

# Teknisk-ekonomisk kostnadsbedömning av solceller i Sverige



Peter Blomqvist & Thomas Unger, 2018-05-23

---

Profu i Göteborg AB

•Götaforsliden 13, nedre, 431 31 Mölndal •Växel:031-720 83 90

•Org.nr: 556338-3800 •Bankgiro: 964 – 2596 • www.profus.se •E-post: info@profus.se



## Förord

Energimyndigheten har gett Profu i uppdrag att i detalj analysera kostnader och utbud för solel i Sverige, uppdelat på ett lämpligt antal olika investeringskategorier. Studien är ytterligare ett led i Energimyndighetens ambition att öka kunskapsnivån kring solel i Sverige.

Utförare och ansvariga för denna studie är Profu. Ett viktigt bidrag till arbetet har lämnats av David Larsson, forskningsledare på Solkompaniet.

## Innehåll

Förord.....	3
1 Bakgrund .....	5
2 Syfte och omfattning.....	5
2.1 Avgränsningar.....	5
3 Produktionskostnader för solet .....	6
3.1 Solinstrålning.....	7
3.2 Taklutning och orientering .....	11
3.3 Tillgänglig potential för solet .....	13
3.3.1 Potential för solceller på byggnader .....	13
3.3.2 Potential för markbaserade solceller .....	16
3.4 Installationskostnader .....	29
3.4.1 Generella beräkningsförutsättningar .....	29
3.4.2 Kostnader för takmonterade installationer.....	31
3.4.3 Kostnader för markbaserade installationer .....	31
3.5 Utblick: Bedömning av teknisk-ekonomisk utveckling.....	32
3.5.1 Verkningsgrad.....	33
3.5.2 Systemdegradering.....	33
3.5.3 Investeringskostnader .....	34
4 Resultat: kostnads- och utbudskurvor för solet i Sverige.....	35
4.1 Takmonterade installationer .....	35
4.2 Markbaserade installationer .....	38
4.3 Den lönsamma potentialen.....	41
4.3.1 Småhus .....	42
4.3.2 Installationer på mark .....	43
5 Referenser .....	45

## 1 Bakgrund

Energimyndighetens ambition är att öka kunskapen om förutsättningarna för produktion av el från solceller i Sverige vilket föranledde en pilotstudie kring produktionskostnader för el från solceller som genomfördes under sommaren 2017 (Energimyndigheten 2017). I studien konstaterades att det finns ett behov av att vidare studera vilken elproduktionspotential från solceller som finns tillgänglig vid olika kostnadsnivåer. Mot bakgrund av denna pilotstudie har Energimyndigheten gett Profu i uppdrag att mer i detalj analysera kostnader och utbud för solel uppdelat på ett lämpligt antal olika kategorier i Sverige. Analysen baserar sig därmed på ett stort antal olika kostnadsklasser beroende bland annat på anläggningstyp, storlek och byggnadens, respektive markens, beskaffenhet.

## 2 Syfte och omfattning

Syftet med detta uppdrag är att analysera kostnader och potentialer för solel i Sverige. Studien speglar de olika förutsättningarna som finns för installationer på såväl tak som mark och omfattar därmed en analys av olika byggnadstyper, olika typer av installationer med avseende på orientering och storlek samt en analys ett antal specificerade installationer på mark med avseende på storlek och avstånd till elnät. För samtliga installationer ingår också en geografisk dimension, från södra till norra Sverige. Potentialen ska betraktas som den *tillgängliga* potentialen, det vill säga analysen beaktar det faktum att en stor del av de befintliga takytorna inte är tillgängliga, av olika skäl (exempelvis skuggning och fysiska hinder), för solelinstallationer. Med tanke på den mycket stora *teoretiska* potentialen för markinstallationer har vi där istället utgått från ett begränsat antal definierade markytor där vi gör bedömningen att investeringskostnaden på grund av närheten till befintlig infrastruktur kan hållas nere.

Resultatet av analysen utgörs av en kostnads- och utbudskurva för solel – av praktiska skäl indelad i takmonterade respektive markbaserade installationer. Därmed kan man på ett pedagogiskt sätt bilda sig en uppfattning om hur den specifika kostnaden för solel stiger i takt med att utbudet i GW eller TWh växer. Kostnads- och utbudskurvan är dock statisk på så sätt att den visar bilden för ett givet år. I verkligheten sker ju utbyggnaden över tid vilket medför en annan dynamik med avseende på exempelvis kostnadsbilden (kostnader förändras över tid).

Kostnads- och utbudskurvan ska också ligga till grund för en implementering i den energisystemmodell, TIMES-NORIDIC, som Energimyndigheten löpande utnyttjar (och som handhas av Profu) för olika analyser kopplade till energisystemets och energimarknadernas långsiktiga utveckling (senast använd i exempelvis "Scenarier för Sveriges energisystem" från 2017).

I uppdraget ingår också att det modellverktyg som tagits fram för detta syfte görs tillgänglig för Energimyndigheten och relativt enkelt kan uppdateras i takt med att exempelvis kostnadsstrukturen förändras.

### 2.1 Avgränsningar

Att generera en kostnads- och utbudskurva för solel i Sverige är en mycket grannlaga uppgift och kan praktiskt taget göras hur detaljerat som helst. I verkligheten är förutsättningarna unika för så gott som varje installation. Av praktiska skäl och för att säkerställa transparens har vi därför valt att göra ett antal avgränsningar och förenklingar. En del av dessa avgränsningar tar vi upp i anslutning till resultatdelarna i rapporten. Andra mer generella avgränsningar och förenklingar listar vi nedan:

- När det gäller soleininstallationer i anslutning till byggnader så inkluderar vi enbart installationer på tak, dvs vägginstallationer och andra byggandsintegrerade installationer exkluderas. Väggmonterade solceller ger generellt ett väsentligt lägre energiutbyte än takanslutna solceller (se mer om detta i kapitlet om energiutbyte och taklutningar) och därmed en högre produktionskostnad.
- För solcellsinstallationer på tak har vi valt att exkludera nordliga orienteringar på branta tak på grund av låga energiutbyten och, därmed, höga produktionskostnader.
- I kostnadsbedömningarna för takanslutna solceller har vi inte tagit hänsyn till takets ålder. Vi bedömer att takrenoveringar i första hand påverkar takten i soletutbyggnaden, det vill säga man installerar solceller först när taket måste renoveras (gäller för gamla tak).
- När det gäller analysen av fristående solcellsanläggningar på mark så försvåras uppgiften av den mycket stora markytan som teoretiskt är tillgänglig. Vi har därför valt att begränsa analysen till ett fåtal markinstallationer där vi tämligen säkert vet att närheten till befintlig infrastruktur gör att kostnaderna hålls nere samtidigt som marken har relativt lågt alternativvärde. Vår analys omfattar därför samlokalisering med vindkraftparker, lokaliseringar i anslutning till flygfält samt lokalisering på, eller i omedelbar närhet av, deponier. Dessutom definierar vi ytterligare en klass med övrig lokalisering som framförallt omfattar markområden som inte kan användas till annat. Totalt sett antar vi att potentialen är mycket stor, men att en mycket stor andel av denna villkoras av en hög nätanslutningskostnad då detta sannolikt innebär långa avstånd till närmaste anslutningspunkt.
- Prestanda och ekonomiska antaganden baseras uteslutande på monokristallina kiselceller, den idag klart vanligaste typen av solceller. Vi antar också att alla solcellsinstallationer är fast monterade och alltså inte solföljande (fasta installationer idag är betydligt mer kostnadseffektiva än solföljande).
- I våra potentialberäkningar för takanslutna installationer förhåller vi oss inte till byggnadernas elförbrukning. I många fall kan det vara mest rationellt att dimensionera anläggningen så att egenförbrukningen (det vill säga den andel av soletproduktionen som förbrukas internt i byggnaden) blir så stor som möjligt. Det i sin tur minskar storleken på anläggningen vilket kan innebära, beroende på takyta och byggnadens elförbrukning, att endast en bråkdel av den tillgängliga takytan utnyttjas. Den skattade potentialen skulle i ett sådant fall bli mindre, allt annat lika. I våra potentialberäkningar utgår vi istället från att hela den tillgängliga takytan används. Vad vi menar med "tillgängligt" definieras längre fram.

Dessa avgränsningar har gjorts i samråd med Energimyndigheten under projektets gång.

Vår kostnads- och potentialanalys bygger, som nämnts tidigare, på en skattning av den tillgängliga potentialen framförallt när det gäller takmonterade installationer vilket gör att långt ifrån hela takytan kan utnyttjas. Vi förhåller oss inte till de systemtekniska begränsningarna som är relaterade till i första hand elnätet och det övriga elsystemet. Tidigare erfarenheter inom detta område pekar dock på att de systemtekniska och elmarknadsmässiga faktorerna kommer att bli begränsande för soletutbyggnaden långt tidigare än den tillgängliga potentialen. Vi har ingen anledning att tro att vår aktuella analys kommer att ändra på detta faktum.

### 3 Produktionskostnader för solet

De faktorer som styr produktionskostnaden för solet är solinstrålning mot anläggningen, investerings- och driftkostnad, samt kalkylförutsättningar. Viktigt att poängtera här är att vi inte tar hänsyn till stödsystemen eller undvikna kostnader genom egenförbrukning såsom elskatter och

elnätskostnader. Dessa ingår inte i vår *kostnadskalkyl* men tillkommer då man bedömer *lönsamheten* för de olika investeringarna (vi avslutar rapporten med en enklare sådan lönsamhetsbedömning).

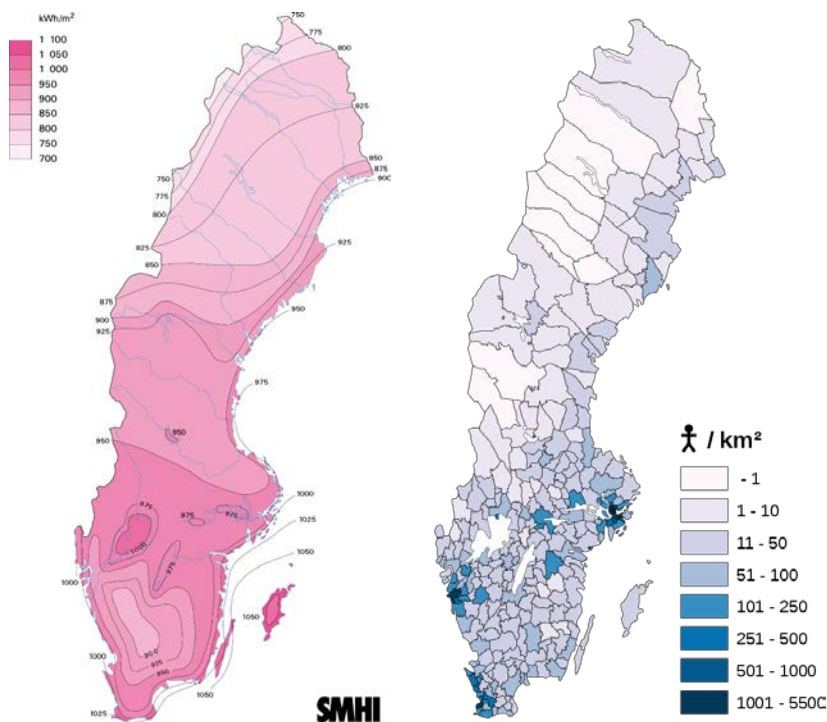
Elproduktionen från en given solelanläggning under en given tidpunkt (momentant eller på årsbasis) påverkas i huvudsak av:

- *Global solinstrålning*, är ett mått på totala instrålningen på en specifik plats och anger den övre gränsen för den mängd solenergi som är möjlig att utnyttja för en given installation. Globalstrålningen i sin tur delas upp i direkt och diffus solstrålning. Bägge dessa strålningsformer kan utnyttjas av solceller.
- *Riktning och lutning*, det vill säga hur solpanelerna är orienterade i förhållande till väderstreck och hur de är vinklade ("tiltade") från horisontalplanet.
- *Modulverkningsgrad*, anger solcellers effektivitet. Detta skiljer sig en del mellan solcellstekniker men även något för solceller baserade på samma teknik.
- *Systemförluster*, beskriver hur stora förlusterna är för solcellssystemet som helhet och omfattar främst förluster i kablage, växelriktare, snö eller smuts, samt skuggning av paneler.
- *Solcellsmodulernas degradering*, anger hur mycket elproduktionen minskar över tiden till följd av åldrande solpaneler.

Främsta fokus i detta uppdrag ligger på hur vi hanterar globalinstrålning, riktning och lutning. När det gäller modulverkningsgrad är den relaterad till utveckling av teknik, vilket förändras över tid, och där har vi använt oss av aktuella värden som gäller för dagen vanligaste kommersiella teknik. För systemverkningsgrad görs antaganden relaterade till verkliga erfarenheter och systemdegradering kan därmed sägas ingå som en del i systemförlusterna (när det gäller exempelvis beräkningar av energiutbytet), även om vi alltså inte explicit tar hänsyn till en försämring över tid.

### 3.1 Solinstrålning

I Sverige varierar den globala solinstrålningen över landet, från 750 kWh/m<sup>2</sup> allra längst uppe i nordväst ända upp emot 1 100 kWh/m<sup>2</sup> i sydöst, se Figur 3.1. Av figuren ser man också att solinstrålningen vid kusterna ligger runt 1 000 kWh/m<sup>2</sup>. Det gör att i Sverige så tenderar god tillgång till sol att sammanfalla med relativt hög befolkningstäthet eftersom vi är många som bor längs med, eller nära, kusterna. Det är alltså generellt sett en relativt liten skillnad i soltillgång sett över hela landet om man samtidigt beaktar områden där människor i huvudsak bor.

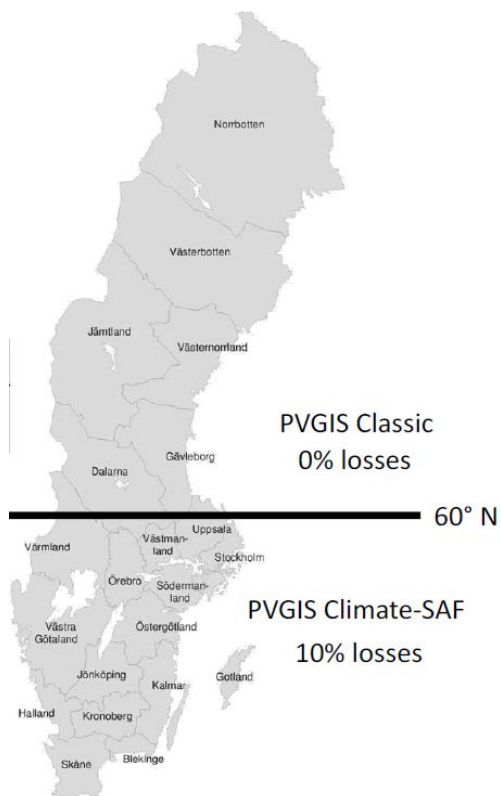


Figur 3.1: Globalinstrålning (till vänster, ref. SMHI) och befolkningstäthet (till höger).

Det finns ett flertal program avsedda för att simulera elproduktion från solceller, exempelvis TRNSYS, Archelios, Polysun, PVsyst, PV\*SOL and PVGIS. I en Energiforskstudie genomfördes en utvärdering av hur bra simuleringarna blir för olika simuleringsprogram genom att jämföra simuleringarna med verkliga utfall från 28 solcellsanläggningar. Precisionen för simuleringsprogrammen varierar lite beroende på var i landet man befinner sig. En av slutsatserna var att det är önskvärt med en noggrannare solstrålningskarta för Sverige (Stridh et al. 2017).

Vi har valt att använda det publikt tillgängliga och lättanvända simuleringsverktyget PVGIS i syfte att kvantifiera energiutbytet, det vill säga kWh per år och per installerad topp effekt, för olika lokaliseringar i Sverige, samt olika orienteringar och taklutningar. Det finns två väderdatabaser i PVGIS, nämligen Climate-SAF och Classic. I Stridh et al (2017) finns vissa rekommendationer kring hur man bäst utnyttjar dessa databaser för svenska förhållanden. Då Climate-SAF endast finns tillgänglig upp till 60:e breddgraden kunde programmet endast användas för att utvärdera 20 av anläggningarna i studien. Det konstaterades i samma studie att, om man använde standardinställningar med systemförluster om 14%, gav PVGIS Climate-SAF i genomsnitt 9,3% lägre produktion än enligt uppmätt produktion från de verkliga anläggningarna och PVGIS Classic 11,9% lägre produktion. På inrådan av deltagande part i forskningsstudien (Solkompaniet) har vi använt PVGIS CLimate-SAF med 10% systemförluster söder om 60: e breddgraden och PVGIS Classic med 0% systemförluster norr om 60: e breddgraden, se Figur 3.2.





