 288 445	kWh
Enhetskostnad LCoE	0,10	0,32	EUR/kWh
Enhetskostnad LCoE	1,01	3,15	NOK/kWh

Tabell 8 viser beregninger av LCoE for PVT med produksjon av elektrisitet og termisk energi med og uten varmetap.

Tabell 8: Beregninger av LCoE for PVT inkl. termisk energi, fra Excel.

Beregning av LCoE	PVT med termisk energi	PVT med termisk energi inkludert tap	Enhet
Nåverdi av alle faste kostnader	11 091	11 091	EUR
Nåverdi av alle kostnader	414 162	414 162	EUR
Nåverdi av produksjon	3 666 786	2 820 786	kWh
Enhetskostnad LCoE	0,11	0,15	EUR/kWh
Enhetskostnad LCoE	1,11	1,44	NOK/kWh

5.2.4 Benefit to cost ratio (BCR)

BCR er en annen form for økonomisk indikator på om et prosjekt vil være lønnsomt. Vi ser i Tabell 9 at både PV og PVT har lav BCR. Dette indikerer at kostnadene er høyere enn inntektene, som da viser at prosjektet vil ha en lav fortjeneste. PV har BCR på 0,1029, og PVT har BCR på 0,1011. BCR er beregnet med ligning 6.

Tabell 9: Beregninger av BCR fra Excel.

<i>Beregninger av BCR</i>	<i>PV</i>	<i>PVT</i>	<i>Enhet</i>
<i>Total kostnad</i>	115 959	405 231	EUR
<i>Total inntekt</i>	11 928	40 971	EUR
<i>BCR</i>	0,1029	0,1011	

5.2.5 Lån

For PV- og PVT-systemet ble det satt opp annuitets- og serielån. Tabell 10 viser forutsetningene for lånene.

Tabell 10: Forutsetninger for lån PV/PVT.

<i>Forutsetninger</i>	<i>PV</i>	<i>PVT</i>
<i>Lånebeløp</i>	113 346 (EUR)	403 071 (EUR)
<i>Nominell rente</i>	4 %	4 %
<i>Etableringsgebyr</i>	0,8 %	0,8 %
<i>Inflasjon</i>	3 %	3 %
<i>Marginalskatt</i>	22 %	22 %
<i>Nedbetalingstid</i>	20 år	20 år

Tabell 11 viser en oversikt over annuitetslånet for PV-systemet. Her ser vi at den effektive lånerenten er 4,09 %, og over nedbetalingsperioden på 20 år betaler de 166 804 EUR, som tilsvarer 1 634 679 NOK i avdrag og renter.

Tabell 11: Annuitetslån PV.

Annuitetslån: (PV)									
År	I.B Lån	Rente	Avdrag	Rente + Avdrag	U.B Lån	Kontantstrøm	Reell kontantstrøm	Rente + Gebyr	Skattelettelse
0						112 439	112 439	907	199
1	113 346	4 534	3 806	8 340	109 540	- 8 340	- 8 097,3	4 534	997
2	109 540	4 382	3 959	8 340	105 581	- 8 340	- 7 861,4	4 382	964
3	105 581	4 223	4 117	8 340	101 464	- 8 340	- 7 632,5	4 223	929
4	101 464	4 059	4 282	8 340	97 182	- 8 340	- 7 410,2	4 059	893
5	97 182	3 887	4 453	8 340	92 730	- 8 340	- 7 194,3	3 887	855
6	92 730	3 709	4 631	8 340	88 099	- 8 340	- 6 984,8	3 709	816
7	88 099	3 524	4 816	8 340	83 282	- 8 340	- 6 781,3	3 524	775
8	83 282	3 331	5 009	8 340	78 273	- 8 340	- 6 583,8	3 331	733
9	78 273	3 131	5 209	8 340	73 064	- 8 340	- 6 392,1	3 131	689
10	73 064	2 923	5 418	8 340	67 646	- 8 340	- 6 205,9	2 923	643
11	67 646	2 706	5 634	8 340	62 012	- 8 340	- 6 025,1	2 706	595
12	62 012	2 480	5 860	8 340	56 152	- 8 340	- 5 849,6	2 480	546
13	56 152	2 246	6 094	8 340	50 058	- 8 340	- 5 679,3	2 246	494
14	50 058	2 002	6 338	8 340	43 720	- 8 340	- 5 513,9	2 002	441
15	43 720	1 749	6 591	8 340	37 129	- 8 340	- 5 353,3	1 749	385
16	37 129	1 485	6 855	8 340	30 274	- 8 340	- 5 197,3	1 485	327
17	30 274	1 211	7 129	8 340	23 145	- 8 340	- 5 046,0	1 211	266
18	23 145	926	7 414	8 340	15 730	- 8 340	- 4 899,0	926	204
19	15 730	629	7 711	8 340	8 019	- 8 340	- 4 756,3	629	138
20	8 019	321	8 019	8 340	-	- 8 340	- 4 617,8	321	71
Effektiv lånerente:	4,09 %		Rente + Avd:	166 804				Sum skattelette	11 960
Reelle lånerente:	1,06 %								

Tabell 12 viser serielån for PV-systemet. Med en effektiv lånerente på 4,10 %, og en nedbetalingstid på 20 år betaler de 160 951 EUR, som tilsvarer 1 577 319 NOK i avdrag og renter.

Tabell 12: Serielån PV.

Serielån (PV)									
År	I.B Lån	Rente	Avdrag	Rente + Avdr	U.B Lån	Kontantstrøm	Reell kontantstrøm	Rente + Gebyr	Skattelettelse
0						112 439	112 439	907	199
1	113 346	4 534	5 667	10 201	107 679	-10 201	-10 201	4 534	997
2	107 679	4 307	5 667	9 974	102 011	-9 974	-9 974	4 307	948
3	102 011	4 080	5 667	9 748	96 344	-9 748	-9 748	4 080	898
4	96 344	3 854	5 667	9 521	90 677	-9 521	-9 521	3 854	848
5	90 677	3 627	5 667	9 294	85 010	-9 294	-9 294	3 627	798
6	85 010	3 400	5 667	9 068	79 342	-9 068	-9 068	3 400	748
7	79 342	3 174	5 667	8 841	73 675	-8 841	-8 841	3 174	698
8	73 675	2 947	5 667	8 614	68 008	-8 614	-8 614	2 947	648
9	68 008	2 720	5 667	8 388	62 340	-8 388	-8 388	2 720	598
10	62 340	2 494	5 667	8 161	56 673	-8 161	-8 161	2 494	549
11	56 673	2 267	5 667	7 934	51 006	-7 934	-7 934	2 267	499
12	51 006	2 040	5 667	7 708	45 338	-7 708	-7 708	2 040	449
13	45 338	1 814	5 667	7 481	39 671	-7 481	-7 481	1 814	399
14	39 671	1 587	5 667	7 254	34 004	-7 254	-7 254	1 587	349
15	34 004	1 360	5 667	7 027	28 337	-7 027	-7 027	1 360	299
16	28 337	1 133	5 667	6 801	22 669	-6 801	-6 801	1 133	249
17	22 669	907	5 667	6 574	17 002	-6 574	-6 574	907	199
18	17 002	680	5 667	6 347	11 335	-6 347	-6 347	680	150
19	11 335	453	5 667	6 121	5 667	-6 121	-6 121	453	100
20	5 667	227	5 667	5 894	0	-5 894	-5 894	227	50
Effektiv lånerente:	4,10 %		Rente + Avd:	160 951				Sum skattelett	10 673
Reelle lånerente:	1,00 %								

Tabell 13 viser en oversikt over annuitetslånet for PVT-systemet. Den effektive lånerenten er 4,09 % og over nedbetalingsperioden på 20 år betaler de 593 173 EUR, som tilsvarer 5 813 095 kroner i avdrag og renter.

Tabell 13: Annuitetslån PVT.

Annuitetslån: (PVT)										
År	I.B Lån	Rente	Avdrag	Rente + Avdrag	U.B Lån	Kontantstrøm	Reell kontantstrøm	Rente + Gebyr	Skatteletelse	
0						399 846	399 846	3 225	709	
1	403 071	16 123	13 536	29 659	389 535	- 29 659	- 28 794,8	16 123	3 547	
2	389 535	15 581	14 077	29 659	375 458	- 29 659	- 27 956,1	15 581	3 428	
3	375 458	15 018	14 640	29 659	360 818	- 29 659	- 27 141,9	15 018	3 304	
4	360 818	14 433	15 226	29 659	345 592	- 29 659	- 26 351,3	14 433	3 175	
5	345 592	13 824	15 835	29 659	329 757	- 29 659	- 25 583,8	13 824	3 041	
6	329 757	13 190	16 468	29 659	313 288	- 29 659	- 24 838,7	13 190	2 902	
7	313 288	12 532	17 127	29 659	296 161	- 29 659	- 24 115,2	12 532	2 757	
8	296 161	11 846	17 812	29 659	278 349	- 29 659	- 23 412,8	11 846	2 606	
9	278 349	11 134	18 525	29 659	259 824	- 29 659	- 22 730,9	11 134	2 449	
10	259 824	10 393	19 266	29 659	240 558	- 29 659	- 22 068,8	10 393	2 286	
11	240 558	9 622	20 036	29 659	220 522	- 29 659	- 21 426,1	9 622	2 117	
12	220 522	8 821	20 838	29 659	199 684	- 29 659	- 20 802,0	8 821	1 941	
13	199 684	7 987	21 671	29 659	178 013	- 29 659	- 20 196,1	7 987	1 757	
14	178 013	7 121	22 538	29 659	155 475	- 29 659	- 19 607,9	7 121	1 567	
15	155 475	6 219	23 440	29 659	132 035	- 29 659	- 19 036,8	6 219	1 368	
16	132 035	5 281	24 377	29 659	107 658	- 29 659	- 18 482,3	5 281	1 162	
17	107 658	4 306	25 352	29 659	82 306	- 29 659	- 17 944,0	4 306	947	
18	82 306	3 292	26 366	29 659	55 939	- 29 659	- 17 421,3	3 292	724	
19	55 939	2 238	27 421	29 659	28 518	- 29 659	- 16 913,9	2 238	492	
20	28 518	1 141	28 518	29 659	0	- 29 659	- 16 421,3	1 141	251	
Effektiv lånerente:	4,09 %		Rente + Avd:	593 173				Sum skattelette:	42 532	
Reelle lånerente:	1,06 %									

Tabell 14 viser serielån for PVT-systemet med en effektiv lånerente på 4,10 % og over nedbetalingstiden betaler de 572 361 EUR, som tilsvarer 5 609 138 kroner i avdrag og renter.

Tabell 14: Serielån PVT.

Serielån: (PVT)										
År	I.B Lån	Rente	Avdrag	Rente + Avdr	U.B Lån	Kontantstrøm	Reell kontantstrøm	Rente + Gebyr	Skatteletelse	
0						399 846	399 846	3 225	967	
1	403 071	16 123	20 154	36 276	382 917	-36 276	-36 276	16 123	4 837	
2	382 917	15 317	20 154	35 470	362 764	-35 470	-35 470	15 317	4 595	
3	362 764	14 511	20 154	34 664	342 610	-34 664	-34 664	14 511	4 353	
4	342 610	13 704	20 154	33 858	322 457	-33 858	-33 858	13 704	4 111	
5	322 457	12 898	20 154	33 052	302 303	-33 052	-33 052	12 898	3 869	
6	302 303	12 092	20 154	32 246	282 150	-32 246	-32 246	12 092	3 628	
7	282 150	11 286	20 154	31 440	261 996	-31 440	-31 440	11 286	3 386	
8	261 996	10 480	20 154	30 633	241 843	-30 633	-30 633	10 480	3 144	
9	241 843	9 674	20 154	29 827	221 689	-29 827	-29 827	9 674	2 902	
10	221 689	8 868	20 154	29 021	201 536	-29 021	-29 021	8 868	2 660	
11	201 536	8 061	20 154	28 215	181 382	-28 215	-28 215	8 061	2 418	
12	181 382	7 255	20 154	27 409	161 228	-27 409	-27 409	7 255	2 177	
13	161 228	6 449	20 154	26 603	141 075	-26 603	-26 603	6 449	1 935	
14	141 075	5 643	20 154	25 797	120 921	-25 797	-25 797	5 643	1 693	
15	120 921	4 837	20 154	24 990	100 768	-24 990	-24 990	4 837	1 451	
16	100 768	4 031	20 154	24 184	80 614	-24 184	-24 184	4 031	1 209	
17	80 614	3 225	20 154	23 378	60 461	-23 378	-23 378	3 225	967	
18	60 461	2 418	20 154	22 572	40 307	-22 572	-22 572	2 418	726	
19	40 307	1 612	20 154	21 766	20 154	-21 766	-21 766	1 612	484	
20	20 154	806	20 154	20 960	0	-20 960	-20 960	806	242	
Effektiv lånerente:	4,10 %		Rente + Avd:	572 361				Sum skattelette:	51 754	
Reelle lånerente:	1,00 %									

QHS kan velge mellom annuitets- og serielån. Ved annuitetslån betaler man mindre de første årene, men mer totalt. Med serielån vil man betale faste avdrag gjennom hele nedbetalingstiden. Hvilken av disse lånetypene man velger avhenger av hvilken økonomisk situasjon man er i, og hvor mye man har råd å betale til å begynne med. Dersom QHS har nok kapital til å kunne betale et serielån, vil det være den mest økonomiske løsningen, hvis ikke vil et annuitetslån være den beste løsningen.

6. Diskusjon

6.1 Tekniske aspekter

6.1.1 Elektrisk produksjon

Den elektriske produksjonen er relativt lik for PV- og PVT-systemene. PV-systemet har med sine 368 moduler (470 W per stk.) en samlet installert effekt på 172 kW. PVT-systemet som inneholder 440 moduler med lavere elektrisk effekt (400 W per stk.), har samlet installert elektrisk effekt på 176 kW. Begge systemene har like stort dekningsareal. Med disse parameterne produserer PVT-systemet 6 % mer strøm enn PV-systemet, en forskjell på 10,4 MWh. Vi ser at PVT-systemets egenskap til å holde en lav celletemperatur utgjør en forskjell, men det vil ikke være en avgjørende faktor ved valg av solenergi-teknologi. Som nevnt i kapittel 3.3, vil lokale forhold og det norske klimaet sørge for god nok nedkjøling av PV-system.

Overskuddsproduksjonen fra PV- og PVT- systemene vil selges tilbake til strømmettet. Det lønner seg å benytte seg mest mulig av den fotovoltaiske elektrisitetsproduksjonen, og noen velger derfor å inkludere batterier i PV-systemene sine. Men batterier er ikke en del av prosjekteringen ved QHS.

6.1.2 Termisk energi

PVT-systemet produserer termisk energi når det mottar solinnstråling. Hotelllets behov for varmt vann varierer, og en gjennomsnittlig daglig verdi var ikke tilgjengelig fra QHS. Resultatene viste et energiunderskudd på 81 MWh. Energiunderskuddet tilsvarer den solinnstrålingen som mangler for at termisk energibehov dekkes. Energiunderskuddet er størst i periodene der varmebehovet er størst.

Som nevnt i kapittel 3.4, benytter QHS seg av et fjordvarmeanlegg til oppvarming av vann og rom i bygningen. Ved en eventuell installasjon av PVT-system, vil fjordvarmesystemet avlastes i perioder hvor det er nok solinnstråling til å dekke noe av behovet for varmt vann fra PVT-modulene. Ved dekket behov for termisk energi vil spillvarmen slippes ut gjennom varmeveksleren til omgivelsene.

Som vist i Figur 15, er det ingen termisk energiproduksjon fra januar til mars, og samtidig ser

vi at november og desember har stor produksjon av termisk energi. Dersom man sammenligner det med Figur 12 ser vi at det er mer elektrisk produksjon i februar, mars og april, enn november og desember. Det kan diskuteres hvor nøyaktig verdien for energiunderskuddet er, da de to grafene ikke er samstemte med hverandre. Modellen tar heller ikke hensyn til at det er fjordvarmesystemet som vil sørge for oppvarming av vann i periodene hvor den termiske energien fra PVT-systemet ikke møter behovet.

Tar man utgangspunkt i Figur 16 vil man få et mer nøyaktig resultat som viser hvor mye termisk energi PVT-modulene faktisk produserer. Resultatene viser en termisk dekningsgrad på 63,8 % av det et gjennomsnittlig hotell bruker på oppvarming av vann [49]. Det vil være størst dekningsgrad mellom april og august og lite termisk produksjon på vinterhalvåret. Mellom april og august er det 241 MWh som ikke kan bli brukt, denne termiske energien slippes derfor ut gjennom varmeveksleren som spillvarme. Dette kan tyde på at PVT-systemet er overdimensjonert for sommerhalvåret.

Figur 16 tar ikke hensyn til PVT-modulens effektivitetsgrad eller varmetap som vil redusere den termiske energien mellom modulen og forbruk. Figur 16 tar ikke hensyn til det eksterne varmeelementet som er koblet på akkumulatortanken, og vil derfor være mer nøyaktig i en situasjon hvor fjordvarmesystemet tar over oppvarming av vann når det ikke er tilstrekkelig solinnstråling.

På grunn av den relativt lave produksjonen av termisk energi kan et PVT-system, eller en kombinasjon av PV- og PVT-moduler være mer aktuelt i andre typer næringsbygg og offentlige bygninger som har lavere behov for varmt vann. På denne måten kan PV/PVT-modulene produsere nok energi til å dekke bygningens behov for varmt vann og elektrisitet. Dette kan tenkes implementert på skoler, butikker, og kafeer, restauranter eller kontorbygninger. Et eksempel på dette er Vardaheia skole i Bergen som skal få et kombinasjonssystem av PV/PVT, samt andre tiltak for energieffektivisering [50]. Som nevnt i 2.2 Solfangerteknologi, kan den termiske energien fra PVT-systemer også benyttes i vannbårne varmesystemer, noe som er særlig aktuelt for boliger.

6.1.3 CO₂-utslipp

Hotellet oppgir at CO₂-utslipp har stått i fokus de siste årene og de har jobbet målrettet for å ha lavest mulig utslipp. Dette har de gjort ved å koble seg på fjordvarmeanlegget i Sogndal. Dette

er ikke tatt hensyn til ved simulering i Polysun. I Polysun er det beregnet at all energi som er ekstern for PV/PVT vil være fra strømmettet. Fjordvarmesystemet forbruker også strøm, men strømforbruket er betydelig lavere enn ved direkte bruk av elektrisk energi.

Verdiene fra Polysun viser at CO₂-avtrykket er lavere etter installasjon av PVT i månedene mars til august, som vist i Figur 18. Utslippene fra PVT er høyere i vinterhalvåret enn strømmettet som er referansen. Dette skyldes varmeelementet som tar over oppvarming av vanntanken ved redusert solinnstråling. På grunn av varmetap bruker dette varmeelementet mer strøm enn direkte elektrisk oppvarming. Mengden spart CO₂ øker i takt med økt produksjon fra PVT-systemet.

PV-systemet har lavere utslipp enn både strømmettet og PVT-systemet gjennom hele året. I vinterhalvåret er forskjellene små, mens det i sommerhalvåret er større forskjell mellom PV og de andre løsningene. Dette skyldes at PV-systemer har et lavt energiforbruk til egen drift, samt at CO₂-utslippsverdien er lavere enn referansen som er CO₂-verdien til det europeiske strømmettet.

6.2 Økonomi

6.2.1 Netto nåverdi

Som vist i Figur 19 er alle tre systemenes nåverdier negative. Dette er hovedsakelig grunnet at produksjonen fra PV- og PVT-systemene går til eget forbruk og at man bare selger overskuddsproduksjonen. Nåverdien kunne sett helt annerledes ut om all produksjon ble solgt, men hele poenget med å installere PV/PVT på QHS er at man skal slippe å betale for all strømmen. At QHS fortsetter å kjøpe all elektrisitet fra nettet, slik de gjør i dag, er derfor tatt med som referanse. Systemet med høyest nåverdi vil være det mest økonomisk lønnsomme alternativet, og alternativer med høyere nåverdi enn referansen vil være lønnsomme.

PVT har en negativ nåverdi på -216 474 EUR, noe som tilsvarer -2 121 446 NOK. Det viser at det er lite lønnsomt å investere i et slikt system. Dette skyldes at PVT er en dyr teknologi, og investeringen vil ikke kunne tilbakebetales i løpet av levetiden. Om en hadde fått mer ut av den termiske energien utover hele året ville nåverdien sett annerledes ut. Vi ser at det er store mengder spillvarme fra PVT-systemet om sommeren og systemet er derfor overdimensjonert. Med en lavere andel PVT-paneler i kombinasjon med et annet system ville nåverdien vært

mindre negativ, men på grunn av høy investeringskostnad ville det antakelig ikke gjort teknologien lønnsom.

