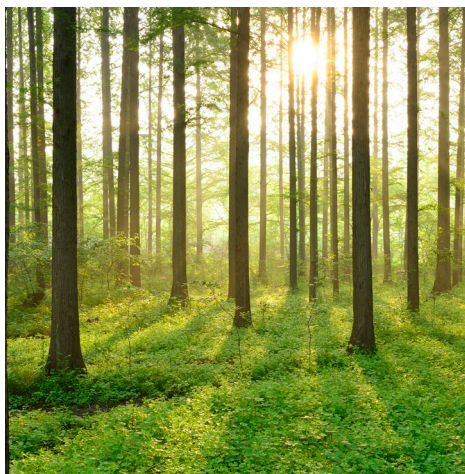


UTBYGGNAD AV SOLEL I SVERIGE

RAPPORT 2017:376



Utbyggnad av solceller i Sverige

Möjligheter, utmaningar och systemeffekter

ERIK AXELSSON, PETER BLOMQUIST, KATJA DVALI,
KJERSTIN LUDVIG OCH THOMAS UNGER

ISBN 978-91-7673-376-9 | © Energiforsk september 2017

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

Förord

Projektet Utbyggnad av solen i Sverige har genomförts inom Solelprogrammet som drivs i samverkan mellan Energimyndigheten och Näringslivet.

I rapporten analyseras de möjligheter, utmaningar och systemeffekter som kan knytas till en kraftig utbyggnad av solen i Sverige. Förhoppningen är att kunskapen kan bidra till en bättre förståelse för förutsättningarna för en utbyggnad av solen och de effekter som det kan medföra på energisystemet i stort och elsystemet i synnerhet.

Projektet har genomförts av Profu under projektledning av Erik Axelsson. Projektgruppen vill tacka referensgruppen som har bidragit med mycket kunskap och klokskap under projektets gång. Referensgruppen bestod av: Maria Alm, Energimyndigheten, Maria Brogren, Sveriges Byggindustrier, Jonas Cognell, Göteborg Energi, David Larsson, Solkompaniet, Johan Lindahl, Svensk Solenergi, Susanne Lindmark, Energimyndigheten, Tobias Rehnholm, Vattenfall, Johan Tjärnström, Akademiska hus, Tobias Walla, Energimyndigheten

Sammanfattning

Andelen förnybar energi har ökat kraftigt i EU under det senaste decenniet, inte minst solenergi som ökade från knappt 0,7 TWh till 97 TWh mellan 2004 och 2014. I Sverige är andelen solenergi fortfarande marginell (ca 1 promille av den totala elproduktionen) men ökningstakten de senaste åren har varit kraftig. Sannolikt kommer denna utveckling att fortsätta, men det beror till stor del på vilka förutsättningar som ges framgent och hur förberett elsystemet är på att ta emot större mängder solenergi. För att ange en storleksordning för framtida mängder solenergi i Sverige, kan nämnas att i Energimyndighetens förslag på strategi för ökad solenergi nämns intervallet 7 till 14 TWh i årsproduktion år 2040.

Detta projekt analyserar de möjligheter, utmaningar och systemeffekter som kan knytas till en kraftig utbyggnad av solenergi i Sverige. Syftet är att få en bred förståelse för förutsättningarna för en utbyggnad av solenergi och de systemeffekter som det kan medföra. De möjligheter och hinder, samt deras påverkansfaktorer, som identifierats i projektet är sammanfattade i Tabell A. Som bekant utgör solensinstrålning en i det närmaste oändlig resurs, vilket är en grundläggande drivkraft och möjlighet för solenergi. Vidare varierar solens instrålning över året, under dagen och med väderlek. Även om variationen över dygnet har en viss korrelation med elbehovet över dygnet, utgör variabiliteten huvudsakligen en utmaning för integrationen i elsystemet, i synnerhet om utbyggnaden av solenergi når större volymer. Framförallt medför variationen över året att solenergi producerar som mest när elbehovet är som lägst i Sverige. Om exempelvis solenergi ska täcka Sveriges effektbehov på sommaren (ca 10 GW), motsvarar det en årsproduktion på ca 10 TWh (utifrån en utnyttjningstid på ca 1000 h/år), vilket kan jämföras med Sveriges elenergibehov på 140 TWh.

TABELL A. Sammanställning av möjligheter och hinder och deras påverkansfaktorer.

Förutsättning	Möjlighet	Hinder	Påverkas av
Oändlig resurs	x		Geografi, väder och verkningsgrad.
Variabel produktion		x	Geografi och väder.
Tillgänglig yta (stor)	x		Solläge, takhinder, renoveringstakt, nyproduktion och markanvändning.
Intresse (stort)	x		Energi- och miljömål, önskan att vara självständig, kunskap.
Ekonomi (osäker)	x	x	Olika styrmedel för olika fall, styrmedel förändras, osäkert elpris, fortsatt kostnadsreduktion.
Regelverk (komplicerat)		x	Ej anpassat för sol (t.ex. egen-användning i flerbostadshus), många gränser och regler.
Elnät	x	x	Klarar mycket solenergi, ev. lokala problem (t.ex. vid kluster) och problem vid kraftig expansion.
Systemkonsekvenser	x	x	Omvärldens utveckling och åtgärder för att integrera solenergiproduktionen.

Tillgänglig yta för solceller utgör dock i sammanhanget inget hinder. Vårt räkneexempel om 10 GW solenergi motsvarar endast en femtedel av lämpliga och tillgängliga takytor enligt de litteraturstudier vi har genomfört. Därtill finns det

stora markytor, exempelvis motsvarande över 100 GW om man enbart inkluderar oanvänd jordbruksmark.

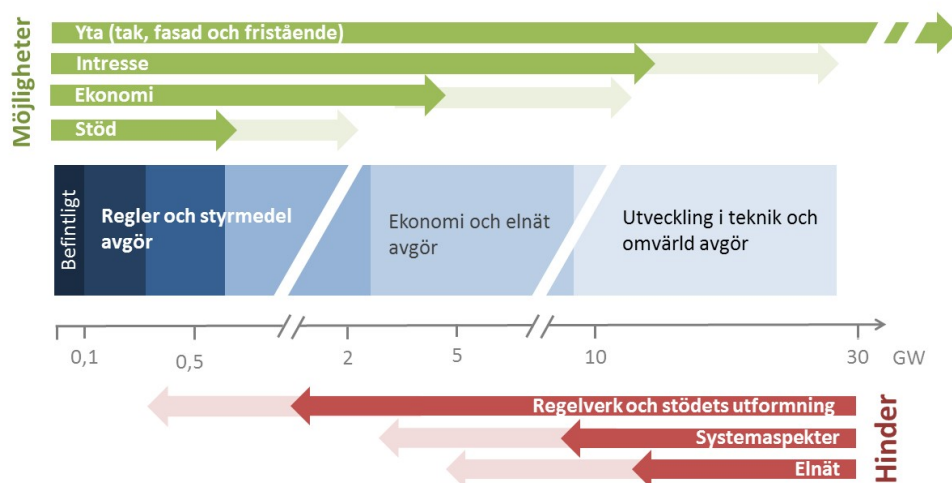
Enkät- och intervjustudier med privatpersoner och organisationer visar att attityden till solceller generellt är positiv. Exempelvis är intresset för att investera i solceller stort, enkätsvaren gav att ca hälften av privatpersonerna skulle vilja producera solceller. Huvudsakliga drivkrafter som anges är miljöskäl, ekonomi samt en önskan att vara mer oberoende. Intervjuerna av större fastighetsägare visar att intresset är stort även hos dem. Främsta motiven för denna kategori av investerare är att nå sina energi- och miljömål, samt att marknadsföra sig mot olika grupper både internt och externt, vilket anses bidra till bättre lönsamhet på lång sikt.

Intervjuerna, tillsammans med vår analys av ekonomi och styrmedel, visar att lönsamheten varierar beroende på förutsättningarna, inte minst vilka styrmedel man är berättigad till. Då styrmedlen är under omarbetning och i viss mån osäkra (exempelvis huruvida man får investeringsbidrag eller inte, och hur lång tid man kan få skattereduktion) är vår slutsats att även den ekonomiska kalkylen för en solcellsinvestering utgör en osäkerhetsfaktor, och att osäkerheten i sig är ett hinder. Kopplat till detta utgör även regelverket och utformningen av styrmedlen ett hinder för investeringar i dagsläget. Som exempel kan nämnas att effektgränsen på 255 kW, över vilken man är skyldig att betala energiskatt på egenanvändning av egenproducerad solceller, får många att avstå från investeringar (det finns dock ett liggande förslag på förändring av denna regel). Till stor del avgörs alltså den ekonomiska kalkylen av vilka styrmedel man är berättigad till. Förutsatt ett tydligare regelverk och långsiktiga styrmedel, samt fortsatt teknisk utveckling bedöms den ekonomiska kalkylen på längre sikt vara en möjlighet snarare än ett hinder, varför förutsättningen "Ekonomi" är markerat som både möjlighet och hinder i Tabell A.

Litteraturstudier och intervjuer avseende begränsningar kopplade till elnätet pekar på att elnätet i många avseenden klarar stora mängder solceller utan att större eller dyrare åtgärder behöver vidtas. Detta förutsätter dock att solcellerna installeras på ett korrekt sätt och med en genomtänkt styrning. En enkel kvantifiering av elnätets potential, givet att så gott som inga nätförstärkande investeringar erfordras, bygger på antagandet att all producerad el konsumeras direkt hos producenten. Det skulle motsvara en installerad effekt på i storleksordning 1 kW per hushåll, vilket sett över Sveriges samtliga hushåll kan summeras till 4 GW. En annan utgångspunkt skulle vara att utgå från den nivå som finns i länder med mycket solceller, exempelvis Tyskland med en solcellproduktion på ca 7 % av den inhemska elkonsumtionen, och där man nu börjar nå en situation där elnätet blir begränsande i allt större utsträckning. Motsvarande mängd solceller i Sverige skulle innebära en installerad effekt om ungefär 10 GW.

De nivåer av solceller som ovanstående kvantifieringar ger har i projektet undersökts ur ett systemperspektiv för att analysera konsekvenserna i Nordeuropas elsystem. Vi har dessutom gjort modellberäkningar i syfte att kvantifiera en kostnadseffektiv utbyggnad av solceller i Sverige under olika omvärldsförutsättningar. Resultaten pekar på att, beroende på förutsättningar, kan en installerad effekt på mellan 3 och 8 GW solceller i Sverige kring år 2035 vara kostnadseffektiv. Produktionsnivåer som överstiger detta spann medför så pass stor elprispåverkan att fortsätta

investeringar inte längre är lönsamma enligt modellberäkningarna. Notera att den kostnadseffektiva nivån beror på en rad ekonomiska förutsättningar men även en del tekniska förutsättningar, såsom hur väl man lyckas integrera solen, exempelvis med efterfrågeåtgärder.



Figur A. Syntes av förutsättningarna för utbyggnad av solen i Sverige.

Ovanstående kvantifieringar kan sammanfattas i en bild där förutsättningarna för utbyggnad av solen i Sverige visualiseras, se Figur A. Avsikten med denna figur är att ge en bild av de möjligheter och hinder som föreligger för en kraftig utbyggnad av solen i Sverige. Vi gör inte anspråk på att presentera en helt exakt bild, och man ska även vara medveten om att bilden är föränderlig, inte minst vad gäller stödsystem och teknikutveckling. Förutom att på ett enkelt och pedagogiskt vis sammanfatta de viktigaste påverkansfaktorernas bidrag till att förstärka ("möjligheter") eller dämpa ("hinder") utvecklingen inom solområdet i Sverige, kan bilden exempelvis användas för att tydliggöra var insatser bör göras först för att underlätta en fortsatt utbyggnad, eller för att identifiera potentiella problemområden som inte är lika överhängande.

Utifrån de resultat och slutsatser som framkommit i detta projekt, ser vi att fortsatt arbete inom området bör fokusera på hur utbyggnaden av solen kan göras så resurseffektivt som möjligt för att inte riskera att solenutbyggnaden blir ifrågasatt. En sådan studie bör inkludera vilken typ av solcellsanläggningar som kan tänkas ingå, var de ska lokaliseras, lämplig omfattning, samt elnätsbegränsningar och kostnadsbilden för utbyggnaden. Lämpliga affärsmodeller för solen är också en viktig aspekt att studera då det idag är långt ifrån säkert att det är de mest kostnadseffektiva installationerna som genomförs, då exempelvis olika aktörer använder olika kalkylränta och åtnjuter olika grader av ekonomiskt stöd.

Summary

The share of renewable energy has increased significantly in the EU over the past decade, especially solar electricity, which increased from just under 0.7 TWh to 97 TWh between 2004 and 2014. In Sweden, the amount of solar electricity is still marginal, but the rate of increase has been high in recent years. This trend is likely to continue, but it largely depends on the opportunities offered in the future and how well prepared the electricity system is to absorb greater amounts of solar electricity. A recent strategy proposal by the Swedish Energy Agency suggests a possible interval of 7 to 14 TWh of solar electricity annually in Sweden by 2040.

TABLE A. Summary of opportunities and obstacles and their influencing factors

Condition	Opportunity	Obstacle	Influenced by
Infinite resource	x		Location, weather and efficiency.
Variable production		x	Location and weather.
Available surface (large)	x		Solar irradiation, roof barriers, renovation rate and land use.
Interest (large)	x		Energy and environmental goals, the desire to be independent, knowledge.
Economy (unsure)	x	x	Unsecure and heterogenous policy instruments, uncertain electricity prices, continued cost reduction.
Regulations (complicated)		x	The problems (not suited for solar power, many limits and rules etc., are influenced by decision makers.
Electricity grid	x	x	The amount of solar power. There can potentially be local problems and problems due to a large expansion of solar electricity.
System consequence	x	x	Development of surrounding systems and other external conditions.

This project analyses the opportunities, challenges and system effects that can be linked to a major expansion of solar electricity in Sweden. The aim is to generate a broad understanding of the conditions for an expansion of solar electricity and the effects that it may have. The opportunities and obstacles, as well as their influencing factors, identified in the project are summarized in Table A. As is well known, solar irradiation is an infinite resource, which is a fundamental driving force and opportunity for solar electricity. Furthermore, solar irradiation varies over the year, during the day and depending on weather conditions. Although the intra-day variation of solar irradiation has a certain correlation with the electricity demand, the variability represents primarily a challenge for integrating solar power into the electrical system, especially the variation over the year. In Sweden, solar electricity produces at its most when electricity demand is lowest. If, for instance, solar electricity would cover Sweden's power demand during summer (about 10 GW), it corresponds to an annual production of about 10 TWh (based on a utilization times of about 1000 h/year), which can be compared with Sweden's total electricity demand of 140 TWh.

Available surface for solar cell installations, however, is in this context no obstacle. 10 GW solar electricity is equivalent to only one-fifth of suitable and available roof

surfaces according to the literature studies we have conducted. In addition, there are large areas of available land surface. For example, exploiting only unused farmland would correspond to roughly 100 GW.

Interviews and surveys of key players in the solar electricity market show that the attitude is generally positive. Potential investors have expressed a great interest to invest and around half of the private households included in the survey state that they are willing to produce solar electricity. The main driving forces mentioned are environmental reasons, economy and the desire to be more independent. Also, larger investors indicate in our interviews that they are very interested in investing in solar electricity. The main reasons for this category of investors is to achieve their energy and environmental goals, and to market themselves, which is believed to contribute to improved profitability in the long term.

The interviews, along with our analysis of the overall cost structure of solar electricity and of policy instruments, show that the profitability varies depending on conditions and which support schemes one is entitled to. Since policy instruments currently are subject to revision and somewhat uncertain, our conclusion is that the economy of a solar investment is particularly uncertain, and that this uncertainty in itself presents an obstacle for continued development. Linked to this, also the regulatory framework and the design of the policy instruments are obstacles to investments given the current situation. For example, the power limit, above which it is compulsory to pay energy tax on the own consumption of solar electricity, leads many to refrain from investments (there are, however, a pending proposal for changing this rule). Consequently, the project economy for solar power is highly dependent on the support schemes one is entitled to. Providing a clearer regulatory framework and policy instruments with a more long-term duration combined with continued technological development, the economics of solar-electricity investments is likely to present an opportunity rather than an obstacle. Therefore, we choose to present "Economy" both as an opportunity and an obstacle in Table A.

Literature studies and interviews related to electricity grid limitations indicate that the grid in many respects can handle large amounts of solar electricity without large or expensive measures of adaptation. This assumes however, that the solar cells are correctly installed. A simple quantification of the potential enabled by the current grid configuration (i.e. without any grid enforcements) is based on the assumption that all electricity produced by solar cell installations is used for own consumption. This would be equivalent to an installed capacity in the order of 1 kW per household, which if aggregated across all Swedish households may add up to 4 GW. Another simple estimation of the potential of the current grid would be to look at the levels obtained in countries with a large share of solar electricity, such as Germany, where solar power currently amounts to about 7% of domestic electricity consumption, and where they are now beginning to reach a situation where the electricity grid is presenting increasing limitations. The corresponding amount of solar electricity in Sweden would be an installed power of about 10 GW.

The production levels of solar electricity that have been quantified and identified here, have been analysed in detail from a Northern European electricity system perspective by using energy systems modelling. Furthermore, we have quantified

the amount of solar power that is cost-efficient to implement in Sweden under different external conditions. The results indicate that an installed capacity of between 3 and 8 GW of solar electricity in Sweden around 2035 may be cost-efficient, depending on the conditions. Production levels that exceed this range entail such a large electricity price impact that further investments no longer will be profitable according to the model calculations. Note that the cost level depends on a number of economic conditions, but also some technical issues such as how well solar electricity is linked to, for example, demand-side response.

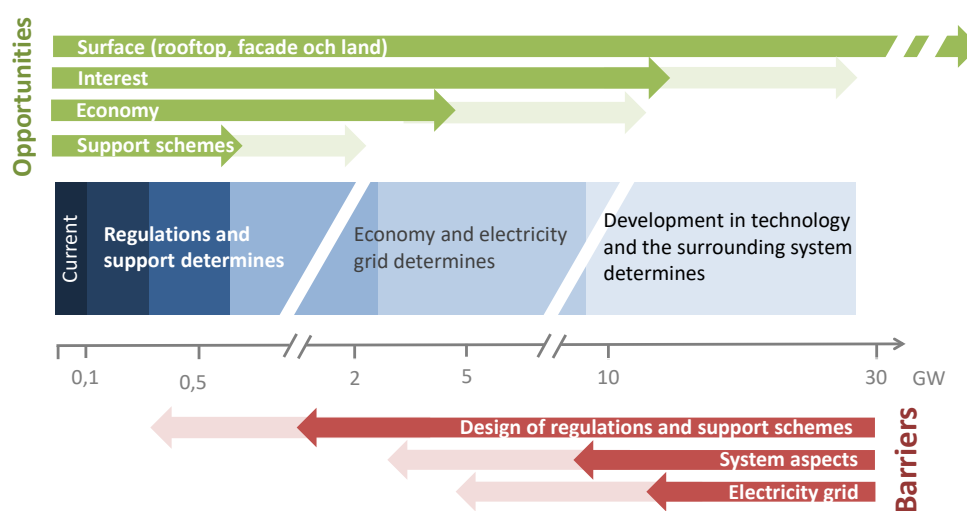


Figure A. Synthesis of the prerequisites for the development of solar electricity in Sweden.

The quantifications above can be summarized into an image where the conditions for the development of solar electricity in Sweden are visualized, see Figure A. The purpose of this figure is to give a view of the opportunities and obstacles for a significant expansion of solar electricity in Sweden. We do not claim to present a completely accurate picture, and it should also be recognized that the picture is constantly changing, not the least in terms of support systems and technological development. Besides being an instructive way to summarize the contributions from the most important influencing factors in strengthening ("opportunities") or dampening ("barriers") the development within the solar electricity area in Sweden, this image can be used to clarify where efforts should be made to facilitate a continued expansion, or to identify potential problem areas that are not as imminent to tackle.

Based on the findings and conclusions that have emerged in this project, we propose that further research efforts within this area should focus on how the continued deployment of solar electricity can be made as resource-efficient and cost-efficient as possible in order to preserve the high societal acceptance of solar electricity. Such studies should investigate feasible types of PV installations and locations of these installations, the efficient extent of investments to be made, electricity grid limitations, and a cost assessment of the expansion of solar electricity.

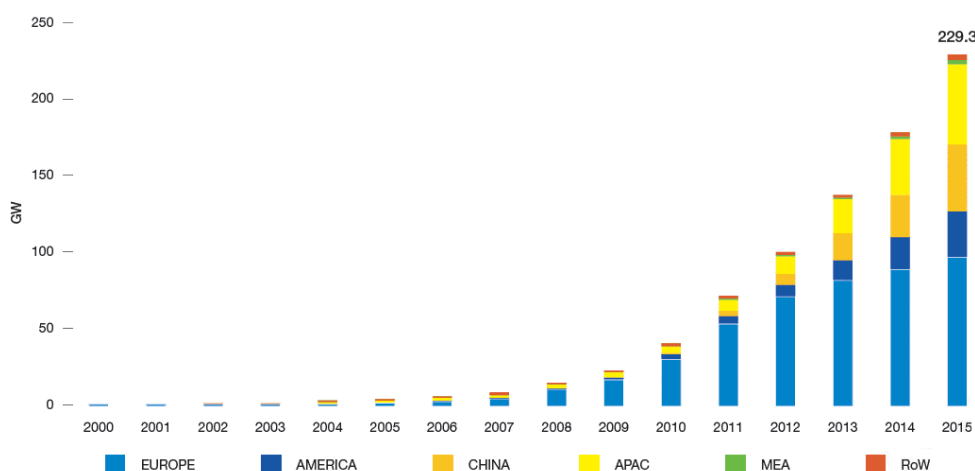
Innehåll

1	Introduktion	11
2	Syfte och mål	13
3	Metod	14
4	Förutsättningar för att investera i solel	15
4.1	Solstrålning i Sverige	16
4.2	Teknisk och ekonomisk utveckling	17
4.3	Teknisk potential för solceller	19
4.4	Tekniska förutsättningar	26
4.5	Ekonomiska styrmedel	35
4.6	Solcellsinstallationer	38
5	Aktörsperspektiv på solel	39
5.1	Opinionsbildare och allmänhet	40
5.2	Politiker och Myndigheter	40
5.3	Potentiella Investerarare	43
6	Lönsamhet för solcellsanläggningar	48
6.1	Metod	50
6.2	Fyra investeringskategorier	50
6.3	Resultat	53
6.4	Känslighetsanalys	54
6.5	Avslutande kommentarer	57
7	Attityder, drivkrafter och hinder	58
7.1	Privatpersoner som potentiella investerare	58
7.2	Organisationer som potentiella investerare	61
7.3	Övriga Intressenter	63
7.4	Elnätnätföretag	66
8	Systemanalys	70
8.1	Fyra olika systemanalyser	70
8.2	Verktyg och modeller	71
8.3	Systemanalys 1: Effekter på elsystem och elpris	74
8.4	Systemanalys 2: Systemkonsekvenser på lång sikt	84
8.5	Systemanalys 3: Långsiktig investeringsnivå	88
8.6	Systemanalys 4: Solcellsinvesteringar i hushåll	90
8.7	Avslutande kommentarer	95
9	Syntes	97
9.1	Möjligheter	98
9.2	Hinder	100
9.3	Sammanfattande syntes	103
9.4	Fortsatt arbete	104
10	Referenser	105

1 Introduktion

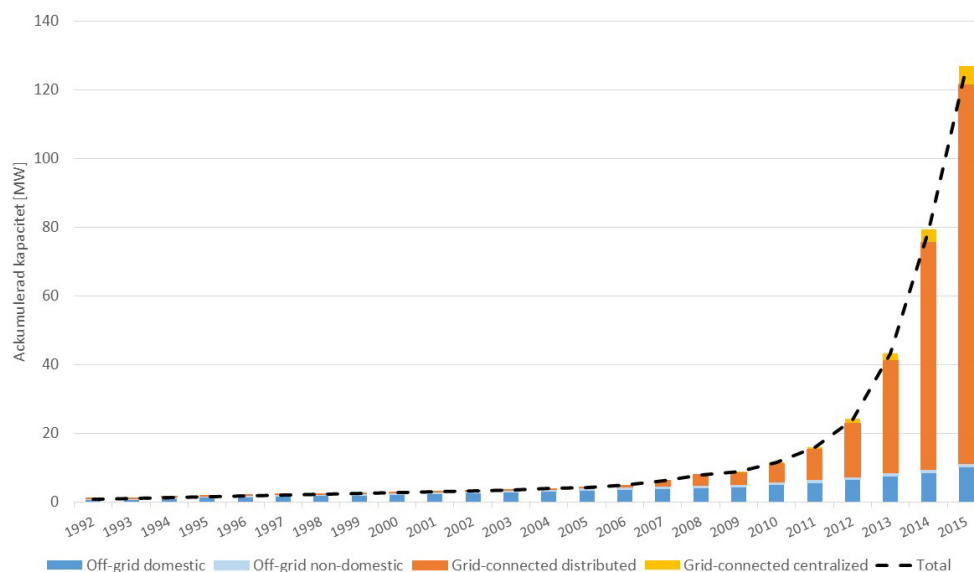
Till följd av såväl europeisk som nationell energi- och klimatpolitik är de svenska och europeiska energi- och elsystemen stadda i tydlig förändring. Andelen förnybar energi växer stadigt och har mellan åren 2004 och 2014 vuxit från ca 8 % till 16 % av den totala slutliga energianvändningen i hela EU (Eurostat, 2016). Särskilt tydlig har utvecklingen varit inom elproduktionen där andelen förnybart under samma tidsperiod vuxit från ca 14 % till 27 % av den totala elanvändningen. Mer än två tredjedelar av denna ökning återfinns inom vindkraft och sol. Mer specifikt har nettoproduktionen av sol ökat från knappt 0,7 TWh till 97 TWh mellan 2004 och 2014. Tongivande länder i den utvecklingen inom EU är bland annat Tyskland (över 36 TWh), Italien (nästan 22 TWh) och Spanien (drygt 13 TWh). Förändringar i den nationella styrmedelspolitiken och vissa utmaningar för elnäten har dock på senare år inneburit en inbromsning för expansionen av sol i de länder som idag har en stor produktion, till exempel i Tyskland och Italien.

Ser man på utvecklingen utifrån ett globalt perspektiv så framgår det tydligt att Europa är ledande och står för nästan hälften av den totalt installerade kapaciteten i världen, se Figur 1.1. Det framgår dock att Kina och det som kategoriseras som Asien och Stilla havsområdet (APAC) har accelererat och numera har en större installerad effekt än Europa (Solar Power Europe, 2016).



Figur 1.1: Ackumulerad installerad effekt av solceller i världen 2000-2015 (Solar Power Europe 2016).

I sammanhanget har Sverige historiskt sett alltid haft en hög andel förnybar elproduktion tack vare vattenkraften. Idag är andelen förnybart ca 60 % under ett normalår (Energimyndigheten, 2016 a). Det är främst expansionen av biokraftvärme och vindkraft som har bidragit till att öka andel förnybar elproduktion, medan bidraget från sol fortfarande är litet. År 2015 var den ackumulerat installerade effekten totalt drygt 120 MW, vilket motsvarar en årlig produktion om ca 120 GWh (Lindahl, 2016). Installationstakten för solelproduktion har dock ökat kraftigt under de senaste fem åren och under perioden 2010-2015 ökade den installerade effekten med över 1 000 %, se Figur 1.2.



Figur 1.2: Ackumulerad installerad effekt av solceller i Sverige 1992-2015 (Data från Lindahl, 2016).

Den ökande investeringstakten i sol i Sverige förklaras främst av de kraftigt sjunkande kostnaderna för solceller, styrmedelsförändringar och ett ökat intresse av att själv vilja producera miljövänlig el. Utbyggnaden sker inom såväl stora kommersiella anläggningar som små nätanslutna anläggningar, typiskt villatak (Lindahl, 2016). Sannolikt kommer denna utveckling fortsätta, men det beror till stor del på de möjligheter och hinder som föreligger för sol i Sverige.

I denna rapport redovisas de resultat vi kommit fram till avseende möjligheter, hinder och systemeffekter knutna till en kraftig utbyggnad av sol i Sverige. I nästkommande två kapitel (kap. 2 och 3) beskrivs målet för projektet, samt applicerade metoder. Därefter följer två kapitel (kap 4 och 5) med redogörelser för litteraturstudier om förutsättningar för en utbyggnad av sol respektive aktörsperspektivet. I kapitel 6 presenteras vår ekonomiska analys av solcellsinvesteringar, medan kapitel 7 tillhandhåller resultaten från våra intervjustudier. Kapitel 8 behandlar de systemanalyser som ingått i projektet, därefter avslutas rapporten med en sammanfattande syntes i kapitel 9.

2 Syfte och mål

Syftet med detta projekt har varit att analysera de möjligheter, hinder och systemeffekter som kan knytas till en signifikant expansion av solen i Sverige. Avsikten har varit att få en bred förståelse avseende förutsättningarna för en utbyggnad av solen. Utifrån detta syfte har projektet haft tre huvudsakliga delmål:

- Det första delmålet var att öka förståelsen för olika aktörers attityd till solen och vilka drivkrafter som finns för att investera i solen idag. Fokus låg på identifierade nyckelaktörer, framförallt potentiella investerare och elnätsbolag.
- Det andra delmålet var att, utgående från tillgänglig litteratur, identifiera de viktigaste påverkansfaktorerna för en expansion av solen med fokus på teknisk potential och hinder för investeringar.
- Det tredje delmålet var att analysera systemeffekter av en större expansion av solen i Sverige. I fokus låg systemeffekter som hur den långsiktiga utvecklingen för det nordeuropeiska elsystemet påverkas, vilken kraftproduktion som trängs undan, förändringar i elhandeln mellan länder, samt hur det påverkar elpris och koldioxidutsläpp.

3 Metod

Projektet har ett brett anslag avseende att analysera möjligheter, hinder och systemeffekter relaterat till en signifikant expansion av solen i Sverige. För att hantera dessa frågeställningar behövdes flera olika metoder.

Den tekniska potentialen för utbyggnad av solen baseras huvudsakligen på tillgänglig litteratur som redogör för principer för att bedöma potentialen och resulterande tillgängliga ytor. Utgångspunkten är tillgänglig bruttoyta lämplig för solen, vilken sedan reduceras av olika begränsningar till en resulterande tillgänglig nettoyta för solen.

Som ett komplement till den tekniska potentialen har påverkansfaktorer kartlagts specifikt för utvalda nyckelaktörer som är relevanta inom området solen. Det initierades med en litteraturgenomgång med fokus på drivkrafter och hinder, samt elnätsproblematik. Till detta genomfördes lönsamhetskalkyler för olika aktörstyper för att få en bild av de ekonomiska incitament som föreligger för dessa. Det empiriska arbetet bestod av en enkätstudie mot privathushåll om deras attityder till solen, samt de drivkrafter och hinder de upplever för att investera i solen. Dessutom ingick en intervjustudie med fokus på organisationer som potentiella soleninvestorer, elnätsbolag samt några ytterligare nyckelaktörer som konsulter, branschorgan och myndighet.

Då en potentialuppskattning av solcellsbaserad el i Sverige är associerad med stora osäkerheter ligger fokus på att problematisera runt avgörande parametrar vid dylika potentialuppskattningar, snarare än att lösa osäkerheterna i potentialuppskattningarna. Avsikten är att kunna göra en realistisk bedömning av spannet i potentialen beroende på tekniska och ekonomiska förutsättningarna. Resultaten från de ovanstående delarna bearbetades för att ge rimliga ingångsvärden avseende möjlig utbyggnad för solen i Sverige till en systemanalys.

Effekter ur ett större systemperspektiv analyserades med hjälp av el- och energisystemmodellerna EPOD och TIMES-NORDIC, vilka har använts i ett flertal forskningsprojekt (NEPP, 2016). Modellverktygen täcker in såväl det kortsiktiga perspektivet med timvis reglering som det långsiktiga perspektivet med det svenska och nordeuropeiska elsystemets utveckling fram till 2050 givet en lång rad olika omvärldsförutsättningar. Systemeffekterna som analysen omfattar är exempelvis vilken kraftproduktion som trängs undan, påverkan på elprisbilden, förändringar i elhandeln mellan länder och mellan prisområden samt, inte minst, påverkan på CO₂-utsläppen från det nordeuropeiska elsystemet. Modelleringen inkluderar ekonomiska kalkyler som tar hänsyn till bland annat den framtida kostnadsutvecklingen för solceller, olika stödsystem samt den framtida prisutvecklingen på el. Därmed ger modellresultaten den kostnadseffektiva utbyggnaden av solen, givet de antagna omvärldsförutsättningarna. Modellverktygen och applicerade metoder beskrivs ytterligare i kapitlet om systemanalysen (kapitel 8).

4 Förutsättningar för att investera i solel

Det finns en mängd förutsättningar som påverkar möjligheterna att investera i solel. Nedan listas de viktigaste förutsättningarna som identifierats i detta projekt. Förutsättningarna gäller i stort sett generellt, men kan i viss mån vara olika beroende på aktör. Dessa förutsättningar kommer att utvecklas i kommande avsnitt i detta kapitel samt i senare kapitel.

- Solinstrålning, som varierar över landet.
- Teknisk utveckling, exempelvis förbättring av prestanda som kan bidra till att öka lönsamheten för solel (kopplar till kostnadsutveckling).
- Kostnadsutveckling, där kostnaderna förväntas sjunka över tid
 - × *Förbättrade produktionsmetoder kan bidra till minskade kostnader.*
 - × *Skalfördelar, vilket är ett klassiskt samband för minskade produktionskostnader.*
 - × *Råvarupriser, vilka kan variera både upp och ned inom relativt korta tidsspann.*
 - × *Installation, där kostnaden brukar minska över tid på grund av ökad konkurrens, ökad erfarenhet och effektivisering.*
- Teknisk potential, omfattar främst ytor lämpliga för installation av solcellsanläggningar, dvs. tillgängliga ytor och solinstrålning på dessa.
- Tekniska förutsättningar, omfattar elsystemets förmåga att ta emot solel.
 - × *Elnätets förmåga, att hantera exempelvis överspänning och hög strömstyrka (lokálnät) och systemets robusthet med avseende på att tillhandahålla effekt och frekvenshållning (regionnät och stamnät).*
- Systemfrågor i större perspektiv, inkluderar påverkan på elpriset och slutändan intjäningsförmågan för solceller.
- Ekonomiska styrmedel, vilka kan bestå av flera olika delar.
- Lagar och regler, styr vad som gäller för att producera el med hjälp av solceller.
- Kunskap och information om exempelvis regelverk, systemstöd och lönsamhet för solcellsinstallationer är avgörande för installationstakten.
- Attityd, dvs. hur olika aktörer ser på investering i solceller.
- Affärsmodell, bestämmer principer för hur man avser göra affär på solel.¹

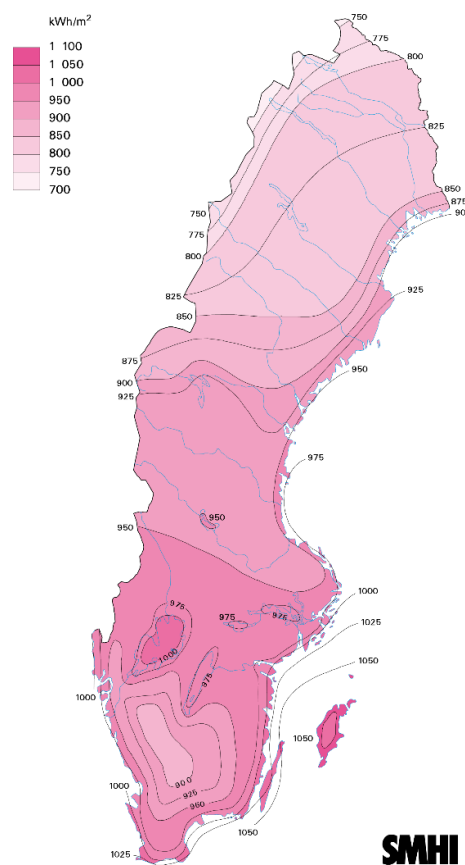
¹ Affärsmodeller behandlas dock inte i vidare detta projekt, men är ett intressant ämne för fortsatt arbete.

4.1 SOLSTRÅLNING I SVERIGE

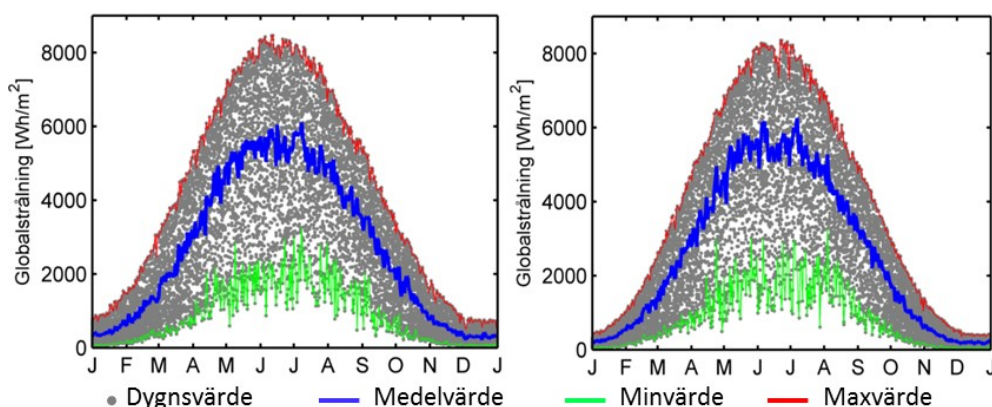
Globalstrålningen (det vill säga både direkt och indirekt solinstrålning) i Sverige skiljer sig relativt mycket mellan olika delar av landet, och varierar mellan 700 – 1 050 kWh per kvadratmeter och år. Figur 4.1 illustrerar globalstrålningen för ett helt år under, den av World Meteorological Organisation, definierade normalperioden som är 1961-1990 (SMHI, 2016).

När det gäller instrålningen över året så varierar den väldigt mycket. I Figur 4.2 visas globalinstrålningen under perioden 1983-2014 för Lund och Stockholm, vilka har en hög årlig instrålning om ca 1 000 kWh per kvadratmeter och år. Som synes av Figur 4.2 har sommarmånaderna juni och juli nästan åtta gånger så hög instrålning som vintermånaderna december och januari. Variationen mellan dagar är också stor, speciellt på sommaren. De grå punkterna i figuren illustrerar dygnsvärden, medan grön linje visar minvärdet för ett dygn under perioden och röd linje maxvärdet.

Trots att variationen är stor mellan olika dygn så är solelproduktion dock lättare att prognostisera än vindkraft (Bodin, 2015). Orsaken är främst att solel inte har så kallade "cut-in/cut-out"-effekter som vindkraft, vilket innebär att ett vindkraftverk kan gå från maxproduktion till att plötsligt stanna helt när vindstyrkan når en övre gräns. När sedan vindstyrkan sjunker något kan vindkraftverken på väldigt kort tid komma tillbaka i full produktion. Dessa extrema effekter finns inte vid solelproduktion, även om tillfälliga molntäcken kan ge upphov till delvis liknande problematik, vilket gör att bättre och mer detaljerade lokala prognoser behövs. Teknikval påverkar dock omfattningen på sådana effekter då det finns typer av solceller som helt slutar producera när en del av modulen kommer i skugga medan andra moduler endast minskar produktionen på den del av modulen som är skuggad.

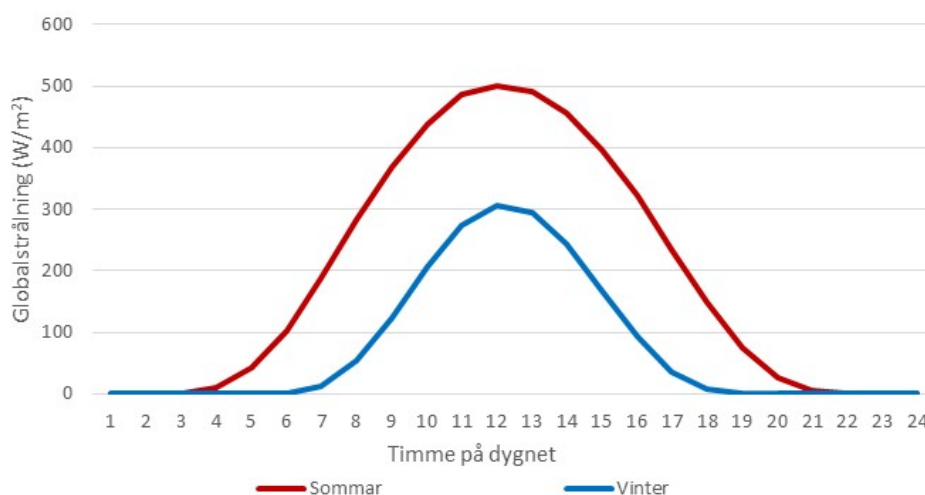


Figur 4.1: Globalinstrålning för Sverige (SMHI, 2016)



Figur 4.2: Globalstrålning över året (1983-2014) för Lund (till vänster) och Stockholm (till höger), (SMHI 2016).

I Figur 4.3 framgår globalstrålningens variation över dygnet i Stockholm på sommar- respektive vinterhalvåret. Skillnaden är stor även om skillnaden i elproduktion är något mindre än instrålningen eftersom verkningsgraden för solceller är högre vid lägre omgivningstemperatur (Dubey et al., 2013).



Figur 4.3: Globalstrålning över dygnet i Stockholm för sommar- och vinterhalvåret (baserat på SMHI, 2016).

