



# Energilösningar för en energismart stadsdel

Pontus Dahl & Nicholas Sandmark Näslund

Examensarbete på Civilingenjörsnivå  
Avdelningen för Värmeöverföring  
Institutionen för Energivetenskaper  
Lunds Tekniska Högskola | Lunds Universitet



# Energilösningar för en energismart stadsdel

---

Pontus Dahl & Nicholas Sandmark Näslund

April 2021, Lund

Föreliggande examensarbete på civilingenjörsnivå har genomförts vid Avdelning för Värmeöverföring, Institution för Energivetenskaper, Lunds Universitet - LTH samt vid HP Borrningar i Klippan AB.Handledare på HP Borrningar i Klippan AB och LKAB Wassara: Tony Jernström och Maria Josefsson; handledare på LU-LTH: Universitetslektor Martin Andersson; examinator på LU-LTH: Universitetslektor Marcus Thern.

Examensarbete på Civilingenjörsnivå

ISRN LUTMDN/TMHP-21/5473-SE

ISSN 0282-1990

© 2021 Dahl, Pontus & Sandmark Näslund, Nicholas samt Energivetenskaper

Värmeöverföring

Institutionen för Energivetenskaper

Lunds Universitet - Lunds Tekniska Högskola

Box 118, 221 00 Lund

[www.energy.lth.se](http://www.energy.lth.se)



# Abstract

The aim of this master thesis is to conclude how the energy systems of smart cities can be designed to achieve an annual net-zero energy consumption. The study investigated different techniques that can be used for producing and storing energy locally. This was implemented on a planned residential project located in Veberöd, south of Scania. Hence, the heating and domestic hot water demand were based on the local conditions as well as the computed energy usage of the residential buildings. This was examined through two different scenarios which both aim to create a neighbourhood with net-zero energy usage, while using different techniques and methods. The first scenario consists of geothermal heating combined with heat pumps, photovoltaics panels, and electric heaters. The second scenario consists of borehole thermal energy storage combined with heat pumps and PVT-panels. Furthermore, scenario 2 also includes photovoltaics and solar thermal panels as well as electric heaters. Different simulation tools were used to analyze the behavior and performance of the two scenarios. Earth Energy Designer (EED) was used to design the geothermal systems used for heat supply and storage, including number of boreholes and borehole length. Further, Polysun was used to simulate the complete energy systems, including all the different components for energy production and storage. Based on the designed scenarios in Polysun and EED, an economical evaluation was conducted using the method of life cycle cost as well as pay-back with interest. The result from the study indicated that the residential project can be designed to fulfill the aim of net-zero energy consumption. Furthermore, the economical evaluation indicated a pay-back time of 13 and 32 years, when comparing the two scenarios with district heating which is a common heating source in Sweden. Hence, the conclusions are that several techniques and methods can be used to create residential areas with net-zero energy consumption. However, more optimization of the energy systems is needed to design the smart cities of the future.

**Keywords:** Smart cities, net-zero energy consumption, energy systems, photovoltaics, PV, solar thermal, PT, photovoltaic thermal hybrid, PVT, geoenergy systems, geothermal heating, borehole thermal energy storage, heat pump, Polysun, EED

**Nyckelord:** Energismarta städer, netto-noll energianvändning, energilösningar, solceller, PV, solfångare, PT, solhybrider, PVT, geoenergisystem, bergvärme, borrhålslager, värmepump, Polysun, EED

# Förord

Denna rapport är ett examensarbete skrivet av två studenter från civilingenjörsprogrammet Ekosystemteknik vid avdelningen Värmeöverföring vid Lunds Tekniska Högskola. Examensarbetet har genomförts vid institutionen för Energivetenskaper åt HP Borrningar i Klippan AB. Arbetet skrevs av Pontus Dahl och Nicholas Sandmark Näslund, författarna har bidragit lika till samtliga av arbetets avsnitt.

Först vill vi tacka Tony Jernström på HP Borrningar i Klippan AB som genom sitt breda kontaktnät möjliggjort examensarbetet. Vi vill även rikta ett stort tack till alla personer och företag som bidragit med sin kunskap och expertis inom området. Tack till både Krafringen och Lunds Kommuns Fastighets AB som bidragit med information om projektet i Veberöd som arbetet fördjupat sig i.

Vi vill även tacka vår handledare Martin Andersson från Lunds Tekniska Högskola för stöd och hjälp rörande utformning och avsnittsindelning. Slutligen vill vi rikta ett speciellt tack till Maria Josefsson på LKAB Wassara för ovärderlig handledning längs arbetets gång.

Lund, 7 april, 2021

Pontus Dahl och Nicholas Sandmark Näslund

# Innehåll

<b>1. Inledning</b>	3
1.1 Syfte och mål	4
1.2 Frågeställningar	4
1.3 Avgränsningar	4
1.4 Projektet - Kvarter Idala	5
1.4.1 Energi- och geologiska förutsättningar	6
<b>2. Teori</b>	9
2.1 Vad är en energismart stadsdel?	9
2.2 Boverkets Byggregler - BBR	9
2.3 Tekniska lösningar	10
2.3.1 Återvinning av värme	10
2.3.2 Smarta hem	11
2.3.3 Batterier och V2G	11
2.3.4 Vätgas	12
2.4 Fjärrvärme	12
2.5 Elnät och handel	13
2.6 Energiproduktion från sol	14
2.6.1 Solceller	18
2.6.2 Solfångare	18
2.6.3 Solhybrid - PVT	18
2.7 Geoenergisystem	19
2.7.1 Bergvärme	20
2.7.2 Borrhållager	21
2.7.3 Värmepump	22
2.7.4 Energi- och effekttäckning	23
2.8 Synergier mellan energislagen	24
2.9 Ekonomi	25
<b>3. Metod</b>	27
3.1 Simuleringsverktyg	28
3.1.1 Polysun	28
3.1.2 EED - Earth Energy Design	28

3.1.3 SolarEdge Designer	29
3.1.4 NIBE DIM	30
3.2 Investeringskalkyler	30
3.3 Ekonomiska förutsättningar	31
3.4 Känslighetsanalys	33
<b>4. Resultat</b>	<b>34</b>
4.1 Scenario 1	34
4.2 Scenario 2	36
4.3 Energiberäkning	39
4.4 Energibrist	41
4.5 Ekonomi	41
4.6 Känslighetsanalys	42
<b>5. Diskussion</b>	<b>44</b>
5.1 Utformningen av en energismart stadsdel	44
5.2 Tillförlitligheten i en energismart stadsdel	46
5.3 Ekonomi	47
5.4 Begränsningar	48
<b>6. Slutsatser</b>	<b>50</b>
<b>7. Referenser</b>	<b>51</b>
7.1 Simuleringsverktyg	57
<b>8. Bilagor</b>	<b>58</b>
8.1 Energisammanställning	58
8.2 TRT Sammanställning	58
8.3 Komponenter i Polysun	59
8.4 LCC Kalkyl	59
8.5 Beräkning av återbetalningstid	60
8.6 Elpris	61
8.7 Investerings-, underhålls- samt energikostnader	62
8.8 Produktdatablad	63



# 1. Inledning

Till följd av en ökad elektrifiering av samhället, förutspås elanvändningen i Sverige att öka. Enligt Energimyndigheten kan elanvändningen öka med drygt 20 TWh till 2030, beroende på graden av ökad elektrifieringen av samhället (Energimyndigheten, 2020). Samtidigt går elproduktionen i Sverige mot mer förnybara energikällor i enlighet med det nationella målet om 100 % förnybar elproduktion 2040. Målet innebär att kärnkraftens andel på cirka 40 % av elproduktionen i Sverige kommer att behöva ersättas med andra förnybara energislag, exempelvis intermittent sol- och vindkraft. Denna övergång till en mer oförutsägbar elproduktion kommer att ställa högre krav på elnätet (Regeringen, 2018). Dessutom bidrar ovanstående transformation samt förändrade konsumtionsmönster ytterligare till utmaningen med att skapa ett robust, flexibelt och tillförlitligt elsystem (Energimyndigheten, 2019a).

I Europaparlamentets och rådets direktiv om byggnaders energiprestanda (2010/31/EU) beskrivs att bostadssektorn tros expandera, vilket innebär en ökad energianvändning. Det medför viktiga åtgärder för att öka andelen förnybara energikällor inom sektorn samt att minska totala energianvändningen. I Sverige var bostads och servicesektorn under 2018 den sektor som använde mest energi, 147 TWh, vilket motsvarar knappt 40 % av totala energianvändningen i Sverige. Sektorn består av hushåll, offentlig verksamhet, övrig serviceverksamhet, jordbruk, fiske och bygg. Där endast hushåll stod för mer än hälften av energianvändningen i sektorn. I Sverige under 2016 bestämdes ramverket för så kallade nära-nollenergibyggnader och är implementerade i de nya reglerna hos Plan- och Byggförordningen sen 2017. (Energimyndigheten, 2017a)

För att hantera dessa utmaningar satsar Energimyndigheten på forskning och innovation inom flera områden. En innovativ lösning som presenterats är energismarta och hållbara stadsdelar, något som Energimyndigheten tror kan vara en viktig nyckel för att både minska miljöpåverkan och trycket på stamnätet (Energimyndigheten, 2019a). Principen bygger på lokalt producerad energi som kombineras med energilagring och smart energiteknik. Genom att ta tillvara på lokala och hållbara förutsättningar kan man skapa ett mer robust och flexibelt samhälle. Samtidigt minskas beroendet av stora centrala produktionsanläggningar till följd av stadsdelen höga grad av egenproducerad energi (E.ON Energilösningar, 2019).

Rapporten kommer att fördjupa sig i hur energismarta stadsdelar kan utformas, genom en fallstudie av ett nybyggnadsprojekt i Veberöd. Nybyggnadsprojektet drivs av Lunds Kommunala Fastighets AB (LKF), vilka tillsammans med Kraftringen och HP Borrningar i Klippan AB har tagit fram projektets förutsättningar. I den här rapporten kommer projektet att benämnas som Kvarter Idala, mer information om Kvarter Idala presenteras nedan.

## 1.1 Syfte och mål

Syftet med rapporten är att undersöka hur energibehovet i en energismart stadsdel kan tillgodoses med hjälp av lokal energiproduktion och lagring. Energiförbehovet utgår ifrån uppvärmning, tappvarmvatten och fastighetsel. Vidare syftar rapporten till att skapa en djupare förståelse kring vilka energitekniker som är mest lämpliga och vilka som har välfungerande synergier sinsemellan. Rapporten ska även diskutera hur finansiellt hållbar utformningen av energismarta stadsdelar är.

Målet är att med hjälp av energiberäkningar och olika simuleringsverktyg skapa ett område med netto-noll kilowattimmar per kvadratmeter. Detta innebär att området producerar lika mycket energi under ett år som det konsumerar.

## 1.2 Frågeställningar

- Hur kan lokal energiproduktion och lagring utformas för en energismart stadsdel?
  - Vilka eventuella svårigheter och synergier finns det mellan energislagen?
- Hur tillförlitlig är energiförsörjningen i en energismart stadsdel?
  - Hur stor andel av energibehovet kan täckas?
  - Vid vilka tillfällen kan det uppstå energibrist?
- Kan utformningen av en energismart stadsdel vara finansiellt hållbart?

## 1.3 Avgränsningar

De framtagna energi- och lagringsteknikerna, såsom olika typer av solenergi, bergvärme och borrhållslager, är beroende av väder och geologiska förutsättningar. Simuleringarna och undersökningarna har endast behandlat förutsättningarna i södra Skåne, mer exakt Veberöd.

Till följd av att rapporten inte fått tillgång till data för en fullskalig stadsdel, är den främsta avgränsningen att utformningen endast kommer att göras för ett bostadsområde. Inom bostadsområdet finns inga andra verksamheter såsom företag eller affärer.

Bostadsområdet ska uppnå netto-noll energianvändning i form av uppvärmning, tappvarmvatten och fastighetsel för området. Elkonsumtionen för boende är alltså inte inkluderat vid beräkning av områdets energianvändning.

## 1.4 Projektet - Kvarter Idala

Inom ett område i Veberöd ligger idag den befintliga Idalaskolan som under året 2021 ska rivas. LKF har tagit på sig ansvaret att bygga upp ett bostadsområde som vidare i den här rapporten kommer refereras till Kvarter Idala. Kvarter Idala planeras bestå av 8 nybyggda hus. Totalt 91 lägenheter bestående av både radhus och lägenheter i olika storlekar. Se *Figur 1* nedan för en tydligare preliminär helhetsbild av Kvarter Idala.



Figur 1 - Preliminär helhetsbild av Kvarter Idala. Copyright LKF

Notera att bilden ovan saknar skala och element såsom solceller på byggnaderna som kommer förekomma senare i rapporten. I *Figur 2* nedan är kvarterets preliminära situationsplan. Ritningen visar hur husen ligger till kring väderstreck samt storleken, parkeringsplatser, cykelplatser, bilväg, miljöhus etcetera. I början av 2022, efter rivningen av Idalaskolan, påbörjas första etappen där hus 1, 2, 3 och 4 ska byggas. Därefter är den slutliga etappen med byggnation av resterande husen planerad att påbörjas. Som bilden nedan illustrerar ligger byggnaderna i nord-sydlig riktning, vilket innebär att taken är mot öst respektive väst.



Figur 2 - Preliminär situationsplan över Kvarter Idala. Copyright LKF

Miljöhuset, centralt i Kvarter Idala, är essentiell för området. Miljöhuset kommer att innehålla utrustning för värmeproduktion samt cirkulationspumpar och kringutrustning. Från miljöhuset kommer värme och tappvarmvatten att distribueras till respektive byggnad genom kulvertar. Senare i rapporten kommer det ges mer detaljerad beskrivning av värmesystemet samt förklaring till dimensioneringen.

#### 1.4.1 Energi - och geologiska förutsättningar

I rapporten kommer utformningen av Kvarter Idala förhålla sig till en del energimässiga förutsättningar. Temperaturen som ska upprätthållas i alla lägenheter är satt till minst 21 °C. Övrig yta såsom trappuppgång, miljöhus och lobby ska ha en temperatur på minst 13 °C. Radiatorerna för Kvarter Idala har en framlednings - och returledningstemperatur på 55/40 °C vid dimensionerande vinterutetemperatur (DVUT), vilket är satt som -14 °C. Ventilationen är satt som 55/30 °C vid DVUT och tappvarmvattnet har en framledningstemperatur på 60 °C. Ovannämnda förutsättningar tillsammans med sammanställningarna i *Tabell 1* och *Tabell 2*, är rapportens förhållningsram. Med förhållningsram menas vilka parametrar rapporten måste förhålla sig till samt eftersträva att uppnå. *Tabell 1* sammanfattar allmän information om området samt värmeeffekt för respektive hus.

Tabell 1 - Sammanställning av antal lägenheter, takyta, Atemp och värmeeffekt.

	Hus 1	Hus 2	Hus 3	Hus 4	Hus 5	Hus 6	Hus 7	Hus 8	Totalt
Antal lägenheter	16	16	8	8	16	16	6	5	91
Takyta (m <sup>2</sup> )	376	367	592	592	376	367	420	344	3452
Atemp* (m <sup>2</sup> )	1287	1287	839	839	1287	1287	608	565	7999

\*Area som värms upp till mer än 10 °C (Boverket u,å).

Från tabellen ovan är den totala takytan 3454 m<sup>2</sup> och fördelas över takytor i östlig och västlig riktning. Det är framtaget med hjälp av ett simuleringsprogram som heter SolarEdge Designer (Solaredge u,å). Mer om simuleringsprogrammet se avsnitt 3.1.3. *SolarEdge Designer*

Tabell 2 nedan sammanställer uppvärmning- och tappvarmvattenbehovet för samtliga bostadshus inom Kvarter Idala.

Tabell 2 - Sammanställning över värmebehovet för Kvarter Idala.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Dec	Tot
Uppvärmning* (MWh)	53	54	36	16	1	1	0	0	1	23	44	54	282
Varmvatten (MWh)	19	20	19	19	15	14	12	13	16	19	19	20	205
Totalt värmebehov (MWh)	72	74	56	35	16	15	12	13	17	41	63	73	487

\*Uppvärmning består av värme för radiatorer, ventilation, distributionsförluster, vädring, kulvertförluster.

Energisammanställning, Atemp, uppvärmning, varmvatten och värmeeffekt för uppvärmning har tagits fram i samarbete med Krafringen. För den kompletta energiberäkningen från Krafringen, se *Bilaga 8.1 Energisammanställning*. Dessa värden är preliminära siffror och kommer vara grunden för dimensioneringen när det kommer till värmesystemet och tappvarmvatten för Kvarter Idala.

I samband med förberedelserna inför projektet har de geologiska förutsättningarna tagits fram med hjälp av ett testhål och ett så kallat Termiskt Responstest (TRT). HP Borrningar i Klippan AB har utfört en TRT i anslutning till där Kvarter Idala ska byggas. Vidare har Sweco Environment AB analyserat och redovisat resultatet. TRT går ut på att ta fram data om markens termiska konduktivitet, med andra ord markens egenskap att leda värme. Det resulterande värmeledningstalet från TRT är  $2,4 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ . Testhålet visade också att jordlagret, som är mestadels sand, uppgår till 48 m. Berggrunden vid Kvarter Idala består av lerskiffer och siltsten, se *Bilaga 8.2 TRT Sammanställning* för ytterligare information. Ovanstående data är essentiell vid simuleringar av ett borrhålslager. Resultatet kommer agera som indata för EED-simuleringarna, där dimensioneringen av borrhålen fastställs, se avsnitt *3.1.2 EED - Earth Energy Designer* för ytterligare information.

## 2. Teori

### 2.1 Vad är en energismart stadsdel?

En energismart stadsdel är ett begrepp utvecklats från konceptet ”Smarta Städer”. Smarta städer handlar om att utnyttja digitalisering och ny teknik för att göra livet enklare och bättre. Smarta byggnader definieras som byggnader som självständigt övervakar och optimerar sin egen energiförbrukning (Atea, 2017). En energismart stadsdel bygger på lokalt producerad energi som kombineras med energilagring och smart energiteknik. Genom att ta tillvara på lokala och hållbara förutsättningar kan man skapa ett mer robust och flexibelt samhälle. Samtidigt minska beroendet av stora centrala produktionsanläggningar till följd av stadsdelens höga grad av egenproducerad energi (E.ON, 2019a).

Tamarinden är ett utbyggnadsområde i södra Örebro, som är projekterat utifrån visionen om en energismart stadsdel. Området består av cirka 600 bostäder, parker, två förskolor och några få verksamheter. Under 2016 antogs en detaljplan med ett tydligt fokus på hållbarhet och energiteknik. Sedan dess har arbete gjorts i avsikt att skapa en stadsdel som producerar, lagrar och bidrar till ett mer hållbart samhälle. Husen kommer dela energi mellan varandra, producera egen energi samt lagra den i batterier. Allt detta gör området energieffektivt och en stadsdel som lättar på trycket med kapacitetsbrister i kraftnätet som Sverige har idag (Nyteknik, 2020). Tamarinden siktas bli färdigställd år 2025 och kommer involvera ny teknik för att bli så energieffektiv som möjligt (E.ON, 2019a).

En energismart stadsdel, definieras i den här rapporten som en stadsdel som producerar sin egen energi för egen användning. Med hjälp av smarta tekniska lösningar är det möjligt att producera och lagra energi som kan fördelas mellan byggnaderna. Genom att optimera energianvändningen eftersträvas ett hållbart och ett säkert boende, som ligger i framkant av miljö- och klimatambition inom byggnation.

### 2.2 Boverkets Byggregler - BBR

Boverkets byggregler (BBR) består av olika regler och allmänna råd som gäller vid nybyggnation eller tillbyggnad av svenska byggnader. De är fastställda av Boverket och tillsammans med plan- och bygglagen, plan- och byggförordningen och Boverkets konstruktionsregler skapar de minimikrav som ställs på det som byggs. BBR innehåller olika regler för tekniska egenskaper, bland annat för bostadsutformning, energihushållning samt värmeisolering. Vid beräkning av en byggnads energianvändning ska vissa av de tekniska byggnadssystemen beaktas, inklusive faktiska driftförhållanden och reglerförluster.

Några av de tekniska byggnadssystem som ska beaktas är värmeanläggningar, varmvattenförsörjning inklusive varmvattencirkulation, ventilation och övrig energianvändning som ingår i byggnadens fastighetsenergi. Om byggnaden producerar egen energi från sol eller vind, eller om energi på annat sätt alstras i byggnaden och denna energi används till byggnadens uppvärmning, tappvarmvatten eller fastighetsenergi ska den beräknade energianvändningen reduceras med den egenproducerade energin (Boverket 2017). Energibehovet för uppvärmning och tappvarmvatten är presenterade under avsnitt *1.4.1 Energi- och geologiska förutsättningar*. Fastighetselen beräknas utifrån 6,9 kWh/m<sup>2</sup> Atemp och år, och inkluderar energi till belysning, hissar, apparatskåp, pumpar, ventilation samt styr- och övervakningsutrustning<sup>1</sup>.

Värmeeffektbehov är den effekt som ett värmesystem behöver för att upprätthålla framledningstemperaturer för uppvärmning och tappvarmvatten vid DVUT. Till grund för beräkningen ligger energibehovet för uppvärmning och tappvarmvatten, samt information om byggnadens energiprestanda. Värmeeffektbehovet används dessutom som bedömningskriterie för olika miljöcertifieringar, exempelvis Miljöbyggnad (Miljöbyggnad, 2014).

## 2.3 Tekniska lösningar

En energismart stadsdel handlar inte endast om att använda dagens senaste teknik för energiproduktion och lagring. I konceptet ingår även tekniska lösningar som förbättrar levnadsstandarderna när det kommer till kontroll och säkerhet samt att minska sin energiförbrukning som både privatperson och bostadsrättsförening. I avsnitt *2.3 Tekniska lösningar* kommer olika exempel på tekniska lösningar presenteras, som kan utnyttjas i energismarta stadsdelar.

### 2.3.1 Återvinning av värme

Ett exempel som är anpassad för att minska energin som krävs för att värma upp varmvatten är en avloppsvärmeväxlare. Principen bygger på att utnyttja varmvatten från duschar, kranar, badkar, toaletter och hushållsapparater som idag sällan tas tillvara på. Medeltemperaturen på avloppsvattnet är cirka 27 °C och med hjälp av en avloppsvärmeväxlare sammankopplad med en värmepump är det möjligt att återvinna den värmen genom att förvärma inkommande kallvatten. I rapporten "*Energiåtervinning ur avloppsvatten*" beskriver Bjurling och Ngo (2011) att man når en ungefärlig verkningsgrad på 20 % för verkliga fall. Vilket innebär en energibesparing på 20 % av energi för uppvärmning av varmvatten. Vidare beskriver författarna att återbetalningstiden jämfört med direkt el ligger mellan 4-13 år beroende på antalet människor i bostaden.

---

<sup>1</sup> Johan Thorstensson, Energy and indoor environment consultant vid Incoord AB. Mejlkonversation 30 mars 2021



Ytterligare ett sätt att minska energibehovet är med hjälp av ett värmeåtervinningssystem i ventilationen. Med hjälp av ett från- och tilluftssystem med värmeväxlare (FTX) kan värmen i frånluften användas för att förvärma tilluften. Det innebär att det krävs mindre energi för att uppnå rätt temperatur på tilluften, vilket därmed sänker energianvändningen. Det finns olika typer av FTX system som använder olika värmeväxlare, exempelvis plattvärmeväxlare och roterande värmeväxlare. Båda typerna kan ha en temperaturverkningsgrad upp emot 80 %, vilket innebär att 80 % av temperaturen i frånluften återvinns till tilluften (Cuce & Cuce, 2017).

### 2.3.2 Smarta hem

På senare tid har produkter tagits fram som fokuserar på att förbättra kontroll, säkerhet och energieffektivisering för både fastighetsägare och boende. Olika system såsom SmartLiving och Power2U möjliggör hantering och styrning med hjälp av smarta enheter och sensorer i varje lägenhet. Via styrningen kan man få en överblick över sin egen energiförbrukning och därmed skapa en större förståelse över aktuell förbrukning när det kommer till el, vatten och värme. SmartLiving och dess funktioner får boende att enkelt kontrollera sin lägenhet genom att digitalt hantera belysningen, termostater, hem-och brandlarm (Fortum, u.å). Power2U är en liknande tjänst som får fastighetsägare och boende att förstå och ta kontroll över sina energitillgångar. På så sätt skapas ett större engagemang och incitament för att sänka sin energiförbrukning. Utöver det kan boende få en överblick på lokal energiproduktion och lagring, exempelvis från en solcellsanläggning eller uppladdning av elbilar (Power2U, u.å).

### 2.3.3 Batterier och V2G

Batterier har flera olika användningsområden i ett energismart energisystem. Tekniken har snabb uppstartningstid, vilket innebär att den lämpar sig väl i applikationer som behöver snabb balansering. Dock är tekniken bäst lämpad för kortare lagring, då användningstiden enbart uppgår till timmar (IVA, 2015). Vid användning tillsammans med småskaliga solcellsanläggningar kan de öka andelen egenutnyttjad energi då de gör det möjligt att lagra elen från när produktionen är som högst under dagen, så att den kan användas senare. På så sätt minskar mängden el som säljs till elnätet samtidigt som mängden köpt el också minskar (Sweco, 2019). Förutom till småskalig elproduktion kan större batterianläggningar användas tillsammans med storskalig elproduktion, exempelvis tillsammans vindkraftparker. Batterier kan dessutom användas för lastförskjutning, då de kan laddas upp vid tillfällen då elnätet är mindre belastat för att sedan användas under högladdningstimmarna (Vattenfall, u.å).

Utvecklingen av batterier har de senaste åren ökat markant. Till stor del har den drivits av elektrifieringen av bilmarknaden, då man strävat efter att hitta olika lösningar för att ersätta förbränningsmotorn (Diouf & Pode, 2015). Blickar man framåt, i samband med laddning av elbilar, finns det möjlighet att inkludera elbilen och dess batteri i ett elsystem. Vehicle-to-Grid (V2G) systemet kan tillföra både aktiv och reaktiv eldistribution för ett elsystem. Principen bygger på att koppla upp elbilar till elsystemet, vilket innebär att batterierna kan användas för att minska effekttoppar genom att de kan distribuera el till systemet. Sedan vid låg effektbelastning kan batterierna laddas upp igen. Genom att aktivt motstå effekttoppar med hjälp av V2G minskar energikostnaden för ett elsystem. Ett V2G system har goda synergier i ett lokalt kraftnät inte bara utifrån det som är nämnt ovan, utan V2G ökar kapaciteten för området genom ökad lagring och distribution. I rapporten *Optimal day-ahead scheduling for plug-in electrical vehicles in an industrial microgrid based on V2G-system* poängteras vikten av en välfungerande schematisk modell för att ett V2G system ska fungera optimalt (Amamra, Shi, Dinh, Marco, 2019).

### 2.3.4 Vätgas

Ytterligare en lagringsteknik som gör det möjligt att öka andelen intermitterent förnybar elkraft är vätgas. Vid de tillfällen då det finns ett överskott av el, till följd av hög andel intermitterent elproduktion kan vätgas produceras genom elektrolys. En process som spjälkar vatten till vätgas och syrgas med hjälp av el. Därefter kan vätgasen lagras till tillfällen med lägre elproduktion från förnybara energislag. Med hjälp av en bränslecell kan nämligen reaktionen reverseras, vilket ger el, vattenånga och värme. Tekniken möjliggör för en högre andel intermitterent elproduktion i elsystemet, eftersom överskottet kan lagras i form av vätgas till tillfällen med lägre elproduktion (RISE, 2019). Beroende på vilken teknik som används, varierar uppstartningstiden men generellt ligger den i storleksordningen sekunder till minuter. Till skillnad från batterier, sker ingen urladdning under lagringsperioden utan tekniken lämpar sig väl för mer långvarig lagring upp till flera månader (IVA, 2015).

## 2.4 Fjärrvärme

I dagens Sverige är fjärrvärme den vanligaste uppvärmningsformen för flerbostadshus. Nästintill hälften av all uppvärmning i Sverige kommer från fjärrvärme och det finns cirka 200 fjärrvärmeföretag som äger fjärrvärmenät på olika orter. Fjärrvärmenätet distribuerar värme i form av hetvatten eller annan värmebärare i rörledningar. Det hela börjar med att olika typer av bränsle levereras till ett kraftvärmeverk i form av restprodukter från skogsindustrin, olika sorters biobränslen och brännbara hushållsavfall. Bränslet av fjärrvärme bygger främst på förnybar och återvunnen energi. Bränslet eldas och värmer vatten i ett slutet system i kraftvärmeverket innan det pumpas ut i fjärrvärmenätet och distribueras till kunderna inom dess område. Under sommaren så är behovet av värme lågt medan behovet ökar under de kallaste månaderna.

Fjärrvärmevattnet kommer sedan fram till fastigheten där vattnet värmer husets värmesystem i en så kallad fjärrvärmecentral. Både element och tappvarmvatten värms upp för bekvämlig användning. När värmen från vattnet har extraherats så pumpas det tillbaka till värmeverket för att värmas upp igen (Stockholmexergi,u,å).

Kraftringen distribuerar fjärrvärme till flertal städer och byar i Skåne. Exempelvis förses Lomma, Lund, Eslöv, Klippan, Genarp, Ljungbyhed och Dalby med fjärrvärme och varmvatten från Kraftringens anläggningar (Kraftringen, 2020). Kvarter Idala har alltså inte ett etablerat fjärrvärmenät, men senare i rapporten kommer det diskuteras om ett scenario ifall systemet var uppkopplat till fjärrvärmenätet och hur det påverkar lönsamheten.

Kraftringens prissättning består av främst tre delar, energipris, effektagift och flödesavgift. Energipris är kostnaden för att producera ytterligare en MWh fjärrvärme utöver den värme som redan tillverkas. Priset återspeglar vad det kostar att producera den värme man använder. Därför är energipriset säsongsbaserat (Kraftringen, 2020):

- Vinterpris 2020: (december - februari) 649 kr/MWh
- Vår/höstpris 2020: (mars - april, oktober - november) 475 kr/MWh
- Sommarpris 2020: (maj - september) 350 kr/MWh

Effektagift är för att kompensera de kostnader som orsakas av toppas i förbrukning under de kallaste månaderna. Beroende på kundens förbrukning under vintermånaderna klassas man i fyra olika prisgrupper där priset beror på förbrukning januari - februari. Flödesavgift är centrerat kring fjärrvärmecentralen i fastigheten. Högt returvatten till kraftvärmeverket innebär extra kostnader och produktionen får sämre effektivitet. Priset sätts beroende på volymen av vatten som flödas från fastigheten, cirka 3.50 kronor/m<sup>3</sup> (Kraftringen, 2020).

## 2.5 Elnät och handel

Elnätet i Sverige är uppdelat i tre olika nivåer. Dessa är transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Transmissionsnätet ansvarar för att transportera elen från alla större kraftverk i Sverige till regionnäten. Till följd av att den största elproduktionen i dagsläget sker i norra Sverige, samtidigt som den största elanvändningen sker i södra Sverige, krävs ett robust och driftsäkert transmissionsnät. I Sverige är det det statliga affärsverket Svenska Kraftnät som har i uppdrag av regeringen att tillgodose detta. De har även i uppdrag att övervaka elsystemet i Sverige samt se till så att det alltid är balans mellan produktion och förbrukning.

Transmissionsnätet, även kallat stamnätet, är ett högspänningsnät med 220 kV och 400 kV ledningar, vilket möjliggör att el kan överföras långa sträckor med relativt små förluster (Energimarknadsbyrån, 2020a). Regionnäten ansvarar sedan för att fördela den vidare till lokalnäten, även om regionnät både kan ha vissa egna mindre kraftverk samt vissa direkta elintensiva kunder. Regionnätet består vanligtvis av ledningar på 130 kV till 40 kV. Lokalnäten ansvarar sedan för att transportera ut elen till alla hushåll och verksamheter. De består av ledningar med en spänning under 40 kV, och innan elen leds till slutkunden passerar den en transformatorstation som sänker spänningen till 400/230 V (Energimarknadsbyrån, 2020a). Lokalnätet i Veberöd ägs av E.ON Energidistribution AB (Nätområden, 2020).

Sedan 1990 har Sverige en gemensam elmarknad tillsammans med Norge, Danmark och Finland. Elmarknaden kallas NordPool och är en elbörs där el både kan köpas och säljas. Där köper elhandelsföretagen in den el som de sedan säljer vidare till sina slutkunder. Som slutkund finns det ingen gemensam marknad mellan länderna, utan man kan endast köpa el från inhemska elhandelsföretag. Det pris som elhandelsföretagen köper elen för från elbörsen kallas spotpris, vilket kan varieras med varje timme under hela året. (Energimarknadsbyrån, 2020a)

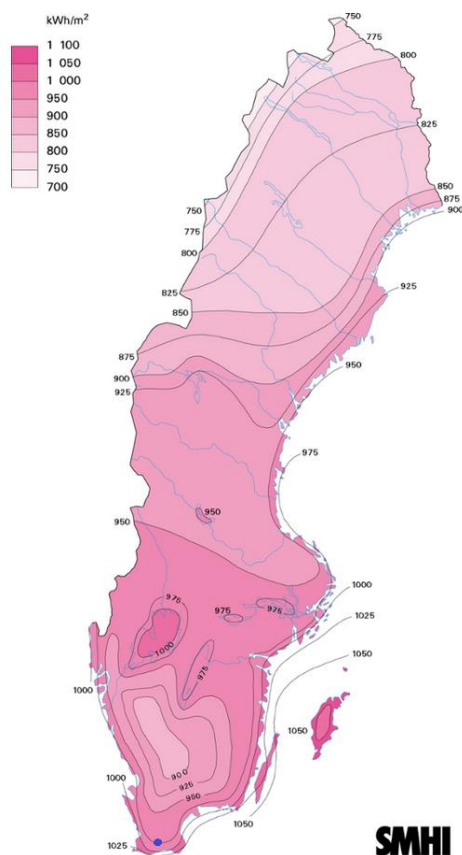
De elkostnader som en slutkund betalar består av två delar, kostnaden för elhandel och kostnaden för elnätet. Elhandeln består av elpriset från NordPool, elcertifikatsavgift samt moms. Elhandlaren kan även ta ut en fast årsavgift som då tillkommer samt eventuell volymvägning. Kostnaden för elnätet består av en fast abonnemangsavgift för nätet samt en rörlig överföringsavgift (Energimarknadsbyrån, 2020b).

Vid försäljning av överskottsel till elnätet blir säljaren kompenserad för spotpriset på elmarknaden, nätnyttan av elnätsbolaget samt elcertifikat. Då elproduktion från solenergianläggningar är berättigade elcertifikat, är det genomsnittliga marknadspriset för elcertifikat inkluderat i prissättningen för både egenanvänd och såld el (Energimarknadsbyrån, 2020c).

## 2.6 Energiproduktion från sol

Energin från solen kan ta varas på antingen genom producerad värme eller el. Dess energikälla är förnyelsebar och kan utnyttjas oavsett var man befinner sig i världen. Från solen frigörs stora mängder av energi i form av elektromagnetisk strålning som upprätthåller allt liv på jorden. Varje dag avger solen mer energi än vad vi på jorden behöver för vårt dagliga energibehov. I avsnitten nedan kommer olika tekniker att presenteras som kan användas för att omvandla solenergin till antingen värme eller el. Potentialen med solenergi är hög, det som begränsar är hur man tar vara på energin på bästa sätt. Beroende på var man befinner sig i världen så skiljer sig mängden solinstrålning. Solinstrålning används

som ett mått på hur mycket energi det finns på en yta under en viss tidsperiod och är en viktig parameter när man diskuterar möjliga installationer av exempelvis solcellsanläggningar. I nordvästra delarna av Sverige är den uppmätta solinstrålningen cirka 750 kWh/m<sup>2</sup> per år, vilket är den lägsta energimängden sett över landet. I de södra delarna av Sverige ligger solinstrålningen på cirka 1050 kWh/m<sup>2</sup> per år (SMHI, 2017). Mängden solinstrålning beror alltså dels på latitud men även longitud, se *Figur 3* nedan.



Figur 3 - Solinstrålningen i Sverige, mätt i kWh/m<sup>2</sup> per år. Den blåa pricken illustrerar Veberöd och Kvarter Idaläs geografiska placering. (Inspiration av SMHI).

Om alla lämpliga tak i Sverige skulle utnyttjas för att producera sol, det medför en yta på 319 km<sup>2</sup>, beräknas den teoretiskt potentiella elproduktionen från solenergin att hamna på ca 40-50 TWh (Kamp, 2013). Sverige använde totalt 125 TWh el under 2016 och det innebär att solenergin skulle potentiellt kunna täcka en tredjedel av elbehovet. Trots en stadig tillväxt för solceller så är solelproduktionen knappt 1 procent av Sveriges sammanlagda elanvändning (Naturskyddsföreningen, u.å). Den senaste datan på installerad effekt från nätanslutna solcellsanläggningar i Sverige stödjer ovan nämnda utveckling. Under 2019 installerades upptill 19 000 nya anläggningar, vilket är en ökning på cirka 70 % jämfört med föregående år. Den totala effekten uppgick till 698 MW, en ökning på 287 MW jämfört med 2018, producerad av totalt 44 000 olika nätanslutna anläggningar över hela Sverige.

Tidigare år har den totala effekten främst producerats av större anläggningar, med en effekt mellan 20 och 1000 kW. Sett 2019 så har installationen av mindre solcellsanläggningar, med en effekt på mindre än 20 kW, ökat. Den sammanlagda effekten på mindre solcellsanläggningar uppgick till cirka 360 MW (Energimyndigheten, 2019b).

### 2.6.1 Solceller

Som nämnt ovan så ökar satsningen och utbyggnationen av solceller i Sverige. Utöver fler installationer av solcellsanläggningar så satsas det en hel del på att förbättra själva produkten. Ju effektivare solceller, desto mer elektricitet kan utvinnas från solen. Det här avsnittet kommer att fokusera på hur en solcell fungerar, hur den är uppbyggd samt vilka faktorer som påverkar dess prestanda.

Principen med solceller är att den omvandlar solljus till elektrisk ström genom att det uppstår en elektrisk spänning mellan över- och undersidan av cellen. Solcellens framsida har ett metalliskt nät som samlar in strömmen och ses som ett halvledande material. Silikon är den vanligaste halvledaren för solceller (Vidyanandan, 2017). När solljus träffar solcellens framsida frigör fotonerna i solinstrålningen elektroner och det blir ett överflöd av elektroner (N-dopat). Samtidigt blir baksidan positivt laddad i och med brist på elektroner, och det skiktet kallas för P-dopat. Mellan P- och N-skiktet uppstår det en bindning, kallad PN-övergång, där elektronerna och elektronhålerna reagerar med varandra och skapar ett elektriskt fält. När solcellen träffas av solljus exciterar både elektroner och elektronhål. Fria elektroner som befinner sig i P-skiktet, nära PN-övergången, förflyttas till N-skiktet och blir alltmer negativt laddat. Samtidigt så förflyttas elektronhålerna till P-skiktet och dess positiva laddning ökar ännu mer. Den här elektriska spänningen driver solcellens elektroner i en bestämd riktning och fångas upp av metallkontakter som ger upphov till likström (Bowden & Honsberg, 2019). Likströmmen görs sedan om till växelström, då både elnäten och de flesta elektriska apparater drivs av just växelström (Energimyndigheten, 2009).

Den vanligaste solcellen som används idag för kommersiellt bruk är kristallina kiselsolceller, även kallad kiselsolceller. Kiselsolcellen har dominerat marknaden de senaste åren och står för cirka 80-90 % av världens totala solelsproduktion. Enligt Energimyndigheten (2018a) så är verkningsgraden på kiselsolceller mellan 16-22 %. En kiselsolcell ger cirka 0.5 volt. Den här spänningen är för låg för att användas praktiskt, därför seriekopplar man ett antal celler och bildar en solcellsmodul. Det ger i sin tur en lämplig spänning för att kunna ladda ett 12-volts batteri. Solceller kan bidra med ett effekttillskott på upp till 150-200 W/m<sup>2</sup> och producerar upp till cirka 200 kWh/m<sup>2</sup> per år.

Det här värdet varierar beroende på vilken typ av solceller som används och dess prestanda på den specifika anläggningen. Beroende på storleken av solcellsanläggningen kan solcellsmoduler seriekopplas för att uppnå önskad elproduktion (Ecokraft, 2020).

Elproduktionen hos solceller påverkas av flertal faktorer, vissa är relaterade till modulen och andra är beroende på den geografiska platsen och dess miljö. I tidigare avsnitt förklaras vikten av solinstrålning och att den varierar beroende på var i världen man befinner sig. Relaterad till den geografiska positionen varierar produktionen även på vilket väderstreck solcellerna är riktade. I Sverige är en sydlig riktning mest optimal. Instrålningsvinkeln på solcellerna är avgörande, där en vinkel på 45° ger maximal elproduktion i mellersta Sverige. Detta är relaterat till installationsplatsen, därför är även taklutning, taktyp och dess väderstreck avgörande för systemets produktion (Energimyndigheten, 2018a).

Den beräknade livslängden på en solcell ligger mellan 25-30 år och effektiviteten minskar till cirka 80 % av sitt ursprungliga värde när solcellen börjar närma sig 25 år. Orsaken kan bero på flertal faktorer, såsom elektriskt, kemiskt eller naturlig degradation. Solcellsmoduler är även känsliga när det kommer till temperatur. Med ökad temperatur så minskar verkningsgraden på solcellen och mindre elektricitet kan produceras. Generellt för en solcell så minskar verkningsgraden med 0,5 % per 1 °C ökad temperatur över 25 °C. Vid ökad temperatur så ökar rörelsen på atomerna, vilket gör det svårare för elektronerna att ta sig fram. För en optimal solelproduktion är när det är en solig men kall vinterdag, eftersom utomhustemperaturen inte påverkar verkningsgraden negativt och direkt solljus ger hög produktion (Vidyanandan, 2017).

### 2.6.2 Solfångare

I avsnittet ovan så förklarades hur elektricitet kan utvinnas från solens energi, men solens energi kan också användas till att skapa värme. En solfångare utnyttjar solen för att värma upp en vätska inne i systemet, som sedan pumpas vidare i ett rörsystem och samlas upp i en ackumulatortank. Ackumulatortanken lagrar värmen genererad från solfångaren för att senare kunna användas till att värma upp en pool, kranvatten eller en byggnad (Energimyndigheten, 2015a). Storleken av en ackumulatortank är ofta korrelerat med hur många solfångare ett system har för att uppnå ett välfungerat system. En tumregel kring storleken av en ackumulatortank är att volymen bör öka med 75-125 liter per m<sup>2</sup> solfångare. Det är beroende på värmebehovet och om ackumulatortanken används till ett kombisystem eller endast till tappvarmvatten (Andrén, 2015). Under sommaren kan solfångare upprätthålla tappvarmvatten- och värmebehovet för ett hushåll. Systemet har svårigheter att tillföra tillräckligt med värme under vintern. Därför bör solfångare kombineras med andra värmekällor för att säkerställa att värmebehovet uppnås, exempelvis ved, pellets eller värmepump.

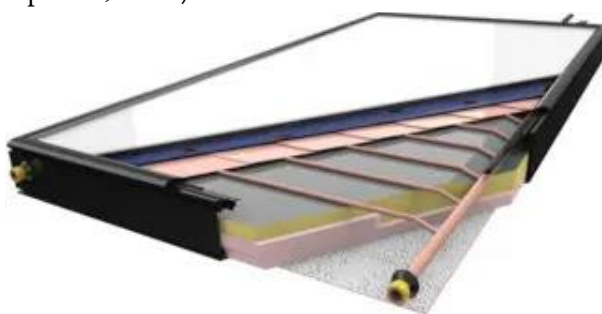
Att kombinera en solfångare med en värmepump leder till att uppvärmningen blir billigare samt att pumpens livslängd blir längre. Bergvärme har också bra synergier med solfångare då borrhålen kan värmas upp med hjälp av överflödigt värme från systemet (Free Energy, uå).

Beroende på driftförutsättningarna för en solfångare så kan verkningsgraden uppgå till 50-70 %. Solfångare kan bidra med ett effekttillskott på 500-700 W/m<sup>2</sup> och omvandlar under ett års tid cirka 500-700 kWh värme/m<sup>2</sup>. Värt att notera är att solfångare är ungefär 3-4 gånger mer effektiv per m<sup>2</sup> än solceller, vilket innebär att mer energi kan omvandlas från solvärmens. Livslängden på solfångare ligger mellan 25-30 år (Free Energy, uå). Dock är tekniken och den tillämpade fysiken kring de två systemen olika vilket gör att man blint inte kan jämföra verkningsgraden och effekten. Vid projektering är det av betydelse att se över den uppskattade värme- och elektricitetsbehovet för att sedan dimensionera andelen solfångare respektive solceller.

### 2.6.3 Solhybrid - PVT

Som diskuterat ovan så kan man ta vara på solens energi som når jorden på främst två sätt. Solceller använder solinstrålningen för att generera elektricitet och solfångare kan tillgodose energin för uppvärmning och varmvattenberedning. PVT-paneler kan framställa både el och värme ur samma panel. Panelerna består av en del som producerar el samt ett värmeledande material som kan ta tillvara på värmen från solinstrålningen. Värmen är oftast transporterat från PVT-panelen med hjälp av luft eller vatten (Energimyndigheten, 2018b).

*Figur 4* nedan illustrerar hur en PVT-panel är uppbyggd. Det översta lagret är ofta ett glasskikt och innebär att den termiska effekten hos kollektorn ökar och den elektriska effekten kommer att minska i förhållande till traditionella solceller. Glaset leder till ökad reflektion samt en temperaturhöjning. Under glaset finns en kapsling film som kallas för E.V.A. vilken förhindrar att fukt och smuts att nå solcellspanelen. Under solcellen förekommer ofta ett till lager av E.V.A. innan man kommer till solfångaren. Som man ser på bilden är det rör som innehåller ett värmeledande medium. Det sista skiktet i panelen är isolering (Solar2power, 2020).



Figur 4 - Design av PVT-panel och hur den är uppbyggd. Copyright Solar2power



Den här kombinationen av att producera både el och värme från samma panel är främst attraktiv på anläggningar med begränsad area. Andelen energi per kvadratmeter är högre för PVT-paneler jämfört med vanliga solceller och solfångare (Energimyndigheten, 2018b). Den beräknade livslängden på PVT-paneler ligger mellan 25-30 år (solar2power, 2020).

Nyttan med vätskan i PVT-paneler är inte endast för att transportera bort värmen för att senare användas till tappvarmvattnet eller för uppvärmning, utan den höjer även systemets verkningsgrad. I avsnitt 2.6.1 *Solceller* förklarades hur ökad temperatur sänker en panels verkningsgrad. Vätskan när den tar upp värmen från systemet sänker temperaturen och höjer verkningsgraden för PV-delen som producerar elektricitet.

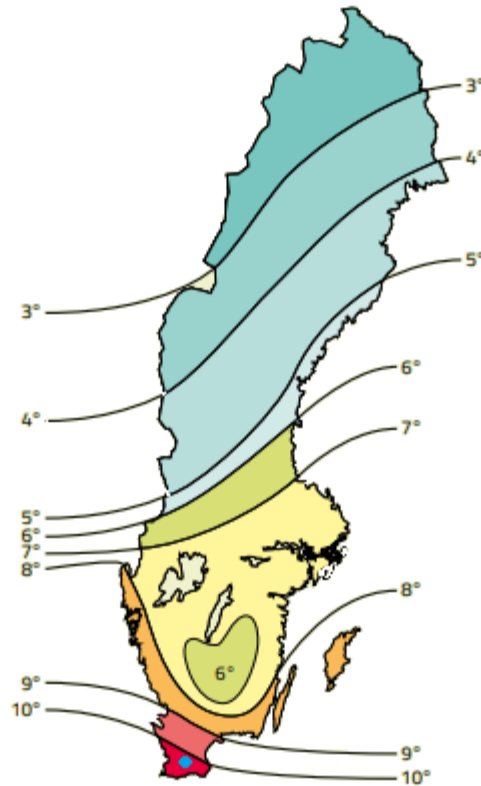
## 2.7 Geoenergisystem

Till följd av Sveriges varma somrar och kalla vintrar är geoenergi en lämplig metod för uttag samt lagring av värme och kyla i marken. Dessutom består berggrunden i Sverige till stor del kristallin berggrund, oftast graniter eller gnejser. Dessa har generellt goda värmeledande och värmelagrande egenskaper. Ytjordlagret är även endast några meter tjockt i stora delar av Sverige, vilket innebär att borrhjupet kan vara relativt litet för att nå berggrunden (Offentliga Fastigheter, 2017). Borrning genom ytjordlagret sker med hjälp av foderrör, och kallas därmed för foderrörborrning<sup>2</sup>. I avsnitt 2.7 *Geoenergisystem* kommer olika tekniker för att ta tillvara på värmen från berggrunden att presenteras samt även viss information om dimensionering av värmepumpar.

Temperaturen i de översta 15 meterna av marken varierar med temperaturvariationen med säsongerna. Djupare än dessa 15 meter upphör variationerna och temperaturen ligger relativt konstant och uppgår ungefär till den normala årsmedeltemperaturen i luften ovanför. Dock sker en temperaturökning på 1 till 3 grader per 100 meters djup. Markens ostörda temperatur är den temperatur som råder innan en geoenergianläggning tagits i bruk och är en viktig parameter vid dimensionering av dessa anläggningar. I södra Skåne uppgår markens ostörda temperatur på 100 meters djup till 10 °C, vilket illustreras i *Figur 5* nedan. I geoenergisystem används vanligen en värmepump för att höja temperaturnivån på den energin som utvinns (Offentliga Fastigheter, 2017). Genom värmepumpen tillförs arbete, vilket möjliggör en höjning av markens lågvärdiga värme till högre temperaturer som bättre lämpar sig för uppvärmning (Björk, Acuña, Granryd, Mogensen, Nowacki, Palm & Weber, 2013).

---

<sup>2</sup> Stefan Swartling, Marketing Director vid LKAB Wassara AB. Mejlkonversation 5 februari 2021



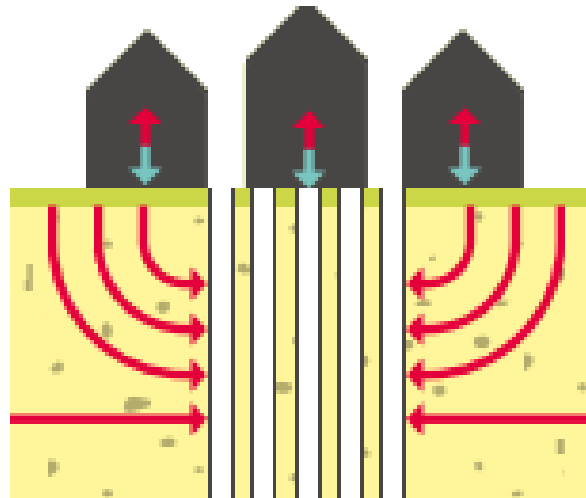
Figur 5 - Marktemperaturen i Sverige på 100 meters djup. Den blåa pricken illustrerar Veberöd och Kvarter Idaläs geografiska placering. (Inspiration från Offentliga fastigheter)

Lagring eller uttag av värme och kyla förändrar energibalansen i markvolymen och det kan ta flera år innan en ny jämvikt har uppnåtts. Vid dimensionering av ett geoenergisystem är det därav viktigt att balansera uttag och återladdning, för att möjliggöra en fortsatt uttag av energi. Man delar även in geoenergisystem baserat på om de är aktiva eller passiva anläggningar. I en passiv anläggning sker återladdning endast genom energiöverföring från omgivning till anläggningen, medans i en aktiv anläggning sker återladdning till följd av att överskottsvärme eller kyla tillförs till berggrunden via systemet (Offentliga Fastigheter, 2017). Livslängden för ett geoenergisystem bedöms vara lång och kan uppgå till 50 år (Björk m. fl, 2013).

### 2.7.1 Bergvärme

Det finns flera olika tekniker för att passivt utnyttja den energin som finns i marken, bland annat ytjordvärme, bergvärme och ytvattenvärme. Av samtliga av dessa tekniker för geoenergi är bergvärme den vanligaste tekniken i Sverige. Tekniken bygger på att brunnar med en diameter på mellan 115 och 165 mm borrar ned till ett djup av 100-300 meter. Djupet och diametern beror dock på de lokala förutsättningarna och vilket energiuttag som önskas från anläggningen. En kollektorslang monteras därefter i brunnarna i vilken en köldbärarvätska cirkuleras. Genom köldbärarvätskan kan energi lagrad i

berget hämtas och utnyttjas. Vid de tillfällen systemet används för att producera värme, kyla omgivningen kring borrhålet till följd av att kall köldbärarvätska cirkuleras ned. För att undvika att det uppstår termisk påverkan mellan borrhål, placeras dessa glest och vanligtvis med ca 20 meters avstånd. Genom att värmeuttag från borrhålet generellt endast sker under vinterhalvåret, återladdas borrhålet passivt under sommarhalvåret. Används borrhålet för uttag av kyla under sommaren, sker även en återladdning till följd av att varm köldbärarvätska cirkuleras ned (Erlström, Mellqvist, Schwarz, Gustafsson & Dahlqvist, 2016). I *Figur 6* nedan visas en schematisk bild över ett passivt geoenergisystem.



Figur 6 - Schematisk bild över ett passivt geoenergisystem.

### 2.7.2 Borrhålslager

Tekniken med borrhålslager bygger till stor del på samma teknik som presenterats tidigare under avsnittet 2.7.1 *Bergvärme*. En köldbärarvätska cirkuleras i en kollektorslang som monterats i ett borrhål. En skillnad är att man ofta använder ett stort antal borrhål som dessutom placeras tätt intill varandra (Mangold & Deschaintre, 2015). Avståndet mellan borrhålen är generellt 4-6 m, vilket möjliggör en aktiv säsongslagring genom att en större bergvolym antingen värms upp eller kyls ner (Offentliga Fastigheter, 2017). Desto större bergvolym som kan användas, ju effektivare säsongslagring kan även uppnås (Geoenergicentrum, u.å.). Genom att under sommarmånaderna tillföra överskottsvärme till berget, kan denna lagras för att sedan utnyttjas under vintermånaderna när värmebehovet är som störst. Dessutom kan den kyla som fås från berget under sommarmånaderna utnyttjas om ett kylbehov finns. Ett borrhålslager tar generellt liten markyta i anspråk och kan exempelvis placeras under parkeringsplatser och grönområden. Tekniken kräver dock vissa förutsättningar, där bergets värmelednings- och värmelagringsförmåga är av speciell vikt. En annan förutsättning är att berggrunden har ett lågt grundvattenflöde. Till följd av stora skillnader mellan olika berggrunder kan energilagringkapaciteten variera mellan 15 och 30 kWh/m<sup>3</sup> (Mangold & Deschaintre, 2015).

Vid dimensionering av ett borrhålslager krävs förutom dessa termiska egenskaper för berggrunden även information om energilagringens behovet samt de geologiska och geografiska förhållandena. Utifrån detta kan sedan aspekter som borrhålsdjup, antal hål och inbördes avstånd bestämmas för att möta behovet (Erlström et al., 2016).

De flesta av Sveriges borrhålslager består av ett 30-tal borrhål med en lagervolym på över 100 000 kubikmeter ( $m^3$ ) (Geoenergicentrum, u.å). För att vara energimässigt och ekonomiskt intressant bör ett borrhålslager ha en lagervolym på minst 20 000  $m^3$  (Mangold & Deschaintre, 2015). Till följd av den relativt långsamma urladdningen respektive återuppladdningen av ett borrhålslager, kan ett kompletterande värme- eller kylsystem krävas för att komplettera geoenergisystemet under perioder med hög last. Viss möjlighet finns visserligen att jämna ut och effektivisera behovet av värme eller kyla om en fastighet eller ett område har flera brukare med olika energibehov. Exempel på det är sportanläggningar, industrikomplex och sjukhusområden. Genom att knyta samman dessa i ett så kallat termiskt nät, kan en brukares spillvärme utnyttjas som värme hos en annan och likadant med kyla. I ett termiskt nät kan flera separata geoenergisystem ingå tillsammans med andra kyl- och värmekällor (Offentliga Fastigheter, 2017).

### 2.7.3 Värmepump

Värmepumpar bygger på att värme kan transporteras från den kallare källa till en varmare källa med hjälp av att tillföra elektrisk energi. Detta åstadkoms genom att en köldbärarvätska utsätts för olika tryck, vilket påverkar kokpunkten av köldmediet. Därav kan mediet kondensera och släppa ifrån sig energi vid en lägre temperatur än vid vilken den förångas och tar upp energi, vilket således kan överföra energi och värme från den kalla källan till den varma källan. Den vanligaste arbetscykeln bland värmepumpar är den så kallade förångningsprocessen. Den bygger på att ett köldmedium cirkuleras runt i ett slutet system, i vilket mediet genomgår fasförändringar mellan flytande- och gasform när det cirkuleras. En värmepump består av i huvudsak följande komponenter: förångare, kompressor med motor, kondensator, expansionsventil samt ett köldmedium. Med början i förångaren tar köldmediet upp energi från den kalla sidan (Björk et al., 2013). Olika värmepumpar använder olika källor att hämta energi från, därav varierar den kalla sidan för olika typer av värmepumpar. En bergvärmepump använder den energi som finns lagrad i berggrunden medan en luftvärmepump använder energin i utomhusluften (Energimyndigheten, 2015b). Till följd av att trycket är lågt kokar köldmediet trots den relativt låga temperaturen. Genom att köldmediet förångas, tas energi upp från den kalla sidan. När köldmediet når fram till kompressorn, komprimeras gasen vilket orsakar en tryck- och temperaturökning. Den varma och trycksatta gasen leds sedan till kondensorn, i vilken köldmediet kyls och kondenseras.

Till följd av att köldmediet kondenseras mot värmepumpens varma sida, höjer den energi som köldmediet avger temperaturen på den varma sidan. Denna energi kan sedan användas för värme till radiatorer eller tappvarmvatten. Desto kallare den varma sidan av värmepumpen är, ju effektivare utbyte av energi kan ske från köldmediet vid kondenseringen. Efter att mediet har kondenserat passerar det en expansionsventil innan det når tillbaka till förångaren. Expansionsventilen sänks trycket över köldmediet vilket möjliggör en lägre kokpunkt när det når förångaren. Med expansionsventilen kontrolleras även flödet av köldmedium till förångaren och således även cirkulationen i värmepumpen (Björk et al., 2013).

Det finns flera olika mått på hur effektivt en värmepump transporterar värme. Coefficient of Performance (COP), är ett av dessa mått vilket avser hur väl en värmepump fungerar under specifika förutsättningar och vid ett visst ögonblick. COP-värdet tas fram genom att dividera den levererade energin från kondensorn med den energi som går åt att driva kompressorn. Således beskriver COP hur mycket värmeenergi en värmepump levererar i förhållande till vilken elektrisk energi som krävs för att driva den. Till följd av att det är under standardiserade förutsättningar kan det användas för att jämföra olika värmepumpar i hur de arbetar under de förhållandena. Ett annat mått som används är SPF, vilket står för Seasonal Performance Factor. Till skillnad från COP som endast är ett mått för specifika förutsättningar tar SPF hänsyn till hur förutsättningarna varierar under året. SPF-värdet tas fram genom att dividera hur mycket energi som värmepumpen levererar under ett år med hur mycket elektrisk energi som krävs för att driva den under året (Offentliga Fastigheter, 2017). Baserat på intervju med Peter Larsson<sup>3</sup> ligger ett genomsnittligt SPF-värdet för en geoenergianläggning på 3,5. Vidare uppgår livslängden på en bergvärmepump till 20-25 år (IVT, 2016).

#### 2.7.4 Energi- och effekttäckning

Vid dimensionering av en värmepumpsanläggning till en fastighet, krävs kunskap om fastighetens energibehov samt effektbehov. Energibehovet är den energi som fastigheten kräver på ett år för uppvärmning och tappvarmvatten, effektbehov är den effekt som krävs för att täcka det energibehov som uppstår vid dimensionerande utetemperatur (DUT). Utifrån detta kan sedan en lämplig storlek på en värmeanläggning dimensioneras. Vanligtvis dimensioneras inte en värmepumpsanläggning för att täcka hela effektbehovet, eftersom det endast är ett fåtal timmar per år som anläggningen kommer köras vid DUT. I stället dimensionerar man anläggningen för att täcka en viss andel av antingen effektbehovet eller energibehovet. Det finns två begrepp som beskriver detta: effekttäckningsgrad och energitäckningsgrad.

---

<sup>3</sup> Peter Larsson, Senior Projektledare vid Värmepumpsservice No.1. Videosamtal 28 januari 2021

Effekttäckningsgrad är den andelen av det maximala effektbehovet som uppstår vid DUT som värmepumpsanläggningen täcker och energitäckningsgrad är den andelen av det årliga energibehovet som anläggningen täcker. Exempelvis motsvarar en effekttäckningsgrad på 40 % ungefär en energitäckningsgrad på 88 % samtidigt som en effekttäckningsgrad på 60 % ungefär motsvarar en energitäckningsgrad på 98 % (Björk m. fl., 2013). Vanligtvis ligger effekttäckningsgraden på 65-75 % för att anläggningen ska bli så ekonomiskt gynnsam som möjligt, vilket dock kan variera med de lokala förutsättningarna (Svärd 2021). Enligt Björk m fl (2013) ligger den optimala effekttäckningsgraden på 64 % för en anläggning i Malmöområdet.

För att kunna täcka hela energibehovet med en anläggning som inte täcker hela effektbehovet behövs en ytterligare värmekälla. Detta benämns som spetslast och används endast vid de tillfällen då värmepumpsanläggningen inte kan producera tillräckligt med värme för att förse fastigheten. Denna spetslast kan vara exempelvis fjärrvärme, el eller pellets (Björk m. fl., 2013).

## 2.8 Synergier mellan energislagen

Det här avsnittet kommer fokusera på hur solfångare och PVT-paneler samspelar med borrhål, samt vilka fördelar de olika kombinationerna kan innebära för ett energisystem.

I Sverige finns det endast ett fåtal installerade anläggningar med både PVT-paneler och borrhål. Ett exempel är BRF Vårlöken i Kungälv på cirka 70 lägenheter (Energimyndigheten, 2018c). Installationen består av PVT-paneler på 330 m<sup>2</sup> och tre bergvärmepumpar med 11 borrhål som är 225 meter djupa. I rapporten redovisas att nuvärdekostnaden för värme och varmvatten har nästintill halverats jämfört med kostnaden för fjärrvärme i området. Dessa tekniker kompletterar varandra väl. Under sommaren kyls PVT-panelerna med hjälp av den svala vätskan från borrhålen, vilket som förklarades i tidigare avsnitt ökar effekten på panelerna. Solvärmens hjälper till att höja värmepumpens verkningsgrad. För BRF Vårlöken landade SPF-värdet på värmepumparna på 3,1 under de tre år systemet har varit i gång. En ytterligare synergi som kan tillämpas för att förbättra systemets effektivitet är att aktivt återladda borrhålen av solvärme. En återladdning innebär högre temperatur i borrhålen vilket förbättrar värmepumpens prestanda. Temperaturen i borrhålen blir mer stabiliserad under en längre period och ytterligare borrhållningar i framtiden är möjligtvis inte nödvändig. Denna synergi saknas för systemet i Vårlöken då borrhålen ligger för långt ifrån varandra men enligt rapporten ges en tumregel på att COP-faktorn ökar med 2-3 % per ökad grad i borrhålen (Energimyndigheten, 2018c).

PVT-panelerna kan också kompensera för ett system med underdimensionerat borrhållslagring. Det innebär besparingar från mindre borrning och ökad SPF-värde, vilket kan vara tillräckligt för att motivera extrakostnaden för PVT. Samtidigt är det relativt enkelt att integrera PVT med bergvärme, det behövs inga förändringar i varmvattentanken eller uppvärmningssystemet. Det behövs endast att en PVT-värmeväxlare införs i borrhållskretsen. Ovannämnda synergier möjliggör minskade energikostnader, primärenergianvändning och koldioxidutsläpp (Sommerfeldt & Madani, 2018).

Att inkludera solfångare i ett energisystem medför fördelar och välfungerande synergier. Under sommarperioden då energibehovet främst består av tappvarmvatten kan det uppnås av solfångare. På så vis avlastas värmeuttagningen från bergvärmens och det kan återladdas naturligt. Senare i rapporten, med hjälp av EED-simuleringar, kommer det diskuteras vikten av att återladda borrhålen i någon form.

## 2.9 Ekonomi

För att ett projekt ska realiseras behöver det vara ekonomiskt lönsamt och det bedöms ofta med hjälp av en ekonomisk investeringskalkyl. I den här rapporten kommer investeringskalkylen livscykelkostnadsanalys (LCC) att användas. LCC beräknar en varus totalkostnad under hela varans nyttjandetid, alltså från inköp till avveckling. För Kvarter Idala inkluderas ett flertal komponenter med olika livslängder vilket en LCC-beräkning tar hänsyn till. Det som bland annat inkluderas i beräkningarna är grundinvesteringen, drift- och underhållskostnader samt övriga kostnader såsom försäkringar (Energimyndigheten, 2017b). Det som är inkluderat i en LCC-beräkning kan ses nedan i ekvationerna.

$$LCC_{total} = C_{investering} + C_{underhåll} + C_{energi} - C_{restvärde} \quad \text{Ekvation 1}$$

I ekvationerna nedan specificeras de olika parametrarna i *Ekvation 1*.

$$C_{\text{underhåll}} = a_{\text{underhåll}} * \frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \quad \text{Ekvation 2}$$

*Ekvation 2* beskriver nuvärdet av underhållskostnaden. Den består av  $a_{\text{underhåll}}$  vilket är årlig underhållskostnad (kr/år),  $i$  vilket är real kalkylräntan (%) och  $n$  vilket är kalkylperioden (år) för beräkningen. Real kalkylränta och kalkylperioden används även i *Ekvation 3* och *Ekvation 4* nedan.

$$C_{\text{energi}} = E_{\text{energi}} * e_{\text{energi}} * \frac{1-\left(\frac{1+q}{1+i}\right)^n}{\frac{1+i}{1+q}-1} \quad \text{Ekvation 3}$$

*Ekvation 3* beskriver nuvärdet av energikostnaden.  $E_{\text{energi}}$  beskriver årligt energibehov (kWh/år),  $e_{\text{energi}}$  är dagens energipris (kr/kWh) och  $q$  är real årlig energiprisökning (%).

$$C_{\text{restvärde}} = c_{\text{restvärde}} * (1+i)^{-n} \quad \text{Ekvation 4}$$

*Ekvation 4* beskriver nuvärdet av restvärdet. Förutom kalkylräntan och kalkylperioden tar den endast hänsyn till  $c_{\text{restvärde}}$  (kr), vilket beskriver restvärdet av investeringen (Belok u,å).

Ytterligare en ekonomisk kalkyl för att bedöma om en investering är lönsam är återbetalningsmetoden, även kallad Pay-back metoden. Pay-back metoden beräknar hur lång tid det tar för en investering att återbetala sig. Pay-back metoden med ränta tar inte hänsyn till inflationen under återbetalningstiden, däremot tar beräkningen hänsyn till ränta och beräknas enligt *Ekvation 5* nedan.

$$0 = \sum_{i=0}^{T_d} C_i * (1+r)^{-i} \quad \text{Ekvation 5}$$

Där  $T_d$  är återbetalningstiden,  $C_i$  är varje kostnad och intäkt per år,  $r$  är kalkylräntan och  $i$  är år (Bäckström, Eklund, & Soleimani-Mohseni, 2014).



### 3. Metod

Utformningen av ett energisystem kan ske på många olika sätt. Metoden i den här rapporten har varit att ta fram två olika energisystem, nedan kallat scenario 1 och scenario 2. Scenarierna är baserade på litteraturstudien och använder sig av olika energilösningar. Vidare har olika simuleringsprogram använts för att dimensionera energisystemen, dessa program är beskrivna i avsnitt *3.1 Simuleringsverktyg*.

Som nämnts tidigare i rapporten uppgår uppvärmningsbehovet och tappvarmvattenbehovet för Kvarter Idala till 282 MWh respektive 205 MWh. Dessa behov har legat till grund för dimensioneringen av scenario 1 och 2. Övriga förutsättningar som tas i beaktning är exempelvis inomhustemperatur, taktytor och markens värmeledningsförmåga, dessa finns beskrivna i avsnitt *1.4.1 Energi- och geologiska förutsättningar*.

I Scenario 1 består energisystemet av solceller, bergvärme, värmepumpar, elpanna för spetslast samt en ackumulatortank. Bergvärmeanläggningen och värmepumparna dimensioneras för att täcka uppvärmnings- och tappvarmvattenbehovet. Vid högt värmebehov används en elpanna för att undvika att energibrist uppstår. Solcellsanläggningen dimensioneras utefter elförbrukningen i energisystemet, inklusive fastighetsel.

I Scenario 2 består energisystemet av en PVT-anläggning som kombineras med ett borrhålslager, värmepumpar, elpanna för spetslast, en ackumulatortank samt både solfångare och solceller. Likt scenario 1 dimensioneras borrhålslagret och värmepumparna för att täcka uppvärmnings- och tappvarmvattenbehovet. PVT-anläggningen dimensioneras utefter att återladda borrhålslagret med samma mängd energi som uppvärmningssystemet kräver. Elproduktionen från PVT-anläggningen kompletteras med en solcellsanläggning för att upprätthålla elbehovet för energisystemet, inklusive fastighetsel. Solfångare är inkluderade i scenario 2 och har dimensionerats utefter sommarmånadernas uppvärmnings- och tappvarmvattenbehov. Således kan värmepumpen och borrhålslagret vara inaktivt under perioden. Scenario 2 inkluderar även en elpanna vilken används för att undvika energibrist under hela året.

## 3.1 Simuleringsverktyg

Simuleringsverktygen presenterade i kommande avsnitt, är en viktig del av rapportens resultat. Avsnittet kommer att innehålla de olika verktygen som använts samt förklara hur de har applicerats för Kvarter Idala.

### 3.1.1 Polysun

För att se över hur energin distribueras och lagras i Kvarter Idala, så användes simuleringsprogrammet Polysun. I programmet kan man antingen bygga upp ett eget energisystem eller välja bland färdiga system (Polysun, u,å). Scenario 1 och 2 har valts att byggas upp på egen hand, dock har endast en tredjedel av det värmebehov som presenterats i *Tabell 2* används för att förenkla simuleringen. På så vis kan energibehovet i form av uppvärmning, tappvarmvatten och fastighetsel definieras för Kvarter Idala och vidare kan simuleringarna visa hur väl behovet upprätthålls. I simuleringarna tar Polysun hänsyn till värme- och omvandlingsförluster för både distribution och komponenter.

Simuleringen i Polysun skalades sedan upp för att representera hela energisystemet i Kvarter Idala. En överblick över de två systemen presenteras i avsnitt *4. Resultat*, vidare kan mer detaljerad information över vilka komponenter scenarierna är uppbyggda av ses i *Bilaga 8.3 Komponenter i Polysun*. Simuleringen i Polysun redovisade hur väl hela energisystemet fungerade och huruvida el- och värmebehovet tillgodosågs. Ytterligare kunde simuleringen ge information hur väl varje enskild komponent presterade. Om systemet inte uppnådde önskat energibehov specificerade Polysun var i systemet det skedde felaktigheter.

När det kommer till väderdata för Kvarter Idala så använder Polysun en vädertjänst som kallas för Meteororm. Meteororm sträcker sig över hela världen och plockar ut väderdata för det specificerade området (Polysun, u,å). I Polysun saknas möjlighet att tillämpa vissa av de smarta tekniker som presenterades tidigare i rapporten, exempelvis FTX-aggregat och avloppsvärmeväxlare.

### 3.1.2 EED - Earth Energy Design

Earth Energy Design (EED) är ett simuleringsprogram för att analysera och utforma optimala borrhål för ett system. Indatan består av markegenskaper i form av termisk konduktivitet och medeltemperaturen på markytan och energibehovet på årsbasis. EED simulerar utifrån indatan och beräknar markslingans temperatur utifrån antal borrhål och konfiguration som angetts. Genom att sedan variera antal borrhål så kan ett optimalt antal borrhål och en optimal konfiguration beräknas.

När resultaten och dimensioneringen av borrhålen är tillfredsställt presenterar EED temperaturutvecklingen för borrhålen i ett system. Temperaturutvecklingen ger en inblick om systemet klarar att leverera värme under en längre period utifrån dimensioneringen (Hellström & Sanner, 2000).

Från TRT-mätningen som presenterats tidigare erhöles de geologiska förutsättningarna vilka användes som inparametrar till simuleringen i EED. Exempelvis värmekonduktiviteten i marken som uppmätts till 2,4 W/mK. På grund av de geologiska förutsättningarna så antogs ett maximalt borrhålsdjup på 200 m vid simuleringarna. Vidare användes en borrhålsdiameter på 115 mm, en kollektorslang bestående av ett enkelt U-rör på 40 mm i diameter. Sedan väljs den köldbärarvätska som ska cirkulerar mellan värmepumpen och borrhålen till 24 % etanol. Beroende på vilket temperaturintervall som borrhålen kommer att röra sig inom, specificeras den genomsnittliga arbetstemperaturen för köldbärarvätskan i respektive scenario. Temperaturen i borrhålen ska i simuleringen inte understiga 0 °C under hela simuleringsperioden på 25 år.

Ytterligare en parameter i EED-simuleringen är värmekonduktiviteten hos fyllnadsmaterialet i borrhålen. Fyllnadsmaterialet i den här rapporten består av vatten och är satt som 0,9 W/mK baserat på intervju med Göran Hellström<sup>4</sup>.

Den månatliga energisammanställningen framtagen med hjälp av Polysun, baserat på *Tabell 2*, är det värmebehov som använts för att dimensionera storleken på respektive geoenergisystem. Vidare har produktionen från solfångarna och PVT-panelerna lagts in som återladdning vid simulering av scenario 2. I EED-simuleringen har det lagts in som kylbehov, då det i själva verket fungerar som återladdning.

SPF-värdena som används i EED-simuleringen baseras på det framtagna SPF-värdet från Polysun för respektive scenario.

### 3.1.3 SolarEdge Designer

SolarEdge Designer är ett simuleringsverktyg till för att bygga, planera och validera solcellsanläggningar för villor och kommersiella fastigheter (SolarEdge u.å). Dock användes programmet i den här rapporten endast för att specificera tillgänglig takyta i Kvarter Idala utifrån situationsplanen presenterad i *Figur 1*. Den tillgängliga takytan som presenterats i *Tabell 1*, kan sedan användas för att verifiera att de solenergianläggningarna framtagna i Polysun är möjliga att installera.

---

<sup>4</sup> Göran Hellström, Professor i matematik och fysik vid LTH. Mejlkonversation 8 mars 2021

### 3.1.4 NIBE DIM

NIBE är en global koncern som utvecklar och tillverkar energieffektiva lösningar (NIBE u,å). NIBE DIM är ett dimensioneringsprogram framtaget av NIBE för att kunna dimensionera värmepumpsanläggningar utifrån specificerade energibehov. I en intervju med Peter Larsson<sup>5</sup>, som arbetar med värmepumpar från NIBE, framtogs och analyserades värmepumpar i NIBE DIM som skulle vara lämpliga för Kvarter Idala. Denna kunskap används sedan vid val av värmepumpar i Polysun. Dessutom kunde programmet användas för att komplettera energisammanställningen då den kunde ta fram ett värmeeffektbehov för både uppvärmning och tappvarmvatten. I rapporten används programmet för att validera valet av värmepumpar, SPF-värdet från Polysun samt öka kunskapen kring tekniken.

## 3.2 Investeringskalkyler

För beräkning av LCC för de två scenarier används ekvationerna beskrivna under avsnitt *2.9 Ekonomi*. Kalkylperioden för beräkningen är satt som 25 år och kalkylräntan till 2 %. Det årliga energibehovet som används är mängden köpt el baserat på simuleringen. Energikostnaden för köpt el presenteras i kommande avsnitt. Restvärdet antas vara 17 % av investeringskostnaden för båda scenarierna och är bestämd med hänsyn till de olika komponenternas livslängd. I *Bilaga 8.4 LCC Kalkyl* presenteras de övriga parametrarna som används vid LCC-beräkningen.

Vidare kommer återbetalningstiden för de två scenarierna beräknas med hjälp av Pay-back metoden med hänsyn till ränta, där kalkylräntan är satt till 2 %. I beräkningen, som kan ses i *Bilaga 8.5 Beräkning av återbetalningstid*, kommer investeringskostnaden och de årliga driftkostnaderna och inkomsterna jämföras med motsvarande kostnader för ett kvarter med antingen enbart elpanna eller fjärrvärme som uppvärmningskälla. Beräkningarna grundar sig på de ekonomiska förutsättningarna i kommande avsnitt. För båda jämförelserna antas utrustningen för värmeproduktionen, såsom elpanna och fjärrvärmecentral placeras i miljöhuset. Vid jämförelse med fjärrvärme förutsätts det att ett fjärrvärmenät finns belagt i nära anslutning till tomtgränsen.

---

<sup>5</sup> Peter Larsson, Senior Projektledare vid Värmepumpsservice No.1. Videosamtal 28 januari 2021

### 3.3 Ekonomiska förutsättningar

Nedan i *Tabell 3* presenteras de investeringskostnader som ligger till grund för den ekonomiska beräkningen.

Tabell 3 - Investeringskostnader för de olika komponenter. Datakälla: International Energy Agency, 2020; Lorenz, 2014

Foderrörsborrning <sup>6</sup>	650 kr/m
Borrning berg <sup>5</sup>	250 kr/m
Värmepumpsanläggning <sup>7</sup>	8,92 kr/W
Solcellsanläggning*	10,4 kr/W
Solfångaranläggning	7,63 kr/W
PVT-anläggning <sup>8**</sup>	29,0 kr/W

\*inkluderar kostnad för återinvestering av växelriktare under kalkylperioden

\*\*uppskattat värde utifrån installerad eleffekt

Förutom investeringskostnader tar LCC-kalkylen även hänsyn till löpande kostnader för underhåll. Kostnader för underhåll och service för värmepumps- och solenergianläggningar är specificerade i *Tabell 4* nedan. Underhållskostnaden för solenergi inkluderar solceller, solfångare samt PVT. Vid beräkning av återbetalningstiden med Pay-back metoden med ränta, antas den årliga underhållskostnaden för energisystem med antingen direktverkande el eller fjärrvärme vara noll.

Tabell 4 - Årliga underhållskostnader för värmepumps- och solenergianläggningar. Datakälla: Energiforsk, 2017

Underhåll värmepump <sup>5</sup>	9,7 öre/W
Underhåll solenergi	2,0 öre/W

<sup>6</sup> Stefan Swartling, Marketing Director vid LKAB Wassara AB. Mejlkonversation 5 februari 2021

<sup>7</sup> Peter Larsson, Senior Projektledare vid Värmepumpsservice No.1. Videosamtal 28 januari 2021

<sup>8</sup> Kent Samuelsson, CTO vid Samster AB. Telefonsamtal 22 mars 2021

Energipriset för el och fjärrvärme presenteras i *Tabell 5* nedan. Elpriset är beräknat utifrån *Bilaga 8.6 Elpris*, i vilken kostnad för energiskatt, elcertifikat samt spotpris specificeras. Fjärrvärmepriset baseras på Kraftringens prissättning presenterad under avsnitt *2.4 Fjärrvärme* och beräknas utifrån det månatliga energibehovet.

Tabell 5 - Prissättning el och fjärrvärme

Prissättning köpt el (öre/kWh)	Prissättning fjärrvärme (öre/kWh)
133	97

Till följd av att båda scenarierna producerar el lokalt, behövs prissättning på både egenanvänd och såld el, vilken visas i *Tabell 6* nedan. Anläggningarna för elproduktion antas överstiga en total installerad effekt på 255 kW för båda scenarierna. Vilket innebär att produktionen är skattepliktig i enlighet med Skatteverkets regler för egenproduktion. Dock antas det att anläggningen i respektive scenario fördelas jämnt över kvarterets åtta byggnader vilken regelmässigt innebär att kvarteret består av flera små anläggningar. Således uppgår energiskatten för egenanvänd el till 0,6 öre/kWh (Skatteverket, 2021). Vidare uppgick det genomsnittliga försäljningspriset för elcertifikat till 0,6 öre/kWh under 2020, vilket innebär att egenanvändning av elproduktionen prissätts till 0 öre/kWh (E.ON, 2021a).

Vidare antas det att de separata anläggningarna uppfyller kraven för mikroproduktion, vilket innebär att Kvarter Idala har rätt till skattereduktion på såld el som uppgår till 60 öre/kWh. Skattereduktionen har ett maxtak på 30 000 kWh per verksamhet och år, vilket årligen motsvarar 18 000 kr. Skattereduktionen är inkluderad under hela kalkylperioden. I tabellen nedan är skattereduktionen inkluderad i priset för såld el (Energimarknadsbyrån, 2020d).

Tabell 6 - Prissättning på egenanvänd och såld el.

Prissättning egenanvänd el (öre/kWh)	Prissättning såld el (öre/kWh)
0	45

Prissättningen i tabellen ovan baseras på *Bilaga 8.6 Elpris*.

### 3.4 Känslighetsanalys

En känslighetsanalys genomfördes för scenario 1 och scenario 2 i både Polysun och EED. Den indata som varierades i scenarierna var den totala installerade effekten av värmepumpar. Effekten varierades för att undersöka energisystemet vid 75 % effekttäckningsgrad. Till följd av detta, förändras dimensioneringen av övriga komponenter så att ett netto-noll energisystem åter uppnås. Vidare gjordes en LCC beräkning på känslighetsanalysen.

Vidare gjordes ytterligare en känslighetsanalys på scenario 1 i EED, för att undersöka borrhålskonfigurationen om det gavs en restriktion på tillgänglig area. Restriktionen innebar att den tillgängliga ytan endast skulle vara 50 % av den arean scenario 1 upptar.

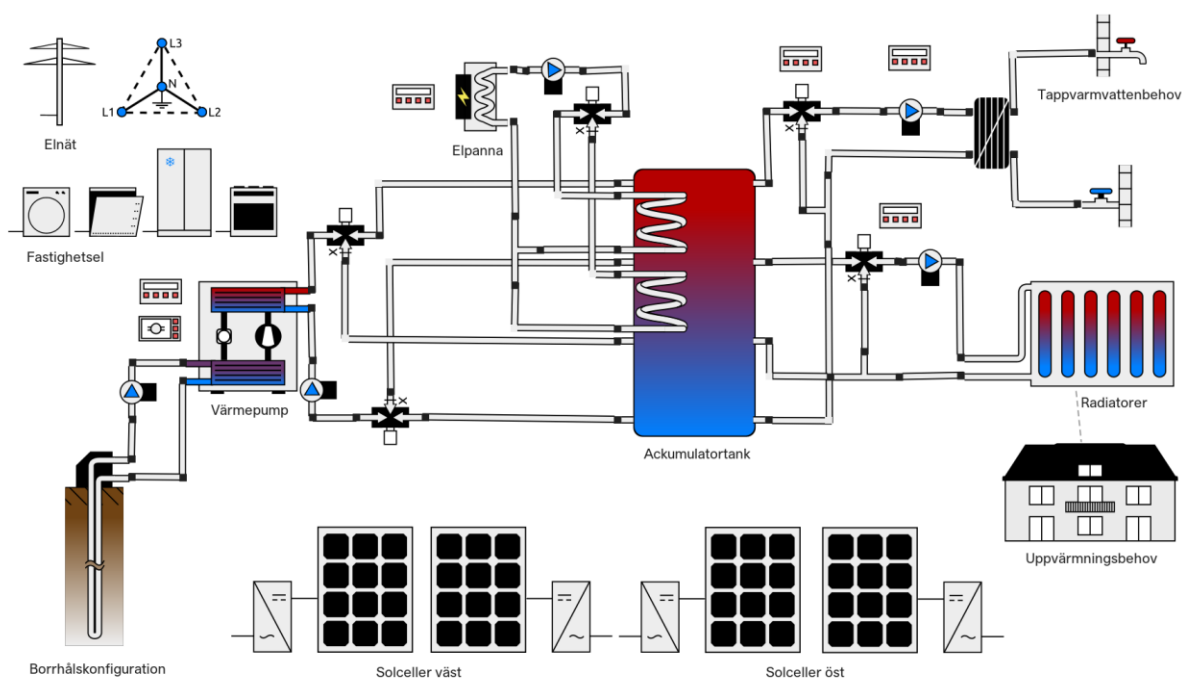
## 4. Resultat

I kommande avsnitt redovisas resultatet från rapporten. Först presenteras resultatet av simuleringarna i Polysun och EED för de båda scenarierna separat. Därefter redovisas energiberäkningen för att visa huruvida målet med netto-noll energianvändning är uppnått. Vidare följer en känslighetsanalys i vilken olika inparametrar har varierats för att undersöka energisystemets prestanda och tillförlitlighet. I slutet av kapitlet presenteras resultatet av den ekonomiska analysen för respektive scenario.

Som presenterat i *Tabell 2* uppgår det totala uppvärmnings- och tappvarmvattenbehovet i Kvarter Idala till 282 MWh respektive 205 MWh. Utifrån beräkning av värmeeffektbehovet i NIBE DIM, motsvarar dessa energibehov ett totalt värmeeffektbehov på 190 kW. Simulering för scenario 1 och 2 i Polysun resulterade i ett SPF-värde för värmepumpen på 3,5 respektive 3,6 baserat på temperaturintervallet i borrhålen.

### 4.1 Scenario 1

Nedan presenteras resultaten från simuleringarna i Polysun och EED av scenario 1. Simuleringen i Polysun är som nämnts tidigare gjord för en tredjedel av systemet, men längre ner i avsnittet redovisas resultatet för ett fullskaligt system. Notera att i *Figur 7* nedan, som visar en schematisk bild över Scenario 1, endast representerar en tredjedel av energisystemet.



Figur 7 - Schematisk bild över en tredjedel av energisystemet i scenario 1 från simuleringen i Polysun.

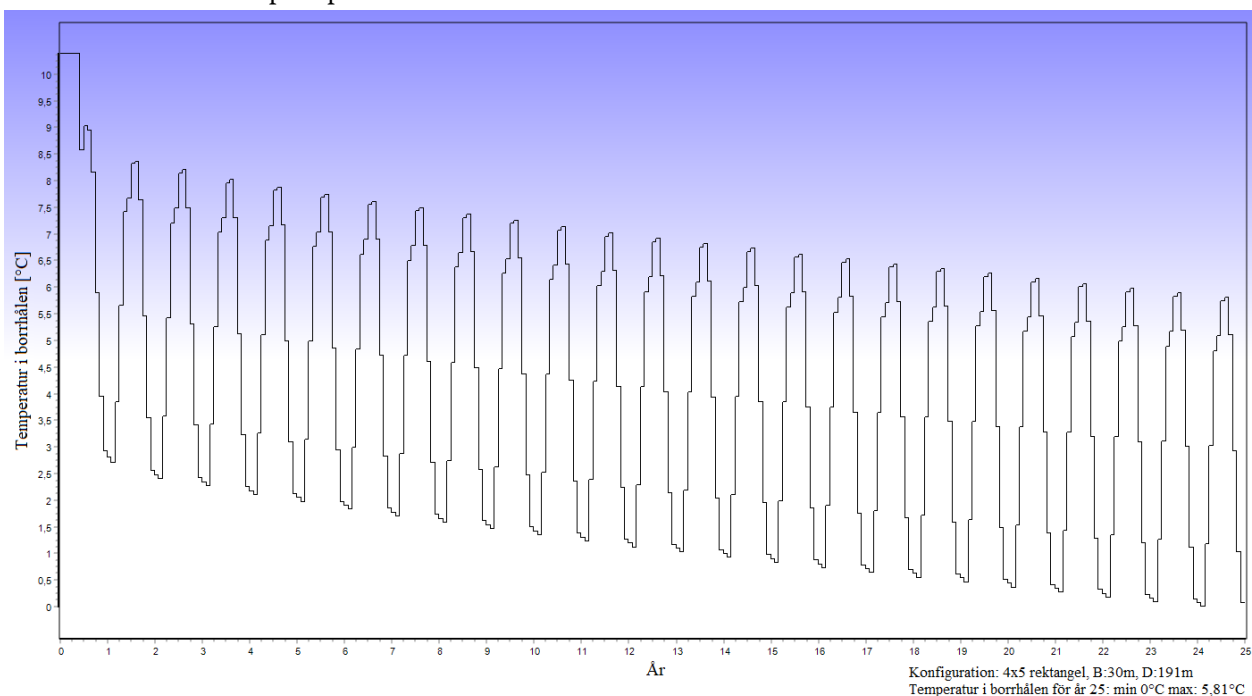


Systemet ovan är framtaget för att täcka värmebehovet för tappvarmvatten och uppvärmning för Kvarter Idala, vilket motsvarar ett totalt värmebehov på 487 MWh. Utifrån förutsättningarna producerar systemet knappt 526 MWh årligen, vilket jämfört med värmebehovet motsvarar en överproduktion på 39 MWh.

Nedan följer en kort beskrivning om systemets större komponenter, för detaljerad information om samtliga komponenter som använts vid simuleringen, se *Bilaga 8.3 Komponenter i Polysun*. Scenario 1 består av tre värmepumpar med en enskild effekt på 58 kW samt tre elpannor med en enskild effekt på 4 kW. Dessa står för värmeproduktionen i systemet.

Vidare har scenario 1 en solcellsanläggning för elproduktion med en total installerad effekt på 286 kW. Den består av 816 solceller vilket motsvarar en total yta på 1526 m<sup>2</sup>. Solcellerna är jämnt fördelade över takytorna i östlig respektive västlig riktning. Produktionen från solcellerna uppgår till 221 MWh varav 27 % går till egenanvändning.

Borrhålskonfigurationen i systemet består av 20 borrhål med ett borrhålsdjup på 191 m vardera. Borrhålen är placerade i ett rutnät om 4 gånger 5 där avståndet mellan hålen är 30 meter. Detta krävs för att kunna försäkra värmepumpen med 363 MWh.



Figur 8 - Temperaturvariationen i borrhålen under 25 år för scenario 1.

Utifrån *Figur 8* ovan kan det utläsas att temperaturen i borrhålen sjunker under den simulerade tidsperioden. Som illustreras i figuren uppnås ingen jämvikt. Det sker dock en fluktuering under åren, eftersom en viss passiv återladdning sker under sommarmånaderna då upptaget av energi är som lägst. Efter 25 år uppgår den maximala temperaturen till knappt 6 °C och den minimala temperaturen till 0 °C.

I *Tabell 7* nedan är energitillförseln sammanställd för scenario 1.

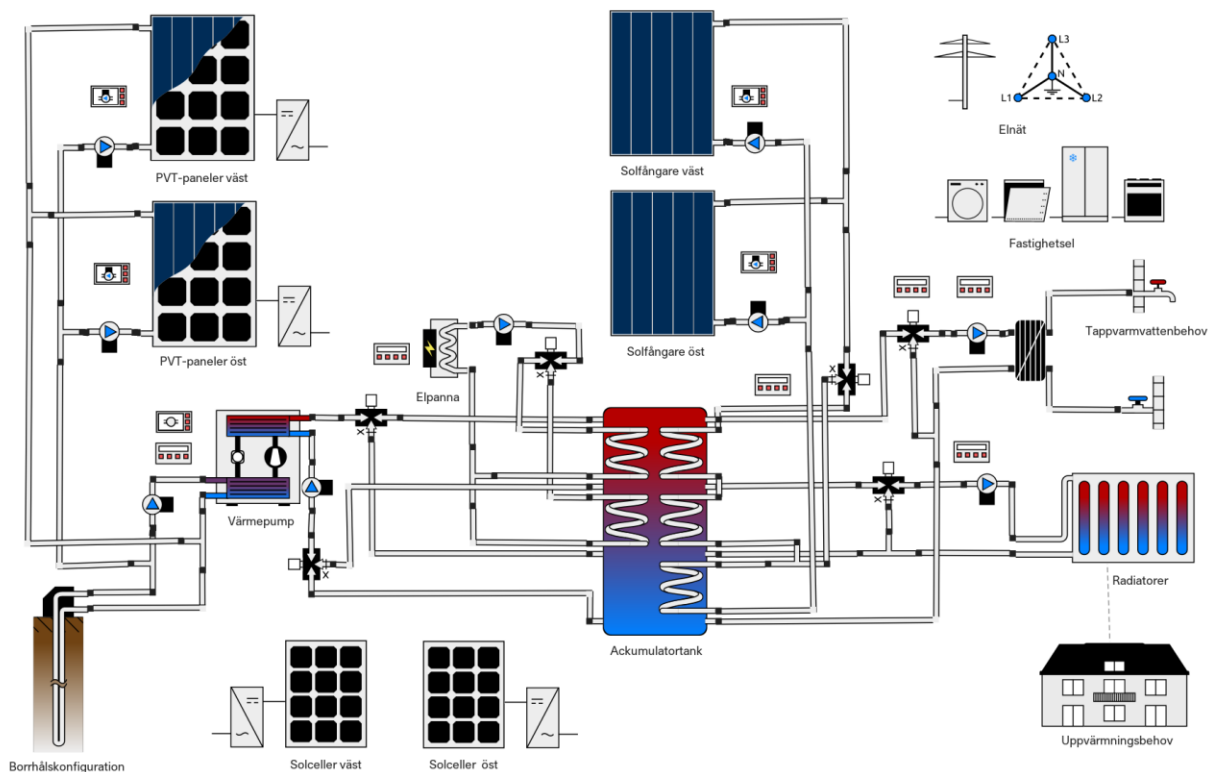
Tabell 7 - Sammanställning över energitillförseln för Scenario 1.

	Produktion (MWh)	Installerad effekt
Värmepump	508	174 kW
Elpanna	18	12 kW
Borrhål	363	-
Solceller	221	286 kW

Produktionen från samtliga komponenter förutom solceller i *Tabell 7* anges i MWh värme. Förbrukningen från värmepumpen och elpannan anges i MWh el, samt produktionen från solcellerna. Från tabellen kan utläsas att den totala värmeproduktionen till kvarteret uppgår till 526 MWh, vilket består av värmen producerad från värmepumpen och elpannan. Energin från borrhålen inte är inkluderat eftersom det ingår i den värmen som värmepumpen producerar.

## 4.2 Scenario 2

Nedan presenteras resultaten från simuleringarna i Polysun och EED av scenario 2. Simuleringen i Polysun är som nämnts tidigare gjord för en tredjedel av systemet, men längre ner i avsnittet redovisas resultatet för ett fullskaligt system. Notera att i *Figur 9* nedan, som visar en schematisk bild över Scenario 2, endast representerar en tredjedel av energisystemet.



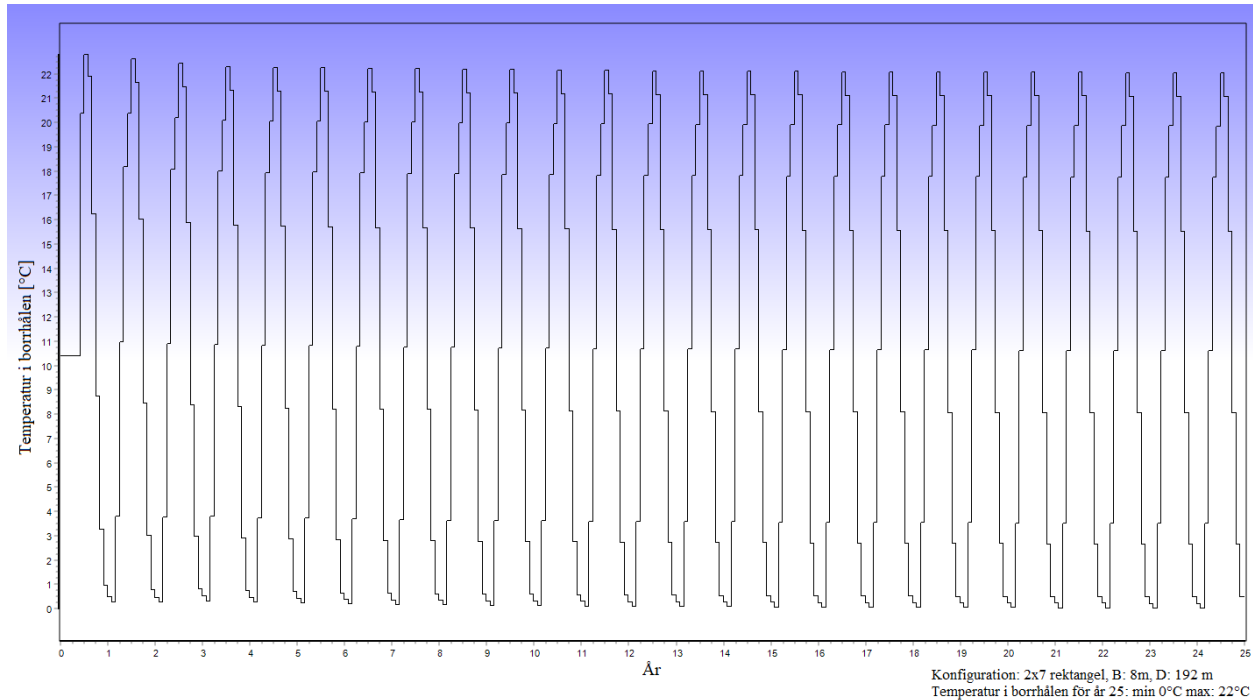
Figur 9 - Schematisk bild över en tredjedel av energisystemet i scenario 2 från simuleringen i Polysun.

Systemet ovan är likt Scenario 2 framtaget för att täcka värmebehovet för tappvarmvatten och uppvärmning för Kvarter Idala som uppgår till 487 MWh. Det framtagna systemet producerar knappt 520 MWh för uppvärmning, vilket innebär en överproduktion på 32 MWh. Systemet producerar ytterligare 305 MWh värme vilket används för att återladda borrhålslaget.

Nedan följer en kort beskrivning om systemets större komponenter, för detaljerad information om samtliga komponenter som använts vid simuleringen, se *Bilaga 8.3 Komponenter i Polysun*. Scenario 2 består av tre värmepumpar med en enskild effekt på 58 kW samt tre elpannor med en enskild effekt på 8 kW. Utöver detta finns även en solfångaranläggning med 222 solfångare, som tillsammans med värmepumparna och elpannorna står för värmeproduktionen till kvarteret.

Vidare består PVT-anläggningen i scenario 2 av 792 PVT-paneler, vilket motsvarar en installerad el-effekt på 222 kW. Värmeproduktionen från anläggningen uppgår till 305 MWh. Solcellsanläggning i scenario 2 består endast 48 paneler, vilket motsvarar en installerad el-effekt på 17 kW. Den totala elproduktionen från systemet uppgår till 185 MWh varav 23 % går till egenanvändning. Den totala ytan som upptas av solfångare, PVT-paneler och solceller är 1710 m<sup>2</sup>. Solfångarna, PVT-panelerna och solcellerna är jämnt fördelade över takytorna i östlig respektive västlig riktning.

Borrhålskonfigurationen i systemet består av 14 borrhål med ett borrhålsdjup på 192 m vardera, se *Figur 10* nedan. Borrhålen är placerade i ett rutnät om 2 gånger 7 där avståndet mellan hålen är 8 meter. Detta krävs för att kunna förse värmepumpen med 305 MWh.



Figur 10 - Temperaturvariationen i borrhålen under 25 år för scenario 2

Utifrån figuren ovan kan det utläsas att min och maxtemperaturen i borrhålen inte förändras under simulerade tidsperioden. Återladdning från PVT-paneler bidrar till att en jämvikt i borrhålslagret uppnås, vilket medför att den maximala temperaturen uppgår till 22 °C och den minimala temperaturen till 0 °C för samtliga år. Likt scenario 1 sker det temperaturfluktuationer i borrhålen under åren men är mer markant på grund av aktiv återladdning.

I *Tabell 8* nedan är energitillförseln sammanställd.

Tabell 8 - Sammanställning över energitillförseln för Scenario 2.

	Produktion (MWh)	Installerad effekt (kW)
Värmepump	430	174
Elpanna	7	18
Borrhål	311	-
Solfångare	83	261
PVT-paneler (värme)	305	758
PVT-paneler (el)	173	222
Solceller	12	17

Produktionen från samtliga komponenter förutom PVT-paneler (el) och solceller i *Tabell 8* anges i MWh värme. Förbrukningen från värmepumpen och elpannan anges i MWh el, tillsammans med produktionen från PVT-paneler (el) och solceller. Från tabellen kan utläsas att den totala värmeproduktionen till kvarteret uppgår till 824 MWh, vilket består av värmen producerad från värmepumpen, elpannan PVT-panelerna och solfångarna. Notera att energin från borrhålen och PVT-panelerna inte är inkluderat då det ingår både i den värmen som värmepumpen producerar och den energin som återförs till berget.

### 4.3 Energiberäkning

Energiberäkningen för Kvarter Idala i de två scenarierna har sammanställts i *Tabell 9* nedan. Det inkluderar värmebehovet, energiproduktionen, driftel för värmepump, elpanna och kringutrustning samt fastighetsel. Energibehovet och energiproduktionen för respektive scenario har presenterats i tidigare avsnitt.

Tabell 9 - Sammanställning av energiberäkningen för scenario 1 och scenario 2.

Energisammanställning	Scenario 1		Scenario 2	
	MWh	kWh/m <sup>2</sup> Atemp	MWh	kWh/m <sup>2</sup> Atemp
Uppvärmning*	282	35,3	282	35,3
Tappvarmvatten inkl vvc	205	25,6	205	25,6
Övriga förluster	39,0	4,90	32,3	4,03
Återladdning geoenergi			305	38,1
Avsättning värme solfångare			- 82,7	- 10,3
Avsättning värme PVT			- 305	- 38,1
Avsättning värme värmepump och elpanna	- 526	- 65,8	- 437	- 54,6
El till värmepump och elpanna	163	20,4	128	16,0
El till kringutrustning	2,07	0,258	2,02	0,252
Fastighetsel**	55,2	6,90	55,2	6,90
Genererad el solceller och PVT	- 220	- 27,6	- 185	- 23,2
<b>Energianvändning Netto</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

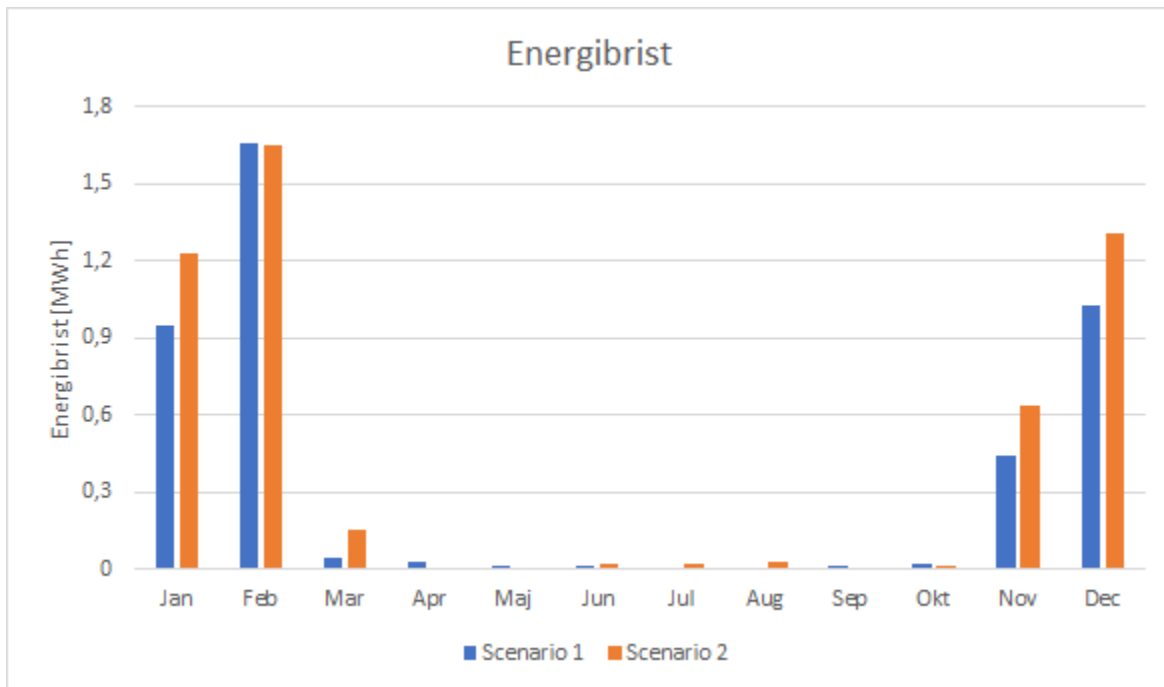
\*inkluderar ventilation, distributionsförluster, vädring, kulvertförluster.

\*\*inkluderar el till hissar, fläktar, belysning, styrutrustning, pumpar, ventiler och spjäll.

Från tabellen kan det utläsas att energianvändningen för båda scenarierna blir noll. Det innebär då att energisystemen producerar samma mängd energi som det förbrukar under ett år. Överst i tabellen presenteras värmebehoven för de två scenarierna, vilket inkluderar behovet av att återladda borrhålslagret i scenario 2. Därefter följer systemets värmeproduktion från de olika komponenterna. I nedre delen av tabellen presenteras först det totala elbehovet för att till sist visa elproduktionen. Fastighetselen är normaliserad utifrån boverkets byggregler, se avsnitt 2.2 *Boverkets Byggregler - BBR*.

## 4.4 Energibrist

Från simuleringen i Polysun så har energibristen för respektive system kunnat tas fram. Fördelningen över energibristen på årsbasis visas i *Figur 11* nedan.



Figur 11 - Energibrist för scenario 1 och 2.

På årsbasis uppgår energibristen till 4,2 MWh och 5,1 MWh för respektive scenario. Som visas i figuren är energibristen likt fördelad för de båda scenarierna. Energibristen är som störst under vintermånaderna och har en topp i februari på knappt 1,7 MWh för båda scenarierna. Då energibristen inte resulterar i ett felmeddelande i simuleringen anser Polysun att det är försumbart.

## 4.5 Ekonomi

Utifrån investeringskostnaderna i avsnitt *3.2 Ekonomiska förutsättningar*, tillsammans med resultatet av utformning av de två scenarierna, uppgår de totala investeringskostnaderna till 6,2 samt 11,5 Mkr. Totala kostnader för investering, underhåll och energi finns specificerat i *Bilaga 8.7 Investerings-, underhålls- samt energikostnader*. Livscykelkostnad för energisystemet i scenario 1 uppgår till 10,7 Mkr och livscykelkostnaden för scenario 2 till 14,9 Mkr.

Vidare har beräkning av Pay-back metoden med ränta resulterat i en återbetalningstid på 11 respektive 23 år för de två scenarierna, när de jämförts med energisystem baserat på direktverkande el. Motsvarande jämförelse med ett energisystem bestående av fjärrvärme innebar en återbetalningstid på 13 respektive 32 år. *Bilaga 8.5* specificerar kostnaderna som ligger till grund för beräkningen av Pay-back metoden med ränta.

## 4.6 Känslighetsanalys

I detta avsnitt presenteras resultaten från känslighetsanalysen. Först redovisas hur dimensioneringen av de två scenarierna förändras till följd av att den totala installerade värmepumpseffekt har varierats. Tillsammans med det visas en ekonomisk bedömning som gjorts för de förändrade fallen, med hjälp av LCC. Till sist följer en känslighetsanalys för scenario 1 i EED, i ett fall som inneburit restriktion på tillgänglig area.

Nedan presenteras resultatet av känslighetsanalysen i Polysun, där effekttäckningsgraden på värmepumpen sattes till 75 %. *Tabell 10* visar hur dimensioneringen av systemen har förändrats för att kompensera för den lägre effekttäckningsgraden samt livscykelkostnaden för respektive fall.

Tabell 10 - Känslighetsanalys med 75 % effekttäckningsgrad. Notera att värdena inom respektive parentes illustrerar skillnaden gentemot grundutförandet i respektive scenario.

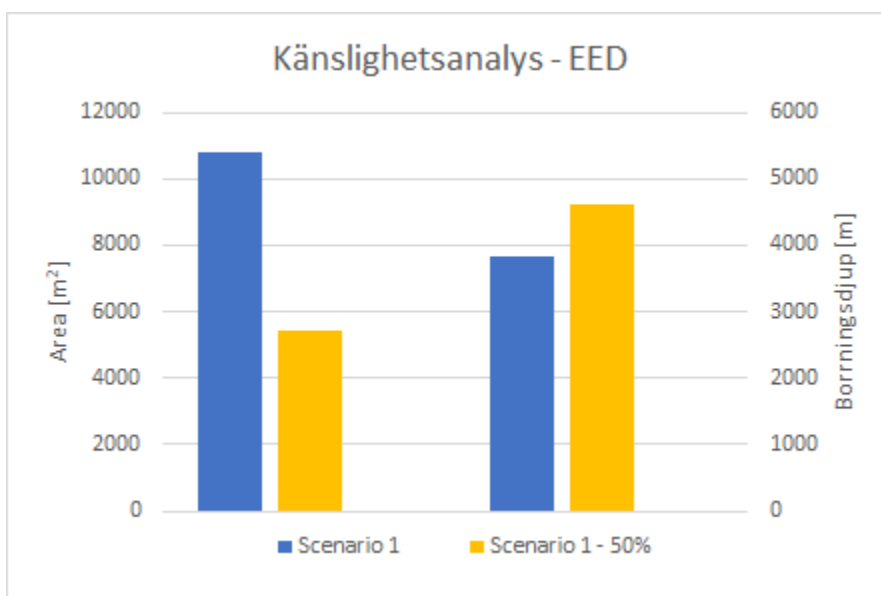
	Effekt värmepumpar (kW)	SPF	Borrdjup (m)	Antal solceller	Energibrist (MWh)	LCC kostnad ( Mkr)
Scenario 1	143 (-31)	3,6 (+0,1)	3820 (--)	822 (+6)	4 (-0,2)	10,3 (-0,4)
Scenario 2	143 (-31)	3,5 (-0,1)	2632 (-56)	63 (+15)	2,5 (-2,6)	14,7 (-0,2)

Trots lägre värmepumpseffekt i systemen, kunde storleken på elpannan förbli densamma. Dock ökade elpannans elförbrukning, till följd av att värmepumparna inte klarade av att täcka lika stor del av energibehovet. Utifrån simuleringen i Polysun, resulterade de två fallen i ett SPF-värde för värmepumpen på 3,6 respektive 3,5, vilket även det påverkar elförbrukningen i systemet samt energiupptaget från marken. Borrdjupet för scenario 1 förblev oförändrat, då den lägre energiproduktionen från värmepumpen kompenseras av högre SPF. Borrdjupet för scenario 2 minskades med 56 m till följd av lägre energiupptag, lägre SPF samt högre återladdning. Förändringen var inte tillräcklig för att konfigurationen skulle påverkas, utan endast borrdjupet.



Fler solceller krävdes för båda scenarierna för att kompensera för den högre elförbrukningen. Sammanfattningsvis skulle energisystemen med endast 75 % effektäckning resultera i livscykelkostnader på 10,3 respektive 14,7 Mkr.

Ytterligare en känslighetsanalys gjordes i vilken scenario 1 jämfördes med ett liknande scenario fast med begränsad area för borrhålskonfigurationen. Jämförelsefallet utgår från att endast hälften av den yta som borrhålskonfigurationen i scenario 1 tar i anspråk, kan utnyttjas. Nedan i *Figur 12* refereras det till Scenario 1 - 50 %.



Figur 12 - Känslighetsanalys i EED, där gula staplar refereras till scenario 1-50 % och blåa staplar refererar till grundutförandet.

Borrhålskonfigurationen för scenario 1 är som tidigare nämnt 4 gånger 5 borrhål med 30 m mellan vardera. Detta motsvarar en yta på 10 800 m<sup>2</sup>, vilket innebär att Scenario 1 - 50 % begränsas av en yta på 5 400 m<sup>2</sup>. För att upprätthålla energiupptaget krävs en borrhålskonfiguration på 4 gånger 6 borrhål med 19 m mellan vardera. Dock ökade borrhålsdjupet från 191 m till 192 m, för respektive hål. Som *Figur 12* visar, innebär det att totala borrhålsdjupet ökar från knappt 4 000 m till drygt 4 600 m. Baserat på investeringskostnaderna presenterade i avsnitt 3.3 *Ekonomiska förutsättningar* motsvarar det ökade borrhålsdjupet en ökad investeringskostnad på 274 tkr.

## 5. Diskussion

Utformningen av en energismart stadsdel kan göras på ett flertal sätt och för att begränsa rapporten valdes det att endast ta fram och jämföra två scenarion. I följande avsnitt kommer det att diskuteras vilka aspekter och faktorer som har påverkat resultatet av rapporten, relaterat till vald energi- och lagringstekniker och simuleringsverktyg samt kommentera hur stor inverkan som de kan tänkas ha.

### 5.1 Utformningen av en energismart stadsdel

Som resultatet visar är det möjligt att utforma Kvarter Idala med visionen att uppnå netto-noll energianvändning med hjälp av lokal energiproduktion och lagring.

Energisystemet i scenario 1 skapar en energismart stadsdel bestående av enbart bostadshus, genom att utnyttja lokal energiproduktion. Produktionen består som tidigare nämnts av en solcellsanläggning som kombineras med en bergvärmeanläggning. Scenario 1 påvisar att det är möjligt att skapa energismarta områden med relativt enkla system. Dimensioneringen av bergvärmeanläggningen eftersträvade att temperaturintervallet inte skulle understiga 0 grader under simuleringsperioden. Den framtagna konfigurationen uppfyller detta även om systemet inte uppnår en jämvikt mellan uttag och passiv återladdning under simuleringsperioden. Solcellsanläggningen dimensionerades för att täcka elanvändningen som uppvärmningssystemet kräver, samt övrig el till fastighetsdriften. Dimensioneringen visade att knappt hälften av den tillgängliga takyten i Kvarter Idala krävs för att förse kvarteret med tillräcklig mängd solenergi.

Till skillnad från energisystemet i scenario 1 använder scenario 2 både lokal energiproduktion och lagring för att täcka el- och värmebehovet. Värmeproduktionen till stadsdelen består i huvudsak av ett borrhålslager och solfångare. Vidare används PVT-paneler för att återladda borrhålen med värme samtidigt som de tillsammans med ett fåtal solceller tillgodoser elbehovet. Till följd av återladdningen är den totala värmeproduktionen i scenario 2 avsevärt högre jämfört med scenario 1. Vidare innebär att det totala antalet borrhål i scenario 2 är färre samtidigt som de är utplacerade på en betydligt mindre yta. Återladdningen medför att det årliga temperaturintervallet i marken är mer balanserat under hela simuleringsperioden samtidigt som medeltemperaturen är högre jämfört med scenario 1. Solfångarna dimensionerades efter att täcka värmebehovet på sommaren. Likt scenario 1 visar dimensioneringen av samtliga solpaneler att den tillgängliga takyten i Kvarter Idala inte begränsar möjligheten att uppnå ett område med netto-noll energianvändning.

Både scenario 1 och 2 består av en värmepumpsanläggning med en effekttäckningsgrad på över 90 %. Den baserades på konfigurationen som togs fram tillsammans med Peter Larsson i NIBE DIM. För att undersöka hur denna utformning förhåller sig till den som enligt teorin ska vara mest ekonomiskt gynnsam, genomfördes en känslighetsanalys. I analysen användes därmed en värmepumpsanläggning med en effekttäckningsgrad på 75 %. Känslighetsanalysen resulterade i få förändringar när det kommer till borrhålskonfiguration samt att det ökade elbehovet kunde kompenseras med ett fåtal solceller. Vidare påvisade analysen att LCC-kostnaden för båda scenarierna skulle vara lägre i jämförelse med grundutförandet. Resultatet från känslighetsanalysen bekräftar att ett energisystem med en värmepump med endast 75 % effekttäckningsgrad är mer ekonomisk gynnsam.

Båda scenarierna saknar möjlighet att lagra el, vilket innebär att egenanvändningen av elproduktion är låg. Som presenterat i resultatet uppgår den endast till 27 % respektive 23 %, vilket innebär att över 70 % av den producerade elen först säljs på elmarknaden för att sedan köpas tillbaka vid behov. Då elpriset för köpt el är ungefär 100 öre/kWh dyrare än såld el, skulle högre andel egenanvändning resultera i kortare återbetalningstid. Högre egenanvändning skulle kunna uppnås med hjälp av ett energilager som kan lagra överskottsproduktionen av el till tillfällena med högre elbehov. Dock skulle investeringskostnaden för ett energilager behövas vägas mot förtjänsten av högre egenanvändning.

Inga av teknikerna i varken scenario 1 eller scenario 2 är begränsade till nybyggnation, utan det är möjligt att tillämpa båda scenarierna på ett befintligt område. Utformningen av scenario 1 bestod av färre komponenter och kan ses som ett mer simpelt system. Ett sådant system skulle troligtvis användas i en större utsträckning då det samtidigt kräver en lägre investeringskostnad. En variabel som togs upp i känslighetsanalysen var utifall ytan tillgänglig för en bergvärmeanläggning var begränsad. Detta skulle troligtvis vara vanligare för befintliga områden jämfört med nybyggnation, men som resultatet från känslighetsanalysen visade innebär en bergvärmeanläggning som tar hälften så stor area i anspråk endast resulterar i en investeringskostnad som är 4 % högre. Vidare lämpar sig även borrhålskonfigurationen i scenario 2 för områden med begränsad markyta, då den endast upptar 400 m<sup>2</sup>.

## 5.2 Tillförlitligheten i en energismart stadsdel

Utifrån simuleringarna i Polysun uppstår det energibrist vid ett fåtal tillfällen under vintermånaderna. Som presenterats tidigare uppgår den årliga energibristen för hela kvarteret till 4,2 respektive 5,1 MWh för de två olika scenarierna, vilket motsvarar 0,8 % respektive 1 % av det årliga energibehovet. Vidare anser Polysun att detta är försumbart med hänvisning till att det beror på den simuleringsmetoden som används av programvaran. Därmed kan energiförsörjningen anses vara tillförlitlig över hela året. Uppvärmningssystemet består av mogen teknik, vilket innebär att tillförlitligheten bör vara hög.

Däremot bör det nämnas hur de olika komponenternas prestanda kan förändras under den valda simuleringsperioden och hur det påverkar tillförlitligheten i energiförsörjningen. De framtagna scenarierna är utformade för att uppnå netto-noll energianvändning, baserat på de förutsättningarna som presenterats tidigare i rapporten. Som nämnts tidigare påverkar temperaturintervallet i marken SPF-värdet hos värmepumparna. Från simuleringen i EED sjunker temperaturintervallet i scenario 1 årligen, vilket innebär att värmepumpen kommer arbeta vid mindre gynnsamma förhållanden allt eftersom systemet är i drift. Detta tas inte hänsyn till av Polysun, då simuleringen enbart kan genomföras för första året. Återladdningen i scenario 2 resulterar i en balanserad temperaturintervall under hela simuleringsperioden, vilket därmed inte ska påverka värmepumparnas SPF. Ytterligare en faktor som inte tas i hänsyn är degraderingen av solceller samt PVT. Efter 25 år bedöms verkningsgraden för solceller endast uppnå cirka 80 % av sitt ursprungliga värde. Då PVT-paneler använder samma teknik som solceller, antas även de degraderas under simuleringsperioden. Därmed kommer energiproduktionen till systemet att minska efterhand, samtidigt som elanvändningen i scenario 1 antas öka till följd av lägre SPF. För att upprätthålla rapportens definition av en energismart stadsdel med netto-noll energianvändning, kommer nyinvesteringar krävas.

Som nämnt tidigare upprätthålls värmebehovet i Kvarter Idala på ett tillförlitligt sätt under simuleringsperioden. Elproduktionen i kvarteret är tillräcklig för att på årsbasis täcka elbehovet. Dock sker inte produktionen när elbehovet är som störst, utan kvarteret förlitar sig på elnätet. Det återspeglas i att egenanvändningen av elproduktionen endast uppgår till 27 respektive 23 %, som diskuterades ovan. För att öka andelen egenanvänd el, skulle energisystemen behöva utnyttja någon form av energilagring. Exempelvis skulle batterilager eller V2G, lämpa sig väl för att jämma ut dygnslasterna under framför allt sommaren. På så vis öka egenanvändningen av el och kvarteret skulle bli mindre beroende av elnätet under sommarperioden. Långtidslagring såsom vätgas skulle vara mer lämpligt för att bevara överproduktionen från sommaren till vinterhalvåret. Att implementera vätgas var inte möjligt i Polysun och valdes därmed att inte inkluderas i rapporten.

## 5.3 Ekonomi

Utifrån resultatet av den ekonomiska beräkningen, uppgår investeringskostnaden för scenario 1 och scenario 2 till 5,9 respektive 11,1 Mkr. Vidare motsvarar investeringskostnaderna en LCC-kostnad på 10,4 respektive 14,9 Mkr, när hänsyn har tagits till driftskostnader som uppkommer under kalkylperioden på 25 år.

För beräkningen av återbetalningstiden med hjälp av pay-back metoden med ränta, jämfördes de två scenarierna med två rena uppvärmningssystem. Jämförelsen gjordes mot ett kvarter med enbart elpanna som uppvärmning samt ett kvarter med fjärrvärme. Som resultatet visar, har det enklare och billigare energisystemet i scenario 1 kortast återbetalningstid jämfört med både el och fjärrvärme. Återbetalningstiden för scenario 1 uppgår till 11 respektive 13 år. Det dyrare och mer komplexa energisystemet i scenario 2 uppnår inte lika kort återbetalningstid, utan den beräknas till 23 respektive 32 år. Livslängden på energisystemen i rapporten bedöms vara 25 år, utifrån de enskilda komponenternas livslängd. Scenario 1 visade sig ha en återbetalningstid som är runt hälften av energisystemet bedömda livslängd. Därmed innebär utformningen av scenario 1 att det är möjligt att skapa en energismart stadsdel som är finansiellt hållbar. Vidare innebär återbetalningstiden för scenario 2 inte skulle vara finansiellt hållbar om alternativet var att ansluta Kvarter Idala till fjärrvärmenätet. Däremot, om alternativet var att enbart använda elpanna, skulle scenario 2 vara finansiellt hållbart.

Som nämnts tidigare innebär aktiv återladdning ett bättre temperaturintervall i marken och har därmed positiva effekter för SPF-värdet för värmepumpen. Däremot som scenario 2 indikerar är återladdning med PVT-paneler kostsamt. Möjligtvis hade andra återladdningstekniker med lägre investeringskostnader kunnat användas, vilket skulle inneburit ett mer lönsamt system. Exempelvis hade en luft/vatten-värmepump kunnat inkluderas i systemet, vilket hade inneburit färre PVT-paneler men samma återladdning. En luft/vatten-värmepump bygger på samma teknik som presenterats tidigare i teorin, men använder utomhusluften som värmekälla. Därav har en luft/vatten-värmepump ett högt SPF-värde under sommaren, vilket hade kunnat utnyttjas för att producera värme till en låg kostnad. Tekniken hade inneburit en högre årlig elanvändning jämfört med återladdning med enbart PVT, vilket tillsammans med färre PVT-paneler skulle kräva fler solceller. Dock skulle användningen av egenproducerad el öka, då en större andel av det årliga energibehovet skulle vara under månaderna med hög elproduktion.

Kalkylerna ska ses som riktvärden, då utformningen varit det som haft störst fokus. För en bättre ekonomisk analys skulle en kalkylmetod som tar hänsyn till fler parametrar användas, såsom inflation och degradation av energisystemet.

## 5.4 Begränsningar

Som nämnt tidigare i rapporten byggdes de två systemen i Polysun på egen hand, som beskrivet i metoden. Enligt programvaran tillgodoses energibehoven för respektive scenario men resultatet bör diskuteras ytterligare. Styrningen av ett energisystem har en viktig roll för hela prestandan. För ett energisystem som inkluderar ett flertal komponenter är det essentiellt att de kompletterar varandra. Elpannan ska komplettera värmepumpen vid högt värmebehov och på så sätt underlätta systemet. Däremot visade resultatet från Polysun att elpannan används relativt sällan, men främst vid ovanliga tidpunkter. För scenario 1 är elpannan underligt nog delvis i gång under sommarmånaderna, då värmebehovet är som lägst. Vidare är en anledning till överproduktionen och energibristen för de två scenarierna kan vara att styrningen inte görs optimalt. Styrningen för färdiga system i Polysun är troligtvis mer optimerade och resulterar till mindre överproduktion och förluster, men det var som sagt inte möjligt i det här arbetet.

Vidare fanns det fler begränsningar i Polysun, som påverkade hur energisystemen utformades. De olika komponenterna i Polysun är från faktiska fabrikat och kunde därav inte korrigeras. Exempelvis kunde inte SPF-värdet för värmepumparna korrigeras utefter vad simuleringen i NIBE DIM visade, utan det baseras på den specifika värmepumpsmodellens prestanda i Polysun. Då ingen djupare analys gjordes huruvida den valda värmepumpens prestanda var jämförbar, kan det ha påverkat energisystemets övriga utformning. Vidare begränsade Polysun även utformningen då det inte fanns möjlighet att utnyttja de smarta teknikerna som presenterades i bakgrunden. Såsom FTX-aggregat, smart styrning av uppvärmning och avloppsvärmeväxlare. Dessa tekniker kan användas för att sänka energianvändningen i kvarteret, vilket därmed skulle kräva ett mindre energisystem. För att åstadkomma detta skulle ett annat simuleringsverktyg behövas.

I arbetet har generella investeringskostnader använts. Dessa kan ge en missvisande bild, då de inte alltid speglar de lokala förutsättningarna. En exakt prissättning kräver bättre underlag och fördjupad kunskap om området. Som nämnt tidigare uppskattades prissättningen av PVT-panelerna, för att kunna basera beräkningarna på en generell kostnad. Vidare tar prissättningen av de olika komponenterna inte in huruvida de bidrar till systemets totala funktion. Exempelvis producerar inte PVT-panelerna bara värme- och el, utan de bidrar också med systemnytta. Den aktiva återladdningen med PVT-panelerna resulterar i ett högre SPF-värde för värmepumpen, samtidigt att elproduktionen får en högre verkningsgrad jämfört med vanliga solceller. Den ovannämnda systemnyttan bör värdesättas och inkluderas i den ekonomiska beräkningen, för att göra en mer rättvisande bedömning.

En avgränsning som gjordes i den här rapporten var att endast undersöka netto-noll energianvändning för ett bostadsområde. För att göra en mer rättvisande bild av hur en energismart stadsdel kan utformas skulle information om olika typer av verksamheter behövas. Dessvärre var det inte möjligt, men resultatet i den här rapporten kan ge en inblick i hur bostadsområden i energismarta stadsdelar kan utformas och bidra till netto-noll energianvändning.

## 6. Slutsatser

Studien visar att det är möjligt att skapa ett bostadsområde med en energianvändning som på årsbasis uppnår netto-noll. I rapporten har två olika scenarier tagits fram, vilka använder olika tekniker för energiproduktion och lagring.

Scenario 1 kan ses som ett relativt simpelt system med få olika komponenter. Det har lägst investeringskostnad och även kortast återbetalningstid. Scenario 2 är mer komplicerat och använder flera olika tekniker för värmeproduktion. Investeringskostnaden för scenario 2 blir därmed högre, men den årliga energikostnaden blir lägre. Den lägre energikostnaden beror på att återladdningen av borrhålen ger värmepumpen ett högre SPF-värde samtidigt som att solfångarna minskar värmepumpens drifttimmar. Underhållskostnaden är dock något högre i scenario 2 till följd av den större ytan som täcks av olika typer av solpaneler. Den totala årliga kostnaden blir därmed lägre för scenario 2 jämfört med scenario 1, men inte tillräckligt låg för att kompensera för den höga investeringskostnaden.

En optimal utformning av energiproduktion och lagring för ett bostadsområde, utifrån rapportens mål och synsätt, vore att vidareutveckla scenario 1. De ekonomiska analyserna som har gjorts indikerar på att systemet mäter sig väl i jämförelse med direktverkande el eller fjärrvärme, med en återbetalningstid på 11 respektive 13 år. Däremot skulle utformningen kunna kompletteras med någon form av återladdning för att minska det totala borrhålsdjupet samt markarean. Scenario 2 visar goda synergier när det kommer till PVT-paneler och borrhål. En aktiv återladdning resulterade i färre borrhål samt ett mer balanserat temperaturintervall. Vidare innebar kylningen av panelerna att elproduktionen per kW blev något högre för PVT-panelerna. Däremot utifrån de ekonomiska beräkningarna är återladdningen av enbart PVT-paneler inte lönsamt. Att minska antalet PVT-paneler samt komplettera energisystemet med någon annan form av värmeproduktion, exempelvis en luft/vatten värmepump skulle troligtvis vara mer ekonomiskt försvarbart. Vidare behöver mer arbete göras på hur olika smarta tekniker kan tillämpas och hur dessa kan påverka utformningen av energismarta stadsdelar. Det skulle dock krävas ett mer avancerat simuleringsverktyg i vilket teknikerna kan tillämpas.

Trots att Kvarter Idala inte kan representera en hel stadsdel, kan rapporten ge en bättre förståelse för hur energismarta områden kan utformas. Innovativa lösningar krävs för att ställa om bostads- och servicesektorn som idag står för en stor del av Sveriges energianvändning. Som rapporten visar kan energismarta stadsdelar vara en del av den omställningen. Genom att producera och lagra energi lokalt, bidrar de till ett mer robust och flexibelt samhälle, som minskar beroendet av stora centrala anläggningar för både el- och värmeproduktion.



## 7. Referenser

Andrén, L. (2015). *Solenergi. Praktiska tillämpningar i vår bebyggelse*. Upplaga 5. Svensk Byggtjänst.

Atea. (2017). *Så får Sverige fler smarta städer med IoT*. <https://www.atea.se/reportage/2017/sa-far-sverige-fler-smarta-stader-med-iot/> [2021-03-31]

Belok. (u,å). *Belok LCC, Generell kalkyl*. [http://www.belok.se/lcc/LCC\\_Generell\\_kalkyl.pdf](http://www.belok.se/lcc/LCC_Generell_kalkyl.pdf) [2021-03-19]

Bjurling, F. & Ngo, P. *Energiåtervinning ur avloppsvatten*. Stockholm: KTH Industrial Engineering and Management. <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:606459/FULLTEXT01.pdf> [2021-01-19]

Björk, E., Acuña, J., Granryd, E., Mogensen, P., Nowacki, J., Palm, B. & Weber, K. (2013) *Bergvärme på djupet: Boken för dig som vill veta mer om bergvärmepumpar*. Stockholm: US-AB. <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:619184/FULLTEXT01.pdf> [2020-12-01]

Boverket. (u,å). *Vad är Atemp för något*. <https://www.boverket.se/sv/om-boverket/publicerat-av-boverket/fragor-svar/bbr-boverkets-byggregler/avsnitt-9-energiushallning/atemp/vad-ar-atemp-for-nagot/> [2021-01-15]

Boverket. (2017). *Boverkets föreskrifter om ändring av verkets föreskrifter och allmänna råd (2016:12) om fastställande av byggnadens energianvändning vid normalt brukande och ett normalår*. (BFS 2017:6 BEN 2) <https://rinfo.boverket.se/BEN/PDF/BFS2017-6-BEN-2.pdf> [2021-01-15]

Bäckström, L., Eklund, R., & Soleimani-Mohseni, M. (2014). *EnBe Energiberäkningar*. Studentlitteratur. [2021-03-19]

Cuce, P. & Cuce, E. (2017). *Toward cost-effective and energy-efficient heat recovery systems in buildings: Thermal performance monitoring*, Energy, 137, 487-494. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.159> [2021-01-19]

Diouf, B. & Pode, R. (2015) *Potential of lithium-ion batteries in renewable energy*, Renewable Energy, Volume 76, p. 375-380, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.058> [2020-11-19]

Ecokraft. (2020). *Solcellens funktion*. <https://www.ecokraft.se/artiklar/om-solceller> [2020-11-17]

Energiforsk. (2017). *Utbyggnad av solex i Sverige*. (Rapport 2017:376).  
<https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/23047/utbyggnad-av-solex-i-sverige-energiforskrappport-2017-376.pdf> [2021-03-15]

Energimarknadsbyrån. (2020a). *Elnätet*.  
<https://www.energimarknadsbyran.se/el/elmarknaden/elnetet/> [2021-01-08]

Energimarknadsbyrån. (2020b). *Elkostnader*.  
<https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elkostnader/> [2021-03-29]

Energimarknadsbyrån. (2020c). *Solcellskalkyl och prisutveckling*.  
<https://www.energimarknadsbyran.se/solceller/kopa-solceller-och-salja-solex/ar-solceller-for-villalonsamt/solcellskalkyl-och-prisutveckling/> [2021-03-29]

Energimarknadsbyrån. (2020d). *Skattereduktion och skattebefrielse*.  
<https://www.energimarknadsbyran.se/solceller-2/skattereduktion-och-skattebefrielse/> [2021-03-31]

Energimyndigheten. (2009). *Solceller - Informationsbroschyr om att producera el med hjälp av solceller*.  
<https://www.svensksolenergi.se/upload/pdf/Emyndsolcellsbroshyr2009.pdf> [2020-11-16]

Energimyndigheten. (2015a). *Solvärme och solkyla*.  
<https://www.energimyndigheten.se/fornybart/solenergi/solvarme-solkyla/> [2020-11-25]

Energimyndigheten. (2015b). *Värmepump*.  
<https://www.energimyndigheten.se/snabbblankar/lattlast/hur-varmer-du-upp-ditt-hus/varmepump/>  
[2020-12-04]

Energimyndigheten. (2017a). *Energiläget 2017*. Bromma: Arkitektkopia AB. (Statens energimyndighet, ET 2017:12) [2021-02-01]

Energimyndigheten. (2017b). *Manual till verktyg för beräkning av livscykelkostnad - Förklaringar och exempel*. EM2000, v5.1.  
<https://www.energimyndigheten.se/contentassets/dec414945bbf4a2e86365041f49a1f93/manual-till-verktyg-for-berakning-av-livscykelkostnad.pdf> [2021-03-19]

Energimyndigheten. (2018a). *Så undersöker du förutsättningarna för solel.*

<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/har-mitt-hus-ratt-forutsattningar/sa-undersoker-du-forutsattningarna/> [2020-11-19]

Energimyndigheten. (2018b). *Olika typer av solceller.*

<https://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/lar-dig-mer-om-solceller/olika-typer-av-solceller/> [2020-11-19]

Energimyndigheten. (2018c). *Solhybrid och bergvärme - Optimering av systemprestanda.*

Energimyndigheten 42632-1. E2B2 - Rapport 2018:03 [2021-02-24]

Energimyndigheten. (2019a). *Energiindikatorer 2019 - Uppföljning av Sveriges Energpolitiska mål.*

*ER - Rapport 2019:11.* [2021-01-15]

Energimyndigheten. (2019b). *Solcellsstatistik 2019 - nu finns 44 000 solcellsanläggningar i Sverige.*

<http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2020/solcellsstatistik-2019--nu-finns-44-000-solcellsanlaggningar-i-sverige/> [2020-11-13]

Energimyndigheten. (2020). *En studie av elanvändningens utveckling per län till år 2030.*

<https://www.energimyndigheten.se/contentassets/ad60a337c1a74547b0a9438c50dccc4c/en-studie-av-elanvandningens-utveckling-per-lan-till-ar-2030.pdf> [2021-01-13]

E.ON. (2019a). *Tamarinden Klimat- och energiambition.*

<https://extra.orebro.se/download/18.be04f1f16b5a052a861f31/1561703673905/Klimat-%20och%20energiambition%20-%20Tamarinden.pdf> [2021-01-14]

E.ON. (2019b). *Våra elnätsabonnemang för dig som som mikroproducent.*

<https://www.eon.se/content/dam/eon-se/swe-documents/swe-prislista-elmikroproduktion-syd-190101.pdf> [2021-03-16]

E.ON. (2021a). *Prishistorik för det rörliga elprisets olika delar.*

<https://www.eon.se/content/dam/eon-se/swe-documents/swe-det-rorliga-prisets-bestandsdelar.pdf> [2021-03-16]

E.ON. (2021b). *Rörligt elpris.* <https://www.eon.se/el/elpriser/rorligt> [2021-03-16]

E.ON. (2021c). *Räkna ut din elnätskostnad*.

<https://www.eon.se/foeretag/elnaet/raekna-ut-din-elnaetskostnad> [2021-03-16]

Erlström, M., Mellqvist, C., Schwarz, G., Gustafsson, M. & Dahlqvist, P. (2016). *Geologisk information för geoenergianläggningar – en översikt* (SGU-rapport 2016:16). Uppsala: SGU.

<http://resource.sgu.se/produkter/sgurapp/s1616-rapport.pdf> [2020-11-13]

Europaparlamentet. (2010). *Europaparlamentets och rådets direktiv 2010/31/EU om byggnaders energiprestanda*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0031&from=en>

[2021-02-01]

Geoenergicentrum. (u.å) *Så funkar Geoenergi*.

<https://geoenergicentrum.se/geoenergi-2/sa-funkar-geoenergi/> [2020-12-01]

International Energy Agency (2020). *National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2019*. <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/08/National-Survey-Report-of-PV-Power-Applications-in-Sweden-2019.pdf> [2021-03-15]

IVA. (2015). *Energilagring - Teknik för lagring av el*.

<https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagval-el-lagring.pdf> [2021-02-22]

IVT. (2016). *Hur länge håller en bergvärmepump?* <https://www.ivt.se/energipararen/hur-lange-haller-en-bergvarmepump/> [2021-03-29]

Kamp, S. (2013). *Sveriges potential för elproduktion från takmonterade solceller*. Examensarbete, Teknisk-naturvetenskaplig fakultetet. Uppsala: Uppsala Universitet

Kraftringen. (2020). *Kraftringens prisändringsmodell - Fjärrvärme*.

[https://www.kraftringen.se/globalassets/kraftringen/media/dokument/prislista/fjarrvarme/kraftringens\\_prisandringsmodell\\_2020-2022.pdf](https://www.kraftringen.se/globalassets/kraftringen/media/dokument/prislista/fjarrvarme/kraftringens_prisandringsmodell_2020-2022.pdf) [2021-01-11]

Lorenz, K. (2014). *Solvärme i flerbostadshus*. Högskolan Dalarna. (Energi-och miljökompetenscentrum, Rapport 2014:02) <http://du.diva-portal.org/smash/get/diva2:789448/FULLTEXT01.pdf>

[2021-03-15]

Mangold, D. & Deschaintre, L. (2015). *Seasonal Thermal Energy Storage - Report on state of the art and necessary further R+D.* (IEA Task 45). Stuttgart, Germany: Solites  
[https://task45.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA\\_SHC\\_Task45\\_B\\_Report.pdf](https://task45.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA_SHC_Task45_B_Report.pdf) [2020-11-17]

Miljöbyggnad. (2014). *Bedömningskriterier för nyproducerade byggnader.* Manual 2.2, 141001.  
<https://www.sgbc.se/app/uploads/2018/09/2.2-141001-MB-Nyproduktion-vers-141017.pdf> [2021-01-15]

Naturskyddsföreningen. (u.å). *Solenergin flödar - men var finns solcellerna?*  
<https://www.naturskyddsforeningen.se/nyheter/solenergin-flodar-men-var-finns-solcellerna> [2020-11-13]

Nyteknik. (2020). Tamarinden - Sveriges smartaste stadsdel  
<https://www.nyteknik.se/sponsrad/tamarinden-sveriges-smartaste-stadsdel-6997819> [2021-01-15]

Nätområden. (2020). *Nätområden.* <https://www.natomraden.se/> [2021-01-11]

Offentliga Fastigheter. (2017) *Guide för geoenergi.*  
<http://www.offentligafastigheter.se/publikationer/guideforgeoenergi.299.html> [2020-11-27]

Power2U. (u.å). *Ett smart och optimerat energisystem för din fastighet.*  
<https://www.power2u.se/produkter/flexpower> [2021-01-20]

RISE. (2019). *Solens strålar kan lagras med hjälp av vätgas.*  
<https://www.ri.se/sv/berattelser/solens-stralar-kan-lagras-med-hjalp-av-vatgas> [2021-02-22]

Regeringen (2018). *Energipolitikens inriktning.* Stockholm. (Regeringens proposition 2017/18:228)

Skatteverket. (2021). *Skatt på el.*  
<https://www.skatteverket.se/foretagochorganisationer/skatter/punktskatter/energiskatter/skattpael.4.15532c7b1442f256bae5e4c.html>

Fortum. (u.å). *SmartLiving IQ.* <https://www.fortum.se/foretag/smartliving/om-systemet> [2021-01-20]

SMHI. (2018). *Normal globalinstrålning under ett år.*

<https://www.smhi.se/data/meteorologi/stralning/normal-globalstralning-under-ett-ar-1.2927>  
[2020-11-13]

Sommerfeldt, N. & Madani, H. (2018). *Resurseffektiva kyl- och värmepumpsystem samt kyl- och värmelager.* <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1426526/FULLTEXT01.pdf>.

Energimyndigheten, Stockholm [2021-02-24]

Solar2power. (2020). *Photovoltaic thermal hybrid solar collector.* <https://solar2power.pt/photovoltaic-thermal-hybrid-solar-collector/> [2021-02-15]

Stockholmexergi. (u,å). *Så funkar fjärrvärme.* <https://www.stockholmexergi.se/sa-funkar-det-med-fjarrvarmen/sa-funkar-fjarrvarme/> [2020-12-31]

Sweco. (2019). *Lösningar för ett mer flexibelt elsystem.* <https://blogs.sweco.se/losningar-for-ett-mer-flexibelt-elsystem/> [2021-02-22]

Vattenfall. (2021). *Fjärrvärme - Priser* <https://www.vattenfall.se/fjarrvarme/priser/> [2021-03-29]

Vattenfall. (u.å). *Decentraliserade lösningar - Storskalig batterilagring är på gång.*

<https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vagen-mot-ett-fossilfritt-liv/decentraliserade-losningar/batterilagringssystem> [2021-02-22]

Vidyanandan, K.V. (2017). *An Overview of Factors Affecting the Performance of Solar PV Systems.* P. 2-

6. [https://www.researchgate.net/publication/319165448\\_An\\_Overview\\_of\\_Factors\\_Affecting\\_the\\_Performance\\_of\\_Solar\\_PV\\_Systems](https://www.researchgate.net/publication/319165448_An_Overview_of_Factors_Affecting_the_Performance_of_Solar_PV_Systems) [2020-11-23]

## 7.1 Simuleringsverktyg

Solaredge. (u,å). <https://www.solaredge.com/swe/products/installer-tools/designer#/>. SolarEdge Designer. Simuleringsverktyg.

Hellström, G. Sanner, B. (2000). *EED - Earth Energy Designer*. User manual - Version 2.0 <https://www.buildingphysics.com/manuals/eed.pdf>. Byggforskningsrådet, Stockholm.

NIBE. (u,å). <https://www.nibe.eu/sv-se>. NIBE Dimensionering. Simuleringsverktyg. Version 1.27.0.6

Polysun. (u,å). <https://www.velasolaris.com/?lang=en>. Polysun. Simuleringsverktyg.

