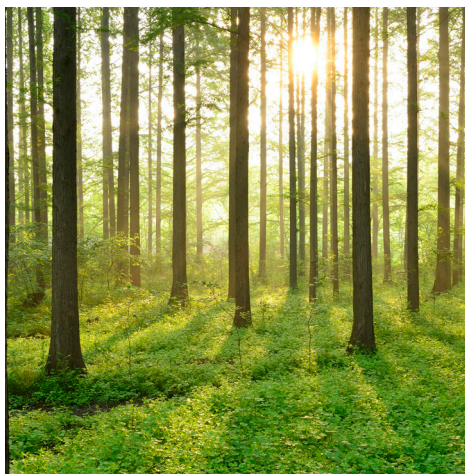


ELPRODUKTIONSUTVÄRDERING FRÅN SOLCELLSANLÄGGNINGAR

RAPPORT 2017:387



Elproduktionsutvärdering från solcellsanläggningar

**BENGT STRIDH, PIETRO CAMPANA, TOMAS LANDELIUS, SANDRA ANDERSSON, ERIK HOLM,
MÅRTEN LIND**

ISBN 978-91-7673-387-5 | © Energiforsk september 2017

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Projektet Förbättrad elproduktionsutvärdering från svenska anläggningar har bedrivits inom ramen för solelprogrammet som drivs i samverkan mellan Energimyndigheten och näringslivet.

Kunskap om vilken elproduktion man kan förväntas sig är en naturligt avgörande del av det underlag som krävs för att fatta beslut om investering i en solcellsanläggning. Fram tills idag har olika metoder och modeller för beräkning visat olika resultat vilket medfört osäkerhet avseende vad som kommer ligga närmast verklig produktion.

Den här rapporten beskriver varför det finns skillnader i beräkningarna och förklarar varför vissa fungerar bättre och sämre i olika sammanhang.

Förhoppningen är att arbetet kommer leda till minskad osäkerhet avseende förväntad leverans från solcellsanläggningar.

Projektet har utförts av Solkompaniet och i projektgruppen ingick Bengt Stridh, Pietro Campana, Tomas Landelius, Sandra Andersson, Erik Holm och Mårten Lind. Projektledare var vid projektstart David Larsson och senare Mårten Lind.

Sammanfattning

Målet med projektet var att i detalj studera hur stor inverkan varierande väder mellan olika år i Sverige har på årsproduktionen av el från solcellsanläggningar och att utvärdera hur användbara olika simuleringsprogram och väderdata är för att göra tillförlitligare utvärderingar av solelproduktionsberäkningar i Sverige.

Den årliga solelproduktionen kan variera 10-13% under en solcellsanläggnings livslängd beroende på varierande solstrålning, som är den väderfaktor som har i särklass störst betydelse för variationen i solelproduktion. Lufttemperaturens årsmedelvärde varierar under de flesta år inte mer än $\pm 1^\circ\text{C}$ för en viss plats, vilket ger en variation på $\pm 0,5\%$ i årlig solelproduktion. Vindhastigheten har en ännu lägre inverkan.

Solinstrålning bör mätas på plats för bästa noggrannhet. Försöken med användning av solstrålning från SMHI:s modell STRÅNG gav alltför stora avvikelser i beräknad årlig elproduktion jämfört med den uppmätta för att det ska kunna anses vara en tillförlitlig metod i nuläget. Vid simuleringar kan man sannolikt i de flesta fall använda temperaturdata från närmaste SMHI väderstation. Variationer i vindhastighet har så liten inverkan på den årliga solelproduktionen att den inte är viktig att mäta.

För normala modullutningar på 30-45 grader ger en avvikelse på $\pm 0,1$ i albedo en förändring av den årliga solelproduktionen med 0,5-1,1%. För fasadmonterade systemen blir inverkan av albedo betydligt större.

Den främsta orsaken till att simuleringsprogrammen ger olika resultat för årlig solelproduktion beror på att olika väderdata används eller att programmen utifrån väderdata beräknar solstrålningen i modulplanet på olika sätt.

PVsyst bedömdes som ett mer tillförlitligt program än Polysun, undantaget höga breddgrader. PVsyst kontrollerar matchning mellan komponenter, spänningar, temperatur, strömmar etc. på ett bättre sätt än det enklare Polysun. I några fall pekar PVsyst på designproblem, som leder till energiförluster, som Polysun inte kan detektera.

PVGIS gav med standardvärden vanligen för låga värden jämfört den verkliga produktionen och även lägre värden än PVsyst och Polysun. Om systemförlusterna i PVGIS sattes till 6% istället för standardvärdet 14% blev värdena i medel bara -0,8% lägre än de uppmätta under 2015. Det går dock inte utfärda någon generell rekommendation avseende vilka systemförluster man bör använda i PVGIS, beroende på stora variationer inom Sverige.

Framtagande av en noggrannare solstrålningskarta för Sverige är angeläget för framtiden. Likaså bör utvärderingen av olika simuleringsprogram för solelproduktion under svenska förhållanden fortgå, då osäkerheten idag är alltför stor och dessutom varierar den för vilken plats i landet man gör simuleringarna.

Summary

The goal of the project was to study in detail how much year to year variations in weather influence the annual production of electricity from photovoltaic systems in Sweden and to evaluate the usefulness of different simulation programs and weather data for making reliable assessments of photovoltaic power generation calculations in Sweden.

The annual photovoltaic (PV) power generation can vary 10-13% in a PV plant during its life due to varying solar radiation. The solar radiation is thereby the weather factor which has by far the greatest importance for the variation in solar power generation. Most years annual average air temperature varies not more than $\pm 1^\circ \text{C}$ for a certain place, giving a variation of $\pm 0.5\%$ in annual solar power generation. Variations in wind speed has an even lower impact.

Solar radiation should be measured on the site of the PV plant for best accuracy. The experiments using solar radiation from SMHI's model STRÅNG gave excessive deviations in estimated annual electricity production compared with the measured. Therefore, it cannot be considered as a reliable method at present. In the simulations, one can likely in most cases use temperature data from the nearest SMHI weather station. Variations in wind speed have such a little impact on the annual power generation that it is not important to measure.

A deviation of ± 0.1 in the albedo results in an annual change of power generation by 0.5-1.1% for a normal PV module tilt of 30-45 degrees. For facade-mounted PV systems, the effect of albedo is much larger.

The main reason behind simulation programs producing different results for the annual solar power generation is because of the use of different weather data, or that the programs, on the basis of weather data, calculates solar radiation in the PV module plane in various ways.

PVsyst was deemed a more reliable software than Polysun, except for high latitudes. PVsyst checks matching between components, voltages, temperatures, currents, etc. better than the more basic Polysun. In some cases PVsyst points to design problems, leading to energy losses that cannot be detected by Polysun.

PVGIS using the defaults values usually results in lower values compared to the actual production and also lower values than PVsyst and Polysun. If the system losses in PVGIS was set at 6% instead of the default value of 14% the annual power generation values were in average only -0.8% lower than those measured in 2015. However, no general recommendation on which system losses should be used in PVGIS can be issued, due to large variations within Sweden.

Production of an accurate solar radiation map of Sweden is urgent for the future. Similarly, the evaluation of different simulation programs for PV power generation for Swedish conditions should continue, since the uncertainties today are too big and also depend on the location of the simulated system.

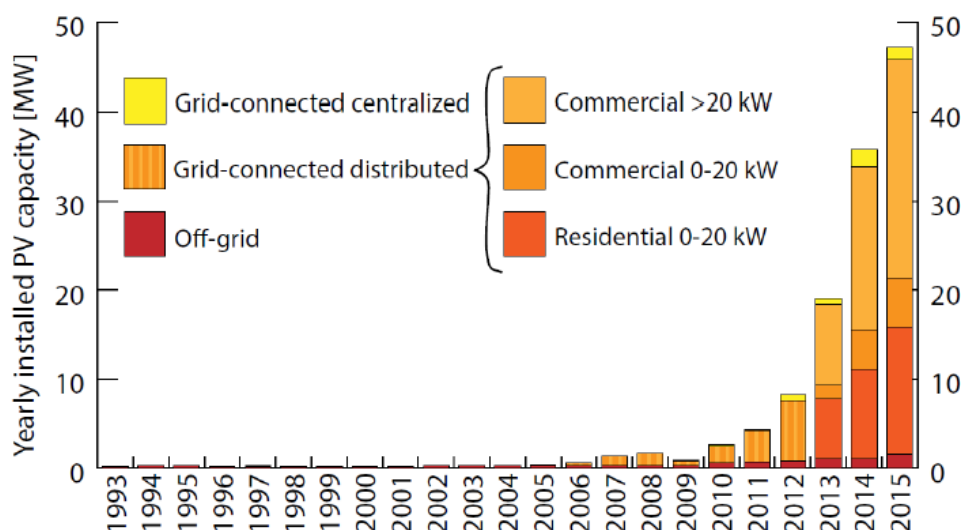
Innehåll

1	Bakgrund	8
1.1	Mål	10
1.2	Deltagare i projektet	10
2	Metod	11
2.1	Beräkning av elproduktion från solcellsanläggningar	11
2.2	Simuleringsprogram	11
2.2.1	PVsyst	11
2.2.2	Polysun	12
2.2.3	PVGIS	12
2.2.4	Indata	12
2.3	Väderdata	13
2.3.1	Solstrålning - SMHI:s mätstationer	14
2.3.2	Solstrålning - STRÅNG	15
2.3.3	Solstrålning - Meteonorm	15
2.3.4	Solstrålning - Meteosat	16
2.3.5	Solstrålning - European Solar Radiation Atlas	16
2.3.6	Solstrålning - andra källor	17
2.3.7	Temperatur	17
2.3.8	Vindhastighet	17
2.4	Källor för produktionsdata	18
2.5	Problem vid insamling av produktionsdata	18
2.6	Utvalda solcellsanläggningar	20
2.7	Referensanläggning	21
3	Tidigare arbeten	22
3.1	Jämförelser av olika simuleringsprogram	22
3.2	Verkningsgrad växelriktare	23
3.3	Validering av solstrålningsdata i STRÅNG	24
4	Resultat	26
4.1	Elproduktion – jämförelse simuleringar med standardväder och uppmätt elproduktion	26
4.2	Elproduktion - Jämförelse simuleringar med STRÅNG och uppmätt elproduktion	27
4.3	Elproduktion – jämförelse simuleringar med STRÅNG och verkliga väderdata samt uppmätt elproduktion	30
4.4	Elproduktion – skillnad mellan PVsyst och Polysun med referensanläggningen	31
4.5	Elproduktion - Skillnader mellan PVsyst och Polysun vid höga breddgrader	32
4.6	Elproduktion - Skillnader PVGIS Classic och PVGIS Climate-SAF	36
4.7	SolStrålningens inverkan på elproduktionen	37

4.7.1	Solstrålning 2015 jämfört med olika perioder	40
4.7.2	Solstrålning från STRÅNG	42
4.7.3	Beräkning av diffus solstrålning	45
4.8	Temperaturens inverkan på solelproduktion	48
4.9	Vindhastighetens inverkan på solelproduktion	54
4.10	Albedos inverkan på solelproduktionen	55
4.11	Varningar och felmeddelanden vid simuleringar	57
5	Diskussion	59
5.1	Urval av anläggningar	59
5.2	Inverkan av tidsperiod för använda väderdata	59
5.3	Inverkan av albedo	60
5.4	Solstrålningsdata med bättre kvalitet för nordiska förhållanden	61
6	Slutsatser	64
7	Fortsatt arbete	67
8	Tack	68
9	Referenser	69

1 Bakgrund

Intresset för att producera el med hjälp av solceller ökar snabbt i Sverige. Från 2010 till 2015 har priserna för ett nyckelfärdigt solcellssystem minskat med 65-75 % i Sverige och installationstakten har ökat kraftigt årligen från år 2010 [1], se Figur 1.



Figur 1 Årlig installerad solcellseffekt i Sverige [1].

Produktionskostnaden för el från solceller är nu på en nivå som blir intressant för fler och fler [2], vilket medför att branschen växer och nya affärsmodeller utvecklas. I samband med detta ökar också behovet av att i detalj förstå hur en solcellsanläggning fungerar och vad den kan producera.

Kunskapen om hur anläggningen fungerar rent tekniskt är idag relativt väl dokumenterad, liksom hur stor elproduktionen är vid givna förutsättningar. Skuggning är dock en faktor som ibland är svårbedömd och kan ha stor inverkan på solelproduktionen. Ett särskilt projekt om skuggning ("Design av PV-system för minimerad inverkan av skuggning") drivs av Högskolan i Gävle inom Solelprogrammet. Även för solcellsanläggningar utan skuggningsproblematik finns dock svårbedömda parametrar i form av solstrålning och lufttemperatur, som har en avgörande inverkan på elproduktionen. Solstrålningens variation från år till år kan vara ca $\pm 10\%$ enligt SMHI:s mätningar [3]. Studerar man enskilda månader kan variationerna runt ett medelvärde för solstrålningen vara mycket större.

Solstrålningen varierar också mellan olika platser och mäts idag av SMHI vid 18 mätstationer i Sverige. Sett till årsvärdena vid mätplatserna är globalstrålningen lägst i Kiruna och högst på Gotland, vilket framför allt beror på att det oftast är mer moln över land, vilket begränsar solstrålningen. Nätet av mätstationer är dock glest och därför har SMHI tagit fram STRÅNG-modellen, som beräknar solstrålningen mellan mätpunkterna med en upplösning på 11×11 km [4]. STRÅNG-modellen har cirka 15 år på nacken. SMHI ser nu över sina möjligheter

att förbättra och utveckla den, och är angelägna om information om hur den kan användas samt om vilka brister som finns.

Mätningar gjorda av SMHI under de senaste trettio åren visar också att det finns långsiktiga trender i nivån på den årliga solstrålningen [3]. Dessa trender är olika i olika delar av landet. I vissa delar har solstrålningen ökat medan den i andra varit stabil eller minskat. Variationer mellan olika år, långsiktiga trender och ett glest markbaserat stationsnät gör att det idag inte går att få fram tillförlitliga värden på den lokala solstrålningen för en godtycklig ort. Dessa data är ovärderliga för att kunna beräkna korrekta elproduktionsprognoser och för att i efterhand utvärdera om en anläggning producerat som utlovat. Båda dessa resultat är avgörande komponenter för att potentiella investerare skall känna en större trygghet i tekniken och i sina investeringar, samt för att branschen ska utvecklas optimalt.

I nuläget saknas förutsättningar för att utvärdera anläggningars elproduktion på ett enkelt och tillförlitligt vis, då mätning av solstrålning på plats vanligen saknas. Idag har många stora fastighetsägare byggt sin första solcellsanläggning, och använder första årets produktion för att avgöra om solcellerna fungerar bra eller dåligt. Detta ger inte ett generellt resultat, och en bättre modell för utvärdering av elproduktionen från solcellsanläggningar är nödvändig.

De elproduktionsprognoser som görs idag baseras oftast på olika beräkningsprogram med varierande väderdata som ingående data. Det finns idag en uppsjö av sådana program, exempelvis PVsyst, Polysun, PV*SOL, PVGIS med flera. Alla ger elproduktionsprognoser för ett års solelproduktion under ett år med normal solstrålning, men möjligheterna att utvärdera om prognoserna är korrekta är små. Produktionsberäkningarna baseras någon form av medelår eller "typiskt" år när det gäller solstrålning, lufttemperatur, vindhastighet och albedo. Ökad celltemperatur sänker verkningsgraden hos solcellerna och ökad vindhastighet ökar verkningsgraden tack vare minskad celltemperatur. I verkligheten har man aldrig ett väder som under hela året motsvarar ett medelår eller ett "typiskt" år. De uppmätta solelproduktionsvärdena kommer därför att variera från till år beroende på hur vädret varit under det aktuella året.

Väderdata uppdateras då och då i beräkningsprogrammen för elproduktion från solcellsanläggningar. Bland annat har PVGIS under 2014 uppdaterat sin databas med nya satellitdata. Detta gör att man kan få olika resultat i ett visst beräkningsprogram beroende på vilka väderdata man använder.

För uppföljning av produktionen från solcellsanläggningar finns en mängd loggsystem och solstrålningsmätare att tillgå. Långt ifrån alla av dessa är tillförlitliga, monterade på ett korrekt sätt, rengörs och kalibreras regelbundet, eller har någon ansvarig person som ser till att loggningssystemet fungerar som det är tänkt. Därför behövs ett enklare och mer tillförlitligt sätt att utvärdera solelproduktionen. På vissa håll i Europa ser man stor potential i den så kallade "performance-to-peers"-metoden, där man jämför en anläggning med många närliggande för att upptäcka avvikelser. Metoden är dock endast fungerande på platser där det finns ett stort antal solcellsanläggningar på samma plats. I Sverige är antalet solcellsanläggningar alldeles för få och det går därför inte att använda modellen här ännu. Istället krävs andra enkla sätt att utvärdera produktionen.

1.1 MÅL

Målet med projektet var att i detalj studera hur stor inverkan varierande solstrålning, lufttemperatur och vindhastighet mellan olika år i Sverige har på årsproduktionen av el från solcellsanläggningar, samt att utvärdera hur användbara olika simuleringsprogram och väderdata är för att göra tillförlitligare utvärderingar av solelproduktionsberäkningar i Sverige.

Detta har gjorts genom att:

1. Studera variationer i uppmätta solstrålnings-, temperatur- och vinddata från SMHI:s mätstationer och korrelera dessa till hur stora variationer det kan leda till i solelproduktion mellan olika år.
2. Jämföra beräknade värden med verklig elproduktion för år 2015 från 28 solcellsanläggningar på olika orter i Sverige.
3. Utvärdera skillnader i beräknad solelproduktion från två kommersiella (PVsyst och Polysun) och ett öppet tillgängligt simuleringsprogram (PVGIS) i förhållande till verkliga elproduktionsdata när väderdata i programmens databaser används.
4. Utvärdera inverkan av olika meteorologiska data på beräkningar av solelproduktion, genom att använda data från SMHI:s öppet tillgängliga modell STRÅNG och från den kommersiella väderdatabasen Meteonorm. Verkliga elproduktionsdata jämfördes med resultat från de nämnda simuleringsprogrammen där olika meteorologiska data använts som ingångsvärden. Speciellt intressant var att tillsammans med SMHI utvärdera hur användbar STRÅNG-modellen är idag, vilka brister som finns och vilka förbättringar som vore önskvärda.
5. Tillsammans med SMHI ge förslag på möjligheter att förbättra kvalitén på solstrålningsdata för en godtyckligt vald plats vad gäller noggrannhet och rumsupplösning.
6. Publicera projektets resultat i form av en rapport som förutom en redovisning av ovanstående punkter även gör en beskrivning av hur man med dagens kunskap på bästa sätt ska kunna utvärdera om man under ett aktuellt år har nått den elproduktionsprognos man gjort, genom att utnyttja tillgängliga väderdata från SMHI eller Meteonorm.

1.2 DELTAGARE I PROJEKTET

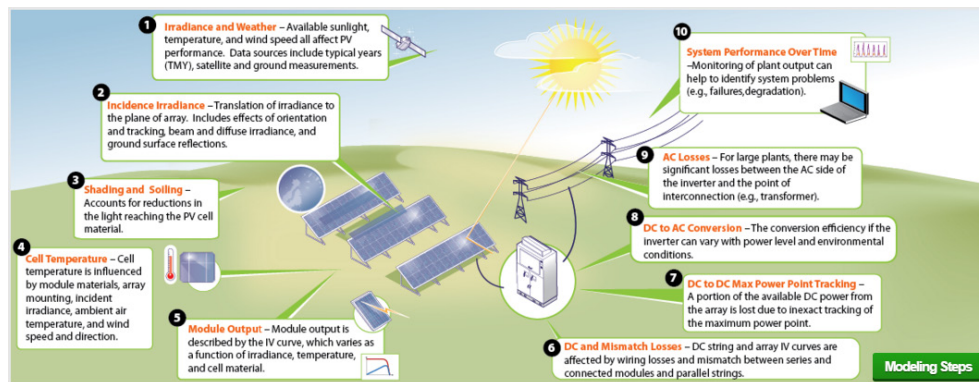
Deltagare i projektet har varit Solkompaniet som projektledare (Erik Holm och Mårten Lind), Mälardalens högskola (Bengt Stridh och Pietro Campana), SMHI (Sandra Andersson och Tomas Landelius) och Eneo Solutions (Mikael Ronge).

Projektet har finansierats till 41% av Energimyndigheten och 9% av Solelprogrammet.

2 Metod

2.1 BERÄKNING AV ELPRODUKTION FRÅN SOLCELLSANLÄGGNINGAR

För att beräkna elproduktion från en solcellsanläggning ingår flera steg där det behövs kunskap om många olika parametrar som väder (solstrålning, lufttemperatur och vindhastighet), ingående komponenter (solcellsmoduler och deras spänning-ström kurva, växelriktare och deras verkningsgrad som funktion av effekt, transformator om större anläggning och kablage), design av anläggningen (antal solcellsmoduler i serie i en sträng, antal strängar, antal växelriktare, modulernas lutning och azimut, placering (fristående, inbyggd, tak eller fasad)), eventuell skuggning och nedsmutsning. De olika stegen som ingår i simuleringsprogram för design av solcellsanläggningar och beräkning av solelproduktion illustreras i Figur 2.



Figur 2 Olika steg som ingår vid beräkning av elproduktion från en solcellsanläggning [5].

Den mest kritiska parametern i beräkningarna av solelproduktion är vilken solinstrålning man har i planet av solcellsmodulerna.

2.2 SIMULERINGSPROGRAM

För simuleringarna av solelproduktion har följande program använts.

- PVsyst [6]. Version 6.4.0. Sannolikt ett av de mest använda kommersiella programmen.
- Polysun Educational [7]. Version 9.0.9.23229. Kommersiellt program som används i undervisning vid Mälardalens högskola och som kan användas för simulering av både solfångar- och solcellssystem. "Educational" har samma funktionalitet som "Designer", som är den mest avancerade versionen.
- PVGIS [8]. Fritt webbaserat program.

2.2.1 PVsyst

PVsyst är ett simuleringsprogram för design och utvärdering av solcellsanläggningar som utvecklats vid universitetet i Geneve i Schweiz från mitten på 1990-talet och framåt [9]. Programmet har blivit populärt då det erbjuder

användaren hög grad av flexibilitet med många parametrar som kan matas in och justeras, något som också gör programmet komplext och bäst anpassat för expertanvändare [10]. Det finns dock en möjlighet att i läget "preliminary design" få en snabb beräkning av potential och produktion utan specifika data, vilket är värdefullt i inledningsskedet av många projekt [11].

PVsyst använder en "endiodmodell" för att beskriva en solcellsmodul [9]. PVsyst anger att modellen är väl lämpad för moduler baserade på kristallina kiselceller, men att den behöver vissa anpassningar för moduler baserade på tunnfilmssolceller och att man har noterat att modellen fungerar ganska bra för CIS (Copper Indium Selenide) tunnfilmsmoduler [12].

2.2.2 Polysun

Polysun är liksom PVsyst ett schweiziskt system för design och utvärdering av solcellssystem. Programmet är resultatet av ett forskningsprojekt vid universitetet i Rapperswill, Schweiz som pågått från 1992. Programmet distribueras idag av Vela Solaris som startade 2007 och som levererade sina första system 2009. Polysun är ett avancerat system avsett för expertanvändare. Programmet finns i två varianter "Professional", en enklare och snabbare variant, och "Designer". Solelproduktionen beräknas enligt en modell av Beyer [13].

Det finns även en enkel webbaserad kalkylator: Polysun Online [14], som inte ingått i denna studie.

2.2.3 PVGIS

Då PVGIS är ett fritt program och därmed lättillgängligt för alla. Det utvecklades till en början för Europa men har senare utvidgats till att täcka Afrika och Asien. PVGIS är det mest lättanvända programmet då det är få uppgifter som användaren behöver ange. Exempelvis behöver solcellsmodulernas beteckning inte anges, det räcker med typ av cellteknologi, eller använd växelriktare.

2.2.4 Indata

I PVGIS kan användaren inte använda egna väderdata utan där får man förlita sig på de data som finns i programmets databaser. I PVsyst och Polysun är det möjligt att använda egna väderdata om man inte vill använda de väderdata som finns i programmen. I både PVsyst och Polysun behövs global horisontell solstrålning och lufttemperatur. I Polysun behövs dessutom horisontell diffus solstrålning. I båda programmen finns också möjlighet att lägga in egna data för vindhastighet. Dessutom finns speciellt i PVsyst möjligheten att lägga in egna andra data, som diffus och direkt solstrålning, se Tabell 1.

Egna indata ges för ett år med en tidsupplösning på en timme. Även resultaten kan fås per timme, månad och år. I PVGIS ges endast resultat per månad och år.

Om solstrålning mäts vid en solcellsanläggning görs mätningen vanligen i modulplanet, men detta värde kan bara användas i PVsyst.

Tabell 1 Indata för väder i de använda beräkningsprogrammen. Global, diffus och direkt syftar på solstrålning. I PVGIS är det inte möjligt att använda egna väderdata.

Parameter	PVGIS	PVsyst	Polysun
Global horisontell	-	Nödvändig	Nödvändig
Global i modulplan	-	Möjlig, inte nödvändig	-
Diffus horisontell	-	Möjlig, inte nödvändig	Nödvändig
Diffus i modulplan	-	Möjlig, inte nödvändig	-
Direkt horisontell	-	Möjlig, inte nödvändig	-
Direkt i modulplan	-	Möjlig, inte nödvändig	-
Vindhastighet		Möjlig, inte nödvändig	Möjlig, inte nödvändig
Lufttemperatur	-	Nödvändig	Nödvändig
Tidsupplösning	Månad	1 timme	1 timme

2.3 VÄDERDATA

För användning av egna väderdata i simuleringsprogram behövs tidsupplösning på en timme. När det gäller rumsupplösning vill man kunna ta fram väderdata för en godtycklig plats i Sverige.