4.2 TEKNISK OCH EKONOMISK UTVECKLING

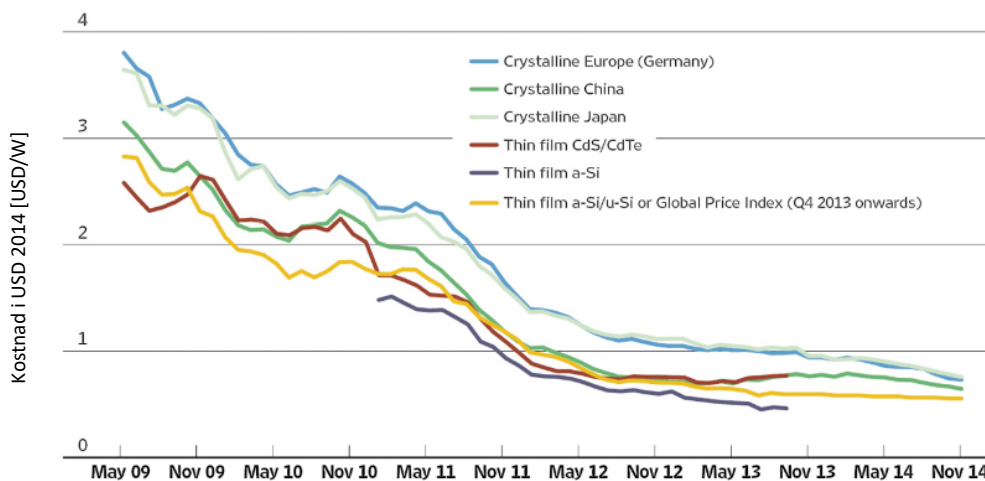
Det finns ett flertal olika teknologier för solceller som utvecklas parallellt. I Appendix I presenteras en översikt av olika solcellsteknologiers tekniska utveckling med avseende på verkningsgrad (laboratorieresultat). Som framgår ur bilagan så har verkningsgraden för olika teknologier ständigt förbättrats för de flesta teknologier, även om utvecklingskurvan ser olika ut för dem. Den teknik som idag har nått bäst verkningsgrad är så kallade tandem solceller² (ca 46 %). Tunnfilmsteknologin som också funnits en längre tid i dessa sammanhang har en lägre verkningsgrad (23 %), men är å andra sidan förknippad med lägre tillverkningskostnader. En av de nya teknologier som verkar mest lovande är

² Innehåller flera halvledarskikt som absorberar energi för olika spektrum av solljuset.

typen "Perovskite" som på bara några år gått från en verkningsgrad om ca 14 % till ca 22 %.

Gällande kostnaden för solceller, där verkningsgraden är ett ingångsvärde tillsammans med ytterligare ett antal faktorer, så har den sjunkit kraftigt de senaste årtiondena. Som illustreras i Figur 4.4 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.

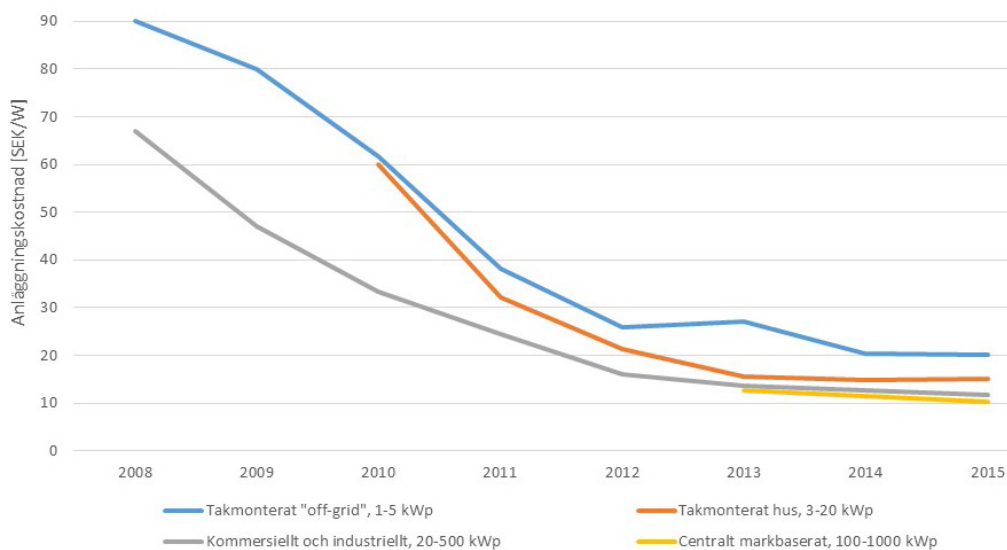
IRENA:s prognos är också att kostnaderna kommer att fortsätta sjunka, närmare bestämt med närmare 60 % från 2015 till 2025, dock förknippat med stor osäkerhet. Även om det skiljer en hel del mellan olika bedömningar avseende framtida kostnadsutveckling, så tror man generellt på en betydande kostnadsminskning. I en analys av den framtida produktionskostnaden för el från solceller så menar Hernández-Moro och Martínez-Duart (2013) att kostnaden kommer att minska betydligt fram till 2030, men att minskningen därefter kommer att avta. Kostnaden kommer enligt denna källa att minska med 67-75 % från 2010 till 2050 (ca 30 % från 2015 till 2030), beroende på scenario, där minskningen är störst vid en lägre solinstrålning.³ De konstaterar också att eftersom solceller är, relativt konventionell kraftproduktion, kapitalintensiv får räntenivån en stor betydelse och goda finansieringslösningar blir därför avgörande för att nå framgångsrika projekt (Hernández-Moro och Martínez-Duart, 2013). Vartiainen et al. (2015) bedömer att kostnadsreduktion för solceller kommer att vara ungefär 40 % fram till 2030.



Figur 4.4: Kostnadsutveckling för solceller i Europa uppdelat på teknologi och tillverkningsland (IRENA 2015).

Kostnaderna för solcellssystem har reducerats även ur ett svenskt perspektiv, se Figur 4.5. Där de lägsta specifika investeringskostnaderna nås vid större markbaserade system (Lindhahl 2016), se gul linje i figuren.

³ I analysen ingår 2 scenarier för både vanliga solcellssystem och system med koncentratorer, där kostnadsminskningen bedöms bli något större för vanliga solceller.



Figur 4.5: Prisutveckling för solcellssystem i Sverige exkl. moms (data från Lindahl, 2016).

Det finns kostnadsskillnader för solceller för olika delar av värden vilket kan härledas till tullar (Chen, 2015). Utöver tullar finns det även andra orsaker till kostnadsskillnader mellan olika länder.⁴ I en studie som jämför priset för solcellsinstallationer i bostadssektorn i USA respektive Tyskland, konstaterades det att en installation var nästan dubbelt så dyr i USA som en motsvarande installation i Tyskland vid jämförelseåret 2012. En orsak till detta är att Tyskland har en större ackumulerad mängd installerade anläggningar, vilket förklarar dock en tredjedel av skillnaden. Resterande del av kostnadsdifferensen förklaras istället av skillnader i kringkostnader som kunden har, t.ex. inköpskostnad, installationsarbete, overhead, vinstmarginal, övriga kostnader, samt kostnader för tillstånd och inspektioner. För de komponenter som stod för den största andelen av kostnadsskillnaden (overhead, vinstmarginal och övriga kostnader) krävs det ytterligare analyser för att förstå vad de egentligen beror på. En slutsats är dock att man anser att USA bör se över incitamenten på marknaden för att få den mer effektiv (Seel et al., 2014). Detta är alltså något också för Sverige att beakta vid en fortsatt utbyggnad av solceller.

4.3 TEKNISK POTENTIAL FÖR SOLCELLER

Den tekniska potentialen för solcellsanläggningar kan delas in i två segment, dels potentialen för byggnadsmonterade och dels potentialen för fristående anläggningar. Skattningen av den tekniska potentialen tar sin utgångspunkt i total yta som solcellsanläggningar skulle kunna installeras på samt rådande solinstrålning. Därefter reduceras den skattade tekniska potentialen genom att införa begränsningar som exempelvis hinder, skuggning, snö och takorientering.

⁴ EU har exempelvis infört importtullar på kinesiska moduler, vilket i princip fungerar som ett prisgolv.

4.3.1 Solceller på byggnader

Solcellsanläggningar på byggnader kan delas in i takmonterade respektive fasadmonterade installationer. Vanligast idag är takmonterade installationer för vilka det också finns flest studier genomförda. Takmonterade solceller är också i fokus för detta avsnitt. För en bedömning av teknisk potential för takmonterade solceller är det lämpligt att utgå från total fastighetsyta (takyta) i Sverige. Den totala takyta som finns tillgänglig reduceras sedan med ett antal begränsningar som utgörs av flera olika faktorer. Exempel på sådana faktorer att beakta avseende lämplig takyta är:

- Begränsning i byggnadskonstruktionen som gör det svårt att installera solceller på byggnaden.
- Hinder som leder till skuggning av solceller, vilket leder till att elproduktionen från solcellerna minskas. Vanligt förekommande objekt som kan ge upphov till skuggning av en anläggning är träd, skorstenar, andra byggnader, torn, master och utskjutande byggnadsdelar som balkonger och burspråk. Snö och smuts är också hinder som periodvis leder till skuggning, vilken reducerar potentialen för elproduktion.
- Mindre lämplig placering på grund av taklutning eller läge som har dålig solinstrålning och därmed lägre potentiell elproduktion.
- Övriga begränsningar som t.ex. förbud på grund av kulturminnesmärkning och liknande.

Litteraturen som behandlar ämnet fasad- och takytor i hela Sverige som är potentiellt lämpliga för solcellsinstallationer är begränsad, medan det finns ett antal studier som gör potentialbedömningar för en begränsad region. Utgångspunkten i detta avsnitt är främst knuten till två studier som omfattar hela Sverige, där båda beräknat den befintliga byggnadsytan för användning av solceller. Den första utredningen genomfördes på Lunds Tekniska Universitet (Kjellson, 2000) och är utgångspunkt i ett flertal senare rapporter för bedömning av solelpotential, exempelvis i Elforsk rapport 07:17 (Carlstedt et al., 2006), Bebo:s (Energimyndighetens beställningsgrupp för energieffektiva flerbostadshus) rapport från 2012 (Wahlström et al., 2012) och fallstudier till HEFTIG (Wahlström et al., 2016). Den andra studien är ett examensarbete från Uppsala universitet (Kamp, 2013). I den studien beräknas den tillgängliga nettoytan för solceller på ett mer detaljerat sätt.

I den första studien (Kjellsson, 2000) bedöms bruttoytan av befintliga byggnader (både tak och fasadyta) med hjälp av tillgänglig statistik om markanvändning, antal fastigheter, bostäder och byggnadernas uppvärmda area. Det som inte täcks av studien är uppgifter om takyta för ouppvärmad byggnadsarea samt i viss mån antal våningsplan (som påverkar solelpotentialen på fasader). Den totala bruttoytan reduceras senare med olika begränsningsfaktorer såsom hinder (t.ex. skorstenar och fönster), skuggning från omgivningen samt byggnadshistoriska restriktioner.

I den andra studien (Kamp, 2013) beräknas byggnadernas bruttoyta (endast takytan) med hjälp av statistik från bebyggd markyta specificerad efter län och byggnadstyp. Denna yta reduceras därefter i såväl absoluta som relativa tal. I det

förstnämnda ingår de kulturella och religiösa byggnaderna samt tak som inte lämpar sig för solelinstallationer, exempelvis växthus. I de relativa reduktionerna ingår istället orientering och utformning av tak, hinder, skuggning, snö och smuts. Nedan redovisas de reduktioner som har tillämpats för att beräkna den totala lämpliga ytan för solceller, med fokus på metodiken enligt Kamp.

Byggnadshistoriska reduktioner

Inte alla byggnader lämpar sig till solelinstallationer då dessa kan vara av kulturhistoriskt värde, exempelvis religiösa byggnader såsom kyrkor. Av den anledningen har den totala ytan reducerats enligt följande:

- Alla religiösa byggnader har exkluderats från resultatet (även om vissa kyrkor kan lämpa sig för installationer). Den totala reduktionsytan för denna kategori är drygt 3,1 km².
- 10 % av bostäder antogs ha kulturhistoriskt värde och räknats bort.

Orientering

En av de viktigaste begränsande faktorerna av solelproduktion är orienteringen, dvs. vilket väderstreck byggnadstaken är orienterade mot. Genom en analys av tillgänglig data över orientering av tak per byggnadstyp kunde Kamp konstatera att dessa är nästan jämnt fördelade, dvs. ungefär 25 % i varje väderstrecksintervall. Endast tak med västlig, sydlig och östlig orientering har använts i beräkningarna, eftersom nordlig orientering är olämplig för solelproduktion. Det ger en reduktion på 50 % av ytan för lutande tak (reduktion av potential gjord för tak i västlig och östlig riktning).

För platta tak har det antagits en reduktion på 60 %. Det motiveras med behov av radavstånd för att motverka intern skuggning för lutande solceller. Radavståndet bestäms då genom att multiplicera solmodulens längd med 2,5, vilket reducerar den tillgängliga takytan för främst lokaler och industrier då de ofta har platta tak.

Idag installeras solceller tätare på platta tak, vilket gör att den tillgängliga takytan är mer än 40 %. Potentialen att producera solel är således större än vad som uppskattas i studien, allt annat lika.

Utformning av tak

Utformningen av tak i Sverige och dess lutning varierar mycket, både mellan olika typer av byggnader och inom en viss byggnadsgrupp. Även om utformningen kan variera, kan man se ett visst mönster som gör att det går att få fram ett tillförlitligt resultat. Nedan listas en sammanställning av Kamps antaganden och förenklingar:

- Statistiken visar att sadeltaket dominerar bland småhusen i Sverige. Efter ett antal antaganden beräknas den totala takytan från småhus ha en medeltaklutning på 31° för 91 % av småhusen och lutningen 0° på resterande 9 %. För komplementbyggnaderna antas en takvinkel på 30°.
- För flerbostadshus anges att 70 % av taken har en lutning på 24° och resten har platta tak.
- Alla tak för industribyggnader bedöms vara platta.
- Alla ekonomibyggnader, dvs. lantbruksfastigheter exklusive bostäder antas ha tak av sadeltyp med en medellutning på 31°.

- För fritidshus gäller samma resonemang som för småhus när det gäller lutning. Skillnaden är att denna yta reduceras ytterligare då endast nätanslutna fritidshus inkluderas i resultatet. Detta motsvarar en reduktion om 8 %.
- 68 % av taken för lokalbyggnader bedöms ha en medellutning på 27° och resterande 32 % bedöms ha platta tak.
- Växthusbyggnader exkluderas helt, då ljusinsläppet genom taket är nödvändigt. Det motsvarar närmare 3,1 km².

Hinder på tak och skuggning

Hinder på tak reducerar ytterligare takytan som kan användas för solcellsinstallationer, dels genom att ta plats och dels genom att skugga ett visst område. Exempel på sådana hinder är rör, ventilationssystem etc., som oftast installeras på industri och lokalbyggnader. Av den anledningen är reduktionen större för dessa byggnadstyper, se Tabell 4.1.

Tabell 4.1: Reduktioner som orsakas av hinder på tak.

Byggnadstyp	Relativ förlust pga. hinder (%)
Småhus	10
Flerbostadshus	20
Industri	20
Lantbruk	5
Fritidshus	10
Lokaler	20

Skuggning

Utöver installationer på tak kan skuggning orsakas av exempelvis närliggande byggnader eller natur. I många fall är det svårt att göra något åt saken, vilket gör att den producerade effekten från solcellerna minskar. Efter en litteraturstudie sammanställer Kamp de byggnadsspecifika förlusterna från skuggning, se Tabell 4.2.

Tabell 4.2: Reduktioner som orsakas av skuggning.

Byggnadstyp	Relativ förlust pga. skuggning (%)
Småhus	10
Flerbostadshus	15
Industri	10
Lantbruk	10
Fritidshus	10
Lokaler	20

Snö

Reduktioner orsakade av snö varierar kraftigt beroende på var solcellsinstallationerna är placerade i Sverige, då det skiljer sig avseende, snömängd temperatur, vindstyrka. Dessutom påverkar modulens utformning och lutning, inte minst avseende hur lätt snön glider av. Reduktion på grund av snö är dock liten, eftersom att solinstrålningen under vinterperioden ändå är låg. I Kamp görs antagandet om en reduktion på 5 % för snö.

Smuts

Smuts anses ha liten påverkan på den totala årsproduktionen av solen i Sverige. Detta beror på att vi har mindre föroreningar i luften jämfört med andra länder. Däremot kan effekten påverkas av pollen, som är svårt att tvätta bort. I rapporten antar Kamp en reduktion om 5 % på grund av smuts.

Efter att hänsyn tagits till ovannämnda faktorer reduceras den totala bruttotakytan till en tillgänglig nettoyta. En sammansättning av resultaten från Kjellsson och Kamp framgår av Tabell 4.3.

Tabell 4.3: Sammanställning av total takyta i Sverige lämpad för solen (Kjellsson, 2000 och Kamp, 2013).

Ytor tak, km ²	Bruttoyta Kjellsson	Bruttoyta Kamp	Reduktioner Kjellsson	Reduktioner Kamp	Nettoyta Kjellsson	Nettoyta Kamp
Småhus	290	742	104	507	186	235
Flerbostadshus	45	81	20	61	25	20
Industrier	94	102	28	82	66	20
Lantbruks- byggnader	127	8	19	5	108	3
Fritidshus	70	52	14	26	56	26
Lokaler	44	105	26	89	18	16
Totalt	670	1091	211	772	459	319

Från Tabell 4.3 kan man avläsa att skillnaden mellan dessa utredningar är relativt stor både vid bedömning av brutto- och nettoytor. Kamp bedömer att de stora skillnaderna i bruttoyten beror på att Kjellsson baserar sitt resultat på uppvärmd area och markanvändning istället för bebyggd area. Samtidigt, förklaras de stora skillnaderna i antalet småhus med att Kjellsson inte inkluderar ospecificerade byggnaders yta, vilket består av exempelvis garage och förråd som finns utanför huset. Om man exkluderar ytan för dessa uppvärmda byggnader blir den totala bruttoyten för endast småhus 330 km² för Kamp, vilket är närmare Kjellssons resultat. För lantbruket däremot, bedöms Kjellsson inkludera även bostäder knutna till lantbruket i lantbruksytan.

I Kjellssons rapport redovisas även fasadyta som kan vara lämplig för solesinstallationer, se Tabell 4.4. Även här reduceras bruttoyten pga. olika hinder, skuggning från omgivningen och byggnadshistoriska restriktioner.

Tabell 4.4: Total fasadyta lämplig för solesinstallationer (Kjellsson, 2000).

Yta fasad, km ²	Bruttoyta	Nettoyta
Småhus	277	150
Flerbostadshus	83	43
Industrier	80	56
Lantbruksbyggnader	62	43
Fritidshus	60	42
Lokaler	44	14
Totalt	606	348

Baserat på lämpliga ytor beräknas sedan, i Kjellssons rapport, potentialen för solesproduktion med en modulverkningsgrad på 10 %. I detta ingår fasader i söderläge tillsammans med de plana och svagt lutande taken, samt större delen av

de starkt lutande taken (ej +/- 45° mot norr). Med den antagna snittverkningsgraden om 10 % blir den potentiella elproduktionen ca 40 TWh per år (Kjellson, 2000). Notera att verkningsgraden har stigit väsentligt sedan 2000 och därför skulle potentialen vara högre vid en motsvarande bedömning idag. I en senare studie från 2006 gjordes också en uppdatering av potentialen med antagandet om en verkningsgrad på 15 %, vilket ger en potential om ca 58 TWh (Carlstedt et al., 2006). Kamp kommer fram till att Sveriges totala potential för takmonterade solceller är ca 50 GW, vilket motsvarar ca 49 TWh el per år.

En genomgång av dessa rapporter visar att även om författarna har använt olika metoder för att beräkna potentiell solelproduktion i Sverige har de kommit fram till ett resultat på ungefär 50 TWh produktion med hjälp av takmonterade solceller som kan installeras på en nettoyta på ca 300 km². Lägger man till fasader, ökar potentialen ytterligare.

Det finns ett flertal studier som bedömer solelpotentialen på regional nivå, vilka alla påvisar att det, med avseende på tillgänglig yta, finns en mycket stor potential i Sverige (Ekström, 2012; Widén & Weiss, 2012; Lingfors & Widén, 2014; Borgman 2014; Norberg et al., 2015).

4.3.2 Fristående solceller

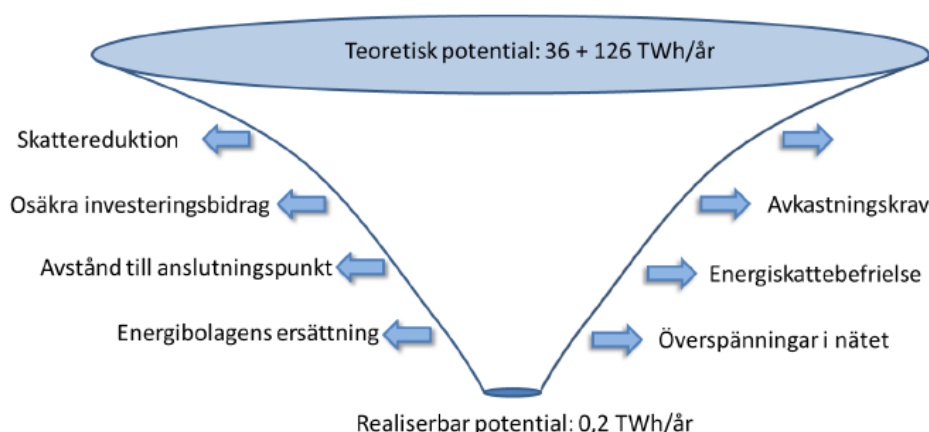
För en bedömning av teknisk potential för solel från fristående solcellsanläggningar får man utgå från vilken typ av markyta som kan betraktas som lämplig för att anlägga solceller på. Tabell 4.5 ger en översikt över olika typer av ytor och marker i Sverige. Vid liknande metodik som för byggnader kan ytor plockas bort där det finns hinder av olika slag. Exempelvis markytor som används för andra ändamål som skogsbruk eller jordbruk. Dessutom bör lämpliga nätanslutningar finnas nära tillgängliga och då ligger ofta lantbruk nära till hands. Den tillgängliga ytan i Sverige är enorm, även om man inför avsevärda begränsningar. Om vi som ett mycket enkelt räkneexempel antar att endast 1 % av den totala ytan för "Naturligt gräsbevuxen mark" (ca 3,2 Mkm²) är tillgänglig för fristående solcellsinstallationer, så når vi en installerad effekt om ca 15 TW (inklusive radavståndreduktion enligt Kamp 2013).

Tabell 4.5: Yta per markanvändningsklass (SCB 2016).

Typ av areal	Yta (km ²)
Skogsmark, produktiv	22 475 000
Skogsmark, improduktiv	5 800 000
Öppen myr	3 684 990
Naturligt gräsbevuxen mark	3 230 100
Åkermark	2 633 456
Berg i dagen o. övrig mark	1 211 712
Bebyggd mark och tillhörande mark	1 150 448
Betesmark	451 909
Täkter och gruvområden	60 648
Golfbanor o. skidpistar	35 660

Det finns en studie som genomfört en mer ingående bedömning av tillgänglig potential i lantbruket i Sverige, vilken inkluderar fristående solceller (Norberg et al., 2015). För att ta fram den teoretiska potentialen utgick man från så kallade marginalmarker, dvs. mark som inte brukas, baserat på en rapport från Jordbruksverket (Johnsson, 2008). Sammanlagt menar man att det finns ca 316 000 hektar mark som är möjlig för markbaserad solel. Med antaganden om en verkningsgrad på 15 %, en elproduktion om 900 kWh per installerad kW, samt rimliga avstånd mellan paneler så blir den totala potentialen för Sverige hela 126 TWh årsproduktion. Det noteras att all yta kanske inte kommer att kunna användas, men det är icke desto mindre en indikation på att det inte är markytan som kommer att vara en begränsande faktor.

I studien påpekas att de största begränsningarna är elnätets kapacitet, markernas placering och utformning, samt lönsamhetskraven, vilka drar ned den realiserbara potentialen avsevärt. I studien ingår även solel på byggnader där man utgått från en fallstudie i Herrljunga och utifrån dessa resultat skalat upp det till nationell nivå, med reservation för hur representativt Herrljunga är för Sverige som helhet. Med de reduceringar som genomförts, främst nätrelaterade, från den teoretiska potentialen konstateras det att det krävs en solinstrålning på minst 1150 kWh/m² för att nå en reell avkastning på 6 %. Detta ger nationellt en ekonomisk potential för solel på ca 0,23 TWh årsproduktion, vilken påverkas väsentligt om lönsamhetskravet sänks eller de ekonomiska förutsättningarna förbättras. Notera att författarna genomfört lönsamhetsberäkning utan investeringsbidrag och att potentialen ökar väsentligt om detta inkluderas, dock inte högre än till den begränsning som finns enligt årlig budget, se Tabell 4.7. En illustration över den teoretiska potentialen och hur reduktionerna ger en realiserbar potential visas i Figur 4.6 (Norberg et al., 2015).



Figur 4.6: Illustration av vägen från teoretisk till realiserbar potential (Norberg et al., 2015).

4.4 TEKNISKA FÖRUTSÄTTNINGAR

I föregående avsnitt kunde vi konstatera att tillgången på lämplig yta i Sverige inte är en begränsande faktor när det gäller en kraftig expansion av solex. Sannolikt är istället elnätet en faktor som kan bli begränsande betydligt tidigare. Med tekniska förutsättningar menas således här elsystemets förmåga att ta emot större mängder solex. Analysen är uppdelad på det lokala respektive det regionala nätet.

4.4.1 Lokalnät

Fokus i detta avsnitt ligger på lokalnätet (eller lågspänningsnätet). Det framförallt i detta elnät som man i dagsläget ser att en stor andel solex kommer att anslutas. Därmed är det följaktligen i lågspänningsnätet som utmaningarna finns och där eventuella problem kan uppstå först.

Det finns långtgående krav på att elen som transporteras i våra nät håller en viss given kvalitet. Detta är viktigt eftersom brister i elens kvalitet kan leda till störningar, slitage eller haveri på anslutna aktörers utrustning. Exempel på problem med elkvalitet (sammanfattade från Energimarknadsinspektionen (2013), Karlsson & Davidsson (2012), och Berg & Estenlund, (2013)) är listade nedan:

- *Spänningsavbrott*, det tillstånd då matningsspänningen är under 1 % av den nominella matningsspänningen. Spänningsavbrott betraktas som kortvarigt om det är mellan 100 ms och 3 minuter, och långvarigt om avbrottslängden är över 3 minuter. De vanligaste kortslutningsfelen beror oftast på väder t ex. åska, nerfallna träd över matningsledningar, snö och is.
- *Långvariga spänningsvariationer*, varje nät har en angiven referensspänning som i verkligheten varierar och därför finns det gränser för godkända nivåer. Gränsen är $\pm 10\%$ av referensspänningens effektivvärde under tio minuter inom loppet av en vecka. Kontroller av sådana variationer genomförs dock endast vid begäran från kund.
 - × *Överspänning*, ger upphov till störst problem då apparatur kan skadas eller haverera om spänningen är högre än den är konstruerad för.
 - × *Underspänning*, leder främst till att apparatur fungerar sämre eller inte alls om apparaturen får för låg effekt. Exempelvis drar elmotor med konstant

mekanisk belastning en högre ström vid låg spänning, vilket ökar uppvärmningen av motorn.

- *Kortvariga spänningsvariationer*, dvs. spänningsvariationer som i normalfallet är 10 ms till 1 minut. Dessa kan delas in i tre grupper:
 - × *Enstaka spänningsvariationer*, kan i sin tur delas in i kortvariga spänningssänkningar (effektivvärde under 90 % av referensspänningen) som kan slå ut varvtalsstyrda drivsystem, reglerutrustningar, datorer och kontaktorer; kortvariga spänningshöjningar (effektivvärde över 110 % av referensspänningen); samt snabba spänningsändringar (effektivvärdet ändras snabbare än 0,5 procent per sekund och inom 90-110 %).
 - × *Flicker (eller flimmer)*, är korta periodiskt återkommande variationer i spänningens amplitud med frekvenser som är lägre än nätfrekvensen. Dessa kan ge upphov till synliga variationer i ljuset från en glödlampa. Flicker uppstår framförallt vid repetitiva in- och urkopplingar av apparater som ger snabba lastvariationer t ex svetsmaskiner, kopieringsmaskiner, värmepumpar, hissmotorer och kompressorer.
 - × *Transienter*, är enskilda korta och övergående spänningsvariationer (spänningsspikar) som med sin relativt stora amplitud riskerar att slå ut eller störa närliggande elektronisk utrustning. Transienter uppstår exempelvis vid åska, nätomkopplingar, samt in- och urkoppling av kondensatorbatterier.⁵
- *Osymmetri*, uppstår i lågspänningsnätet främst då det förekommer enfasiga laster som är ojämnt fördelade mellan faserna, men även vid felaktiga lindningskopplingar, dåliga skarvar, och defekta trefaslaster. Denna obalans kan leda till problem för frekvensomriktare och elmotorer.
- *Övertoner*, innebär att spänningen inte har en perfekt sinusform. Övertoner brukar delas upp i multipler av grundtonens 50 Hz. Övertoner kan ge upphov till flera typer av skador. Bland annat kan transformatorer överhettas och förstöras av de ökade förluster, som uppkommer av virvelströmmar från magnetfält då de utsätts för högre frekvenser.
- *För hög strömstyrka*, (eller överström) innebär att strömstyrkan är högre än vad ledningarna är dimensionerade för. Detta är egentligen inte definierat som en brist i elkvalitet men kan likväl leda till problematik såsom att kablar och komponenter kan bli överhettade och förstöras.

Det finns alltså ett mängd olika aspekter att beakta vad gäller en god elkvalitet, solceller kan dock normalt sett endast ge upphov till överspänning, för hög strömstyrka, osymmetri och övertoner. Det är också de problem som kan uppstå på grund av en utbyggnad av solel och främst i lågspänningsnätet som är i fokus här.

Potentiella problem

Generellt sett är det svenska lågspänningsnätet robust och väl utbyggt. Ett exempel på detta är att 2014 var tillgängligheten 99,984 %⁶ (Energimarknadsinspektionen, 2015), vilket är relativt normalt för det svenska elnätet. När det gäller eventuella problem som kan uppstå relaterat till solel är det framförallt två faktorer, och

⁵ Det finns även oscillerande transienter som är mer ovanliga, vilka ibland kan betraktas som övertoner.

⁶ Motsvarar en genomsnittlig avbrottstid om 84 minuter per kund och år.

främst i det befintliga lågspänningsnätet, som kan verka begränsande för en utbyggnad av sole (Walla, 2012; Willén, 2015). Den ena är överbelastning av elnätet, det vill säga för höga strömstyrkor, och den andra är överspänning. All lokal mikroproduktion av el som matas ut på elnätet ökar den lokala spänningsnivån, vilket kan leda till överspänning som i sin tur medför risk för skada på ansluten apparatur. Risken för överspänning är extra stor under sommardagar då konsumtionen är låg samtidigt som, om det finns mycket sole installerat lokalt, soleproduktionen kan vara stor.

Överspänning är sannolikt inte den begränsande faktorn för lokala elnät i tätorter och städer. Den höga konsumtionen innebär potentiellt en högre risk för spänningsfall, vilket medför att marginalen mot överspänning är relativt stor. Att lasttätheten är högre innebär att ledningarna i snitt är kortare, vilket också minskar spänningsfallet. I tätorter och stadsbebyggelse är det istället strömstyrkan som vanligtvis är begränsande eftersom lasten kan vara hög, och lokal soleproduktion kan bidra till att förstärka den problematiken beroende på hur det lokala konsumtionsmönstret ser ut. När det gäller lågspänningsnätet på landsbygden är konsumtionen generellt sett låg samtidigt som näten har hög kapacitet. Följaktligen är för höga strömstyrkor inte den begränsande faktorn. Av samma skäl är dock marginalen mot spänningsökningar relativt låg, vilket gör att installationer av solcellsanläggningar snabbare kan leda till överspänningssituationer jämfört med i tätorter.

Det har genomförts flera studier med simuleringar (bland annat med DigSILENT PowerFactory och Matlab) av lågspänningsnät för att öka förståelsen för vilka problem som kan uppstå och vid vilken penetrationsgrad. Berg och Estenlund (2013) har genomfört simuleringar av tre befintliga nät i Lunds kommun med olika karakteristik, avseende driftsituationer och penetrationsgrad av sole. Syftet med den studien var att bedöma när kritiska situationer uppstår och vilka typer av problem som är mest kritiska. I fallet då enfasiga anläggningar fördelas osymmetriskt mellan faserna i nätet, är osymmetri den begränsande faktorn. Om alla kunder i de simulerade näten istället installerar så mycket solceller som de får plats med på sina tak och ansluter symmetriskt, uppnås inga spänningsnivåer som är höga nog för att utgöra några problem med elkvaliteten. Inte heller de spänningsvariationer som uppstår till följd av att moln passerar framför solen ger upphov till några problem. Övertoner utgör ett potentiellt problem, främst på grund av den skillnad i kvalitet som finns på växelriktarna. Det ryms således betydligt mer producerad effekt om man ansluter med trefasväxelriktare av god kvalitet istället för enfas i de nät som studerats.

Larsdotter (2014) har också genomfört simuleringar, men för tre nät i Umeåregionen med olika karakteristik och penetrationsgrad av sole. Resultaten visar, liksom Berg och Estenlund (2013), att när det gäller spänningsfall och osymmetri så medför trefasanslutningar betydligt färre problem än enfasanslutningar. Avståndet till nätstationen spelar också en stor roll, när det gäller spänningsfall, och det är främst kunder långt från transformatorstationen som kan få problem vid en hög penetrationsgrad. Överbelastade kablar är ingen begränsande faktor i något av fallen eftersom spänningsfall och osymmetri inträffar betydligt tidigare.

Ytterligare en studie med simuleringar av ett stadsnät, ett förortsnät och ett landsbygdsnät, för att bedöma hur mycket solel som kan byggas inom ramen för elkvalitetskraven, beskrivs av Walla (2012). Resultaten visar att överspänning och för höga strömstyrkor är de viktigaste nätbegränsningarna vid utbyggnad av solel. Simuleringarna av de nät som ingick i studien visade att distributionsnät i stad har betydligt större kapacitet för att ta emot solel jämfört med landsbygdsnät. Det är dock först vid 60 % penetration av solel som problem med överspänning uppstår i ett landsbygdsnät.⁷ Walla genomförde även en litteraturstudie, främst för Tyskland, och kunde där konstatera att bästa sättet att öka acceptansgränsen⁸ för solel är genom reaktiv effekthantering och att justera lindningskopplare efter säsong (se "Möjliga åtgärder" nedan).

Vidare har en dansk studie studerat spänningsvariationer vid olika införanden av trefasanslutna anläggningar på 5 kW i över 1 100 lågspänningsnät.⁹ Resultaten visar att vid en anslutningsnivå av solcellsanläggningar med 13,5 % (100 % innebär att samtliga kunder tilldelats 5 kW vardera) får mindre än 0,4 % av de nät som ingått i studien problem med spänningsnivåerna. Om anslutningsnivån istället skulle öka till 50 % får 2,7 % av näten problem med spänningshöjningar. Om anslutningsnivån ökar ytterligare (>50 %) ökar dock antalet nät med elkvalitetsproblem snabbt (Nordentoft, 2012).

När det gäller kortvariga spänningsvariationer orsakade av sol- och vindkraft fann man, i en Elforsk-rapport, inga indikationer på att en expansion skulle leda till några större problem avseende variationer under 10 minuter, i de modelleringsfall som genomfördes. I vissa fall kan dock variationerna öka och ändra karaktär, varför man rekommenderade att noga övervaka denna utveckling (Lennerhag et al., 2014).

Befintlig kapacitet i elnätet

De flesta studier som genomförts avseende elnätets kapacitet för att integrera solel fokuserar på simuleringar av enskilda nät med olika karakteristik. Som ovan visats är det främst överspänning som sätter gränsen för landsbygdsnät medan för höga strömstyrkor begränsar integrationen av solel i stadsnät. Oavsett typen av nät börjar dock inte problem att uppstå i någon större utsträckning förrän vid en ganska hög penetrationsgrad av solel, vilket motsvarar ett flertal TWh i årlig produktion. Lokala problem kan dock uppstå tidigare beroende på hur fördelningen av en solelutbyggnad ser ut i näten. Det kan också konstateras att flera länder i Europa (Tyskland, Italien och Spanien) har en befintlig produktionskapacitet av solel som överstiger 5 % av den totala elanvändningen (Eurostat, 2016). I Sveriges fall motsvarar 5 % ungefär 7 TWh.

Även då man frågat elnätbolagen själva om möjligheter att integrera solceller i elnätet, vilket Power Circle (2014) gjort, så bedöms det finnas relativt god kapacitet. Resultaten visar att då nätbolagen själva uppskattade potentialen att ta

⁷ Med penetration menas den andel av egenkonsumtion som försörjs av egen producerad solel.

⁸ Med acceptgränsen menas här den mängd solel som kan integreras i elnätet utan att problem uppstår.

⁹ Man har antagit att 2,5 % av de 10 % som tillåts i spänningshöjning kan ske inom lågspänningsnäten, medan resterande utrymme behöver ske i mellanspänningsnät, transformatorer och i anslutningen till kunden.

emot förnybar elproduktion till distributionsnäten i södra Sverige, så landade uppskattningen på 875-1 036 MW. Detta omfattar alltså kapaciteten i Blekinge län, Hallands län, Jönköpings län, Kalmar län, Kronobergs län, Skåne län, Västra Götalands län och Östergötlands län. Notera att andelen svar med god kvalitet var 58 % och utifrån dessa svar skalades potentialen upp med olika beräkningsmetoder för att få med hela kollektivet, vilket gav angivet intervall. Värt att nämna är att nätägarna ombads att uppge kapacitet som de bedömde kunde implementeras med "måttliga förstärkningar".

Möjliga åtgärder

Mängden solel som det finns "utrymme" för i elnätet innan kraven på elkvalitet blir begränsande är framförallt en kostnadsfråga. Det finns idag en gräns för hur mycket som kan installeras i befintligt nät utan särskilda åtgärder. Det finns dock ett flertal åtgärder, som adresserar olika typer av problem av varierande kostnadsgrad, vilka kan implementeras för att öka acceptansnivån för solel (von Appen et al., 2012; Danielsson 2014; Falkenström et al., 2012; Power Circle 2014; SolEl-programmet 2016; Walla, 2012; Willén, 2015):

- *Aktiv och reaktiv effektkompensering*; att utrusta växelriktarna med möjlighet till effektkompensering, genom att ändra fasvinkeln, ger möjlighet att reglera spänningen lokalt.¹⁰ Detta kan också ske genom att elnätsbolaget installerar apparatur utanför huset i direkt anslutning till själva elnätet.
- *Omsättningskopplare*; manuell ändring av lindningsförhållandet i transformatorn i nätstationen gör att lågspänningsnivån vid transformatorn kan ändras, som då verkar spänningssänkande i nätet. En lindningskopplare är i princip detsamma som en omsättningskopplare med skillnaden att ändringen av lindningsförhållandet sker automatiskt, vilket är vanligt för större transformatorer.
- *Spänningsregulatorer*; att använda spänningsregulatorer som kan öka eller minska den lokala spänningen på samma sätt som en transformator.
- *Aktiva filter*; genom att generera övertoner av samma frekvens och amplitud som de som finns i nätet och injicera dem i motfas kan övertonshalten dämpas.
- *Styrd kompensering*; innebär att spänningssymmetri skapas eftersom reaktiv effekt avleds och tillförs fasvis i systemet, med hjälp av kondensatorer och reaktorer.
- *Energilager*; exempelvis batterier ger möjlighet att lagra överskott av el vid effekttoppar då elproduktionen är hög och detta kan användas när produktionen är låg. Därmed kan både överspänning och för höga strömstyrkor hanteras.
- *Frånkopplingsbar last*; genom att koppla bort förbrukare vid för hög last eller vid behov av reservkraft kan detta bidra till att kapa effekttoppar i elnätet.
- *Laststyrning*; genom att välja att köra olika utrustningar, t.ex. i en fabrik, vid olika tidpunkter kan detta bidra till att kapa effekttoppar i elnätet.
- *Nedstyrning av produktion*; ger möjlighet för nätägare att styra ned solelproduktion tillfälligt vilket kan underlätta i hanteringen av både spännings- och överföringsproblem.

¹⁰ Normal kan man med en induktor (induktiv last) sänka spänningen och med en kondensator (kapacitiv last) kan man öka spänningen.

- *Reläskydd*; används för att skydda utrustning genom att koppla från en ansluten anläggning om dess inställda gränsvärden överskrids.
- *Rutiner*; krävs för att installationer ska vara säkra. Exempelvis ska anmälan om anslutning ske till nätägare, vilket gör att man undviker risk för personskador i samband med exempelvis underhåll av nät (ett exempel är att delar av ett nät fortfarande kan vara spänningssatta på grund av lokal solelproduktion trots att elnätägaren kopplat från nätet – så kallad bakspänning).
- *Övervakning*; system för övervakning ger möjlighet att upptäcka avvikelser i elkvalitet och att agera därefter.

Ovanstående åtgärder torde kunna öka kapaciteten för att integrera solel utan att investera i nätförstärkningar i form av nya kablar och transformatorstationer. Beskrivna åtgärder är också delar i det som kallas för smarta elnät. Den tyska energimyndigheten, Deutsche Energie-Agentur (DENA), har gjort en analys av behoven att uppgradera sina distributionsnät med anledning av den fortsatta expansionen av förnybar el som man ser fram mot 2030. Det konstateras att det finns behov av relativt stora åtgärder i nätet, och att man behöver ytterligare forskning avseende både teknisk utformning och kostnader (DENA, 2012). Notera att 2014 stod produktionen av solel för ca 7 % av Tysklands totala elkonsument, och vindkraft för drygt 11 % (Eurostat, 2016).

