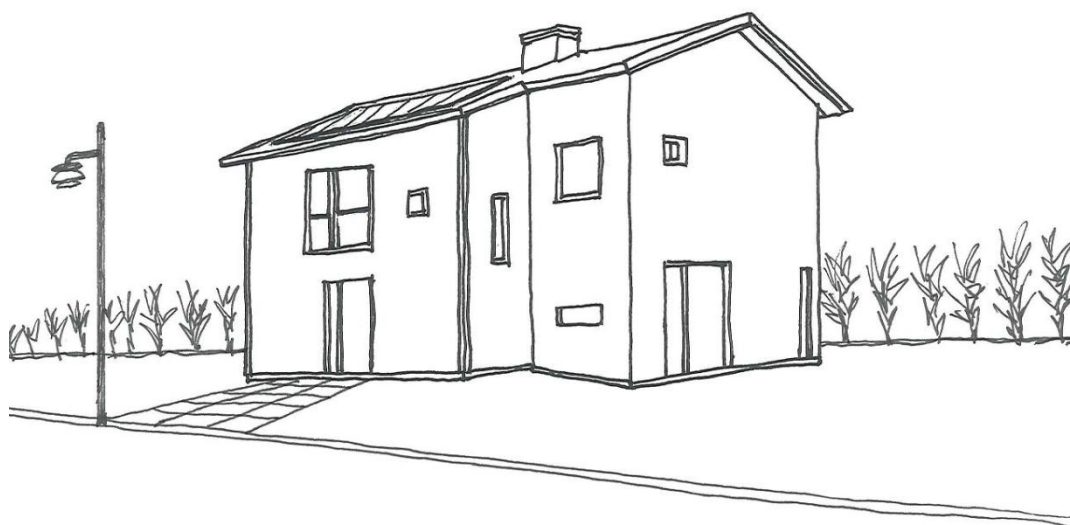


AKADEMIN FÖR TEKNIK OCH MILJÖ

Egenproducerad solcell i ett småhusområde



Anders Englund & Sara Sundholm

Juni 2010

Titel: Egenproducerad solex i ett småhusområde
Omslagsbild: Egen skiss av JM:s typhus modell F

Akademin för teknik och miljö
Högskolan i Gävle
801 76 Gävle
Sverige

2010 Anders Englund, Sara Sundholm, Högskolan i Gävle

Abstract

In the year 2020, Sweden has a target of 50 % renewable energy. The main source for renewable energy is the sun. Today an investment in solar energy is expensive and current regulation and legislation complicates the ability to utilize self-produced energy in form of electricity.

The construction company JM builds energy efficient buildings and wishes to investigate the possibility to implement solar energy systems on detached houses to contribute to the usage of renewable energy. This final thesis has been carried out to investigate if photovoltaic (PV) electricity can be a competitive product for JM to offer when selling their houses to the market. In this paper a secluded geographical area has been used together with as a specific type of villa.

Existing solar panel technology has been studied and a system compatible with the chosen house has been constructed. There are several types of solar panels on the market and in this paper polycrystalline solar panels were selected based on information from suppliers. In order to dimension the system, a number of parameters were evaluated; location, orientation and tilt angles. Two different methods applied on four different scenarios have been used to consider the potential profit of the investment. These scenarios are all using grid-connected systems where two of them are based on today's regulations and the other two are based on a future scenario where net debit is possible.

JM also wished to perform a study of a cooperative PV system, shared and owned by several house-owners. In this particular area 16 of 35 houses are suitable for solar panels depending on their placement in relation to the sun.

The result shows that an investment in solar produced electricity is not justifiable today, from a financial point of view. The ROI, including a government subsidy of 60 %, is still 20 years. To make these investments affordable, based on today's cost levels and technology, a change in regulations and long-term subsidies are needed.. A cooperative system creates lower investment per house, further increasing the likelihood of a profitable solution and thus opening up for more solar energy systems.

Keywords: *photovoltaic energy, solar panel, net debit, self produced electricity, cooperative PV system, renewable energy*

Sammanfattning

Sverige ska år 2020 ha en energiförsörjning bestående av 50 % förnybara energikällor. Den viktigaste källan till förnybar energi är solen. Solcell är dock en dyr investering idag och gällande regelverk försvårar möjligheterna till att tillgodoräkna sig egenproducerad el.

Byggföretaget JM bygger redan hus med låg energianvändning. Ett sätt att bidra till ett förnybart energianvändande är att installera system som producerar egen el till husen. Detta arbete har genomförts för att undersöka om solcell kan komma att bli en konkurrenskraftig produkt att erbjuda JM:s husköpare. I arbetet har ett specifikt område och en av företagets typhusmodeller studerats.

Dagens solcellsteknik har studerats och ett system för huset har komponerats. Det finns ett flertal typer av solceller men i detta arbete har polykristallina solceller valts utifrån det offertförslag som legat till grund för arbetet. För att kunna dimensionera anläggningen har placering, orientering och solvinklar undersökts. Genom att välja en anläggning har investeringskalkyler och simuleringar kunnat utföras för ett par olika scenarier. Samtliga scenarier bygger på nätanslutna system men skiljer sig mellan dagens regelverk och ett framtida scenario med nettodebitering, dvs. kvittning av egenproducerad el och köpt el.

Från JM:s sida har det funnits önskemål om att studera hur ett bostadsområde skulle kunna dela på en solcellsanläggning genom ett samfällt system. Den samfälliga anläggningen har dimensionerats utifrån fullgott solläge. I aktuellt område innebar det att 16 av 35 hus är lämpligt placerade mot solen, detta kan dock skilja mellan olika områden.

Resultatet visar att en investering i solcell är svår att försvara idag. Med ett statligt stöd på 60 % är återbetalningstiden likväl 20 år. Med ett förändrat regelverk och ett långsiktigt stöd skulle det kunna bli ekonomiskt lönsamt. Genom att solcellstekniken blir billigare och elpriset stiger förbättras läget för solcellen. Investeringskostnaden blir lägre per person och öppnar därmed upp för fler investerare.

Nyckelord: *solcell, solcell, nettodebitering, egenproducerad el, samfällad solcellsanläggning, förnybar energi*

Förord

Detta examensarbete har utförts under våra sista tio veckor på den treåriga byggnadsingenjörsutbildningen vid Högskolan i Gävle. Arbetet har utförts på uppdrag av JM AB och deras Tekniska avdelning vid huvudkontoret i Solna, Stockholm.

Först av allt vill vi tacka våra handledare på JM. Först och främst företagets tekniska chef, Åsa Lehto, för att hon trodde på oss och för att hon kom med den här idén. Vi vill även tacka hennes kollega Åsa Carlsson för bra stöd och många utvecklande kommentarer under arbetets gång.

Den utbildning vi nu avslutar har givit en inblick i byggnaders energianvändning och deras miljöpåverkan. I våra kommande arbeten som byggnadsingenjörer har vi ett stort ansvar för byggnaders energibehov. Att få möjlighet att bredda kunskaperna inom solenergi har varit lärorikt och stimulerande. Det här arbetet ligger inom ett område som till stora delar varit nya för oss. Det har därför varit viktigt att hitta människor med stor kunskap och djup förståelse för ämnet. Till arbetet knöt vi tidigt en experthandledare, Björn Karlsson, professor i solenergiteknik vid Lunds universitet samt vid Högskolan i Gävle. Han har tillhandahållit många uppgifter och hjälpt oss vidare i många frågeställningar. Ett innerligt tack vill vi tillägna honom för att han tagit sig tid att hjälpa oss.

Vi vill även tacka vår handledare Ola Norrman Eriksson för bra tips och idéer under projektiden, främst i arbetet med rapporten. Utöver ovan nämnda namn finns det många fler som bidragit till att göra detta arbete möjligt. Ett stort tack även till er.

Gävle 2010-05-28

Anders Englund & Sara Sundholm

Innehållsförteckning

Begreppsdefinitioner.....	1
1 Inledning.....	3
1.1 Bakgrund.....	3
1.2 Problem.....	4
1.3 Syfte.....	4
1.4 Mål.....	5
1.5 Avgränsning.....	5
2 Metod.....	6
3 Teoretisk bakgrund.....	7
3.1 Bostäders energianvändning i Sverige.....	7
3.2 Solenergi.....	8
3.3 Solceller – teknik och funktion.....	10
3.3.1 Dimensionering.....	12
3.3.2 Verkningsgrad.....	12
3.3.3 Placering & orientering.....	12
3.3.4 Skuggning.....	13
3.3.5 Mätning av elanvändning och elproduktion.....	13
3.3.6 Underhåll och nedsmutsning.....	13
3.3.7 Montering.....	13
3.3.8 Miljöpåverkan.....	14
3.4 Hot och möjligheter för solceller.....	14
3.5 Politiska styrmedel och incitament.....	15
3.5.1 Elcertifikatsystemet.....	15
3.5.2 Nettodebitering.....	16
3.5.3 Stödssystemet till solcellsinvesteringar.....	18
3.5.4 Inmatningstariffer.....	18
3.6 Investeringskalkyler.....	19
3.6.1 Ekonomistyrande teorier och investeringsmodeller.....	19
3.6.2 Dagens elpris.....	22

4	Effektivitet och lönsamhet i en solcellsanläggning	23
4.1	Huset och området.....	23
4.2	Solcellsanläggningen.....	24
4.2.1	Studerade scenarier.....	25
4.2.2	Anläggningens förutsättningar utifrån orientering	25
4.3	Dimensionering av anläggning.....	27
4.3.1	Enskilt system utifrån dagens förutsättningar	27
4.3.2	Enskilt system utifrån nettodebitering.....	30
4.3.3	Samfällt system utifrån dagens förutsättningar	30
4.3.4	Samfällt system utifrån nettodebitering.....	31
4.4	Anläggningens placering och påverkan.....	32
4.5	Investeringen – lönsam eller inte?.....	34
4.5.1	Kalkylförslag beräknat per m ² solcellsyta	36
4.5.2	Kalkylförslag för ett hus med dagens förutsättningar	39
4.5.3	Kalkylförslag för ett hus med nettodebitering.....	39
4.5.4	Kalkylförslag för en samfälld anläggning med dagens förutsättningar	40
4.5.5	Kalkylförslag för en samfälld anläggning med nettodebitering	40
4.6	Sammanställt resultat	41
5	Diskussion	42
5.1	Framtida studier.....	45
6	Slutsatser	46
	Referenser.....	47
	Bilaga A Illustrationsplan över Stångby	52
	Bilaga B Azimutvinklar.....	53
	Bilaga C Offertförslag från Modern Energi	54
	Bilaga D Simulering från WinSun.....	55
	Bilaga E Elproduktion.....	56
	Bilaga F Utdrag ur energiberäkningar för hus F	57

Begreppsdefinitioner

- Azimutvinkel:** Vinkeln från söder i det horisontella planet, där söder definieras som 0° , väst som 90° och öst som -90° .
- Bypass-dioder:** Dioder är komponenter som leder ström i en riktning. Bypass-dioder används för att förbikoppla solcellsmoduler med högt motstånd pga. skuggning.
- Egenproducent:** En producent av el för eget behov med ett säkringsabonnemang om max 63 A. En vanlig uttagskund med ett vanligt uttagsabonnemang.
- Elhandelsbolag:** Det företag som elkunden handlar el med, dvs. både köper av och säljer till. Ett fritt val på en fri, avreglerad marknad.
- Elnätsbolag:** Det företag som levererar elen på nätet. Myndighetsbaserad och styrd verksamhet. Ett fåtal aktörer i Sverige.
- Inmatningsabonnemang:** Ett abonnemang för att som elproducent få föra ut egenproducerad el på nätet.
- kW:** Kilowatt där Watt (W) är en SI-beteckning för storheten effekt.
- kWh:** Kilowattimme. Den el som förbrukas utifrån effekt och tid (effekt x tid)
- kWh/kWp:** Anger hur många kWh som en kWp solcell genererar vid standardiserade förhållanden.
- Tiltvinkel:** Solcellsmodulens vinkel räknad från horisonten mot zenit i det vertikala planet. I detta arbete kallat lutningen.
- Uttagspunkt:** Den anslutningspunkt där en elanvändare tar ut el för förbrukning.
- Verkningsgrad:** En storhet som visar på hur effektivt ett system omvandlar energi till nyttigt arbete.

Wt , Wp: Wt "Topp watt", engelskans Wp "Peak watt" är märkeffekten för solcellsmoduler och anger hur många watt, den maximala effekt, som en solcellsmodul genererar vid standardiserade och optimala förhållanden.

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Solen är en ständig och outtömlig energikälla som kan generera både värme och elektricitet. Energiutvinning från solen ger minimal miljöpåverkan. Utmaningen handlar om att kunna utnyttja energin på bästa sätt, dvs. att få bästa vinning även de dagar då solen inte skiner. (Energimyndigheten, 2004)

De förnybara energikällorna med solelen inräknad, är en väldebatterad fråga i den svenska, energipolitiska debatten. Målsättningen är att energimarknaden ska utvecklas och att dessa energikällor ska få större inflytande. (Näringsdepartementet, 2009a)

Världens energianvändning består idag fortfarande till största del av fossila bränslen. Om utvecklingen studeras ur ett historiskt perspektiv har användningen av fossila bränslen aldrig ökat så snabbt som under de senaste åren. En långsiktig, hållbar energianvändning är därför viktigare än någonsin och det är där de förnybara energikällorna spelar roll. (Näringsdepartementet, 2008)

Enligt SOU 2008:13, *Bättre kontakt via nätet*, bygger Sveriges elförsörjning idag på två, starka ben; kärnkraften och vattenkraften. Målet är att det i framtiden ska finnas ett tredje, stadigt ben för elförsörjningen. Nätanslutningsutredningen (Näringsdepartementet, 2008) och tillika regeringen (Näringsdepartementet, 2009a) menar att den förnybara energin måste utvecklas och effektiviseras. Tron är starkast på vindkraft och biobränslen men samtliga förnybara källor måste inom en överblickbar framtid tillsammans stå för en betydande del av energiförsörjningen. Den styrande regeringen lämnade under 2009 fram en ny proposition om nya mål för energipolitiken, i linje med EU:s energimål¹. (Näringsdepartementet, 2009a) Målen säger bl.a. att Sverige år 2020 ska ha en energiförsörjning bestående av 50 % förnybar energi och att energianvändningen ska vara 20 % effektivare. Enligt samma proposition är visionen att: ”År 2050 har Sverige en hållbar och resurseffektiv energiförsörjning och inga nettoutsläpp av växthusgaser i atmosfären” (Näringsdepartementet, 2009a, s. 12).

Utvecklingen av solcellstekniken går ständigt framåt, dock är marknaden i Sverige ännu begränsad. Framstegen i Europa är långt mer framskridna. (Svensk solenergi, 2010a)

¹ Läs mer om EU:s miljömål EU 2020 hos EU-kommissionen.

Om det är teknikutvecklingen eller bara den politiska atmosfären som styr Sveriges utveckling av denna förnybara energikälla är oklart. Återbetalningstiderna för dagens anläggningar är långa och inte ekonomiskt försvarbara. Dagens investeringar görs främst av brinnande intressen och av stor miljöhänsyn. (Suneson, 2009)

JM är ett byggföretag med högt ställda miljömål. Att bygga hus med låg energianvändning är en självklarhet. I framtiden handlar det om att göra husen självförsörjande på el. Ett sätt skulle kunna vara att utnyttja solen. För att utreda möjligheten till detta undersöks en av företagets typhusmodeller vilken är uppsatt i ett bostadsområde i Stångby, i Lunds kommun.

1.2 Problem

Idag är en investering i solceller kostsam. Frågan är om en investering i solceller kan bli lönsam eller bara vara en god insats för miljön? Kan solceller vara en attraktiv och konkurrenskraftig produkt för JM:s husköpare? Hur påverkas byggnaden och dess funktioner av en solcellsanläggning och hur påverkas bostadsområdet av solceller?

Dagens energipolitik handlar mycket om förnybara energikällor. Hur kan politiska beslut och styrmedel förändra investeringsmöjligheterna för solenergin? Kan gemensamma, kollektiva anläggningar som ger bättre lönsamhet för ett bostadsområde skapas? Hur ska återbetalningstiden räknas för att göra solenergin och investeringen i anläggningen mest rättvisa?

1.3 Syfte

Syftet är att teoretiskt undersöka möjligheten för en investering i solceller för JM:s småhus genom att sätta samman en solcellsanläggning med tillhörande komponenter, beräkna dess energi och även dess kostnad samt att titta på hur byggnaden och området påverkas och samverkar.