Nåverdien til PV-systemet er også negativ, men den er et bedre alternativ enn PVT. PV har en nåverdi på -68 491 EUR, tilsvarende -671 213 NOK. Strømnettreferansen har en nåverdi på -94 506 EUR, tilsvarende -926 158 NOK. Ettersom PV har høyere nåverdi enn referansen vil dette være en lønnsom investering og det beste alternativet for dette prosjektet.

6.2.2 Subsidier og investeringsstøtte

Det er usikkerheter knyttet til subsidier og investeringsstøtte i dette prosjektet. QHS kan søke støtte fra Enova, Innovasjon Norge og Nysnø, ettersom prosjektet er en fremtidsrettet lavutslippsstrategi, men vi vet ikke sikkert hva de vil få dekket eller om de får dekket noe i det hele tatt. Vi har derfor gått ut ifra at de får dekket 10 % av investeringskostnaden.

6.2.3 Energiforsyningskostnader

Energiforsyningskostnadene i Figur 20 er ikke like for PV og PVT. Ved å ta utgangspunkt i strømmettet, vil alt som ligger under være billigere, og alt over dyrere. Både PV og PVT ligger under referansen og gir lavere energikostnader enn strømmettet. Begge alternativene vil derfor være bedre løsninger enn å kjøpe strøm fra nettet. PV ligger under PVT, noe som vil si at PV er den beste løsningen for elektrisitetsproduksjon. Uten installasjon av PV eller PVT ville årlig kjøpt strøm kostet 794 069 NOK. Til sammenligning ville strømkostnaden vært 712 574 NOK for PVT og 658 274 NOK for PV.

6.2.4 Levelized cost of energy (LCoE)

Som vist i Tabell 7 er LCoE for PVT 3,15 NOK/kWh og LCoE for PV 1,01 NOK/kWh. Det vil si at for hver kWh produsert må PVT-systemet selge det for omtrent 3 ganger mer enn PV-systemet for at det skal gå i null. LCoE er en indikator på om prosjektet vil være økonomisk gunstig eller ikke. Disse resultatene viser at selv med de høye strømprisene vi har opplevd i Norge den siste tiden, vil PVT-systemet være dyrere og dermed ikke en god økonomisk løsning. Fra Nord Pools oversikt over strømpriser de siste 16 månedene (01.01.2021-28.04.2022) ser vi at det har vært en stor økning i pris per kWh fra januar 2021 til april 2022. Til å begynne med

kostet strømmen rundt 0,25 NOK/kWh, mens den i april 2022 kostet 1,76 NOK/kWh (for sone 5). Hvis de høye strømprisene holder seg vedlike ser vi at hotellet vil spare 0,63 NOK/kWh med PV fremfor å kjøpe strøm fra nettet.

Dersom man inkluderer termisk energi produsert i PVT-systemet, vil LCoE for systemet være lavere. LCoE for PVT inkludert termisk energi er 1,11 NOK/kWh, noe som er marginalt høyere enn PV sin LCoE. Overskuddsproduksjon av termisk energi er ikke noe man kan selge. Overskuddet må derfor benyttes til andre formål eller slippes ut som spillvarme. I LCoE-beregningene i Tabell 8 har vi inkludert enhetskostnad med tapt termisk energi. LCoE av PVT med termisk energi inkludert spillvarme har en enhetskostnad på 1,44 NOK/kWh. Denne verdien er den mest realistiske, da man i virkeligheten har produksjon av termisk energi og tap relatert til dette. Denne LCoE-verdien er høyere enn LCoE for PV, og PV vil fortsatt være den beste løsningen økonomisk sett. Det er viktig å nevne at de termiske resultatene ikke er helt eksakte på grunn av usikkerhet rundt akkumulatortankens egenskaper, se kapittel 6.3.1.

6.2.5 Benefit to cost ratio (BCR)

Som vist i Tabell 9 har både PV og PVT lav BCR. Dette bekrefter det som vi ser fra LCoE og nåverdien; begge prosjektene vil være lite lønnsomme. Dette er grunnet at anleggene er satt opp for egenproduksjon og konsumering. BCR ser på kostnadene opp mot inntektene. Når mesteparten av den produserte elektrisiteten blir brukt av hotellet, vil man få lave inntekter ved salg til nettet, og BCR blir derfor lav.

6.2.6 Lån

Tabell 10, 11, 12, 13 og 14 gir oversikt over forutsetninger for lånet QHS må ta opp, samt hvor mye det vil koste dem årlig over hele nedbetalingsperioden til prosjektet. Her har vi satt opp både annuitets- og serielån, da vi ikke vet hvordan QHS sin økonomiske situasjon er. Verdier for nominelle rente, etableringsgebyr, inflasjon og marginalsatt er basert på hvilke økonomiske forutsetninger andre fornybare prosjekter som vannkraftverk og vindparker bruker. Gjennom resultatene har vi sett at PVT-systemet har kostet mer å installere og drifte enn PV-systemet. Det er derfor som forventet at hotellet må ta opp et omtrent 3,5 ganger høyere lån hvis de velger å gå for PVT fremfor PV.

6.2.7 Overskuddsproduksjon

QHS vil ikke tjene mye på å selge overskuddsproduksjonen sin. Dette skyldes at det ikke er meningen at man skal selge overskuddsproduksjonen sin. Egenproduksjon av strøm er hovedsakelig for å redusere sitt eget utslipp og minske CO₂-avtrykket. Uansett vil det til tider være overskuddsproduksjon på sommerhalvåret, og da må man også ta hensyn til nettleien. Siden overskuddsproduksjonen overskrider 5000 kWh for begge systemene, vil salgsprisen være den samme som Nord Pools spotpris på elektrisitet [44]. Figur 13 og Figur 14 viser at salget av elektrisitet øker i takt med mengden solinnstråling, men også i takt med et redusert energibehov til oppvarming av hotellet.

6.2.8 Samlet økonomisk vurdering

Vi ser fra de økonomiske vurderingene at PVT ikke vil være lønnsomt. Det kan skyldes flere faktorer, blant annet at teknologien ikke er egnet for hotellet siden vannbehovet ikke dekkes gjennom deler av året. Dette kan igjen skyldes at man ikke får nok termisk energi fra PVT-panelet, som følge av at det nordiske klimaet sørger for nedkjøling til at PVT-systemets egen funksjon til å holde celledemperaturen lav ikke gir like stor termisk effekt som det ville oppnådd med en solfanger. Det skyldes at en PVT-modul jobber for å holde celledemperaturen optimal for elektrisk produksjon, og man vil derfor ikke oppnå samme varme i PVT-panelene som man oppnår i en solfanger.

Det kan også være på grunn av flere innovasjonsfaktorer. PVT-teknologien er relativt ny sammenlignet med PV, og det er fortsatt lite forskning på feltet om hvor effektive de er i et nordisk klima. Dette fører til at prisen per PVT-panel er høyere enn for PV-paneler, samt at PVT-paneler har flere komponenter enn PV-paneler. PVT-teknologi er oftere brukt i varmere strøk, hvor en kan benytte seg av den reverserte termiske energien til å kjøle ned boliger og bygg, denne funksjonen er ikke like aktuell i Norge. Derfor er PVT-teknologi lite utbredt på det norske markedet og kan sees på som en umoden teknologi.

6.3 Begrensninger

6.3.1 Polysun og SAM

Oppsettet til modellene i Polysun og SAM ble annerledes enn det function Energy AS brukte. Dette skyldes blant annet alle de forskjellige flatene som har ulik himmelretning og ulik vinkel fra horisontalplan. I Polysun kan man kun ha to flateoppsett med ulik retning og helning per modulinnstilling, og det er derfor ikke mulig å modellere disse flatene nøyaktig.

Ved valg av akkumulatortank i Polysun var det mulig å velge mellom flere produsenters produkter. Det var stor forskjell på ulike akkumulatortanker av samme størrelse, og en av akkumulatortankene hadde i tillegg feil verdier. Vi anser derfor de termiske resultatene som usikre da det er uvisst om akkumulatortankens egenskaper i programmet er troverdige.

Ved valg av varmeveksler, varmeelement og kontrollpaneler var det ikke mulig å velge produkter fra ulike produsenter. I Polysuns katalog er det ikke spesifisert noen produsent for disse komponentene, og vi har derfor markert deres opphav som ukjent i Tabell 4.

6.3.2 Vekselretter

function Energy AS har benyttet seg av tre like vekselrettere av modell MAX 40KTL3 XL IT fra Growatt. Polysuns begrensning på antall flater per modul gjorde at vi delte opp det opprinnelige oppsettet som beskrevet i kapittel 4.5. MAX 40KTL3 XL IT var ikke tilgjengelig i Polysuns katalog. Vi kontaktet derfor Polysuns utviklere som fikk lagt inn vekselretteren. Dessverre viste det seg at programvaren mente at vekselretteren ikke passet til størrelsen vi hadde på flatene, og vi fikk derfor feilmeldinger i Polysun. Det samme skjedde for de andre modellene i MAX KTL3 XL-serien. Som nevnt i kapittel 4.5, benyttet vi oss derfor av wizard-funksjonen til å velge andre vekselrettere fra Growatt.

6.3.3 Ulikheter PV/PVT-paneler

Det valgte PVT-panelet i Polysun var $0,37 \text{ m}^2$ mindre enn det valgte PV-panelet. Med 368 paneler, ville PVT-systemet dermed fått et dekningsareal på nesten 200 m^2 mindre enn PV-systemet. For å kunne sammenligne systemene, ønsket vi at systemene skulle ha like dekningsareal. Vi økte derfor antall PVT-moduler slik at dekningsarealet ble det samme.

6.3.4 Data fra hotellet

Elektrisitetsforbruket vi fikk tilsendt fra hotellet var oppgitt i forbruk per uke. Ved simulering i Polysun må man legge inn forbruk per time, og vi benyttet derfor verdier fra Statnett [51].

For å finne hotellets energiforbruk til oppvarming av vann, tok vi utgangspunkt i en studie som ser på energiforbruk i sykehjem, leilighetskomplekser og hoteller [49]. De fant at forholdet mellom energi brukt til oppvarming av vann og totalt energiforbruk var 28 %. Det er ikke sikkert dette er representativt for QHS og det tas derfor forbehold om mindre unøyaktigheter i energiforbruk til oppvarming av vann.

6.3.5 Fjordvarme

Grunnet begrenset med tid, har vi tatt hensyn til et begrenset antall eksterne faktorer i simuleringene. Vi har deriblant ikke tatt hensyn til faktorer tilknyttet fjordvarmesystemet.

CO₂-utslippene i Polysun tar ikke utgangspunkt i at alternativet er oppvarming ved hjelp av fjordvarme. Hotellet oppgir i e-post at CO₂-utslippene knyttet til oppvarming av hotellet er redusert etter installasjon av fjordvarme og etterisolering, og at de har null utslipp knyttet til kjøling. Det vil derfor være unøyaktig å sammenligne CO₂-utslippene ved implementering av PV eller PVT med direkte bruk av elektrisitet fra nettet.

6.3.6 Antagelser økonomiske data

Som nevnt i kapittel 2.5 kan man søke om innovasjonsstøtte til PVT-prosjektet fra Enova eller andre organisasjoner. Vi fant derimot ikke informasjon om hvor mye man kan få, og det ble derfor antatt at subsidier vil dekke 10 % av investeringskostnadene.

Det er antatt at QHS må ta opp lån. Vi har satt opp både annuitets- og serielån for PV- og PVT-systemene fordi vi ikke har innsikt i hotellets økonomiske situasjon. Det vil være økonomisk gunstig å ta opp lån fremfor å bruke egenkapital til å betale for hele systemet. Dette er på fordi man regner med at penger vil bli verdt mer i fremtiden, og på grunn av den generelle inflasjonen og økonomiske veksten i samfunnet. Inflasjon ble antatt å være 3 %, nominell rente 8 %, etableringsgebyr 0,8 % og marginalsatt 22 %, da dette er verdier som lignende prosjekter har brukt.

7. Konklusjon

7.1 Oppsummering

I oppgaven ble det funnet marginale forskjeller mellom PV- og PVT-systemene i produksjon av elektrisitet, hvor PVT-systemet produserer 6 % mer enn PV-systemet. Overskuddsproduksjonen er uten store forskjeller, selv om den installerte effekten til PVT-systemet er 4 kW høyere. De termiske resultatene anses som usikre, ettersom varmeelementet uansett brukes store deler av året ved simulering i Polysun. Det fremstår fra resultatene at det er god produksjon av termisk energi i sommerhalvåret, mens den termiske energiproduksjonen uteblir i større grad på vinterhalvåret. De termiske resultatene viser at PVT-systemet er overdimensjonert på sommerhalvåret. En bedre løsning vil derfor være et kombinasjonssystem mellom PV og PVT, da det termiske energibehovet uansett ikke dekkes på vinterhalvåret grunnet manglende solinnstråling. Et billigere alternativ ville vært PV i kombinasjon med solfangere, da solfangerteknologien er en mer etablert teknologi.

De økonomiske vurderingene som har blitt gjort viser tydelig at PVT er en kostbar teknologi i forhold til PV. For at PVT skal kunne være et alternativ i et nordisk klima må teknologien modnes slik at investeringskostnadene reduseres. For QHS vil PVT være uaktuelt slik som kostnaden er nå. PV viser seg å være det beste økonomiske alternativet, da denne teknologien har vært på markedet lenge og har utviklet seg enormt, noe som har gitt lavere investeringskostnader. Det gjelder også når man sammenligner PV med strømmettet, da PV vil være mer lønnsomt enn å fortsette å kjøpe strøm fra nettet.

7.2 Forventninger og fremtidige trender

I skrivende stund er det stor oppgang i installasjon av solcellepaneler på private hustak og næringsbygg i Norge. I tillegg har Enova økt støtteandelen til installasjon av solcellepaneler på private hustak. Media spiller en viktig rolle i dette, da media ofte gjenspeiler og forsterker trender i et marked. Det har vært økt mediafokus på hva man kan gjøre for å håndtere klimautslippene i Norge, men det har ikke vært fokus på PVT-teknologi. Dette har ført til at PVT-teknologi er lite utbredt i Norge og ofte utelukkes til fordel for PV. Dersom teknologien modnes i markedet og etterspørselen går opp, vil prisene på teknologien gå ned og situasjonen vil kunne endre seg.

Kostnaden ved installasjon av PVT-systemer er naturligvis høyere enn ved installasjon av PV-systemer eller solfangersystem. For å få økt oppmerksomhet rundt teknologien vil det være aktuelt å benytte seg av støtteordninger. Ved installasjon av store PVT-systemer som i denne oppgaven vil det derfor være aktuelt å søke om innovasjonsstøtte fra Innovasjon Norge, Nysnø, kommunen eller Enova.

Referanseliste

- [1] Per Ivar Helgesen. 2017. *Kaya-identiteten*. Hentet fra: <https://www.enova.no/2050-veien-mot-lavutslippssamfunnet/finn-veien-til-lavutslippssamfunnet/kaya-identiteten/>.
- [2] G. Masson og I. Kaizuka, "Trends in photovoltaic applications 2021," International Energy Agency, Report IEA-PVPS T1-41:2021, 2021, https://iea-pvps.org/trends_reports/trends-in-pv-applications-2021/.
- [3] W. Weiss og M. Spörk-Dür. 2021. *Solar heat worldwide*. Hentet fra: <https://www.iea-shc.org/solar-heat-worldwide>.
- [4] K. M. Hovland. 2019. *Største boom i solkraft i eu siden 2010: Markedet har steget 104 prosent i år*. Hentet fra: <https://e24.no/det-groenne-skiftet/i/1Am6PL/stoerste-boom-i-solkraft-i-eu-siden-2010-markedet-har-steget-104-prosent-i-aar>.
- [5] Statkraft. *Solkraft*. Hentet fra: <https://www.statkraft.no/var-virksomhet/solkraft/>.
- [6] E. Andenæs, B. P. Jelle, K. Ramlo, T. Kolås, J. Selj og S. E. Foss, "The influence of snow and ice coverage on the energy generation from photovoltaic solar cells," *Solar Energy*, vol. 159, s. 318-328, 2018. Hentet fra: <https://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.10.078>.
- [7] L. Gullbrekken, T. Kvande og B. Time, "Roof-integrated pv in nordic climate - building physical challenges," *Energy Procedia*, vol. 78, s. 1962-1967, 2015/11/01/2015. Hentet fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215021141>.
- [8] C. Good, I. Andresen og A. G. Hestnes, "Solar energy for net zero energy buildings – a comparison between solar thermal, pv and photovoltaic–thermal (pv/t) systems," *Solar Energy*, vol. 122, s. 986-996, 2015. Hentet fra: <https://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2015.10.013>.
- [9] Norsk solenergiforening. u.å. *Solstrøm*. Hentet fra: <https://www.solenergi.no/solstrm>.
- [10] Michael Dhar og Ailsa Harvey. 2022. *How do solar panels work?* Hentet fra: <https://www.livescience.com/41995-how-do-solar-panels-work.html>.
- [11] Y. Xiang og G. Gan, "Optimization of building-integrated photovoltaic thermal air system combined with thermal storage," *International Journal of Low-Carbon Technologies*, vol. 10, nr. 2, s. 146-156, 2015. Hentet fra: <https://doi.org/10.1093/ijlct/ctv010>.
- [12] A. Bjartnes, L. Ursin, L.-H. P. Michelsen og H. Skaugen, "Solenergi mot 2050," 2021. Hentet fra: <https://klimastiftelsen.no/publikasjoner/solenergi-mot-2050/>.
- [13] H. MN. 2022. *Vekselretter til solcelleanlegg - slik fungerer det*. Hentet fra: <https://www.otovo.no/blog/solcellepanel-solceller/vekselretter-slik-fungerer-det/#:~:text=En%20vekselretter%20varer%20i%20ca,produsere%20str%C3%B8m%2>

- [Oetter%2030%20%C3%A5r!](#) (06.04).
- [14] Greenmatch. 2022. *Differences between solar photovoltaics and solar thermal*. Hentet fra: <https://www.greenmatch.co.uk/blog/2016/04/differences-between-solar-photovoltaics-and-solar-thermal> (29.03).
- [15] Norsk Solenergiforening. u.å. *Solfangere*. Hentet fra: <https://www.solenergi.no/solvarme#:~:text=De%20fleste%20solfangeranlegg%20har%20en,etter%20at%20det%20er%20nedbetalt.> (31.03).
- [16] K. Boers, R. Winnenmöller og C. Aschoff, "Solar pv & thermal applications for hotel sector: Technical manual for the mena region," Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency, German Development Cooperation [GIZ], https://rcreee.org/sites/default/files/solar_pv_and_thermal_applications_for_hotel_sector_-_final.pdf.
- [17] L. Rekha, M. M. Vijayalakshmi og E. Natarajan, "Photovoltaic thermal hybrid solar system for residential applications," *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 38, nr. 7, s. 951-959, 2016. Hentet fra: <https://dx.doi.org/10.1080/15567036.2011.651560>.
- [18] Dualsun. 2020. *Pv/t thermal performance explained!* Hentet fra: <https://news.dualsun.com/news/pv-t-thermal-performance-explained/>.
- [19] J. Košičan, M. Á. Pardo Picazo, S. Vilčeková og D. Košičanová, "Life cycle assessment and economic energy efficiency of a solar thermal installation in a family house," *Sustainability*, vol. 13, nr. 4, 2021.
- [20] Norsk Solenergiforening. *Begreper*. Hentet fra: <https://www.solenergi.no/begreper>.
- [21] Zolushka. 2010. *Understanding heat budget*. Hentet fra: <https://zolushka4earth.wordpress.com/2010/08/27/understanding-heat-budget/>.
- [22] Lumenlearning. u.å. *Energy from the sun*. Hentet fra: <https://courses.lumenlearning.com/geophysical/chapter/energy-from-the-sun/> (07.04).
- [23] H. Dahle. 2018. *Deklinasjon (astronomi) i deklinasjon (astronomi)* på Store norske leksikon. Hentet fra: https://snl.no/deklinasjon_-_astronomi.
- [24] k. aksnes. 2009. *Sommersolverv i sommersolverv* på Store norske leksikon. Hentet fra: <https://snl.no/sommersolverv>.
- [25] J. Skaar. 2020. *Albedo i Store norske leksikon* på snl.no. Hentet fra: <https://snl.no/albedo> (14.04).
- [26] Jinko Solar. u.å. *Tiger mono-facial 450-470 watt*. Hentet fra: <https://maonengph.com/tr-jkm450-470m-7rl3-v-a1-en/>.
- [27] C. Binz, T. Tang og J. Huenteler, "Spatial lifecycles of cleantech industries – the global development history of solar photovoltaics," *Energy Policy*, vol. 101, s. 386-402, 2017/02/01/ 2017. Hentet fra:

