

UPPSATS FÖR LICENTIATEXAMEN

# **Solcellssystem i svenska byggnader**

Förutsättningar relaterade till lönsamhet och montage

MARIA HAEGERMARK

Institutionen för bygg- och miljöteknik  
Avdelningen för installationsteknik  
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA  
Göteborg, 2016

Solcellssystem i svenska byggnader  
Förutsättningar relaterade till lönsamhet och montage  
Maria Haegermark

© MARIA HAEGERMARK, 2016

ISSN 1652-9146  
Lic / Department of Civil and Environmental Engineering,  
Chalmers University of Technology  
Lic 2016:03

Department of Civil and Environmental Engineering  
Division of Building Services Engineering  
Chalmers University of Technology  
SE-412 96 Gothenburg  
Sweden  
Telephone + 46 (0)31-7721000

Chalmers Reproservice  
Göteborg 2016

---

Projektet har finansierats av Göteborg Energi AB.

---

# **Solar photovoltaic systems in Swedish buildings**

Economic feasibility and module mounting

MARIA HAEGERMARK

Department of Civil and Environmental Engineering

Chalmers University of Technology

## **Abstract**

As a result of decreased solar photovoltaic (PV) system prices, the Swedish PV market has grown rapidly the last few years, with the majority of new capacity installed in buildings. However, the market is still small and this licentiate thesis therefore aims to help facilitating for a continued positive development by adding to the knowledge about conditions related to PV in Swedish buildings.

The thesis includes two separate studies. The first study describes how existing PV systems in Sweden are mounted. It comprises 444 systems larger than 10 kW<sub>p</sub>. A majority of the systems were found on rooftops and only about 10 % on façades. Most of the modules on steep-slope roofs were mounted parallel to the roof, while on low-slope roofs, tilted modules fixed to the roof were the most common, followed by horizontal systems. An increasing share of ballast-only systems on flat roofs could be seen. Historically, PV modules used as shading devices has been the most popular choice for façades, but in 2013, a majority of the façade systems had vertically applied modules. In general, the initial development of a Swedish PV market has been successful and there has been a smooth transition to more and larger systems on buildings. In many ways, this is thanks to a fully developed European market.

The second study examines how the profitability of a solar PV investment is influenced by building-specific parameters as well as current economic conditions. Analyses were conducted for 108 electricity supply points in multifamily buildings and 16 in other buildings. First, PV systems were sized to give the highest net present values (NPVs) only considering fuse size and hourly demand matched to simulated PV generation. In a scenario with a 20 % investment subsidy, this resulted in positive NPVs for 56 % of the studied supply points. A scenario with tax rebates based on grid feed-ins resulted in a slightly smaller share of profitable systems. It was shown that this support scheme with tax rebate promotes relatively large systems compared to the subsidy, although with a much higher risk. In a scenario with both support schemes, nearly all systems turned out profitable. Also considering the orientation of existing roofs drastically decreased the share of profitable system among the multifamily buildings, while a large share of the systems in other buildings remained profitable. Lastly, it was shown that the main fuse size and the yearly load had a substantial influence on the profitability.

The report is written in Swedish.

**Keywords:** *solar photovoltaics, buildings, roofs, mounting systems, economic analysis*



## Förord

*Redan 1981, 27 år innan jag själv kom i kontakt med solenergi, utvärderade Jan-Olof Dalenbäck stora solvärmecentraler med säsongslagring. Kortfattat har han sedan dess avancerat från doktorand till professor och bidragit med stor kunskap och erfarenhet till solenergiforskning både nationellt och internationellt. Att få handledning av en av de bästa under flera års tid är ett fantastiskt privilegium. Jag tackar ödmjukast för den här tiden Jan-Olof och ser med förväntan fram emot fortsättningen.*

*Hösten 1998 installerade Göteborg Energi en av Göteborgs allra första solcellsanläggningar på sin fasad. Deras relation till solenergi går alltså långt tillbaka och tillsammans med Chalmers initierade de så småningom även det här projektet. Först och främst, stort tack till bolaget för finansieringen som gjorde projektet möjligt. Sedan vill jag även särskilt tacka Erika Antonsson och Kjell Gjørloff för handledning, diskussioner och hjälp med kontakter för insamling av data. Ett hjärtligt tack också till alla de fastighetsägare som gav mig tillåtelse att använda mätdata för deras byggnader.*

*Läsåret 2008-2009 studerade jag solenergiteknik vid Högskolan Dalarna. Detta var innan solcellstödet var till för alla och Sveriges solenergimarknad utgjordes istället i princip av solvärmeinstallationer. Året i Borlänge var både roligt och väldigt lärorikt. Ett varmt tack till Chris Bales för utmärkt handledning av mitt examensarbete. Dessutom hjälpte du mig att hitta en arbetsplats med en historia inom solbranschen – Andersson & Hultmark. Jag är väldigt glad över att där ha fått möjligheten att arbeta med solvärme tillsammans med två stjärnor, Anders Bernestål och Per-Erik A. Jessen.*

*Idag finns det ett stort och brett intresse för solenergi (läs sole!) i Sverige och även om marknaden fortfarande är liten så ökar den i rask takt. Min biträdande handledare är Peter Kovacs vid SP, även han en person med lång erfarenhet och ett stort engagemang för solenergi. Peter, din entusiasm har gjort intryck på mig och jag har dig att tacka för många värdefulla kontakter.*

*Tiden som doktorand hade såklart inte varit fullt lika solig utan mina fantastiska kollegor. Mattias Gruber, du skötte fadderskapet med glans och dina råd uppskattas mycket. Anders Trüschel, tack för stöd och kloka ord i stunder då det behövts som mest. Till alla medarbetare på avdelningen och administrativ personal i samma korridor: det är er värme, energi och humor som gör kontoret till ett så trivsamt ställe att vara på!*

*Slutligen vill jag även vända mig till min lilla familj. Alex, tack för att du har stöttat mig i det här på ett lika tålmodigt och fantastiskt sätt som med allt annat. Nico, tack för att du påminner mig om vad som är viktigt!*

*Maria Haegermark, Göteborg 2016*

## Publikationer

Denna licentiatuppsats baseras på innehållet i nedanstående artiklar, varav den första är ett konferensbidrag och den andra är inskickad till en vetenskaplig tidskrift och under review.

- Artikel I      Haegermark, M., Dalenbäck, J-O. (2014). *BAPV and BIPV installation trends in Sweden*. Proceedings Eurosun 2014.
- Artikel II     Haegermark, M., Kovacs, P., Dalenbäck, J-O. (2016). Economic feasibility of solar photovoltaic rooftop systems in a complex setting: A Swedish case study. Inskickad till *Energy*.

## Sammanfattning

Som följd av ett stort prisfall på solcellssystem har installationerna i Sverige ökat drastiskt de senaste åren. Efter 2014 hade den årligen installerade effekten dubblats fyra år i rad och den absoluta majoriteten installerats i byggnader anslutna till elnätet (Lindahl, 2015). Trots den snabba ökningen är dock den svenska solcellsmarknaden fortfarande väldigt liten och för en fortsatt positiv utveckling krävs bland annat estetiskt tilltalande och tillförlitliga installationer samt lämpligt utformade politiska stödsystem.

Det här licentiatarbetet ingår i ett forskningssamarbete mellan Chalmers tekniska högskola och Göteborg Energi och har för avsikt att ge en ökad kunskap om förutsättningarna för byggnadsintegrerad solcell i Sverige. I rapporten redovisas två studier som har genomförts inom projektet: en om montage och en om lönsamhet.

Den första delstudien syftar till att visa hur befintliga medelstora och större solcellssystem i Sverige är monterade. Studien omfattar 444 befintliga byggnadsapplicerade och byggnadsintegrerade system med en topp effekt på minst 10 kW. Sammanställningen visade att majoriteten av de studerade anläggningarna var placerade på branta tak, en fjärdedel på låglutande och en mindre del på fasad. Av anläggningarna på branta tak var drygt 90 % monterade parallellt med taket. Vanligast bland anläggningarna på låglutande tak var moduler uppvecklade på infästa stativ och därefter horisontella system. Resultaten visar på en generell utveckling mot enklare och mer rationella montage. För platta tak kunde en ökning av andelen ballastsystem ses för de senare åren. Bland fasadanläggningarna var det vanligast med solcellsmoduler integrerade i solavskärmning fram till 2013, men under 2013 var istället ett vertikalt montage på fasad vanligast. Sammanfattningsvis tycks den svenska marknadsutvecklingen ha fått en bra start, mycket tack vare att man kunnat bygga på erfarenheter från, och kunnat använda produkter som utvecklats i, andra länder.

Den andra delstudien syftar till att undersöka hur lönsamheten för att installera solceller på byggnader i Sverige påverkas av såväl byggnadsspecifika som ekonomiska förutsättningar. Studien omfattar drygt hundra befintliga abonnemang i flerbostadshus och ett mindre antal abonnemang i andra byggnader. Lönsamhetsberäkningar baserades på elanvändning matchad mot simulerad solcell på timbasis samt ekonomiska parametrarna valda utifrån aktuella ekonomiska förutsättningar. Först studerades optimal systemstorlek utifrån högst nettonuvärde utan hänsyn till befintliga tak. Detta resulterade i 39 % lönsamma system i ett scenario med skattereduktion för system med en säkring på högst 100A och inget stöd för system över 100A. Resultatet för ett scenario med bidrag för samtliga system gav 56 % lönsamma anläggningar. Med hänsyn till takens storlek och orientering sjönk andelen system med positiva nettonuvärden dramatiskt bland abonnemangen i flerbostadshus, medan en stor del av systemen i övriga byggnader förblev lönsamma. Även en stor inverkan av abonnemangens storlek, både avseende årlig elanvändning och säkringsstorlek, kunde

ses. Det är svårt att dra några enkla slutsatser från studien då det finns en lång rad parametrar som påverkar lönsamheten på olika sätt. Generellt konstateras dock att kostnaden för en större solcellsanläggning nu är så låg att det idag är lönsamt med solel i Sverige om man har rätt förutsättningar. Från studien framgår också tydligt att dagens stödsystem baserat på skattereduktion ökar komplexiteten ytterligare. Med skattereduktion uppmuntras stora anläggningar i förhållande till lasten, vilket innebär en stor ekonomisk risk för anläggningsägaren och en hög andel inmatning till nätet – konsekvenser vars önskvärdhet bör diskuteras.



# Innehållsförteckning

---

1	Inledning .....	1
1.1	Syfte och frågeställningar.....	2
1.2	Övergripande metod .....	3
1.3	Rapportens upplägg .....	4
2	Solel i bebyggelsen .....	5
2.1	Potentialstudier.....	5
2.2	Elnät och elanvändning .....	6
2.2.1	Integrering av solel i elnätet.....	6
2.2.2	Egenanvändning av solel .....	7
2.3	Arkitektur och stadsplanering .....	9
2.4	Montage.....	10
2.5	Stödsystem och ekonomi.....	13
2.5.1	Stödsystem och ekonomi på den globala solcellsmarknaden .....	13
2.5.2	Stödsystem för solel i Sverige.....	13
2.5.3	Ekonomiska förutsättningar för solel i Sverige .....	14
3	Delstudie 1: Montage.....	17
3.1	Metod .....	17
3.2	Resultat.....	18
3.2.1	Så är anläggningarna monterade .....	19
3.2.2	Så har montagsätten utvecklats .....	20
3.2.3	Erfarenheter av olika montagelösningar .....	21
3.3	Slutsatser .....	22
4	Delstudie 2: Lönsamhet .....	23
4.1	Metod och indata.....	23
4.1.1	Lönsamhetskalkyl .....	24
4.1.2	Solel .....	25
4.1.3	Abonnemang .....	26
4.1.4	Befintliga tak.....	27
4.2	Resultat.....	28
4.2.1	Resultat från grundfallen.....	29
4.2.2	Känslighetsanalys: befintliga tak .....	33
4.2.3	Känslighetsanalys: huvudsäkring.....	35

4.2.4	Känslighetsanalys: skattereduktion.....	35
4.3	Slutsatser .....	37
5	Diskussion .....	39
5.1	Montage.....	39
5.2	Lönsamhet .....	39
	Referenser .....	41

# 1 Inledning

---

Erkännandet av energisystemets centrala roll i stora globala utmaningar, inte minst kopplingen till klimatförändringarna, speglas i energipolicys och mål på såväl internationell som nationell nivå. Genomgående uppmärksammas behovet av energieffektivisering och den brådskande omställningen till förnybara energikällor. Inom EU har både gemensamma och nationella energirelaterade mål satts upp. Sedan 2014 finns bindande mål för 2030 om att gemensamt minska utsläppen av växthusgaser med 40 % jämfört med 1990 års nivå och att andelen förnybar energi samma år ska vara minst 27 %. Nationella mål är fastställda i EU-direktivet om förnybar energi (2009/28/EG) och bygger på de gemensamma energi- och klimatmålen för 2020<sup>1</sup>. Sverige har satt upp ett nationellt mål om minst 50 % förnybar energianvändning 2020 (prop. 2008/09:163), vilket är 1 % mer än det bindande EU-målet. Detta uppnåddes dock redan 2012 (Statens energimyndighet, 2014). Regeringens långsiktiga målsättning är att Sveriges energisystem ska baseras på 100 % förnybart (Regeringen, 2015).

Globalt utgjordes 14 % av det totala primärenergibehovet och drygt 20 % av den totala elgenereringen av förnybara energikällor 2013 (IEA, 2015). Av den förnybara elen är merparten vattenkraft, medan el från vindkraft eller biobränslen utgör omkring en tiondel vardera. El från solceller nådde 2014 den symboliska gränsen på 1 % av den globala elanvändningen (IEA PVPS, 2015). Den installerade solcellseffekten ökar dock snabbt och redan idag står solelen för en betydande del av elmixen i flera länder (IEA PVPS, 2015).

Även Sverige har fått en solcellsmarknad att tala om på senare år, men trots att det relativt sett har skett en dramatisk ökning av installerad effekt (från 16 till 80 MW<sub>p</sub> på tre år) motsvarade solelen endast blygsamma 0,06 % av den totala elanvändningen 2014 (Lindahl, 2015). Bakom den låga andelen solceller ligger framför allt den goda tillgången på andra energislag med förhållandevis liten klimatpåverkan. Elgenereringen i Sverige domineras sedan länge av vattenkraft och kärnkraft och under 2000-talet har det skett en stor satsning på utbyggnad av vindkraft. Under de senaste åren har Sverige haft ett nettoöverskott på el (SCB, 2016a) och fortsatt låga elpriser (SCB, 2016b). Det låga elpriset gör att det fortfarande, precis som på de flesta andra ställen i världen, generellt sett behövs ett ekonomiskt stöd för solceller för att uppnå lönsamhet. I Sverige finns utöver elcertifikatsystemet för förnybar energigenerering två stöd tillgängliga för nätanslutna solcellssystem: ett investeringsbidrag samt ett system med skattereduktion för mikroproduktion av förnybar el. Det senare ger kompensation för el som matas in på

---

<sup>1</sup> EU:s klimat- och energimål för 2020 är att utsläppen av växthusgaser ska vara 20 % lägre än 1990, att 20 % av energin ska komma från förnybara energikällor (10 % inom transportsektorn) och att energieffektiviteten ska ha ökat med 20 %.

elnätet upp till motsvarande mängd köpt el. Långsiktiga och tydliga spelregler och ett enklare regelverk efterfrågas dock fortfarande av många.

En stor majoritet av de solcellsanläggningar som har installerats i Sverige återfinns i byggnader (Lindahl, 2015), vilket är en lösning med flera fördelar. Eftersom energin genereras nära behovet minimeras överföringsförlusterna, ingen mark som skulle kunna användas till något annat tas i anspråk, och det är i regel lättare att nå lönsamhet eftersom solelen konkurrerar med kundens slutpris för el och inte med marknadspriset. Jämfört med annan förnybar elgenerering är solelen väl lämpad för integrering i byggnader. För det första behövs inga rörliga delar, vilket gör att systemet är förhållandevis tyst och kräver lite underhåll. Dessutom ger solceller redan idag en möjlighet till både estetisk och funktionell integrering i byggnaden. Byggnadsintegrerad solel uppmuntras även genom Boverkets byggregler, då solenergi som kan utnyttjas för uppvärmning eller fastighetsenergi minskar byggnadens specifika energianvändning (BBR 22). Incitamenten för att installera solceller i nya byggnader kommer att öka ytterligare när kravet på nära-nollenergibyggnader, enligt EU:s direktiv om byggnaders energiprestanda (2010/31/EU), införs.

## 1.1 Syfte och frågeställningar

Det här licentiatprojektet ingår i ett forskningssamarbete mellan Chalmers och Göteborg Energi som är grundat på den gemensamma visionen om ett hållbart samhälle. Projektets övergripande syfte är att ge en ökad kunskap om förutsättningarna för byggnadsintegrerad solel i Sverige och därigenom bidra till en positiv utveckling av den nationella solcellsmarknaden. I rapporten behandlas områdena montage och lönsamhet.

Studien om montage syftar till att ge en bild av hur befintliga solcellssystem i Sverige är monterade, samt att ta reda på om de senaste årens relativt snabba marknadstillväxt har medfört några problem relaterade till montage. Rapporten svarar på frågeställningar om hur montagesätten skiljer sig åt beroende på takets lutning och taktäckningsmaterial, hur stor del av systemen som är byggnadsintegrerade samt hur montagesätten har utvecklats under åren. Rapporten är begränsad till medelstora och större solcellssystem som har monterats på byggnader.

Lönsamhetsstudien syftar till att undersöka hur de ekonomiska förutsättningarna för att installera solceller på byggnader i Sverige påverkas av elabonnemangets storlek, takets utformning samt de ekonomiska styrmedel som finns tillgängliga idag. Rapporten presenterar resultat för ett stort antal abonnemang i flerbostadshus och ett mindre antal abonnemang i byggnader med andra verksamheter.

Fram till för några år sedan var solceller väldigt långt ifrån att vara ekonomiskt konkurrenskraftigt i Sverige, som därmed har haft en liten solcellsmarknad med få aktörer. För forskning relaterad till solceller i den svenska bebyggelsen har den (fram till nyligen) blygsamma utvecklingen av en nationell solcellsmarknad inneburit att fokus har legat på potentiella utmaningar längre fram, såsom integrering i elnätet och stadsplanering samt på olika intressenters betydelse för en positiv utveckling. Även stödpolitik har diskuterats flitigt. Av samma anledning har små incitament funnits till att studera lönsamhet för solcellssystem utifrån aktuella förutsättningar eller att upprätta en strukturerad uppföljning av de få system som har byggts.

De senaste årens snabba prisutveckling på världsmarknaden har lett till en snabb ökning av en marknad med nya intressenter och aktörer också i Sverige. Dessutom har nya stödsystem introducerats och det finns till och med en diskussion om att det solcellsstöd som funnits sedan 2009 begränsar marknaden. Det fanns därför en anledning att studera hur den snabba marknadsutvecklingen har fungerat med avseende på hur solcellsanläggningar monterats i en svensk kontext. Det fanns också en anledning att studera lönsamheten mer i detalj och med aktuella förutsättningar för de tillämpningar som hamnat i fokus. Här studeras främst lönsamheten i flerbostadshus då kommunala bostadsbolag och bostadsrättsföreningar inom Göteborg Energis elnätområde har visat ett förhållandevis stort intresse för att installera solcellsanläggningar.

## 1.2 Övergripande metod

Frågorna som specificerats i kapitel 1.1 har adresserats genom två separata delprojekt: ett om montage och ett om lönsamhet. Detta kapitel beskriver övergripande avgränsningar och genomförande av respektive projekt.