1.4 Mål

- Att komponera en solcellsanläggning som är anpassad för och samverkar med typhusmodellen och referensområdet
- Att beräkna investeringskostnad per enhet
- Att beräkna maximerat energiutbyte för solcellerna
- Att påvisa ellagstiftningens inverkan i tillgodoräkandet av egenproducerad solel
- Att komponera en samfällad solcellsanläggning och beräkna dess kostnad
- Att beräkna effektivitet och maximerat energiutbyte för den samfällda anläggningen
- Att uppskatta de olika anläggningarnas återbetalningstid och utnyttjandegrad

1.5 Avgränsning

Det här arbetet avgränsar sig till att bara behandla solenergi från solceller. Geografiskt sett behandlas enbart solens instrålning för södra Sverige och mer specifikt Lund. Avgränsningen görs till en typhusmodell av ett enfamiljshus i ett bostadsområde i Stångby, Lunds kommun. Området består i verkligheten av ett antal olika husmodeller men antas i detta arbete bestå av enbart en modell.

De investeringskalkyler som utförs tar inte hänsyn till en i framtiden förändrad energikostnad. Ingen fördjupning sker inom området för stöd till solceller och vad som där väntas i framtiden eftersom det är ett politiskt beslut som kan påverkas av kommande riksdagsval.

2 Metod

Inledningsvis genomfördes en litteraturstudie för att ge en insikt i hur marknaden ser ut, vad som tidigare dokumenterats och för att se vilka faktorer som påverkar val av anläggning. Detta innebar att tidigare utredningar och forskning studerades. I litteraturstudien har publicerade vetenskapliga artiklar, lagtexter och tidigare utförda examensarbeten studerats. Personlig kommunikation med verksamma aktörer inom området har också bidragit till djupare förståelse och förtydligande av uppkomna frågeställningar.

Eftersom solcellssystemet även skulle utvärderas ekonomiskt var det en förutsättning att det finns på marknaden. Detta ledde till att ett färdigt system från en leverantör studerades. Systemets installationer, byggnadstekniskt sett, har utvärderats utifrån tidigare förvärvade kunskaper. För att kunna få fram solcellernas energiproduktion har simuleringar utförts med hjälp av datorprogrammet WinSun. Detta program simulerar möjlig energiutvinning ur en solcellsmodul (1 kWp) med hänsyn tagen till lokal solinstrålningsdata².

Utifrån vald solcellsanläggning har investeringskalkyler beräknats genom två metoder. Till att börja med användes annuitetsmetoden där en kalkylerad kostnad per år beräknades genom en bestämd kalkylränta. Årsutbytet ställdes mot grundinvesteringens storlek och anläggningens ekonomiska livslängd. Hänsyn har därmed tagits till investeringens värde i framtiden. En enklare kalkylmodell har också använts, den så kallade pay-off metoden där grundinvestering divideras med årligt inbetalningsöverskott. Värdet av kvoten är antalet år som återbetalningen kräver. En omvänd modell av pay-off metoden har dessutom använts för bestämda återbetalningstider. För att kalkylera en samfällad investering för hela bostadsområdet har samma ekonomiska metoder använts.

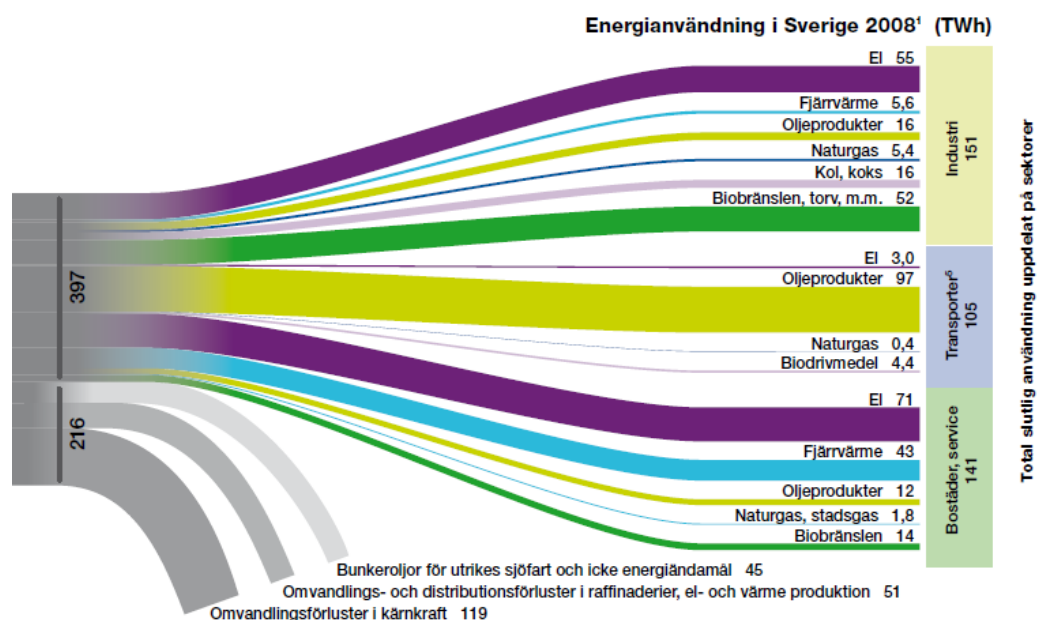
För att klargöra och tydliggöra resultat och påverkande faktorer har dessa utvärderats genom diskussion. När siffror och uppgifter inte funnits eller av andra skäl inte varit rimliga att ta fram under den tidsperiod som arbetet avser, har antaganden gjorts. Genomgående tydliggörs när detta skett för att inte förleda eller fastslå uppgifter som kan vara felaktiga.

² Arbetets experthandledare har tillhandahållit programmet.

3 Teoretisk bakgrund

3.1 Bostäders energianvändning i Sverige

Bostadssektorn står idag för 36 % av Sveriges totala slutliga energianvändning, vilket är den största förbrukande sektorn. År 2008 uppgick bostadssektorns energianvändning till 141 TWh, se figur 3.1. Med denna sektor menas bostäder, fritidshus, lokaler (ej industrilokaler), areella näringar och övrig service (byggsektorn, gatu- och vägbelysning, avlopps- och reningsverk samt el- och vattenverk). Bostäder och lokaler står för 86 % och därmed den största andelen av sektorns energianvändning. (Energimyndigheten, 2009a)

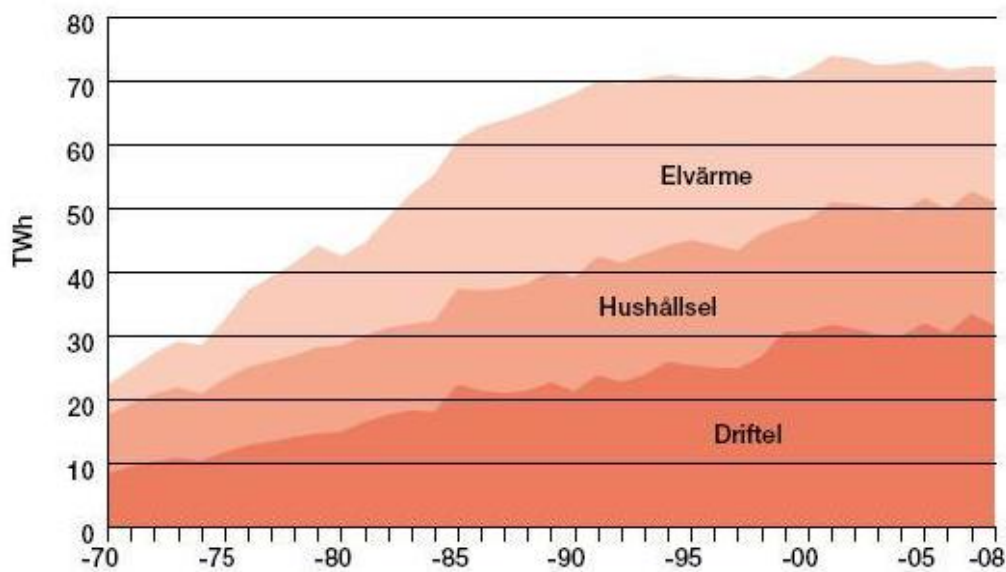


Figur 3.1: Energianvändning i Sverige (Energimyndigheten, 2009a, s. 59)

Av bostadssektorns energianvändning svarar varmvatten och uppvärmning för 61 %, vilket innebär att energianvändningen påverkas av de temperaturförhållanden och variationer som råder. (Energimyndigheten, 2009a) Den totala elanvändningen inom sektorn har sedan 1990-talet legat relativt stabilt på dryga 70 TWh (normalårskorrigerat), se figur 3.2. Hushållselen stod år 2008 för 19,5 TWh/år. Sedan år 2001 kan en stabilisering av denna förbrukning ses. Energimyndigheten (2009a) uppskattade år 2007 hushållselsanvändningen i småhus till i genomsnitt 6000 kWh per hus och år. Detta är dock ett värde som kan variera stort, enligt en undersökning utförd av Energimyndigheten under åren 2005-2008 kan det variera mellan 2000-7000 kWh/år för ett småhus. Den post som är störst inom hushållselen är belysning, sett över hela året. Användning av elvärme

har sedan toppen under 1990-talet minskat till att under år 2008 uppgå till 21,2 TWh (normalårskorrigerat). (Energimyndigheten, 2009a)

Trots nya, stränga energikrav på bostäder och krav på energideklarationer är elvärme det vanligaste uppvärmningssättet i svenska villor. Under 2007 stod elvärme för uppvärmning i en tredjedel av Sveriges villor, i drygt hälften av dessa var direktverkande el installerad. Småhus i Sverige använde 31,8 TWh energi till uppvärmning och varmvatten (även el till värmepumpar) under år 2007, av detta var 13,7 TWh el.



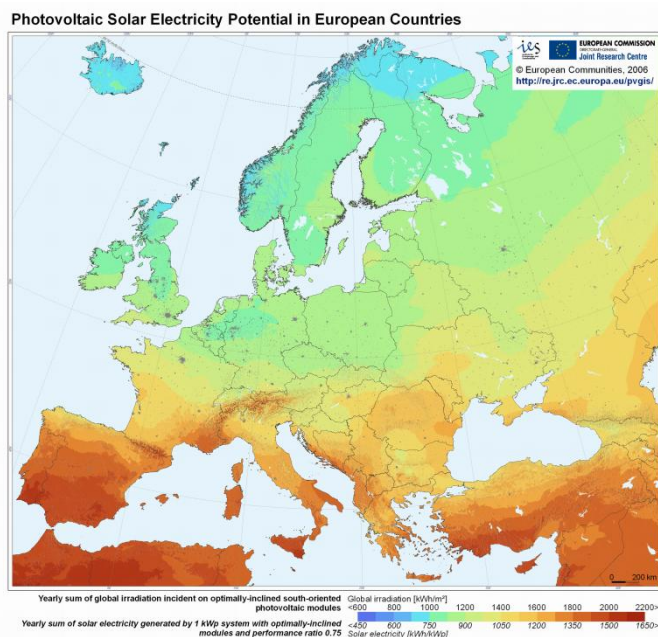
Figur 3.2: Elanvändning inom sektorn bostäder och service 1970-2008 (Energimyndigheten, 2009a, s. 73)

3.2 Solenergi

Förnybara energikällor är enligt Nationalencyklopedin (2010) ”sådana energikällor som direkt eller indirekt baseras på solenergi och därigenom fortlöpande kan förnyas i samma takt som de används”. Solenergi når jorden genom solstrålning. Energin från solen är elektromagnetisk strålning som till största delen finns i våglängdsspannet om 300-4000 nm. Strålningen fördelar sig mellan ultraviolett, synlig och infraröd strålning. Detta är vad som i dagligt tal benämns kortvågig strålning. (SMHI, 2007)

Den solenergi som når jordens atmosfär strålar med 1366 W/m^2 , dock avtar solstrålningen därefter och den strålning som når markytan har en intensitet på c:a 1000 W/m^2 . (SMHI, 2007) Solstrålning på 1000 W/m^2 ger c:a 1000 kWh per m^2 och år i Sverige.

Solinstrålning i Sverige under sommaren är nästan likvärdig med solinstrålning i länder i Centraleuropa, se figur 3.3. Detta tack vare de långa sommarkdagarna. (Widén, 2009) Solinstrålning mot jorden varierar över året pga. att avståndet mellan solen och jorden ändras. Avståndet är kortast i januari och längst i juli. Det är dock inte detta som ger årstidsvariationer utan det beror på jordaxelns lutning. Sverige har vinter när nordpolen är vänd bort från solen. Solens bana och uppgång varierar med årstiden. I större delen av Sverige går solen under sommartid upp i nordost och under vintertid upp i sydost. (SMHI, 2007)



Figur 3.3: Solenergipotential i Europa, där strålningsintensiteten ökar mot rött. (Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A. 2007)

Enligt Svensk solenergi (2007) varierar inte solinstrålningen betydande mellan norra och södra Sverige. Ett tak i 30 graders lutning och i söderorientering bestrålas med direkt strålning på 900 till 1200 kWh/m² med viss skillnad beroende på breddgrad och lokalt klimat. Ett vanligt villatak i Sverige tar emot fem gånger så mycket energi från solen som hela husets energibehov per år. (Energimyndigheten, 2009b) Solinstrålning varierar dock pga. skuggning. ”Strålning förflyttas med ljusets hastighet och moln med vindens hastighet. Förändringar i mängden solstrålning kan därför ske väldigt snabbt” (SMHI, 2007, s. 4). De snabba och stora strålningsförändringar som upplevs på jorden beror främst på molnighet. Den direkta strålningen kan snabbt sjunka från 900 till 0 kWh/m² eller gå åt motsatt håll. (SMHI, 2007)

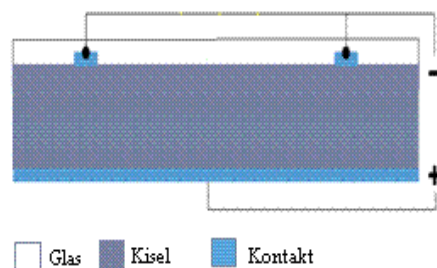
Energi från solen används främst genom att ta tillvara värme från solstrålning i solfångare och genom att låta solceller direkt omvandla strålning till elektricitet. I detta arbete behandlas energi från solceller, kallad solel.

3.3 Solceller – teknik och funktion

En solcell är ett halvledarmaterial som genererar elektrisk spänning mellan fram- och baksida då det påverkas av solljus. (Energimyndigheten, 2008a) Det finns olika sorters solceller, i dag talas det om tre generationers solceller. Första generationens och den vanligaste är celler av kristallint kisel. Den andra generationen är tunnfilmstekniken och den tredje är Grätzelsolcellen. Andra och tredje generationens solceller är fortfarande under utvecklingsstadiet och har inte lika bra verkningsgrad som kristallina kiselsolceller. (Energimyndigheten, 2008a) Av marknaden är 90 % kristallina kiselsolceller som har en verkningsgrad på c:a 15 % och en livslängd på 20 – 30 år. (Svensk solenergi, 2010b) Det finns två typer av kristallina kiselsolceller, monokristallina och polykristallina, skillnaden ligger i om det är en eller flera kristaller i varje cell. (Solarworld, 2010)

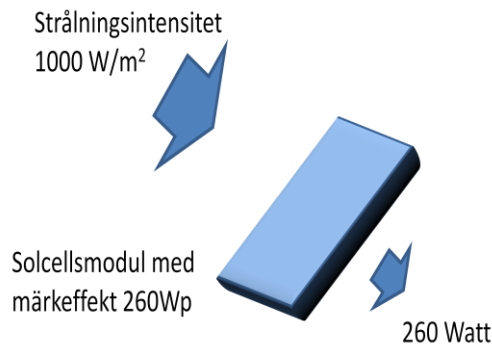
För att utnyttja cellens spänningsskillnad mellan fram och baksida placeras metalliska kontakter på vardera sidan om kiselskivan. På framsidan, den sida som är riktad mot solljuset, är kontakten formad som ett tunt nät som bara täcker någon procent av cellens yta och på baksidan är kontakten ett skikt som täcker hela ytan, c:a 10x10 cm.