## 8. Bilagor

### 8.1 Energisammanställning

Ytterst preliminära siffror gällande värmeleveranser (d.v.s. COP1) till LKF:s flerbostadshus på f.d. "Idalaskolan"

		jan	feb	mar	april	maj	juni	juli	aug	sept	okt	nov	dec	årsbasis	
<b>Hus 1,2,5,6</b>	Uppvärmning inkl. förluster*	8,300	8,400	5,600	2,300	200	100	-	-	200	3,400	6,900	8,600	44,000	kWh/år
16 lgh	Varmvatten inkl. vvc	3,100	3,200	3,100	3,000	2,400	2,300	1,900	2,000	2,600	3,000	3,100	3,100	32,800	kWh/år
1287 m <sup>2</sup> Atemp	Medeleffekt uppvärmning exkl. varmvatten	11.2	11.9	7.5	3.1	0.2	0.1	-	-	0.2	4.6	9.5	11.7	27	kW vid DVUT-14°C
<b>Hus 3,4</b>	Uppvärmning inkl. förluster*	5,900	5,900	4,100	1,900	100	100	-	-	100	2,600	4,800	5,800	31,300	kWh/år
8 lgh	Varmvatten inkl. vvc	2,000	2,100	2,000	2,000	1,600	1,500	1,300	1,300	1,700	2,000	2,000	2,100	21,600	kWh/år
839 m <sup>2</sup> Atemp	Medeleffekt uppvärmning exkl. varmvatten	7.9	8.4	5.5	2.6	0.1	-	-	-	0.1	3.5	6.6	7.9	18	kW vid DVUT-14°C
<b>Hus 7</b>	Uppvärmning inkl. förluster*	4,300	4,300	3,000	1,500	100	-	-	-	100	2,000	3,500	4,200	23,000	kWh/år
6 lgh	Varmvatten inkl. vvc	1,500	1,500	1,500	1,400	1,200	1,100	900	1,000	1,200	1,400	1,500	1,500	15,700	kWh/år
608 m <sup>2</sup> Atemp	Medeleffekt uppvärmning exkl. varmvatten	5.7	6.2	4.0	2.0	0.1	0.1	-	-	0.1	2.6	4.8	5.7	13	kW vid DVUT-14°C
<b>Hus 8</b>	Uppvärmning inkl. förluster*	3,800	3,900	2,700	1,400	200	100	-	-	100	1,800	3,100	3,700	20,800	kWh/år
5 lgh	Varmvatten inkl. vvc	1,400	1,400	1,400	1,300	1,100	1,000	900	900	1,200	1,300	1,400	1,400	14,700	kWh/år
565 m <sup>2</sup> Atemp	Medeleffekt uppvärmning exkl. varmvatten	5.1	5.5	3.7	2.0	0.2	0.1	-	-	0.1	2.4	4.2	5.0	11	kW vid DVUT-14°C

\*Inkluderar förluster från: radiatorer, ventilation, distributionsförluster, vädring, kulvertförluster

### 8.2 TRT Sammanställning

<b>Brunn</b>	Foderrör längd	63 meter
	Foderrör, diameter	127 mm
	Öppet hål, diameter	93,8 mm
	Fullt djup	177 meter
	Grundvattenyta, vilande	4,52 meter
	Temperatur före mätstart	11,4 °C
<b>Kollektor</b>	Fabrikat	TurboCollector Mouvietech
	Typ	enkelt u-rör, PE40 PN10
	Längd	165,5 meter
	Köldbärarfluid	Vatten
	Fyllning	-
<b>Geologi</b>	Jorddjup	48 m
	Jordlager	Sand (isälvssediment)
	Berggrund	lerskiffer och siltsten
<b>Mätning</b>	Start	2020-11-30 kl 16:01
	Stopp	2020-12-03 kl 13:22
	Varaktighet	69,3 timmar
	Flöde (medel)	0,79 l/s
<b>Resultat</b>	Effekt (medel)	7,2 kW
	Markens effektiva värmeledningsförmåga	2,4 W/m*K
	Borrhålsmotstånd	0,09 K/(W/m)

TRT sammanställning. Copyright HP-Borrningar i klippan AB



### 8.3 Komponenter i Polysun

Komponent	Fabrikat	Modell	Effekt	Storlek
Solceller	Longi Solar	LR4-60HPB-350M	350 W	1,87 m <sup>2</sup>
Solfångare	ThermicSol	Hector 1,7	699 W	1,68 m <sup>2</sup>
Solhybrider	Dual Sun	Wave 280M isolated	280 W	1,66 m <sup>2</sup>
Värmepump	CTA AG	OH-1.58e	57 900 W	
Elpanna 1	-		4 000 W	
Elpanna 2	-		6 000 W	
Akkumulatortank 1	-			4 000 L
Akkumulatortank 2	-			15 000 L

Elpanna 1 & 2, samt akkumulatortank 1 & 2 används i simuleringen av motsvarande scenario.

Geoenergianläggningarna i Polysun är baserade på resultatet från EED.

### 8.4 LCC Kalkyl

Beteckning	Värde	Enhet
Kalkylränta	2	%
Livslängd	25	år
Årlig energiprisökning utöver inflation	1	%
Restvärde	17	%

För investeringskostnader samt årlig underhåll- och energikostnad, se *Bilaga 8.7* nedan

Restvärdet beräknas utifrån den ursprungliga investeringskostnaden.

## 8.5 Beräkning av återbetalningstid

	Direktverkande el	Fjärrvärme	
Energibehov uppvärmning	520	520	MWh/år
Energibehov fastighetsel	57	57	MWh/år
Kostnad uppvärmning	693	506	tkr/år
Kostnad fastighetsel	75,9	75,9	tkr/år
Årlig energikostnad	769	582	tkr/år
Årlig underhållskostnad	0	0	tkr/år
<b>Total årlig kostnad</b>	<b>769</b>	<b>582</b>	<b>tkr/år</b>
<b>Investeringskostnad</b>	<b>0,11<sup>1</sup></b>	<b>1,4<sup>2</sup></b>	<b>Mkr</b>

<sup>1</sup> Peter Larsson, Senior Projektledare vid Värmepumpsservice No.1. Videosamtal 28 januari 2021

<sup>2</sup> Antagit kostnad motsvarande två fjärrvärmecentraler för villa per hus (Vattenfall, 2021)

	Scenario 1	Scenario 2	
Årligt behov köpt el	161	143	MWh/år
Årlig mängd såld el	161	143	MWh/år
Årlig kostnad el	214	190	tkr/år
Årlig inkomst såld el	69	63	tkr/år
Årlig energikostnad	145	127	tkr/år
Årlig underhållskostnad	23	27	tkr/år
<b>Total årlig kostnad</b>	<b>168</b>	<b>154</b>	<b>tkr/år</b>
<b>Investeringskostnad*</b>	<b>6,22</b>	<b>11,5</b>	<b>Mkr</b>

\*för beräkning av investeringskostnad, se *Bilaga 8.7* nedan.

	Direktverkande el		Fjärrvärme		
	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 1	Scenario 2	
Netto årlig kostnad	601	615	414	428	tkr/år
Netto investeringskostnad	6,11	11,3	4,82	10,1	Mkr
<b>Pay-back med ränta</b>	<b>11</b>	<b>23</b>	<b>13</b>	<b>32</b>	<b>år</b>

## 8.6 Elpris

	Köpt el (öre/kWh)	Såld el (öre/kWh)	Egenanvändning (öre/kWh)
Spotpris <sup>1</sup>	26,9	26,9	-
Energiskatt <sup>2</sup>	35,6	-	0,6
Elcertifikat <sup>1</sup>	0,612	0,612	0,612
Ursprungsgaranti <sup>3</sup>	-	1,00	-
Elhandel <sup>4</sup>	5,88	-	-
Elnät <sup>5</sup>	37,5	-	-
Nätnytta <sup>6</sup>	-	2,92	-
Moms	25 %	-	-
<b>Totalt</b>	<b>133</b>	<b>31,5</b>	<b>0</b>

<sup>1</sup> (E.ON, 2021a)

<sup>2</sup> (Skatteverket, 2021)

<sup>3</sup> (Energimarknadsbyrån, 2020c)

<sup>4</sup> (E.ON, 2021b)

<sup>5</sup> (E.ON, 2021c)

<sup>6</sup> (E.ON, 2019b)

## 8.7 Investerings-, underhålls- samt energikostnader

Komponenter	Specifikationer	Scenario 1		Scenario 2	
		Storlek	Kostnad	Storlek	Kostnad
Foderrörsborrning	650 kr/m	960 m	0,6 Mkr	672 m	0,4 Mkr
Bergsborrning	250 kr/m	2 860 m	0,7 Mkr	2 016 m	0,5 Mtkr
Värmepump*	9 kr/W	174 kW	1,6 Mkr	174 kW	1,6 Mkr
Solceller	10,4 kr/W	286 kW	3,0 Mkr	16,8 kW	0,1 Mkr
Solfångare	7,6 kr/W			261 kW	2,0 Mkr
PVT-paneler	29 kr/W			222 kW	6,4 Mkr
<b>Total investeringskostnad</b>		<b>5,9 Mkr</b>		<b>11,1 Mkr</b>	
Underhåll värmepump	9,7 öre/W	174 kW	17 tkr	174 kW	17 tkr
Underhåll solenergi**	2,0 öre/W	286 kW	5,7 tkr	500 kW	10 tkr
<b>Total årlig underhållskostnad</b>		<b>23 tkr</b>		<b>27 tkr</b>	
Inköpt el	133 öre/kWh	161 MWh	214 tkr	143 MWh	190 tkr
Såld el***	31,5 öre/kWh	161 MWh	69 tkr	143 MWh	63 tkr
Egenanvänd el	0 öre/kWh	60,5 MWh	0 tkr	43 MWh	0 tkr
<b>Total årlig energikostnad</b>		<b>145 tkr</b>		<b>127 tkr</b>	

\* Består av en komplett anläggning inklusive elpanna, ackumulatortank samt övrig utrustning.

\*\* Underhållskostnad för solceller, solfångare och PVT-paneler.

\*\*\* Inkluderar skattereduktion på 18 tkr årligen utöver ersättningen för såld el.

# 8.8 Produktdatablad

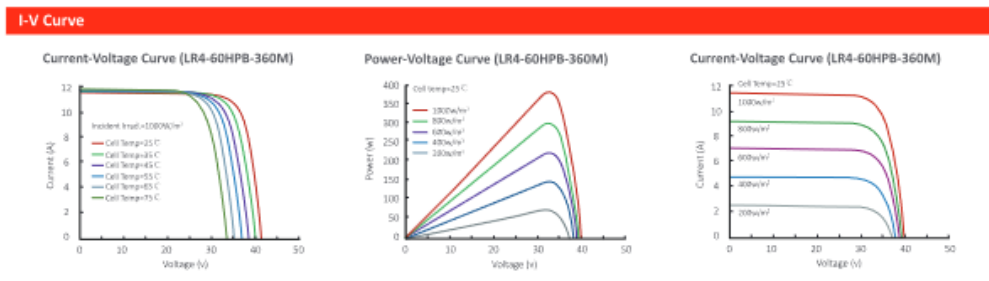
Produktdatablad solceller:

## LR4-60HPB 345~370M

Design (mm)	Mechanical Parameters	Operating Parameters
	<p>Cell Orientation: 120 (5x20)</p> <p>Junction Box: IP68, three diodes</p> <p>Output Cable: 4mm<sup>2</sup>, 1200mm in length (for EU DG)</p> <p>Glass: Single glass 3.2mm coated tempered glass</p> <p>Frame: Anodized aluminum alloy frame</p> <p>Weight: 19.5kg</p> <p>Dimension: 1755x1038x35mm</p> <p>Packaging: 30pcs per pallet 180pcs per 20'GP 780pcs per 40'HC</p>	<p>Operational Temperature: -40 C ~ +85 C</p> <p>Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W</p> <p>Voc and Isc Tolerance: ±3%</p> <p>Maximum System Voltage: DC1000V (IEC/UL)</p> <p>Maximum Series Fuse Rating: 20A</p> <p>Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C</p> <p>Safety Class: Class II</p> <p>Fire Rating: UL type 1 or 2</p>

Electrical Characteristics	Test uncertainty for Pmax: ±3%											
	LR4-60HPB-345M		LR4-60HPB-350M		LR4-60HPB-355M		LR4-60HPB-360M		LR4-60HPB-365M		LR4-60HPB-370M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	345	257.6	350	261.4	355	265.1	360	268.8	365	272.6	370	276.3
Open Circuit Voltage (Voc/V)	40.2	37.7	40.4	37.9	40.6	38.1	40.8	38.2	41.0	38.4	41.2	38.6
Short Circuit Current (Isc/A)	11.06	8.95	11.16	9.02	11.25	9.09	11.33	9.16	11.41	9.23	11.50	9.30
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	34.2	31.8	34.4	32.0	34.6	32.2	34.8	32.4	35.0	32.6	35.2	32.8
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.09	8.09	10.18	8.16	10.27	8.23	10.35	8.30	10.43	8.36	10.52	8.43
Module Efficiency(%)	18.9		19.2		19.5		19.8		20.0		20.3	
STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , Cell Temperature 25 C, Spectra at AM1.5												
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , Ambient Temperature 20 C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s												

Temperature Ratings (STC)	Mechanical Loading		
Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/C	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s



Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China  
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Figur 1B - Tillverkare: Longi Solar. Modell: LR4-60HPB-350M

Produktdatablad solfångare:



Annex to Solar Keymark Certificate					Licence Number		011-7S2963 F																	
					Date issued		2020-01-07																	
					Issued by		DIN CERTCO																	
Licence holder		THERMIC SPLLC			Country		Greece																	
Brand (optional)		THERMICSOL			Web		www.thermicsol.com																	
Street, Number		Loutsas & Mesologgiou			E-mail		info@thermicsol.com																	
Postcode, City		19600 Mandra			Tel		+30 210 5555 523																	
Collector Type					Flat plate collector																			
Collector name					Gross area (A <sub>G</sub> )		Gross length		Gross width		Gross height		Power output per collector G <sub>b</sub> = 850 W/m <sup>2</sup> , G <sub>d</sub> = 150 W/m <sup>2</sup> & u = 1.3 m/s θ <sub>m</sub> - θ <sub>a</sub>											
					m <sup>2</sup>		mm		mm		mm		W		W		W		W		W			
HECTOR 1.5					1.51		1 503		1 007		85		1 055		999		880		752		613		267	
HECTOR 1.7					1.68		1 420		1 183		85		1 174		1 112		979		836		682		297	
HECTOR 1.9					1.96		1 503		1 305		85		1 370		1 297		1 143		976		796		346	
HECTOR 2.0					2.02		2 006		1 007		85		1 412		1 337		1 178		1 006		821		357	
HECTOR 2.3					2.24		1 893		1 183		85		1 565		1 482		1 306		1 115		910		396	
HECTOR 2.5					2.52		2 006		1 257		85		1 761		1 668		1 469		1 254		1 024		445	
Power output per m <sup>2</sup> gross area					699		662		583		498		406		177									
Performance parameters test method					Quasi dynamic																			
Performance parameters (related to A <sub>G</sub> )					η <sub>0</sub> , b		a1		a2		a3		a4		a5		a6		a7		a8		Kd	
Units					-		W/(m <sup>2</sup> K)		W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )		J/(m <sup>2</sup> K)		-		J/(m <sup>2</sup> K)		s/m		W/(m <sup>2</sup> K <sup>4</sup> )		W/(m <sup>2</sup> K <sup>4</sup> )		-	
Test results					0.701		3.62		0.008		0.000		0.00		17 941		0.000		0.00		0.0		0.98	
Incidence angle modifier test method					Quasi dynamic - outdoor																			
Incidence angle modifier					Angle		10°		20°		30°		40°		50°		60°		70°		80°		90°	
Transversal					K <sub>GT, coll</sub>		1.00		0.99		0.98		0.96		0.94		0.88		0.78		0.45		0.00	
Longitudinal					K <sub>PL, coll</sub>		1.00		0.99		0.98		0.96		0.94		0.88		0.78		0.45		0.00	
Heat transfer medium for testing					Water-Glycole																			
Flow rate for testing (per gross area, A <sub>G</sub> )					dm/dt		0.020		kg/(sm <sup>2</sup> )															
Maximum temperature difference during thermal performance test					(θ <sub>m</sub> - θ <sub>a</sub> ) <sub>max</sub>		85		K															
Standard stagnation temperature (G = 1000 W/m <sup>2</sup> ; θ <sub>a</sub> = 30 °C)					θ <sub>stg</sub>		200		°C															
Maximum operating temperature					θ <sub>max, op</sub>		n.a.		°C															
Maximum operating pressure					P <sub>max, op</sub>		1600		kPa															
Testing laboratory		Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung (IGTE)					http://www.igte.uni-stuttgart.de																	
Test report(s)		10COL910/2OEM01 10COL911/2OEM01 10COL911Q/2OEM01					Dated		07.01.2020 07.01.2020 07.01.2020															
Comments of testing laboratory					Datasheet version: 6.1, 2019-09-26																			
Thermal performance parameters are given from 10COL910/2OEM01 (HECTOR 1.5)																								
DIN CERTCO • Alboinstraße 56 • 12103 Berlin, Germany Tel: +49 30 7562-1131 • Fax: +49 30 7562-1141 • E-Mail: info@dincertco.de • www.dincertco.de																								

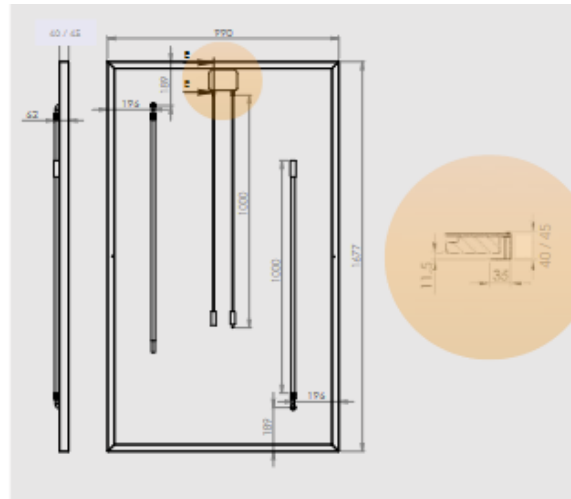
Figur 2B - Tillverkare: Thermicsol. Modell: Hector 1,7

Produktdatablad solhybrid:

**TECHNICAL DATA**

GENERAL DATA	
Length	1677 mm
Width	990 mm
Frame thickness	40 mm / 45 mm
Weight empty / filled	30 kg / 31.7 kg
Frame color / backsheet	Black / Black

ELECTRICAL DATA		
	Version 250	Version 280
Number of cells per module	60	
Cell type (dimensions)	Monocrystalline (156 mm * 156 mm, 6 inches)	
Nominal power ( $P_{mpp}$ )	250 Wp	280 Wp
Module efficiency	15.40 %	17.20 %
Power tolerance	0/+3 %	
Rated voltage ( $V_{mpp}$ )	30.7 V	31.95 V
Rated current ( $I_{mpp}$ )	8.15 A	8.77 A
Open circuit voltage ( $V_{oc}$ )	38.5 V	38.88 V
Short circuit current ( $I_{sc}$ )	8.55 A	9.30 A
Maximum system voltage	1000 V DC	
Reverse current load	15 A	
NOCT	49 °C	
Connectors	MC4	
Application class	Class A	
Voltage ( $\mu Voc$ )	-0.32 %/°C	
Current ( $\mu sc$ )	0.048 %/°C	
Efficiency loss	0.44 %/°C	

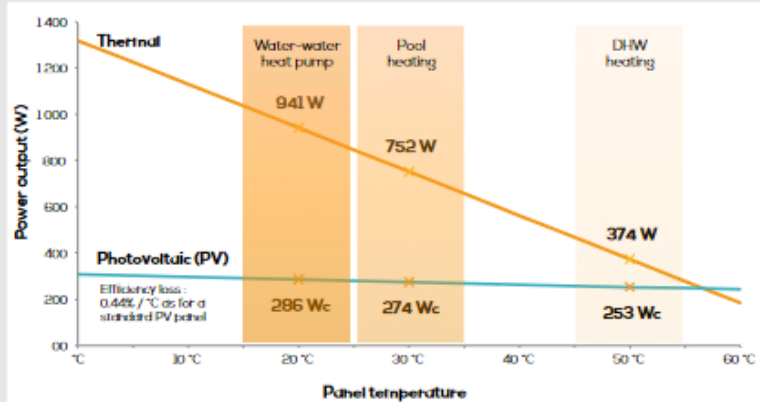


THERMAL DATA	
Gross area	1.66 m <sup>2</sup>
Volume of heat transfer liquid	1.70 L
Heat transfer liquid	Glycol water
Maximum temperature	74.7 °C
Maximum operating pressure	2.0 bar
Pressure loss per panel	6000 Pa at 200 liters/hour
Hydraulic input/output*	½ inch (15/21 mm)
Optical efficiency $\alpha_0$	51 %
Heat loss coefficient $a_1$	11.4 W/K/m <sup>2</sup>
Heat loss coefficient $a_2$	0 W/(m <sup>2</sup> .K <sup>2</sup> )

\* The  $\alpha_0$ ,  $a_1$  et  $a_2$  coefficients are the measured values from testing during EN 12975 certification at the TÜV Rheinland for unglazed collectors :  $\alpha_0$  -0.578 ;  $b_1$ -0.028 ;  $b_2$ -12.078 ;  $b_3$ -1842.

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

Power values are calculated using the  $a_0$ ,  $a_1$  coefficients and the panel surface (1.654m<sup>2</sup>) in STC conditions (Text = 25°C, G = 1000 W/m<sup>2</sup>).



DualSun - xxxM - 60 - IBBPI // May 2017 - v3.0

Figur 3B - Tillverkare: Dual Sun. Modell: Wave 280M isolated