- <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516305833>.
- [28] P. Huang, S. O. Negro, M. P. Hekkert og K. Bi, "How china became a leader in solar pv: An innovation system analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, s. 777-789, 2016/10/01/ 2016. Hentet fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116302969>.
- [29] EU. u.å. *A european green deal*. Hentet fra: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.
- [30] EU, *Regulation (eu) 2018/1999 of the european parliament and of the council of 11 december 2018 on the governance of the energy union and climate action, amending regulations (ec) no 663/2009 and (ec) no 715/2009 of the european parliament and of the council, directives 94/22/ec, 98/70/ec, 2009/31/ec, 2009/73/ec, 2010/31/eu, 2012/27/eu and 2013/30/eu of the european parliament and of the council, council directives 2009/119/ec and (eu) 2015/652 and repealing regulation (eu) no 525/2013 of the european parliament and of the council (text with eea relevance.)*, 2018-12-11. <http://data.europa.eu/eli/reg/2018/1999/oj/eng>
- [31] E. R. Danny Zaitsev, Kristin Heimdal, Assad Abbas, "Solkraft i norge - fremtidige muligheter for verdiskaping," 2016, https://media.wwf.no/assets/attachments/solkraft_i_norge_fremtidige_muligheter_for_verdiskaping1.pdf.
- [32] Enova. *Hvem kan få penger fra enova*. Hentet fra: <https://www.enova.no/om-enova/>.
- [33] Enova. u.å. *Fullskala innovativ energi- og klimateknologi*. Hentet fra: <https://www.enova.no/bedrift/innovasjon-og-teknologi/fullskala-innovativ-energi--og-klimateknologi/> (16.05).
- [34] Innovasjon Norge. *Kort om oss*. Hentet fra: <https://www.innovasjon norge.no/no/om/kort-om-oss/>.
- [35] Nysnø. *Hva tilbyr nysnø som eier?* Hentet fra: <https://www.nysnoinvest.no/no/strategi/>.
- [36] Norsk vassdrag og energidirektorat. 2022. *Kostnader for kraftproduksjon*. Hentet fra: <https://nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/> (28.04).
- [37] L. Gårseth-Nesbakk. 2016. *Netto nåverdi* i *Store Norske Leksikon* på snl.no. Hentet fra: https://snl.no/netto_n%C3%A5verdi.
- [38] *Fjelltur/topptur til storehaugen 1169 moh*. Hentet fra: <https://www.fjellvenner.no/fjellturer-i-andre-fjellomraader/storehaugen-1169-moh>.
- [39] *Hesteggi (907 moh)*. Hentet fra: <https://www.ut.no//turforslag/116462/hesteggi-907-moh>.
- [40] *Stedjeåsen (624 m) • peakbook*. Hentet fra: <https://peakbook.org/no/peakbook-element/5252/no/Stedje%C3%A5sen.html>.

- [41] *Nuken (919 moh) frå åberge*. Hentet fra: <https://www.ut.no//turforslag/116246/nuken-919-moh-fra-aborge>.
- [42] Norsk klimaservicesenter. 2022. *Klimaprofil sogn og fjordane*. Hentet fra: <https://klimaservicesenter.no/kss/klimaprofiler/sogn-og-fjordane> (09.05).
- [43] C. C. Strømberg. u.å. *Solkart*. Hentet fra: <https://solkart.no/>.
- [44] N. Pool. 2022. *Market data*. Hentet fra: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/#/nordic/table>.
- [45] Sognekraft. u.å. *Prisar og avgifter*. Hentet fra: <https://nett.sognekraft.no/kundesenter/prisar-og-avgifter/> (09.05).
- [46] Dualsun. 2022. *Dualsun spring 400 shingle black*. Hentet fra: <https://my.dualsun.com/wp-content/uploads/sites/2/2021/11/DualSun-EN-Datasheet-SPRING-400-Shingle-Black.pdf>.
- [47] Grundfos. u.å. *Cr 2-20 a-f-a-bube*. Hentet fra: <https://product-selection.grundfos.com/al/products/cr-cre-cri-crie-crn-crne-crt-crte/cr/cr-2-20-40535202?tab=variant-curves&pumpssystemid=1567918916>.
- [48] European Environment Agency. 2021. *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation by country*. Hentet fra: https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-9/#tab-googlechartid_googlechartid_googlechartid_googlechartid_chart_11111.
- [49] Harald Taxt Walnum og Åse Lekang Sørensen, "Measurment data on domestic hot water consumption in hotels, nursing homes and apartment buildings.," 2021. Hentet fra: <https://data.mendeley.com/datasets/m3xy22pf4j/1>.
- [50] ENOVA. u.å. *Rehabilitering av varden skole i bergen*. Hentet fra: <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/rehabilitering-av-varden-skole-i-bergen/>.
- [51] Statnett. u.å. *Data from the power system*. Hentet fra: <https://www.statnett.no/en/for-stakeholders-in-the-power-industry/data-from-the-power-system/#production-and-consumption>.

Vedlegg

BachelorFornybarEnergi_Data excelfil

PV rapport

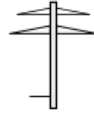
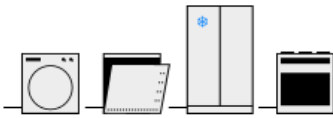
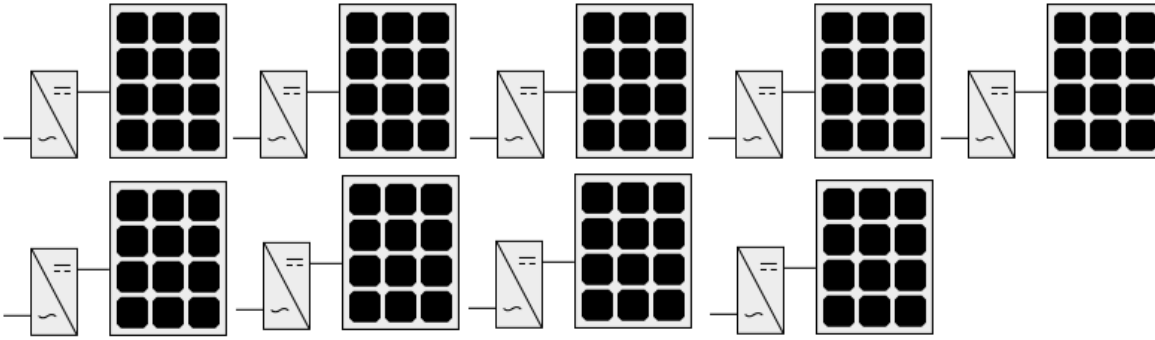
PVT rapport

Poster presentation

Professional Report

PV QHS

Photovoltaics QHS



L1 Electric Grid: Single-phase (230V, 50 Hz)
Local grid voltage: 230 V
N Feed-in power limitation: no

Number of electricity consumption profiles: 1
Total consumption of the profiles: 799,993 kWh

Location of the system

Longitude: 7.099°
Latitude: 61.23°
Elevation: 30 m

This report has been created by:

Espen Høgemark

System overview (annual values)

Total electricity consumption [Ecs]	800,000 kWh
-------------------------------------	-------------

Professional Report

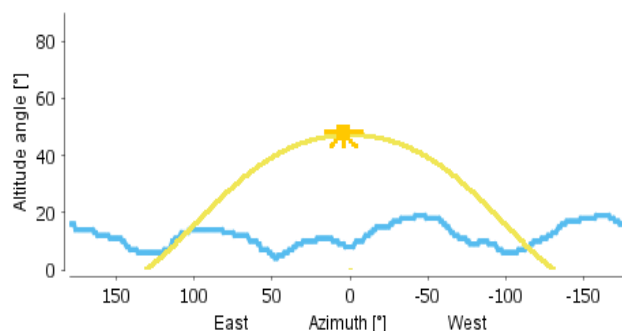
Overview photovoltaics (annual values)

Total gross area	828 m ²
Energy production DC [Qpvf]	123,733 kWh
Energy production AC [Qinv]	116,558.3 kWh
Total nominal power DC	172.96 kW
Performance ratio	80.6 %
Specific annual yield	674 kWh/kWp
Phase imbalance	4.9 kVA
Reactive energy [Qinvr]	0 kvarh
Apparent energy [Qinva]	116,558.3 kVAh
CO2 savings	29,708 kg

Overview electricity (annual values)

Annual consumption	800,000 kWh
Self-consumption	111,327 kWh
Self-consumption fraction	95.5 %
Degree of self-sufficiency	13.9 %

Horizon line



Meteorological data-Overview

Average outdoor temperature	7.6 °C
Global irradiation, annual sum	875 kWh/m ²
Diffuse irradiation, annual sum	442 kWh/m ²

Component overview (annual values)

Electric consumers 1	Standard	
Electricity consumption [Ecs]	kWh	800,000
Electricity consumption of the profiles [Epcs]	kWh	800,000
Self-consumption [Eocs]	kWh	111,327
Self-consumption fraction [Rocs]	%	95.5
Degree of self-sufficiency [Raut]	%	13.9

Professional Report

Photovoltaics 1		JKM-470N-7RL3 Tiger
Manufacturer		JinkoSolar Holding Co. Ltd.
Data Source		Photovoltaikforum
Number of modules		32
Number of modules (layout)		32
Total nominal power DC	kW	15.04
Total gross area	m ²	72
Inverter 1: Name		Growatt 12000UE
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Inverter 1: Number of phases		3
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: cos phi		1
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		16
Layout 1: A orientation	°	90
Layout 1: A tilt angle	°	0
Layout 1: B number of strings		1
Layout 1: B modules per string		16
Layout 1: B orientation	°	90
Layout 1: B tilt angle	°	0
Total nominal power AC	kVA	12
Energy production DC [Qpvf]	kWh	10,847
Energy production AC [Qinv]	kWh	10,240
Specific annual yield	kWh/kWp	681
Reactive energy [Qinvr]	kvarh	0
Apparent energy [Qinva]	kVAh	10,240
Cable losses [Qcbl]	kWh	79
Derating inverter [Qderi]	kWh	0
Derating losses [Qder]	kWh	0

Professional Report

Photovoltaics 3		JKM-470N-7RL3 Tiger
Manufacturer		JinkoSolar Holding Co. Ltd.
Data Source		Photovoltaikforum
Number of modules		52
Number of modules (layout)		52
Total nominal power DC	kW	24.44
Total gross area	m ²	117
Inverter 1: Name		Growatt 20000UE
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Inverter 1: Number of phases		3
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: cos phi		1
Layout 1: A number of strings		2
Layout 1: A modules per string		13
Layout 1: A orientation	°	-90
Layout 1: A tilt angle	°	10
Layout 1: B number of strings		2
Layout 1: B modules per string		13
Layout 1: B orientation	°	-90
Layout 1: B tilt angle	°	10
Total nominal power AC	kVA	20
Energy production DC [Qpvf]	kWh	17,345
Energy production AC [Qinv]	kWh	16,358
Specific annual yield	kWh/kWp	669
Reactive energy [Qinvr]	kvarh	0
Apparent energy [Qinva]	kVAh	16,358
Cable losses [Qcbl]	kWh	125
Derating inverter [Qderi]	kWh	0
Derating losses [Qder]	kWh	0

Professional Report

Photovoltaics 2		JKM-470N-7RL3 Tiger
Manufacturer		JinkoSolar Holding Co. Ltd.
Data Source		Photovoltaikforum
Number of modules		52
Number of modules (layout)		52
Total nominal power DC	kW	24.44
Total gross area	m ²	117
Inverter 1: Name		Growatt 20000UE
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Inverter 1: Number of phases		3
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: cos phi		1
Layout 1: A number of strings		2
Layout 1: A modules per string		13
Layout 1: A orientation	°	90
Layout 1: A tilt angle	°	10
Layout 1: B number of strings		2
Layout 1: B modules per string		13
Layout 1: B orientation	°	90
Layout 1: B tilt angle	°	10
Total nominal power AC	kVA	20
Energy production DC [Qpvf]	kWh	17,490
Energy production AC [Qinv]	kWh	16,501
Specific annual yield	kWh/kWp	675
Reactive energy [Qinvr]	kvarh	0
Apparent energy [Qinva]	kVAh	16,501
Cable losses [Qcbl]	kWh	127
Derating inverter [Qderi]	kWh	0
Derating losses [Qder]	kWh	0

Professional Report

Photovoltaics 4		JKM-470N-7RL3 Tiger
Manufacturer		JinkoSolar Holding Co. Ltd.
Data Source		Photovoltaikforum
Number of modules		7
Number of modules (layout)		7
Total nominal power DC	kW	3.29
Total gross area	m ²	15.75
Tilt angle (hor.=0°, vert.=90°)	°	60
Orientation (E=+90°, S=0°, W=-90°)	°	-90
Inverter 1: Name		Growatt 1500-S
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Inverter 1: Number of phases		1
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		7
Total nominal power AC	kVA	1.65
Energy production DC [Qpvf]	kWh	1,875
Energy production AC [Qinv]	kWh	1,692
Specific annual yield	kWh/kWp	514
Reactive energy [Qinvr]	kvarh	0
Apparent energy [Qinva]	kVAh	1,692
Cable losses [Qcbl]	kWh	24
Derating inverter [Qderi]	kWh	99.6
Derating losses [Qder]	kWh	99.6

Professional Report

Photovoltaics 7		JKM-470N-7RL3 Tiger
Manufacturer		JinkoSolar Holding Co. Ltd.
Data Source		Photovoltaikforum
Number of modules		10
Number of modules (layout)		10
Total nominal power DC	kW	4.7
Total gross area	m ²	22.5
Inverter 1: Name		Growatt 5000MTL-S
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Inverter 1: Number of phases		1
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: cos phi		1
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		5
Layout 1: A orientation	°	-135
Layout 1: A tilt angle	°	10
Layout 1: B number of strings		1
Layout 1: B modules per string		5
Layout 1: B orientation	°	-135
Layout 1: B tilt angle	°	10
Total nominal power AC	kVA	4.6
Energy production DC [Qpvf]	kWh	3,112
Energy production AC [Qinv]	kWh	2,911
Specific annual yield	kWh/kWp	619
Reactive energy [Qinvr]	kvarh	0
Apparent energy [Qinva]	kVAh	2,911
Cable losses [Qcbl]	kWh	17
Derating inverter [Qderi]	kWh	0
Derating losses [Qder]	kWh	0

Professional Report

Photovoltaics 6		JKM-470N-7RL3 Tiger
Manufacturer		JinkoSolar Holding Co. Ltd.
Data Source		Photovoltaikforum
Number of modules		189
Number of modules (layout)		189
Total nominal power DC	kW	88.83
Total gross area	m ²	425.25
Inverter 1: Name		Growatt 10000UE
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Inverter 1: Number of phases		3
Layout 1: Number of inverters		7
Layout 1: cos phi		1
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		14
Layout 1: A orientation	°	135
Layout 1: A tilt angle	°	0
Layout 1: B number of strings		1
Layout 1: B modules per string		13
Layout 1: B orientation	°	135
Layout 1: B tilt angle	°	0
Total nominal power AC	kVA	70
Energy production DC [Qpvf]	kWh	64,058
Energy production AC [Qinv]	kWh	60,495
Specific annual yield	kWh/kWp	681
Reactive energy [Qinvr]	kvarh	0
Apparent energy [Qinva]	kVAh	60,495
Cable losses [Qcbl]	kWh	475
Derating inverter [Qderi]	kWh	0
Derating losses [Qder]	kWh	0

Professional Report

Photovoltaics 5		JKM-470N-7RL3 Tiger
Manufacturer		JinkoSolar Holding Co. Ltd.
Data Source		Photovoltaikforum
Number of modules		10
Number of modules (layout)		10
Total nominal power DC	kW	4.7
Total gross area	m ²	22.5
Tilt angle (hor.=0°, vert.=90°)	°	10
Orientation (E=+90°, S=0°, W=-90°)	°	0
Inverter 1: Name		Growatt 5000MTL-S
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Inverter 1: Number of phases		1
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: cos phi		1
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		5
Layout 1: B number of strings		1
Layout 1: B modules per string		5
Total nominal power AC	kVA	4.6
Energy production DC [Qpvf]	kWh	3,679
Energy production AC [Qinv]	kWh	3,462
Specific annual yield	kWh/kWp	737
Reactive energy [Qinvr]	kvarh	0
Apparent energy [Qinva]	kVAh	3,462
Cable losses [Qcbl]	kWh	25
Derating inverter [Qderi]	kWh	0
Derating losses [Qder]	kWh	0

Professional Report

Photovoltaics 9		JKM-470N-7RL3 Tiger
Manufacturer		JinkoSolar Holding Co. Ltd.
Data Source		Photovoltaikforum
Number of modules		8
Number of modules (layout)		8
Total nominal power DC	kW	3.76
Total gross area	m ²	18
Tilt angle (hor.=0°, vert.=90°)	°	10
Orientation (E=+90°, S=0°, W=-90°)	°	-90
Inverter 1: Name		Growatt 1500-S
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Inverter 1: Number of phases		1
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		8
Total nominal power AC	kVA	1.65
Energy production DC [Qpvf]	kWh	2,652
Energy production AC [Qinv]	kWh	2,443
Specific annual yield	kWh/kWp	650
Reactive energy [Qinvr]	kvarh	0
Apparent energy [Qinva]	kVAh	2,443
Cable losses [Qcbl]	kWh	36
Derating inverter [Qderi]	kWh	104
Derating losses [Qder]	kWh	104

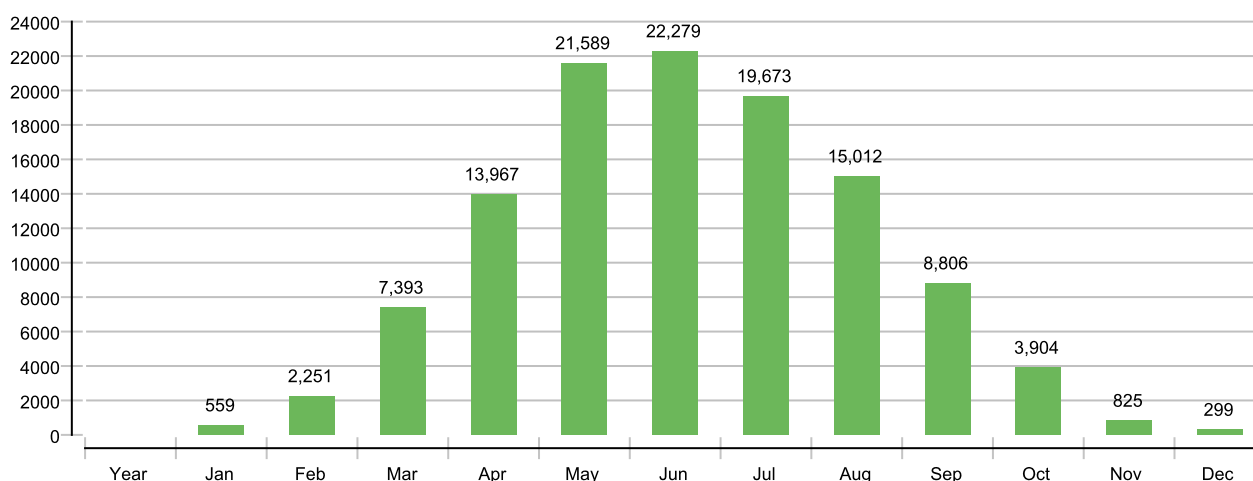
Professional Report

Educational Version

Photovoltaics 8		JKM-470N-7RL3 Tiger
Manufacturer		JinkoSolar Holding Co. Ltd.
Data Source		Photovoltaikforum
Number of modules		8
Number of modules (layout)		8
Total nominal power DC	kW	3.76
Total gross area	m ²	18
Tilt angle (hor.=0°, vert.=90°)	°	10
Orientation (E=+90°, S=0°, W=-90°)	°	90
Inverter 1: Name		Growatt 1500-S
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Inverter 1: Number of phases		1
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		8
Total nominal power AC	kVA	1.65
Energy production DC [Qpvf]	kWh	2,674
Energy production AC [Qinv]	kWh	2,456
Specific annual yield	kWh/kWp	653
Reactive energy [Qinrv]	kvarh	0
Apparent energy [Qinva]	kVAh	2,456
Cable losses [Qcbl]	kWh	37
Derating inverter [Qderi]	kWh	112.6
Derating losses [Qder]	kWh	112.6