IEA arbetar med solel och dess integration inom PVPS Task 14 och där definieras tre olika utvecklingsfaser avseende integration av solel: (1) Låg till medelhög penetration av solel i ett fåtal distributionsnät, där lokal konsumtion överstiger lokal produktion; (2) Hög penetration av solel i ett fåtal distributionsnät, där lokal produktion överstiger lokal konsumtion; (3) Hög penetration av solel i många distributionsnät, dvs. solel är ett viktigt produktionsslag (IEA, 2014 a). I rapporten beskrivs den ökande graden av problematik som uppstår vid en ökad penetration av solel och med den ett ökat behov av åtgärder, exempelvis att solcellsanläggningar bidrar med systemtjänster och vidareutveckling av smarta elnät.

Incitament och status för smarta elnät

En Europeisk studie omfattande 15 länder, däribland Sverige, fokuserar på att utvärdera barriärer för integration av solel. Avseende investeringar anser nätbolagen generellt att det är ett problem att det går lång tid mellan investeringen och då intäktsströmmen av genomförd investering aktiveras. Sverige utgör dock ett av undantagen, då man anger att detta inte är något problem. När det gäller möjlighet att styra ned produktionen, för att hantera nätbegränsningar eller överspänning, används detta endast i ett fåtal länder (PV Grid, 2014).

När det gäller lagring så kan detta vanligtvis utnyttjas av prosumenter¹¹, även om ett regelverk för hur lagring ska tillämpas saknas i många länder. Idag finns incitament för lagring i Tyskland och Polen, och i Sverige har man nyligen infört stöd för batterier. Elnätsföretagen är generellt sett inte tillåtna att utnyttja lagring,

¹¹ Prosumenter är sammanslagning av orden producent och konsument och innebär att en aktör som normalt är konsument börjar producera för egen konsumtion, men där överskott kan tillgodogöras av andra.

främst på grund av unbundling-direktivet.¹² I de flesta länder saknas dock en tydlig reglering inom detta område. Förbrukningsflexibilitet utnyttjas i ett flertal länder, men inte för aktivering av last främst beroende på att kommunikationssystem saknas för att implementera detta. Smarta elmätare har installerats i flertalet länder för solcellsanläggningar, även om det inte är reglerat eller har tillämpats systematiskt för alla installationer. Investeringar i smarta nät främjas i stort sett inte i något land, förutom i pilotprojekt. I lågspänningsnätet övervakas elnätskvaliteten i undantagsfall, medan det är betydligt vanligare med övervakning av mellanspänningsnätet (PV Grid, 2014).

När det gäller smarta nät i Sverige menar Power Circle (2014) att det finns ett bristande intresse hos många nätbolag att utvecklas för att hantera mer lokalt ansluten intermittent förnybar elproduktion och att öka utnyttjandet av näten med hjälp av smarta tekniker. Resultaten visar att en tredjedel av nätägarna inte har kännedom om någon av de vanligaste smarta teknikerna för elnät. Två tredjedelar av nätägarna har inte övervägt att använda sig av någon smart teknik för elnät. En orsak till det bristande intresset är troligen bristen på incitament för nätägarna att investera i eller testa smarta tekniker. Man påpekar dock att Energimarknadsinspektionen arbetar med att ta fram nya incitamentsmodeller för att nätägarna ska uppmuntras att göra sina nät "smartare" och resultatet av detta arbete blir viktigt (Power Circle, 2014). I de nya föreskrifterna görs också ett visst beaktande av lokal elproduktion (Energimarknadsinspektionen, 2015). I december 2015 togs också ett initiativ av regeringen för att starta ett forum för smarta elnät som ska fokusera på att främja och utveckla dialog om smarta elnäts möjligheter, samt utarbeta en nationell strategi för att främja smarta elnät som en svensk tillväxtbransch (Regeringen, 2015 a).

Vid ombyggnationer av näten skulle nätägarna i större utsträckning kunna ta tillfället i akt att förbereda sina nät för att bli smartare (Power Circle, 2014). Hemmingsson och Lexholm (2013) menar dessutom att metodiken för att dimensionera elnät behöver förnyas. De största osäkerheterna när det gäller framtida krav på elnäten är just mängden mikroproduktion, som solel, samt elbilar och hur laddningen av dessa kommer att ske. Framtida kriterier för dimensionering av elnäten bör fokusera på: (1) att kunna hantera laster för lång tid framöver då stora förändringar är att vänta; (2) elkvalitet och då främst med avseende på spänningsnivå och -dippar; (3) robusthet med avseende på avbrott och underhåll; (4) investeringskostnader som måste vara acceptabla i relation till regleringen av elnätsverksamhet, så att kostnaderna får täckning via rimliga tariffer.

4.4.2 Region- och stamnät

På en högre spänningsnivå, region- och transmissionsnät, finns också krav på att en viss elkvalitet upprätthålls.¹³ Att upprätthålla stabilitet i systemet, på

¹² Unbundling-direktivet är en del i det tredje energipaketet från EU och innebär att elnätsverksamhet och elproduktionsverksamhet inte får ingå i samma bolag. Orsaken är att försöka förhindra korssubventionering på elmarknaden.

¹³ Arbetet pågår, inom ramen för EUs tredje inre marknadspaket, för gemensamma nätföreskrifter inom EU.

stamnätsnivå är ett övergripande mål för driften av systemet. Alghamdi och Alamri (2015) har modellerat effekten av en storskalig utbyggnad av solceller med avseende på stabilitet i det svenska elnätet. Resultaten visar att det är möjligt att implementera 30 % solceller, dvs. av totalt installerad produktionskapacitet¹⁴, och fortfarande klara dagens nätföreskrifter under förutsättning att reaktiv effektkompensering används. Det som sedan blir begränsande är man inte kan uppfylla nätföreskrifterna med avseende på frekvenshållning, då bristen på svängmassa blir för stor.

Det finns dock fler aspekter att beakta exempelvis då variationen i elbehov över året är i det närmaste i negativ korrelation mot produktionen från solceller, dvs. produktionen är hög på sommaren och lägre under vintern. I ett Elforsk projekt fann man att den årliga produktionen från solceller kan motsvara ca 9,5 % av det årliga elbehovet innan det uppstår överproduktion under de soligaste perioderna då elbehovet är som lägst. Dock kan solceller stå för upp emot 15-17 % av det årliga elbehovet innan överproduktion blir ett allvarligt problem (Rönnelid et al., 2007). Notera att studien genomfördes 2007 då det inte fanns nästan någon solceller eller vindkraft i Sverige och att utrymmet som beräknats i studien inte tar hänsyn till annan icke reglerbar kraft.

I forskningsprogrammet North European Power Perspectives (NEPP, 2016) sammanställs potentiella utmaningar vid en storskalig utbyggnad av solceller och vindkraft för det svenska kraftsystemet. De utmaningar som nämns är (1) mekanisk svängmassa; (2) balansreglering; (3) överskottssituationer; (4) överföringsförmåga; (5) tillgång till topplastkapacitet; (6) generella utmaningar för att upprätthålla balans; (7) anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer; (8) årsreglering. Även ett antal potentiella lösningar för att hantera dessa problem nämns.

4.4.3 Lagring

Det främsta problemet med solceller är, som nämnts, att den inte är reglerbar på det sätt att man kan styra så att man producerar efter hur behovet ser ut. Det finns därför behov av att kunna lagra energi, bland annat för att hantera elnätsproblem. Lager kan delas upp i korttidslager (som har tidskalan timmar och dygn för att utjämna toppbelastningar och snabba ändringar), samt långtidslagring (som har tidskalan veckor, månader och år för att utjämna dygns- och årstidsvariationer). Exempel på lagringsformer för energi är:

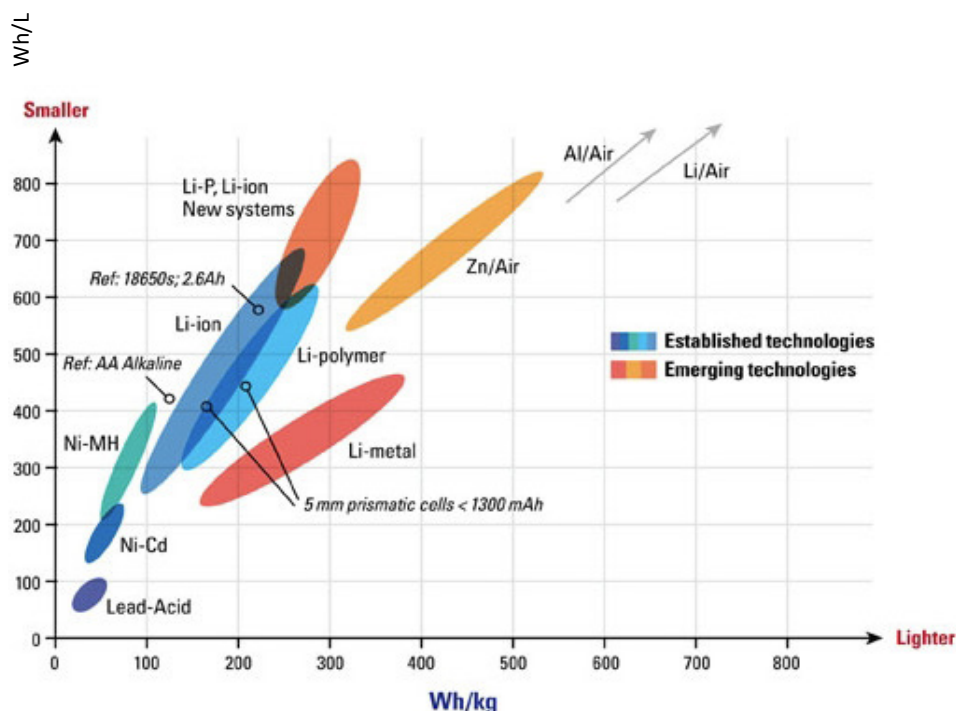
- Lagesenergi (t.ex. vatten- och pumpkraftverk)
- Rörelseenergi (t.ex. svänghjul)
- Värmeenergi (t.ex. bergvärme)
- Elektrokemisk energi (t.ex. kondensatorer)
- Kemisk energi (t.ex. bränslecell, batterier)

I detta projekt fördjupar vi oss endast i batterier som lagringsform (i systemanalysen) då det är mest aktuellt i relation till solceller och prosumenter i dagsläget. Liksom för solceller har utvecklingen för batteriteknik gått fort framåt

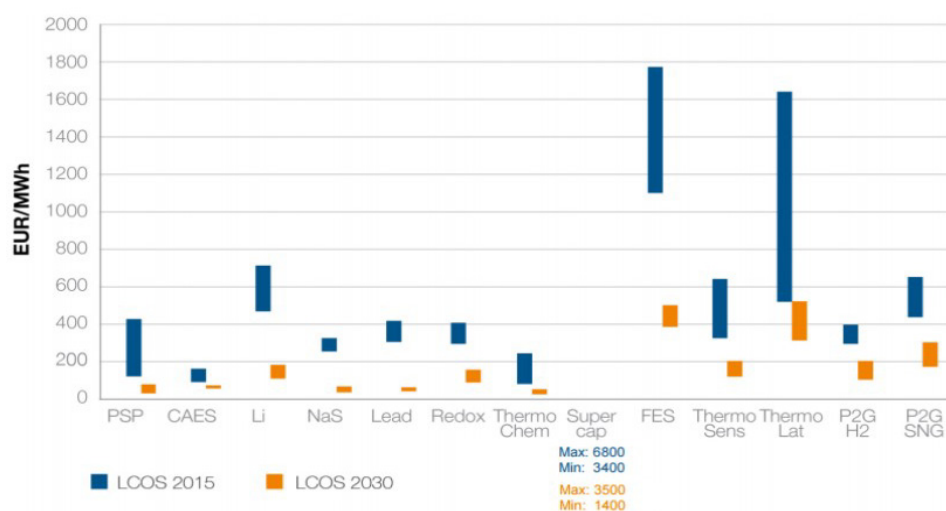
¹⁴ Installerad kapacitet idag är ca 40 GW, vilket innebär att 30 % blir ca 12 GW.

de senaste åren. I Figur 4.7 framgår status för olika teknologier med avseende på lagringsförmåga ur volym- och viktsperspektiv.

Figur 4.7: Status avseende lagringstäthet för olika batteritekniker (www.radiatorgo.org.nz, 2016-10-10).



När det gäller den framtida utvecklingen ur ett kostnadsperspektiv, så förväntas kostnaderna för lagring samlokaliserad med solen sjunka väsentligt från 2015 till 2030, se Figur 4.8.



Figur 4.8: Jämförelse av kostnad för lagring som är samlokaliserad med solen, år 2015 och 2030 i 2014 års penningvärde (World Energy Council, 2016).

I en översiktsartikel påvisas möjligheten att öka egenkonsumtionen av solel med hjälp av batterier och efterfrågefleksibilitet. Man menar att potentialen för att öka egenkonsumtionen skiljer sig relativt mycket mellan olika studier, vilket beror på att de utgår från väldigt skilda förutsättningar, som exempel storlek på solcellssystem, klimat, byggnadskarakteristik och hur elkonsumtionen ser ut. Det konstateras dock att sammantaget så har batterilagring en högre potential då den ökar egenkonsumtionen med 11 till 24 % mer än efterfrågefleksibilitet (Luthander et al., 2015).

4.5 EKONOMISKA STYRMEDEL

Vad gäller styrmedel har det genomförts en hel del reformer under de senaste åren. I en studie som blickar bakåt menar man att en stark begränsning för utbyggnaden av solel, fram till och med 2014, har varit investeringsstödet som styrt storleken på marknaden då man satt en begränsning i den årliga budgeten (Palm, 2015). Stödsystemet som innebär att solelproducenter (mikroproduktion) får en skattereduktion är en förändring som inte har den begränsning som tidigare funnits, vilket enligt Palm innebär en stabilare förutsättning för investeringar än tidigare.¹⁵ Det finns dock andra sätt att åstadkomma detta, och i Tyskland har man varit betydligt mer aktiv, än i Sverige, i att anpassa stödsystemen utifrån förändrade förutsättningar som exempelvis teknik- och kostnadsutveckling, så att deras imatningstariff leder till fortsatt solelutbyggnad. Palm menar att solel kan bli ifrågasatt om man inte ser till att utbyggnaden av solel sker resurseffektivt (Palm, 2015).

I Tabell 4.6 visas en samlad bild över befintliga stödsystem som finns i Sverige idag (2016-11-29). En mer utförlig översikt, med detaljer om stödnivåer och begränsningar, ges i Tabell 4.7. Därefter presenteras de styrmedel som särskilt kopplas till solel, där det noteras att förändringar är på förslag.

Tabell 4.6: Befintliga styrmedel för olika producentkategorier inom solelområdet (Energimyndigheten 2016 c).

Styrmedel	Privatperson <100 A, 68 kW	Övriga* <100 A, 68 kW	Alla >100 A, 68 kW
Undantag för energiskatt	x	x	ja, upp till 255 kW
Skattereduktion	x	x	–
Elcertifikatsystemet	x	x	x
Ursprungsgarantier	x	x	x
Investeringsstöd	x**	x	x
ROT-avdrag	x**	–	–
Investeringsstöd, Landsbygdsprogrammet	–	x	x

Not: x Möjligt att erhålla intäkt/minska kostnader vid investeringar i solel.

* Jordbruk, BRF, företag och offentlig sektor m.fl.

** Investeringsstöd och ROT-avdrag kan inte kombineras med varandra.

¹⁵ Notera att en årlig skattereduktion kan tas bort när som helst. Det finns alltså inget giltighetsdatum satt, vilket egentligen inte borgar för långsiktig stabila villkor för privatpersoner som vill investera i solel.

Tabell 4.7: Samlade stödnivåer för solelproduktion inklusive begränsningar.

Stöd för Solel	Vem kan söka	Stödnivå	Avgränsningar
Installationsstöd	-Företag -Offentliga organisationer -Privatpersoner	- Företag: max 30 % - Övriga: 20 %	- Max 1,2 MSEK per solcellssystem - Max 37 kSEK/kW (ink. Moms) - Endast nätanlutna solcellssystem -Är rambegränsad
Elcertifikat	-Nya anläggningar -Gamla anläggningar som byggt om eller har varaktig produktionsökning	-Elcertifikat erhålls för varje producerad (MWh) -Värdet är marknadsbaserade	-Gäller förnybar el från vindkraft, viss vattenkraft, vissa biobränslen, solenergi, geotermisk energi, vågenergi och torv -Tilldelning i max 15 år, och längst till 2035.
Ursprungs-garantier	Som elcertifikat	Marknadspris	
Skattereduktion	-Mikroproducenter av förnybar el -Både fysiska och juridiska personer	-60 öre per kWh för överskottsel som matats in i elnätet	-Max 18 kSEK per år (per person eller per anslutningspunkt) -Max 100 ampere i anslutningspunkten -Gäller högst så många kWh som har tagits ut i anslutningspunkten under samma kalenderår
Försäljning av överkottsel	-Producent av förnybar el som matar in överskottsel i elnätet	-Ersättning ges av elnätsföretaget	-Försäljningen är momspliktig ¹
Inkomstskatts-annullering från försäljning av överskottsel	- Mikroproducenter av förnybar el		-Gäller försäljningen under 40 kSEK/år -Vid försäljning över 40 kSEK/år betraktas det som näringsverksamhet och inkomstskatt läggs på hela produktionen
ROT avdrag för arbetskostnad	- Fastighetsägare	-30 % på arbetskostnaden ² inklusive moms	- Max 50 kSEK per person och år - Skatt ska vara betalt till minst motsvarande belopp - Man måste bo i, och äga, fastigheten
Energiskatts-annullering för egenförbrukning	-Mikroproducenter av förnybar el		- Ersättningen ska inte överstiga 30 kSEK - Maxeffekt på 255 kW per juridisk person
Befrielse från inmatningsavgiften	-Mikroproducenter av el		- Säkringen om högst 63 ampere - Effekt på max 43,5 kW - Gäller om elanvändaren har tagit ut mer el än man matat in i systemet

¹ Krav på momsregistrering upphör fr.o.m. 1 jan 2017 för anläggningar med en omsättning under 30 000 kr/år.

² Arbetskostnaden är schablonmässigt satt till 30 % av investeringskostnaden, vilket innebär att ROT kan täcka 9 % av den totala investeringskostnaden,

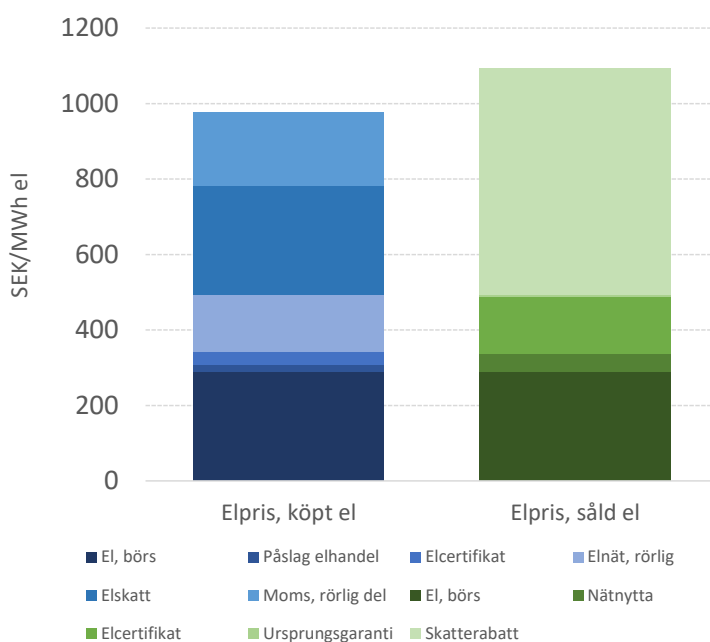
4.5.1 Investeringsstöd

Regeringen har avsatt en summa pengar för att stödja utbyggnaden av solel i form av ett investeringsstöd. I budgeten för 2016 bestämdes det att öka stödnivån till 225 miljoner kronor för 2016 (från 50 miljoner året innan) och till 390 miljoner kronor per år mellan 2017-2019. Sammanlagt innebär det att 1,4 miljarder kronor kommer att användas för att främja solel (SFS, 2014; Regeringskansliet, 2015). Ökningen av stödnivå har inte bara drivits av mål om förnybart, utan även av att intresset för solelinstallationer, från både privatpersoner och företag, har varit större än förväntat. Eftersom stödet är rambegränsat, dvs. stödet ges så länge avsatta pengar räcker, har många sökande inte kunde få ersättning för installationskostnaderna. I augusti 2015 stod 4 300 ansökningar i kö, motsvarande 600 miljoner kronor (Energimyndigheten, 2015).

För att minska på kötiderna föreslår Miljö- och energidepartementet i en rapport att ta bort investeringsstödet till villor och bostadsrätter. Detta försvarar de med att det redan finns andra styrmedel och stöd för dem som vill installera sole. Exempelvis kan ROT-avdraget användas för att dra av arbetskostnader och dessutom finns det skattereduktion som ger 60 öre per såld kWh, se avsnitt 4.5.2. Genom att ta bort dessa målgrupper blir pengarna omfördelade till företag och lantbruk, då de är i större behov av stöd (Energimyndigheten, 2015).

4.5.2 Skattereduktion

Skattereduktionen om 60 öre per kWh har medfört att värdet av att använda sole för eget bruk är i samma storleksordning som värdet av att sälja den, se Figur 4.9. Detta är naturligtvis ett viktigt ekonomiskt incitament för solelinvesteringar för hushållen eftersom den egna elförbrukningen långt ifrån alltid sammanfaller med elproduktionen från de egna solcellerna. Att då ha möjligheten att sälja (det momentana) överskottet med god förtjänst är naturligtvis en viktig pusselbit i investeringskalkylen.



Figur 4.9: Kostnad för köpt el (de rörliga delarna i elpriset) och värdet av såld solcellsel.

4.5.3 Energiskatt

I budgeten för 2016 beslutade Riksdagen om att göra ändringar i lagen om skatt på energi (LSE). Det innebär att från och med 1 juli 2016 behöver solelproducenter med en anläggning på upp till 255 kW inte betala energiskatt på förbrukning och försäljning av egenproducerad el. Det är en positiv förändring jämfört med tidigare då, även om egenproducerad el var skattebefriad så blev, mikroproducenter skatteskyldiga för all självkonsumerad el ifall de sålde överskottet till nätbolagen. Lagändringen gjorde nu istället tydligt den självkonsumerade elen från småskalig elproduktion är skattefri.

Solelanläggningar som har en effekt över 255 kW betraktas inte längre som mikroanläggningar och ska betala skatt även om större delen av produktionen går till eget bruk. Det innebär att större fastigheter som exempelvis sjukhus, flerbostadshus och skolor kommer att beskattas. I gruppen ingår även företag som har fastigheter samlade i ett och samma bolag (Solelkommissionen, 2016).

Regeringen kom i slutet av 2016 ut med förslag på förändringar avseende regelverket för energiskatt för solel till att dels gälla per anläggning istället för juridisk person, och dels föreslås att skatten sänks från 29,2 till 0,5 öre/kWh. Förändringarna ska träda i kraft från och med juli 2017 (Regeringskansliet 2016). Ytterligare förslag på framtida förändringar gällande stödsystem för solel finns i det "Förslag till strategi för ökad elanvändning av solel" som Energimyndigheten har tagit fram (Energimyndigheten 2016 b).

4.6 SOLCELLSINSTALLATIONER

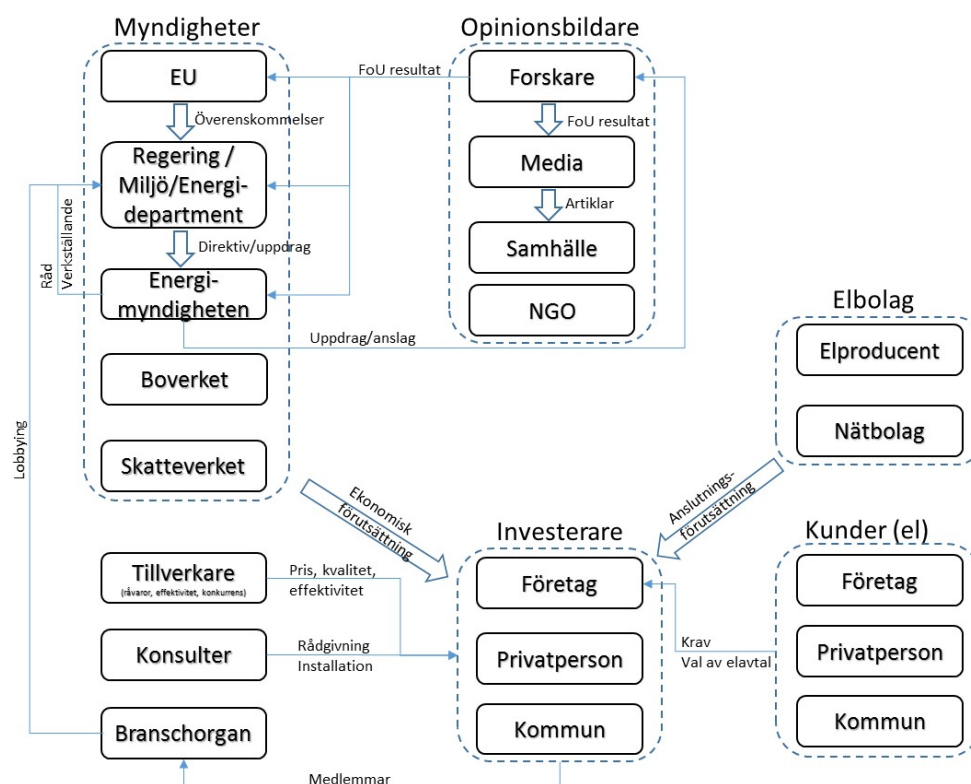
Solcellssystem har den fördelen att de är relativt enkla att installera. I en studie avseende medelstora installationer på byggnader konstateras det att hittills har installationerna varit relativt problemfria. En förklaring är att Sverige varit relativt sen i utbyggnaden av solel och att tekniken därmed hunnit mogna, samt att man kunnat dra nytta av erfarenheter från exempelvis den tyska marknaden. Avsaknad av en efterfrågeboom kan också ha bidragit till att oseriösa aktörer inte lockats till branschen. Dessutom omfattas en stor del av medelstora anläggningar av långtgående installatörsansvar, vilket medfört att installationer genomförts med stor omsorg. Exempel på de få problem som noterats är elfel, fukt- och vattenskador, samt skadegörelse. Dessa problem är emellertid så små att de inte framstår som något framtida hinder (Olsson et al., 2015).

I en licentiatavhandling av Haegermark (2016), med det övergripande syftet att bidra till att höja kunskapen om solel på byggnader i Sverige, ingår en delstudie om montage. I studien har en genomgång av ett stort antal solcellssystem på byggnader (med en effekt över 10 kW) genomförts med avseende på hur de är installerade. Sammanställningen visade att 64 % av de studerade anläggningarna var installerade på branta tak, 25 % på låglutande tak och 11 % på fasad (med avseende på antal anläggningar). Studien visar att utvecklingen generellt sett har gått mot enklare och mer rationella installationer. Haegermark menar också att man i Sverige fått en lyckosam start på utbyggnaden tack vare att man kunnat utgå från erfarenheter i andra länder.

5 Aktörsperspektiv på solel

Drivkrafter och hinder för solel kan identifieras på olika plan och utifrån olika synsätt, såsom exempelvis tekniska/ekonomiska, juridiska/legala och elsystemet/reglering. I slutändan är det dock solelaktörernas syn som är avgörande för utbyggnad och då framförallt investerarnas. I detta kapitel avser vi därför ge en översiktlig bild av viktiga aktörers roll för och syn på solel, hämtade från tillgänglig litteratur.

El behövs i ett otal olika sammanhang i vårt samhälle, och den kan produceras med ett flertal tekniker. Elproduktion har traditionellt sett producerats med anläggningar som ger upphov till stora mängder koldioxid som bidrar till växthuseffekten. Klimatfrågan har gjort att det ställs krav på att elproduktionen ska ske med klimatneutrala och förnyelsebara produktionskällor, såsom solel. För solel tillkommer dock annan form av komplexitet, inte minst eftersom det är en stor mängd, och olika typer av, aktörer involverande, direkt och indirekt. Dessa aktörer påverkar varandra på olika sätt. I Figur 5.1 ges en förenklad översikt över relationer mellan olika aktörer som påverkar utbyggnaden solel. Avsikten med bilden är att ge en bättre förståelse för hur drivkrafter och hinder redovisade i den senare delen av rapporten relaterar till de olika aktörerna. Fokus i detta kapitel kommer dock ligga på potentiella investerare och hur deras drivkrafter och hinder ser ut.



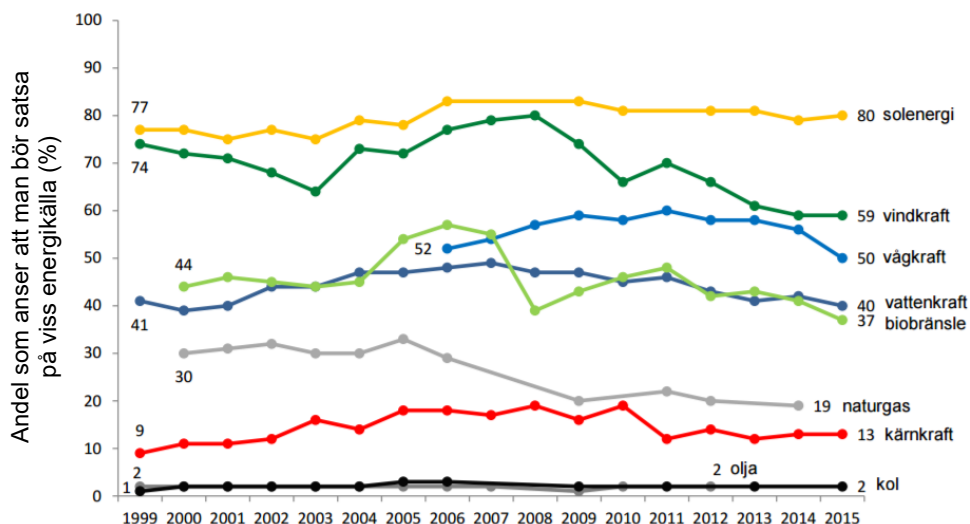
Figur 5.1: Översikt över huvudsakliga relationer mellan aktörer som påverkar utbyggnad av solel.

5.1 OPINIONSILDARE OCH ALLMÄNHET

Opinionsbildare har vi valt att kalla den grupp som innehåller de aktörer som påverkar samhället och i princip alla ingående aktörer. Här berör vi dock huvudsakligen forskare, som påverkar politiker och myndigheter, samt allmänheten. I gruppen "allmänheten" ingår till stor del av de som investerar i solet (se vidare i avsnitt 5.3.1).

I princip grundar sig allt miljöarbete i faktiska händelser i vår värld och det är främst forskarnas roll att upptäcka och analysera världens hälsomässiga status. Den internationella forskningen har i relativt stor konsensus kommit fram till att klimatförändringen inte bör höja jordens temperatur med mer än 2°C jämfört med tiden före industrialiseringen (IPCC, 2014). Det är denna forskning som ligger till grund för incitamentet satsningen på förnybar elproduktion. Forskare är därför ofta grunden till att förstå vad som händer och vad som behöver åstadkommas. Därmed har de stor påverkan i att bilda samhällsopinion och därmed påverka politiker och myndigheter som lägger ramverket för samhället.

Allmänheten är en del av opinionsbildarna då medborgarnas åsikter avseende klimat och förnyelsebart är en input till de styrande eftersom de är folkvalda och ska genomföra folkets vilja. Det kan tilläggas att sociala medier har, tack vare teknikutvecklingen, blivit en allt viktigare del i att påverka samhällsopinionen på senare år. När det gäller allmänheten kan vi konstatera att attityden till solet är väldigt positiv. I den årliga rapport som undersöker svenska befolkningens inställning till olika energikällor var uppfattningen helt klart att solenergi var den energikälla som flest ansåg att Sverige bör satsa på, se Figur 5.2. Avståndet ned till vindkraft, som är tvåa, är hela 21 procentenheter.



Figur 5.2: Attityd till olika energislag (Hedberg och Holmberg, 2016)

5.2 POLITIKER OCH MYNDIGHETER

Politiska instanser på olika nivåer påverkas främst av forskare, politiker, allmänhet och branschorgan (lobbyister). Relaterat till solet är det främst klimatfrågan och samhällsekonomin som bör beaktas av dessa instanser. Myndigheternas roll är

främst att exekvera den politik som förs, men även att bidra med kunskap och utredningar för framtida åtgärder.

5.2.1 EU

Inom EU och det internationella samfundet har man följt forskarnas rekommendationer och enats om att jordens temperatur inte får öka med mer än 2 °C, och ambitionen från klimatavtalet i Paris är försöka begränsa ökningen till 1,5°C. EU fokuserar därför på att minska medlemsländernas utsläpp av växthusgaser och att hantera effekterna av klimatförändringen. En sammanställning av EUs egna bindande klimat- och energimål till 2020 och 2030 visas i Tabell 5.1 (<http://ec.europa.eu>, 2016-11-11).

Tabell 5.1: EUs bindande klimatmål för 2020 och 2030.

Område	Mål 2020	Mål 2030
Växthusgaser	Minska EUs växthusgasutsläpp med minst 20 % jämfört med 1990 års nivå	40 % lägre växthusgasutsläpp än 1990
Förnybara energikällor	20 % förnybar energi	27 % förnybar energi
Energiförbrukning	20 % bättre energieffektivitet (jämfört med beräknade nivåer)	27 % bättre energieffektivitet (jämfört med beräknade nivåer)

En viktig del i EUs klimatstrategi är det system för utsläppshandel från 2005 (EU Emission Trading Scheme) som avser ge industrin incitament att gradvis minska sina utsläpp av växthusgaser. Systemet innebär att utsläppstaket för över 11 000 kraftverk och industrier (omfattar ungefär 45 % av EUs utsläpp av växthusgaser) sänks varje år. Priserna på utsläppsrätter har dock sjunkit sedan starten på handelsperioden 2008, då ett stort överskott på utsläppsrätter byggts upp, vilket lett att systemet i stor utsträckning förlorat sin styrande effekt. Förändringar av systemet är dock föreslagna för att förbättra dess funktion, bland annat genom att minska totalt antal utsläppsrätter med 2,2 % per år från 2021, jämfört med 1,7 % per år nu (<http://ec.europa.eu>, 2016-11-11).

5.2.2 Regering

Sveriges politik påverkas naturligtvis av EUs åtagande då man är med i EU-samarbetet och därmed har vissa åtaganden inom ramen för överenskommelser inom EU. Sveriges regering har som ambition att energipolitiken ska skapa villkor för en effektiv och hållbar energianvändning och en kostnadseffektiv svensk energiförsörjning med låg inverkan på hälsa, miljö och klimat. Målen för den svenska klimat- och energipolitiken till år 2020, samt den så kallade energiöverenskommelsen¹⁶ som kom till stånd 2016-06-10 (www.regeringen.se, 2016-11-10) visas i Tabell 5.2.

¹⁶ Energiöverenskommelsen är en ramöverenskommelse mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna.

Tabell 5.2: Huvudmål för Sveriges klimat- och energipolitik 2020 och energiöverenskommelsen.

Område	Mål 2020	Mål energiöverenskommelsen
Växthusgaser	40 % minskning av klimatutsläppen jämfört med 1990 års nivå.	Senast år 2045 ska Sverige ha 0 nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären, för att därefter uppnå negativa utsläpp
Förnybara energikällor	Minst 50 % förnybar energi	År 2040 ha 100 % förnybar elproduktion. ¹⁷
Energiförbrukning	20 % effektivare energi-användning jämfört med år 2008.	Ett mål för energieffektivisering för perioden 2020 till 2030 ska tas fram och beslutas senast 2017.

I energiöverenskommelsen framkommer ambitioner på flera initiativ för att nå målen, där vi valt ut de som främst relaterar till solel. Gällande förnybart så är avsikten att elcertifikatssystemet ska förlängas och utökas med 18 TWh nya elcertifikat till 2030, där Energimyndigheten ska ta fram förslag på utformning av kvotkurvan för elcertifikatssystemet efter 2020. Avseende småskalig elproduktion menar man att regelverket ska anpassas till nya produkter och tjänster inom energieffektivisering, energilagring och försäljning av el. Detta för att det ska bli enklare att vara en småskalig producent av el. På användarsidan avser man arbeta med åtgärder som krävs för att få till en fungerande efterfrågefleksibilitet.

Slutligen menar man att regelverken rörande elnäten bör utvecklas för att säkerställa att näten byggs ut på ett kostnadseffektivt sätt, samt så att de möjliggör nya produkter och tjänster och att det sker samhällsekonomiskt effektiva investeringar i ny elproduktion. Överföringskapaciteten ska också ökas såväl inom Sverige som med grannländerna (Regeringen 2016).

5.2.3 Energimyndigheten

Energimyndigheten arbetar på uppdrag av regeringen (Miljö- och energidepartementet) via myndighetsinstruktionen och årliga regleringsbrev.¹⁸ I regleringsbreven framgår bland annat vilka mål myndigheten ska uppnå, samt vilken budget myndigheten har till sitt förfogande. Det finns ett flertal aktiviteter som Energimyndigheten ansvarar för, med avsikt att främja solel. Det rör sig om allt från att ge förslag om förändrade styrmedel och stötta forskning, till att genomföra analyser och bidra till att främja kunskapshöjning om solel (Regeringen 2015 b).

I juli 2015 gav regeringen Energimyndigheten i uppdrag att ta fram ett förslag till strategi för att öka användningen av solel. I uppdraget ingår att myndigheten ska

¹⁷ Detta är inte ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft och innebär inte heller en stängning av kärnkraft med politiska beslut.

¹⁸ Det finns andra myndigheter som påverkar solel, exempelvis Skatteverket och Boverket, men Energimyndigheten är huvudsaklig myndighet gällande energi varför endast den beskrivs.

analysera hur solceller kan bidra till målet 100 % förnybar energi,¹⁹ samt hur integration av solceller i elsystemet ska främjas. Till detta kommer också att kartlägga nuvarande insatser och styrmedel, samt hinder och möjligheter för fortsatt introduktion av solceller (Regeringen 2015 c).

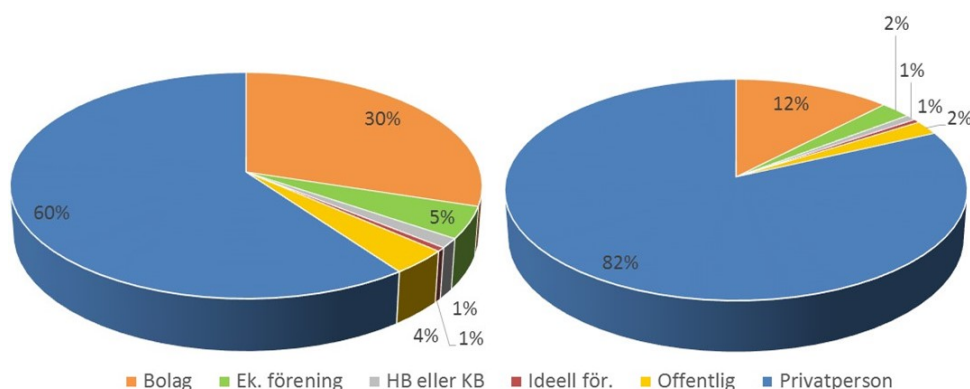
Energimyndigheten utkom med "Förslag till strategi för ökad användning av solceller" under oktober 2016, inklusive ett antal underlagsrapporter (Energimyndigheten 2016 b; Energimyndigheten 2016 c; Energimyndigheten 2016 d; Energimyndigheten 2016 e; Energimyndigheten 2016 f; Energimyndigheten 2016 g). I förslaget har man delat in målbilden i tre utbyggnadsfaser för solcellerproduktion. Faserna är etablering som sträcker sig fram till 2022, expanderingsfasen fram till 2040 och fortsatt kommersiell utbyggnad därefter. Förslaget fokuserar på de två första faserna, där man i etableringsfasen avser underlätta för introduktion av små och mellanstora anläggningar på elmarknaden med avsikt att nå en stabil utbyggnad (Energimyndigheten 2016 b).

5.3 POTENTIELLA INVESTERARE

Oavsett de övriga aktörerna som påverkar utbyggnaden är det ändå de som investerar i solceller som ser till att utbyggnaden av solceller faktiskt sker. Det är också de drivkrafter och hinder som dessa aktörer upplever som avgör hastigheten och storleken på expansion av solceller i Sverige. Av denna anledning kommer drivkrafter och hinder för att investera i solceller behandlas mer utförligt.

Notera att solceller som investering skiljer sig avsevärt mot traditionella elproduktionsanläggningar främst pga. sin skalbarhet. Vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme har vanligen handlat om anläggningar för flera miljarder ned till några hundra miljoner kronor. Vindkraft, som vuxit kraftigt under de senaste 10 åren, öppnade elmarknaden något då ingångsbarriären sänktes eftersom ett vindkraftverk normalt kostar några tiotals miljoner ned till någon miljon kronor (det finns mycket små varianter för några tusentals kronor, men de har inte fått något större genomslag än). Solceller har dock sänkt ingångsbarriären väsentligt då det i huvudsak handlar om små anläggningar som kan installeras på befintliga fastigheter (Lindahl, 2016). Aktörerna som investerat i solceller skiljer sig också hittills i ganska stor utsträckning mot andra energislag, där organisationer nästan uteslutande stått för investeringarna. För solceller är det privatpersoner som utgör den största andelen av den totalt installerade effekten (ca 60 %), se Figur 5.3 som omfattar solcellsanläggningar som är registrerade i elcertifikatsystemet (2016-11-16). Detta täcker större delen av installerade system i Sverige (ca 82 %), och ger således en god bild av fördelningen mellan aktörer. Figur 5.3 blir dock lite missvisande med avseende på offentlig förvaltning, då de ofta har ägande av solcellsanläggningar i aktieföretag och då kategoriseras som företag.

