



Beräkningsmodell för ekonomisk optimering av solelanläggningar

Elforsk rapport 10:103



Joakim Widén

Januari 2011

ELFORSK

Beräkningsmodell för ekonomisk optimering av solelanläggningar

Elforsk rapport 10:103

Joakim Widén

Januari 2011

ISBN: 978-91-85649-22-8

Förord

Denna rapport sammanfattar resultaten från projektet *Beräkningsmodell för ekonomisk optimering av soleanläggningar*, som har finansierats av Elforsk och Riksbyggen inom ramen för forskningsprogrammet SolEl 08-11. Projektet har genomförts i samverkan mellan Riksbyggen, Sustainable Innovation, Uppsala universitet samt Mälardalens högskola / Högskolan i Gävle med syftet att utveckla ett beräkningsverktyg som kan användas för optimering och ekonomisk utvärdering av solcellssystem.

Operativt ansvarig för utveckling av verktyget har varit undertecknad. Jag vill tacka projektledare Jan Kristoffersson vid Sustainable Innovation, professor Björn Karlsson vid Mälardalens högskola / Högskolan i Gävle, samt Kjell Berndtsson vid Riksbyggen, för gott samarbete och hjälp och stöd vid genomförandet av projektet.

Programvaran, med namnet *Solelekonomi*, som har utvecklats i projektet kommer att finnas fritt tillgänglig via Projekteringsverktyget på SolEl-programmets hemsida.

Uppsala, november 2010

Joakim Widén

joakim.widen@angstrom.uu.se

Förord

Detta projekt ingår i det tillämpade solcellsprogrammet SolEI 08-11 etapp III.
Programmet finansieras av:

- Energimyndigheten
- Svenska Byggbranschens Utvecklingsfond via NCC och JM
- Vattenfall
- E.ON Sverige
- Fortum
- ABB Corporate Research
- Göteborg Energi
- Exotech
- HSB
- Malmö stad Serviceförvaltningen
- Sharp Electronics Nordic
- Switchpower
- Mälarenergi
- Tekniska Verken i Linköping AB
- Jämtkraft
- Umeå Energi
- Falkenberg Energi
- Växjö Energi Elnät



Rapporten finns fritt nedladdningsbar från SolEI-programmets webbsajt:
www.solelprogrammet.se.

Monika Adsten

Elforsk AB

Sammanfattning

Detta är slutrapporten från Elforskprojektet "Beräkningsmodell för ekonomisk optimering av soleanläggningar". Syftet med projektet har varit att utveckla en beräkningsmodell för solcellssystem, som kan användas tidigt i en projekteringsfas för att snabbt bedöma elproduktion och ekonomi hos ett system. Alla parametrar som har en avgörande betydelse för ett solcellssystem design, prestanda och ekonomi finns med i modellen. Den tänkta målgruppen inkluderar både mindre elanvändare som planerar att installera småskaliga solcellssystem och större aktörer som är i en tidig projekteringsfas för storskaliga solcellssystem.

Det utvecklade beräkningsverktyget är ett simuleringsprogram som kan användas för att snabbt testa olika val av indata och parametrar och hitta en optimal systemlösning givet olika betingelser. Beräkningarna görs på timbasis, vilket är den normala upplösningen i meteorologiska data. De timvisa instrålningsdata som används i modellen kommer från SMHI:s databas STRÅNG. Schablonmässiga timprofiler över elanvändning för några typiska svenska slutanvändare används för att beräkna soles matchning mot elbehovet.

En generell beräkningsmodell implementerades i Matlab, vilket underlättade testning, visualisering och validering av modellen. De huvudsakliga stegen i beräkningsmodellen är (1) instrålningsberäkningar, (2) solcellssimulering, (3) elanvändningsberäkningar och (4) ekonomisk analys. De exakta beräkningsrutinerna finns redovisade i Appendix A-D. Resultat från beräkningarna har jämförts både med mätningar på svenska solcellssystem och med det kommersiella verktyget PVSYST 4.1. Slutsatsen är att modellen i jämförelserna ger mycket realistiska respektive nästan identiska resultat.

Modellen implementerades i det objektorienterade programmeringsspråket *Java SE 6* med *Java Web Start*, vilket gör det möjligt att skapa en plattformsoberoende applikation med ett grafiskt gränssnitt som inte kräver någon lokal Java-installation. I rapporten används det färdiga verktyget för att analysera ett småskaligt och ett storskaligt system, det sistnämnda ett solcellssystem under planering i det nya området Kongahälla i Kungälv kommun. Beräkningsverktyget, med namnet *Soleleekonomi 1.0*, kommer att finnas tillgängligt i anslutning till Projekteringsverktyget på SolEl-programmets hemsida.

Summary

This is the final report from a project in which an early-design-phase tool for photovoltaic (PV) systems has been developed. The aim of the tool is to provide a quick and easy way to estimate the electricity production and the economy of a PV system. Although it is effective and easy to use, the model takes into account all the important factors that affect the design, performance and economy of a system, and makes it possible with more in-depth analyses as well. The intended users of the tool are both electricity end-users thinking on investing in a small-scale system and large investors planning in an early project phase for large-scale PV systems.

The developed tool is a simulation tool rather than an optimization tool. However, as the model is efficient and simple to use, it is easy to vary parameters and input data in different scenarios to arrive at an optimal solution. In order for the tool to realistically estimate the load matching of a PV system, which depends on seasonal and diurnal variations in both load and production profiles, the computations are made on an hourly basis. An hourly resolution is the most common one in meteorological data and to increase the resolution further is neither practically possible nor required for accuracy.

The hourly irradiation data used in the model were collected from the publically available STRÅNG database, which is maintained by the Swedish Meteorological and Hydrological Institute (SMHI). Idealized hourly load profiles for typical Swedish end-user categories are also included in the tool.

A general computational model was implemented in Matlab, which provided easy testing, visualization and validation of the model. The computations involved can be summarized in four main steps:

- 1 *Radiation computations.* This involves a transposition of radiation components to the tilted plane of the PV array. The model takes the orientation of the system into account and uses assumed albedo values of the surroundings to add ground-reflected radiation.
- 2 *PV system simulations.* A simplified model of the PV system, including different loss mechanisms, is used to convert incident radiation to a power output from the system inverter.
- 3 *Electricity use and load matching analyses.* The interaction with the electricity distribution grid is determined from the power production and load profiles.
- 4 *Economical analysis.* The economy of the system is determined from the load matching analysis and depends on system costs, subsidies and different debiting and net metering alternatives.

The exact model computations are summarized in Appendix A-D.

The model has been compared to both the commercial tool PVSYST 4.1 and to empirical measurements on PV systems in the Swedish climate. The conclusion is that the performance of the developed model is similar to that of the commercial tool, although more in-depth analyses and extensive fine-tuning of parameters can be done in PVSYST. The annual production and

performance ratio of a typical system in the model is close to the production and average performance of a set of measured Swedish PV test systems.

The model structure was implemented in the object-oriented programming language *Java SE 6* with *Java Web Start*, which enables the creation of a platform-independent application with a graphical user interface that can be started from a web site without any requirements on local Java installations. The implemented model is with few exceptions identical to the one that was tested in Matlab. This application will be publicly available on the Elforsk website. In the report, the application is used to show how one small-scale and one large-scale system can be modeled and analysed.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Projektets syfte	1
1.2	Metod	1
1.3	Rapportens uppläggning	2
2	Grundläggande egenskaper hos modellen	3
2.1	Målgrupp.....	3
2.2	Modelltyp	3
2.3	Noggrannhet och tidsupplösning	4
2.4	Tillgängliga indata	4
3	Modellstruktur	5
3.1	Instrålningsberäkningar.....	5
3.2	Solcellssystemet.....	7
3.3	Elanvändning.....	7
3.4	Ekonomisk utvärdering.....	7
4	Verifiering och validering	9
4.1	Jämförelse med PVSYST 4.1.....	9
4.2	Jämförelse med mätningar på svenska solcellssystem.....	14
5	Implementering i Java	15
5.1	Begränsningar i den implementerade modellen	15
5.2	Instrålningsdata	15
5.3	Elanvändningsdata	15
5.4	Utformning och gränssnitt	16
6	Fallstudier	21
6.1	Ett mindre hushållsbaserat system.....	21
6.2	Ett storskaligt system i Kongahälla.....	25
6.2.1	Geografisk plats och albedo	25
6.2.2	Byggnaden och dess uppskattade elanvändning.....	25
6.2.3	Solcellssystemet	26
6.2.4	Resultat – elproduktion och användning	26
6.2.5	Resultat – ekonomi för systemet	26
7	Slutdiskussion	29
	Referenser	30
	Appendix A: Detailed model description	32
A1.	Radiation components on the tilted plane	32
	Time-keeping.....	32
	Angle of incidence	32
	Horizon	33
	Beam radiation	33
	Diffuse radiation.....	33
	Ground-reflected radiation	34
A2.	Photovoltaic power conversion.....	34
	Reflection losses / incidence angle modifier (IAM)	34
	Power conversion efficiency	35
	Temperature dependence	35
	Additional array and equipment losses.....	36

Power output and performance of the photovoltaic system	36
A3. Electricity use and load matching	36
Net production and demand	36
Net matching over longer time periods	37
A4. Economics	37
Investment and loan	37
Value of produced electricity	38
Appendix B: Nomenclature	39
Appendix C: Input and parameter data types	42
Appendix D: Input data and parameters for validation	44

1 Inledning

Detta är slutrapporten från Elforskprojektet *Beräkningsmodell för ekonomisk optimering av soleanläggningar*. Projektets syfte har varit att utveckla ett verktyg som kan användas för att i en tidig projekteringsfas bedöma energiutbyte och ekonomi för solcellssystem i bebyggelse. Ett viktigt mål har varit att verktyget ska ta hänsyn till alla relevanta faktorer som påverkar ett solcellssystem utformning och ekonomi, så att det kan användas för att studera systemutformning i olika scenarier. Beräkningsverktyget ska finnas tillgängligt via projekteringsverktyget på SolEl-programmets hemsida [1]. Inom projektet har verktyget även använts för att analysera en soleanläggning för ett planerat bostadsområde, Kongahälla, i Kungälv kommun.

1.1 Projektets syfte

De soleanläggningar som installeras idag kommer att ha en fysisk livslängd till omkring 2040. Det är därför centralt för det ekonomiska utfallet att beslut om utformning av systemen tar hänsyn till de faktorer som har en avgörande betydelse för anläggningens elproduktion och ekonomi. Sådana faktorer är till exempel instrålningsförhållanden, systemets orientering, elförbrukningens storlek och profil, systemkomponenternas kostnad, marknadsvärdet för el samt möjligheten till investeringsstöd och avräkning av producerad el.

I det projekteringsverktyg som finns på SolEl-programmets hemsida [1] beskrivs många av dessa faktorer och hur man bör ta hänsyn till dem vid utformning av ett solcellssystem. Syftet med detta projekt är att ta fram ett beräkningsverktyg som kan komplettera projekteringsverktyget med ett praktiskt beräkningsstöd där olika parametrar och data kan varieras för att ge möjlighet att jämföra olika ekonomiska utfall.

1.2 Metod

Vid utveckling av beräkningsverktyget har uppsättningen av påverkande faktorer och den praktiska utformningen av beräkningsrutinerna bestämts utifrån tidigare utvecklade modeller [2], litteraturstudier samt diskussion med ansvariga inom Riksbyggens organisation. Modellen implementerades inledningsvis i *Matlab* [3]. Detta möjliggjorde effektiv hantering och visualisering av data från modellen och validering mot existerande modeller och mätdata. När modellen senare implementerades i ett publikt format var det enkelt att verifiera den mot den existerande Matlabmodellen. För att validera modellberäkningarna har simuleringar med verktyget jämförts mot jämförbara simuleringar i solcellssimuleringsprogrammet *PVSYST 4.1* [4] samt mot preliminära testdata för solcellssystem från Energimyndighetens Testlab [5]. Implementeringen i ett publikt tillgängligt format har gjorts i *Java SE 6* med *Java Web Start* [6], vilket gör att programmet kan köras online oavsett operativsystem.

1.3 Rapportens uppläggning

Rapporten sammanfattar hela arbetet inom projektet, från bedömning av vilka faktorer som ska tas med i beräkningsmodellen och utformning av beräkningsrutiner till beskrivning av det färdiga beräkningsverktyget. Rapporten visar också genom fallstudier hur verktyget kan användas i praktiken.

Avsnitt 2 sammanfattar de grundläggande egenskaper som det bedömdes att beräkningsverktyget bör ha. Avsnitt 3 redovisar översiktligt den modellstruktur som utvecklades. I avsnitt 4 verifieras och valideras beräkningsrutinerna. Implementeringen i Java och det färdiga verktygets gränssnitt beskrivs i avsnitt 5. Avsnitt 6 presenterar ett par fallstudier som beskriver hur verktyget kan användas i praktiken. En slutdiskussion återfinns i avsnitt 7. Detaljerade beskrivningar av beräkningsrutiner, parametrar och data ges i Appendix A-D.