I *Delstudie 1* ingick en litteraturstudie om olika sätt att integrera solceller i byggnader, en sondering av de montagesystem som används i Sverige idag, samt en omfattande sammanställning av befintliga solcellssystem. Sammanställningen av befintliga system inkluderade byggnadsapplicerade (BAPV) och byggnadsintegrerade (BIPV) anläggningar med en topp effekt på minst 10 kW. En förutsättning för att underlaget skulle kunna användas för att dra generella slutsatser om hur system inom denna kategori är monterade, var att inkludera en betydande andel av den totalt installerade effekten. Resultat från delstudie 1 presenterades på solenergikonferensen Eurosun 2014 (*Artikel 1*).

För att utvärdera hur den svenska solcellsmarknaden har påverkats av de relativt snabba tillväxt och många nya aktörer, kompletterades kartläggningen av anläggningar med deltagande i en intervju- och enkätstudie om fastighetsägares och installatörers erfarenheter av medelstora solcellsinstallationer. Intervjuerna och enkätundersökningen genomfördes av CIT Energy Management AB och finns redovisade i Energiforsk-

rapporten ”Erfarenheter från medelstora solcellsinstallationer på byggnader” (Olsson et al., 2015).

*Delstudie 2* omfattar lönsamhetskalkyler för solcellssystem i ett hundratal befintliga byggnader i Göteborg. Merparten av byggnaderna är flerbostadshus, medan en mindre del utgörs av byggnader andra typer av verksamheter. Lönsamhetsberäkningarna baserades på elanvändningen i befintliga abonnemang matchat mot simulerad solet på timbasis samt ekonomiska parametrarna valda utifrån dagens förutsättningar vad gäller bland annat systempriser, elpriser och solcellsstöd. Lönsamheten för systemen studerades både utan och med hänsyn till befintliga tak. Studien finns till stor del beskriven i *Artikel II*.

### **1.3 Rapportens upplägg**

Rapporten inleds med en presentation av det övergripande ämnet ”solet i bebyggelsen” och därefter redovisas de två delstudierna i var sitt kapitel. Rapporten avslutas med ett kapitel som diskuterar studiernas begränsningar och resultat.

**Kapitel 2:** Kapitlet ger en övergripande inblick i avslutad och pågående forskning samt aktuella förutsättningar relaterade till området ”solet i byggelsen”. Fokus ligger framför allt på studier för svenska förhållanden.

**Kapitel 3:** Kapitlet handlar om delstudien om montage och är baserat på *Artikel I*. Inledningsvis ges en kort beskrivning av de anläggningar och byggnader som studien omfattar och därefter följer avsnitt om metod, resultat och de viktigaste slutsatserna.

**Kapitel 4:** Kapitlet redogör för delstudien om lönsamhet baserat på *Artikel II* samt bilagorna 1-3. Bilagorna innehåller metod och resultat som inte har redovisats någonstans tidigare. Kapitlets första del ger en beskrivning av de abonnemang som har studerats, vilka ekonomiska indata som har antagits, vad som ligger till grund för solesimuleringarna samt hur tillgängliga taktyper har tagits fram och hur dessa har inkluderats i lönsamhetsstudien. Därefter följer resultat redovisade utifrån abonnemangens storlek avseende årlig elanvändning och huvudsäkring. Resultatdelen innefattar dels ett grundfall med tre olika stöds scenarier och dels känslighetsanalyser av utvalda parametrar. Kapitlet avslutas med en sammanfattning av de viktigaste slutsatserna.

**Kapitel 5:** Diskussion om begränsningar och resultat.

## 2 Solel i bebyggelsen

---

I stort handlar den här rapporten om solel i bebyggelsen, ett ämne som engagerar både universitet och näringsliv runtom i landet. Avsikten med detta kapitel är att ge en vidgad syn på ämnet samt att ge en bakgrund och ökad förståelse för de frågeställningar som behandlas i den här rapporten. Kapitlet ger en generell beskrivning av en rad olika områden samt en inblick i avslutade och pågående projekt i Sverige. En sammanfattande bakgrund till rapportens syften och frågeställningar ges i kapitel 1.1.

Nedanstående avsitt fokuserar huvudsakligen på tekniska och ekonomiska aspekter, men en utbyggnad av solceller i bebyggelsen medför även andra värden och utmaningar. Exempel på studier som har behandlat sociala, psykologiska och organisatoriska hinder och drivkrafter är Palm och Tengvard (2011), Palm (2014 och 2016) samt Muyingo (2015).

### 2.1 Potentialstudier

Det finns en mängd olika potentialbegrepp, exempelvis teoretisk, geografisk, teknisk och ekonomisk, med olika definitioner beroende på tillämpning och synvinkel. I potentialstudier för solel i bebyggelsen är utgångspunkten vanligen tillgängliga ytor för solcellsmontage, exempelvis den totala arean av tak- och fasadytor inom ett land eller annan geografisk avgränsning. Utifrån denna beräknas sedan en geografisk potential i form av total solinstrålning som träffar de tillgängliga ytorna. Baserat på de tillgängliga ytorna beräknas sedan en teknisk potential, vilket vanligen definieras som genererad solel. Teknisk potential kan också bestämmas med hänsyn till andra potentiellt begränsande faktorer, såsom elanvändning i byggnader eller elnätets egenskaper. Den ekonomiska potentialen definieras ofta som den del av den tekniska potentialen som är ekonomiskt lönsam att installera ur en fastighetsägares perspektiv.

Den geografiska omfattningen av potentialstudier som har genomförts för solel i bebyggelsen varierar från länder till städer och enskilda kvarter. Den tekniska nationella potentialen för byggnadsintegrerad solel i Sverige har beräknats av Elisabeth Kjellsson (1999, 2000). Först gjordes en kartläggning av det befintliga byggnadsbeståndet och uppskattningar av tillgängliga ytor på tak och fasader. Utifrån dessa ytor i kombination med instrålningsdata och ytornas lutning och riktning studerades sedan potentialen för elproduktion. Byggnadsytor som träffas av mer än 70 % av den maximala solinstrålningen uppskattades till totalt cirka 400 miljoner m<sup>2</sup>, vilket med en systemverkningsgrad på 10 % gav en potential på knappt 40 TWh/år. Vid Ångströmlaboratoriet i Uppsala har regionala potentialstudier genomförts för Blekinge län (Lingfors och Widén, 2014), Dalarnas län (Widén och Weiss, 2012) och Gotland (Ekström, 2012). Solelpotentialen i Berlin, Barcelona och Göteborg har jämförts i ett examensarbete vid Chalmers (Cabré Llopart, 2011).

På stadsnivå har det blivit vanligt att kartläggningen av solelpotentialen för individuella byggnader görs tillgänglig för allmänheten genom interaktiva så kallade solkartor. Kanters et al. (2014) har analyserat 19 solkartor i Europa och USA och kunde konstatera att den information som visas i solkartorna varierar stort, från årlig solinstrålning på takytorna till uppskattad systemstorlek och kostnader. Solkartor är bra hjälpmedel för att uppskatta potentialen för solel i enskilda byggnader eller kvarter, men de bör användas med eftertanke då de i många fall annars kan ge en vilseledande bild. Idag finns solkartor för ett tiotal svenska städer (Svensk Solenergi, 2015).

## **2.2 Elnät och elanvändning**

Solel som genereras i en byggnad, men inte kan användas i densamma, antingen direkt eller via ett lager, matas in på elnätet. Nedanstående avsnitt beskriver forskning om förutsättningarna för att integrera en större mängd solel i distributionsnätet och möjligheterna till ökad egenanvändning.

### **2.2.1 Integrering av solel i elnätet**

Distributionsnät är traditionellt uppbyggda och dimensionerade för centraliserad elgenerering, vilket innebär att de normalt är anpassade för spänningsnivåer som minskar med avståndet från kraftkällan och krafter som enbart rör sig i en riktning. Distribuerad elgenerering, exempelvis byggnadsintegrerade solel, påverkar spänningsnivåerna i nätet och om utbyggnaden är stor i förhållande till lasten kommer strömmen tidvis att gå i motsatt riktning, det vill säga från lågspänningsnät till mellanspänningsnät. Solel är dessutom en intermittent energikälla med delvis oförutsägbara variationer, vilket medför en risk för både lokala överspänningar och snabba spänningssänkningar. Hur hög grad av solel som kan hanteras i nätet varierar stort beroende på elnätets struktur, den lokala nätstyrkan och egenskaper hos ingående komponenter. Utan lagring eller åtgärder i nätet kan den installerade solcellseffekten därmed behöva begränsas.

Studier om hur distribuerad solel påverkar elnätet, vilka nivåer som kan hanteras idag samt hur problem ska kunna förebyggas och acceptansgränsen ökas har genomförts på många håll i världen. I de flesta fall handlar det om modeller och simuleringar, men höga penetrationsgrader på en del platser, exempelvis vissa regioner i Tyskland, har även gett tillfälle till verkliga observationer. I Sverige är penetrationsgraden fortfarande väldigt låg, men även här är dessa frågor högst aktuella, framförallt för att en större kunskap om elnätets kapacitet att ta hand om en stor utbyggnad av solceller, både lokalt och nationellt, ger en möjlighet till förberedelse och undvikande av potentiella problem.

Forskargruppen Bebyggelsens energisystem vid Ångströmlaboratoriet i Uppsala arbetar sedan flera år med att identifiera utmaningar och att hitta lösningar för en storskalig integrering av solel i elnätet. Nätintegrering har bland annat behandlats i



Joakim Widéns doktorsavhandling (Widén, 2010) och i David Lingfors licentiatuppsats (Lingfors, 2015). I den förra genomfördes dels simuleringar av tre verkliga lågspänningsnät i Sverige för att studera hur spänningsvariationerna i nätet påverkades av en hög andel solceller i näten och dels ett storskaligt scenario för bedömning av effekterna av en stor utbyggnad av solceller i samverkan med vindkraft på nationell nivå. I de sammanfattande slutsatserna konstaterades bland annat att ”lågspänningsnät i allmänhet verkar klara en hög penetrationsgrad av solceller”, att ”en sammanlagd produktion av sol och vindkraft kan ge en jämnare fördelning av producerad effekt över året, men att variationer från timme till timme alltid är större med en större andel solkraft” samt att ”de största begränsningarna för solceller i Sverige inte ligger i tillgången på solenergi eller i tekniska begränsningar i kraftsystemet”. Lingfors har studerat effekterna av distribuerad solceller i ett mellanspänningsnät i Herrljunga kommun och även här konstateras att en stor andel solceller kan hanteras i nätet. I arbetet presenteras även en metod som går ut på smart allokering av solcellssystem (inkoppling tillåts då inte i svaga punkter i nätet) för att öka nätets acceptansgräns (”hosting capacity”).

STRI tillsammans med Lunds Universitet har i ett Elforsk-finansierat projekt studerat vilken inverkan intermittent elgenerering från solcellsanläggningar och vindkraftverk har på spänningen i distributionsnät (Lennerhag et al. 2014). Studierna har gjorts för tidskalor på 1 sekund till 10 minuter samt under 1 sekund och baseras på mätdata från befintliga anläggningar. Studien gav inga indikationer på att en ökad mängd sol- och vindkraft kommer att leda till några större problem vad gäller spänningsvariationer i nätet för någon av dessa tidsskalor. Författarna rekommenderar dock att de befintliga nivåerna av mellansnabba spänningsvariationer i nätet övervakas eftersom det inte finns något vedertaget mått på hur stora dessa får vara.

Elforsk-rapporten ”Framtida krav på elnäten” (Damsgaard et al., 2014) presenterar en studie baserad på ett stort antal verkliga kunders elanvändning och en antagen framtida utveckling. Effekterna av lokal elgenerering och elbilsuppladdning har analyserats för tre olika typnät: ett innerstadsnät, ett ytterstadsnät och ett landsbygdsnät. I rapporten diskuteras två kommande faser: kapacitetsfasen och expansionsfasen. Den första handlar om att det i ett första läge kommer att räcka att utnyttja befintlig infrastruktur mer effektivt, medan det så småningom kommer att behövas en ökad kapacitet i elnäten. Dock bedöms stora delar av expansionsbehovet att rymmas inom ramen för ordinarie förnyelseprogram för näten.

## **2.2.2 Egenanvändning av solceller**

Förutom åtgärder i elnätet kan en större andel solceller möjliggöras genom ökad egenanvändning i de byggnader där den genereras. En ökad egenanvändning innebär en bättre matchning mellan solceller och elanvändning, vilket kan uppnås antingen genom att lagra solceller, exempelvis i batterier, eller genom att flytta laster.

I Sverige har området bland annat behandlats av tidigare nämnda forskargrupp vid Ångströmlaboratoriet i Uppsala. I en studie av Joakim Widén omfattande 200 småhus studerades inverkan av att flytta användningen av tvättmaskiner, torktumlare och diskmaskiner till andra tider på dygnet. Dessa åtgärder visade sig dock ha en begränsad påverkan på egenanvändningen, som i genomsnitt ökade med några få procent i förhållande till den totala solexproduktionen (Widén 2014). Vidare har Joakim Munkhammar studerat variabiliteten hos solexgenerering, hushållselanvändning och elbilsladdning samt interaktionen mellan dessa (Munkhammar, 2015).

Forskare vid Ångströmlaboratoriet och Institutionen för Tema vid Linköpings universitet har tillsammans gjort en sammanställning av artiklar som har studerat möjligheter till ökad egenanvändning av solex i bostadshus (Luthander et al. 2015). Utifrån dessa drog de slutsatsen att det går att öka egenanvändningen med 13-24 procentenheter med ett batterilager för korttidslagring (vanligen kortare än en dag) med en kapacitet på 0,5-1 kWh per kilowatt solex. Motsvarande förbättring med laststyrning var 2-15 procentenheter.

Rickard Thygesen och Björn Karlsson vid Akademin för ekonomi samhälle och teknik, Mälardalens högskola har studerat solceller i kombination med värmepumpar i småhus. I en studie av system med två olika typer av energilager – ett batterilager respektive en varmvattentank – konstaterades att båda alternativen gav en hög egenanvändning (knappt 90 %), men att kostnaden för genereringen av solex blev dubbelt så hög för systemet med batterier (Thygesen och Karlsson, 2014).

Emil Nyholm, doktorand på avdelningen Energiteknik på Chalmers tekniska högskola presenterade 2015 en licentiatuppsats om laststyrning ("demand response") och solexgenerering i eluppvärmda småhus (Nyholm, 2015). Baserat på uppmätta lastprofiler studerades både möjligheten att använda byggnader som ett energilager och samverkan mellan laststyrning och solex. Resultatet visade på stora möjligheter att flytta last över tiden, men en låg potential för att genom detta förbättra värdet av en solcellsinvestering.

Nelson Sommerfeldt, doktorand på avdelningen för tillämpad termodynamik och kylteknik på KTH, har studerat hur egenanvändning av solex kan förbättras i en bostadsrättsförening om elabonnemang slås ihop (Sommerfeldt, 2015). Detta gjordes dels inom en enskild byggnad och dels för flera byggnader inom samma förening. Med den ursprungliga utformningen, det vill säga separata elabonnemang, var egenanvändningen 60 %. Samma solcellsarea gav vid en hopslagning av byggnadernas fastighetsabonnemang en egenanvändning på knappt 80 %, vid en hopslagning av lägenhetsabonnemang och fastighetsabonnemang inom respektive byggnad nära 100 % egenanvändning och vid en hopslagning av samtliga abonnemang i föreningen 100 % egenanvändning.

## 2.3 Arkitektur och stadsplanering

Arkitekter och stadsplanerare har stor betydelse för en lyckad implementering av solel i bebyggelsen. Det är viktigt att solcellsrelaterade frågor tas upp tidigt i projekten både för att säkerställa en god funktion och för att möjliggöra estetiskt tilltalande installationer. Exempel på frågeställningar som behöver beaktas i ett tidigt skede är orientering och skuggning samt anläggningens inverkan på området eller byggnadens form och karaktär.

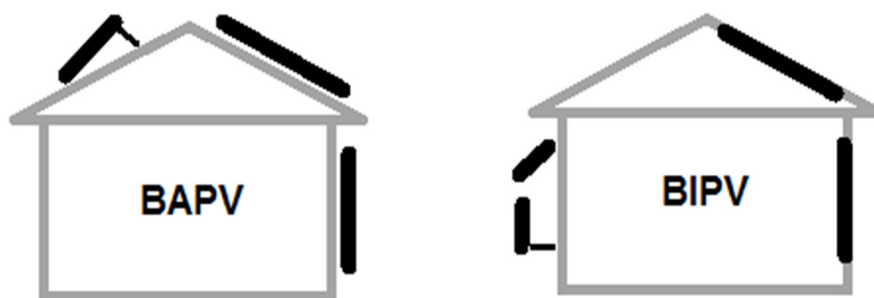
Avdelningen för energi och byggnadsdesign vid Lunds Universitet har drivit, och driver, ett flertal projekt om solenergi kopplat till arkitektur och stadsplanering. Maria Wall ledde för några år sedan ett uppdrag om solenergi och arkitektur inom Internationella energirådets program för solvärme och solkyla (IEA-SHC Task 41) och leder nu ett uppdrag om solenergi i stadsplanering inom samma program (IEA-SHC Task 51). Arbetet om solenergi och arkitektur visade att det redan då fanns ett flertal produkter för byggnadsintegrering på marknaden, men att det samtidigt fanns ett behov av fortsatt utveckling av produkter med mer flexibilitet vad gäller bland annat storlek, textur och färg (Wall et al., 2012). Vidare identifierades behov av kunskapsspridning samt fler verktyg för arkitekter och stadsplanerare. I ett av delprojekten identifierades bristen på europeiska och internationella standarder för BIPV element som ett av de största hindren för en utbredd användning av byggnadsintegrerad solel (Farkas, 2013). I samverkan med städer och energibolag har forskare vid Lunds universitet även drivit det tvärdisciplinära projektet ”Solenergi i stadsplanering”. I detta ingår bland annat att ta fram riktlinjer och redskap för arkitekter och stadsplanerare.

Jouri Kanters, även han forskare på Energi och byggnadsdesign vid Lunds Universitet, har publicerat en doktorsavhandling med fokus på designprocessen och hur man kan säkerställa goda förutsättningar för solenergi i byggnader inom stadsmiljöer (Kanters, 2015). Han har bland annat genomfört en intervjustudie med skandinaviska arkitekter, vilken visade att kunskapsnivån bland arkitekter ofta är låg och att designverktyg för solenergi sällan används.

En metod för solenergioptimering i planprocessen presenterades av Michiel van Noord och Johan Paradis Ärlebäck i en Elforsk rapport 2011. Metoden går ut på att först genomföra en översiktlig skugganalys av befintliga objekt, därefter en optimering av huvudorienteringar och till sist en optimering av placering och utformning byggnader och vegetation. Optimeringen tar ingen hänsyn till elbehov i byggnaderna utan avser att ge så mycket takyta som möjligt utan skuggning och med en orientering mellan sydväst och sydöst.

## 2.4 Montage

Solcellsanläggningar placerade på byggnader kan delas upp i kategorierna byggnadsapplicerade (BAPV) och byggnadsintegrerade (BIPV) system beroende på hur installationen ser ut. Det finns dock ingen entydiga definitioner av de två begreppen, utan vad som räknas som byggnadsintegrerat varierar stort mellan exempelvis länder och sammanhang. Generellt kan man skilja på tre olika typer av integrering: teknisk, estetisk eller både och. Tekniskt integrerade solcellssystem ska förutom att generera el uppfylla någon mer funktion, exempelvis genom att utgöra en del av klimatskalet eller fungera som solavskärmning. Skillnaden mellan byggnadsapplicerade och byggnadsintegrerade system utifrån den här definitionen åskådliggörs i Figur 2.1. Det är denna definition som har använts i den här rapporten. I vissa sammanhang görs även en särskiljning mellan ett fullt och ett delvis integrerat system, där det förra kräver att solcellsmodulerna utgör en del av tätskiktet.