(Energimyndigheten, 2008b) En solcell genererar bara c:a 0,5 V och är känslig för yttre påverkan. Solceller brukar seriekopplas, ofta om 36 st, detta för att generera högre spänning. Cellerna placeras i ett skyddande hölje, vars framsida är en glasskiva. Enheten förses också med en ram samt en kopplingsdosa och kallas därmed solcellsmodul. För uppbyggnad se figur 3.4. Det är sådana som monteras på bland annat tak. (Energimyndigheten, 2008b)



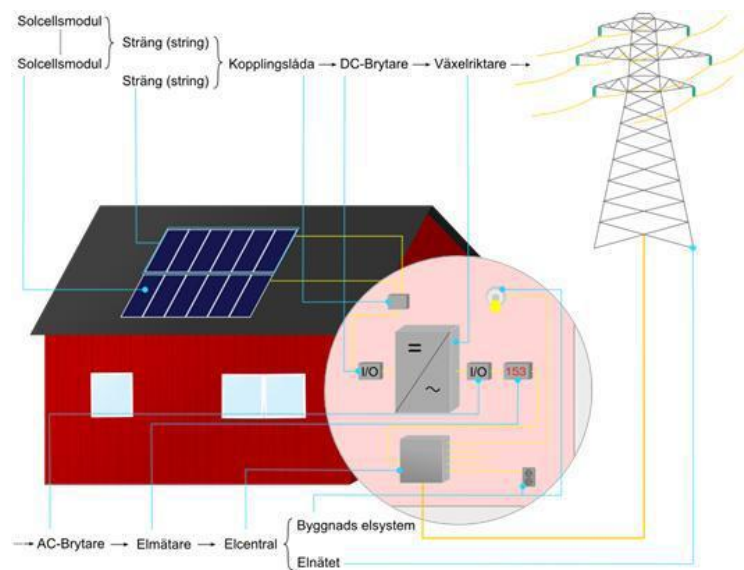
Figur 3.4: Solcellsmodul (egen figur)

Märkeffekten på solcellsmoduler är ”Watt Peak” och anger hur många Watt en solcellsmodul genererar vid standardiserade förhållanden. Ett av dessa förhållanden är en strålningsintensitet på 1000 W/m^2 . Detta betyder att en solcellsmodul med märkeffekten 260 Wp genererar 260 Watt vid en solinstrålning på 1000 W/m^2 . (Solelprogrammet, 2010b) Sambandet beskrivs även i figur 3.5.



Figur 3.5 Genererad effekt av 260 Wp (egen figur)

När en eller flera solcellsmoduler kopplas samman med t.ex. ett hus så kallas det för ett solcellssystem eller en solcellsanläggning (Energimyndigheten, 2008c). Ett solcellssystem består av fler komponenter än bara moduler och hus. Beroende på om systemet skall vara anslutet till elnätet eller vara fristående finns olika krav på dessa men i det stora hela används liknande komponenter. Se figur 3.6. Vanligen förekommande delar är; solcellsmoduler, kablage, växelriktare och dataövervakning. (Svensk solenergi, 2010b) En av de viktigaste delarna är växelriktaren som transformerar den likström solcellerna producerat till växelström, vilken elektriska apparater kräver. (Schueco, 2010) I ett nätanslutet system känner även växelriktaren av om det skulle vara något fel på elnätet och slutar då mata ut ström. Detta för att reparationer och andra ingrepp skall gå att genomföra på nätet med garanterad säkerhet för de som utför reparationerna. (Solelprogrammet, 2010a).



Figur 3.6: Nätanslutet solcellsanläggning (Solelprogrammet, 2010b)

Ett ofta använt uttryck är PV-system, detta kommer av ordet photovoltaisk, som är den fysikaliska effekt som är upphovet till spänningsskillnaden för solcellen.

(Solarworld, 2010)

3.3.1 Dimensionering

En solcellsanläggning kan dimensioneras oberoende av husets energibehov. Genom att anläggningen ansluts till elnätet kan energi som inte används av huset ledas ut på nätet där andra nätanslutna kan använda den. Med dagens lagstiftning är det dock svårt att få ersättning för energin och därför dimensioneras ofta systemen enbart utifrån den egna energiförbrukningen. (SP, 2006)

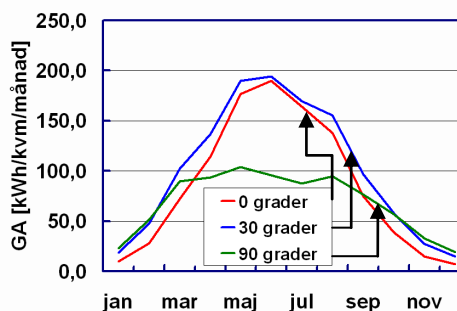
3.3.2 Verkningsgrad

När solcellers verkningsgrad diskuteras antas 15 % för moduler av kristallina kiselsolceller och mellan 8-6 % för tunnfilmsmoduler. Det finns flera komponenter och faktorer som sänker verkningsgraden för systemet. Värme är en oönskad faktor ihop med solceller, den sänker prestandan på anläggningen och bör därför undvikas eller ledas bort. Detta kan göras genom att en luftspalt skapas mellan modulen och intilliggande material (Solelprogrammet, 2010a). Ett exempel på komponent som också sänker prestandan på systemet är växelriktaren som har en verkningsgrad på c:a 90 % (Energimyndigheten, 2010).

3.3.3 Placering & orientering

Enligt Solelprogrammet (2010b) och Sveriges tekniska forskningsinstitut (SP, 2006) är takyta att föredra som plats för placering av solceller. SP uttrycker det som "eventuellt kan även lämpliga vägg- eller markytor användas" (SP, 2006, s. 1). För optimal effektutvinning i Sverige ska solcellen riktas rakt mot söder i lite mindre än 45° lutning. Se figur 3.7. Accepterade avvikelser från denna orientering kan dock räknas som: azimut $\pm 45^\circ$ och $\pm 10^\circ$ tiltvinkel. (Widén, Wäckelgård och Lund,

2009) Enligt *Täckningsgrad i PV-system med konstant last och månadsvis avräkning* (Karlsson, 2009) kan en täckningsgrad på 67 % uppnås om modulerna monteras i en



Figur 3.7: Solinstrålningens årstidsvariationer för tre lutningar. (Solelprogrammet, 2010b)

lutning om 70°. En större del av det årliga energibehovet för en byggnad kan då täckas utan att överproduktion skapas.

3.3.4 Skuggning

Skuggning av hela eller en del av solcellsmodulen kan minska elproduktionen drastiskt. Anläggningar kan serie- eller parallellkopplas. I och med att seriekoppling används mellan celler inom modulen och ibland även mellan moduler, begränsar den cell med lägst spänning hela seriekopplingen. Om seriekoppling används kan moduler med ”bypass-dioder” användas. Dessa kopplar bort de celler som har låg spänning. I praktiken betyder detta att enbart en del av solcellerna används vid skuggning, men den slutliga elproduktionen är högre än om de skuggade cellerna skulle ligga kvar i seriekopplingen. (Solelprogrammet, 2010b)

3.3.5 Mätning av elanvändning och elproduktion

För mätning av producerad el i ett hus krävs två elmätare, en som mäter använd el från nätet och en som mäter hur mycket av den egenproducerade elen som matats ut på nätet. Vissa växelriktare kan också logga aktivitet och därmed visa mängd producerad el, men reglerna kräver två separata elmätare. (Solelprogrammet, 2010c) Information från växelriktaren kan ändå vara av intresse för användaren då det går att utläsa om systemet fungerar som det ska. (Solelprogrammet, 2010d)

3.3.6 Underhåll och nedsmutsning

Det har visat sig i tester att skillnaden i producerad energi mellan solceller som rengjorts dagligen och de som inte alls rengjorts bara är ca 1 procent på ett år. Att röja snö från solcellen anses också som onödigt då snön oftast smälter på solcellen när solen skiner, i alla fall i sydligare delar av Sverige. (Solelprogrammet, 2010d)

3.3.7 Montering

Det finns olika system för att montera solceller på tak. Största skillnaderna ligger i vilket typ av tak de ska monteras på och om de ska vara ett byggnadsintegrerat eller ett utanpåliggande system. För t.ex. tak med pannor fästs bärplan antingen direkt i råsponn eller i bärläkt för takpannor. (Bjarnessystem, 2010)

3.3.8 Miljöpåverkan

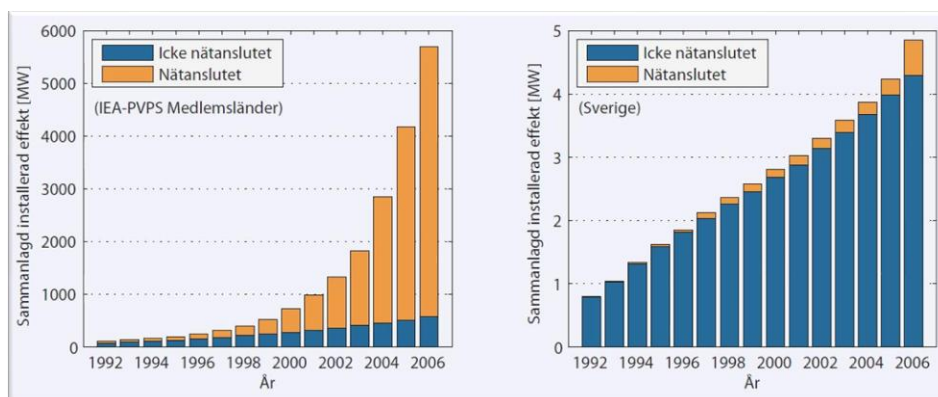
Att el producerad av solceller inte bidrar till något utsläpp av koldioxid är allmänt känt, men det krävs även energi för att producera solceller. Enligt Energimyndigheten (2008d) tar det upptill 4 år för solcellen att producera lika mycket energi som det krävs för att skapa den.

Solcellsanläggningar med celler tillverkade av kisel räknas som icke toxiska vid skrotning. Det finns dock vissa moduler tillverkade med tunnfilmsteknik som innehåller kadmium och dessa kräver därmed högre krav vid behandlingen av avfallet efter skrotning. (Energimyndigheten, 2010a)

Solceller har även en inverkan på den yttre miljön rent estetiskt och arkitektoniskt. Med dagens solceller och utifrån hur dessa utvecklas kan solcellerna medverka i arkitekturen istället för att täcka den. På så vis minskas den yttre påverkan. (Energimyndigheten, 2008d)

3.4 Hot och möjligheter för solceller

Ett hot mot solet är den vanliga missuppfattningen att det i Sverige strålar in mindre solenergi än i Centraleuropa och att det därför inte är någon större idé att investera i en solcellsanläggning. Detta är dock en missuppfattning och som tidigare beskrivits så är solinstrålningen i Sverige nästan likvärdig med solinstrålningen i Centraleuropa. (Widén, 2009)



Figur 3.8: Nätanslutna resp. icke nätanslutna anläggningar. Skalorna i de två diagrammen är mycket olika (Energimyndigheten, 2007)

En utvecklingspotential av nätanslutna anläggningar verkar dock kunna förutspås när skillnaderna mellan svenska anläggningar och övriga anläggningar i IEA-PVPS (International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme) medlemsländer studeras, se figur 3.8. En undersökning som Fortum (2009) låtit utföra visar att 9 av 10 svenskar vill sälja sin egenproducerade energi och 8 av 10 vill att staten ska uppmuntra till och bidra till att konsumenter skall kunna bli producenter. Lika stor andel ställer sig även positiv till att energibolagen också är med och uppmuntrar till detta.

3.5 Politiska styrmedel och incitament

3.5.1 Elcertifikatsystemet

I Sverige finns sedan år 2003 ett system som ska främja tillväxten av förnybara energikällor och vara en del av den långsiktiga energipolitiken. Systemet beskrivs som ”ett marknadsbaserat stödsystem som ska gynna elproduktion från förnybara energikällor på ett kostnadseffektivt sätt” (Energimyndigheten, 2006, s. 1). Systemet innebär att för varje MWh förnybar energi som en producent tillverkar får denne ett elcertifikat av staten. Producenten får sedan sälja detta certifikat och på så sätt få en extra inkomst av elproduktionen. Efterfrågan på elcertifikaten uppstår eftersom alla elleverantörer och vissa elkonsumenter är skyldiga att köpa andelar av elcertifikat utifrån deras elförsäljning och elanvändning. Andelarna kallas kvoter och köpskyldigheten kallas kvotplikt.

Certifikaten säljs på en börs där efterfrågan och tillgång styr priset. Kostnaden för elcertifikatsystemet läggs på som ett extra påslag på elkonsumenternas elräkningar. Eftersom det är elkunderna som betalar in pengarna till systemet och att det enbart är godkända anläggningar för förnybar energi som får extra betalt för sin el, ökar lönsamheten för förnybar elproduktion. (SVT, 2010)

Målsättningen är att certifikatsystemet ska öka den förnybara energiproduktionen till en nivå om 25 TWh fram till år 2020. (Energimyndigheten, 2010b) Fram till och med 2008 hade 68,4 miljoner elcertifikat till ett värde av 14,8 miljarder kronor utdelats, av dessa var enbart 183 stycken tilldelade solcellsanläggningar till ett värde av 43 000 kronor. Med dessa siffror menar Stridh och Hedström (2009) i sin rapport *Solcellselproduktion inom elcertifikatsystemet* att elcertifikatsystemet inte ger något gynnsamt stöd till solceller. Samma författare menar att de ekonomiska villkoren för elcertifikatsystemet är svårtydda

och att det är svårt för en liten producent att sätta sig in i och försöka förstå hur stort ett eventuellt överskott i produktionen blir och vad det kan ge i form av elcertifikat.

Stridh och Hedström (2009) anser att en stor potentiell marknad för solceller är småhusägare men att det för dessa är helt ointressant att satsa på elcertifikat. Solel är idag betydligt dyrare att producera än vanlig, konventionell el. Inkomster från elcertifikat är alldeles för låga för att kunna göra solel ekonomiskt gångbart med hjälp av enbart denna stödform. Samma författare menar att även om småhusägaren själv sköter om administration kring elcertifikat ”krävs det en anläggning som producerar mer än 4 MWh/år för att det ska bli något överskott på elcertifikathandel” (Stridh och Hedström, 2009, s. 19) Enligt dem motsvarar det en anläggning med en topp effekt på c:a 5 kW och en yta på c:a 40 m² vilket är en alldeles för stor anläggning för dagens regelverk.

Enligt Linus Palmblad, handläggare vid Energimyndighetens enhet för Kraft och Energi (2010) påverkar elcertifikatsystemet möjligheterna till en ökad utbyggnad av solcellsanläggningar. Kravet på att producera 1 MWh för att uppnå certifikatnivå och det faktum att den producerade elen måste mätas timvis gör att systemet inte gynnar de småskaliga producenterna. Enligt ett inlägg i SVT:s Västerbottensnytt (2010) leder elcertifikatsystemet idag enbart till ökad produktion av förnybar energi i kraftvärmeverk som eldas med bibränsle, av vindkraft och av vattenkraft.

3.5.2 Nettodebitering

Elföretaget e.on (2010) förklarar att ”nettodebitering innebär att man varje månad reducerar mängden el kunden tagit ut från nätet med mängden inmatad produktion från kunden. Som kund debiteras man endast nettokonsumtionen per månad.” I SOU 2008:13, *Bättre kontakt via nätet* (Näringsdepartementet, 2008), kommer utredaren Lennart Söder fram till att nettodebitering bör införas i Sverige och att avräkningsperioden för små producenter bör ändras till månadsvis avräkning. I den proposition som följde av utredningen, prop. 2009/10:51 (Näringsdepartementet, 2009b), blev dock beslutet att inte genomföra nettodebitering. Efter hård kritik från brett samhällshåll, beslutade regeringen att utreda frågan på nytt. Nettodebitering utreds för närvarande av Energimarknadsinspektionen. I utredningsbeskrivningen står det att Energimarknadsinspektionen ska utreda hur nettodebitering påverkar bland annat skatter, konkurrens och balans i elnäten (Näringsdepartementet, 2009c).

Sara Sundberg (2010), samordnare på Energimarknadsinspektionens avdelning Marknadsövervakning, beskriver uppdraget som ett arbete i två steg. Först ska de bedöma om det finns ett behov av nettodebitering och därefter hur det ska genomföras. Utredningen fokuserar på hur en kvittning ska bli möjlig och de undersöker olika varianter. Ett antal konsekvenser utreds för närvarande. Bland dessa nämner Sundberg (2010) elskatten samt balanshantering mellan produktion och förbrukning i nätet. Balanshantering handlar om hur nätet påverkas av nettodebitering. Idag mäter man per timme, vad händer om detta ändras? Sundberg (2010) förklarar att den lösning utredningen kommer fram till även är en konkurrensfråga, vilket i sin tur påverkas av hur regleringen utformas. Regleringen handlar om vilken kvittningsperiod som föreslås, i första hand utreds avräkning per månad men även andra alternativ kan bli aktuella. Kvittningen ska kunna nyttjas, antingen måste elen kunna säljas eller kunna kvittas, dvs. överskott mot underskott.

Utredningen ska rapporteras senast den 1 december 2010 och ingen delrapportering under året kommer att ske. Utredningen ska enligt uppdraget skriva förslag till ny lagtext om så behövs. Enligt Sundberg (2010) är det mycket troligt att det blir en ny proposition. I och med detta kan delar av de lagar som började gälla 1 april i år komma att rivas upp. Nettodebitering, utifrån vad Energimarknadsinspektionen utreder (Näringsdepartementet, 2009c), talar emot gällande regelverk vilket bekräftades av Sundberg (2010).

Enligt Elin Lund (2010), produktutvecklare vid e.on Elnät Sverige är de mycket positiva till nettodebitering, liksom branschen i stort. Lund (2010) menar att e.on är positivt inställda till att kvitta volymer. Det ska vara samma värde in som ut. Stridh och Hedström (2009) är också positivt inställda till nettodebitering men de menar dock att det inte är tillräckligt för att solcellsteknik ska bli lönsamt för småhusägare i kombination med dagens elcertifikatsystem. De säger i sin rapport att månadsvis nettodebitering inte skulle förändra situationen nämnvärt vad gäller ekonomin för elcertifikat för en småhusägare. Månadsvis nettodebitering skulle innebära att solcellsanläggningar skulle komma att dimensioneras efter en sommarmånad eftersom att solelproduktionen då är som högst. Enligt samma författare är dagens ersättning för egenproducerad el för låg vilket medför att det, trots månadsvis nettodebitering, inte skulle vara lönsamt att överproducera och sälja överskottsel. Denna dimensionering skulle enligt dessa författare inte räcka för att få ett överskott i elcertifikathandel. Linus Palmblad (2010) är inne på samma linje och menar att det krävs någonting mer, främst mer långsiktigt.

3.5.3 Stödsystemet till solcellsinvesteringar

I dagsläget pågår ett stödprogram för solcellsinvesteringar som är beslutat av regeringen. Programmet gäller under år 2009-2011. Syftet är enligt Energimyndigheten (2008c) att bidra till omställningen av energikällor men även att förbättra näringslivsutvecklingen inom detta område. Stödet gäller solcellssystem, dvs. produktion av elektricitet från solinstrålning och det kan ges till alla typer av nätanslutna solcellsanläggningar. Det är dock ett tak satt på stödets storlek. De får max täcka 60 % av investeringens storlek och ger max 2 miljoner kronor totalt eller 75 000 kr plus moms per installerad kilowatt topp effekt i stöd. Enligt Linus Palmblad (2010) har i dagsläget 150 miljoner kronor fördelats och ytterligare 50 miljoner ska fördelas under nästa år. Det står dock många på kö till den sista fördelningen och det är Länsstyrelserna som styr över dessa i varje län.

Målsättningen med stödprogrammet var enligt Palmblad (2010) att skapa drygt 2,5 GWh ny solcellsel. Redan idag kan det konstateras att målet kommer att uppnås. Vad det slutliga resultatet blir kan han idag inte säga, utredningen av stöden pågår för fullt. Denna kommer att ligga till grund för ett beslut om kommande åtgärder efter 2011. Det är dock ett politiskt beslut och det är därför svårt att säga vad som händer med stöden i framtiden. Palmblad menar att stöd måste vara mer långsiktiga för att lönsamhet ska kunna uppnås.

Stridh och Hedström (2009) håller med och anser att för att få fart på den svenska solelmarknaden krävs det att investeringsstöden fortsätter. Alternativt föreslår de att Sverige tar efter många av de övriga länderna i Europa och inför system med inmatningstariffer.

3.5.4 Inmatningstariffer

Inmatningstariffer är ett annat sätt att marknadsmässigt stödja investeringar i förnybar energi som solel. Flera länder i Europa använder detta stödsystem med inmatningstariffer (eng. feed-in tariffs). De som kommit längst är Tyskland men även Spanien och Portugal använder detta system. Systemet går ut på att man som liten producent får leverera sin producerade el på nätet och få betalt för det antal kWh som producerats. Enligt en rapport från European Photovoltaic Industry Association (EPIA, 2008) talar systemet för sig själv. Enligt rapporten beskrivs Tysklands tariffsystem som ett av de allra enklaste och de stod för 50 % av alla installationer av nätanslutna solcellsanläggningar år 2007. En stor fråga brukar vara hur detta system finansieras. I Tyskland betalar alla elkunder en extra summa på elräkningen som används för att betala de små producenterna för deras

produktion. År 2007 fick en egenproducent mellan 0,38 €/kWh och 0,54 €/kWh producerad el. Kostnaden för tyskarna för att finansiera detta system beräknades år 2006 till 0,20 € per person och månad. Enligt EPIA (2008) bör detta stödsystem liksom det svenska systemet med elcertifikat vara tidsanpassat. Det ska inte pågå i all oändlighet utan syftet är att stödja marknaden för att en omställning till förnybara energikällor ska kunna ske i snabbare takt och att konkurrensmässiga elpriser på dessa energikällor uppnås.

Enligt SOU 2008:13, *Bättre kontakt via nätet* (Näringsdepartementet, 2008) är det uppenbart att systemen med feed-in tariffer leder till mycket högre incitament än det system som gäller i Sverige med elcertifikat. Tyskland är det land som har högst ersättning och även störst installerad effekt. Utredningen tar upp två stora skillnader mellan dessa system, feed-in systemen är specificerade för olika energikällor vilket inte certifikatsystemet är. En annan skillnad är att feed-in systemen har fastslagna priser för en tidsperiod, även elcertifikatsystemet är tidsbestämt men priserna på certifikaten och därmed även ersättningen varierar över tiden beroende på efterfrågan. Utredningen skulle dock inte utreda för- och nackdelar mellan dessa två stödsystem varför det inte går att utläsa ett ställningstagande i frågan om vilket system som passar Sverige bäst.

3.6 Investeringsskalkyler

3.6.1 Ekonomistyrande teorier och investeringsmodeller

Författarna till boken *Byggnaden som system* (Abel och Elmroth, 2008) anser att för att kunna försvara och förklara en investering i en energiteknisk lösning, exempelvis solenergi, bör framtida energivinster jämföras med kostnaden för att åstadkomma dem. En sådan jämförelse kan visa på om den tänkta solenergiinvesteringen kommer att ge rimlig lönsamhet. Enligt författarna görs detta i grunden på samma sätt som för lönsamhetsbedömningar av alla slags investeringar och metodiken återfinns inom basen för den grundläggande företagsekonomi. Inom den företagsekonomiska litteraturen finns det många olika modeller för investeringskalkyler men alternativen brukar sammanfattas i fyra grundmodeller (Ohlsson, 2003):

- Nuvärdesmetoden
- Årskostnadsmetoden eller annuitetsmetoden
- Internräntemetoden
- Pay-off metoden

Principiellt menar dock Abel och Elmroth (2008) att en investering kan jämföras med dess framtida inkomster på två sätt. Antingen räknas de framtida inkomsterna om till nuvärdet eller så räknas investeringen om till framtida årskostnader (annuiteter) och jämför dem med de förväntade årliga inkomsterna. Ohlsson (2003) följer samma linje och säger att nuvärdemetoden är den vanligaste förekommande metoden för att beräkna lönsamhet liksom pay-off metoden är den vanligaste modellen för att beräkna en investerings återbetalningstid. Dock beskriver Ohlsson (2003) att annuitetsmetoden egentligen är en variant av nuvärdemetoden och att ersättningsinvesteringar gärna kalkyleras med annuiteter. Detta eftersom intresset är att se hur kostnaderna per år förändras pga. investeringen. Utifrån denna teoretiska bakgrund kommer denna rapport fortsättningsvis att enbart behandla annuitetsmetoden och pay-off metoden vid beräkning av lönsamhet.

Annuitetsmetoden går enligt Ohlsson (2003) ut på att beräkna den tänkta investeringens inbetalningsöverskott över den ekonomiska livslängden istället för som i nuvärdemetoden, att nuvärdesberäkna ett kapitalvärde vid investeringspunkten.

Annuitetsmetoden anses vara lämplig att använda när en resurs ska ersättas med en annan, dvs. när intresset är att analysera årliga kostnader. Enligt metoden fördelas grundinvesteringen över den ekonomiska livslängden i form av annuiteter. En annuitet är ett årligt återkommande belopp som beräknas med hjälp av annuitetsfaktorer och omräkning sker med hjälp av en kalkylränta. Räntans storlek uttrycker hur framtida inkomster ska värderas jämfört med att ha tillgång till alla pengar idag. (Abel och Elmroth 2008) Fördelningen av investeringskostnad kan enligt Ohlsson (2003) ses som en linjär avskrivningsplan för resursen. Årskostnaden ska svara mot resursens värdeminskning och räntekostnad över livslängden.

Annuiteter avläses vanligen i annuitetstabeller utifrån att kalkylränta och livslängd är kända. Annuiteter kan även beräknas och enligt Abel och Elmroth (2008, s. 198) kan detta göras enligt ekvation 3.1:

$$a = \left(\frac{r \cdot 100}{1 - (1 + r \cdot 100)^{-n}} \right) \times A_0 = P(r, n) \times A_0 \quad (3.1)$$

Där $P(r, n)$ är annuitetsfaktorn vid kalkylräntan r och brukstiden n . Ekvationen ger årskostnaden a kr/år vid grundinvesteringen A_0 kr.

Pay-off metoden har ett annat fokus och handlar precis som det låter om återbetalningstid. Hur många år tar återbetalningen utifrån den årliga kostnadssänkning som genereras? Denna metod tar i det enkla grundutförandet inte hänsyn till variabler som kalkylränta, ekonomisk livslängd eller restvärde. Intresset ligger i inbetalningarna och metoden brukar därför kallas likviditetsinriktad. (Ohlsson, 2003) Samme författare menar att detta är en mycket bra modell för investeringskalkylering. Pay-off metoden beräknas enligt ekvation 3.2.

$$\text{Pay-off tid (år)} = G \div O \quad (3.2)$$

Gängse gällande variabler för investeringskalkyler är samma oberoende av vilken kalkylmodell som används. I tabell 3.1 redovisas de för denna rapport aktuella variabler med förkortningar enligt Ohlsson (2003).

Tabell 3.1: Variabler för investeringskalkyler (Ohlsson, 2003, s. 163)

Mat. term	Variabel
G	Grundinvestering, initial utbetalning för investeringsalternativet
i	Årlig inbetalning för investeringsalternativet
u	Årlig utbetalning för investeringsalternativet
O	Årligt inbetalningsöverskott (dvs. skillnaden mellan i och u)
n	Investeringsalternativets ekonomiska livslängd
S	Alternativets ev. restvärde (slutvärde) vid slutet på n
r	Företagets kalkylränta i investeringskalkyler

Startkostnaden i en investering kallas grundinvestering. Denna kapitalsatsning är normalt den största delen i en investering, beloppsmässigt sett. Denna variabel kan fastställas med ganska stor säkerhet och görs främst genom att ta in offerter från leverantörer. (Ohlsson, 2003)

En mer osäker variabel i en investering är vad som kommer att genereras per år, dvs. årlig inbetalning. Det är dock av stor vikt att detta värde uppskattas till rimliga nivåer för att investeringskalkylen ska bli användbar. Motställande kassaflöden kallas utbetalningar, vilka oftast är säkrare att beräkna än inbetalningar. Utbetalningar innefattar årliga merkostnader som en investering medför. Exempel på dessa är driftskostnader, reparationer och underhåll. In- och utbetalningar, dvs. kassaflöde över året brukar behandlas som en sammanräknad post. Differensen mellan ingående och utgående flöden

kallas årligt inbetalningsöverskott. En vanlig förenkling inom området är att räkna med ett årligt återkommande överskott, dvs. att utesluta ev. variationer. (Ohlsson, 2003)

En investerings livslängd brukar särskiljas mellan ekonomisk och teknisk. Ekonomisk livslängd speglar den tid som investeringen ger maximal lönsamhet medan teknisk livslängd tar hänsyn till slitage. Ekonomisk livslängd är oftast kortare och gällande denna används vanligen schablonmässigt bestämda värden. (Ljung och Högberg, 1996) En rad faktorer kan påverka livslängden, såsom typ av investeringsobjekt, teknisk utveckling och driftskostnader. Det är viktigt att vara realistisk i fastställande av en kalkylmässig, ekonomisk livslängd. (Ohlsson, 2003)

Enligt Abel och Elmroth (2008) är valet av kalkylränta en viktig parameter i arbetet med investeringskalkyler och nivå på denna kan ge stor inverkan på lönsamhet. Det är därför viktigt att det tydligt framgår vilken kalkylränta som antagits. Kalkylräntan är enligt Ohlsson (2003), kanske den svåraste variabeln att fastställa i en kalkyl. I praktiken fastställs en kalkylränta med schablonmässiga värden. Att ange en riktig kalkylränta varierar från fall till fall. Främst handlar det om att uttrycka en tidspreferens, dvs. hur starkt 1 kr i dag föredras framför 1 kr om ett år. (Ljung och Högberg, 1996) En kalkylränta bestäms exempelvis av hur mycket som kan satsas på en investering med hänsyn till likviditet. Enligt Abel och Elmroth (2008, s. 198) har kalkylräntan ”en stark inverkan på såväl nuvärdesfaktorn som annuitetsfaktorn”. Att göra en investering i förnybara energikällor görs med ett längre tidsperspektiv. Långa tidsperspektiv tenderar till att resultera i lägre räntenivåer. För miljöinvesteringar är en nollränta inte ovanlig. Enligt samma författare kan en normal kalkylränta vara den tillgängliga upplåningsräntan med ett påslag utifrån investerarens ekonomiska situation i stort.

3.6.2 Dagens elpris

Liksom kalkylräntans inverkan på en investerings lönsamhet anser Abel och Elmroth (2008), att en framtida ökning av energipriset ger minst lika stor påverkan. De anser att det är ”starkt motiverat att utgå från att energipriserna kommer att stiga framdeles med mer än den genomsnittliga inflationen” (2008, s. 203). Elpriset i Sverige styrs av en rad faktorer och den viktigaste faktorn är utbud och efterfrågan på elmarknaden. Elmarknaden avreglerades under 90-talet och sedan dess har elpriset stigit på den fria marknaden. Det är av stor vikt att ange i en investeringskalkyl vilken energiprisökning som räknats med. Om ingen förändrad prisbild antas bör detta också tydligt framgå.

4 Effektivitet och lönsamhet i en solcellsanläggning

4.1 Huset och området

För att kunna utföra arbetet med att förbereda en solcellsanläggning och vidare räkna på dess effektivitet och lönsamhet har ett referensobjekt studerats. I detta arbete har ett bostadsområde som är projekterat och byggt av JM använts. För att förenkla och generalisera antas området innehålla enbart en typhusmodell i denna rapport. JM kallar detta hus F. Huset är på två våningar om totalt c:a 135 m². Det aktuella området innehåller 35 hus och är byggda som den fjärde etappen inom området Stångby. Området är beläget utanför Lund i Skåne, se bilaga A för illustrationsplan.



Figur 4.1: Husen i Stångby (foto JM)

Husen är byggda med trästomme klädd i rödslagen tegelfasad med inslag av grå fjällpanel. Taken är av sadeltakstyp med tvåkupiga, röda betongpannor. Taken har en lutning om 36° och har en total yta av 94 m². Ytan är inte jämt fördelad utan är uppdelad om 43 m² på ena sidan respektive 51 m² på den andra. Husen är byggda runt en hästskoformad gata vilket medför att de är utplacerade i många olika väderstreck. Husen är placerade så att entrédörren är riktad mot vägen.

Husens värmesystem består av en frånluftsvärmepump, IVT 490, där en elpatron skjuter till extra energi när det behövs. Enligt energiberäkningarna som tillhandahållits av JM, använder huset en total mängd köpt energi av 14 332 kWh/år, se bilaga F.

Idag är alla hus i området lika höga och enligt JM:s kännedom för området ska inga högre hus byggas i direkt närhet av området. Illustrationsplanen, figur 4.2 samt bilaga A, visar att området är färdigt söder om aktuell etapp, vilket innebär att den känsligaste sidan inte kommer att påverkas mer i kommande utbyggnader. På illustrationsplanen, figur 4.2, och i figur 4.1, visas att träd planterats utefter vägarna. Dessa antas i detta arbete inte medföra någon skuggning.



Figur 4.2: Del av illustrationsplan

4.2 Solcellsanläggningen

För att få en snabbgenomgång av solcellsmarknaden och dess praktiska tillämpningar kontaktades Mattias Gustafsson på Gävle Energi, tidigare projektledare på Gävle Dala Energikontor. Vid mötet med Mattias diskuterades hur arbetet för att ta fram en solcellsanläggning brukar och skulle kunna gå till. Björn Karlsson, professor i solenergiteknik vid Lunds universitet och experthandledare till detta arbete har kontinuerligt konsulterats kring frågor som uppstått under arbetets gång. Inga specifika frågeställningar från dessa möten har presenterats i arbetet då detta material haft i uppgift att skapa en kunskapsgrund att utgå ifrån. Konsultationerna ligger till grund för följande underkapitel.

4.2.1 Studerade scenarier

I och med att husen är byggda i olika riktningar har de olika bra förutsättningar för att bära en effektiv solcellsanläggning. Två scenarier har därför studerats. Ett där varje enskild husägare får investera i varsin anläggning och ett där området investerar i en gemensam anläggning som kommer att placeras på de tak som är bäst lämpade ur ett solinstrålningsperspektiv. Den enskilda och den samfälliga anläggningen har studerats utifrån dagens förutsättningar dvs. att överproducerad el inte säljs. Anläggningarna har även studerats utifrån att de är elnätsanslutna och att månadsvis nettodebitering är tillåten.

4.2.2 Anläggningens förutsättningar utifrån orientering

För att utreda vilka förutsättningar som fanns för varje hus, med hänsyn till mängd solinstrålning per tak, utfördes simuleringar i programmet WinSun. Som inmatningsdata i programmet användes två vinklar. Till att börja med användes azimutvinkeln, vilket är vinkeln från söder i det horisontella planet, där söder definieras som 0° , väst som 90° och öst som -90° . Den andra vinkeln är modulens vinkel från horisonten mot zenit, hädanefter benämnd med ”lutningen”. Moduler monterade efter takets lutning skulle få en lutning på 36° . Takets lutning är lika för alla hus men azimutvinkeln skiljer sig från hus till hus. För att få fram dessa mättes och sammanställdes vinklarna från illustrationsplanen (figur 4.2 samt bilaga A). Takets yta antecknades även i anknytning till vinkel beroende av vilken sida av huset som var riktad mot söder. Tabellen kan studeras i bilaga B.

Lutningen på solcellsmodulen kan vara lika som takets och monteras då plant på takytan. Den kan även monteras i annan vinkel vilket leder till att modulen kommer att sticka ut från taket mer än i första fallet. En önskan från JM var att det estetiska uttrycket skulle vägas in i beslut om placering och orientering, med detta som grund var en gemensam lutning för tak och modul att föredra. Genom att utföra samma simulering i Winsun upprepade gånger men med olika lutning på modulen kunde en optimal lutning bestämmas. Det visade sig att en gemensam lutning på 36° till och med var att föredra, det var bara 35° som hade en aning högre värde i juli med bibehållet årsutbyte. (se tabell 4.1) Utifrån detta resultat valdes en monteringsvinkel på 36° vilken användes som en fast parameter i fortsatta simuleringar.

Tabell 4.1: Maxeffekt beroende på lutning

Maxeffekt beroende på lutning							
Test på hus 122 Azimut -4° och lutning X°							
Panel-orientering	-4° & 33°	-4° & 34°	-4° & 35°	-4° & 36°	-4° & 38°	-4° & 40°	-4° & 45°
kWh/kWp juli	154,2	153,6	153,1	152,4	151,1	149,6	145,1
kWh/kWp år	1 026,0	1 027,0	1 028,0	1 028,0	1 028,0	1 027,0	1 019,0

Simuleringar utfördes för varje hus och visade bland annat hur mycket solinstrålning som infaller på takytan och hur många kWh per timme, månad och år som genereras ur en solcellsmodul med kapaciteten 1 kWp. På grund av antalet hus och tabellernas storlek har inte alla simuleringar bifogats. En simulering är dock bifogad för att intresserade skall kunna se hur resultatet presenteras. Se bilaga D, där hus 122 redovisas. En sammanställning av simuleringarna gjordes för att på ett överskådligt sätt redovisa varje hus förutsättningar till en effektiv anläggning. (Se tabell 4.2)

Tabell 4.2: Modulers elproduktion

Tabell över moduler med samma värde (lutning 36°)													
Vinkel x°	88	84	81	73	-4,-5, -6	-10, -11	-18	-82	-82,5	-83,5	-84,5	-86,5	-87,5
kWh/kWp	812	828	841	872	1028	1026	1021	855	853	849	845	836	832
Hus nr	132	121	130	117-120	122	108	110-116	138	137	136	135	134	133
		131		123-126	171-173	109	127-129	139					
Antal hus	1	2	1	8	4	2	10	2	1	1	1	1	1
Summa	812	1656	841	6976	4112	2052	10210	855	853	849	845	836	832

Effektförlost på grund av avvikande orientering från söder kunde anses godtagbar så länge avvikelserna uppfyllde kravet om, azimut $\pm 45^\circ$ och $\pm 10^\circ$ lutning. (Widén, Wäckelgård och Lund, 2009). Detta skulle betyda en effektförlost på maximalt 21 % enligt ekvation 4.1

$$1 - \left(\frac{812 \text{ (kWh/kWp)}}{1028 \text{ (kWh/kWp)}} \right) = 21\% \quad (4.1)$$

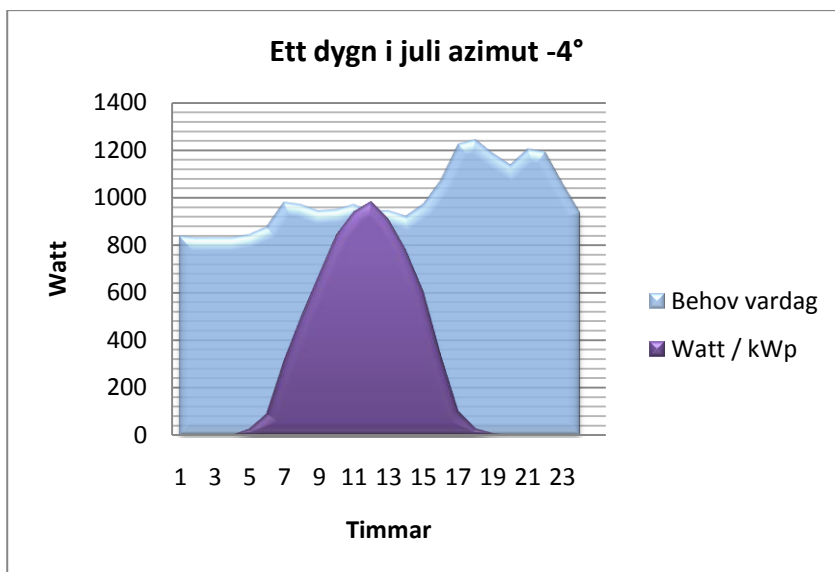
$$1028 \times 0,90 = 925,2 \text{ (kWh/kWp)} \quad (4.2)$$

En effektförlust på max 10 % användes på inrådan av experthandledaren. Enligt ekvation 4.2 betydde detta att enbart hus som levererade minst 925,2 kWh/kWp skulle vara godtagbara att montera solcellsanläggning på. I fortsatt arbete fick dessa siffror vara rådande och därför har enbart de hus som markerats med röd ram i tabell 4.2 räknats med i den samfällda anläggningen, vilket är totalt 16 stycken. Vilka de 16 husen är kan ses i illustrationsplanen, figur 4.2 samt bilaga A, där dessa ringats in med rött.

4.3 Dimensionering av anläggning

4.3.1 Enskilt system utifrån dagens förutsättningar

För att dimensionera en anläggning utan överproduktion, används husets effektbehov när solcellens effekt är som störst. Enligt simuleringen för hus 122, bilaga D, skulle detta vara i juli månad. Kent Holm (2010), produktansvarig på Modern Energi, kontaktades angående hur företaget gör för att ta reda på effektbehovet. Det visade sig att företaget alltid åker till kunden och utför mätningar av effektbehovet. Eftersom inga sådana mätningar utförts på typhuset, användes värden genererade utifrån studier gjorda på elanvändning för småhus. De genererade värdena ger genomsnittliga lastkurvor för småhus och innefattar hushållsel. Dessa värden är per timme och medelvärden för ett år. (Widén och Wäckelgård, 2009) Till de genererade värdena har behov av uppvärmning och tappvarmvatten adderats. Enligt energiberäkningarna, bilaga F, har huset ett behov av 358 kWh i juli. Värdet dividerades med antal timmar i juli, 744 timmar, för att få en konstant last per timme. Utifrån dessa uppgifter har diagram skapats som illustrerar skillnaden mellan behov och produktion (figur 4.3). Diagrammet visar att utan nettodebitering eller andra lagringsmedier uppstår en överproduktion redan vid en kapacitet om 1 kWp. En effekt om 1 kWp motsvarar 7,8 m² solceller av typ 72-6-260W som har en topeffekt om 260 Wp. Elproduktionen, med orientering av solcellspanelen lika hus 122, skulle uppgå till 1069 kWh/år enligt tabell 4.3 vilket ger en täckningsgrad på 7,5 % enligt ekvation 4.3.



Figur 4.3: Behov och produktion för ett småhus

Tabell 4.3: Elproduktion för 1 kWp solceller

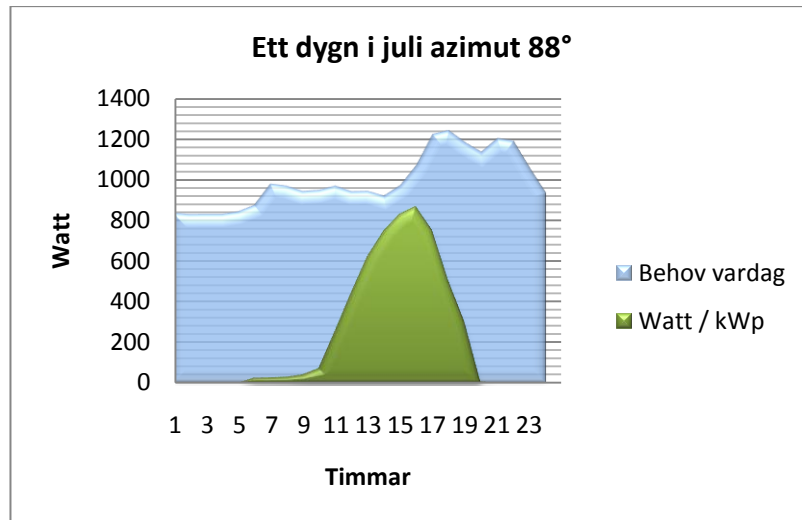
Produktion under ett år för hus 122, ingen lagring		
1,94 m ² /modul	(Utbyte 1028 Wh/Wp)	
260Wp/modul	4 st moduler, 1040 Wp x 1028 ger	1069 kWh/år

$$\text{täckningsgrad} = \frac{\left(\frac{\text{producerad el}}{\text{år}} \right)}{\text{årligt elbehov}} \quad (4.3)$$

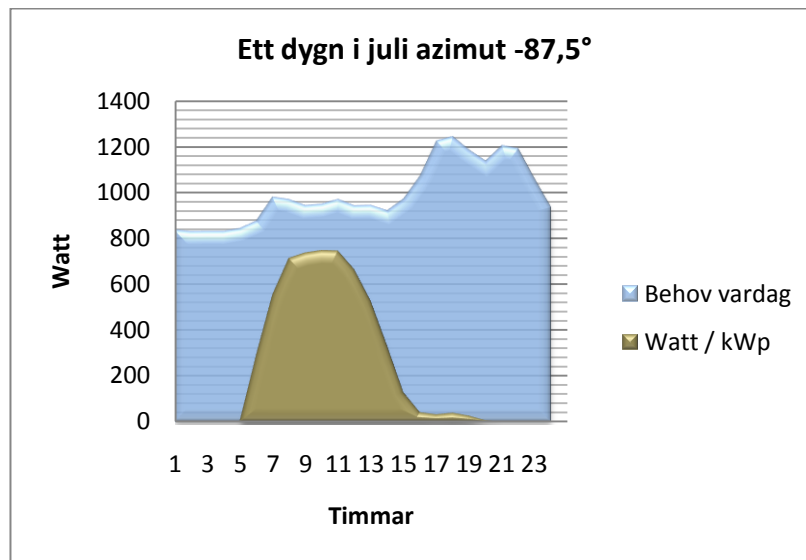
Med tanke på att behovet, lastkurvan, är förskjuten till ett ökat behov på eftermiddagen, se figur 4.3, undersöktes om möjlighet fanns att även förskjuta produktionen. Genom att vrida solpanelen mot öst respektive väst skulle produktionen kunna förflyttas mot förmiddagen respektive eftermiddagen. (Widén, Wäckelgård och Lund, 2009)

Simuleringar utfördes av de tak som var riktade mot öst och väst, hus 133 och 132.

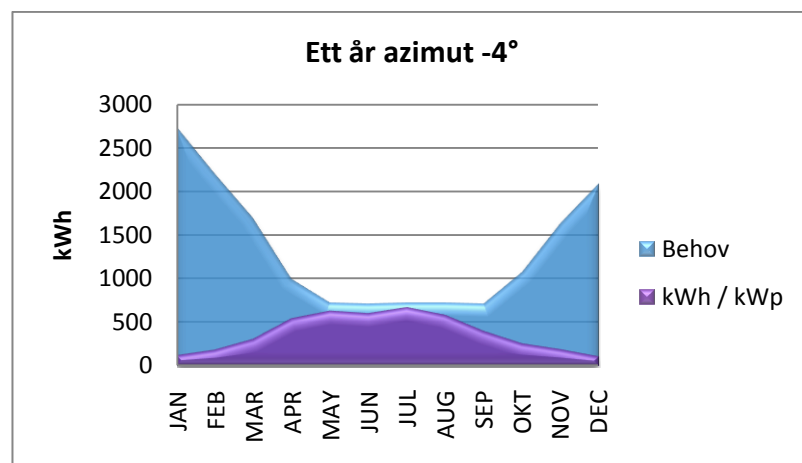
Simuleringarna utfördes för samma tid som simuleringen för figur 4.3. Resultatet visade att en förskjutning av produktionen var möjlig men att vridningen hade liten inverkan och att maxeffekten minskade. (Se figur 4.4 och figur 4.5) Någon fördjupning inom matchning av produktion och behov gjordes därför inte, och en panelorientering likt hus 122 antogs vara den optimala.



Figur 4.4: Behov och produktion, panel vriden mot väst



Figur 4.5: Behov och produktion, panel vriden mot öst



Figur 4.6: Behov och produktion under ett år

För att redovisa årsproduktionen och illustrera årsbehovet har ett diagram skapats (se figur 4.6). Diagrammet visar årsbehov av varmvatten och värme enligt bilaga F samt värden för hushållsel enligt samma genererade värden som användes för figur 4.3-4.5.

4.3.2 Enskilt system utifrån nettodebitering

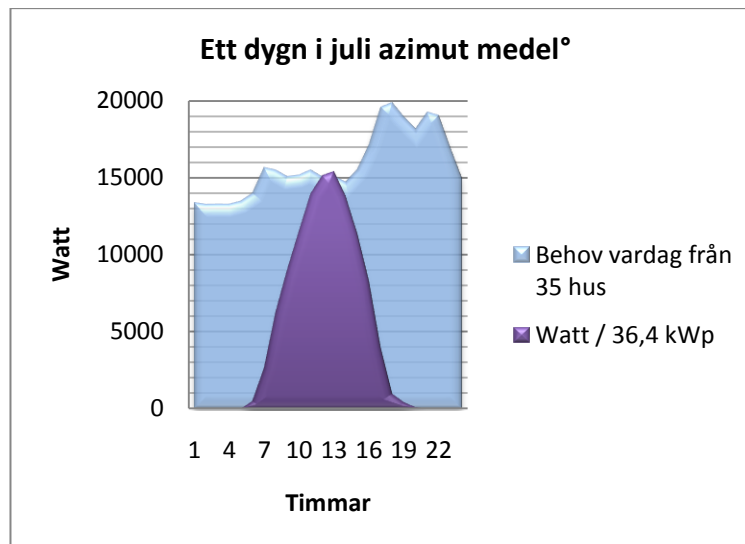
Utifrån att nettodebitering tillåts kan solcellsanläggningen göras större. I och med att toppar i elproduktionen och behovet slås ihop och räknas per månad är det inte längre det direkta effektbehovet som styr maxeffekt på systemet. Som tabellen i bilaga E visar kan en anläggning på 4,16 kWp installeras utan att det blir någon överproduktion i juli. Energibehovet i juli är på 660 kWh och med beräknad modul, 72-6-260W, skulle detta betyda att 16 moduler som genererar 632 kWh skulle kunna installeras (se bilaga E). Elproduktionen skulle uppgå till 4 277 kWh/år enligt tabell 4.4 vilket ger en täckningsgrad på 30 % enligt ekvation 4.3.

Tabell 4.4: Elproduktion för 4,16 kWp solceller

Produktion under ett år för hus 122, nettodebitering		
1,94 m ² /modul	(Utbyte 1028 Wh/Wp)	
260Wp/modul	16 st moduler, 4160 Wp x 1028 ger	4276,5 kWh/år

4.3.3 Samfällt system utifrån dagens förutsättningar

Eftersom ett enskilt system begränsas av överproduktion både med och utan nettodebitering undersöktes även om en samfäll anläggning skulle begränsas av överproduktion. För att dimensionera en samfäll anläggning utifrån dagens förutsättningar gäller samma premisser som för en enskild anläggning utan överproduktion som tidigare angivits i avsnitt 4.3.1. I utvärderingen och beräkningen av det samfällda systemet har samma genererade värden för behov använts som för det enskilda systemet. Utifrån dessa uppgifter har diagram skapats som illustrerar skillnaden mellan behovet från 35 hus och produktion för det samfällda systemet (figur 4.7). Diagrammet visar att utan nettodebitering eller andra lagringsmedier uppstår en överproduktion vid en kapacitet om 36,4 kWp. En effekt om 36,4 kWp motsvarar c:a 272 m² solceller av typ 72-6-260W. Elproduktionen, med orientering som motsvarar ett medel av de 16 husen, skulle uppgå till 37 237 kWh/år enligt tabell 4.5 vilket ger en täckningsgrad på 7,4 % enligt ekvation 4.3.



Figur 4.7: Behov och produktion för ett samfällt system

Tabell 4.5: Elproduktion för samfälld anläggning om 36,4 kWp solceller

Produktion under ett år för hus 122, nettodebitering		
1,94 m ² /modul	(Utbyte 1023 Wh/Wp)	
260Wp/modul	140 st moduler, 36 400 Wp x 1028 ger	37 237 kWh/år

4.3.4 Samfällt system utifrån nettodebitering

Genom att räkna ut ett medel för kWh/kWp för de 16 husen och multiplicera det med maximalt antal kWp för hela området kunde detta jämföras med de 35 husens årliga behov samt behovet i juli. Enligt tabell 4.6 och 4.7 skulle elproduktionen för hela området uppgå till 14 543 kWh i juli och 97 881 kWh/år vilket ger en täckningsgrad på 19,5 % enligt ekvation 4.3. Områdets elbehov skulle enligt bilaga E vara 660 kWh i juli, multiplicerat med 35 hus blir det totalt 23 100 kWh, se ekvation 4.4. På samma vis skulle områdets behov per år vara 14 332 kWh, multiplicerat med 35 hus vilket är totalt 501 620 kWh/år, se ekvation 4.5. Jämförelsen resulterade i att ingen överproduktion inträffar vid en samfälld anläggning på de 16 husen. Detta ger att maximalt utnyttjande av takyta är möjligt, vilket är c:a 714 m².

$$660 \times 35 = 23\,100 \text{ kWh} \quad (4.4)$$

$$14\,332 \times 35 = 501\,620 \text{ kWh} \quad (4.5)$$

Tabell 4.6: Elproduktion under juli, för maximalt antal kWp

Produktion under juli					
1,94 m ² /modul		(Utbyte 152 Wh/Wp) (medel för 16 hus)			
260 Wp/modul					
	20	st. modul	5200 Wp x 152	ger	790,4 kWh/år
	26	st. modul	6760 Wp x 152	ger	1027,5 kWh/år
8 tak	20 x 8	st. modul	41 600 Wp x 152	ger	6323,2 kWh/år
8 tak	26 x 8	st. modul	54 080 Wp x 152	ger	8220,2 kWh/år

Tabell 4.7: Elproduktion per år, för maximalt antal kWp

Produktion under ett år samfärd och nettodebitering					
1,94 m ² /modul		(Utbyte 1023 Wh/Wp) (medel för 16 hus)			
260 Wp/modul					
	20	st. modul	5200 Wp x 1023	ger	5320 kWh/år
	26	st. modul	6760 Wp x 1023	ger	6916 kWh/år
8 tak	20 x 8	st. modul	41 600 Wp x 1023	ger	42 557 kWh/år
8 tak	26 x 8	st. modul	54 080 Wp x 1023	ger	55 324 kWh/år

4.4 Anläggningens placering och påverkan

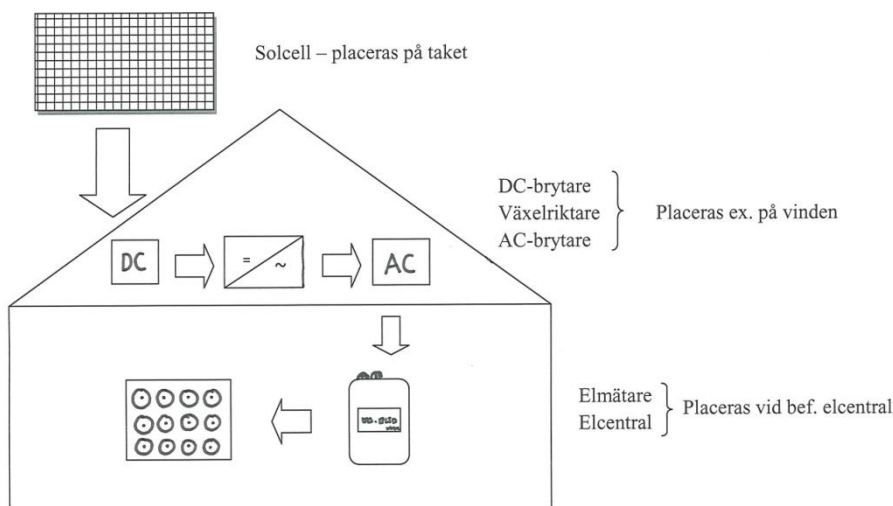
En solcellsanläggning som monteras utanpå huset har liten eller ingen inverkan alls på husets funktionskrav. Anläggningen är i sig ett eget system som i stort sett enbart bärs av huset. De faktorer som kan påverka byggnaden är anläggningens vikt, eventuella genomföringar och estetiskt uttryck.

De komponenter som fastslagits i detta arbete är delar som Modern Energi använder vid installationer. I systemet ingår; seriekopplade solcellsmoduler av typ NES72-6-260P med en verkningsgrad om 23 % och 260 Wp. Monteringssystem ER-IK-03 för infästning i bärläkt har valts, detta för att undvika onödig håltagning genom tak. Växelriktare på 10 kW som kan leverera växelström i 3 fas 400VAC 50Hz har valts för att systemet skall kunna byggas ut och för att el skall kunna levereras ut på elnätet. Två strömbrytare bör installeras, en brytare för likström (DC-brytare) före växelriktaren och en för växelström (AC-brytare) efter växelriktaren. Detta tillåter att växelriktaren kan bytas utan några större ingrepp i övrigt system. Eventuellt bör en extra elmätare installeras beroende på om

den befintliga kan mäta både inkommen och utmatad elektricitet. I systemet ingår även Web, SMS, och GPRS baserad övervakning. För schematisk bild se figur 4.8.

Solcellsmodulerna placeras på taket och seriekopplas vilket gör att endast en kabel behöver dras till växelriktaren. Kabeldragning mellan moduler och växelriktare sker via luftspalt, detta för att slippa håltagning i taket. DC-brytare, växelriktare och AC-brytare placeras på vinden, detta för att växelriktarens placering i förhållande till solcellsmodulerna har stor inverkan på prestanda enligt Kent Holm (2010) och därför bör placeras så nära modulen som möjligt. De delar som placeras på vinden måste vara åtkomliga för reparation och utbyte. Eventuell extra elmätare placeras intill befintlig elcentral.

Anläggningens vikt beror på dess storlek, i detta arbete har takets bärlighet utvärderats utifrån en anläggning om 7,8 m², 31 m² och 50,5 m², dvs; 4, 16 och 26 moduler. Modulerna väger 15 kg/m² (enligt bilaga C) vilket ger en vikt om 117 kg, 465 kg respektive 757 kg. Bärligheten har kontrollerats av huskonstruktören och uppgifter har förmedlats via JM. Enligt konstruktören skulle ingen förstärkning behövas för någon anläggningstyp. Detta gäller dock enbart för konstruktionen i Stångby.



Figur 4.8: Komponentschema (egen figur)

4.5 Investeringen – lönsam eller inte?

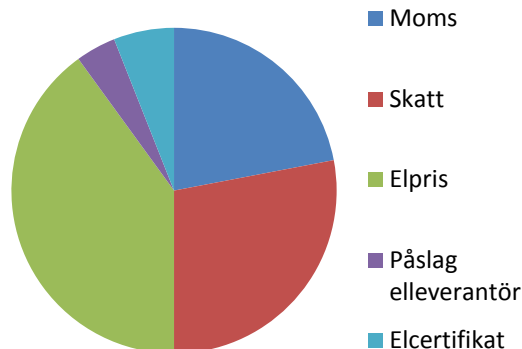
Lönsamheten styrs av ett flertal faktorer, såväl tekniska parametrar som politiska styrmedel. Som tidigare nämnts är man som egenproducent begränsad till att inte överproducera el då ingen ersättning utgår för den överskottsel som släpps ut på nätet. Elin Lund (2010) förklarar att det idag är svårt att hitta ett elhandelsföretag på marknaden som vill köpa in den egenproducerade elen. Dessutom är ersättning för överskottsel låg idag, lägre än kostnad för köpt el. Enligt Lund bör man idag enbart se solcellselen som ett tillskott för att täcka den egna förbrukningen. Detta medför att en anläggning bör dimensioneras för att förhindra överproduktion. Om framtida politiska beslut leder till nettodebitering av egenproducerad el uppstår ett annat scenario med ett annat värde på en investeringskalkyl. I detta arbete ställs dessa två alternativ mot varandra.

Detta arbete behandlar inte energiprisets eventuella förändring över tid. Dock bör ett aktuellt elpris fastställas för att möjliggöra en kalkylering. Dagens elpris består av ett flertal kostnadsposter vilka påverkas av olika faktorer. Det är därför svårt att fastställa ett pris som blir gällande för en längre tid. Enligt Vattenfalls statistik (2010a) var snittpriset på el och elcertifikat under 2009 enligt tabell 4.8. Elskatten för 2010 är enligt Skatteverket (2010) 28 öre per kWh och Vattenfalls leverantörspåslag är på 3,60 öre per kWh (2010b). Elpriset inkl. moms blir 0,95kr/kWh, avrundat antas priset till 1 kr/kWh.

Tabell 4.8, Figur 4.9: Dagens elpris

Vattenfall	Öre/kWh
Elpris	39,28
Skatt	28,0
Elcertifikat	5,52
Påslag elleverantör	3,60
Summa pris	76,40
Kr/kWh (exkl. moms)	0,76
Kr/kWh (inkl. moms)	0,95

(Egen sammanställning)



Fr.o.m. den 1 april 2010 gäller nya regler för egenproducerad el. Dessa regler säger att en elanvändare med ett säkringsabonnemang om högst 63A dvs. c:a 43,5 kW inte ska behöva betala extra nätavgift om denne producerar egen el. Detta gäller dock bara om elkonsumtionen är större än elproduktionen sett över hela kalenderåret. I de nya reglerna

ingår även att man som mikroproducent vilket man kallas om man uppfyller kraven enligt ovan, inte behöver betala för ev. byte av elmätare samt för avläsning av mätare. (Näringsdepartementet, 2009b)

Enligt Lund (2010) har man sedan c:a ett år tillbaka redan infört de nya reglerna på e.on. Elnätsföretaget ser en mikroproducent som en elproducent som tillverkar el för det egna husbehovet. De allra flesta av e.on:s kunder som vill ansluta en mindre anläggning för att producera egen el överproducerar inte och är därmed mikroproducenter. Vid en uppkoppling mot e.on:s elnät står de för installationen fram till elmätaren, därefter får producenten stå för kostnaderna. Har kunden redan ett uttagsabonnemang hos företaget behåller denne det, som mikroproducent behövs idag inget inmatningsabonnemang. Utagsabonnemanget avläses varje månad.

För att kunna sälja sin producerade el måste mätningen ske varje timme och då kallas kunden enligt e.on för kommersiell producent. I och med detta tillkommer ett ytterligare abonnemang, inmatningsabonnemang, och därmed ytterligare kostnader. (e.on 2009) Mätningssavgiften är enligt Lund (2010) 0 kronor för mikroproducenter medan det för kommersiella producenter kostar 1500 kr exkl. moms per år.

I detta arbete har solcellsanläggningen anpassats för att inte överproducera och därmed passa gällande regelverk för mikroproducenter. Typhuset har en huvudsäkring om 20A, dvs. inom kravet på max 63A. I det första förslaget av beräkningar utgår arbetet från dagens förutsättningar. Det medför att anläggningen har dimensionerats utifrån ett maximalt effektbehov i juli månad. I arbetet beräknas även kalkyler som bygger på att nettodebitering kommer att bli möjligt.

Offertförslaget från Modern Energi, bilaga C, visar att en solcellsanläggning för typhuset kostar 208 000 kr plus moms i grundinvestering dvs. 260 000 kr inkl. moms. Kalkyler i detta arbete har beräknats med priser inkl. moms. Anläggningen omfattar 20 solcellsmoduler med en total yta om 38,8 m² och priser för nyckelfärdiga anläggningar.

Leverantören ger garantier om en verkningsgrad på 80 % hos solcellerna i 25 år. När det gäller växelriktaren (eng. inverter) ges en garanti på 5 år. Anläggningens livslängd är en viktig parameter i en investeringsbedömning. Enligt Linus Palmblad (2010) kan man idag räkna med att solcellernas verkningsgrad består under garantins 25 år och att de dessutom

lever längre med en avtagande verkningsgrad. Dock måste växelriktaren bytas under anläggningens livstid.

4.5.1 Kalkylförslag beräknat per m² solcellsyta

Svensk Solenergi (2010b) menar att eftersom ”en solenergianläggning inte har någon driftskostnad att ta hänsyn till bestäms energipriset av kapitalkostnaden. En låg ränta och en lång amorteringstid, eller pengar ur madrassen, ger ofta bra lönsamhet!” Med ett annuitetslån är summan av ränta och amortering konstant under lånets avbetalningstid. Att räkna fram en annuitet för den aktuella investeringen kan göras enligt ekvation 4.6, vilken är en variant av ekvation 3.1 som redovisades under kapitel 3.6.1.³

$$a = 1,2 \times r \div 2 + 1 \div n \quad (4.6)$$

Offertförslaget (se bilaga C) innebär att 1m² solcellsyta kostar 6701 kr inkl. moms . 1 m² ger 134 Wp och investeringskostnaden per Wp blir 50,00 kr. Energiutbytet av 1 m² solceller per år beräknas bli 137 kWh. Detta resulterar i att varje Wp ger 1,023 kWh, se tabell 4.9.

Tabell 4.9: Offertförslaget översatt för 1m² solcellsyta

Yta	Effekt	Energi	Utbyte	Kostnad	Kostnad	Kostnad
m ²	Wp	kWh	kWh/Wp	kr/m ²	kr/Wp	kr/kWh,år
1	134	137	1,023	6701	50,00	48,90

Kapitalkostnaden för investeringsförslaget beräknas med två olika lönsamhetskrav, dvs. två olika kalkylräntor används. Båda räntesatserna är låga men till att börja med används 7 % vilket kan anses vara lika med utlåningsränta plus ett par procentenheter. Det andra alternativet är en ränta om 3 %, vilket är nära nog en nollränta vilket vanligen används för miljöinvesteringar. Beräkningarna har utförts för 25 år. Räntesatserna ger annuiteter enligt ekvationerna 4.7 och 4.8:

$$a_{7\%} = 1,2 \times 0,07 \div 2 + 1 \div 25 = 0,082 \quad (4.7)$$

$$a_{3\%} = 1,2 \times 0,03 \div 2 + 1 \div 25 = 0,058 \quad (4.8)$$

³ Annuitetsformeln i ekvation 4.6 är hämtad från experthandledare Björn Karlsson och hans tidigare arbeten.

Investeringskostnaden I är 50,00 kr/Wp och årsutbytet E är 1,023 kWh/Wp. Detta medför en specifik investeringskostnad om 48,90 kr/kWh, år, se ekvation 4.9.

$$I \div E = 50,00 \div 1,023 = 48,90 \text{ kr/kWh, år} \quad (4.9)$$

Kapitalkostnaden K blir således för de olika räntealternativen enligt ekvationerna 4.10 och 4.11:

$$K_{7\%} = a \times I \div E = 0,082 \times 48,90 = 4,00 \text{ kr/kWh} \quad (4.10)$$

$$K_{3\%} = a \times I \div E = 0,058 \times 48,90 = 2,84 \text{ kr/kWh} \quad (4.11)$$

Med det statliga stödet blir kapitalkostnaden lägre. Det sökbara stödet ligger idag på 60 %. Detta medräknat ger att kapitalkostnaden blir 1,60 kr/kWh respektive 1,14 kr/kWh. Den som producerar sin egen el slipper kostnaden för köpt el om c :a 1 kr/kWh. Detta ger att solelen kostar 60 resp. 14 öre per kWh, beroende på kalkylräntans värde, se tabell 4.10.

Tabell 4.10: Kapitalkostnad enligt annuitetsmetoden

kr/kWh	Ränta 3 %	Ränta 7 %
Kapitalkostnad	2,84	4,00
Avdrag för elkostnad	1,84	3,00
Statligt stöd 60 %	0,14	0,60

Med enbart hänsyn till återbetalningstid beräknas investeringens årliga inbetalningsöverskott enligt pay-off metoden. Kalkylen beräknas utifrån önskade återbetalningstider från uppdragsgivaren JM:s sida samt utifrån solcellernas tekniska livslängd om 25 år. Företaget har uttryckt önskan om 15 år, vilket anses som gängse gällande för investeringar med energiperspektiv samt även ett snävare alternativ om 10 år.

Genom att vända på pay-off metodens ekvation, vilken redovisades under kapitel 3.6.1, kan återbetalningstiden sättas som ett givet värde och inbetalningsöverskottet/år kan vara obekant i ekvationen. Genom att använda den framräknade kostnaden per kWh och år som investeringskostnad, innebär det att ingen hänsyn tas för annuitet och ränta över tiden. Resultat enligt ekvation 4.12-4.14, redovisat i kr/kWh, år:

$$O = G \div tid = 48,90 \div 25 = 1,96 \quad (4.12)$$

Detta resultat innebär att en investering i solceller måste generera 1,96 kr/kWh, år för att investeringen ska gå plus-minus-noll med en återbetalningstid på 25 år enligt ekvation 4.12.

$$O = G \div tid = 48,90 \div 15 = 3,26 \quad (4.13)$$

Detta resultat innebär att en investering i solceller måste generera 3,26 kr/kWh, år för att investeringen ska gå plus-minus-noll med en återbetalningstid på 15 år enligt ekvation 4.13.

$$O = G \div tid = 48,90 \div 10 = 4,89 \quad (4.14)$$

Detta resultat innebär att en investering i solceller måste generera 4,89 kr/kWh, år för att investeringen ska gå plus-minus-noll med en återbetalningstid på 10 år. (ekvation 4.14)

Den som producerar sin egen el slipper kostnaden för köpt el om c:a 1 kr/kWh. Detta medför att 1 kr/kWh kan dras från vardera kalkylalternativ. Korrigerade värden blir således att återbetalningstiden om 25 år ger ett underskott om 0,96 kr per kWh, år. För de tuffare återbetalningstiderna blir underskottet än större. För 15 år blir underskottet 2,26 kr/kWh, år och för 10 år blir underskottet på 3,89 kr/kWh, år. Ingen hänsyn har tagits till att elpriset kan förändras under tiden.

Resultaten i ekvationerna 4.12-4.14 kan justeras utifrån att det statliga stödet om 60 % beviljas för investeringen. Korrigerade värden med avdrag för dagens elkostnad om 1 kr/kWh, blir således att återbetalningstiden om 25 år ger ett överskott om 22 öre per kWh, år. För de tuffare återbetalningstiderna blir det fortfarande underskott men för 15 år stannar underskottet vid 30 öre/kWh, år och för 10 år är underskottet på 0,96 kr/kWh, år. För en sammanställning se tabell 4.11.

Tabell 4.11: Möjlig lönsamhet för solceller enligt pay-off metod

Kr/kWh, år	10 år	15år	25år
Årligt inbet. överskott	- 4,89	- 3,26	- 1,96
Avdrag för elkostnad	- 3,89	- 2,26	- 0,96
Statligt stöd 60 %	- 0,96	- 0,30	+0,22

4.5.2 Kalkylförslag för ett hus med dagens förutsättningar

Ett system, utan nettodebitering, skulle kunna innefatta fyra moduler innan överproduktion sker. En investering på fyra moduler kostar 52 000 kronor inkl. moms och ger 1069 kWh/år. Med dagens elpris ger det ett inbetalningsöverskott om 1069 kronor/år. Med pay-off metoden ger det en återbetalningstid om 49 år. Se tabell 4.12.

Om ett statligt stöd på 60 % för investeringen medräknas sjunker återbetalningstiden till 19,5 år. Samma återbetalningstider gäller även för förslagen i 4.4.3-4.4.5, med eller utan statligt stöd.

Tabell 4.12: Kalkylförslag i tabellform

Enligt 4.5.2	Ett hus
Investeringskostnad (kr)	52 000
Årlig besparing elkostnad (kr)	1069
Återbetalningstid (år)	49
Återbetalningstid stöd 60 % (år)	19,5

4.5.3 Kalkylförslag för ett hus med nettodebitering

Ett system för ett hus med nettodebitering kan utföras med 16 st. moduler utan att överproduktion uppstår. En investering på 16 moduler kostar 208 000 kronor inkl. moms och ger 4277 kWh/år. Med dagens elpris ger det ett inbetalningsöverskott om 4277 kronor/år. Se tabell 4.13.

Tabell 4.13: Kalkylförslag i tabellform

Enligt 4.5.3	Ett hus
Investeringskostnad (kr)	208 000
Årlig besparing elkostnad (kr)	4276,50
Återbetalningstid (år)	49
Återbetalningstid stöd 60 % (år)	19,5

4.5.4 Kalkylförslag för en samfälld anläggning med dagens förutsättningar

Att dimensionera en samfälld anläggning för det aktuella området med dagens förutsättningar, har gjorts utifrån att samtliga hus bär en anläggning om fyra moduler. Detta innebär en investering på 140 solcellsmoduler. För att generera bäst resultat föreslås dessa moduler placeras på ett samlat antal tak.

Enligt offertförslaget kostar en anläggning med 140 solcellsmoduler totalt 1 820 000 kronor inkl. moms. Detta förslag omfattar c:a 272 m². Utslaget på 35 hus blir det en investeringskostnad på 52 000 kronor inkl. moms per hus i området. Totalt ger anläggningen 36 448 Wp vilket är 37 264 kWh/år. Per hus ger detta resultat 1065 kWh/år. Med dagens elpris är detta värt 1065 kr/år i sparad energikostnad. Se tabell 4.14.

Tabell 4.14: Kalkylförslag i tabellform

Enligt 4.5.4	Ett hus
Investeringskostnad (kr)	52 000
Årlig besparing elkostnad (kr)	1065
Återbetalningstid (år)	49
Återbetalningstid stöd 60 % (år)	19,5

4.5.5 Kalkylförslag för en samfälld anläggning med nettodebitering

Att dimensionera en samfälld anläggning för det aktuella området och med nettodebitering inberäknat, har gjorts utifrån att tak med ett effektbortfall om högst 10 % utifrån vinkel mot solen har valts. Detta innebär att 16 tak används. Priset från leverantören är det samma per kvadratmeter även för en samfälld anläggning.

Enligt offertförslaget kostar anläggningen för 16 hus totalt 4 784 000 kronor inkl. moms. Detta förslag omfattar c:a 714 m² på 368 moduler. Utslaget på 35 hus blir det en investeringskostnad på 136 700 kronor inkl. moms per hus i området. Totalt ger anläggningen 95 680 Wp vilket är 97 881 kWh/år. Per hus ger detta resultat 2797 kWh/år. Med dagens elpris är detta värt 2797 kr/år i sparad energikostnad. Se tabell 4.15.

Tabell 4.15: Kalkylförslag i tabellform

Enligt 4.5.5	Ett hus
Investeringskostnad (kr)	136 700
Årlig besparing elkostnad (kr)	2797
Återbetalningstid (år)	49
Återbetalningstid stöd 60 % (år)	19,5

4.6 Sammanställt resultat

För att ge en tydlig översikt av resultaten sammanfattades dessa i tabell 4.16, där;

1. Enskilt system utifrån dagens förutsättningar
2. Enskilt system med nettodebitering
3. Samfällt system utifrån dagens förutsättningar
4. Samfällt system med nettodebitering

Tabell 4.16: Sammanställt resultat utifrån annuitetsmetoden

system	m ²	kWp	kWh/år	Investering kkr/hus	kr/kWh	Täcknings- grad/år	Ekonomisk livslängd
1	7,8	1	1069	52	0,7	7,5 %	25
2	31	4,16	4277	208	0,7	30 %	25
3	272	36,5	37 000	52	0,7	7,4 %	25
4	714	95,7	98 000	137	0,7	19,5 %	25

Resultatet förutsätter priser enligt offertförslag (bilaga C), elpris 1 kr/kWh, kalkylränta 7 % samt statligt stöd om 60 %.

5 Diskussion

Solen är en ständig källa av energi och en viktig resurs i arbetet med att förändra energianvändningen i samhället. Dock är solenergimarknaden under utveckling och därmed är värdet på solenergi än så länge svårt att uppskatta. Beroende på vem som uttalar sig om solen som energikälla och solenergi som bransch blir svaren olika. Detta arbete speglas av de människor som bidragit med sina arbeten och sina kunskaper. Att under tio veckor skapa sig en personlig bild av detta område till fullo är svårt men förhoppningen är att vi i detta arbete lyckats förmedla en rättvis bild av det aktuella läget för solenergin. Utifrån införskaffade kunskaper och uppnådda resultat speglar denna diskussion vår syn på solekens möjligheter idag och i framtiden inom småhusmarknaden.

Detta arbete är utfört för en specifik typhusmodell i ett bestämt område. Resultatet skildrar därmed bostadsområdets geografiska placering utifrån plats och läge samt husens placering i området. Solcellsanläggningen är dimensionerad och orienterad för att passa in i området Stångby. Att bo i ett bostadsområde innebär att alla hustak inte har lika bra läge mot solen som andra, som i detta fall där husen ligger runt en hästskoformad gata. Utifrån undersökningen av hur moduler vridna mot öst alternativt väst i området Stångby skulle kunna leda till minskad ”mismatch” kan vi bara styrka slutsatserna som dras i artikeln *Options for improving the load matching capability of distributed photovoltaics: Methodology and application to high-latitude data* (Widén, Wäckelgård och Lund, 2009). Den positiva effekten av vridning är liten och genererad effekt per år minskar. Dock kan högre täckningsgrad nås men detta till priset av lägre årsutbyte per modul och därmed ett högre pris per kWh. En lutning om 70° skulle göra det möjligt med en täckningsgrad om hela 67 % men även detta leder till minskat årsutbyte.

Resultatet av maximal effekt är räknat på vad solcellsmodulerna kan generera och inte systemet i sin helhet. Vad den slutliga verkningsgraden för hela systemet kommer att bli är svårt att exakt bestämma. Enligt Kent Holm (2010) beror det mycket på hur installationen är utförd och var komponenterna placeras i förhållande till solcellsmodulerna. Inom ramarna för detta arbete har ingen djupstudie skett av enskilda komponenter och hur dessa samverkar.

I början av arbetet var tanken att systemet skulle räknas till att ha en verkningsgrad om 90 %, detta utifrån växelriktarens verkningsgrad. Växelriktaren som Modern Energi

levererar har dock en verkningsgrad om 97 % och enligt Kent Holm (2010) antas ofta systemverkningsgraden vara lägre än 90 %. Utifrån detta presenterades resultatet utan extra effektförluster och det är därefter upp till företaget JM att anta en övergripande effektförlust. Denna förlust är dock viktig att medräkna för att förhindra att ”glädjekalkyler” skapas, vilket kan leda till missvisande siffror och besvikna investerare.

Med dagens regelverk är det inte möjligt för småhus att utnyttja solenergin fullt ut. Solen skiner mest under de timmar som hushållen förbrukar minst el, dessutom är solstrålningen ojämn över året. Genom att möjliggöra så kallad nettodebitering blir det möjligt att jämna ut den ”mismatch” som inträffar mellan topparna i energianvändning och topparna i elproduktion. Som resultatet visar sker ingen överproduktion varken i juli eller per år för den samfälliga anläggningen med nettodebitering. Detta ger också att skillnad i nettodebitering per månad eller per år inte har någon betydelse. Däremot skulle detta innebära en skillnad för de enskilda anläggningarna. Med nettodebitering per år skulle dimensionering efter årsbehov kunna utföras istället för månadsbehovet i juli.

Idag motverkar regelverket investeringar i solceller. Kraven på hur den egenproducerade energin måste mätas, den låga eller obefintliga ersättningsnivån för överskottselen samt det faktum att elcertifikatsystemet ger liten avkastning för små producenter skapar dålig lönsamhet i en solesinvestering. För närvarande pågår ett statligt stödprogram för nätanslutna solcellsinvesteringar på 60 % av investeringskostnaden. Detta är dock tidsbegränsat och enligt många inom branschen inte tillräckligt. Det krävs mer långsträckt stöd för att göra soles ekonomiskt lönsam. Det statliga stödet är medräknat i resultatet för att tydliggöra att en investering i soles idag enligt oss kräver ett extra, ekonomiskt stöd. Ingen förfrågan har dock gjorts vid Skåne länsstyrelse angående möjligheterna till stöd för en anläggning i Stångby.

I detta arbete anses inte elcertifikatsystemet ge tillräckligt stort utbyte i dessa anläggningar för att vara lönsamt att satsa på. Elcertifikatsystemet kräver mycket administration och ger i det stora hela en liten summa. Enligt personer vi pratat med skulle vi eventuellt kunnat räkna med några öres intäkt per kWh producerad el av elcertifikaten. Dock krävs det att anläggningen producerat 1 MWh innan ett elcertifikat tilldelas. Vi kan nog ändå räkna med att elcertifikatsystemet blir kvar ett tag till då det är beslutat på bred politisk front.

Resultatet visar på att de önskade återbetalningstiderna om 10 resp. 15 år är svåra att uppnå. Med det statliga stödet inberäknat måste ändå anläggningen generera 30 öre per kWh vid en avbetalningstid på 15 år. Dessa värden bör justeras utifrån att elpriset förväntas fortsätta stiga framledes. Samtidigt bör beaktas att denna beräkning inte tar hänsyn till investeringens värde i framtiden. Enligt oss kan inflationstakten kvittas mot elprisets förändring för de närmsta åren.

För att solcellsanläggningen ska kunna generera pengar och därmed möjliggöra lönsamhet, krävs ett förändrat system. Om nettodebitering genomförs krävs det att lösningen blir en förändrad avräkningsperiod och möjlighet till kvittning. Om kvittning blir möjligt kan överproduktion bli lönsamt vilket innebär större inkomst. Ett annat alternativ är att låta egenproducenter sälja in den producerade elen på nätet mot en högre summa än priset för köpt el. Detta system kallas inmatningstariffer och finns redan i exempelvis Tyskland. Systemet uppvisar där goda resultat. Skillnaden mellan det svenska och det tyska systemet handlar om att inmatningstariffer ger pengar för producerad el och stödsystemet ger pengar till själva investeringen. Enligt uppgifter till detta arbete anser EU att Sverige bör ställa in sig i ledet och införa inmatningstariffer. Om detta blir verklighet kan bara framtiden utvisa. Troligt är i alla fall att nettodebitering införs från och med nästa år. Trycket på regeringen är stort och enligt samtal med Sara Sundberg (2010) på Energimarknadsinspektionen verkar detta beslut mest troligt.

Resultatet visar ingen skillnad i ekonomisk vinning eller i återbetalningstid beroende på anläggningens storlek. Huruvida priset på anläggningen skulle vara densamma för en mindre som för en större anläggning kan diskuteras. Troligtvis skulle en större anläggning omfattas av mindre pris per producerad kWh. Detta arbete har utgått ifrån endast ett offertförslag och därmed kan inte ett marknadsmässigt pris bestyrkas. Tiden har begränsat oss i att utforska fler solcellsleverantörer och att arbeta med fler offertförslag.

I arbetet med att jämföra den enskilda och den samfällda anläggningen med varandra bör observeras att genererade, generella värden använts som grund till behovet av hushållsel. Detta medför att skillnaden i behov mellan de olika husen inte går att studera. Om mätningar av alla hus utfördes skulle troligtvis en högre nyttjandegrad kunna konstateras för det samfällda systemet. Att ha en gemensam anläggning, ägd av området tillsammans, skulle kunna innebära att den egenproducerade elen konsumeras bättre. Chansen är större att det med 35 hushåll finns någon hemma som konsumerar el mitt under dagen när solen skiner som mest, jämfört med att varje hus har en enskild anläggning. Dessutom skulle

ständiga laster från varje enskilt hus kunna dras från den gemensamma produktionen. Idag är det inte möjligt att dela med sig av överskottselen till varandra inom ett bostadsområde. Hur detta skulle kunna fungera och vilka lagändringar som krävs har inte undersökts inom detta arbete. Till detta bör tilläggas att vi tror att en samfälld anläggning har störst positiv inverkan på system utifrån dagens förutsättningar. Bra placering och delad investeringskostnad är positiva faktorer även vid nettodebitering.

5.1 Framtida studier

Marknadsundersökningar bör göras bland husintressenter och/eller redan befintliga kunder om deras syn på solenergi och solceller. Finns intresset? Var ligger smärtröskeln för en sådan investering? Enligt Fortums undersökning (Fortum, 2009) är gemene man intresserad av att ta sitt ansvar och producera egen el, dock framgår det inte hur mycket vi svenskar kan tänka oss att betala. Det området bör undersökas vidare för att kunna konstatera om ett bostadsområde bör ha enskilda system eller samfällda anläggningar.

Det faktum att solen skiner på fel tidpunkt i förhållande till när hushållen förbrukar som mest el är ett område som ständigt forskas på, bl. a vid Uppsala universitet. Genom redan publicerade resultat från forskningen skulle vidare studier kunna göras, specifika för JM:s hus och deras installationer. Hur kan den kontinuerliga lasten av maskiner och installationer bidra till att solelen utnyttjas bättre? Genom att använda t.ex. diskmaskin och tvättmaskin med möjlighet till tidsinställning kan energianvändandet förflyttas till den tid då elproduktionen är som högst.

Elpriset är i detta arbete satt till 1 kr/kWh och är därmed räknat utan nätöverföringsavgift. Detta pga. av osäkerhet huruvida denna också kommer kunna kvittas vid en eventuell nettodebitering. Kommer även nätöverföringsavgiften att kvittas i framtiden skulle elpriset kunna sättas till c:a 1,20 kr/kWh. Ett förändrat elpris leder till högre värde på sparad elkostnad och därmed bättre lönsamhet. Hur detta kommer att regleras och fungera bör undersökas innan det högre elpriset antas.