Källor för väderdata har varit

- SMHI:s mätstationer för solstrålning, temperatur och vindhastighet. Då det endast finns 18 mätstationer för mätning av global strålning i Sverige och endast tre av dem mäter diffus och direkt strålning är dessa inte tillräckliga för att man ska få en god rumsupplösning för önskade solstrålningsdata.
- STRÅNG. En beräkningsmodell från SMHI som kan ge solstrålningsdata för en godtycklig plats i Sverige.
- Meteonorm. Kommersiell tjänst som ger data för solstrålning, temperatur och andra väderparametrar för hela världen. Databasen innehåller data från mer än 8 000 väderstationer och fem geostationära satelliter. Data används i PVsyst och Polysun.
- Meteosat. Geostationär vädersatellit som ligger över ekvatorn. Data används i PVGIS.
- European Solar Radiation Atlas (ESRA). Baseras på data från markbaserade stationer för mätning av solstrålning och satellitbilder. Data används i PVGIS för områden norr om 60:e breddgraden

Dessa källor beskrivs mera i detalj i den följande texten, liksom exempel på andra källor för solstrålningdata.

2.3.1 Solstrålning - SMHI:s mätstationer

Stationsnätverket för solstrålningsmätningar bestod i december 2016 av 18 stationer utspridda i landet, se Figur 3 och Tabell 2.



Figur 3 SMHI:s mätstationer för globalstrålning [15]

Globalstrålning mot en horisontell yta uppmätt med pyranometer tillhandahålls från 18 av stationerna. Den direkta och diffusa strålningskomponenten mäts vid tre platser: Kiruna, Norrköping och Visby. Anledningen till det färre antalet för direkt och diffus strålning är att det krävs att stationerna är utrustade med en pyrhelimeter monterad på en solföljare för att mäta direktstrålningen vinkelrätt mot solen. Från några av mätstationerna finns också långvågsstrålning (värmestrålning) uppmätt med pyrgeometer. För att hålla en god kvalitet på solstrålningsdata från SMHI putsas instrumenten varje vardag och kalibreras årligen. Data loggas med en tidsupplösning på 1 minut (6 minuter innan 2007), men vi har i detta projekt använt timupplösta värden från främst åren 2014-2015.

Andra meteorologiska parametrar som använts i projektet är vind och temperatur. Temperatur finns från samtliga stationer för solstrålningsmätningar, men vindhastighet uppmätt vid 10 meters höjd har på flertalet platser hämtats från närmaste intilliggande mätplats, ibland flera km bort.

Tabell 2 SMHs stationsnät för solstrålningsmätningar. Tabellen anger startår för mätningarna vid respektive station, och vilka av strålningsparametrarna solskenstid (SD), globalstrålning (G), långvågsstrålning (L), direktstrålning (I) och diffusstrålning (D) som mäts idag. Mätningar för de angivna parametrarna har ibland tillkommit eller upphört sedan angivet startdatum för stationerna.

Station	Start	Latitud °E	Longitud °N	Parametrar
Kiruna	1983	67.842	20.410	SD, G, L, I, D
Norrköping	1983	58.583	16.152	SD, G, L, I, D
Visby	1983	57.673	18.345	SD, G, L, I, D
Tarfala	2007	67.911	18.607	SD, G, L
Svenska Högarna	2007	59.442	19.502	SD, G, L
Luleå	1983	65.544	22.111	SD, G
Umeå	1983	63.811	20.240	SD, G
Storlien-Visjövalen	2013	63.302	12.124	SD, G
Östersund	1983	63.197	14.480	SD, G
Borlänge	1987	60.488	15.430	SD, G
Karlstad	1983	59.359	13.472	SD, G
Stockholm	1983	59.353	18.063	SD, G
Nordkoster	2007	58.892	11.004	SD, G
Göteborg	1983	57.708	11.992	SD, G
Hoburg	2013	56.921	18.151	SD, G
Växjö	1983	56.927	14.731	SD, G
Lund	1983	55.714	13.212	SD, G
Karlskrona	2009	56.109	15.587	SD

2.3.2 Solstrålning - STRÅNG

STRÅNG är en modell för beräkning av solstrålning som utvecklades på 1990-talet som ett samarbete mellan Naturvårdsverket, Strålsäkerhetsmyndigheten (dåvarande SSI) och SMHI [16]. STRÅNG har varit i drift sedan 1999 och producerar data (globalstrålning, direktstrålning, fotosyntetiskt aktiv strålning samt CIE-viktad UV-strålning) med en tidsupplösning på en timme i nära realtid (dagen efter) över ett område som täcker större delen av norra Europa. Den rumsliga upplösningen var från början 22 x 22 km men är 11 x 11 km sedan juni 2006. Data finns fritt tillgängliga för nedladdning från SMHI [4]. Jämför man denna modell med en punktmätning blir RMS-felen (Root Mean Square Error = kvadratisk medelvärde) cirka 30 % för timvärden, 16 % för dygnsvärden och 8,9 % för månadsvärden av globalstrålningen [17].

2.3.3 Solstrålning - Meteonorm

Väderdata som används i Polysun och PVsyst är från Meteonorm, vars databas baseras på 8 325 väderstationer över hela världen och fem geostationära satelliter. I Meteonorm 7.1 används data från perioden 1991-2010 för solstrålning och perioden 2000-2009 för temperatur och andra parametrar [18]. I Meteonorm 7.0 används solstrålningsdata från 1986-2005 och i version 6.1 från 1981-2000 [19].

PVsyst. Från version 6.0 i PVsyst finns Meteonorm-data för global strålning från 1991-2010 och från 2000-2009 för temperatur [19]. Syntetiska timvärden skapas från månadsvärden genom användning av en stokastisk metod. Meteonorm 7.1 väderstationer som är tillgängliga i PVsyst senaste version (6.5.2) är Borlänge, Göteborg, Göteborg-Säve, Gotland "county", Karlstad, Luleå, Lund, Norrköping, Östersund, Stockholm, Umeå och Växjö. Syntetiska datafiler kan dessutom skapas för en godtycklig plats.

Polysun. I Polysun senaste version (9.1) kan man välja mellan orterna Borås, Göteborg, Helsingborg, Jönköping, Linköping, Malmö, Norrköping, Stockholm, Uppsala, Västerås och Örebro. Genom att klicka på en karta kan man välja en godtycklig plats. Data kan hämtas endera från den inbyggda databasen i Polysun baserad på data från Meteonorm eller via en webbservice direkt från Meteonorms hemsida. Om man använder webbservicen används alltid de senaste data från Meteonorm. Om man använder den inbyggda databasen i Polysun kan det möjligen bli så att äldre data från Meteonorm används, beroende på vilken version av programmet man använder.

2.3.4 Solstrålning - Meteosat

PVGIS har under 2014 uppdaterat sin databas med nya satellitdata från Satellite Application Facility on Climate Monitoring (CM SAF) [20]. PVGIS baseras nu på Meteosat-data från perioden 1996 - 2013 och täcker södra Sverige upp till 60:e breddgraden, motsvarande en linje Hagfors-Uppsala. När medelvärden för hela tidsperioden beräknas vägs data från den nuvarande satelliten Meteosat Second Generation (MSG) och perioden 2007-2013 in till 70 % och data från 1996-2005 med 30% [21].

Tidigare har PVGIS uppdaterats från att bygga på interpolation av markbaserade mätstationer (PVGIS Classic) till att använda satellitdata (Meteosat) (PVGIS CM-SAF). Med data från PVGIS CM-SAF blir skattningen av elproduktionen ca 10 % högre än med den tidigare databasen PVGIS Classic [22]. En anledning kan vara ett förändrat strålningsklimat. PVGIS Classic baseras på data från perioden 1981-1990 och innan uppdateringen 2014 baserades PVGIS CM-SAF på perioden 1998-2010. En annan förklaring är att markmätningarna kan vara behäftade med systematiska fel som gör dem lägre på grund av dålig rengöring, snö och frost på instrumentet med mera [22].

2.3.5 Solstrålning - European Solar Radiation Atlas

Ett alternativ är att istället interpolera markbaserade solstrålningsmätningar. Tekniken har använts för att ta fram den europeiska solatlasen European Solar Radiation Atlas (ESRA) [23], vilken används i PVGIS för områden norr om 60:e breddgraden [20]. Dessa data är i PVGIS från 1981-1990 [22]. Databasen består av rasterkartor (1 km * 1 km) som representerar tolv månadsgenomsnitt och ett årligt medelvärde baserat på ett genomsnitt av dagliga summor av global strålning mot en horisontell yta, såväl mot ytor med en lutning av 15, 25, och 40 grader.

2.3.6 Solstrålning - andra källor

Det finns även en mängd andra databaser med solstrålningsdata för Sverige, som kan vara bra att känna till men som inte tillför något väsentligt till eller lämpar sig för den aktuella studien. Dessa är 3-TIER Global Solar Dataset (3 - TIER), CM-SAF (DWD/Meteosat/PPS), EnMetSol (University of Oldenburg), Focus Solar (Focus Solar), Helioclim-1 (Mines ParisTec), Helioclim-3 (Mines ParisTec), IrSOLaV (IrSOLaV - CIEMAT), LTS (CENER), NASA-SSE (NASA), PVGIS_EU_NA (EC-JRC), Satel-Light (ENTPE), SolarGIS (GeoModel) och Solemi (DLR).

Med två undantag bygger dessa databaser endast på data från de geostationära Meteosat-satelliterna vilket begränsar användningsområdet till att gälla söder om den 60:e breddgraden. Kvaliteten på dessa data är alltså jämförbar med de Meteosat-data vi använt från PVGIS (CM-SAF). CM-SAF har dessutom tagit fram solstrålningsdata baserat på mätningar från polära satelliter (PPS). Dessa data finns dock bara i form av månadsmedelvärden. Databasen NASA-SSE är baserad på observationer från såväl geostationära som polära satelliter samt data från återanalyser med numeriska väderprognoser. Den horisontella upplösningen är dock grov (1 x 1 grad) och data finns även här endast i form av månadsmedelvärden. Det samma gäller hittills också andra databaser som bygger på återanalyser; de saknar timupplösning och har en horisontell upplösning på som bäst ca 20 km.

2.3.7 Temperatur

Solelproduktionen påverkas av solcellernas temperatur. Med ökande temperatur sjunker solcellernas effekt. Därför behövs förutom solstrålningsdata även data för lufttemperaturen, som tillsammans med solstrålningen i modulplanet kan användas för att beräkna solcelltemperaturen.

I Meteonorm 7.1 som används i PVsyst och Polysun används lufttemperaturdata från perioden 2000-2009 [18]. I PVGIS anges att en ny databas för temperatur infördes 2014 [21], men det framgår inte vilka årtal som används i denna databas.

2.3.8 Vindhastighet

PVsyst och Polysun beräknar värmeförluster, vilket påverkar solcelltemperaturen och därmed verkningsgraden, orsakade av vind på olika sätt.

När det gäller Polysun finns i manualen en formel som visar hur termiska förluster orsakade av vind beräknas för termiska solfångare, möjligen används en liknande formel även för solceller. I formeln ingår en koefficient (värmeövergångstal) som beror på vind, vindhastighet och "windportion", men en förklaring av "windportion" saknas.

När det gäller solcellsmoduler i Polysun står endast att modultemperaturen kan beräknas av användaren och att lufttemperatur, solstrålning, modulens temperaturkoefficient ("gamma"), "wind percentage" och ventilation på modulens baksida ("rear ventilation") används för beräkningarna [24]. Ingen förklaring ges till "wind percentage" eller hur ventilationen på baksidan ska kvantifieras. I en skärmdump för indata används termen "wind fraction" och den är satt till 50%. I

den svenska översättningen i Polysun har "rear ventilation" översatts med det felaktiga "baksidesfläkt" och man kan välja mellan "dålig" (mindre än 10 cm fritt utrymme på modulens baksida enligt manualen), "mellan" (10-20 cm fritt utrymme) och "bra" (mer än 20 cm fritt utrymme).. Sammanfattningsvis är det oklart hur vindhastighetens inverkan på värmeförluster görs för solceller i Polysun.

PVsyst påpekar att vinddata vanligen mäts på 10 meters höjd vid meteorologiska stationer och att sådana data inte är representativa för en solcellsinstallation. PVsyst anger att det kan vara en faktor 1,5 i skillnad mellan vindhastigheten på 10 meters höjd jämfört med vindhastigheten vid modulnivå. PVsyst avråder från att använda egna vinddata på grund av att tillgängliga data är otillförlitliga och att vindhastigheten har en liten inverkan på solelproduktionen [12]. PVsyst har i beräkningen av termiska förluster lagt in ett vindberoende bidrag, antaget en vindhastighet på 1,5 m/s, om användaren inte specificerar någon vindhastighet.

I våra beräkningar har vindhastigheten i väderdatafilerna satts till 0 m/s i både Polysun och PVsyst. I praktiken innebär det enligt vår tolkning att 1,5 m/s används i PVsyst.

2.4 KÄLLOR FÖR PRODUKTIONSDATA

För insamling av produktionsdata har flera källor använts:

- Företaget Solkompaniets databas. Dessa anläggningar är inte alltid tillgängliga i öppna databaser.
- Företaget PPAM Solkrafts databas. Dessa anläggningar är inte alltid tillgängliga i öppna databaser.
- Öppna webbaserade databaser. Den största i Sverige är Sunny Portal, som den 20 december 2016 hade 662 publika solcellsanläggningar [25].
- Efterlysning på solcellsblogg [26]. Gav relativt god respons.

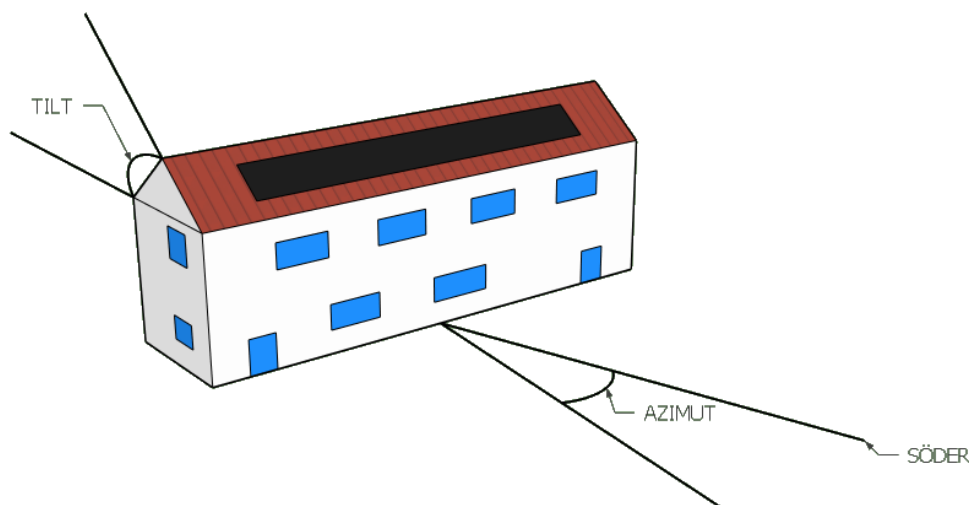
Ett önskemål var att använda solcellsanläggningar utan eller med marginell skuggning, eftersom det försvårar simuleringen. För att kunna simulera anläggningen behövdes uppgifter om ort, installerad effekt, produktion för minst ett kalenderår (2015), lutning, azimuth, modell och antal av växelriktare och solcellsmoduler, modulernas märkeffekt, antal strängar, typ av installation (tak, fasad eller mark) samt uppgift om eventuella driftstörningar som gjort att data inte var komplett för ett helt kalenderår. Inga begränsningar sattes på anläggningarnas storlek.

En fråga ställdes även om det fanns uppmätta solstrålningsdata. Bara en anläggning hade mätning av solstrålning men användaren hade aldrig exporterat data från mätningarna och kunde bara få ut data per dag.

2.5 PROBLEM VID INSAMLING AV PRODUKTIONSDATA

Ett flertal problem uppstod vid insamling av produktionsdata enligt nedanstående lista. Detta gjorde att en relativt stor andel av anläggningarna fick uteslutas från simuleringarna.

- I öppna databaser saknas oftast uppgifter om lutning, azimut, modell av växelriktare och modell av solcellsmoduler. Se Figur 4 för definition av lutning och azimut. Detta gäller bland annat Sunny Portal. Om dessa data finns saknas dock uppgifter om eventuell skuggning av solcellsanläggningen, vilket var en viktig upplysning i detta projekt då många anläggningar uteslöts från utvärderingen på grund av tidvis skuggning.
- Personlig kontakt behövdes för att få alla data. Det kunde gälla att få tillgång till produktionsdata och alltid för att få tillgång till de uppgifter som behövdes om solcellsanläggningen.
 - × En del användare var inte så datorvana, vilket gjorde det svårare att få ut data från solcellsanläggningen.
 - × Någon var inte villig att dela med sig av driftdata.
- Angiven azimut stämde inte alltid vid kontroll med hjälp av satellitkartor [27]. Avvikelsen kunde vara upp till 20 grader.
- Angiven effekt stämde inte alltid vid kontroll genom beräkning av effekten från antal moduler och effekt per modul.
- Lutningsvinkeln angavs ibland som ett ungefärligt värde. Denna uppgift var inte möjlig att kontrollera, eftersom det skulle kräva besök på plats, vilket inte kunde göras.
- En anläggningsägare ändrade modulernas lutning en gång per år.
- Data kunde saknas för en del av ett kalenderår.
- Anläggningen hade byggts ut under året.
- En del anläggningar hade mikroväxelriktare eller effektoptimerare på modulerna. Sådana anläggningar uteslöts från studien då det var oklart med vilken noggrannhet simuleringsprogrammen kunde simulera sådana anläggningar.
- I något fall uppgavs att anläggningen var skuggfri, men produktionsdata och närmare förfrågan visade att så var inte fallet.
- Anläggningen var inte enhetlig
 - × Modulerna kunde vara placerade i olika azimut.
 - × I vissa databaser definierades söder som 0 grader och i andra som 180 grader. För uppgift om exempelvis 225 grader uppstod frågan om det var 45 grader mot öster eller väster, vilket fick klargöras vid en personlig kontakt.
 - × Modulerna kunde ha olika lutning.
 - × Det kunde vara mer än en modell av växelriktare.
 - × Det kunde vara mer än modell av solcellsmoduler.
 - × Ovanstående framgår oftast inte i öppna databaser, där man vanligen bara kan ange ett värde för lutning, väderstreck, växelriktare och solcellsmoduler.



Figur 4 Definition av azimut och lutning (tilt) mot horisontalplanet.

2.6 UTVALDA SOLCELLSANLÄGGNINGAR

Totalt samlades data in från 62 olika solcellsanläggningar. Av dessa bedömdes 28 som användbara i detta projekt, se Tabell 3. Den installerade effekten varierar mellan 2,5 kW och 63,24 kW. Då endast 12 av dessa hade fullständiga värden för solelproduktionen under både 2014 och 2015 användes endast 2015 för jämförelser. 14 av anläggningar ligger inom någon mil från SMHI:s mätstationer för solstrålning. För dem bedömdes det att solstrålningsdata från SMHI:s mätstationer var representativa, åtminstone för tidsperioder om dygn eller längre.

Tabell 3 Använda solcellsanläggningar. * = SMHI mätstation för solstrålning finns inom någon mil.

Ort	Latitud	Longitud	Kommentar
Skivarp	55.42	13.57	Skåne, sydkust
Simrishamn	55.55	14.40	Blekinge, sydkust
Viken	56.20	12.60	Skåne, västkust
Halmstad	56.70	12.90	Halland, västkust
Endre (3) *	57.60	18.30	Gotland
Bollebygd	57.66	12.56	Västergötland, ost Göteborg, inland
Ucklum	58.08	11.96	Bohuslän, inland
Kungshamn	58.35	11.25	Bohuslän, västkust
Vikingstad	58.38	15.43	Östergötland, inland
Linköping	58.40	15.62	Östergötland, inland
Tun	58.43	12.73	Västergötland, nära Vänern
Norrköping (2) *	58.58	16.25	Östergötland, ostkust
Finspång	58.70	15.78	Östergötland, inland
Örebro	59.26	15.20	Närke, inland, vid Hjälmaren
Solna *	59.37	18.01	Uppland, inland
Västerås	59.58	16.63	Västmanland, inland, vid stor insjö
Knivsta	59.72	17.80	Uppland, inland
Frösön *	63.20	14.70	Jämtland, Norrlands inland, vid stor insjö

Ort	Latitud	Longitud	Kommentar
Umeå (7) *	63.81	20.31	Västerbotten, ostkust

2.7 REFERENSANLÄGGNING

Vid simuleringarna användes i vissa fall en referensanläggning enligt Tabell 4.

Först planerades att använda en växelriktare från SMA, men det gav problem vid konfigurationen av solcellssystemet i PVsyst med SMA:s två maxeffektföljare (MPPT) och därför valdes istället en växelriktare från Fronius. En detalj som kan påpekas är att i datablad för solcellsmodulen från november 2012 anges temperaturkoefficienten för toppeffekt till $-0,45\%/^{\circ}\text{C}$ [28] medan den i datablad från januari 2016 för samma solcellsmodul anges till $-0,42\%/^{\circ}\text{C}$ [29]. Om detta beror på produktutveckling eller noggrannare mätningar är okänt.

Definitionen av azimut och lutning visas i Figur 4.

Tabell 4 Referensanläggning som användes vid simuleringarna.

Komponent	
Moduler	Yingli 260P-29b. 260 W x 20 moduler = 5 200 W installerad effekt. Temperaturkoefficient för toppeffekt = $-0,42\%/^{\circ}\text{C}$ och NOCT = $46\pm 2^{\circ}\text{C}$ enligt datablad från 2016 [29].
Växelriktare	Fronius International Symo 5.0-3-M (3-fas, 5 kW)
Azimut	Söder
Lutning	30°

Beräkningarna gjordes först med PVsyst och därefter Polysun när det gäller de kommersiella programmen. Denna ordning användes på grund av att PVsyst gav bättre vägledning än Polysun genom varnings- eller felmeddelanden om konfigurationen av solcellssystemet inte var helt korrekt. Därför användes konfigurationen enligt PVsyst även i Polysun för att minimera konfigurationsproblem i Polysun.

3 Tidigare arbeten

3.1 JÄMFÖRELSE AV OLIKA SIMULERINGSPROGRAM

I en studie publicerad 2014 jämfördes elproduktionen per månad för ett 19,8 kW solcellssystem i Grekland med simulerad elproduktion i programmen TRNSYS, Archelios, Polysun, PVsyst, PV*SOL and PVGIS [11]. I studien används egna mätdata för global horisontell strålning, global strålning i modulplanet, lufttemperatur, modultemperatur och vindhastighet. Programmen överskattade solstrålningen mot modulytorna men underskattade elproduktionen. Bäst resultat gav TRNSYS som kunde använda den uppmätta solstrålningen i modulplanet utan omräkningar i diffus och direkt komponent, medan PVGIS gav sämst noggrannhet, se beräknade fel enligt Tabell 5.

Tabell 5 Fel vid beräkning av elproduktion. RMSE = Root Mean Square Error, MAD = Median Absolute Deviation, MAPE = Mean absolute Percentage Deviation EF = model efficiency test, som anger hur väl modellen överensstämmer med uppmätta värden[11].

Program	RMSE	MAD	MAPE	EF
TRNSYS	47.46	29.72	1.24%	99.69%
Archelios	141.23	126.67	5.14%	97.16%
Polysun	200.34	186.90	7.41%	94.30%
PVsyst	234.23	225.92	9.16%	92.47%
PV*SOL	230.92	223.18	9.08%	92.66%
PVGIS	244.88	221.42	9.24%	89.93%

En studie i ökenklimat i Alice Springs, Australien, använde de fyra programmen PVsyst, HOMER, RETScreen och SMA Sunny Design för utvärdering mot driftdata under ett år, april 2009 – mars 2010 [30]. Det var sex solcellssystem med en installerad effekt på 5,1-7,0 kW med fyra olika solcellsteknologier (monokristallin kisel, polykristallin kisel, tunnfilm amorf kisel och tunnfilm CdTe). Egna mätdata användes för global och diffus horisontell strålning, lufttemperatur och vindhastighet. Alla simuleringsprogrammen gav lägre årligt energiutbyte, 1,44%-4,93%, jämfört med verkliga data, se Tabell 6.

Tabell 6 Jämförelse av energiutbyte per år och standardavvikelse per månad för fyra simuleringsprogram i jämförelse med uppmätta data för sex solcellsanläggningar i Alice Springs, Australien [30].

	PVsyst	HOMER	RETScreen	Sunny Design
Skillnad beräknat mot uppmätt årligt energiutbyte	-4,33%	-1,44%	-2,31%	-4,93%
Standardavvikelse för beräknade månadsvärden mot uppmätta värden	5,48%	4,75%	5,11%	6,04% (årlig standardavvikelse)

Det kan noteras att de båda ovanstående studierna var för helt andra klimat än i Sverige och att studien i Australien är mer än fem år gammal och att det därmed var äldre versioner av simuleringsprogrammen som användes.