Yield Photovoltaics AC [Qinv]

kWh

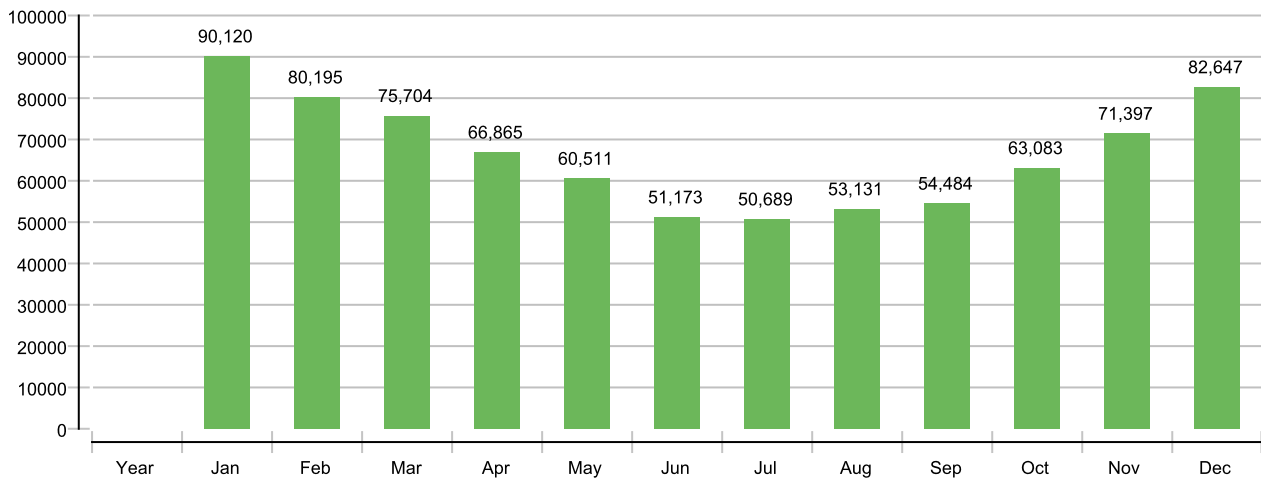


Professional Report

Educational Version

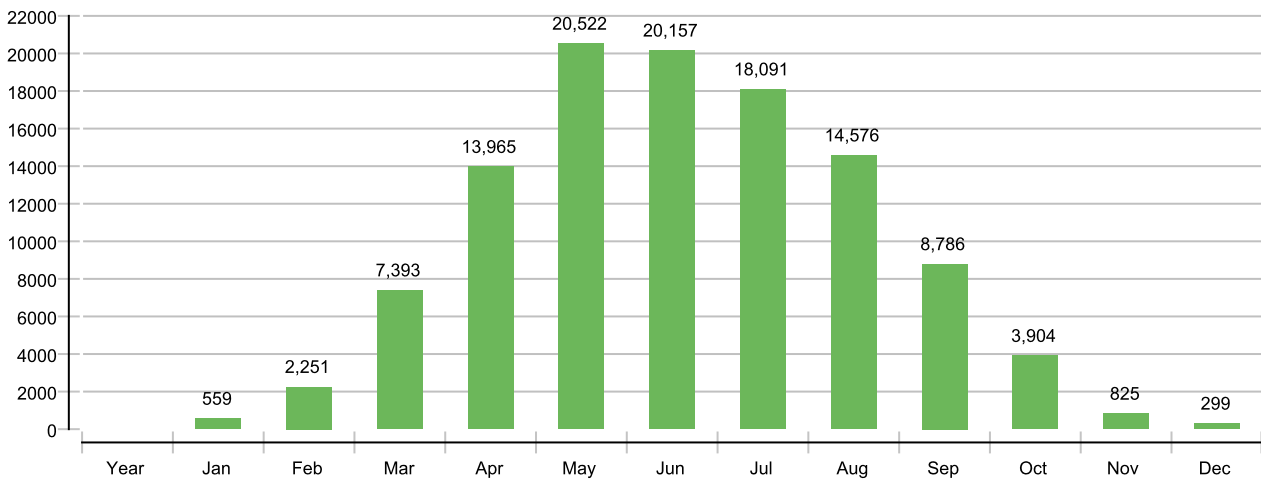
Total electricity consumption [Ecs]

kWh



Self-consumption [Eocs]

kWh



Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Yield Photovoltaics DC [Qpvf]

kWh	12373	673	2482	7902	14768	22755	23502	20788	15887	9383	4242	968	383
-----	-------	-----	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	------	------	-----	-----

Radiation onto module area [Esol PV]

MWh	692	4	14	44	81	126	131	117	90	53	24	6	2
-----	-----	---	----	----	----	-----	-----	-----	----	----	----	---	---

Yield Photovoltaics AC [Qinv]

kWh	11655	559	2251	7393	13967	21589	22279	19673	15012	8806	3904	825	299
-----	-------	-----	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	------	------	-----	-----

Total electricity consumption [Ecs]

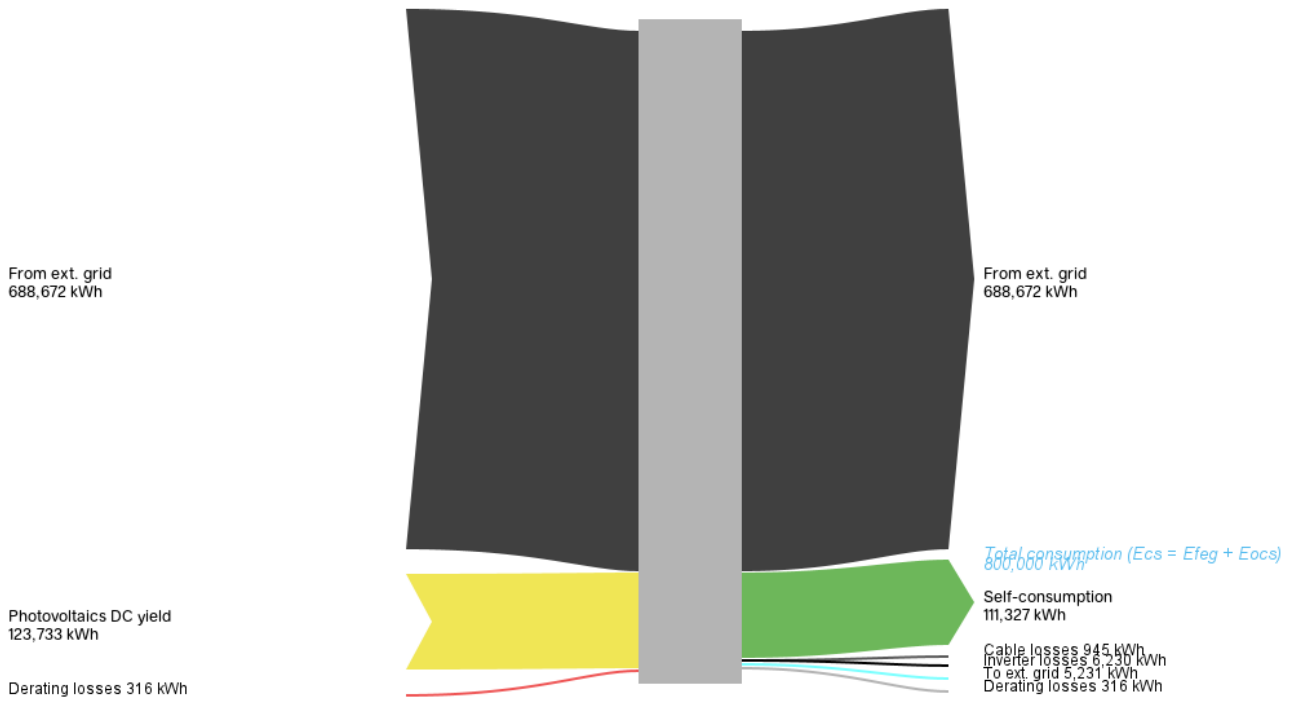
kWh	80000	90120	80195	75704	66865	60511	51173	50689	53131	54484	63083	71397	82647
-----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Self-consumption [Eocs]

kWh	111327	559	2251	7393	13965	20522	20157	18091	14576	8786	3904	825	299
-----	--------	-----	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	------	------	-----	-----

Professional Report

Energy flow diagram (annual balance)



	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Kontantstrøm (EUR): PVT	-403071	-25239,9	-25230,59	-25281,41	-25272,36	-25263,44	-25254,85	-25246,98	-25237,44	-25229,03	-25220,85	-25212,58	-25204,55	-25196,63	-25188,84	-25181,17	-25173,62	-25166,18	-25158,87	-25151,68	-25144,6	-822,77	-807,7	-792,95	-778,5	-764,36
Kontantstrøm (EUR): PV	-19346	-754,88	-7513,42	-7502,1	-7490,93	-7479,91	-7469,03	-7458,29	-7447,7	-7437,24	-7426,92	-7416,73	-7406,68	-7396,77	-7386,98	-7377,33	-7367,8	-7358,41	-7349,14	-7339,99	-7330,96	-10342,46	-681,41	-665,39	-649,67	-634,25

Rentekrav:	8 %																											
Nåverdi:	651 552,51	188 973,11																										
Nok:	6 385 214,61	1 851 936,46																										

Beregning av LC0E 1 PVT	PVT		Description																								
Kapitalkostnad pr år	EUR/år	kr 37 759,20	Symbol Unit Year1 Year2 Year3 Year4 Year5 Year6 Year7 Year8 Year9 Year10 Year11 Year12 Year13 Year14 Year15 Year16 Year17 Year18 Year19 Year20 Year21 Year22 Year23 Year24 Year25																								
Enhetskostnad LC0E 1	EUR/kWh	0,62	Net present value NPV EUR 10881,16 -4881,44 -24870,64 -42446,88 -60640,46 -79555,17 -97285,95 -114930,96 -132541,76 -150223,84																								
Enhetskostnad LC0E 1	NOK/kWh	6,09	Absolute profit E EUR -682,39 -685,95 -669,53 673,12 -676,74 -680,37 -684,02 -687,70 -691,40 -695,13																								

Beregning av LC0E 2 PVT	PV		Description																								
Nåverdi av alle Faste kostna	EUR	11 091,09	Net present value NPV EUR 4366,52 -2075,02 -8030,43 -15336,49 -18627,20 -23333,95 -27685,79 -31709,55 -35430,02 -38870,12																								
Kapitalkostnad pr år	EUR/år	414 162,09	Absolute profit E EUR -604,87 -605,04 -605,14 -605,15 -605,08 -604,93 -604,70 -604,37 -603,96 -603,46																								
Enhetskostnad LC0E 2	EUR/kWh	1 289 445,49	Subsidies C EUR 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00																								
Enhetskostnad LC0E 2	NOK/kWh	3,15	Yearly maintenance costs AOM EUR/a 943,17 856,19 777,22 705,54 640,47 581,40 527,77 479,10 434,91 394,80																								

Beregning av LC0E 1 PV	PVT med termisk energi		Description																								
Kapitalkostnad pr år	EUR/år	kr 10 618,11	Net present value NPV EUR 4366,52 -2075,02 -8030,43 -15336,49 -18627,20 -23333,95 -27685,79 -31709,55 -35430,02 -38870,12																								
Enhetskostnad LC0E 1	EUR/kWh	0,22	Absolute profit E EUR -604,87 -605,04 -605,14 -605,15 -605,08 -604,93 -604,70 -604,37 -603,96 -603,46																								
Enhetskostnad LC0E 1	NOK/kWh	2,27	Subsidies C EUR 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00																								

Beregning av LC0E 2 PV	PVT med termisk energi inkludert tap		Description																								
Nåverdi av alle Faste kostna	EUR	11 091,09	Net present value NPV EUR 4366,52 -2075,02 -8030,43 -15336,49 -18627,20 -23333,95 -27685,79 -31709,55 -35430,02 -38870,12																								
Nåverdi av alle kostnader	EUR	124 437,09	Absolute profit E EUR -604,87 -605,04 -605,14 -605,15 -605,08 -604,93 -604,70 -604,37 -603,96 -603,46																								
Nåverdi av produksjon	kWh	1 212 280,96	Subsidies C EUR 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00																								
Enhetskostnad LC0E 2	EUR/kWh	0,10	Yearly maintenance costs AOM EUR/a 943,17 856,19 777,22 705,54 640,47 581,40 527,77 479,10 434,91 394,80																								
Enhetskostnad LC0E 2	NOK/kWh	1,01	Receipts from the sale of energy Be EUR 505,16 492,78 480,70 468,92 457,43 446,22 435,28 424,61 414,20 404,05																								

Beregning av LC0E 1 PVT med termisk energi	PVT med termisk energi inkludert tap		Description																								
Kapitalkostnad pr år	EUR/år	kr 37 759,20	Net present value NPV EUR 4366,52 -2075,02 -8030,43 -15336,49 -18627,20 -23333,95 -27685,79 -31709,55 -35430,02 -38870,12																								
Enhetskostnad LC0E 1	EUR/kWh	0,30	Absolute profit E EUR -604,87 -605,04 -605,14 -605,15 -605,08 -604,93 -604,70 -604,37 -603,96 -603,46																								
Enhetskostnad LC0E 1	NOK/kWh	2,99	Subsidies C EUR 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00																								

Beregning av LC0E 2 PVT med termisk energi	PVT med termisk energi inkludert tap		Description																								
Nåverdi av alle Faste kostna	EUR	11 091,09	Net present value NPV EUR 4366,52 -2075,02 -8030,43 -15336,49 -18627,20 -23333,95 -27685,79 -31709,55 -35430,02 -38870,12																								
Nåverdi av alle kostnader	EUR	414 162,09	Absolute profit E EUR -604,87 -605,04 -605,14 -605,15 -605,08 -604,93 -604,70 -604,37 -603,96 -603,46																								
Nåverdi av produksjon	kWh	3 666 785,62	Subsidies C EUR 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00																								
Enhetskostnad LC0E 2	EUR/kWh	0,11	Yearly maintenance costs AOM EUR/a 943,17 856,19 777,22 705,54 640,47 581,40 527,77 479,10 434,91 394,80																								
Enhetskostnad LC0E 2	NOK/kWh	1,11	Receipts from the sale of energy Be EUR 505,16 492,78 480,70 468,92 457,43 446,22 435,28 424,61 414,20 404,05																								

Beregning av LC0E 1 PVT med termisk energi inkludert tap	PVT med termisk energi inkludert tap		Description																								
Kapitalkostnad pr år	EUR/år	kr 37 759,20	Net present value NPV EUR 4366,52 -2075,02 -8030,43 -15336,49 -18627,20 -23333,95 -27685,79 -31709,55 -35430,02 -38870,12																								
Enhetskostnad LC0E 1	EUR/kWh	0,31	Absolute profit E EUR -604,87 -605,04 -605,14 -605,15 -605,08 -604,93 -604,70 -604,37 -603,96 -603,46																								
Enhetskostnad LC0E 1	NOK/kWh	3,00	Subsidies C EUR 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00																								

Beregning av LC0E 2 PVT med termisk energi inkludert tap	PVT med termisk energi inkludert tap		Description																								
Nåverdi av alle Faste kostna	EUR	11 091,09	Net present value NPV EUR 4366,52 -2075,02 -8030,43 -15336,49 -18627,20 -23333,95 -27685,79 -31709,55 -35430,02 -38870,12																								
Nåverdi av alle kostnader	EUR	414 162,09	Absolute profit E EUR -604,87 -605,04 -605,14 -605,15 -605,08 -604,93 -604,70 -604,37 -603,96 -603,46																								
Nåverdi av produksjon	kWh	2 820 205,19	Subsidies C EUR 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00																								
Enhetskostnad LC0E 2	EUR/kWh	0,15	Yearly maintenance costs AOM EUR/a 943,17 856,19 777,22 705,54 640,47 581,40 527,77 479,10 434,91 394,80																								
Enhetskostnad LC0E 2	NOK/kWh	1,44	Receipts from the sale of energy Be EUR 505,16 492,78 480,70 468,92 457,43 446,22 435,28 424,61 414,20 404,05																								

Termisk effektivitetsgrad til modulen		0,833 %																										
Energi til oppvarming av vann		0,28 %																										
Strømmnett	30,12	80,195	75,704	66,865	60,511	51,173	50,689	53,131	54,484	63,083	71,397	82,647														800	MWh	
Strømmnett termisk	25,234	22,455	21,197	18,722	16,943	14,328	14,288	14,193	14,877	15,266	17,663	19,991	23,141														224	MWh
PVT	3,6	12,3	38,2	71	110	116	103	78,7	46,4	21,1	5,1	2,1														607	MWh	
PVT Termisk	2,279	7,786	24,181	44,943	69,63	72,795	65,199	49,817	29,371	13,356	3,228	1,329														384	MWh	

PVT Termisk / Strømnett	0,09	0,347	1,141	2,401	4,11	5,08	4,594	3,349	1,825	0,756	0,161	0,057																									
Mangler	90,97 %	65,33 %	-14,07 %	-14,05 %	-310,96 %	-408,05 %	-359,38 %	-234,87 %	-92,53 %	24,38 %	83,85 %	94,26 %																									
	22,9548	14,6687	-2,98348	-26,2208	-52,68962	-58,46856	-51,00608	-34,94042	-14,11668	4,30694	16,76286	21,81886	MWh																								
Total mangel	80,50516	36,94 %																																			

Brukt:	143,49	143,49 MWh																								
	#####	##### kWh																								

Symbol	Unit	Year1	Year2	Year3	Year4	Year5	Year6	Year7	Year8	Year9	Year10	Year11	Year12	Year13	Year14	Year15	Year16	Year17	Year18	Year19	Year20	Year21	Year22	Year23	Year24	Year25	
Investment costs	invest	EUR	403071,00																								
Net present value	NPV	EUR	-214870,37																								
Absolute profit	E	EUR	-365584,69																								
Subsidies	C	EUR	40307,00																								
Energy production costs	G	EUR/kWh	0,31																								
Yearly maintenance costs	AOM	EUR/a	1039,00																								
Energy supply costs	EUR	34635,38																									
NPV difference compared to reference system	EUR	146379,20																									
More profitable than reference from year	a	2,00																									

Reference: PVT QHS	403071,00	Photovoltaics QHS	113346,00	Grid reference	77766,00
Investment costs	403071,00	Net present value	-214870,37	Absolute profit	-365584,69
Subsidies	40307,00	Energy production costs	0,31	Yearly maintenance costs	1039,00
Energy supply costs	34635,38	NPV difference compared to reference system	146379,20	More profitable than reference from year	2,00