2 Grundläggande egenskaper hos modellen

Här beskrivs de grundläggande överväganden som gjordes inledningsvis för att avgränsa modellutvecklingen och avgöra en lämplig komplexitet hos beräkningsmodellen.

2.1 Målgrupp

Beräkningsverktyget ska kunna användas som ett komplement till den information som ges i projekteringsverktyget på SolEI-programmets hemsida [1]. Målgruppen bör alltså vara samma som för projekteringsverktyget, det vill säga olika intressenter som snabbt och översiktligt ska kunna göra analyser av energiutbyte och ekonomi för soleanläggningar.

Eftersom det finns en uppsjö av olika kommersiella simuleringsprogram för solcellssystem (se exempelvis [7] och [8]), där systemdesign och simulering kan göras på en mycket detaljerad nivå, och som kan användas i ett senare skede av en designprocess eller i en mer detaljerad projektering, bör beräkningsverktyget snarare tillhandahålla underlag för en första bedömning av olika designar och systemlösningar.

Efter diskussion med ansvariga inom Riksbyggens organisation bedömdes också att enkelhet, vad gäller såväl användning som antalet nödvändiga indata och tolkning av resultat, är den viktigaste egenskapen hos modellen.

2.2 Modelltyp

Både *optimering* och *simulering* har nämnts som modelltyper. Det är rimligt att utveckla en *simuleringsmodell*, där man för varje körning matar in en uppsättning parametervärden och indata, som ligger till grund för en simulering med ett utfall, som sedan kan analyseras. Genom att variera parametrar och indata i olika scenarier kan det modellerade systemet studeras under olika betingelser och en optimal lösning kan identifieras bland de studerade fallen.

I strikt mening är detta inte en *optimeringsmodell*. En optimeringsmodell skulle göra tvärtom: leverera en uppsättning parametrar som maximerar en viss målfunktion, exempelvis ekonomisk nytta. En sådan modell kräver, speciellt om de ingående parametrarna är många, en kraftfull optimeringsmotor, vilket gör att en sådan modell inte är möjlig att implementera i ett publikt tillgängligt format.

Ett solcellssystem är relativt enkelt att optimera utan en optimeringsmotor. Två huvudsakliga parametrar som ofta kan varieras påverkar systemets produktion och ekonomi: dels orienteringen, som avgör produktionen per solcellsmodul och därmed per investerad krona, dels systemets storlek, som avgör matchningen mot elanvändningen och därmed produktionsvärdet. Man

kan även tänka sig en avvägning mellan dessa, där orienteringen av systemet anpassas för att produktionen ska matcha en lastprofil. Det blir då en avvägning mellan ökat produktionsvärde och minskad produktion per solcellsmodul.

2.3 Noggrannhet och tidsupplösning

För att enbart uppskatta energiutbytet från ett solcellssystem på årsbasis är det möjligt att göra mycket enkla beräkningar utifrån total årlig instrålning mot ett horisontellt plan, viktad på olika sätt beroende på lutning hos den tänkta solpanelen (se exempelvis [1]). En sådan modell är emellertid alltför enkel i det här sammanhanget eftersom beräkningsverktyget även ska kunna användas för att beräkna den momentana matchningen mellan ellast och elproduktion, exempelvis för att kunna studera laststyrning under olika scenarier.

För att både kunna ta hänsyn till årstidsvariationer och dygnsvariationer i lasten är timvisa beräkningar under minst ett år (det vill säga minst 8760 timvärden) den detaljnivå som krävs. Detta ställer högre krav både på beräkningsmodellen, som måste vara mer detaljerad, och på indata (se nedan). Timvärden är den normala upplösningen hos tillgängliga klimatdata. Att öka tidsupplösningen ytterligare är däremot varken nödvändigt [9] eller praktiskt genomförbart på grund av bristen på så detaljerade indata.

2.4 Tillgängliga indata

En avgörande förutsättning för att bygga en modell med den föreslagna tidsupplösningen är tillgången till klimatdata med timupplösning. En genomgång av datakällor i Sverige visade att det endast finns en möjlig databas över solinstrålning som kan användas under de givna förutsättningarna (publikt format, kommersiell användning): SMHI:s STRÅNG-databas [10] där global och direkt solinstrålning modelleras med timupplösning för valfri plats i Sverige. Efter diskussion med SMHI visade det sig att data från databasen får integreras i beräkningsverktyget, vilket gör det möjligt att erbjuda användaren en uppsättning fördefinierade instrålningsdata, till exempel för de största svenska städerna.

Dataserier över lufttemperatur, som behövs om man ska ta hänsyn till solcellernas temperaturberoende, finns däremot inte tillgängliga för kommersiell användning, vilket gör det svårt att integrera dem i ett publikt tillgängligt format. Sett över året, i svenskt klimat, har dock inte temperaturen någon avgörande inverkan på solelproduktionen (se avsnitt 4). I den slutliga implementeringen finns temperaturberoendet därför inte med, men en rimlig lösning, om vidareutveckling av verktyget sker i framtiden, är att användaren vid behov får lägga in en egen dataserie över temperatur.

3 Modellstruktur

En generell modellstruktur implementerades i Matlab för testning och validering. De föreslagna beräkningsrutinerna i modellstrukturen kan delas in i ett antal olika beräkningssteg med olika indata och parametrar. Ett övergripande flödesschema visas i Figur 3.1. I varje beräkningssteg används parametrar som antingen måste definieras av användaren av modellen, eller som är fördefinierade men kan ändras vid behov.

Det första steget utgörs av beräkningar av instrålning mot ett godtyckligt orienterat och lutande plan utifrån indata över instrålning mot horisontalplanet. Därefter, i det andra steget, modelleras elproduktionen i solcellssystemet och i det tredje steget beräknas matchningen mot elanvändningen; hur stor del av produktionen som används direkt samt hur stor nettolasten och nettoproduktionen är. I det fjärde steget beräknas ekonomin hos systemet utifrån investeringskostnader samt användningen av systemet.

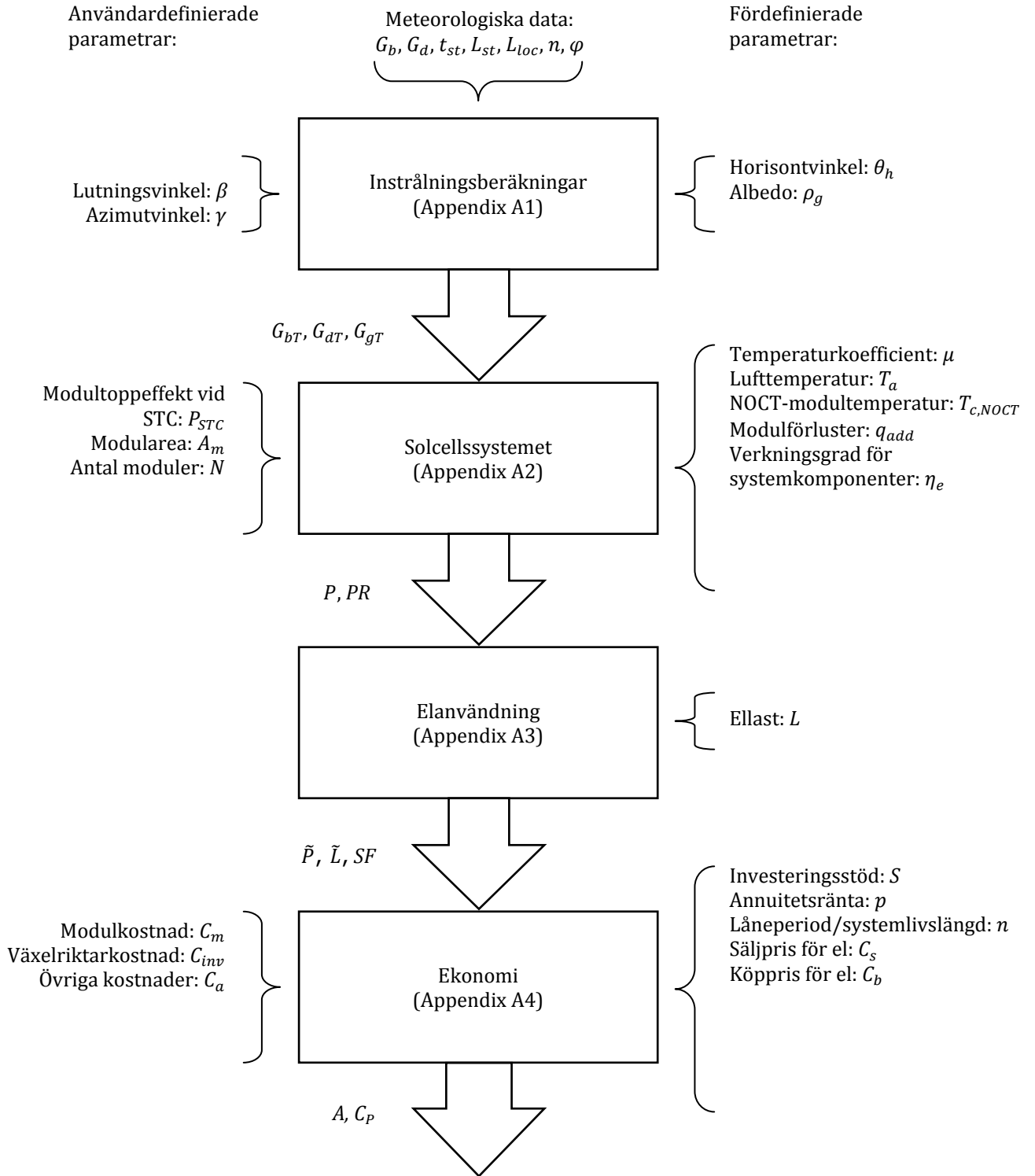
De exakta modelleringsrutinerna i varje steg finns beskrivna i Appendix A1–A4 och en fullständig lista över alla modellparametrar finns i Appendix C. Här presenteras dessa delar av modellen översiktligt och med betoning på vilka indata och parametrar som krävs. Notera att detta är den generella modellstrukturen som utvecklades och att det finns vissa skillnader mot den slutgiltiga implementeringen i Java. Dessa redovisas i avsnitt 5.

3.1 Instrålningsberäkningar

För att kunna ta hänsyn till orienteringen hos en solpanel måste infallande solinstrålning mot ett godtyckligt lutande plan beräknas av modellen, utifrån inmatade data över solinstrålning mot horisontalplanet (direkt och diffus instrålning G_b och G_d samt kompletterande data över geografisk plats samt tid). Trigonometriska standardformler för detta finns angivna framför allt i [11] och sammanfattas i Appendix A1. De enda två parametrar som måste anges av användaren för att utföra beräkningen i detta steg är solcellernas *lutning* (β) och *azimutvinkel* (γ).

Två ytterligare parametrar som påverkar den infallande solinstrålningen i modellen är *horisontvinkeln* (θ_h) och *albedo* (ρ_g). Horisontens inverkan är att den skärmar av direkt solinstrålning medan diffus solinstrålning är oförändrad. Horisonten kan anges som en konstant vinkel mot det horisontella planet, men en fri horisont sätts som grundvärde. Albedo är reflektansen från mark och omgivningar mot det lutande planet och kan ha en betydande inverkan på det totala utbytet [12]. Albedo kan anges som månadsvärden av användaren, men rimliga värden för vinter- respektive sommaralbedo sätts som grundvärden.¹

¹ De exakta värdena redovisas i Appendix C. Ytterligare vägledning kring albedo finns i beräkningsverktygets hjälpavsnitt.



Figur 3.1. Den generella modellstruktur som implementerades i Matlab i projektets första steg. Figuren visar de fyra huvudsakliga beräkningsstegen, tillsammans med indata och parametrar. Till vänster visas de parametrar som måste definieras av användaren och till höger de parametrar som har fördefinierade värden men som kan modifieras av användaren vid behov. De viktigaste utdata från varje beräkningssteg anges vid pilarna. Appendix A–C ger mer information om modellberäkningarna, nomenklatur samt indata och parametrar.

3.2 Solcellssystemet

Från det föregående beräkningssteget tas solinstrålning mot solcellernas lutande plan emot och en effekt ut från solcellssystemet beräknas. De exakta beräkningarna finns angivna i Appendix A2. Användaren måste ange *solcellsmodulernas topp effekt* (P_{STC}), *arean per modul* (A_m) samt *antalet moduler* (N). Ett antal fördefinierade parametrar kan modifieras av användaren vid behov. Temperaturberoendet hos solcellerna kan modelleras från data över lufttemperatur (T_a). Ytterligare parametrar för att beskriva temperaturberoendet (μ och $T_{c,NOCT}$) finns fördefinierade.