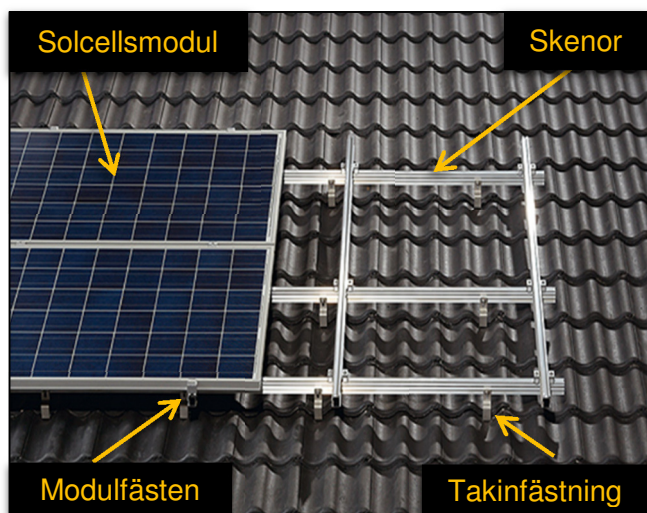


**Figur 2.1** Skiss som visar skillnaden mellan byggnadsapplicerade (BAPV) respektive tekniskt byggnadsintegrerade (BIPV) solcellssystem

Det finns idag ett ganska stort och varierat utbud av byggnadsintegrerade produkter på den europeiska marknaden, men sådana tillämpas fortfarande endast i liten omfattning (Frontini et al., 2015). I en rapport av Michiel van Noord beskrivs Europeisk best-practice för byggnadsintegrerade solcellsanläggningar vad gäller personsäkerhet, brandsäkerhet, uthållighet och funktion (van Noord, 2011). Rapporten innehåller även en rad exempel på produkter och lösningar för integrering av solceller. Vidare har de två forskningscentren SUPSI (Schweiz) och SEAC (Nederländerna) tillsammans gett ut en statusrapport för byggnadsintegrerade produkter 2015 (Frontini et al., 2015). Förutom att presentera en lista med produkter som är tillgängliga på marknaden ger de en överblick av olika kategorier av byggnadsintegrerade lösningar, presenterar resultatet av en prisundersökning och ger några goda exempel på anläggningar i Europa.

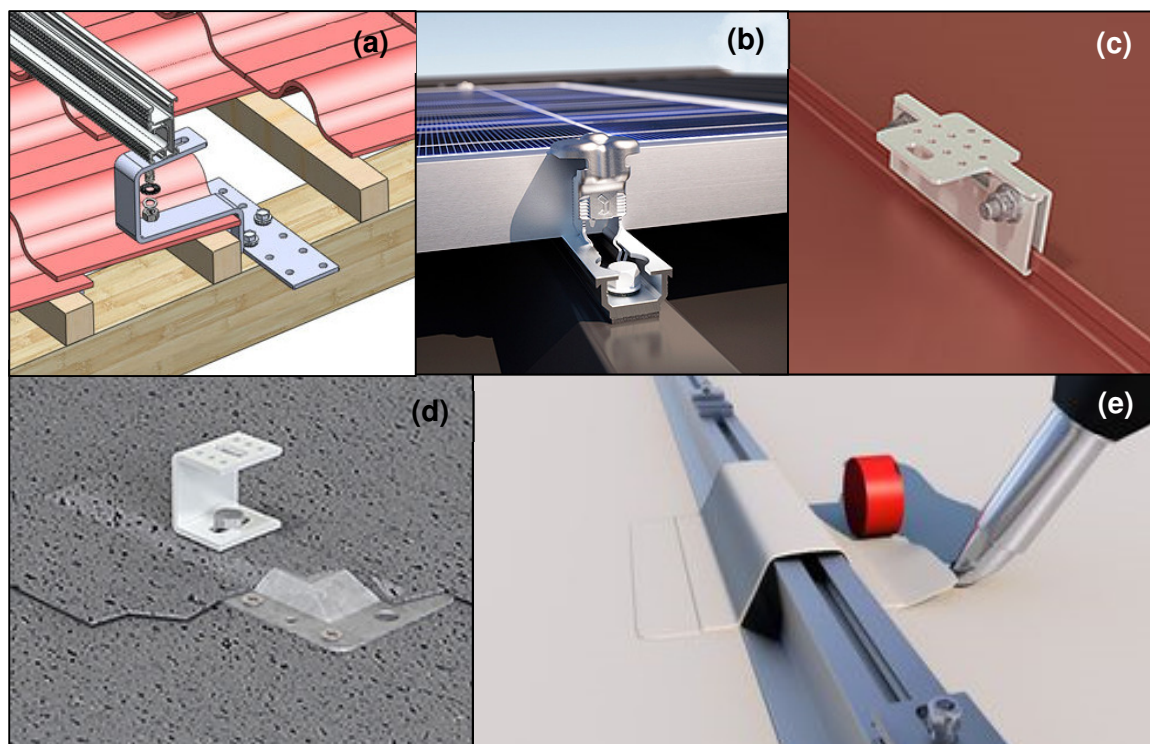
Resterande del av detta kapitel handlar om montage av takapplicerade solcellsanläggningar. Dessa anläggningar är visserligen inte avsedd att fylla någon byggnadsteknisk funktion, men kommer likväl att påverka byggnaden på flera sätt, inte minst genom tillförd last, eventuella genomföringar genom tätskiktet samt ändrade förutsättningar för underhåll och renovering av taket.

Montagelösning måste alltid väljas utifrån taktäckningsmaterial, takets konstruktion samt rådande vind- och snölast. Därtill kan fastighetsägaren ha egna önskemål som påverkar valet av montagesystem, såsom minimal åverkan på taket, möjlighet till byte av taktäckningsmaterial, ett synligt eller diskret montage med mera.



**Figur 2.2** Montagesystemets olika delar (Renusol).

De huvudsakliga delarna i ett montagesystem för lutande tak visas i Figur 2.2. Modulerna fästs i ett underliggande system av metallskenor som i sin tur förankras i taktäckningsmaterialet eller underliggande konstruktion. Ramverket kan antingen utgöras av ett enkelt eller dubbelt lager av skenor. Det senare är att föredra eftersom det ger en större luftspalt under modulerna (Paradisenergi, 2014). För uppinklat montage på platta tak tillkommer ett stativ, som antingen kan vara fristående eller infäst i taket.



**Figur 2.3** Exempel på takinfästningar för (a) takpannor (Chiko), (b) korrugerat plåttak (Renusol), (c) falsat plåttak (Weland stål), (d) papptak (Weland stål) och (e) takduk (Sunova).

Takinfästningarna för olika typer av taktäckningsmaterial varierar lite mellan fabrikaten, men huvudprincipen för respektive underlag är generellt densamma (Olsson et al., 2015). Nedan beskrivs montagelösningar för olika takmaterial övergripande baserat på resultat från studien ”Erfarenheter från medelstora solcellsinstallationer på byggnader” (Olsson et al., 2015) samt på handböckerna ”Solceller på tak: Möjligheter och fallgropar” (Malmsten, 2015) och ”Takguide för infästning av solceller - Sol i Väst” (Paradisenergi, 2014). Exempel på infästningar visas i Figur 2.3.

På tegeltak används vanligen krokarna med en fästplatta som skruvas fast i takstolen, alternativt i bärläkt, ströläkt eller råspont. Krokarna sticker upp mellan under- och överkant av två takpannor, men det finns också lösningar där ett beslag för infästning av skensystemet sticker upp mellan två långsidor. Ofta behövs en kapning eller nedslipning av takpannorna där krokarna ska fram.

På falsade plåttak kläms infästningarna till skensystemet fast i falsen. Här behövs alltså inga genomföringar. På korrugerad eller trapetsprofilerad plåt fästs beslagen antingen i plåtens toppar med skruv eller popnitar eller med skruv som går genom plåten och fäster i ett underliggande material.

För lutade tak med papp eller duk är det vanligt att använda infästningsplattor som svetsas fast för att undvika håltagning av tätskiktet. Håltagning undviks generellt sett om möjligt, framförallt på grund av att det komplicerar och därmed fördyrar montaget, men även med tanke på risk för läckage. Vid behov av förankring i underliggande material kan skruvbultar användas. En metallbricka för infästning av metallskenor fästs då på den övre delen av bulten.

På platta tak används ofta ballastsystem, vilket innebär att systemet hålls på plats med friktion och egenvikt och att infästningar i taket därmed inte behövs. Det är dock inte alla tak som skulle klara den extra lasten som ballasten medför och då kan, precis som för lutande tak, infästningsplattor eller genomföring med exempelvis skruvbultar användas istället. För ett horisontellt montage på platta tak finns lösningar där modulerna hålls på plats med hjälp av sin egenvikt i kombination med att montagesystemets skenor klistras/svetsas fast i underlaget.

Med tanke på solcellsmodulernas långa livslängd (åtminstone omkring 30 år) är det viktigt att beakta taktäckningsmaterialet skick och kommande byten innan systemet installeras. Papptak behöver bytas med ett intervall på cirka 30 år, takpannor omkring vart 40:e år, och plåttak omkring vart 45:e år (med ommålning vart 15:e) (SABO, 2013). Livslängden kan dock variera betydligt beroende på både produktens kvalitet och lokala förutsättningar. Solceller skyddar, beroende på montagesätt och täckningsgrad, mer eller mindre mot väder och vind och kan därmed förlänga takets livslängd (Malmsten, 2015).

## 2.5 Stödsystem och ekonomi

Det senaste decenniet har stödpolitik av olika slag drivit utvecklingen av den globala solcellsmarknaden genom att minska glappet mellan kostnaden för solel och konsumentpriser på el. I det här kapitlet beskrivs kortfattat utvecklingen av olika stödformer och aktuella ekonomiska förutsättningar internationellt och i Sverige.

### 2.5.1 Stödsystem och ekonomi på den globala solcellsmarknaden

Den globala solcellsmarknaden domineras av stödsystem som huvudsakligen baseras på inmatningstariffer, medan system med direkta investeringsbidrag eller skatteavdrag för en del av investeringen är näst vanligast (IEA PVPS, 2015). Investeringsbidrag är en enkel stödform, men precis som att det är lätt att inför är det också lätt att ta bort. Det har dessutom beskyllts för att hålla priset på solcellsanläggningar uppe och att begränsa marknaden. Inmatningstariffer innebär att solel som matas in på elnätet ersätts med ett förbestämt pris som är garanterat under en viss period. Ofta är det en lång kontraktsperiod, vilket innebär en fördelaktig långsiktighet och stabilitet för producenten. En nackdel med inmatningstariffer är svårigheten att reglera tariffen för en kontrollerad marknadsutveckling. Med för låga eller för höga priser riskeras utebliven effekt respektive skenande marknad. Exempel på tillfällen då inmatningstarifferna inte tillräckligt snabbt har anpassats till systempriserna och marknaden därför tillfälligt exploderat är Spanien 2008, Italien 2011 och Tyskland december 2011.

Med en dramatisk ökning av produktionsvolymen har priset på solcellsmoduler sjunkit kraftigt de senaste åren och på flera marknader är solel nu väldigt nära att kostnadsmässigt konkurrera med konventionell elgenerering även utan stöd. Under 2014 var över 90 % av marknaden fortfarande beroende av stödpolitik, men det sågs en trend av minskade stödnivåer och förändrade stödformer i många länder (IEA PVPS, 2015). Inmatningstariffer justerades ned (i vissa fall retroaktivt) och andelen stöd där egenanvändning särskilt premieras ökade, liksom inmatningstariffer kombinerat med upphandling (REN21, 2015).

Under senare år har det genomförts en lång rad forskningsstudier om politiska stödsystem för solenergi och om lönsamhet för solcellsanläggningar. De förra innefattar dels utvärderingar av stödsystem i enskilda länder och dels jämförelser mellan olika stödsystem. Exempel på lönsamhetsstudier baserade på verkliga ekonomiska förutsättningar i olika länder återfinns i *Artikel II, kapitel 1.2*.

### 2.5.2 Stödsystem för solel i Sverige

Sedan 2003 stöds förnybar elgenerering genom ett marknadsbaserat elcertifikatsystem. Även solel är berättigat till elcertifikat, men eftersom solceller var väldigt långt ifrån en

konkurrenskraftig energikälla när programmet infördes, var antalet solcellanläggningar i landet fortfarande lästräknade ett par år senare.

För att särskilt främja en nationell utbyggnad av solet infördes ett investeringsbidrag 2005. Från början var stödet enbart till för solcellsanläggningar i offentliga byggnader, men 2009 ersattes det av ett investeringsbidrag omfattande alla nätanslutna byggnader. I takt med sjunkande modul- och systempriser har stödet justerats ned i omgångar. Idag täcker bidraget upp till 20 % av den totala kostnaden för installationen av en solcellsanläggning för privatpersoner och 30 % för företag.

Att komplettera bidraget med någon form av nettomätning eller nettodebitering har länge diskuterats. Detta realiserades 2015 genom införandet av ett stödsystem baserat på skattereduktion. Ägare till anläggningar upp till 100A får på årsbasis 60 öre i skattereduktion för varje kilowattimme solet som matas in på elnätet upp till en mängd motsvarande köpt el under samma år. Ersättning erhålls för maximalt 30 MWh.

### **2.5.3 Ekonomiska förutsättningar för solet i Sverige**

Priser på moduler och system har sjunkit drastiskt under senare år och för 2014 rapporteras snittpriser på drygt 15 kr/W för anläggningar installerade i småhus, knappt 14 kr/W för små system i kommersiella byggnader och knappt 13 kr/W för större takplacerade system i kommersiella byggnader (Lindahl, 2015). Förutom att priset varierar med systemstorleken kan det dock vara stora skillnader i pris av andra anledningar, inte minst beroende på takkonstruktion och takmaterial. Generellt sett är det mer komplicerat och därmed potentiellt dyrt med installationer på branta tak (över 35 graders lutning), medan de mest ekonomiska systemen byggs på flacka tak (Malmsten, 2015). Montage på falsad plåt, korrugerad plåt samt låglutande och platta tak (duk eller papp) och generellt sätt billigare än montage på tegeltak och lutande papptak (Malmsten, 2015).

Lönsamheten för en anläggning kommer att bero på hur stora kostnaderna är i förhållande till värdet på den genererade elen samt på vilken kalkylränta som används. När det gäller kostnader så utgörs dessa huvudsakligen av den initiala investeringen, men även av årliga underhållskostnader och byte av växelriktare samt avgifter för exempelvis mätning. Värdet av den solet som genereras beror på hur stor andel som kan användas i byggnaden och hur mycket som matas in på elnätet samt på vilket elpris som ersätts och hur stor kompensationen är för överskottet.

Hittills har relativt få rena lönsamhetsstudier genomförts för solcellsinstallationer i Sverige, vilket troligen kan förklaras med att gapet mellan kostnaden för generering av solet och värdet på solet har varit allt för stort fram tills nyligen. Däremot är ekonomi som ett inslag i studier huvudsakligen fokuserade på teknik och hur specifika åtgärder kan förbättra ekonomin för en solcellsinvestering vanligare. Många av de studier som



tidigare nämnt i detta kapitel inkluderar även ekonomiska aspekter på ett eller annat sätt. Studier som primärt har behandlat lönsamhet för solel beskrivs kortfattat nedan.

Bengt Stridh et. al. presenterade 2014 beräknade kostnader för genereringen av solel (LCOE) samt återbetalningstiden för både privatägda solcellssystem i bostadshus och icke-privatägda system. Kostnaden per kilowattimme presenterades som en funktion av investeringskostnad och kalkylränta. För ett privatägt system resulterade en kalkylränta på 2 % och en investeringskostnad på 20 kr/W<sub>p</sub> inklusive moms i en kostnad för genererad solel på 1,26 kr/kWh. För en icke-privatägd anläggning erhöles kostnader mellan 1,02 och 1,44 kr/kWh med en investeringskostnad på 14 kr/W<sub>p</sub> exklusive moms och en kalkylränta på 3 – 6 %. Återbetalningstiden visades som funktion av investeringskostnad och olika värden på solelen. Med samma kalkylräntor och investeringskostnader som angivits ovan samt antagna medelvärden för genererad el i ett privatägt och icke-privatägt system på 1,4 kr/kWh respektive 1,2 kr/kWh erhöles återbetalningstider på 25 respektive 27 år.

I den studie om sammanslagen mätning av el i bostadsrättsföreningar som tidigare nämnts i avsnitt 2.2.2 har även ekonomiska effekter studerats (Sommerfeldt, 2015). Olika fall av tillgängliga stöd studeras: utan, med elcertifikat, med elcertifikat och ett investeringsbidrag på 15 % samt med elcertifikat, bidrag och skattereduktion under 5 år. Resultaten visar en signifikant ökning av lönsamheten både när abonnemang för fastighetselen i olika byggnader slås ihop och när abonnemang för lägenhetsel och fastighetsel inom enskilda byggnader slås ihop. Anmärkningsvärt är att det senare gav en betydligt större ökning av lönsamheten än vad fallet med investeringsbidrag gav. Studien visar också att även årlig elgenerering från solcellerna har en stark inverkan på lönsamheten. Exempelvis resulterade en reduktion av solelutbytet från 1050 till 900 kWh/kW<sub>p</sub> (-14 %) i en minskning av lönsamheten med ca 50 % vid 100 % egenanvändning.

I en annan studie nyligen genomförd vid KTH används en Monte Carlo metod för att beräkna sannolikheten för ekonomisk lönsamhet för solcellsinstallationer i en bostadsrättsförening (Sommerfeldt et al., 2016). Även här testades flera olika policy scenarier. Vid inkludering av elcertifikat, investeringsbidrag på 15 % och skattereduktion under 5 år var sannolikheten för en lönsam investering 70 % medan motsvarande värde utan stöd var mindre än 10 %. För samma fall var den mest sannolika återbetalningstiden med hänsyn till kalkylränta 25 år.

NCC Construction har inom SolElprogrammet genomfört en studie om solceller på svenska kontorsbyggnader. Bland annat undersökt hur solcellsanläggningar på denna typ av byggnader kan dimensioneras för att uppnå så stor lönsamhet som möjligt (Fahlén et al. 2016). Enligt resultaten kan vara ekonomiskt motiverat att överdimensionera en solcellsanläggning med upp till 10 % överskottsproduktion. Investeringskostnaden har antagits vara lägre per installerad kilowatt för stora system.

Studien visade även att lönsamheten för en solcellsanläggning är känslig med avseende på en mängd tekniska och ekonomiska parametrar, inte minst för framtida elprisutvecklingen, eventuellt investeringsstöd samt skattereglerna kring försäljning av el.

### 3 Delstudie 1: Montage

---

I den här delstudien undersöktes hur medelstora och större byggnadsapplicerade och byggnadsintegrerade solcellsanläggningar i Sverige är monterade. Undersökningen omfattar 444 anläggningar med en topp effekt på minst 10 kW som har satts i drift innan 2014. Studien har tidigare presenterats i *Artikel I*.

Den sammanlagda effekten av solcellsanläggningarna som ingår i studien är 16,6 MW<sub>p</sub>. De utgör därmed ungefär en tredjedel av totalt installerad effekt i Sverige i slutet av 2013 (Lindahl, 2014). Flertalet av anläggningarna är relativt små. I hela 80 % av systemen är den installerade effekten mindre än 50kW<sub>p</sub>.

De studerade anläggningarna är placerade på både privata och offentliga byggnader i hela landet. En fjärdedel av systemen sitter på lantbruksbyggnader, 14 % på skolor, och lika många på småhus. Övriga system sitter på kontors- och industribyggnader, flerbostadshus, vårdbyggnader, sportanläggningar med flera. Om hänsyn tas till storleken på systemen ser fördelningen något annorlunda ut. Exempelvis hamnar då flerbostadshus på en tredje plats, medan småhus endast innehar 5 % av den installerade effekten.