3.2 VERKNINGSGRAD VÄXELRIKTARE

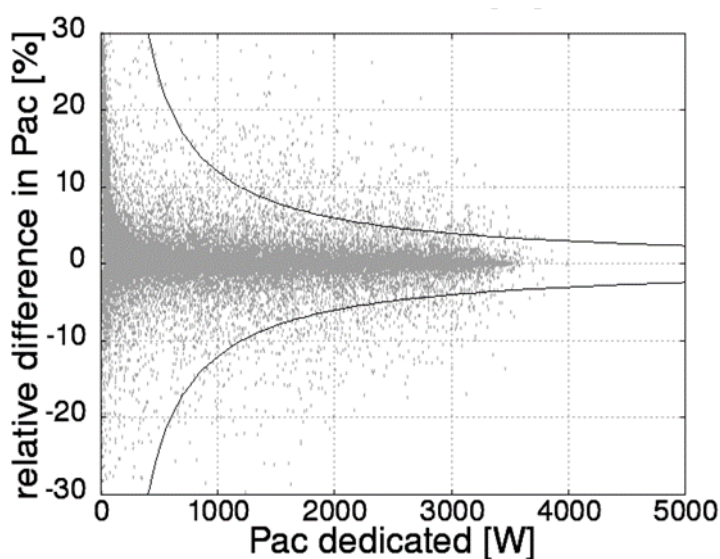
En fråga som uppstår när man ska utvärdera elproduktion från solcellsanläggningar är vilken noggrannhet man får vid mätning av energivärden via växelriktarna.

Den angivna noggrannheten för energivärden för några olika växelriktare listas i Tabell 7. Vanliga värden är $\pm 3\text{--}5\%$, men växelriktartillverkaren Fronius lanserade i slutet av 2015 växelriktare med $\pm 2\%$ noggrannhet. Fronius anger att det är i nivå med krav på noggrannhet för elmätare, som är $\pm 1\text{--}2\%$.

Tabell 7 Exempel på noggrannhet för energivärden från växelriktare.

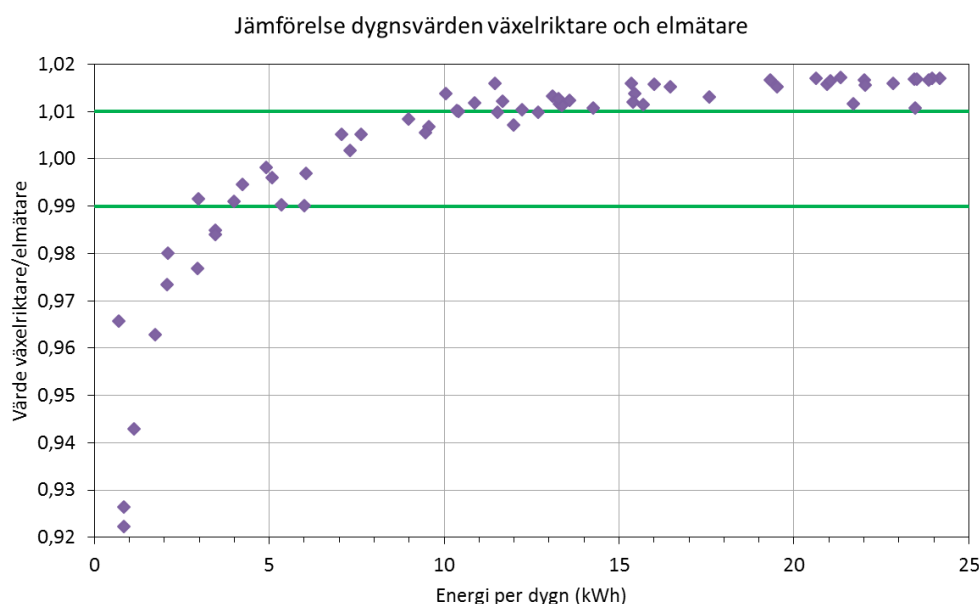
Tillverkare	Noggrannhet	Källa
SMA (Tyskland)	$\pm 3\%$	[31]
Solar Edge (Israel)	$\pm 5\%$	[32]
Fronius (Österrike)	$\pm 5\%$	[33]
	$\pm 2\%$ ("revenue grade", tillval)	[34]
Sungrow (Kina)	$\pm 10\%$ för gamla, exempelvis SG15KTL	[33]
	$\pm 5\%$ SG20/30KTL-V113	
	$\pm 3\%$ SG30KTL-V41 SG50KTL-M, SG60KTL	

En annan fråga är vad noggrannheten blir i praktiken för energivärden från växelriktare. I en italiensk studie över tre år gjordes jämförelser mellan mätvärden från växelriktare respektive från elmätare med $\pm 1\%$ noggrannhet för två olika solcellssystem. Den uppmätta noggrannheten för värdena från växelriktare jämfört med elmätarvärden blev mindre än 2% för energi mätt på årsbasis och mindre $3,5\%$ för månatliga energivärden [35]. Avvikelsen i AC-effekt ökade med minskad effekt från växelriktaren (SMA Sunny Boy 4000TL20), se Figur 5.



Figur 5 Relativ skillnad mellan mätvärden för AC-effekt från en SMA växelriktare (4 kW) jämfört med effektvärden från en elmätare med $\pm 1\%$ noggrannhet [35].

En jämförelse mellan mätvärden för energi per dygn från en Solar Edge 5 kW växelriktare (modell SE5K) och en ABB elmätare med $\pm 1\%$ noggrannhet gjordes för ett solcellssystem på småhus strax utanför Västerås med 4,794 kW märkeffekt. I Figur 6 visas en jämförelse mellan mätvärden för energi per dygn för en del av dygnen under perioden 2 mars – 25 juni 2016. Vid hög daglig elproduktion, då medeleffekten var relativt hög, var växelriktarnas dygnsvärden vanligen mer än 1% högre än elmätarens värden. Vid låg daglig elproduktion, då medeleffekten var låg, var växelriktarens värden istället mer än 1% lägre än elmätarvärdena. Under mars-oktober 2016 visade växelriktaren i genomsnitt 0,16% lägre värde än elmätaren.



Figur 6 Jämförelse av mätvärden per dygn, under perioden 2 mars – 25 juni 2016, från ABB elmätare med $\pm 1\%$ noggrannhet (gröna linjer) och Solar Edge 5 kW växelriktare för 4,794 kW solcellsanläggning på småhus i Västerås [36].

3.3 VALIDERING AV SOLSTRÅLNINGSDATA I STRÅNG

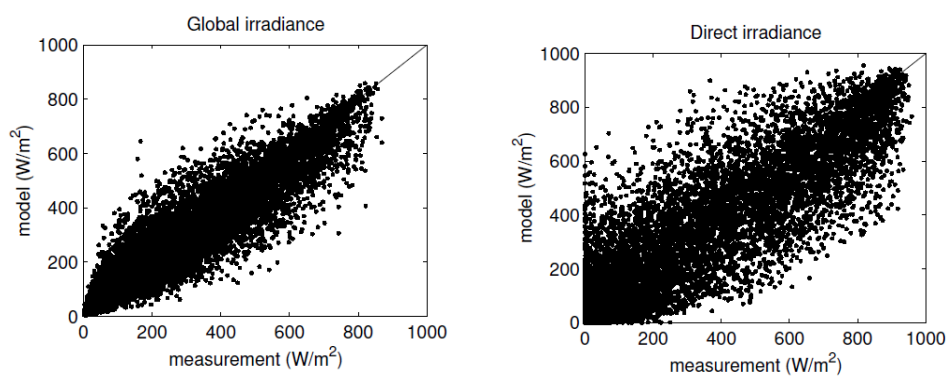
För att studera kvalitén på data från STRÅNG-modellen har SMHI tidigare jämfört modellens beräknade data för global strålning och direkt normal strålning med observationer från SMHI:s mätstationer för solstrålning.

I Tabell 8 visas statistik för medelfel under perioden 1999-2009 för 12 stationer som haft mätningar under en lång tid. Nyare stationer som exempelvis Tarfala och Svenska Högarna, båda startade 2007, är inte medtagna i utvärderingen. Storleken på felen minskar med ökat tidsintervall, från 30% RMS-fel för timvärden av global strålning till 16% RMS-fel för dygnsvärden och 8,9% RMS-fel för månadsvärden. RMS-felen för direkt solstrålning är högre än för global strålning.

En jämförelse av modellerade data från STRÅNG och uppmätta data från SMHI:s mätstationer visas i Figur 7 för global strålning, direkt solstrålning och solskenstid. Spridningen i värden för global strålning är mindre än för direkt solstrålning, vilket även framgår av RMS-värdena.

Tabell 8 Validering av solstrålningsdata i STRÅNG [17]. MBE = Mean Bias Error, MAE = Mean Absolute Error, RMSE = Root Mean Square Error.

	Global strålning	Direkt normal solstrålning
Timme MBE	-0,2%	-0,4%
Timme MAE	2,1%	3,5%
Timme RMSE	30%	57%
Dygn MBE	-0,2%	+0,5%
Dygn MAE	2,1%	3,2%
Dygn RMSE	16%	31%
Månad MBE	+1,3%	+1,3%
Månad MAE	2,3%	3,3%
Månad RMSE	8,9%	14%



Figur 7 Jämförelse av modellerade timvärden från STRÅNG och uppmätta data från SMHI stationer för global horisontell strålning (vänster) och diffus horisontell strålning (höger) [37].

4 Resultat

En jämförelse har gjorts av uppmätta och beräknade värden för de 28 solcellssystem som valts ut enligt kapitel 2.6.

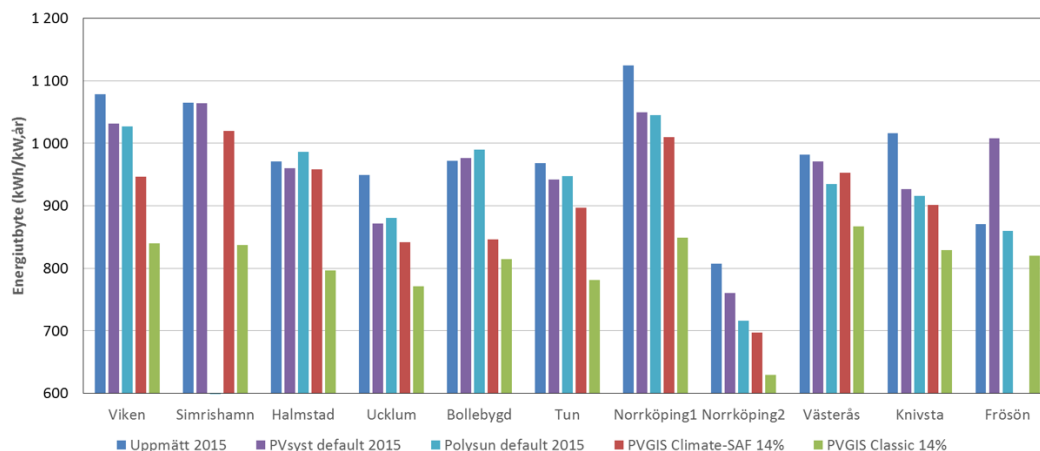
En utvärdering har även gjorts av inverkan av väderdata i form av temperatur, vindhastighet och solstrålning i olika simuleringsprogram. Dessa tre väderparametrar påverkar alla i mer eller mindre hög grad elproduktion från solceller. De olika väderparametrarna liksom inverkan av albedo behandlas i detalj i kapitel 4.7 - 4.10.

4.1 ELPRODUKTION – JÄMFÖRELSE SIMULERINGAR MED STANDARDVÄDER OCH UPPMÄTT ELPRODUKTION

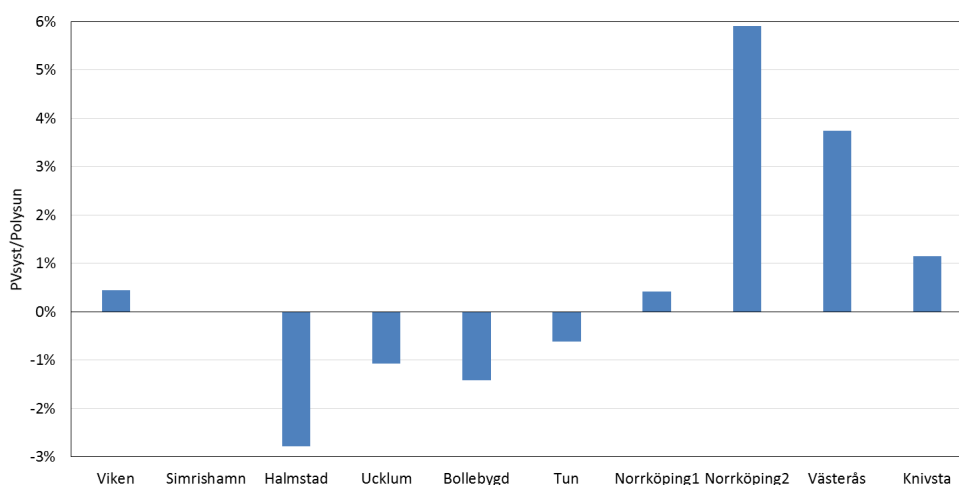
I Figur 8 och Figur 9 visas en jämförelse mellan uppmätt årligt energiutbyte för 11 anläggningar under år 2015 jämför med beräkningar gjorda med PVsyst, Polysun och PVGIS. Väderdata i PVsyst och Polysun är från programmens databaser, som i Meteororm 7.1 innebär data från perioden 1991-2010 för solstrålning och perioden 2000-2009 för temperatur. För PVGIS gjordes beräkningar dels med Climate SAF, dels med Classic databas och i båda fallen användes standardvärdet 14% för systemförluster. Eftersom Climate-SAF inte finns tillgänglig norr om 60:e breddgraden kunde beräkningar inte göras för Frösön.

Medelvärde för PVsyst var 3,8% lägre än det uppmätta med en standardavvikelse på 3,2%. Medelvärde för Polysun var 4,5% lägre än det uppmätta med en standardavvikelse på 4,3%. Med tanke på att solinstrålningen kan variera $\pm 10\%$ mellan olika år är avvikelserna normala fränsett för Frösön och möjligen Norrköping2. När det gäller Frösön var det problem med konfigurationen i PVsyst, som gav felmeddelanden, vilket kan vara orsaken till den stora avvikelsen på 16% högre värde än det uppmätta energiutbytet. Norrköping2 är en nordvänd solcellsanläggning och simuleringsprogrammen har möjligen svårigheter med en sådan ovanlig orientering.

Skillnaden mellan beräknad årlig elproduktion mellan PVsyst och Polysun varierade mellan att PVsyst gav 2,8% lägre värden (Halmstad) till 5,9% högre värden (nordvänd anläggning i Norrköping) än Polysun.



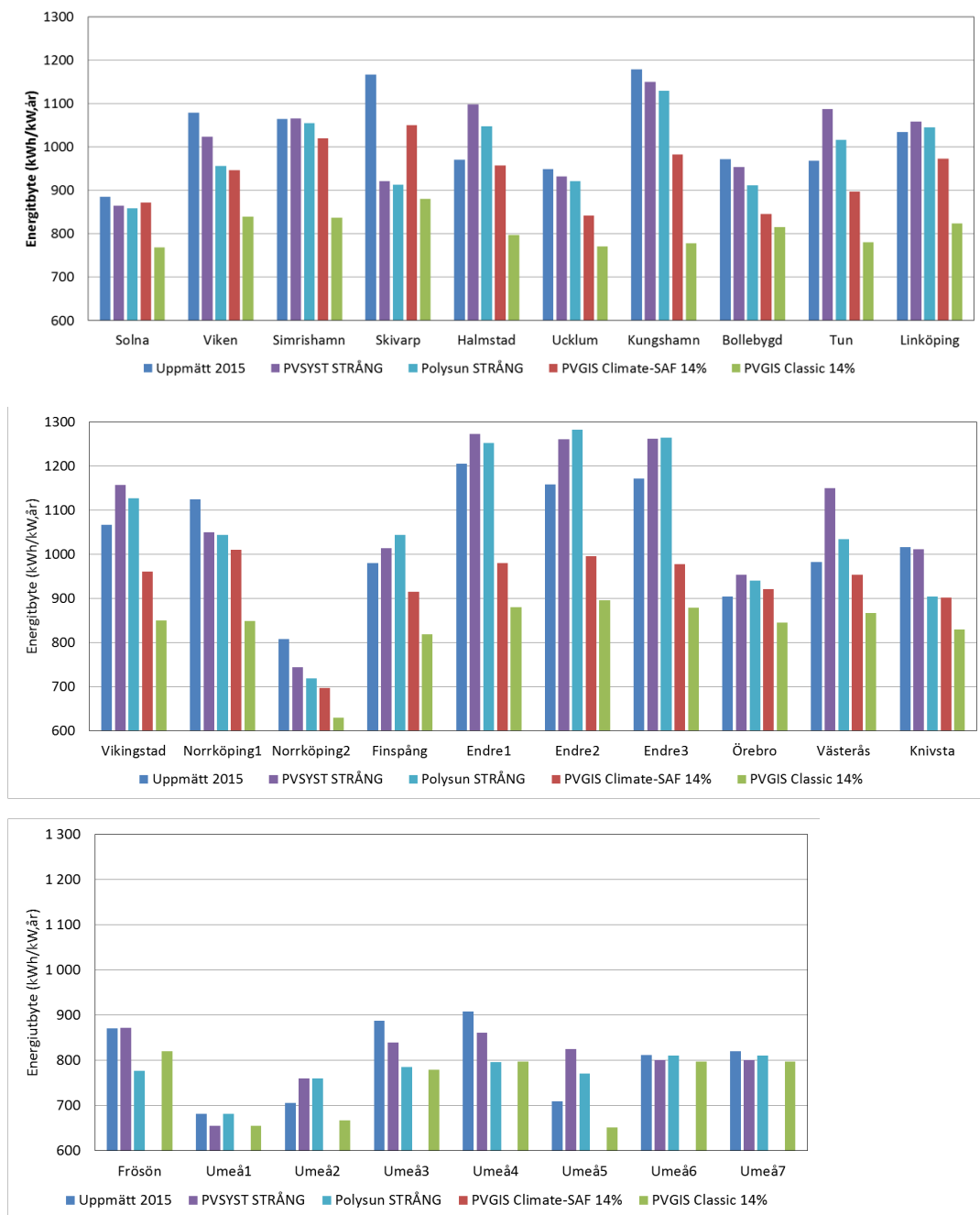
Figur 8 Jämförelse av uppmätta produktionsdata för 2015 och simuleringar gjorda med PVsyst och Polysun med programmets väderdata samt PVGIS med väderdatabaserna Climate-SAF och Classic, med 14% systemförluster. För Frösön är inte PVGIS Climate-SAF tillgänglig.



Figur 9 Skillnader i beräknad årlig elproduktion mellan PVsyst och Polysun.

4.2 ELPRODUKTION - JÄMFÖRELSE SIMULERINGAR MED STRÅNG OCH UPPMÄTT ELPRODUKTION

I Figur 10 visas en jämförelse mellan uppmätt solelproduktion för 28 anläggningar under år 2015 jämfört med beräkningar gjorda med PVsyst, Polysun och PVGIS. Väderdata i PVsyst och Polysun är från STRÅNG för år 2015 för global horisontell strålning och från Meteororm för lufttemperatur för åren 2000-2009 i Meteororm 7.1. Diffus horisontell strålning som behövdes i Polysun hämtades från PVsyst med Perez modell, beräknad utifrån inmatad STRÅNG global horisontell strålning, se kapitel 4.7.3. För PVGIS har beräkningar gjorts dels med Climate SAF, dels med Classic databas och i båda fallen har standardvärdet 14% använts för systemförluster. Eftersom Climate-SAF inte finns tillgänglig norr om 60:e breddgraden kunde dessa beräkningar bara göras för 20 av de 28 solcellsanläggningarna.



Figur 10 Jämförelse av uppmätta produktionsdata för 2015 och simuleringar gjorda med PVsyst och Polysun med STRÅNG strålningsdata samt PVGIS med väderdatabaserna Climate-SAF och Classic, med 14% systemförluster. För Frösön och Umeå är inte PVGIS Climate-SAF tillgänglig.

PVGIS med Climate-SAF databas gav i medel 9,3% lägre värde för det årliga energiutbytet jämfört med de uppmätta värdena för de 20 solcellssystem, när systemförlusterna sattes till standardvärdet 14%. Endast för ett system gav PVGIS högre energiutbyte än det uppmätta. Om systemförlusterna istället sattes till 6% blev värdena i medel bara -0,8% lägre än de uppmätta och då gav 8 system högre värden respektive 12 system lägre värden än de uppmätta. Man får dock tänka på att detta inte nödvändigtvis är ett generellt resultat som gäller för alla år eftersom

solstrålningen 2015 kan ha avvikit från den nutida medelsolstrålningen, se kapitel 4.7.1.

PVGIS Classic, som kunde användas för alla 28 solcellssystemen, gav i genomsnitt 11,9% lägre värden för årligt energiutbyte än de uppmätta. I inget fall gav PVGIS Classic högre värde det uppmätta.

PVsyst med STRÅNG väderdata gav i medel 1,5% högre årligt energiutbyte än de uppmätta. I fem fall var avvikelserna större än 10%. I Skivarp gav PVsyst 21% lägre värde än det uppmätta. En jämförelse av data från STRÅNG för global horisontell strålning visade att årssumman år 2015 för Lund väderstation, ca 4 mil åt NV, var 13% högre än Skivarp. Data från STRÅNG för Simrishamn, ca 5 mil åt NNO, var 11% högre än Skivarp. Det verkar därför som att data från STRÅNG för Skivarp var för låga, de borde varit betydligt högre, men även om de var i nivå med väderstationen i Lund skulle det inte förklara hela skillnaden mellan simuleringen med PVsyst och uppmätt elproduktion. Under 2014 var globalstrålningen enligt både Lund väderstation och STRÅNG för Simrishamn 3% högre än för Skivarp.

På Västerås och för ett av systemen i Umeå var det beräknade värdet 17% respektive 16% högre än det uppmätta enligt PVsyst med STRÅNG väderdata. För Västeråsanläggningen var det problem med att den beräknade solinstrålningen blev högre än solar 1470 W/m². För de sju systemen från Umeå varierade avvikelserna mellan -12% och 16% i Polysun och PVsyst jämfört med uppmätta värden vilket antyder att det är flera faktorer än de använda beräkningsmodellerna och väderdata som påverkar resultaten. Umeå1 var anläggningen avstängd hela dagen 10 juni 2015. För anläggningarna i Umeå var det problem att konfigurera "obalanserade" solcellssystem där det var olika antal moduler i strängarna till olika växelriktare. För vissa fall gick det därför inte att exakt simulera de verkliga systemen, vilket kan ha bidragit till avvikelserna från de uppmätta årliga energiutbytena.

Polysun med STRÅNG väderdata resulterade i 1,5% lägre värde än de uppmätta i genomsnitt. För ett av systemen var det beräknade värdet mer än 10% högre än det uppmätta och för sju av systemen var det mer än 10% lägre än det uppmätta. Störst var avvikelserna för Skivarp med beräknat värde 22% lägre än det uppmätta.

Standardavvikelse för avvikelserna för de beräknade värdena i förhållande till de uppmätta var lägst för PVGIS med Climate-SAF databas, 5,5-6,1%. PVsyst och Polysun hade båda samma standardavvikelse, 8,1%.

Tabell 9 Avvikelser (medel, min och max) för beräknat årligt energiutbyte för 28 solcellsanläggningar jämfört med uppmätta värden. Dessutom anges standardavvikelsen (Std) för avvikelserna från de uppmätta värden.

	Medel	Min	Max	Std
PVGIS Climate-SAF 14%/Uppmätt	-9,3%	-18,7%	1,9%	5,5%
PVGIS Climate-SAF 12%/Uppmätt	-7,1%	-17,0%	4,2%	5,6%
PVGIS Climate-SAF 10%/Uppmätt	-5,0%	-14,5%	6,5%	5,7%
PVGIS Climate-SAF 8%/Uppmätt	-2,9%	-12,9%	8,9%	5,8%
PVGIS Climate-SAF 6%/Uppmätt	-0,8%	-11,2%	11,7%	6,1%
PVGIS Classic 14%/Uppmätt	-16,2%	-34,0%	-1,8%	8,1%
PVsyst STRÅNG/Uppmätt	1,5%	-21,0%	17,1%	8,1%
Polysun STRÅNG/Uppmätt	-1,5%	-21,8%	10,7%	8,1%
PVGIS Classic 14%/Climate-SAF 14%	-11,9%	-20,9%	-3,7%	4,1%

4.3 ELPRODUKTION – JÄMFÖRELSE SIMULERINGAR MED STRÅNG OCH VERKLIGA VÄDERDATA SAMT UPPMÄTT ELPRODUKTION

En jämförelse gjordes av beräknad årligt energiutbyte med PVsyst och Polysun med data för global horisontell strålning från STRÅNG och från SMHI:s mätstationer 2015 för 10 solcellsanläggningar nära någon av mätstationer i Visby, Norrköping, Stockholm, Östersund eller Umeå, se Tabell 10.

Tabell 10 Jämförelse av beräknade årliga energiutbyten (kWh/kW,år) med STRÅNG-data respektive SMHI mätstationers data för 2015 i PVsyst och Polysun, jämför med uppmätt elproduktion.

System	PVsyst STRÅNG	Polysun STRÅNG	PVsyst mätstation	Polysun mätstation	Uppmätt årsutbyte
Endre1	1273	1252	1229	1197	1205
Endre2	1261	1282	1287	1291	1158
Endre3	1262	1265	1315	1251	1171
Norrköping1	1049	1044	1064	1022	1124
Norrköping2	744	718	747	719	807
Solna	920	906	962	945	885
Frösön	872	776	1059	893	871
Umeå1	763	680	868	733	681
Umeå2	763	759	869	810	706
Umeå3	823	784	866	832	887

Medelavvikelsen för de beräknade årliga energiutbytena jämfört med de uppmätta varierade mellan -0,8% och 9,1%, se Tabell 11. För enskilda anläggningar var avvikelsen mellan -11,6% och 27,4%. De största avvikelsen var i PVsyst för höga breddgrader på Frösön och i Umeå. Avvikelser vid höga breddgrader beskrivs i kapitel 4.5. Höga avvikelser var det även för Norrköping2 som är en anläggning orienterad mot norr, så möjligen inverkar även ovanliga orienteringar på resultaten. För Solna fick strängkonfiguration modifieras eftersom anläggningen inte var möjlig att simulera med den angivna konfigurationen. De tre anläggningarna i Endre på Gotland är alla fristående på mark. Sammantaget gör

detta att av de anläggningar projektet hade data för och som var placerade nära någon av SMHI:s mätstationer blev urvalet delvis otypiskt, vilket gör det svårare att dra generella slutsatser.