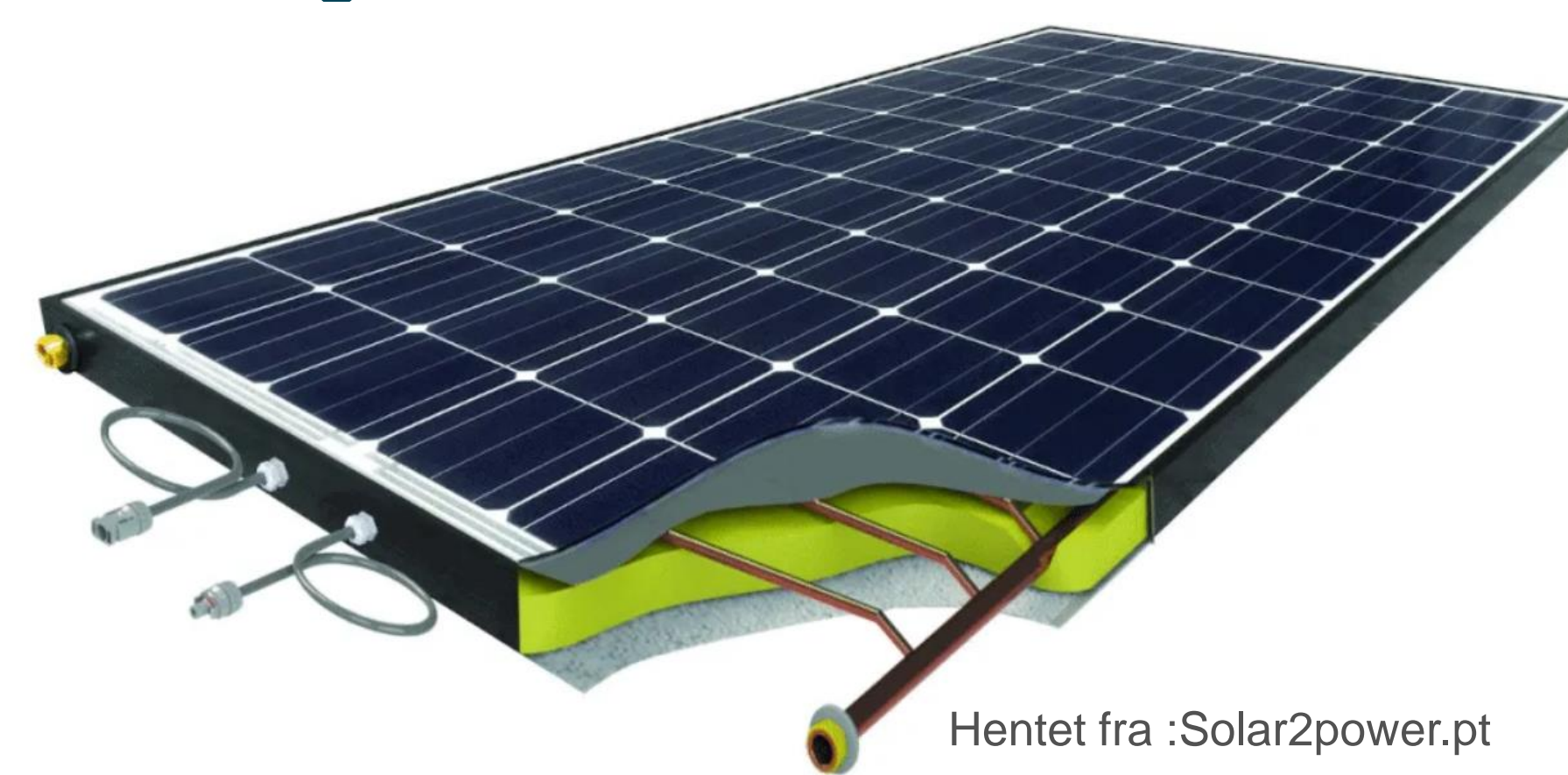
Beregning PV	PVT	Valuta	Beregning PVT med ten	PVT med ten	Valuta		
Nåverdi av	11 091,09	EUR	Nåverdi av	11 091,09	EUR		
Nåverdi av	124 437,09	EUR	Nåverdi av	414 162,09	EUR		
Nåverdi av produksjon	#####	kWh	Nåverdi av	#####	kWh		
Enhetskostnad LC0E 2	0,10	0,32	EUR/kWh	Enhetskos	0,11	0,15	EUR/kWh
Enhetskostnad LC0E 2	1,01	3,15	NOK/kWh	Enhetskos	1,11	1,44	NOK/kWh

Tekno-økonomisk sammenligning av fotovoltaisk solenergi (PV) og hybrid fotovoltaisk termisk solenergi (PVT) for Quality Hotel Sogndal

Hov, Henning. Høgemark, Espen. Tveit, Håvard. Fornybar Energi, Fakultet for Ingeniør og Naturfag
Veiledere: Assefa Hagos, Dejene. Zeiss, Jan Pedro

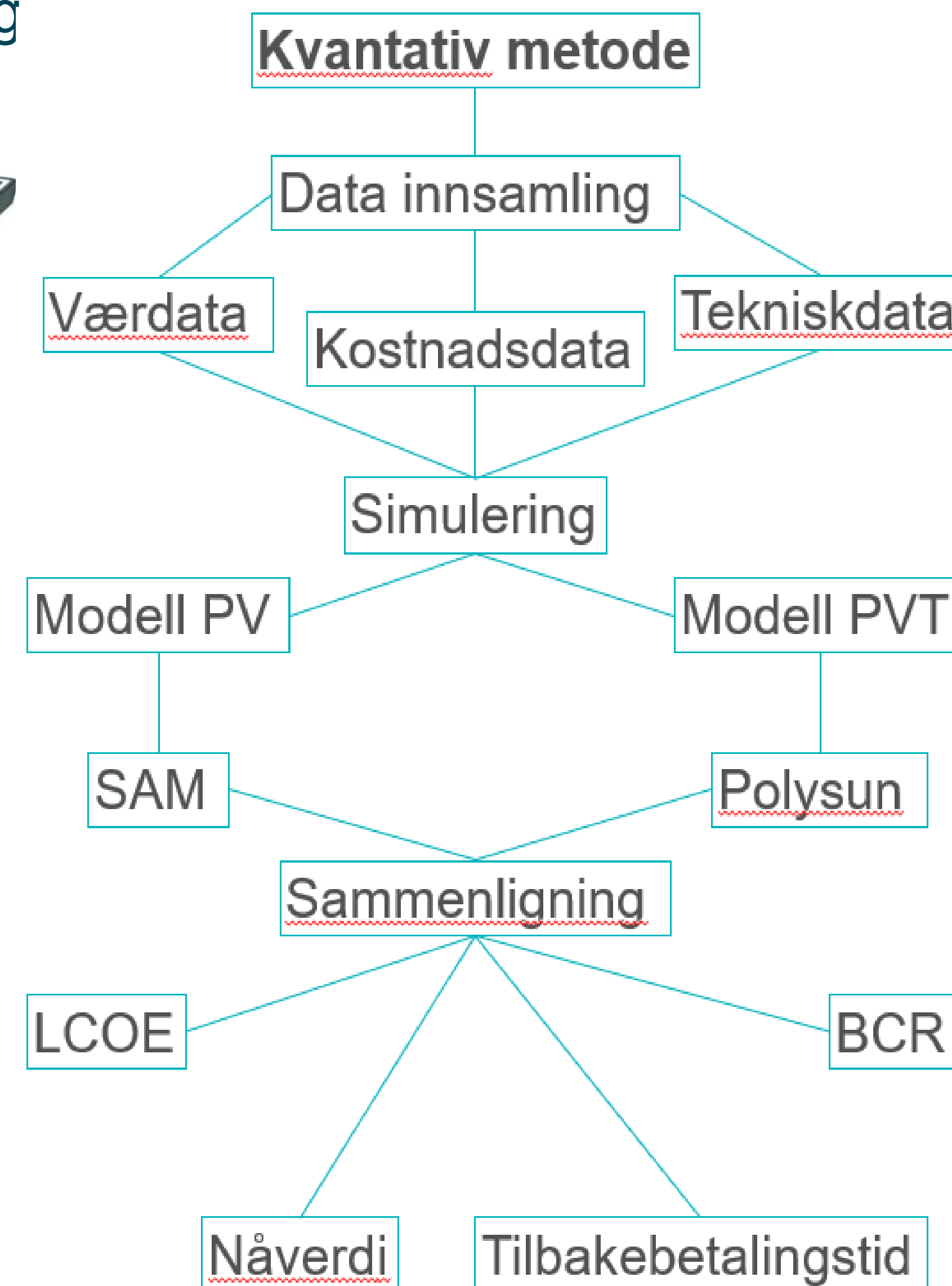
Introduksjon

Fotovoltaiske solcellepaneler produserer kun elektrisitet, men blir gradvis mindre effektiv jo høyere celledemperaturen blir. Hybride solcellepaneler har en kjølede egenskap som holder celledemperaturen lav for optimal elektrisk produksjon, samtidig som de produserer termisk energi.



Forskningsmål

- Finne best økonomisk løsning for hotellet.
- Se de tekniske forskjellen mellom PV og PVT.
- Finne ut om PVT er egnet i det nordiske klimaet.



SAM og Polysun

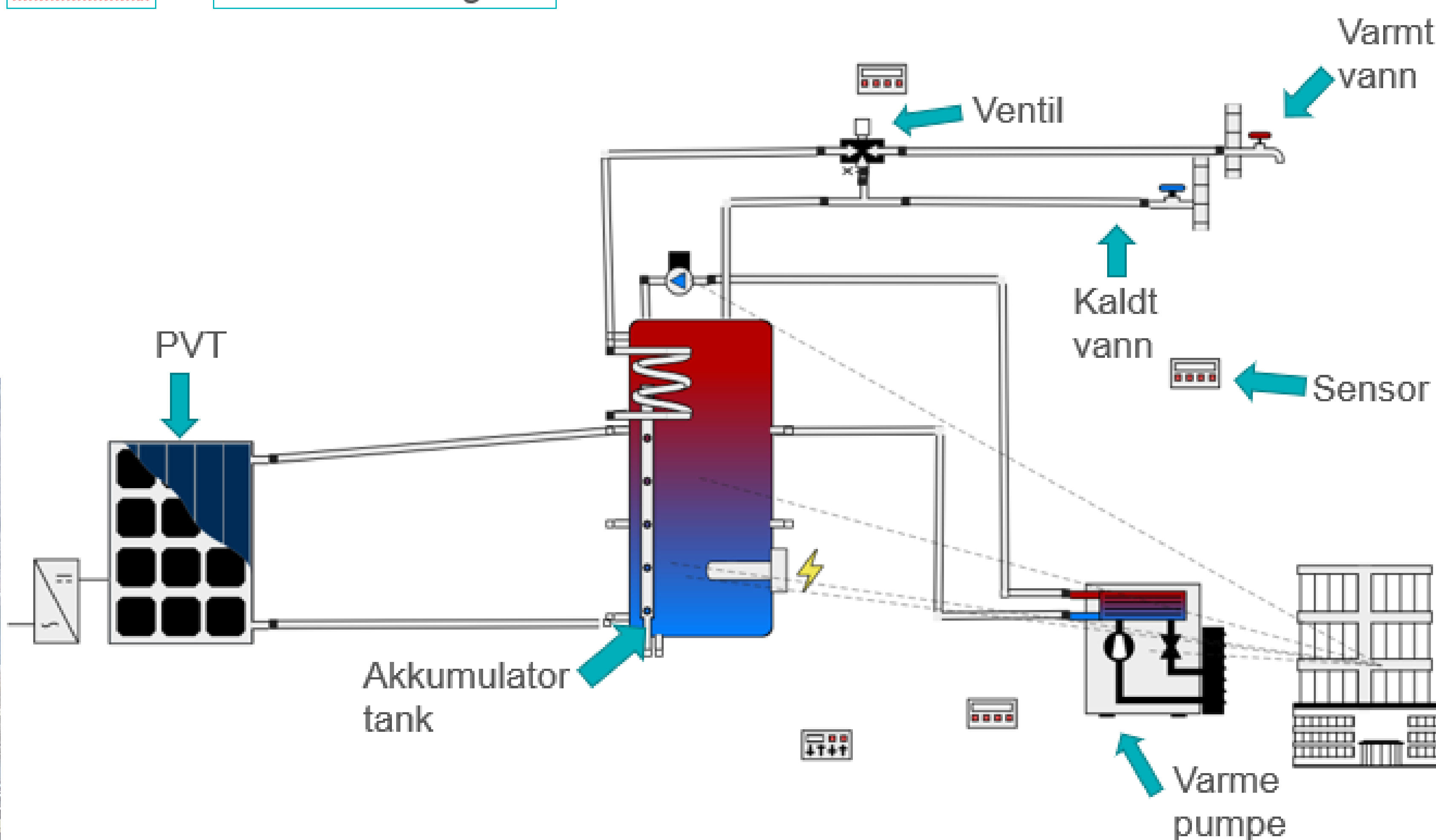
- Tekno-økonomiske simuleringsverktøy.
- Lager modeller ut ifra dataen man legger inn, som kalkulerer hvor mye energi systemet vil generere samt om prosjektet er økonomisk gunstig.
- SAM tar for seg PV systemer, mens Polysun lager modeller for PVT systemer.

Forventa resultater

Vi har ikke fått noen resultater enda, men vi forventer å se at PV kommer best ut i den tekno-økonomiske analysen. Etter litteraturen som er blitt gjennomgått viser det seg at PVT vil være best egnet på lokasjoner med høyere solinnstråling og varme. Norge og Skandinavia er for kaldt til å kunne bruke PVT effektivt i forhold til kostnadene ved installasjon og vedlikehold.

Diskusjon

- Vil PV eller PVT være lønnsomt?
- Vil det være mulig å benytte PVT teknologi ved andre typer bygg, som butikker, kontor og offentlige bygg?
- Kombinasjonssystem
- Termisk utbytte ved bruk av PVT



Nøkkeltider:

- SAM, System Advisor Model
- Polysun
- IEA, Det internasjonale energibyrået
- NVE, Norges vassdrags- og energidirektorat

Kontaktinformasjon:

Haavard_97_t@hotmail.com
Esphoge@gmail.com
Henning.hov@hotmail.com

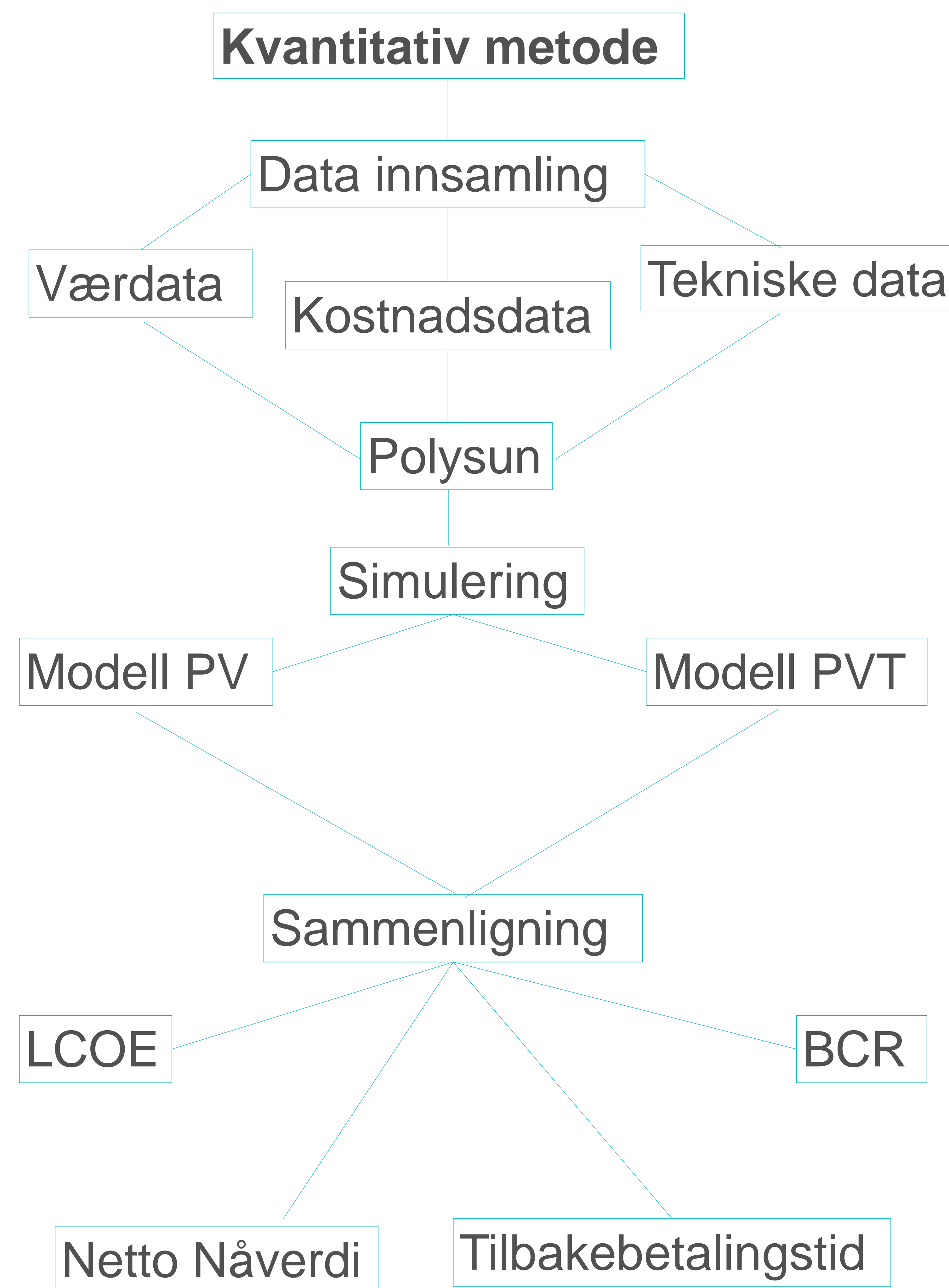
PV	PVT
Forkortelse av fotovoltaisk solcelle	Forkortelse av fotovoltaisk og termisk solcelle
Vanligste form av solcelle	Hybrid solcelle
Bruker sollys og konverterer det om til elektrisk energi	Konverterer sollys til elektrisitet på samme måte som PV, men tar også opp den termiske varmen fra solen. Den varmen kan bli brukt til oppvarming eller nedkjøling
Billig teknologi	Relativt dyr teknologi
Ca. 25-30 år levetid	Ca. 15-25 år levetid

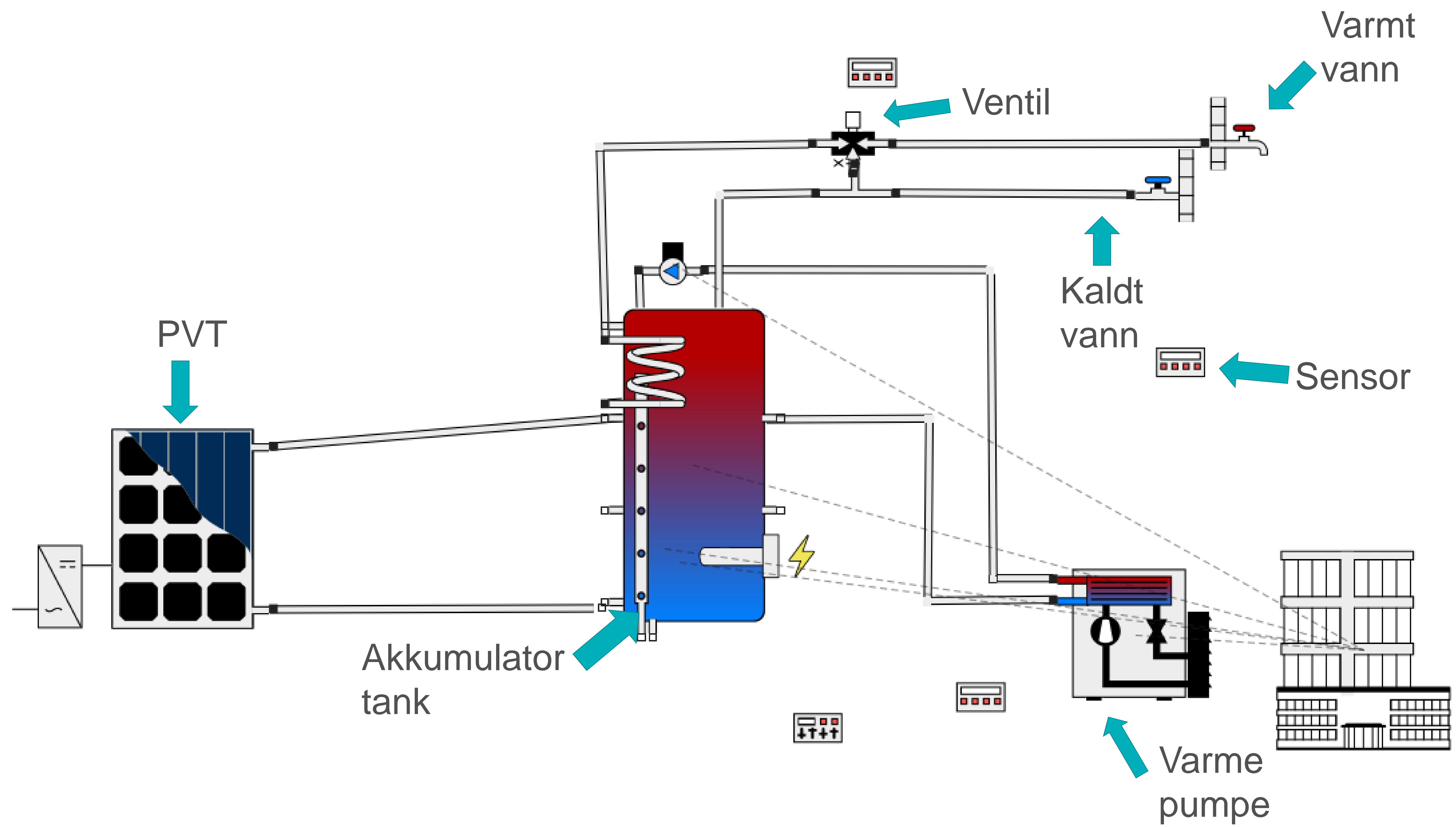
Quality Hotel Sogndal

- Har lagt ned stor innsats for å redusere klimarelatert fotavtrykk.
- Fokus på energieffektivitet.
- Fjordvarme.
- Lagt til rette for utnyttning av solenergi.
- Planlagt å bygge PV-anlegg på taket, og har en velegnet plassering i Sogndal sentrum.