Utöver temperaturen påverkas solelproduktionen i modellen av:

- Reflektionsförluster, modellerade via en *incidence angle modifier*, IAM
- Övriga modulförluster, som behandlas som en konstant *förlustfaktor* q_{add} .
- Systemförluster i växelriktare och andra komponenter, η_e .

Av dessa kan de två senare omdefinieras, men grundvärden sätts som är representativa utifrån empiriska data över olika förluster [8]. I Appendix A2 definieras också *performance ratio* (PR) som är den resulterande solelproduktionen ut från systemet dividerat med hypotetisk produktion utan förluster.

3.3 Elanvändning

I detta steg beräknas matchning mellan last (L) och solelproduktion (P), samt nettoproduktion ($\tilde{P}$) och nettolast ($\tilde{L}$), utifrån användardefinierade lastdata. Som grundvärde sätts lasten till noll, men användaren ska kunna ange egna timvisa lastdata. Beräkningsverktyget kan också tillhandahålla ett antal standardprofiler för olika lasttyper. *Solar fraction* (SF) beräknas också och är andelen av lasten som täcks av solelproduktionen. Som grund för olika ekonomiska beräkningar i det sista steget beräknas också nettoproduktion och nettolast för längre tidsperioder. Månadsvisa nettoberäkningar används som underlag för beräkningar av nettomätning.

3.4 Ekonomisk utvärdering

I det sista beräkningssteget beräknas ekonomin för systemet. Dels görs en beräkning av investeringskostnad utifrån delkostnader (C_m , C_{inv} , C_a) och eventuellt investeringsstöd (S) och en årlig kostnad (A) baserad på ett annuitetslån, dels görs en beräkning av det årliga värdet av den producerade solelen (C_p), under olika alternativ för mätning och debitering. Systemet är kostnadseffektivt om $C_p > A$. De alternativ som tas med i modellen är:

- *Mätning och försäljning av nettoproduktion*. I det här fallet mäts och säljs den momentana nettoproduktionen, som får värdet av såld el. Den del av produktionen som matchar elanvändningen får värdet av sparad köpt el.
- *Nettomätning och -debitering*. Här görs beräkningen av netto för en längre avräkningsperiod, vilket gör att andelen sparad el blir större. Försäljning av netto kan ske till säljpriset.

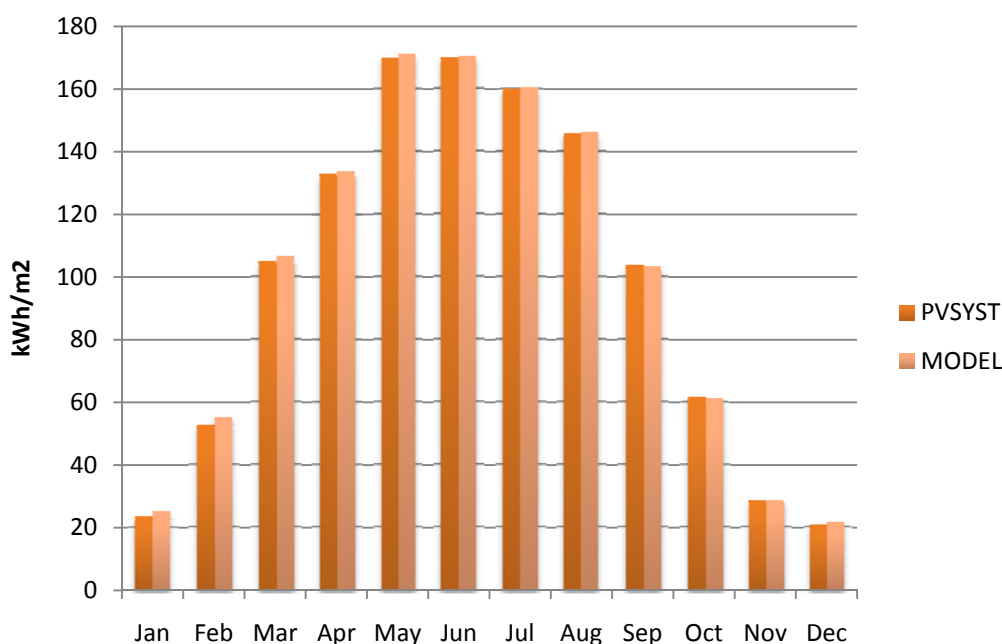
Sälj- och köppris för el (c_s och c_b) antas konstanta. Ingen förändring av elpriserna över tid är inbyggd i modellen. Om användaren vill ta hänsyn till att elpriserna kan tänkas öka i framtiden, genom inflation och integration med den europeiska elmarknaden, får detta göras genom att det antagna konstanta elpriset sätts högre.

4 Verifiering och validering

I det här avsnittet presenteras resultat från jämförelser mellan beräkningsmodellen, implementerad i Matlab, och simuleringsprogrammet PVSYST 4.1, samt mellan beräkningsmodellen och mätningar på solcellssystem. Indata och parametrar för det simulerade systemet ges i Appendix D.

4.1 Jämförelse med PVSYST 4.1

PVSYST [4] är ett avancerat kommersiellt simuleringsprogram för solcellssystem, där det är möjligt att i utforma solcellssystem in i minsta detalj och få en mycket realistisk bild av systemets funktion och prestanda. Att jämföra beräkningsmodellens resultat med utdata från PVSYST, för samma system, bör därför ge en god bild över hur väl beräkningsmodellen fungerar. I jämförelsen nedan simulerades ett system med en toppeffekt på 2,4 kWp, söderorienterat och med 45 graders lutning. Samma solinstrålnings- och temperaturdata från klimatdatabasen METEONORM 5.0 [13] användes.

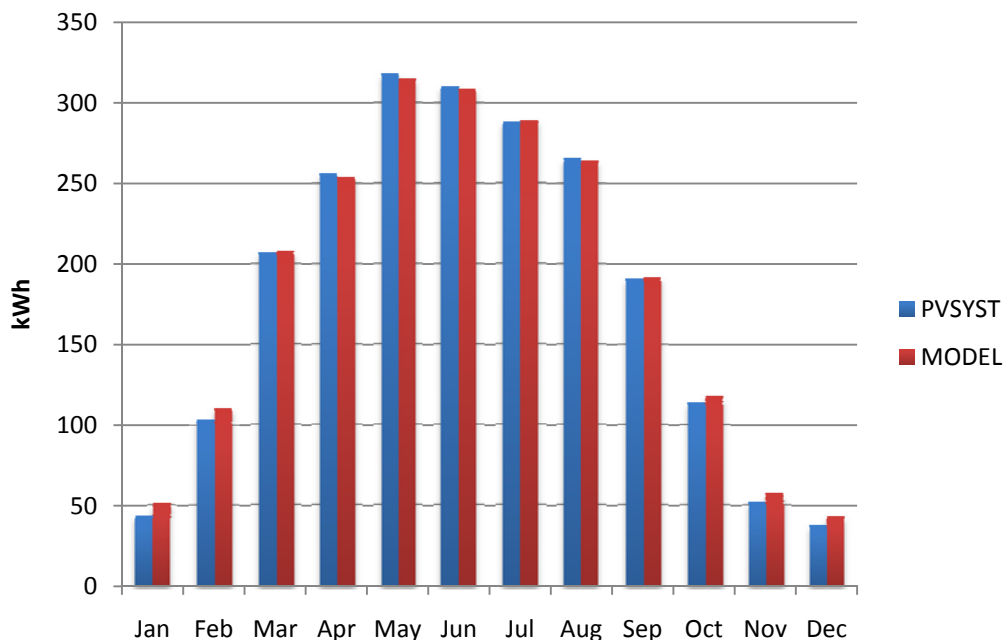


Figur 4.1. Global solinstrålning mot solcellernas lutande plan i beräkningsmodellen och i PVSYST.

I figur 4.1 visas den globala instrålningen mot solcellernas lutande plan i PVSYST och i modellen. Resultaten är i stort sett identiska och visar att

modellens strålningsberäkningar fungerar som tänkt. De enda något större skillnaderna uppstår under januari och februari och beror troligtvis på olika antaganden om albedo (i modellen antogs albedo 0.5 under vintermånaderna och 0.2 annars medan PVSYST visade sig anta 0.2 genomgående) och möjligen olika hantering av instrålningen under intervall då solen går ned och upp (exakt hur detta görs i PVSYST är oklart).

Figur 4.2 visar produktionen från solcellssystemet efter de olika förlusterna. Modellen visar sig underskatta produktionen något under sommaren och överskatta den något under vintern. Troligtvis beror detta framför allt på att förluster i solcellerna, utöver temperaturförluster och reflektionsförluster, har modellerats som en konstant faktor. I PVSYST utgörs dessa till stor del av förluster på grund av låg instrålningsnivå. Under vintermånaderna, då en stor del av instrålningen sker med låg intensitet, blir förlusterna relativt större än under sommarmånaderna, vilket inte sker i beräkningsmodellen.

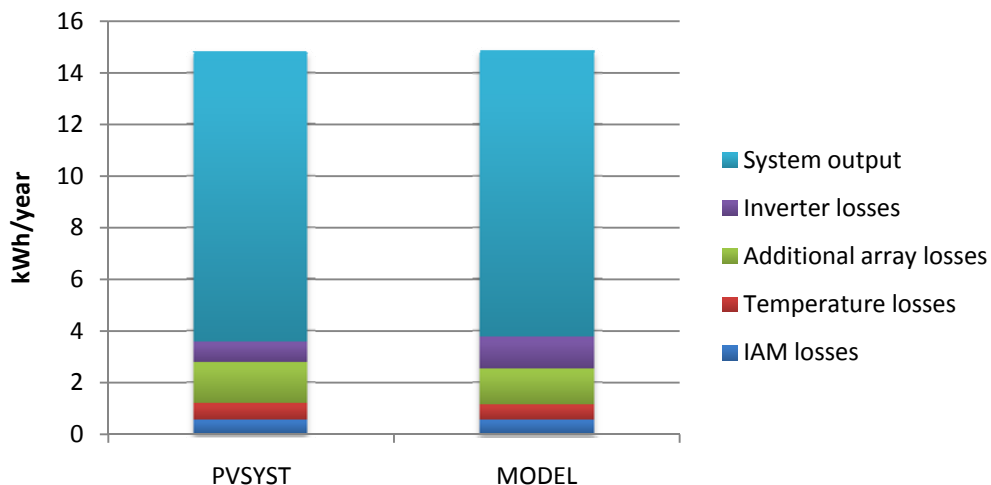


Figur 4.2. Elproduktion från solcellssystemet i beräkningsmodellen och i PVSYST.

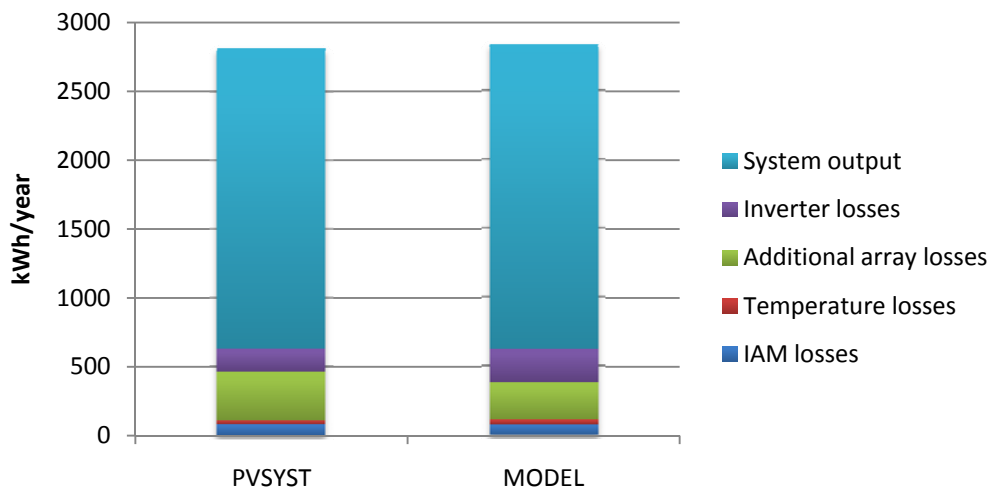
Figur 4.3 visar förluster i systemet och den slutliga totala produktionen från systemet under en typisk sommardag och för hela året. Hela stapeln visar den totala referensproduktionen, det vill säga produktionen utan några förluster och med STC-verkningsgraden. Under sommaren är temperaturförlusterna ungefär lika stora som reflektionsförlusterna, men spelar ingen stor roll sett över hela året, vilket gör att modellens grunduppsättning av indata, utan temperaturdata, bör ge ett fullgott resultat. De stora förlusterna är övriga förluster i solcellerna, som inte modelleras i detalj av modellen, och förluster i växelriktare. Båda dessa avviker en del mellan PVSYST och modellen, men

varierar också stort i empiriska undersökningar [8]. Jämförelsen visar att storleksordningen är rimlig.