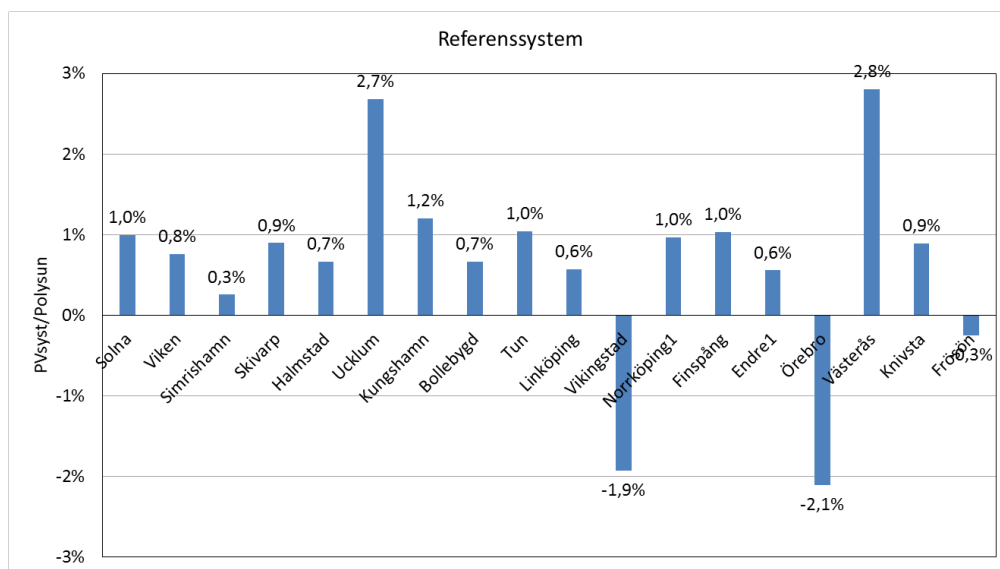
Tabell 11 Avvikelse av beräknade årliga energiutbyten med STRÅNG-data respektive SMHI mätstationers data för 2015 i PVsyst och Polysun, jämför med uppmätt elproduktion.

System	SMHI mätstation	PVsyst STRÅNG	Polysun STRÅNG	PVsyst mätstation	Polysun mätstation
Endre1	Visby	5,6%	3,9%	2,0%	-0,6%
Endre2	Visby	8,9%	10,7%	11,1%	11,4%
Endre3	Visby	7,8%	7,9%	12,2%	6,7%
Norrköping1	Norrköping	-6,7%	-7,1%	-5,3%	-9,1%
Norrköping2	Norrköping	-7,9%	-11,0%	-7,4%	-10,9%
Solna	Stockholm	4,0%	2,3%	8,7%	6,8%
Frösön	Östersund	0,2%	-10,9%	21,7%	2,6%
Umeå1	Umeå	12,0%	-0,1%	27,4%	7,5%
Umeå2	Umeå	8,1%	7,6%	23,1%	14,7%
Umeå3	Umeå	-7,3%	-11,6%	-2,4%	-6,2%
Medelavvikelse		2,5%	-0,8%	9,1%	2,3%
Standardavvikelse		7,0%	8,2%	11,7%	8,3%

4.4 ELPRODUKTION – SKILLNAD MELLAN PVSYST OCH POLYSUN MED REFERENSANLÄGGNINGEN

En jämförelse av beräkning av årlig elproduktion för 18 olika orter gjordes mellan PVsyst och Polysun med referensanläggningen enligt Tabell 4. Väderdata för år 2015 togs från simuleringsprogrammen. I genomsnitt gav PVsyst 0,7% högre elproduktion än Polysun, med en standardavvikelse på 1,1%. De största skillnaderna var 2,8% högre elproduktion med PVsyst i Västerås och 2,1% lägre elproduktion med PVsyst i Örebro, som ligger 85 km fågelvägen från Västerås. För 15 av orterna gav PVsyst ett högre värde, se Figur 11.

Skillnaderna mellan PVsyst och Polysun var mindre för den sydvända referensanläggningen än när beräkningar gjordes för några av de utvalda anläggningarna i projektet där en del hade andra orienteringar än rakt mot söder, se Figur 9.



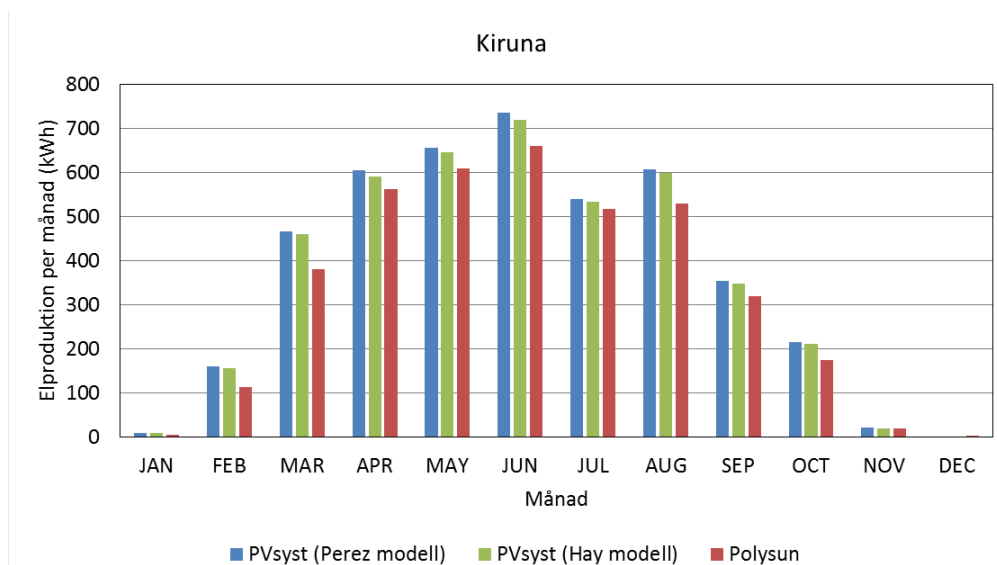
Figur 11 Skillnader i beräknad årlig elproduktion mellan PVsyst och Polysun med referenssystemet och med väderdata för år 2015 från simuleringsprogrammen.

4.5 ELPRODUKTION - SKILLNADER MELLAN PVSYST OCH POLYSUN VID HÖGA BREDDGRADER

Vid nordliga breddgrader blir det ibland stora skillnader mellan simuleringsresultaten i PVsyst respektive Polysun, med högre värden för PVsyst än Polysun. Därför gjordes en närmare studie av detta för Kiruna med hjälp av referenssystemet. Förutom skillnader i beräkningsmodellerna noterades att STRÅNG signifikant underskattade globalstrålningen i Kiruna under både 2014 (-13,6%) och 2015 (-14,1%) jämfört med uppmätta värden vid SMHI:s mätstation, se kapitel 4.7.2.

För att beräkna den infallande solstrålningen använder PVsyst som standard en modell från Perez [12]. Det finns en alternativ modell enligt Hay som kan väljas i PVsyst under "Preferences" – "Physical models" – "Transposition model". En skillnad mellan Perez och Hay modell är hur de beräknar diffus strålning mot en lutande yta.

För Kiruna gav PVsyst med Perez modell 840 kWh/kW,år under år 2015 för referenssystemet vilket är 12,4% högre energiutbyte än Polysun som gav 747 kWh/kW,år. Genom att i PVsyst välja Hay-modellen minskade utbytet något till 825 kWh/kW,år, men det var fortfarande 10,5% högre än Polysun. Månadsvärden för de tre olika beräkningarna visas i Figur 12.

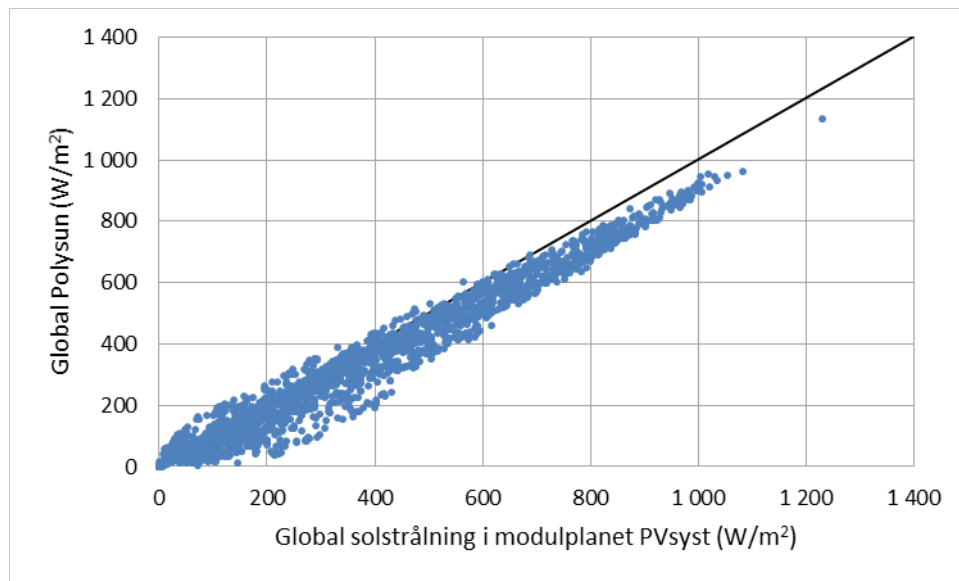


Figur 12 Jämförelse av simuleringar av produktionsdata med PVsyst och Polysun för Kiruna år 2015.

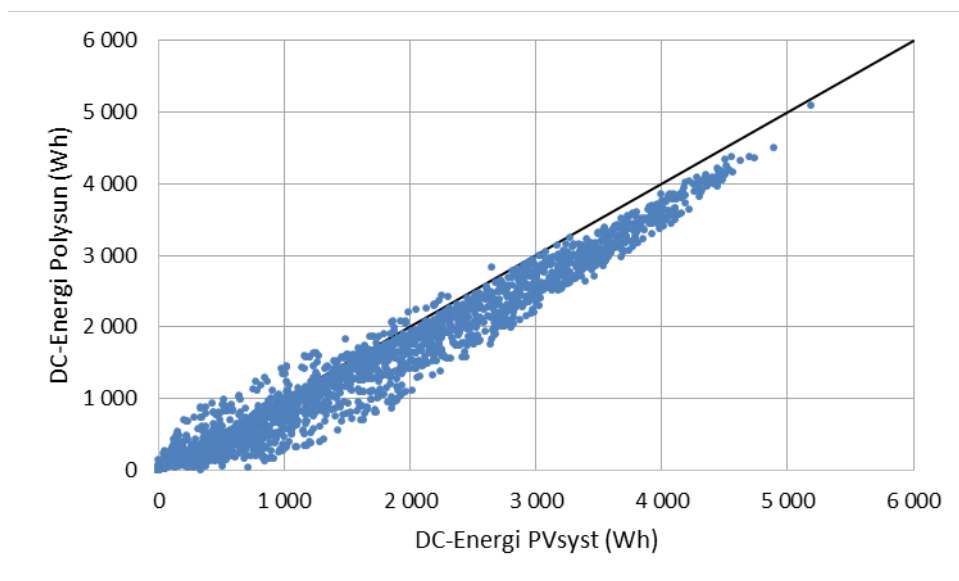
För att närmare förstå i vilket beräkningssteg som skillnaderna mellan PVsyst med Perez modell och Polysun uppstod jämfördes värden för global strålning i modulplanet, DC-energi före växelriktaren och AC-energi efter växelriktaren.

Merparten av skillnad uppstod vid beräkning av den globala strålningen i modulplanet, utgående från den diffusa och globala strålningen i horisontalplanet. PVsyst med Perez modell gav 10,3% högre värde än Polysun för den globala strålningen i modulplanet för år 2015, se Figur 13. Den beräknade DC-energin blev 13,2% högre i PVsyst, se Figur 14, och den beräknade AC-energin var 12,4% högre i PVsyst än i Polysun, se Figur 15.

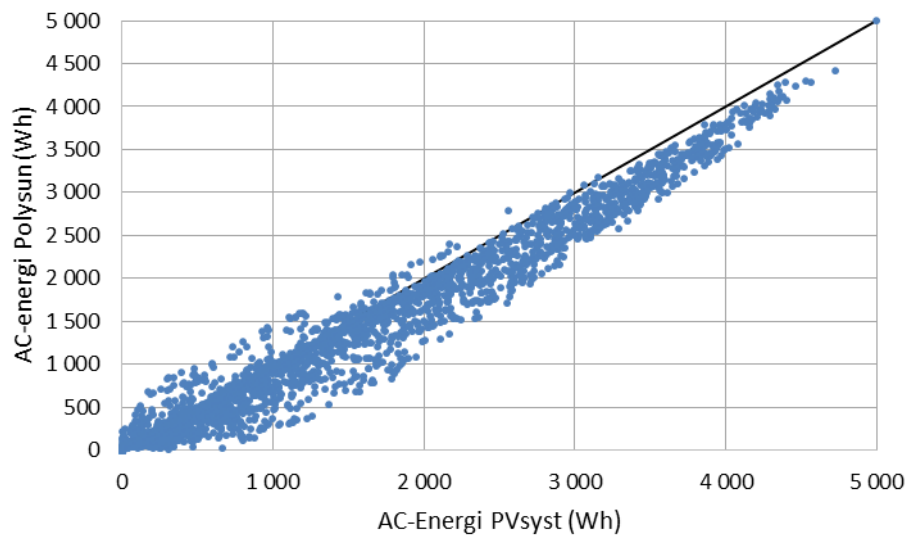
Växelriktarens verkningsgrad vid olika effekter framgår av Figur 16. Vid de lägsta solstrålningar som gav de lägsta effekter från växelriktaren, var verkningsgraden högre i Polysun, se Figur 17.



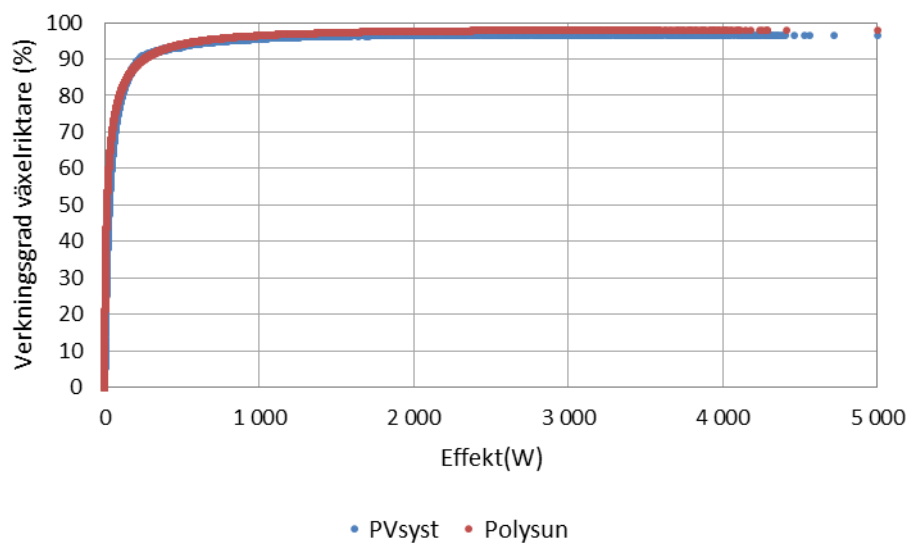
Figur 13 Global strålning mot modulplanet. Jämförelse av Polysun och PVsyst med Perez modell.



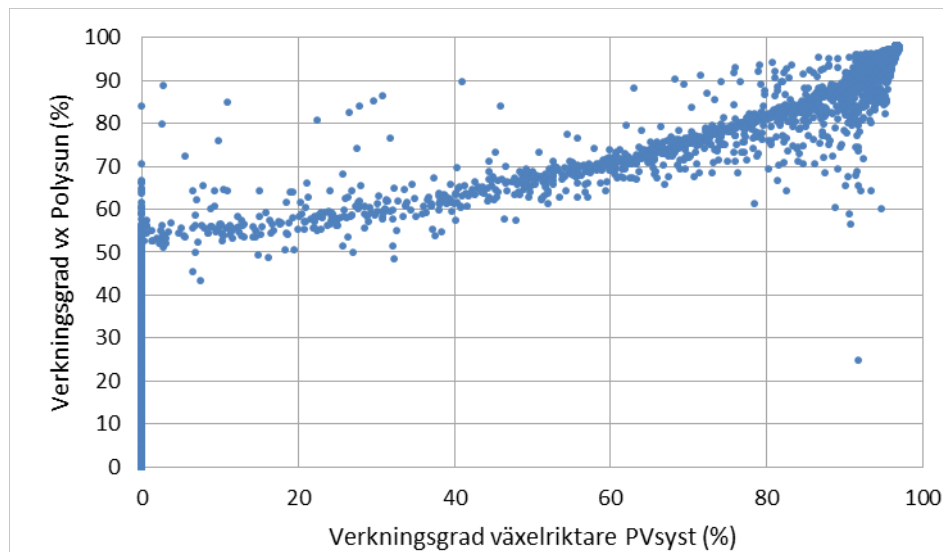
Figur 14 Levererad DC-energi, innan växelriktaren. Jämförelse av Polysun och PVsyst med Perez modell.



Figur 15 Levererad AC-energi till nätet, efter växelriktaren. Jämförelse av Polysun och PVsyst med Perez modell.



Figur 16 Verkningsgrad växelriktare som funktion av effekt till växelriktaren. Jämförelse av Polysun och PVsyst med Perez modell.



Figur 17 Verkningsgrad växelriktare. Jämförelse av Polysun och PVsyst.

4.6 ELPRODUKTION - SKILLNADER PVGIS CLASSIC OCH PVGIS CLIMATE-SAF

Om man använder den gamla databasen "Classic" blir de beräknade utbytena betydligt lägre än med databasen "Climate-SAF", beroende på att en lägre solstrålning används i "Classic". För de testade orterna enligt Tabell 12 blev energiutbytet 8-36% högre med databasen "Climate-SAF". Störst blev skillnaderna på västkusten, med Strömstads höga 36% i topp. Minst blev skillnader närmast 60:e breddgraden, med 8% i Västerås och Uppsala. Det står därför klart att databasen "Climate-SAF" ska användas där så är möjligt.

Tittar man närmare på data från PVGIS går det att finna en del diskrepans när man jämför data för globalstrålning i horisontalplanet från databasen Climate-SAF (erhållna genom att modullutningen sattes till 0 grader i PVGIS) jämfört med SMHI:s mätningar för normalperioden 1961-1990 respektive åren 2002-2015, se Tabell 13. Värdena för globalstrålning i PVGIS är minst 3% högre än SMHI:s mätningar under åren 2002-2015 för Stockholm, Norrköping, Göteborg och Lund. Störst skillnad är det för Göteborg där PVGIS har 8,4% högre värde för global strålning än SMHI:s mätvärden för 2002-2015. Med de för höga solstrålningssvärden kan man även förvänta sig att det beräknade årliga utbytet blir för högt. Som framgår av Tabell 13 är de värden för globalstrålning som finns i databasen PVGIS Classic 7-14% lägre än i PVGIS Climate-SAF och för alla orter lägre än SMHI:s mätvärden för 2002-2015.

Tabell 12 Beräknade årligt utbyte (kWh/kW) med PVGIS grundinställningar vid optimerad lutning, samt skillnad när databasen Climate-SAF eller Classic använts.

Ort	Latitud	Climate-SAF	Classic	Skillnad
Malmö	55.605	1074	872	23%
Lund	55.705	993	866	15%
Kalmar	56.663	1016	842	21%
Halmstad	56.674	1035	815	27%
Växjö	56.879	917	819	12%
Visby	57.635	1029	884	16%
Göteborg	57.709	1021	812	26%
Jönköping	57.783	966	808	20%
Linköping	58.411	960	839	14%
Norrköping	58.588	1024	849	21%
Strömstad	58.938	1075	788	36%
Stockholm	59.329	1030	871	18%
Karlstad	59.402	1001	831	20%
Västerås	59.610	952	878	8%
Uppsala	59.859	947	875	8%

Tabell 13 Årlig horisontell globalstrålning enligt PVGIS, SMHI:s normalperiod 1961-1990 och enligt SMHI:s mätningar 2002-2015 [38]. Årsvärden över 1000 från PVGIS avrundas till 10-tal av programmet, därför summerades vid behov månadsvärdena.

Ort	PVGIS Climate-SAF	PVGIS Classic	SMHI 1961-1990	SMHI 2002-2015	PVGIS Climate-SAF / SMHI 2002-2015
Stockholm	1054	938	970	1004	+4,9%
Norrköping	1058	929	975	1021	+3,6%
Karlstad	1027	902	1011	1016	+1,1%
Göteborg	1073	919	958	990	+8,4%
Växjö	1005	936	912	986	+1,9%
Visby	1096	986	1067	1114	-1,7%
Lund	1079	973	973	1045	+3,3%

När utbytet överstiger 1 000 kWh/kW avrundas årsvärdena till jämna 10-tal i PVGIS. Det kan ge ett avrundningsfel på upp till 0,5%. Exempelvis angavs 1 030 kWh/kW för Halmstad med Climate-SAF optimerad lutning, men om månadsvärdena adderades som de gjordes i tabellerna ovan blev det 1 035 kWh/kW.

4.7 SOLSTRÅLNINGENS INVERKAN PÅ ELPRODUKTIONEN

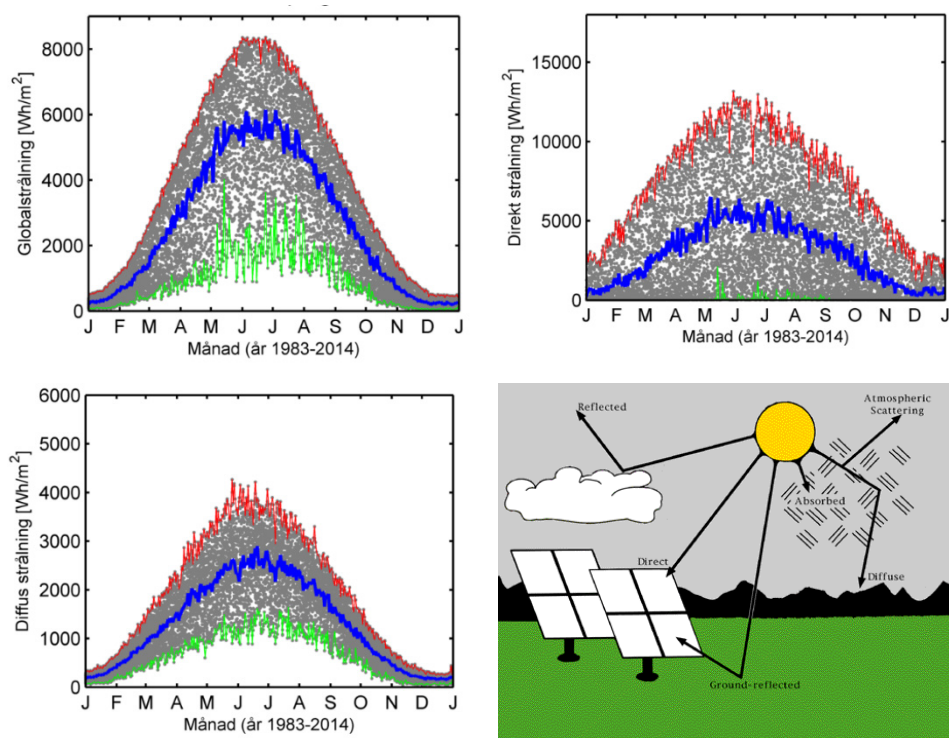
Solstrålningen varierar mellan olika år. I Tabell 14 visas värden för horisontell global strålning under normalperioden 1961-1990 liksom minsta och högsta värde sedan startåret för mätningarna för Kiruna, Norrköping och Visby. De minsta värden har varit 8,5-13% lägre än under normalperioden. Eftersom solstrålning i södra Sverige ökat under 2000-talet, se kapitel 4.7.1, borde normalvärden för att

alla år sedan startåret vara högre än under normalperioden och därmed borde Visbys avvikelse bli något högre än 8,5%. De högsta värden har varit 10-14% högre än under normalperioden. För Visby borde resonemanget enligt ovan göra att den högsta avvikelsen borde vara lägre från ett tänkt medelvärde för alla år sedan startåret. Undantaget enstaka extremår verkar det rimligt att anta att en variation i global strålning på $\pm 10\%$ mellan olika år under livslängden för en solcellsanläggning (ca 30 år), vilket också är den variation SMHI anger för perioden 1983-2006 [3].

Tabell 14 Årlig uppmätt horisontell globalstrålning vid några av SMHI:s mätstationer och avvikelser från normalperioden 1961-1990 [38].

Ort (startår)	Normal 1961-1990	Minsta	Avvikelse	Högsta	Avvikelse
Kiruna (1958)	816,6	708,1	-13%	927,1	+14%
Norrköping (1975)	974,9	876,5	-10%	1077,1	+10%
Visby (1958)	1066,9	976,6	-8,5%	1208,3	+13%

Exempel på årstidsvariationer i global, direkt och diffus strålning för Norrköping under perioden 1983-2014 visas i Figur 18.