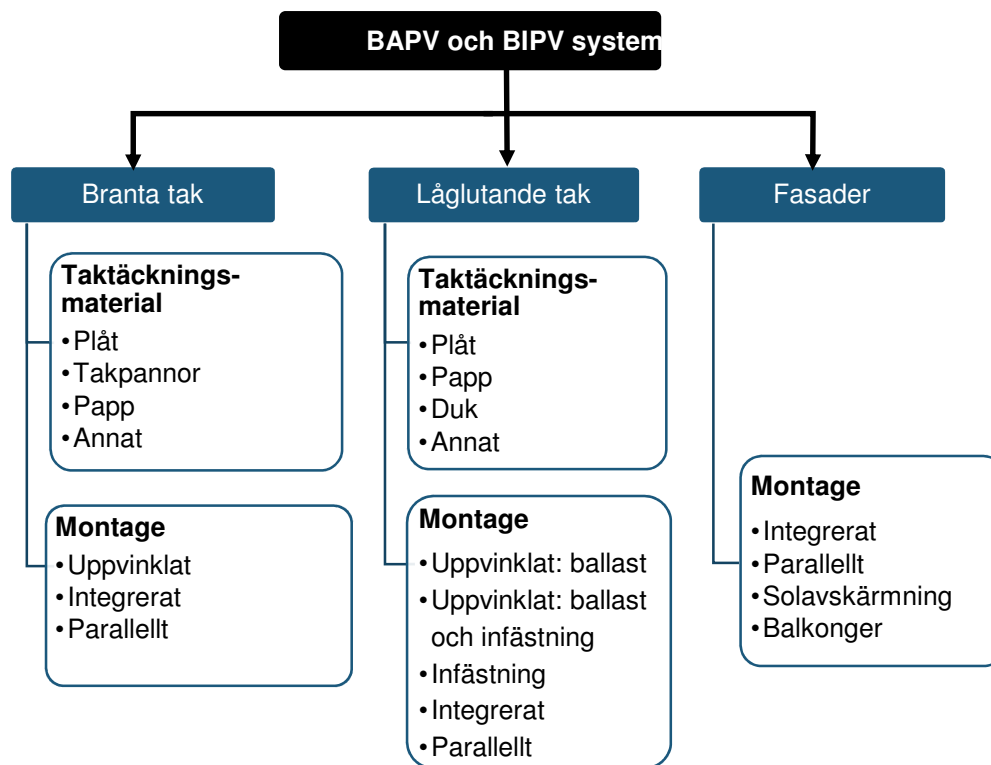
#### 3.1 Metod

Resultaten som redovisas i kapitel 3.2.1 och 3.2.2 är baserade på en sammanställning med uppgifter om ort, driftstart, modultyp, riktning, lutning, placering, taktäckningsmaterial och montagesätt för respektive solcellsanläggning. Information har hämtats från databaserna [www.solcell.nu](http://www.solcell.nu) och [EgenSolel.se](http://EgenSolel.se), från leverantörers och anläggningsägares egna hemsidor, samt från en databas hos Länsstyrelserna med statistik över anläggningar som har fått solcellsbidrag. I fall där bilder och data från ovanstående källor ej har varit tillräckliga för fastställande av taklutning, taktäckningsmaterial och montagesätt har satellitbilder och gatuvyer från Google Maps och hitta.se varit till stor hjälp.

En indelning av anläggningarna gjordes enligt Figur 3.1. Anläggningarna delades först upp efter var de var placerade: på låglutande tak<sup>2</sup>, på branta tak eller på fasad. Därefter kategoriserades de efter taktäckningsmaterial och montagesätt. (se kapitel 2.4). I en del fall hade moduler monterats på olika delar av byggnaden, exempelvis både på tak och fasad. Installerad effekt har då viktas utifrån andelen solceller på respektive byggnadsdel, eller helt enkelt delats med två när en uppskattning av fördelningen ej varit möjligt. På motsvarande sätt har anläggningar med olika montagesätt eller takmaterial behandlats.

---

<sup>2</sup> Låglutande tak definieras här som tak med en lägre lutning än 14 grader.



**Figur 3.1** Indelning av befintliga anläggningar efter placering, taktäckningsmaterial och montagesätt.

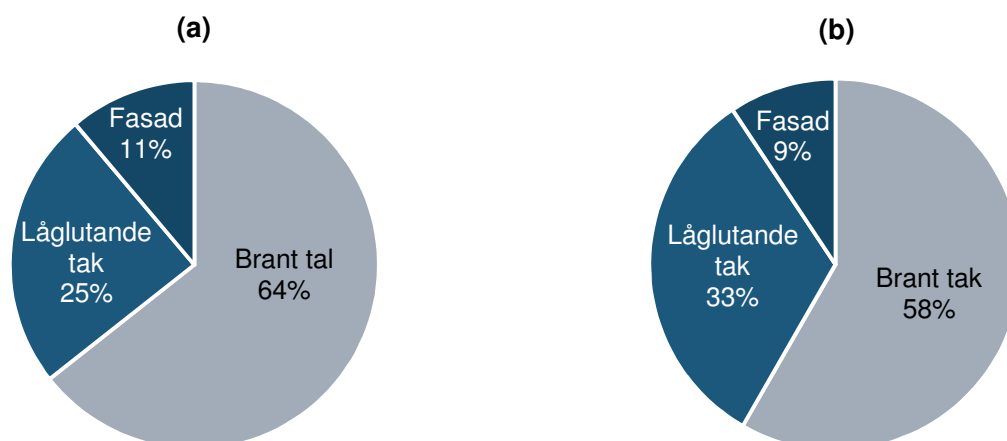
Sammanställningen över svenska BAPV och BIPV anläggningar har även delvis legat till grund för utformningen av en enkät- och intervjustudie inom Solelprogrammet, genomförd av CIT Energy Management AB i samarbete med Installationsteknik, Chalmers. Studien omfattar sammanlagt 8 intervjuer med installatörer och anläggningsägare samt enkätsvar från omkring 40 installatörer och 40 anläggningsägare. Resultatet har presenterats i Energiforsk rapporten ”Erfarenheter från medelstora solcellsinstallationer på byggnader” (Olsson et al., 2015). De delar som rör erfarenheter av montage och montagelösningar sammanfattas i kapitel 3.2.3.

## 3.2 Resultat

Det här kapitlet redogör för resultatet från studien om hur svenska BAPV och BIPV anläggningar över 10 kW<sub>p</sub> är monterade. Kapitel 3.2.1 visar fördelningen av placering och montagesätt för samtliga 444 anläggningar som ingick i studien och kapitel 3.2.2 visas hur montagesätten utvecklats under åren. Kapitel 3.2.3 ger en inblick i solcellsinstallatörers och anläggningsägares erfarenheter relaterat till montage.

### 3.2.1 Så är anläggningarna monterade

Solcellsanläggningarnas placering åskådliggörs i Figur 3.2. Diagram (a) visar att fler anläggningar är placerade på branta tak än på låglutande. Den genomsnittliga effekten för system placerade på låglutade tak är däremot större än för branta, 47 kW jämfört med 32 kW, vilken gör att representationen av låglutande tak ökar något när en jämförelse istället görs av sammanlagd installerad effekt (Figur 3.2b). Anläggningar på fasad utgör endast cirka en tiondel både sett till antalet anläggningar och installerad effekt. Medeleffekten för fasadanläggningarna är 30 kW.



**Figur 3.2** Fördelning av solcellsanläggningarnas placering utifrån (a) antal anläggningar och (b) installerad effekt.

**Branta tak:** Nära hälften av de lutande taken täcks av plåt, nästan lika många av betong- eller tegelpannor och cirka 10 % av papp. Några få är täckta med eternitplattor eller takduk. En stor majoritet av anläggningarna på branta tak, drygt 90 %, är monterade i takets lutning. Anläggningar med moduler integrerade i taket eller uppvinklade på metallstativ utgör endast några få procent.

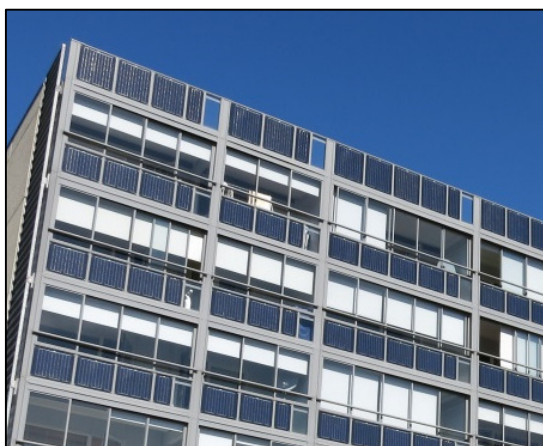
**Låglutande tak:** Det vanligaste taktäckningsmaterialet för de låglutande taken är papp, följt av duk och plåt. Det vanligaste montagesättet sett till antalet anläggningar är moduler uppvinklade på infästa stativ. Jämförs däremot installerad effekt så är ett horisontellt utanpåliggande montage vanligast. Ett uppvinklat montage utan infästning, så kallade ballastsystem, kommer på tredje plats. En mindre del av anläggningarna har integrerade moduler eller montagelösningar där ballast och infästning kombineras.

Totalt sett utgör system med uppvinklade moduler 65 % av antalet anläggningar och 53 % av den installerade effekten. Exempel på horisontellt respektive uppvinklat montage på ett platt tak med duk visas i Figur 3.3. För- och nackdelar med de två alternativen tas upp i kapitel 3.2.3



**Figur 3.3** Platt tak med takduk på vilket solcellsmoduler monterats (a) horisontellt och (b) uppvtinklat på metallstativ. Foto: Jan-Olof Dalenbäck.

**Fasad:** Omkring hälften av anläggningar på fasad har solcellsmoduler monterade som solavskärmning, cirka 15 % har solceller integrerade i fasaden och cirka 5 % har solceller integrerade i balkonger. Totalt 70 % av anläggningarna kan därmed räknas som byggnadsintegrerade (BIPV). Resterande 30 % av anläggningarna är monterade utanpå fasad utan att fylla någon ytterligare funktion (BAPV). Ett exempel på en anläggning med solceller integrerade i balkongfronter ses i Figur 3.4.

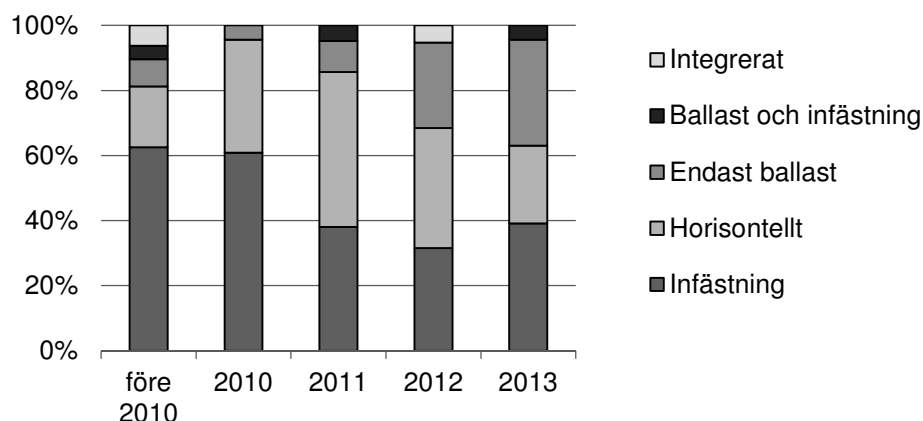


**Figur 3.4** Solceller integrerade i balkonger.

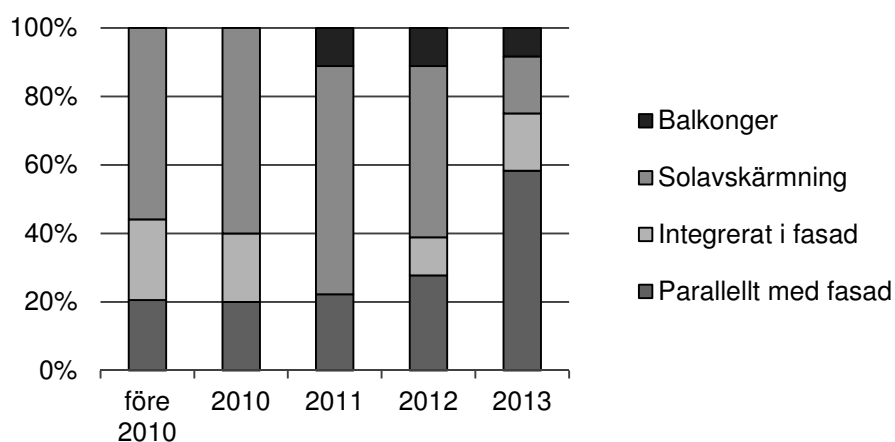
### 3.2.2 Så har montagsätten utvecklats

Utifrån de studerade anläggningarna kan man tyda några olika trender när det gäller placering och montagesätt. För det första kunde en drastisk ökning av andelen system monterade på branta tak ses för de två sista åren. Dessa utgjorde nästan 80 % av anläggningarna som togs i drift under 2013. Detta kan delvis förklaras med en ökad installation av lite större anläggningar på lantbruksbyggnader och småhus.

Vad gäller branta tak har andelen system med moduler applicerade i takets lutning ökat. Av anläggningarna som hade tagits i drift före 2010 var andelen 83 % och motsvarande siffra för de som togs i drift under 2013 var 98 %.



**Figur 3.5** Montage på låglutande tak baserat på antal anläggningar.



**Figur 3.6** Montage på fasad baserat på antal anläggningar.

Fördelningen av montagesätt för låglutande tak och fasader visas utifrån driftstart i Figur 3.5 respektive Figur 3.6. För låglutande tak syns en minskning av andelen anläggningar med moduler som installerats på uppvinklade stativ infästa i taket eller annan konstruktion (Figur 3.5). Däremot ökar andelen uppvinklade ballastsystem. När det gäller fasadmonterade anläggningar så dominerar system integrerade i solavskärmningar fram till 2013 (Figur 3.6). Under 2013 är det istället vanligast med solcellsmoduler applicerade vertikalt, parallellt med fasaden.

### 3.2.3 Erfarenheter av olika montagelösningar

Intervju- och enkätstudien om installatörers och fastighetsägares erfarenheter visade på en välfungerande bransch med mogen teknik och mestadels nöjda anläggningsägare (Olsson et al., 2015). Installatörerna svarade att de monterar solceller på nästintill alla typer av tak och takmaterial, men ett flertal avrådde från montage på eternittak. Ägarna hade i regel goda erfarenheter från monteringsfasen och de hade stött på få problem relaterade till montage. Ett par rapporterade dock skador till följd av infästningsdetaljer som inte klarat snölasten och en annan hade drabbats av stormskador. Ytterligare två angav installationsfel som orsak till skada eller fel på anläggningen. Merparten var nöjda med den solcellsleverantör de anlitat, men några dåliga erfarenheter förekom

även här. Bland annat nämndes problem till följd av konkurs samt svårigheter att få montörerna att leva upp till arbetsmiljöregler. Att kolla upp företaget i förväg rekommenderades.

Över lag angavs likartade montagelösningar för olika typer av tak och taktäckningsmaterial, men när det gällde frågan om horisontellt eller uppvinklat montage på platta tak gick åsikterna isär bland både installatörer och fastighetsägare. De som förespråkade ett uppvinklat montage gav följande argument: ett högre energiutbyte per modul, smuts rinner lättare av, ingen ansamling av vatten på eller under modulerna och mindre ansamling av snö. Ett horisontellt montage rekommenderades på grund av estetiska skäl, en enklare installation, lägre kostnader, lägre vindlaster eller högre energiutbyte per tak. Andra menade att valet av montagesätt beror på förutsättningar såsom vilken orientering taket har, vilken typ av solceller det handlar om, vad det är för vindlaster på den aktuella platsen och vilket takmaterial modulerna ska monteras på.

### **3.3 Slutsatser**

Sammanfattningsvis kan man dra slutsatsen att den svenska marknadsutvecklingen har fått en bra start, mycket tack vare att man kunnat bygga på erfarenheter från, och kunnat använda produkter som utvecklats i, andra länder.

Majoriteten av de studerade anläggningarna var placerade på tak. Anläggningar på lutande tak kommer alltid att vara intressanta, dels för att de ger ett högt energiutbyte med södervända tak, dels för att de kan monteras utan att förändra byggnadens generella utseende. De vanligaste taktäckningsmaterialen för branta tak var plåt, takpannor och papp, i nämnd ordning. Drygt 90 % av anläggningarna på branta tak var monterade utanpå taket, i takets lutning.

Anläggningarna på låglutande tak var färre än på branta, men den genomsnittliga installerade effekten var större för de förra. De tidiga anläggningarna på platta tak uppfördes ofta med uppvinklade moduler för att efterlikna montaget på lutande tak med ett så högt energiutbyte som möjligt. Allt eftersom priserna har minskat har utvecklingen gått mer mot montage med mindre uppvinkling med något lägre energiutbyte, men med enklare och rationellare montage. En ökning av ballastsystem kunde ses under de senare åren. Dessa system utgjorde ungefär en tredjedel av de system som installerades under 2013. De vanligaste takmaterialen för låglutande tak var papp följt av duk och plåt.

Andel anläggningar på fasader är och kommer sannolikt att förbli förhållandevis låg, dels på grund av att de ger ett lägre energiutbyte samtidigt som de kräver en låg horisont, dels på grund av att de normalt innebär en dyrare installation. Solcellsmoduler integrerade i solavskärmning dominerade installationerna på fasad fram till 2013. Under 2013 var istället ett vertikalt montage på fasad vanligast.

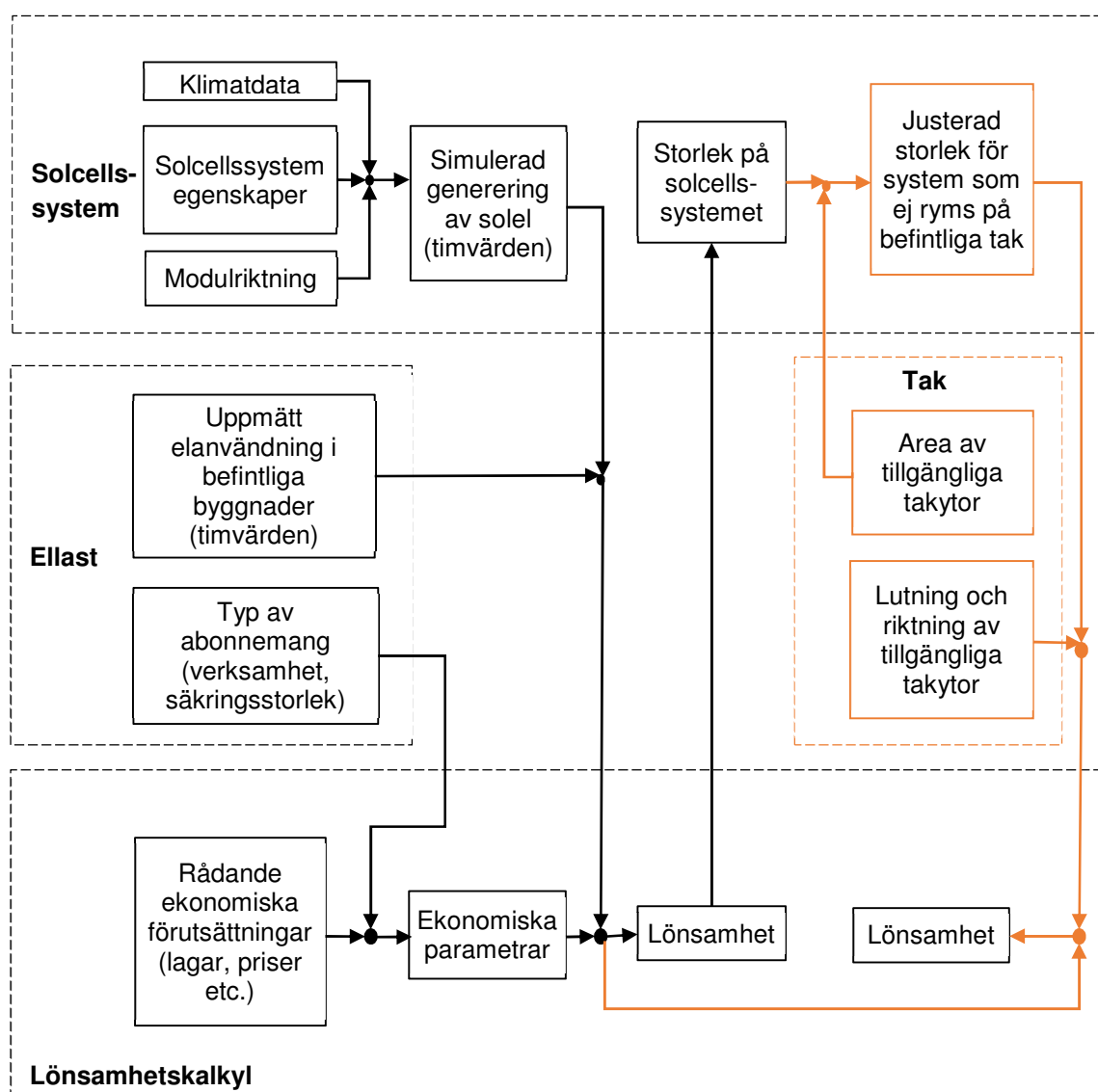


## 4 Delstudie 2: Lönsamhet

Lönsamhetsstudien omfattar elabonnemang i drygt 100 byggnader i Göteborg. Tyngdpunkten har legat på flerbostadshus, men även ett mindre antal abonnemang för andra typer av verksamheter har studerats.

### 4.1 Metod och indata

I det här kapitlet ges en sammanfattning av metoden och valda delar av de indata som använts redovisas. Detaljerade indata för lönsamhetsberäkningarna återfinns i *Artikel II*. En schematisk bild över den metod som använts för att studera solcellssystemens lönsamhet visas i Figur 4.1.



Figur 4.1 Illustration av den metod som använts för lönsamhetsberäkningar.

För att kunna analysera av hur olika styrmedel och andra ekonomiska förutsättningar påverkar lönsamheten enbart utifrån elabonnemang, genomfördes alla kalkyler inledningsvis utan hänsyn till befintliga tak. Beräkningar baserades istället på elgenerering från ett södervänt solcellssystem tillsammans med elanvändning och säkringsstorlek för respektive abonnemang samt en rad ekonomiska parametrar. Lönsamhetskalkylen och de ekonomiska parametrarna beskrivs närmare i kapitel 4.1.1, simuleringar av solet i kapitel 4.1.2 och abonnemang i kapitel 4.1.3. Efter de första beräkningarna togs även hänsyn till befintliga tak. Detta moment och de aktuella takytorna beskrivs i kapitel 4.1.4. Förutom takens inverkan på lönsamheten har en känslighetsanalys genomförts med avseende på säkringsstorlek samt erforderlig elprisutveckling respektive kalkylränta vid utebliven skattereduktion.

### 4.1.1 Lönsamhetskalkyl

För varje enskilt elabonnemang matchades elanvändningen mot solet på timbasis och ett solcellssystem dimensionerades utifrån högsta möjliga lönsamhet. För bedömning av lönsamheten användes nettonuvärde (NNV), vilket beräknades enligt ekvation (1).

$$NNV = \text{nuvärde}(\text{nyttor}) - \text{nuvärde}(\text{kostnader}) = \text{nuvärde}(K) = \sum_{n=0}^N (K_n / (1 + r)^n) \quad (1)$$

*K* = kassaflöde (positivt eller negativt)

*n* = år för specifikt kassaflöde

*N* = totalt antal år med kassaflöden

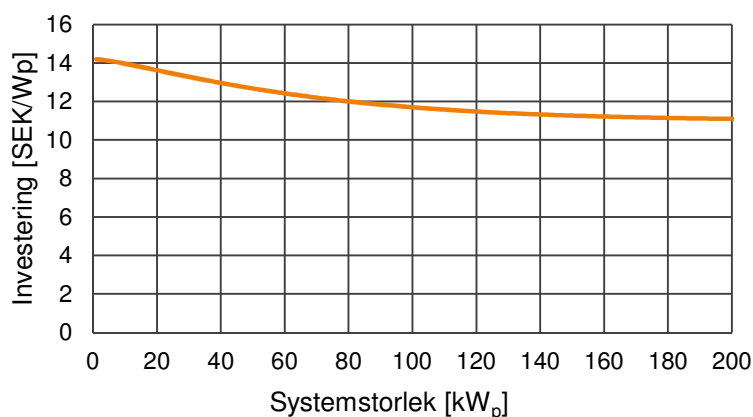
*r* = diskonteringsränta

Kostnader och nyttor bestämdes utifrån fastighetsägarens perspektiv och baserades på aktuella ekonomiska förutsättningar, såsom marknadspriser och lagar. De kostnader som inkluderades var initial investeringskostnad, ett byte av växelriktare, drift- och underhållskostnader samt avgifter för mätning. För flerbostadshusen har moms adderats till samtliga kostnader, men för övriga byggnader har beräkningarna gjorts utan moms.

Investeringskostnaden per installerad kilowatt antogs minska med ökad storlek på systemet enligt Figur 4.2. Däremot togs ingen hänsyn till prisvariationer beroende på byggnadshöjd, taklutning, taktäckningsmaterial, montagesätt etc. Någon känslighetsanalys för investeringskostnaden har inte gjorts i direkt mening. Dock ger en jämförelse av resultaten med och utan bidrag ett mått på hur mycket en 20 % minskning av investeringskostnaden skulle påverka lönsamheten.

Nyttorna i den ekonomiska kalkylen utgjordes dels av inkomster i form av nänytta, elcertifikat och ersättning för såld el, och dels av besparingar från en minskad andel köpt el. Elcertifikat antogs erhållas och säljas för all genererad solet under 15 år och överskottsel antogs säljas till spotpris. Alla indata för de ekonomiska beräkningarna

finns presenterade i *Artikel II*, Tabell 3, med tillägget att en nätavgift för elöverföring på 3 öre/kWh har använts för abonnemang anslutna till 10kV nät.



**Figur 4.2** Investeringskostnad som funktion av systemstorlek inklusive installation, exklusive moms.

För att studera inverkan av dagens solcellsspecifika ekonomiska styrmedel genomfördes lönsamhetsberäkningarna för tre olika scenarier:

- (1) Skattereduktion 60 öre/kWh (endast för system med en säkring på högst 100A)
- (2) Investeringsbidrag 20 % (som mest 800 tusen kronor)
- (3) Både skattereduktion och investeringsbidrag

Eftersom en del av de ekonomiska parametrarna, exempelvis nätnyttan och skattereduktion, beror på huvudsäkringens storlek delades systemen in i tre grupper: (1) abonnemang på högst 63A, (2) abonnemang större än 63A men högst 100A och (3) abonnemang större än 100A.

I lönsamhetskalkylerna har ingen hänsyn tagits till att fastighetsägare kan komma att behöva betala energiskatt på egenanvänd el om den installerade effekten (i en eller flera anläggningar) överstiger 255 kW<sub>p</sub>.

I kalkylerna har effekten för varje solcellssystem begränsats till den maxeffekt som ges av respektive huvudsäkring (Tabell 4.1 och Tabell 4.2). I verkligheten kan det dock vara möjligt att installera en större solcellseffekt om man kan garantera en viss last.

#### 4.1.2 Solel

Genererad solel beräknades i Polysun, ett simuleringsprogram för både solvärme- och solsystem (Vela Solaris, 2015). Som underlag för simuleringarna valdes en polykristallin solcellsmodul med verkningsgrad 15,3 % samt solinstrålning och andra klimatdata för Göteborg. Klimatdata hämtades från den meteorologiska katalogen Meteonorm (Remund, 2014), som är integrerad i programmet.

Först simulerades ett system med moduler orienterade med 45° lutning mot söder. För att sedan kunna studera hur de befintliga taken påverkade lönsamheten genomfördes även simuleringar av solcellssystem orienterade i de befintliga takens riktning och lutning.

### 4.1.3 Abonnemang

Med fastighetsägarnas tillstånd har uppmätta timvärden på elanvändning hämtats från Göteborg Energis databas över abonnenter anslutna till deras elnät. Data för 2014 har använts i alla fall utom ett.

**Tabell 4.1** Sammanställning av elabonnemang i flerbostadshus.

Abonnemang [A]	16	20	25	35	50	63	80	100	125	160	250	Totalt
Antal abonnemang	2	5	12	5	23	15	15	13	11	6	1	108
Max eleffekt medel [kW]	4	5	7	11	20	20	26	34	42	78	68	25
Elenergi medel [MWh/år]	13	7	14	41	44	48	62	105	143	290	322	75

Lönsamhetsberäkningarna för solceller i flerbostadshus är baserade på elanvändningen i 108 abonnemang i byggnader som ägs av bostadsrättsföreningar och bostadsbolag i Göteborg. En sammanställning av dessa abonnemang återfinns i Tabell 4.1. Många av abonnemangen är betydligt större än vad som krävs med tanke på högsta effektuttag. För solcellssystem kopplade till sådana abonnemang genomfördes en känslighetsanalys för att ta reda på vad lönsamheten hade blivit om de hade haft en mindre huvudsäkring.

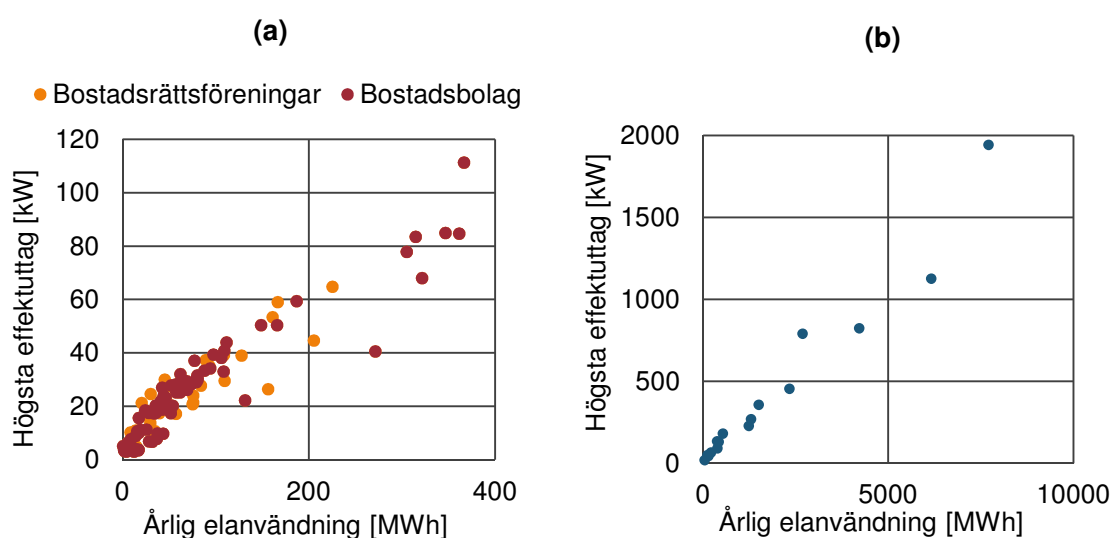
**Tabell 4.2** Sammanställning av elabonnemang i byggnader med andra typer av verksamheter.

Abonnemang	160A	250A	400A	500A	1000A	1080A	1500A	10kV	Totalt
Antal abonnemang	3	1	3*	1	1	1	1	5	16
Max eleffekt medel [kW]	38	66	136	130	357	456	269	983	420
Elenergi medel [MWh/år]	106	224	439	428	1512	2338	1298	4405	1841

\* För ett av abonnemangen fanns uppgift om en huvudsäkring som var orimligt liten i förhållande till uppmätta effekter. I detta fall antogs en större säkring: 400A istället för 250A.

Lösamhetsberäkningar har även genomförts för 16 abonnemang i byggnader med andra verksamheter, exempelvis kontor, lager, köpcentrum, stormarknad, verkstad, garage, teater och museum. En sammanställning av abonnemangen ges i Tabell 4.2. I motsats till flerbostadshusen karakteriseras merparten av hög elanvändning och höga effekter.

I Figur 4.3 åskådliggörs årlig elenergianvändningen och maximalt eleffektuttaget för de enskilda abonnemangen. I 80 % av abonnemangen i flerbostadshus var den årliga elanvändningen mindre än 100 MWh (Figur 4.3a). Merparten av dessa abonnemang inkluderar enbart fastighetsel.

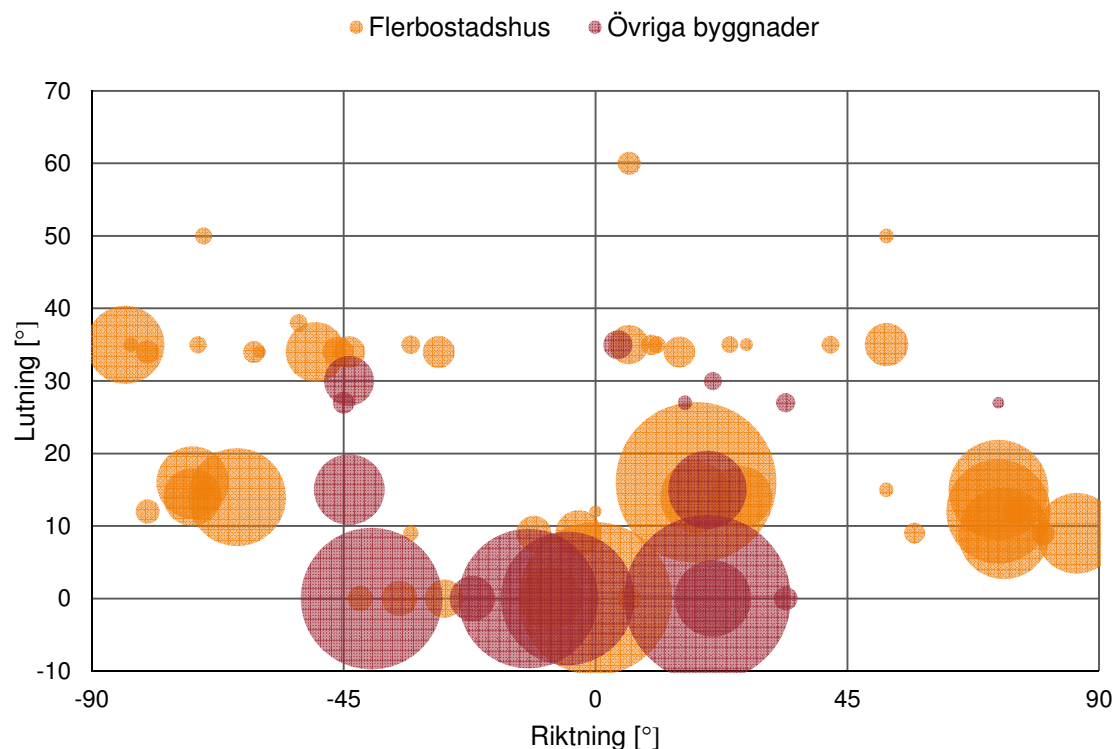


**Figur 4.3** Årlig elanvändning och högsta effektuttag för abonnemang i (a) flerbostadshus och (b) byggnader med andra typer av verksamheter.

#### 4.1.4 Befintliga tak

I basfallen beräknades solcellsanläggningarnas systemstorlek och tillhörande nettonuvarden baserat på optimalt orienterade moduler (med avseende på årlig elgenerering) och optimal. Montage på de befintliga taken skulle dock medföra både areabegränsningar och större eller mindre avvikelser från optimal riktning och lutning.

Samtliga tillgängliga takytor med västlig till östlig riktning åskådliggörs i Figur 4.4. Takytor och riktningar fastställdes från en vektorkarta över fastigheter i Göteborg, medan taklutningar erhöles från ritningar eller uppskattades från gatuvyer och flygfoton på Google Maps och hitta.se i kombination med Göteborg Energis solkarta för Göteborg. Foton användes även för uppskattning av hur stor del av takarean som var tillgänglig för solceller.



**Figur 4.4** Befintliga tak med en riktning mellan väst (-90°) and öst (90°). För byggnader med platta tak har hela takytan tagits med och lutningen har i dessa fall satts till 0°. Bublornas storlek är proportionell mot tillgänglig takyta.

Utifrån takens orientering genomfördes nya solcellssimuleringar och resulterande årliga soletutbyten jämfördes med grundfallet (45° lutning mot söder). För horisontella tak antogs montage med 15° lutning. I fall där taktytor med olika lutning eller riktning var tillgängliga beräknades ett viktat soletutbyte för de olika delarna enligt ett exempel som ges i Bilaga 1. Årligt soletutbyte i förhållande till grundfallet användes sedan för att beräkna nya timvärden för elgenerering, vilka i sin tur blev indata till en ny ekonomisk kalkyl. I fall där takytan visade sig vara för liten för den solcellsanläggning som dimensionerats i grundfallet, minskades anläggningens storlek för att passa taket.

## 4.2 Resultat

Det här kapitlet redogör resultaten från lönsamhetsstudien. Kapitlet inleds med resultat utan hänsyn till befintliga tak och den uppsättning med indata som tidigare benämnts som grundfall. Dessa följs av tre avsnitt med känsliganalyser baserade på (1) att hänsyn tas till befintliga tak (2) att mindre huvudsäkringar antogs för en del av abonnemangen och (3) att elprisökning respektive kalkylränta ska kompensera för utebliven skattereduktion. Fler och mer detaljerade resultat från grundfallen finns för flerbostadshus att ta del av i *Artikel II* och för övriga byggnader i Bilaga 2.

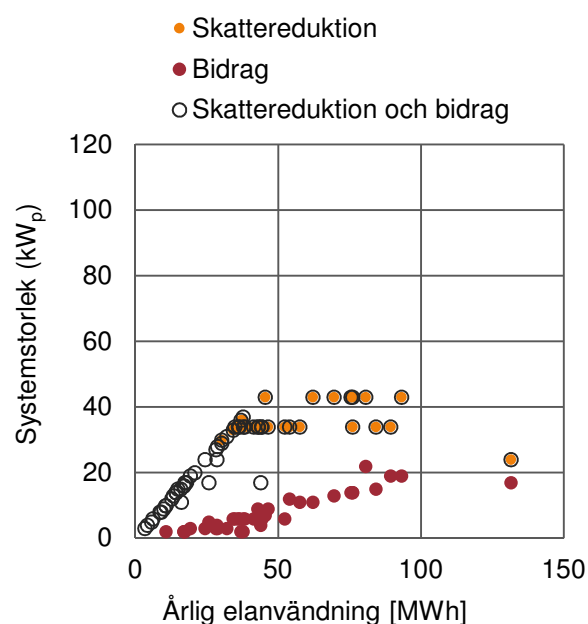
## 4.2.1 Resultat från grundfallen

Beräkningar av solcellssystem anslutna till de 124 elabonnemang som presenterats i kapitel 4.1.3 resulterade i 48 lönsamma system med skattereduktion, 70 med investeringsbidrag och 115 med både och. En sammanfattning av andelen lönsamma system för olika byggnadstyper och storlek på huvudsäkring ges i Tabell 4.3. Resulterande systemstorlekar, lönsamhet, soltäckningsgrad och överproduktion för abonnemang i både flerbostadshus och övriga byggnader redovisas nedan.

**Tabell 4.3** Andel lönsamma system i procent för de tre scenarierna skattereduktion, bidrag samt både skattereduktion och bidrag. Skattereduktion erhålls ej för abonnemang över 100A.

	Abonnemang	Skattered. / inget stöd	Bidrag	Bidrag och ev skattered.
Flerbostadshus (108st)	≤ 63A	47	65	97
	> 63A, ≤ 100A	25	7	96
	> 100A	0	72	72
Andra byggnadstyper (16st)	> 100A	75	94	94

De systemstorlekar ( $kW_p$  moduleffekt) som resulterade i högst lönsamhet för solcellssystem anslutna till en huvudsäkring på högst 63A presenteras i Figur 4.5. Här kan ses att scenariot med skattereduktion gav betydligt större system än scenariot med bidrag. Detta beror på att det med skattereduktion är mest lönsamt med så stora system som möjligt så länge den årliga överproduktionen inte överstiger 30 MWh eller årligen köpt el. Den optimala systemstorleken ökar med ökad energianvändning eftersom det går att bygga större och större system utan att få för mycket överproduktion. Tillslut begränsas dock systemstorleken av huvudsäkringen.

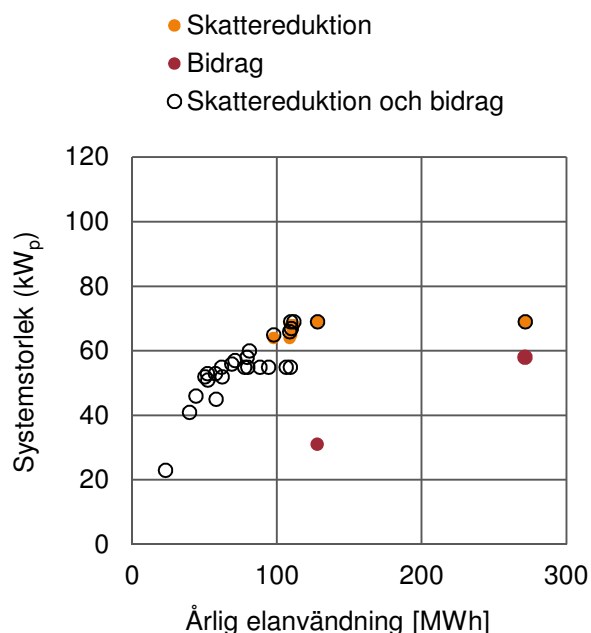


**Figur 4.5** Systemstorlekar för abonnemang ≤ 63A i flerbostadshus. Diagrammet visar de system som resulterade i högst nettonuvärdet. Endast lönsamma system är inkluderade.

Lönsamheten steg generellt med ökad elenergianvändning och nettonuvärdena för system med en huvudsäkring på högst 63A och blev ungefär densamma med skattereduktion som med bidrag. Däremot, eftersom skattebidrag resulterade i större system med högre investeringskostnad, var nettonuvärdet i förhållande till investeringen lägre för dessa system lägre. Med både bidrag och skattereduktion ökade

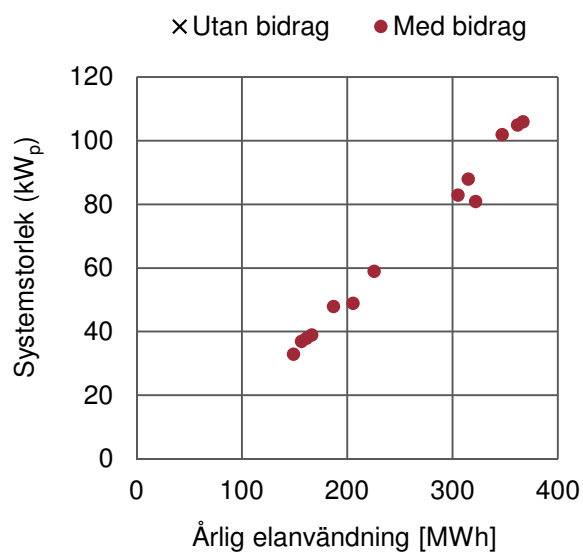
lönsamheten markant. Diagram med resulterande nettonuvärden för den här gruppen återfinns i Artikel II, avsnitt 4.2. Diagram som visar nettonuvärde i förhållande till investeringen, benämnt lönsamhetsindex (profitability index), visas i Artikel II, avsnitt 4.5.

Få system med en huvudsäkring större än 63A, men högst 100A blev lönsamma med enbart antingen skattereduktion eller bidrag. Enligt Figur 4.6 krävdes båda stöden för att solcellssystem kopplade till abonnemang med en årlig elanvändning mindre än 100 MWh skulle uppnå positiva nettonuvärden. Detta beror på att systemen i den här kategorin, till skillnad för systemen i Figur 4.5, inte kan dra nytta av de fördelar som finns tillgängliga för mikroproducenter. Överlägset högst lönsamhet nåddes för abonnemanget med högst elanvändning. För övriga abonnemang var motsvarande nettonuvärdena endast knapp hälften så höga. Diagram med resulterande nettonuvärden för den här gruppen återfinns i Artikel II, avsnitt 4.3.



**Figur 4.6** Systemstorlekar för abonnemang > 63A, ≤ 100A i flerbostadshus. Diagrammet visar de system som resulterade i högst nettonuvärden. Endast lönsamma system är inkluderade.

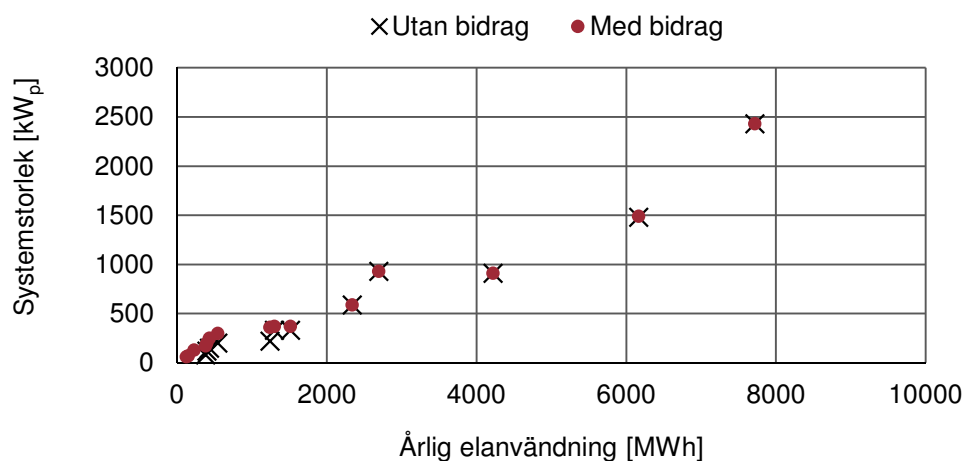
System med en huvudsäkring större än 100A kan inte få skattereduktion och för abonnemangen i flerbostadshus innebar detta att inga solcellsanläggningar blev lönsamma utan bidrag (Figur 4.7). System kopplade till abonnemang med en årlig elanvändning över 350 MWh var däremot nära att nå positiva nettonuvärden. Diagram med resulterande nettonuvärden för den här gruppen återfinns i Artikel II, avsnitt 4.4.



**Figur 4.7** Systemstorlekar för abonnemang i flerbostadshus < 100A. Diagrammet visar de system som resulterade i högst nettonuvärden. Endast lönsamma system är inkluderade.

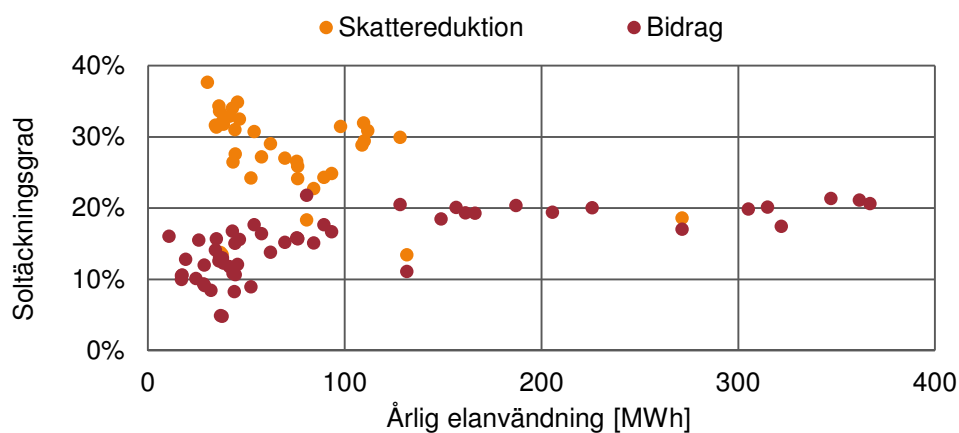


Lönsamma system för övriga byggnader visas i Figur 4.8. Dessa abonnemang är alla större än 100A, men till skillnad från flerbostadshusen i samma kategori erhöles lönsamma anläggningar även utan bidrag. Den stora andelen lönsamma system i övriga byggnader (Figur 4.8) förklaras av att merparten av dessa abonnemang har en betydligt högre elanvändning än de i flerbostadshus. För en årlig elanvändning på mindre än cirka 300 MWh krävdes även här bidrag för att uppnå positiva nettonu värden. Diagram med resulterande nettonu värden samt nettonu värde i förhållande till investeringen (lönsamhetsindex) för den här gruppen återfinns i Bilaga 2.



**Figur 4.8** Systemstorlekar för abonnemang i övriga byggnader, samtliga > 100A. Diagrammet visar de system som resulterade i högst nettonu värden. Endast lönsamma system är inkluderade.

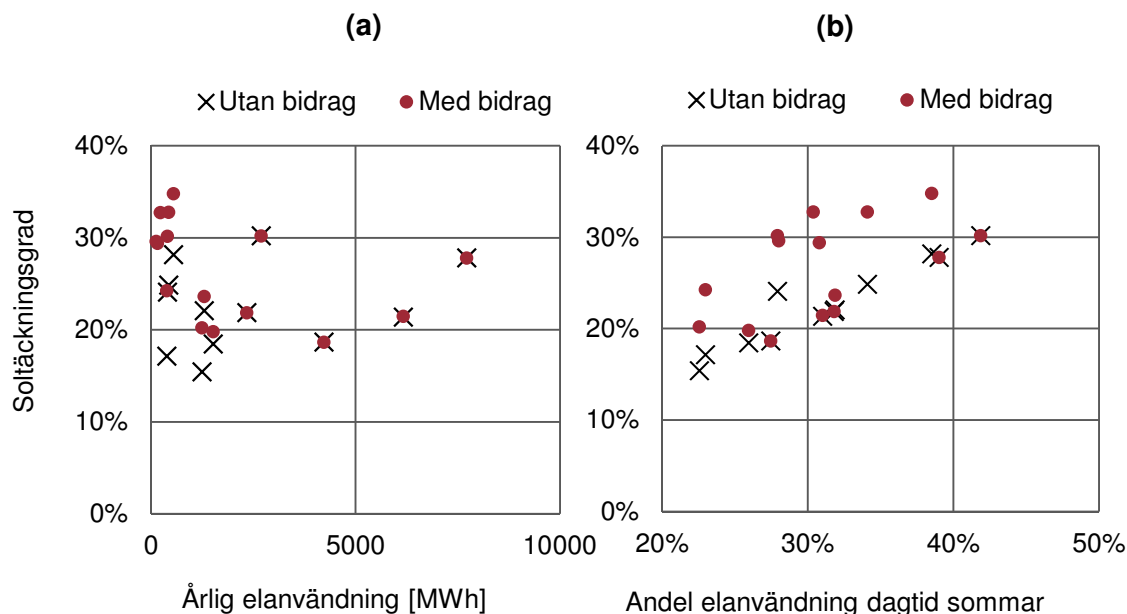
Hur stor del av elbehovet som täcks med solel beror dels på solcellsanläggningens storlek i förhållande till elanvändningen och dels på hur väl genereringen av solel matchar elbehovet timme för timme. Figur 4.9 visar soltäckningsgraden för abonnemangen i flerbostadshus. Med skattereduktion är andelen som störst för abonnemang med låg elanvändning och denna minskar sedan med en ökad last. För bidrag är trenden den motsatta: den optimala andelen solel ökar generellt med ökad last.



**Figur 4.9** Soltäckningsgrad som funktion av årlig elanvändning för samtliga elabonnemang i flerbostadshus. Endast abonnemang med lönsamma solcellsanläggningar är inkluderade.

När det gäller hur stor del av solelen som matas in på elnätet, alltså andelen överproduktion, uppgick den med skattereduktion till så mycket som 60 % för de minsta abonnemangen. Precis som soltäckningsgraden minskade överproduktion med ökad elanvändning. Med bidrag var det istället optimalt med en överproduktion på 10-20 % för abonnemang under 100 MWh och 2-25% för de största.

Soltäckningsgraden för abonnemang i övriga byggnader visas i Figur 4.10. Dessa är generellt sett högre än för abonnemangen i flerbostadshus tack vare elbehov som är bättre anpassade till solinstrålningen. Från diagram (a) kan ses att täckningsgraden är högst för några av de allra minsta abonnemangen – som mest upp emot 35 % och i Figur 4.10b syns ett tydligt samband mellan soltäckningsgraden och andelen el som används under dagtid under sommarhalvåret. För scenariot utan bidrag ökar soltäckningsgraden med ökad andel elanvändning under årets ljusa timmar från 15 till 30 %. Att scenariot utan bidrag ibland ger samma soltäckningsgrad som med bidrag och ibland betydligt högre beror på bidragstaket på 800 tusen kronor. När taket är nått kommer en ytterligare ökning av solcellseffekten resultera i samma ökning av investeringskostnaden vare sig anläggningen får bidrag eller ej. För stora abonnemang blir den optimala storleken på systemet, och därmed även soltäckningsgraden, därför densamma med eller utan bidrag.



**Figur 4.10** Soltäckningsgrad som funktion av (a) årlig elanvändning och (b) andelen elenergi som används kl. 7-18 under april-september för elabonnemang i övriga byggnader. Endast abonnemang med lönsamma solcellsanläggningar är inkluderade.

Andelen solel som matas in på elnätet för abonnemangen i övriga byggnader minskade med ökad årlig elanvändning. Som högst erhöles 42 % med bidrag och 24 % utan bidrag. För abonnemang större än 2000 MWh var det optimalt med en överproduktion på 5-7 %.

## 4.2.2 Känslighetsanalys: befintliga tak

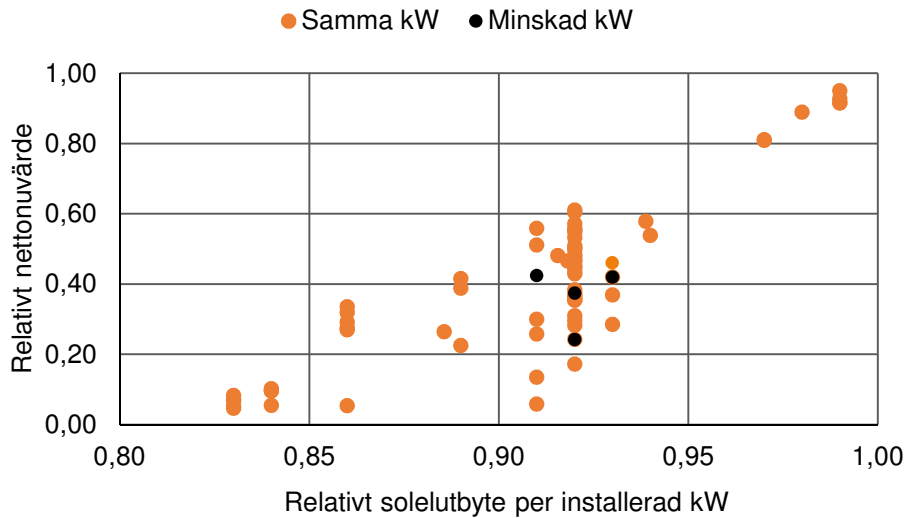
De befintliga taken påverkade lönsamheten på två sätt jämfört med grundfallet: genom ett lägre solelutbyte per installerad kilowatt och genom en mindre storlek på systemen. Utbytet per kilowatt blev lägre i samtliga fall på grund av att takens orientering var mindre gynnsamma än vad som hade antagits i grundfallet. Bland flerbostadshusen var det enbart ett fåtal av systemen som behövde dimensioneras ner med hänsyn till tillgänglig takyta, men bland övriga byggnader gällde detta alla utom två. Relativt utbyte och systemstorlek i förhållande till grundfallet redovisas för samtliga abonnemang i Bilaga 3.

De förändrade omständigheterna med hänsyn till tillgängliga taktytor resulterade i en drastisk minskning av antalet lönsamma system i flerbostadshusen, men en mindre skillnad för övriga byggnader. Störst förändring sågs för scenariot med skattereduktion. Andelen lönsamma system för respektive säkringskategori och stödsscenario visas i Tabell 4.4. Lönsamhet har beräknats för samma systemstorlekar som i grundfallet, förutom i de fall då storleken begränsats av takarean.

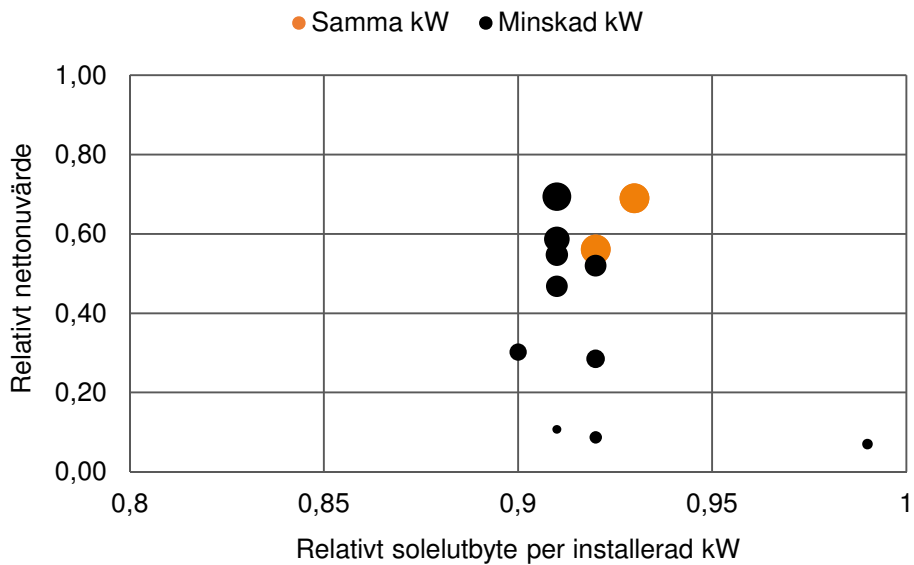
**Tabell 4.4** Andel lönsamma system i procent efter hänsyn har tagits till befintliga tak. Resultatet visas för de tre scenarierna skattereduktion, bidrag samt både skattereduktion och bidrag. Skattereduktion erhålls ej för abonnemang över 100A. Andelen lönsamma system i grundfallet visas inom parentes.

	Abonnemang	Skattered. / Inget stöd	Bidrag	Bidrag och ev. skattered.
Flerbostadshus (108st)	≤ 63A	2 (47)	11 (65)	77 (97)
	> 63A, ≤ 100A	0 (25)	4 (7)	68 (96)
	> 100A	0 (0)	28 (72)	28 (72)
Andra byggnadstyper (16st)	> 100A	44 (75)	75 (94)	75 (94)

Nettonvärden efter att hänsyn tagits till befintliga tak i förhållande till motsvarande värden i grundfallet åskådliggörs som funktion av relativt solelutbyte i Figur 4.12 och Figur 4.12. Resultaten som figuren visar gäller för det scenario med flest lönsamma system, alltså scenariot med både bidrag och eventuell skattereduktion. Båda figurerna visar att lönsamheten riskerar att sjunka drastiskt även med en relativt liten avvikelse från optimalt solelutbyte per kW<sub>p</sub>. Att systemen i Figur 4.12 alla har liknande solelutbyten beror på att en stor del dessa byggnader har platta tak, varpå samtliga solcellsmoduler har antagits monteras med 15° lutning. För dessa system beror den relativa lönsamheten, förutom på ett minskat elutbyte per kW<sub>p</sub>, till stor del på hur mycket systemstorleken behövde minskas för att rymmas på den tillgängliga takytan.



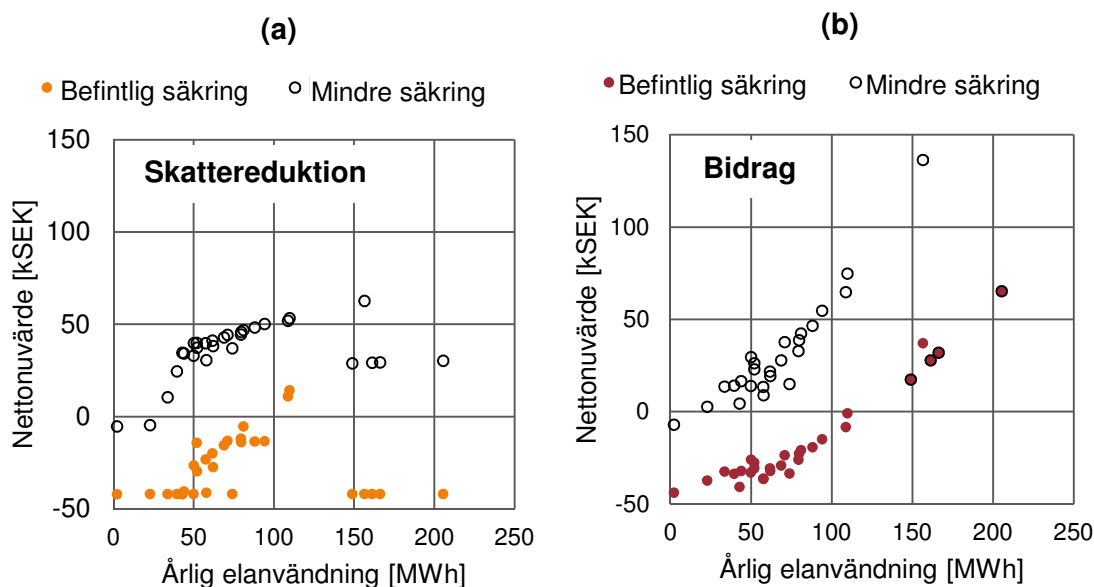
**Figur 4.11** Resultat för flerbostadshus med hänsyn till befintliga tak. Relativt nettonvärde med som funktion av relativt solelutbyte per installerad kW jämfört med grundfallet (moduler med 45° lutning och riktning mot söder). Endast system som även är lönsamma efter hänsyn till befintliga tak visas.



**Figur 4.12** Resultat för övriga byggnader med hänsyn till befintliga tak. Relativt nettonvärde som funktion av relativt solelutbyte per installerad kW jämfört med grundfallet (moduler med 45° lutning och riktning mot söder). Bublornas area är proportionell mot systemens relativa effekt jämfört med grundfallet. Endast system som även är lönsamma efter hänsyn till befintliga tak visas.

### 4.2.3 Känslighetsanalys: huvudsäkring

För 29 abonnemang i flerbostadshus med överdimensionerade huvudsäkringar gjordes nya ekonomiska beräkningar baserade på säkringar anpassade till maximalt eleffektbehov. Detta resulterade i ökade nettonuvärden i samtliga fall och en drastisk ökning av antalet lönsamma anläggningar, vilket visas i Figur 4.13.



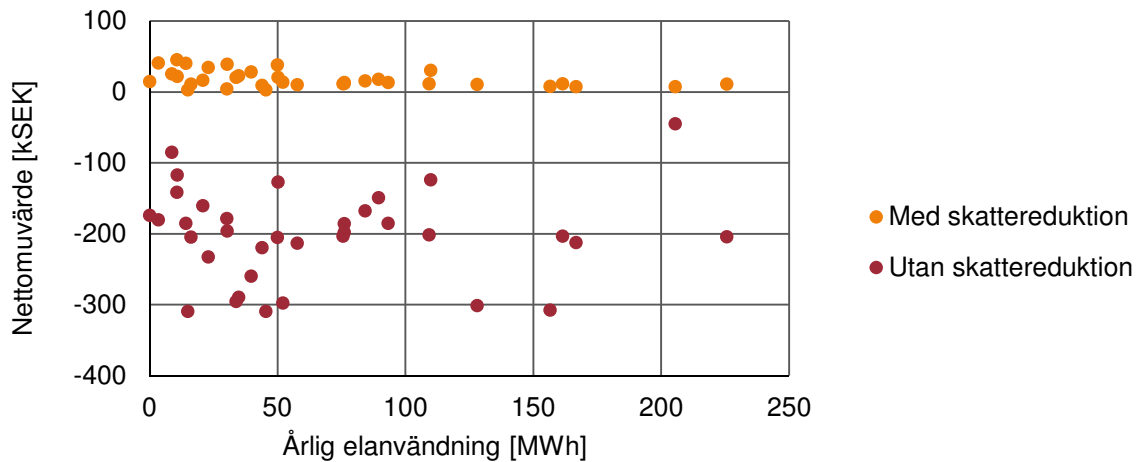
**Figur 4.13** Jämförelse av nettonuvärden erhållna från beräkningar baserade på befintliga huvudsäkringar respektive mindre antagna säkringar. Figuren omfattar 29 elabonnemang i vilka det skulle vara möjligt att ha en mindre säkring med hänsyn till det högsta eleffektbehovet under året. Diagram (a) visar resultatet för ett scenario med skattereduktion för system till och med 100 A och diagram (b) för ett scenario med investeringsbidrag.

Med de ursprungliga säkringarna gav både scenariot med skattereduktion och scenariot med bidrag endast enstaka anläggningar med positiva nettonuvärden. Beräkningar med de mindre huvudsäkringarna resulterade tvärtom i att nästintill samtliga anläggningar blev lönsamma. Den vanligaste orsaken till ökad lönsamhet var att abonnemangen passerade gränsen för att klassas som mikroproducenter ( $\leq 63A$ ), men några blev mer lönsamma för att säkringarna passerade gränsen för skattereduktion ( $\leq 100A$ ) och andra var så var så pass överdimensionerades att de kunde sänkas från över 100A till 63A.

### 4.2.4 Känslighetsanalys: skattereduktion

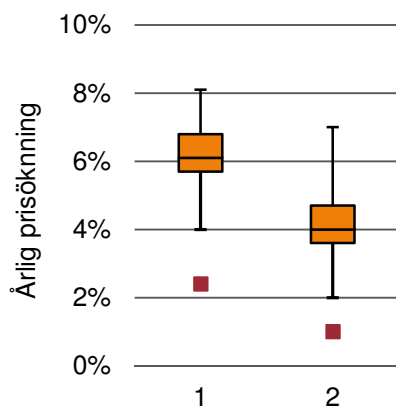
I grundfallen har beräkningar med skattereduktion baserats på att stödet ges under hela kalkylperioden, det vill säga under 30 år. Eftersom det inte finns några garantier för att skattereduktionen kommer finnas kvar ens om ett år gjordes en analys av lönsamheten för system som dimensionerats utifrån största nettonvärde med skattereduktion, men med uteblivet stödet. Resultatet av dessa beräkningar gav stora negativa värden, vilka

redovisas i Figur 4.14. Skattereduktion under en del av kalkylperioden skulle alltså ge nettonu värden i området mellan de extremvärden som visas i figuren.

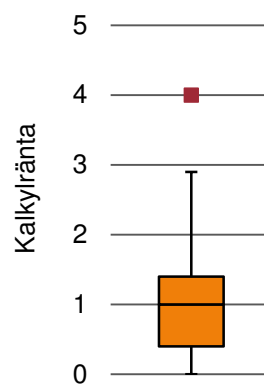


**Figur 4.14** Nettomu värden för anläggningar som har dimensionerats utifrån att skattereduktion erhålls under hela kalkyltiden. Resultat visas för att skattereduktion sedan erhålls under 30 respektive 0 år.

Under andra förutsättningar än de som har antagits i den här rapporten skulle åtminstone en del av anläggningarna som visas i Figur 4.14 kunna bli lönsamma även utan skattereduktion. Den årliga ökning av spotpriset respektive konsumentpriset på köpt el (rörlig del) som skulle krävas för att uppnå lönsamhet om skattereduktionen uteblev visas i Figur 4.15. Motsvarande värden för kalkylräntan visas i Figur 4.16.



**Figur 4.15** Årlig ökning av (1) spotpris och (2) totalt pris för köpt el som krävs för att anläggningarna ska bli lönsamma även utan skattereduktion. Boxdiagrammen visar högsta och lägsta värde, övre och undre kvartil, samt medianvärdet. Punkterna markerar de prisökningar som har använts i grundfallet.



**Figur 4.16** Reala kalkylräntor som krävs för att anläggningarna ska bli lönsamma även utan skattereduktion. Boxdiagrammen visar högsta och lägsta värde, övre och undre kvartil, samt medianvärdet. Punkterna markerar den ränta som har använts i grundfallet.

Enligt Figur 4.15 krävdes en årlig ökning av slutkundspriset på mellan 2 och 7 % per år om alla andra parametrar var desamma som i grundfallet. Motsvarande siffror vid en förändring av enbart spotpriset var 4-8 % jämfört med 2,5 % som använts tidigare. Med samma elprisökning som antagits i grundfallet krävdes det en kalkylränta på 1 % för att räkna hem hälften av anläggningarna (Figur 4.16)

### 4.3 Slutsatser

När det gäller lönsamhet är det svårt att dra några enkla slutsatser, då en lång rad parametrar påverkar utfallet och gällande stödsystem ökar komplexiteten ytterligare. Generellt kan man dock säga att kostnaden för en större solcellsanläggning nu är så låg att det idag är lönsamt med solel om man har rätt förutsättningar, något som bland annat innebär en hög elanvändning dagtid och ett lämpligt tak. Lönsamheten påverkades även i betydande grad av storleken på abonnemangets huvudsäkring, då mikroproducenter ( $\leq 63A$ ) har mer fördelaktiga ekonomiska förutsättningar och stödsystemet med skattereduktion endast är tillgängligt för system med säkringar på som högst 100A.

Med rådande förutsättningar med låga marknadspriser på el är det generellt sett mest lönsamt med solelgenerering på kundens sida av elmätaren, förutsatt att en förhållandevis stor andel av elanvändningen sker dagtid, eller att man får en kompensation för överskottsenergi under dagtid. Den innevarande studien fokuserar på flerbostadshus, vars fastighetselabonnemang oftast har en förhållandevis ogynnsam ellastprofil. Då blir de nuvarande regelverken väldigt avgörande för lönsamheten, vilket klart framgår av de resultat som redovisas.

För system med en säkring på som högst 100A resulterade stödet baserat på skattereduktion i liknande nettonuvarde som ett investeringsbidrag på 20 %. Skattereduktionen var däremot, till skillnad från bidraget, inte ensamt tillräckligt för att de allra minsta anläggningarna skulle bli lönsamma. Detsamma gällde för anläggningarna med en säkring över 63A. Bland dessa system hade därför bidraget en särskilt stor betydelse. Fortsättningsvis resulterade skattereduktionen i stora system i förhållande till lasten och det skulle därmed få stora negativa konsekvenser för de som installerat anläggningar med hänsyn till denna om den sedan skulle reduceras eller tas bort.

För merparten av systemen med en säkring över 100A uppnåddes positiva nettonuvarde även utan bidrag. Bidraget var dock avgörande för lönsamheten hos system som ej var berättigade till skattereduktion samtidigt som elanvändning var relativt låg.





## 5 Diskussion

---

I detta kapitel diskuteras begränsningar och resultat för de studier som har presenterats i den här rapporten.

### 5.1 Montage

Den första delstudien om montage omfattande drygt 400 anläggningar genomfördes ganska tidigt. Sedan dess har det uppförts en mängd nya anläggningar och då det i dagsläget inte finns någon motsvarande ny utredning, är det svårt att säga om identifierade trender fortfarande är aktuella. Den takguide som kom ut förra året (Malmsten, 2015) tyder dock på att det i mångt och mycket är så. I guiden presenteras exempelvis ballastsystem som det naturliga valet för platta tak om det inte föreligger en särskilt anledning att göra på annat vis och vidare förespråkas generellt sett enkla och rationella montage, trender som båda hade påbörjats redan 2013.

Inom kategorin branta tak sågs ett inledningsvis stort intresse att installera lite större anläggningar på lantbruksbyggnader och även till viss del på småhus. För en fortsatt marknadsutveckling kommer anläggningar på småhus att få en allt större betydelse då en stor del av de lutande taken sitter på just småhus.

När det gäller montagesätt uppfördes en stor andel av de studerade anläggningarna av relativt få större aktörer. Med en ökad efterfrågan och mer installationer kommer det också många nya aktörer. Det finns dock inget som tyder på att denna utveckling har haft en negativ påverkan på hur installationerna utförts under senare år. Det har dock framkommit att beställare har haft svårigheter med att få installatörer att följa gällande arbetsmiljöregler och som har stött på problem som följt av att de som levererat anläggningen gått i konkurs.

### 5.2 Lönsamhet

Till skillnad från många andra lönsamhetsstudier utgår den som presenterats i den här rapporten från uppmätt elanvändning i förhållandevis många byggnader av samma typ, flerbostadshus. Förutsatt att komponent- och installationskostnaderna är nära desamma i flertalet installationer framgår det tydligt hur nätabonnemang och gällande el- och skattelagar påverkar lönsamheten på ett ganska komplext sätt, för en och samma typ av verksamhet och byggnader. Det är inte svårt att inse att förutsättningarna behöver förenklas, men förslag till erforderliga förenklingar har inte rymts inom studien.

Lönsamhetsberäkningarna i den här studien har baserats på antaganden om att fastighetsägarna har en inkomstskatt som skattereduktionen kan dras ifrån. Eftersom inte alla fastighetsägare betalar inkomstskatt, vilket är en förutsättning för att få skattereduktion, vore det en fördel om skattereduktionen flyttades till elräkningen.

Det föreslagna taket för undantag från energiskatt på egenanvändning vid en installerad effekt á 255 kW per organisation har inte beaktats i studien. Det kommer självklart att leda till en sämre lönsamhet för de organisationer som uppför stora anläggningar eller vill uppföra flera anläggningar på olika byggnader.

Enbart sett till resultaten i den här studien är det svårt att se några fördelar med skattereduktion gentemot bidrag, förutom möjligheten för fastighetsägare med mindre abonnemang att installera relativt stora anläggningar. Att idag införa ett stödsystem som uppmuntrar en stor elgenerering i förhållande till lasten är för det första anmärkningsvärt då det går tvärtemot utvecklingen på många andra marknader i världen, där man istället alltmer premierar egenanvändning för att hålla nere belastningen på elnäten. Med ett investeringsbidrag är solet som används innanför mätaren fortfarande värd betydligt mer än genererad överskottsel, precis som utan stöd. Därmed förbättras lönsamheten samtidigt som systemen rimligen dimensioneras för en hög andel egenanvändning. Vidare resulterade skattereduktionen i färre lönsamma anläggningar än ett bidrag på 20 % av investeringen, även bland de mindre abonnemangen. Lönsamheten var dessutom generellt sett mer känslig för förändringar av tekniska och ekonomiska förutsättningar, för att inte tala om framtida reduktion eller borttagning av skattereduktionen, något som inte är orimligt med tanke på den långa kalkyltiden.

Investeringsbidrag har alltså potentialen att leda till fler och mindre riskfyllda solcellsinvesteringar jämfört med skattereduktion, samt system med en hög egenanvändning. Nu är det ju dock givetvis så att direkta bidrag har andra potentiella nackdelar. Nuvarande investeringsbidrag har haft och kommer att ha en stor positiv betydelse för marknadsutvecklingen, samtidigt som de sannolikt också begränsar densamma, då de som sökt har fått vänta orimligt länge på besked. Därför är det av stor vikt att det blir en balans mellan efterfrågan och tillgång på bidrag då de i regel ger den enklaste lönsamhetskalkylen inom den närmaste framtiden.

## Referenser

---

2009/28/EG. *Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor och om ändring och ett senare upphävande av direktiven 2001/77/EG och 2003/30/EG.* (EUT L 140).

2010/31/EU. *Europaparlamentets och rådets direktiv 2010/31/EU av den 19 maj 2010 om byggnaders energiprestanda.* (EUT L 153).

BBR 22 (BFS 2011:6 med ändringar t.o.m. BFS 2015:3). *Boverkets byggregler – föreskrifter och allmänna råd, BBR.*

Cabré Llopart, M. (2011) *Sun on the roofs: Study about solar potential of the roofs in existing buildings.* Göteborg: Chalmers tekniska högskola. (Examensarbete E2011:10 inom institutionen för energi och miljö).

Damsgaard et al. (2014) *Framtida krav på elnäten.* Stockholm: Elforsk AB. (Elforsk rapport 14:26).

Ekström, D. (2012) *Gotlands solelpotential.* Uppsala: Uppsala universitet. (Examensarbete ES12019 inom Teknisk- naturvetenskapliga fakulteten).

Fahlén et al. (2016) *Solceller på svenska kontorsbyggnader: En helhetsbedömning.* Stockholm AB. (Energiforsk rapport 2016:232).

Farkas, K. ed. (2013) *Designing photovoltaic systems for architectural integration: Criteria and guidelines for product and system developers.* Paris: International Energy Agency. (IEA SHC rapport T.41.A.3/2)

Frontini, F. et al. (2015). *BIPV product overview for solar façades and roofs. BIPV status report 2015, SUPSI – SEAC.*

IEA PVPS (International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme) (2015) *Trends 2015 in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2014.* Paris: OECD/IEA. (IEA-PVPS rapport T1-27:2015).

IEA (International Energy Agency) (2015) *World Energy Outlook 2015.* Paris: OECD/IEA

Kamp, S. (2013) *Sveriges potential för elproduktion från takmonterade solceller: Teoretisk, teknisk och ekonomisk analys.* Uppsala: Uppsala universitet. (Examensarbete UPTEC ES13 033 inom Teknisk- naturvetenskapliga fakulteten).

Kanters, J., Wall, M. och Kjellsson, E. (2014) The solar map as a knowledge base for solar energy use. *Energy Procedia*, vol. 48, ss. 1597–1606. Tillgänglig: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.02.180>.

Kanters, J. (2015) *Planning for solar buildings in urban environments- An analysis of the design process, methods and tools*. Diss., Lunds universitet.

Kjellsson, E. (1999) *Potentialstudie för byggnadsintegrerade solceller i Sverige, Rapport 1. Ytor på byggnader*. Lund: Avdelningen för Byggnadsfysik, Lunds Tekniska Högskola. (Rapport TVBH-7210).

Kjellsson, E. (2000) *Potentialstudie för byggnadsintegrerade solceller i Sverige, Rapport 2. Instrålningsnivåer på byggnadsytor*. Lund: Avdelningen för Byggnadsfysik, Lunds tekniska högskola. (Rapport TVBH-7216).

Lennerhag, O. et al. (2014) *Spänningsvariationer och intermittent produktion*. Stockholm: Elforsk AB. (Elforsk rapport 14:42).

Lindahl, J. (2014) *National survey report of PV power applications in Sweden 2013*. Paris: OECD/IEA. (nationell IEA-PVPS rapport).

Lindahl, J. (2015) *National survey report of PV power applications in Sweden 2014*. Paris: OECD/IEA. (nationell IEA-PVPS rapport).

Lingfors, D. (2015) *Solar variability assessment and grid integration*. Lic.-avh., Uppsala universitet.

Lingfors, D. och Widén, J. (2014) *Solenergipotentialen för Blekinges bebyggelse enligt två framtidsscenarier*. Karlskrona: Länsstyrelsen Blekinge län. (Rapport 2014:10). <http://www.lansstyrelsen.se/blekinge> [2016-03-03]

Luthander, R. et al. (2015) Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, 142, ss.80–94. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>.

Malmsten, J. (2015) *Solceller på tak - Möjligheter och fallgropar*. Stockholm: Belok.

Muyingo, H. (2015). Organizational challenges in the adoption of building applied photovoltaics in the Swedish tenant-owner housing sector. *Sustainability* (Switzerland), 7(4), ss.3637–3664.

Munkhammar, J. (2015) *Distributed photovoltaics, household electricity use and electric vehicle charging*. Diss., Uppsala universitet.

Nyholm, E. (2015) *Demand response and distributed solar generation in the Swedish residential sector - A techno-economic evaluation*. Lic.-avh., Chalmers tekniska högskola.

Olsson, D., Heincke, C. och Wennerhag, P. (2015) *Erfarenheter från medelstora solcellsinstallationer på byggnader: En intervju- och enkätstudie med fokus på montage*. Stockholm: Energiforsk AB. (Energiforsk rapport 2015:126).

Paatero, J.V. och Lund, P.D. (2007) Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks. *Renewable Energy*, 32(2), ss. 216–234.

Palm, A. (2014) *An emerging innovation system for deployment of building-sited solar photovoltaics in Sweden.*

Palm, A. (2016) *Local factors driving the diffusion of solar photovoltaics in Sweden: A case study of five municipalities in an early market.*

Palm, J. och Tengvard, M. (2011) Motives for and barriers to household adoption of small-scale production of electricity: examples from Sweden. *Sustainability: Science, Practice & Policy*, 7(1), ss.6–15.

Papadopoulos, A.M. och Karteris, M.M. (2009). An assessment of the Greek incentives scheme for photovoltaics. *Energy Policy*, 37(5), ss.1945–1952.

Paradisenergi AB (2014). *Takguide för infästning av solceller - Sol i Väst.*

Prop. 2008/09:163. *En sammanhållen klimat- och energipolitik – Energi.* Stockholm: Regeringskansliet.

Regeringen (2015) *Mål för förnybar energi.* <http://www.regeringen.se/> [2016-03-14]

REN21 (2015) *Renewables 2015 Global status report.* Paris: REN21 Secretariat.

SABO (2013) *Nyckeltal för underhåll av bostäder: Ett hjälpmedel för planering av underhållskostnader 2013.* Stockholm: SABO.

SCB (Statistiska centralbyrån) (2016a) *Tillförsel och användning av el 2001–2014 (GWh).* [http://www.scb.se/sv/\\_/Hitta-statistik/Statistik-efter-amne/Energi/Tillforsel-och-anvandning-av-energi/Arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/6314/6321/24270/](http://www.scb.se/sv/_/Hitta-statistik/Statistik-efter-amne/Energi/Tillforsel-och-anvandning-av-energi/Arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/6314/6321/24270/) [2016-03-20].

SCB (Statistiska centralbyrån) (2016b) *Energipriser på naturgas och el* [http://www.scb.se/sv/\\_/Hitta-statistik/Statistik-efter-amne/Energi/Prisutvecklingen-inom-energiomradet/Energipriser-pa-naturgas-och-el/#\\_](http://www.scb.se/sv/_/Hitta-statistik/Statistik-efter-amne/Energi/Prisutvecklingen-inom-energiomradet/Energipriser-pa-naturgas-och-el/#_) [2016-03-20].

Sommerfeldt, N. (2015). *On the economic effects of metering schemes in community owned residential PV systems.* ISES Solar World Congress 2015, Daegu, South Korea.

Sommerfeldt, N., Muyingo, H. och af Klintberg, T. (2016) *Photovoltaic Systems for Swedish Prosumers: A technical and economic analysis focused on cooperative multi-family housing.* Stockholm: KTH.

Stridh, B. et al. (2014). *Profitability of PV electricity in Sweden.* 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014, pp.1492–1497.

Svensk Solenergi (2015) *Solkartor.* <http://svensksolenergi.se/att-installera-solenergi/solkartor> [2016-03-01]

Thygesen, R. och Karlsson, B. (2014). Simulation and analysis of a solar assisted heat pump system with two different storage types for high levels of PV electricity self-consumption. *Solar Energy*, 103, ss.19–27.

van Noord, M. och Paradis Ärlebäck, J. (2011). *Solceller i samhällsplanering – skapa bra förutsättningar för solenergi*. Stockholm: Elforsk AB. (Elforsk rapport 11:75).

van Noord, M. (2011) *Byggnadsintegrerade solcellsanläggningar*. Stockholm: Elforsk AB. (Elforsk rapport 10:41).

Wall, M. et al. (2012). Achieving solar energy in architecture - IEA SHC Task 41. *Energy Procedia*, 30, ss.1250–1260.

Widén, J. (2010). *System studies and simulations of distributed photovoltaics in Sweden*. Diss., Uppsala universitet.

Widén, J. (2014). Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings. *Applied Energy*, 126, ss.199–212. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261914003419> [Accessed January 3, 2015].

Widén, J. och Weiss, P. (2012) *Solenergi i Dalarnas bebyggelse: Potential till år 2020 och 2050*. Falun: Länsstyrelsen Dalarnas län. (Rapport 2012:05). <http://www.lansstyrelsen.se/dalarna> [2016-03-14]

## Hjälpmedel

ArcMap 10.2. Esri.

Fastighetskarta Göteborg. Lantmäteriet.

Google Maps. Google.





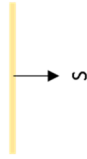

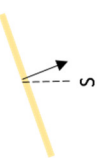
Hitta.se. Hittapunkt.se AB.

Polysun Simulations software. Vela Solaris AG.

Solkartan. Göteborg Energi AB. Tillgänglig:  
[http://www.goteborgenergi.se/Privat/Projekt\\_och\\_etableringar/Fornybar\\_energi/Solceller/Solkartan](http://www.goteborgenergi.se/Privat/Projekt_och_etableringar/Fornybar_energi/Solceller/Solkartan)

Databas hos Länsstyrelserna med statistik över anläggningar som har fått solcellsbidrag.

## BILAGA 1 Beräkningsgång för tak med olika lutningar eller riktningar

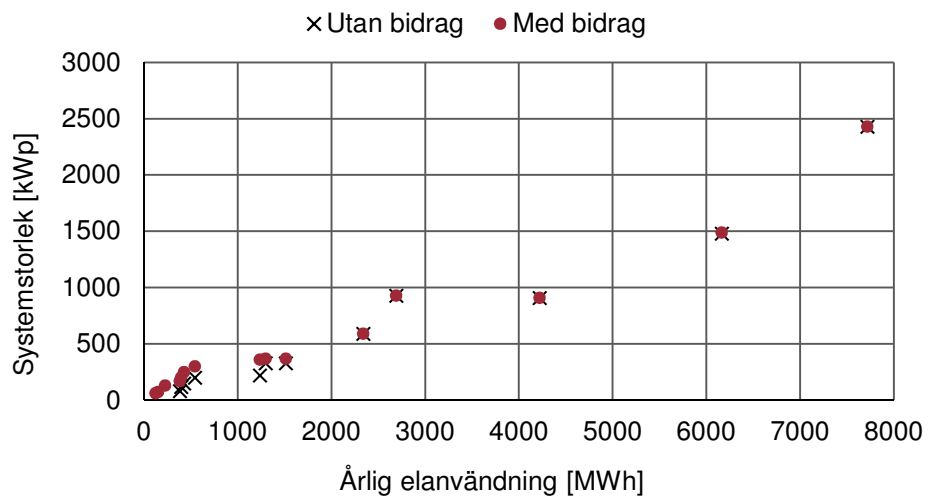
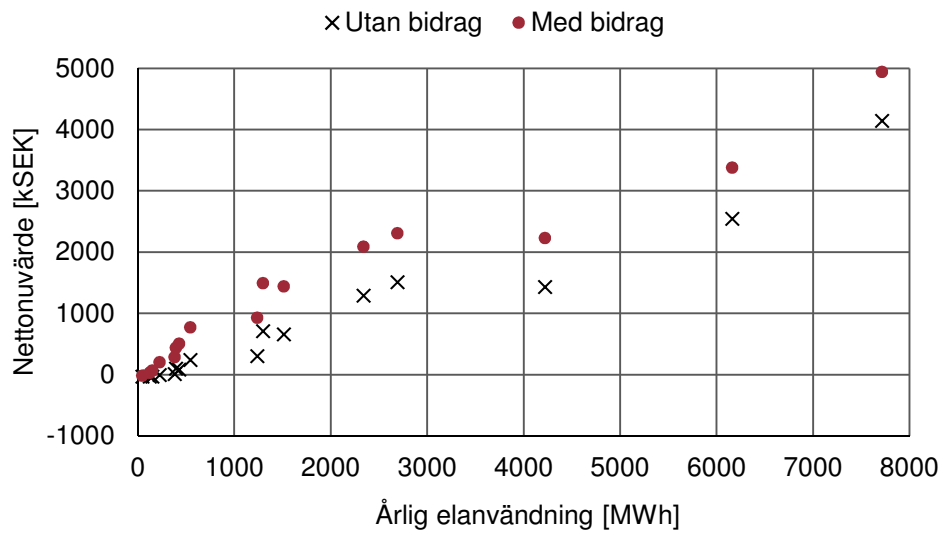
	PV system Grundfall	Tak 1A	Tak 1B	PV system Tak 1
Lutning				
Riktning				
Utbyte solex	$\eta_{BC}=1$	$\eta_{1A}$	$\eta_{1B}$	$\eta_1 = (\eta_{1A} * A_{1A} + (A_{BC} - A_{1A}) * \eta_{1B}) / A_{BC}$ om $A_{BC} \geq (A_{1A} + A_{1B})$ $\eta_1 = (\eta_{1A} * A_{1A} + \eta_{1B} * A_{1B}) / (A_{1A} + A_{1B})$ om $A_{BC} < (A_{1A} + A_{1B})$
Area	$A_{BC}$	$A_{1A}$	$A_{1B}$	$A_1 = A_{BC}$ om $A_{BC} \geq (A_{1A} + A_{1B})$ $A_1 = (A_{1A} + A_{1B})$ om $A_{BC} < (A_{1A} + A_{1B})$

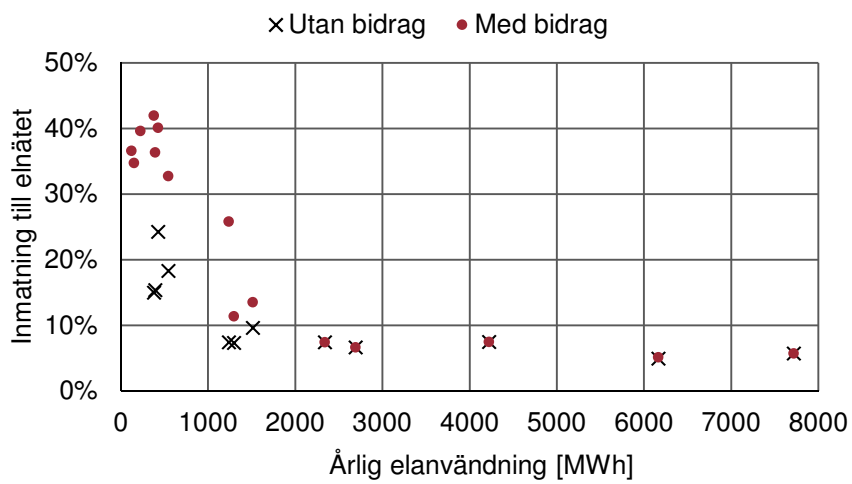
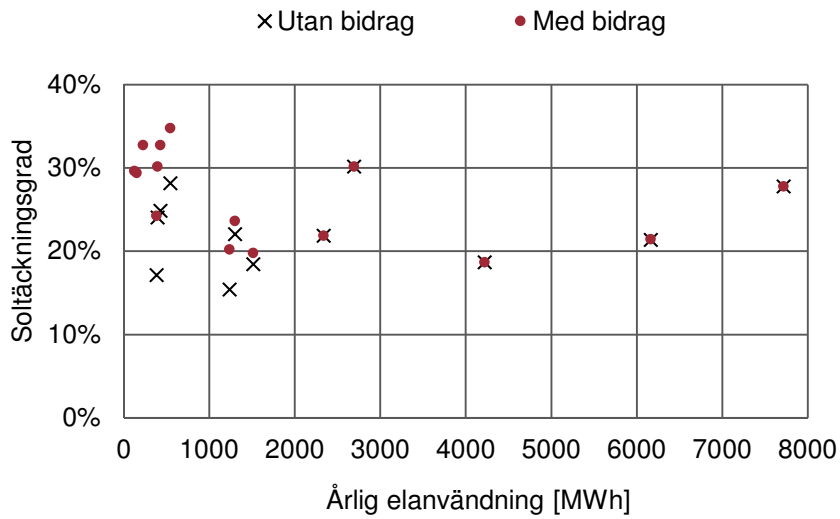
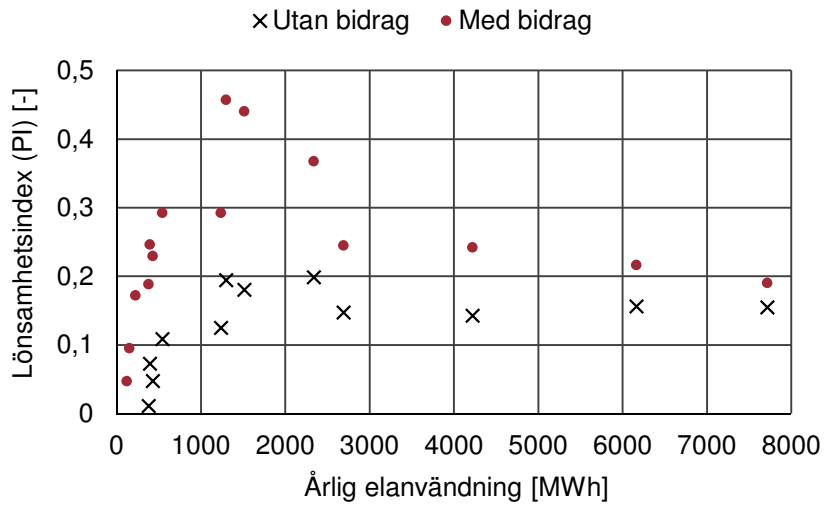
Ett exempel på hur solcellssystemets area,  $A_1$ , och årliga energiutbyte i förhållande till basfallet ( $45^\circ$  lutning rakt mot söder),  $\eta_1$ , beräknades för ett befintligt tak med två olika lutningar. Det relativa solelutbytena  $\eta_{BC}$ ,  $\eta_{1A}$  and  $\eta_{1B}$  erhålls från simuleringar i Polysun.





## BILAGA 2 Resultat lönsamhetsstudie övriga byggnader - grundfall





## BILAGA 3 Resultat efter hänsyn till befintliga tak

### Flerbostadshus

Elabonnemang		Grundfall	Med hänsyn till tak	
	kWh	kW <sub>p</sub> med bidrag (och ev skattered)	Relativ effekt (kW <sub>p</sub> m.h.t. tak)/ (kW <sub>p</sub> grundfall)	Relativt solelutbyte (kWh/kW <sub>p</sub> m.h.t. tak) / (kWh/kW <sub>p</sub> grundfall)
1	52026	53	1,00	0,94
2	43933	46	1,00	0,93
3	39650	41	1,00	0,93
4	22899	23	1,00	0,93
5	30160	29	1,00	0,97
6	50136	52	1,00	0,97
7	8620	8	1,00	0,93
8	3304	3	1,00	0,93
9	10585	10	1,00	0,92
10	10731	10	1,00	0,83
11	20743	20	1,00	0,99
12	14159	14	1,00	0,99
13	33709	6	1,00	0,92
14	205479	49	1,00	0,87
15	156531	37	1,00	0,84
16	109828	67	0,34	0,91
17	34772	34	1,00	0,92
18	49909	6	1,00	0,83
19	128024	69	0,95	0,91
20	45454	43	0,56	0,92
21	14818	15	1,00	0,92
22	30255	30	0,80	0,92
23	16080	11	1,00	0,92
24	225634	59	1,00	0,90
25	161347	38	1,00	0,92
26	109219	55	1,00	0,86
27	166681	38	1,00	0,92
28	76086	34	1,00	0,86
29	89456	34	1,00	0,86
30	75500	43	1,00	0,92
31	93221	43	1,00	0,86
32	84214	34	1,00	0,86
33	57602	34	1,00	0,92
34	76037	43	1,00	0,86
35	321829	81	0,39	0,83
36	305103	83	1,00	0,92
37	366878	106	1,00	0,92
38	314840	88	1,00	0,92

39	361553	105	1,00	0,92
40	346996	102	1,00	0,92
41	187040	48	1,00	0,84
42	111700	69	1,00	0,84
43	2248	2	1,00	0,84
44	88119	55	1,00	0,84
45	80997	60	1,00	0,84
46	131590	24	1,00	0,84
47	97789	65	1,00	0,84
48	148991	33	1,00	0,84
49	94225	55	1,00	0,84
50	79762	55	1,00	0,84
51	106447	55	1,00	0,84
52	166248	39	1,00	0,84
53	77606	55	1,00	0,84
54	271488	69	1,00	0,84
55	109552	69	1,00	0,84
56	17274	17	1,00	0,92
57	28577	24	1,00	0,92
58	62202	43	1,00	0,92
59	73999	6	1,00	0,92
60	62063	52	1,00	0,92
61	942	1	1,00	0,92
62	17010	16	1,00	0,92
63	31980	31	1,00	0,92
64	108739	66	1,00	0,92
65	43911	17	1,00	0,92
66	4162	4	1,00	0,92
67	79479	58	1,00	0,92
68	42925	6	1,00	0,92
69	13277	13	1,00	0,92
70	36910	36	1,00	0,92
71	68806	56	1,00	0,92
72	12671	12	1,00	0,92
73	57581	53	1,00	0,92
74	37692	37	1,00	0,92
75	16989	16	1,00	0,92
76	52080	51	1,00	0,92
77	1753	2	1,00	0,92
78	9936	9	1,00	0,91
79	15920	15	1,00	0,91
80	42864	34	1,00	0,91
81	57851	45	1,00	0,91
82	69541	43	1,00	0,91
83	25762	17	1,00	0,89
84	28757	28	1,00	0,82

85	38281	34	1,00	0,83
86	37787	34	1,00	0,82
87	44347	34	1,00	0,82
88	35999	34	1,00	0,83
89	28164	27	1,00	0,82
90	34204	33	1,00	0,82
91	41422	34	1,00	0,83
92	53975	34	1,00	0,89
93	36350	34	1,00	0,89
94	44114	34	1,00	0,83
95	46480	34	1,00	0,83
96	43131	34	1,00	0,83
97	5639	5	1,00	0,82
98	6163	6	1,00	0,82
99	19174	19	0,89	0,93
100	17838	17	1,00	0,94
101	52304	34	0,51	0,81
102	71013	57	1,00	0,98
103	61710	55	1,00	0,89
104	80619	43	1,00	0,99
105	17545	17	1,00	0,81
106	8995	8	1,00	0,81
107	24385	24	1,00	0,92
108	14259	14	1,00	0,99

## Övriga byggnader

Elabonnemang		Grundfall	Med hänsyn till tak	
	MWh	kW <sub>p</sub> med bidrag	Relativ effekt (kW <sub>p</sub> m.h.t. tak) / (kW <sub>p</sub> grundfall)	Relativt solelutbyte (kWh/kW <sub>p</sub> m.h.t. tak) / (kWh/kW <sub>p</sub> grundfall)
1	6163	1490	0,33	0,90
2	2338	590	0,57	0,91
3	1298	370	0,91	0,91
4	428	250	1,00	0,92
5	543	300	0,17	0,92
6	1512	370	0,12	0,99
7	46	14	n/a	n/a
8	224	130	0,39	0,92
9	122	61	0,30	0,98
10	150	72	0,26	0,98
11	380	170	0,15	0,92
12	1237	360	1,00	0,93
13	4220	910	0,53	0,92
14	395	200	0,72	0,91
15	2692	930	0,52	0,91
16	7716	2410	0,09	0,91