Figur 4.3 antyder också att standardmättet på systemets prestanda, dess *performance ratio* (*PR*), skattas lika i både modellen och PVSYST. Mycket riktigt är *PR* i beräkningsmodellen 77,9 % och 77,6 % i PVSYST.



(a) En typisk sommardag



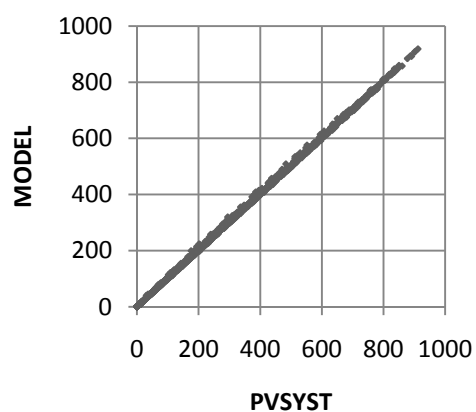
(b) Hela året

Figur 4.3. Total årlig systemproduktion och förluster i beräkningsmodellen och PVSYST.

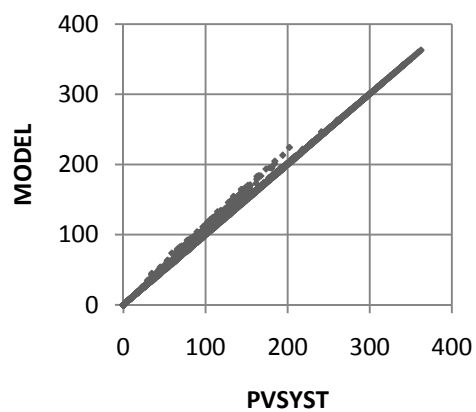
Ovanstående jämförelser har gjorts på totalvärden för månader eller år. Det är också intressant att göra en jämförelse på timbasis för att se hur väl modellen fungerar på kortare tidsintervall. I figurerna 4.4–4.6 har utdata från modellen respektive PVSYST ritats upp mot varandra. Figur 4.4 visar direkt solinstrålning, figur 4.5 diffus solinstrålning och figur 4.6 den totala produktionen ut från systemet.

Idealt ska den resulterande datamängden utgöra en rät linje. Som synes är det också i stort sett så i de tre figurerna. En liten avvikelse finns för den diffusa solinstrålningen och beror troligtvis på olika albedovärden. För slutproduktionen är datamängden lite mer utspridd, vilket beror på att framför allt vissa av förlusterna hanteras olika. På det hela taget är det dock ingen stor skillnad mellan utdata från modellen och PVSYST på timbasis.

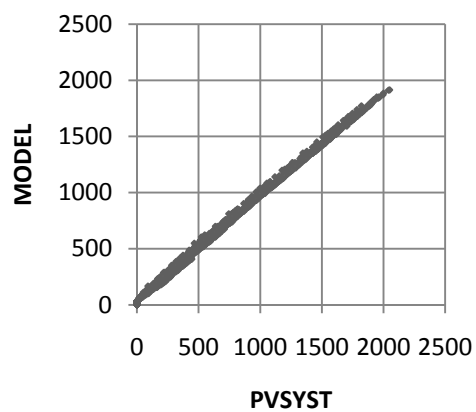
Sammanfattningsvis står det klart att beräkningsmodellen ger resultat som är i stort sett identiska med dem som erhålls med det mer avancerade och kommersiellt utvecklade PVSYST, och att den får betraktas som välfungerande.



Figur 4.4. Direkt solinstrålning i beräkningsmodellen och PVSYST.



Figur 4.5. Diffus solinstrålning i beräkningsmodellen och PVSYST.



Figur 4.6. Slutlig solelproduktion i beräkningsmodellen och PVSYST.

4.2 Jämförelse med mätningar på svenska solcellssystem

För att också undersöka om modellen ger resultat som är rimliga för svenska breddgrader gjordes också en jämförelse mot mätningar på en uppsättning olika solcellssystem som utförts av SP på uppdrag av Energimyndigheten [5]. Mätningarna har pågått i ett halvår och årsutbytena är beräknade, men bör ändå ge en god bild av vad man kan förvänta sig av ett solcellssystem i Sverige.

I jämförelsen har enbart de kiselbaserade systemen tagits med. Normaliserad årsproduktion anges tillsammans med Performance Ratio (PR). Resultaten från jämförelsen sammanfattas i tabell 4.1 nedan och visar att modellen med givna indata och parametrar (Appendix D) ger ett resultat som ligger mycket nära genomsnittet för mätningarna.

Tabell 4.1. Årsutbyte och Performance Ratio för testade system i [5] jämfört med modellen.

Tillverkare / leverantör	Årsutbyte [kWh / W _p]	Performance Ratio [%]
Solarit AB	0,95	82
Switchpower	0,96	83
NAPS Sweden AB	0,95	82
Gridcon Solcellsteknik AB	0,84	73
Schueco	0,87	75
ExoTech AB	0,94	81
Viessmann	0,94	81
<i>Genomsnitt</i>	<i>0,92</i>	<i>80</i>
Modellen	0,92	78

5 Implementering i Java

Det här avsnittet beskriver den implementering av beräkningsmodellen som har gjorts i Java SE 6. Skillnader mot den generella modellstrukturen redovisas, de data som har använts presenteras och en genomgång av det färdiga programmet och dess gränssnitt görs.

5.1 Begränsningar i den implementerade modellen

Jämfört med den detaljerade föreslagna modellbeskrivningen i avsnitt 2 och Appendix A är det några saker som skiljer sig åt i den slutliga implementeringen i Java:

- Fri horisont antas och det går inte att definiera den högre horisontlinje som beskrivs i avsnitt 3.1. Vid kodningen av beräkningsrutinerna bedömdes att beräkningarna för horisonten var onödigt komplicerade för den påverkan horisonten har på resultatet. För att göra beräkningarna så snabba som möjligt uteslöts de.
- I enstaka tidsintervall kan R_b -värdet som definieras i Appendix A1 bli orimligt högt. Detta kan inträffa vid solnedgång om infallsvinkeln är nära 90° och $\cos \theta_z$ därför är nära noll. För att förhindra att den beräknade instrålningen mot det lutande planet överskattas sätts därför en övre gräns för R_b .
- I den preliminära implementeringen finns inte temperaturberoendet som beskrivs i avsnitt 3.2 med. I framtida modifieringar skulle import av användardefinierade data kunna tillåtas. En förbättring skulle också kunna vara att en konstant medeltemperatur ansätts.

I övrigt är alla delar i den generella modellbeskrivningen inkluderade i det färdiga beräkningsverktyget.

5.2 Instrålningsdata

Som nämndes i avsnitt 2 har data från SMHI:s STRÅNG-databas använts. I databasen ges *direkt* och *global* instrålning per timme. Direkt instrålning G_{dir} ges mot ett plan vinkelrätt mot instrålningen och omvandlas därför till direkt instrålning mot horisontalplanet genom $G_b = G_{dir} \cos \theta_z$ (se Appendix A). Diffus instrålning beräknas sedan som skillnaden mellan global instrålning mot horisontalplanet G och den beräknade direkta instrålningen: $G_d = G - G_b$.

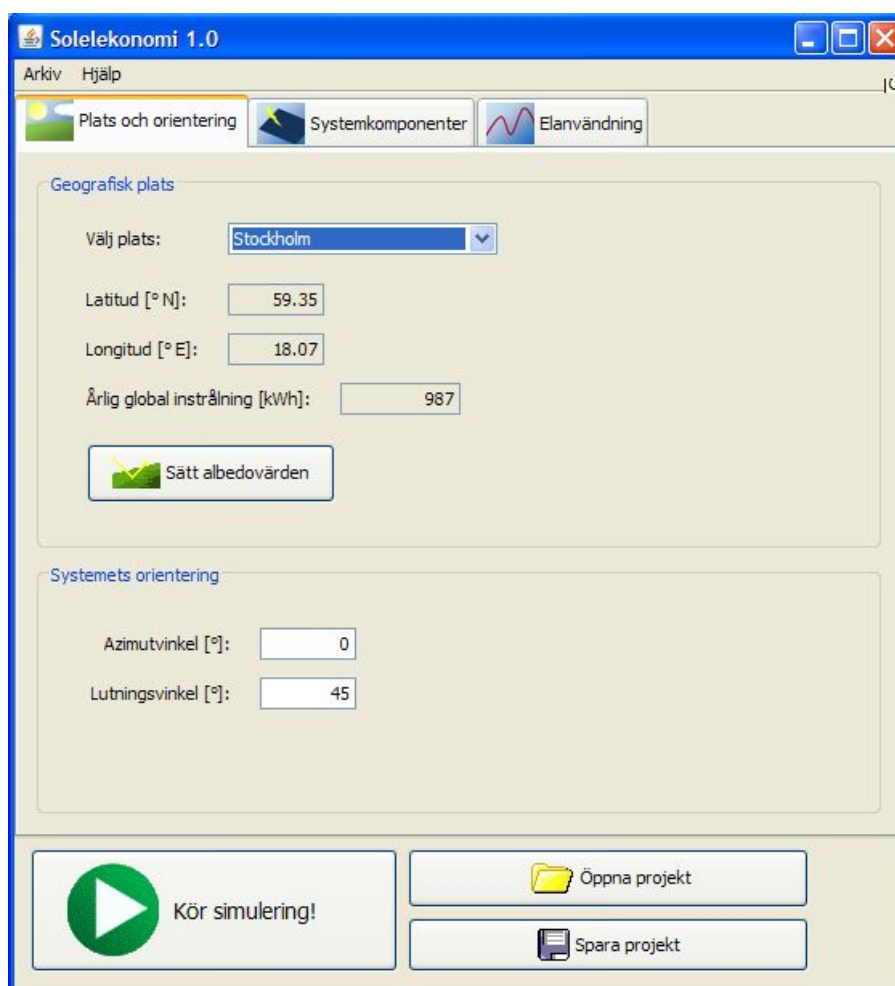
5.3 Elanvändningsdata

I den slutliga implementeringen finns fyra olika typiska lastprofiler inlagda: villa med fjärrvärme, villa med elvärme, flerfamiljshus samt lokal, de två sistnämnda utan elvärme. Alla lastprofilerna är enkla, genomsnittliga profiler som är lika mellan olika dagar och i alla fall utom för den elvärmda villan även över olika årstider. Lastprofilerna är idealiserade utifrån de profiler som

används i [14]. Eftersom profilerna är schablonmässiga finns även möjlighet för användaren att importera egendefinierade timdata.

5.4 Utformning och gränssnitt

Det färdiga programmet, med namnet *Solelekonomi*, version 1.0, startas via en webbsida och körs i Java Web Start. Programmet är uppbyggt kring ett huvudfönster, där val av data och inställningar av parametrar görs. När simuleringen körs skapas ett nytt fönster som visar resultaten från solcellssimuleringen och ger användaren möjlighet att göra en ekonomisk utvärdering. Figurerna nedan visar programmets uppbyggnad och gränssnitt. Observera att utseendet anpassas till användarens operativsystem och därför ser olika ut beroende på plattform. Här visas bilder från en körning i Microsoft Windows XP.



Figur 5.1. Data matas in i programmets huvudfönster. Under den första fliken sker inmatning av geografisk plats och systemets orientering. Här kan man även ställa in albedovärden.

Soleleekonomi 1.0

Arkiv Hjälp

Plats och orientering Systemkomponenter Elanvändning

Solcellsmoduler

Modularea [m²]:	1
Modulernas topp effekt [Wp]:	140
Antal moduler:	20
Verkningsgrad [%]:	14
Systemets topp effekt [Wp]:	2800
Total area [m²]:	20

Förluster

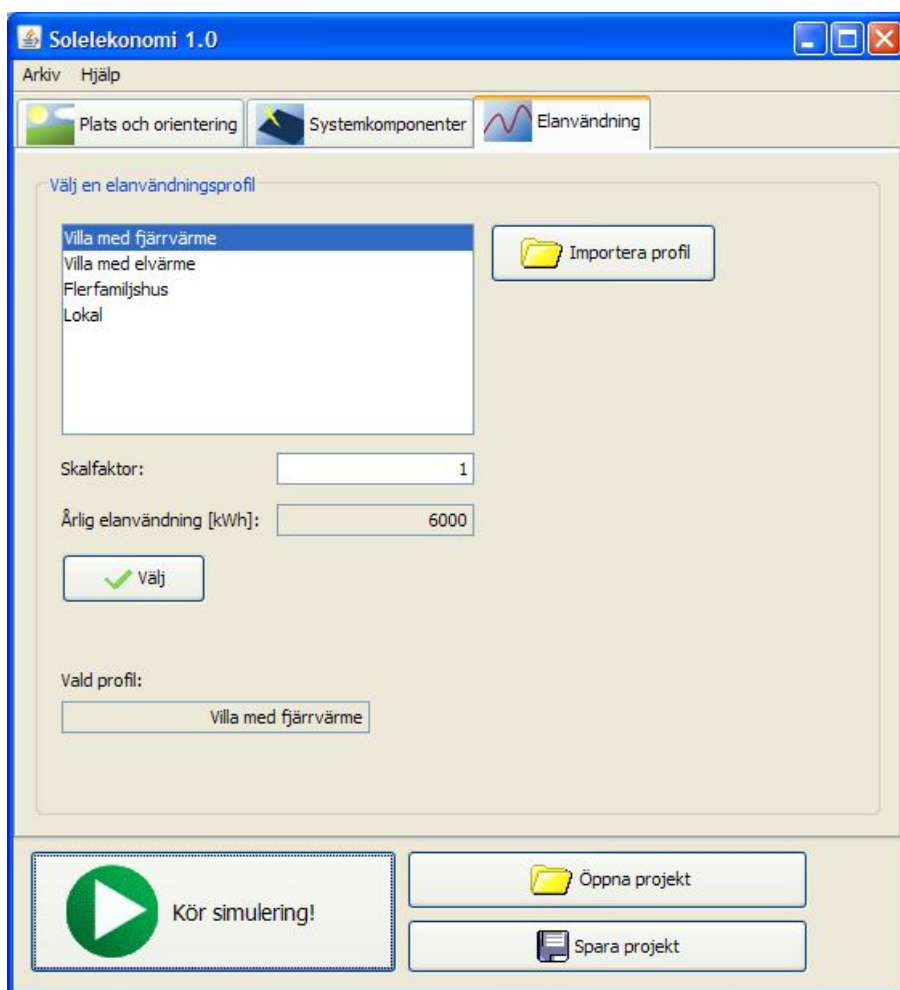
Övriga cellförluster [%]:	10
Växelriktarens verkningsgrad [%]:	90

Kör simulering!

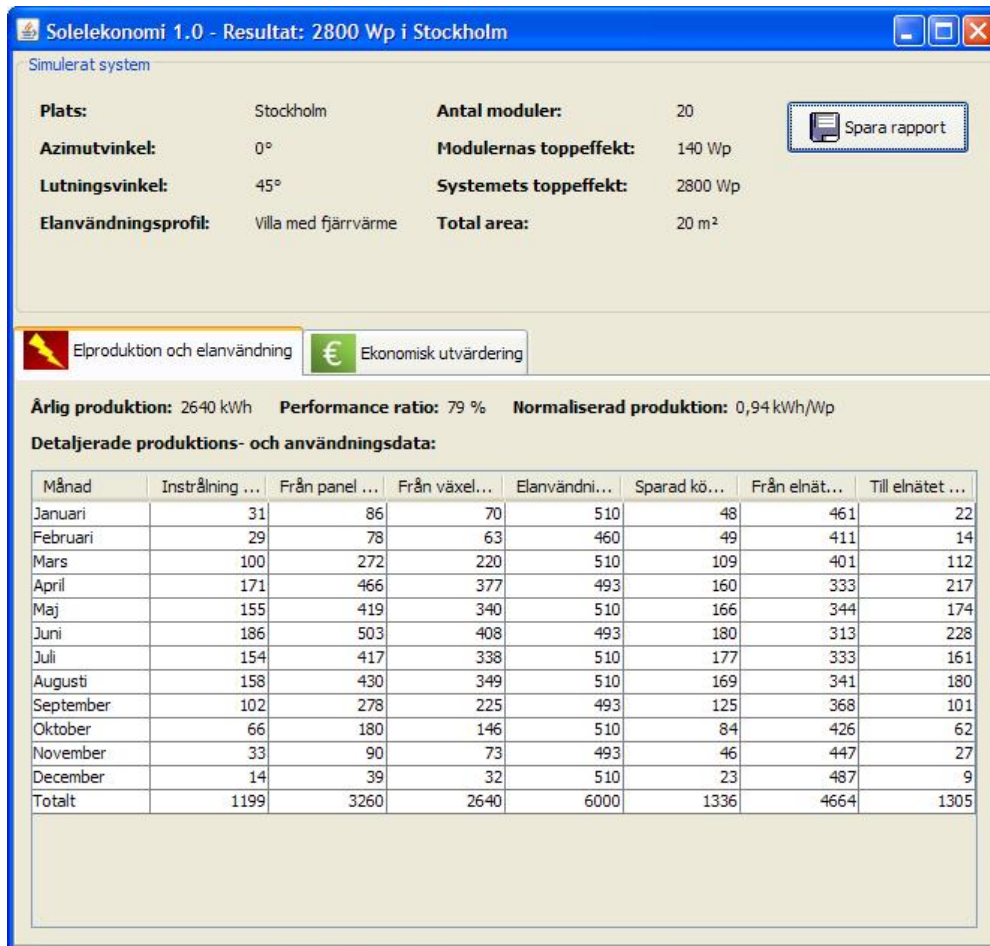
Öppna projekt

Spara projekt

Figur 5.2. Definition av systemkomponenter. En modul med area 1 m² och verkningsgrad 14 % är fördefinierad. Genom att ändra modulytan och modultoppeffekt kan verkningsgraden modifieras. Systemstorleken kan varieras genom att antalet moduler ställs in. Förluster kan också definieras här.



Figur 5.3. Val av elanvändningsprofil. Fyra typiska elanvändningsprofiler finns fördefinierade. Utöver dessa kan användaren importera en egen timupplöst lastprofil. Profilerna kan skalas upp eller ned med en skalfaktor för att motsvara en önskad årsanvändning.



Figur 5.4. Resultatredovisning sker i ett separat fönster efter att användaren kört simuleringen. Längst upp i fönstret sammanfattas de systemparametrar och data som valts. I den ena fliken visas, per enskild månad och totalt över året, olika systemvariabler: instrålning mot solpanelen, levererad el från panelen och växelriktare, elanvändning, sparad el genom egen produktion, samt utbytet med elnätet.

Soleleekonomi 1.0 - Resultat: 2800 Wp i Stockholm

Simulerat system

Plats:	Stockholm	Antal moduler:	20
Azimutvinkel:	0°	Modulernas topp effekt:	140 Wp
Lutningsvinkel:	45°	Systemets topp effekt:	2800 Wp
Elanvändningsprofil:	Villa med fjärrvärme	Total area:	20 m ²

 Spara rapport

 Elproduktion och elanvändning  Ekonomisk utvärdering

Kostnader och priser

Modulkostnad [kr]:	4 200
Växleriktarkostnad [kr]:	14 000
Övriga kostnader [kr]:	0
Underhåll [kr/år]:	0
Investeringsstöd [%]:	0
Säljpris för el [kr/kWh]:	0,5
Köppris för el [kr/kWh]:	1,25

Lån

Ränta [%]:	5
Livslängd / lånetid [år]:	25

Debiteringsalternativ

- ☒ Utan nettodebitering
- ☐ Månadsvis nettodebitering
- ☐ Årsvis nettodebitering

Resultat

Total investeringskostnad [kr]:	98000	Produktionsvärde [kr/kWh]:	0,88
Årlig utgift [kr]:	6953,34	Årligt produktionsvärde [kr]:	2321,87

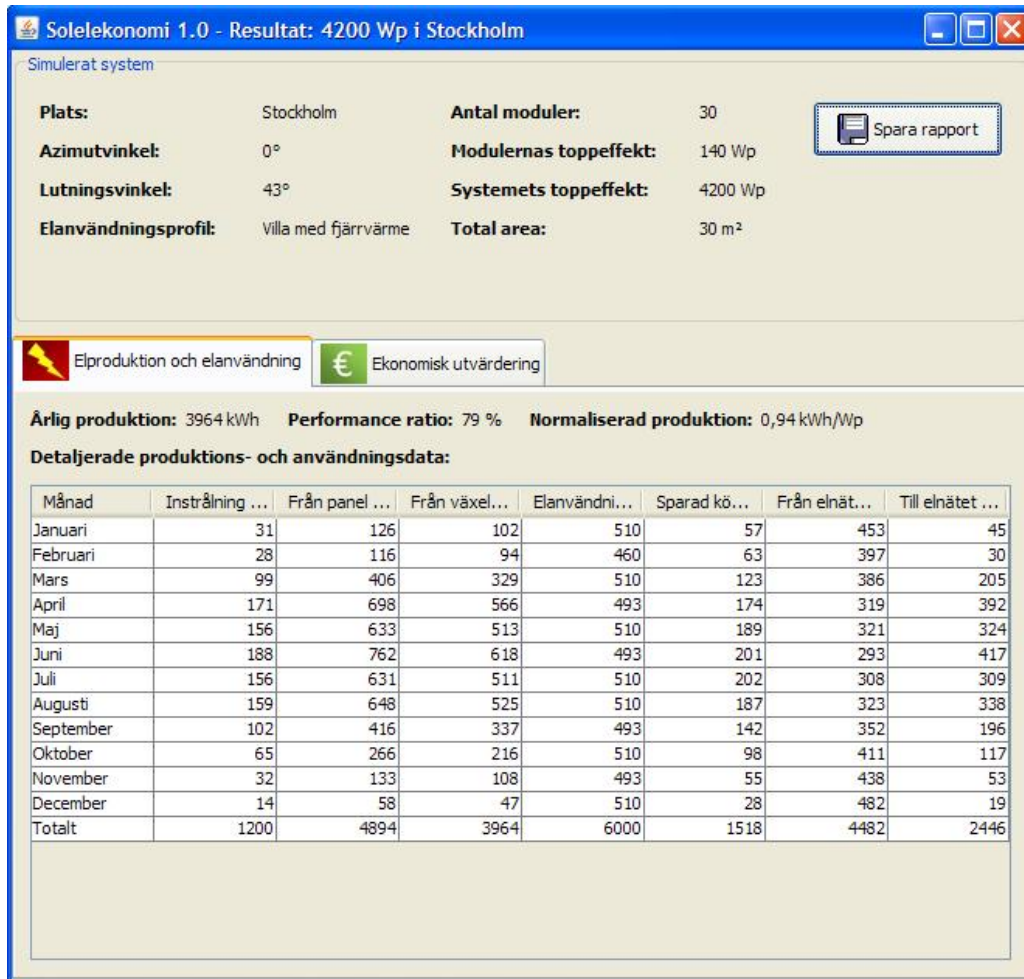
Figur 5.5. Ekonomisk utvärdering av systemet sker under den andra fliken i resultatfönstret. Här kan användaren ställa in en mängd parametrar som rör kostnader, lån, samt debiteringsalternativ. Programmet föreslår modul- och växleriktarkostnader beräknade från prisindex 30 kr/W respektive 5 kr/W. Observera dock att dessa endast är förslag och att priserna kan variera mycket mellan olika produkter och systemstorlekar. Detta gäller i ännu högre grad för övriga kostnader (exempelvis installation) varför användaren får ange dessa utan ledning. Längst ned summeras utgifter och produktionsvärde.

6 Fallstudier

I det här avsnittet visas hur beräkningsverktyget kan användas i praktiken för att göra preliminära uppskattningar av produktion och ekonomi för ett solcellssystem. Ett småskaligt och ett storskaligt system simuleras och analyseras.

6.1 Ett mindre hushållsbaserat system

Som ett första exempel på hur en snabb uppskattning av ett systems produktion och ekonomi kan göras visas resultat från en simulering av ett småskaligt solcellssystem för ett småhus med fjärrvärme, lokaliserat till Stockholm. Solcellssystemet har en toppeffekt på 4,2 kW_p och är baserat på den fördefinierade modultypen. Genom att testa sig fram kan man konstatera att 43° är en lämplig lutningsvinkel. Figurerna nedan visar resultaten från simuleringen.



Figur 6.1. Simuleringsresultat för det småskaliga solcellssystemet. Systemet producerar nästan 4 MWh sett över året. Totalt sparas 1,5 MWh köpt el med systemet medan 2,4 MWh levereras till elnätet. Det är uppenbart att möjligheten att få betalt för eller tillgodoräkna sig överskottsproduktionen är nödvändig för att systemets ekonomi ska bli fördelaktig.

Soleleekonomi 1.0 - Resultat: 4200 Wp i Stockholm

Simulerat system

Plats:	Stockholm	Antal moduler:	30
Azimutvinkel:	0°	Modulernas topp effekt:	140 Wp
Lutningsvinkel:	43°	Systemets topp effekt:	4200 Wp
Elanvändningsprofil:	Villa med fjärrvärme	Total area:	30 m ²

 Spara rapport

 Elproduktion och elanvändning  Ekonomisk utvärdering

Kostnader och priser

Modulkostnad [kr]: 5 600

Växelriktarkostnad [kr]: 21 000

Övriga kostnader [kr]: 0

Underhåll [kr/år]: 0

Investeringsstöd [%]: 0

Säljpris för el [kr/kWh]: 0

Köppris för el [kr/kWh]: 1,25

Lån

Ränta [%]: 5

Livslängd / lånetid [år]: 25

Debiteringsalternativ

☒ Utan nettodebitering

☐ Månadsvis nettodebitering

☐ Årsvis nettodebitering

Resultat

Total investeringskostnad [kr]:	189000	Produktionsvärde [kr/kWh]:	0,48
Årlig utgift [kr]:	13410,01	Årligt produktionsvärde [kr]:	1897,97

Figur 6.2. I den ekonomiska analysen sätts modulkostnaden till 40 kr/W (ett något högre värde än det föreslagna är rimligt för mindre system). Säljpriset sätts till noll, vilket innebär att överskotts el skänks bort. Utan nettodebitering eller investeringsstöd är den årliga utgiften mer än sex gånger högre än det årliga produktionsvärdet.

Soleleekonomi 1.0 - Resultat: 4200 Wp i Stockholm

Simulerat system

Plats:	Stockholm	Antal moduler:	30
Azimutvinkel:	0°	Modulernas toppeffekt:	140 Wp
Lutningsvinkel:	43°	Systemets toppeffekt:	4200 Wp
Elanvändningsprofil:	Villa med fjärrvärme	Total area:	30 m²

 Spara rapport

 Elproduktion och elanvändning  Ekonomisk utvärdering

Kostnader och priser

Modulkostnad [kr]:	5 600
Växelriktarkostnad [kr]:	21 000
Övriga kostnader [kr]:	0
Underhåll [kr/år]:	0
Investeringsstöd [%]:	60
Säljpris för el [kr/kWh]:	0
Köppris för el [kr/kWh]:	1,25

Lån

Ränta [%]:	5
Livslängd / lånetid [år]:	25

Debiteringsalternativ

- ☐ Utan nettodebitering
- ☐ Månadsvis nettodebitering
- ☒ Årsviss nettodebitering

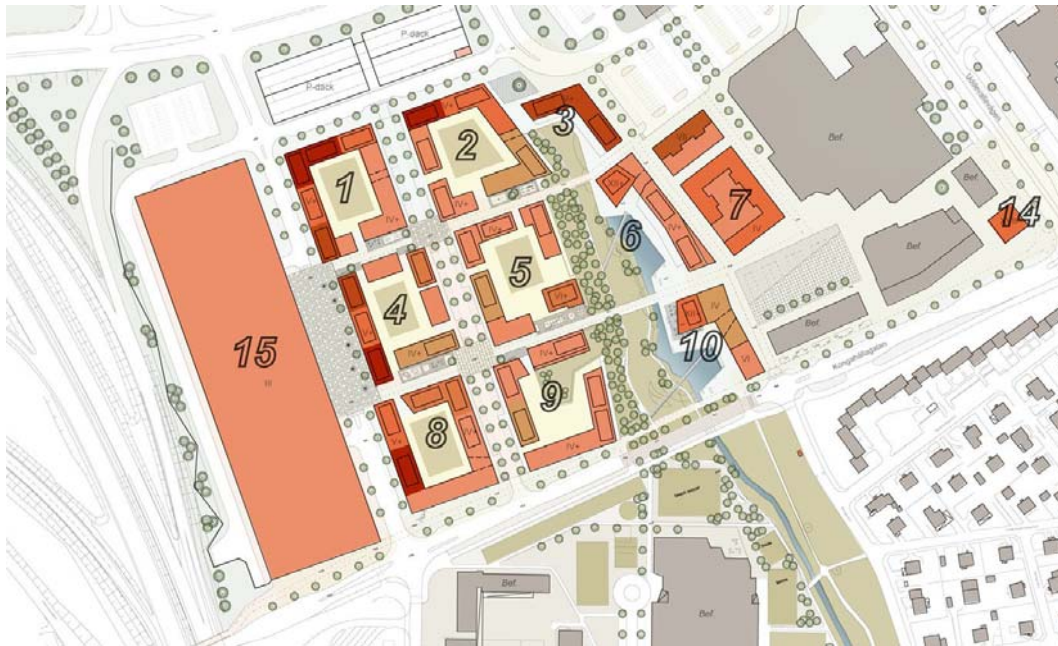
Resultat

Total investeringskostnad [kr]:	75600	Produktionsvärde [kr/kWh]:	1,25
Årlig utgift [kr]:	5364,01	Årligt produktionsvärde [kr]:	4955,16

Figur 6.3. Genom att definiera ett investeringsstöd på 60 % kan investeringskostnaden minskas och genom att anta årsviss nettodebitering, vilket gör att all producerad el kan kvittas mot köpt el, kan produktionsvärdet höjas. Det visar sig att systemets ekonomi då går nästan jämnt upp.

6.2 Ett storskaligt system i Kongahälla

Ett nytt område, Kongahälla, i Kungälv kommun planeras för utbyggnad. Förutom ungefär 900 lägenheter kommer området att innehålla lokaler för volymhandel, butiker, barnomsorg och andra verksamheter. Energiförsörjningsfrågor diskuteras, däribland hur solceller kan bidra med lokal tillförsel av el. Det studerade området visas i Figur 6.4.



Figur 6.4. Plan över det planerade området i Kongahälla [15].

En förstudie av ett storskaligt solcellssystem i området har nyligen genomförts [16], vilken utgår från placering av solcellerna på KF:s fastighet (den stora ytan markerad med siffran 15). Här följer en detaljerad simulering av det föreslagna systemet i beräkningsverktyget, vilken framför allt kan ge kompletterande information om elanvändningen och ekonomin hos systemet.

6.2.1 Geografisk plats och albedo

Systemet simuleras med beräkningsverktygets inbyggda STRÅNG-data för Göteborg. Albedovärden sätts till 0.5 under vintermånaderna och 0.2 under sommarmånaderna.

6.2.2 Byggnaden och dess uppskattade elanvändning

KF:s byggnad är orienterad ungefär 30° åt öster och har en uppskattad takyta på 18 750 m². Om man utgår från samma yta för att beräkna elanvändningen i lokalen och om man antar att elanvändningen är omkring 100 kWh/m² för en modern anläggning med livsmedelsförsäljning [17], skulle den årliga

elanvändningen vara omkring 1.9 GWh. Antar man uppvärmning med fjärrvärme bör elanvändningsprofilen stämma väl överens med profilen för lokaler i beräkningsverktyget, som får skalas upp med en faktor 3.75.

6.2.3 Solcellssystemet

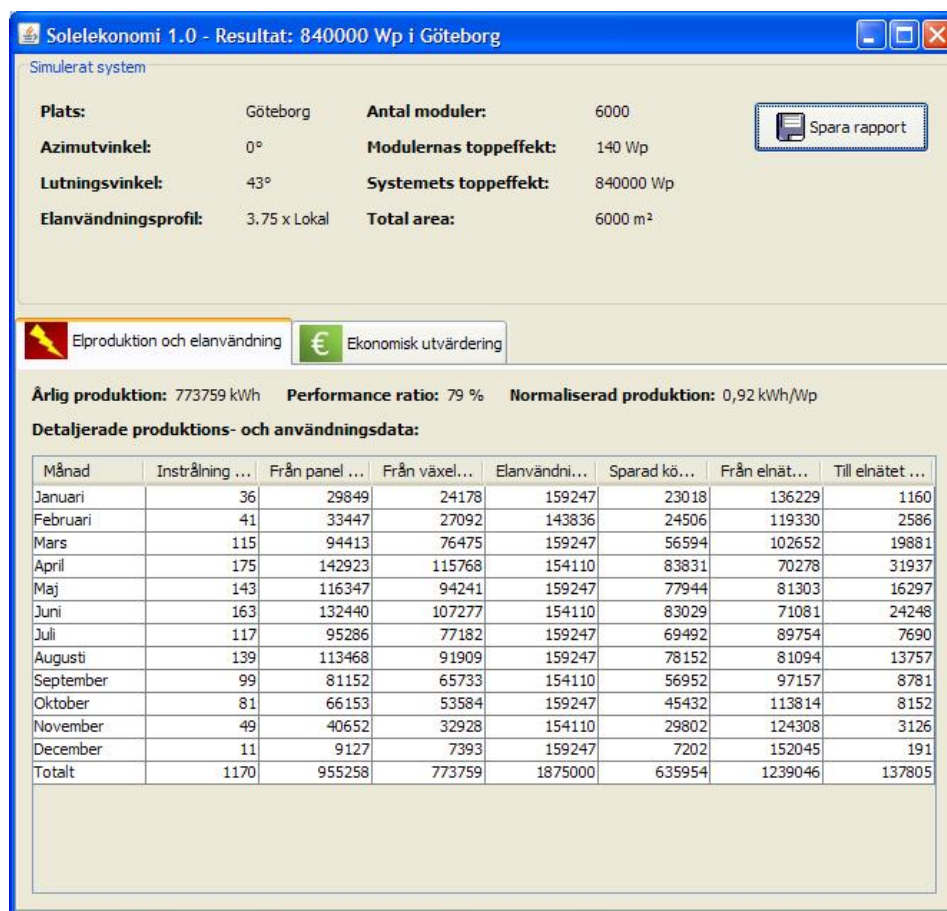
Det mest intressanta alternativet enligt förstudien är ett system med lutande och södervända solcellsmoduler, vilka skulle kunna uppgå till 6000 m² med hänsyn tagen till att en del av takytan upptas till andra ändamål och, framför allt, att de separata solcellspanelerna placeras på avstånd från varandra, så att de inte skuggar varandra. Optimal lutning är 43° (vilket kan testas i beräkningsverktyget). Lutningen beror på antaget albedo. Om albedo istället skulle vara nära noll skulle optimal lutning vara 38-39°. Byggnaden är, som framgick ovan, orienterad omkring 30° åt öster. Orientering i sydöstlig eller sydvästlig riktning inverkar i allmänhet inte kritiskt på årlig produktion inom ± 45° från söder. Om solcellsmodulerna orienteras rakt åt söder (och med standardinställningar i övrigt) kommer de att generera 129 kWh/m² (0.92 Wh/W_p). Om de istället följer byggnadens orientering kommer de att generera 124 kWh/m² (0.88 Wh/W_p). I det följande antas att de, liksom i förstudien, är södervända. Med standardinställningarna för solcellsmoduler installeras 6000 moduler, vilket ger en yta på 6000 m² och en toppeffekt på 840 kW_p.

6.2.4 Resultat – elproduktion och användning

I figur 6.5 nedan visas resultaten i beräkningsverktyget från en simulering av ett system med parametrarna ovan. 774 MWh el kommer att produceras årligen. Det täcker, på årsbasis, knappt hälften av den antagna elförbrukningen i fastigheten, som är 1 875 MWh. Den el som sparas internt i fastigheten är 636 MWh, alltså ungefär 80 % av solelproduktionen, medan 20 % av produktionen levereras till elnätet. Efter installation av solcellssystemet kommer 1 239 MWh att köpas från elnätet, det vill säga 34 % mindre än tidigare.

6.2.5 Resultat – ekonomi för systemet

I förstudien för Kongahälla räknar man med att ett större system som uppförs i Sverige under 2011-2012 ska kunna uppföras för 3 Euro/W, vilket är något lägre än det som antas för moduler plus växelriktare i beräkningsverktyget. För enkelhets skull räknar vi fortsättningsvis med samma värde som i förstudien. Stöd på 12 MSEK eller 47.6 % av investeringskostnaden har beviljats för anläggningen från Hållbara städer, vilket antas i beräkningarna. Det förefaller egentligen endast vara ett alternativ för hantering av den producerade elen som är intressant om KF själv äger anläggningen, nämligen att använda elen i första hand internt och sälja överskottet. Figur 6.6 visar det ekonomiska utfallet om man använder standardantagandena för lån och antar att elcertifikat (0.3 kr/kWh) kan fås för hela produktionen (man får i beräkningsverktyget lösa det genom att detta värde läggs till sälj- och köppris). Den årliga utgiften blir 0.94 Mkr och det årliga produktionsvärdet 1.10 Mkr, vilket innebär att systemet går jämnt upp ekonomiskt.



Figur 6.5. Elproduktion och elanvändning för ett solcellssystem på 6000 m² i Kongahälla.

Soleleekonomi 1.0 - Resultat: 840000 Wp i Göteborg

Simulerat system

Plats:	Göteborg	Antal moduler:	6000
Azimutvinkel:	0°	Modulernas topeffekt:	140 Wp
Lutningsvinkel:	43°	Systemets topeffekt:	840000 Wp
Elanvändningsprofil:	3.75 x Lokal	Total area:	6000 m ²

 Spara rapport

 Elproduktion och elanvändning  Ekonomisk utvärdering

Kostnader och priser

Modulkostnad [kr]:	4 200
Växelriktarkostnad [kr]:	0
Övriga kostnader [kr]:	0
Underhåll [kr/år]:	0
Investeringsstöd [%]:	47,6
Säljpris för el [kr/kWh]:	0,8
Köppris för el [kr/kWh]:	1,55

Lån

Ränta [%]:	5
Livslängd / lånetid [år]:	25

Debiteringsalternativ

- ☒ Utan nettodebitering
- ☐ Månadsvis nettodebitering
- ☐ Årsvis nettodebitering

Resultat

Total investeringskostnad [kr]:	13204800	Produktionsvärde [kr/kWh]:	1,42
Årlig utgift [kr]:	936913,01	Årligt produktionsvärde [kr]:	1095972,63

Figur 6.6. Ekonomisk utvärdering av Kongahällssystemet.

7 Slutdiskussion

Rapporten har visat hur ett beräkningsverktyg för optimering och ekonomisk utvärdering av solcellssystem har utvecklats, validerats och testats, samt implementerats i ett publikt format. Ett par exempel på tillämpningar av modellen har också presenterats. Sammantaget visar rapporten att verktyget kan användas för att mycket enkelt och snabbt ge en första bedömningsgrund vid projektering av solcellssystem.

De begränsningar som finns i modellen är viktiga att känna till. Dessa är framför allt att modellen inte tar hänsyn till skuggning av solcellssystemen, att temperaturpåverkan på solcellernas verkningsgrad inte finns med i den slutliga implementeringen på grund av brist på fritt tillgängliga temperaturdata, samt att systemkomponenter inte är modellerade i detalj. Vid en mer detaljerad analys av hur solcellerna ska integreras i en byggnad, då temperaturens inverkan får betydelse, bör simuleringar göras där temperaturberoendet tas med.

Beräkningsverktygets styrkor, jämfört med andra fritt tillgängliga program, är den detaljerade beräkningen av matchningen mellan elanvändning och elproduktion, den flexibla ekonomiska utvärderingen och den generella avvägningen mellan detaljnivå och enkelhet som gör att det går snabbt att köra simuleringar och göra ekonomiska beräkningar.

Programmet kommer att finnas fritt tillgängligt på SolEI-programmets projekteringsverktyg.

Referenser

- 1 Projekteringsverktyg, SolEl-programmet:
<http://www.solelprogrammet.se/Projekteringsverktyg/> (2011-01-14).
- 2 Widén, J., System Studies and Simulations of Distributed Photovoltaics in Sweden. Doktorsavhandling, Institutionen för teknikvetenskaper, Uppsala universitet, 2010.
- 3 MathWorks – MATLAB and Simulink for Technical Computing:
<http://www.mathworks.com/> (2011-01-14).
- 4 PVSYST – Software for photovoltaic systems:
<http://www.pvsyst.com> (2011-01-14).
- 5 Energimyndigheten – Tester av solcellssystem:
<http://www.energimyndigheten.se/sv/Hushall/Tester/Testresultat/Solcells-system-/> (2011-01-14).
- 6 Oracle Technology Network for Java Developers:
<http://www.oracle.com/technetwork/java/index.html> (2011-01-14).
- 7 Perers, B., Översikt av PV-simuleringsprogram, Elforsk rapport 07:13.
- 8 Norton, B. et al., Enhancing the performance of building integrated photovoltaics, Solar Energy (2010), In Press, Corrected Proof.
- 9 Widén, J. et al., Impacts of different data averaging times on statistical analysis of distributed domestic photovoltaic systems, Solar Energy 84 (2010), 492–500.
- 10 STRÅNG: <http://strang.smhi.se/> (2011-01-14).
- 11 Duffie, J.A. & Beckman, W.A., Solar Engineering of Thermal Processes, Third Edition, John Wiley & Sons, Inc., 2006.
- 12 Perers, B., "The solar resource in cold climates", i Ross, M. & Royer, J. (red.), Photovoltaics in Cold Climates, James & James (Science Publishers) Ltd., 1999.
- 13 Meteonorm – Global Solar Radiation Database:
<http://www.meteonorm.com/pages/en/meteonorm.php> (2011-01-14).
- 14 Karlsson, B., Molin, A., Stridh, B., Widén, J., Konsekvenser av avräkningsperiodens längd vid nettodebitering av solel. Rapport till Elforsk.

- 15 Detaljplan för Kongahälla: http://www.kungalv.se/bygga-och-bo/Fysisk_planering/Detaljplaner/Detaljplan_for_Kongahalla/ (2011-01-14).
- 16 Dalenbäck, J.-O., Förstudie – Solcellsanläggning Kongahälla, 2010-11-29.
- 17 Energimyndigheten, Energianvändning i handelslokaler. Rapport ER2010:17. Eskilstuna, 2010.
- 18 King, D.L. et al., Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1998.
- 19 Fanney, A.H. et al., Comparison of photovoltaic module performance measurements, Transactions of the ASME 128 (2006), 152–159.
- 20 Green, M.A., Solar Cells – Operating Principles, Technology and System Applications, The University of New South Wales, 1998.
- 21 Evans, D.L., Simplified method for predicting photovoltaic array output, Solar Energy 27 (1981), 555–560.

Appendix A: Detailed model description

This appendix shows in detail how the different computations in the general model structure summarized in Section 3 are performed. In practice, radiation and photovoltaic conversion calculations are done on series of hourly climate data. As the models involved are not dynamic with respect to time (*i.e.* the behavior of the photovoltaic system in a certain time step does not depend on previous time steps) all calculations shown here are for one single time step if not stated otherwise. For this reason, indices denoting time are also skipped in most of the text.

A1. Radiation components on the tilted plane

In this section, most of the mathematical modeling is based on [2], and originally on [11]; in other cases references are made to the specific source. To determine the incident radiation on the tilted surface of a solar cell, the radiation components on the horizontal plane have to be transposed to the tilted plane. That is, from beam radiation G_b and diffuse radiation G_d on the horizontal plane, a total radiation on the tilted surface

$$G_T = G_{bT} + G_{dT} + G_{gT}$$

is calculated, where G_{bT} and G_{dT} are beam and diffuse radiation on the tilted plane, and G_{gT} is ground-reflected radiation.

Time-keeping

In normal climate data series, time is recorded as the standard time for the time zone in question. For solar modeling, standard time has to be converted into solar time, according to the relationship

$$t_s = t_{st} + 4(L_{st} - L_{loc}) + E(n)$$

where t_{st} is the standard time, L_{st} is the standard meridian and L_{loc} is the longitude of the location. $E(n)$ is called the equation of time, dependent on the day of the year n , and is a correction for the variation in the length of the solar day. An empirical relationship is used. Time is reflected in the hour angle, which is the angular displacement of the sun relative to the local meridian:

$$\omega = 15 \left(\frac{t_s}{60} - 12 \right)$$

Angle of incidence

The angle of incidence of the sunlight at any time is calculated from standard formulas, as a trigonometric function of latitude φ , declination δ , surface tilt β , azimuth angle γ and hour angle ω :

$$\cos \theta = f(\varphi, \delta, \beta, \gamma, \omega)$$

Of these parameters, δ is a function of the day of the year, which means that φ , β and γ have to be defined for the specific site and surface orientation. For radiation onto the horizontal plane, the expression simplifies into

$$\cos \theta_z = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta$$

where θ_z is called the zenith angle of incidence.

Horizon

The horizon determines when the sun sets and rises. For the horizontal plane, the hour angle at which the sun sets is determined by setting $\theta_z = 90^\circ$ in the expression for $\cos \theta_z$, yielding:

$$\cos \omega_s = -\tan \varphi \tan \delta$$

For a uniformly elevated skyline, defined by a constant horizon incidence angle θ_h , the sunset hour angle is instead defined by (setting $\theta_z = \theta_h$):

$$\cos \omega_s = \frac{\cos \theta_h - \sin \varphi \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta}$$

The sunrise hour angle is simply $\omega_r = -\omega_s$. The sunrise and sunset hour angles are used to determine the fraction of time when the sun is up in intervals with sunrise or sunset, to correct beam radiation for elevated skylines and to calculate extraterrestrial radiation.

Beam radiation

To calculate beam radiation on a tilted surface, radiation on the horizontal plane is weighted by the geometric factor

$$R_b = \frac{G_{bT}}{G_b} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

When the skyline is elevated, beam radiation is cut off when the sun is below the raised skyline (determined by the sunrise and sunset hour angles). Diffuse radiation is available as long as $\theta_z < 90^\circ$.

Diffuse radiation

Diffuse radiation on the tilted plane is calculated using the Hay and Davies model:

$$G_{dT} = G_d \left((1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + A_i R_b \right)$$

where the anisotropy index A_i is defined as the ratio between the incident beam radiation and the extraterrestrial radiation I_0 on the horizontal plane:

$$A_i = \frac{G_b}{G_0}$$

The extraterrestrial radiation on horizontal plane is calculated as a function of the solar constant G_{sc} , which is the radiation flux at the mean sun-earth distance, the day of the year and the zenith angle of incidence:

$$G_0 = f(G_{sc}, n, \theta_z)$$

The exact formula, including an integration over each hour angle interval, limited by the sunrise and sunset hour angles where necessary, is given in [11].

Ground-reflected radiation

Reflected radiation from the ground (and the surroundings) onto a tilted surface is calculated based on the view factor to the ground of the surface:

$$G_{gT} = G \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

where $G = G_b + G_d$ is the global radiation on the horizontal plane and ρ_g is the albedo or ground reflectance.

A2. Photovoltaic power conversion

Reflection losses / incidence angle modifier (IAM)

The amount of absorbed radiation depends on the incidence angle. As the incidence angle increases, less radiation is absorbed and at incidence angles higher than 60° a substantial part of the radiation is reflected. This angular dependence is described by the incidence angle modifier (IAM), which is the ratio of absorbed radiation at a certain incidence angle to the absorbed radiation at normal incidence. A fifth-degree polynomial function is given by King et al. [18]:

$$K_{\tau\alpha} = \sum_{i=0}^5 b_i \theta^i$$

The coefficients b_i are fitted to measurement data, e.g. in [19]. Taking this into account, the modified radiation components are:

$$\begin{aligned} \hat{G}_{bT} &= K_{\tau\alpha}(\theta) R_b G_b \\ \hat{G}_{dT} &= G_d \left(K_{\tau\alpha}(\theta_d) (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + K_{\tau\alpha}(\theta) A_i R_b \right) \\ \hat{G}_{gT} &= K_{\tau\alpha}(\theta_g) G \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \end{aligned}$$

where θ_d and θ_g are effective angles of incidence for isotropic and ground-reflected radiation, respectively. They are empirically related to the tilt angle β [11]:

$$\begin{aligned} \theta_d &= 59.7 - 0.1388\beta + 0.001497\beta^2 \\ \theta_g &= 90 - 0.5788\beta + 0.002693\beta^2 \end{aligned}$$

The total incident radiation on the tilted plane, subject to reflection losses, is then $\hat{G}_T = \hat{G}_{bT} + \hat{G}_{dT} + \hat{G}_{gT}$.

Power conversion efficiency

The conversion efficiency of a photovoltaic module is typically measured at standard test conditions (STC): module temperature $T_{c,STC} = 25^\circ\text{C}$ and incident radiation $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$. Given the power output P_{STC} at these conditions, the reference efficiency is:

$$\eta_{STC} = \frac{P_{STC}}{A_m G_{STC}}$$

where A_m is the module area.

Temperature dependence

As the module temperature rises, the efficiency of the solar cell decreases. For crystalline silicon, this loss of efficiency (a.k.a. the temperature coefficient) is around $0.4\% \text{ K}^{-1}$ [8,20]. The module temperature depends both on the incident radiation and on the ambient temperature. To obtain a simplified description of the temperature dependence, the efficiency of the solar cell can be described as a deviance from a reference value [11,21]:

$$\eta_c = \eta_{STC} (1 - \mu(T_c - T_{c,STC}))$$

where η_{ref} is the reference efficiency, μ is the temperature coefficient of the efficiency and T_c is the cell temperature. The relationship between cell temperature and ambient temperature can be determined from the energy balance of the solar cell:

$$(\tau\alpha)_n \hat{G}_T = \eta_c \hat{G}_T + U_L(T_c - T_a)$$

where $(\tau\alpha)_n$ is the transmission-absorption product, $\hat{G}_T$ is the incident radiation subject to reflection losses, U_L is a loss coefficient describing the losses by convection and radiation from the top and bottom of the cell and conduction through mounting frames, and T_a is the ambient temperature. The left-hand side of the equation describes the power that reaches the cell through the cover material. As described by the right-hand side of the equation, this power is either converted to electricity or lost to the surroundings. The equation can be solved for the cell temperature:

$$T_c = T_a + \hat{G}_T \frac{(\tau\alpha)_n}{U_L} \left(1 - \frac{\eta_c}{(\tau\alpha)_n}\right)$$

The factor $(\tau\alpha)_n/U_L$ can be determined from NOCT measurements (setting $\eta_c = 0$ in the equation above), giving:

$$\frac{(\tau\alpha)_n}{U_L} = \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{NOCT}}$$

Now, if these expressions are substituted into the expression for η_c above, and if we assume as in [11] that $\eta_c/(\tau\alpha)_n \approx \eta_{ref}$, an expression for the power conversion efficiency is:

$$\eta_c = \eta_{STC} \left[1 - \mu \left(T_a - T_{c,STC} + \hat{G}_T \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{NOCT}} (1 - \eta_{STC}) \right) \right]$$

Additional array and equipment losses

Additional losses in the photovoltaic array include ohmic losses, mismatch losses and low irradiance losses [8]. External factors, such as soiling and shading of the array, further reduce the efficiency. Without a more complex model of the solar cell, and of the surroundings, these factors are difficult to model in detail. Instead, additional losses can be included by adding a constant loss factor q_{add} . Efficiency of additional equipment η_e , mainly the inverter, can also be added as a constant factor. With these additions, the conversion efficiency equals $\eta_c(1 - q_{add})\eta_e$.

Power output and performance of the photovoltaic system

With N being the number of modules, the output of the photovoltaic system is:

$$P = NA_m \hat{G}_T \eta_c (1 - q_{add}) \eta_e$$

and the normalized output is

$$P_p = \frac{P}{NP_{STC}}$$

Considering the total annual production, the *performance ratio* of the system is defined as the actual output from the system, divided by the theoretical production without any losses; that is if the solar cells always operated at their rated efficiency:

$$PR = \frac{\sum_i P_i}{\sum_i NA_m G_{Ti} \eta_{ref}}$$

where the index i denotes the sub-annual time steps (typically hours). Noting that $\eta_{ref} = P_{STC}/(A_m G_{STC})$, the PR can also be written as

$$\frac{\sum_i P_i}{\sum_i NA_m G_{Ti} \frac{P_{STC}}{A_m G_{STC}}} = \frac{\sum_i P_i}{NP_{STC}} \frac{G_{STC}}{\sum_i G_{Ti}} = Y_f / Y_r$$

where $Y_f = \sum_i P_i / (NP_{STC})$ is the normalized annual yield in kWh/kW_p, or the equivalent hours with production at the rated power, and $Y_r = \sum_i G_{Ti} / G_{STC}$ is the reference yield, or the equivalent hours at the reference irradiance.

A3. Electricity use and load matching

Net production and demand

In the following definitions, it is assumed that we have annual load and photovoltaic production series with an hourly resolution L_i and P_i , $i = 1, \dots, 8760$. The net production and load are then

$$\tilde{P}_i = \max[0, P_i - L_i]$$

$$\tilde{L}_i = \max[0, L_i - P_i]$$

and the matching part, which is the load that the photovoltaic system covers directly, is

$$P_i - \tilde{P}_i = L_i - \tilde{L}_i$$

From this, the annual *solar fraction* of the system can be obtained as:

$$SF = \frac{\sum_{i=1}^{8760} (P_i - \tilde{P}_i)}{\sum_{i=1}^{8760} L_i}$$

Net matching over longer time periods

In economical calculations, net matching between production and load is sometimes needed. This is obtained analogously to the above calculations, but with totals over longer time intervals, e.g. monthly:

$$\tilde{P}_m = \max\left[0, \sum (P_i - L_i)\right]$$

$$m = 1, \dots, 12$$

A4. Economics

A simplified economic evaluation is outlined here. An annuity loan is assumed and a balance of annual incomes and expenses are calculated for different measurement and debiting alternatives.

Investment and loan

A basic set of investment costs are defined:

Module cost	C_m
Inverter cost	C_{inv}
Additional	C_a

We can also assume a total government investment subsidy S . The total investment cost is then:

$$C_0 = N \times C_m + C_{inv} + C_a - S$$

With an annuity loan with an annual interest rate p and a loan period (assumed equal to the lifetime of the system) of n years, the annuity is

$$A = C_0 \times \frac{p}{1 - (1 + p)^{-n}}$$

This is the constant annual expense, which for cost-effectiveness must be balanced by the annual income from sold electricity or saved demand.

Value of produced electricity

Three different alternatives for metering and debiting are considered here: (1) metering and selling of net production to market price, (2) net metering and debiting and (3) separate metering and selling of production. In the first two cases, the demand profile influences the value, but not in the third case.

Metering and selling of net production:

In this case the instantaneous net production is measured and sold to the market selling price. Some production matches the demand directly and saves electricity. This part of the production is worth the buying price. The (eventual) remaining part which is sold is worth the selling price. The total annual value of the production is:

$$C_p = C_s \sum_{i=1}^{8760} \tilde{P}_i + C_b \sum_{i=1}^{8760} (P_i - \tilde{P}_i)$$

where C_s and C_b are selling and buying prices for electricity, respectively.

Net metering and debiting:

This is analogous to the previous case, but with a balance period that could typically be a month or a year. With this alternative, net production is subtracted from net demand. In practice, this is the same thing as rolling the meter backwards when there is a net production. With a monthly balance period, the total value of the production is:

$$C_p = C_s \sum_{m=1}^{12} \tilde{P}_m + C_b \sum_{m=1}^{12} (P_m - \tilde{P}_m)$$

Separate metering and selling of production:

In this case, the production is sold separately and the matching to the load has no influence. The value of the production is simply:

$$C_p = C_s \sum_{i=1}^{8760} P_i$$

This calculation does not require any load profile to be defined.

Appendix B: Nomenclature

In the following list, all symbols used in the model description are listed and explained. Indices i or m , which indicate hourly or monthly values and are included in the model description, are omitted here.

Symbol	Description
G_b	Beam radiation on the horizontal plane
G_d	Diffuse radiation on the horizontal plane
G	Global radiation on the horizontal plane
G_{bT}	Beam radiation on the tilted plane
G_{dT}	Diffuse radiation on the tilted plane
G_{gT}	Ground-reflected radiation on the tilted plane
G_T	Global radiation on the tilted plane
t_s	Solar time
t_{st}	Local standard time
L_{st}	Local standard meridian
L_{loc}	Local longitude
$E(n)$	Equation of time
n	Day of the year
ω	Hour angle
φ	Latitude
δ	Declination
β	Tilt angle of the PV panel
γ	Azimuth angle of the PV panel
θ	Incidence angle
θ_z	Zenith incidence angle
ω_s	Sunset hour angle
ω_r	Sunrise hour angle
R_b	Geometric factor
θ_h	Horizon angle
A_i	Anisotropy index
G_0	Extraterrestrial radiation

G_{sc}	Solar constant
ρ_g	Albedo
$K_{\tau\alpha}$	Incidence angle modifier (IAM)
b_i	IAM polynomial coefficients
θ_d	Effective incidence angle for diffuse radiation
θ_g	Effective incidence angle for ground-reflected radiation
$\hat{G}_{bT}$	Beam radiation after reflection losses
$\hat{G}_{dT}$	Diffuse radiation after reflection losses
$\hat{G}_{gT}$	Ground-reflected radiation after reflection losses
T_{STC}	Module temperature at STC
G_{STC}	Incident radiation at STC
P_{STC}	Module power output at STC
A_m	Module area
η_{ref}	Reference module conversion efficiency at STC
η_c	Temperature-corrected conversion efficiency
μ	Temperature coefficient of conversion efficiency
T_c	Module temperature
T_a	Ambient temperature
$(\tau\alpha)_n$	Transmission-absorption product
U_L	Thermal loss coefficient
$T_{c,NOCT}$	Module temperature at NOCT
$T_{a,NOCT}$	Ambient temperature at NOCT
G_{NOCT}	Incident radiation at NOCT
q_{add}	Additional array losses
η_e	Efficiency of system components
N	Number of modules in the PV array
P	Photovoltaic system output
P_p	Normalized output
PR	Performance ratio
Y_f	Normalized annual yield
Y_r	Reference yield
L	Load

$\tilde{P}$	Net production
$\tilde{L}$	Net load
SF	Solar fraction
C_m	Module cost
C_{inv}	Inverter cost
C_a	Additional costs
S	Investment subsidy
C_0	Total investment
p	Annual annuity loan interest rate
n	Number of years of operation and loan duration
A	Annuity
C_P	Value of production
C_s	Electricity selling price
C_b	Electricity buying price

Appendix C: Input and parameter data types

The following is a list of all inputs that have to be defined with numerical values in the general model structure summarized in Section 3, either as input data series or as parameters. Input data that are provided by meteorological data series are indicated by 'Meteo data' in the 'Type' field. Parameters that *must* be defined by the user of the model are indicated with 'User'. Other parameters, indicated by 'Predefined' should be possible to alter by the user, but have a default value in the model. Parameters that are included as unchangeable constants are indicated by 'Constant'. Ambient temperature is 'Optional', as it is only included if the user provides hourly temperature data. Indices are indicated when applicable and the range of the indices are given in the 'Dimension' field. Units are given in all cases and predefined values are shown for predefined parameters and constants. 'User' parameters are highlighted in grey. *Note: Parameters not used in the final Java implementation are indicated by *.*

Symbol	Parameter	Type	Dimension	Predefined value	Unit
$G_{b,i}$	Beam radiation on the horizontal plane	Meteo data	$i = 1, \dots, 8760$	–	[W/m ²]
$G_{d,i}$	Diffuse radiation on the horizontal plane	Meteo data	$i = 1, \dots, 8760$	–	[W/m ²]
$t_{st,i}$	Local standard time	Meteo data	$i = 1, \dots, 8760$	–	[W/m ²]
L_{st}	Local standard meridian	Meteo data	1	–	[°]
L_{loc}	Local longitude	Meteo data	1	–	[°]
n_i	Day of the year	Meteo data	$i = 1, \dots, 8760$	–	[·]
φ	Latitude	Meteo data	1	–	[°]
β	Tilt angle of the PV panel	User	1	–	[°]
γ	Azimuth angle of the PV panel	User	1	–	[°]
θ_h^*	Horizon angle	Predefined	1	0	[°]
G_{sc}	Solar constant	Constant	1	1367	[W/m ²]
$\rho_{g,m}$	Albedo	Predefined	$m = 1, \dots, 12$	0.2 (Mar-Oct), 0.5 (Oct-Feb)	[·]
T_{STC}^*	Module temperature at STC	Constant	1	25	[°C]

G_{STC}	Incident radiation at STC	Constant	1	1000	[W/m ²]
P_{STC}	Module power output at STC	User	1	–	[W]
A_m	Module area	User	1	–	[m ²]
N	Number of modules in the PV array	User	1	–	[·]
μ^*	Temperature coefficient of conversion efficiency	Predefined	1	0.004	[°C ⁻¹]
$T_{a,i}^*$	Ambient temperature	Optional	$i = 1, \dots, 8760$	–	[°C]
$T_{c,NOCT}^*$	Module temperature at NOCT	Predefined	1	46	[°C]
$T_{a,NOCT}^*$	Ambient temperature at NOCT	Constant	1	20	[°C]
G_{NOCT}^*	Incident radiation at NOCT	Constant	1	800	[W]
q_{add}	Additional array losses	Predefined	1	0.1	[·]
η_e	Efficiency of system components	Predefined	1	0.9	[·]
L_i	Load	Predefined	$i = 1, \dots, 8760$	0	[W]
C_m	Module cost	User	1	–	[SEK]
C_{inv}	Inverter cost	User	1	–	[SEK]
C_a	Additional costs	User	1	–	[SEK]
S	Investment subsidy	Predefined	1	0	[SEK]
p	Annual annuity loan interest rate	Predefined	1	0.05	[·]
n	Number of years of operation and loan duration	Predefined	1	25	[·]
C_s	Electricity selling price	Predefined	1	0.4	[SEK]
C_b	Electricity buying price	Predefined	1	1.2	[SEK]

Appendix D: Input data and parameters for validation

The following input data and parameter values were used in the validation simulations. If not specified here, the same values as in Appendix C were used. No economical calculations were made, as only the energy performance was validated, which is why the economical parameters are not specified.

Input data / parameter	Source / value
$G_{b,i}, G_{d,i}, t_{st,i}, n_i, L_{st}, L_{loc}, \varphi, T_{a,i}$	METEONORM 5.0 for Stockholm, Sweden
β	45°
γ	0°
P_{STC}	100 W
A_m	0,84 m ²
N	24

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se