Figur 18 Årstidsvariation av global horisontell, direkt och diffus horisontell solstrålning uppmätt i Norrköping 1983-2014. Grå punkter visar dygnsvärden för samtliga dagar under perioden, blå kurva visar medelvärden för varje dag på året över samtliga år, röd och grön kurva visar max respektive min värden för varje dag på året över samtliga år [39]. Figuren längst ner till höger illustrerar solstrålningens komponenter, där den globala strålningen mot en yta är summan av direkt, diffus och reflekterad solstrålning [40].

För att studera inverkan av solstrålningen på solelproduktionen varierades den globala horisontella strålningen med $\pm 10\%$ i PVsyst för beräkningar gjorda för

Kiruna, Norrköping och Visby för referenssystemet med 2015 års väderdata. Med en förändring av solstrålningen med $\pm 5\%$ respektive $\pm 10\%$ ändrades det årliga energiutbytet med 5,4%-6,4% respektive 10,5%-12,9% för de tre orterna, se Tabell 15.

Tabell 15 Förändring i beräknat energiutbyte (kWh/kW,år) vid förändring av global horisontell strålning (G) i PVsyst för referenssystemet med 2015 års väderdata.

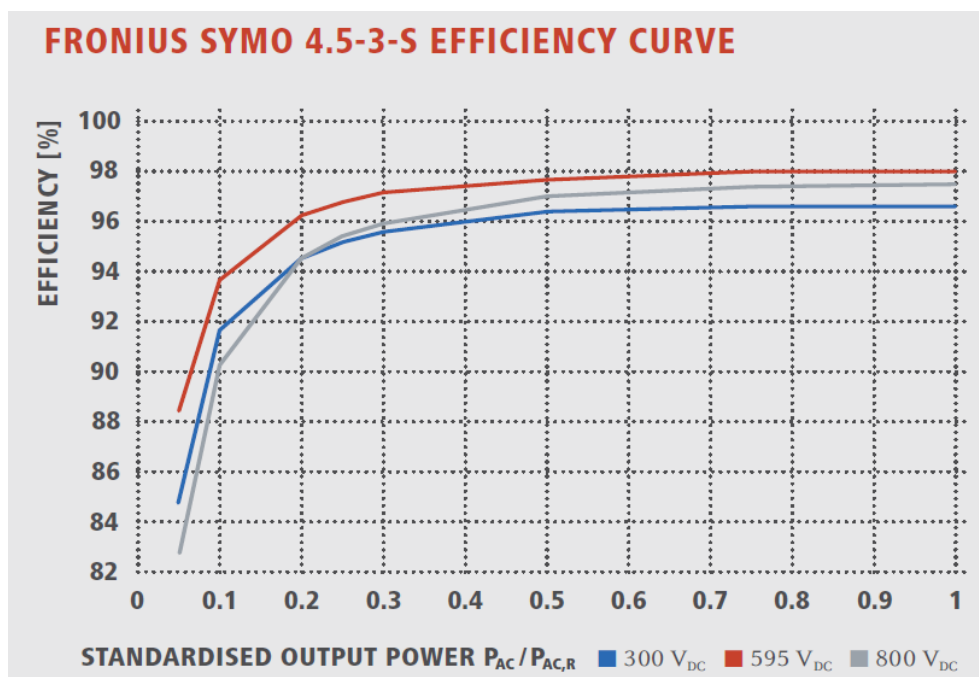
Ort	G = -10%	G = -5%	G = 0%	G = +5%	G = +10%
Kiruna	-12,9%	-6,4%	0%	6,2%	11,9%
Norrköping	-11,8%	-5,9%	0%	5,6%	11,4%
Visby	-11,4%	-5,5%	0%	5,4%	10,5%

Eftersom Polysun kräver att man matar in egna värden för både global och diffus horisontell solstrålning var det inte möjligt att variera solstrålningen på ett lika enkelt sätt som i PVsyst. I Polysun varierades globalstrålningen $\pm 10\%$ och den resulterade diffusa solstrålningen togs från beräkningar med Perez modell i PVsyst. Med en förändring av solstrålningen med $\pm 5\%$ respektive $\pm 10\%$ ändrades det årliga energiutbytet med 5,9%-6,3% respektive 11,8%-12,6% för de tre orterna, se Tabell 16. Skillnaderna mellan orterna och mellan plus- och minusvariationer var mindre än för PVsyst.

Tabell 16 Förändring i beräknat energiutbyte (kWh/kW,år) vid förändring av global horisontell strålning (G) i Polysun, med resulterande diffus solstrålning enligt Perez modell i PVsyst, för referenssystemet med 2015 års väderdata.

Ort	G = -10%	G = -5%	G = 0%	G = +5%	G = +10%
Kiruna	-12,2%	-5,9%	0%	6,1%	12,3%
Norrköping	-12,6%	-6,3%	0%	6,1%	12,5%
Visby	-12,3%	-6,0%	0%	6,0%	11,8%

Energiutbytet har även ett litet beroende av att växelriktarens verkningsgrad minskar med minskande effekt, se exempel för en Fronius Symo 4,5 kW växelriktare i Figur 19 (motsvarande diagram för Fronius Symo 5,0 kW växelriktare som använts i referenssystemet fanns inte på Fronius hemsida). När solstrålningen ändras med 5-10% förändras också ingående effekt till växelriktaren, vilket i sin tur ger en viss variation i växelriktarens verkningsgrad. I Polysun används dock endast tre olika värden vid olika effekter för växelriktarens verkningsgrad enligt programmets manual [24] istället för en verkningsgradkurva baserad på åtta värden i PVsyst, där man kan ändra de angivna värdena eller lägga till flera värden i verkningsgradkurvan om man vill.



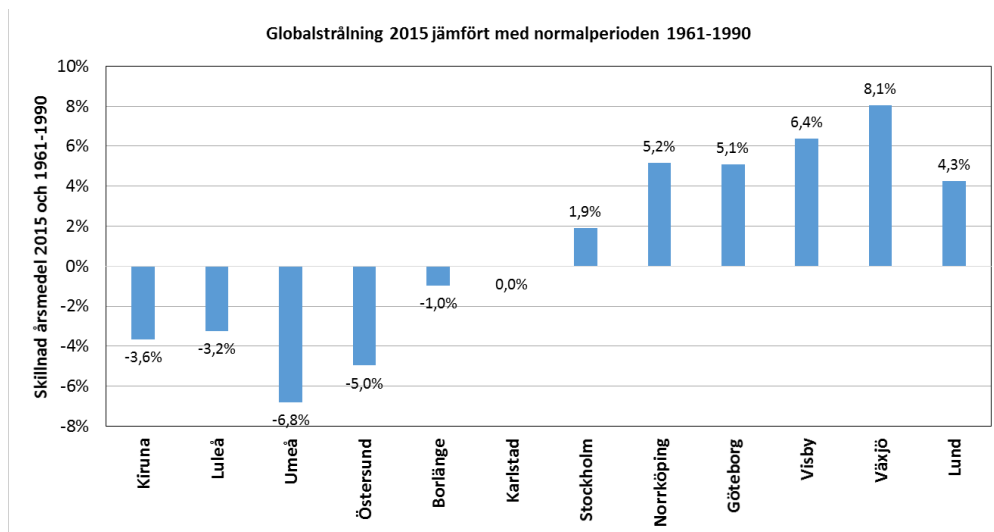
Figur 19 Verkningsgrad för Fronius Symo växelriktare [41].

4.7.1 Solstrålning 2015 jämfört med olika perioder

Under 2015 var den uppmätta globalstrålningen vid SMHI:s mätstationer lägre än normalvärdet för perioden 1961-1990 norr om Karlstad-Stockholm medan den var högre i Stockholm och söderut, se Tabell 17 och Figur 20.

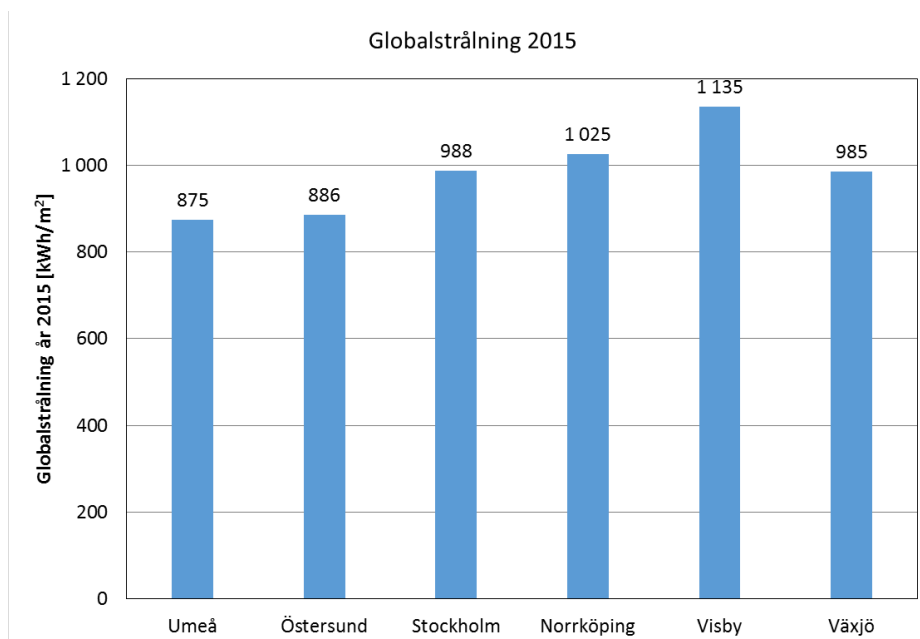
Tabell 17 Uppmätt globalstrålning vid SMHI:s mätstationer under 2015, normalvärde för 1961-1990 samt största och minsta värden sedan startåret [38].

Station	Globalstrålning, kWh/m ²						
	Startår	2015	Normal 1961-90	Största sedan startår	År	Minsta sedan startår	År
Tarfala	2007	885,9		887,0	2008	763,6	2011
Kiruna	1958	786,8	816,6	927,1	1963	708,1	1983
Luleå	1961	847,3	875,6	994,2	1976	767,4	1998
Umeå	1959	874,5	938,2	1124,2	1969	793,8	1962
Storlien-Visjövalen	2013	827,6		909,0	2014	877,2	2013
Östersund	1957	886,4	932,7	1110,7	1969	786,0	1983
Borlänge	1987	936,5	945,7	1024,1	2013	833,5	1998
Karlstad	1957	1010,6	1010,7	1217,5	1968	869,6	1998
Svenska Högarna	2007	1072,0		1110,9	2013	1046,1	2012
Stockholm	1922	988,0	969,5	1177,6	1944	820,9	1923
Norrköping	1975	1025,3	974,9	1077,1	2013	876,5	1998
Nordkoster	2010	1090,4		1080,9	2014	1029,9	2011
Göteborg	1983	1006,6	957,9	1043,8	2013	846,5	1987
Visby	1958	1134,9	1066,9	1208,3	1968	976,6	1998
Hoburg	2013	1190,3		1178,3	2013	1145,7	2014
Växjö	1983	985,0	911,6	1043,5	2013	824,2	1987
Lund	1983	1014,3	972,9	1095,3	2008	895,8	1987



Figur 20 Global horisontell strålning 2015 jämfört med normalperioden 1961-1990. Data från SMHI [38].

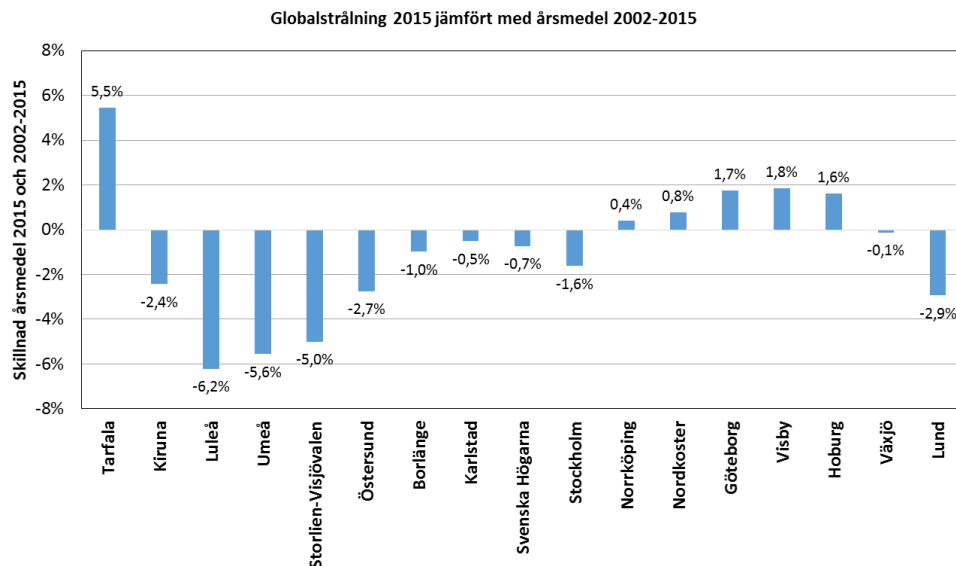
I Figur 21 visas den globala strålningen för de mätstationer där det finns en solcellsanläggning som använts i detta projekt nära mätstationen. Visby ligger i topp bland dessa, såväl som i Sverige, med globalstrålning 1 135 kWh/m² under 2015.



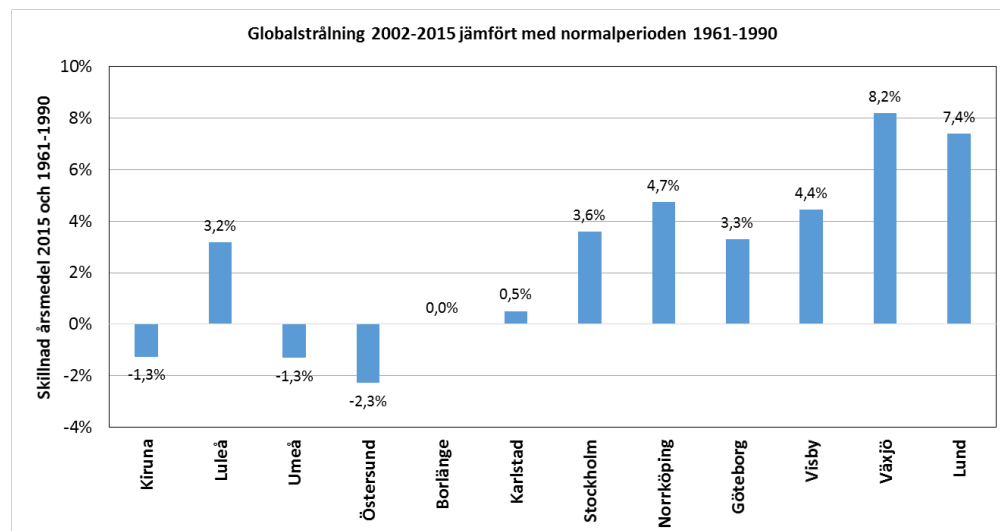
Figur 21 Global horisontell strålning 2015 för mätstationer där det finns en solcellsanläggning som använts i denna nära mätstationen. Data från SMHI.

Om man istället jämför globalstrålningen 2015 med årsmedelvärden för perioden 2002-2015 var globalstrålning lägre från Stockholm och norrut och högre söder om Stockholm, se Figur 22. Som framgår av Figur 23 har solstrålningen varit högre under perioden 2002-2015 jämfört med perioden 1961-1990 i södra Sverige. Störst

är skillnaden för Växjö som har haft 8,7% högre solstrålning under 2002-2015 jämfört med 1961-1990. Detta visar att det kan ha förhållandevis stor betydelse för resultatet vilka solstrålningsdata som används i ett simuleringsprogram. När man utvärderar produktionsdata jämfört med beräknade data bör man därutöver också tänka på vilken skillnad man haft i solstrålning under det studerade året jämfört med den period som används för solstrålningsdata i simuleringsprogrammet.



Figur 22 Global horisontell strålning 2015 jämfört med medelvärde för åren 2002-2015. Data från SMHI [38].



Figur 23 Global horisontell strålning 2002-2015 jämfört med normalperioden 1961-1990. Data från SMHI [38].

4.7.2 Solstrålning från STRÅNG

När det gäller globalstrålning under ett år avvek STRÅNG-värden bara 0,5% från de uppmätta vid mätstationerna Visby och Norrköping 2014, däremot var STRÅNG-värdet 13,6% lägre än det uppmätta för Kiruna, se Tabell 18 och Figur 24-Figur 26. Det var samma trend för 2015 men STRÅNG-värden avvek då mera från

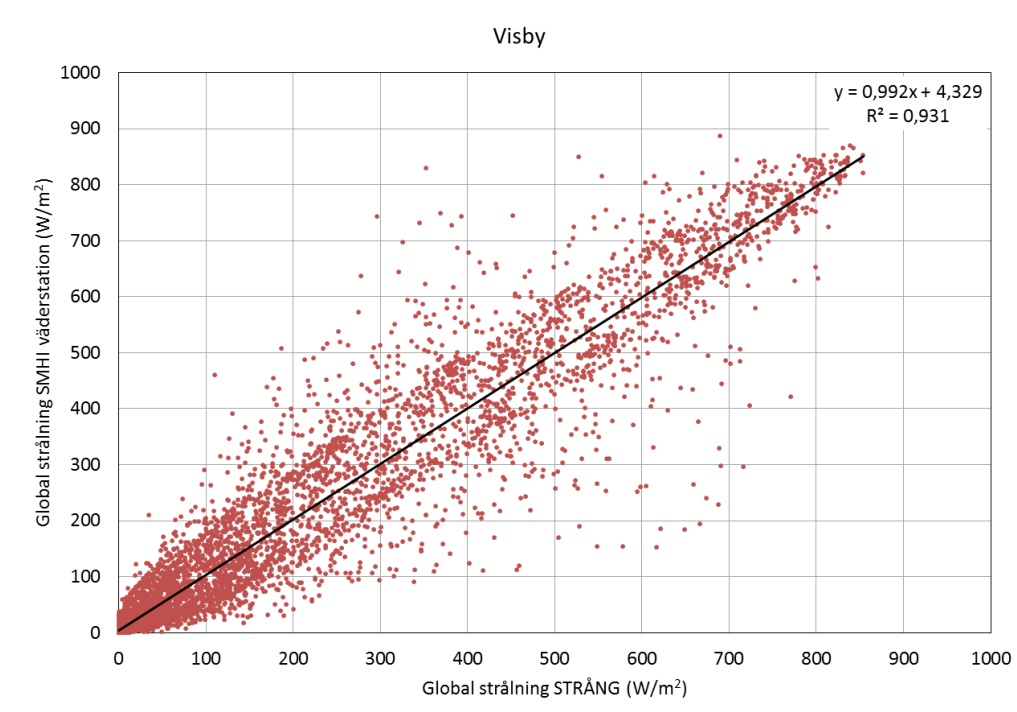
de uppmätta värdena, 1,8% för Visby, 3,5% för Norrköping och 14,1% för Kiruna, se Tabell 19.

Tabell 18 Jämförelse av global strålning mot horisontell yta (kWh/m²,år) vid tre av SMHI:s mätstationer och modellerade värden från STRÅNG för år 2014.

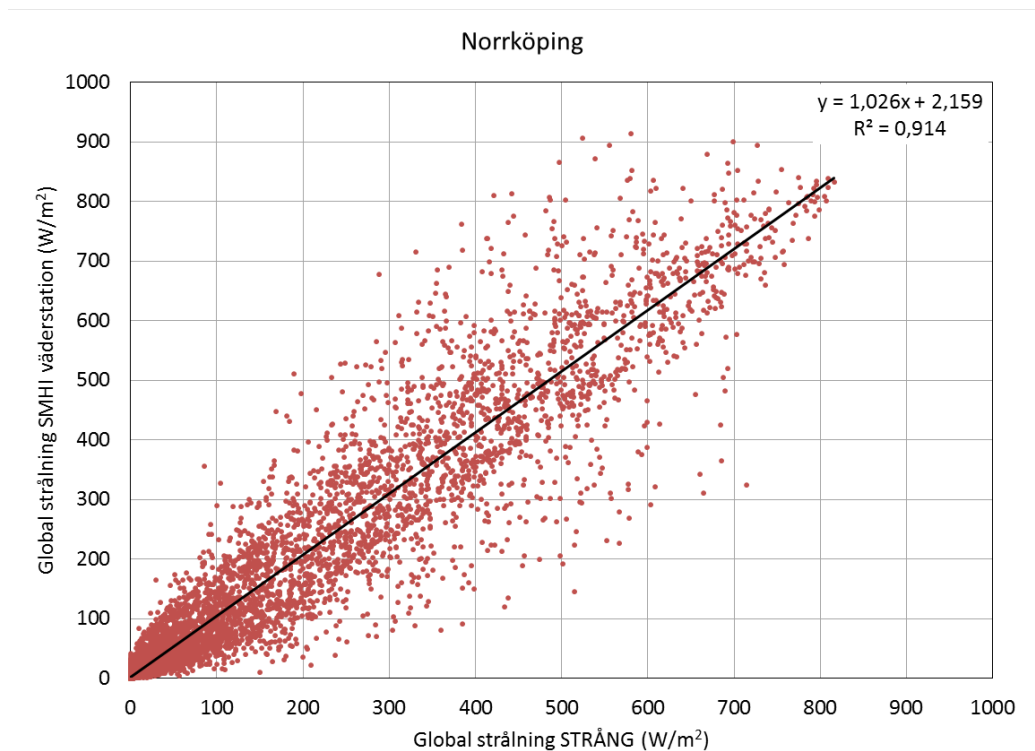
Ort	SMHI Station 2014	STRÅNG 2014	Skillnad	R ²
Visby	1 107	1 102	-0,5%	0,920
Norrköping	1 013	1 008	-0,5%	0,907
Kiruna	841	727	-13,6%	0,877

Tabell 19 Jämförelse av global strålning mot horisontell yta (kWh/m²,år) vid tre av SMHI:s mätstationer och modellerade värden från STRÅNG för år 2015.

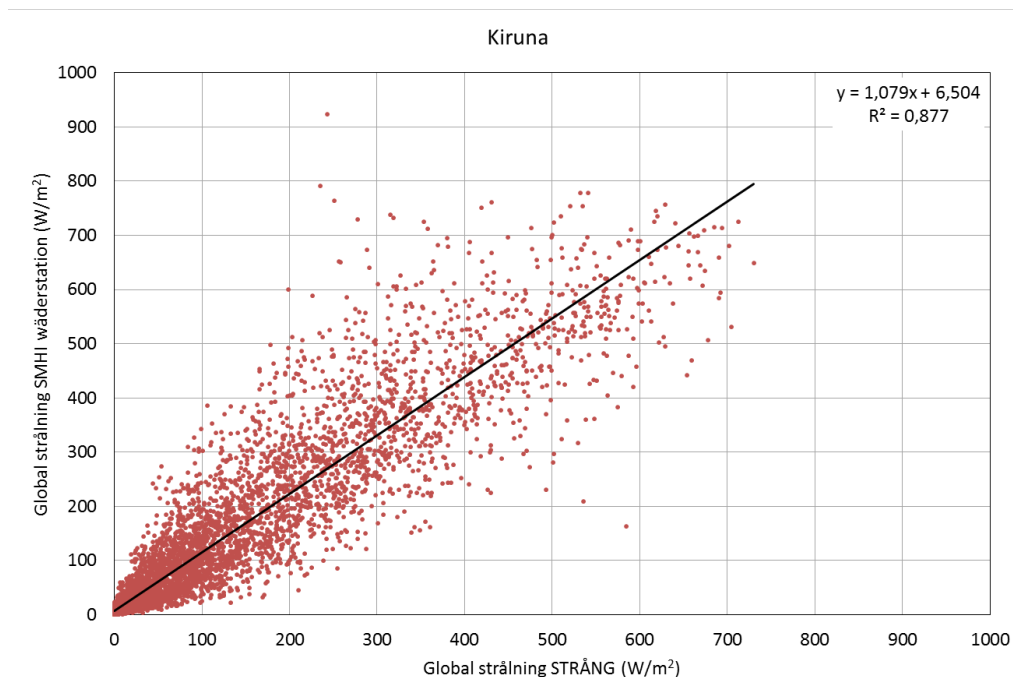
Ort	SMHI station 2015	STRÅNG 2015	Skillnad	R ²
Visby	1 136	1 115	-1,8%	0,931
Norrköping	1 026	990	-3,5%	0,914
Kiruna	787	676	-14,1%	0,877



Figur 24 Jämförelse av uppmätt timvis global horisontell strålning vid SMHI:s mätstation i Kiruna och modellerade värden med STRÅNG för Visby år 2015.



Figur 25 Jämförelse av uppmätt timvis global horisontell strålning vid SMHI:s mätstation i Norrköping och modellerade värden med STRÅNG för Norrköping år 2015.



Figur 26 Jämförelse av uppmätt timvis global horisontell strålning vid SMHI:s mätstation i Kiruna och modellerade värden med STRÅNG för Kiruna år 2015.