6 Slutsatser

Solel är idag en dyr investering och dagens regelverk försvårar möjligheterna till att tillgodoräkna sig den egenproducerade elen. Grundinvesteringen är stor pga. anläggningens höga kostnad. Ständig utveckling sker vilket gör att kostnaderna sjunker med tiden. Detta spelar stor roll för solekens framtida roll i energiproduktionen.

Solel kan vara en konkurrenskraftig produkt trots det höga priset. Genom att bidra till bättre miljö och visa att kunden är miljömedveten har solel ett mervärde som kan kompensera för priset.

Att investera i en solcellsanläggning är nästan enbart en grundinvestering med nästan obefintliga driftskostnader. För varje år som går sjunker investeringskostnaden pga. billigare komponenter. Med ett högre elpris i framtiden kommer solelen att bli mer värdefull och investeringen mer lönsam.

Solekens framtida utsikter handlar om hur incitament och regelverk förändras. Viktiga förändringar och förbättringar har skett i år men mer måste till. Så länge nettodebitering inte genomförs och elcertifikatsystemet inte anpassas för mindre producenter, kommer solel inte vara ekonomiskt lönsamt.

Referenser

Abel, E. och Elmroth, A. (2009) *Byggnaden som system*. Andra reviderade upplagan. Stockholm: Formas

Bjarnes System AB (2010). *Kompleta infästningar till alla typer av tak*. Tillgänglig <http://www.bjarnessystem.se/document/bjarnessystem_infastningar.pdf> (2010-05-05)

Energimyndigheten (1999). *Solel – En översikt*. ET 59:1999

Energimyndigheten (2004). *El från solen – energi och industri i Sverige*. Utredning av Energimyndigheten för Näringsdepartementet.

Energimyndigheten (2006) . *Förnybar el med elcertifikat*. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/Global/F%c3%b6retag/Elcertifikat/Faktablad-elcertsv_2010-final.pdf > (2010-05-08)

Energimyndigheten (2007). *Solceller i Sverige och Världen 2007*. Tillgänglig: <<http://www.energimyndigheten.se/Global/Forskning/Kraft/Solceller%20i%20Sverige%20och%20världen%202007.pdf> > (2010-05-14)

Energimyndigheten (2008a). *Utvecklingspotential*. Tillgänglig: <<http://energimyndigheten.se/sv/Energifakta/Energikallor/Sol--/Fakta-om-solceller/Utvecklingspotential/>> (2010-04-25)

Energimyndigheten (2008b). *Fakta om solceller*. Tillgänglig: <<http://energimyndigheten.se/sv/Energifakta/Energikallor/Sol--/Fakta-om-solceller/>> (2010-05-14)

Energimyndigheten (2008c). *Tillämpningar*. Tillgänglig: <<http://energimyndigheten.se/sv/Energifakta/Energikallor/Sol--/Fakta-om-solceller/Tillampningar/>> (2010-05-14)

Energimyndigheten (2008d). *Miljöeffekter och försörjningsaspekter*. Tillgänglig:
<<http://www.energimyndigheten.se/sv/Energifakta/Energikallor/Sol--/Fakta-om-solceller/Miljoeffekter-och-forsorjningsaspekter/>> (2010-05-05)

Energimyndigheten (2009a) . *Energiläget 2009*. ET2009:28

Energimyndigheten (2009b). *Sol*. Tillgänglig:
<<http://www.energikunskap.se/sv/FAKTABASEN/Vad-ar-energi/Energibarare/Fornybar-energi/Sol/>> (2010-04-14)

Energimyndigheten (2009c). *Stöd till solceller*. Tillgänglig:
<<http://energimyndigheten.se/sv/Foretag/Energieffektivisering-i-foretag/Stall-krav-vid-inkop/Aktuella-bidrag-och-stod/Stod-till-solceller/>> (2010-05-08)

Energimyndigheten (2010a). *Solceller - Informationsbroschyr om att producera el med hjälp av solceller*. Tillgänglig:
< <http://www.energimyndigheten.se/Global/Solceller/090701-solceller%20broschyr.pdf> >
(2010-05-14)

Energimyndigheten (2010b). *Elcertifikat*. Tillgänglig:
< <http://energimyndigheten.se/elcertifikat> > (2010-05-25)

E.on (2010). *Frågor och svar för egenproducenter*. Tillgänglig:
<<http://www.eon.se/templates/Eon2FAQ.aspx?id=61826&epslanguage=SV>>
(2010-05-09)

EPIA, European Photovoltaic Industry Association (2008). *An argument for feed-in tariffs*. Supporting solar photovoltaic electricity.

Fortum (2009). *En klok energianvändning kräver smartare nät*. Rapport. Tillgänglig:
<<http://feed.ne.cision.com/wpyfs/00/00/00/00/00/0F/23/6A/wkr0013.pdf>> (2010-05-17)

Holm, K. (2010). *Personlig kommunikation*. Modern Energi. Kontakt: 076-16 11 297
(2010, april-maj)

Karlsson, B. (2009) *Täckningsgrad i PV-system med konstant och månadsvis avräkning*. Opublicerat PM. Lunds tekniska högskola, Energi och Byggnadsdesign.

Ljung, B. och Högberg, O. (1996). *Investeringsbedömning – en introduktion*. Malmö: Liber

Lund, E. (2010). *Personlig kommunikation*. Produktutvecklare e.on Elnät Sverige
Kontakt: 070-38 80 386 (2010-04-28)

Nationalencyklopedin. *Förnybara energikällor*. Tillgänglig:
<<http://www.ne.se/sok/förnybara%20energi%20källor>> (2010-04-14)

Näringsdepartementet (2008). *Bättre kontakt via nätet – om anslutning av förnybar elproduktion*. SOU 2008:13. Stockholm: Fritze.

Näringsdepartementet (2009a). *En sammanhållen klimat- och energipolitik – Energi*. Prop. 2008/09:163. Stockholm: Regeringskansliet.

Näringsdepartementet (2009b). *Enklare och tydligare regler för förnybar elproduktion, m.m.* Prop. 2009/10:51. Stockholm: Regeringskansliet.

Näringsdepartementet (2009c). *Regleringsbrev för budgetåret 2010 avseende Energimarknadsinspektionen*. Stockholm: Regeringskansliet.

Ohlsson, G. (2003). *Företagskalkyler – Praktisk handbok i ekonomistyrning*. Näsviken: Björn Lundén Information AB

Palmblad, L. (2010). *Personlig kommunikation*. Handläggare vid Energimyndighetens Teknikavdelning, enheten för Kraft och Energi. Kontakt: 016-54 42 337 (2010-04-28)

Schueco (2010). *Växelriktare*. Tillgänglig:
<<http://www.schueco.com/web/se/privatkunder/produkter/solcellsteknik/vaexelriktare>>
(2010-05-05)

Skatteverket (2010). *Skattesatser 2010*.

SMHI (2007). *Solstrålning*. Faktablad nr 31. Norrköping: Direkt Offset AB.

Solarworld (2010). *Solar ABC*. Tillgänglig: <<http://www.solarworld.de/Solar-ABC.123.0.html?&L=1>> (2010-05-05)

Solelprogrammet (2010a). *Installationsguide nätanslutna solcellsanläggningar*. Tillgänglig: <http://www.elforsk.se/solel/underlag/installationsguide_solceller.pdf> (2010-05-14)

Solelprogrammet (2010b). *Energiberäkningar*. Tillgänglig: <<http://solelprogrammet.se/Projekteringsverktyg/Energiberakningar/>> (2010-05-14)

Solelprogrammet (2010c). *För privatpersoner*. Tillgänglig: <<http://solelprogrammet.se/Om-solcellstekniken/For-privatpersoner/>> (2010-05-14)

Solelprogrammet (2010d). *Skötsel*. Tillgänglig: <<http://solelprogrammet.se/Projekteringsverktyg/Skotsel/>> (2010-05-14)

SP (2006). *Kriterium för urval av objekt för solel*. Tillgänglig: <http://www.sp.se/sv/units/energy/etk/Documents/Urvalskriterier_Solel.pdf> (2010-05-14)

Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A. (2007). *Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries*. Solar Energy, 81, 1295–1305.

Stridh, B och Hedström, L. (2009). *Solcellselproduktion inom elcertifikatsystemet*. Elforsk rapport 09:95.

Svensk solenergi (2007). *Räkna med solenergi..det lönar sig i längden*. Broschyr. Stockholm: V-TAB Civiltryckeriet AB

Svensk solenergi (2010a). *Om solenergi*. Tillgänglig: <<http://www.svensksolenergi.se/omsolenergi/omsolenergi.html>> (2010-04-14)

Svensk solenergi (2010b). *El från solen*. Tillgänglig:
<<http://www.svensksolenergi.se/omsolenergi/elfransolen.html>> (2010-05-14)

Sundberg, S. (2010). *Personlig kommunikation*. Samordnare för kundfrågor, konsumentfrågor, elmarknadsfrågor vid avdelningen Marknadsövervakning, Energimarknadsinspektionen. Kontakt: växel 016-16 27 00 (2010-05-11)

Suneson, B. (2009, juni, 22). *Solceller iskall satsning*. Svenska Dagbladet. Elektronisk version.

SVT, Västerbottensnytt (2010, maj, 5). *Hur fungerar elcertifikatsystemet?* Tillgänglig:
<http://svt.se/2.33919/1.1990735/hur_fungerar_elcertifikatsystemet> (2010-05-06)

Vattenfall (2010a). *Historik över elpriserna på börsen och avgiften för elcertifikat*. Tillgänglig: <<http://www.vattenfall.se/sv/rorligt-elpris-historik.htm>> (2010-05-15)

Vattenfall (2010b). *Rörligt elpris*. Tillgänglig: <<http://www.vattenfall.se/sv/rorligt-elpris.htm>> (2010-05-15)

Widén, J. (2009). *Distributed Photovoltaics in the Swedish Energy System – Model Development and Simulations*. Licentiate Thesis. Uppsala: Uppsala University, Department of Engineering Sciences.

Widén, J., Wäckelgård, E., Lund, P. D. (2009) *Options for improving the load matching capability of distributed photovoltaics: Methodology and application to high-latitude data*. Elektronisk version. *Solar Energy* 83 (2009) 1953–1966.

Widén, J. och Wäckelgård, E. (2009) *A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand*. Elektronisk version. *Applied Energy* 87 (2010) 1880–1892

Bilaga B Azimutvinklar

Azimutvinklar för de 35 husen i ettap 4		
Hus nr	Azimutvinkel	Kvm takyta mot söder
108	-10°	42,65
109	-11°	42,65
110	-18°	42,65
111	-18°	42,65
112	-18°	42,65
113	-18°	42,65
114	-18°	42,65
115	-18°	51,3
116	-18°	51,3
117	73°	51,3
118	73°	51,3
119	73°	51,3
120	73°	51,3
121	84°	51,3
122	-4°	42,65
123	73°	42,65
124	73°	42,65
125	73°	42,65
126	73°	42,65
127	-18°	51,3
128	-18°	51,3
129	-18°	51,3
130	81°	42,65
131	84°	42,65
132	88°	42,65
133	-87,5°	51,3
134	-86,5°	51,3
135	-84,5°	51,3
136	-83,5°	51,3
137	-82,5°	51,3
138	-82°	51,3
139	-82°	51,3
171	-5°	51,3
172	-4°	51,3
173	-6°	51,3



Bilaga C Offertförslag från Modern Energi

Här kommer en prisindikation på lämnade uppgifter

Hus 1

Tak: 5,2m*8,2m= 42,64kvm

Förslag är 20st 260Wp polykristallin med en top effekt av 5,2kWp
Inverter på 10kW ingår för att kunna bygga ut anläggning i framtid och för att kunna köra 3 fas 400VAC 50Hz.

I installationen ingår då även Web, SMS& GPRS baserad övervakning.

Tak monteringsystem ingår och där använder man aluminium profiler pga. vikt

Att takets konstruktion och bärlighet klarar anläggningens vikt ligger på kundens ansvar att kontrollera innan beställning. Kunden får den totala vikt som ligger per/kvm så att de kan stämna av med en byggfirma innan.

För denna anläggning har vi en vikt på ca 15kg/kvm vilket skulle motsvara 300kg.

Pris för nyckel färdig anläggning är ca 208 000kr exkl. moms

Hus 1-8 av 16

Samma upplägg som Hus 1 ovan.

Hus 9-16 av 16

Tak: 5,2m*10,4m=54,08kvm

Förslag är 26st 260Wp polykristallin med en top effekt av 6,76kWp
Inverter på 10kW ingår för att kunna bygga ut anläggning i framtid och för att kunna köra 3 fas 400VAC 50Hz.

I installationen ingår då även Web, SMS& GPRS baserad övervakning.

För denna anläggning har vi en vikt på ca 15kg/kvm vilket skulle motsvara 390kg.

Pris för nyckel färdig anläggning är ca 270 400kr exkl. moms

Arbete utförs enligt ABT 06

Garantier:

5år på inverter

5år Monteringsystem tak

2år Fabriksgaranti på solpanel samt att panel skall leverera 80 % av sin ursprungliga effekt efter 25år.

Bilaga E Elproduktion

Slutlig elproduktion för anläggning med 72-6-260W moduler

Produktion under ett år

260W				1023	kWh/kWp	(medel för 16 hus)
260	Wp			1023	Wh/Wp	
<hr/>						
Area / modul						
1,940352	m ²	20	st. modul	5200,0	Wp	*1023 5319,6 kWh/år (celler på hela taket och ett år)
		26	st. modul	6760,0	Wp	*1023 6915,5 kWh/år (celler på hela taket och ett år)

Produktion under juli

260W				152	kWh/kWp	(medel för 16 hus)
260	Wp			152	Wh/Wp	
<hr/>						
Area / modul						
1,940352	m ²	20	st. modul	5200,0	Wp	*152 790,4 kWh, juli (celler på hela taket och Juni)
		26	st. modul	6760,0	Wp	*152 1027,5 kWh, juli (celler på hela taket och Juni)

660 kWh är behovet i juli månad enligt energiberäkning,
20 moduler ger ett överskott på 367,5kWh

16	st. modul	4160,0	Wp	*152	632,3 kWh, juli	(16 moduler och juli)
----	-----------	--------	----	------	-----------------	-----------------------

Bilaga F Utdrag ur energiberäkningar för hus F

*** Enorm 2004. Version 2.0 Build 0. © 2004 EQUA Simulation AB ***
Program 1274. JM AB

Objekt: Stångby hus F. Fs etapp 4

Beräknat av Peder Gunnefur, 046 30 01 03.
Indatafil: E:\Pgunnefu\MYDOCU~1\ENORM2~1\WINENO~1\WinTempo.en
Byggnadsort: Malmö 2009-05-15. Beräkning nr: 225

DRIFTDATA FÖR VÄRMEANLÄGGNINGEN. Nr 225 - Sid 2

Basenergi: Värmepump, uppv. och varmvatten
Dist: Golvvärme, vatten. Termostater i rum. Ingen effektstyrning
Värmepumpen producerar både tappvarmvatten och uppvärmningsenergi.
Tillsatsenergi: Eltillsats i värmepump
Dist: Golvvärme, vatten. Termostater i rum. Ingen effektstyrning
Separat värmeproduktion. Gemensamt värmedistributionsystem.

VÄRMEBEHOV UNDER KALENDERÅRET (kWh) Nr 225 - Sid 3

	Må- nad	Uppv dgr	Trans- mission	Vent.+ Läckn.	Vent.- v.växl	Utnyttj. värme Sol	Uppv.- Process	Uppv.+ behov	Uppv.+ tappvv
Jan	31	1719	+1247	0	-159	-790=	2017	2375	
Feb	28	1446	+1049	0	-269	-715=	1512	1835	
Mar	31	1301	+944	0	-513	-764=	968	1326	
Apr	26	976	+708	0	-730	-671=	283	629	
Maj	0	661	+479	0	-931	-209=	0	358	
Jun	0	370	+269	0	-639	0=	0	346	
Jul	0	275	+200	0	-475	0=	0	358	
Aug	0	361	+262	0	-623	0=	0	358	
Sep	0	563	+408	0	-643	-328=	0	346	
Okt	31	854	+620	0	-424	-701=	350	708	
Nov	30	1078	+782	0	-220	-719=	920	1267	
Dec	31	1322	+959	0	-131	-787=	1364	1722	
År	208	10927	7928	0	-5756	-5686	7413	11628	

Totalt behov av köpt energi för verklig byggnad kWh/år kWh/m²

Värmepump, uppv. och varmvatten	0	0
Eltillsats i värmepump	2988	22
Drivel till värmepump	3621	27
El till fläktar och pumpar	971	7
Processer. Hushålls- och fastighetsel	5152	38
Nettobesparing av effektivare vitvaror	1599	12
Summa för kalenderåret	14332	107