Figur 3.2: Illustration av använd simulering i olika delar av Sverige.

Med hjälp av PVGIS har vi simulerat solexproduktionen i två orter i varje län för att ta fram en genomsnittlig produktion för respektive län i Sverige, se Tabell 3.1. Utifrån uppdragsbeskrivningen ska potentialen i kostnadstrappan för solex kunna filtreras per elprisområde. I de mer befolkningstäta prisområdena 3 respektive 4 visade sig skillnaderna i energiutbyte, för en given installation, mellan olika län vara så pass stora att vi valde att dela upp dessa prisområden i vardera två underregioner, en region med inlandsprestanda och en region med kustprestanda. Detta ökar detaljeringsgraden och omfånget i vår analys.

Tabell 3.1: Specifik potentiell elproduktion för länen i Sverige

Län	Spec. elprod. [kWh/kW]	Prisområde	Prisområde
Blekinge län	1080	SE4 a	Malmö-kust
Skåne län	1070	SE4 a	Malmö-kust
Gotlands län	1090	SE3 a	Stockholm-kust
Kalmar län	1009	SE3 b och SE4 b	Stockholm-inland och Malmö-inland
Kronobergs län	938	SE4 b	Malmö-inland
Jönköpings län	976	SE3 b och SE4 b	Stockholm-inland och Malmö-inland
Hallands län	994	SE3 b och SE4 b	Stockholm-inland och Malmö-inland
Östergötlands län	1010	SE3 b	Stockholm-inland
Västra Götalands län	1022	SE3 a	Stockholm-kust
Södermanlands län	1050	SE3 a	Stockholm-kust
Stockholms län	1080	SE3 a	Stockholm-kust
Uppsala län	1006	SE3 b	Stockholm-inland
Västmanlands län	982	SE3 b	Stockholm-inland
Örebro län	982	SE3 b	Stockholm-inland
Värmlands län	1006	SE3 b	Stockholm-inland
Gävleborgs län	1002	SE2 och SE3 b	Sundsvall och Stockholm-inland
Dalarnas län	966	SE3 b	Stockholm-inland
Västernorrlands län	976	SE2	Sundsvall
Jämtlands län	963	SE2	Sundsvall
Västerbottens län	976	SE1 och SE2	Luleå och Sundsvall
Norrbottnens län	999	SE1	Luleå

Baserat på resultaten i Tabell 3.1 gjordes alltså en indelning i 6 områden. När det gäller vissa av länen så går gränsen för prisområdena genom dem, vilket innebär att de tillhör två olika prisområden. När det gäller uppdelningen av dessa län så har vi gått ned på kommunnivå för att se vilken kommun som tillhör vilket prisområde.<sup>1</sup> Slutresultatet av denna indelning med avseende på solinstrålning ges av Tabell 3.2.<sup>2</sup>

Tabell 3.2: Specifik elproduktion indelat per område (orientering mot syd och optimal lutning).

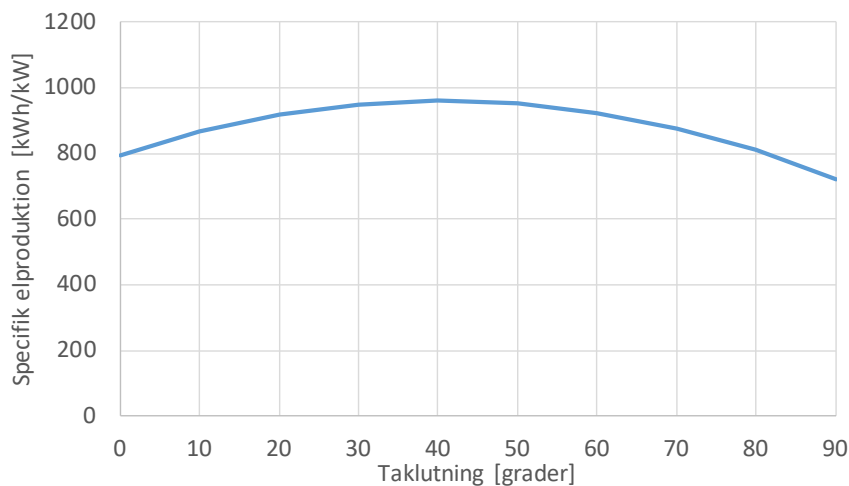
Område	Område	Specifik elprod. [kWh/kW]
SE1	Luleå	998
SE2	Sundsvall	975
SE3a	Stockholm-kust	1 061
SE3b	Stockholm-inland	992
SE4a	Malmö-kust	1 075
SE4b	Malmö-inland	974

<sup>1</sup> I de fall där en delning av en kommun genomfört har detta gjort utifrån en bedömning utifrån kartor.

<sup>2</sup> Där de delade länen har viktats in efter befolkningens mängd.

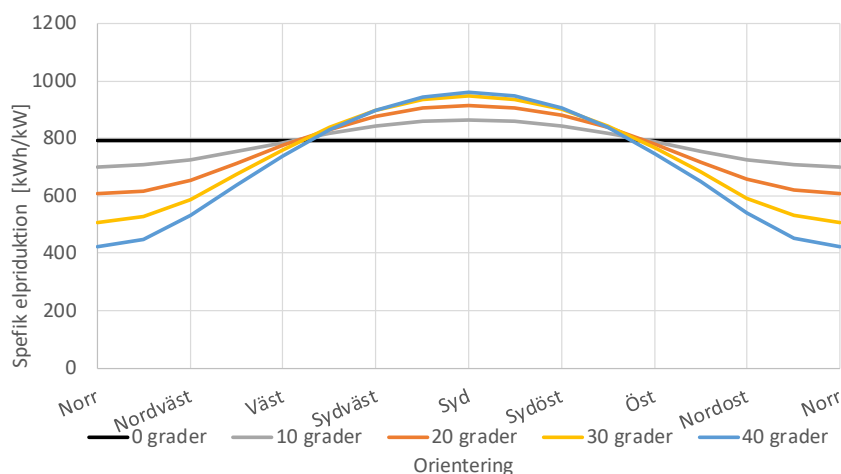
### 3.2 Taklutning och orientering

Solinstrålningen mot en takmonterad anläggning, och därmed solelproduktionen, är i allra högsta grad avhängig av orienteringen (väderstreck) och taklutningen. Skillnaden i elproduktion är relativt liten vid olika taklutningar, givet sydlig orientering (20-50° taklutning ger nästan samma produktion), se Figur 3.3. Det är först närmare 90°, dvs. väggmonterade solceller, som elproduktionen minskar i någon betydande utsträckning. Av det skälet har vi också valt att helt exkludera väggmonterade solceller denna potentialbedömning.



Figur 3.3: Specifik elproduktion för solceller på tak vid olika lutning (exemplet gäller placering i Jönköping och i söderläge).

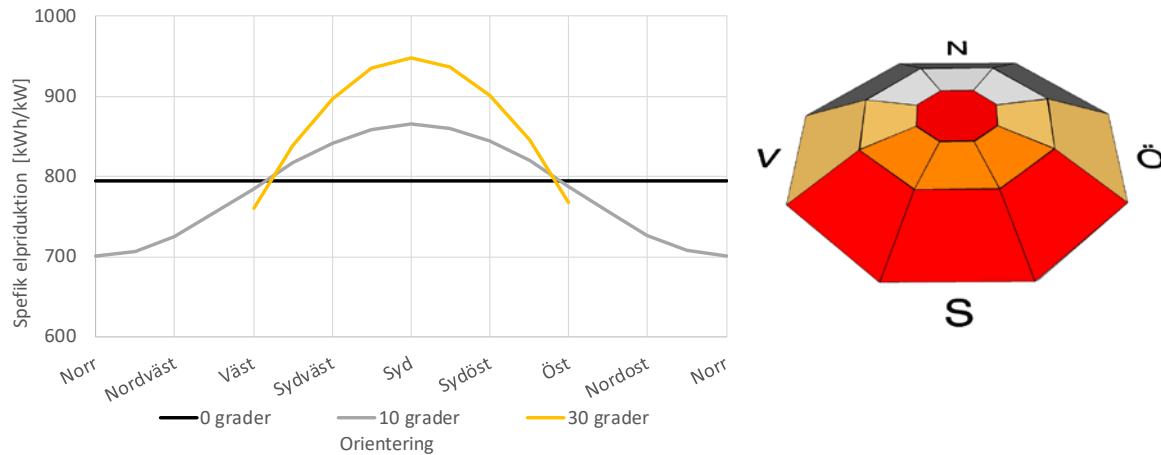
När det gäller orienteringens inverkan på elproduktionen kan vi konstatera att inverkan är väldigt beroende av taklutningen. I Sverige har de flesta taken en lutning på mellan 0 och 40 grader. Figur 3.4 visar hur taklutningen påverkar solelproduktionen vid olika orienteringar.



Figur 3.4: Specifik elproduktion för olika taklutningar och orienteringar (exemplet gäller placering i Jönköping).

Det finns väldigt lite statistik gällande taklutningar i Sverige, men baserat på det vi har hittat har vi valt att göra en indelning av takytan i platta tak (0 grader), flacka tak (typiskt 10 grader), branta tak (typiskt 30 grader). Baserat på detta har vi bildat 4 solinstrålningsklasser som kopplas till samtliga

taktyper och är indelade enligt Figur 3.5 (till höger), nämligen "syd och brant lutning", "öst-väst", "syd och flack lutning" och "nord och flack lutning". Notera att vi placerar platta tak i klass 1, den med högst solinstrålning ("syd och brant lutning"), då vi antagit att man installerar dem på ställningar med optimal riktning och lutning.



Figur 3.5: Illustration av indelningen i 4 solinstrålningsklasser.

I Tabell 3.3 visas specifik beräknad elproduktion för respektive klass för huvudorterna i varje prisområde. Detta visar hur mycket produktionen sjunker i olika områden då man inte har optimal riktning och orientering. Förändringen i energiutbyte med avseende på lutning och orientering antar vi är densamma för "inland" och för "kust" i respektive prisområde ("Stockholm" och "Malmö"). De nominella nivåerna skiljer sig dock åt.

Tabell 3.3: Solstrålningsklasser för huvudorter i respektive prisområde.

Kategori	Luleå		Sundsvall		Stockholm		Malmö	
	Spec. elprod. [kWh/kW]	Andel av max [%]	Spec. elprod. [kWh/kW]	Andel av max [%]	Spec. elprod. [kWh/kW]	Andel av max [%]	Spec. elprod. [kWh/kW]	Andel av max [%]
Klass 1 ("Syd, brant")	930	100%	914	100%	1011	100%	1070	100%
Klass 2 ("Syd, flack")	826	89%	836	91%	918	91%	985	92%
Klass 3 ("Öst-väst")	753	81%	762	83%	830	82%	897	84%
Klass 4 ("Nord, flack")	679	73%	700	77%	753	75%	824	77%

I en tidig kartläggning som genomförts gällande potential för solceller på byggnader framgår även att fördelningen av takorientering mellan de olika riktningarna är relativt jämn (Engström, 1983). Då det inte har gjorts några uppdaterade studier sedan dess hänvisar andra potentialstudier för solcellsbaseerad elproduktion till denna äldre studie (exempelvis Kjellson, 1999; Widén & Weiss, 2011; Kamp, 2013). Det konstateras också att det varit relativt liten nybyggnation sedan kartlägningsstudien från 1983 och därför kan det antas att takorienteringarna fortfarande är jämnt fördelade mellan de olika väderstrecken. Även om husbyggandet har tagit fart något de senaste åren, så har vi gjort samma antagande.

### 3.3 Tillgänglig potential för solel

I detta kapitel redogör vi för våra nyckelantaganden för beräkningen av den tillgängliga potentialen för solel i Sverige. För takmonterade solceller är den tillgängliga takyten helt avgörande medan begränsningar för markbaserade anläggningar är långt mer diffusa.

#### 3.3.1 Potential för solceller på byggnader

Det finns få studier som närmare har studerat potentialen för solceller i hela Sverige. Av de studier som har genomförts, kan vi konstatera att den tekniska potentialen är mycket stor. Till exempel Kjellson (2000) och Kamp (2013) bedömer den tillgängliga potentialen för takmonterade solceller till omkring 40-50 TWh per år. Utöver dessa studier finns också ett antal studier som begränsar analysen till specifika regioner (Ekström, 2012; Widén & Weiss, 2011).

I detta uppdrag har vi utgått från SCB:s statistik gällande byggnadsytor. Dessa har vi fördelat på i de 6 områdena enligt samma metodik som beskrivits tidigare, det vill säga beroende på vilket län och kommun som tillhör respektive område. Notera att vi exkluderat två byggnadskategorier, nämligen övriga byggnader och de som saknar typkod. Dessa utgör dock endast knappa 0,5% av den totala ytan.

Tabell 3.4: Byggnadsytor i Sverige för de 6 områdena uppdelat per byggnadstyp (i tusentals m<sup>2</sup>).

Område	Småhus	Flerbostads- hus	Fritids- hus	Offentliga lokaler	Kommers. lokaler	Industri	Ekonomi- byggnader	Kompl. Byggn.
SE 1	16 015	3 327	2 684	3 124	1 345	3 528	98	17 696
SE 2	33 233	6 939	6 636	6 194	2 925	7 653	144	42 552
SE 3a	100 091	30 092	13 388	22 479	12 147	30 147	1 575	83 708
SE 3b	94 845	21 300	13 497	18 187	9 413	32 583	539	107 325
SE 4a	47 491	10 364	4 091	9 300	4 469	16 676	4 286	44 995
SE 4b	25 217	4 140	3 436	4 465	2 566	11 404	371	31 815
<b>Totalt</b>	<b>291 676</b>	<b>72 021</b>	<b>40 297</b>	<b>59 283</b>	<b>30 299</b>	<b>90 587</b>	<b>6 642</b>	<b>296 276</b>

För att räkna ut den totala takyten, baserat på byggnadsytan i tabellen ovan, har vi gjort uppskattningar med inspiration från Engström (1983) och Kamp (2013) med avseende på hur takyten inom respektive byggnadsklass fördelar sig på tre definierade taklutningskategorier, dvs. platta tak, flacka tak (typiskt 10° lutning) och branta tak (typiskt 30° lutning), se Tabell 3.5. Industrietak utgörs i huvudsak utgörs av platta tak (vi har för enkelhets skull antagit att samtliga industrietak är platta).

Tabell 3.5: Uppskattad fördelning av våra tre taklutningskategorier inom respektive byggnadstyp.

Taktyp	Småhus	Flerbostads- hus	Fritids- hus	Offentliga lokaler	Kommers. lokaler	Industri	Ekonomi- byggnader	Kompl. Byggn.
Platt	5%	15%	5%	20%	20%	100%	10%	10%
10°	5%	15%	5%	10%	10%	0%	20%	20%
30°	90%	70%	90%	70%	70%	0%	70%	70%

Utfallet per taktyp och område framgår enligt Tabell 3.6 - Tabell 3.8.

Tabell 3.6: Total takyta för platta tak uppdelat per byggnadstyp (i tusentals m<sup>2</sup>).

Område	Småhus	Flerbostads- hus	Fritids- hus	Offentliga lokaler	Kommers. lokaler	Industri	Ekonomi- byggnader	Kompl. Byggn.
SE 1	801	499	134	625	269	3 528	10	1 770
SE 2	1 662	1 041	332	1 239	585	7 653	14	4 255
SE 3 a	5 005	4 514	669	4 496	2 429	30 147	157	8 371
SE 3 b	4 742	3 195	675	3 637	1 883	32 583	54	10 733
SE 4 a	2 375	1 555	205	1 860	894	16 676	429	4 499
SE 4 b	1 261	621	172	893	513	11 404	37	3 181
<b>Totalt</b>	<b>15 845</b>	<b>11 424</b>	<b>2 187</b>	<b>12 750</b>	<b>6 573</b>	<b>101 991</b>	<b>701</b>	<b>32 809</b>

Tabell 3.7: Total takyta med 10° lutning ("flacka" tak) uppdelat per byggnadstyp (i tusentals m<sup>2</sup>).