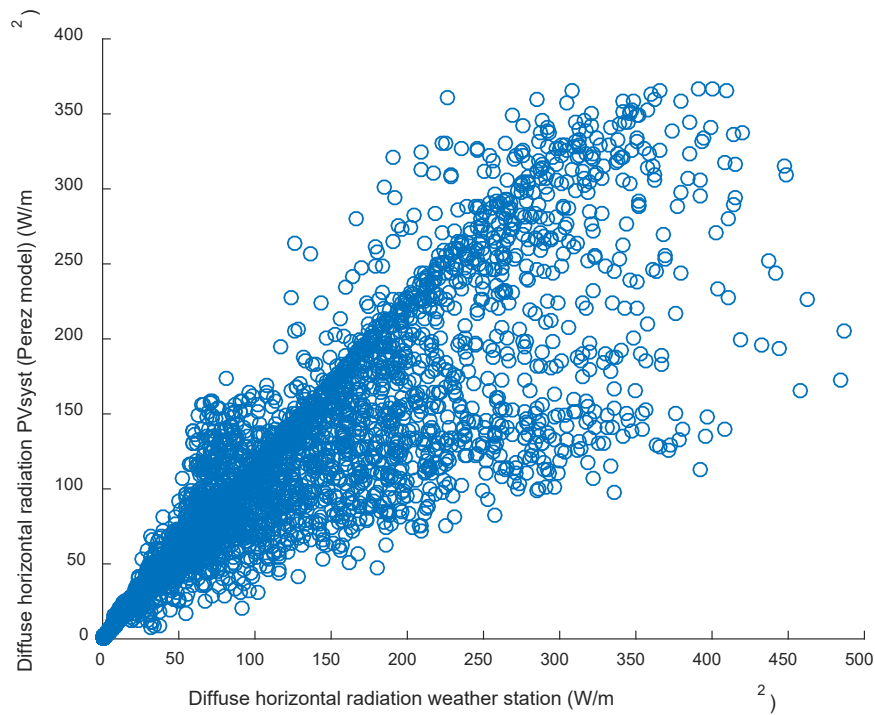
4.7.3 Beräkning av diffus solstrålning

Om man ska använda egna solstrålningsdata i Polysun behövs värden både för global och diffus horisontell solstrålning. Då mätningar av diffus solstrålning saknas för de flesta av SMHI:s väderstationer som mäter global strålning vore det bra om man kunde beräkna den diffusa solstrålningen utifrån globalstrålningen. Försök gjordes därför med beräkning av den diffusa komponenten utgående från den uppmätta globalstrålningen vid SMHI:s mätstation under år 2015 i Norrköping. Data för den uppmätta diffusa solstrålningen i Norrköping har även använts för validering av beräknade data. År 2015 uppmättes globalstrålningen till 1025 kWh/m² i Norrköping [38], varav andelen diffus solstrålning var 46%.

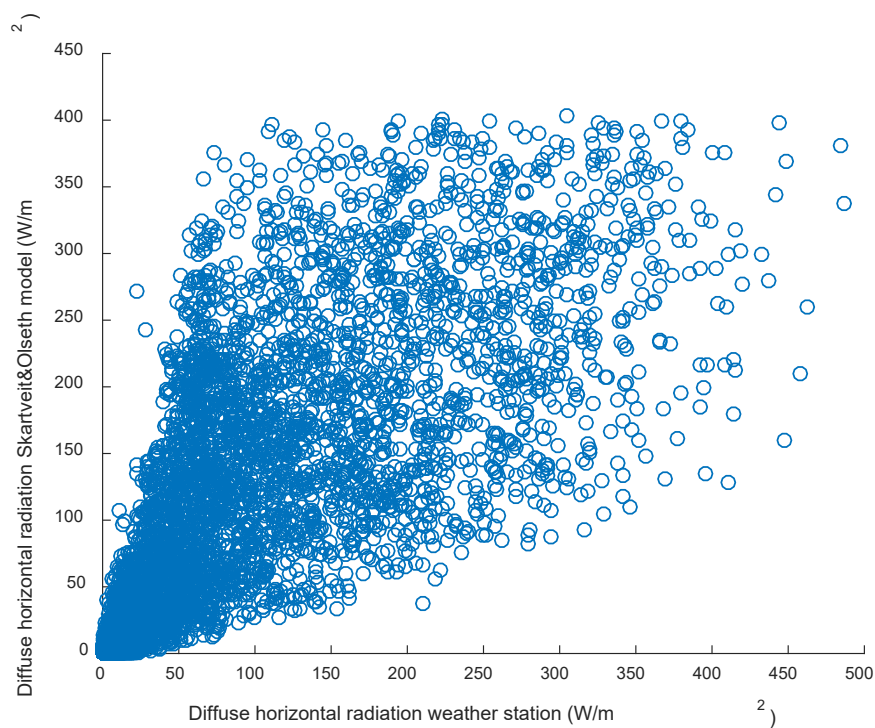
Två olika modeller från Skartveit & Olseth [42] och Erbs [43] [44] användes för beräkningarna av diffus horisontell solstrålning. Dessutom användes data från PVsyst som använder en modell för beräkning av diffus solstrålning enligt Perez [45]. Dessa data genererades genom att mata in data för global horisontell strålning i PVsyst.

Diffus strålning togs också fram från värden på global- och direktstrålning från STRÅNG. I STRÅNG är globalstrålningen och den direkta strålningen inte alltid konsistenta när det är molnigt. Detta betyder att när den diffusa strålningen beräknas som skillnaden mellan globalstrålningen och den direkta strålningen mot en horisontell yta så kan resultatet i vissa fall bli negativt. För att undvika detta modifierades beräkningen av den diffusa strålningen från STRÅNG. I de fall då diffusstrålningen från STRÅNG understeg värdet från modellen enligt Skartveit & Olseth så ersattes den med detta värde. Globalstrålningen från STRÅNG lämnades opåverkad då denna har bättre kvalitet än den direkta strålningen.

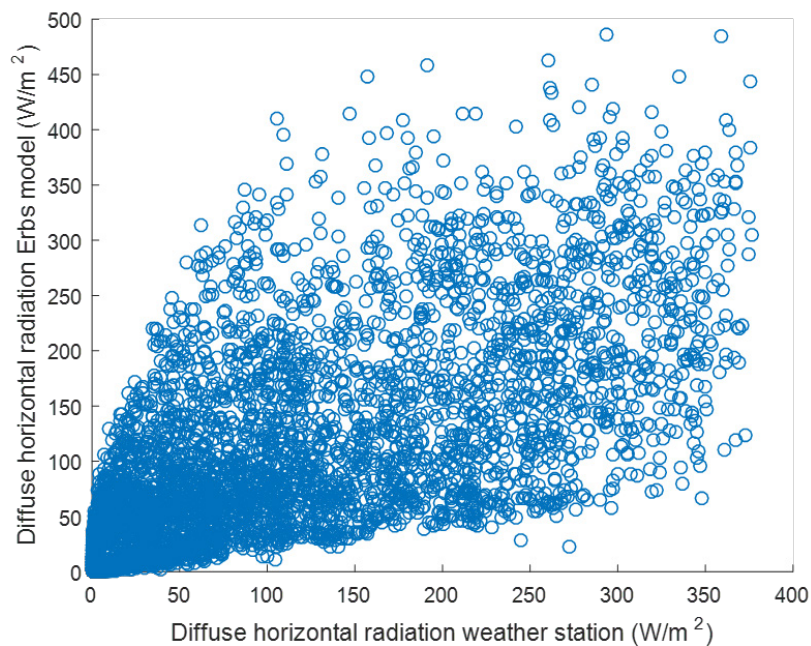
De beräknade värdena för diffus horisontell solstrålning har jämförts med de uppmätta från SMHI:s väderstation i Norrköping på timbasis i Figur 27 - Figur 30.



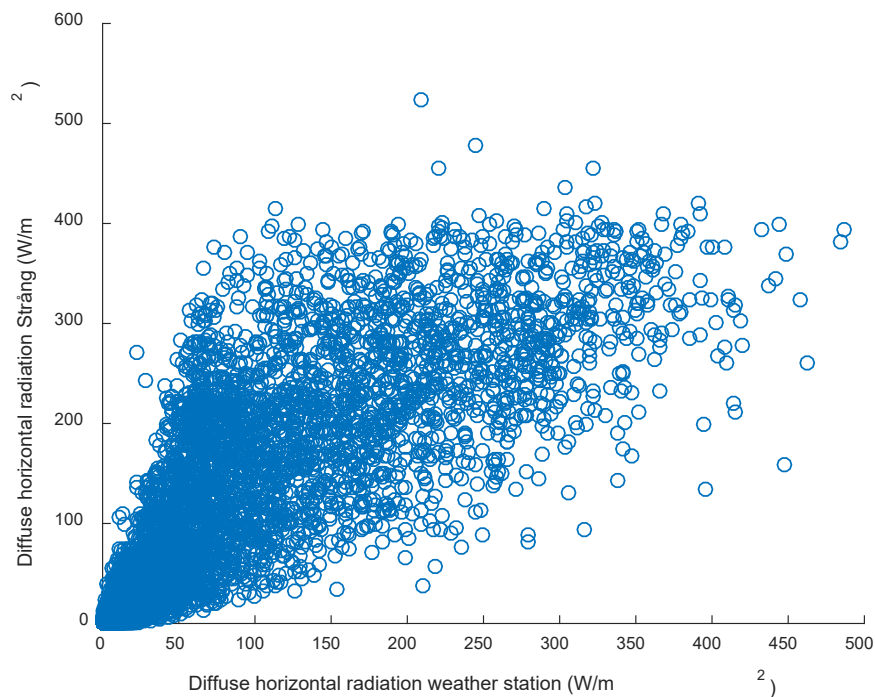
Figur 27 Jämförelse av diffus horisontell solstrålning beräknad i PVsyst med Perez modell och uppmätta värden i Norrköping 2015. R^2 -värde 0,857.



Figur 28 Jämförelse av diffus horisontell solstrålning beräknad med Skartveit & Olseth modell [42] och uppmätta värden i Norrköping 2015. R^2 -värde 0,669.



Figur 29 Jämförelse av diffus horisontell solstrålning beräknad med Erbs modell [43] och uppmätta värden i Norrköping 2015. R^2 -värde 0,635.



Figur 30 Jämförelse av diffus horisontell solstrålning beräknad med modifierad STRÅNG-modell och uppmätta värden i Norrköping 2015. R^2 -värde 0,742.

Användning av Perez modell enligt PVsyst för att beräkna den diffusa komponenten av solstrålningen gav de bästa resultaten jämfört med mätningar

gjorda i Norrköping år 2015 med en determinationskoefficient (R^2) på 0,857, se Tabell 20. Därför användes dessa data som indata vid beräkningar med Polysun, där global diffus solstrålning är en nödvändig parameter när man använder egna väderdata.

Korrelationen med uppmätta data från SMHI för modellerna av Skartveit & Olseth och Erbs blev betydligt sämre. Det bör påpekas att resultaten gäller för en enstaka ort, vid beräkningarna för andra orter kan resultaten bli annorlunda.

Tabell 20 Jämförelse av R^2 -värden för olika metoder att beräkna den diffusa solstrålningen utgående från uppmät global horisontell strålning, där beräknade värden jämfördes med uppmätt diffus horisontell strålning i Norrköping 2015.

Modell	R^2
PVsyst (Perez)	0,857
STRÅNG modifierad	0,742
Skartveit Olseth	0,669
Erbs	0,635

4.8 TEMPERATURENS INVERKAN PÅ SOLELPRODUKTION

Solcellstemperaturen påverkar verkningsgraden för en solcell. För kiselbaserade kristallina solcellsmoduler är $-0,45\%/^{\circ}\text{C}$ en typisk temperaturkoefficient, medan den för tunnfilmssolceller är lägre, undantaget kiselbaserad tunnfilm [46]. Under 2015 dominerade kristallina solceller världsmarknaden med ca 93% av produktionen [47].

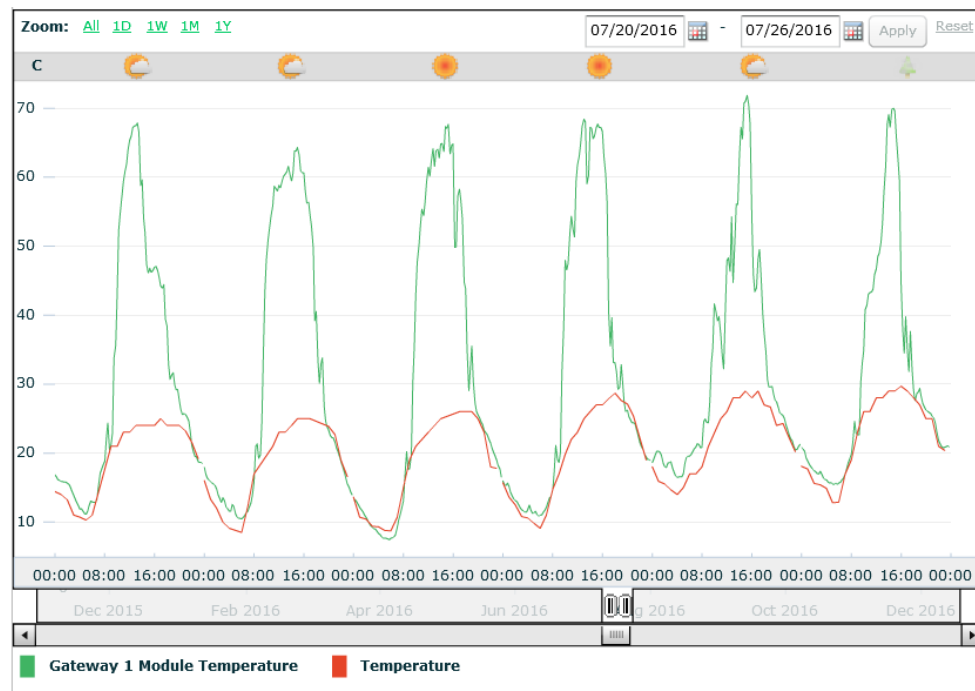
För att uppskatta temperaturen hos en solcell finns många olika förslagna modeller i litteraturen [48], ofta refereras till formeln [49]

$$T_{\text{solcell}} \approx T_{\text{luft}} + (\text{NOCT}-20) \cdot G/800$$

Där NOCT = "Nominal Operating Cell Temperature" mitt på dagen vid solstrålning 800 W/m^2 med vinkelrät infallsvinkel, lufttemperatur 20°C , vindhastighet 1 m/s , fri luftcirkulation runt modulen och vid öppen krets. G är den globala strålningen i modulplanet i W/m^2 och temperaturen T anges i $^{\circ}\text{C}$.

För solcellsmodulen i vårt referenssystem anges NOCT till $46 \pm 2^{\circ}\text{C}$ i tillverkarens datablad [29]. I en studie av NREL år 2010 testades tre moduler sida vid sida som enligt deras datablad hade $42,4^{\circ}\text{C}$, $47,9^{\circ}\text{C}$ och $52,3^{\circ}\text{C}$ i NOCT. I testet fick de i stort identiska NOCT-temperaturer ($48,6$ - $48,9^{\circ}\text{C}$), skillnaden blev bara $0,3^{\circ}\text{C}$ [50]. Tillförlitligheten i angivna NOCT-värden i datablad kan därför ifrågasättas och PVsyst anser att NOCT är oanvändbart för utvärdering av modultemperatur [12].

Varma sommar dagar med hög solstrålning kan solcellstemperaturen åtminstone bli 70°C om de är takmonterade, se exempel från solcellsanläggning i Västerås i Figur 31.

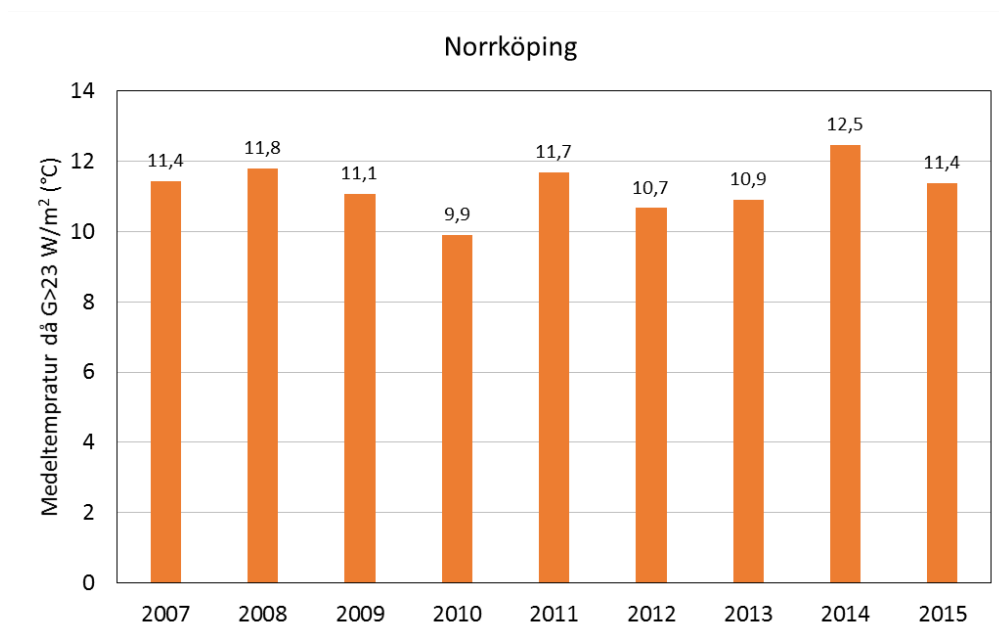


Figur 31 Temperatur för solcell uppmätt med referenssolcell (grön kurva) och luft (röd kurva, enligt närbelägen väderstation) för sydvänt tak med 27 graders lutning i Västerås [36].

Hur varma solcellerna blir beror på lutning, azimut, väder (solstrålning, lufttemperatur, vindhastighet), solcellsmodulens uppbyggnad och solcellsteknologi samt på hur modulen monteras där storleken på fritt utrymme bakom modulerna påverkar värmetransporten från modulerna och därmed också solcellernas temperatur.

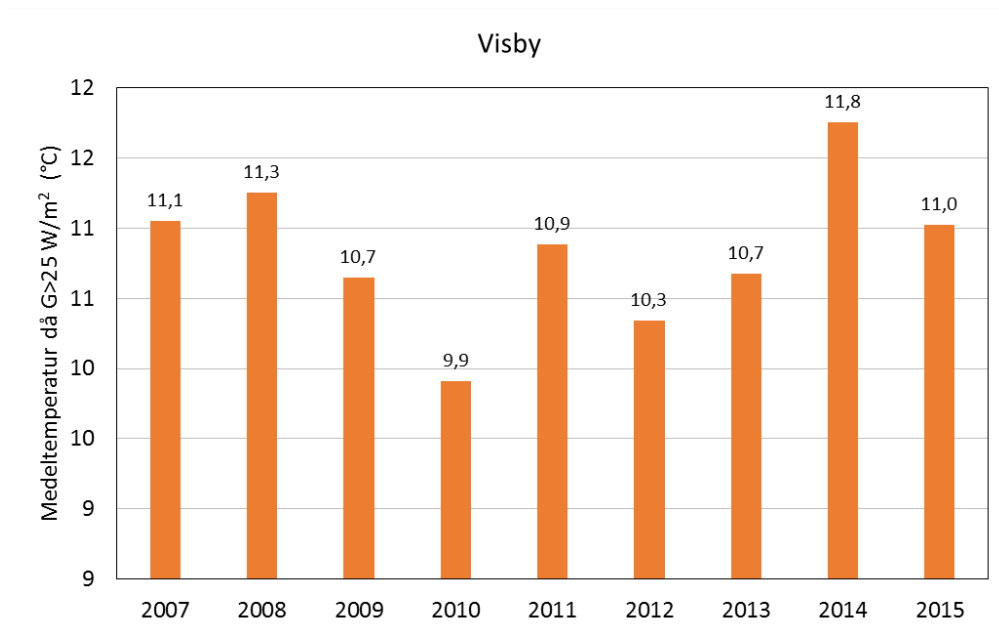
För att få en uppfattning om hur stora variationerna är i lufttemperatur mellan olika år och hur mycket detta påverkar solelproduktionen studerades först hur mycket lufttemperaturen uppmäts vid några av SMHI:s mätstationer för solstrålning varierade. De relevanta lufttemperaturerna är under den del av dagen då det finns solstrålning. Därför användes de timmar som under året gav 99% av årets globala strålning för att beräkna medel för årets lufttemperatur.

I Norrköping gav ovanstående metod en årsmedeltemperatur mellan 9,9°C och 12,5°C under åren 2007-2015, se Figur 32. För Norrköping svarade detta mot att globalstrålningen var över 23 W/m² under en timme under 42,9-44,2% av årets timmar.



Figur 32 Årsmedeltemperatur i Norrköping under 2007-2015 under timmar med global strålning (G) >23 W/m², som svarade för minst 99% av den årliga globalstrålningen.

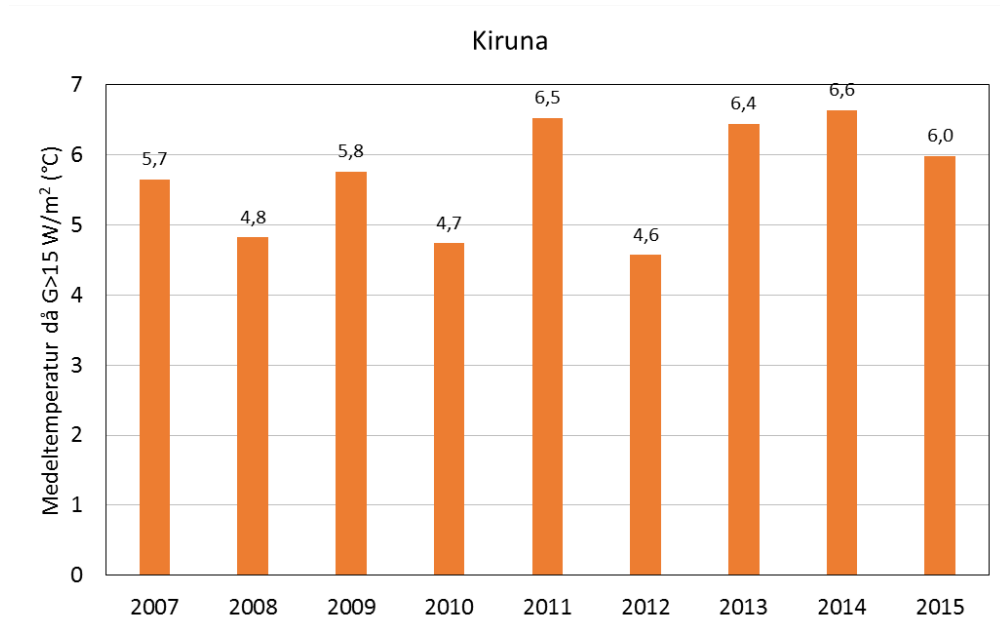
I Visby gav de timmar som svarade för minst 99% av årets solstrålning metod en årsmedeltemperatur mellan 9,9°C och 11,8°C under åren 2007-2015, se Figur 33. Det svarade mot att globalstrålningen var över 25 W/m² under en timme under 42,8-44,1% av årets timmar.



Figur 33 Årsmedeltemperatur i Visby under 2007-2015 under timmar med global strålning (G) >25 W/m², som svarade för minst 99% av den årliga globalstrålningen.

I Kiruna gav de timmar som svarade för minst 99% av årets solstrålning en årsmedeltemperatur mellan 4,6°C och 6,6°C under åren 2007-2015, se Figur 34. Det

svarade mot att globalstrålningen var över 15 W/m² under en timme under 44,4-44,9% av årets timmar.



Figur 34 Årsmedeltemperatur i Kiruna under 2007-2015 under timmar med global strålning (G) >15 W/m², som svarade för minst 99% av den årliga globalstrålningen.

Resultaten kan sammanfattas med att den maximala skillnaden mellan årsmedeltemperatur för de timmar som svarade mot minst 99% av solstrålningen under åren 2007-2015 var mellan 1,8°C och 2,6°C:

- Visby 1,8°C
- Norrköping 2,6°C
- Kiruna 2,1°C

Detta indikerar att för de flesta år avviker årsmedeltemperaturen ungefär $\pm 1^\circ\text{C}$ från ett medelvärde över många år under den tid det finns solstrålning. Då temperaturkoefficienten för solcellsmoduler baserade på kristallint kisel är ca -0,45%/°C förväntades därför en förhållandevis liten inverkan på årlig solelproduktionen för en given solcellsanläggning beroende på temperaturskillnader mellan olika år. Detta är dock ett något förenklat resonemang eftersom lufttemperatur och solstrålning samverkar när gäller påverkan på solcellstemperaturen och eftersom solelproduktionen inte är jämnt fördelad över året, utan sker i huvudsak under sommarhalvåret.

För att studera inverkan av temperatureffekter varierades temperaturen $\pm 1, 2$ och 3°C med oförändrad solstrålning i använda väderdata från SMHI för år 2015. Dessa väderdata användes i simuleringsprogrammen PVsyst och Polysun för att beräkna energiutbytet för referenssystemet. Denna studie gick inte att göra för PVGIS eftersom man inte kan ange egna väderdata i PVGIS.