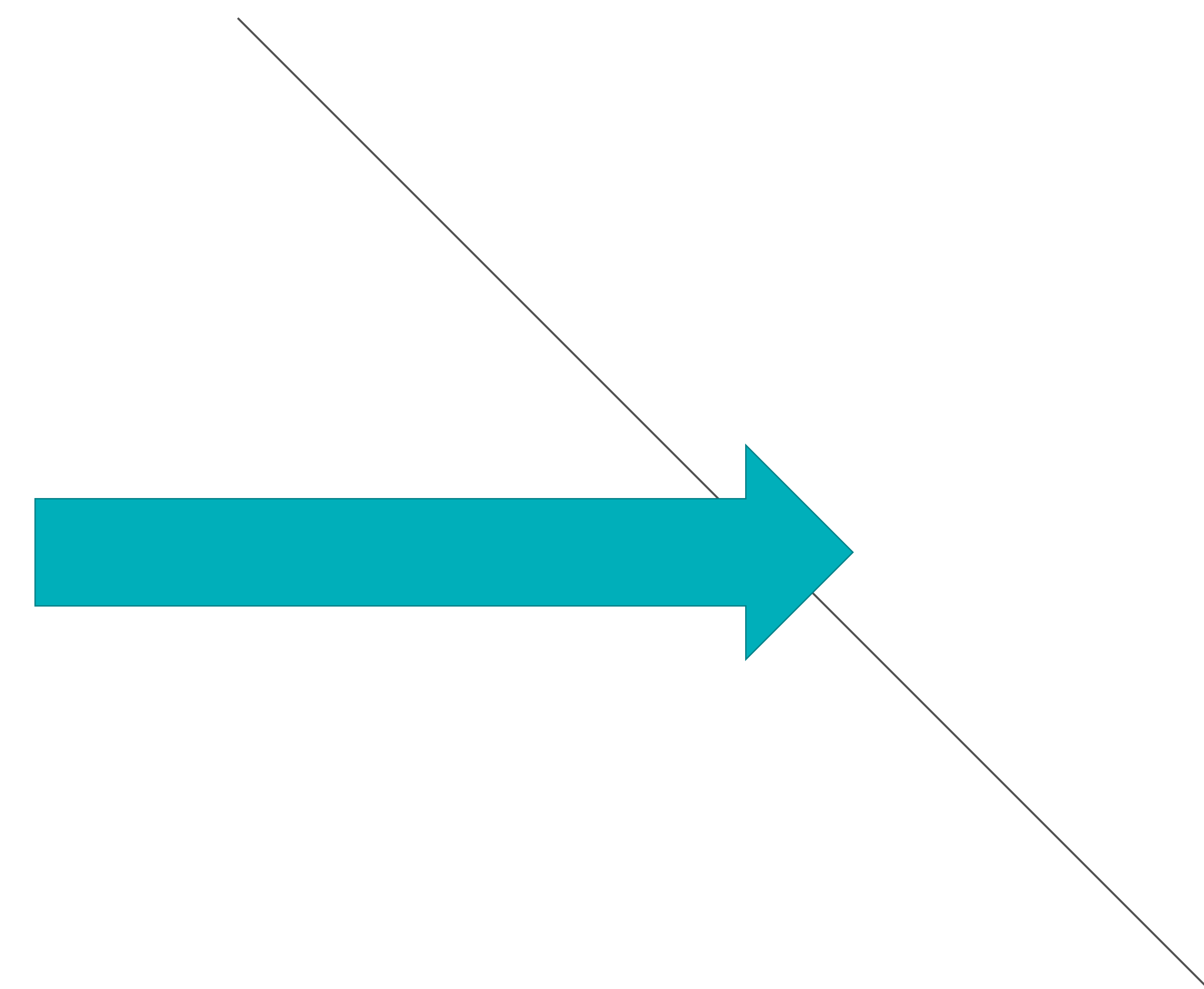
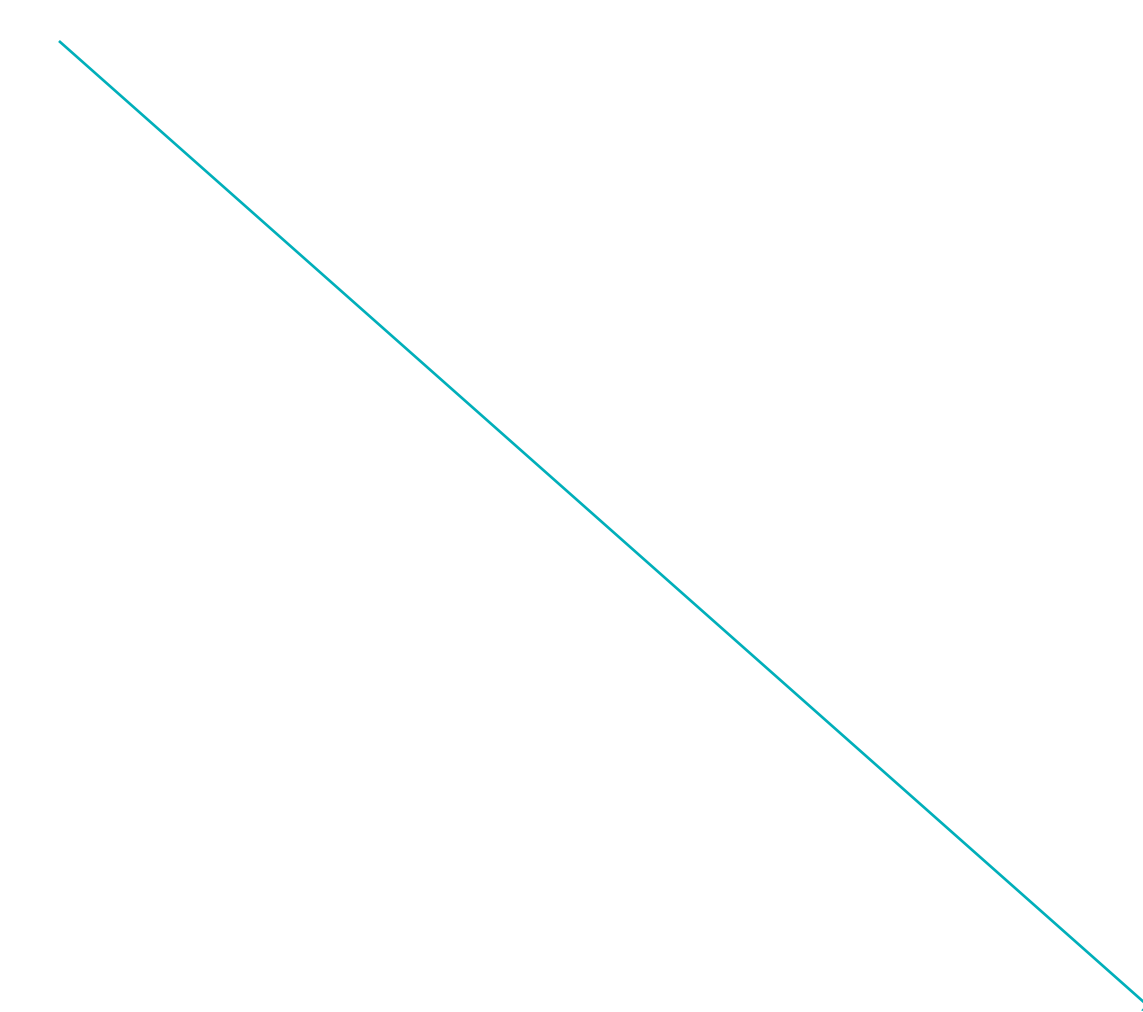


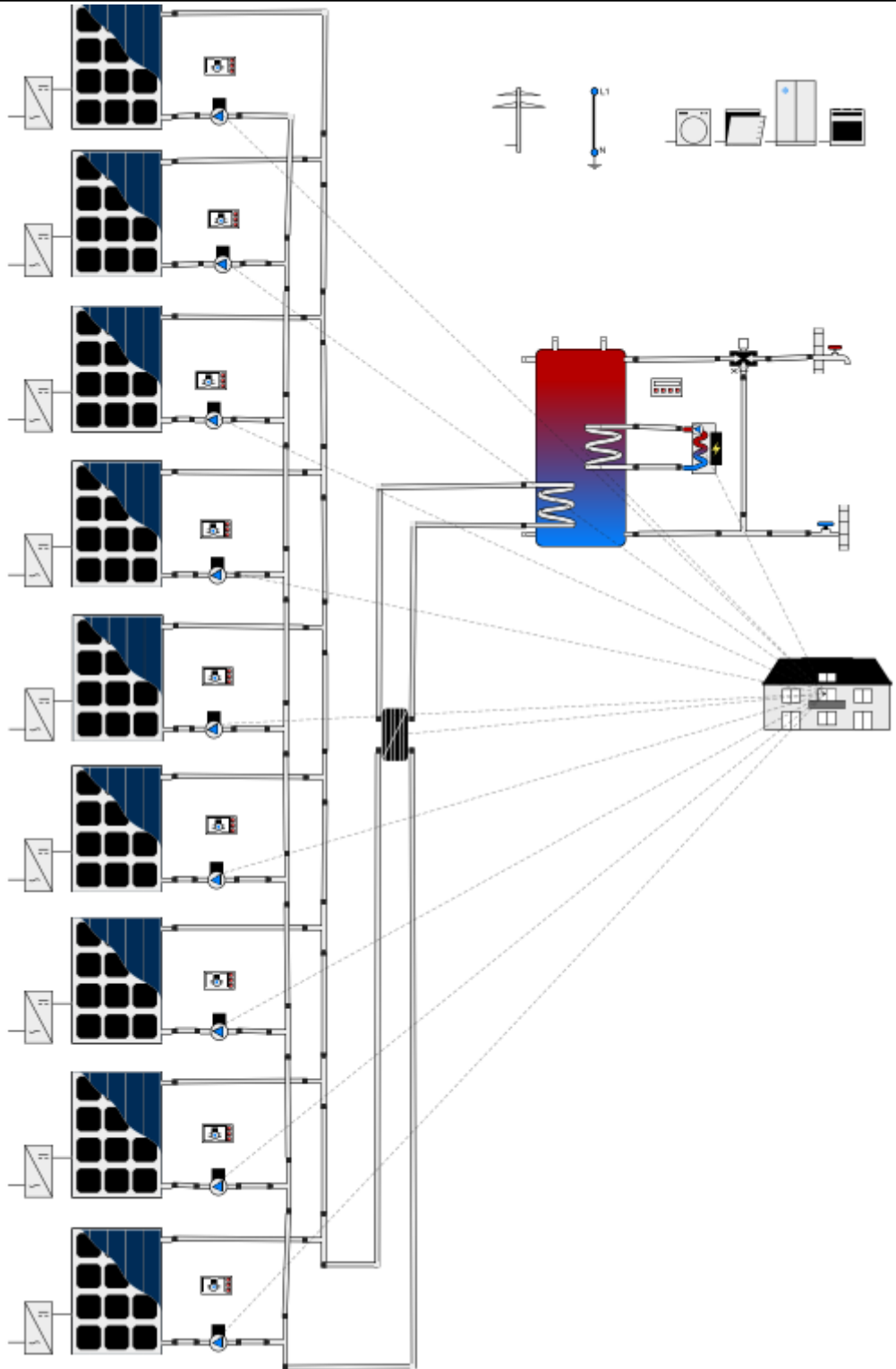
Bilde privat





Klikk
for å
legge
til tekst





Education Version

Professional Report

Location of the system

Longitude: 7.099°

Latitude: 61.23°

Elevation: 30 m

This report has been created by:

Espen Høgemark

System overview (annual values)

Total fuel and/or electricity consumption of the system [Etot]	742,863 kWh
Total electricity consumption [Ecs]	869,050 kWh
Total energy consumption [Quse]	29,003 kWh
System performance $[(Q_{use}+E_{inv}) / (E_{aux}+E_{par})]$	0.42
Primary energy factor	4.29
Comfort demand	Energy demand covered

Overview solar thermal energy (annual values)

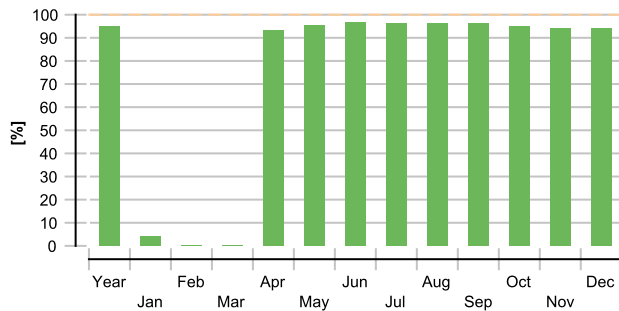
Collector area	827.2 m ²
Solar fraction total	94.8%
Total annual field yield	1,065,509.9 kWh
Collector field yield relating to gross area	1,288.1 kWh/m ² /Year
Collector field yield relating to aperture area	1,467.6 kWh/m ² /Year
Max. energy savings	1,247,825.1 kWh
Max. reduction in CO2 emissions	285,883 kg

Overview electricity (annual values)

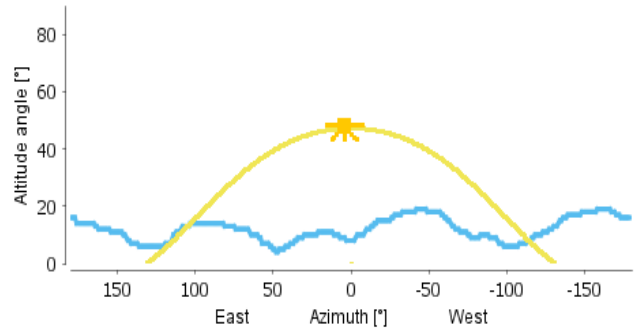
Annual consumption	869,050 kWh
Self-consumption	121,000 kWh
Self-consumption fraction	95.9 %
Degree of self-sufficiency	13.9 %

Professional Report

Solar fraction: fraction of solar energy to system [SFn]



Horizon line



Meteorological data-Overview

Average outdoor temperature	7.6 °C
Global irradiation, annual sum	875 kWh/m ²
Diffuse irradiation, annual sum	442 kWh/m ²

Component overview (annual values)

Boiler	CFEH 15kW	
Power	kW	15
Total efficiency	%	94.7
Energy from/to the system [Qaux]	kWh	58,584
Fuel and electricity consumption [Eaux]	kWh	61,883
Energy savings solar thermal	MWh	1,122
CO2 savings solar thermal	kg	285,883
Fuel savings solar thermal	kWh(el.)	1,121,639
Electric consumers	Standard	
Electricity consumption [Ecs]	kWh	869,050
Electricity consumption of the profiles [Epcs]	kWh	800,000
Electricity consumption of the thermal components [Ethcs]	kWh	69,050
Self-consumption [Eocs]	kWh	121,000
Self-consumption fraction [Rocs]	%	95.9
Degree of self-sufficiency [Raut]	%	13.9

Professional Report

PVT collector ID 1		Spring 400 Shingle Black non-insulated
Data Source		DualSun
Number of modules		38
Collector aperture area	m ²	62.7
Global irradiation after IAM	kWh	22,323
Diffuse irradiation after IAM	kWh	11,909
Collector field yield [Qsol]	kWh	106,370
Total nominal power DC	kW	15.2
Performance ratio [PerfR]	%	87.6
Inverter 1: Name		Growatt 12000UE
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		19
Layout 1: B number of strings		1
Layout 1: B modules per string		19
Energy production DC [Qpvf]	kWh	11,852
Energy production AC [Qinv]	kWh	11,223
Specific annual yield	kWh/kWp	738
PVT collector 2		Spring 400 Shingle Black non-insulated
Data Source		DualSun
Number of modules		62
Collector aperture area	m ²	102
Global irradiation after IAM	kWh	35,901
Diffuse irradiation after IAM	kWh	19,217
Collector field yield [Qsol]	kWh	173,431
Total nominal power DC	kW	24.8
Performance ratio [PerfR]	%	87.7
Inverter 1: Name		Growatt 20000UE
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: A number of strings		2
Layout 1: A modules per string		16
Layout 1: B number of strings		2
Layout 1: B modules per string		15
Energy production DC [Qpvf]	kWh	17,970
Energy production AC [Qinv]	kWh	16,993
Specific annual yield	kWh/kWp	685

Professional Report

PVT collector 3		Spring 400 Shingle Black non-insulated
Data Source		DualSun
Number of modules		62
Collector aperture area	m ²	102
Global irradiation after IAM	kWh	35,765
Diffuse irradiation after IAM	kWh	19,194
Collector field yield [Qsol]	kWh	173,380
Total nominal power DC	kW	24.8
Performance ratio [PerfR]	%	87.5
Inverter 1: Name		Growatt 20000UE
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: A number of strings		2
Layout 1: A modules per string		16
Layout 1: B number of strings		2
Layout 1: B modules per string		15
Energy production DC [Qpvf]	kWh	19,043
Energy production AC [Qinv]	kWh	18,018
Specific annual yield	kWh/kWp	727
PVT collector 4		Spring 400 Shingle Black non-insulated
Data Source		DualSun
Number of modules		8
Collector aperture area	m ²	13.2
Tilt angle (hor.=0°, vert.=90°)	°	60
Orientation (E=+90°, S=0°, W=-90°)	°	-90
Global irradiation after IAM	kWh	3,198
Diffuse irradiation after IAM	kWh	1,916
Collector field yield [Qsol]	kWh	22,028
Total nominal power DC	kW	3.2
Performance ratio [PerfR]	%	80.6
Inverter 1: Name		Growatt 1500-S
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		8
Energy production DC [Qpvf]	kWh	1,983
Energy production AC [Qinv]	kWh	1,742
Specific annual yield	kWh/kWp	544

Professional Report

PVT collector 5		Spring 400 Shingle Black non-insulated
Data Source		DualSun
Number of modules		12
Collector aperture area	m ²	19.8
Tilt angle (hor.=0°, vert.=90°)	°	10
Orientation (E=+90°, S=0°, W=-90°)	°	0
Global irradiation after IAM	kWh	8,470
Diffuse irradiation after IAM	kWh	4,135
Collector field yield [Qsol]	kWh	33,792
Total nominal power DC	kW	4.8
Performance ratio [PerfR]	%	87.8
Inverter 1: Name		Growatt 5000MTL-S
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		6
Layout 1: B number of strings		1
Layout 1: B modules per string		6
Energy production DC [Qpvf]	kWh	4,066
Energy production AC [Qinv]	kWh	3,840
Specific annual yield	kWh/kWp	800
PVT collector 6		Spring 400 Shingle Black non-insulated
Data Source		DualSun
Number of modules		224
Collector aperture area	m ²	370
Global irradiation after IAM	kWh	137,703
Diffuse irradiation after IAM	kWh	72,411
Collector field yield [Qsol]	kWh	461,498
Total nominal power DC	kW	89.6
Performance ratio [PerfR]	%	86.4
Inverter 1: Name		Growatt 10000UE
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Layout 1: Number of inverters		7
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		17
Layout 1: B number of strings		1
Layout 1: B modules per string		15
Energy production DC [Qpvf]	kWh	68,898
Energy production AC [Qinv]	kWh	65,231
Specific annual yield	kWh/kWp	728

Professional Report

PVT collector 7		Spring 400 Shingle Black non-insulated
Data Source		DualSun
Number of modules		14
Collector aperture area	m ²	23.1
Global irradiation after IAM	kWh	7,815
Diffuse irradiation after IAM	kWh	4,378
Collector field yield [Qsol]	kWh	39,074
Total nominal power DC	kW	5.6
Performance ratio [PerfR]	%	86.7
Inverter 1: Name		Growatt 5000MTL-S
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		7
Layout 1: B number of strings		1
Layout 1: B modules per string		7
Energy production DC [Qpvf]	kWh	3,994
Energy production AC [Qinv]	kWh	3,766
Specific annual yield	kWh/kWp	672
PVT collector 8		Spring 400 Shingle Black non-insulated
Data Source		DualSun
Number of modules		10
Collector aperture area	m ²	16.5
Tilt angle (hor.=0°, vert.=90°)	°	10
Orientation (E=+90°, S=0°, W=-90°)	°	90
Global irradiation after IAM	kWh	5,790
Diffuse irradiation after IAM	kWh	3,099
Collector field yield [Qsol]	kWh	27,973
Total nominal power DC	kW	4
Performance ratio [PerfR]	%	80.6
Inverter 1: Name		Growatt 1500-S
Inverter 1: Manufacturer		Growatt New Energy Co., Ltd
Layout 1: Number of inverters		1
Layout 1: A number of strings		1
Layout 1: A modules per string		10
Energy production DC [Qpvf]	kWh	3,071
Energy production AC [Qinv]	kWh	2,692
Specific annual yield	kWh/kWp	673

Professional Report

PVT collector 9		Spring 400 Shingle Black non-insulated	
Data Source			DualSun
Number of modules			10
Collector aperture area	m ²		16.5
Tilt angle (hor.=0°, vert.=90°)	°		10
Orientation (E=+90°, S=0°, W=-90°)	°		-90
Global irradiation after IAM	kWh		5,769
Diffuse irradiation after IAM	kWh		3,096
Collector field yield [Qsol]	kWh		27,964
Total nominal power DC	kW		4
Performance ratio [PerfR]	%		80.8
Inverter 1: Name			Growatt 1500-S
Inverter 1: Manufacturer			Growatt New Energy Co., Ltd
Layout 1: Number of inverters			1
Layout 1: A number of strings			1
Layout 1: A modules per string			10
Energy production DC [Qpvf]	kWh		3,048
Energy production AC [Qinv]	kWh		2,683
Specific annual yield	kWh/kWp		671
Hot water demand 1		DHW QHS	
Volume withdrawal/daily consumption	l/d		1,000
Temperature setting	°C		65
Energy demand [Qdem]	kWh		24,330
External heat exchanger 3		huge	
Transfer capacity	W/K		30,000
Pump 2		Grundfos CR 2-20	
Circuit pressure drop	bar		15.431
Flow rate	l/h		1,535
Fuel and electricity consumption [Epar]	kWh		796
Pump 3		Grundfos CR 2-20	
Circuit pressure drop	bar		23.924
Flow rate	l/h		941
Fuel and electricity consumption [Epar]	kWh		796
Pump 4		Grundfos CR 2-20	
Circuit pressure drop	bar		15.351
Flow rate	l/h		1,535
Fuel and electricity consumption [Epar]	kWh		796
Pump 5		Grundfos CR 2-20	
Circuit pressure drop	bar		109.914
Flow rate	l/h		198
Fuel and electricity consumption [Epar]	kWh		796

Professional Report

Pump 6	Grundfos CR 2-20	
Circuit pressure drop	bar	72.189
Flow rate	l/h	297
Fuel and electricity consumption [Epar]	kWh	797

Pump 7	Grundfos CR 2-20	
Circuit pressure drop	bar	12.569
Flow rate	l/h	3,400
Fuel and electricity consumption [Epar]	kWh	796

Pump 8	Grundfos CR 2-20	
Circuit pressure drop	bar	55.86
Flow rate	l/h	347
Fuel and electricity consumption [Epar]	kWh	796

Pump 9	Grundfos CR 2-20	
Circuit pressure drop	bar	70.381
Flow rate	l/h	248
Fuel and electricity consumption [Epar]	kWh	796

Pump 10	Grundfos CR 2-20	
Circuit pressure drop	bar	61.972
Flow rate	l/h	248
Fuel and electricity consumption [Epar]	kWh	796

Storage tank 3	1000l Tank	
Volume	l	1,000
Height	m	2
Material		Steel
Insulation		Rigid PU foam
Thickness of insulation	mm	100
Heat loss [Qhl]	kWh	376
Connection losses	kWh	29.1

Loop

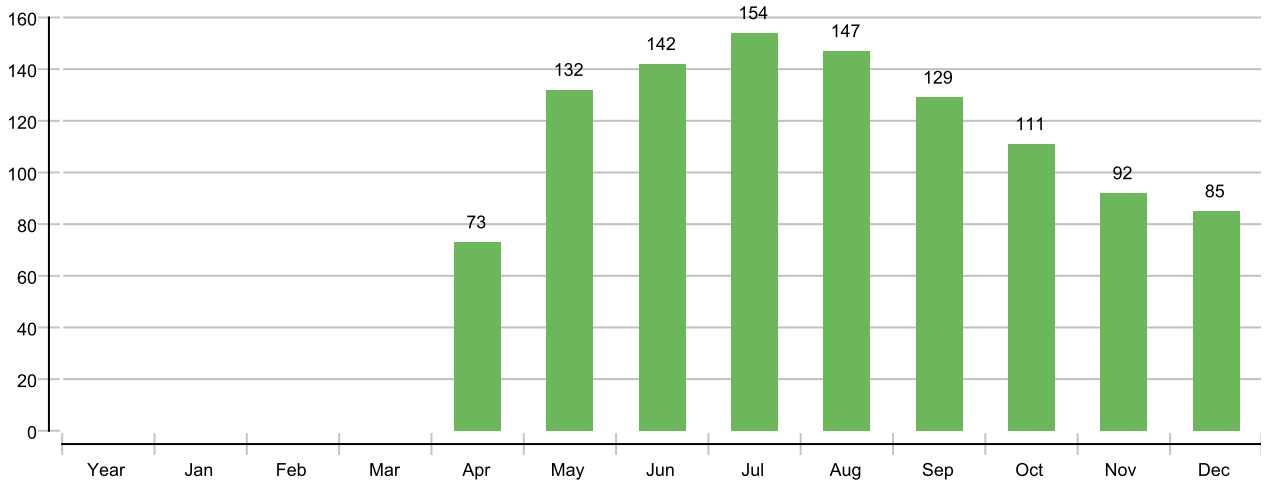
Solar loop		
Fluid mixture		Propylene mixture
Fluid concentration	%	33.3
Fluid domains volume	l	839.4
Pressure on top of the circuit	bar	4

Professional Report

Version Educational

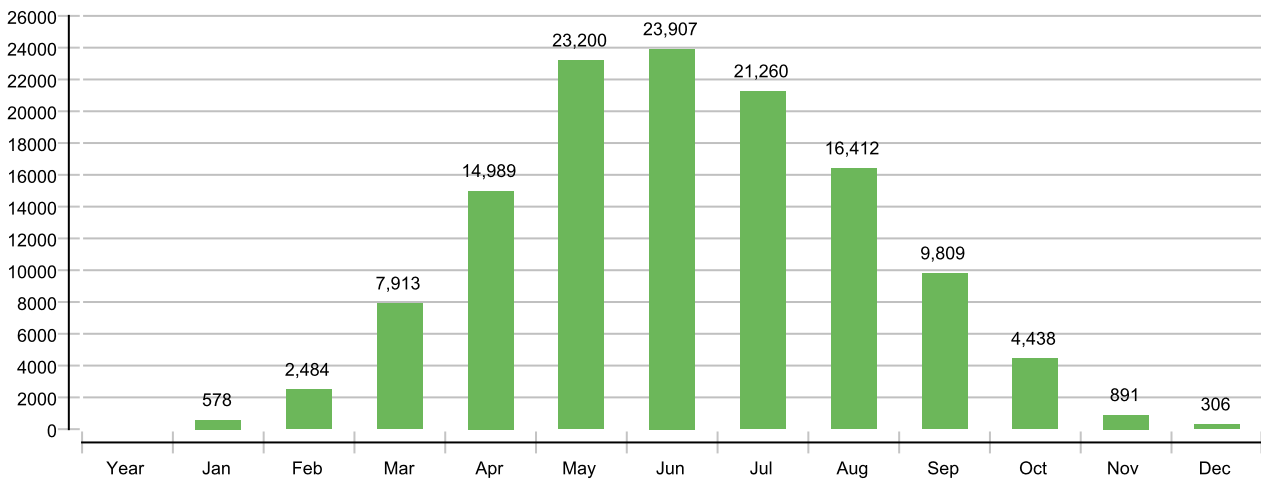
Solar thermal energy to the system [Qsol]

MWh



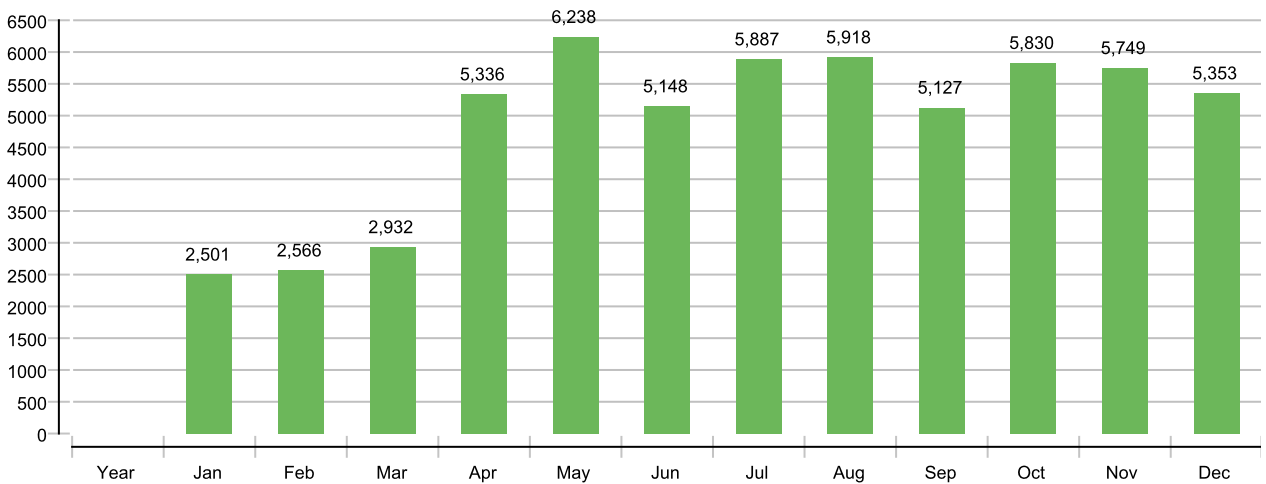
Yield Photovoltaics AC [Qinv]

kWh



Heat generator energy to the system (solar thermal energy not included) [Qaux]

kWh

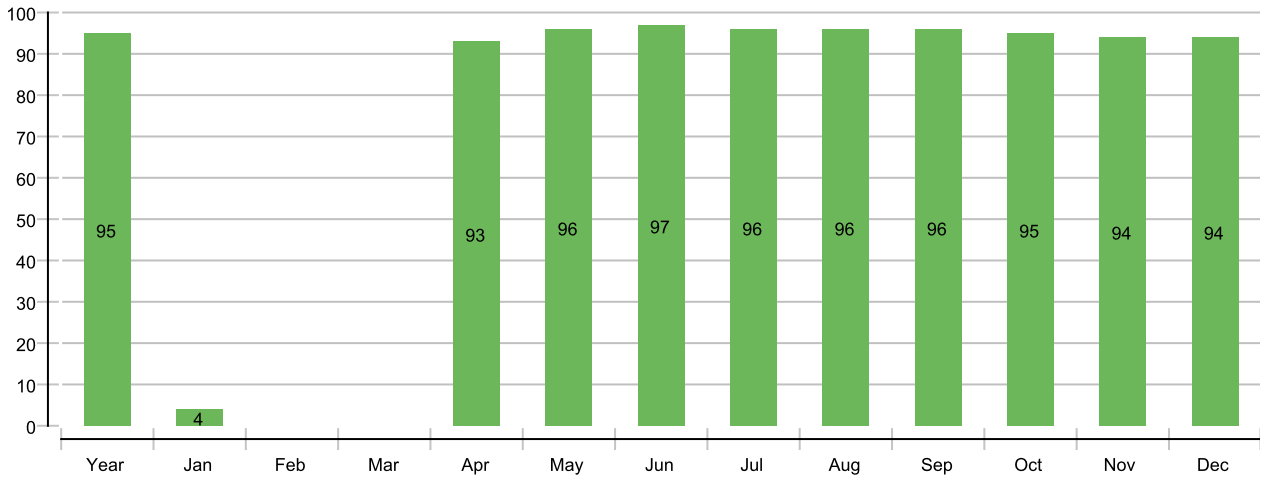


Professional Report

Version Educational

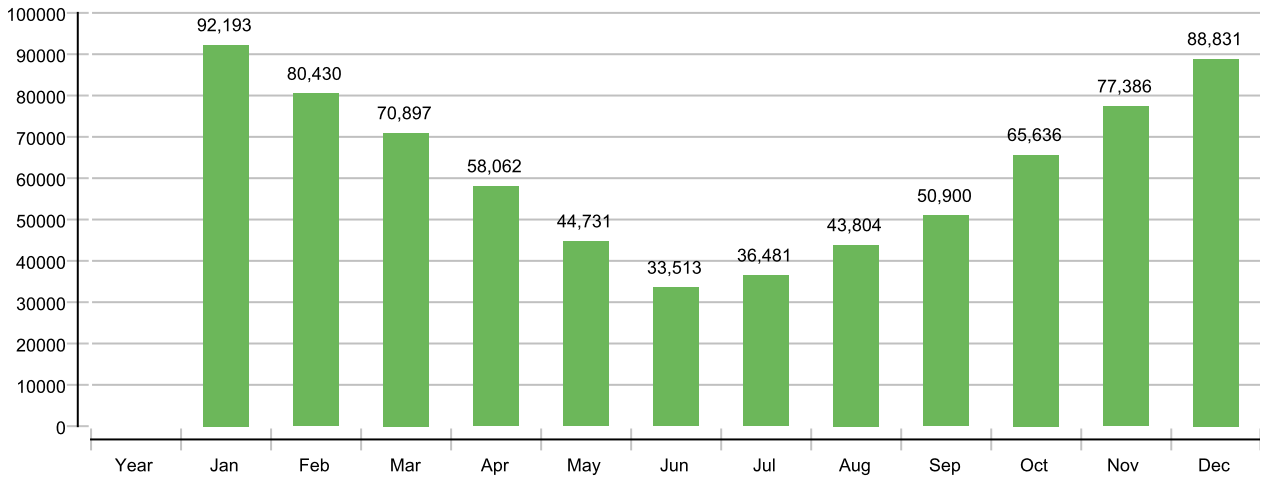
Solar fraction: fraction of solar energy to system [SF_n]

%



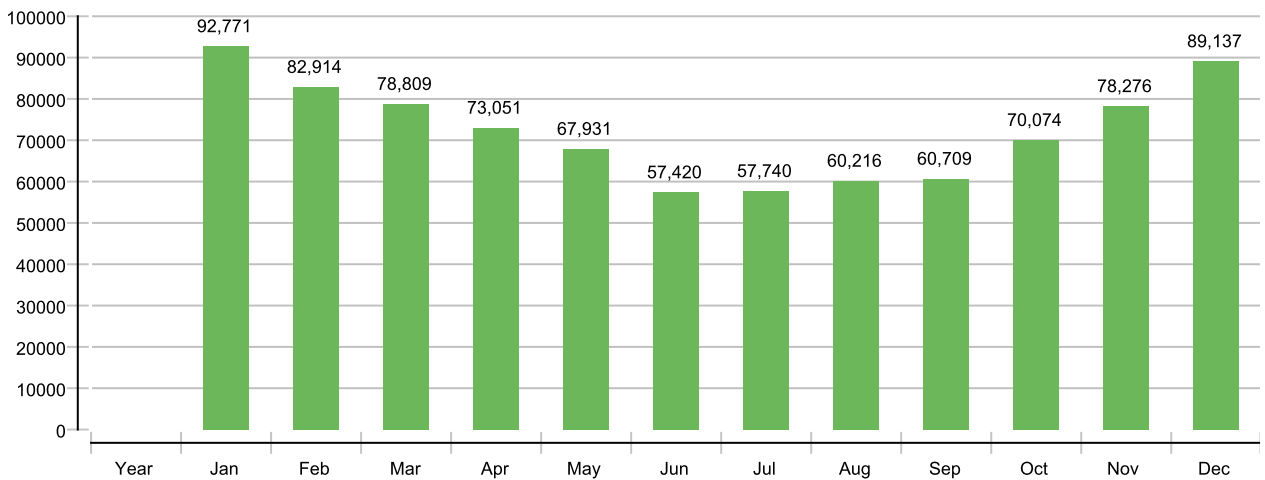
Total fuel and/or electricity consumption of the system [E_{tot}]

kWh



Total electricity consumption [E_{cs}]

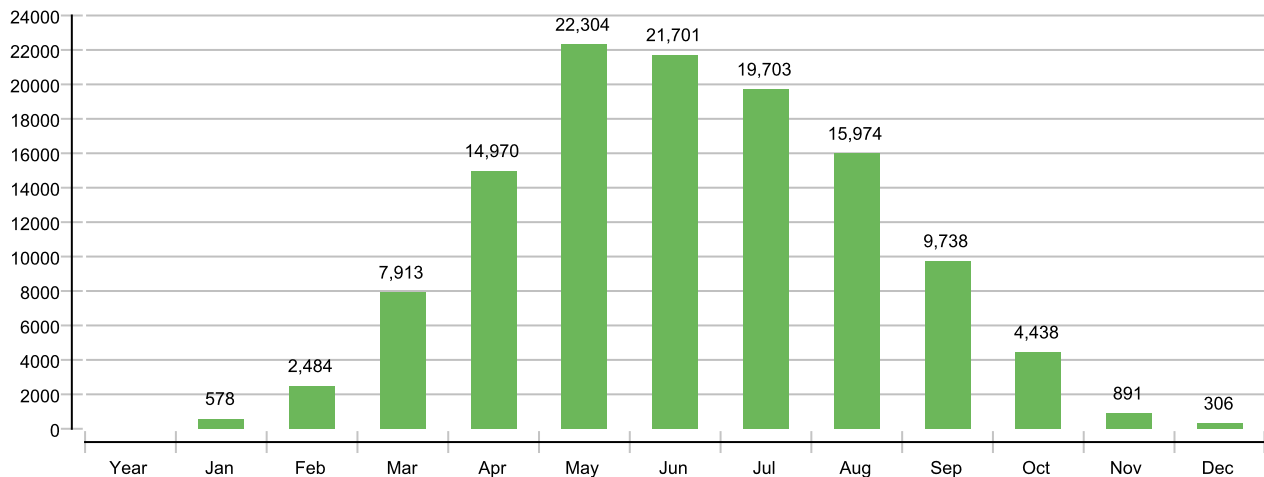
kWh



Professional Report

Self-consumption [Eocs]

kWh



Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Solar thermal energy to the system [Qsol]

MWh	1066	0	0	0	73	132	142	154	147	129	111	92	85
-----	------	---	---	---	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----	----

Heat generator energy to the system (solar thermal energy not included) [Qaux]

kWh	58584	2501	2566	2932	5336	6238	5148	5887	5918	5127	5830	5749	5353
-----	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Heat generator fuel and electricity consumption [Eaux]

kWh	61883	2651	2718	3105	5634	6583	5437	6215	6248	5415	6154	6069	5653
-----	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Solar fraction: fraction of solar energy to system [SFn]

%	94.8	3.9	0	0	93.2	95.5	96.5	96.3	96.1	96.2	95	94.1	94.1
---	------	-----	---	---	------	------	------	------	------	------	----	------	------

Total fuel and/or electricity consumption of the system [Etot]

kWh	74286	92193	80430	70897	58062	44731	33513	36481	43804	50900	65636	77386	88831
-----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Irradiation onto collector area [Esol]

MWh	607	4	12	38	71	110	115	103	79	46	21	5	2
-----	-----	---	----	----	----	-----	-----	-----	----	----	----	---	---

Yield Photovoltaics DC [Qpvf]

kWh	13392	692	2724	8438	15837	24488	25260	22479	17362	10424	4793	1036	390
-----	-------	-----	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------	------	-----

Radiation onto module area [Esol PV]

MWh	607	4	12	38	71	110	115	103	79	46	21	5	2
-----	-----	---	----	----	----	-----	-----	-----	----	----	----	---	---

Yield Photovoltaics AC [Qinv]

kWh	12618	578	2484	7913	14989	23200	23907	21260	16412	9809	4438	891	306
-----	-------	-----	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	------	------	-----	-----

Electricity consumption of pumps [Epar]

kWh	7,166.7	0	0	0.1	551.6	837	810	837	837	810	837	810	837
-----	---------	---	---	-----	-------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Total energy consumption [Quse]

kWh	29003	2424	2498	2847	2786	2583	2144	2356	2337	2042	2318	2363	2303
-----	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Heat loss to indoor room (including heat generator losses) [Qint]

kWh	9220	230	221	249	753	1005	939	996	998	933	980	956	958
-----	------	-----	-----	-----	-----	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Total electricity consumption [Ecs]

kWh	86905	92771	82914	78809	73051	67931	57420	57740	60216	60709	70074	78276	89137
-----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

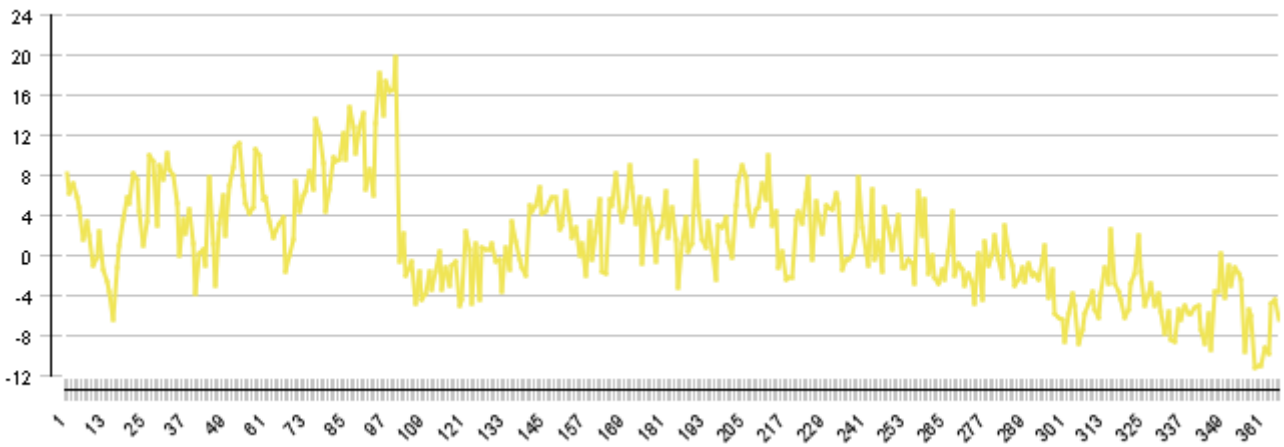
Self-consumption [Eocs]

kWh	12100	578	2484	7913	14970	22304	21701	19703	15974	9738	4438	891	306
-----	-------	-----	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	------	------	-----	-----

Professional Report

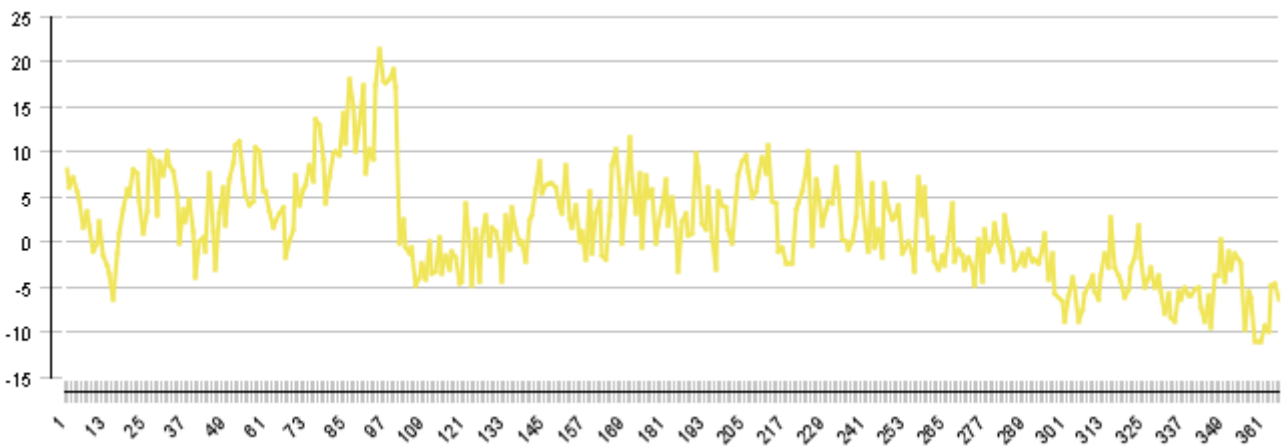
PVT collector 2

Daily maximum temperature [°C]



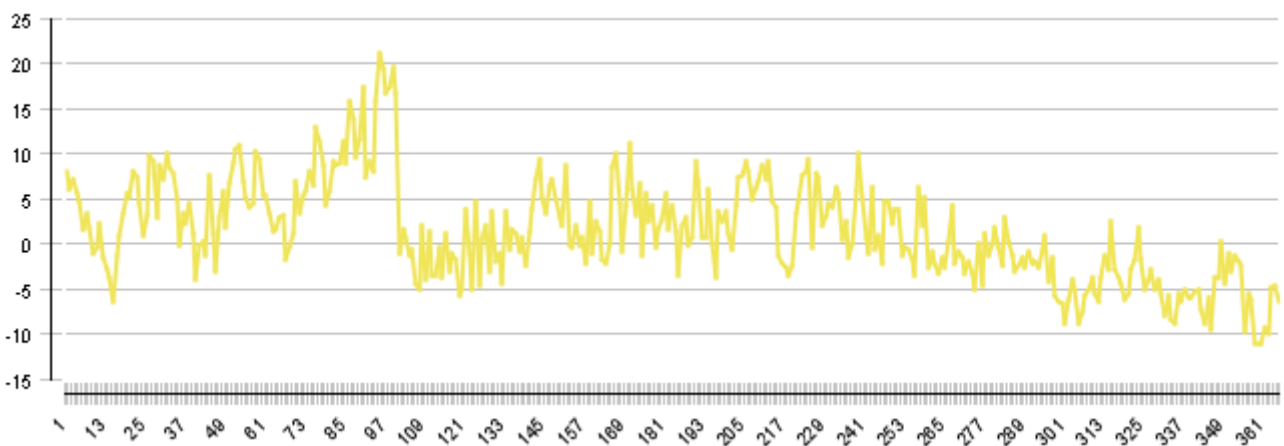
PVT collector 3

Daily maximum temperature [°C]



PVT collector 4

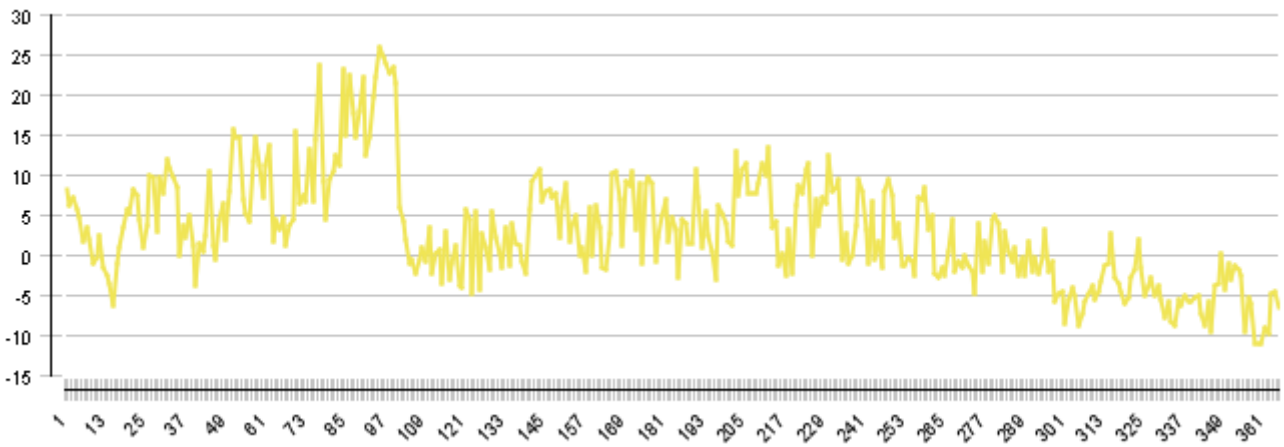
Daily maximum temperature [°C]



Professional Report

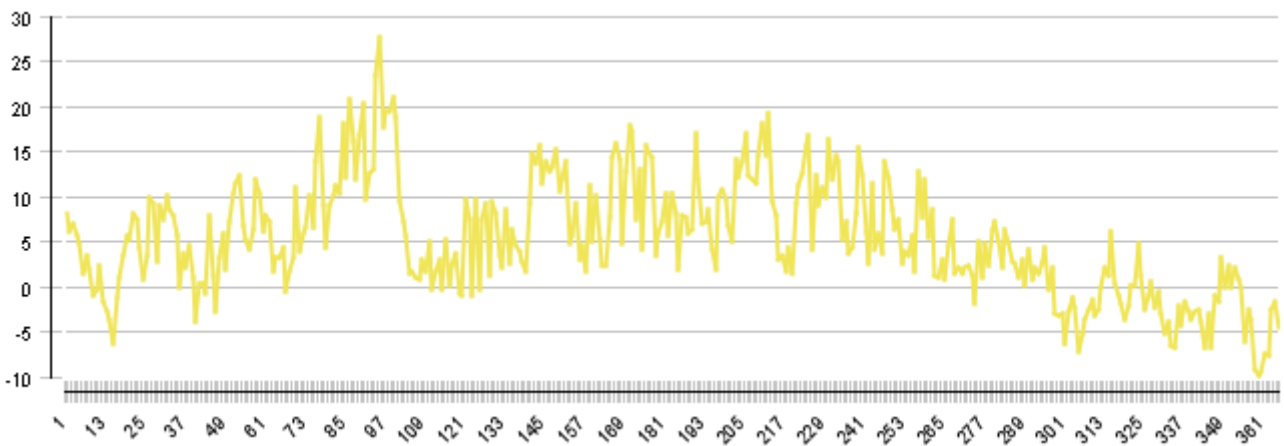
PVT collector 5

Daily maximum temperature [°C]



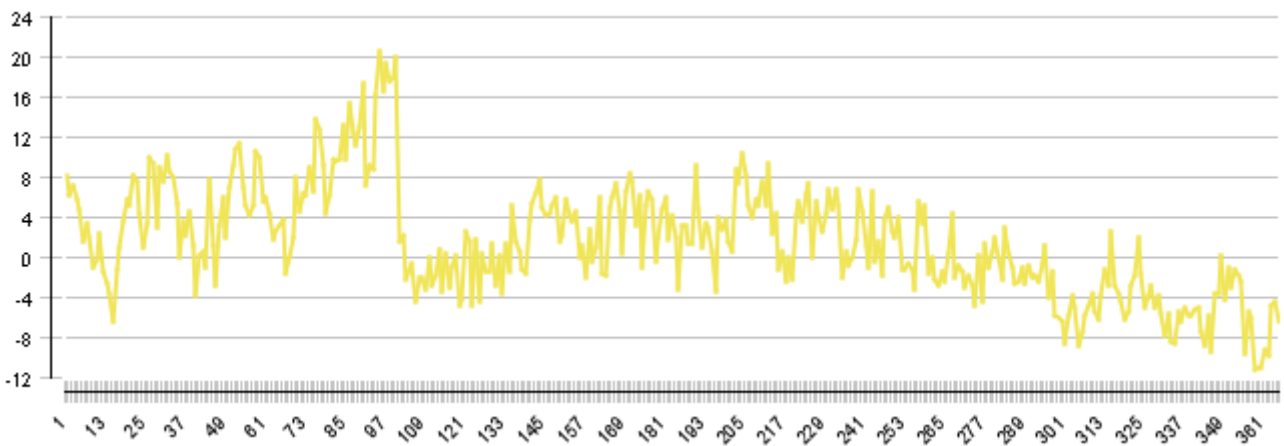
PVT collector 6

Daily maximum temperature [°C]



PVT collector 7

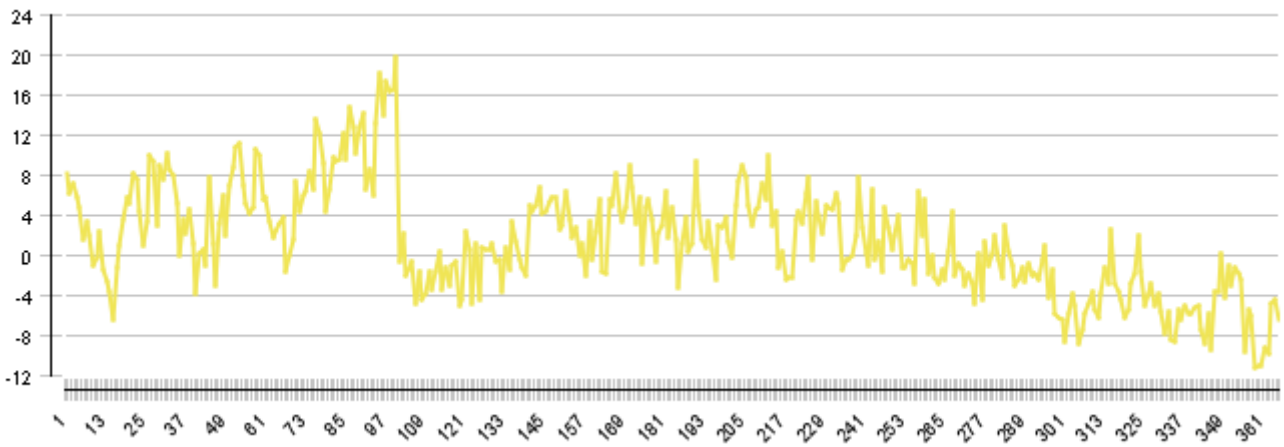
Daily maximum temperature [°C]



Professional Report

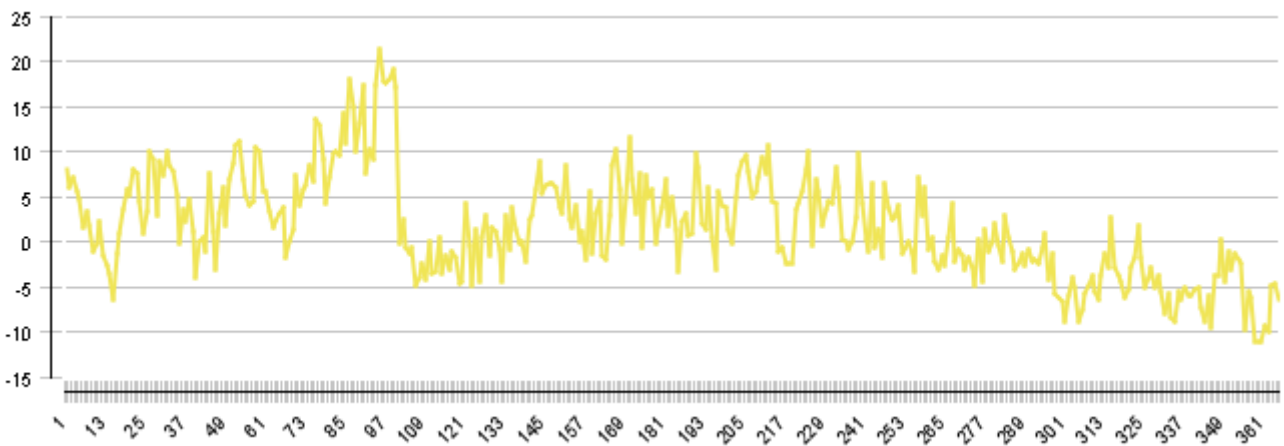
PVT collector 8

Daily maximum temperature [°C]



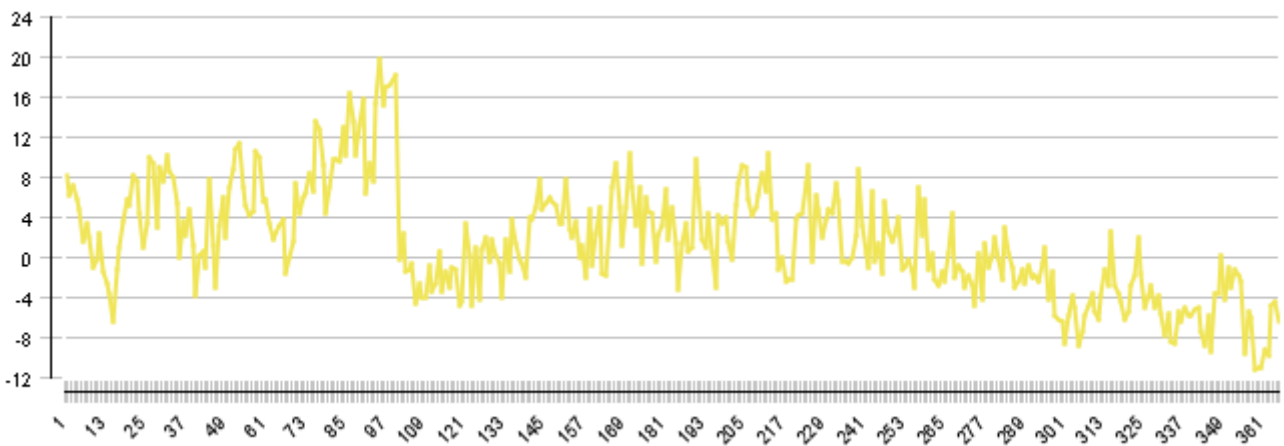
PVT collector 9

Daily maximum temperature [°C]



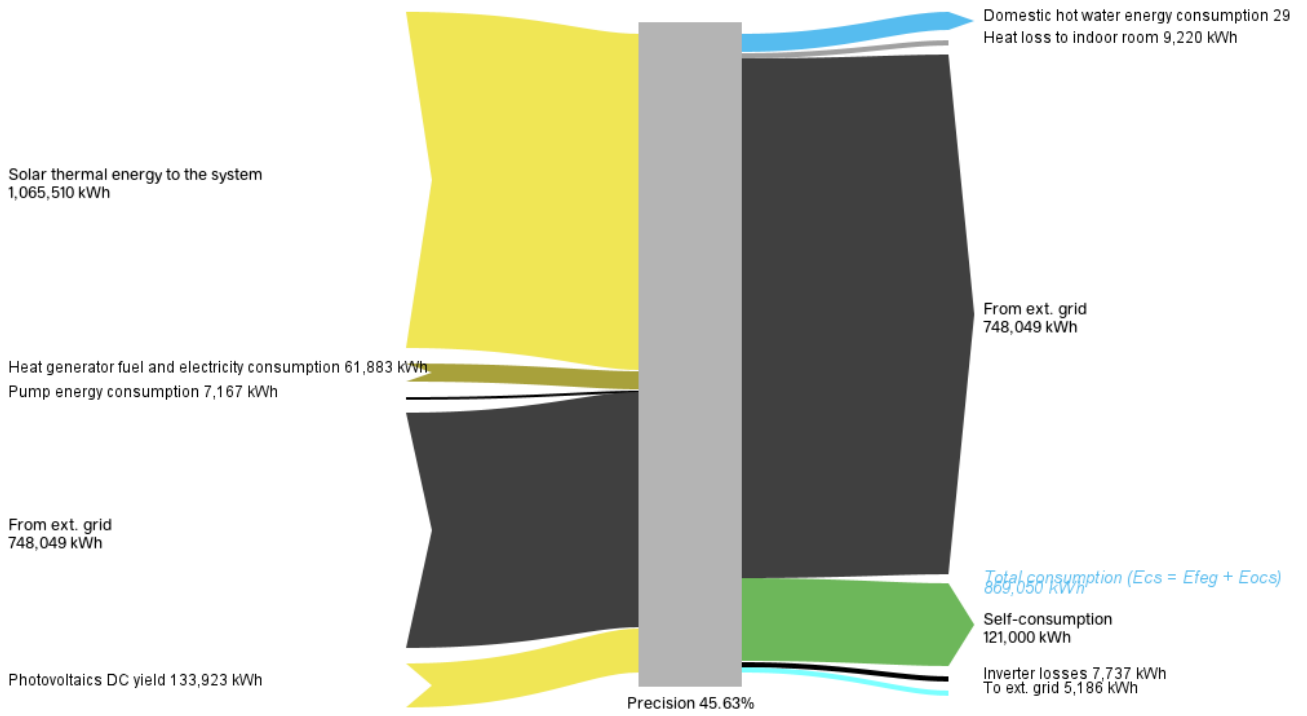
PVT collector ID 1

Daily maximum temperature [°C]



Professional Report

Energy flow diagram (annual balance)



Education Version