Område	Småhus	Flerbostads- hus	Fritids- hus	Offentliga lokaler	Kommers. lokaler	Industri	Ekonomi- byggnader	Kompl. Byggn.
SE 1	813	507	136	317	137	0	20	3 594
SE 2	1 687	1 057	337	629	297	0	29	8 642
SE 3 a	5 082	4 583	680	2 283	1 233	0	320	17 000
SE 3 b	4 815	3 244	685	1 847	956	0	109	21 796
SE 4 a	2 411	1 579	208	944	454	0	871	9 138
SE 4 b	1 280	631	174	453	261	0	75	6 461
<b>Totalt</b>	<b>16 089</b>	<b>11 600</b>	<b>2 220</b>	<b>6 473</b>	<b>3 337</b>	<b>0</b>	<b>1 424</b>	<b>66 630</b>

Tabell 3.8: Total takyta med 30° lutning ("branta" tak) uppdelat per byggnadstyp (i tusentals m<sup>2</sup>).

Område	Småhus	Flerbostads- hus	Fritids- hus	Offentliga lokaler	Kommers. lokaler	Industri	Ekonomi- byggnader	Kompl. Byggn.
SE 1	16 643	2 689	2 789	2 525	1 087	0	79	14 304
SE 2	34 537	5 608	6 896	5 007	2 364	0	116	34 394
SE 3 a	104 018	24 323	13 913	18 169	9 819	0	1 273	67 660
SE 3 b	98 566	17 217	14 027	14 700	7 609	0	436	86 750
SE 4 a	49 354	8 377	4 252	7 517	3 612	0	3 465	36 369
SE 4 b	26 207	3 346	3 570	3 609	2 074	0	300	25 716
<b>Totalt</b>	<b>329 325</b>	<b>61 560</b>	<b>45 448</b>	<b>51 527</b>	<b>26 565</b>	<b>0</b>	<b>5 669</b>	<b>265 192</b>

För dessa taktyper har därefter reduktionsfaktorer, baserade på verkliga erfarenheter, tillämpats för att beräkna den tillgängliga takytan som är lämplig för solcellsinstallationer. Reduktionsfaktorerna skiljer sig mellan byggnadstyper och taklutning vilket visas i Tabell 3.9-Tabell 3.11. "Hinder och extern skuggning" utgörs typiskt av skorstenar, ventilationsrör, skuggor från träd med mera. "Intern skuggning" uppkommer genom att solcellspanelerna skuggar varandra vilket påverkar takytan som tas i anspråk. "Kantförluster" utgörs av den del av solcellsmodulerna som inte kan utnyttjas för att producera el, vilket innebär att en större solcellmodul har mindre kantförluster. Industribyggnader

och ekonomibygnader skiljer sig något med avseende på lägre reduktionsandel för hinder och extern skuggning vilket motiveras med typisk placering och storlek av dessa byggnadstyper.<sup>3</sup>

Tabell 3.9: Reduktionsfaktorer för platta tak som ger tillgänglig yta solceller uppdelat per byggnadstyp.

Reduktionsfaktor	Småhus	Flerbostads-hus	Fritids-hus	Offentliga lokaler	Kommers. lokaler	Industri	Ekonomi-byggnader	Kompl. Byggn.
Hinder och extern skuggn.	50%	50%	50%	50%	50%	30%	30%	50%
Intern skuggn. mellan rader	20%	20%	20%	20%	20%	28%	28%	20%
Kantförluster	5%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	5%

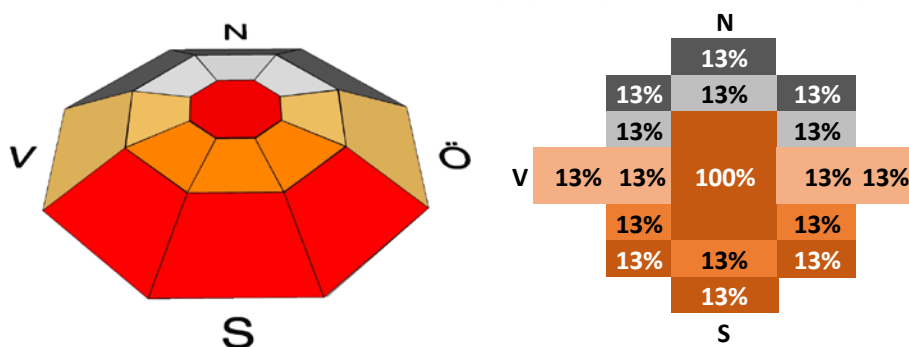
Tabell 3.10: Reduktionsfaktorer för flacka tak som ger tillgänglig yta solceller uppdelat per byggnadstyp.

Reduktionsfaktor	Småhus	Flerbostads-hus	Fritids-hus	Offentliga lokaler	Kommers. lokaler	Industri	Ekonomi-byggnader	Kompl. Byggn.
Hinder och extern skuggn.	50%	50%	50%	50%	50%	30%	30%	50%
Kantförluster	8%	8%	8%	8%	8%	11%	11%	8%

Tabell 3.11: Reduktionsfaktorer för branta tak som ger tillgänglig yta solceller uppdelat per byggnadstyp.

Reduktionsfaktor	Småhus	Flerbostads-hus	Fritids-hus	Offentliga lokaler	Kommers. lokaler	Industri	Ekonomi-byggnader	Kompl. Byggn.
Hinder och extern skuggn.	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Kantförluster	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%

I modeller har vi dessutom lagt in en möjlighet att användaren själv kan justera hur byggnadstyper och taklutning är fördelade med avseende på orientering. I nuläget är en jämn fördelning för alla riktningar för flacka respektive branta tak inlagd, enligt det antagande och den referens som nämnts tidigare, se Figur 3.6. Platta tak har däremot, per definition, ingen riktningensberoende.



Figur 3.6: Taklutning och orientering för solstrålningsklasser, principskiss till vänster och inlagd i vår EXCEL-modell till höger.

<sup>3</sup> Reduktionsfaktorerna baseras främst på Solkompaniets erfarenheter och skattningar.

### 3.3.2 Potential för markbaserade solceller

I vår analys av solelpotentialen knuten till byggnader finns det en tydlig begränsning kopplad till befintliga takytor och de reduktionsfaktorer som definierar den tillgängliga takytan för solcellsinstallationer. När det gäller markbundna installationer finns kopplingen istället till markyta vilket öppnar upp för en helt annan potentialdimension. Markyta är, i synnerhet i ett land som Sverige, ingen relevant begränsning. En studie från Jordbruksverket (Johnsson, 2008) uppger exempelvis att det finns ca 316 000 hektar mark (med lågt alternativvärde) som är möjlig för markbaserad solel. Det motsvarar över 120 TWh per år (Norberg, (2015)). Vi har i vår studie istället valt att fokusera på tillgängliga markytor där installationskostnaderna kan hållas nere genom närhet till exempelvis befintlig infrastruktur (elnät och vägar). Tillgängligheten till sådana markytor styrs av att värdet för alternativ markanvändning är relativt lågt, det vill säga mark som inte lämpar sig för bebyggelse eller dylikt. Jordbruksmark och skogsbruksmark kan däremot vara föremål för solelinstallationer men betingar då ett alternativvärde som ska påföras investeringskalkylen i form av exempelvis ett årligt arrende. I synnerhet för jordbruksmark kan denna kostnadspost vara signifikant. När det gäller installationer på jordbruksmark har vi valt att utelämna dessa på grund av just det skälet.<sup>4</sup> Vi utgår istället från att investeringar kopplade till jordbruksfastigheter sker på tak och inkluderas följaktligen i föregående grupp.

När det gäller teknisk potential för solceller på mark finns det väldigt få studier. Vi har redan nämnt studien av Norberg (2015) som skattar potentialen till över 120 TWh (baserat på Jordbruksverkets underlag). I denna uppskattning utgick man från att all mark definierad som marginalmarker, mark som inte bedömdes tas i bruk igen, kunde användas för att installera solceller. De konstaterar dock att det finns flera begränsande faktorer som exempelvis avstånd till lämplig elnätsanslutning, skuggning från omgivning och olämpliga lutningar.

Att göra en mer detaljerad uppskattning av potentialen för solel på mark kräver en omfattande GIS-analys där man kan i olika steg kan reducera tillgängliga ytor med avseende på konflikter med alternativ markanvändning. En sådan analys kan också ge kunskaper om markens beskaffenhet vilket i viss utsträckning kan påverka anläggningskostnaden. Avstånd till nödvändig infrastruktur i form av exempelvis elnät och vägar (för transport och löpande underhåll) är viktiga faktorer som avgör den slutliga kostnadsbilden. Även sådana faktorer kan kvantifieras med hjälp av GIS-verktyg och data- och kartunderlag relaterat till elnätet. Det sistnämnda kan av säkerhetsskäl vara svårt att få tillgång till. Inget av detta har rymts inom denna projektbudget varför vi istället gjort en enklare kvantifiering av kostnader och potentialer för markbundna solelinvesteringar. Vi har utgått från mer kvalitativa beräkningar och från "okulärbesiktningar" av publikt kartmaterial som beskriver några av de typer av markbundna installationer som vi valt att begränsa oss till i denna studie. Det handlar då om samlokalisering av solel med vindkraftparker och om solelinstallationer i omedelbar närhet av deponier och flygfält. Vi bedömer att dessa tre grupper uppfyller kraven på tillgänglig mark, lågt alternativvärde för marken och närhet till erforderlig infrastruktur i form av framförallt elnät och vägar. Utöver dessa har vi inkluderat de ytor som jordbruksverkets rapport identifierat som mark med lågt alternativvärde. Dessa markytor utgör en mer diffus grupp med mycket stor potential, det vill säga installationer som i stor utsträckning måste placeras betydligt längre ifrån befintlig

---

<sup>4</sup> Vi är dock medvetna om att man idag gjort investeringar i solel även på jordbruksmark där Varberg Energis anläggning utefter E6:an är det mest framstående exemplet. Det mesta talar emellertid för att en mer omfattande expansion av markbaserad solel lämpligen sker på mark som betingar ett lågt alternativvärde samtidigt som avstånden till befintlig infrastruktur är korta. Vår bedömning är att det i Sverige finns gott om sådan mark. Jordbruksmark anses också av flera som vi intervjuat som alltför värdefull för att i större skala användas till att bygga solcellsparker på.

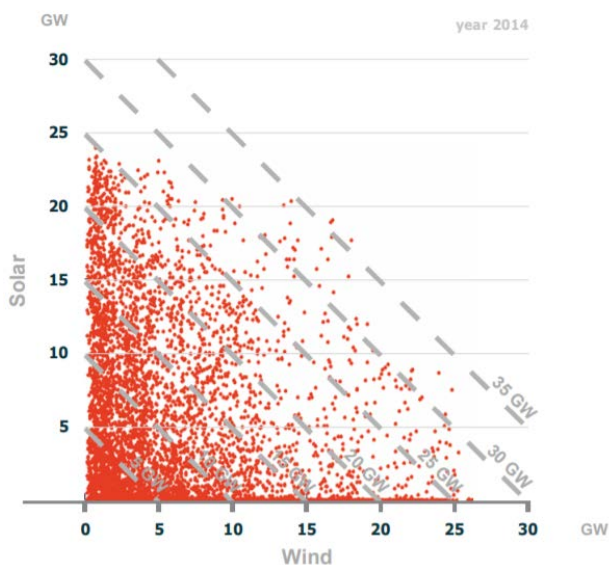


infrastruktur än de föreslagna samlokaliseringarna, vilket tydligt ökar investeringskostnaderna. Det säger sig själv att potentialen för denna grupp är mycket stor eftersom frihetsgraden för placeringen är mycket större än i de tre tidigare grupperna.

Ytterligare en aspekt som är värd att nämna med avseende på markbundna soleininstallationer är att risken för stöld av paneler är högre än för solceller på byggnader. Det har rapporterats om stölder av solcellsmoduler exempelvis från parkerna Mega sol (i Mosseberg utanför Arvika), Västerås, och Solsidan (utanför Varberg). Detta torde sannolikt påverka kostnadsbilden i form av försäkringar. Vi har dock inte tagit hänsyn till detta i denna studie.<sup>5</sup>

### Samlokalisering med vindkraft

Samlokalisering mellan solceller och vindkraft anses som en särskilt lämplig symbios då all infrastruktur i princip finns på plats för markbaserade solceller, främst vägar och elnätsanslutning. Att elproduktionen mellan de två kraftslagen har väldigt låg korrelation är positivt för att hålla nere elnätskostnader både i anslutningsskedet och löpande under anläggningens livstid. I Figur 3.7 visas Fraunhofers (2018) analys av samband mellan elproduktion från sol och vind i Tyskland, och att tillfällena då bägge kraftslag producerar mycket samtidigt, är få till antalet.

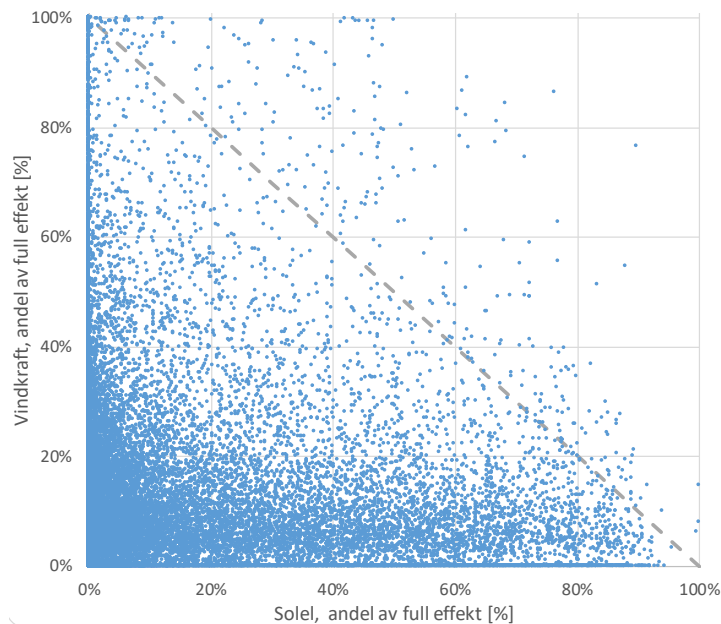


Figur 3.7: Elproduktion från sol och vind i Tyskland för 2014.

En studie av specifika vindkraftparker elproduktion och potentiell produktion från solet visar på liknande förhållanden (Ullman, 2017). Resultaten visar att endast 2,4-4,5 % av produktionen skulle gå förlorad ifall man utnyttjade den befintliga installerade effekten hos vindkraft och kompletterade med solet. Detta bekräftas även av vår egen analys av potentiell elproduktion från solet i kombination med verklig elproduktion från fyra vindkraftparker i södra halvan av Sverige med 2 års data, se Figur 3.8. Våra resultat visar att korrelationen mellan vindkraft och solinstrålning är negativ på timbasis, vilket i viss utsträckning innebär att då vindkraften producerar så produceras ingen solet, och vice versa. Korrelationen mellan solet och vindkraft varierar något mellan platser, men det innebär inte någon större potentiell överproduktion vid lika stor installerad effekt, drygt 2%. Dessutom är den

<sup>5</sup> Det har inte heller lyfts upp som någon stor sak i de intervjuer som genomförts.

installerade effekten för solex sannolikt betydligt lägre än effekten på den samlokaliserade vindkraftsparken, se uppskattning av potential nedan.<sup>6</sup> Detta gör att sannolikheten för överproduktion blir försumbar, vilket vi antagit i denna studie.



Figur 3.8: Normerad elproduktion från en vindkraftpark och potentiell produktion från solex.

Det är svårt att göra en generell uppskattning av solexpotentialen för samlokalisering med vindkraft. När det gäller antalet tillgängliga vindkraftverk har vi utgått från Energimyndighetens statistik inom ramen för elcertifikatsystemet. Där har vi inkluderat endast verk som har en nominell effekt om minst 850 kW, då vi gör bedömningen att de små vindkraftverken ofta står antingen ensligt eller i anslutning till lantbruk (som vi nämnt tidigare så antar vi att solex i anslutning till lantbruk begränsas till takmonterade installationer.)