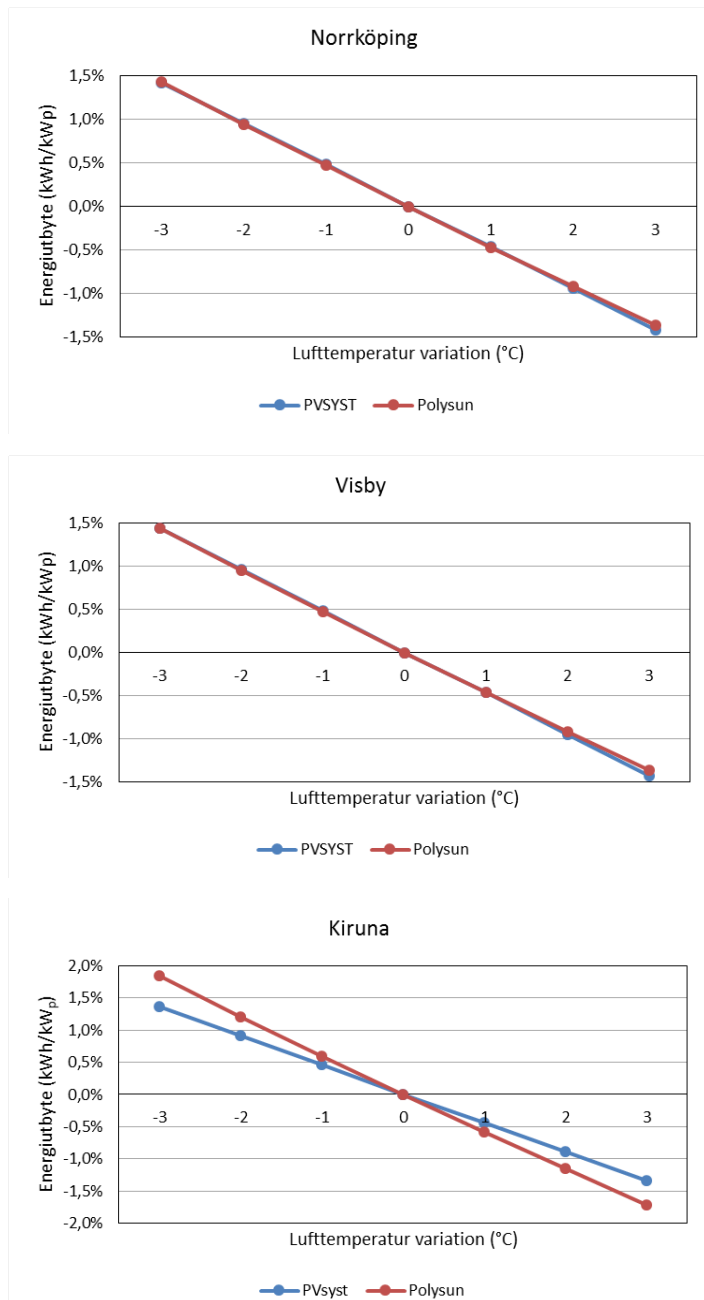
Vid en grads avvikelse i lufttemperatur blev förändringen i årligt energiutbyte 0,44-0,49% i PVsyst för Norrköping, Visby och Kiruna, vilket är högre än temperaturkoefficienten -0,42%/°C för den använda solcellsmodulen, se Tabell 21. I

Polysun blev förändringen i energiutbyte 0,46-0,47% för Norrköping och Visby, medan den däremot blev 0,58-0,59% för Kiruna, vilket var det enda ort det blev signifikanta avvikelser i årligt energiutbyte mellan PVsyst och Polysun, se Figur 35.

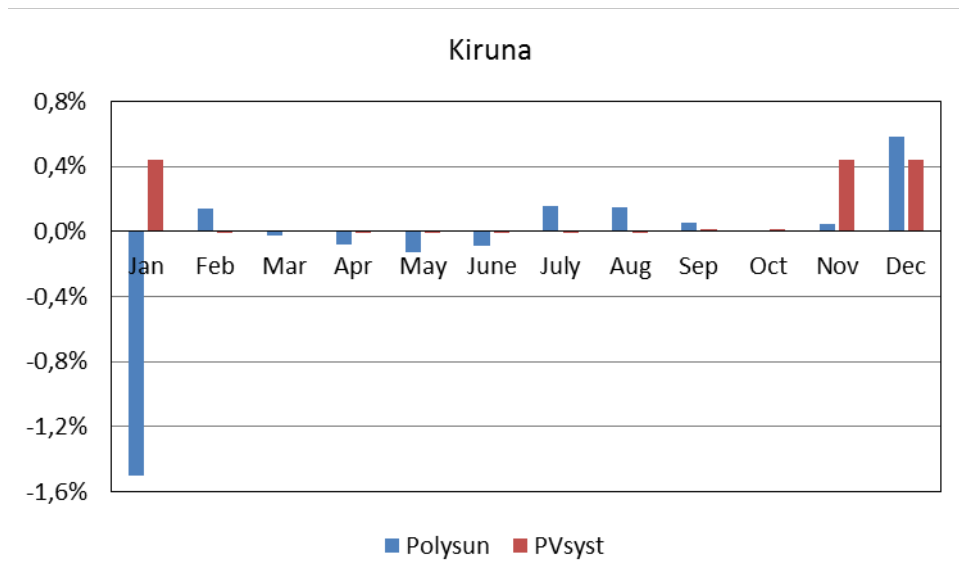
Tabell 21 Förändring av årligt energiutbyte vid variationer i lufttemperatur med oförändrad solstrålning för Norrköping, Visby och Kiruna. Väderdata enligt SMHI:s mätningar för år 2015. Beräkningarna gjorda för referenssystemet.

Lufttemperatur variation (°C)	Norrköping		Visby		Kiruna	
	PVsyst	Polysun	PVsyst	Polysun	PVsyst	Polysun
-3	+1,43%	+1,43%	+1,44%	+1,45%	+1,36%	+1,84%
-2	+0,95%	+0,94%	+0,96%	+0,96%	+0,91%	+1,20%
-1	0,48%	+0,47%	+0,49%	+0,47%	+0,46%	+0,59%
+1	-0,46%	-0,47%	-0,46%	-0,46%	-0,44%	-0,58%
+2	-0,94%	-0,92%	-0,95%	-0,92%	-0,89%	-1,15%
+3	-1,42%	-1,36%	-1,42%	-1,36%	-1,34%	-1,72%

Tittar man närmare på avvikelserna i energiutbyte per månad framgår att det är betydligt större spridning för olika månader i Polysun än PVsyst, se Figur 36. I PVsyst är den absoluta avvikelserna per månad från årsmedelvärdet -0,44% inom $\pm 0,01\%$ under april-september vid ökning av lufttemperaturen med 1°C. För Polysun är motsvarande absoluta avvikelse från årsmedelvärdet -0,58% mellan -0,08% till +0,16%. Orsaken till denna skillnad mellan programmen är oklar då det i Polysuns manual inte finns någon detaljerad beskrivning hur beräkningen av termiska förluster görs. Avvikelserna per månad blir större i båda programmen under november-februari då elproduktion är mycket låg, 0 eller nära 0 i december, vilket är ett resultat av att avrundningsfel (antalet decimaler) får större betydelse vid dessa små avvikelser.



Figur 35 Förändring av årligt energiutbyte vid variationer i lufttemperatur med oförändrad solstrålning för Norrköping, Visby och Kiruna. Väderdata enligt SMHI:s mätningar för år 2015. Beräkningarna gjorda för referenssystemet.



Figur 36 Absolut avvikelse per månad från årsmedelavvikelsen vid ökning av lufttemperaturen med 1°C i Kiruna. Väderdata enligt SMHI:s mätningar för år 2015. Beräkningarna gjorda för referenssystemet.

4.9 VINDHASTIGHETENS INVERKAN PÅ SOLELPRODUKTION

För att studera effekten av vind gjordes ett försök att göra vindberäkningar med vindhastighet 0 m/s och årlig medelvind 3 m/s, med övriga väderdata oförändrade. Beräkningarna gjordes för Visby med referenssystemet för år 2015.

Medelvinden vid Norrköping, Visby flygplats och Kiruna för år 2015 var 2,5 m/s, 5,1 m/s respektive 3,4 m/s.

I Polysun blev det årliga energiutbytet 0,25% lägre med 0 m/s i vindhastigheten jämfört med 3 m/s. Resultatet indikerar att vindhastigheten i normala fall dels har en liten inverkan på solelproduktionen, dels att variationer i energiutbyte mellan olika år påverkas endast marginellt av variationer i vindhastighet mellan olika år.

För PVsyst blev resultaten identiska med 0 m/s respektive med 3 m/s. Det visade sig bero på att i formeln för beräkning av värmeförluster är en "Wind loss factor" satt till 0 i grundinställningarna, se Figur 37. Då spelar det ingen roll vilka värden på vindhastigheterna man använder i egna indata. Värmeförlusten bestäms då av en "Constant loss factor", vilken inkluderar ett vindberoende bidrag vid en vindhastighet på 1,5 m/s [12]. Inga försök gjordes att ändra "Wind loss factor" eftersom det är oklart vilka värden som är realistiska och hur mycket denna faktor kan variera mellan olika solcellsanläggningar.

Field Thermal Loss Factor

Thermal Loss factor $U = U_c + U_v * \text{Wind vel}$

Constant loss factor U_c $\text{W/m}^2\text{K}$ 

Wind loss factor U_v $\text{W/m}^2\text{K} / \text{m/s}$

Default value acc. to mounting

☐ "Free" mounted modules with air circulation

☒ Semi-integrated with air duct behind

☐ Integration with fully insulated back

Figur 37 Grundvärden för beräkning av termiska förluster i PVsyst enligt skärmdump från programmet.

4.10 ALBEDOS INVERKAN PÅ SOLELPRODUKTIONEN

Solstrålning mot en solcellsmodul bestäms av tre komponenter, direkt, diffus och reflekterad mot marken eller omgivningen. Markens reflektionsförmåga, eller albedo, mäts vanligen inte på plats och vid simuleringar av solelproduktion används därför vanligen standardvärden i programmen. I PVsyst används albedo 0,2 som standardvärde för alla månader. Om man så vill är det möjligt att ge ett annat albedo exempelvis för de vintermånader då man har snö på marken. Polysun anger inte vilket värde som används för albedo och det går inte att ändra. I PVGIS är albedo satt till ett konstant värde 0,15 [51], som inte går att ändra.

Uppmätta albedon för stora delar av jorden finns baserade på data från sensorn MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer) ombord på de två satelliterna terra och Aqua. Från detta har ett antal "typalbedon" uppdelat på olika marktyper enligt något som kallas IGBP (International Geosphere-Biosphere Programme) tagits fram. Tittar man på vilka marktyper som är vanligast i Sverige så visar det sig att sex marktyper representerar mer än 95 % av arealen, se Tabell 22. Albedovärdena för alla dessa marktyper ligger i intervallet 0,9-0,14. För urbana miljöer anger PVsyst ett albedo på 0,14-0,22 [12]. "Woody savannas" kan verka konstigt i Sverige men delar av arealen har ett albedo som liknar denna klass, även om marktypen egentligen är en annan..

Tabell 22 Uppmätt albedo i Sverige. Samtliga albedon är för snöfri mark och representerar ett medelvärde över året.

Marktyp	Andel	Albedo
Evergreen needleleaf (barrskog)	37%	0,091
Open shrublands (öppen buskmark)	19%	0,12
Mixed forest (blandskog)	15%	0,11
Croplands (åkermark)	12%	0,15
Woody savannas	7,6%	0,10
Cropland / Natural vegetation	5,6%	0,14

Solceller monteras ofta på taket av byggnader. Betong följt av tegel och stålplåt är de vanligaste takmaterialen i Sverige [56]. I PVsyst anges albedo för betong till 0,25-0,35, röda tegelpannor 0,33 och ny galvaniserad stålplåt 0,35.

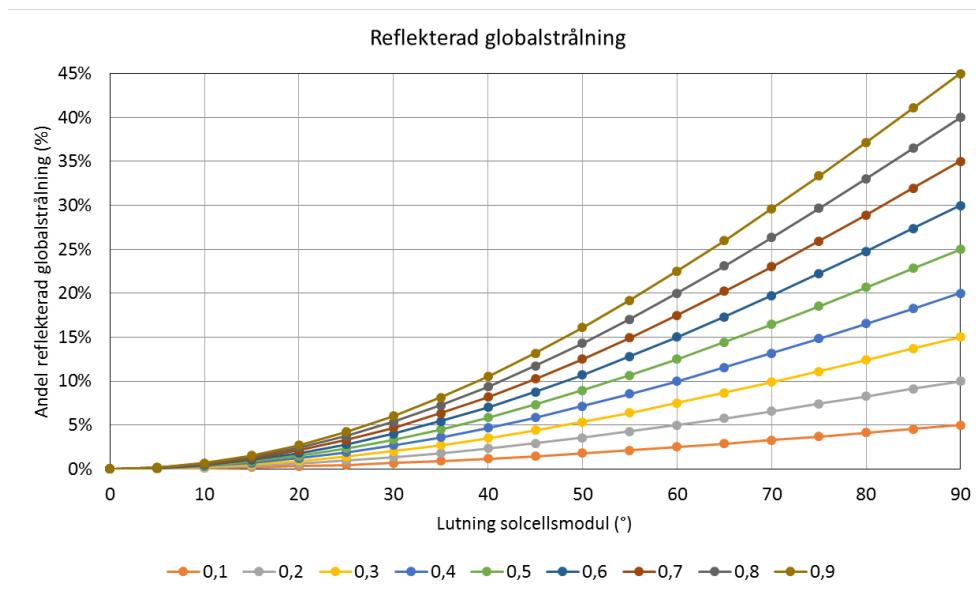
Betongföreningen anger albedo 0,35-0,45 för ny betong och 0,2-0,3 för åldrad betong [53]. Om ett betongtak täckts av svart takpapp blir det dock ett betydligt lägre albedo. I vilken grad takets albedo påverkar utbytet beror på hur solcellsmodulerna är monterade. Om modulerna har samma lutning som taket påverkar takets albedo inte utbytet. Om modulerna monteras med en lutning på ett platt eller låglutande tak påverkar takets albedo utbytet.

Vintertid kan man få betydligt högre albedo om omgivningen är snötäckt. PVsyst anger 0,82 för nysnö och 0,55-0,75 för blötsnö. Snö kan också innebära att solcellsmodulerna blir översnöade och inte producerar någon el. I Energiforsk Solelprogram pågår ett projekt "Solel från svart/vit/gröna tak" som avslutas våren 2017, där det studeras hur takfärg och vegetation inverkar på solelproduktion utifrån hypotesen att vita och gröna tak kan ha positiv inverkan på grund av evaporation (finns det på svenska?) avdunstning? och albedo, för solcellssystem som är upplutade på låglutande tak. Hur mycket av solstrålningen som reflekteras och träffar solcellsmodulernas yta beror i hög grad på modulernas lutningsvinkel mot horisontalplanet. Andelen av den horisontella globalstrålningen G som reflekteras till en solcellsmoduls yta kan beräknas med formeln [12]:

$$G_{\text{reflekterad}} = G_{\text{horisontell}} * \text{albedo} * (1 - \cos(\text{lutningsvinkel}))/2$$

Med hjälp av denna formel beräknades den reflekterade andelen som når ytan av en solcellsmodul för olika albedo och lutningsvinklar enligt Figur 38. Om man exempelvis har modullutning 45 grader och albedo 0,2 enligt PVsyst grundvärde reflekteras 2,9% av globalstrålningen mot modulytan. Vid albedo 0,3 ökar det till 4,4%. Om modullutning istället sätts till 30 grader blir den reflekterade andelen 1,3% vid albedo 0,2 och 2,0% vid albedo 0,3. Det är med andra ord en relativt liten andel reflekterad solstrålning på tak- eller markmonterade solcellsmoduler. Om man har fasadmonterade moduler med vertikal montering ökar betydelsen av den reflekterade globalstrålningen, framför allt vid snötäckt omgivning.

För modullutningar på 30-45 grader ger en avvikelse på $\pm 0,1$ i albedo från standardvärdet 0,2 som används i PVsyst en 0,7-1,5% förändring av reflekterad globalstrålning, vilket i sin tur förändrade det beräknade årliga energiutbytet med 0,5-1,1% för referenssystemet.



Figur 38 Andel av horisontell global strålning som reflekteras mot solcellsmodulplanet vid olika lutningsvinklar och albedo.

4.11 VARNINGAR OCH FELMEDDELANDEN VID SIMULERINGAR

PVsyst kontrollerar matchning mellan komponenter, spänningar, temperatur, strömmar etc. på ett bättre sätt än det enklare Polysun. I några fall pekar PVsyst på designproblem, som leder till energiförluster, som Polysun inte kan detektera.

För några av beräkningar gavs information, varningar eller felmeddelande enligt nedan. I ett fall blev det fel som gjorde att simuleringarna inte kunde köras. I ett annat fall gavs varningen att verkningsgradskurvan för växelriktaren uppskattats. Dessa två fall löstes genom att byta från en SMA till en Fronius växelriktare. I de sex övriga fallen med varningar och ett med information kunde simulering köras vidare.

- PVsyst. Ucklum gav problem vid konfigurerings av strängarna. Med 20 moduler i serie och två parallella strängar blev det felmeddelande "The array Voc at -10°C is greater than the inverter absolute maximum input voltage". Med 10 moduler i serie och fyra parallella strängar gavs varningen "The array Vmpp at 60°C is far lower than the inverter minimum operating voltage". Problemet löstes genom att byta växelriktare till Fronius International 10 kW IG Plus 120 V-3.
- Polysun. Knivsta. Varning "The efficiency curve of the inverter has been estimated" med växelriktare SMA STP 6000 TL 20. Då användes istället växelriktaren Fronius Primo 6.0 i Polysun för att kunna göra simulering utan felmeddelanden. Det beräknade årsutbytet för år 2015 blev 8,5% högre med Fronius växelriktare än med SMA växelriktare, med uppskattad verkningsgrad.
- PVsyst. Bollebygd, Växjö och Västerås. Varningar av typen "value of solar radiation higher than 1470 W/m²" för en eller några timmar vid användning av STRÅNG-data. Det indikerar att den beräknade globala strålningen i

modulplanet blev för hög. Eftersom det rörde sig om så få timmar bedömdes att detta inte gav någon signifikant påverkan på resultatet.

- PVsyst. Finspång, Kungshamn och Skivarp. Varningar "The array Vmpp at 60°C is lower than the inverter minimum operating voltage. This may result in some inverter undervoltage loss."
- PVsyst. Endre. Meddelande "The Array maximum power is greater than the specified Inverter maximum power. (Info, not significant)".
- I Polysun var det omöjligt att konfigurera "obalanserade" solcellssystem där det var olika antal moduler i strängarna till olika växelriktare, vilket förekom för anläggningarna i Umeå. För dessa fall gick det därför inte att exakt simulera de verkliga systemen.
- Vid konfigurering av de "obalanserade" solcellssystem i Umeå blev det ibland felmeddelande av typen "Limit overload loss for design". Inte heller för dessa fall gick det att exakt simulera de verkliga systemen.

5 Diskussion

5.1 URVAL AV ANLÄGGNINGAR

Bland svårigheterna var att hitta lämpliga solcellsanläggningar för denna studie där önskemålen om ingen eller marginell skuggning, produktionsdata för minst ett kalenderår (2015), uppgifter om driftstörningar och kompletta uppgifter för anläggningarna placering och design var svårare än förväntat att uppfylla. I avsaknad av besök på plats har vi fått lita på uppgifter från leverantören av anläggningen eller anläggningsägaren. De stora variationerna i skillnader mellan beräknade och uppmätta (-12% till +16%) för de sju solcellssystemen i Umeå, varav några närbelägna, antyder att det finns för oss okända faktorer som påverkat resultaten. Det kan exempelvis vara att anläggningarna inte gått att simulera på ett exakt sätt med den uppgivna designen, en eller flera defekta moduler, defekt växelriktare, begränsning av effekten från någon växelriktare vid vissa driftförhållanden, problem med loggningen av data som gett ofullständiga data, driftstörningar, nedsmutsning, skuggning eller att det varit en signifikant period med snötäckning som dessutom varierat mellan de olika solcellssystemen beroende på varierande taklutning (14-22 grader) och azimuth (söder eller väster).

En annan osäkerhet är att man utgår från modulernas märkeffekt när man anger den installerade effekten. Oftast levereras moduler som har en något högre verklig effekt än märkeffekten, där en modulspekifikation för effekten exempelvis kan vara -0% till +3%. För vissa tunnfilmsmoduler kan dessutom tillkomma en "light soaking effect" som gör att verkningsgraden ökar under den första tiden när de exponeras för solljus.

För liknande framtida studier är det väsentligt att man har noggrann kontroll på att driftdata är kompletta, att det finns noteringar om eventuella driftstörningar och att det finns kännedom om det funnits längre perioder med snötäckning. Man skulle även regelbundet behöva göra någon slags kontroll för att försäkra sig om att alla moduler är hela.

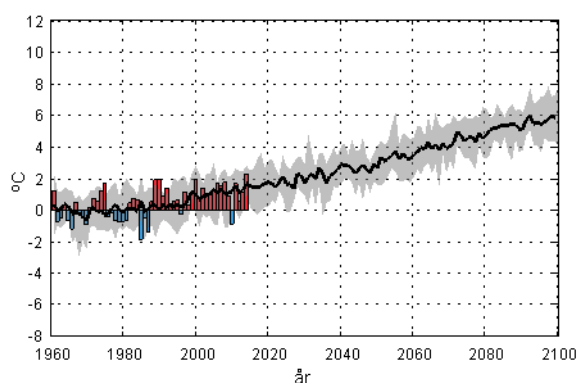
5.2 INVERKAN AV TIDSPERIOD FÖR ANVÄNDA VÄDERDATA

Då solstrålningen under 2000-talet varit högre än under normalperioden 1961-1990 i södra Sverige har det betydelse vilka databaser man använder för väderdata. Man bör alltid använda de senaste versionerna av simuleringsprogrammen så att man använder de senaste tillgängliga väderdata. En svårighet är att förutse vilka förändringar som kan ske i solstrålningen i Sverige under livslängden för en solcellsanläggning. Lufttemperaturen förutspås öka sett över lång sikt, vilket skulle medföra en viss minskning av det årliga energiutbytet vid en given solstrålning.

När det gäller framtida väderförändringar kan SMHI:s simuleringar gjorda för olika framtida klimatscenarior vara till vägledning [54]. Under de kommande 30 åren förutspås årsmedeltemperatur i Sverige öka med någon grad, se Figur 39, vilket skulle ge ca 0,5% lägre årligt energiutbyte i genomsnitt för Sverige vid en given solstrålning. Temperaturökning väntas dock bli större desto längre norrut man är i Sverige, varför man kommer att se en större effekt på energiutbyte på

grund av temperaturökning i de norra delarna av Sverige och en mindre effekt i södra Sverige. Temperaturförändringar i Sverige förväntas bli störst under vintern, vilket gör att effekten på solelproduktionen blir mindre än om temperaturförändringen skulle vara jämnt fördelad över året, eftersom merparten av solelproduktionen sker under sommaren. Om temperaturökningarna vintertid leder till en kortare snösäsong skulle detta kunna leda till en något ökad solelproduktion om snö täckningstiden för solcellsmodulerna skulle bli kortare.

Studier av solstrålning i framtiden visar på en minskning med uppemot 5-10W/m² fram till slutet av seklet, beroende på hur stora förändringarna i klimatet kommer att bli [55].



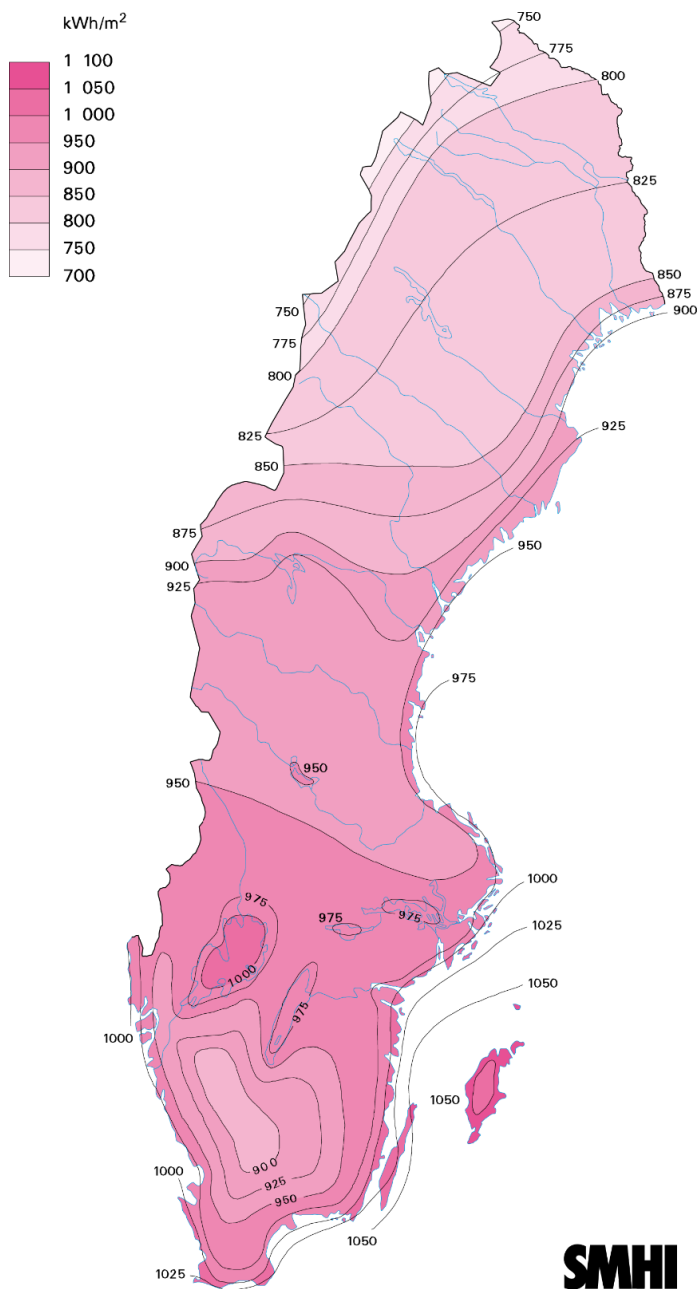
Figur 39 Beräknad förändring av årsmedeltemperaturen (°C) i Sverige under åren 1961-2100 jämfört med den normala (medelvärde för 1961-1990). Staplarna visar historiska data som är framtagna från observationer, röda staplar visar temperaturer högre än den normala och blå staplar temperaturer lägre än den normala. Den svarta kurvan visar ett medelvärde för en ensemble med nio klimatscenarier för scenario RCP8,5. Det grå fältet visar variationsbredden mellan det högsta och lägsta värdet för medlemmarna i ensemblen [54].