¹⁹ Målet enligt energiöverenskommelsen, se Tabell 5.2, är att nå detta till 2040.

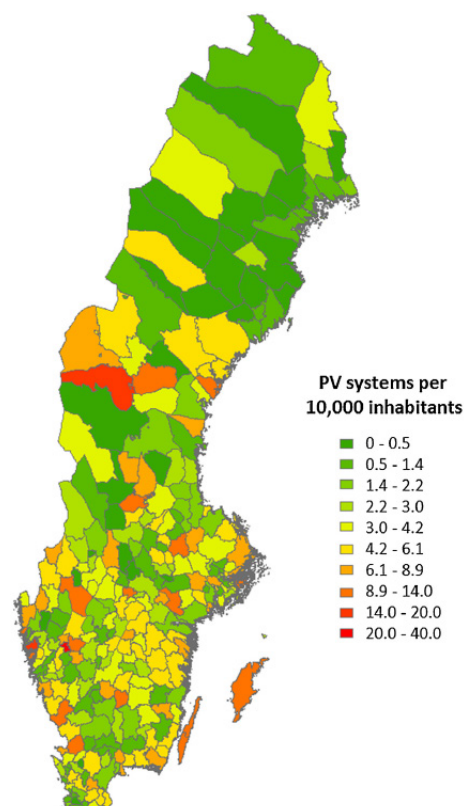


Figur 5.3: Andelen installerad effekt (till vänster) och andel system (till höger). (Bearbetning av Energimyndighetens data, 2016-11-16).

Notera att i följande avsnitt har vi indelat i de potentiella investerarna i privatpersoner och organisationer. Orsaken till detta är dessa aktörer kan ha olika utgångspunkter, och kan uppleva olika drivkrafter och hinder för att investera i solet. I flera av de studier som det refereras till är dock utgångspunkten exempelvis drivkraft och hinder för solet i fastigheter, vilket kan innehålla såväl organisationer som privatpersoner beroende på upplåtelseform. Resultaten från studierna kan därmed i viss mån beröra den andra kategorin även om den står i den ena.

5.3.1 Privatpersoner

Solceller har, som redan beskrivits, till skillnad från andra kraftslag en mycket hög skalbarhet, vilket möjliggör för privatpersoner att installera på egna byggnader eller fristående på egen mark. Att gå från att vara positivt inställd till solet till att själv investera i solceller är dock ett stort steg. Palm (2016) konstaterar att det är stora skillnader i antal installerade solcellssystem mellan olika kommuner i Sverige trots att förutsättningarna är till synes väldigt likartade, se Figur 5.4. I studien har Palm undersökt fem kommuner med särskilt hög andel solcellssystem installerade per capita och konstaterat att det är lokala faktorer som är avgörande för en högre implementeringsgrad. Gemensamt för alla de studerade kommunerna var att det fanns det lokala organisationer som marknadsförde solet i ett tidigt stadiet. Främst är det lokala elbolag och entreprenörer som säljer och sprider information om solcellssystem, där nyckelfaktorer har varit försäljning av system, att överskottsel köps och arrangemang av seminarier. En stor andel menade att intresset väckts på grund av att man känt någon i en organisation som främjar solet. När det gäller



Figur 5.4: Solcellssystem i Sverige per kommun och 10 000 invånare (Palm 2016)

beslutet att faktisk investera så menade 54 % att möjligheten att sälja överskottsel hade en positiv inverkan (Palm, 2016).

När det gäller investeringar i bostadshus är det viktigt att beakta att det inte bara handlar om privatpersoners drivkrafter och hinder, utan beroende på upplåtelseform så involveras även andra aktörer. Nashed och Olin (2015) har genomfört en fallstudie avseende incitamenten för att investera i solceller i flerbostadshus. Resultaten visar att incitamenten till att investera i solceller är olika beroende på upplåtelseform och om investeringen sker vid nyproduktion eller vid ombyggnation av flerbostadshus. Författarna menar att bostadsrättsföreningar med god ekonomi har de starkaste incitamenten till att implementera solceller eftersom det bidrar till sänkta driftkostnader för fastigheten, vilket på sikt kan innebära sänkt månadsavgift. Detta ökar lägenheternas försäljningsvärde samtidigt som föreningen har kontroll över sina ekonomiska förutsättningar. Det långsiktiga ägandet medför att bostadsrättsföreningar inte bara betalar för investeringen utan också tar del av de besparingar som görs.

Vid implementering av solceller vid ombyggnation av hyresrätter står fastighetsägaren både för investeringen och tar del av de sänkta driftkostnaderna. Implementering av solceller ligger dock inte till grund för hyreshöjning för de boende (Nashed och Olin, 2015). Vad gäller nyproducerade flerbostadshus kan solceller inkluderas redan under projekteringsfasen vilket kan medföra lägre installationskostnader och en mer estetiskt tilltalande byggnad. Byggherren står till en början för investeringskostnaden medan fastighetsägaren tar del av besparingar i form av sänkta driftkostnader. Byggherren förväntar sig dock i stor utsträckning att få tillbaka investeringen då fastighetsägaren förvärvar byggnaden (Nashed och Olin, 2015).

I en studie som baserats på djupintervjuer med privatpersoner beskriver attityder och föreställningar om solcellssystem bland personer som inte investerat i solceller. Resultatet av studien visar att främsta orsaken till att man inte investerat är uppfattningen om att solcellssystem har otillräcklig lönsamhet. Samtidigt ligger återbetalningstiden för solceller inom den angivna ramen för vad som skulle göra dem intresserade i att investera, och förklaringen är att vissa respondenter överskattar återbetalningstiden. Solcellssystem anses generellt sett vara en miljövänlig teknik, även om vissa respondenter är tveksamma till det ur ett livscykelperspektiv. Ytterligare en positiv aspekt var att solceller betraktas som väldigt användarvänlig produktionsform (von Sabsay, 2013).

5.3.2 Organisationer

Organisationer som potentiella investerare i solel är ingen homogen grupp och därför kan drivkrafterna skilja sig åt. De organisationer som inkluderats som potentiella investerare är främst byggbolag, fastighetsägare som har hyresgäster, organisationer med en stor mängd egna fastigheter, samt lantbrukare. Därtill kommer organisationer vars kärnverksamhet är elproduktion, dvs. energibolag, vilka i större utsträckning fokuserar på större fristående solcellanläggningar.

Offentliga förvaltningar, främst kommun och landsting, är en viktig typ av organisation då de äger stora mängder fastigheter (i vissa fall äger kommuner även

energibolag). Både kommuner och landsting är i hög grad styrda av den politiska viljan inom kommunen och från riksdagspolitiken. Ett exempel är lagen om kommunal energiplanering (Svensk författningssamling, 1977) som innebär att varje kommun ska ha en aktuell plan för tillförsel, distribution och användning av energi. Det finns ett flertal kommuner, och landsting, som har satt upp klimatmål, vilka kan koppla an till förnybar elproduktion, inklusive solceller (exempelvis Linköping, Göteborg och Malmö).

Kanters (2015) har undersökt synen på solel i främst nybyggnation av fastigheter. De huvudsakliga drivkrafterna, främst hos mindre aktörer, för att investera var ekonomiska skäl och att skapa känsla av oberoende. Andra drivkraft är att skapa en bättre image av företaget och indirekta ekonomiska fördelar i form av exempelvis ökat värde på fastigheterna. Det är främst i ett längre perspektiv som solceller betraktas som ekonomiskt fördelaktigt och då hos de fastighetsägare som har ett långsiktigt ägande.

När det gäller de huvudsakliga hindren som identifierats handlar det om att återbetalningstiderna är för långa för fastighetsutvecklare som har ett kortsiktigt ägande, samt uppfattning om oklarheter i regelverken från myndigheterna. Det finns också en kunskapsbrist, avseende investeringsförutsättningar och tillgängliga produkter, hos utvecklare och arkitekter som leder till att investeringsbedömningar inte blir välgrundade. Både arkitekter och fastighetutvecklare anser dessutom att det är ett bristande utbud på solcellslösningar. Slutligen saknas det en tydlighet avseende vem som har ansvar för att inkludera solceller i planeringsprocessen (Kanters 2015).

Resultaten stöds i viss utsträckning av en tidigare nulägesanalys avseende både solceller och solfångare (Wahlström et al., 2012). Man menar att det främsta hindret för en större utbyggnad av solenergi i befintliga flerbostadshus är för låg kunskapsnivån hos beställare (bygggherrar) och konsulter. Vidare anser man att det inte råder några tekniska hinder för en mer utbredd installation av solenergi i befintliga flerbostadshus. Det finns istället ett utvecklingsbehov avseende hur en anbudsförfrågan ska utformas för att få en rätt dimensionerad anläggning och rätt val av solel och/eller solvärme. Vidare saknas samlade erfarenheter från installation, drift och underhåll samt erhållen prestanda. För en snabbare utbyggnad av solenergi behövs förbättrad information till beställare, vilken bör innehålla beslutsguide, upphandlingsrutiner och installations och driftserfarenheter (Wahlström et al., 2012).

I en sammanställning avseende möjligheter och hinder för elproduktion i bostadsfastigheter identifierades exempelvis ineffektiv utformning av solcellstödet och brist på kunskap som två viktiga faktorer som bör åtgärdas. Förslag på åtgärder som bedöms hantera de största hindren och tros kunna ge goda effekter, är (Eriksson, 2014):

- En ökad solenergiplanering i kommunerna, vilket förbättrar förutsättningarna för elproduktion både idag och i framtiden.
- En omstrukturering av solcellstödet så att de sökande in ett tidigt skede få veta om och med hur mycket de beviljas stöd.

- En översyn av koncessionsplikten så att prosumenter i högre utsträckning kan tillgodogöra sig sin egenproducerade elektricitet

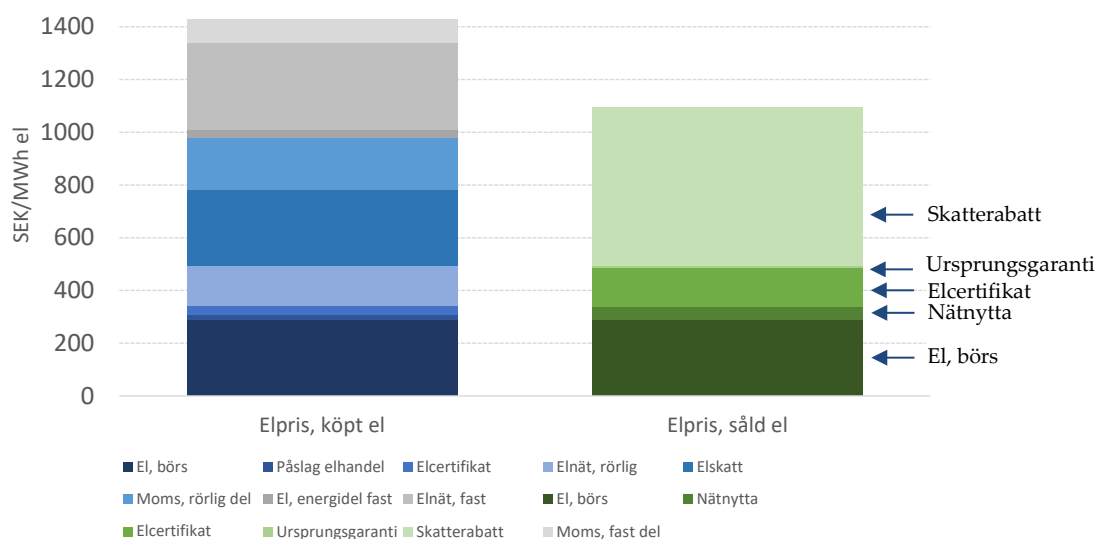
I en intervjustudie med lantbrukare som investerat i solceller, samtliga takmonterade, konstateras att val av storlek på anläggning varit en viktig faktor. Den har planerats så att den matchar den egna årliga användningen för att hamna inom gränsen för mikroproducent. Andra begränsande faktorer var främst investeringsutrymme och huvudsäkringens storlek. Uppfattningen var i de flesta fall att ekonomin hade blivit bättre än man räknat med initialt (Norberg et al., 2015).

Det genomfördes också några intervjuer med lantbrukare som inte hade investerat i solel och de hade heller inga planer på att göra detta. Orsakerna till detta var främst att man ansåg lönsamheten som osäker och att man var skeptisk till investeringar som kräver bidrag för att bli lönsamma, samt att man inte ansågs sig ha det investeringsutrymme som behövs. Slutsatsen var att det behövs långsiktiga och förutsägbara regelsystem för att främja utbyggnad av solel inom lantbruket, samt att de utformas så att de stödjer producerande lantbruk (Norberg et al., 2015).

6 Lönsamhet för solcellsanläggningar

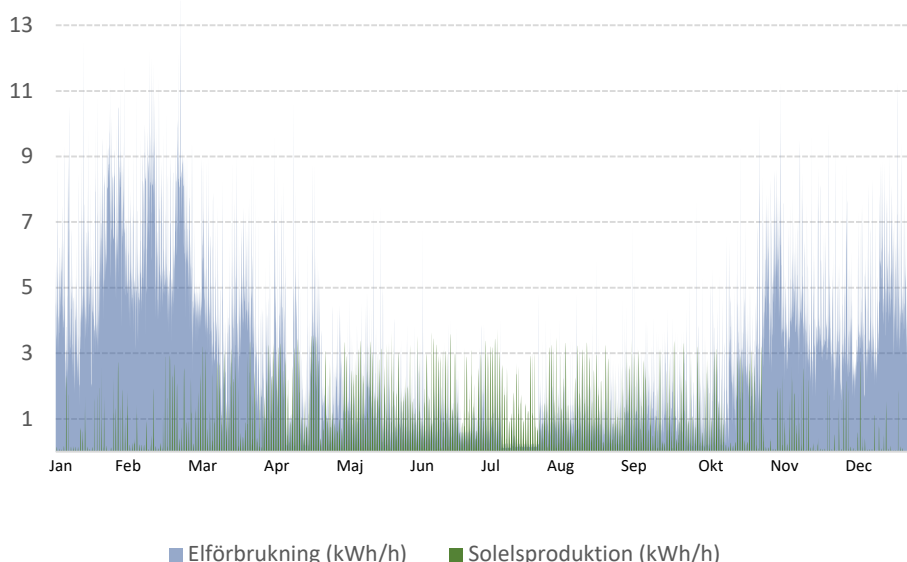
Lönsamheten för en given solcellsinstallation är avhängig ett antal viktiga parametrar såsom investeringskostnad, kalkylränta, elprisutveckling, placering av solcellsinstallationen (lutningen i förhållande till solinstrålningen och orienteringen i förhållande till väderstrecken). Geografin, det vill lokaliserings i landet, har viss betydelse eftersom globalstrålningen varierar över landet, som redan redovisat i avsnitt 4.1. Utöver dessa parametrar spelar naturligtvis stödsystemen en stor roll som vi kommer att kunna konstatera i detta kapitel. Ett huvudsyfte med analysen som redovisas i detta kapitel är nämligen att närmare beskriva konsekvenserna på lönsamheten för olika typer av investeringar till följd av stödsystemens utformning. Som framgår i avsnitt 4.5 ser stödsystemen och regelverket olika ut för olika kategorier av investerare. Företag kan exempelvis få 30 % av investeringskostnaderna täckta via solcellstöd medan övriga aktörer bara kan få 20 %. Egenförbrukningen (det vill säga den del av solelproduktionen som konsumeras inom fastigheten) är befriad från energiskatt på el för juridiska eller fysiska personer med anläggningar vars samlade installerade kapacitet understiger 255 kW_p. Större installationer, det vill säga typiskt större fastighetsbolag och lokaler får däremot betala energiskatt på el även för den del av elförbrukningen som man producerar själv (förslag på ändring av detta föreligger, se avsnitt 4.5.3). Vidare erhåller alla som räknas som mikroproducenter en skattereduktion på 60 öre/kWh såld el.

Om man både producerar och förbrukar el så består förtjänsten dels av den sålda elen (en intäkt) och dels av minskningen i mängden inköpt el (en minskning i inköpskostnad). Om man idag åtnjuter full skattereduktion för den sålda elen så medför detta att värdet av att sälja solel ut på nätet är ungefär lika stort som värdet av egenförbrukningen, vilket till stor del alltså är en konsekvens av skattereduktionen på 60 öre/kWh för såld el, se Figur 6.1 (det är endast de rörliga delarna av priset på el och nätkostnaderna som ska vägas in i värdet på den egenförbrukade solelen). Det finns dock en övre gräns för skattereduktionen på såld el, närmare bestämt 18 000 SEK/år (30 000 kWh/år såld el) per anläggning och anläggningsägare. För stora installationer, och fastighetsägare med många installationer, kan det därmed vara effektivt att maximera egenförbrukningen (genom att exempelvis välja en mindre anläggning). Ligger man under denna gräns betyder det istället att elförbrukningens profil över året har mindre betydelse för kalkylen.



Figur 6.1: Elpriset för en typisk villakund. Till vänster visas inköpspriset och till höger priset man får då man säljer solelen ut till nätet. Värdet av den egenförbrukade elen, det vill säga den delen av solelproduktionen som förbrukas inom husets väggar, utgörs enbart av de rörliga delarna i inköpspriset på el (i blått) medan de fasta kostnaderna (i grått) kvarstår oavsett om man väljer att investera i solel eller inte. I figuren antar vi att man endast erhåller elcertifikat för den del av solelproduktionen som säljs till nätet. Om vi även hade inkluderat elcertifikatintäkter för egenförbrukningen så hade värdet av den egenförbrukade elen varit något större än det som visas här.

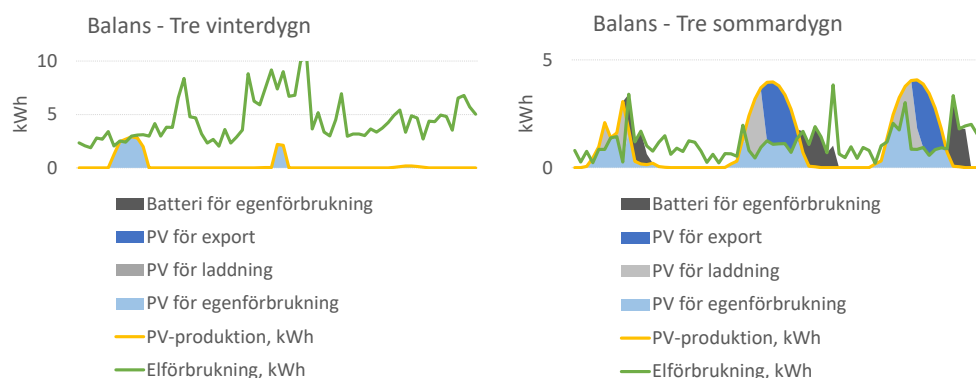
I Figur 6.2 visas fördelningen mellan solelproduktion (en anläggning med en storlek om ca 4 kW_p) och elförbrukning i ett typiskt elvärmvärmt hus i Mellansverige (årlig elförbrukning på ca 25 MWh). Som framgår är solcellernas bidrag litet i förhållande till elbehovet vintertid, medan det ofta är överproduktion sommartid.



Figur 6.2: Solelproduktion och elförbrukning i ett typiskt småhus med elvärme (4 kW_p solcellskapacitet och 25 MWh elförbrukning per år).

6.1 METOD

I den modell vi använder för att bestämma lönsamheten för de olika investeringskategorierna beräknas solelproduktion och elförbrukning timme för timme.²⁰ Det gör att vissa timmar fås ett produktionsöverskott och andra timmar ett underskott. Beroende på elpriset för den aktuella timmen (se "Gemensamma beräkningsförutsättningar" nedan) och beroende på stödsystemens utformning (elcertifikat, skattereduktion med mera) erhålls en intäkt dels från såld el och dels genom uteblivet inköp av el vid egenförbrukning av solel. I modellen kan vi också välja om man vill lägga till ett batteri till sin anläggning med de kostnader och intäkter det innebär. Batteriet laddas så snart solelproduktionen överstiger elförbrukningen. När batteriet är fulladdat (storleken väljs i modellen) säljs överskottet, om det kvarstår, till nätet. Och omvänt, när elförbrukningen överstiger solelproduktionen laddas batteriet ur för egenförbrukning till dess att det är tomt. Därefter köps el från nätet. Förloppet åskådliggörs i Figur 6.3, dels för tre vinterdygn och dels för tre sommardygn, för en typisk villa med elvärme. Vintertid understiger solelproduktionen klart elförbrukningen varför batteriet så gott som alltid är tomt. På sommaren uppträder perioder med stora överskott varför batteriets kapacitet i vårt exempel blir begränsande. På grund av höga batterikostnader och framförallt skattereduktionen som premierar såld el så är incitamenten för batterier i kombination med solceller idag mycket svaga. Vi har därför inte med batterier i huvudfallet, men behandlas i känslighetsanalysen.



Figur 6.3: Balansen mellan solelproduktion, elförbrukning, egenförbrukning och batteridrift för ett typiskt småhus med elvärme (4 kWp solcellskapacitet, 25 MWh elförbrukning per år och batterikapacitet på 7 kWh).

6.2 FYRA INVESTERINGSKATEGORIER

Syftet med denna analys är, som redan nämnt, att framförallt peka på hur de olika stödsystemens utformning, inklusive de viktiga begränsningar som finns, slår på lönsamhetskalkylen. Vi har dock inte isolerat just stödsystemens inverkan utan vi har i våra fyra investeringskategorier även tagit hänsyn till att såväl produktionsvolymen av solel som elförbrukningen skiljer sig åt rejält beroende på kategori. Detta påverkar bland annat den specifika investeringskostnaden. De fyra

²⁰ Med timmar som minsta tidssteg missar man förekomsten av mer extrema lastspikar med varaktigheter på mindre än en timme och som kan vara (klart) större än solelproduktionen. Det medför att egenförbrukningen i vår ansats kan vara något överskattad. För småhus som fullt ut kan utnyttja skattereduktionen har detta sannolikt ingen betydelse.

investeringskategorierna utgörs av småhus, flerbostadshus, litet företag och elproducent.

Samtliga kategorier av solcellsinstallationer som vi analyserar här antas vara nära nog optimalt placerade med avseende på väderstreck och lutning. Vi antar också att installationerna görs i den södra delen av landet vilket innebär en utnyttjningstid på ca 1 000 timmar (det vill säga en årlig produktion på ca 1 000 kWh per installerad kW). Vi antar en teknisk livslängd på 30 år för samtliga alternativ. Vi utgår också från ett byte av växelriktare efter 15 år. Drift- och underhållskostnaderna antas vara mycket låga, ca 20 SEK/kW_p och år, och består i huvudsak av rengöring och tillsyn. För villaalternativet sätts den till noll då vi antar att villaägaren i huvudsak utför detta arbete själv och att man värderar detta arbete till noll.

Vi har för enkelhetens skull antagit att elanvändningens fördelning (profil) är densamma för villan och det lilla företaget. Det datamaterial som ligger till grund är faktiska mätdata för ett typiskt (större) småhus utan elvärme. Däremot är det naturligtvis skillnad på den absoluta förbrukningen. För flerbostadshuset har vi istället använt en konstruerad lastprofil som beskriver användningen av driftel. För kategorin "elproducent" räknar vi inte med någon elförbrukning, eller egenförbrukning. För övriga investeringskategorier förutsätter vi en årlig elförbrukning som överstiger den årliga solelproduktionen.

I utgångsläget antar vi också att samtliga alternativ har samma kalkylränta och rörliga elnätsavgift. Den sistnämnda utgör den del av elnätskostnaden som påverkar lönsamheten för solcellsinvesteringen. Att anta oförändrad rörlig elnätsavgift är en rimlig förenkling eftersom den rörliga elnätsavgiften generellt inte beror på huvudsäkringens storlek, med ett visst undantag för lägenheter (vars elförbrukning inte ingår i denna analys). Vi antar en rörlig elnätsavgift på 15 öre/kWh exklusive moms vilket är ett genomsnitt för ett stort urval av de svenska elnätsföretagen. Betydelsen av kalkylräntans storlek studerar vi något närmare i vår känslighetsanalys längre fram.

Småhuset antas ha en relativt liten anläggning i sammanhanget på typiskt 4 kW_p. Vi antar också att villan inte värms med el och att elbehovet uppgår till ca 8 000 kWh per år.

Flerbostadshus antar vi utgörs av ett antal sådana hus vars samlade installerade soleffekt överstiger 255 kW_p, vilket är gränsen för när man blir skyldig att betala elskatt på egenförbrukningen. Detta är en typisk situation för exempelvis ett fastighetsbolag. Då vi dessutom antar att beståndet utgörs av lägenheter så är man även skyldig att betala moms (är det istället lokaler som omfattas så exkluderas moms; momsplikten bestäms av verksamheten i fastigheten och inte av ägandeformen). Varje hus i beståndet antas ha en huvudsäkring på max 100 A, det vill säga varje anläggning (hus) är kvalificerad för mikroproduktion och kan åtnjuta skattereduktion på såld el. Denna begränsas dock till maximalt 18 000 SEK, motsvarande 30 000 kWh såld el, för hela beståndet vilket på grund av storleken blir aktuellt i detta fall. Vidare antar vi att investeringsstödet uppgår till 30 % av hela den samlade investeringen. Investeringsstödet utgår per anläggning (byggnad) och vi antar att de enskilda anläggningarna på respektive byggnad inte

är så pass stora att de begränsas av de maximalt 1,2 MSEK som betalas ut per anläggning eller byggnad. Elkonsumtionen, som avgör egenförbrukningens storlek och vid vilka tider överskottet säljs, utgörs i kalkylen endast av fastighetsel och antas vara 600 MWh per år. I detta fall antar vi också att man erhåller elcertifikat även för den egenförbrukade solelproduktionen, eftersom vi utgår från att man installerat en separat elmätare för att mäta just egenförbrukningen. För kategorierna "Småhus" och "Litet företag" antar vi däremot att man inte erhåller elcertifikat för den egenförbrukade solelen då kostnaden för erforderlig utrustning i många fall överstiger den extra intäkten, i synnerhet för små anläggningar.

"Litet företag" är en kategori som är vald specifikt för att illustrera en relativt gynnsam investeringssituation. Man betalar inte elskatt på egenförbrukningen (mindre än 255 kW samlad effekt), man åtnjuter full skatterabatt (begränsas inte av 30 000 kWh på grund av storleken) och man betalar heller ingen moms på investeringen. Skalfördelar vid installation gör också att investeringskostnaden är mindre än i exempelvis villafallet. Detta kan typiskt vara en verkstadslokal eller en lantbruksverksamhet. Det senare innebär även att elskatten är låg, 0,5 öre/kWh, och att man kan erhålla upp till 40 % investeringsstöd via Jordbruksverket.

Elproducent är en kategori som utgörs av renodlad elproduktion i stor skala i exempelvis ett kraftföretags regi. Skalfördelar medför de lägsta specifika investeringskostnaderna av samtliga alternativ men, å andra sidan, åtnjuter man intäkter endast från huvudsakligen två håll: försäljning av el och elcertifikat. Investeringsstödet uppgår till 30 % eller, som i det här räkneexemplet, maximalt 1,2 MSEK till följd av storleken.

I Tabell 6.1 nedan sammanfattar vi de viktigaste antaganden för de fyra investeringskategorierna.

Tabell 6.1: Sammanställning av viktiga antaganden för de fyra investeringsalternativen (kategorierna)

	Småhus	Flerbostadshus	Litet företag (lokal/jorbruk)	Elproducent
PV-effekt per org.nr (kWp)	4	300	40	1000
Investeringskostnad (SEK/kWp, exkl moms)	14000	12000	12000	9000
Investeringsstöd	9% (ROT)	30%	30% /40% ¹⁾	1,2 MSEK
Moms	Ja	Ja	Nej	Nej
Elskatt (öre/kWh)	29	29	29/0,5	Nej
Elskatt på egenförbrukning (öre/kWh)	0	29	0	0
Skattereduktion (på upp till 30 000 kWh per org.nr)	60 öre/kWh	60 öre/kWh ²⁾	60 öre/kWh	0
Elcertifikat såld el (öre/kWh)	15	15	15	15
Kalkylränta (%)	3 resp 1	3	3	3 resp 6

¹⁾ 40 % kan fås via stöd genom Jordbruksverket (detta är dock inte rent solcellsstöd utan kräver ett mer omfattande ansökningsförfarande). Vi har valt att ta med det som ett räkneexempel i känslighetsanalysen.

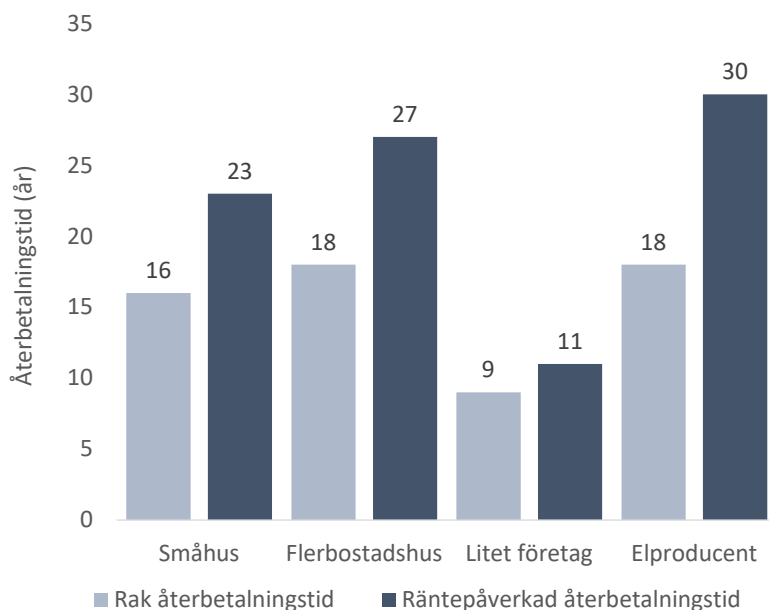
²⁾ Inkluderar hus eller installationer med huvudsäkring < 100 A (mikroproduktion).

6.2.1 Gemensamma beräkningsförutsättningar

De flesta av de viktiga parametrarna är emellertid gemensamma för samtliga investeringskategorier. Lönsamhetsberäkningarna görs genom att väga kostnader (investering-, drift- och underhållskostnader samt framtida byte av växelriktare) mot intäkterna (från reducerat elinköp samt såld el). Eventuell moms, elskatt på egenförbrukning, nätnytta som betalas av elnätsföretaget för såld el till nätet (vi antar 5 öre/kWh), elhandlarens påslag (vi antar 2 öre/kWh), elcertifikatavgift för köpt el från nätet, investeringsstöd samt övre gränser för investeringsstöd respektive skattereduktion ingår i kalkylen. Vi räknar med en energiskatt på el på 29,2 öre/kWh. I 2016 års höstproposition ligger ett förslag om en ökning på 4 öre/kWh vilket vi alltså inte räknat med i denna analys. Det skulle, allt annat lika, förbättra kalkylen i de fall man är undantagen skatt för egenförbrukning. Vi tar också hänsyn till att man erhåller elcertifikat under 15 år medan anläggningens livslängd uppgår till 30 år. Elcertifikatpriset antar vi ligger på 15 öre/kWh under hela den perioden. Vi inkluderar också en ersättning för ursprungsgarantier för såld solel som idag ligger på mycket blygsamma omkring 0,5 öre/kWh. Dessutom utgår, som nämnts, en skattereduktion på 60 öre/kWh för varje såld kWh upp till maximala 30 000 kWh. Vissa elhandelsbolag har erbjudit en relativt hög ersättning (utöver elpriset) för såld solel, men det verkar ha minskat i omfattning. Detta har vi inte räknat specifikt på. När det gäller elpriset antar vi att detta inte ändras över åren utan endast inom ett år (timme för timme). I utgångsläget har vi valt 2014 års elpriser (prisområde SE3). Effekten av olika elpriser har vi undersökt i känslighetsanalysen.

6.3 RESULTAT

Resultatet från beräkningarna presenteras i Figur 6.4. Den indikator som vi valt för att beskriva lönsamhet är återbetalningstid. I återbetalningstiden kan man antingen ta hänsyn till kalkylräntan eller inte, där det sistnämnda benämns rak återbetalning. Det förstnämnda bör betraktas som det mer korrekta alternativet. I Figur 6.4 redovisas båda varianterna. Vi kan se att skillnaderna i återbetalningstid mellan de olika alternativen är stora. Kategorin "Elproducent" uppvisar återbetalningstider som är i samma storleksordning som investerings livslängd. Även kategorin "Flerbostadshus" uppvisar en kalkyl med en mycket begränsad lönsamhet. I den kategorin utgör elskatt på egenförbrukning, den övre gränsen för skattereduktion samt moms på investeringen hinder för lönsamhet. För "Elproducent" är intäkterna i huvudsak begränsade till inkomster från el- och elcertifikatförsäljning. Dessa uppgår till i genomsnitt 45-50 öre/kWh i vårt räkneexempel och ligger mycket nära den totala produktionskostnaden givet investeringsstöd, 3 % kalkylränta och 30 års livslängd. Därmed blir lönsamheten följaktligen mycket begränsad. "Litet företag" däremot åtnjuter relativt sett ett antal fördelar: vissa skalfördelar, man slipper moms på investeringen, full utnyttjning av skattereduktion, ingen elskatt på egenförbrukning samt ett investeringsbidrag på 30 %. I detta fall kan man nog påstå att lönsamheten är relativt god. Småhuset hamnar någonstans mitt emellan. Man har de högsta specifika investeringskostnaderna samtidigt som vi antagit att investeringsbidraget begränsas till ROT-avdraget på ca 9 % av hela investeringen. Dock är villaägaren undantagen från elskatt på egenförbrukningen.



Figur 6.4: Återbetalningstider (rak och inklusive ränta) för våra fyra kategorier av investeringar.

6.4 KÄNSLIGHETSANALYS

I detta avsnitt redogör vi för ett antal kompletterande beräkningar med förändrade förutsättningar i syfte att bedöma känsligheten i våra grundantaganden.

6.4.1 Småhus

Ett byte av elförbrukningsprofil till en typisk elvärmelast påverkar återbetalningstiden endast marginellt i detta fall. Som vi antytt tidigare ligger förklaringen till detta i det faktum att den sålda elen till nätet värderas ungefär lika högt som den egenförbrukade elen. Det spelar därmed en mindre roll när under året som överskotten respektive underskotten uppträder för investeringens lönsamhet. När det gäller batterilösning så når vi dock ingen lönsamhet (vi räknar med en investeringskostnad på ca 20 000 SEK exklusive moms för ett 7 kWh-batteri). För att en batterilösning ska bli intressant måste batterikostnaderna kapas rejält, vilket inte alls är osannolikt i ett längre perspektiv givet den snabba teknikutvecklingen, och/eller att värdeförhållandet mellan egenförbrukad el och såld el ändras signifikant till egenförbrukningens fördel. Ökade skatter och höjda elnätsavgifter skulle kunna leda i den riktningen. Liknande effekt skulle fås om stödet till såld el till nätet (skattereduktionen) förändras i riktning mot ett stöd för lagring och därmed ökad egenförbrukning. Om vi inkluderar ett investeringsstöd på 60 % för en batterilösning i enlighet med Regeringens förordning för bidrag till egenproducerad elenergi för privatpersoner som beslutades i oktober 2016 når vi ändå ingen lönsamhet i nuläget, baserat på våra beräkningar. Det beror i huvudsak på att förtjänsten av att sälja den egenproducerade elen med skatterabatt är av samma storleksordning som att förbruka den själv. Ytterligare mervärde för en batterilösning skulle kunna skapas av att kapa effekttoppar och därmed gå ner i säkringsstorlek eller att batteriet svarar på variationer i elpriset och inte enbart anpassas till balansen mellan solelproduktion och elförbrukning. I ett vidare

perspektiv kan det även finnas nätnytta i det lokala elnätet som kan möjliggöras genom batterier i de enskilda hushållen. Inget av detta har vi dock inkluderat i denna analys. Om vi istället för 3 % real kalkylränta använder 1 %, vilket kan vara mer rimligt i nuvarande läge, minskar återbetalningstiden (inklusive ränta) med 5 år till 18 år jämfört med utgångsläget i Figur 6.4. Om vi istället utgår från 2015 års elpriser som var väsentligt lägre än 2014 års elpriser, ökar återbetalningstiden (inklusive ränta) från 23 år till 27 år. Vi har också undersökt ett "framtidsfall" med ett 2030-års perspektiv där vi kombinerar ett modellberäknat elpris (med kraftmarknadsmodellen EPOD) med väsentligt lägre investeringskostnader för solcellsinstallationen. I detta räkneexempel antar vi att investeringskostnaden för solelinstallationen sjunker med ca 30 % fram till 2030 (detta ligger i samma storleksordning som den potentiella kostnadsreduktion European PV Platform Steering Committee anger i sin sammanställning från 2015). Det beräknade elpriset uppvisar större variabilitet än idag till följd av väsentligt större volymer av förnybar variabel elproduktion (ökar antalet lågpristimmar) och sannolikt mindre volymer reglerbar elproduktion såsom kärnkraft (ökar antalet högpristimmar). Medelpriset över året i vårt beräkningsfall är dock i samma storleksordning som 2014. I ett sådant fall når vi en återbetalningstid (inklusive ränta) på 16 år istället för 23 år som i utgångsläget, det vill säga ca hälften av den uppskattade livslängden. Men detta förutsätter att skattereduktionen bibehålls vilket inte är självklart. Plockar man bort skattereduktionen ökar återbetalningstiden till hela 27 år (från 16 år) trots den lägre investeringskostnaden. Detta ökar naturligtvis incitamenten för att maximera egenförbrukningen genom att exempelvis välja en mindre anläggning eller möjligen investera i en batterilösning.

6.4.2 Flerbostadshus

I utgångsläget är lönsamheten för denna kategori mycket begränsad. Elskatt (plus moms) på egenförbrukning och en övre gräns för skattereduktion är två faktorer som inverkar negativt på kalkylen jämfört med exempelvis villan. Å andra sidan erhåller man elcertifikatintäkter för både såld el och egenförbrukad el. Om vi gör egenförbrukningen fri från elskatt (i enlighet med liggande förslag, se avsnitt 4.5.3) sjunker återbetalningstiden (inklusive ränta) från 27 år ner till 17 år. Detta pekar naturligtvis på den stora betydelse elskatten på egenförbrukning har och bekräftas också av de flitiga debattinläggen i media på just detta tema. Skattereduktionen, om 60 öre/kWh, är förknippad med en stor osäkerhet eftersom det hittills inte uttalats något om dess livslängd. Om vi istället antar att man erhåller skattereduktion enbart under de 5 första åren så försämras kalkylen avsevärt, allt annat lika som grundfallet; återbetalningstiden (inklusive ränta) ökar då med 4 år från 27 år och passerar därmed anläggningens förväntade livslängd. En annan parameter som är viktig är hur den årliga elkonsumtionen förhåller sig till den årliga solelproduktionen. Vi har kunnat konstatera att om man ligger innanför stödgränserna så har detta mindre betydelse eftersom värdet av såld el är ungefär lika stort som värdet av att förbruka den producerade elen inom husets fyra väggar. Men om man, som i vårt "Flerbostadshus"-fall, passerar den övre gränsen för skattereduktion (max 30 000 kWh såld el per organisation) så blir värdet av egenförbrukning större än värdet av att sälja elen trots att elskatt läggs på egenförbrukningen (värdeminskningen av förlusten av 60 öre/kWh för såld el är naturligtvis större än värdeminskningen av påslaget på 29 öre/kWh för

egenförbrukad el). Om vi antar att elkonsumtionen (fastighetsel) i vårt exempel är 50 % större, det vill säga 900 MWh istället för utgångslägets 600 MWh, så sjunker följaktligen återbetalningstiden, i det här fallet ner till 24 år (inklusive ränta) jämfört med de ursprungliga 27 åren.

6.4.3 Litet företag

Som vi nämnt tidigare är kalkylen för "Litet företag" genomgående den bästa av våra undersökta exempel. Om vi minskar elskatten från 29 öre/kWh till 0,5 öre/kWh vilket är det lantbruksverksamheter får betala så minskar värdet av egenförbrukningen. Detta ökar därmed återbetalningstiden något, närmare bestämt från 11 till 13 år (inklusive ränta). Samtidigt kan lantbruk ansöka om ett mer generöst investeringsstöd hos Jordbruksverket, nämligen 40 %. Därmed är vi i princip tillbaka på återbetalningstider runt 11 år i vårt räkneexempel. På samma sätt som vi konstaterat tidigare kan dock begränsningar i tid avseende skattereduktionen kraftigt försämra kalkylen. Även investeringsstödet påverkar märkbart; om vi exkluderar investeringsstödet på 30 % (vilket är något som många företag gör till följd av de långa handläggningstiderna) så stiger återbetalningstiden (inklusive ränta) från 11 till 17 år.

6.4.4 Elproducent

Även denna kategori åtnjuter i utgångsläget en mycket begränsad lönsamhet, det vill säga återbetalningstiden ligger mycket nära den förväntade tekniska livslängden. Om vi dessutom räknar med en real kalkylränta på 6 %, vilket torde vara mer relevant för den här typen av investerare, så hamnar vi på återbetalningstider som ligger långt över den förväntade livslängden. Eftersom stödet begränsar sig till ett investeringsbidrag får man istället hoppas på en fortsatt teknisk utveckling med sjunkande investeringskostnader och/eller ökade intäkter från el- och elcertifikatförsäljning. Mycket pekar på att elpriset under de kommande åren kommer att stanna kvar på dagens relativt låga nivåer (kan exempelvis utläsas ur de aktuella terminspriserna på el fram mot 2020). Det som sker är istället att variabiliteten ökar, något som solcellsteknologi (utan batterier) sannolikt inte kan profitera på i någon större utsträckning (se systemanalyser i kapitel 8). Med ökade ambitioner inom elcertifikatsystemet kan möjligen elcertifikatpriserna komma att öka i framtiden. Taket för detta sätts antagligen av den landbaserade vindkraften vars kostnader också antas fortsätta sjunka framgent. Att nå god lönsamhet i solcellsparker i stor skala i vårt land är med andra ord förknippat med stora utmaningar. Om vi räknar med en kostnadsreduktion på 30 % i kombination med den modellberäknade elpriskurvan för 2030 så minskar återbetalningstiden från 30 till 20 år (inklusive ränta). Detta förutsätter dock ett investeringsbidrag på 30 % och en relativt låg kalkylränta i sammanhanget (3 %). Å andra sidan är kalkylen inte beroende av en skattereduktion som visat sig vara i viss mån avgörande för de övriga investeringsalternativen.

6.5 AVSLUTANDE KOMMENTARER

Flera av de olika solcellsinvesteringar som vi undersökt här är lönsamma i den mening att de ger ett årligt överskott och en återbetalningstid, typiskt i ett brett spann mellan 10 och 25 år inklusive ränta, vilket understiger den förväntade tekniska livslängden på anläggningen som är omkring 30 år. För andra investeringsalternativ har dock återbetalningstiden legat mycket nära eller till och med över den förväntade livslängden, vilket därmed pekar på att investeringen inte är lönsam givet de förutsättningar som inkluderats i kalkylen. Oavsett vilket får man som investerare sätta kalkylen i ett större sammanhang och fråga sig hur den beräknade lönsamheten står sig i förhållande till andra alternativa investeringar som också syftar till att spara pengar, minska mängden köpt el eller öka klimatnyttan.

Vi har sett att de existerande stödsystemen har stor påverkan på lönsamheten. Osäkerheter avseende exempelvis livslängden för de befintliga stödsystemen, inte minst skattereduktionen, är stora och försvårar kalkylen. Tas exempelvis skattereduktionen bort får flertalet av de här analyserade investeringarna uppenbara problem med lönsamheten. Nyckeln ligger då i ett väsentligt högre framtida kundpris på el och/eller att maximera egenförbrukningen. Det förstnämnda kan ske antingen i form av stigande marknadspriser, ökade elnätspriser eller rejält ökade skatter på el. I nuläget ser det dock ut som om detta endast kommer att ske i begränsad omfattning under de närmaste åren. Det sistnämnda, att öka egenförbrukningens andel, kan ske genom att välja mindre installationer och därmed, allt annat lika, ett mindre produktionsbidrag från solen. Den fortsatta tekniska utvecklingen för solceller kommer att minska kostnaderna ytterligare, inte minst i samband med kommande takrenoveringar och nybyggnationer, vilket självfallet också förbättrar kalkylen för framtida investeringar. En viktig fråga i sammanhanget är om solelproduktionen i framtiden når sådana volymer på elmarknaden att den påverkar prisbildningen. I så fall skulle vi få se en negativ återkoppling på lönsamheten eftersom solcellerna så att säga "kannibaliserar" på varandras intäkter. Mer om detta återkommer vi till i kapitel 8 som behandlar systemeffekter.

Att kombinera solcellspaketet med en batterilösning bedöms i nuläget vara en olönsam lösning. I stor utsträckning beror detta på att värdet av att öka egenförbrukningen (vilket batteriet gör) är begränsat till följd av skattereduktionen för såld el. Systemnyttan av att sälja överskottsel till nätet blir sannolikt begränsad i takt med att solelproduktionen ökar och att överskottet därigenom kan bli mycket stort under sommardagar då elbehovet är relativt litet. I framtiden bör man därför ytterligare öka incitamenten för att prioritera egenförbrukningen via exempelvis batterier. Det mesta pekar på att batterilösningar kommer att bli avsevärt mycket billigare i framtiden, vilket ytterligare talar för en utveckling där solceller i kombination med batterier blir en alltmer konkurrenskraftig lösning.

Slutligen kan vi även nämna Energimyndighetens förslag till strategi för ökad användning av solen som nyligen presenterades (Energimyndigheten 2016 b). I denna nämns ett antal förslag på åtgärder för att ytterligare öka incitamenten för investeringar i solceller, bland annat ett så kallat sol-ROT som skulle minska installationskostnaderna för privatpersoner med 15 % (att jämföra med de 9 % som vi räknat med här för kategorin "Småhus").

7 Attityder, drivkrafter och hinder

Detta kapitel omfattar de intervjuer och den enkätstudie som genomförts inom ramen för projektet. De aktörer som omfattas av dessa empiriska studier är privatpersoner genom enkätstudien, samt organisationer som potentiella investerare, elnätsföretag, samt branschorgan, konsulter och myndighet via intervjuer.

7.1 PRIVATPERSONER SOM POTENTIELLA INVESTERARE

Som redan konstaterats i kapitel 5 så är allmänhetens attityd till solel väldigt positiv (se Figur 5.2). I detta avsnitt kommer vi att redogöra för den enkätundersökning som genomfördes i samarbete med projektet Värmemarknad Sverige (www.varmemarknad.se). Enkäten genomfördes i form av telefonintervjuer med syfte att belysa hur allmänheten prioriterar och värderar olika aspekter av miljö och hållbarhet. Undersökningen vände sig till privatpersoner, som representerades av ett slumpvist urval av kunder ur kundregistret från Hyresbostäder i Norrköpings och Eskilstuna Energi och Miljö (båda organisationerna deltar i Värmemarknad Sverige). Av de 119 personer som besvarade enkäten var drygt hälften i åldersspannet 50-79 år och något fler var kvinnor än män.

7.1.1 Miljöfrågor och hållbarhet

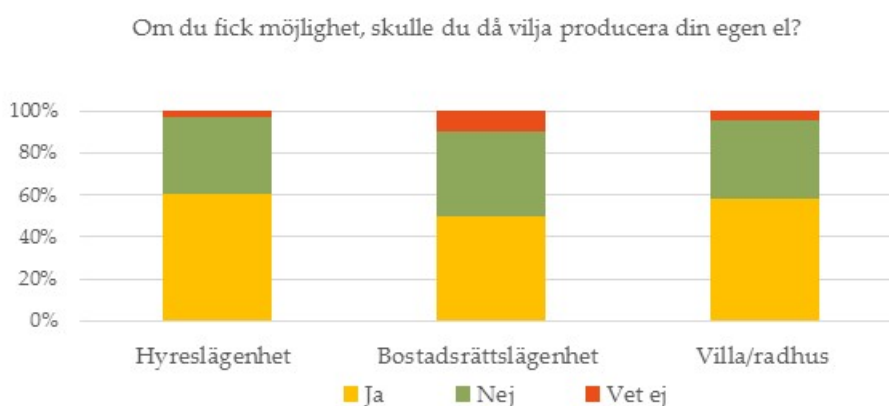
Intresset för miljö- och hållbarhetsfrågor är mycket stort bland de tillfrågade: ungefär 90 % anger vikten 3 eller mer på en skala från 1 till 5. Majoriteten relaterar hållbarhet till miljöfrågor, såsom att vara varsam mot naturen, att sopsortera och använda förnybara bränslen. Var tredje person nämner specifikt ordet miljö, miljöfrågor eller miljöhänsyn när de ombeds förklara vad begreppen "hållbarhet" och "hållbar utveckling" innebär. Vilket tidsperspektiv (idag eller framtid) som anges varierar. Gällande vad som kan göras svarar vissa i generella termer (såsom att man ska vara rädd om miljön), medan andra svarar i termer av att det är personliga aktiviteter som anses nödvändiga (såsom att sopsortera och åka kollektivt).

7.1.2 Sociala och ekonomiska frågor, exempelvis integration, jämställdhet, tillgänglighet och rättvisaspekter nämns endast i undantagsfall av de tillfrågade. Begreppet hållbar utveckling beskrivs i litteraturen som en balans mellan de tre delarna *ekonomi*, *miljö* och *social hänsyn*, men enkätstudien visar att begreppet främst förknippas med miljöfrågor. Det verkar alltså som att miljöfrågorna har dominerat debatten om hållbarhet så mycket att många glömmar bort eller förminskar de ekonomiska och sociala dimensionerna.

7.1.3 Interesse för egen elproduktion

Intresset för att producera egen el är stort och det gäller framför allt solel. Ungefär 60 % svarar att de skulle kunna tänka sig att producera sin egen el, se Figur 7.1.

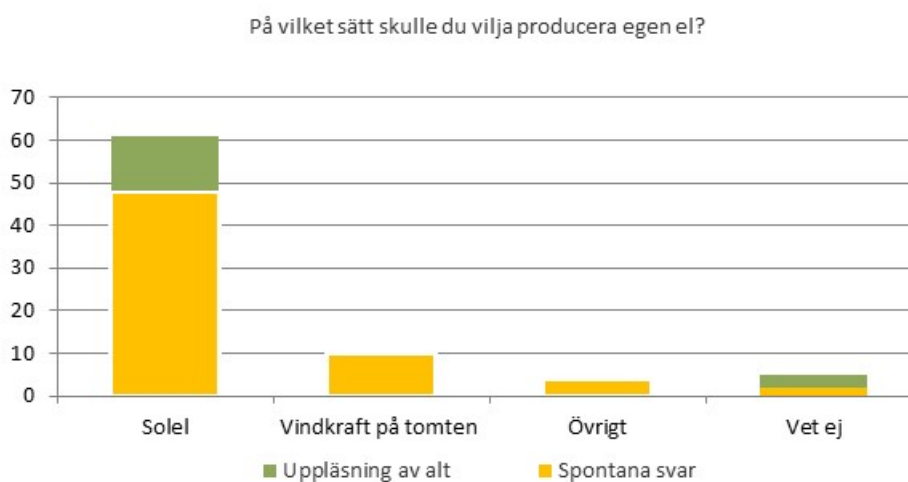
Intresset är ungefär lika stort oavsett boendeform, medan man kan se ett större intresse hos män jämfört med kvinnor. Ungefär 75 % av de tillfrågade männen och knappt 50 % av de tillfrågade kvinnorna svarade att de kan tänka sig att producera sin egen el.



Figur 7.1: Intresse för att producera egen el fördelat på boendeform.

Det bör dock påpekas att respondenterna inte har behövt ta ställning till vad det får kosta i pengar eller engagemang och därför visar den här informationen det grundläggande intresset för solel, vilket är viktig drivkraft för utbyggnaden. Enkelt sagt visat enkäten att intresset är stort, vilket också visats i andra studier (t.ex. Svensk Energi, 2014).

De som svarade att de skulle vilja producera egen el fick ett antal följdfrågor där den första var "på vilket sätt skulle du vilja producera egen el?". Det visade sig då att solel var den klart mest populära produktionsformen, se Figur 7.2.



Figur 7.2: Intresset för olika produktionsätt hos de som var intresserade av att producera egen el.

På frågan varför respondenterna skulle föredra solex som produktionsform var svaren:

- Mer tillförlitligt än vindkraft (hyresgäst)
- Miljöskäl (hyresgäst)
- Lönsamhetsskäl (villa)
- Lönsamhetsskäl, miljöskäl (hyresgäst)
- Tycker att man kan utnyttja hustaken. Vindkraftverk verkar bökigt (villa)
- De fungerar bra, är ganska självförsörjande med minimalt underhåll (villa)
- Det är en bra källa som alltid kan utnyttjas (hyresgäst)
- Det är snyggast och stör inte grannarna (hyresgäst)

Sammanlagt 17 personer (av de totalt 119 intervjuade) uppger att de aktivt undersökt möjligheten att producera el själva eller vidtagit några andra åtgärder i den riktningen. Av dessa 17 bor 8 personer i villa/radhus, 8 personer i hyresrätt och 1 person i bostadsrätt (sitter i styrelsen). Främsta anledningarna till *varför* de visat intresse för solceller uppges vara miljöskäl, lönsamhet eller att det upplevs som enkelt.

Av de som svarat att de *inte* vidtagit åtgärder angående egenproduktion svarade 62 personer (73 fick frågan) på följande fråga: Vad skulle krävas för att du skulle vilja producera egen el med hjälp av solceller i framtiden? Exempel på svar var:

- Att bli lite mer informerad och lära mig mer.
- Att jag skulle vara lite yngre och haft eget boende, bor man i hyreshus så har man ju ingenting att säga till om hur gärna man än vill.
- Behöver mer utrymme, fungerar förmodligen inte i nuvarande boende.
- Behöver mer utrymme, tid och pengar för en sådan investering.
- Att jag hade ett eget hus, är mycket intresserad av detta. Hade jag ett eget hus så skulle jag försöka producera så mycket jag kan själv.
- Att det är billigt och hållbart.
- Att det är ekonomiskt.
- Att hyresvärden genomför ändringar och inför solceller.
- Det ska bevisas vara effektivt (i alla fall mer effektivt än jordvärme)

7.1.4 Slutsatser

Det finns många faktorer som bidrar till det förhållandevis stora intresset för egenproduktion av el. För det första har intresset för miljö- och klimatfrågor i samhället ökat och bostäder har utpekats som en sektor med potential att bidra till minskad energianvändning. Intresset stämmer även väl överens med en generell trend i samhället; en önskan att vara mer självförsörjande och ha kontroll över de resurser man förbrukar, såsom att köpa närproducerat eller odla själv. Även signalerna från politiskt håll i Sverige indikerar att egenproducerad el ska anses "finare" än gemensam produktion, exempelvis kritiserar dagens byggregler ibland för att de uppmuntrar fastighetsnära energiproduktion i form av värmepumpar och solceller och missgynnar fjärrvärme.²¹ En annan faktor som kan vara bidragande till ett ökat intresse för egenproduktion är den kritik som många

²¹ Se t.ex. i debattartikel i Svenska dagbladet 2015-09-15. "Boverket tänker fel om bostäder och energi".

fjärrvärmeföretag fått för att de inte varit tillräckligt kundfokuserade, vilket sannolikt också påverkat många intresse för att själv ta kontroll över el- och värmeproduktionen. Tillsammans skapar dessa faktorer ett klimat där egenproduktion av el och värme blir allt mer populärt. Det är dock ett relativt stort steg för många, att gå från att vara intresserad att producera egen el till att verkligen göra det.

7.2 ORGANISATIONER SOM POTENTIELLA INVESTERARE

För att även fånga olika organisationers attityder till solel utfördes, vid sidan om enkäter för privatpersoner, intervjuer av företrädare för i sammanhanget viktiga organisationer. Urvalet av organisationer som är potentiella investerare var relativt brett just för att få en spännvidd i perspektivet på investeringar i solel. I intervjuerna har det ingått företrädare för kommuner, landsting, byggbolag, fastighetsbolag och energiföretag.

Svaren skiljer sig naturligtvis åt mellan de olika aktörerna, men det finns också en samsyn kring flera frågor. Notera att respondenterna i intervjuerna i de flesta fall varit de som har ansvar för solelinvesteringarna och att de därför antagligen söker motiv för att genomföra investeringar. När det gäller både byggbolag och fastighetsbolag är det inte alltid dessa som är slutkund/investerare då byggbolaget bygger åt olika fastighetsbolag och fastighetsbolagen i sin tur har hyresgäster att ta hänsyn till. Detta betyder att de, särskilt byggbolag, får försöka sälja in konceptet till sina kunder. Fastighetsbolag äger visserligen sin fastighet men vill ändå försöka ha med hyresgästen i en eventuell förändringsprocess (som exempelvis inför en investering i egenproduktion av el) för att öka samarbetet med dessa och skapa en långsiktig relation.

7.2.1 Drivkrafter och hinder

Motiven för att investera i solel skiljer sig i viss utsträckning mellan de olika aktörerna, men klimatfrågan återkommer som en gemensam drivkraft. För exempelvis fastighetsägare²², oavsett ägandeform, är det övergripande målet att nå sina klimatambitioner (t.ex. att vara klimatneutral). För att nå målet är de huvudsakliga åtgärderna främst att energieffektivisera, vilket i många fall har betydligt bättre lönsamhet än solel. I de fall då man inte når hela vägen med enbart energieffektivisering blir solel ett möjligt komplement.

Marknadsföring är en annan viktig aspekt som nämns av flertalet respondenter, dock skiljer det avseende vilken målgrupp man främst marknadsför sig mot. För politiskt styrda organisationer handlar det främst om att marknadsföra sig mot allmänheten, medan energibolag och fastighetsbolag vill marknadsföra sig mot sina kunder (hyresgäster för fastighetsbolag). Det nämns också att man i allmänhet vill marknadsföra sig som ett framåttänkande bolag för att vara en attraktiv arbetsgivare och locka till sig den bästa arbetskraften. Det uttrycks även som att en satsning på solel är strategiskt riktig för att bli mer framgångsrik om såg 10 år.

²² Som de flesta inkluderade organisationerna är i någon form.

Avseende hinder för solel så nämns begränsningen om 255 kW per juridisk person för energiskattebefrielse av i princip alla som ett hinder för fortsatt utbyggnad. Det finns dock ett par respondenter som menar att deras organisation fortsätter sin solelsatsning, även om man anser begränsningen vara negativ.

Respondenterna anger även fler hinder för att satsa på solel, även om de inte verkar lika kraftigt begränsande som regeln om 255 kW. Otydlighet gällande stöd och regelverk, samt onödig administration kopplad till dessa, är exempel på andra hinder. Avdraget gällande moms är ett exempel på administrativt hinder, då det skapar extra administrativt arbete. Det menas också att investeringsbidraget för solceller är felkonstruerat, då det borde verka uppmuntrande vid ett investeringsbeslut så att det blir en knuff i rätt riktning. Men eftersom beskedet om huruvida man kommer att få investeringsbidrag dröjer så länge, så uteblir effekten. Bilden skiljer sig dock något åt, då vissa respondenter menar att man inte alls tar hänsyn till stödet, medan andra inkluderar det helt eller delvis i sin investeringskalkyl.

Ytterligare en faktor som inte är ett direkt hinder, men som fördröjer en snabb utbyggnad, är att en investering i solel måste tajma renoveringsbehovet för taket. Detta bedöms i nuläget begränsa möjligheterna att installera solceller på tak i relativt stor utsträckning.

7.2.2 Ekonomi

När det gäller den kalkylränta som används för solelinvesteringar skiljer det sig avsevärt mellan aktörerna. Använd nominell kalkylränta kan sträcka sig från 3 % upp till 11 %, beroende på aktör. Det är främst offentliga verksamheter som använder de lägsta kalkylräntorna, där man i något fall menar att man inte gör någon lönsamhetskalkyl alls, medan de privata företagen har högre kalkylränta. Inom en kommunkoncern kan det också skilja ganska mycket avseende vilken kalkylränta som används. Detta kan naturligtvis leda till att det inte är de bästa lägena som används för solel, utan istället de tak som ägs av dem som använder lägst kalkylränta.

När det gäller nybyggnation är det lättare att få igenom en solelinvestering om det är ett bra läge (dvs. hög betalningsvilja) och bra konjunktur, och som väntat svårare för de projekt som har en mindre generös budget.

7.2.3 Erfarenheter

Erfarenheterna från genomförda solelinvesteringar är generellt sett goda. Något som är gemensamt för nästan alla investeringar är att anläggningarna producerat mer el än enligt den bedömning som gjordes i investeringskalkylen. Detta anses som positivt och vissa respondenter menar också att de vill ha det på det viset för att i efterhand kunna visa upp en anläggning som presterar bättre än väntat. Att man underskattar potentialen kan upplevas som motsägelsefullt då man samtidigt vill få positiva kalkyler inför ett investeringsbeslut. Agerandet kan till stor del förklaras med att motiven till att investera ofta är andra än bara lönsamhet, och därför skulle inte en något sämre kalkylerad lönsamhet avgöra ett beslut. Flera

uttrycker dock att det är svårt att få igenom investeringsbeslutet, men att när det väl är taget så brukar bemötandet bli positivt.

Förutsättningarna för att installera solcellsanläggningar skiljer sig väldigt mycket åt beroende sammanhang. Vid installation på byggnader, speciellt vid nybyggnation, finns många aspekter att beakta såsom brandsäkerhet, design, upphandling med mera. Det finns exempel på installationer som blivit dyrare än budgeterat, men det anses bero på brister i projektering och risken för detta borde bli mindre i framtiden då man lärt sig av dessa erfarenheter. Det är viktigt att få in solen tidigt i byggprocessen precis som med många andra aspekter (exempelvis VVS och brandsäkerhet). Detta är något som man kommit en bit med, men det finns fortfarande en del kvar att förbättra. Det påpekas dock att varje nybyggnation i viss utsträckning är unik, så processen kan inte rationaliseras lika långt som i exempelvis industriella sammanhang.

Att bygga en fristående solcellsanläggning är, i jämförelse med takmonterade, väldigt enkelt. I ett exempel menade man att utförandet handlade det främst om att söka tillstånd för kopplingsstationer och sedan var det i princip bara att montera modulerna. För fristående solcellssystem finns det också en stor fördel att samlokalisera med vindkraftsparker eftersom där finns infrastruktur och elnätanslutning på plats. Man menar också att produktion för solen och vindkraft inte korrelerar med varandra, vilket innebär att det är endast några få timmar per år som man skulle behöva nedreglera. Ett problem som nämns är dock att det kan uppstå diskussioner om att man för vissa platser anses ta jordbruksmark i anspråk.

7.2.4 Styrmedel och regelverk

Flertalet respondenter uttalade vikten av att det finns ett tillförlitligt statligt stöd vid investeringsstillfället för att det ska ge ett bra incitament till att investera. De flesta nämner att de inte vill att det ska finnas stöd för alltid utan att solen måste klara sig på egna meriter i framtiden. Dock ser vissa en risk i att man trappar ned stödet för mycket och för tidigt.

Det konstateras också att investeringsstödet inte är utformat för att stödja större anläggningar då det finns en begränsning om 1,2 MSEK som maximalt stöd. Detta innebär att det inte finns lika stora incitament att projektera för anläggningar som större än ca 0,5 MW.

7.2.5 Övrigt

De som verkar i flera delar av landet menar att det skiljer sig en del i inställning till solceller mellan olika kommuner. Kommuner med en positiv inställning till en utbyggnad av solen hjälper till att öka drivkrafterna hos dem som avser att investera i solen.

7.3 ÖVRIGA INTRESSENTER

Gruppen övriga intressenter innefattar organisationer som branschorgan, entreprenörer, konsulter och myndigheter. Dessa aktörer har lite olika infallsvinklar men en gemensam nämnare är att de kan få en överblick som kanske

inte alltid enskilda aktörer som investerar i solet har. De organisationer som medverkat i intervjuerna har naturligtvis olika agendor och svarar utifrån sina perspektiv. Avsikten är dock att försöka fånga essensen av deras perspektiv på investeringar i solet.

7.3.1 Drivkrafter och hinder

Det finns en samsyn i uppfattningen att den huvudsakliga drivkraften för utbyggnad av solet, både vad gäller företag och privatpersoner, är att minska klimatpåverkan. Exempelvis fastighetsägare jobbar mycket med sina fastigheter och med att minska sin klimatpåverkan. De ekonomiska förutsättningarna får dock inte vara allt för ogynnsamma. När det gäller privatpersoner bedöms också möjligheten att bli mer oberoende, från elnätsbolag (lägre säkring), vara en drivande faktor samt att man i Sverige har det relativt gott ställt och därmed kan investera i solceller.

Vissa respondenter uttrycker att de tror att utbyggnaden kommer att ske bland större fastighetsägare och privatpersoner ungefär på samma sätt som idag, snarare än i fristående anläggningar. Orsaken till att man tror detta är att elpriserna i Sverige inte är tillräckligt höga för att motivera fristående solcellsanläggningar. Elkostnaderna för slutkund är däremot höga, varför solet för egenanvändning har större drivkraft.

Regelverket är i dagsläget begränsande där 255 kW-gränsen anses som det största hindret för företag och det administrativa krånglet som det största hindret för privatpersoner. Man menar även att handläggningstiden för investeringsstödet har varit alldeles för lång, och att den borde vara maximalt 3 månader. Det framkom också synpunkter om att lagstiftningen är omodern och inte anpassad för att hantera prosumenter, mikroproduktion, energilager och elbilar. Ett exempel är att om en bostadsrättsförening sätter upp laddstolpar så blir de elhandlare och måste ha balansansvar.

Vid en intervju nämndes det att en höjning av elnätsavgifterna, särskilt trenden mot mer fasta avgifter, börjar bli ett allt större hot mot en expansion av solet. Detta gör det nämligen mindre attraktivt med egenproduktion och energieffektivisering.

7.3.2 Ekonomi

Uppfattningen är att det skiljer väldigt mycket i lönsamhetskrav mellan olika aktörer, dvs. kalkylräntan som används varierar från 0 till 10 %. Vad gäller företag kan man möjligen uppfatta en attitydförändring till solet då man i större utsträckning betraktar det som en lågriskinvestering, likt fastigheter, vilket gör att avkastningskravet kan vara lägre.

Hos entreprenörer och konsulter bekräftas att det finns en viss försiktighet i estimeringen av årsproduktionen för att vara trovärdig och få återkommande kunder. Då det oftast inte är lönsamheten som avgör en investering menar man att ett något lägre estimat (t.ex. 5 % mindre än förväntad produktion) inte är avgörande.

7.3.3 Erfarenheter

Uppfattningen är att beställarkompetensen blir allt bättre, så att en beställare i större utsträckning vet vad man bör fråga efter idag. Sedan dyker det upp nya problem hela tiden. Ett exempel är att besiktningsmän på större entreprenader i många fall har för låg kunskap om solceller och kan därför skapa en hel del merarbete i form av hantering av irrelevanta besiktningsanmärkningar.

Vanligen är de som investerar i solceller nöjda och anser att det fungerar bättre än förväntat. Man menar att det ofta initialt funnits en bild där man befarat att det skulle vara krångligare än det faktiskt blev, både tekniskt och administrativt.

7.3.4 Nyckelfaktorer för en expansion

Det finns ett antal faktorer som bedöms viktiga för att utbyggnaden av solceller ska ta fart på allvar. Klimatintresset finns redan men för att det ska investeras i större utsträckning anser man att återbetalningstiden behöver bli kortare än den hittills varit. Det kan åstadkommas antingen genom lägre investeringskostnader eller genom att elpriset blir högre än idag.

En annan viktig aspekt för att få fart på utbyggnaden bedöms vara att minska krånglet, oavsett om det är verkligt eller upplevt. Exempel som nämns där förvirring uppstått är att det för privatpersoner funnits både investeringsstöd eller möjlighet till ROT-avdrag, att man haft krav på momsregistrering, och att det finns ett flertal olika intäktskällor att hålla reda på (t.ex. elpris, elcertifikat, skattebefrielse).

Det uttrycks som att det är viktigare att det skapas en långsiktigt stabil och enkel lagstiftning än att utbyggnaden sker snabbt genom generösa stöd.

Värt att notera är att det nämndes att vissa kunder investerar i solcellsanläggningar för att lära sig hur de fungerar som investering. Detta innebär att många samlar på sig kunskap och är beredda på att investera när förutsättningarna förbättra. Således kan expansionen ske snabbt om förutsättningarna blir tillräckligt bra.

7.3.5 Utmaningar

Samtliga respondenter menar att en kraftig expansion kommer att leda till utmaningar på sikt. Uppfattningen om när utmaningar börjar uppstå kan variera något men klart är att man tror att det huvudsakligen kommer att handla om solcellens variabilitet. Det är främst effekthantering på nationell nivå som lyfts fram, snarare än överspänning och överströmmar på lokalnätetsnivå. Man menar att utbyggnad av solceller förstör för sig själv eftersom de flesta anläggningar kommer att producera vid ungefär samma tidpunkt, vilket leder till ett lägre värde för solcellsproducerad el. För att hantera denna utmaning nämns främst förbättrad överföringskapacitet och lagring som möjliga lösningar.

När det gäller lagring går bilden isär något, där vissa trycker på batterier som lösningen medan andra menar att det krävs säsongslagring i större utsträckning (främst via vattenkraften). För att det ska finnas incitament för batterier och annan lagring på sikt så måste dock prissignaler slå igenom, dvs. högre variabilitet i elpriset.

Fokus på elnätsfrågor tros också öka allteftersom utbyggnaden tar fart. Då är det, som redan nämnts, överföringsproblematiken som blir viktig att beakta. I sammanhanget är det klokt att följa upp och utveckla exempelvis systemtjänster från växelriktare så att man inte överdimensionerar elnäten i onödan i de fall man kan lösa problem på ett smidigare sätt.

Ytterligare en potentiell utmaning, som inte har med energisystemet att göra, är att i tidiga skeden planera så att solel kommer in i stadsbyggnadsprocessen. Exempelvis takriktning och -lutning samt integration så att solcellerna ska smälta in på ett sådant sätt att solel även framgent kan åtnjuta allmänhetens gillande. Dyliga estetiska och arkitektoniska aspekter blir troligen viktigare ju större andel solelen står för av energiförsörjningen.

7.3.6 Styrmedel och regelverk

Gällande styrmedel och regelverk råder en enighet om att dessa bör göras så enkla och långsiktiga som möjligt. Därefter går synpunkterna i stor utsträckning isär beroende på aktör. Det är därför också svårt att ge en samlad bild av synpunkterna i detta avsnitt.

Det anses finnas många områden att förbättra, men att man bör fokusera på de stora frågorna först (exempelvis 255 kW-begränsningen). En iakttagelse är att Sverige gått ifrån ett teknikneutralt stödsystem (dvs. elcertifikatsystemet som tillkom för att främja förnybar elproduktion) till ett flertal andra stödsystem för att stötta olika produktionsslag i olika utsträckning. Detta tros bero på att det signalerar till konsumenterna i vilken riktning man vill gå, samt att det i dagsläget kostar relativt lite i statsbudgeten.

Det finns en relativt positiv inställning till att man förlänger elcertifikatsystemet, men att det bör förenklas för mikroproducenter att kunna ta del av det, exempelvis via schablonproduktion istället för krav på mätning.

När det gäller elnätet nämns det att det finns behov av att ytterligare se över incitamenten, så att man undviker onödiga investeringar om det finns smarta elnätslösningar som löser problem på ett mer kostnadseffektivt sätt.

Vissa respondenter menar att kostnadsbilden idag är alldeles för ogynnsam, och att det kan vara bättre att avvakta till dess att teknikutvecklingen drivit ner kostnaderna ytterligare.

7.4 ELNÄTNÄTFÖRETAG

Inom ramen för projektet har också ett antal intervjuer genomförts med elnätsbolag av olika storlek som ett komplement till litteraturstudien (se kapitel 4). Svaren stödjer i stor utsträckning det som återfunnits i litteraturen, men det framkommer även en del aspekter som inte täcks av denna. Intervjuerna har omfattat fem elnätsbolag från väldigt stora till relativt små och respondenternas roller på elnätsbolagen har varit olika (utveckling, nätplanering och VD), vilket i viss utsträckning påverkar svaren.

7.4.1 Status idag

Generellt sett menar respondenterna att de är positivt inställda till anslutning av solcellsanläggningar. Vissa bolag har till och med försäljning av solcellssystem inom koncernen medan någon har samarbete med extern part. I dagsläget är det ingen av de tillfrågade bolagen som ser några större problem med anslutning av solel, då det utgör en liten andel än så länge. De svenska näten anses generellt sett vara väl dimensionerade, men man inser samtidigt att en expansion av solel inte är helt oproblematisk på sikt. När det gäller att genomföra anslutningar anser bolagen att man börjat få upp relativt väl fungerande rutiner för detta. Främsta lärdomarna så här långt anses också vara hur dialogen med kunder samt elinstallatörer bör se ut.

Samtliga elnätbolagen tar in data för de anläggningar som ansluts, t.ex. data om effekt, en- eller trefas, och inställningar på skydd.²³ De data som samlas in utnyttjas i olika utsträckning. Ett exempel är att man i dagsläget kan påverka inställningarna för de anslutna anläggningarna och på så sätt undvika att alla anläggningar styr på samma sätt. En konsekvens som därmed kan undvikas är att alla anläggningar slår ifrån och återansluts på nätet samtidigt, vilket kan orsaka spänningsfall och -spikar.

7.4.2 Potentiella problem

Problemen med solel anses i dagsläget vara få, men det är några problem som ändå nämns. Det nämns att det finns enstaka ställen där överföringskapaciteten börjar bli begränsande, men det beror främst på att man har stora mängder vindkraft i ett område i kombination med begränsad överföringskapacitet. När det gäller vindkraft har man dock, på de ställen där det finns begränsningar, börjat med nedreglering av parker vid de tillfällen då behov föreligger. Uppfattningen är att denna möjlighet inte finns för solcellsanläggningar i Sverige idag, men att det kanske bör bli ett krav i framtiden.²⁴

Utöver överbelastning är det främst överspänning som bedöms kunna bli ett problem i närtid. Detta har inträffat och åtgärdats i några fall, då genom att ändra omsättningen på transformatorn. Möjligen kan även osymmetri bli ett problem om det börjar säljas en stor mängd solcellsanläggningar till privatpersoner. Exempelvis om IKEA skulle börja sälja solceller i stor skala. Det finns dock inget som tyder på detta då de flesta installationer är av trefastyp idag och branschorganisationerna, Energiföretagen i Sverige och Svensk Solenergi, uppmanar att installationer ska ske med trefas-växleriktare. Inte heller övertoner anses bli något större problem, särskilt då kvaliteten på växleriktare blir allt bättre. Detta undanröjer i viss utsträckning oron som nämns i vissa studier (Berg & Estenlund, 2013; Larsdotter, 2014) för dessa potentiella problem på grund av enfasväxleriktare och bristande kvalitet på dessa.

²³ Svensk Energi (numera Energiföretagen Sverige) har tagit fram blanketter för anmälan av anslutning av mikroproduktion. Se mer på www.svenskenergi.se. "Anslutning av mikroproduktion till konsumtionsanläggningar – MIKRO" (kräver inloggning).

²⁴ Nämdes dock att man trodde att det fanns system som är möjliga att styra ned i Tyskland.

En annan typ av problem som nämns är att vissa personer inte anmäler sin anläggning eller inte gör anslutningen korrekt. Detta kan leda till personfara, t.ex. om nät som borde vara spänningslösa i själva verket inte är det (s.k. bakspänning). Detta verkar dock endast ske i ett fåtal fall, och på grund av okunskap, då det finns goda incitament att följa regelverket.²⁵ Omfattningen av problemet torde också bli få då dagens växelriktare normalt har inbyggda funktioner som ska skydda mot att mata ut ström mot ett spänningslöst nät. Det tillhör också ovanligheterna att man måste säkra upp kunder, vilket tyder på att de som investerar anpassar sina solcellsanläggningar efter sin förbrukning. Snarare nämns laddning av elbilar som ett potentiellt problem gällande denna fråga då det rör sig om hög effekt som inträffar samtidigt som annan förbrukning.

Noterbart är att, även om man inte vet hur spridning av anslutningar kommer att ske, så har man sett att det finns kluster av anslutningar när det gäller privatpersoner. Detta bekräftas av observationer i litteraturen om spridningseffekter (Palm 2016), dvs. att då en privatperson har investerat så sprids informationen till grannar som inspireras att också investera i solceller. Detta fenomen bidrar till att skapa problem då både överspänning och överlast främst är lokala problem som kan uppstå om en stor mängd solel kommer in koncentrerat på ett begränsat område i elnätet.

7.4.3 Behov av kunskapsuppbyggnad

De intervjuade nätbolagen konstaterade själva att man inte har kommit så långt i sitt arbete och att kunskapsnivån är relativt låg avseende att hantera solel, jämfört med i vissa andra europeiska länder. Då begränsningar för nettoproduktion varierar från nät till nät, menar man att det är svårt att göra generella uttalanden om möjligheterna att hantera en signifikant inmatning i de lokala näten. Främst kan det dock bli problem för små elnätsbolag, eftersom de har begränsade resurser för att hantera detta och då anslutningar av solcellsanläggningar främst sker i lågspänningsnätet. Flera av de intervjuade elnätsföretagen nämnde att man bör se på och lära av andra länder i Europa som har kommit längre (Tyskland, Italien och Spanien), samt utbyta erfarenheter mellan elnätsföretag i Sverige. Branschorgan anses också ha en roll i att tillföra kunskap inom ämnet.

Från de som arbetar med utvecklingsfrågor ses ett behov av att bli bättre på övervakning, för att kunna identifiera när problem börjar uppstå i nätet. USA och Australien nämndes som goda exempel där man har kommit betydligt längre gällande detta. Bättre övervakning av elnäten anses ge goda möjligheter att bedöma ifall problem kan uppstå och leda till att man kan undvika problem på ett mer effektivt sätt.

7.4.4 Incitament och kostnader för åtgärder

I dagsläget handlar kostnaderna främst om att de elnätsbolag som har enklare mätning måste ta kostnaden för att byta till timvis mätning med två serier (konsumtion och produktion), vilket i slutändan drabbar kundkollektivet. Man

²⁵ Krävs t.ex. för att få ta del av skattereduktion, nätnytta och elcertifikat.

nämner dock att alla kunder har rätt att kräva detta och att det kanske blir ett generellt krav på sikt.

Vad gäller incitament för att hantera framtida problem med effektiv anslutning av solel råder viss osäkerhet om vad som gäller och hur incitamentsstrukturen bör se ut. Idag menar man att det främst finns möjlighet att få ersättning enligt intäktsramen vid investeringar, medan det kan finnas andra lösningar (som nedstyrning) som är mer kostnadseffektiva och bättre ur ett systemperspektiv.

8 Systemanalys

I de föregående kapitlen har vi behandlat teknisk potential utifrån (tak)ytor och elnät, attityd till och intresse för solceller, samt ekonomin för solceller utifrån nu gällande förutsättningar. Som framkommit i dessa kapitel är den tekniska potentialen med avseende på tillgänglig yta enorm, medan elnätet kan begränsa betydligt tidigare. Vidare är intresset stort och de ekonomiska förutsättningarna kan anses vara tillräckligt goda i de fall man har gynnsamma förutsättningar utifrån stödsystemen. Utifrån ovanstående parametrar bör en framtida produktionsnivå uppskattningsvis kunna motsvara 5-20 TWh, kanske till och med mer. I detta kapitel vill vi undersöka effekterna i elproduktionssystemet av en sådan kraftig expansion av sol i Sverige. Systemanalysen i detta kapitel belyser aspekter som:

- Vilken annan kraftproduktion som trängs undan.
- Påverkan på CO₂-utsläppen från det nordeuropeiska elsystemet.
- Påverkan på elprisbilden.
- Förändringar i elhandeln mellan länder och mellan prisområden.
- Kostnadseffektiv nivå av solcellsbaserad elproduktion i Sverige.

8.1 FYRA OLIKA SYSTEMANALYSER

De frågeställningar som analyseras är av olika natur, varför vi även har valt olika modellansatser för frågeställningarna. Nedan följer en kort sammanställning av de fyra olika systemanalyserna som vi utfört inom projektet. Därefter följer en modell- och metodbeskrivning innan vi i mer detalj redogör för resultaten från de fyra systemanalyserna

Systemanalys 1: Effekter på elsystem och elpris

- Syfte: Undersöka effekter på den nordeuropeiska elmarknaden av olika mängder sol i Sverige kring år 2035.
- Undersökta parametrar: Konsekvens på elpris, intjäningsförmåga och elhandel med omvärlden
- Modellansats: Beräkningar med dispatchmodellen EPOD.

Systemanalys 2: Systemkonsekvenser på lång sikt

- Syfte: Undersöka den långsiktiga (från idag och till och med år 2050) effekten på Nordeuropas elsystem av olika utbyggnadstakter av sol i Sverige.
- Undersökta parametrar: Konsekvens på elproduktion och koldioxidutsläpp.
- Modellansats: Beräkningar med energisystemmodellen TIMES-NORDIC.

Systemanalys 3: Långsiktigt (kostnadseffektiv) investeringsnivå

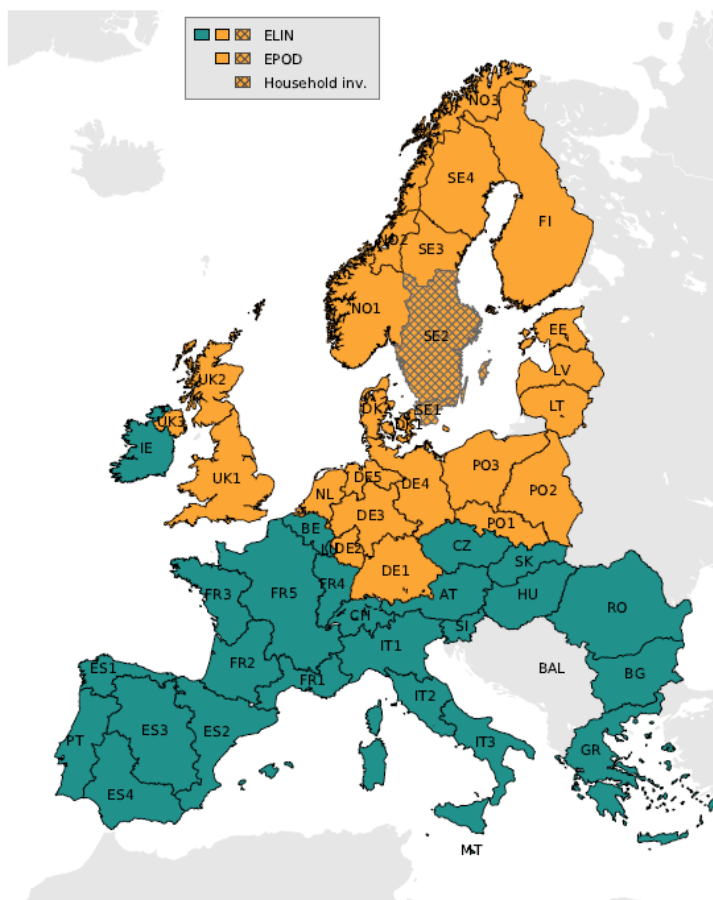
- Syfte: Undersöka vilken nivå av sol i Sverige som kan vara kostnadseffektiv under olika förutsättningar, från och med idag och till och med 2050.
- Undersökta parametrar: solcellsbaserad elproduktion i Sverige fram mot 2050.
- Modellansats: Beräkningar med energisystemmodellen TIMES-NORDIC.

Systemanalys 4: Kostnadseffektiva solcellsinvesteringar i svenska hushåll

- Syfte: Undersöka, ur hushållens perspektiv, kostnadseffektiva produktionsvolymen av sol i Sverige under olika omvärldsförutsättningar.
- Undersökta parametrar: Mängd solcellsbaserad elproduktion med och utan batterier i svenska hushåll och påverkan på elpriser.
- Modellansats: Iteration mellan Hushållsmodell och EPOD.

8.2 VERKTYG OCH MODELLER

För ovan beskrivna systemanalyser och modellansatser har ett flertal detaljerade modellverktyg använts. De modellverktyg som används för systemanalyserna beskriver de svenska och nordeuropeiska energi- och elsystemen (se Figur 8.1) och täcker in såväl det kortsiktiga perspektivet med timvis reglering som det långsiktiga perspektivet med de svenska och nordeuropeiska el- och energisystemens utveckling fram till 2050 givet en lång rad olika omvärldsförutsättningar. Därtill inkluderas en modell som detaljerat beskriver de svenska hushållens elbehov och förutsättningar för investering i sol. Nedan ges en översiktlig beskrivning av de modeller som använts.

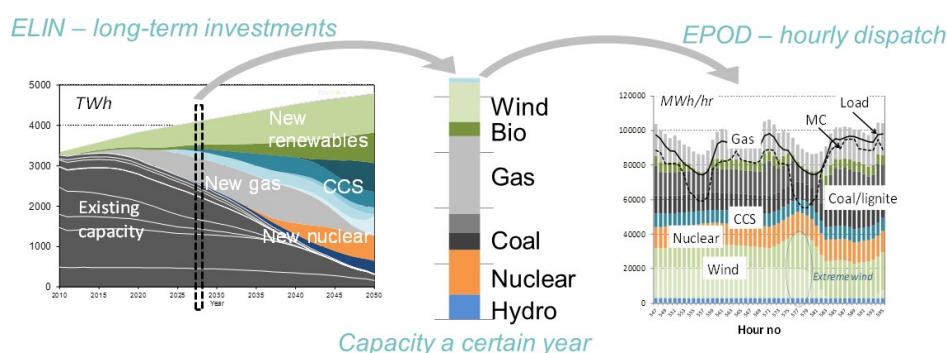


Figur 8.1: Geografisk täckning för modellerna ELIN, EPOD och hushållsmodellen.

ELIN

ELIN, som har utvecklats på Chalmers (Johnsson et al., 2014), är en kostnadsminimerande dynamisk och linjär modell som beräknar utvecklingen i det europeiska kraftsystemet mellan idag och 2050. Beräkningarna baserar sig på en lång rad randvillkor bland annat avseende utvecklingen på bränslemarknaderna, nationell och europeisk energi- och klimatpolitik, teknisk utveckling och det framtida elbehovet. En mycket detaljerad databas över samtliga idag existerande termiska kraft-anläggningar ner på blocknivå ingår i modellen liksom samlad kapacitet för vind- och solkraft. Baserat på antagna livslängder för den existerande kapacitetsstocken, elbehovsutvecklingen och ett mycket omfattande urval av nya tekniker beräknas den framtida, mest kostnadseffektiva, utvecklingen mot 2050.

ELIN-modellen har i detta projekt använts för att modellera kraftkapaciteten fram till 2050 under olika omvärldsförutsättningar eller scenarier (se faktaruta i avsnitt 8.6), vilket har varit utgångspunkten för våra modellanalyser med modellverktyget EPOD, se Figur 8.2. ELIN-modellen har använts explicit för systemanalys 4, och vi har även utnyttjat tidigare ELIN-beräkningar gjorda under Pathwaysprogrammet (Energy Pathways, 2016) och i NEPP-projektet (NEPP, 2016).



Figur 8.2: Principbild för modellsamverkan mellan ELIN- och EPOD-modellerna.

EPOD

EPOD är utvecklad av samma forskningsgrupp (Chalmers och Profu) som ELIN-modellen och beräknar i detalj kraftproduktionen för ett givet år. Därmed kan man i långt större utsträckning ta hänsyn till kortsiktiga variationer i elproduktion och elast än vad ELIN-modellen förmår med sin trubbigare tidsupplösning, se Figur 8.2. Ingångsvärdena till EPOD utgörs bland annat av de produktionskapaciteter som ELIN-modellen beräknar som ett resultat av den långsiktiga utvecklingen i Europas kraftsystem mot 2050, se Figur 8.2. Produktionsanläggningarna i EPOD-modellen tas i anspråk efter stigande rörlig produktionskostnad med hänsyn till olika produktionsbegränsningar såsom reglermöjligheter och tillgänglighet, inklusive start- och dellastkostnader (försämrade verkningsgrad) för olika termiska kraftslag. Start- och dellastkostnader kan under vissa perioder få betydelse för produktionens sammansättning och, därmed, elpris. Sol- och vindkraft styrs enbart av sol- och vindförhållanden (utifrån inlagda produktionsprofiler) och är därmed inte styrbar. Vattenkraft består av både reglerbar och icke-reglerbar kapacitet.

EPOD-modellen har i detta projekt körts både i tretimmarsblock (systemanalys 1) och timme-för-timme (systemanalys 4). På samma sätt som ELIN, omfattar EPOD-modellen hela Europas elproduktionssystem. I detta projekt har vi dock på grund av praktiska skäl valt att begränsa EPOD-analysen till att omfatta endast Nordeuropas elproduktion, se Figur 8.1. De olika länderna är indelade i olika antal prisområden för att beskriva viktiga begränsningar i de interna transmissionsnäten. Exempelvis är Sverige indelat i de fyra verkliga prisområdena och Tyskland är i modellen indelat i fem prisområden (trots att det i verkligheten endast finns ett formellt prisområde i nuläget). I systemanalys 1 har vi begränsat den geografiska representationen till de fyra nordiska länderna, Tyskland, Polen, Nederländerna och Baltikum. Dessa områden gäller även för systemanalys 4, men där ingår även Storbritannien. Typiska beräkningsresultat från en EPOD-körning inkluderar elproduktion per timme, bränsleslag samt region, CO₂-utsläpp, elhandel mellan länder eller regioner och marginalkostnader för att producera el i de olika regionerna. Mer om EPOD-modellen står att finna ibland annat i Johnsson et al. (2014).

TIMES-NORDIC

TIMES-NORDIC är ett modellverktyg som beskriver det stationära energisystemen i de fyra nordiska länderna Sverige, Norge, Finland och Danmark (se Figur 8.3) med fokus på el- och fjärrvärmesystemen. Dessutom ingår beskrivningar av elproduktionen i Tyskland, Polen och de tre baltiska staterna för att hantera viktiga delar i elhandel mellan de nordiska länderna och Kontinentaleuropa. Modellens tidshorisont sträcker sig från idag fram till 2050. En modellberäkning åskådliggör den mest kostnadseffektiva utvecklingen för de beskrivna energisystemen givet en lång rad randvillkor såsom utvecklingen på olika bränslemarknader, politiska styrmedel och mål, teknikutveckling och efterfrågeutvecklingen inom olika energimarknader. I modellbeskrivningen ingår en detaljerad översikt över de idag befintliga kapacitetsstockarna för energitillförsel i olika delar av energisystemet. Dessutom finns ett mycket omfattande urval av nya tekniker som modellverktyget kan välja från. Ett huvudresultat är följaktligen hur balansen mellan befintlig och ny teknik förändras till följd av ändrade energibehov och förändringar i övriga omvärldsförutsättningar. Energitillförselns sammansättning, energiprisutveckling, utsläpp av CO₂ samt elöverföring mellan olika länder är typiska beräkningsresultat.



Figur 8.3: Länder i norra Europa som ingår i TIMES-NORDIC (i mörkblått).

TIMES-NORDIC är en uppdatering av den tidigare MARKAL-NORDIC-modellen som under många års tid använts i en lång rad olika projekt såsom tvärvetenskapliga och samnordiska forskningsprojekt samt återkommande analyser av det svenska energisystemets utveckling. Modellen har till exempel varit en viktig komponent i Energimyndighetens återkommande långsiktsprognoiser för det svenska energisystemets utveckling samt analyser av elcertifikatsystemet.

”Hushållsmodellen”

Hushållsmodellen består av elbehovsprofiler från 2 104 villor och radhus i södra Sverige (elprisområde 3 och 4), det vill säga den region där investeringar i solceller sannolikt är mest lönsamma. Elbehovsprofilerna härrör alltså från verkliga villor i denna region med olika uppvärmningssätt och grupperas också därefter, vilket resulterar i 6 kategorier (elvärme, bergvärme, biobränsle, fjärrvärme, olja och övriga) baserat på indataunderlaget. Modellen har till uppgift att minimera kostnaden för elanvändning i varje villagrupp (varje ellastprofil) genom att investera i solceller och batterier utifrån kostnader presenterade i Tabell 8.1, en kalkylränta på 4 % (realt) och en rörlig elnätskostnad på 23 €/MWh (motsvarar ca 215 SEK/MWh). Resultaten för varje grupp av villa skalas sedan upp för att representera regionens samtliga 1,7 miljoner villor. Mer om husmodellen står att läsa i Goop et al. (2016).

Tabell 8.1: Investeringsförutsättningar för solceller i hushållsmodellen (1€≈9,3 SEK)

	Investeringskostnad	Livslängd (år)
Batteri	150 €/kWh	12,5
Solceller	1200 €/kW _p	30
Växelriktare	100 €/kW _p	15

8.3 SYSTEMANALYS 1: EFFEKTER PÅ ELSYSTEM OCH ELPRIS

I detta avsnitt redogör vi för detaljerade simuleringar (med EPOD-modellen) för det nordeuropeiska kraftsystemet givet olika produktionsvolymmer av solceller i Sverige. Beräkningarna görs mot bakgrund av två utvecklingsvägar för den svenska kraftproduktionen, en utvecklingsväg mot ett helt förnybart kraftsystem kring 2030 där framförallt vindkraft står för en betydande andel, och en

utvecklingsväg där fyra kärnkraftreaktorer fortfarande är tillgängliga vid sidan om en något mindre andel vindkraft än i den första utvecklingsvägen. Vi inleder avsnittet med en kortare beskrivning av de viktigaste beräkningsförutsättningarna.

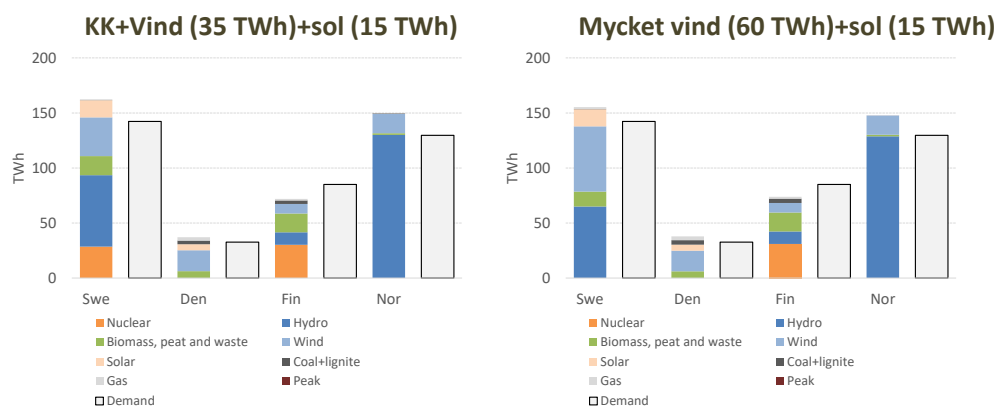
Metod

Utgångsläget i vår analys av elmarknaden är ett scenario med en relativt stor expansion av andelen förnybar (och variabel) elproduktion i Sverige och i resten av det europeiska kraftsystemet. Vi tittar närmare på två utvecklingsvägar för just den svenska kraftproduktionen, dels "Mycket vind utan KK" och dels "Vind med KK". I den första utvecklingsvägen står vindkraft för hela 60 TWh per år medan all kärnkraft antas vara avvecklad. I det andra fallet antar vi att vindkraften står för en lägre produktion, nämligen 35 TWh. Istället antar vi att befintliga reaktorer med en samlad effekt på drygt 4 GW fortfarande finns tillgängliga för drift (motsvarande ca 30 TWh årlig produktion). Baserat på dessa bägge utvecklingsvägar är frågeställningen i vilken utsträckning systemet kan komma att påverkas av en signifikant expansion av solel. Den expansion vi analyserar spänner över intervallet 5-20 TWh per år i Sverige. Omvärldsförutsättningarna i övrigt följer det så kallade "Regional Policy"-scenariot som tillsammans med ytterligare två klimat- och energipolitiska scenarier för det europeiska elsystemet definierades i Pathwaysprogrammet och i NEPP-projektet (Energy Pathways, 2016; NEPP, 2016; Johnsson et al., 2014). Se även faktaruta om scenarierna i avsnittet 8.6.

Huvuddragen i "Regional Policy"-scenariot är fortsatt ambitiös utbyggnad av förnybar elproduktion runtom i Europa och satsningar på energieffektivisering även inom elanvändning. Till och med år 2050 antas andelen förnybar elproduktion i Europa stå för drygt 60 procent av den totala bruttoel användningen. År 2050 ska CO₂-utsläppen från den europeiska elproduktionen ha reducerats med över 95 procent jämfört med basåret 1990. Detta antas vara en konsekvens av att utsläppen från hela energisystemet skall minska med minst 80 procent enligt EUs färdplan för 2050 (jämfört med 1990). De europeiska staterna förutsätts fortsätta på den hittills inslagna vägen med i huvudsak nationella styrmedel, inte minst avseende stöd till förnybart.

Beräkningsresultat – elsystemet

I Figur 8.4 presenteras elproduktionen i de fyra nordiska länderna för de bägge beräkningsfallen "Vind och kärnkraft" (till vänster) respektive "Mycket vind utan kärnkraft" (till höger) för en given solelproduktion i Sverige om ca 15 TWh per år. Övriga nordeuropeiska länder ingår i modellanalysen men redovisas inte här. I ytterligare två länder antar vi att andelen solel är signifikant i vårt modellår 2030, nämligen i Tyskland (ca 55 TWh) och Danmark (ca 5 TWh). Noterbart är att andelen fossil elproduktion i det beräknade produktionssystemet för 2030 i Norden är mycket liten.



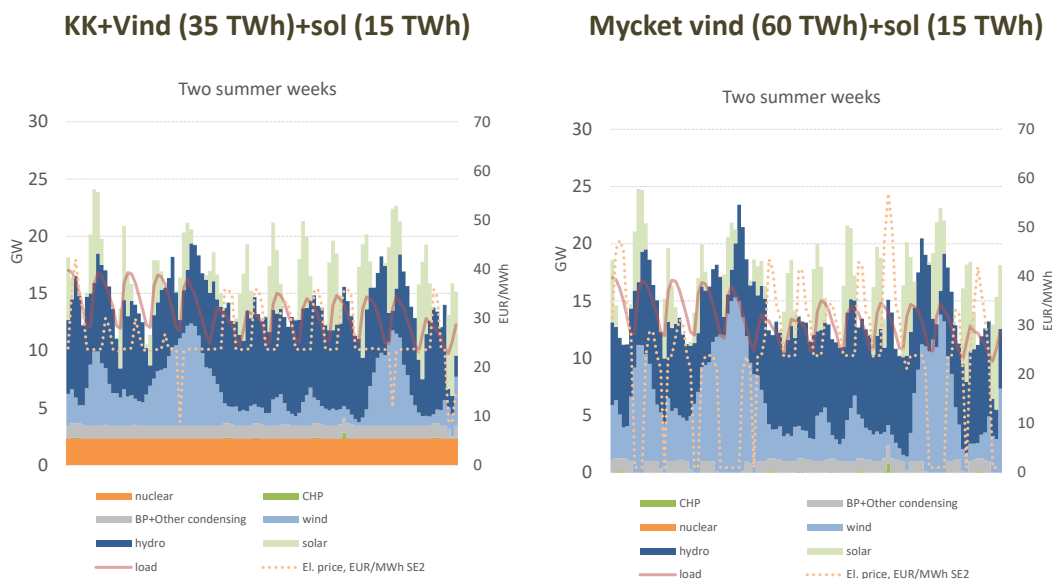
Figur 8.4: Den beräknade elproduktionen år 2030 (med EPOD-modellen) i de fyra nordiska länderna i "Vind och kärnkraft" (till vänster) respektive "Mycket vind utan kärnkraft" (till höger).

8.3.1 Detaljanalys av elproduktionen

En mer detaljerad bild av produktionssituationen under två typiska sommarveckor ges i Figur 8.5. Precis som i Figur 8.4 förutsätter vi i detta exempel att soleden står för ca 15 TWh per år i Sverige. Figuren visar de olika kraftslagens bidrag per 3-timmarsblock (medeleffekt i GW under tre timmar), elförbrukningens variation och den beräknade marginalkostnaden för att producera el. Mitt på dagarna når soleden sin topp, ungefär samtidigt som lasten är som högst. Under sommaren uppgår alltså elförbrukningen till typiskt 12-15 GW mitt på dagen (på helgerna kan det vara något lägre). Vi antar att elbehovet på årsbasis år 2030 är i stort ungefär detsamma som idag. Det gäller även lastprofilens utseende. En årlig produktion på ca 15 TWh motsvarar grovt räknat en installerad kapacitet på ca 15 GW_p. Det är dock inte detsamma som att den samlade kapaciteten verkligen levererar 15 GW. En solcellsanläggning når nästan aldrig sin installerade märkeffekt. Under så gott som alla tillfällen avviker de faktiska förhållandena från de standardiserade förhållanden som gäller då en solcellsanläggnings märkeffekt bestäms.²⁶ I synnerhet gäller detta verkningsgraden som försämras vid högre omgivningstemperaturer, det vill säga typiskt under sommaren när solinstrålningen är som starkast. Tar vi dessutom hänsyn till att den installerade effekten på 15 GW är spridd över en stor geografisk yta ("Sverige") så blir det än mer tydligt att den maximala samlade och producerade effekten understiger 15 GW. I vårt beräkningsexempel ligger den maximala produktionen i Sverige på drygt 12 GW.

Vi kan konstatera att variationen i marginalkostnad ("elpris") är klart större i fallet "Mycket vind utan kärnkraft" än i fallet "Vind och kärnkraft". Den klart större volymen av vindkraft i det första fallet leder till ökad variabilitet samtidigt som styrbar effekt i form av kärnkraft är helt utfasad. Elpriset varierar i första hand med vindkraften och inte med solelproduktionen för just de här fallen. En stor utmaning för kraftbalansen sommartid, när bidraget från soled är som störst, är just de timmar då en stor vindkraftproduktion sammanfaller med solelproduktionen mitt på dagen. Ett sådant exempel visas i Figur 8.5, ganska långt till höger i respektive diagram. Under sådana tillfällen blir nettoexporten mycket stor och elpriset lågt, eller till och med mycket lågt. Utmaningen växer naturligtvis ytterligare om situationen är densamma i våra grannländer. Exportkapaciteten antas uppgå till drygt 10 GW i Sverige.

²⁶ En solcellsanläggnings märkeffekt ("peakeffekt") är ett värde som uppnås vid fördefinierade betingelser, så kallade Standard Test Conditions (STC), inklusive 1000 W vinkelrätt infallande solinstrålning per m² cellyta vid 25°C celltemperatur och ett "air mass"-värde på 1,5 som definierar det spektrum som solljuset har när det gått igenom 1,5 gånger atmosfärens tjocklek.



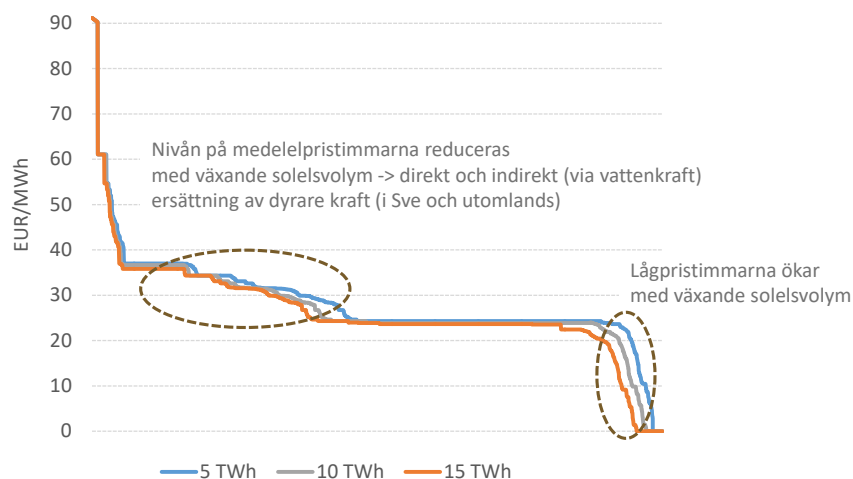
Figur 8.5: Elproduktion i Sverige (GW) i bägge huvudscenarierna under två typiska sommarveckor. I bägge fall antas solet stå för ca 15 TWh per år i Sverige.

8.3.2 Elpriseffekter

I Figur 8.6 redovisar vi elpriset över året i prisområde SE3 (Stockholm) efter avtagande storlek och baserat på EPOD-beräkningar för huvudscenario "Vind och kärnkraft" och för tre olika produktionsvolymmer av solet i Sverige, 5 TWh, 10 TWh och 15 TWh. Vi kan konstatera att under en liten del av året, mindre än 5 %, är priserna höga eller mycket höga (>50 EUR/MWh). Även de riktigt låga priserna, typiskt mindre än 100 SEK/MWh, utgör endast en liten andel av årets samtliga priser, i storleksordningen 5 %. Men ju större mängd solet desto större andel lågelpristimmar. Dock är skillnaden mellan 5 TWh och 15 TWh relativt liten. En större andel solet i Sverige reducerar också mellanhöga elpriser (de vid 30 €/MWh). Det beror på att solet kan ersätta annan klart dyrare produktion antingen direkt eller indirekt genom att vattenkraften i de nordiska magasinen körs mindre då solet produceras och istället mer under andra delar av året.

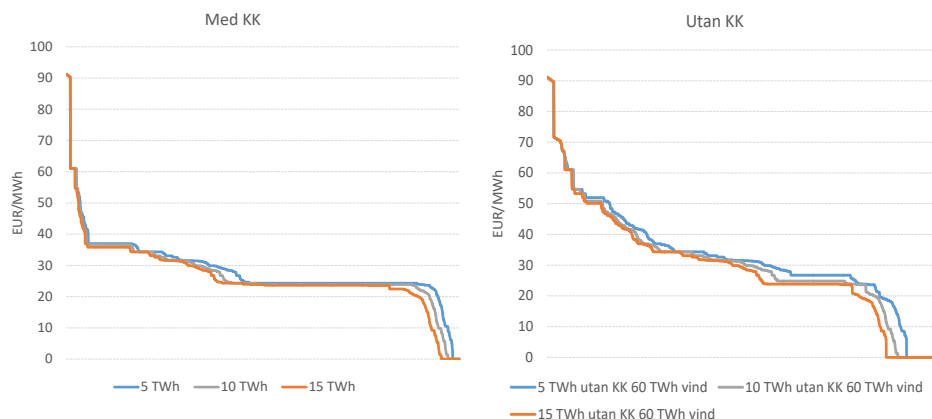
Att en ökad mängd solet i Sverige, allt annat lika, har en prissänkande effekt står klart. Hur stor effekten blir beror bland annat på ledig kapacitet i överföringsförbindelserna och på vattenkraftens utjämnade effekt. I vår modellansats räknar vi med full tillgång till överföringskapaciteten och en mycket flexibel reglerförmåga hos vattenkraften, såväl mellan timmar som mellan säsonger. I verkligheten kan dock olika situationer som exempelvis driftstörningar på överföringsförbindelser och tillgång till vattenkraft som avviker från normala år leda till att möjligheten för systemet att absorbera stora mängder solet försvagas. I sådana situationer kan viss överskottskraft stängas in och elpriserna därmed reduceras ytterligare. Vi har heller inte tagit hänsyn till elnätsbegränsningar i lokalnäten i systemanalysen (dessa behandlas separat i kapitel 4), utan vår minsta systemgräns är enstaka prisområden. Ytterligare en faktor att ta hänsyn till är tidsupplösningen i vår metodansats, som är trettimmarsblock. Begränsningen till tre timmar åt gången medför i sig en viss utjämnade effekt på variabiliteten, vilket kan underskatta problematiken med hög effekter från solet. Vi påminner också om

att vi i denna analys inte räknar med batterier i systemet eller lastförskjutning på användarsidan. Den typen av åtgärder medför att mängden sol (och annan variabel elproduktion) kan öka utan att systembelastningen ökar.



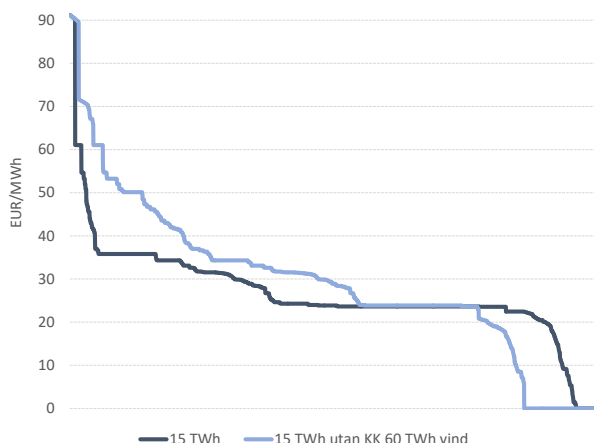
Figur 8.6: Beräknat elpris i prisområde SE3 (Stockholm) ordnat efter avtagande storlek under hela modellåret för huvudscenario "Vind och kärnkraft" och för tre olika produktionsvolymerna av sol, 5 TWh, 10 TWh och 15 TWh.

I Figur 8.7 visar vi även motsvarande utfall för huvudscenario "Mycket vind utan kärnkraft" (diagrammet till höger). Den priskurvan är brantare än priskurvan för scenariot "Vind och kärnkraft". Högprisdelen (den vänstra halvan av priskurvan) ligger högre eftersom styrbar effekt i form av kärnkraft inte finns tillgänglig. Å andra sidan ligger lågprishalvan av kurvan lägre eftersom andelen icke-styrbar elproduktion med mycket låga rörliga kostnader är klart större (vindkraft). Det senare ser man tydligt längst till höger i högra diagrammet i Figur 8.7 där antalet timmar med nollpris är klart större än i motsvarande diagram för huvudscenario "Vind och kärnkraft". Solelen påverkar prisbilden på ungefär samma sätt, det vill säga antalet lågpristimmar blir något större. Den prisreducerande effekten är dock mer allmän, det vill säga över nästan hela prisspannet, än i huvudscenario "Vind och kärnkraft". Det beror huvudsakligen på att vattenkraften körs närmare sina gränser i fallet med mycket vindkraft vilket medför att ytterligare sol inte kan regleras, alternativt "flyttas i tid", på samma sätt som i huvudscenario "Vind och kärnkraft". Mer sol torde därmed få en mer direkt prissänkande effekt eftersom vattenkraftens utjämnande kapacitet är lägre.



Figur 8.7: Beräknat elpris i prisområde SE3 (Stockholm) ordnat efter avtagande storlek under hela modellåret för huvudscenario "Vind och kärnkraft" (till vänster) och "Mycket vind utan kärnkraft" (till höger) för tre olika produktionsvolymmer av sol, 5 TWh, 10 TWh och 15 TWh.

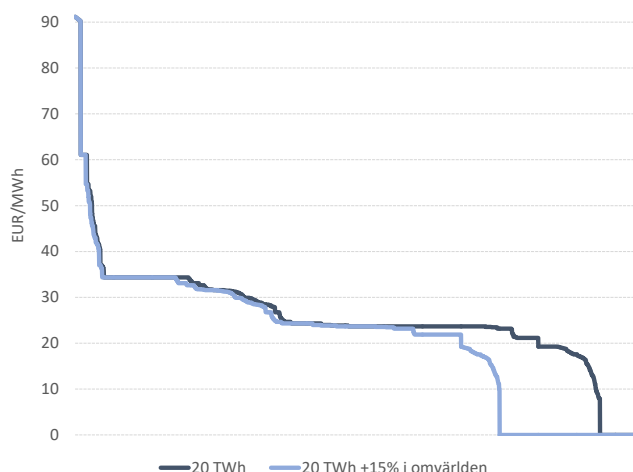
I Figur 8.8 ser man tydligare skillnaden mellan huvudscenarierna "Vind och kärnkraft" och "Mycket vind utan kärnkraft" (visas endast för fallet 15 TWh sol). Den brantare priskurvan för "Mycket vind utan kärnkraft" som vi nämnde i avsnittet ovan, framträder mycket tydligt.



Figur 8.8: Beräknat elpris i prisområde SE3 (Stockholm) ordnat efter avtagande storlek under hela modellåret för huvudscenario "Vind och kärnkraft" och "Mycket vind utan kärnkraft" och för solproduktion på 15 TWh i Sverige.

Avslutningsvis kompletterar vi analysen med ett beräkningsfall med ännu större produktionsvolym av sol i Sverige, nämligen 20 TWh. Detta motsvarar omkring 15 % av den inhemska bruttoelförbrukningen. Andelen timmar med riktigt låga elpriser ökar därmed ytterligare något jämfört med de föregående beräkningsfallen. Men den riktigt stora effekten inträder då samtliga länder ökar sin andel sol till 15 % av den inhemska bruttoelförbrukningen (den antagna produktionen i Tyskland exempelvis ökar därmed från ca 55 TWh i grundfallet till drygt 80 TWh). I ett sådant fall kommer en väsentlig andel av årets timmar att uppvisa mycket låga priser (se Figur 8.9). Nästan en fjärdedel av årets timmar utgörs då av nollpriser eller "nära-noll"-priser (modellverktyget fångar inte negativa priser, som ju också är möjliga på en verklig marknad). Förklaringen

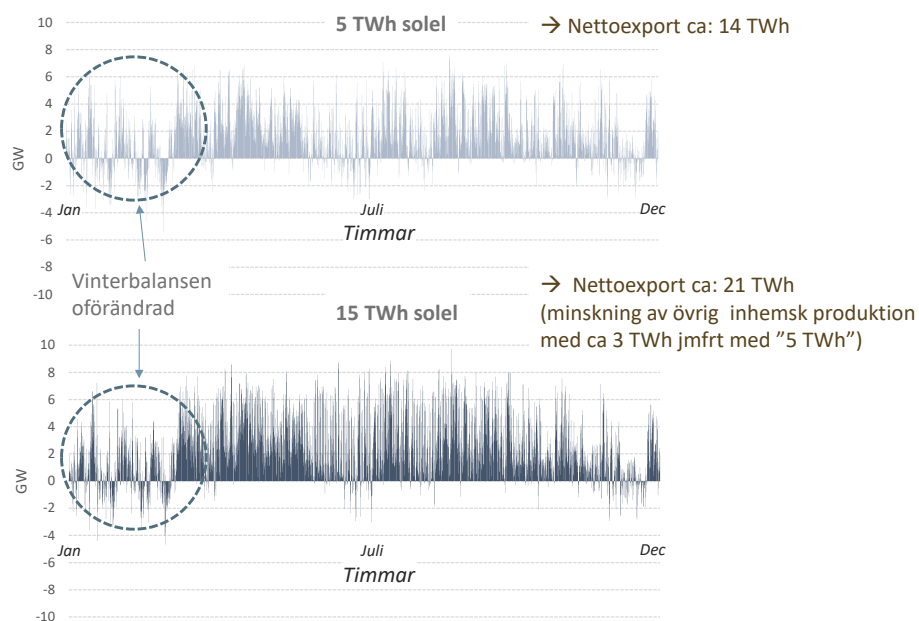
utgörs av det faktum att inget land kan exportera ut hela sitt överskott, företrädesvis under sommardagar med en stor produktion av solex, eftersom detta i stor utsträckning sker samtidigt i hela regionen. Följden blir att kraftproduktionen i olika grad stängs in med mycket låga elpriser som följd.



Figur 8.9: Beräknat elpris i prisområde SE3 (Stockholm) ordnat efter avtagande storlek under hela modellåret för två varianter av huvudscenario "Vind och kärnkraft" med 20 TWh solex i Sverige: basfallet där endast Tyskland och Danmark producerar signifikanta mängder solex vid sidan om Sverige, och ett specialfall där samtliga länder i Nordeuropa producerar solex motsvarande ca 15 % av respektive lands bruttoförbrukning.

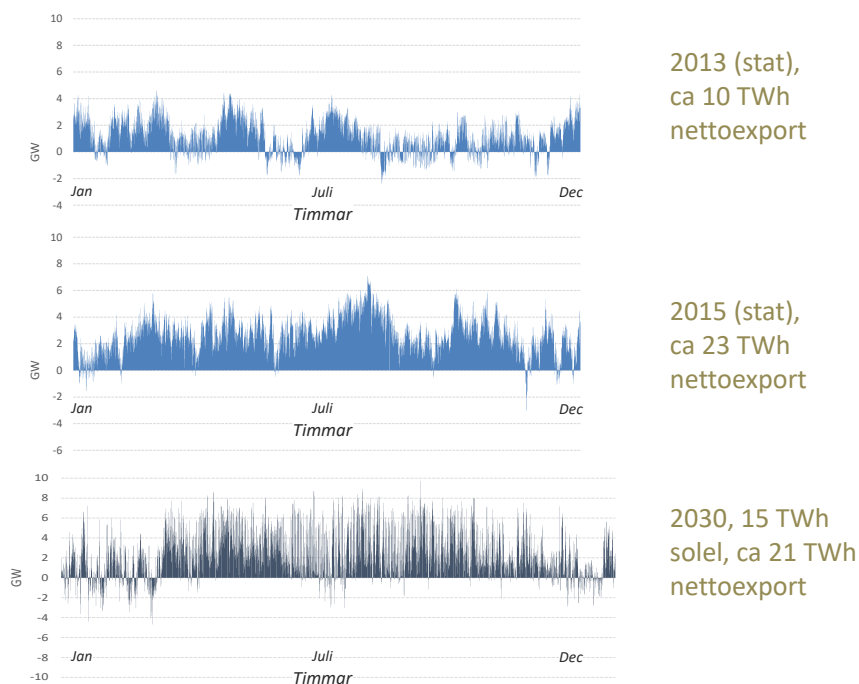
8.3.3 Påverkan på elexporten till grannländerna

Som vi nämnt tidigare så resulterar en ensidig svensk expansion av solex i viss uträkning i ökad export till omvärlden. I fallet med 5 TWh solex (i scenario "Vind och kärnkraft") så uppgår nettoexporten till ca 14 TWh per år. År 2015 uppgick den svenska nettoexporten till drygt 20 TWh, vilket var något av ett rekordår bland annat till följd av god tillgång till vattenkraft. Ökar vi solexproduktionen till 15 TWh per år ökar nettoexporten med ca 7 TWh per år jämfört med fallet där vi har 5 TWh solexproduktion, se Figur 8.10. Således exporteras 7 av de 10 TWh som ökning av solex var i detta exempel. Den resterande delen av ökningen i solexproduktion går följaktligen åt till att minska övrig svensk elproduktion (bland annat kärnkraft) med ca 3 TWh, om elefterfrågan antas vara oförändrad. I Figur 8.10 kan vi också utläsa att handeln med omvärlden framförallt ändras under sommarhalvåret, eftersom den ökande mängden solex inte nämnvärt påverkar balansen under vintern.



Figur 8.10: Svensk ellexport under modellåret (2030) för två beräkningsfall, dels med 5 TWh solel och dels med 15 TWh solel. Huvudscenariot utgörs av "Vind och kärnkraft". (Negativa värden representerar import.)

I Figur 8.11 redovisas, i jämförande syfte, även den faktiska elhandeln med omvärlden under två verkliga år, 2013 respektive 2015. 2015 var ett år med generellt sett mycket låga elpriser medan priserna under 2013 var klart högre.



Figur 8.11: Svensk ellexport för två historiska år (Svenska Kraftnät, 2016) och beräkningsutfallet med 15 TWh solel år 2030.

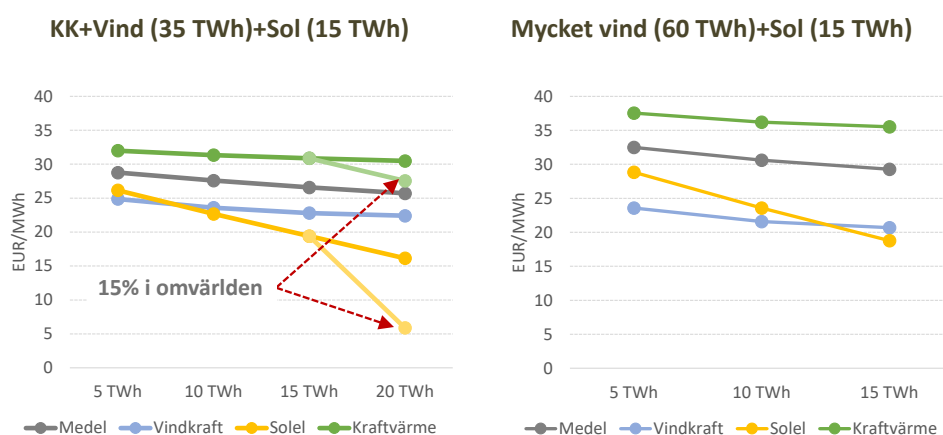
8.3.4 Kraftslagens intjäningsförmåga

Årsmedelpriset på el ger i det flesta fall en indikation på om ett visst kraftverk når lönsamhet eller ej baserat på dess kostnader. Men i en framtid där elpriset troligen kommer att variera mer under året än idag och där variabel icke-styrbar elproduktion tar en mer signifikant andel av produktionen så kommer det att bli allt viktigare att beräkna intjäningsförmågan utifrån de olika kraftslagens produktionsmönster. Denna kommer att skilja sig beroende på kraftslagets produktionsprofil, det vill säga olika kraftslag kommer att erhålla olika medelelpriser räknat över ett år. För ett typiskt baslastkraftverk kommer fortfarande det årliga tidsmedelvärdet vara relevant eftersom det, lite förenklat, kan antas producera fullt under hela året. För en solcellsanläggning däremot, så bör elpriset på marknaden vägas mot solcellsanläggningens produktionsprofil. Det gör att den positiva utväxlingen av höga elpriser minskar om det samtidigt är vinter med låg tillgång till solinstrålning och/eller natt. Vi kallar detta för ett solprofilvägt medelelpris. Ett vindkraftverk har liknande förutsättningar men, naturligtvis, kopplat till vindtillgång. För ett typiskt kraftvärmeverk viktas istället vinterhalvårets elpriser tyngre i det årliga medelelpriset än sommarhalvårets elpriser.

I Figur 8.12 har vi beräknat årsmedelelpriserna för fyra produktionsslag: ett årsmedelvärde (tidsmedelvärde) som kan sägas gälla för exempelvis ett kondensverk med mycket hög utnyttjningstid, samt genomsnittliga elpriser vägda mot en typisk produktionsprofil för solel, för vindkraft respektive för kraftvärme. Genomgående gäller att kraftvärmens erhåller det högsta elpriset, vilket förklaras av att produktionen i huvudsak är förlagd till vintern, där relativt höga priser förekommer något oftare än under andra delar av året. Man kan tydligt se att ju mer solel som vi trycker in i systemet desto lägre priser för samtliga produktionsslag men i synnerhet för just solel. Effekten är särskilt stor i huvudscenariot ("Mycket vind utan kärnkraft"). Det kan delvis kunna förklaras med vattenkraftens begränsade förmåga att ytterligare jämma ut produktionsvariationer till följd av den mycket stora andelen vindkraft. Vi kan också se att om Sveriges grannländer bygger ut sin solel i samma utsträckning som Sverige i fallet med 20 TWh solel, det vill säga omkring 15 % solel av bruttoelförbrukningen, så faller intjäningsförmågan dramatiskt för solel. Det beror på att överföringskapaciteterna inte längre kan tjäna som utjämnande effekt. När solelen producerar maximalt i Sverige så producerar den sannolikt mycket även i våra grannländer. Överskottet kan därmed inte exporteras fullt ut, kraften "stängs in" och priserna faller. Kraftvärme däremot påverkas endast marginellt om även omvärlden massivt skulle investera i solel, eftersom den stora effekten av detta är knuten till sommarhalvåret (vi har inte gjort motsvarande plottning i Figur 8.12 för "Average" respektive "Wind").

Vi kan också konstatera att intäkterna från elförsäljningen (baserat på informationen i Figur 8.12) generellt är alldeles för låga för att man ska få full kostnadstäckning för kapitalkostnader för något av de kraftslag som presenteras i figuren. Ytterligare intäktsströmmar måste alltså finnas på plats i form av exempelvis elcertifikat och/eller olika riktade stöd som investeringsbidrag och andra produktionsstöd. I dessa beräkningar tar vi inte ställning till hur kapaciteten kommit på plats i kraftsystemet eller om det är lönsamt att bygga ut i den omfattning som vi analyserat här. Huvudsyftet är istället att studera

systemeffekterna på elmarknaden givet olika produktionsvolymerna av sol och givet två tänkbara och alternativa utvecklingsvägar för det svenska elsystemet. Vad som är potentiellt *lönsamt* att bygga ut givet olika omvärldsförutsättningar är istället i fokus i systemanalys 3 och 4 (avsnitt 8.5 respektive 8.6).



Figur 8.12: Olika kraftslags intjäningsförmåga beräknat som ett produktionsprofilviktat årligt genomsnittspris på el. Huvudscenario "Vind och kärnkraft" till vänster och "Mycket vind utan kärnkraft" till höger. I det vänstra diagrammet visas även ett beräkningsresultat för sol och kraftvärme (ej för vindkraft eller tidsmedelvärderat elpris) då även Sveriges grannländer byggt ut sol motsvarande 15 % av bruttoelförbrukningen (15 % motsvarar ungefär 20 TWh i Sverige).

8.4 SYSTEMANALYS 2: SYSTEMKONSEKVENSER PÅ LÅNG SIKT

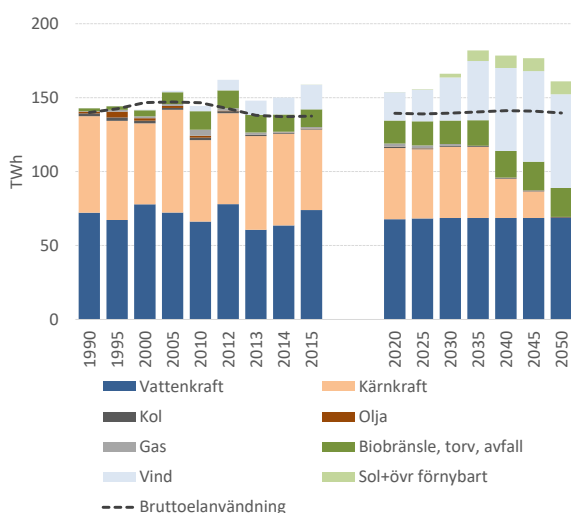
Medan systemanalys 1 undersöker systemkonsekvenser mer i detalj för ett specifikt år, undersöks i denna systemanalys konsekvenser för en längre tidsperiod: från idag till 2050. För denna, och systemanalys 3, har vi utnyttjat energisystemmodellen TIMES-NORDIC (se modellbeskrivningar i avsnitt 8.2). Nedan beskrivs de beräkningsförutsättningar som antas i dessa analyser. Beräkningsförutsättningarna är alltså applicerbara även för systemanalys 3, med skillnaden att mängden sol i Sverige där är ett modellresultat snarare än att vara exogent ansatt som i föreliggande systemanalys 2.

Omvärldsbeskrivning och beräkningsförutsättningar

Viktiga beräkningsförutsättningar omfattar bland annat EUs energi- och klimatpolitiska paket fram till 2030. Den långsiktiga utvecklingen för de internationella fossilbränslepriserna och för priset på CO₂ inom EU ETS följer det som antagits av EU-kommissionen i deras senaste prognos från sommaren 2016 (EC 2016, "EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050"). Trots relativt höga ETS-priser (ca 80 EUR/t fram mot 2050) så reduceras utsläppen av växthusgaser på Europeanivå år 2050 endast till omkring hälften av utsläppen 1990. De långsiktiga målen som finns uppställda för EU, det vill säga en minskning med minst 80 % mellan 2050 och 1990, nås alltså inte i referensfallet. Detta är med andra ord en omvärldsutveckling som avviker från den utveckling som ligger till grund för föregående systemanalys 1 (Regional

Policy) och de tre klimat- och energipolitiska utvecklingarna som ligger till grund för systemanalys 4.

Viktiga antaganden såsom stigande fossilbränslepriser och stigande priser på CO₂ inom EU ETS leder till en fortsatt omställning av de nordiska och nordeuropeiska elsystemen mot mer förnybart och mer variabel elproduktion. De olika stödsystemen i Norden, och inte minst det svensk-norska elcertifikatsystemet, skyndar på utvecklingen. Efter 2030 ungefär, når producentpriserna på el sådana nivåer att investeringar i viss ny elproduktion blir lönsamma även utan stöd. Bland det mest konkurrenskraftiga i det läget är landbaserad vindkraft. Vindkraft byggs därmed ut initialt via stödsystem men på längre sikt även via stigande producentpriser på el. Mot 2050 blir därmed vindkraft ett av de viktigare produktionsslagen i Nordeuropa och även i Sverige, se Figur 8.13. Det modellresultat som figuren visar representerar alltså den mest kostnadseffektiva produktionssammansättningen givet de förutsättningar som råder i detta grundfall som beskrivits ovan. Från och med 2020 antas de fyra äldsta svenska kärnkraftverken fasas ut. De övriga anläggningarna drivs till dess att deras tekniska livslängd nåtts (60 år). Den största expansionen i ny kapacitet sker i vindkraft. Även biobränslebaserad kraftvärme byggs ut men i begränsad omfattning (begränsas framförallt av fjärrvärmeunderlaget). Även solel kommer in i beräkningarna i viss omfattning, mycket tack vare att vi i referensfallet antar att det existerande stödsystemet finns på plats ända fram till 2035. Det svenska elsystemet utmärks av ett signifikant elöverskott ända fram till 2035. Därefter krymper överskottet något till följd av utfasningen av kärnkraft.

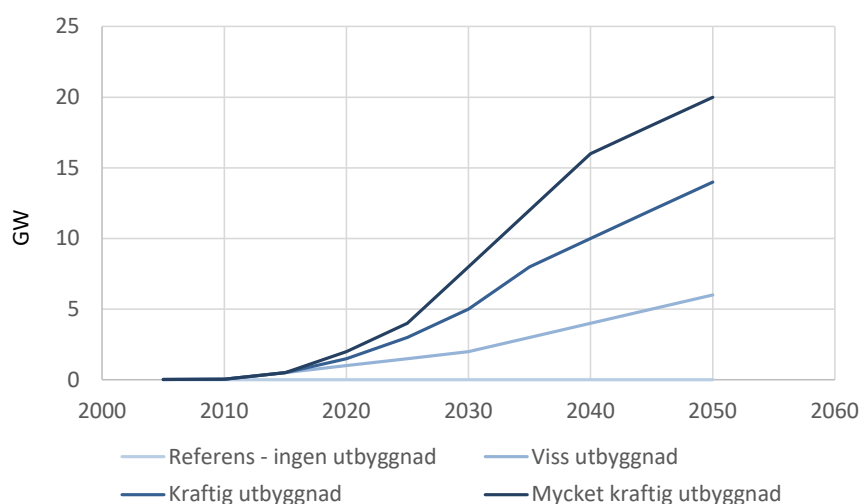


Figur 8.13: Historisk elproduktion i Sverige samt modellresultat i vårt referensfall.

Metod

Frågeställningen för denna systemanalys är hur utbyggnaden av övrig elproduktion påverkas på sikt av en kraftig utbyggnad av solceller i Sverige. Vi vill därmed analysera vilka produktionsslag som ersätts (alternativt som inte byggs) och vilka koldioxidkonsekvenserna blir. För att analysera denna frågeställning antar vi i denna modellansats olika utvecklingsvägar för solcellsbaserad

elproduktion i Sverige, se Figur 8.14. Som referensfall har vi antagit att solem inte byggs ut alls från dagens nivå (även om viss utbyggnad förmodligen är kostnadseffektiv). Därefter antas tre olika ökningstakter fram till 2050, vilket exempelvis kan spegla olika utvecklingsvägar för kostnadsbilden och för styrmedelspolitiken avseende solceller. Dessa utvecklingar för solem ansätts exogent i modellen. Med detta menas att vi tvingar modellen till precis dessa utvecklingar snarare än att modellen beräknar lönsam mängd solem utifrån givna förutsättningar. Övrig kraftproduktionskapacitet i Sverige och i övriga länder påverkar vi inte exogent, vilket innebär att modellen kan anpassa övrig produktion på ett ekonomiskt optimalt sätt som svar på intvingade mängder solem i Sverige. Märk väl att vi här gör avsteg från kostnadsoptimal nivå av solceller enligt det som beskrivs i Figur 8.13 och i systemanalys 3.



Figur 8.14: Antagna utvecklingar av mängden solem i Sverige för systemanalys 2.

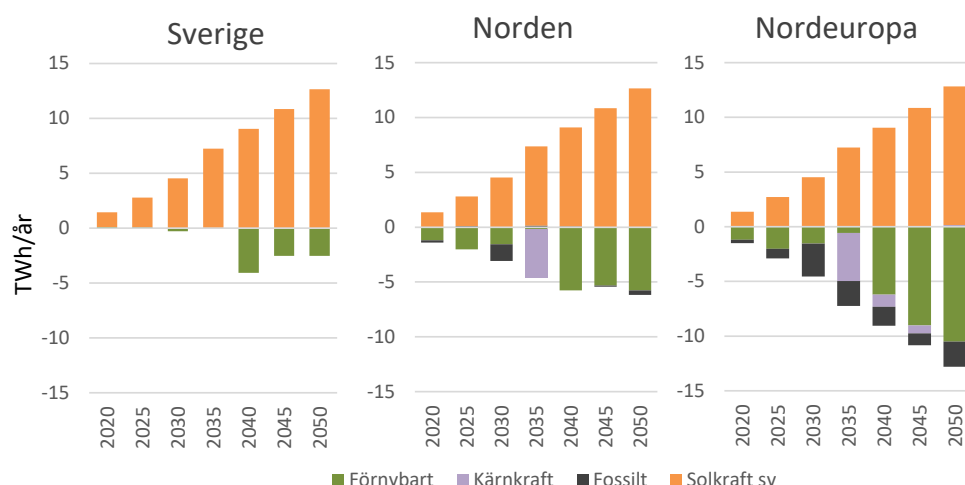
Resultaterande förändring i kraftproduktion

Modellresultaten för antagen utbyggnaden av solem i Sverige ser olika ut för olika regioner, se Figur 8.15 (resultaten i figuren exemplifieras för mellanfallet av utbyggnad, det vill säga "Kraftig utbyggnad", men är representativ för samtliga fall). Som Figur 8.15 visar förändras inte den övriga elproduktionen i Sverige under de första modellåren. Under de tre sista modellåren, däremot, minskar annan förnybar elproduktion (i huvudsak vindkraft) i Sverige något. Detta ska alltså tolkas som att investeringar (i vindkraft) inte blir av till följd av den solemutbyggnaden vi antar här. Trots minskade investeringar i vindkraft är nettobidraget således en ökning i elproduktionen och således även en ökning av elexporten från Sverige. Storleksordningar på ökad export och minskad inhemsk produktion stämmer väl med de resultat som systemanalys 1 gav: för 10 TWh mer sol blev det 7 TWh mer export och 3 TWh minskad inhemsk produktion.

Den ökade exporten från Sverige kommer ersätta ytterligare förnybar produktion (huvudsakligen vind) i ett nordiskt perspektiv. För Norden ser vi även att en investering i kärnkraft (i Finland) senareläggs från 2035 i referensfallet till

nästkommande modellår i fallet med mer sol i Sverige. Av denna anledning ser vi att elproduktionen i kärnkraft (lila stapel) är negativ år 2035 i Figur 8.15.

I slutändan ökar dock nettoproduktionen även ur ett nordiskt perspektiv, om än inte lika mycket som ur en svensk perspektiv. Detta innebär därmed ökad export till kontinenten som gör att elproduktionen även påverkas i ytterområdena i TIMES-NORDIC-modellen (Tyskland, Polen och Baltikum). Påverkan i denna region kan kvantifieras genom att jämföra de negativa staplarna för "Nordeuropa" med samma staplar för "Norden" i Figur 8.15. Som då framgår utgörs skillnaden av förändrad elproduktion i Tyskland, Polen och Baltikum huvudsakligen av minskad fossil elproduktion de första modellåren för att de två sista modellåren vara huvudsakligen förnybar elproduktion (vind och en aning sol).



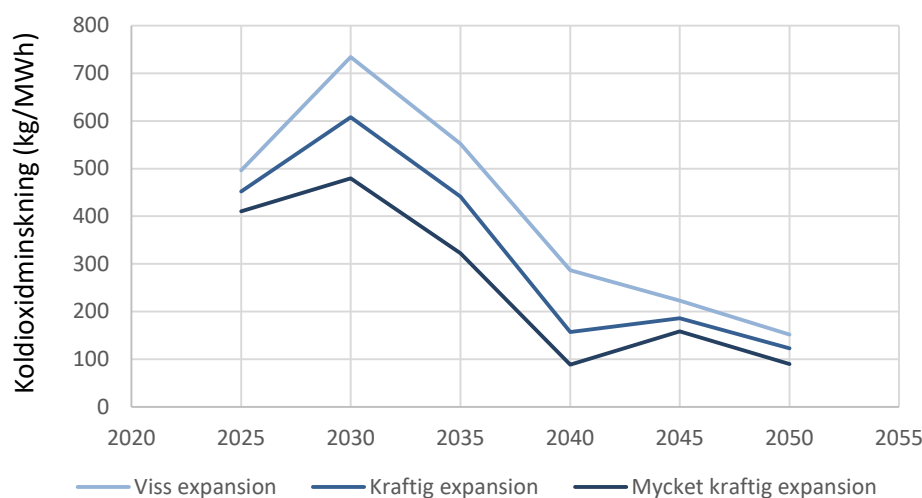
Figur 8.15: Förändring av kraftproduktion i jämförelse mot referensfallet i Sverige, Norden respektive Nordeuropa av ökade mängder solelproduktion i Sverige, exemplifierat med fallet "Kraftig utbyggnad".

Resultaterande effekter på koldioxidutsläpp

På det hela taget minskar huvudsakligen annan förnybar elproduktion, framförallt i slutet av modellperioden. Detta resultat förklaras av det faktum att EU-kommissionens referensfall, som dessa beräkningar bygger på, räknar med kraftigt stigande priser på CO₂ inom EU ETS. På lång sikt blir därmed investeringar i förnybar elproduktion sannolikt lönsammare än flertalet potentiella investeringar i fossil kraftproduktion. Om vi i en sådan kontext tvingar in en viss mängd förnybar elproduktion (i detta fall sol i Sverige) medför det att alternativa investeringar minskar, vilket i en sådan omvärldsutveckling till stor del utgörs av annan förnybar elproduktion (sannolikt är den effekten ännu större i något av de på klimatområdet än mer ambitiösa omvärldsutvecklingarna som används i systemanalys 1 och systemanalys 4).

På mellanlång sikt är dock koldioxidnyttan av en kraftig solelbyggnad i Sverige positiv, se Figur 8.16. I figuren presenteras specifik koldioxidminskning (kg

CO₂/MWh producerad sol) för de tre olika fallen av soloutbyggnad.²⁷ Som framgår av Figur 8.16 är profilen liknande för de tre olika fallen, vilket kan förklaras med att det är samma typ av produktion som ersätts oavsett mängd sol som tillkommer i Sverige (det vill säga utseendet för de tre fallen i Figur 8.15 är likartade). För samtliga fall minskar även koldioxidnyttan med tiden, vilket redan förklarats med att det i slutet inte finns mycket fossil elproduktion att ersätta. En tredje observation som kan göras är att koldioxidnyttan minskar med mängden sol för ett specifikt modellår (koldioxidnyttan är mindre i fallet ”kraftig utbyggnad” än ”viss utbyggnad”). Detta kan förklaras med att det i första hand är den minst effektiva kolkraften som ersätts, och kvarvarande fossilkraft har allt lägre utsläpp.



Figur 8.16. Koldioxidminskning av sol i Sverige.

8.5 SYSTEMANALYS 3: LÅNGSIKTIG INVESTERINGSNIVÅ

Liksom för systemanalys 2 använder vi i denna systemanalys energisystemmodellen TIMES-NORDIC. Frågeställningen är dock här riktad mot den kostnadseffektiva utvecklingen (inklusive utbyggnad av sol) mot 2050.

Beräkningsförutsättningar

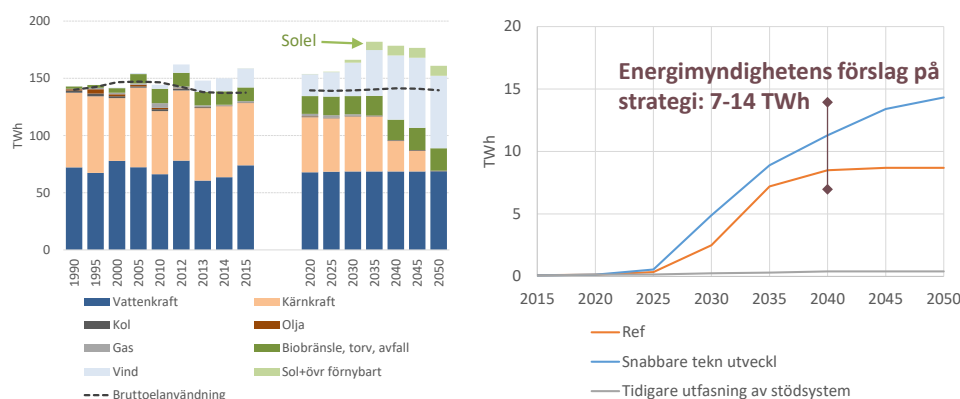
Samtliga omvärlds- och beräkningsförutsättningar från systemanalys 2 gäller även här, det vill säga utgångspunkten är i stor utsträckning EU-kommissionens referensprognos från sommaren 2016 för de europeiska energisystemens långsiktiga utveckling mot 2050. Det som skiljer systemanalys 3 från systemanalys 2 är att vi nu istället låter modellen välja den systemoptimala utvecklingen av solproduktionen i Sverige, precis som för all annan övrig el- och energitillförsel, givet alla beräkningsförutsättningar som ingår. De stödsystem för sol som ingår i modellbeskrivningen omfattar investeringsstöd (till exempel 9 % för installationer på villatak motsvarande ROT-avdrag) och skattereduktion på 60 öre/kWh (för

²⁷ I de beräknade koldioxidutsläppen ingår endast direkta utsläpp av CO₂ vid förbränning i fossilbränsleeldade anläggningar. Uppströmsutsläpp eller övriga växthusgasutsläpp omfattas alltså inte av modellberäkningarna.

installationer i mindre skala). Dessutom antar vi att all solelproduktion (som säljs till nätet) även erhåller elcertifikatintäkter.

Resultat

I beräkningsresultaten för referensfallet når solelproduktionen i Sverige ca 8 TWh kring 2040 (se Figur 8.17, till höger). Som vi nämnt tidigare, är det befintliga stödsystemet en viktig förklaring till denna utveckling. Vi antar i referensfallet att det befintliga stödsystemet finns på plats till och med 2035, och att det därefter fasas ut. Om vi i en känslighetsberäkning istället antar att stödsystemet (investeringsstöd och skattereduktion) fasas ut redan 2025 (elcertifikatintäkterna påverkas dock inte) blir utfallet ett helt annat: inga nya investeringar genomförs förutom den mycket begränsade mängd som vi antar görs i princip oavsett stödsystemens utformning (se Figur 8.17, till höger). Detta pekar naturligtvis på den viktiga roll stödsystemen har för en fortsatt utbyggnad av solel i Sverige. Om vi i ytterligare en känslighetsberäkning istället för stödsystemet påskyndar den tekniska utvecklingen för solceller jämfört med referensfallet så ökar det istället den kostnadseffektiva utbyggnaden för solel (givet att stödsystemen finns på plats till 2035). I referensfallet antar vi att investeringskostnaden för solceller reduceras med ca 35 % mellan 2015 och 2030 samt med 40 % mellan 2015 och 2040. I vår känslighetsberäkning antar vi istället en något snabbare utveckling, nämligen 40 % kostnadsreduktion mellan 2015 och 2030 samt närmare 50 % mellan 2015 och 2040. Som jämförelse kan vi exempelvis nämna den bedömning som European PV Platform Steering Committee gör där pekar man på en utvecklingsväg där den totala produktionskostnaden (levelized cost of electricity) för solceller för mindre villaapplikationer på våra breddgrader kan komma att minska med typiskt 40 % mellan 2014 och 2030 (Vartiainen et al., 2015). Ungefär samma utveckling anges för storskaliga applikationer på mark. Vårt beräkningsutfall för ett sådant scenario ger en klart större produktionsvolym av solel, nästan 12 TWh kring 2040. I det scenariot kommer också större friliggande anläggningar in mot slutet av beräkningshorisonten (med våra beräkningsantaganden och en real kalkylränta på 7 % så hamnar den totala produktionskostnaden för en storskalig anläggning på mark på omkring 60 öre/kWh kring 2035 i Sverige). Vi antar att dessa anläggningar inte åtnjuter skattereduktion för såld el. Vi antar också att storleken på dessa större anläggningar medför att det procentuella investeringsstödet blir litet då stödet begränsas av maxbeloppet på 1,2 MSEK. Som framgår är kostnader för solel avgörande för vilken nivå av kostnadseffektiv solelproduktion vi får. Förutom de parametrar som vi varierat här kan det förekomma andra kostnader som kan påverka, exempelvis integrationskostnader i t.ex. elnätet. I Figur 8.17 till höger har vi även plottat in Energimyndighetens förslag på solelstrategi för Sverige (Energimyndigheten 2016 b).



Figur 8.17: Elproduktionen i Sverige i vårt analyserade referensfall (till vänster) samt solelproduktionen i referensfallet och i två känslighetsberäkningar (till höger).

8.6 SYSTEMANALYS 4: SOLCELLSINVESTERINGAR I HUSHÅLL

Liksom i systemanalys 3 är en viktig frågeställning vilken mängd solcellsbaserad elproduktion som kan vara kostnadseffektivt. En viktig skillnad med denna analys är att vi utgår från hushållens elförbrukning och incitament för investeringar i solel, vilket ger kompletterande information om kostnadseffektiva nivåer av solel.

Metod

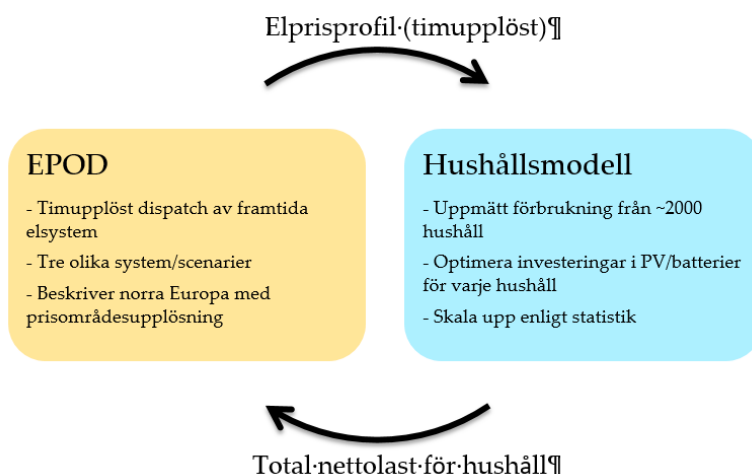
I denna ansats används tre modeller. I steg 1 används ELIN för att generera utvecklingen av den europeiska elproduktionen fram till 2050 i tre scenarier: Climate Market, Regional Policy och Green Policy (se faktaruta nedan). Resultaten för modellår 2030 för respektive scenario i ELIN blir sedan modellförutsättningar för EPOD. EPOD ger i sin tur elpriser timme för timme för år 2030 för de tre olika scenarierna, vilket blir indata för Hushållmodellen. Utifrån dessa elpriser investerar hushållsmodellen i solceller och batterier till en kostnadsoptimal nivå, vilket ger ett tillskott av elproduktion. Hushållsmodellens solelproduktion blir underlag för en justerad körning av EPOD genom att elbehovet för hushållen över året ändras, avseende både nivå och profil (nettolasten). Detta ger i sin tur nya elpriser för Hushållsmodellen. Med dessa två modeller itereras ett svar fram när modellerna konvergerar, se Figur 8.18.

Tre olika scenarier för att nå EUs energi- och klimatpolitiska mål

”Regional Policy”: är ett scenario där EU uppfyller sina långsiktiga mål på klimatområdet, det vill säga en sänkning av växthusgasutsläppen med minst 80 % från 1990 till 2050. Detta görs med kraftfulla styrmedel dels direkt riktade mot utsläppen av CO₂, via exempelvis EU ETS, och dels via ambitiösa mål för förnybar energi, samt mål för att reducera energianvändningen (effektiviseringsmål). Detta innebär att utsläppen av CO₂ från elproduktionen i Europa antas vara nära noll år 2050.

”Climate Market”: detta scenario delar EUs långsiktiga mål för reduktion av växthusgasutsläpp med föregående Regional Policy. Däremot saknar ”Climate Policy” uttalade mål för förnybar energi och för att reducera energianvändningen efter 2020. Detta scenario ger därmed större utrymme även för andra icke-förnybara CO₂-magra produktionsslag, som exempelvis kärnkraft, CCS eller annan högeffektiv fossil elproduktion, att konkurrera än vad ”Regional Policy” eller nästa scenario ”Green Policy” ger. Elanvändningen antas i detta scenario vara högre än i de två andra scenarierna eftersom elektrifieringen inom industrin och transporter antas vara mer långtgående, samtidigt som det inte finns lika uttalade mål för energibesparingar.

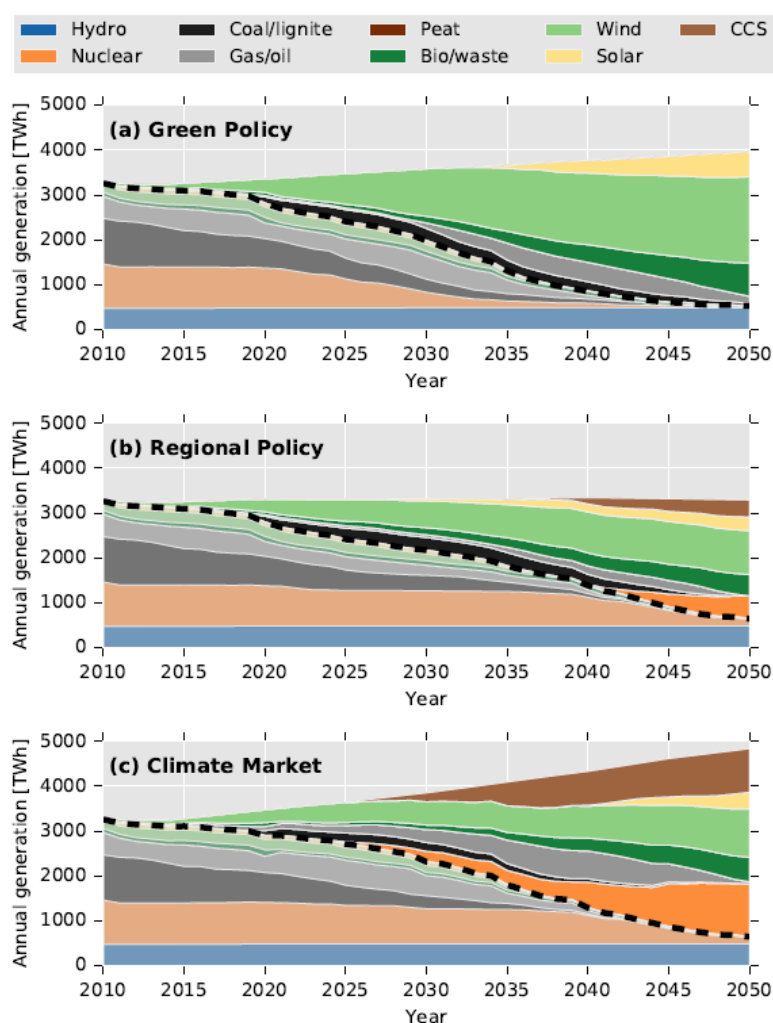
”Green Policy”: är på samma sätt som ”Climate Market” ett uttalat ”en-policy”-scenario, men där målbilden istället ligger tungt på förnybart. Kring 2050 antas att den europeiska elproduktionen är nästintill helt förnybar. Utsläppen av CO₂ blir därmed mer eller mindre ett resultat av förnybarhetspolitiken. Livslängden för befintlig kärnkraft antas vara lägre, 45 år, i detta scenario jämfört med de två föregående (60 års livslängd).



Figur 8.18: Modelluppställning med iterativt förfarande mellan EPOD och Hushållsmodellen.

Resultat

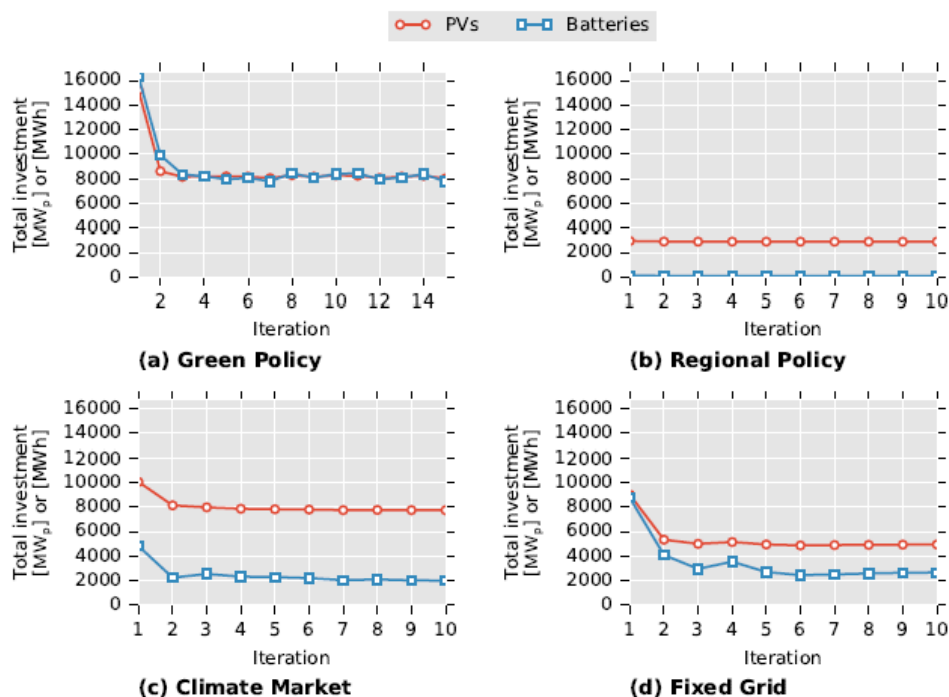
Utvecklingen av Europas elproduktionssystem ser olika ut för de olika scenarierna, se Figur 8.19. En tydlig skillnad är att förnybarhetskraven i "Green Policy" leder till väldigt stora mängder icke reglerbar kraftproduktion såsom vind- och solkraft. I "Climate Market" däremot tillåts även kolkraft (med koldioxidinfångning) och kärnkraft, vilket ger relativt stor andel reglerbar kraft. "Regional Policy" har liknande produktionsuppsättning som "Climate Market", men elbehovet är betydligt lägre till följd av bland annat effektiviseringsåtgärder på användarsidan.



Figur 8.19: Elproduktion i ELIN för tre de olika scenarierna (Goop et al., 2016).

Dessa skillnader i elbehov och elproduktion inverkar även på elpriset, både vad gäller nivå och profil över året: "Green policy" har större variation över året än övriga, "Climate Market" har hög och jämn nivå, medan "Regional Policy" har låg och jämn nivå. Det är i sammanhanget värt att notera att alla regioner i ELIN-körningen inte får lika jämna priser som Sverige får (tack vare sin reglerande vattenkraft).

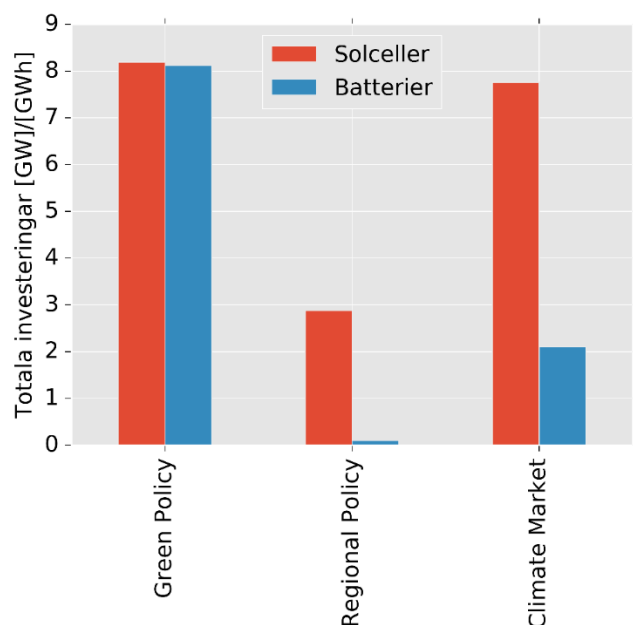
Med dessa elpriser ger Hushållsmodellen typiskt stora mängder solceller och batterier i första iterationen, vilket ger stor påverkan nedåt på elpriserna varpå hushållsmodellen svarar med mindre solcellsinvesteringsnivåer i den andra iterationen. Efter ett antal iterationer har modellen konvergerat, det vill säga ytterligare iterationer förändrar inte beräkningsutfallet nämnvärt, se Figur 8.20.



Figur 8.20: Hushållsmodellens investeringar i solceller och batterier under iterationen.

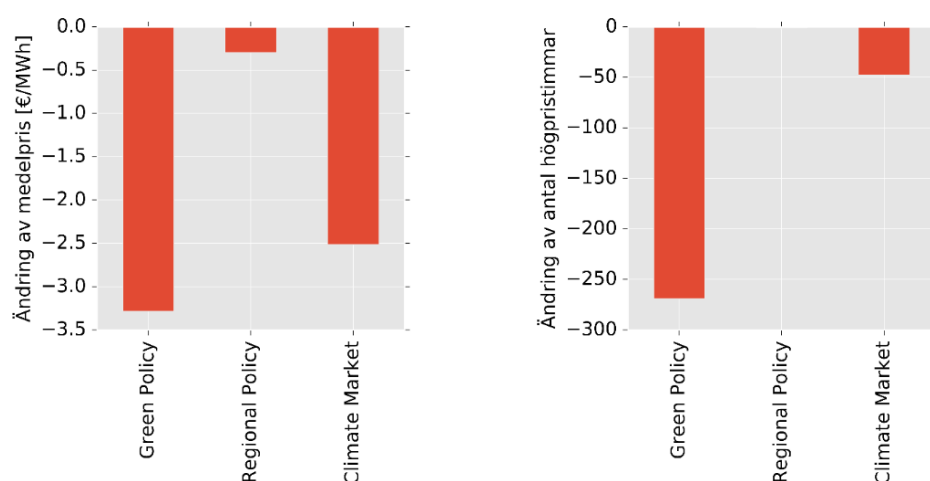
Den slutgiltiga mängden solcellsbaserad elproduktion är starkt beroende på omvärldsförutsättningarna som de olika scenarierna beskriver, se Figur 8.21. Som väntat blir mängden solceller minst i Regional Policy med lägsta elpriser, knappt 3 GW. Nivån är betydligt högre för både Climate Market och Green Policy, där det i båda fallen konvergerar till cirka 8 GW solceller. En skillnad i resultat mellan dessa scenarier är dock mängden batterier; i Green Policy, med mycket variabel kraft, är det lönsamt med större batterier för att lagra elenergin mellan olika prisförhållanden. Mängden sol är å andra sidan inte särskilt beroende av batterier; i en känslighetsanalys av Green Policy där batterikapaciteten sattes till noll, sjunker solelen endast till 6,5 GW.

Viktigt att påpeka är att sol i dessa beräkningar inte åtnjuter något extra stöd, inte ens elcertifikat. Den enda intäktströmmen kommer från elpriset eller en värdering av egenförbrukning för vilken man slipper betala elskatt, rörlig elnätavgift och moms. På så sätt avviker förutsättningarna från den lönsamhetskalkyl som görs i föregående systemanalys (3). "Green Policy" har även körts för ett fall utan rörlig elnätavgift, vilket minskar värdet av egenförbrukning av producerad sol. Då sjunker solcellsmängden från 8 till 5 GW och batterimängden blir en tredjedel av den mängd som fås i fallet med rörliga elnätpriser (se "Fixed Grid" i Figur 8.20).



Figur 8.21: Resultande mängder solcellsbasead elproduktion och batterier för de tre analyserade scenarierna.

Slutgiltig investeringsnivå i solceller och batterier påverkar elpriserna märkbart, se Figur 8.22. I scenario "Green Policy", med mest solceller och batterier, minskar elpriset med 3,3 €/MWh (ca 30 SEK/MWh) i genomsnitt över året. Batterierna i sin tur minskar antalet högstpristimmar märkbart. I "Climate Market" sjunker elpriset märkbart av de stora mängderna solceller, men det redan stabila elpriset har få höglåsttimmar som kan påverkas, så antalet högstpristimmar minskar marginellt.



Figur 8.22: Elmarknadspåverkan av hushållens investeringar i solceller och batterier i form av ändring av elpris över året (vänster) och antalet högstpristimmar (höger).

8.7 AVSLUTANDE KOMMENTARER

Med fyra olika systemanalyser med olika frågeställningar och modellansatser har vi genererat en flora av intressanta resultat om hur den nordiska elmarknaden kan komma att påverkas av en kraftig utbyggnad av solceller i Sverige. En förväntad påverkan är att elpriserna sjunker när solcellproduktionen är stor. I en studie som analyserade solcellproduktionens effekt på elpriset i Tyskland, Österrike, Frankrike, Schweiz och Italien drogs slutsatsen att det haft en påtaglig effekt på elpriset (se t.ex. Gouzerh et al., 2014).

Stora mängder solceller kan på så sätt reducera intäkterna för sig själva genom att marknadspriserna blir låga när solcellerna levererar som mest, vilket därmed innebär att solcellernas intjäningsförmåga förväntas sjunka med ökande mängder solceller. Detta kan vi även se i systemanalys 1, där det framgår att intjäningsförmågan inte bara beror på mängden solceller i Sverige utan även på övrig kraftproduktion i Sverige och omvärlden. Om Sverige i övrigt har mer reglerbar kraft, t.ex. kärnkraft, blir priseffekterna mindre dramatiska än om vindkraft samtidigt byggs ut kraftigt, allt annat lika. På liknande sätt minskar efterfrågan på svensk solcell markant om grannländer har stora mängder solceller, eftersom det minskar exportmöjligheterna.

Energipolitiken som förs i våra grannländer påverkar således det svenska elsystemet. Ett skäl till att Sverige systemmässigt kan hållbarhets en stor mängd solcell (de största analyserade produktionsvolymerna i beräkningarna uppgår till 15-20 TWh) är att vi dels har tillgång till vattenkraftens utjämnade förmåga och dels har tillgång till överföringskapaciteter med omvärlden. Det senare innebär att vid överskotts-situationer, exempelvis de sommardagar då solcellen står för en ansevärd del av produktionen, kan kraften exporteras. Men om samtidigt våra grannländer också för en politik med en kraftfull utbyggnad av solcell, kommer elhandelns variabilitetsdämpande förmåga att minska kraftigt. Beroende på hur elsystemet ser ut i övrigt så kan man på en sådan elmarknad få perioder med mycket stora överskott, och därmed mycket låga priser, och omvänt, perioder med en mycket ansträngd kraftbalans och därmed potentiellt mycket höga priser på el.

Med mycket solcell i Sverige och omgivande regioner minskar intjäningsförmågan för solceller. Den minskade intjäningsförmågan, eller "kannibalism", kan sätta en övre gräns för mängden solcell som är lönsam i Sverige²⁸. Detta avspeglas i systemanalys 4, där hushållsmodellens solceller påverkar elpriset nedåt, vilket återkopplas till hushållsmodellen som då minskar investeringarna i solceller, i vissa fall drastiskt. Systemanalys 4 ger som svar att lönsam nivå på solcellsbaserad elproduktion är i storleksordningen 3-8 GW beroende på omvärldsförutsättningar. Även systemanalys 3 ger samma härad för lönsam nivå av solcell i Sverige. I denna analys framgår tydligt att resulterande nivå påverkas påtagligt av antaganden för investeringskostnad och styrmedel för solceller, samt att styrmedel antagligen är nödvändigt en lång tid framöver för att få till stånd en kraftig solcellutbyggnad.

²⁸ "Kannibaliseringseffekten" förekommer även för andra kraftslag men är extra uttalad för icke styrbar produktion som uppmuntras av stödsystem; vindkraft är således ett annat exempel. Modellberäkningar visar att produktionsnivån för vindkraft är betydligt högre än för sol innan "kannibaliseringseffekten" blir påtaglig.

Att stödet är så pass viktigt på längre sikt motsägs i viss mån av den sista systemanalysen (4). En viktig skillnad mellan beräkningsförutsättningarna är dock att vi i systemanalys 3 antar en högre kalkylränta (7 % reall mot 4 % i systemanalys 4) och en lägre genomsnittlig värdering av den rörliga elnätsavgiften. Detta gör värdet av egenförbrukad solcell något lägre i systemanalys 3 än i systemanalys 4. Därmed är också behovet av stöd större, allt annat lika. Att vi gör olika antaganden för exempelvis kalkylräntan är delvis ett utslag för olika metodansatser. Vilken kalkylränta som är den "korrekta" är naturligtvis svårt att avgöra, i synnerhet som tidshorisonten är så pass lång. Att endast utgå från dagens mycket låga ränteläge kan därför visa sig vara riskabelt. På grund av de olika förutsättningar som vi har utgått ifrån spänner den samlade systemanalysen som vi redogör för över ett större utfallsrum och tillför därmed mervärde i synnerhet som, vilket vi återigen betonar, osäkerheterna är så stora för den tidsrymd som vi studerar här. Därför har det heller inte varit vår avsikt att helt synkronisera beräkningsförutsättningarna mellan de olika systemanalyserna. Var för sig speglar de nämligen fullt rimliga förutsättningar och, därmed, rimliga utfall.

Systemanalys 4 med hushållsmodellen speglar en möjlig utveckling för investeringar i hushåll, det vill säga det som troligen kommer ske före en kraftig expansion i storskaliga fristående anläggningar. Detta påstående förstärks av resultaten från systemanalys 3 där solcell i hushållen har bättre lönsamhet med gällande regelverk, och först fram emot 2035 är producentpriserna på el tillräckligt höga (bland annat till följd av stigande priser inom EU ETS och på fossila bränslen) för att fristående anläggningar börjar byggas i Sverige.

En annan dimension som har undersökts är vilken kraftproduktion som ersätts om det sker en kraftig expansion av solcell i Sverige. Som framgår av systemanalys 1 och 2 kan man förvänta sig att exporten från Sverige ökar och, enligt systemanalys 2, ersätter annan förnybar kraft i Norden (t.ex. vind). Man kan även förvänta sig en påverkan på kontinenten där det initialt kan ersättas fossil kraft, men allt eftersom Europas kraftproduktion når sina förnybarhetsmål är det bara annan förnybar kraft som kan påverkas.

9 Syntes

I de tidigare kapitlen har vi undersökt möjligheter och hinder för en utbyggnad av solceller i Sverige ur vitt skilda aspekter. Exempelvis har vi behandlat möjligheterna utifrån tillgängliga ytor och potentiella begränsningar i elnäten. Ekonomin för solceller är behandlad och vi har även undersökt viktiga aktörers attityder till solceller genom intervjustudier och enkäter. I föregående kapitel låg fokus på systemstudier där vi i detalj modellerat och analyserat effekterna på de svenska och nordeuropeiska elsystemen av olika produktionsvolymers solceller i Sverige. De beräknade effekterna ger ytterligare viktig kunskap till resonemanget kring möjligheter och hinder för en storskalig utbyggnad av solceller i Sverige.

I detta avslutande kapitel avser vi att sammanfatta och sammanställa våra resultat till en helhet – en syntes. I Tabell 9.1 sammanställs de möjligheter och hinder som framkommit. Syftet med tabellen är att illustrera de viktigaste förutsättningarna för en signifikant utbyggnad av solceller i Sverige, klassade som "möjligheter" eller "hinder" samt vad som påverkar dem. Vissa förutsättningar verkar i huvudsak som en "möjlighet" medan andra utgör ett "hinder". Dessutom finns förutsättningar som innehåller drag av både "möjlighet" och "hinder". I vilken utsträckning en förutsättning väger tyngre som "möjlighet" eller "hinder" kan naturligtvis diskuteras, i vissa fall kan de också förändras över tid.

Tabell 9.1: Sammanställning av möjligheter och hinder, för en solcellerutbyggnad, och deras påverkansfaktorer.

Förutsättning	Möjlighet	Hinder	Påverkas av
Oändlig resurs	x		Geografi, väder och verkningsgrad.
Variabel produktion		x ¹	Geografi och väder.
Tillgänglig yta (stor)	x		Solläge, takhinder, renoveringstakt, nyproduktion och markanvändning.
Intresse (stort)	x		Energi- och miljömål, önskan att vara självständig, kunskap.
Ekonomi (osäker)	x	x	Olika styrmedel för olika fall, styrmedel förändras, osäkert elpris, fortsatt kostnadsreduktion.
Regelverk (komplikerat)		x	Ej anpassat för sol (t.ex. egen-användning i flerbostadshus), många gränser och regler.
Elnät	x	x	Klarar mycket solceller, ev. lokala problem (t.ex. vid kluster) och problem vid kraftig expansion.
Systemkonsekvenser	x	x	Omvärldens utveckling och åtgärder för att integrera solcellerproduktionen.

¹ Variation över året och pga. väder är ett hinder, medan variation över dygnet ger en viss möjlighet.

Att kvantifiera de möjligheter och hinder som presenteras i Tabell 9.1 är vanskligt då osäkerheterna är stora och en kvantifiering beror på vilka antaganden som görs. Många av förutsättningarna är dessutom av kvalitativ art och därmed synnerligen svåra att kvantifiera, såsom exempelvis "Intresset hos potentiella investerare". Inte desto mindre vill vi av pedagogiska och illustrativa skäl sammanställa de olika förutsättningarna även genom kvantifieringar. Dessa kvantifieringar skall därmed inte ses som absoluta sanningar utan snarare som storleksordningar alternativt indikatorer på respektive förutsättnings betydelse i form av "möjlighet" eller

”hinder”. I det följande avsnittet diskuterar vi sådana kvantifieringar för de förutsättningar som beskrivits i Tabell 9.1.

9.1 MÖJLIGHETER

I projektet har vi funnit att det finns ett antal förutsättningar som möjliggör eller driver utvecklingen för solel. Nedan presenteras de viktigaste som framkommit i projektet, samtidigt som vi gör ansatser för att kvantifiera dessa. Först redovisas den tekniska potentialen (tillgängliga nettoytor), som sedan successivt reduceras utifrån intresse och ekonomi. Vi har valt att särskilja intresse och ekonomi även om de hänger nära ihop med varandra (god lönsamhet ökar intresset). Ekonomi hänger i sin tur ihop med styrmedel som också behandlas nedan.

9.1.1 Tillgängliga ytor för solel

Som framgår i kapitel 4 finns det stora takytor tillgängliga för solel. Alla dessa ytor är kanske inte tillgängliga idag, utan lokalt kan utbyggnadstakten av solel fördröjas i avvaktan på kommande takrenoveringar. Men på det hela taget är vår bedömning, efter litteraturstudien, att det finns stora mängder byggnadsyta, i form av tak och fasad, tillräcklig för uppskattningsvis 50 GW solel. Därtill finns ännu större ytor för fristående installationer på mark. Exempelvis skulle enbart outnyttjad jordbruksmark kunna ge plats åt över 100 GW solceller. Om potentialen för fristående solel begränsas till samlokalisering med vindkraftsparker kan storleksordningen 10 GW vara en rimlig uppskattning²⁹.

Sammanfattningsvis är vår bedömning att tillgängliga ytor motsvarar en kapacitet av 60 GW solel eller mer, beroende på tidshorisont och teknisk tillämpning. Det motsvarar i storleksordningen 60 TWh el, det vill säga nästan lika mycket som vattenkraften levererar ett normalår. Det är alltså inte tillgången till lämpliga ytor för solel som kommer att begränsa utbyggnaden.

9.1.2 Intresse bland viktiga aktörer på solelmarknaden

Liksom tillgång till lämpliga takytor, så bedömer vi att intresset för att producera solel är stort, och kan ses som den starkaste drivkraften för solelbyggnaden just nu. Med intresse menas här vilja att producera solel oaktat ekonomi (som är nästkommande förutsättning). Exempelvis visar enkätsvaren att cirka hälften av de intervjuade privatpersonerna vill producera solel om möjligheten finns. Applicerar vi detta på Sveriges samtliga villaägare så inser man snart att intresset potentiellt är mycket stort. Skäl som anförs för det stora intresset grundar sig på viljan att göra en insats för miljön (klimatet), samt att vara ”självförsörjande” (”prosument”). Även en upplevd lönsamhet anförs som skäl (se avsnitt 9.1.3). Entusiasmen är stor även hos andra potentiella investerare enligt de stickprov som har genomförts i

²⁹ Vindkraft och solel kompletterar varandra i stor utsträckning och den maximalt levererade effekten för respektive produktionsslag sker väldigt sällan samtidigt. Elnätsanslutningen behöver följaktligen inte dimensioneras för summan av bägge kraftslags installerade kapacitet. Rätt nyttjat skulle detta kunna främja solel. Kapaciteten hos vindkraft är idag ca 6 GW, och förväntas öka till över 10 GW till 2040. Utifrån detta kan det vara intressant att förlägga omkring 10 GW solel i anslutning till vindkraftsparker.

form av intervjuer med olika organisationer. Huvudskälet till intresset är delvis samma som för privatpersoner, dvs. viljan att bidra till klimatmålen; detta uttrycks vanligen hos olika typer av fastighetsägare som att man har ambitionen att bli klimatneutral. Energieffektivisering är vanligen den främsta åtgärden för att nå målet, men solen anges som en viktig pusselbit för att nå hela vägen. Ytterligare en drivkraft som bidrar till intresset för solen handlar om att marknadsföra sig mot kunder och anställda. Att minska beroendet mot energibolag är inte något som lyfts upp som ett skäl för de organisationer som ingått i intervjustudien.

För att få en mycket grov uppskattning på hur det stora intresset hos potentiella soleninvestorer är, uttryckt i en "produktionspotential", har vi för enkelhets skull antagit att uppemot hälften av alla som kan, även vill investera i solen. Utifrån potentialen 60 GW som angavs i föregående avsnitt, och som i detta sammanhang skulle kunna motsvara det som "kan" investeras, så skulle det ge 30 GW solen som man "vill" investera i. Bland några aktörer och takägare, kanske särskilt de större, är dock intresset svalare, men även lågt räknat bör intresset ändå motsvara väl över 10 GW. Här bör påpekas att denna skattning på potential speglar intresset idag, vilket naturligtvis kan förändras med tiden och allt eftersom utbyggnaden av solen sker.

9.1.3 Ekonomi

Vi har alltså kunnat konstatera att såväl den tillgängliga takytan (och markytan) som intresset bland potentiella soleninvestorer ger grund för stor utbyggnad av solen i Sverige. Nästa steg är då att försöka kvantifiera den ekonomiska potentialen, det vill säga att de aktörer som är intresserade av att investera också anser att det är ekonomiskt motiverat att faktiskt genomföra investeringen. Ansatsen för denna kvantifiering är att skala ner potentialen utifrån det identifierade intresset i föregående avsnitt ytterligare ett steg genom att utgå från de lönsamhetsberäkningar för olika typer av soleninvesteringar som finns redovisade i kapitel 6. Måttet på lönsamhet utgörs av återbetalningstiderna (inklusive en kalkylränta om 3 %) som vägs mot investeringens förväntade livslängd på 30 år. En mycket enkel och transparent ansats kan då vara att anta att om återbetalningstiden är 15 år eller mindre så är det tillräckligt god lönsamhet på investeringen, för att den ska genomföras. Men om återbetalningstiden är 30 år eller mer så saknas ekonomiska incitament varför investeringen uteblir. Ligger återbetalningstiden mellan 15 och 30 år antar vi istället i vår enkla ansats att investeringsviljan avtar linjärt från 100 % till 0 %. Detta är naturligtvis en förenkling, och i verkligheten finns det, som redan beskrivits, de som investerar utifrån andra bevekelsegrunder och där ekonomin är sekundär. Men i ett scenario där det sker en kraftig utbyggnad av solen är vår utgångspunkt att det är de ekonomiska förutsättningarna som kommer att vara både drivande och begränsande. Applicerar vi detta enkla resonemang på de kvantifierade tillgängliga nettoytorna för olika byggnadstyper (se kapitel 4) kombinerat med "kvantifieringarna" av intresset att verkligen genomföra investeringen (exempelvis uppskattade vi intresset hos villaägarna till "50 %") så skulle en mycket grov skattning av den ekonomiska potentialen landa på ett intervall på mellan några enstaka GW till uppemot 10 GW. Även om osäkerheterna är stora och våra antaganden i detta räkneexempel är enkla så ger det icke desto mindre en klar

fingerisning om storleken på de potentialer som vi diskuterar här. Och det är just ett kvalitativt resonemang kring storlekar som är främsta syftet med hela detta kapitel. Det uppskattade spannet för den ekonomiska potentialen påverkas naturligtvis av förändringar i styrmedelsuppsättning och den förväntade fortsatta kostnadsreduktionen för solcellsinvesteringar.

9.1.4 Stöd och styrmedel

Den ekonomiska potential som uppskattats ovan grundar sig i huvudsak på de ekonomiska premisser som råder idag, vad gäller både investeringskostnad, stöd och elprisbild (även om vi i kapitel 6 kompletterat analysen med en serie känslighetsberäkningar med alternativa kombinationer av kostnader, elpris och stödnivå). Om man tittar på stödet separat är det intressant att försöka kvantifiera hur långt beslutade stöd potentiellt kan stötta en solelutbyggnad. Ett i sammanhanget viktigt stöd är då investeringsstödet. Enligt Energimyndigheten finns det för perioden 2016-2019 ca 1,4 miljarder kronor avsatta för investeringsstöd (Energimyndigheten, 2016 c). Antar vi för enkelhets skull en genomsnittlig stödnivå för investeringen på 20 % ger detta samlade investeringar på ca 7 miljarder. Med en genomsnittlig installationskostnad på 12 000 kr/kW motsvarar det ca 600 MW. Detta är 5-6 gånger mer än installerad kapacitet idag. Det är rimligt att anta att samtliga avsatta medel för investeringsstöd kommer att nyttjas, vilket borgar för att det blir knappt 1 GW solel inom de närmaste sju åren. Därtill finns det skattereduktioner på el såld till nätet som i dagsläget sannolikt också driver fram investeringar. Hur länge skattereduktionen kommer att kvarstå och vad som händer med investeringsstödet efter 2019 är dock ovisst, varför de möjligheter som stödet ger utifrån dagsläget är ovisst bortom ca 1 GW. I sammanhanget kan man dock påpeka att Energimyndighetens strategi för ökad användning av solel (Energimyndigheten 2016 b), som tagits fram utifrån det regeringsuppdrag man fått, indikerar att man har ambitionen att stödja utvecklingen av solel under en längre utvecklingsfas även bortom 2019.

9.2 HINDER

Samtidigt som vi ser att ovanstående föreutsättningar möjliggör och driver en utbyggnad av solel i olika utsträckning, ser vi även att det finns en hel del faktorer som hindrar, eller kan bromsa utvecklingen. De viktigaste hindren som framkommit i detta projekt beskrivs nedan, ordnade efter vår bedömning av kronologisk ordningsföljd, dvs. det som begränsar tidigast redovisas först, medan de hinder som uppskattningsvis ligger längre bort i tid kommer senare i sammanställningen. Vår bedömning av när i tiden som de olika hindren verkar begränsande på utbyggnaden (givet att systemet inte anpassas "per automatik") är naturligtvis ingen exakt vetenskap. Vår bedömning bygger istället på en sammanvägning av olika faktorer som vi studerat i detta projekt och ska ses som kvalitativ för en solelutbyggnad i Sverige som helhet. Sannolikt kan skillnaderna vara stora på exempelvis lokal nivå. Det finns säkert lokala elnät som till exempel verkar begränsande långt tidigare i vissa områden än i andra. Och vissa aktörer kan säkert uppleva regelverket som begränsande långt tidigare än andra aktörer.

9.2.1 Regelverk och stödets utformning

I de intervjuer vi har gjort med fastighetsägare och andra större investerare i solel framhålls att regelverkets utformning är ett av de största hindren för att investera i solel i dagsläget. Främst är det effektgränsen för energiskatt på egenkonsumtion (255 kW per organisation) som upplevs som ett hinder, vilket kan verifieras med de lönsamhetsberäkningar som presenteras i kapitel 6. En annan faktor som utpekats som begränsande är utformningen av investeringsbidraget som med sina rambegränsningar, krånglig administration och långa ledtider leder till att stödet inte blir lika effektivt som det skulle kunna vara. Som vi redan har redovisat håller man på att se över stödsystemet, och det finns ett förslag som i princip eliminerar problematiken med effektgränsen. Man är även i begrepp att minska handläggningstiden för investeringsstödet, exempelvis genom att villaägarna ska förlita sig till ROT-avdrag istället. Om dessa förändringar blir lyckade bör nog de begränsningar som idag upplevs som reella med avseende på regelverket i hög utsträckning avta i grad av relevans. Utifrån det som gäller idag är dock vår bedömning att delar i regelverket *de facto* hindrar investeringar redan idag. Vidare ska man komma ihåg att förändringar i styrmedel i sig skapar osäkerheter. Exempelvis finns det ingen garanti att en skattereduktion (på 60 öre/kWh såld el) kvarstår en längre tid och slopande av denna medverkar menligt på ekonomin för många privatpersoner och lantbrukare (som vi också visat i kapitel 6).

9.2.2 Systemaspekter

Systemanalysen i kapitel 8 bygger på modellberäkningar som kvantifierar mängden solel som är kostnadseffektiv att implementera i Sverige under olika förutsättningar, såsom olika investeringskostnad, elpris och utbyggnadsnivå av solel i grannländer. Resultaten pekar på att en installerad effekt på mellan 3 till 8 GW solel kring 2035 i Sverige, beroende på omvärldsförutsättningarna, kan vara kostnadseffektiv. Produktionsnivåer som överstiger detta spann medför så pass stor elprispåverkan att fortsatta investeringar inte längre är lönsamma i modellberäkningarna (inverkar också negativt på redan gjorda investeringar).

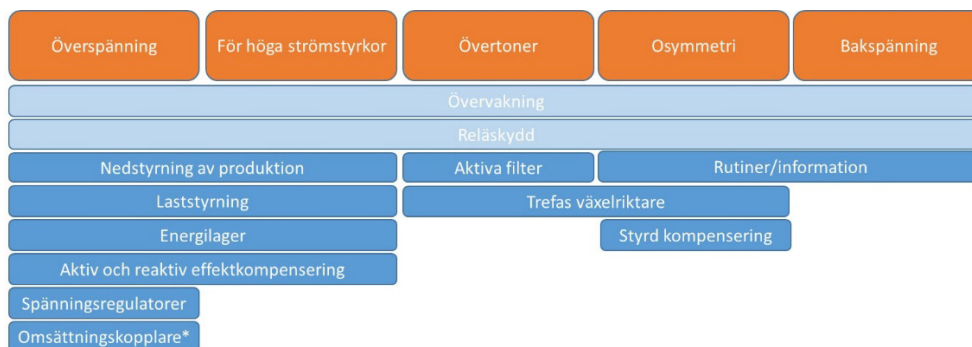
Modellsvaran ger oss den kostnadseffektiva nivå av solel utifrån de beräkningsförutsättningar som anges. Kostnadseffektivitet är alltså en viktig utgångspunkt i modellanalyserna och beräkningsförutsättningarna är noga valda för att på bästa sätt spegla gällande och kommande situationer. Inte desto mindre råder det osäkerheter för många viktiga parametrar som framtida investeringskostnad, styrmedlens utveckling och utvecklingen av solceller i våra grannländer. Vidare beror prispåverkande nivå på hur väl man lyckas integrera solceller med t.ex. batterier (och annan lagring) och efterfrågeåtgärder. Batterilagring är medtaget i delar av våra systemanalyser, medan efterfrågeåtgärder inte är det. Om efterfrågeåtgärder kan anses vara kostnadseffektiva skulle det sannolikt ytterligare kunna öka nivån för mängden solel i ett systemperspektiv.

Sammanfattningsvis, om vi tar hänsyn till alla de systemeffekter som vi analyserat, så är vår bedömning att en kostnadseffektiv produktionsvolym av solel på mellanlång sikt och ur ett systemperspektiv uppskattningsvis ligger på mellan några enstaka GW till uppemot 10 GW.

9.2.3 Elnät och elkvalitet

Elnät och elkvalitet nämns ofta som en begränsande faktor för en utbyggnad av sole, men inte lika ofta anges några gränser för när problem kan börja uppstå. Det är inte heller så att det finns en tydlig gräns för detta då de problem som uppstår initialt i elnätet främst är lokala, och det är också i lokalnätet som sole främst ansluts idag. Att hantera de problem som kan uppstå är också främst en kostnadsfråga då elnätet kan förstärkas, med nya transformatorstationer och kablar, för att bättre kunna hantera problem som överspänning och höga strömstyrkor. Till detta finns också åtgärder kan införas, vilka mer handlar om att utnyttja befintligt nät på ett effektivare sätt.

Vi har i Figur 9.1 gjort en sammanställning över de potentiella problem som kan uppstå i det lokala elnätet vid en signifikant expansion av sole, baserat på litteraturen och de intervjuer som genomförts. Dessutom visas ett antal möjliga åtgärder som kan vidtas för att hantera de eventuella problemen, utöver förstärkningar i nätet som nämndes ovan. Till sammanhanget hör också att kraftelektronik ständigt utvecklas och ny funktionalitet tillkommer som potentiellt kan hjälpa till att adressera de identifierade problemområdena. Exempelvis har växelriktare utvecklats under de senaste åren och blivit en allt viktigare del i att göra solcellsinstallationer systemanpassade. Notera att reläskydd endast identifierar och kopplar bort utrustning för att skydda den från att förstöras.



*Lindningskopplare är i princip samma åtgärd, med skillnaden att ändring sker per automatik

Figur 9.1: Översikt över potentiella problem som kan uppstå med sole och åtgärder för att hantera dessa.

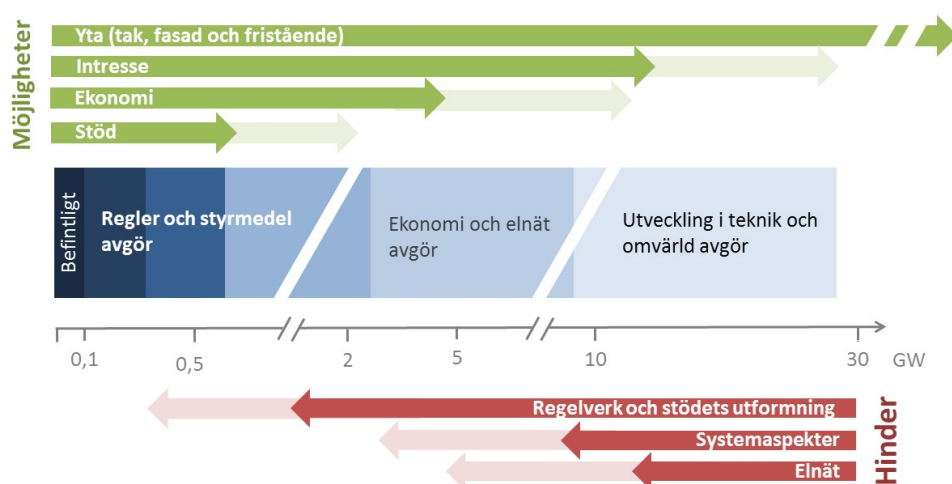
För att ändå göra en kvantifiering avseende mängden sole som kan integreras i systemet innan problem i elnätet börjar bli en reell begränsning kan man utgå från att problemen bör vara små om all producerad el konsumeras direkt hos producenten. Marginell överproduktion och därmed små problem för elnätet fås om installerad effekt är ca 1 kW per hushåll, vilket kan summeras till ca 4 GW om alla Sveriges hushåll inkluderas (Kamp 2013). I sammanhanget kan det noteras att nuvarande investeringsmönster inte följer en dylik utbyggnad, men å andra sidan förekommer investeringar hos organisationer som har förbrukningsmönster som mer liknar solelens produktionsmönster. En annan utgångspunkt skulle vara att utgå från den nivå som finns i länder med mycket sole, exempelvis Tyskland med en solelproduktion på ca 7 % av den inhemska elkonsumtionen, och där man nu börjar nå en situation där elnätet blir begränsande i större utsträckning.

Motsvarande mängd solen i Sverige skulle innebära en installerad effekt om ungefär 10 GW.

I Tyskland, och flera andra länder, ligger man före Sverige i utbyggnaden av sol- och vindkraft och det finns en mängd lärdomar att ta del av utifrån de problem som de redan stött på. Det finns en hel del internationella fallstudier där man undersökt regioner med en relativt hög penetration av solen och erfarenheterna från dessa (IEA 2014 b; von Appen et al 2013). Att dra lärdomar från andra länder och utbyta erfarenheter inom Sverige är också något som föreslås av de intervjuade elnätsbolagen.

9.3 SAMMANFATTANDE SYNTES

Ovanstående kvantifieringar kan sammanfattas i en bild för att visualisera situationen och förutsättningarna för utbyggnad av solen i Sverige, se Figur 9.2. Av figuren framgår det att tillgänglig yta och intresse möjliggör stora mängder solen, precis som vi diskuterat tidigare. Ekonomi, med hjälp av stödsystem driver också på solenutbyggnaden. Samtidigt som stödsystemet driver fram investeringar nu, hindrar utformningen av stödsystemet utbyggnaden av solen. Andra faktorer som kan hindra en expansion är systemaspekter och längre fram, som vi ser det, även elnätet.



Figur 9.2: Syntes av förutsättningarna för utbyggnad av solen i Sverige.

Avsikten med Figur 9.2 är att ge en så tydlig bild som möjligt över de möjligheter och hinder som föreligger för en kraftig utbyggnad av solen i Sverige. Vi gör inte anspråk på att presentera en exakt och helt korrekt bild, och man ska även vara medveten om att bilden är föränderlig, inte minst vad gäller stödsystem och teknikutveckling. Bilden är dock, trots osäkerheter, användbar för att visualisera situationen och kan exempelvis användas för att tydliggöra var insatser bör göras först och vilka potentiella problemområden som inte är lika överhängande.

9.4 FORTSATT ARBETE

Med tanke på de förnybarhetsmål som Sverige har satt upp kommer utbyggnaden av bland annat solel antagligen att bli betydande de närmaste decennierna. Att effektivt integrera en kraftigt ökande andel av variabel förnybar elproduktion innebär dock ett flertal utmaningar, exempelvis avseende elsystemets robusthet och leveranssäkerhet.

Som Palm (2015) påpekar, är det viktigt att utbyggnaden av solel sker resurseffektivt även med avseende på styrmedel, eftersom solel annars riskerar att bli ifrågasatt. Därför är det viktigt att i det fortsatta arbetet vidare analysera hur en kraftig utbyggnad av solel, exempelvis en årsproduktion på i storleksordningen 10 TWh eller mer, kan ske på ett samhällsekonomiskt fördelaktigt sätt. Det bör inkluderas vilken typ av solcellsanläggningar som kan tänkas ingå, var de ska lokaliseras och i vilken omfattning, samt hur elnätsbegränsningar och kostnadsbilden för utbyggnaden ser ut. Tillvägagångssättet skulle, i korthet, vara att mer detaljerat inventera potential och kostnad för väsentliga typer av solcellsanläggningar för att sedan konstruera en kostnadstrappa. Med kostnadstrappan som bas kan man identifiera rimliga nivåer för kostnadseffektiv solel i Sverige.

Syftet med lokaliseringsanalysen kan också vara att identifiera samordningsvinster och därmed kostnadsbesparingar. Ett sådant exempel är samlokalisering med befintliga vindkraftparker där vindkraftsproduktionen och solelproduktionen generellt samvarierar på ett sådant sätt att exempelvis anslutningskostnaden kan hållas nere. Utifrån de samlade resultaten kan man analysera i vilken uträkning omvärldsfaktorerna räcker för att generera en kraftig expansion av solel, eller om ytterligare stöd erfordras för att nå dit. I relation till detta kan aktuella och planerade styrmedel analyseras, samt hur de eventuellt behöver förändras för att styra mot vad som är samhällsekonomiskt effektivt.

Som komplement till ovanstående finns också ett behov av att analysera olika affärsmodeller för solcellsinvesteringar som kan bidra till att möjliggöra en samhällsekonomiskt fördelaktig expansion av solel. Det är idag långt ifrån säkert att det är på de mest kostnadseffektiva installationerna som genomförs. Exempelvis eftersom olika aktörer använder olika kalkylränta och har rättighet till olika stödsystem. Avsikten skulle vara att ge en djupare förståelse för nyckelaktörernas incitamentsstruktur och relation till styrmedel, och därigenom ge en förbättrad möjlighet att skapa rätt förutsättningar för kostnadseffektiva investeringar. Resultatet från en sådan studie skulle därmed ge insikter och kunskaper som lägger grund för att bygga förbättrade affärsmodeller runt solel.

10 Referenser

- Alghamdi B.; Alamri M. (2015). *Impacts of Large-Scale Integration of Solar Photovoltaics and Load Characteristics on Power System Voltage Stability*. Department of Energy & Environment, Division of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology.
- Von Appen J.; Braun M.; Statz T. (2012). *Preparing for High Penetration of Photovoltaic Systems in the Grid - Smart PV Grid Integration*. Solar Energy Conference, Kristiansand, 2012.
- Von Appen J.; Braun M.; Statz T.; Diwold K.; Geibel D. (2013). *Time in the sun – The challenge of high PV penetration in the German electric grid*. IEEE power & energy magazine 10.1109/MPE.2012.2234407.
- Berg N.; Estenlund S. (2013). *Solceller i elnät – Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet*. CODEN: LUTEDX(TEIE-5314)/1-95/(2013), Division of Industrial Electrical Engineering and Automation, Faculty of Engineering, Lund University.
- Bodin M. (2015). *Solenergi – tillväxt, framtid och marknadspåverkan*. Modity energi trading 2015-02-12. www.modity.se, 2015-10-13.
- Borgman N. (2014). *Områdesanknuten solpotential - en studie över solpotentialen för byggnader i olika områdestyper i Lund*. Examensarbete TVBH-5072, Avdelningen för Byggnadsfysik. Lunds universitet.
- Carlstedt, N.E.; Karlsson, B.; Kjellsson, E.; Neij, L.; Samuelsson, O. (2006). *Konkurrenskraft för nätansluten sol i Sverige - sett ur kraftföretagens och nätägarnas perspektiv*. Elforsk rapport 07:17, Lund
- Chen Y. (2015). *EU-China solar panels trade dispute: Settlement and challenges to the EU*. European institute for Asian Studies. www.eias.org
- Danielsson J. (2014). *Reläskydd för transformatorer - Funktioner och Skyddsfilosofier*. Umeå Universitet.
- DENA (2012). *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. dena-Verteilnetzstudie. www.dena.de
- Dubey S.; Narotam Sarvaiya J. N.; Seshadri B. (2013). *Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review*. Energy Procedia. Volume 33, 2013, Pages 311-321. PV Asia Pacific Conference 2012.
- EC (2016), "EU Reference Scenario 2016, Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050", tillgänglig på https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf 2015-12-23.
- Ekström D. (2012). *Gotlands solelpotential*. Teknisk- naturvetenskaplig fakultet, Uppsala Universitet. ISSN: 1650-8300.
- Energimarknadsinspektionen (2013). *Energimarknadsinspektionens författningssamling*. EIFS 2013:1.

Energimarknadsinspektionen (2015). *Energimarknadsinspektionens författningssamling*. EIFS 2015:6.

Energimyndigheten (2015). *Underlag till revideringen av förordningen om solcellstöd - En delrapportering med konkreta förslag till revidering av förordningen (2009:689) om statligt stöd till solceller*. www.energimyndigheten.se

Energimyndigheten (2016 a). *Energiläget i siffror 2016*. www.energimyndigheten.se/statistik/energilaget

Energimyndigheten (2016 b). *Förslag till strategi för ökad elanvändning av sol*. ER 2016:16. www.energimyndigheten.se

Energimyndigheten (2016 c). *Delredovisning av uppdraget att ta fram ett förslag till strategi för ökad användning av sol – Insatser som är möjliga att implementera på kort sikt*. ER 2016:06. www.energimyndigheten.se

Energimyndigheten (2016 d). *Förslag till heltäckande solstatistik – Hur kan utbyggnadstakt, kostnader och teknik som används till solceller mätas och beräknas?* ER 2016:20. www.energimyndigheten.se

Energimyndigheten (2016 e). *Vad styr och bromsar sol i Sverige? – Underlagsrapport till Förslag till strategi för ökad användning av sol*. ER 2016:21. www.energimyndigheten.se

Energimyndigheten (2016 f). *Effekter i elsystemet från en ökad andel sol*. ER 2016:22. www.energimyndigheten.se

Energimyndigheten (2016 g). *Solceller i omvärlden – Kartläggning avseende andra länders styrmedel/strategier för solcellsimplementering*. ER 2016:23. www.energimyndigheten.se

Energy Pathways (2016) www.energy-pathways.org

Eriksson, S. (2014). *Bostadshus med egen elproduktion: Hinder och möjligheter*. Lunds universitet. ISRN LUTMDN/TMHP-14/5310-SE. ISSN 0282-1990

Eurostat (2016). *Supply, transformation and consumption of renewable energies - annual data*. <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>, 2016-10-12

Falkenström J.; Johansson P. (2012). *Mätning av störningar på lågspänningsnät*. Institutionen för datavetenskap, fysik och matematik. Linnéuniversitetet.

Goop J.; Nyholm E.; Odenberger M.; Johnsson F. (2016). *Impact from electricity market feedback on PV and battery investments in Swedish single-family dwellings*. To be submitted for publication.

Gouzerh H.; Orlandi S.; Gourvitch N.; Masson G. (2014). *Quantitative analysis of the merit order effect from photovoltaic production in key European countries*. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.

Haegermark M. (2016). *Solcellssystem i svenska byggnader: Förutsättningar relaterade till lönsamhet och montage*. Institutionen för bygg- och miljöteknik, Chalmers University of Technology.

Hedberg P.; Holmberg S. (2016). *Svenska folket åsikter om olika energikällor 1999-2015*. Forskningsprojektet Energiopinionen i Sverige.

Hemmingsson M.; Lexholm M. (2013). *Dimensioning of smart power grids for the future*. Elforsk rapport 13:98.

Hernández-Moro J.; Martínez-Duart J.M. (2013). *Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 20 (2013) 119–132.

IEA (2014 a). *Transition from Uni-directional to Bi-directional distributions grids: Management summary of IEA task 14 subtask 2 – recommendations based on global experience*. Report IEA PVPS T14-03:2014.

IEA (2014 b). *High penetration of PV in local distribution grids. Subtask 2: Case-study collection*. Report IEA PVPS T14-02:2014. ISBN: 978-3-906042-23-7.

IPCC (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp. ISBN 978-92-9169-143-2

IRENA (2015). *Renewable Power Generation Costs in 2014*. www.irena.org

IRENA (2016). *Letting in the light – How photovoltaics will revolutionise the electrical system*. ISBN 978-92-95111-96-7. www.irena.org

Johnsson B. (2008). *Kartläggning av mark som tagits ur produktion*. Jordbruksverket Rapport 2008:7.

Johnsson F., Unger T., Axelsson E. och Claeson Colpier U. (ed.) (2014), "European Energy Pathways – Towards a Sustainable European Electricity System", Chalmers, ISBN:978-91-978585-6-4.

Kamp S. (2013). *Sveriges potential för elproduktion från takmonterade solceller Teoretisk, teknisk och ekonomisk analys*. Teknisk- naturvetenskaplig fakultet UTH-enheten, Uppsala. UPTEC ES13 033.

Kanters J. (2015). *Planning for Solar Buildings in Urban Environments - An analysis of the design process, methods and tools*. Division of Energy and Building Design, Department of Architecture and Built Environment, Lund University.

Karlsson J.; Davidsson M. (2012). *Mätning och analys av elkvalité*. Examensrapport, IDE-sektionen, Högskolan i Halmstad.

Kjellson E. (2000). *Potentialstudie för byggnadsintegrerade solceller i Sverige Rapport 2. Analys av instrålningsnivåer på byggnadsytor*. Avdelningen för Byggnadsfysik, LTH, Lund. Rapport TVBH-7216.

Larsdotter L. (2014). *Hur påverkar en ökad andel solceller Umeå Energis elnät? – En utredning med fokus på spänningsvariationer och osymmetri inom landsbygds- och tätortsnät vid en- och trefasanslutning av solcellsanläggningar*. Umeå Universitet.

- Lennerhag O.; Bollen M.; Ackeby S.; Rönnberg S. (2014). *Spänningsvariationer och intermittent produktion*. Elforsk rapport 14:42.
- Lindahl J. (2016). *National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2015*. PVPS, International Energy Agency.
- Lingfors D.; Widén J. (2014). *Solenergipotentialen för Blekinges bebyggelse enligt två framtidsscenarier*. Länsstyrelsen Blekinge Rapport 2014:10. ISSN: 1651-8527.
- Luthander R.; Widén J.; Nilsson D.; Palm J. (2015). *Photovoltaic self-consumption in buildings: A review*. Applied Energy 142 (2015) 80–94.
- Nashed M-R.; Olin, M. (2015). *Incitament för solenergi i flerbostadshus – En fallstudie om fastighetsägares incitament till att investera i solceller*. Kungliga Tekniska Högskolan. Bachelor of Science Thesis EGI-2015.
- NEPP (2016). *North European Power Perspectives*. www.nepp.se
- Norberg I.; Pettersson O.; Gustavsson A.; Kovacs P.; Boork M.; Ollas P.; Widén K.; Lingfors D.; Marklund J.; Larsson D.; Ingman D.; Jältorp H. (2015). *Solel i lantbruket – realiserbars potential och nya affärsmodeller*. JTI-rapport 2015, Lantbruk & Industri nr 433.
- Nordentoft C. (2012). *Solceller og spændingsvariationer i 0,4 kV net*. Dansk Energi, 2012.
- Olsson D.; Heincke C.; Wennerhag P. (2015). *Erfarenheter från medelstora solcellsinstallationer på byggnader*. ISBN 978-91-7673-126-0. 2015 Energiforsk
- Palm, A. (2015). *An emerging innovation system for deployment of building-sited solar photovoltaics in Sweden*. Environmental Innovation and Societal Transitions 15 (2015) 140–157
- Palm A. (2016). *Local factors driving the diffusion of solar photovoltaics in Sweden: A case study of five municipalities in an early market*. Energy Research & Social Science 14 (2016) 1–12.
- Power Circle (2014). *Anslutning av förnybar elproduktion till distributionsnäten i södra Sverige*.
- PV Grid (2014). *European advisory paper annex III – National barrier assessment*.
- Regeringen (2015 a). *Inrättande av forum för smarta elnät*. Protokoll II:6 vid regeringssammanträde 2015-12-17. Miljö- och energidepartementet. www.regeringen.se
- Regeringen (2015 b). *Regleringsbrev för budgetåret 2016 avseende Statens energimyndighet*. Regeringsbeslut II:1. Miljö- och energidepartementet 2015-12-17. www.regeringen.se
- Regeringen (2015 c). *Uppdrag att ta fram ett förslag till strategi för ökad användning av solel*. Regeringsbeslut II:2. Miljö- och energidepartementet 2015-12-17. www.regeringen.se

- Regeringen (2016). *Ramöverenskommelse mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna*. www.regeringen.se
- Regeringskansliet (2015). *Investering i klimatet i BP16 inklusive VÅP15*. Fakta-PM. www.regeringen.se
- Regeringskansliet (2016). *Så tar regeringen bort skatten på sol*. Fakta-PM. www.regeringen.se
- Rönnelid M.; Estevez N. (2007). *Sol i det svenska elnätet – Hur man handskas med överproduktion från PV-anläggningar i framtiden*. Elforsk rapport 07:51
- Von Sabsay M. (2013). *Persceptions of domestic solar systems*. ISSN 1401-4084. Sveriges lantbruksuniversitet.
- SCB (2016). *Markanvändningen i Sverige, hektar efter region, markanvändningsklass för år 2010*. Hämtat från statistikdatabasen 2016-06-12. www.statistikdatabasen.scb.se
- Seel J.; Barbose G. L.; Wiser R. H. (2014) *An analysis of residential PV system price differences between the United States and Germany*. Energy Policy 69 (2014) 216–226.
- SFS (2014). *Förordning om ändring i förordningen (2009:689) om statligt stöd till solceller*. SFS 2014:1582.
- SMHI (2016). *Strålning*. www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/stralning/ 2016-10-12.
- Solar Power Europe (2016). *Global Market Outlook 2016-2020*. www.solarpowereurope.org
- SolEl-programmet (2016). *Installationsguide: Nätanslutna solcellsanläggningar*. www.solelprogrammet.se/Global/installationsguide_solceller.pdf (hämtad 2016-11-15)
- Solelkommissionen (2016). *Brev till Finansdepartementet: Lösningen på solskattefrågan*. (2016-04-20).
- Svensk Energi (2014). *Elmätaren 5 – resultatpresentation*. www.svenskenergi.se (2016-12-22)
- Svensk författningssamling (1977). *Lag (1977:439) om kommunal energiplanering*.
- Vartiainen E.; Masson G.; Breyer C. (2015). *PV LCOE in Europe 2014-2030*.
- Wahlström Å.; Dalenbäck J.-O.; Paradis J.; Winkler C. (2012). *Hållbara energisystemlösningar inom solenergiområdet – en nulägesanalys*. Energimyndighetens beställargrupp för energieffektiva flerbostadshus, BeBo.
- Wahlström Å.; Persson A.; Glader K.; Westerbjörk K.; Göransson A. (2016). *Fallstudier till HEFTIG*.
- Walla T. (2012). *Hosting capacity for photovoltaics in Swedish distribution grids*. ISSN: 1650-8300, UPTec ES13 002. Uppsala Universitet
- Widén J.; Weiss P. (2012). *Solenergi i Dalarnas bebyggelse – Potential till år 2020 och 2050*. Länsstyrelsen Dalarna Rapport 2012:05. ISSN: 1654-7691.

Willén O. (2015). *Acceptansgränsen för solceller i lågspänningsnät: Kan den ökas?* ISSN: 1650-8319, UPTEC STS15 010. Uppsala Universitet

World Energy Council (2016). *E-storage: Shifting from cost to value Wind and solar applications*. www.worldenergy.org

Best Research-Cell Efficiencies



111

UTBYGGNAD AV SOLEL I SVERIGE

Här beskrivs de möjligheter, utmaningar och systemeffekter som kan knytas till en kraftig utbyggnad av solen i Sverige. Analysen har utgått från de uppgifter som finns i form av tak- och markyta med hänsyn till potentiella investerarens intresse, tekniska begränsningar, regelverk, lönsamhet och systemaspekter.

Den tillgängliga ytan för solceller är inget hinder. Här finns det en enorm potential. Intresset för egenproduktion med solceller är också stort i dagsläget både bland allmänheten och kommersiella aktörer. Det är en stor skillnad på lönsamheten för olika aktörer på grund av stödsystemens utformning. Men med en fortsatt minskning av kostnaderna för solceller finns det sannolikt goda ekonomiska incitament för solen framöver.

Det som främst begränsar investeringsviljan idag är stödsystemens utformning, som dock är under omarbetning, tillsammans med regelverket. Systemanalysen i detta projekt visar att en kostnadseffektiv nivå för solen i Sverige påverkas starkt av ekonomiska förutsättningar, men även av utbyggnadsnivån för solen i grannländerna. Elnätet kan vara en begränsande faktor för solen, men den begränsningen ligger troligen ännu långt bort.

Ett nytt steg i energiforskningen

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