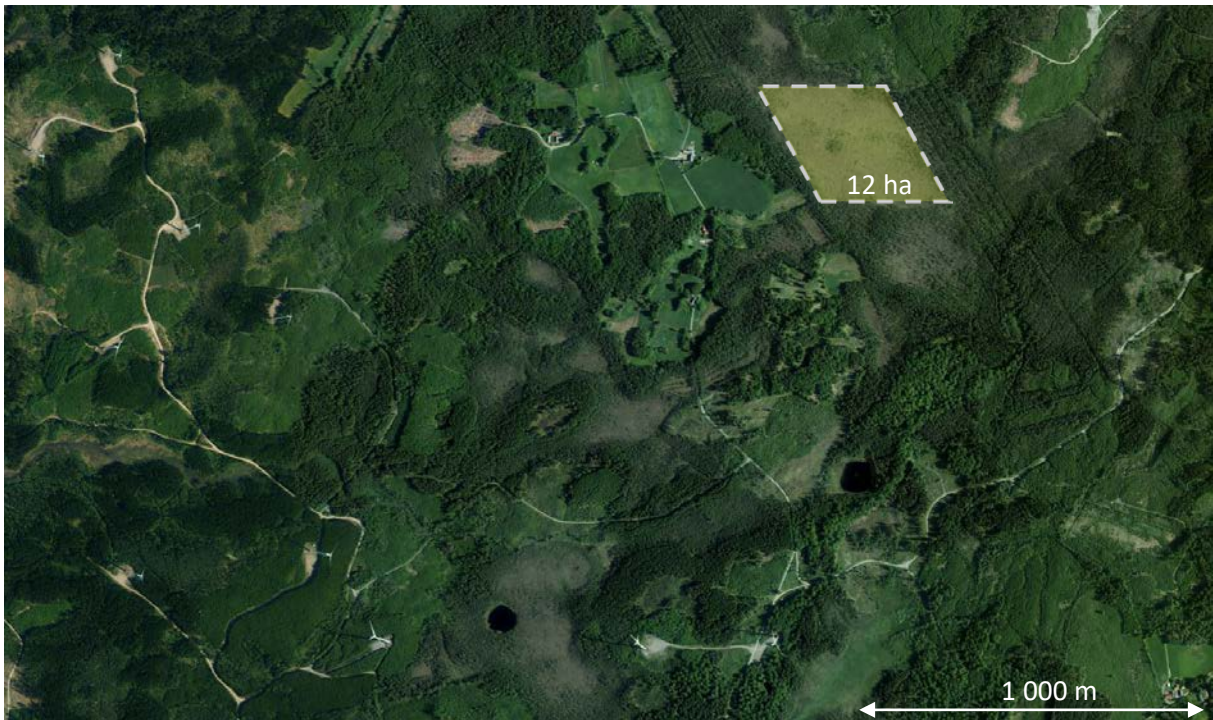
I den skattning som vi genomfört så har vi utgått från flygfoton för ett antal vindkraftparker över olika delar av Sverige och utifrån detta gjort en bedömning av hur mycket solceller som kan installeras i anslutning till en vindkraftpark. Förhållandena skiljer sig naturligtvis mycket mellan olika vindkraftparker, vilket innebär att förutsättningarna för samlokalisering kan vara bättre i vissa vindkraftparker och sämre i andra parker.

Utifrån vår bedömning av potentiella ytor i vindkraftparkerna kan man installera ungefär 800 kW solceller per vindkraftverk, där 600 kW utgörs av mark med skog, vilket innebär en kostnad för att ta ned skog och anlägga solceller istället, och 200 kW utgörs av mark utan skog, där solceller kan anläggas enklare och inte i konkurrens med ny skog.<sup>7</sup> Av ytorna som tas i anspråk bedöms i sin tur 40% bestå av mindre ytor med plats för en solcellspark om 500-1 500 kW och 60% av ytor som har plats för större solcellsparker, 2 MW och mer. Ett exempel på en vindkraftpark i skog visas i Figur 3.9

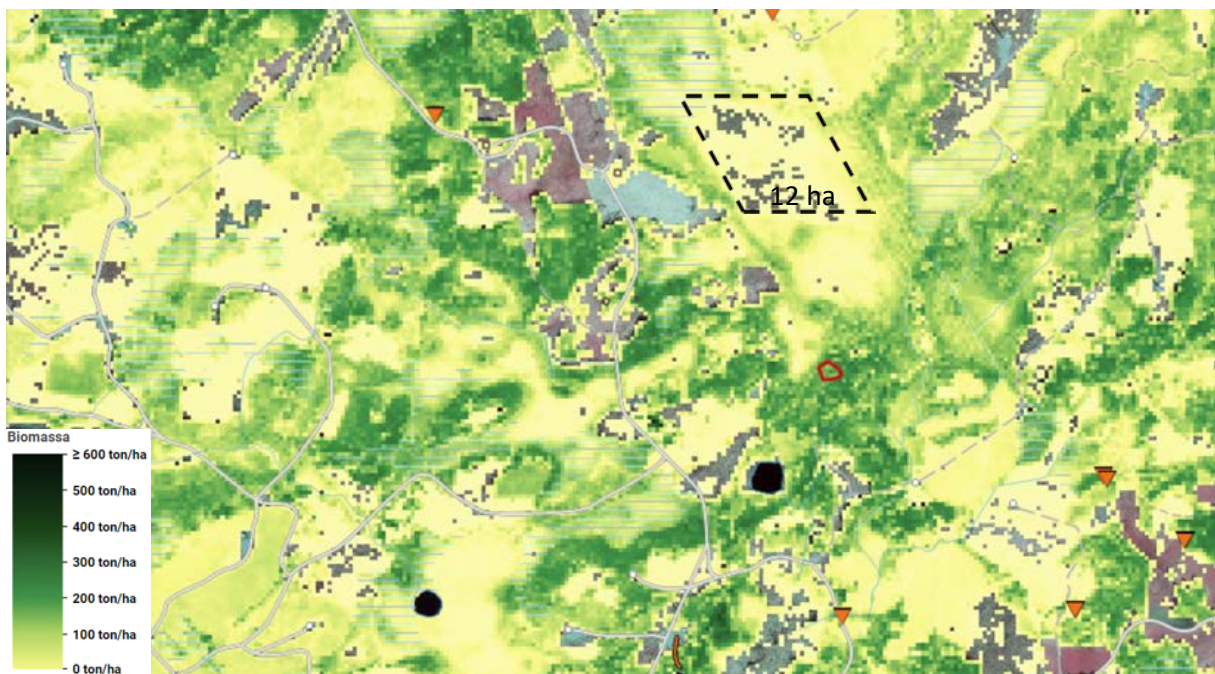
<sup>6</sup> Ett vindkraftverk är vanligen mellan 1,6 MW till 3 MW i dagsläget, och genomsnittet ligger på drygt 2,3 MW på de vindkraftverk som är med i elcertifikatsystemet (exkluderat de små turbinerna under 850 kW). Vi antar att man kan installera omkring 800 kW solex i anslutning till en typisk vindturbin, vilket är en klart lägre effekt.

<sup>7</sup> Siffran 800 kW solex per vindturbin bygger därmed dels på våra "okulärbesiktningar" av flygfoton av ett antal vindkraftparker, dels på vårt antagande att den tillkommande solexen inte kräver nätförstärkningar och dels att eventuell överproduktion (leder till "spill" givet nätbegränsningen) hålls på en mycket låg nivå.

och Figur 3.10 där det syns att det finns relativt stora ytor med lite skog, vilket kan bero på att ytorna har låg bonitet (skogsmarkens bördighet) eller är nyligen avverkade.<sup>8</sup> Uppe till höger i figuren visas en yta om ca 12 hektar, med låg bonitet, vilket ger möjlighet att installera ungefär 6 MW solel.



Figur 3.9: Flygfoto över en vindkraftpark i mellan Laholm och Markaryd.



Figur 3.10: Översikt över samma vindkraftpark som i Figur 3.9 där bonitet visas (Skogsstyrelsen).

<sup>8</sup> Våra antaganden kring rimliga alternativkostnader för olika typer av mark har vi stämt av med skogsägare.

Även om det naturligtvis finns ytor som är stora nog för att rymma solcellsparker på 6 MW eller mer, så har vi valt att vara konservativa i våra antaganden gällande storlek på solcellsparker i vår modell. Vi har generellt ansatt 1 MW för små parker och 3 MW för stora parker, mest beroende på att dagens parker ligger i denna storleksordning, åtminstone på våra breddgrader.

Som vi nämnt tidigare, så finns naturligtvis en del ytor med vindkraft på åkermark där man också kan anlägga solceller. Figur 3.11 visar en bild över "Solsidan" utanför Varberg där Varberg Energi byggt Sveriges idag största solcellspark i anslutning till en vindkraftpark, med en installerad effekt om 2 700 kW. Enligt vårt resonemang placeras dock en sådan anläggning i gruppen "samlokalisering med vindkraft på skogsmark" då vi valt att inte separera ut jordbruksmark i vår potentialbedömning.



Figur 3.11: översiktsbild över Sveriges största solcellspark "Solsidan" utanför Varberg.

Totalt blir potentialen för solel samlokaliserad med vindkraft drygt 2 GW.<sup>9</sup> Fördelningen av potentialen mellan de 6 områdena görs på samma sätt som tidigare, dvs. antal vindkraftverk per län som sedan allokeras till respektive område, se Tabell 3.12.<sup>10</sup>

<sup>9</sup> Notera att allt tyder på att vindkraften kommer att fortsätta byggas ut kraftigt, vilket utökar potentialen för samlokaliserad solel. Att samplanera utbyggnad av vindkraft med solel torde också kunna bidra till att sänka kostnader, men det inkluderas inte i denna studie.

<sup>10</sup> Notera att vi i modellen har delat upp samlokalisering av vindkraft i område "nord" och "syd". "Nord" omfattar elområde 1 och 2 vilket antas ha en lägre bonitet (lägre värde på skogsmarken) och förknippas därmed med en lägre kostnad för arrende och infrastruktur. Det omvända gäller för "syd" som omfattar elområde 3 och 4. Dessutom delar vi in "nord" och "syd" i vardera fyra kostnadsklasser som skiljer sig med avseende på parkstorlek och bonitet (vi utgår alltså från olika markvärden även inom "nord" respektive "syd").

Tabell 3.12: Potential för solel samlokaliserad med vindkraft, per område.

Prisområde	Antal VK	Låg bonitet		Hög bonitet	
		Små [kW]	Stora [kW]	Små [kW]	Stora [kW]
SE 1	228	18 240	27 360	54 720	82 080
SE 2	874	69 920	104 880	209 760	314 640
SE 3 a	470	37 600	56 400	112 800	169 200
SE 3 b	462	36 952	55 428	110 856	166 284
SE 4 a	271	21 680	32 520	65 040	97 560
SE 4 b	344	27 528	41 292	82 584	123 876
<b>Totalt</b>	<b>2 649</b>	<b>211 920</b>	<b>317 880</b>	<b>635 760</b>	<b>953 640</b>

### Samlokalisering med flygplatser

Det finns idag väldigt lite solelproduktion samlokaliserad med flygfält. Det främsta, och egentligen enda,<sup>11</sup> exemplet är vid Kalmar Öland Airport där man i en första etapp har installerat 750 kW solceller, vilken kallas Törneby solpark. Det är dock beslutat att bygga en andra etapp, och då intresset är stort finns även möjlighet för en tredje och fjärde etapp. Om alla fyra etapper genomförs kommer storleken på solelparken att uppgå till ungefär 3 000 kW - en siffra som dock kan komma att revideras. Värt att nämna är att man avser att utnyttja två elnätsabonnemang på vardera strax under 1 500 kW eftersom det ger en väsentligt lägre elnätstariff (gränsen för småskalig elproduktion går vid 1 500 kW).

Vi kan konstatera att i fallet Törneby solpark finns ovanligt goda förutsättningar för att installera solceller. Det är nämligen så, som framgår av Figur 3.12, att man anlagt en ny landningsbana tvärs med den gamla landningsbanan som nu är nedlagd. Detta innebär att det finns en relativt stor yta tillgänglig, med lågt alternativvärde, och med tillräckligt avstånd från den nya landningsbanan för att inte riskera att blända piloter. Den gamla landningsbanan som har tjänat ut är därmed synnerligen lämplig för en stor solcellsanläggning. Törneby solpark är anlagd längst ned till vänster i Figur 3.12, vid den gamla landningsbanan. Vid en personlig kontakt med ansvariga för solcellsparken har man också sagt sig uppskatta den goda viljan från flygledningen som varit väldigt positivt inställd till den solcellspark som nu finns och som kommer fortsättas byggas ut. Ett positivt samarbetsklimat vid samlokalisering av solel med annan verksamhet ska följaktligen inte underskattas.

<sup>11</sup> Vid Landvetter Airport har man på ett parkeringshus fasad installerat 60 kW, så det är alltså inte markbaserat och solceller på fasad är exkluderat från detta projekt då det har en högre elproduktionskostnad än alternativen på tak och mark.



*Figur 3.12: Flygfoto över Kalmar Öland Airport.*

Som ett exempel på hur det kan se ut på andra flygplatser visas ett flygfoto över Arlanda, i Figur 3.13. Som synes av bilden finns det väldigt lite yta inom flygplatsen som skulle kunna vara möjlig för att anlägga en solcellspark. Det är snarare marker i närheten av flygplatsen som då skulle bli aktuella, vilket sannolikt innebär viss markberedning och eventuellt avverkning. Gränsen för vad som räknas som samlokalisering är naturligtvis inte helt entydig. I fallet Arlanda ser det dessutom inte ut att finnas någon större yta med obrukbar mark.



*Figur 3.13: Flygfoto över Arlanda flygplats*

Ett annat exempel, för att visa spännvidden i förutsättningar, är Örnsköldsviks flygplats där det visserligen finns begränsad tillgänglig yta inom flygplatsen, men å andra sidan ser det ut att finnas relativt stora ytor i anslutning till flygplatsen med obrukbar mark som kan vara lämpligt för solceller, se Figur 3.14.



Figur 3.14: Flygfoto över Örnsköldsviks flygplats.

Detta innebär på samma sätt som för vindkraften att förutsättningarna kommer att skilja sig åt från flygplats till flygplats. Vi har dock gjort antagandet att det i snitt finns utrymme för 3 000 kW solceller per flygplats fördelat som 2 000 kW med lite högre investeringskostnad och arrende, samt 1 000 kW med lägre investeringskostnad och arrende (bland annat med stöd av flygfoton enligt Figur 3.12 - Figur 3.14 och flygfält som inte redovisas här). Skillnaden i investeringskostnad beror på tillgängliga marktyper och alternativ användning för dessa. Enligt Luftfartsverket finns idag 43 aktiva flygplatser med civil luftfart, vilka vi antar utgör den övre gränsen för samlokalisering mellan solet och flygplatser. Baserat på våra uppskattningar ger detta därmed en total potential om ca 130 MW, vilket är en mycket begränsad mängd i sammanhanget.

Tabell 3.13: Potential för solceller samlokaliserad med flygplatser per område.

Prisområde	Antal flygplatser	Låg kostnad		Hög kostnad	
		Små [kW]	Stora [kW]	Små [kW]	Stora [kW]
SE 1	11	4 400	6 600	8 800	13 200
SE 2	6	2 400	3 600	4 800	7 200
SE 3 a	8	3 200	4 800	6 400	9 600
SE 3 b	12	4 800	7 200	9 600	14 400
SE 4 a	4	1 600	2 400	3 200	4 800
SE 4 b	2	800	1 200	1 600	2 400
<b>Totalt</b>	<b>43</b>	<b>17 200</b>	<b>25 800</b>	<b>34 400</b>	<b>51 600</b>

### Samlokalisering med deponier

Deponier utgör ytterligare en kategori som identifierats som lämpliga för samlokalisering med solcellsparkar. Tanken är att det finns lämpliga ytor som har liten möjlighet för annan användning, och att det finns infrastruktur i form av vägar och relativt goda möjligheter för elnätsanslutning.

Ett exempel på en deponi där man installerat solceller är solcellsparken Mega sol i Mosseberg utanför Arvika. Parken består av 4 080 fast monterade solcellsmoduler och har en installerad effekt om 1 040 kW samt beräknas producera cirka 930 MWh el per år.



Figur 3.15: Flygfoto över solcellsparken vid Mosseberg utanför Arvika.

I Figur 3.16 visas ett annat exempel på en solcellspark där solceller samlokaliserats i anslutning Skedalshed deponi vid Halmstad, vilken har en installerad effekt om 500 kW.





Figur 3.16: Flygfoto solcellsparken vid Skedalshed deponi i Halmstad.

Förutsättningarna skiljer sig mellan olika deponier, men det finns inga begränsningar på (säkerhets)avstånd på samma sätt som för flygplatser. I Figur 3.17 visas Kikås deponi i Mölndal som inte har några solceller i dagsläget, men som synes finns det relativt mycket yta som skulle kunna användas för att placera solceller på.



Figur 3.17: Flygfoto över Kikås deponi i Mölndal.

Vi har utgått från aktiva eller nyligen aktiva deponier och att det finns möjlighet att installera i snitt 2 000 kW solceller per deponi (baserat i huvudsak på våra "okulärbesiktningar" av flygfoton på ett antal typiska deponier), allt till en låg kostnad avseende mark och nätanslutning då det sker på deponins område. Uppdelningen i stora respektive små anläggningar är densamma som vi valt för de föregående samlokaliseringalternativen, dvs. 40% små och 60% stora anläggningar. Då det finns 296

deponier som uppfyller kraven så innebär det total potential om knappt 600 MW, se Tabell 3.14. Notera att det även finns tusentals nedlagda deponier som kan utgöra en potential för att lokalisera solceller på. När det gäller dessa är det dock oklart hur stor andel som går att utnyttja då de kan ha tagits i bruk för andra ändamål, som inte är lämpliga för samlokalisering med soel, eller har sämre infrastruktur som leder till högre kostnader för att installera solceller.

Tabell 3.14: Potential för soel samlokaliserad med deponier.

Prisområde	Antal deponier	Små [kW]	Stora [kW]
SE 1	14	11 396	17 094
SE 2	54	43 018	64 526
SE 3 a	55	44 000	66 000
SE 3 b	121	96 747	145 121
SE 4 a	30	24 000	36 000
SE 4 b	22	17 639	26 459
<b>Totalt</b>	<b>296</b>	<b>236 800</b>	<b>355 200</b>

### Övrig lokalisering av markbaserad soel

Vid en översikt över de fåtal stora markbaserade solcellsparker som finns idag i Sverige kan vi konstatera att det inte finns någon särskild typ av samlokalisering som utmärker sig. De parker som idag har byggts har byggts på markytor som har väldigt lågt alternativvärde (med undantag för Varberg Energis anläggning som står på jordbruksmark) snarare än att man strävat efter samordningsvinster via samlokalisering med annan verksamhet. De använda markytorna har låg bonitet och är inte aktuella för annan byggnation av bostäder lokaler eller liknande. I Figur 3.21 - Figur 3.21 visas några exempel på markbaserade solcellsparker.

MegaWattparken vid E18 ca 5 km öster om Västerås består av 3 276 solcellspaneler om totalt 1 MW. Solcellsparken har ett minsta avstånd på 12 m från vägväglut enligt Trafikverkets krav. Innan solcellsparken kom på plats var det stenig slybeväxt mark på platsen, se satellitbild i Figur 2. Marken klassades av markägaren som impediment eller mark med låg bonitet. Parken består av 72 solföljare som ger en betydligt högre produktion, men en utvärdering har konstaterat att det är betydligt mer kostnadseffektivt med fasta installationer.



Figur 3.18: Flygfoto över solcellsparken "MegaWattparken" intill E18 öster om Västerås, innan den byggdes.



Figur 3.19 Flygfoto över solcellsparken "MegaWattparken" intill E18 öster om Västerås, efter den byggts.

En annan solcellspark med en installerad effekt om 1 000 kW ligger i Kjula utanför Eskilstuna. Parken är byggd nära en logistiskpark helt utan stöd på arrenderad mark, klassad som obrukbar. Elanslutningen utgjorde en ganska stor del av investeringen, och då det var liten skillnad att dimensionera upp anslutningen så har man förberett för att få in upp emot totalt 10 000 kW utan något större extrakostnad för elnätsanslutningen.



*Figur 3.20: Översikt över området i Kjala där solcellsparken byggs till höger i bilden.*

Solcellsparken i Hillringsberg söder om Arvika har en installerad effekt om totalt 209,8 kW, se Figur 3.21. Vid Glava Energi Center testas olika koncept av moduler, stativ och omvandlare i solmodulparken.



*Figur 3.21: Solcellsparken i Hillringsberg söder om Arvika.*

Ovanstående parker är exempel på att solcellsparkar har en tendens att byggas där förutsättningar råkar finnas. Framförallt på ytor där marken har lågt alternativvärde. Dessutom måste rimliga förutsättningar för anslutning till elnätet finnas. För att göra en bedömning av hur stor potentialen kan vara för denna typ av obrukbar mark, så har vi utgått från de så kallade marginalmarker som jordbruksverket identifierat (Johnsson, 2008). Vi har dock reducerat yta till knappt hälften, som en grov uppskattning, då vi ser att kostnaden för elanslutning torde blir orimligt högt om man kommer längre än en halvmil från befintligt elnät. Då vi applicerar detta och dessutom inkluderar i bedömning att en tiondel av ytorna har en relativt kort avstånd till en rimlig elanslutning och resterande upp mot en halvmil, så får vi utfallet enligt Tabell 3.15. De kategorier som har nära till en elnätsanslutning har betydligt lägre investeringskostnad för denna post än de som har långt till en elnätsanslutning.

Tabell 3.15: Potential för sol på marginalmarker.

Prisområde	Nära till elnätet		Långt till elnätet	
	Små [kW]	Stora [kW]	Små [kW]	Stora [kW]
SE 1	139 200	208 900	1 253 200	1 879 800
SE 2	286 700	430 000	2 580 100	3 870 200
SE 3 a	665 600	998 400	5 990 400	8 985 600
SE 3 b	839 500	1 259 300	7 555 600	11 333 400
SE 4 a	352 800	529 200	3 175 200	4 762 800
SE 4 b	322 800	484 100	2 904 900	4 357 300
<b>Totalt</b>	<b>2 606 600</b>	<b>3 909 900</b>	<b>23 459 400</b>	<b>35 189 200</b>

### 3.4 Installationskostnader

Så här långt har vi fört ett resonemang kring potentialen för sol. Vi har beskrivit våra antaganden kring tillgången till solinstrålning för olika delar av landet, för olika orienteringar (med avseende på väderstreck) och för olika lutningar på själva installationen och därmed också i förhållande till infallande solstrålning. Dessa faktorer tillsammans med de skattade tillgängliga takytorna (per byggnadstyp, per taklutning, per orientering och per geografiskt område) och tillgänglig markyta bestämmer den tillgängliga potentialen, och utgör x-axeln på vår kostnads- och utbudskurva som är målet med denna studie. I detta avsnitt redogör vi för kostnaderna för själva installationen av solceller som är den faktor som bestämmer y-axeln (uttryckt i SEK/MWh el) i vårt kostnads- och utbudsdiagram. Kostnaderna beror framförallt på storlek och tak respektive markförhållanden. För de senare gruppen spelar även avstånd till befintlig infrastruktur (i synnerhet anslutning till elnätet) in.

#### 3.4.1 Generella beräkningsförutsättningar

Valet av kalkylränta och ekonomisk livslängd har väldigt stor betydelse för kostnadsberäkningar för investeringar i solceller. Typiska ekonomiska livslängder anges vanligen till mellan 25 och 30 år, ibland ännu längre. Solcellsanläggningar utsätts visserligen för en degradering av verkningsgraden på typiskt 0,5% per år men i övrigt så händer inte så mycket över tid, dvs inga renoveringsbehov eller liknande förutom rengöring som ingår i drift och underhållsarbetet (Jordan och Kurtz, 2012). Livslängden för samtliga solcellsanläggningar antas i denna studie vara 30 år, se Tabell 3.16.

Valet av kalkylränta är långt ifrån entydigt. Avkastningskraven, och därmed kalkylräntan, sätts av marknadens aktörer och kan se olika ut beroende på aktör och preferens, något som bekräftas av olika studier. I den nationella rapporteringen för Sverige till IEA om solceller har man definierat kostnad för

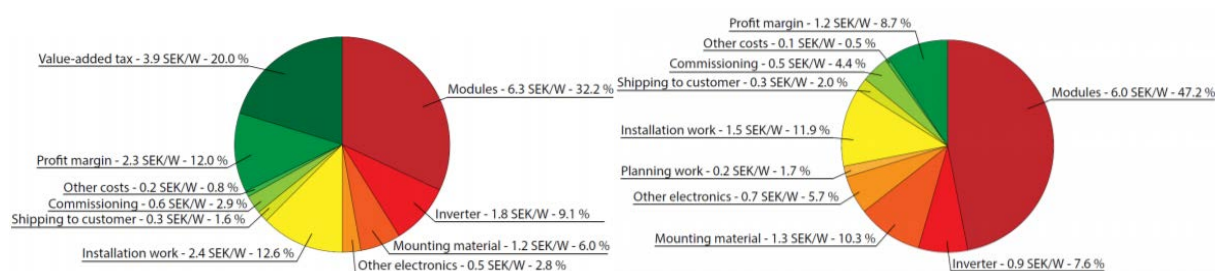
kapital separat för hushåll, kommersiella fastigheter, samt industri och fristående anläggningar. För hushåll har man utgått från den genomsnittliga låneränta för hus vilken är 1,9%. För kommersiella installationer menar man att en realistisk utgångspunkt är STIBOR<sup>12</sup> + 4,5%, vilket vid den tidpunkten gav 4,0%. För båda dessa grupper har man utgått från lånekostnaden, medan man för industriella och fristående anläggningar utgått från kostnaden för kapital, dvs avkastningskravet som i snitt anges till 6,0% (Lindahl, 2016). I en studie gällande möjligheter, utmaningar och systemeffekter relaterat till utbyggnaden av solceller (Axelsson et. al., 2017) genomförde Profu ett antal intervjuer med olika aktörer gällande vad de använder för kalkylränta. Det visar sig att skillnaden är väldigt stor. Vissa har inte ens någon lönsamhetskalkyl, då man istället utgår från en (politiskt) uppsatt mål om en viss mängd solel söker de mest kostnadseffektiva alternativen. Medan andra har ett avkastning krav kring 10%.

Med anledning av att förhållandena ser så olika ut för olika aktörer har vi valt olika kalkylräntor för att spegla de olika avkastningskraven som finns hos aktörerna (som alltså är olika för olika byggnadstyper). Kalkylräntorna för respektive byggnadstyp redovisas i Tabell 3.16. I den EXCEL-modell som medföljer denna rapport är det mycket enkelt att ändra såväl kalkylräntor som livslängden på solcellinstallationen. Man kan på goda grunder också argumentera för att man bör använda sig av en enhetlig kalkylränta för samtliga aktörer när man gör en (samhällsekonomisk) kostnads- och potentialstudie av detta slag. Det beror på vad man lägger in i begreppet "kostnad". Vi har i resultatdelen kompletterat våra beräkningar med just en sådan känslighetsanalys där vi ansatt en enhetlig kalkylränta.

Tabell 3.16: Kalkylräntor (realt) för solelinstallationer per byggnadstyp

	Småhus	Flerbostadshus	Fritidshus	Kommersiella lokaler	Offentliga lokaler	Industri	Lantbruk	Komplementbyggnader
Livslängd (år)	30	30	30	30	30	30	30	30
Kalkylränta (%)	3,0%	4,0%	3,0%	6,0%	4,0%	6,0%	5,0%	3,0%

Typiska kostnadskomponenter för en solcellsininstallation presenteras i Figur 3.22 (Lindahl, 2016). Viktiga komponenter förutom solcellsmodulen är växelriktare, kablage och monteringskostnader (arbetskostnader). Dessutom tillkommer drift- och underhållskostnader vilka generellt sett är låga för solcellsininstallationer. Komponentbyte och (arbets)kostnader för tillsyn är några av de mer framträdande drift- och underhållskostnaderna.



Figur 3.22: Fördelning av kostnader för takmonterade solcellssystem, till vänster baserat på 15 stycken små anläggningar om 4-6 kW<sub>p</sub> och till höger på 5 stycken lite större anläggningar 40-60 kW<sub>p</sub>. (Lindahl, 2016)

<sup>12</sup> STIBOR står för Stockholm Interbank Offered Rate och är ett aritmetiskt medelvärde av de räntor som de svenska storbankerna ställer till varandra för utlåning.

### 3.4.2 Kostnader för takmonterade installationer

Den specifika produktionskostnaden för solel (SEK/MWh el) bestäms av anläggningstyp, vilket i vårt fall begränsats till typiskt "liten" eller typiskt "stor" anläggning samt taklutning. Vad som karakteriserar en stor anläggning respektive en liten anläggning skiljer sig mellan byggnadstyperna (detta framgår i vår EXCEL-modell).<sup>13</sup> När det gäller taklutning så antas installationskostnaden vara något större för branta tak än för flacka tak. När det gäller platta tak så är visserligen arbetsmomenten mindre problematiska (exempelvis med avseende på risk för personskador) men å andra sidan förutsätter vi här att solpanelerna ställs upp i optimal vinkel vända mot söder för att maximera energiutbytet. Detta medför en tilläggskostnad för stativen.

Baserat på ovanstående resonemang utgår vi från fem olika kostnadsklasser per byggnadstyp. De omfattar fem kombinationer av anläggningsstorlek (stor eller liten) och taklutning (brant, flackt eller platt tak). Beroende på förekomsten av respektive taklutning för de olika byggnadstyperna så ser kombinationerna lite olika ut. För exempelvis småhus så är förekomsten av platta tak mycket liten. Därför representeras platta tak endast av en storleksklass på installationen medan flacka och branta tak representeras av vardera en liten och en stor installationsklass. För kommersiella lokaler, å andra sidan, är istället förekomsten av flacka tak mindre än förekomsten av branta och platta tak. I detta fall representeras följaktligen flacka tak endast av en storleksklass.

Drift- och underhållskostnader utgörs i huvudsak av komponentbyten (typiskt byte av växelriktare efter 15 år) och administration samt tillsyn. För privatpersoner (det vill säga för guppen småhus, fritidshus och komplementbyggnader) har vi antagit att drift- och underhållskostnaden endast utgörs av komponentbyte (typiskt 50 SEK/kW, år) medan arbetstid som åtgår till administration och tillsyn värderas till noll. Eftersom kommersiella aktörer ofta lägger ut sådant på en extern part har vi för dessa aktörer lagt på en extrakostnad, i storleksordning densamma som för komponentbytet. För större anläggningar som inte räknas som mikroproduktion (gränsen går vid ca 43 kW) tillkommer dessutom en kostnad för nättariffen vilket i verkligheten varierar mellan elnätsföretagen (vi antar ett schablonvärde på 20 SEK/MWh).

I vår modell delas investeringskostnaden in i de fyra kostnadsposterna solcellsmodul, växelriktare, övrigt material och arbetskostnader. Användaren av vår EXCEL-modell kan enkelt ändra dessa kostnader eller lägga till ytterligare poster (det vill säga separera ut från våra fördefinierade poster) om det är relevant. Drift- och underhållskostnader delas in i nättariff, komponentbyte, arrende, försäkring och tillsyn/administration. Vi har i våra beräkningar i huvudsak begränsat oss till komponentbyte och, för de större anläggningarna, nättariff samt kostnader för tillsyn.<sup>14</sup> Även här är det enkelt för modellanvändaren att göra egna val.

### 3.4.3 Kostnader för markbaserade installationer

När det gäller kostnaden för markbaserade installationer så har vi, som vi tidigare visats, försökt att hitta ett antal lämpliga samlokaliseringalternativ, närmare bestämt samlokalisering med vindkraft, flygfält och deponier. Orsaken till detta är att försöka definiera potentiella ytor där det kan vara särskilt kostnadseffektivt att installera solceller. Utöver detta har valt att göra en kategori med övriga ytor då vi konstaterar att det finns ett antal potentiellt lämpliga ytor som inte låter sig definieras på ett enkelt sätt som samlokalisering med annan verksamhet.

<sup>13</sup> Val av storlekar och investeringskostnader för olika anläggningar har gjorts i samråd med Solkompaniet.

<sup>14</sup> Nättariff utgörs av elnätsföretagets kostnader för en anslutning av en solelinstallation och är noll för mikroproducenter. Om effekten överstiger 43 kW (och man fortfarande matar in mindre än man förbrukar på årsbasis) har elnätsföretaget rätt att ta ut en avgift för mätning och administration.

När det gäller kostnaden för markbaserade installationer så har vi baserat våra antaganden på verkliga erfarenheter för svenska förhållanden (dataunderlag från Solkompaniet och intervjuer i projektet) samt en studie genomförd av Energimyndigheten (Energimyndigheten, 2017). Vi har också hämtat visst underlag från en tysk studie gjord vid Fraunhofer (2015) samt gjort egna bedömningar med avseende på specifika förutsättningar för samlokalisering. Vi har valt att dela in kostnaderna för markbaserade solcellssystem i 7 kostnadsposter:

- Solcellsmoduler, vilket omfattar de färdiga modulerna. Här finns skalfördelar främst relaterat till att de specifika kostnaderna minskar med storleken på inköp, dvs för större solcellsparkar.
- Växelriktare, som ofta levereras i standardstorlekar. Här finns vissa skalfördelar då växelriktarna har blivit allt större, men specifika kostnadsminskningar fås i dagsläget sannolikt huvudsakligen genom ökat storlek på inköp.
- Infrastruktur omfattar vägar, stängsel och stativ för att montera solcellerna på. Här ligger kostnadsdimensionen dels i hur förutsättningarna ser ut för den enskilda solcellsparken och dels i storleken på inköp.
- Kablar inkluderar kostnader för all kabeldragning inom en solcellspark, dvs. mellan moduler och växelriktare. Kostnaderna sjunker något med storlek på anläggning.
- Transformator och ställverk, där det finns en skalfördel för en större installerad effekt.
- Elnätsanslutning där kostnaden beror dels på avståndet till det befintliga elnätet och dels på förutsättningarna för anslutningspunkten. Även här finns en storskalfördel vid en högre installerad effekt.
- Arbete, inkluderar allt arbete för projektering och tillstånd samt installation av en solcellspark. Typiskt minskar den specifika arbetskostnaden med storleken på anläggningen.

I våra kostnadsbedömningar har vi varit något försiktiga med avseende på hur de specifika kostnaderna sjunker över tid.

De löpande drift- och underhållskostnaderna består av nättariff, komponentbyte, arrende, försäkring och administration. Vi baserar våra skattningar av dessa kostnader på diskussioner med branschföreträdare och Energimyndighetens studie (Energimyndigheten, 2017). I dagsläget finns av förklarliga skäl väldigt liten erfarenhet på detta område, åtminstone för nordiska förhållanden.

### 3.5 Utblick: Bedömning av teknisk-ekonomisk utveckling

Vi har i denna studie valt att koncentrera oss på kostnadsbilden för nuläget. Modellverktyget är dock förberett för att ta fram en motsvarande kostnads- och utbudskurva för framtida år med ett annat kostnadsläge (man väljer då helt enkelt ett annat år i modellverktyget). Potentialen kan ändras något som ett resultat av förbättrade verkningsgrader. Takytorna antas dock vara desamma som idag, vilket också gäller markytorna. På så sätt ändras alltså inte potentialen för ett framtida år.<sup>15</sup> I detta avsnitt diskuterar vi kort kring några av de faktorer som är viktiga för teknikutvecklingen för solceller. Vi har dock inte explicit inkluderat detta i nuvarande utformning av modellverktyget.

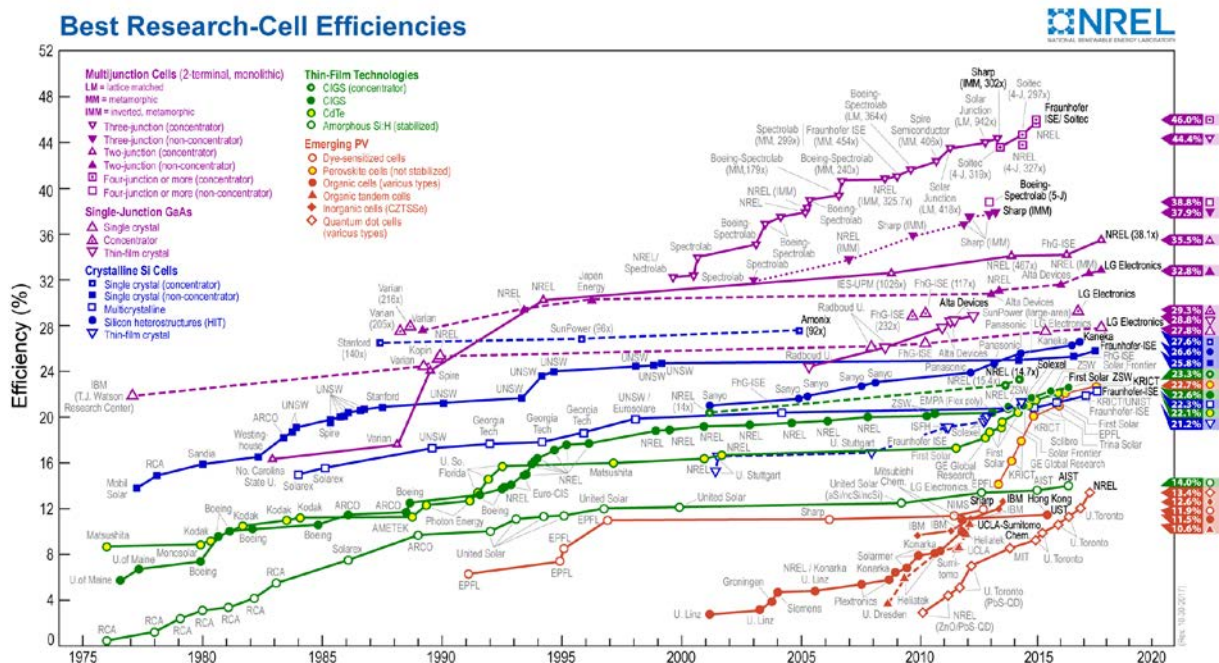
---

<sup>15</sup> Detta är naturligtvis en förenkling. Potentialen för samlokalisering med vindkraft är ett bra exempel på en potential som lär öka i framtiden i takt med att fler vindkraftsparkar byggs i Sverige. Genom att utveckla modellstrukturen något kan man även inkludera en tidsdynamik i potentialdimensionen om man så önskar. Men detta är alltså inte förberett i den nuvarande versionen.



### 3.5.1 Verkningsgrad

Det finns ett stort antal solcellstekniker med olika verkningsgrad, kostnader och som har nått olika mognadsgrad. National Renewable Energy Laboratory (NREL) sammanställer och uppdaterar löpande de bästa forsknings-solcellerna för olika tekniker, se Figur 3.23. I denna studie fokuserar vi dock på den vanligaste kommersiella tekniken idag, monokristallina kisel-solceller, där det aktuella rekordet för forsknings-solceller är 25,8 %. För kommersiella solceller är dock verkningsgraden lägre, och då man beaktar hela systemverkningsgraden (det vill säga förhållandet mellan energin i infallande solstrålning och den producerade elenergin efter växelriktaren) ligger den normalt mellan 15-16 % (Strid och Larsson, 2017). Vi har i våra beräkningar utgått från en systemverkningsgrad om 15 %. I modellverket är det enkelt att ansätta en verkningsgradsförbättring över tid för en kostnads- och potentialskattnig för ett framtida år. En förbättrad verkningsgrad medför att energiutbytet ökar i motsvarande omfattning.



Figur 3.23: Rekord för de bästa forsknings-solcellerna för olika tekniker.

### 3.5.2 Systemdegradering

När det gäller degradering så kan den naturligtvis skilja sig åt mellan olika tekniker; vårt fokus ligger dock på kisel-solceller. Jordan och Kurtz (2012) har genomfört en metaanalys som omfattar 2000 studier gällande degradering av solcellmoduler under de senaste 40 åren. Studien omfattar främst kiselbaserade solceller men även tunnfilms-celler. Resultatet visar en degradering med ett medianvärde om 0,5% per år (medelvärdet är något högre). Det visas också att degraderingen är något högre under de första 10 åren jämfört de följande 10 åren, samt tiden efter det. Vi har i denna studie inte explicit räknat med degradering. Däremot har vi tagit höjd för en viss försämring av systemverkningsgraden när vi beräknat energiutbytet, alternativt antalet fullasttimmar.

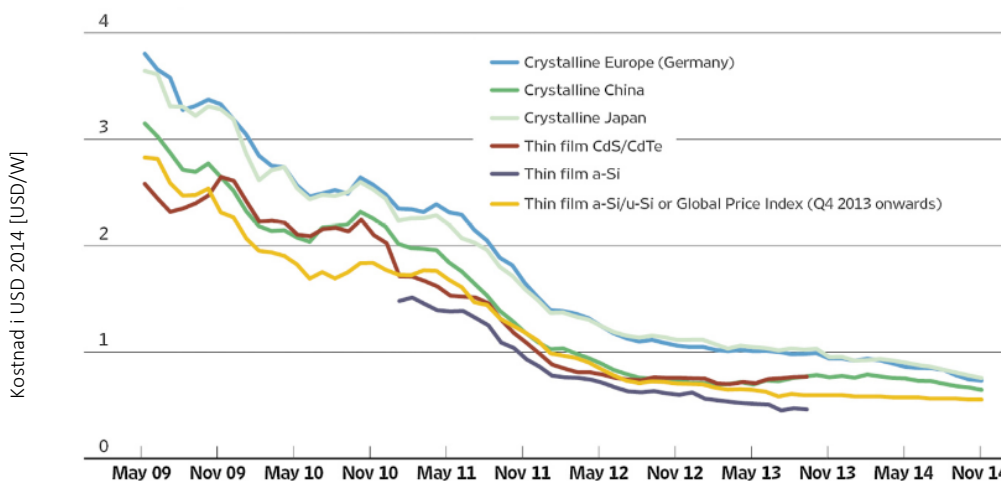
### 3.5.3 Investeringskostnader

Den specifika investeringskostnaden för solcellsinstallationer förändras i takt med den tekniska utvecklingen och bestäms bland annat av faktorer såsom:

- Förbättrade produktionsmetoder bidrar till minskade kostnader.
- Skalfördelar, vilket är en klassisk förklaring till minskade produktionskostnader.
- Råvarupriser, vilka kan variera både upp och ned inom relativt korta tidsspann.
- Installations- och monteringskostnader, där kostnaden brukar minska över tid på grund av ökad konkurrens, ökad erfarenhet och effektivisering.

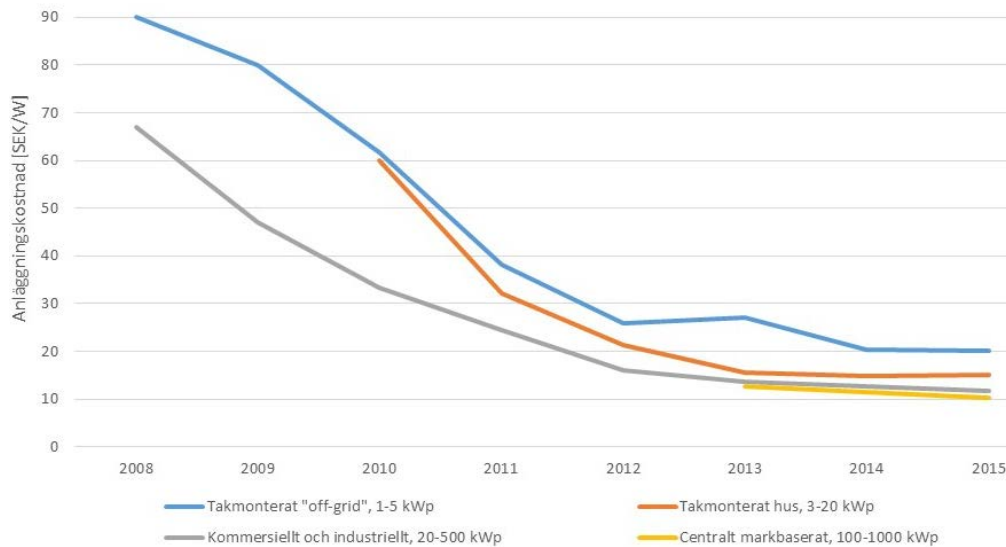
Även verkningsgradsförbättringar, som vi diskuterade i föregående avsnitt, leder till minskade investeringskostnader. En förbättring i verkningsgrad leder nämligen till att det behövs färre moduler för en given systemeffekt vilket i sin tur minskar den specifika investeringskostnaden. Detta påverkar i förlängningen också monteringskostnaden (se exempelvis NREL, 2017).

Gällande kostnader för solceller så har dessa sjunkit kraftigt de senaste årtiondena. Som illustreras i Figur 3.24 så sjönk kostnaden med mer än 80 % mellan 2009 och 2014 (IRENA, 2015). Enligt IRENA (2016) har kostnaden för hela solcellssystem (det vill säga inklusive kringutrustning) sjunkit med 50 % under samma period, dvs. 2009-2014. IRENA:s prognos är också att kostnaderna kommer att fortsätta sjunka, närmare bestämt med närmare 60 % från 2015 till 2025, dock förknippat med stor osäkerhet. Även om det skiljer en hel del mellan olika bedömningar avseende framtida kostnadsutveckling, så tror man generellt på en betydande fortsatt kostnadsminskning framöver. Vartiainen et al. (2015) bedömer att kostnadsreduktion för solceller kommer att vara ungefär 40 % fram till 2030. KIC InnoEnergy (2015) uppskattar att investeringskostnaden sjunker med typiskt 20% till 2030, med vissa skillnader mellan olika typer av solcellsinstallationer. Detta ligger i paritet med det vi själva ansatt som kostnadsutveckling i den nuvarande utformningen av vårt modellverktyg. Som nämnts tidigare har vi dock i denna studie inte valt att lyfta fram några resultat för ett framtida år även om modellverktyget delvis är förberett för det. För modellanvändaren är det dessutom enkelt att göra egna kostnadsantaganden, såväl i nutid som för ett framtida år.



Figur 3.24: Kostnadsutveckling för solceller i Europa uppdelat på teknologi och tillverkningsland (IRENA 2015).

Kostnaderna för solcellssystem har reducerats även ur ett svenskt perspektiv, se Figur 3.25, där de lägsta specifika investeringskostnaderna nås vid större markbaserade system (Lindahl 2016), se gul linje i figuren.



Figur 3.25: Prisutveckling för solcellssystem i Sverige exkl. moms (baserat på data från Lindahl, 2016).

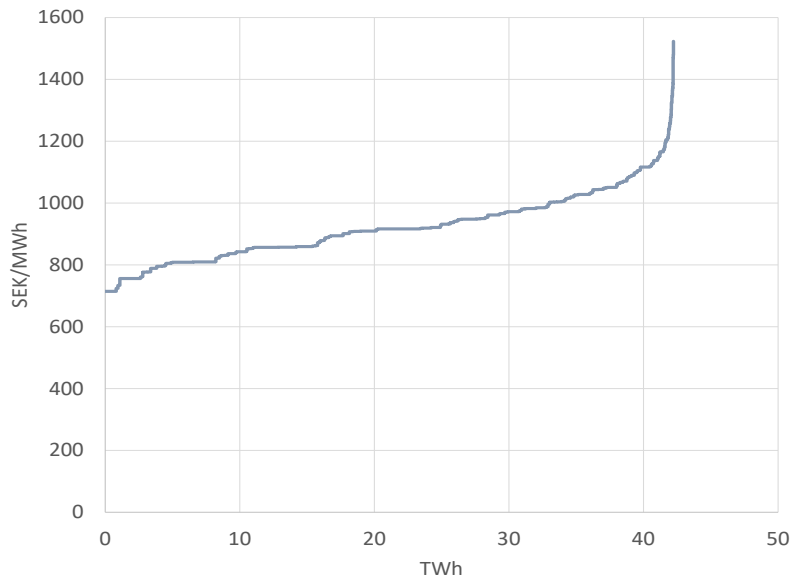
## 4 Resultat: kostnads- och utbudskurvor för solet i Sverige

I detta kapitel redogör vi för våra beräkningsresultat baserat på den metodik och de avgränsningar som vi redovisat i föregående kapitel. Av praktiska och metodmässiga skäl har vi separerat takmonterade anläggningar från markbaserade anläggningar. Avslutningsvis för vi också en kort diskussion kring lönsamheten för ett urval av de investeringsklasser som vi valt att studera i detta uppdrag. Kostnads- och utbudskurvorna för solet säger nämligen relativt lite om lönsamheten för dessa investeringar i synnerhet om man beaktar stödsystemen. Som vi har nämnt tidigare är modellverktyget förberett för en kostnads- och utbudsskattning även för framtida år, där framförallt investeringskostnaden antas sjunka men där även verkningsgradens sannolikt ökar. Vi har dock valt att begränsa redovisningen till det aktuella kostnadsläget.

### 4.1 Takmonterade installationer

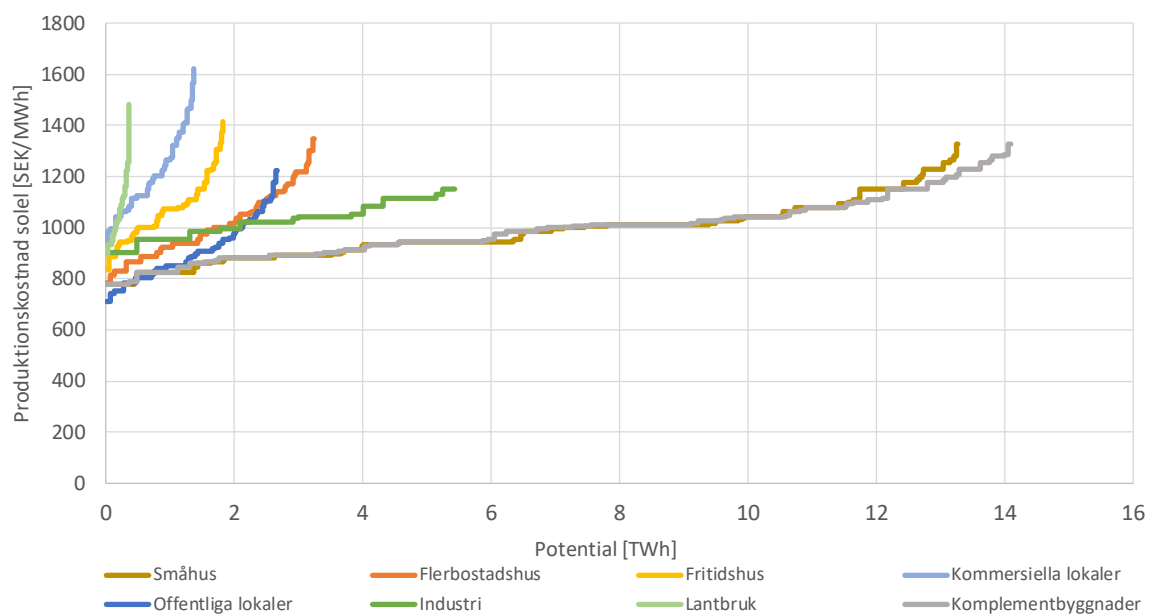
Baserat på våra antaganden och beräkningsförutsättningar kan vi rangordna våra 438 takanslutna installationsklasser efter stigande produktionskostnad med tillhörande aggregerad produktionsvolym, det vill säga potentialen (se Figur 4.1).<sup>16</sup> Totalt har vi därmed en tillgänglig produktionspotential på drygt 40 TWh till en maximal kostnad av ca 1 500 SEK/kWh. I andra änden av skalan återfinns ca 5 TWh med en produktionskostnad som understiger 800 SEK/MWh. De billigaste klasserna hittar vi i söderlägen i södra Sverige på småhustak och komplementbyggnader, men även på tak tillhörande flerbostadshus och offentliga lokaler. En viktig förklaring till att dessa byggnadstyper återfinns i den lägre kostnadsregionen är den lägre kalkylräntan.

<sup>16</sup> Modellverktyget är i nuläget förberett för 960 takmonterade klasser. Användaren kan alltså själv komplettera med ytterligare klasser om så önskas.

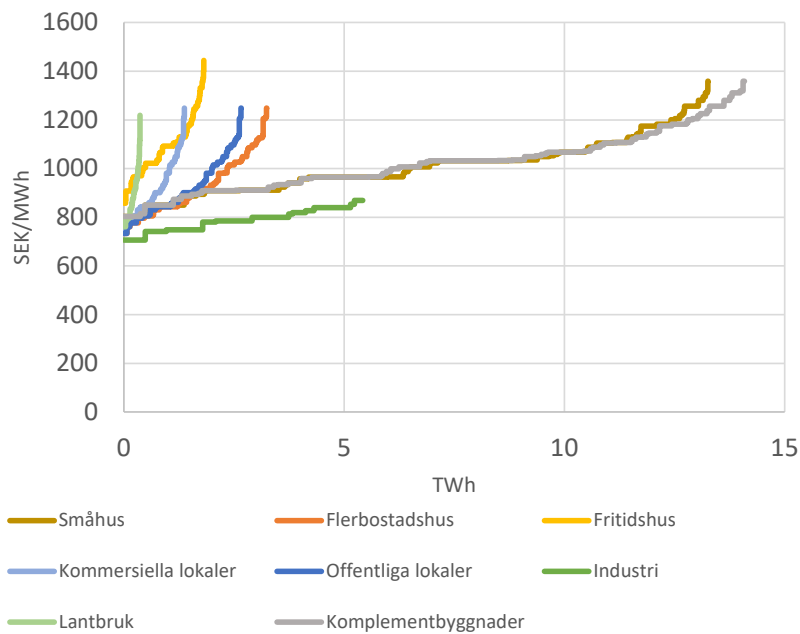


Figur 4.1: Den samlade kostnads- och utbudskurvan för sol på byggnadstak i Sverige (simuleringsår 2017).

I Figur 4.2 har vi delat upp den samlade kostnads- och potentialkurvan i åtta separata kurvor, en för varje byggnadstyp. Här kan man tydligt se att potentialen är som allra störst för småhus och komplementbyggnader vilket har direkt med de tillgängliga takytorna att göra. Samtidigt återfinns här de billigaste investeringarna vilket förklaras av de relativt lägre kalkylräntorna. Om vi istället utgår från samma kalkylränta för samtliga byggnadstyper så byter flera kostnadsklasser plats med varandra (Figur 4.3). Istället hamnar installationer på industritak långt ner, vilket förklaras av skalfördelar (stora installationer) på platta tak vända mot söder.

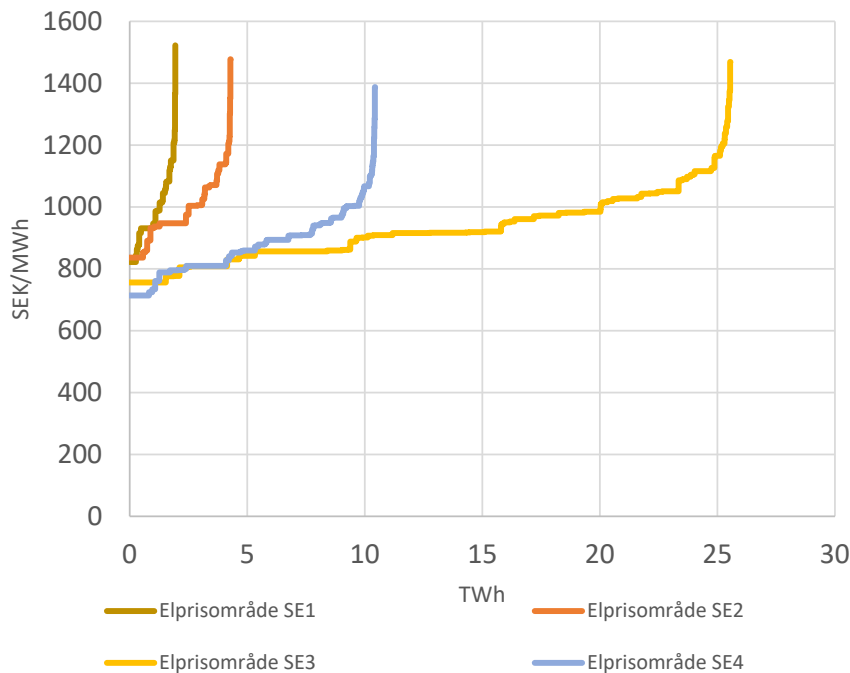


Figur 4.2: Kostnads- och potentialkurvor för respektive byggnadstyp.



Figur 4.3: Kostnads- och potentialkurvor för respektive byggnadstyp och real kalkylränta på 4%

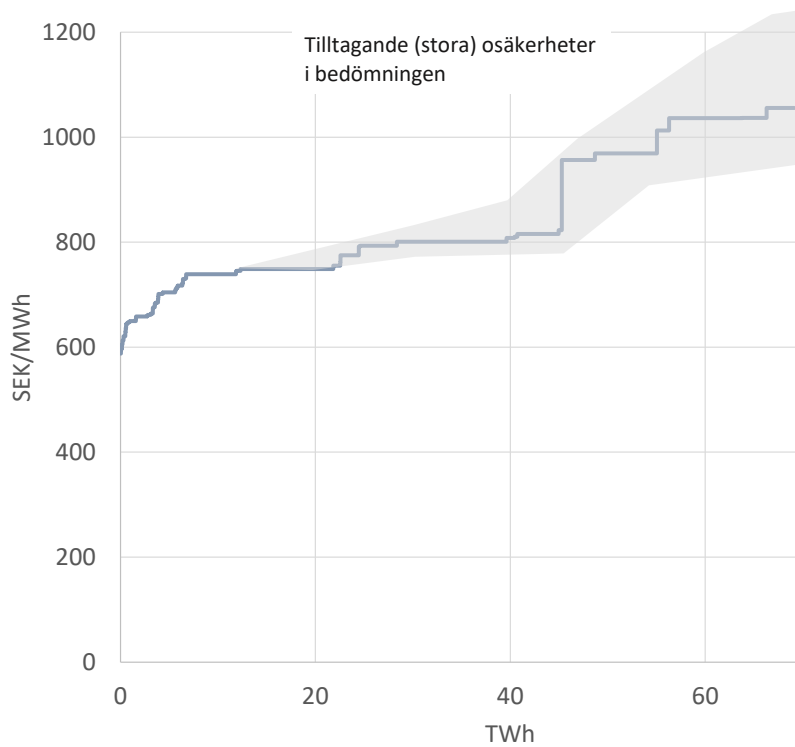
I Figur 4.4 redovisar vi kostnads- och utbudskurvorna för de takmonterade installationerna fördelade på de fyra elprisområdena (där "Stockholm – inland" och "Stockholm – kust" sammanförts till ett område, SE3 och där "Malmö-inland" och "Malmö-kust" sammanförts till SE4). Man kan tydligt se att de befolkningsintensiva områdena SE3 och SE4 har den största potentialen och dessutom generellt de lägsta kostnaderna. Det beror naturligtvis på den större tillgången till takytor och den, ur solinstrålningssynpunkt, gynnsammare geografiska lokaliseringen.



Figur 4.4: Kostnads- och potentialkurvor för samtliga byggnadstyper fördelade på de fyra olika prisområdena

## 4.2 Markbaserade installationer

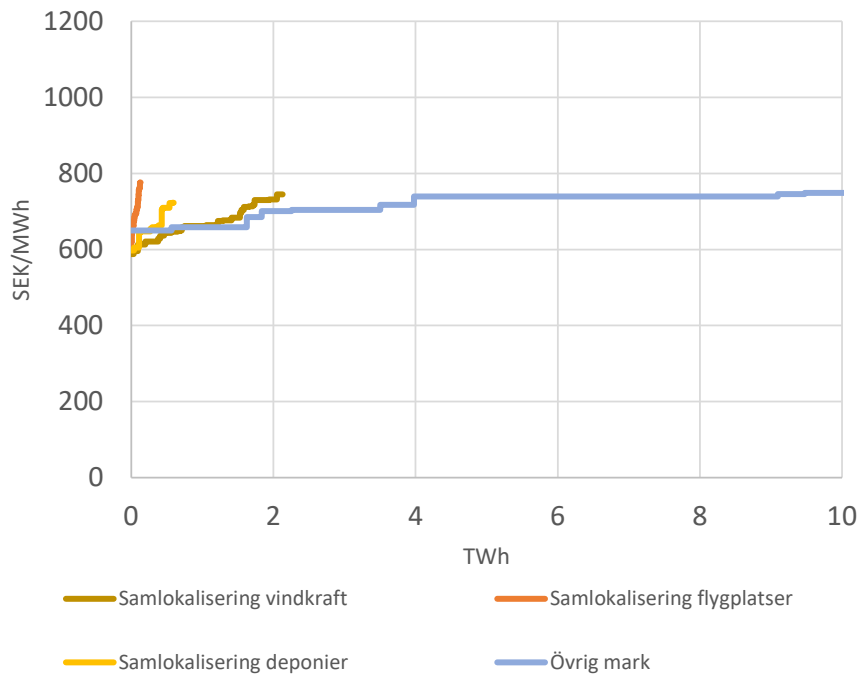
Kostnads- och potentialkurvan för markbaserade installationer presenteras i *Figur 4.5*. Där kan man se att omkring 5 TWh finns tillgängligt till en kostnad som understiger 700 SEK/MWh. Det handlar då i första hand om de olika samlokaliseringarna som vi valt att fokusera lite närmare på i denna studie där närheten till befintlig infrastruktur håller kostnaderna nere. I takt med att potentialen ökar, stiger också kostnaderna, framförallt för nätanslutningen som vi beskrivit tidigare. Vi upprepar den stora osäkerheten i våra bedömningar för potentialen där avståndet till befintlig infrastruktur blir mer signifikant och där följaktligen merkostnaden blir en reell faktor att räkna med. Baserat på våra relativt grova kostnadsuppskattningar finns en potential på drygt 50 TWh på mark där kostnaden sannolikt understiger 1 200 SEK/MWh och där potentiella konflikter med annan markanvändning är (mycket) små. Vi har antytt det tidigare och vi upprepar det gärna igen: potentialen för markbaserad solet är inte en begränsande faktor. Den markbaserade potentialen är dessutom sannolikt klart större än vad som visas i *Figur 4.5*. En kostnadsuppskattning blir då än mer svårbedömd (utan detaljerad GIS-analys) och det blir även svårare att vid så pass stora volymer bortse från systemintegrationskostnader om framställningen ska ha någon relevans ur ett elsystemperspektiv.



Figur 4.5: Den samlade kostnads- och utbudskurvan för solceller på mark i Sverige (simuleringsår 2017)

De markspecifika kostnads- och potentialkurvorna redovisas i Figur 4.6. Där blir det uppenbart att den överlägset största potentialen är på "övrig mark" där också osäkerheten i vår bedömning är som störst (x-axeln är brutet vid 10 TWh medan vår skattning på potentialen för "övrig mark" ligger på drygt 60 TWh). Förutom samlokalisering med vindkraft bedömer vi att potentialen för de övriga två

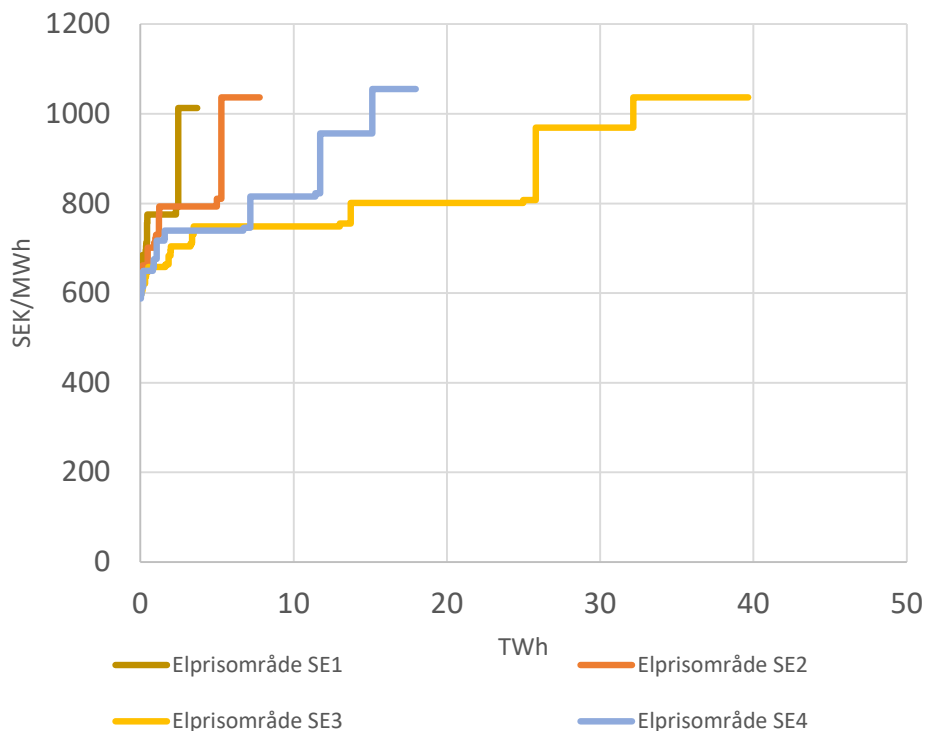
samlökaliseringsalternativen (flygplatser och aktiva deponier) är tämligen begränsade i sammanhanget.



Figur 4.6: Kostnads- och potentialkurvor för respektive marktyp (obsevera att x-axeln är bruten vid 10 TWh)

I Figur 4.7, slutligen, redovisar vi utfallet för markbaserade installationer per elprisområde. Bidraget från elprisområde SE3 bedöms vara störst eftersom de tillgängliga ytorna med låga alternativvärden är relativt stora (baserat på Jordbruksverkets underlag).





Figur 4.7: Kostnads- och potentialkurvor för samtliga byggnadstyper fördelade på de fyra olika prisområdena

### 4.3 Den lönsamma potentialen

Så här långt har vi varit strikt inriktade på att beräkna kostnaden och potentialen för att producera el från solceller. Det säger naturligtvis inget om hur mycket som är lönsamt att bygga ut. I enklare fall kan man jämföra de stigande kostnaderna i ett kostnads-utbudsdiagram för ett givet energislag med de förväntade intäkterna, typiskt ett elpris och ett elcertifikatpris för förnybar elproduktion. Den potential som markerar gränsen för när kostnaderna överstiger denna intäkt kan då sägas utgöra den lönsamma potentialen. För solcellsinvesteringar är dock bilden generellt inte så enkel. Det beror på att det finns ytterligare intäkter som bestäms av egenförbrukningens storlek och som är förknippade med de undvikna kostnaderna av inköpt el, det vill säga elskatt och den rörliga delen av elnätspriset. Dessutom tillkommer stöd i form av investeringsbidrag (30%) och skatterabatt för inmatad el. Egenförbrukningens storlek kan se mycket olika ut beroende på solelinstallationens utförande och på elförbrukningen i byggnaden. För renodlad elproduktion saknar egenförbrukningen praktisk betydelse, vilket är vår utgångspunkt för de markbundna anläggningarna.

Sammantaget gör detta att om en analys av lönsamheten hade varit det centrala i vår studie så hade vi sannolikt valt en annan klassindelning, exempelvis med avseende på brytpunkter för mikroproduktion, egenförbrukningens andel, elnätsavgifter, övre begränsningar för utbetalda stödbelopp (max 1,2 MSEK max investeringsbidrag respektive 18 000 SEK/år för skatterabatt) med mera. Med anledning av det väljer vi här att göra en enklare lönsamhetsbedömning baserat på vårt underlag, som ju tagit sin utgångspunkt i ett strikt *kostnadsperspektiv*.

Elpriset och elcertifikatpris är viktiga parametrar som är förknippade med stora osäkerheter, inte minst med avseende på den långa tidshorizonten (30 års livslängd). Vi antar att elpriset ligger på 300 SEK/MWh (årsgenomsnitt) och elcertifikatpriset på 100 SEK/MWh. Likaså elnätspriset

utformning och storlek är väldigt osäker, dels med avseende på var i landet man befinner sig och dels med avseende på den framtida utvecklingen. Det är framförallt den rörliga delen av elnätspriset som har betydelse då det är den man undviker betala för den egenförbrukade solelen. Vi antar att det rörliga elnätspriset ligger på 50-150 SEK/MWh beroende på byggnadstyp. Baserat på tidigare analyser (Energiforsk, 2017) ansätter vi en så kallad profileffekt kopplad till priset på inmatad solel. Vi antar alltså att det årliga genomsnittspriset för inmatad solel ligger drygt 90% under det oviktade aritmetiska medelvärdet (ovägt årsgenomsnitt).

Vi vill betona att denna lönsamhetsberäkning är av enklare slag. I själva verket är förutsättningarna unika för varje enskild installation. Det gäller även för våra kostnadsklasser inom respektive investeringskategori (byggnadstyp och typ av markinstallation). Vi har av praktiska skäl valt att ansätta typiska värden på de parametrar som styr lönsamheten för samtliga kostnadsklasser ("steg" på kostnadstrappan) inom den givna byggnadstypen och för de markbundna installationerna. Det gäller även för stödsystemens utformning som bland annat beror på installationens storlek. Det gör att förutsättningarna för en liten installation i anslutning till exempelvis ett flerbostadshus kan se annorlunda ut än för en stor installation på ett annat flerbostadshus då gränsen för mikroproduktion går vid 43 kW. Vi uttalar oss heller inte om vad som är systemmässigt lönsamt att bygga ut eftersom vi endast tittar på kostnader och intäkter för själva produktionen av solel. Vid en större expansion av solel tillkommer integrationskostnader i form av nätutbyggnad och balanseringskostnader som vi alltså inte inkluderar här.

Vi definierar lönsamhet som den brytpunkt på kostnads- och potentialkurvan då de årliga kostnaderna för en given installation (annualisering av investeringen enligt tidigare redovisade kalkylkriterier samt drift- och underhållskostnader) understiger intäkterna. Som vi nämnt ovan gör vi detta endast för en typisk installation som får representera hela beståndet (det vill säga byggnadstyp).

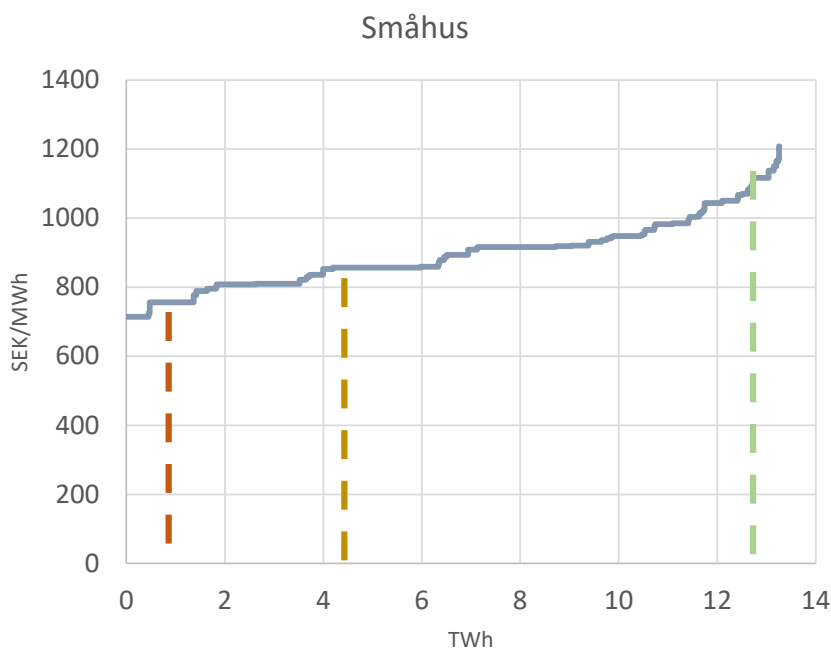
Vi begränsar vår skattning av den lönsamma potentialen till endast småhus (indirekt också komplementbyggnader), och markbaserade installationer vilket gör att vi täcker in huvuddelen av den identifierade potentialen.

#### 4.3.1 Småhus

För småhusinstallationer har vi antagit en egenförbrukning för hela småhusbeståndet på 60% (det vill säga 60% av solelproduktionen förbrukas internt i huset). Vidare antar vi ett rörligt elnätspris på 150 SEK/MWh och en nätnyttä på 20 SEK/MWh. Elskatt på drygt 300 SEK/MWh undviks för den egenförbrukade solelen. När det gäller elcertifikat antar vi att man inte erhåller elcertifikat för den egenförbrukade elen men väl för den el som matas ut på nätet.

Om vi för enkelhets skull antar att skattesubventionen och investeringsstödet inte är begränsat så är så gott som hela småhuspotentialen lönsam idag, det vill säga lite drygt 12 TWh (se Figur 4.8 och den gröna streckade linjen). Den relativt låga kalkylräntan förklarar en del av detta men även det relativt generösa stödet. Investeringsstödet är dock i skrivande stund begränsat till drygt 2,5 miljarder under åren 2018-2020. Om hela den potten skulle användas för att stötta solelinstallationer på småhustak skulle det räcka till grovt räknat 0,5 GW eller omkring 0,5 TWh vilket därmed är en bråkdel av den totala potentialen. Det indikerar att vi inte bör räkna med investeringsstödet om vi vill bedöma lönsamheten för en större volym solel (såvida investeringsstödet inte utökas). Räknar vi bort investeringsstödet så skulle istället omkring 4-5 TWh vara lönsamma (brytpunkten inträffar vid en produktionskostnad på omkring 850 SEK/MWh i detta räkneexempel; se den gula streckade linjen i Figur 4.8). Tar vi även bort skatterabatten för den inmatade elen så är i nuläget inga investeringar på

småhus lönsamma givet de ekonomiska förutsättningar som vi utgått från här. I ett sådant fall måste därmed investeringskostnaderna sjunka ytterligare och/eller en betydligt högre egenförbrukningens och/eller intäkterna knutna till elpris och elcertifikat vara avsevärt högre. Om vi exempelvis antar att alla småhusinstallationer har en egenförbrukning på 100% men inte får vare sig skatterabatt eller investeringsstöd, och i övrigt allt annat lika, så skulle omkring 1 TWh av installationerna vara lönsamma idag, det vill säga endast de absolut bästa lägena och med låga installationskostnader (den röda streckade linjen i Figur 4.8). I takt med att den tekniska utvecklingen fortskrider och kostnaderna för solceller fortsätter att falla kommer dock den lönsamma potentialen kunna öka även om stödsystemen fasas ut. Men där är vi inte riktigt än.



Figur 4.8: Kostnads- och utbudskurva för solelinstallationer i anslutning till småhus (de streckade linjerna markerar grova uppskattningar på vilken mängd som är lönsam givet olika förutsättningar (grön linje, givet att alla installationer får befintligt stöd; gul linje, givet att endast skattereduktion inkluderas; röd linje, givet att stöden tas bort och att egenförbrukningen ligger omkring 100%).

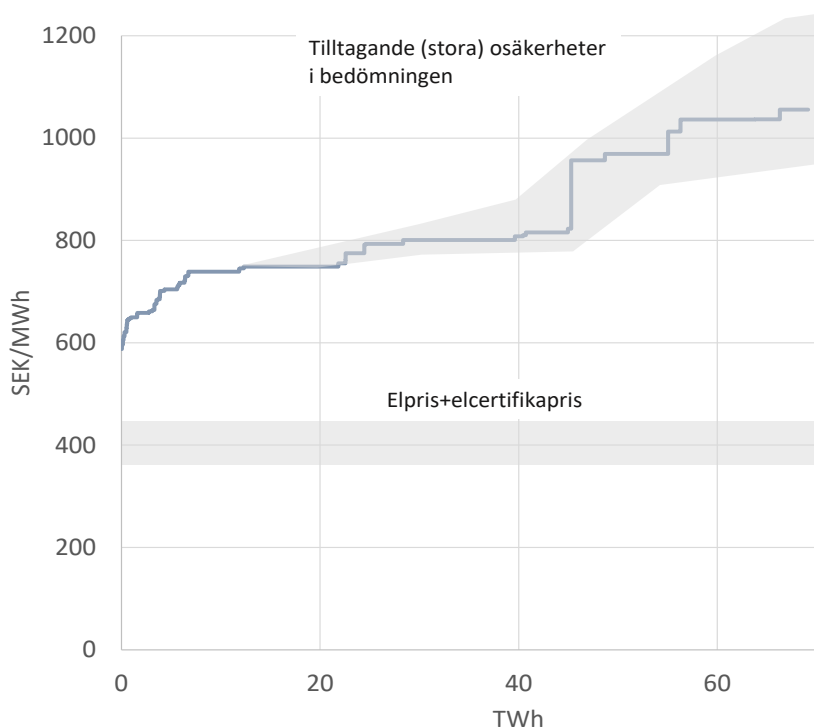
Vi antar att komplementbyggnader i huvudsak äga av samma aktörer som småhus, det vill säga privatpersoner. Takytorna är också jämförbara varför kostnadsstrukturerna är snarlika (se Figur 4.2). Det resonemang vi för kring lönsamhet för solelinstallationer på småhustak bör alltså också vara tillämpligt här. Möjligen är egenförbrukningens andel lägre i komplementbyggnadsfallet. Det skulle i så fall sannolikt reducera lönsamheten något allt annat lika. En hög egenförbrukning är avgörande för lönsamheten om vi exkluderar investeringsstöd och skatterabatt för inmatad el.

#### 4.3.2 Installationer på mark

Här gör vi för enkelhets skull antagandet att markinstallationerna ägs av kommersiella elproducenter och att det inte finns någon egenförbrukning att matcha elproduktionen mot.

Produktionskostnaderna för de mest gynnsamma markbaserade installationerna är klart lägre än motsvarande takmonterade installationer (i storleksordning 600-700 SEK/MWh jämfört med 700-800 SEK/MWh), trots att vi antar en högre real kalkylränta för de markbaserade anläggningarna. Det förklaras, som vi nämnt tidigare, av skalfördelarna och konsekvent utnyttjande av optimalt placering

av panelerna (sydläge med brant vinkel). Å andra sidan begränsar sig intäkterna för de markbaserade anläggningarna till enbart försäljning av el och elcertifikat. Investeringsstödetets övre gräns på 1,2 MSEK blir bindande för stora anläggningar vilket innebär att detta stöd reducerar investeringskostnaden med i storleksordningen 5% för en typisk anläggning på 2 MW. Dessutom är, som vi påpekat tidigare, stödet begränsat i volym motsvarande i storleksordning en halv TWh (se föregående avsnitt om småhus). För en bedömning av den lönsamma potentialen för storskaliga anläggningar på mark har därför stödsystemet en underordnad roll (storskaliga anläggningar åtnjuter heller ingen skatterabatt). Därmed så erhåller en typisk storskalig anläggning intäkter på i storleksordningen 400 SEK/MWh under de kommande åren vilket alltså ligger långt under de bästa lägenas kostnader på ca 600 SEK/MWh (se Figur 4.9). För att få lönsamhet i sådana anläggningar krävs därmed idag ytterligare intäkter, i form av exempelvis "good-will", eller alternativa affärsmodeller i form av exempelvis bilaterala avtal med kunder med högre betalningsvilja.



Figur 4.9: Kostnader för markbaserade solcellsanläggningar jämfört med förväntade intäkter från el- och elcertifikatförsäljningen under de kommande åren.

## 5 Referenser

- Ekström D (2012) Gotlands solelpotential. Uppsala universitet. UPTEC ES12 019.
- Axelsson E; Blomqvist P; Dvali K; Ludvig K; Unger T (2017) Utbyggnad av solel i Sverige – Möjligheter, utmaningar och systemeffekter. Energiforsk, Rapport 2017:376.
- Energimyndigheten (2017) Produktionskostnader för el från solceller i Sverige – intervjustudie med solcellsbyggare under 2017, ER 2017:08.
- Engström L (1983), Solceller i bebyggelsen, Technical Report Efn-projekt 5260 241, VBB, Stockholm.
- Fraunhofer ISE (2015) Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term scenarios for market development, System prices and LCOE of Utility-Scale PV systems. Study on behalf of Agora Energiwende.
- Fraunhofer ISE (2018) Recent facts about photovoltaics in Germany.  
[www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/recent-facts-about-pv-in-germany.html](http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/recent-facts-about-pv-in-germany.html)
- IRENA (2015). Renewable Power Generation Costs in 2014. [www.irena.org](http://www.irena.org)
- Johnsson B (2008) Kartläggning av mark som tagits ur produktion. Jordbruksverket Rapport 2008:7.
- Jordan D; Kurtz S (2012) Photovoltaic degradation rates – An analytic review. Journal Article NREL/JA-5200-51664.
- KIC InnoEnergy (2015) Future renewable energy costs: solar photovoltaics.
- Kjellsson E (1999) Potentialstudie för byggnadsintegrerade solceller i Sverige. Rapport 1 – Ytor på byggnader. Lunds tekniska högskola: Avdelning för byggnadsfysik, Lund.
- Kjellsson E (2000) Potentialstudie för byggnadsintegrerade solceller i Sverige, Rapport 2.
- Kamp S (2013) Sveriges potential för elproduktion från takmonterade solceller – Teoretisk, teknisk och ekonomisk analys. Uppsala universitet. UPTEC ES13 033.
- Lindahl J (2016). National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2015. PVPS, International Energy Agency.
- Norberg I; Pettersson O; Gustavsson A; Kovacs P; Boork M; Ollas P; Widén P; Lingfors D; Marklund J; Larsson D; Ingman D; Jältorp H (2015) Solel i lantbruket –realiserbars potential och nya affärsmodeller. Rapport 433, JTI – Institutet för jordbruks- och miljöteknik, Uppsala.
- NREL (2017) U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017.
- Stridh B; Campana P; Landelius T; Andersson S; Holm E; Lind M (2017) Elproduktionsutvärdering från solcellsanläggningar. Energiforsk rapport 2017:387.
- Strid B; Larsson D (2017) Investeringskalkyl för solceller. E2B2 rapport 2017:02
- Ullman E. (2017) Solceller och vindkraftverk – samverkan vid elproduktion. Högskolan i Halmstad.
- Vartiainen E.; Masson G.; Breyer C. (2015). PV LCOE in Europe 2014-2030.
- Widén J; Weiss P (2011) Solenergi i Dalarnas bebyggelse – Potential till år 2020 och 2050