5.3 INVERKAN AV ALBEDO

Val av albedo i simuleringsprogrammen kan ha en viss inverkan på beräknad solelproduktionen. Man skulle kunna sätta ett högre värde för albedo än grundvärdet 0,2 i PVsyst för de månader som man brukar ha snö täckning, vilket skulle kunna vara till nytta i norra Sverige. Å andra sidan är det också att förvänta att solcellsmodulerna kan vara tidvis översnöade vintertid vilket gör att de inte producerar någon el. Det är därför diskutabelt om det är relevant att justera albedovärdena för installationer med normala modullutningar, upp till ca 30-40 grader. Däremot kan det i trakter där man har snö täckning på marken vara av värde att justera albedo vintertid när det gäller simuleringar för fasadmonterade solcellssystem. Fasadmonterade moduler får normalt inte någon snö täckning och på fasader svarar den reflekterade solstrålningen för en större andel av den solstrålning som träffar modulytan än vid normala modullutningar. En nackdel med Polysun är att albedo inte kan väljas av användaren och det anges inte heller i manualen vilket albedo som används, vilket gör att Polysun blir en svart låda i detta avseende.

5.4 SOLSTRÅLNINGSDATA MED BÄTTRE KVALITÉ FÖR NORDISKA FÖRHÅLLANDEN

Innan solstrålningsmodellen STRÅNG togs fram i slutet på 1990-talet baserades kunskapen om solstrålning en i Sverige huvudsakligen på mätningar vid 12 av SMHI:s mätstationer. Kartor över solstrålningens fördelning över landet gjordes för hand baserat på dessa mätningar samt meteorologisk kunskap om regionala väderleksförhållanden. Ett exempel är den karta som togs fram för Sveriges Nationalatlas [56] och som visar globalstrålningen för normalperioden 1961 – 1990, se Figur 40.



Figur 40 Global strålning under ett år mot en horisontell yta i Sverige, medel för perioden 1961-1990 [57].

För att kunna göra bra beräkningar på solelproduktion måste informationen om den tillgängliga solstrålningen vara av god kvalitet. Idag finns flera databaser med sådan information tillgänglig baserade på data från geostationära satelliter (Meteosat). Eftersom geostationära satelliter befinner sig ovanför ekvatorn blir betraktningssvinkeln brantare ju längre norrut observationerna görs vilket påverkar kvalitén negativt, vilket gör att dessa data inte kan användas norr om ca 60:e breddgraden.

Polära satelliter observerar alla områden de passerar med mycket gynnsammare betraktningssvinklar. Nackdelen med dessa är dels att de inte observerar samma plats hela tiden utan kretsar över polerna och återkommer till samma plats efter ca 90 minuter, dels att det område de observerar inte sträcker sig så långt ut åt sidorna från satellitens banan. Tidsupplösning i de databaser som finns med data från polära satelliter är därför mycket lägre, som bäst ett dygn vilket är för grovt för att vara riktigt användbart i solenergisammanhang.

Ett alternativ är att istället interpolera markbaserade solstrålningsmätningar. Tekniken har använts för att ta fram den europeiska solatlasen European Solar Radiation Atlas (ESRA) vilken används i PVGIS för områden norr om 60:e breddgraden [12]. Problemet är att antalet markbaserade strålningsmätningar är mycket begränsat, särskilt i Norden. Exempelvis ingår endast 39 nordiska stationer i PVGIS Classic varav 23 av dessa ligger i Finland.

När det gäller STRÅNG använder den en analys av molnigheten för att beräkna hur molnen påverkar den modellerade klarvädrets-strålningen. Molnanalysen görs i SMHI-systemet MESAN [58] och baseras på en kombination av data från en väderprognosmodell samt polära- och geostationära satelliter. STRÅNG täcker området som användes för en av SMHI:s väderprognosmodeller i slutet av 1990-talet; i stora drag området 10W - 35E, 50N - 70N. Molneffekten beskrivs av en empirisk modell vars parametrar skattats utgående från analyserad molnighet och uppmätt solstrålning vid SMHI:s 12 stationer i det tidigare nätet. Det har dock visat sig att STRÅNG inte presenterar så tillförlitliga data för vissa områden utanför Sverige, till exempel över Norge. Anledningen tros vara att molnförhållandena vid de 12 stationerna inte beskriver hur det ser ut över hela det geografiska området som STRÅNG avser.

På senare år har regionala återanalyser med numeriska väderprognosmodeller blivit tillgängliga, så även över Europa [59]. Återanalyser tas fram genom att dagens prognosmodeller applicerats på historiska data för att få en konsistent beskrivning av hela atmosfärens tillstånd under en lång tidsperiod. Under 2017 planeras en återanalys för Europa vara klar inom EU-projektet UERRA. Den ska täcka perioden 1960-2014 med en rumslig upplösning på 11 x 11 km och en timmas upplösning i tiden. Problemet med de numeriska prognosmodellerna har dock varit att solstrålningen inte har varit någon prioriterad utparameter i sig. Kvalitén på strålningen har påverkats av att man kalibrerat andra processer i modellen med syfte att få så bra prognoser som möjligt av storheter vilka bedömts som mer intressanta, till exempel temperatur, tryck, luftfuktighet och vindar.

Slutsatsen är att det behövs en bättre beskrivning av solstrålningens fördelning i tid och rum över Sverige. Förslagsvis bör en sådan databas bygga på information

från geostationära och polära satelliter kombinerat med data från återanalyser med numeriska väderprognosmodeller för att täcka upp där satellitdata saknas. Istället för att förlita sig på empiriska modeller som anpassats mot ett begränsat antal markbaserade mätningar bör fysikaliska strålningsmodeller användas och indata till dessa bör tas från satellitmätningar. Mot bakgrund av att satellitdata finns tillgängliga med en rumslig upplösning på ca 3 km och att det sedan år 2006 ligger minst fyra vädersatelliter i polär bana borde en ny solatlas för Sverige kunna erbjuda en upplösning på minst 5 x 5 km i rummet och en timma i tiden.

6 Slutsatser

Då solinstrålningen kan variera med $\pm 10\%$ mellan olika år under livslängden för en solcellsanläggning kommer den årliga solelproduktionen att kunna variera 10-13% enligt beräkningar i PVsyst för Kiruna, Norrköping och Visby. Detta ger en relativt stor osäkerhet i om en solcellsanläggning producerar som förväntat när man studerar elproduktionen för ett givet år.

Simuleringsprogram beräknar medelvärden för elproduktionen under en tidsperiod av många år och det går därför inte att använda dem för att utvärdera solelproduktionen för ett givet år. Man måste utvärdera hur solstrålningen varit det aktuella året jämfört med tidsperioden för väderdata i simuleringsprogrammet när man i efterhand utvärderar gjorda beräkningar. I de allra flesta fall saknas dock väderdata för solstrålning och lufttemperatur på platsen för solcellsanläggningen vilket försvårar en sådan utvärdering.

Av de studerade parametrarna globalstrålning, lufttemperatur och vindhastighet är globalstrålning den faktor som har i särklass störst betydelse för variationen i solelproduktion mellan olika år.

Lufttemperaturens årsmedelvärde varierar under de flesta år inte mer än $\pm 1^\circ\text{C}$ för en viss plats, vilket ger en variation på ca $\pm 0,5\%$ i årlig solelproduktion. Att det inte blir större inverkan av lufttemperaturen betyder att man vid simulering sannolikt i de flesta fall skulle kunna använda temperaturdata från närmaste SMHI väderstation, som kan laddas ner per timme från SMHI:s webb.

Vindhastigheten har en ännu lägre inverkan på solelproduktionen. När den varierades i simuleringsprogrammet Polysun med 0 m/s och 3 m/s i medelvind under ett år ändrades den årliga solelproduktion bara 0,25%. Det är därför inte lika viktigt att mäta vindhastighet som solstrålning eller lufttemperatur.

En osäkerhet vid simuleringar är vilket värde för albedo som ska användas. I PVsyst är standardvärdet 0,2 för alla månader, men det kan justeras av användaren vid behov. I Polysun är värdet för albedo märkligt nog inte angivet och det går inte att justera av användaren. Vanligtvis är värdet för albedo okänt vid en specifik solcellsanläggning och därför använder sannolikt alla simuleringsprogrammets standardvärden. Det kan medföra ett visst fel i beräkningarna. Hur stort felet blir beror till stor del på modullutningen. För normala modullutningar på 30-45 grader ger en avvikelse på $\pm 0,1$ i albedo från standardvärdet 0,2 som används i PVsyst en 0,7-1,5% lägre eller högre andel reflekterad globalstrålning, vilket i sin tur förändrade det årliga energiutbytet med 0,5-1,1%. För fasadmonterade anläggningar blir inverkan av albedo betydligt större och har man snötäckning vintertid kan finnas anledning att för dessa anläggningar sätta ett högre albedovärde för dessa månader.

I brist på egna uppmätta väderdata får man förlita sig på modellerade värden, om man inte råkar ha en solcellsanläggning nära en av SMHI:s mätstationer, vars uppmätta timvärden för solstrålning finns öppet tillgängliga på SMHI:s webb.

För att bedöma om solelproduktion under ett visst år varit "normal" var en tanke att man skulle kunna mata in väderdata för det givna året och därmed få en noggrannare beräkning av solelproduktionen. Försöken med användning av solstrålning från den av SMHI utvecklade STRÅNG-modellen gav dock alltför stora avvikelser i den beräknade årliga elproduktionen jämfört med den uppmätta för att det ska kunna anses vara en tillförlitlig metod i nuläget.

Olika simuleringsprogram ger mer eller mindre olika resultat. Den främsta orsaken till att simuleringsprogrammen ger olika resultat när det gäller årlig elproduktion beror på att olika väderdatafiler används eller att programmen utifrån väderdatafilerna beräknar strålningen i modulplanet på olika sätt. För ett referenssystem i söderläge var skillnaden mellan PVsyst och Polysun i årlig solelproduktion högst 2,8% för beräkningar gjorda för 18 olika orter. När motsvarande beräkningar gjordes för de utvalda solcellsanläggningarna i denna studie blev skillnaden större mellan PVsyst och Polysun, upp till 5,9%. Vad detta beror på är oklart.

PVsyst bedömdes som ett mer tillförlitligt program än Polysun, undantaget höga breddgrader. PVsyst kontrollerar matchning mellan komponenter, spänningar, temperatur, strömmar etc. på ett bättre sätt än det enklare Polysun. I några fall pekar PVsyst på designproblem, som leder till energiförluster, som Polysun inte kan detektera.

Vid höga breddgrader gav PVsyst ibland betydligt högre värden än Polysun. En detaljstudie för Kiruna visade att skillnaden huvudsakligen uppstod vid beräkning av den globala strålningen i modulplanet, utifrån den diffusa och globala strålningen i horisontalplanet. Osäkerheten i beräknade värden är därför större vid höga breddgrader.

PVGIS gav med standardvärden vanligen för låga värden jämfört med den verkliga produktionen och även lägre än värden beräknade med PVsyst och Polysun. Den gamla databasen "Classic" ger i sin tur betydligt lägre värden än "Climate-SAF", på grund av lägre solstrålningsvärden i "Classic". Det står klart att databasen "Climate-SAF" ska användas där så är möjligt. Norr om 60:e breddgraden finns dock bara "Classic".

En jämförelse med globalstrålning uppmätt vid SMHI:s mätstationer och de som används av PVGIS vid dessa orter visar att PVGIS-värden var minst 3% högre än SMHI:s mätningar under åren 2002-2015 för Stockholm, Norrköping, Göteborg och Lund. Störst skillnad är det för Göteborg där PVGIS har 8,4% högre värde för global strålning än SMHI:s mätvärden för 2002-2015. Med de för höga solstrålningsvärden skulle man kunna även förvänta sig att det beräknade årliga utbytet blir för högt i PVGIS. Då standardvärdet för systemförluster är satt relativt högt blir dock de beräknade energiutbytena vanligen för låga jämfört med de uppmätta värdena. Om systemförlusterna i PVGIS istället sattes till 6% blev värdena i medel bara -0,8% lägre än de uppmätta under 2015. Med tanke på de stora variationerna mellan de studerade solcellsanläggningarna och att solstrålningen 2015 kan ha avvikit från den nutida medelsolstrålningen går det dock inte utfärda någon generell rekommendation avseende vilka systemförluster man bör använda i PVGIS.

Bland svårigheterna i denna studie har varit att hitta lämpliga solcellsanläggningar som uppfyllde våra krav. I avsaknad av besök på plats har vi fått lita på uppgifter från leverantören av anläggningen eller anläggningsägaren. De stora variationerna i skillnader mellan beräknade och uppmätta (-12% till +16%) för de sju solcellssystemen i Umeå, antyder att det finns för oss okända faktorer som påverkat resultaten.

En bidragande orsak till en osäkerhet om elproduktionen varit som förväntat är dessutom att elproduktionen ofta mäts med växelriktaren istället för en elmätare. Energivärdens noggrannhet för en växelriktare specificeras vanligen i intervallet 2-5%, medan elmätare har en noggrannhet på 1-2%. En annan osäkerhet är att man utgår från modulernas märkeffekt när man anger den installerade effekten. Oftast levereras moduler som har en något högre verklig effekt än märkeffekten, där en modulspecifikation för effekten exempelvis kan vara -0% till +3%. För vissa tunnfilmsmoduler kan dessutom tillkomma en "light soaking effect" som gör att verkningsgraden ökar under den första tiden när de exponeras för solljus.

7 Fortsatt arbete

Det har varit ett relativt stort problem att finna lämpliga anläggningar för den gjorda studien. De har inte kunna besökas på plats för att exempelvis kunna studera eventuell inverkan av skuggning. För de sju olika anläggningar i Umeå tyder de stora variationerna mellan simuleringar och angivna produktionsdata att det finns för oss okända faktorer som påverkat den verkliga produktionen. Ett annat problem är att uppmätta tillförlitliga väderdata saknas på plats för de studerade solcellsanläggningarna. För ett fortsatt arbete att utvärdera olika simuleringsprogram skulle tillförlitligheten öka väsentligt om man hade väl placerade solcellssystem i närheten av SMHI:s mätstationer där tillförlitliga mätningar finns av väderdata och där personal finns som även skulle kunna göra daglig tillsyn och vid behov rengöring av solcellssystemen.

När det gäller väderdata är det inte att förvänta att mer än en bråkdel av alla solcellsanläggningar kommer att ha mätning av solstrålning och lufttemperatur på plats. Det finns därför ett stort behov av enkelt kunna få tillgång till väderdata av god kvalitet för att kunna användas i olika simuleringsprogram för beräkning av energiutbyte från svenska solcellsanläggningar. SMHI har ett väl utbyggt nät för temperaturmätning, som sannolikt skulle kunna användas. Däremot är nätet av markbaserade stationer för mätning av solstrålning alltför glest och noggrannheten STRÅNG-modellen för beräkning av solstrålningsdata skulle behöva förbättras. En svensk solatlas med god upplösning står därför högt på önskelistan.

I ett fortsatt arbete skulle andra simuleringsprogram för beräkning av energiutbyte från solcellsanläggningar kunna läggas till i jämförelserna.

I den gjorda studien jämfördes endast årliga utbyten, då detta bedömdes som mest relevant för användarna av olika simuleringsprogram. För mera detaljerade analyser skulle man även kunna studera skillnader på månadsbasis för att bättre förstå var svagheterna finns i simuleringar av solcellsanläggningars energiutbyte i Sverige.

När det gäller speciellt urbana miljöer kan det vara stora variationer av albedo. Det vore därför värdefullt att göra mätningar av albedo för verkliga solcellsinstallationer. Detta för att få en uppfattning om hur stor spridningen är i albedo mellan olika installationer och hur väl albedovärdena överensstämmer med de som anges som standardvärden i PVsyst (0,2) och Polysun (0,15).

Det finns inga sentida studier gjorda av inverkan av nedsmutsning på solelproduktionen i Sverige. Det har inte ingått i den gjorda studien, men eftersom det kan påverka solelproduktionen från verkliga anläggningar borde det göras svenska studier av detta för olika orter.

Det vore värdefullt att utreda varför skillnaden mellan PVsyst och Polysun i årlig solelproduktion blev större för de utvalda solcellsanläggningarna än när beräkningarna gjordes för ett referenssystem i söderläge på motsvarande orter.

8 Tack

STRÅNG data used here are from the Swedish Meteorological and Hydrological Institute (SMHI), and were produced with support from the Swedish Radiation Protection Authority and the Swedish Environmental Agency.

9 Referenser

Alla webbreferenser senast hämtade 2016-12-29.

- [1] Lindahl, J. National Survey Report of PV Power Applications in Sweden. IEA PVPS 2016
- [2] Projekt "Investeringskalkyl för solceller".
<http://www.mdh.se/forskning/inriktningar/framtidens-energi/investeringskalkyl-for-solceller-1.88119>
- [3] SMHI faktablad. Solstrålning.
http://www.smhi.se/polopoly_fs/1.6403!/faktablad_solstralning%5B1%5D.pdf
- [4] SMHI. STRÅNG - a mesoscale model for solar radiation. <http://strang.smhi.se/>
- [5] Sandia National Laboratories. PVPerformance modeling collaborative.
<https://pvpmc.sandia.gov/>
- [6] PVsyst. <http://www.pvsyst.com/>
- [7] Polysun. <http://www.velasolaris.com/>
- [8] PVGIS. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [9] Klise, G.T, Stein, J.S. Models Used to Assess the Performance of Photovoltaic Systems. Sandia report SAND2009-8258. 2009.
https://energy.gov/sites/prod/files/2014/11/f19/klise_and_stein_sand2009-8258.pdf
- [10] Sharma, D.K. et. al. Review and Analysis of Solar Photovoltaic Softwares. International Journal of Current Engineering and Technology. Vol.4, No.2, April 2014.
- [11] P. J. Axaopoulos et. Al. Accuracy analysis of software for the estimation and planning of photovoltaic installations. International Journal of Energy and Environmental Engineering 2014, 5:1.
- [12] PVsyst 6 Help. Text som finns i programmet. <http://files.pvsyst.com/help/>
- [13] Beyer, H.G. et. al. Identification of a General Model for the MPP Performance of PVModules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference & Exhibition, Paris 7.6.-11.6.2004.
- [14] Polysun Online. <http://www.polysunonline.com/>
- [15] SMHI. Meteorologiska observationer. <http://opendata-download-metobs.smhi.se/explore/>
- [16] Landelius, T., Josefsson, W. och Persson, T. 2001. Operational mesoscale radiation modelling, in IRS 2000: Current Problems in Atmospheric Radiation, W. L. Smith and Yu. M. Timofeyev (Eds.). A. Deepak Publishing, Hampton, Virginia, 66-69.
- [17] SMHI. STRÅNG validation. <http://strang.smhi.se/validation/validation.html>
- [18] Meteonorm. <http://www.meteonorm.com/>
- [19] Meteonorm. FAQ. Difference map Meteonorm version.
http://www.meteonorm.com/en/support/faq_post/differenzkarte-version-6.1-zu-version-7
- [20] Fuchs, P., Selbach, N. och Thies, B. 2015. CM-SAF 2nd Operations Report 2014, July 2014 – December 2014.
http://www.cmsaf.eu/EN/Documentation/Documentation/OpsReport/op_rep_02_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=2

- [21] JRC, 2014. PVGIS update, September 2014.
http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/PVGIS_news_201409.htm
- [22] JRC, 2012. New features in PVGIS-4.
http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/PVGIS_new_features.html
- [23] Scharmer, K., och J. Greif. 2000. The European Solar Radiation Atlas, Vol. 1: Fundamentals and maps. Les Presses de l'École des Mines, Paris.
- [24] Vela solaris. Polysun simulation software user manual. 2016.
- [25] SMA. Sunny Portal. <https://www.sunnyportal.com/>
- [26] Bengts nya villablogg. <http://bengtsvillablogg.info/>
- [27] hitta.se. <https://www.hitta.se/>
- [28] Yingli. Multicrystalline Solar Panels.
<http://www.yinglisolar.com/en/products/multicrystalline/>
- [29] Yingli. YGE 60 Cell 40mm SERIES datasheet.
http://www.yinglisolar.com/assets/uploads/products/downloads/YGE_60_Cell_Series_EN.pdf
- [30] Lee G.R. et al. An Assessment of Photovoltaic Modelling Software Using Real World Performance Data. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, s. 4339-4343. 2011.
- [31] SMA. Measurement accuracy. Energy values and efficiency for PV Inverter Sunny Boy and Sunny Mini Central. Messgenau-UEN092520. Version 2.0.
- [32] Solar Edge. Accuracy of the SolarEdge Monitoring System. Technical Note. March 2014.
- [33] IBC. Kommunikation via e-post 2016-04-25.
- [34] Fronius. Revenue Grade Metering Option Datasheet.
https://www.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-F228DE5A-AD0A2F6D/fronius_usa/Revenue_Grade_Meter_691279_snapshot.pdf
- [35] Bertani D. et al. Long term measurement accuracy analysis of a commercial monitoring system for photovoltaic plants. 2015 IEEE Workshop on Environmental, Energy, and Structural Monitoring Systems (EESMS) Proceedings. 9-10 July 2015.
- [36] Stridh B. Opublicerade mätningar från 4,794 kW solcellsanläggning på småhus i Västerås.
- [37] T. Landelius et. al. A system for modelling solar radiation parameters with mesoscale spatial resolution. SMHI. RMK No. 96. 2001.
<http://www.smhi.se/publikationer/a-system-for-modelling-solar-radiation-parameters-with-mesoscale-spatial-resolution-1.2369>
- [38] SMHI. Års- och månadsstatistik.
<http://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/temperatur/2.1240>
- [39] SMHI. Solstrålning i Sverige.
<http://www.smhi.se/kunskapsbanken/meteorologi/solstralning-i-sverige-1.89984>
- [40] NREL. Shining on - What parts of solar radiation are measured?
<http://rredc.nrel.gov/solar/pubs/shining/chap4.html#fig3>
- [41] Fronius Symo. Technical data. http://www.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-8B83804A-E6CE55C3/fronius_international/SE_DOC_DBL_Fronius_Symo_M_06_0092_EN_320473_snapshot.pdf

- [42] Skartveit A., Olseth JA. A model for the diffuse fraction of hourly global radiation. *Solar Energy* Vol. 38, No. 4, pp. 271-274, 1987.
- [43] Erbs, D.G., Klein, S.A., Duffie, J.A., 1982. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy* 28, 293–302.
- [44] Yoshida S., et.al. Estimation of global tilted irradiance and output energy using meteorological data and performance of photovoltaic modules. *Solar Energy* 93 (2013) 90–99.
- [45] Perez R. et al. Modeling Daylight Availability and Irradiance Component from Direct and Global Irradiance. *Solar Energy* 44, no 5, s. 271-289. 1990.
- [46] A. Virtuani et. al. Overview of temperature coefficients of different thin film photovoltaic technologies. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. 6-10 september 2010.
- [47] Fraunhofer ISE. Photovoltaics Report. 17 November 2016.
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>
- [48] A. Q. Jakhani, A.K. Othman, A.R.H. Rigit and S.R. Samo. Comparison of Solar Photovoltaic Module Temperature Models. *World Applied Sciences Journal* 14 (Special Issue of Food and Environment): 01-08, 2011.
- [49] Luque A. och Hegedus S. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Second Edition. Wiley 2011, s. 801.
- [50] M Muller. Measuring and Modeling Nominal Operating Cell Temperature (NOCT). NREL/PR-520-49505. <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/49505.pdf>
- [51] JRC. Computation scheme of solar radiation database.
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solrespvgis.htm>
- [52] Boverket. Teknisk status i den svenska bebyggelsen – resultat från projektet BETSI. 2010.
- [53] Betongföreningen. Hållbart byggande med betong. DEL 4. Utgåva 2013-11-15.
- [54] SMHI. Klimatscenarier. <http://www.smhi.se/klimat/framtidens-klimat/klimatscenarier>.
- [55] Jerez et. al. The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe. *Nature Communications* 6, Article number: 10014 (2015).
- [56] Sveriges nationalatlas Klimat, sjöar och vattendrag. 1995.
- [57] SMHI. Normal globalstrålning under ett år.
<http://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/stralning/normal-globalstralning-under-ett-ar-1.2927>
- [58] Häggmark, L., Ivarsson, K., Gollvik, S., och Olofsson, P. 2000. Mesan, an operational mesoscale analysis system. *Tellus A*, 52(1).
doi:<http://dx.doi.org/10.3402/tellusa.v52i1.12250>
- [59] Dahlgren, P., Landelius, T., Källberg, P. and Gollvik, S. (2016), A high-resolution regional reanalysis for Europe. Part 1: Three-dimensional reanalysis with the regional High-Resolution Limited-Area Model (HIRLAM). *Q.J.R. Meteorol. Soc.*, 142: 2119–2131. doi:10.1002/qj.2807

ELPRODUKTIONSUTVÄRDERING FRÅN SOLCELLSANLÄGGNINGAR

Intresset för solceller ökar kraftigt i Sverige. Mellan 2010 till 2015 minskade priset för ett nyckelfärdigt solcellssystem med upp till 75 procent och installationstakten i Sverige ökar ständigt. Det är en stor efterfrågan från branschen på tillförlitliga prognosprogram och väderdata.

Här beskrivs i detalj hur stor inverkan den varierade solinstrålningen och lufttemperaturen i Sverige har på produktionen av el från en solcellsanläggning under ett år. Olika prognosprogram och väderdata har utvärderats för att ge mer tillförlitliga prognoser av elproduktionen. Både kunder och leverantörer har nytta av att osäkerheterna minskar för att kunna göra mer tillförlitliga prognoser av elproduktionen.

Den tekniska kunskapen som solcellsanläggningar är relativt väl dokumenterad, men det har saknats underlag för att kunna göra noggranna prognoser för elproduktionen. De tre simuleringsprogram som här utvärderas är PVsyst, Polysun och PVGIS.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk