Konkurrenskraft för nätansluten solel i Sverige

-sett ur kraftföretagens och nätägarnas perspektiv

Elforsk rapport 07:17

Nils-Eric Carlstedt, Vattenfall Power Consultant AB
Björn Karlsson, LTH/LU
Elisabeth Kjellsson, LTH/LU
Lena Neij, IIIEE/LU
Olof Samuelsson, LTH/LU

December 2006

ELFORSK

Konkurrenskraft för nätansluten solel i Sverige

-sett ur kraftföretagens och nätägarnas perspektiv

Elforsk rapport 07:17

Nils-Eric Carlstedt, Vattenfall Power Consultant AB
Björn Karlsson, LTH/LU
Elisabeth Kjellsson, LTH/LU
Lena Neij, IIIEE/LU
Olof Samuelsson, LTH/LU

December 2006

Förord

I denna rapport slutredovisas resultaten från projektet ”Konkurrenskraft hos nätansluten solel i Sverige – sett ur kraftföretagens och nätägarnas perspektiv” - ett projekt inom SolEl- programmet (03-07 etapp II). Projektet är ett samarbetsprojekt mellan Vattenfall Power Consultant AB, Avdelningen för Energi- och Byggnadsdesign (LTH/LU), Avdelningen för Byggnadsfysik (LTH/LU), Institutionen för industriell elektroteknik och automation (LTH/LU) och Internationella miljöinstitutet (LU).

I projektet studeras konkurrenskraften av el från nätanslutna solelsystem i Sverige, med fokus på kraftföretag och nätägare. Tidsperspektivet i studien är 2005-2020 - med visioner för 2050.

Lund

Lena Neij (koordinator)

Detta projekt ingår i det tillämpade solcellsprogrammet SolEl 03-07 etapp II. Programmet finansieras av:

- Energimyndigheten
- Svenska Byggbranschens Utvecklingsfond via NCC
- Vattenfall AB
- E.ON Sverige AB
- ARQ Stiftelsen för arkitekturforskning
- Göteborg Energi AB
- Mälarenergi AB
- Jämtkraft AB
- Brostaden
- EkoSol System AB
- Malmö Stad Stadsfastigheter
- Sharp Electronics Nordic
- Statens Fastighetsverk
- Borlänge Energi AB
- Falkenberg Energi AB

Rapporten finns fritt nedladdningsbar från SolEl-programmets hemsida: www.elforsk.se/solel.

Sammanfattning

Syftet med denna rapport har varit att studera konkurrenskraften för nätansluten solel i Sverige – sett ur kraftföretagens och nätägarnas perspektiv. Studien har begränsats till att beakta dessa båda aktörer eftersom de har en central roll i utformningen av dagens och morgondagens energisystem. Resultaten är tänkta att utgöra ett angeläget bidrag i fortsatta diskussioner kring vilka krav och förväntningar som kan ställas på dessa aktörer vad gäller framtida satsningar på solcellsel i Sverige.

Studien visar att solel teoretiskt skulle kunna täcka stora delar av Sveriges elbehov under en stor del av året. Det största hindret för en ökad installation av solceller är idag den höga kostnaden. Studier visar dock på tekniska förbättringar, kraftigt ökade verkningsgrader och framtida kostnads-reduktioner. En sådan utveckling skulle komma att gynna framtida investeringar och installationer av solceller i såväl Sverige som andra länder.

Trots en sådan fördelaktig utveckling ser inte solcellerna ut att kunna bli ett konkurrenskraftigt alternativ för kraftföretagen i Sverige. På kort och medellång sikt kommer vindkraft och bioenergibaserad kraftproduktion att vara ett betydligt mer konkurrenskraftigt alternativ. Vidare kommer det troligen att krävas mycket stora system för att solcellsystem skall vara förhållandevis konkurrenskraftiga. Med stora system uppstår dock en konkurrenssituation där det troligen är mer fördelaktigt att investera och installera solceller i Sydeuropa, vilket skulle ge en betydligt högre energiproduktion per installerad kW, och sedan distribuera elen till Sverige.

Förutom höga produktionskostnader har solcellerna även en ofördelaktig produktionsprofil för kraftföretagen, dvs landets effekt- och energibehov är som störst på vintern när solelsproduktionen är som lägst och vice versa. Med hjälp av vattenmagasinens lagringskapacitet skulle emellertid i genomsnitt ca 5 TWh solel per år teoretiskt kunna tillåtas i det svenska kraftsystemet - med dagens produktionsmix och utan en utbyggnad av lagrings- eller exportkapacitet.

För nätägarna ser solcellsgenererad el ut att kunna bidra mer fördelaktigt då distribuerad elproduktion med samma effektmässiga storleksordning som förbrukningen har en positiv inverkan på spänning och förluster i nätet. Vidare har den dygnsmässiga överensstämmelsen mellan förbrukning och produktion ett positivt värde för nätägarna – trots att de inte sammanfaller säsongsvis. En av utmaningarna för nätägarna är att se till att planering och drift av näten anpassas så att anläggningarna och näten kan samspela på bästa sätt. Vidare är det viktigt att lyfta fram dagens höga kostnader och därmed avgifter till nätägarna för anslutning av solelanläggningar. Denna kostnad utgör idag ett viktigt hinder för anslutning av små och medelstora solceller till nätet.

Trots studiens fokusering på kraftföretag och nätägare har rapporten i viss mån även beaktat kundens, dvs husägarens, kostnader och värde av solel. Dessa resultat visar på att husägarna kan komma att bli en viktigare aktör för ett ökat utnyttjande av solel i Sverige. Husägarna möts av lägre kostnader och ett betydligt högre värde av solel. Studien visar på möjligheter att 2050 uppnå en kostnad på ca 1 SEK/kWh för ett system på ca 7 kW toppeffekt. När kostnaden för solcellsel når denna nivå utgör den ett konkurrenskraftigt alternativ för en elabbonent. Elabbonenten jämför ju kostnaden för sparad el (dvs el genererad med egna solceller) med kostnaden för inköpt el. Studien visar vidare att det existerande elnätet kan tolerera att 1-2 kW solel kopplas in på varje hus utan att problem relaterade till elnätet uppstår. I ett sådant system med 1-2kW toppeffekt dimensioneras solcellerna i första hand för ett internt behov med eller utan utrustning för energilagring. Om ändå nätanslutning väljs bedöms kostnaden för anslutning utgöra mer än en tredjedel av värdet av solelen.

Sammanfattningsvis visar studien att solel inte kan anses konkurrenskraftigt intressant för kraftindustrin på kort och medellång sikt. Även nätägaren möts av utmaningar och höga kostnader för anslutning av solceller i ett kort och medellångt tidsperspektiv. Inom den närmsta framtiden torde intresset att installera solceller vara störst för husägare, vilka emellertid inte självklart väljer att koppla in solcellerna till nätet på grund av en hög anslutningskostnad.

På längre sikt, ca 50 år, är det betydligt osäkrare att sia om solelens betydelse och konkurrenskraft. En ökad användning och intensiv utveckling av solceller kan komma att föranledas av exempelvis klimatstrategiska angelägenheter. En sådan ökning kan komma att leda till nya innovativa tekniklösningar, såväl för solceller som för kraftsystemet i stort. På lång sikt kan utformningen av det svenska kraftsystemet komma att förändras i stort, vattenmagasinens lagringskapacitet kan komma att användas på alternativa sätt, ledningsnäten komma att förstärkas och anslutningsavgifterna att reduceras kraftigt. På sikt skulle kostnaderna för solceller kunna komma att bli så låga att de kan ses som ett alternativt material i konventionella solskydd, fönster och fasader.

Summary

The objective of this report was to analyse the competitiveness of grid-connected solar power in Sweden – and specifically the competitiveness for energy companies and net owners. In theory, solar power could to a large extent fulfil the electricity demand in Sweden, especially in the summer. However, the high cost of solar cells is a major barrier to implementation. Future technology development and increased efficiency could, however, lead to important cost reductions. The question is if such expected cost reductions would make grid-connected solar power a preferable investment option for energy companies and an interesting alternative for the net owners.

The results of the study show that solar power will not be a competitive alternative for the energy companies in Sweden, not in 2020 and probably not in 2050. Other alternatives such as new investments in wind turbines and bio-mass based technology options will be producing electricity at a lower cost. Moreover, solar power will have an unfavourable production profile, generating power in the summertime when less needed. However, by using the reservoirs of the hydro power systems in Sweden as storage capacity, approximately 5 TWh solar power could be allowed in the Swedish electricity system.

The results of the study indicate that solar power could have a positive effect on the electricity distribution system since distributed generation will result in lower losses in the system. Moreover, solar power will be produced during daytime when the electricity demand will peak. One of the main challenges for the net owners would be to design the net in such a way that the net and the solar cells could work together in the best possible way. Another challenge would be the high cost for connecting the solar cells to the grid; this cost needs to be reduced.

Looking instead at the house-owners as possible investors, solar cells appear as a much more attractive alternative for the future, the value of the solar power is higher for the house-owner at the same time as the cost is lower. The calculated cost is as low as 1 SEK/kWh in 2050 assuming a top rated power of 7 kW.

In all, the report shows that solar power will not be a competitive alternative for energy companies in the near future. The net owners will also confront challenges and high cost related to the connection of the solar cells to the grid. In the near term, the interest in investing in solar cells will be associated with house-owners. In a longer time perspective, the development will be much more uncertain. Climate change may force us to invest more in technologies such as solar cells, which in turn may lead to new innovative technology options and new types of solar cells. This may lead to drastic cost reductions and the use of solar cells in conventional technologies such as solar protection devices, windows and facades.

Innehåll

1. Introduktion **1**

2. Solel potential **3**
2.1 Solinstrålning i Sverige 3
2.2 Placering av solelanläggningar 6
2.3 Potential för solceller på byggnader 6
2.4 Potential byggnader - stad, landsbygd etc. 10
2.5 Potential för solceller på mark 11
2.6 Användning av el – tidsvariationer 12
2.7 Slutsatser 13

3. Solel – teknik och prestanda **14**

4. Solel – kostnader **21**
4.1 Investeringskostnader 21
4.2. Kostnadsutveckling 23
4.3 Riktvärden för framtida kostnader 25
4.4 Vad säger erfarenhetskurvor 26

5. Solcellsel i Sverige **29**

6. Solel ur kraftföretagens perspektiv **31**
6.1 Kraftföretagens roll i det svenska elsystemet 31
6.2 Ekonomisk konkurrenskraft av solel för kraftföretag 34
6.3 Ekonomisk konkurrenskraft av solel för kraftföretag vid försäljning av el ... 45
6.4 Hur mycket solel kan primagöras med hjälp av vattenkraftmagasinen 45
6.5 Slutsats 49

7. Solel ur nätägarens perspektiv **51**
7.1 Anslutningsregler och riktlinjer 53
7.2 Ödriftsskydd 59
7.3 Effektflöden och förluster 64
7.4 Kraftelektronik 76
7.5 Slutsatser 78

8. Andra aktörer **80**

9. Slutdiskussion **84**

Referenser **88**

1. Introduktion

Under de senaste åren har den årliga marknadstillväxten för solceller i världen varit drygt 30%. År 2004 var tillväxten hela 45%, merparten (94%) av dessa investeringar gjordes i Tyskland, USA och Japan (BP, 2006). Det starkast växande segmentet av solelsapplikationer är nätanslutna solceller i småskaliga system. En anledning till den snabba tillväxten är den gynnsamma inmatningslagen i Tyskland, som ger ett väsentligt bidrag vid försäljning av genererad el ut på nätet. Detta har inneburit att användningen av solceller blivit mycket attraktiv och att ett stort antal anläggningar installerats. År 2003 var den installerade toppeffekten solel i Tyskland ca 280 MW vilket motsvarar ca 70% av den installerade toppeffekten solel i EU15-länderna. Fler länder har redan, eller planerar, att införa liknande ekonomiska incitament. I Japan, som är världens näst största marknad och som står för merparten av solcellsproduktionen, är subventionerna på väg bort och den egna marknaden är idag så gott som självgående. Även i USA ökar installationstakten genom olika initiativ.

Solel efterfrågas och förespråkas även i Sverige, men hitintills har kostnaderna varit för höga och de anläggningar som byggts är huvudsakligen av demonstrationskaraktär. I december 2006 fanns i Sverige totalt 0,48 MW installerad toppeffekt (nätansluten), vilket är en låg siffra jämfört med de stora marknaderna i världen (Elforsk, 2006). I slutet av 2004 var den totala installerade effekten i IEA-länderna ca 2600 MW (BP, 2006). Idag gynnas solel i Sverige av ett bidrag för installation i offentliga byggnader, vilket kan komma att leda till en ökning av installationstakten under de närmsta åren. Med många nätanslutna installationer skulle kraftsystemet därmed komma att förändras med elproduktion utspridd i bebyggelsen. Vid en utbyggnad av solel i Sverige kommer olika aktörer, såsom kraftföretag, nätägare, husägare och myndigheter, att mötas av olika utmaningar, möjligheter, kostnader och värde av solel.

I denna rapport studeras konkurrenskraft för nätansluten solel i Sverige – sett ur kraftföretagens och nätägarnas perspektiv. Studien fokuserar på dessa båda aktörer eftersom de är centrala i utformningen av morgondagens energisystem. Det är också viktigt att studera dessa båda aktörers förutsättningar med utgångspunkt på vilka krav och förväntningar som kan ställas på dessa aktörer inför ett eventuellt ökat inslag av solel i Sverige.

I rapporten klarläggs solelpotentialen i Sverige, den tillgängliga och framtida solelstekniken och dess kostnader. Därefter belyses kraftföretagens och nätägarnas utmaningar och möjligheter avseende en ökad solelstillförsel i det svenska elsystemet.

För kraftföretagen redovisas kraftföretagens kriterier för kraftutbyggnad och analys görs av företagens kostnader och värde av solel. Solelens kostnad och konkurrenskraft bestäms av kostnaden för investering, drift och underhåll i förhållande till alternativa energitekniker. Utredningen belyser även hur mycket solel som ryms i det svenska kraftsystemet utan att ytterligare effektutbyggnad krävs. Kostnaden för kompletterande effektutbyggnad, eventuella kostnader för nätförstärkning eller kapacitetsökning av vattenmagasinen har inte tagits med i denna utredning. Inte heller beaktas möjliga framtida förändringar av det svenska kraftsystemet.

För nätägarna innebär en utbyggnad av solel i Sverige att elproduktion och kraftelektronik kan komma att införas i lågspänningsnätet. I rapporten redovisas de positiva och negativa effekter detta skulle innebära. En måttlig andel distribuerad solel minskar överföringsförlusterna i nätet. Mycket solelproduktion kan även komma att överstiga förbrukningen främst tillfälligt och lokalt, vilket främst påverkar spänningshållningen och förlusterna. Analysen inbegriper samvariationen mellan solelproduktion och elförbrukning, vilken dygnsmässigt är fördelaktig för solel. Genomslaget för solel skiljer sig mellan olika länder och en viktig komponent i detta är nätägarnas tekniska krav för anslutning av småskalig elproduktion. Situationen i Sverige jämförs här med den i Tyskland och Nederländerna som båda har mycket småskalig elproduktion men där reglerna är olika, framförallt inom det kontroversiella området ödriftsskydd. Olika tekniska lösningar för ödriftsskydd beskrivs och en framtida lösning som tillvaratar flera parters intressen föreslås.

I studien görs inga ingående analyser av några andra aktörers utmaningar, möjligheter, kostnader och värde av solel. Dock ges en schematisk översikt av husägarens värde av egenproducerad solel. Husägarna ställs inför andra kriterier vad avser kostnader och värde av solel än kraftföretagen och kan därmed antas ha andra förutsättningar att investera i solel.

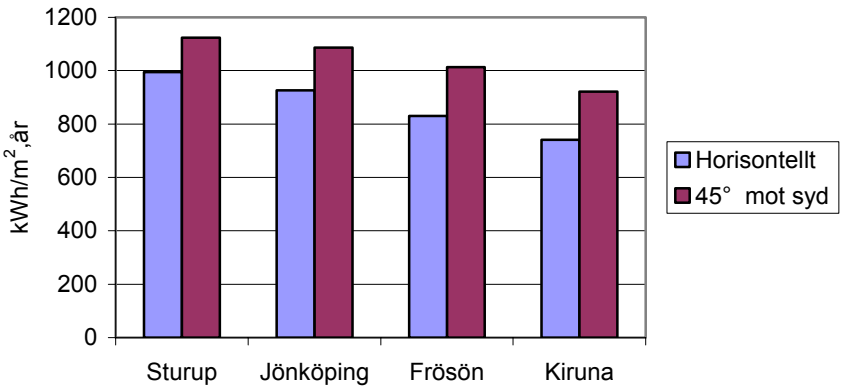
Tidsperspektivet i studien är 2005-2020 - med visioner för 2050. I studien används genomgående valutanycklarna 1€=9 SEK och US$1= 7.5 SEK.

2. Solel potential

2.1 Solinstrålning i Sverige

I en global jämförelse har Sverige, genom den höga latituden, en relativt sett stor årstidsvariation beträffande solinstrålning och därmed även en stor årstidsvariation i behovet av värme och el. Ju längre från ekvatorn man kommer, desto större blir solstrålens infallsvinkel mot horisontalplanet och ju lägre blir intensiteten för instrålningens maximala effekt mot en given yta. Normalt redovisas endast instrålningen mot ett horisontellt plan, när globala jämförelser görs, vilket får de nordliga breddgraderna att ge sken av en lägre instrålning än vad som är möjligt att utnyttja.

I figur 2.1 visas den totala medelinstrålningen över året på fyra platser i Sverige, från syd till nord. Den högsta totala instrålningen på ca 1100 kWh/m^2, år finner vi i Sturup i Skåne på en yta med 45° lutning mot söder, medan Kiruna har drygt 900 kWh/m^2, år på en yta med samma lutning. Ser man på instrålningen mot ett horisontellt plan ökar skillnaden något mellan orterna. Sturup har vid en instrålning mot ett horisontellt plan 1000 kWh/m^2, år och Kiruna knappt 750 kWh/m^2, år.

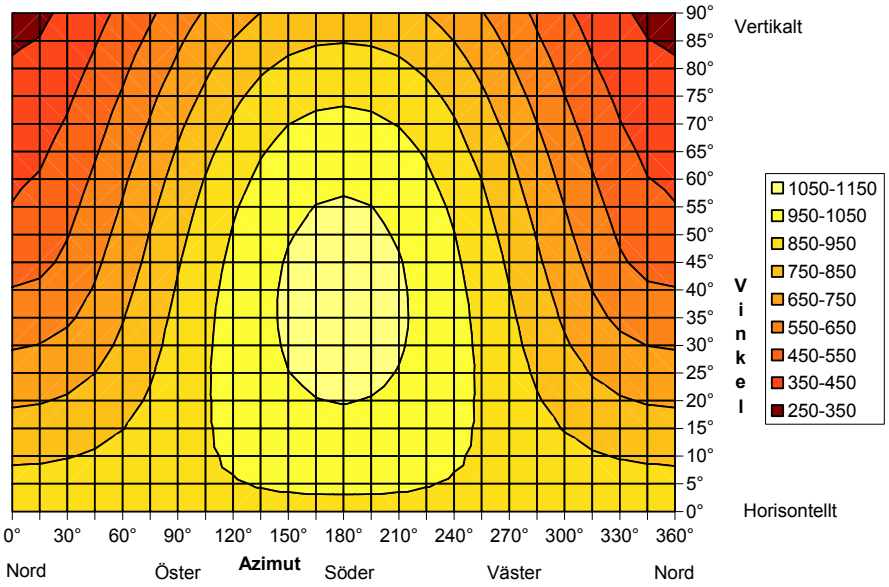


Figur 2.1 Den totala medelinstrålningen över året mot en horisontell respektive 45° lutande yta mot söder, på fyra platser i Sverige: Sturup, Jönköping, Frösön och Kiruna. Medel under åren 1974-90 för Sturup, medel 1962-90 för Jönköping och medel 1961-90 för Kiruna och Frösön (kWh/m^2,år) (Kjellsson 2000).

I de områden i världen som har den högsta instrålningen, dvs ”solbältena” i Sahara, västra delen av södra Afrika, större delen av Australien, sydvästra USA och mellersta delen av västra Sydamerika, kommer man upp till ca 2200

kWh/m^2,år, alltså en faktor 2 mot svenska förhållanden. Denna faktor är approximativt proportionell mot cosinus för latituden.

I figur 2.2 är den totala instrålningen för Jönköping markerad för samtliga lutningar mot horisontalplanet (0-90°) och samtliga riktningar (0-360°) med 15° intervall. Instrålningen är angiven med intervall om 100 kWh/m^2, år. Figuren visar att den optimala ytan med en instrålning på mer än 1050 kWh/m^2,år omfattas av ytor med en vinkel mot horisontalplanet på mellan 20° och 55° och en avvikelse från söder på max +/-30°.



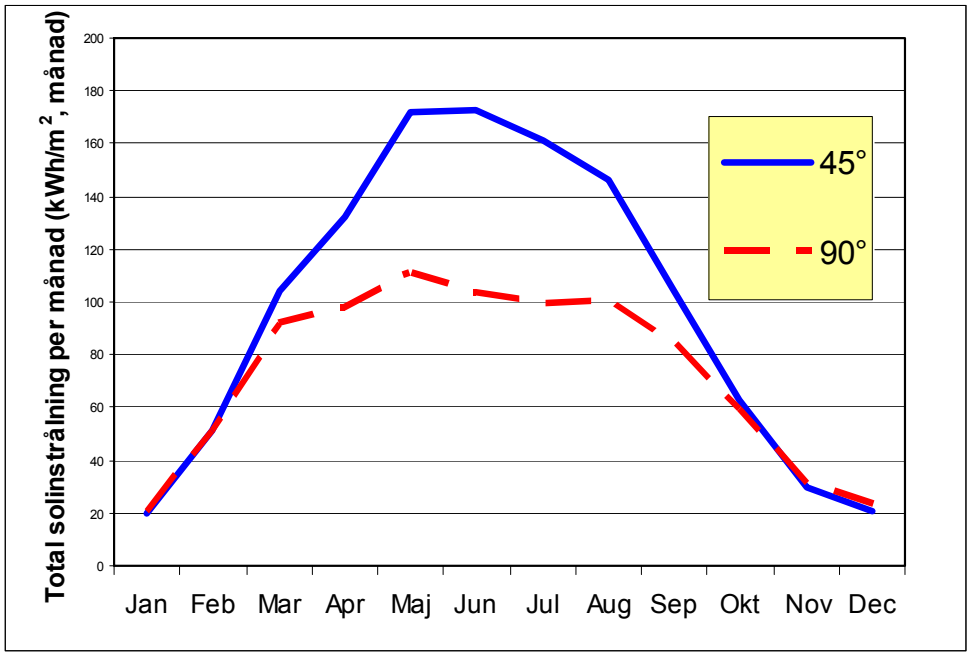
Figur 2.2 Total solinstrålning i kWh/m^2, år beroende på vinkel mot horisontalplan och riktning mot väderstreck (azimut). Väderdata för Jönköping (medel 1962-90). Grafik efter NET Ltd/Gutschner (Kjellsson, 2000).

Figur 2.2 kan användas om man vill få ett snabbt svar på hur mycket instrålning som träffar t.ex. en byggnadsyta där man kan tänka sig att placera solceller. Vill man få en uppfattning om hur mycket man förlorar av den maximala instrålningen kan man använda tabell 2.1 för alla vinklar och riktningar.

Den optimala riktningen och vinkeln ger också den maximala årstidsvariationen. Om man önskar en jämnare fördelning över året kan detta erhållas genom att en högre lutningsvinkel väljs. Vid en placering av solceller på en byggnad så kan många andra aspekter än de rent energioptimerande väga över. I figur 2.3 visas instrålningen över året mot ett tak med 45° lutning mot söder, jämfört med instrålningen mot en fasad vänd mot söder.

Tabell 2.1 Den relativa instrålningen mot ytor med olika vinklar och riktningar för Jönköpings väderdata (medel 1962-1990) (1,00 = maximal instrålning) (180°=söder) (Kjellsson, 2000).

Riktning	Plant tak 0°	0° - 20°	20° - 35°	35° - 50°	50° - 85°	Vägg 90°
0°- 15°	0,85	0,77	0,62	0,50	0,38	0,29
15° - 45°	0,85	0,78	0,65	0,55	0,44	0,34
45° - 75°	0,85	0,80	0,72	0,65	0,55	0,44
75° - 105°	0,85	0,84	0,81	0,78	0,68	0,55
105° - 135°	0,85	0,87	0,90	0,89	0,79	0,65
135° - 165°	0,85	0,90	0,96	0,96	0,87	0,71
165° - 195°	0,85	0,91	0,98	0,99	0,89	0,73
195° - 225°	0,85	0,90	0,96	0,96	0,87	0,71
225° - 255°	0,85	0,87	0,90	0,89	0,79	0,65
255° - 285°	0,85	0,84	0,81	0,78	0,68	0,55
285° - 315°	0,85	0,80	0,72	0,65	0,55	0,44
315° - 345°	0,85	0,78	0,65	0,55	0,44	0,34
345° - 360°	0,85	0,77	0,62	0,50	0,38	0,29



Figur 2.3 Total solinstrålning mot 45° resp. 90° lutning mot söder från horisontalplanet. Exempel från Stockholm, Totalt per år: 1175 resp. 876 kWh/m^2 (PVSYST dataprogram).

2.2 Placering av solelanläggningar

Solcellsanläggningar kan installeras på byggnader alternativt på fristående markanläggningar. På byggnader finns ytor på tak och fasader som kan användas för placering av solcellsmoduler, och solel kan komma att utnyttjas i allt större utsträckning både inom nybyggnation och vid ombyggnad. Med tanke på att mer än 90% av de hus och byggnader som kommer att finnas om 20 år redan är byggda (IVA, 2003) är det befintliga beståndet av stort intresse för installation av solel. Vid nybyggnation ges möjligheter att även bygga in solcellsmoduler i huset med ny, spännande arkitektur. Solceller kan också med fördel användas vid andra installationer, t.ex. till olika typer av solskydd eller bullerskydd.

Markplacering ger möjlighet till större anläggningar beroende på tillgång på mark. Kostnaden för användningen av mark kan också vara lägre än kostnaden för användningen av byggnadsytor, men en nackdel kan vara att det krävs stativ för att uppnå en acceptabel vinkel mot solen.

I nedanstående avsnitt redovisas de uppskattade potentialerna för solel på byggnader (avsnitt 2.3) och restriktioner för detta (avsnitt 2.4 och 2.5).

2.3 Potential för solceller på byggnader

2.3.1 Ytor - tak och fasader

En studie av den tillgängliga ytan av tak och fasader på olika typer av byggnader i Sverige genomfördes 1999-2000. I studien redovisas även uppskattningar av reduktioner p.g.a. olika hinder på ytorna, som skuggning, byggnadshistoriska restriktioner samt eventuell konkurrens från termiska solfångare, se tabell 2.2 (Kjellsson, 1999).

Den största gruppen utgörs av takytor på småhus följt av fasader på småhus medan flerfamiljshus och lokaler utgör en betydligt mindre andel. Denna mindre andel kan dock vara av ett större intresse i ett introduktionsskede med anledning av att elanvändningen under sommaren ofta är högre i dessa byggnader än i småhus, speciellt i t.ex. kontorslokaler. Den totala elanvändningen för drift i lokaler överstiger betydligt den som används sammanlagt i små- och flerbostadshus. En byggnadsteknisk aspekt är att en stor andel av flerbostadshusen är byggda med platta tak som på sikt är i behov av renovering eller ombyggnad. Renoveringstillfället kan ge en möjlighet att ersätta ett konventionellt takmaterial med solceller, med eller utan en kombination med termiska solfångare.

Tabell 2.2 Bruttoytor och begränsningar för olika ytor.

Alla ytor i km^2	Bruttoyta		Hinder	Solfångare Tak*		Skuggning		Byggnads-historiska reduktioner	
	Tak	Fasad	Tak	Alt 1	Alt 2	Tak	Fasad	Tak	Fasad
Småhus	290	277	29	5	120	29	83	46	44
Flerfamiljshus	45	83	9	3	75	7	33	4	7
Lokaler	44	44	9	-	70	9	22	8	8
Industri	94	80	19			9	24		
Lantbruks-byggnader	127	62	6			13	19		
Fritidshus	70	60	7			7	18		
Totalt	670	606	79	8	265	74	199	58	59

**Takyta som avses för solfångare är endast bästa takvinkel (15-45°) och riktning (SO-SV).*

Alt. 1 gäller en antagen solvärmeproduktion på 400 kWh/m^2 (solfångaryta), år, motsvarande 40-50% av det årliga behovet för uppvärmning av tappvarmvatten i bostadshus, dvs litet värmelagringsbehov.

Alt. 2 gäller en solvärmeproduktion enligt alt. 1 (400 kWh/m^2 (solfångaryta), år) men motsvarande årsbehovet i byggnaderna för uppvärmning och tappvarmvatten (förluster ej medtagna).

I tabell 2.3 redovisas bruttoytor, reduktioner (förutom för fönster och dörrar som redan är frånraget) och nettoytor för de olika byggnadstyperna. I nettoytorna har inte några ytor för solfångare dragits av. Det hittills beräknade ytbehovet för solfångare gäller endast de bästa ytorna med sydlig orientering och optimal vinkel (15-45°).

Av tabellen framgår det att den totala byggnadsytan som är tillgänglig för solelanläggningar i Sverige är 459 km^2 på tak och 348 km^2 på fasader, dvs totalt 807 km^2.

2.3.2 Ytor och instrålning

För att kunna beräkna potentialen av solel från byggnadsytor har ytorna enligt tabell 2.3 ovan, delats upp i olika riktningar och för taken även gällande takvinklar. Genom att koppla dessa till instrålningsförhållandena för olika vinklar och riktningar så kan de totala byggnadsytorna som träffas av olika instrålningsnivåer beräknas, se figur 2.4. För instrålningsnivåer över 75% av det maximala är det endast tak som ingår. För de lägre instrålningsnivåerna ingår en mindre yta från sydligt vända fasader.

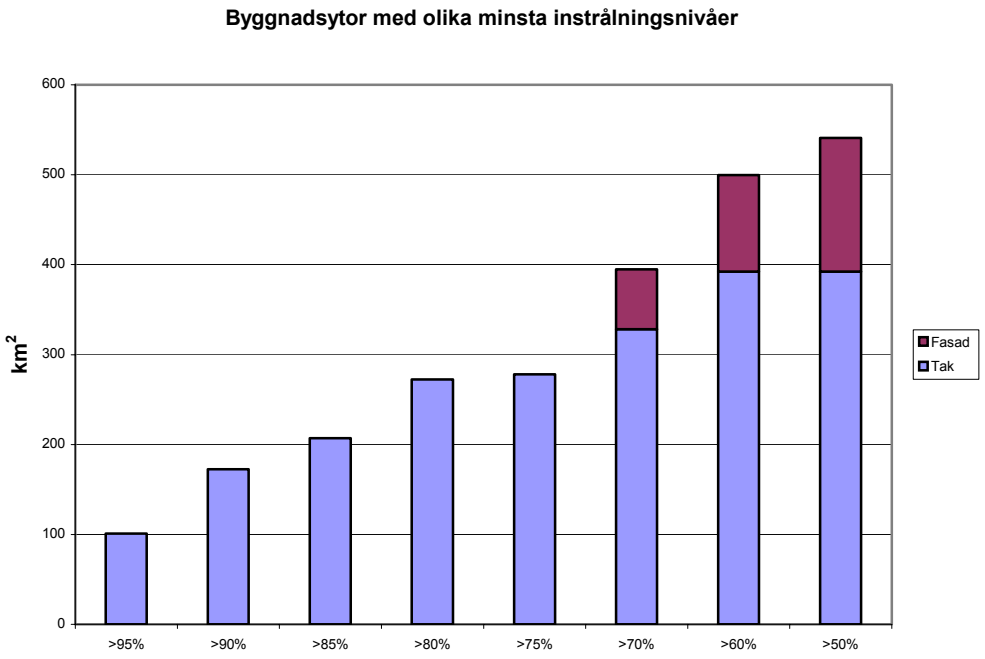
Tabell 2.3 Sammanställning av tak- och fasadytor.

Ytor i km^2	Tak			Fasad		
	Brutto ytor	Summa reduktioner*	Netto ytor	Brutto fasad	Summa reduktioner*	Netto ytor
Småhus	290	104	186	277	127	150
Flerfamiljshus	45	20	25	83	40	43
Lokaler	44	26	18	44	30	14
Industri	94	28	66	80	24	56
Lantbruks-byggnader	127	19	108	62	19	43
Fritidshus	70	14	56	60	18	42
Totalt	670	211	459	606	258	348

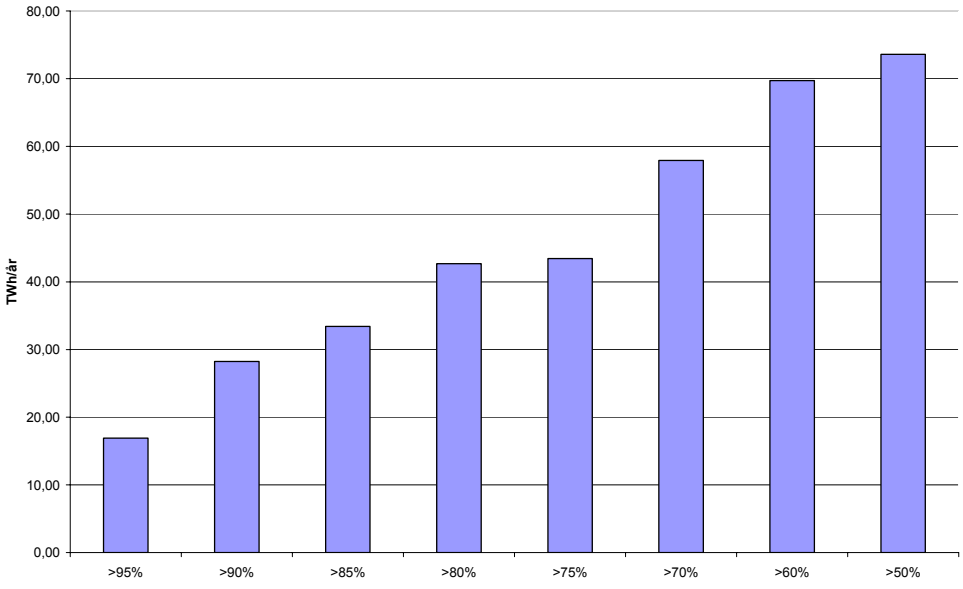
**ej solfångare*

Endast de takytor som vetter mellan SO till SV (+/- 45° från söder) och har en vinkel mellan 20° och 55° mot horisontalplanet träffas av minst 95% av den maximala solinstrålningen. För kriteriet >90% ingår även takytorna med lägre vinkel och riktning mellan SO till SV samt ytterligare +/-30° mot öster respektive väster (+/- 75° från söder). De plana takytorna och större delen av de svagt lutande taken (ej +/-45 mot norr) mottar mer än 80% av instrålningen tillsammans med ytterligare +/- 30° av de starkt lutande taken (+/-105° från söder). De mest sydvända fasaderna ingår i instrålningskriteriet >70% tillsammans med de plana och svagt lutande taken, samt större delen av de starkt lutande taken (ej +/-45° mot norr) och vid instrålningskriteriet >50% ingår även större delen av fasaderna (ej +/-75° mot norr). För byggnader med större takvinkel än 35° ändras kriteriet för den nordligt belägna ytan, men detta har inte medtagits i de generella beräkningarna.

Med ovanstående förutsättningar och med ett avkastningskriterium på mer än 70% finns således ca 400 km^2 byggnadsyta i Sverige, som med en systemverkningsgrad på 15% skulle kunna producera 60 TWh/år, figur 2.5. De verkningsgrader som uppnås i dagens system varierar mellan 5% och upp mot 20%. Med ett avkastningskriterium på >70% innebär detta en variation av potentiell solelsproduktion mellan 20 och 80 TWh/år, vilket kan ställas i relation till dagens användning av el i bostäder och servicesektorn som är drygt 70 TWh (varav 50 TWh hushålls- resp. driftel) (Kjellsson 2000, STEM 2005). Att alla potentiella ytor verkligen skulle komma till användning som underlag för solcellsmoduler är idag otänkbart under en 20 års period, men möjligt på lång sikt.



Figur 2.4. Sammanlagda ytor på byggnader (km^2) som träffas av olika instrålningsnivåer (andel av den maximala instrålningen).



Figur 2.5. Potentiell solelsproduktion (TWh/år) vid olika instrålningskriteria och en antagen medelverkningsgrad för solcellssystemet på 15%.

2.3.3 Ytkonkurrens från termiska solfångare

Eftersom termiska solfångare redan är i kommersiell användning, om än i liten skala, kan tak- och fasadytor komma att användas till både solfångare och solceller. Samma optimala placeringar gäller i princip för båda systemen och det kan uppstå en konkurrenssituation om ytorna. Den idag vanligaste användningen av termiska solfångare är för varmvattenproduktion under sommarhalvåret, och som visst tillskott till husuppvärmning. I husgrupper med gemensam värmeförsörjning kan något eller några av de tak som har de bästa förutsättningarna och instrålningsförhållandena, vara helt täckta av solfångare på sydsidan av taket. Dessa producerar då varmvatten och eventuellt värme till hela husgruppen, vilket är mer effektivt än utspridda system.

Medelvärdet för installerad solfångaryta i kombinerade system för tappvarmvatten och uppvärmning i småhus är ca 10 m^2/hus, och för endast tappvarmvattensystem 4-5m^2 solfångare/hus. Dessa system täcker 40-50% av behovet för tappvarmvatten i bostäder. För att med solvärme täcka motsvarande behov i alla bostäder i Sverige krävs ca 8 km^2 sydvänd takyta med 15-45° vinkel, se även tabell 2.2.

2.4 Potential byggnader - stad, landsbygd etc.

Genom att studera bebyggelsestrukturen inom ett område kan man också få en uppskattning om tillgängliga ytor för installation av solceller, se figur 2.6. Om man bara räknar lämpliga takytor, dvs ett instrålningskriterium på mer än 75% av det maximala, så kan en grov uppskattning vara att maximalt 25% av markytan inne i den täta stenstaden skulle kunna användas. Längre ut i villa- och radhusområdena kan motsvarande siffra uppskattas till 5-10%, se figur nedan.

Det skulle innebära att från en markyta på 1000 m^2 i innerstaden skulle 250 m^2 takmonterade solceller (med 10% systemverkningsgrad) generera 25 MWh/år med toppeffekten knappt 25 kW medan motsvarande siffror för glesare villa- och radhusbebyggelse vara 50-100 m^2 solceller, som kan producera 5-10 MWh/år med toppeffekten knappt 50-100 kW. På landsbygden sjunker siffrorna ner till noll, där det saknas bebyggelse. Där finns å andra sidan möjligheter till markförlagda anläggningar, som storskaligt skulle kunna producera solel. Rimligt är att anta att marken närmast bebyggelse är mest intressant och konflikter beträffande markanvändning kan uppstå.

Figur 2.6. Vy över centrum av stad respektive ytterområde med villor och radhus.

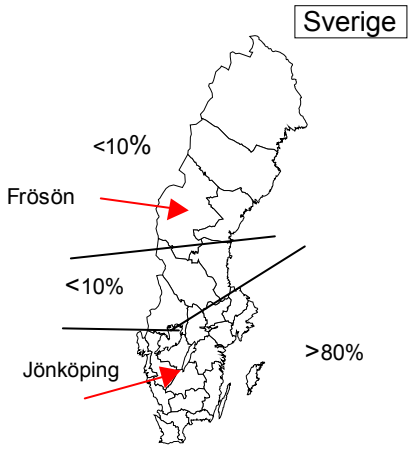
Urban miljö kan klassificeras utifrån hur stor potential som finns per ytenhet för solel. Till detta kan också kopplas hur stor elanvändningen är lokalt. I innerstadens bebyggelse finns en blandning av lokaler och bostäder och en trolig uppvärmning med fjärrvärme. Lokalernas elförbrukning kan i medeltal ansättas till 100 kWh/m2 lokalyta och år inklusive driftel, medan bostäderna använder ca 40 kWh/m2 och år, både beträffande småhus och lägenheter. Till flerbostadshusen kommer dock driftel och till småhusen det faktum att ca 1/3-del av alla småhus i Sverige värms med elvärme.

2.5 Potential för solceller på mark

Sverige har förhållandevis gott om markyta per capita jämfört med många andra länder men de regionala skillnaderna är stora. Ca 80% av Sveriges befolkning bor i den sydliga tredjedelen av Sverige, se figur 2.7.

Av Sveriges 411.000 km^2 landyta utnyttjas endast 2,7% (11.000 km^2) till bebyggd mark, inklusive tomtmark. Av dessa 2,7% används ca 1/3 till ytor för transport och kommunikationer. Till bostäder (med tomtmark) används 5.600 km^2 och till lokaler och industrier ca 900 km^2 (SCB statistik).

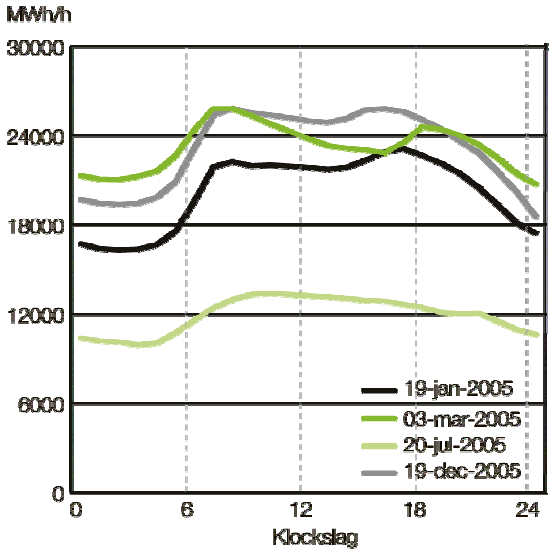
Bostäder och servicesektorn använder ca 73 TWh/år för uppvärmning, hushållsel och driftel och industrin använder ca 56 TWh/år, tillsammans utgör detta 129 TWh/år. Om man skulle täcka detta årliga behov med solel utan hänsyn till säsongsvariationen skulle man behöva en yta på 1.400 km2 (med förutsättningarna: årlig horisontell instrålning 900 kWh/m2, systemverkningsgrad 10%, total täckning av ytan horisontellt med solceller). Detta motsvarar endast 0,3% av Sveriges landyta.



Figur 2.7. Regional fördelning av Sveriges befolkning (Kjellsson, 1999).

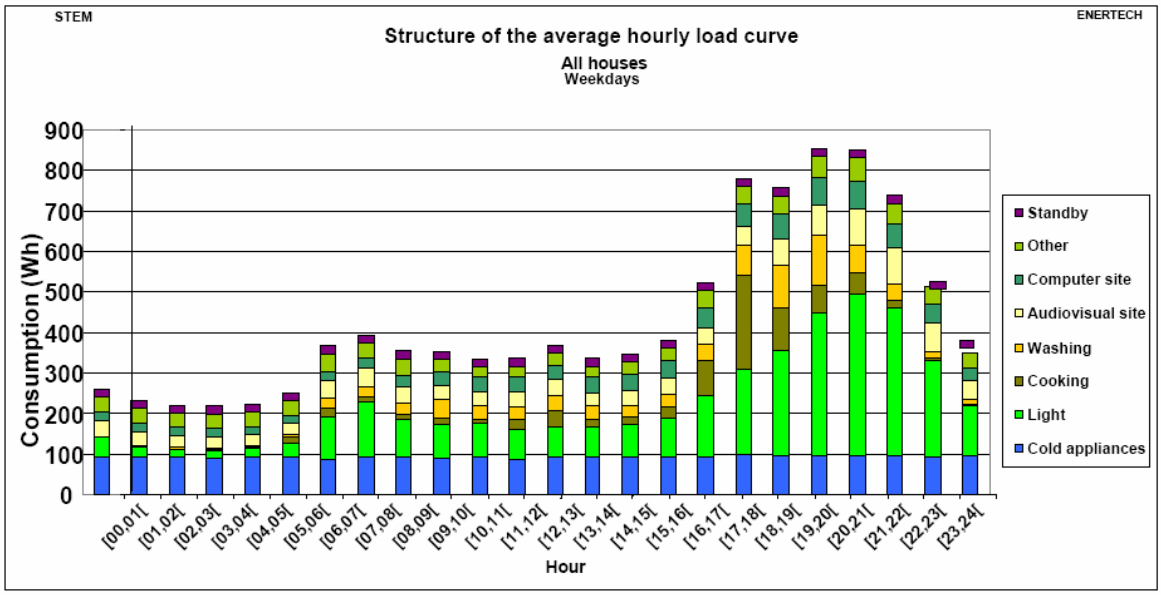
2.6 Användning av el – tidsvariationer

Elanvändningen i Sverige varierar beroende på årstid, veckodag och klockslag. I figur 2.8 visas variationen för några olika dagar under 2005. Toppbelastningen är dels under morgon och förmiddag, men även under sen eftermiddag kommer det en topp, som t.ex. för januaridagen i figuren som är högre än under morgonen. Skillnaden mellan sommar och vinter är ca en faktor 2.



Figur 2.8 Profil över elanvändningen i Sverige för dygn med högsta elförbrukning år 2005 respektive typdygn vinter och sommar (Svensk Energi, 2006).

Tittar man på förbrukningen hos hushåll under veckodagar så är elanvändningen störst under kvällen och belysningen står för den största variationen under dagen, se figur 2.9.



Figur 2.9 Elanvändning i hushåll under veckodagar uppdelat i användningsområden (Bennich, 2006).

2.7 Slutsatser

Den fysiska potentialen för solel är god i Sverige, både beträffande en potentiell användning av byggnadsytor eller vid markplacering. Under förutsättning att de byggnadsytor som är bäst lämpade i första hand utnyttjas för solceller, dvs främst sydlutande tak som träffas av minst 70% av den maximala instrålningen samt fasader mot söder, så är nettoytan (efter reduktion av olika begränsningar och hinder) ca 400 km^2, vilket skulle kunna innebära en total potentiell elproduktion på knappt 60 TWh, vid en systemverkningsgrad på 15%. En 50-procentig ökning av systemverkningsgraden skulle leda till en ökning av elproduktionen till 90 TWh.

Den årliga elanvändningen inom bostäder, service och industri i Sverige uppgår till ca 129 TWh. Denna energimängd skulle teoretiskt kunna produceras av markförlagda solcellsanläggningar och det skulle då krävas en markyta på 1.400 km^2 (motsvarande 0,3% av Sveriges landyta). Ingen hänsyn har här tagits till dygns- och säsongsvariationer i produktion och användning och ytan är den totala solcellsytan, horisontellt placerad.

3. Solel – teknik och prestanda

3.1 Solcellsystem

Sedan 1970-talet har olika typer av solelsystem utvecklats för kommersiellt bruk. De vanligaste solelsystemen är:

- icke-nätanslutna solcellsystem för hushåll
- icke-nätanslutna solcellsystem för övriga ändamål
- nätanslutna byggnadsintegrerade solcellssystem
- nätanslutna centraliserade solcellssystem på mark

Ett solcellssystem består av solceller i vilka solenergi konverteras direkt till el. Solcellerna, är i sin tur integrerade i moduler. Den övervägande andelen solceller som idag finns på marknaden är kiselsolceller. År 2004 producerades 1 256 MW_t, motsvarande 8 km^2 modulyta till ett försäljningsvärde på 30 miljarder kronor (Stolt, 2005). Mer än 90% var kiselsolceller (55% polykristallina respektive 36% monokristallina); resterande marknadsandelar utgörs av tunnfilmssolceller. För närvarande är emellertid bristen på rent kisel ett problem.

Fördelarna med de kristallina kiselcellerna är den oändliga tillgången på kisel och den långvariga användning som har lett till gedigna tekniska kunskapen om cellerna. Nackdelarna med cellerna är den för närvarande begränsade tillgången till högkvalitativ kisel, den höga materialkostnaden, den höga åtgången av energi vid tillverkning samt svårigheten att utveckla snabba och automatiska produktionsprocesser. Fördelarna med tunnfilmscellerna är den låga materialåtgången, dess flexibilitet och möjlighet till integration i olika applikationer samt dess möjlighet till massproduktion. Nackdelarna är dess lägre verkningsgrader, den relativt låga erfarenhet av cellerna som finns idag, osäkra långtidsegenskaper samt begränsningen i storlek av produktionsprocesser.

Den viktigaste tekniska skillnaden mellan de båda solcellstyperna är verkningsgraden. De kristallina kiselcellerna har idag modulverkningsgrad på 11-15%.[1] Den maximalt uppmätta modulverkningsgrade är emellertid högre, ca 22%, och verkningsgraden för enskilda celler i laboratoriemiljö närmre 25% (IEA, 2006). Modulverkningsgraden för tunnfilmsceller är 5-10% medan den maximalt uppmätta modulverkningsgraden ca 12%. För enskilda celler i

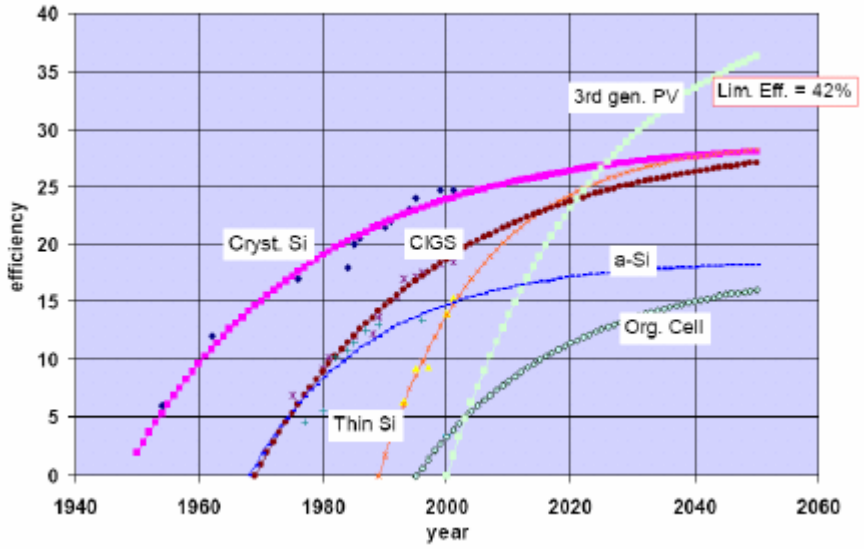
[1] Verkningsgraderna på solceller är något högre upp till 16%, några tillverkare har emellertid kommit högre Sunpower (20%) respektive Sanyo (18,5%) (Stolt,2005)

laboratoriemiljö har verkningsgraden maximalt uppmätts till 18% (IEA, 2006).

Vad avser övriga komponenter för installation, såsom monteringsanordningar och el-anslutning, är variationerna många och de olika utformningarna på systemen beror på byggnaden (ny eller gammal) och var på byggnaden solcellerna monteras (tak, fasad eller mark).

3.2 Solcellsystem: teknikutveckling och verkningsgrad

De kristallina kiselcellerna kommer att vara världsledande många år framöver. På längre sikt antas emellertid nya alternativa solceller och system utvecklas för att möta olika segment och behov på marknaden. I framtiden förväntas även redan existerande solcellsystem förbättras avsevärt. Prognoser för framtida verkningsgrader visar på en avsevärd förbättring, se figur 3.1



Figur 3.1 Prognostiserade verkningsgrader för olika typer av solceller, enskilda celler (Goetzberger, 2002)

I framtiden kommer de kristallina kiselcellerna (Cryst.Si) att förbättras i flera avseenden. Modulerna bör göras tunnare och verkningsgraden höjas. Enligt Hoffman (2004) kommer modulverkningsgraden att nå 16-25% år 2030. Materialfrågan kommer att vara avgörande vad avser tillgången på högkvalitativt kisel och möjligheterna att ersätta dyrt material (silver) och miljöbelastande material (bly). Tillverkningsprocesserna måste även förbättras avsevärt för att få ner material och energiåtgången.

Tunnfilmscellerna (Thin Si) har ännu inte nått tillräckligt höga verkningsgrader för att göra ett genombrott på marknaden. Ett intressant alternativ till tunnfilmsceller är emellertid ”tunnfilms-kisel” celler (a-Si/µc-Si och tunnfilm Si-moduler) som är en hybrid av de kristallina kiselcellerna och kiselcellerna. Dessa solceller tar fördelar av båda originalen – dvs de har relativt hög verkningsgrad, låg materialåtgång etc. Enligt Hoffman (2004) och NEDO (2004) kan dessa applikationer nå en modulverkningsgrad på ca 18% år 2030.

Andra typer av tunnfilmsceller (CdTe and CIS/CIGS) har börjat visa sig mogna för en större marknad. Modulverkningsgraden för CIS/CIGS har kommit över 10%. NEDO (2004) gör i sin framtidsbeskrivning av tunnfilmsceller ett antagande om en modulverkningsgrad på 22% (för CIS) år 2030. Den begränsande faktorn för utvecklingen av dessa solceller anses vara tillgången på material

Ett marknadsgenombrott för tunnfilmsceller behöver emellertid inte bygga på höga verkningsgrader; för tunnfilmcellerna kan kostnaden med tiden komma att bli så låg att solcellerna kan komma att integreras i andra tillämpningar såsom fasadytor och solavskärmare och kostnaden för solceller kommer att jämföras med kostnader för glas och andra material.

Med tiden kommer troligen även andra typer av solceller att göra sitt intåg på markanden; nanosolceller, organiska celler etc.

3.3 Solcellsystem: verkningsgrad, utbyte och energikostnad

Effekten (P) i Watt för en solcellsmodul mäts vid instrålningen 1000 W/m², celltemperaturen 25° och infallsvinkeln 0º. Detta motsvarar i praktiken solcellens maximala effekt eftersom instrålningen sällan överskrider 1000 W/m^2. Därför betecknas den som W_p ,vilket läses som Watt-peak eller topp-Watt. Verkningsgraden η hos en solcell med arean A definieras som den andel av solstrålningen G som infaller mot modulen som omvandlas till elektrisk energi.

$$\eta = \frac{P}{G \cdot A}$$

P^{max} för en modul med arean A och verkningsgraden η ges av:

$P^{max} = \eta \cdot A \cdot 1000\ W_p$ *G=1000 W/m², T=25°, Normalt infall*

Modulverkningsgraden varierar idag mellan ca 6% för en solcell av amorft kisel, ca 10% för en CIGS tunnfilmscell, ca12% för en polykristallin kiselcell och ca 15% för en solcell av enkristallint kisel.

Det är praktiskt att ange solcellsmodulen storlek i W_p eftersom detta mått väger samman inverkan av verkningsgrad och area. Produkten η* A representerar effektiva arean i m^2 för en cell med verkningsgraden 100% eller alternativt modulernas toppeffekt angivet i kW_p.

$$\eta \cdot A = P^{max}/1000$$

Tabell 3.1 visar hur stor hur stor area som behövs av solceller med olika verkningsgrad för att få toppeffekten 1 kW_p.

Tabell 3.1 Areor för olika typer av solceller för att få 1 kW_P, dvs η A=1*

Typ av solcell	**(Modul)verkningsgrad η**	**Area**	**Effektiv Area $\eta \cdot A$**	**Effekt W_p.**
En-kristallin Si	15%	6.7 m^2	1 m^2	1 kW_P
Polykristallin Si	13%	7.7 m^2	1 m^2	1 kW_P
Amorft Si	6%	16.7 m^2	1 m^2	1 kW_P
Tunnfilmscell CIGS	10%	10 m^2	1 m^2	1 kW_P

Utbyte för en modul med effekten P^{max}

Utbytet för en solcell beror på solinstrålning, modulstorlek samt verkningsgrad. Förväntat utbyte E från en solcellinstallation med effekten P^{max}, arean A och verkningsgraden η under en period med inströlningen H kan uttryckas som,

$$E = \eta \, A \, H \, \varphi$$

eller

$$E = (P^{max}/1000) \, H \, \varphi$$

Det kan tolkas så att solcellen arbetar vid en ekvivalent drifttid på H-timmar vid maximal effekt. Parametern φ är korrektionsfaktor för att temperatur och infallsvinkel avviker från dem som gäller vid standardmätningen av verkningsgraden. Denna effekt innebär att verkningsgraden reduceras.

Årsutbyte för en modul med effekten P^{max}

Det förväntade årsutbytet från en solcell kan uttryckas

$$E^{år} = (P^{max}/1000)\, H^{år}\, \varphi$$

där årsinstrålningen H i Sverige maximalt uppgår till 1100 kWh/m²,år. Korrektionsfaktorn φ är på årsbasis i Sverige omkring 0.85. Optiska förluster och förhöjd driftemperatur reducerar således utbytet med omkring 15%.

Det innebär att årsutbytet $E^{år}$(kWh) i Sverige för en solcellsmodul med effekten P^{max} (W_p) summeras till

$$E^{år} = 0.935 \cdot P^{max} \text{ (kWh)}$$

Alternativt kan utbytet uttryckas i årligen levererade kWh per installerad toppeffekt W_p.

$$\frac{E(kWh)}{P(W)} = 1.1 * \varphi = 0.935 \text{ kWh/W}_p \text{ eller } 935 \text{ Wh/Wp.}$$

Det kan tolkas så att solcellen årligen arbetar vid en ekvivalent drifttid på 935timmar vid maximal effekt, men för övrigt har noll uteffekt!

Resultaten visar att årsutbytet från ett solcellssystem med optimal placering i Sverige är i genomsnitt ca 1kWh per installerad W_p. Det förenklar den ekonomiska analysen eftersom investeringen per W_p överensstämmer med investeringen per årligt levererad kWh.

3. 4 Termisk solel

Ett alternativt solelsystem är ett system baserat på termisk solel. I detta system konverteras solenergi till värme som sedan omvandlas till el. Olika tekniker för termisk solel har utvecklats över åren, tekniker såsom paraboliska koncentratorer och soltorn. Den förstnämnda tekniken kräver direkt solljus medan soltorn även kan drivas med diffust solljus, dock till en lägre verkningsgrad. Den enda teknik som är kommersiell idag är paraboliska koncentratorer, se figur 3.2. På 1980-talet installerades 354 MWel California och ett antal demonstrations anläggningar i USA, Japan, Spanien och Australien. För att erhålla kontinuerlig eltillförsel används hybrida system

vilka delvis drivs med fossila bränslen. Högtemperaturlager utvecklas vilka innebär att de rent solbaserade systemen kan fungera med mycket hög tillgänglighet. Det innebär att i framtiden kan även system som helt drivs med solenergi komma att vara ekonomiskt lönsamma. Kostnaden för termisk solel ligger idag på ca 1-2 SEK/kWh och nya anläggningar för termisk solel planeras och byggs i USA, Spanien och Australien (Pitz-Paal, 2006). I Spanien planeras två anläggningar med koncentrerande paraboliska tråg som tillsammans skall producera 50 MWel (SolarPACES, 2005). Tillsammans med andra anläggningar för termisk solel beräknas Spanien ha en kapacitet på 800 MWel år 2010 (PER, 2005). I Australien byggs år 2006 en anläggning (soltorn) på 200 MWel (Schlaich et al., 2005). Alla dessa system fungerar som stora centraliserade kraftverk som kommer att äga och drivas som konventionella kraftverk.

Flertalet studier visar även på kraftigt minskade kostnader för termisk solel generellt. På längre sikt, 2050, tros kostnaden kunna reduceras till ca 30 öre/kWh (DLR, 2005). För vissa tekniker tros reduktionen kunna gå mycket snabbare och en halvering skulle kunna vara aktuell redan 2020-2030 (Sargent and Lundy, 2003). Störst påverkan på framtida kostnader har utvecklingen av investeringskostnaderna för de olika teknikerna.

Figur 3.2 Paraboliska koncentrator system.

3.5 Sammanfattning

I detta projekt beaktas enbart nätanslutna solcellssystem, vilka idag dominerar solcellsmarknaden. År 2003 var de nätanslutna byggnadsintegrerade systemen de vanligaste solcellsystemen och dessa stod för ca 60% av den totala installerade effekten. Efterfrågan på nätanslutna

centraliserade system på mark har hitintills varit begränsad på grund av dess höga kostnader och behovet av mark.

Ett av de mest målen för framtida utveckling är att få ner kostnaderna för solcellsystemen. Detta kommer i sin tur att kräva förbättringar av solcellernas effektivitet, bra och billiga monteringsanordningar, säkra och billiga anslutningar till elnätet, hög tillförlitlighet, ett effektivt underhåll, mm. I litteraturen föreskrivs en sådan teknisk utveckling och en kostnadsutveckling på sikt, se kapitel 4. Modulverkningsgraden för kristallina kiselcellerna och tunnfilmsceller antas öka väsentligt och nå 18-25% på medellång sikt (2020-2030) och troligen ännu högre värden på längre sikt (2050).

Beräkningar visar att årsutbytet från ett solcellssystem med en modulverkningsgrad på 15% och en optimal placering i Sverige är ca 1kWh per installerad W_p. En realistisk ökning av modulverkningsgraden till 25% minskar erforderlig area för att en given W_p skall uppnås, men påverkar inte utbytet givet som årliga kWh per installerad W_p .

Ett alternativ till solel genererad med solceller är solel genererad med termiska solelanläggningar. Dessa stora centraliserade system uppvisar lägre investeringskostnader än solceller. Termisk solel analyseras inte vidare i denna rapport. Författarna menar att termisk solel kanske inte är ett alternativ för Sverige i tidsperspektivet 2005-2020. Emellertid kan termisk solel komma att påverka den svenska elanvändningen indirekt om planerade anläggningar byggs i Spanien och genererad solel importeras till Sverige.

4. Solel – kostnader

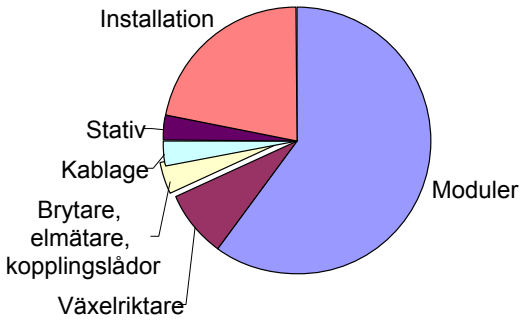
I detta kapitel ger vi en översiktlig beskrivning av kostnaderna för solcellsystem samt utsikter för framtida kostnadsutveckling.

4.1 Investeringskostnader

Investeringskostnaderna för ett solcellssystem kan delas upp i fyra delar:

- *Modulkostnad.* Denna kostnad är dominerande och har samtidigt den största potentialen för en kostnadsreduktion.
- *Effektberoende kostnad,* vilket inkluderar kostnaden för kraftelektroniken, främst växelriktare, och hänför sig till installerad maxeffekt.
- *Ytberoende kostnad*, vilket innefattar kostnader som är ytrelaterade, dvs kostnader för stativ, installationsarbeten och eventuell mark eller takyta.
- *Projektomkostnad*, som relaterar till planering, projektering, kontroll och uppföljning.

I figur 4.1 visas uppdelningen mellan olika delar av investeringskostnaden för år 2002.



Figur 4.1. Fördelning av den totala investeringskostnaden (167.000 SEK) för ett 3 kW nätanslutet solcellssystem år 2002 (efter STEM, 2004). Systemkostnad (56 kr/W toppeffekt) och modulkostnad (32 kr/Wtoppeffekt) är hämtade ur IEA-PVPS T1-12:2003; växelriktarkostnad (4,5 kr/W toppeffekt) är hämtad ur Decentralised Electrification Refocus January/February 2004.

Kostnader för projekt genomförda i några olika länder visas i tabell 4.1 Siffrorna visar att projekt i Sverige har haft en relativ hög kostnad och stor spännvidd. Spännvidden i kostnader beror på att samtliga större projekt är medräknade, dvs att även projekt med särskilda arkitektoniska och därmed fördyrande utformningar. Dessutom är många projekt inte optimerade med avseende på solinstrålning. Solceller har placerats ogynnsamt varför kostnaderna per producerad kilowattimme är onödigt höga. Räknar man i kostnader per ytenhet så varierar de svenska projekten från 2400 SEK/m^2 till 14000 SEK/m^2 och energikostnaden varierar från 7 SEK/kWh till 24 SEK/kWh.

Tabell 4.1. Exempel på kostnader i genomförda projekt i olika länder och delstater (Kjellsson, 2002).

Land respektive delstat	Kostnad/toppeffekt
Sverige	55-350 SEK/W
Holland	65 SEK/W
Florida	65-170 SEK/W
Kalifornien	50-95 SEK/W
Japan	60 SEK/W

Installationer av solcellsystem har nyligen genomförts på Augustenborg i Malmö och på Tekniska Museet i Malmö. Anläggningsdata för projekten redovisas i tabell 4.2.

Tabell 4.2. Anläggningsdata (vid driftstart) för projekt i Augustenborg, Malmö och Tekniska museet, Malmö (Nilsson, 2006).

	Augustenborg, Malmö (mars 2005)	Tekniska museet, Malmö (september 2006)
Modulyta	92 m^2	515 m^2 (390 m^2 på tak och 125 m^2på fasad)
Toppeffekt	11 kW	64 kW
Anläggningskostnader	950.000 SEK	3,5 miljoner SEK
Beräknad kostnad per toppeffekt	86 kr/Wt	55 kr/Wt
System kostnad per m²	10300 kr/m²	6800 kr/m²
Energiproduktion	8.262 kWh/år (uppmätt under 12 månader)	57.000 kWh/år (beräknat)
Specifik investering per årligt levererad kWh	115 kr/kWh	61 kr/kWh
Beräknad energikostnad förutsatt 5% ränta, 25 års avskrivning	0.071*115=8,20 kr/kWh	0.071*61= 4,30 kr/kWh
Energikostnad efter 70% investeringsbidrag	2,50 kr/kWh	1,30 kr/kWh

På Tekniska Museet i Malmö har under 2006 Sveriges största solcellsanläggning uppförts, totalt har 515 m^2 solceller installerats. Investeringskostnaden var ca 3,5 miljoner SEK och med ett investeringsbidrag på 70% erhålls energipriset 1,30 SEK/kWh. Den ungefärliga fördelningen av investeringskostnaden är att solcellerna står för ca 45 SEK/W, växelriktarna för 4,50 SEK/W, montage för 2 SEK/W och projektering 1-2 SEK/W (Nilsson, 2006).

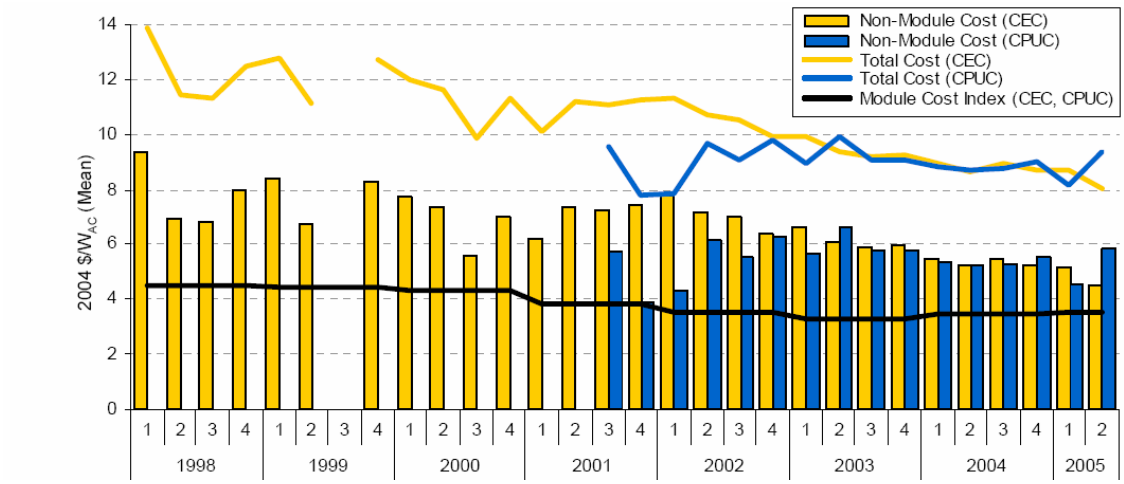
Installation av solceller på Augustenborg visar på något högre kostnader. Här används emellertid solcellsmodulerna som solskydd, vilket får den positiva effekten att behovet av kylning minskar i kontorsrummen innanför. Investeringskostnaden för solskydden skall dras ifrån m^2 kostnaden för solcellsmodulerna när energikostnaden betalas.

I dessa projekt matas solelen in på det lokala nätet efter energimätaren, eftersom abonnemangskostnaden för att mata ut el på nätet är för hög.

4.2. Kostnadsutveckling

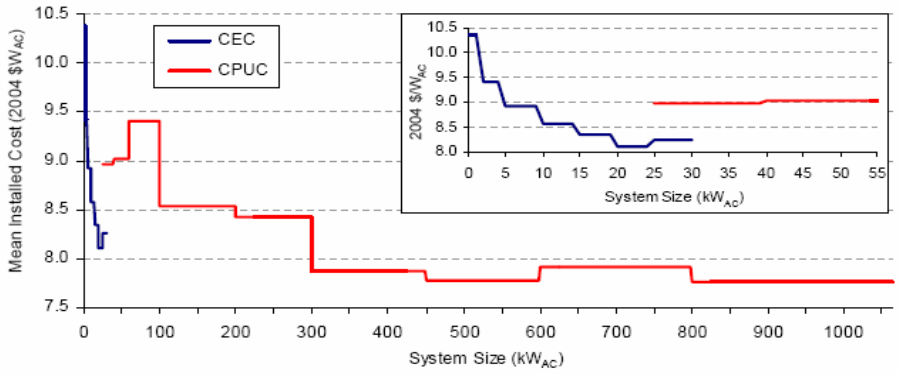
Kostnaderna för solcellssystem har minskat avsevärt sedan 1970-talet. Kostnadsminskningarna på 70-talet berodde till största del på en förändring av marknaden, från att enbart ha använts för satelliter i rymden kom en marknad för solceller på land att utvecklas. Från 1980-talet och framåt har kostnadsreduktionen främst berott på möjligheter till större produktionsanläggningar, ökade verkningsgrader och minskade kostnader för kisel (Nemet, 2005). Framtida kostnader förväntas minska till följd av minskad mängd kisel i kiselcellerna, ökad verkningsgrad, ökad livslängd, minskade underhållskostnader, större produktionsanläggningar, ökad automatisering i produktionen, utveckling av nya produkter, etc.

I en undersökning som presenterades i januari 2006 redovisas kostnadsminskningar för solcellsanläggningar i Kalifornien, se figur 4.2. Undersökningen bygger på data från ca 20 000 anläggningar med en motsvarande toppeffekt på 245 MW. Anläggningarna, som samtliga erhållit bidrag från California Energy Commission (CEC) eller California Public Utilities Commission (CPUC), hade antingen installerats, var godkända för installation eller på väntelistan för bidrag från något av de två största bidragsprogrammen. CEC har funnits sedan mars 1998 och under senare tid berört installationer under 30 kW. CPUC startade i juli 2001 och ger bidrag till installationer på minst 30 kW.



Figur 4.2. Kostnader för projekt i Kalifornien uppförda mellan 1998 och 2005 och med bidrag från CEC respektive CPUC (Wiser et al. 2006).

Figur 4.2 visar på en märkbar reduktion av den totala investeringskostnaden. Kostnaderna för modulerna (modulkostnadsindex) har emellertid inte reducerats lika snabbt som för övriga kostnader.[2] Kostnaderna för programmen var relativt lika, trots att de riktar sig till olika storlekar på anläggningarna. I figur 4.3 visas dock att kostnaden är beroende av storlek, där det är en tydligt sjunkande trend inom respektive program.



Figur 4.3. Kostnader för projekt i Kalifornien sorterade efter storlek för de två största bidragsprogrammen CEC respektive CPUC (Wiser et al., 2006). Den mindre figuren i högra hörnet är en förstoring av diagrammet för 0-55 kW.

[2] Erfarenheterna från Kalifornien säger att det är viktigt att arbeta lokalt och nationellt för att minska de icke-modulanknutna kostnaderna, detta kan göras genom långsiktiga bidragssystem (Wiser et al., 2006). Dessa bidragssystem måste dock verka för en kostnadsminskning för att undvika risker för kostnadsinflation. Eventuellt bör olika bidragsystem tillämpas på olika system och systemstorlekar.

Den hittills svagaste länken i ett solelsystem har varit växelriktarna, som har en betydligt kortare livslängd än övriga komponenter. I USA har man tagit fram ett särskilt program för att minska kostnaderna för växelriktarna. I The Multiyear Technical Plan fastslår man att priset på växelriktare behöver sänkas till ca 2 SEK/W toppeffekt ($0.25-0.30/W toppeffekt) år 2020. Livslängden kommer emellertid inte att överstiga 15 år. Hitintills har livslängden varit 5-10 år, vilket inneburit att växelriktarna behöver bytas 3-5 gånger under systemets livstid.

4.3 Riktvärden för framtida kostnader

I framtidsstudier presenteras riktmärke för framtida kostnader för solceller. Ett vanligt återkommande riktmärke på framtida kostnader på medellång sikt, ca år 2030, är ca 4.5 SEK/W (0.5 €/W) för solceller och ca 9 SEK/W (1 €/W) för solcellsystem; se till exempel Keshner and Arya (2004) som skissat på en modellfabrik för tillverkning av solceller. I USA har Department of Energy (DOE) satt upp mål på 22 SEK/toppeffekt (W) år 2010 och 11 SEK/W toppeffekt år 2020 för solcellsystem (NREL, 2006). I tabell 4.3 redovisas en fördelning av det uppsatta målet på olika kostnadsposter. DOEs mål för produktionskostnaden år 2020 är 0,45 SEK/kWh (0.06 $/kWh).

Tabell 4.3 Mål för kostnadssänkningar på solcellsystem till år 2020 satta av Department of Energy (DOE) (NREL, 2006). Målet är uppdelat i olika kostnadsposter. För att visa på de faktiska minskningarna inom varje kostnadspost redovisas även de faktiska kostnaderna solcellsanläggningar i Florida år 2000 (Dunlop et al., 2001). (Använd valutakurs 1$ = 7,50 kr.)

	Faktiska kostnader för solcellsystem i Florida år 2000	DOEs mål för solcellsystem år 2020
Modulkostnad	26-60 kr/W	< 7,50kr/W
Växelriktare	5,60-9,75kr/W	< 1,50 kr/W
Ytberoende kostnad (BOS)	1,50-30kr/W	< 1,50 kr/W
Arbets/installationskostnad	3,75-15kr/W	< 1,50 kr/W
Drift/underhållskostnad	0,07-1,5kr/kWh	< 0,07 kr/kWh
Systemkostnad	48-127 kr/W(exkl växelriktare)	11,25kr/W
”Levelized energy cost”		0,45kr/kWh

Flertalet studier försöker precisera framtida kostnadsreduktioner för olika typer av solcellsystem. Zweibel (2005) har i rapporten ”The Terawatt Challenge for Thin-Film PV” redovisat möjliga kostnadsreduktioner för olika typer av solcellsystem vid ökad produktionskapacitet. Zweibel visar att kostnaden för stora kommersiella byggnadsmonterade system (växelriktare exkluderat) kan sjunka från ca 45 kr/W (6 $/W) toppeffekt till drygt 11kr/W (1,5$/W) toppeffekt då produktionen ökar från 25 MW till 100 MW.

Zweibel (2005) har även gjort uppskattningar för icke-modulkopplade kostnader beträffande kostnadsutvecklingen relaterad till storleken i produktion. För tunnfilmssystem menar Zwibel att de icke-modulkopplade kostnaderna kan sjunka till ca hälften då produktionen ökar från 25 MW till 1 GW. Det är framförallt den icke-material-relaterade delen som sjunker snabbast.

4.4 Vad säger erfarenhetskurvor

Ett flertal erfarenhetskurvor har tagits fram för solceller, se tabell 4.4.[3] Dessa kurvor visar hur kostnaderna för solceller reducerats till följd av att det totala antalet producerade enheter ökat. De erfarenhetskurvor som tagits fram för solceller visar på kostnadsminskningar på 10-47% per fördubbling av antalet producerade enheter, beroende på vilka systemgränser som gjorts och vilka tidsintervall som använts. Generellt visar erfarenhetskurvorna för kristallina kiselceller på ca 20% kostnadsreduktion per dubblering av producerade enheter, se figur 4.4.

En extrapolering av en erfarenhetskurva som beskriver en kostnadsreduktion med 20% per dubblering av producerade enheter och ett antagande om en tillväxt på 20% per år resulterar i en kostnad för solceller om ca 23 kr/W år 2020 (antaget en kostnad på 60 SEK/W och en installerad effekt på 2600 MW år 2004). En extrapolering av en erfarenhetskurva med en kostnadsminskning på 20% per fördubbling och ett antagande om 20% tillväxt per år resulterar i en kostnad på 4 kr/W år 2050. Antar vi att teknikutvecklingen är betydligt mer radikal, andelen tunnfilmsceller ökar etc. skulle kostnaden mycket väl kunna tänkas minska med 20-30% per fördubbling av antalet producerade enheter. Dessutom blir kostnadsminskningen större om vi antar att tillväxttakten håller i sig på drygt 30% per år.

För att uppnå de riktvärde som presenterats i avsnitt 4.3 på 4,5 SEK/W (0,5 €/W) för solceller år 2030 bör tillväxttakten vara 35% per år - antaget en kostnad på 60 SEK/W och en installerad effekt på 2600 MW år 2004.

Erfarenhetskurvor för installationskostnader - exklusive modulkostnad – i EU visar på en kostnadsreduktion på ca 20% per fördubbling av antalet installerade enheter; dvs samma kostnadsminskningstakt som för solcellsmoduler (Schaeffer et al., 2004). Siffrorna för EU skiljer sig emellertid från det resultat som påvisats i Californien där kostnaden för moduler reducerats långsammare, se avsnitt 4.2. Dessutom menar Schaeffer et al., (2004) på att det enbart återstår begränsade möjligheter till kostnadsreduktion för installationskostnader exklusive modulkostnad i EU.

[3] För en introduktion till begreppet erfarenhetskurvor se Neij, 1999)

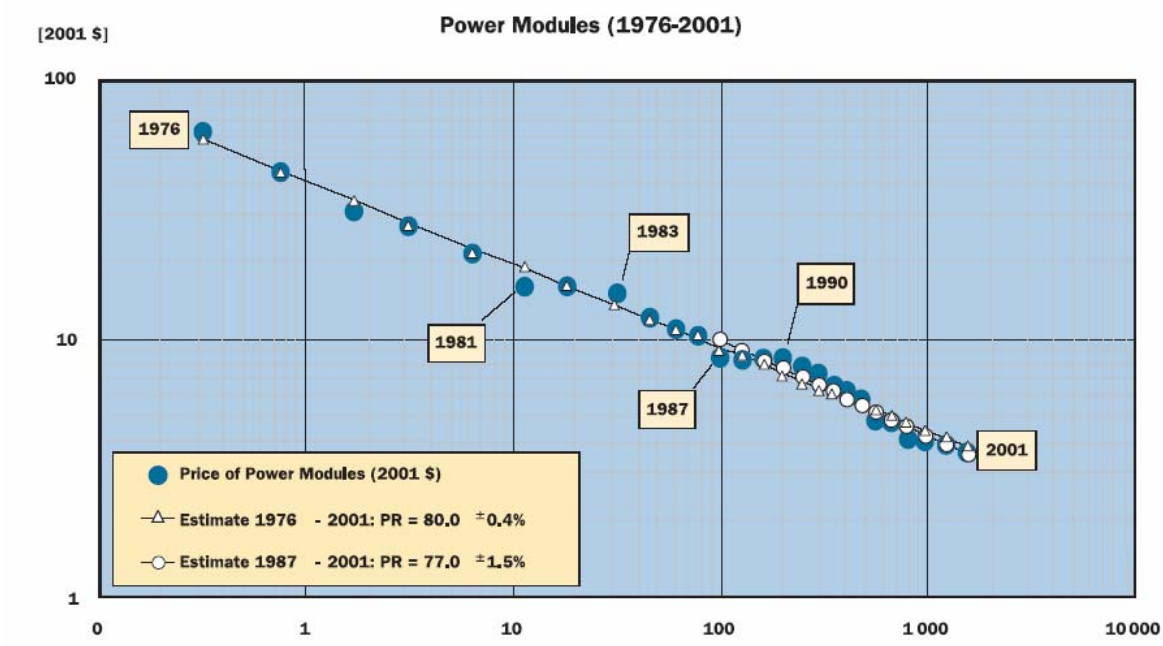
Ytterligare kostnadsreduktion skulle vara möjlig genom ökad integration av komponenter och minskad arbetsinsats för montering och underhåll.

Tabell 4.4. Erfarenhetskurvor för solcellssystem

Solcellsystem	Geografiskt område	Tidsperiod	Kostnadsminskning per fördubblande antal producerade enheter	Källa
Solcellsmoduler	Japan	1979-1988	21%	(Tsuchiya, 1992)
Solcellsmoduler	USA	1976-1988	22%	(Cody and Tiedje, 1997)
Solcellsmoduler	USA	1976- 1992	18%	(Williams and Terzian, 1993)
Solcellsmoduler	Japan	1981-1995	20%	(Watanabe, 1999)
Solcellsmoduler		1981-2000	23%	(Parente et al., 2002) (data source unknown)
Solcellsmoduler		1968-1998	20%	(Harmon, C. 2000) (several different data source)
Solcellsmoduler		1976-1996	16-21%	(OECD/IEA 2000: based on the EU atlas project and Nitsch 1998)
Solcellsmoduler	Tyskland		app. 10%	(Schaeffer et al., 2004)
Solcellsmoduler	Holland		app. 10%	(Schaeffer et al., 2004)
Solcellsmoduler	Europa*	1976-2001	20-25%	(Schaeffer et al., 2004)
Solcellsmoduler	N.a.	1976-2001 1987-2001	20% 23%	Strategies Unlimited, in Schaeffer et al., 2004
Solceller – övriga kostnader (BOS)	Tyskland	1992-2001	22%	(Schaeffer et al., 2004)
Solceller – övriga kostnader (BOS)	Holland	1992-2001	19%	(Schaeffer et al., 2004)

* Photex studien (Schaeffer et al., 2004) baserad på 3600 solceller (26 MW) installerade i Europa over en 10-års period. I studie används listpriser.

Takten för kostnadsreduktionen för solcellsgenererad el beror på kostnadsreduktionstakten för solcellsmoduler och övriga installationskostnader *samt* på utvecklingen av verkningsgrad i cellerna (se kapitel 3).



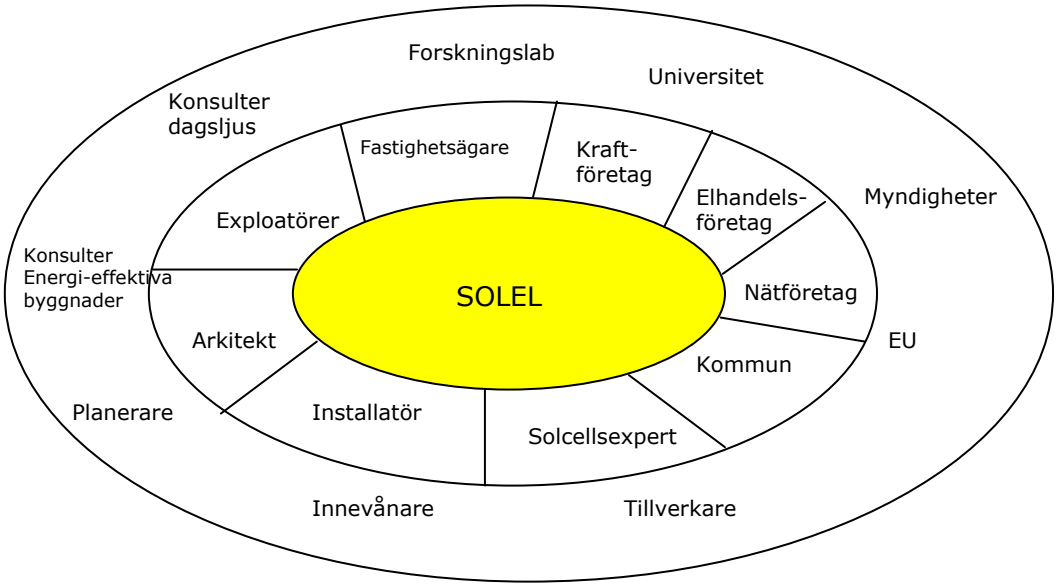
Figur 4.4 Erfarenhetskurva för solcellsmoduler. På y-axel presenteras tillverkningskostnaderna för modulerna, och på x-axel presenteras kommutativt antal producerade solcellsmoduler (EU, 2005)

4.5 Sammanfattning

Vår genomgång av solcellsprojekt visar att kostnaderna varierar avsevärt, från 50 SEK/W till 350 SEK/W. Vidare visar genomgången att de svenska projekten har haft en relativ hög kostnad och att spännvidden varit stor. Anledningen till att kostnaderna varit höga är att alla projekt är medräknade även de som inte är installerade i söderläge. Nyliga installationer av solceller i Sverige visar på en kostnad på 86 SEK/Wt (Augustenborg i Malmö) och 55 SEK/Wt (Tekniska Museet i Malmö). Flertalet studier visar på en historisk och framtida kostnadsutveckling för solceller. Framtida kostnader på solceller har beräknats till ca 4.5 SEK/W (0.5 €/W) på medellång sikt, ca år 2030. Kostnaden för solcellsystem har beräknats ca 9 SEK/W (1 €/W).

5. Solcellsel i Sverige

Inströlningen i Sverige är jämförbar med inströlningen i länder i Mellaneuropa som Tyskland, Österrike och Schweiz; länder som idag investerar mycket i solceller. Vidare kan vi se att teknik för solcellsel finns kommersiellt tillgänglig och under ständig utveckling. Än så länge är investeringskostnaderna höga, men på sikt ser de ut att kunna reduceras kraftigt, se kapitel 4.



Figur 5.1 Möjliga aktörer i ett nationellt energisystem med solceller (ur Solar Electricity Guide 2001)

Vad avser utveckling och installation av solceller kan en hel rad aktörer tänkas verksamma, se figur 5.1. För- och nackdelar med solel varierar för de olika aktörerna och värdet är inte det samma för till exempel en fastighetsägare som för ett kraftbolag. För dessa båda aktörer är det dock i första hand den finansiella värderingen som är av stor vikt, dvs värdet av den genererade elen. Därutöver tillkommer indirekta ekonomiska och kvalitativa parametrar; sådana parametrar inkluderar *elektriska aspekter* (producerad energi, effektkapacitet, samvariation mellan solelproduktion och förbrukning, back-up för elförsörjning, förstärkning i avlägsna nät etc.), *miljömässiga aspekter* (minskade utsläpp etc.), *arkitektoniska aspekter* (möjlig multifunktionell potential för värmeisolering, vattentätning, vindskydd, bullerskydd, dagsljuskontroll, värmeinsamling och spridning, minskat byggnadsunderhåll, tak-renoveringsbehov etc.) och socioekonomiska aspekter (ny industriutveckling, lands-bygdsutveckling etc).

I denna studie har ansatsen varit att fokusera på två aktörer, kraftföretagen och nätägarna, och att beskriva deras möjligheter och utmaningar vad avser solcellsel i Sverige. I kapitel 6 presenteras en djupare analys av kraftföretagens roll och förutsättningar och i kapital 7 en djupare analys av nätägarens utmaningar vid en utbyggnad av solelen. För att peka på en alternativ aktör till kraftföretagen ges i kapitel 8 en schematisk översikt av hus- och fastighetsägarnas potentiella kostnader och värde av solel. Här görs inga anspråk på en fullständig analys. Övriga aktörer i ett nationellt (och internationellt) perspektiv beaktas inte alls.

6. Solel ur kraftföretagens perspektiv

I detta kapital beskrivs kraftföretagens utmaningar och möjligheter avseende solel i Sverige. Med kraftföretag menas i regel företag som både producerar och säljer kraft. Ofta distribuerar de också kraft. Det finns också elhandelsbolag som enbart köper och säljer kraft. Distributörernas, dvs nätägarens verksamhet och solelens inverkan på elnätet beskrivs i kapitel 7.

6.1 Kraftföretagens roll i det svenska elsystemet

Kraftföretagen anses ofta spela en viktig roll vad gäller utbyggnaden av solel – kraftföretagen själva är emellertid inte alltid helt övertygade eftersom kraftföretagen av tradition inriktat sig mest på storskaliga kraftproduktionsanläggningar med syftet att säkra i första hand industrins efterfrågan på konkurrenskraftig elkraft. I detta avsnitt kartläggs kraftföretagens utmaningar med fokus på företagens kostnader och värde av solel i förhållande till konkurrerande tekniker och dess inbördes relation i utbudskurvan för elkraft i det nordiska kraftproduktionssystemet. Vidare belyses möjligheterna att använda befintliga vattenkraftsmagasin för lagring av solel för att därigenom undvika utbyggnad av reglerreserver och/eller effektutbyggnad för att primagöra[4] solelen. Rapporten går dock inte vidare med att ytterligare identifiera och belysa olika möjligheter och kostnader för att primagöra solel eftersom denna utmaning ligger alltför långt fram i tiden och innebär därmed alltför osäkra förutsättningar för att en meningsfull analys skall kunna presenteras.

Solelens positiva egenskaper som miljövänligt och förnybart attraherar naturligtvis var man och naturligtvis även kraftindustrin. Den stora utmaningen är de höga specifika investeringskostnaderna som följer av småskaligheten och frågan är om den förväntade framtida kostnadsreduktionen räcker för att göra solelen konkurrenskraftig. En annan utmaning är hur kraftproduktionssystemet och kraftsystemet (nätet) klarar av ytterligare en intermittent kraftkälla vid sidan om vindkraften. Kommer solelen att kräva ytterligare reglerreserver? Måste vattenmagasinen byggas större? Kommer distributionsnätet att kunna klara snabba laständringar? Kommer kraftföretagen att klara en resurskrävande hantering av, både ingenjörsmässigt och administrativt, de många mycket små solelsanläggningarna? Finns det en marknad för solel med ett högre värde och kan elhandelsbolagen dra nytta av detta?

[4] Med primagöra avses åtgärder för att få tillgången eller produktionen av ett kraftslag synkroniserad till efterfrågan

Hur solelen kan hanteras utifrån kraftföretagens balansansvar beskrivs i kapitel 6.1.1 och hur solelen kommer in i utbudskurvan för elkraft och därmed dess möjlighet att konkurrera med andra energislag beskrivs i kapitel 6.1.2. Kapitel 6.2 redovisar hur solelens konkurrenskraft ekonomiskt ser ut idag och i framtiden. . I kapitel 6.3 diskuteras kraftföretagens värde av solel i en utökad produktportfölj. Därefter beskrivs i kapitel 6.4 principiellt hur mycket de svenska vattenkraftmagasinen kan utnyttjas utan att dyr reservkraft behöver byggas

6.1.1 Solel i relation till kraftföretagens balansansvar

Ansvaret för att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning av el i hela landet, det så kallade systemansvaret, har Svenska Kraftnät, SvK. SvK samarbetar emellertid med ett flertal kraftföretag som genom avtal tagit på sig ett balansansvar. Vid underskott av produktion måste företaget betala till SvK. Vid överskott kan utbetalning ske. Kostnaden för att hålla systemet i balans beräknas av SvK och kostnaden fördelas mellan de företag som orsakat obalansen. Detta är den så kallat balansavräkningen.

Ansvaret för kortsiktig kraftbalans ligger således på SvK idag men det ligger ett förslag att detta redan 2008 överförs på marknadens aktörer. Ansvaret för den långsiktiga kraftbalansen är däremot något oklar och någon bra styrmodell för att undvika en framtida kraftbrist, det vill säga effektbrist, finns inte idag. SvK har hittills engagerat sig i utbyggnad av ytterligare transmissionskapacitet till grannländerna och på så sätt skjutit frågan framåt i tiden. Den springande frågan är hur leveranssäkerhet och effekt skall värderas. Effektvärde brukar definieras som kraftföretagens förmåga att minska risken för effektbrist eller liktydigt med värdet på den ytterligare kraft som efterfrågas när hela kraftproduktionssystemet utnyttjas för fullt det vill säga vid årets maximala energiförbrukning.

Alla övriga elproducenter måste ha ett avtal med ett balansansvarigt företag för att få leverera el till nätet. Vad gäller enskilda solelsproducenter är det idag inte självklart att elkraften välkomnas ut på elnätet eftersom denna dels är intermittent och oförutsebar dels väldigt fragmenterad och småskalig. Nackdelarna kan dock minimeras om avtal kan ske med ett balansansvarigt företag som också har vattenkraft med vattenmagasin i sin produktionsmix eftersom denna är lättreglerad och lagringsbar. Nackdelarna minskas också om ett vattenkraftföretag själva äger solelsanläggningar. Man kan då likställa detta med att solelen, liksom fallet är även för vindkraft, då också lagras i form av vatten i vattenmagasinen. Däremot om företaget har trögreglerad kärnkraft eller fastbränslebaserad elproduktion skapar solelen liksom vindkraften problem från regleringssynpunkt. Hur mycket vindkraft och solkraft som teoretiskt kan rymmas i de svenska vattenkraftmagasinen beskrivs principiellt i kapitel 6.3.

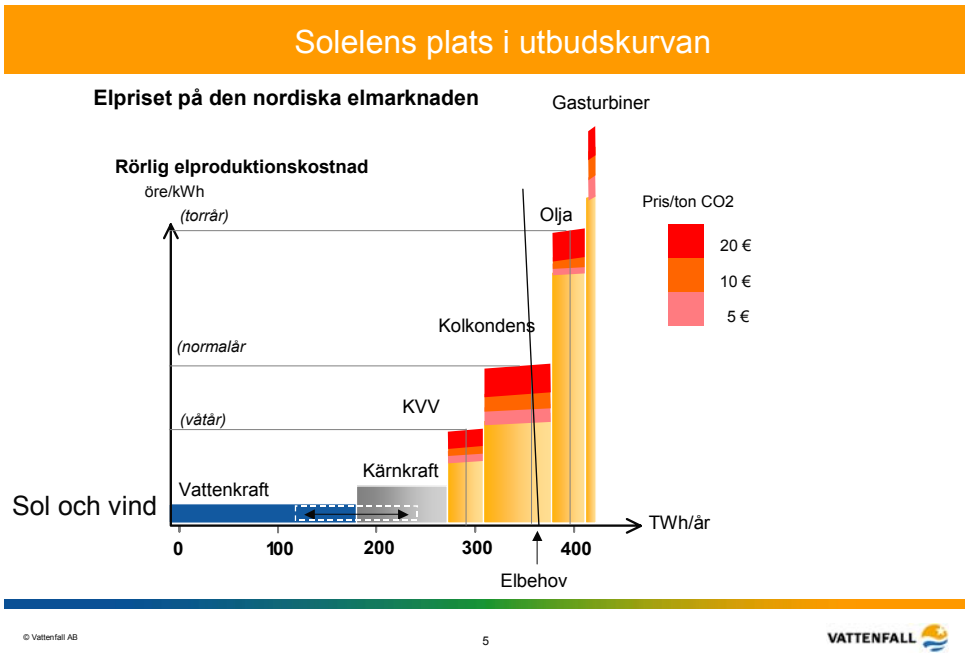
6.1.2 Solelens roll i prisbildningen på en avreglerad elmarknad

Det svenska produktionssystemet är uppbyggt huvudsakligen av vattenkraft och kärnkraft. Därutöver finns biobränsle-, kol- och gasbaserad kraftvärme samt en mindre mängd vindkraft. För spetsproduktion och som reserv finns också oljekondens- och gasturbinanläggningar. Dessutom är Sverige idag anslutet via sjökablar till kolkondens- och kärnkraftanläggningar i Tyskland, Polen, Finland och Danmark och via transmissionsledningarna till vattenkraftanläggningar i Norge och norra Finland vilket innebär att hela norra Europa i praktiken utgör ett homogent elhandelsområde. I en marknadsekonomi leder detta i sin tur till att, om inga restriktioner angående överföringskapacitet funnes, priset på elkraft blir lika i hela området och lika med vad den sist producerade kilowattimmen kostar att producera plus ett vinstpåslag. Om kraftsystemet är underbalanserat krävs ytterligare påslag för att täcka kapitalkostnaden för ny elproduktion. Eftersom kolkondens utgör det kraftslag idag som ligger på marginalen i det nordiska elhandelssystemet blir det således kolkondensens rörliga produktionskostnad som kraftpriset baseras på. Detta åskådliggörs i den sk utbudskurvan (merit of order) där de olika kraftslagens rörliga produktionskostnad är rangordnad och kvantifierad från vänster till höger, se figur 6.1. I diagrammet är också efterfrågelinjen inlagd och som visar att kolkondens är prisledande vid normalår, oljekondens vid torrår och kraftvärme vid våtår.

Det betyder exempelvis att när väl solel och/eller vindel har byggts och redan finns i kraftproduktionssystemet befinner sig båda dessa kraftslag längst ut till vänster i diagrammet med låga driftkostnader och ersätter den dyra produktionen längst ut till höger. I ett väl fungerande el- och marknadssystem kommer således solel inte att driva upp priset på elkraft trots en hög total produktionskostnad och därmed kommer inte heller investeraren att få tillbaka tillräcklig avkastning på kapitalet. Med ett investeringsbidrag kan dock den företagsekonomiska kalkylen förändras.

Ett led till ökad konkurrenskraft för förnybar elproduktion har blivit införandet av ett handelssystem för utsläppsrätter som genom en successivt minskad tilldelning av dessa utsläppsrätter medför att användningen av fossila bränslen blir allt dyrare och därmed höjer elpriset. Dessutom bidrar det införda elcertifikatssystemet i Sverige till en ökad konkurrenskraft för förnybar elkraft. Om detta räcker för att just solel skall bli konkurrenskraftigt återstår att se. Både biobränslen, vattenkraft och vindkraft är idag klart billigare alternativ. Den ekonomiska konkurrenskraften belyses närmare i kapitel 6.3.

Kraftföretagens möjligheter att producera förnybar el idag utgörs av biobränsle-, vind- och vattenkraft och som framtidsalternativ utgör solel och vågkraft intressanta möjligheter. Om endast koldioxidfri produktion eftersträvas utgör kärnkraft och koldioxidfri fossilkraft, exempevis ”Oxi fuel”, också möjliga vägar.



Figur 6.1 Utbudskurvan för det nordiska elhandelssystemet (Vattenfall, 2005)

6.2 Ekonomisk konkurrenskraft av solel för kraftföretag

6.3.1 Tre olika scenarier

Den ekonomiska konkurrenskraften för solel har analyserats och tre scenario har utformats inom ramen för studien: ett nutidsscenario, ett framtidsscenario på 10-15 års sikt (2020) och ett framtidsscenario med blicken mot 2050. Framtidsscenariot för 2020 förutsätts spegla en kommersiell produkt av teknik som idag finns i laboratorieskala medan framtidsscenariot för 2050 skall spegla vad en storskalig internationell forsknings- och utvecklingssatsning i bästa fall kan åstadkomma på 40-50 års sikt.

Elproduktionskostnaden har beräknats för tre anläggningsstorlekar: 30 m^2, 500 m^2 och 500 000 m^2. Anläggningsstorleken på 30m^2 skall spegla en typisk villainstallation i ett bra söderläge medan anläggningsstorleken på 500 m^2 skall beskriva en installation på en större kommersiell eller offentlig fastighet. Anläggningsstorleken på 500 000 m^2 kan tänkas vara placerad på mark av karaktären impediment, exempelvis en färdigbruten torvmosse, men där avståndet till en kraftinmatningspunkt inte är alltför långt.

I studien antas solcellernas systemverkningsgrad utvecklas från dagens 15% till 20% år 2020 och 24% år 2050. Utvecklingen av verkningsgraden är generell och beskriver inte utvecklingen för någon specifik solcellstyp; antagandet inkluderar såväl utveckling av kiselceller som tunnfilmsceller.

Specifika investeringskostnaden antas utvecklas för villaapplikationen från dagens 80 SEK/Wt till 30-40 SEK/Wt år 2020 och 15 SEK/Wt år 2050. Motsvarande kostnadsreduktion för den större fastighetsapplikationen är från dagens 55 SEK/Wt till 25-35 SEK/Wt år 2020 och 10 SEK/Wt år 2050. Ansatsen på 55 SEK/Wt kan jämföras med nyliga installationer av solceller i Sverige med en kostnad på 86 SEK/Wt (Augustenborg i Malmö) och 55 SEK/Wt (Tekniska Museet i Malmö).

För den stora markbaserade anläggningen görs ekonomiska bedömningar endast för scenariot 2020 och då antas den specifika investeringskostnaden ha kommit ned till 20 SEK/Wt.

Ovanstående prognoser för kostnads- och prestandautveckling försöker inte spegla någon speciell teknik utan utgör exempel på möjliga scenarier baserat på den litteratur som är redovisad i kapitel 3 och 4. Vilka tekniksprång som kommer att ske på vägen är svåra att förutse liksom vilken kostnadsutveckling olika teknikalternativ kommer att ha. De ekonomiska resultaten skall ses som exempel på solcellernas framtida konkurrenskraft om teknik- och kostnadsutvecklingen sker i den takt som beskrivits i flertalet ”roadmaps”, se kapitel 3 och 4. För framtidsscenariot år 2020 har en hög och en låg prisnivå använts i beräkningarna för att dels beskriva känsligheten av investeringen och dels osäkerheten i prognoserna.

6.2.2 Indata solelsanläggningar

För att bedöma den ekonomiska konkurrenskraften används följande ingångsdata och parametrar för en solelsanläggning placerad i Sverige i ett bra läge, dvs mot söder och vinklad mellan 20° och 55° mot horisontalplanet.

Utnyttjningstiden beräknas som årsproduktionen dividerat med toppeffekten. Den är för svenska breddgrader med solceller i optimalt läge ca 900 timmar/år.

Effekten (P) i Watt för en solcellsmodul mäts vid instrålningen 1000 W/m^2, celltemperaturen 25° C och 0° infallsvinkel. Detta motsvarar i praktiken solcellens maximala effekt (Wt) eftersom instrålningen sällan överskrider 1000 W/m^2.

Verkningsgraden η för en solcell med arean A definieras som den andel av solinstrålningen (G) som infaller mot modulen som omvandlas till elektrisk energi.

$P=\eta*A*G$

där G i Sverige är ca 1000 W/m^2. Det har antagits att den givna verkningsgraden är konstant över livslängden. Modulverkningsgraden är i regel någon eller några procent lägre än cellverkningsgraden och systemverkningsgraden inkluderar även växelriktarens förluster.

Ekonomiska livslängden bedöms för solcellsanläggningen till 25 år med byte av växelriktare två gånger under anläggningens livslängd. (För jämförelsens skull har även andra tekniker beräknats med denna ekonomiska livslängd. Dock har vattenkraftens och kärnkraftens kapitalkostnad beräknats för 60 respektive 40 år).

Kalkylräntan har satts till 7 % vilket normalt används i kalkyler av kraftbolag för riskfria investeringar. För känslighetsanalysen har också en kapitalkostnad med 5 % kalkylränta beräknats.

Tak/markhyra måste kraftföretagen betala för att få bygga, äga och driva solcellsanläggningar placerade på villa- och/eller fastighetstak. Med erfarenhet från vindkraftbranschen brukar markägaren acceptera en ersättning i relation till producerad energi eller intäkt. Eftersom solelsanläggningar ger relativt små energimängder i förhållande till vindkraftverk bör dock nivån anpassas uppåt med tanke på det relativt stora intrång som en installation på ett tak ändå är. En ansats på 10 öre/kWh för takplacerade och 1 öre/kWh för markplacerade anläggningar har bedömts som rimligt. Marken anses då inte ha någon alternativ användning.

Nätanslutningskostnaderna är föremål för intensiv diskussion. Vilka nivåer dessa skall ligga på och vem som skall betala är ännu osäkert. Varje anslutning till elnätet är förknippat med kostnader i form av teknisk utrustning, installationskostnader, besiktningskostnader, administrativa kostnader och mätningskostnader. De nuvarande reglerna med hög grad av säkerhetstänkande är konstruerade för dagens storskaliga elproduktion. När man nu diskuterar frågan på kW–effektnivån ter sig nuvarande kostnader för nätanslutning orimligt höga men utveckling pågår för att på sikt sänka dessa.

Mätningskostnaden är idag 3600 SEK/år men bedöms sjunka framöver till 1000 SEK/år till 2020 och till 500 SEK/år till 2050. För den stora markförlagda anläggningen bedöms mätningskostnaden år 2020 till 2000 kr/år, dvs något högre beroende på högre tekniska krav. Övrig anslutningskostnad är rörlig

och har i denna studie uppskattats till mellan 3 och10 öre/kWh beroende på anslutningseffekt.

Lokalt producerad elkraft medför även en nytta eftersom förlusterna i nätet sjunker, behovet av nätförstärkning minskas samt att behovet av elkraft från överliggnde nät minskas. Denna nätnytta har värderats till 3 öre/kWh i samtliga scenarier. I praktiken varierar denna mellan 1 och 5 öre/kWh beroende på lokala förutsättningar. Andra synergieffekter som omnämns i kapitel 7 har inte prissatts på grund av stora osäkerheter i dess faktiska värde.

Drift- och underhållskostnaden delas i studien upp i kostnader relaterade till solcellsmodulen och kostnader för underhållet av övriga delar. Baserat på erfarenhetsvärden från likartad utrustning bedöms drift- och underhållskostnaden för cellmodulen till 0,3 % per år av investeringskostnaden. Övrig underhållskostnad beror av anläggningens storlek men bedöms ligga i storleksordningen 0,04-0,12%/år av investeringen. Underhållet bedöms huvudsakligen bero på yttre åverkan på solcellsmodulerna samt problem med styr- och övervakningssystemet. Växelriktaren bedöms dessutom behöva bytas två gånger under solcellens livslängd vilket i denna studie ingår i kapitalkostnaden och inte i underhållskostnaden.

Indata för solcellerna på 30 m^2 och 500 m^2 redovisas i tabell 6.1 respektive 6.2

Tabell 6.1. Indata för beräkning av kraftföretagens kostnader för solcellsel för en 30 m^2 nätansluten solelsanläggning.

	År 2005	År 2020		År 2050
		Hög kostnad	Låg kostnad	
Scenario	A	B	C	D
Specifik investering SEK/Wt	80	40	30	15
Systemlverkningsgrad %	15	20	20	24
Fast anslutningskostnad SEK/år	3600	1000	1000	500
Rörlig anslutningskostnad SEK/kWh	0,10	0,09	0,09	0,08
Toppeffekt kW	4,5	6,0	6,0	7,2
Investeringskostnad kSEK	360	240	180	108
Drift och underhållskostnad SEK/år	1512	1008	756	454
Takhyra SEK/år	405	540	540	648

För den markbaserade stora anläggningen på 500 000 m^2 ser motsvarande indata ut enligt tabell 6.3

Tabell 6.2. Indata för beräkning av kraftföretagens kostnader för solcellsel för en 500 m^2 nätansluten solelsanläggning.

	År 2005	År 2020		År 2050
		Hög kostnad	Låg kostnad	
Scenario	E	F	G	H
Specifik investering SEK/Wt	55	35	25	10
Systemverkningsgrad %	15	20	20	24
Fast anslutningskostnad SEK/år	3600	1000	1000	500
Rörlig anslutningskostnad SEK/kWh	0,09	0,08	0,08	0,07
Toppeffekt kW	75	100	100	120
Investeringskostnad kSEK	4 125	3 500	2 500	1 200
Drift och underhållskostnad SEK/år	15 675	13 300	9 500	4 560
Takhyra SEK/år	6 750	9 000	9 000	10 800

Tabell 6.3. Indata för beräkning av kraftföretagens kostnader för solcellsel för en 500 000 m^2 nätansluten solelsanläggning.

	År 2020
Scenario	**I**
Specifik investering SEK/Wt	20
Systemverkningsgrad %	20
Fast anslutningskostnad SEK/år	2000
Rörlig anslutningskostnad SEK/kWh	0,03
Toppeffekt MW	100
Investeringskostnad MSEK	2 000
Drift och underhållskostnad kSEK/år	6 800
Markhyra kSEK/år	900

6.2.3 Indata för jämförande tekniker

I studien jämförs även den beräknade kostnaden för solcellsel i Sverige med el genererad från andra tekniker. De data som används för att beräkna kostnaderna för dessa tekniker redovisas i detta avsnitt.

Följande tekniker har valts ut för jämförelse med solelsproduktion:

- Kolkondens 400 MW (KK400)
- Gaskombikraftverk 400 MW (GKK400)
- Gaskombikraftvärmeverk 40 MW (GKKVV40)
- Biokraftvärmeverk 30 MW (BKVV30)
- Biokraftvärmeverk 10 MW (BKVV10)
- Landbaserad vindkraftspark 10x2 MW (VI20L)
- Havsbaserad vindkraftspark 30x3 MW (VI90H)
- Ny kärnkraft (finsk och fransk kärnkraft1250 MW) (Ny kärnkraft)
- Brunkolsbaserad kondenskraft utan koldioxidutsläpp, 400 MW (Oxifuel)

De ekonomiska och tekniska förutsättningarna för kostnadsberäkningarna baseras i huvudsak på Elforsks rapport ”El från nya anläggningar 2003” (Bärring et al, 2003), olika framtidsstudier från STEM samt specifika kostnadsanalyser för kärnkraft i Finland och Frankrike (Tarjanne & Rissanen, 2000; EDF, 2006) samt för koldioxidfritt kraftverk i Tyskland (Ewers och Renzenbrink, 2005). Använda indata redovisas i tabell 6.4.

De indata som används för att beräkna kostnaderna för de alternativa teknikerna är huvudsakligen från 2003 och för det finska kärnkraftsalternativet så långt tillbaka som 2000 varför en jämförande analys enbart ger ett indikativt mått. För att ge ett bättre underlag för jämförelse bör även antagande om den alternativa teknikens utveckling göras. En sådan analys har emellertid inte kunnat genomföras inom ramen för detta projekt.

En osäker och kostnadsmässigt avgörande faktor för förbränningsteknikernas konkurrenskraft är bränsleprisutvecklingen. Detta har Statens Energimyndighet låtit utreda bland annat i sin rapport ”Uppdatering av 2004-års prognos för utsläpp av växthusgaser 2010”. Vi har i stort sett använt STEM:s prognoser för dessa beräkningar och bedömt att prisutvecklingen över tiden är realt oförändrade men kan tid till annan variera både uppåt och nedåt. Priset för kol bedöms från energimyndighetens sida i referensfallet till 39 USD/ton vilket omräknat blir ca 50 SEK/MWh. För brunkol finns inte motsvarande prisutvecklingsprognoser men bedöms följa kolprisets utveckling men har reducerats med transportkostnaden motsvarande 10 SEK/MWh. Uranpriset är också väldigt svårt att bedöma långsiktigt men tendensen är successivt ökat pris med ökad efterfrågan. I resultatredovisningen kapitel 6.2.5 tabell 6.6 redovisas bränslekostnaden specifikt och man kan lätt räkna ut effekten av förändrat bränslepris. Ett fördubblat uranpris ökar exempelvis kärnkraftkostnaden med 2,6 öre/kWh och ett fördubblat kolpris ökar kolkondenspriset med 10,6 öre/kWh.

Kraftvärmeteknikerna förutsätter naturligtvis att det finns outbyggda värmeunderlag. Det har antagits i studien att värmekreditering sker, oavsett

teknik, både rörligt med 17 öre/kWh och med en fast årskostnad på 100 SEK/kW,år.

6.2.4 Ekonomisk utvärderingsmodell

Den ekonomiska analysen utgår från kraftföretagets förutsättningar där husägare och/eller markägare upplåter sitt tak respektive mark för installation och drift av en solcellsanläggning.

För investeringsanalysen används nuvärdesmetoden enligt formel nedan, där nuvärdet beräknas för alla kostnader och intäkter över anläggningens livslängd. Resultatet redovisas som en produktionskostnad för respektive teknik i öre/kWh vilket speglar den intäkt investeraren måste få under anläggningens livslängd för att avkastningen (kalkylräntan) på investerat kapital skall uppgår till 7 %. Beräkningen sker iterativt med ansatta värden för produktionskostnaden och när nuvärdet i nedanstående formel blir noll har rätt produktionspris ansatts.

Den ekonomiska livslängden har genomgående satts till 25 år för att alla tekniker ur beräkningstekniskt perspektiv skall behandlas lika.

$$NV = \sum_{1}^{25} \frac{KI}{(1+r)^n}$$

där NV = nuvärdet ; KI = årlig intäkt eller kostnad år n; r = kalkylräntan och n = antal år.

Tabell 6.4. Tekniska och ekonomiska indata för beräkning av elproduktionskostnaden för alternativa tekniker

	KK400	**GKK400**	**GKKVV40**	**BKVV30**	**BKVV10**	**VI20L**	**VI90H**	**VA**	**Nykärn-kraft** [4]	**Oxifuel** [6]
Teknik	Ångcykel	Gas-kombi	Gaskombi	Ångcykel	Ångcykel	Vindkraft	Vindkraft	Vatten-kraft	Ångcykel	Ångcykel
Anläggningstyp	Kondens	Kondens	Kraftvärme	Kraft-värme	Kraft-värme	Landpark	Havspark		Kondens	Kondens
Bränsle	Kol	Naturgas	Naturgas	Bio-bränsle	Bio-bränsle				Uran	Brunkol
Avskrivningstid [år]	25	25	25	25	25	25	25	25 [7]	25 [8]	25
Ränta [%]	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Elproduktion [MW]	400	400	40	30	10	10 x 2	30 x 3	10	1250	400
Värmeproduktion [MW]			38	81	31					
Elverkningsgrad [%]	47 [1]	58 [1]							35	37 [6]
Alfavärde			1,05 [1]	0,37 [1]	0,32 [1]					
Totalverkningsgrad [%]			89 [1]	110 [1]	110 [1]					
Tillgänglighet [%]	100 [1]	100 [1]	100 [1]	100 [1]	100 [1]	98 [1]	97 [1]	100 [1]	100 [3]	100 [3]
Utnyttjningstid [tim/år]	6000 [1]	6000 [1]	4500 [1]	4500 [1]	4500 [1]	2500 [1]	3150 [1]	4000 [1]	8000 [4]	6000 [6]
Spec. anläggnings-kostnad [kr/kWel]	11500 [1]	5300 [1]	8000 [1]	16400 [1]	21200 [1]	8600 [1]	11500 [1]	12000 [1]	15 740 [4]	20340 [6]
Drift och underhållskostnad										
- fast årlig [% av invest]	1,8 [1]	2 [1]	2 [1]	2 [1]	2 [1]	0	0	0	1,5 [4]	1,8 [3]
- rörlig [kr/MWhbr]	30 [1]	8 [1]	8 [1]	23 [1]	23 [1]	70 [1]	90 [1]	30 [1]	88 [4]	30 [3]
Bränslepris [2] kr/MWh]	50 [2]	179 [2]	179 [2]	140 [2]	140 [2]				9 [4]	40 [5]
Värmekreditering										
- fast [kr/kW,år]			100 [1]	100 [1]	100 [1]					
- rörlig [öre/kWh värme]			17 [1]	17 [1]	17 [1]					

[1] Enligt Elforsk:s rapport El från nya anläggningar (ej uppräknad) (Bärring et al., 2003).

[2] Enligt STEM:s rapport Uppdatering av 2004-års prognos för utsläpp av växthusgaser 2010 (STEM, 2005).

[3] Bedömd till samma nivå som för kolkondens.

[4] De angivna siffrorna beskriver finsk kärnkraft (Tarjanne & Rissanen, 2000). Det bör dock beaktas att de kostnader som senast presenterats för EDFs investeringar i en EPR anläggning i Flamanville i Frankrike är 50% högre! (EDF, 2006).

[5] Brunkolspriset bedöms lika som kol reducerat med transportkostnaden på 10 SEK/MWh.

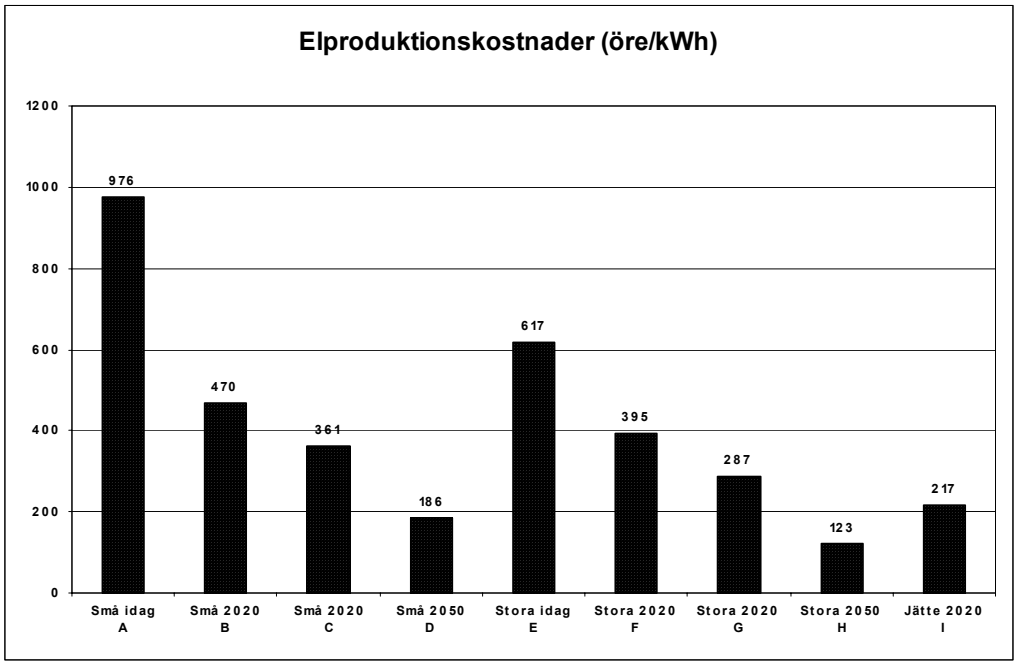
[6] Enligt Ewers och Renzenbrink (2005)

[7] Normalt används 60 år som avskrivning men har för dessa beräkningar jämställts med övriga

[8] Normalt används 40 år som avskrivning men har för dessa beräkningar jämställts med övriga

6.2.5 Resultat

De ekonomiska kalkylerna visar att produktionskostnaden för solel är idag mycket hög, närmare 10 SEK/kWh för en villaapplikation på 30 m^2 och ca 6 SEK/kWh för en större takplacerad anläggning på 500 m^2, se figur 6.2. Av totalkostnaden utgör kapitalkostnaden ca 80 %. För de mindre anläggningarna utgör också nätanslutningen en orimligt hög kostnad idag, nästan 1 SEK/kWh d.v.s. mer än dubbelt så hög som dagens börspris på råkraft d.v.s. produktionspris.



Figur 6.2 Sammanställning av ekonomiska resultatet för solelsanläggningar. Bokstavsbeteckningarna A-I representerar respektive teknik enligt tabell 6,1, 6.2 och 6,3

Den förväntade teknikutvecklingen och kostnadsreduktionen resulterar inom 15 år enligt kalkylerna i en halvering av elproduktionskostnaden och med ytterligare en halvering inom ytterligare 15-20 år dvs runt 2050. Beräkningarna visar att vi 2050 kan ha en produktionskostnad ned mot 1 á 2 SEK/kWh och vid tidpunkten runt 2020 en elproduktionskostnad mellan 3 och 5 SEK/kWh. Variationerna kommer emellertid att vara stora. De framräknade siffrorna kan även jämföras med dagens projekt på Tekniska muséet i Malmö - med en beräknad energikostnad[5] på 4,3 SEK/kWh utan bidrag och 1,3 SEK/kWh med ett investeringsbidrag på 70% - och på Augustenborg i Malmö - - med en beräknad energikostnad på ca 9 SEK/kWh utan bidrag. Anläggningarna är då inte anslutna till elnätet vilket minskar kostnaden.

[5] Kalkylränta är 5% i dessa beräkningar och inte 7%. Dessutom ingår inte drift och underhåll eller byte av växelriktare.

Trots en kraftig kostnadsreduktion i tillverkningen utgör kapitalkostnaden den helt dominerande posten med mer än 80 % av den totala elproduktionskostnaden. Tabell 6.5 redovisar produktionskostnaden, dels den totala, dels uppdelad på kapital, underhållskostnad, tak/markhyra samt nätanslutningskostnad.

Om avkastningskravet skulle sänkas till 5% innebär detta en minskad elproduktionskostnad med 15 %.

Jämförelsevis kan nämnas att svenska lågenergifönster kostar idag 1000-2000 SEK per kvadratmeter.

Tabell 6.5 Elproduktionskostnaden för olika solelsscenarier

Scenario (beteckning enligt tabell 6.1, 6,2 och 6.3)	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Kapitalkostnad SEK/kWh	8,33	4,16	3,12	1,56	5,73	3,64	2,60	1,04	2,08
Underhållskostnad SEK/kWh	0,37	0,19	0,14	0,07	0,23	0,15	0,11	0,04	0,08
Tak/markhyra SEK/kWh	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,01
Nätanslutningskostnad inkl nätnytta SEK/kWh	0,96	0,25	0,25	0,13	0,11	0,06	0,06	0,04	0,00
Total elprod.kostn SEK/kWh 7 %ränta	9,76	4,70	3,61	1,86	6,17	3,95	2,87	1,23	2,17
Total elprod.kostn SEK/kWh 5% ränta	8,45	4,04	3,12	1,61	5,27	3,38	2,46	1,06	1,84

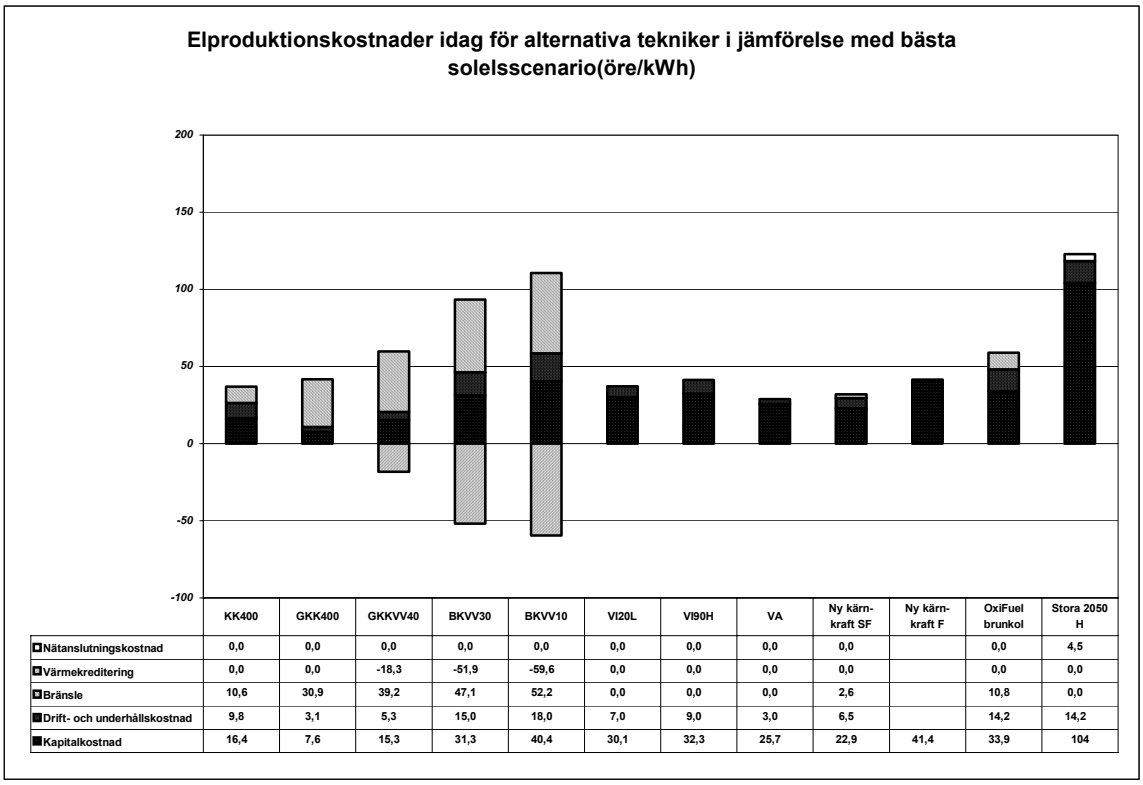
I tabell 6.6 redovisas resultatet för de alternativa tillförselteknikerna. Samtliga tekniker konkurrerar ut solceller.

Tabell 6.6 Elproduktionskostnaden för alternativa elproduktionstekniker (öre/kWh)

	Produktionsteknik								
Kostnadsslag	KK400	GKK400	BKVV30	BKVV10	VI20L	VI90H	VA	Ny kärn-kraft	OxiFuel brunkol
Kapitalkostnad	16,4	7,6	31,3	40,4	30,1	32,3	[1)]25,7	[2)]22,9	33,9
Drift- och underhållskostnad	9,8	3,1	15,0	18,0	7,0	9,0	3,0	6,5	14,2
Bränslekostnad	10,6	30,9	47,1	52,2	0,0	0,0	0,0	2,6	10,8
Värmekreditering	0,0	0,0	-51,9	-59,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ELPRODUKTIONSKOSTNAD	36,9	41,6	41,5	51,0	37,1	41,3	28,7	32,0/(41.4)*	58,9

1) Motsvarande kapitalkostnad med 60 års ekonomisk livslängd ger 21,4 öre/kWh i kapitalkostnad

[2)] De kostnader som presenteras här och som resulterar i en elproduktionskostnad på 28,7 öre/kWh beskriver uppskattade kostnader för ny kärnkraft i Finland år 2000. Siffran, i parentes, på 41,4 öre/kWh är den kostnad för ny kärnkraft som presenteras av EDF, se EDF (2006).



	KK400	GKK400	GKKVV40	BKVV30	BKVV10	VI20L	VI90H	VA	Ny kärn-kraft SF	Ny kärn-kraft F	OxiFuel brunkol	Stora 2050 H
Nätanslutningskostnad	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	4,5
Värmekreditering	0,0	0,0	-18,3	-51,9	-59,6	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0
Bränsle	10,6	30,9	39,2	47,1	52,2	0,0	0,0	0,0	2,6		10,8	0,0
Drift- och underhållskostnad	9,8	3,1	5,3	15,0	18,0	7,0	9,0	3,0	6,5		14,2	14,2
Kapitalkostnad	16,4	7,6	15,3	31,3	40,4	30,1	32,3	25,7	22,9	41,4	33,9	104

Figur 6.3 Sammanställning av ekonomiska resultatet för bästa solelsscenario i relation till alternativa tekniker. Kostnaden för kärnkraft anges dels som ny kärnkraft i Finland (SF) och dels som ny kärnkraft i Frankrike (F). Eftersom disaggregerade siffror saknas i det franska fallet presenteras enbart den totala produktionskostnaden (i tabellen angivet under rubriken kapitalkostnad).

En jämförelse mellan det mest lovande scenario för solel (H) och kostnaden för el generad i alternativ teknik visas i figur 6.3. Stapeldiagrammet visar att solcellsanläggningar, trots en förväntad kostnadsreduktion, inte kan konkurrera med alternativen. Under överskådlig tid kommer elproduktionskostnaden för solceller alltid att vara två till tre gånger högre än för andra alternativa tekniker. Till de presenterade siffrorna för solel tillkommer även eventuella kostnader för lagring av solel i vattenkraftmagasinen.

Det är viktigt att påpeka att de ovan beräknande kostnaderna inte beaktar externa kostnader. Med en mer fullständig kostnadsbild som inkluderar de samhälleliga kostnaderna för de olika alternativens miljökostnader är skillnaden mellan solel och andra kraftalternativ mindre.

De styrmedel som idag används i Sverige för att beakta externa kostnader och som påverkar kraftföretagens investeringsbeslut i nya kraftverk är skatter, el-certifikat och det europeiska systemet för handel med utsläppsrätter. El-certifikaten driver idag främst på en ökad investering i bio-

energibaserade kraftverk och vindkraftverk då dessa är mest kostnadseffektiva i el-certifikatsystemet. Koldioxidskatter och systemet för handel med utsläppsrätter driver även på investeringar i annan koldioxidsnål teknik såsom naturgasanläggningar och kolkraftsanläggningar med uppsamling och lagring av koldioxid.

Skillnaden mellan vindkraft och solel påverkas inte nämnvärt med något av de styrmedel som används idag, varför de svenska kraftföretagen under lång tid framöver kommer att välja att investera i vindkraft (och andra koldioxidneutrala alternativ) före solel.

6.3 Ekonomisk konkurrenskraft av solel för kraftföretag vid försäljning av el

Denna studie är främst inriktad på att belysa kostnader och värde av solel sett ur kraftföretagens produktionsperspektiv. Många av kraftföretagen är emellertid även elhandelsbolag med intresse att sälja såväl som att generera el. Traditionellt har ett elhandelbolags främsta uppgift varit att sälja el, men med tiden har många elhandelsbolag kommit att bredda sin produktportfölj för att kunna erbjuda ytterligare tjänster till sina kunder. Flertalet elhandelsbolag säljer idag energitjänster och hjälper kunderna med att mer effektivt använda den energi de köper. Solel skulle mycket väl kunna vara en tilläggsprodukt för ett elhandelsbolag att erbjuda kunder som vill påverka sin egen elmix. Kraftföretag skulle kunna erbjuda finansieringslösningar, experthjälp eller service. Genom att erbjuda kunderna fler tjänster kan elhandelsbolaget komma att bli ett mer intressant alternativ för kunderna. Ett sådant perspektiv ger solel ett större värde för kraftföretag som agerar som elhandelsbolag. De relativt höga kostnaderna för solel kommer emellertid troligen inte att leda till några nämnvärda investeringar i solceller på kort och medellång sikt. På längre sikt och med fallande kostnader på solceller är det svårare att säga något om kraftföretagens eventuella intresse i att investera i solceller för att erbjuda kunderna önskvärda alternativ.

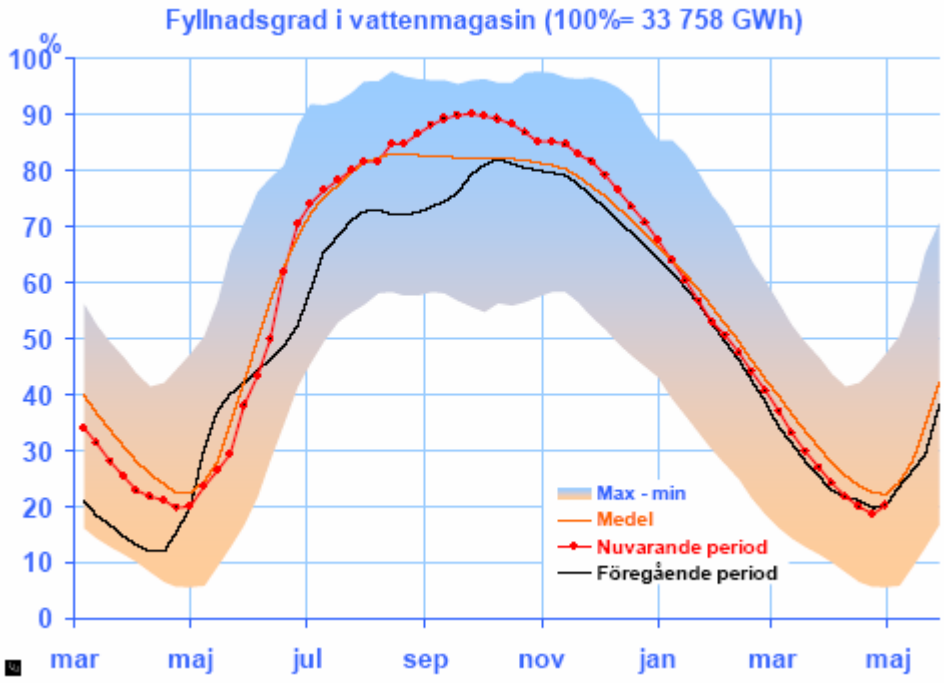
6.4 Hur mycket solel kan primagöras med hjälp av vattenkraftmagasinen

Kraftföretagens alternativa roll är att som balansansvarigt företag ta hand om den överskottsel från egenproducenter som matas ut på nätet. Denna situation måste naturligtvis hanteras av kraftbolagen och distributionsföretagen på ett tekniskt optimalt sätt och från balanssynpunkt är naturligtvis en stor andel magasinerad vattenkraft i systemet en fördel. Frågan är hur stor andel intermittent elproduktion man kan ha i ett kraftsystem utan att problem uppstår. Teoretiskt kan ett resonemang föras

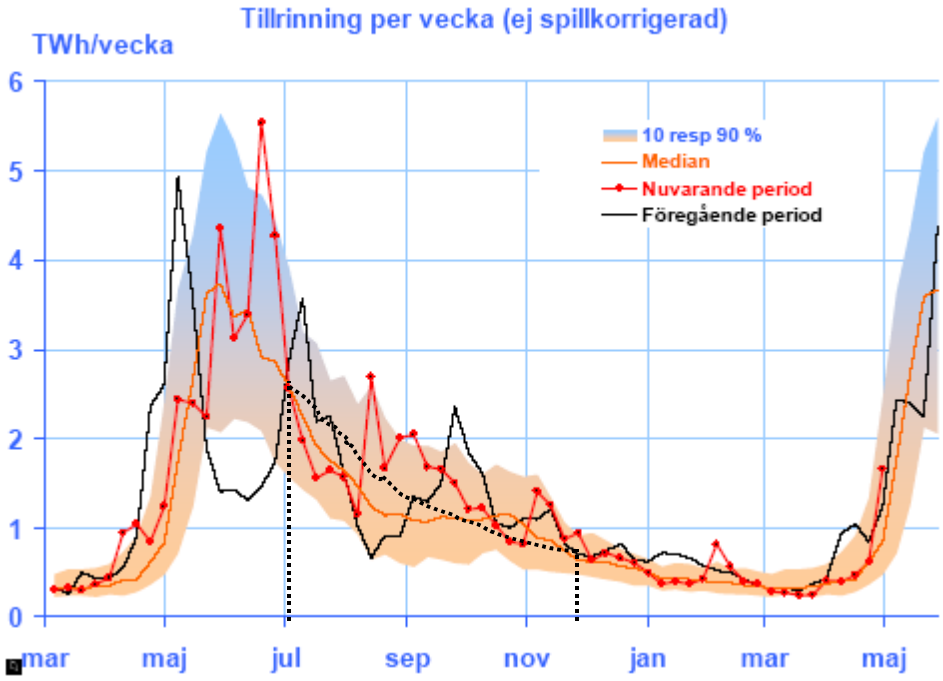
utifrån historiska data om fyllnadsgraden i vattenmagasinen, vattentillrinningen och vattenkraftproduktion kopplat till solelsproduktionen och elbehovet över året. Resonemanget är naturligtvis sårbart eftersom normalåret sällan uppträder utan utgör ett medelvärde av våtår och torrår. Ett troligt samband mellan torrår och mycket sol bör dock finnas varför en positiv synergieffekt mellan solel och torrår bör finnas. För att inte riskera naturkatastrofer vid kraftig och häftig nederbörd bör det också finnas en marginal i magasinen. Denna har inte tagits hänsyn till i nedanstående resonemang.

Maximal fyllnadsgrad i Nordens vattenkraftmagasin motsvarar 120 TWh varav Sverige har 34 TWh. Enligt figur 6.4 är magasinsfyllnaden som störst under tiden augusti tom december och då relativt jämn och har genomsnittligt legat på ca 80 %. Detta beror på den stora tillrinningen under maj tom juli när snösmältningen sker vilket visas i figur 6.5.

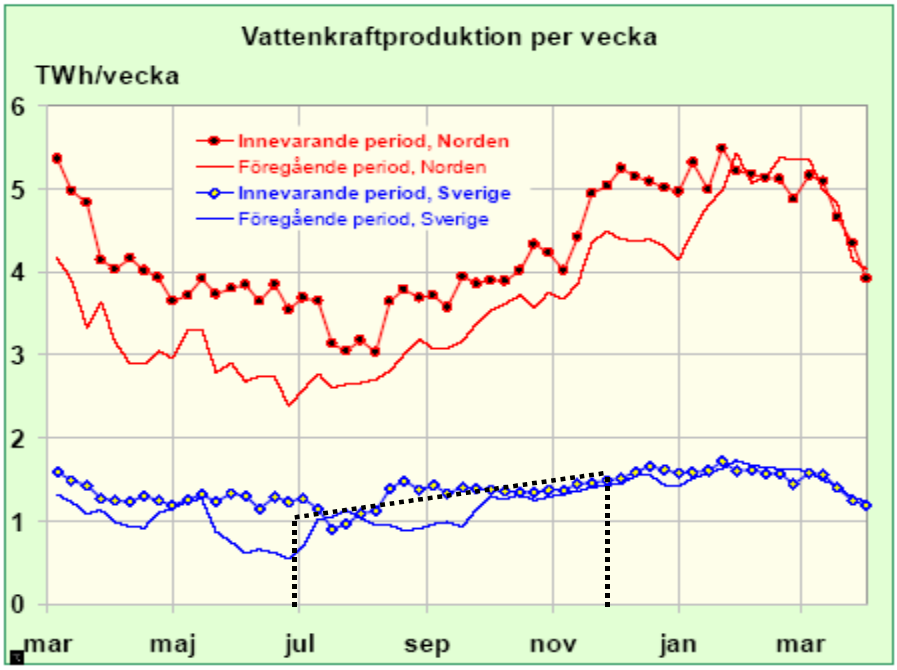
Eftersom tillrinningen och vattenkraftproduktionen under denna tid ungefär är lika stor enligt figur 6.5 respektive 6.6 (arean begränsad av streckade linjer), ca 23 TWh, skulle genomsnittligt över åren således 6,8 TWh (20 %av 34 TWh) ytterligare kunna lagras årligen i vattenmagasinen.



Figur 6.4 Magasinsfyllnaden i Sverige över året (Svensk Energi, 2006)

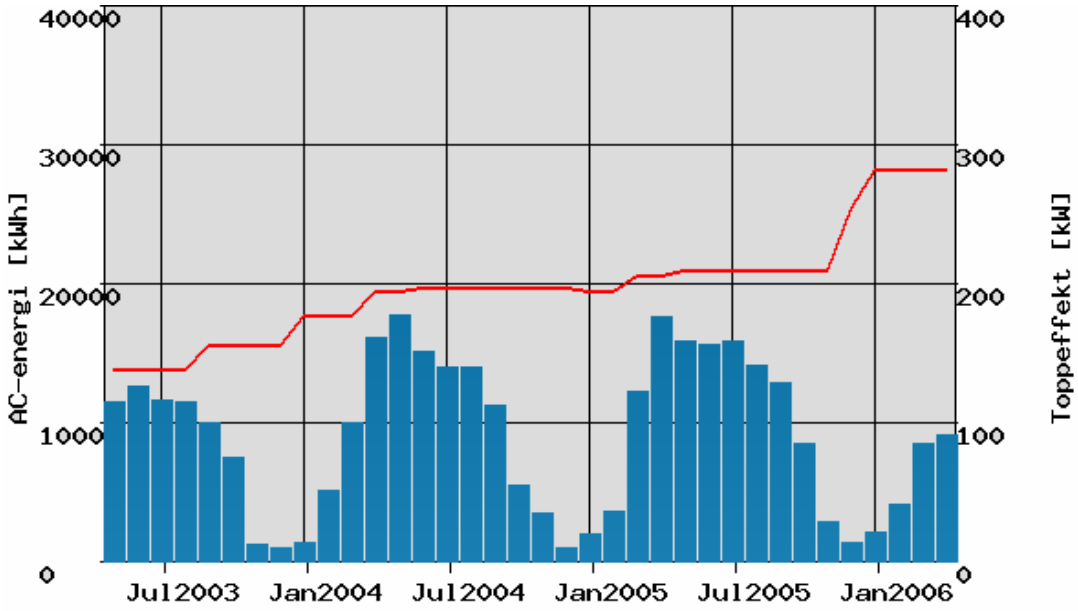


Figur 6.5 Tillrinningen till svenska magasin över året. Från juli till och december är tillrinningen genomsnittligt ca 23 TWh (Svensk Energi, 2006)



Figur 6.6 Vattenkraftproduktion i Sverige över året. Under tiden juli till och med december produceras ca 23 TWh. (Svensk Energi, 2006)

Solelsproduktionen sker samtidigt med den höga vattentillrinningen och relativt mycket när magasinsfyllnadsgraden är maximal det vill säga under augusti tom december, se figur 6.7. Utifrån denna produktionsstatistik uppskattas att ca 30 % av årets solelsproduktion sker under denna tid (Elforsk, 2006). Detta begränsar möjligheterna att obegränsat installera solcellsanläggningar utan att vidta åtgärder i kraftsystemet av regleringskaraktär. Dessutom kommer den planerade vindkraftsutbyggnaden på ca 15 TWh att kräva en större andel reglerkraft (läs vattenkraft). Utbyggnadsmässigt kommer troligtvis vindkraften före en kommersiell utbyggnad av solel och därmed minskar utrymmet för solel att använda magasinen för reglering. Utbyggnad av solel utöver detta utrymme kräver således ny utbyggnad av reglerkraft alternativt fler kablar till övriga Europa.



Figur 6.7. Solelsproduktionen i Sverige. (Källa Elforsk)

Andelen av vindkraftproduktionen under tiden när vattenmagasinen är som mest fyllda d.v.s. augusti tom december bedöms utifrån den svenska vindkraftstatistiken (Elforsk, 2005) utgöra ca 1/3 av årsproduktionen. Det skulle betyda att, om 15 TWh byggs ut, ca 5 TWh av utrymmet i vattenmagasinen tas i anspråk för att kunna primagöra vindkraften.

Kvar för solelslagring blir således 1,8 TWh och med 30 % av produktionen förlagd till de kritiska månaderna kan således de svenska vattenmagasinen teoretiskt klara en utbyggnad av ca 6 TWh solelsproduktion dvs ca hälften av premium-potentialen.

Motsvarande resonemang kan naturligtvis göras för hela det nordiska kraftsystemet och med de mycket stora norska vattenmagasinen skulle potentialen för både vindkraft och solel öka betydligt. Detta förutsätter dock att inga överföringshinder finns samt att uttagsmönster o.d. inte ändras i och med en avreglerad elmarknad och ökade överföringskablar till övriga Europa.

En annan faktor utgör den förmodade klimatförändringen med dels ökat elbehov under sommaren för kylning, vilket ökar solelspotentialen, dels ökad nederbörd vilket minskar potentialen. Eventuellt kortare vintersäsong minskar behovet av lagringskapacitet och ökar därmed möjligheten för vind- och solelslagring.

6.5 Slutsats

Studien visar att kraftföretagens relation till solcellsel är komplex. Solcellsel i sig utgör ett attraktivt inslag i landets energimix då solceller har en bra miljöprofil, en låg driftskostnad och kan ersätta elproduktionssystem med sämre miljöprofil, högre driftskostnader och lägre investeringskostnader. I teorin skulle ett tillräckligt högt investeringsbidrag kunna motivera investeringar i solceller. Beräkningarna i studien visar emellertid att investeringskostnaderna är mycket höga för solceller – såväl idag som på kort och lång sikt. På medellång sikt, 2020, beräknas produktionskostnaden bli mellan 3 och 5 SEK/kWh och på längre sikt, 2050, 1 á 2 SEK/kWh.

Skillnaden mellan annan kraftteknik och solel minskar om externa kostnader inkluderas; kostnadsskillnaden mellan solel och vindkraft påverkas emellertid inte av våra nuvarande styrmedel varför kraftföretagen prioriterar vindkraft och troligen kommer att göra så under en relativt lång tid framöver. Ifall efterfrågan av solel eller solelsanläggningar ökar kan kraftföretag som även fungerar som elhandelsbolag emellertid komma att se ett högre värde i solel då det möjliggör en ökad produktportfölj. Vi ser emellertid inte att detta högre värde kommer att leda till någon nämndvärd investering i solceller i en nära och medellång framtid då kostnaderna för solceller kommer att vara relativt höga.

Resultaten visar även att en ”mindre” utbyggnad av solcellsel i Sverige kommer inte att kräva någon extra reservkapacitet för att primagöra solelen utan befintliga vattenkraftmagasin är tillräckliga. Vid en större utbyggnad måste troligen kostnadskrävande åtgärder vidtas för att primagöra solelen. En grov uppskattning visar att vi i dagens system, och en planerad vindkraftsutbyggnad på ca 15 TWh, kan klara en utbyggnad av ca 5 TWh solelsproduktion. I studien beaktas inte kostnaden för kompletterande effektutbyggnad eller kapacitetsökning av existerande vattenmagasin eller ändrat användningsmönster för existerande vattenmagasin.

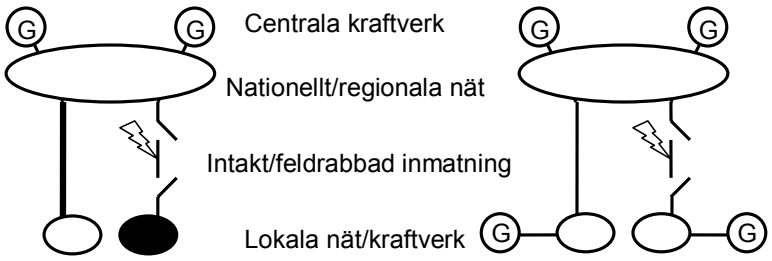
Resultaten visar även att de kraftföretag som är balansansvariga men inte äger reglerbar vattenkraft kan komma att mötas av större utmaningar om de investerar i solceller, eftersom snabb reglering av exempelviskärnkraft och kolkraft inte lämpar sig säkerhetsmässigt eller miljömässigt.

I studien diskuteras inga förändringar i kraftsystemet på längre sikt. På 50-års sikt skulle produktionsalternativen mycket väl kunna se annorlunda ut än idag, liksom behovet av energi och effekt. Dessutom skulle användningsmönstret av existerande vattenmagasin kunna komma att ändras. På lång sikt är det mycket osäkrare att säga något om solelens konkurrenskraft för kraftföretagen.

7. Solel ur nätägarens perspektiv

Sedan elmarknadens omreglering i Sverige 1996 har rollerna hos el-producerande företag och nätföretag renodlats. För elproducenter handlar det om att ha en produktionsapparat som ekonomiskt står sig väl i konkurrensen med andra producenter. Nätägare däremot, konkurrerar inte utan har i sitt koncessionsområde ett naturligt monopol på sin infrastruktur för transport av elenergi mellan leverantörer och förbrukare. Målet för ett sådant företag är att med tillräcklig leveranssäkerhet hålla nere kostnaderna. Monopolsituationen föranleder reglering av företagets rättigheter och skyldigheter. Sålunda är ett nätföretag skyldigt att ansluta produktionsanläggningar om vissa tekniska krav uppfylls. Konkret kan nätägaren alltså inte direkt påverka om en ny produktionsanläggning är exempelvis ett vindkraftverk, en kraftvärmeanläggning eller är baserad på solceller. Valet mellan dessa alternativ har naturligtvis betydelse för exempelvis utformning och drift av elnätet. Konkurrenskraft för solel ur nätägarens perspektiv handlar i denna rapport därför inte primärt om ekonomiska kalkyler utan om på vilket sätt en storskalig anslutning av solelanläggningar påverkar nätägarens verksamhet. Detta behandlas i första hand tekniskt medan de ekonomiska konsekvenserna huvudsakligen berörs på ett kvalitativt sätt. Kopplingen mellan teknik och ekonomi är dock tydlig. De anslutningsregler som nätägaren formulerar och som varje elproducent måste uppfylla kan vara olika krävande. På områden som elsäkerhet, skydd av utrustning, el-kvalitet och leveranssäkerhet kan kraven vara olika långtgående och därigenom påverka kostnaderna för produktionsanläggningen.

Nätägarens inställning till anslutning av ny elproduktion kan spela stor roll för hur höga krav som ställs. Exempelvis kan ny elproduktion i vissa fall fördröja nyinvesteringar i elnätet medan de i många fall tidigareläggs. Nationella ställningstaganden påverkar också och anslutningsregler i olika länder och för olika typer av elproduktion behandlas. Sedan införandet av nätnyttomodellen fokuserar flertalet svenska distributionsföretag för närvarande på avvägningen mellan hög leveranssäkerhet och låga nätavgifter, varför anslutning av småskalig elproduktion på många håll har lägre prioritet. I andra länder såsom Danmark och Nederländerna är situationen en helt annan och småskalig elproduktion har där behandlats på ett annat sätt och står idag för i storleksordningen hälften av elproduktionen. Särskild uppmärksamhet ägnas här åt hanteringen i Nederländerna.



Figur 7.1 Konventionellt kraftsystem (vänster) och med lokal elproduktion (höger).. Lokal generering avlastar överliggande nät, och kan ge upphov till ödrift vilket är självständig drift av ett lokalnät (lokalnät längst till höger). Avsiktlig ödrift är ett alternativ till strömavbrott (här svartmarkerat) vid fel på anslutande ledningar, medan oavsiktlig ödrift utgör en fara och bör undvikas med hjälp av ödriftsskydd.

Utformning och drift av eldistributionsnät har under många decennier baserats på antagandet att effekt matas in i en punkt och sedan fördelas till alla förbrukare i ett trädformat nät. Införandet av elproduktion i distributionsnätet bryter uppenbart mot detta antagande och framtvingar förändringar av olika karaktär. Eftersom människoliv kan stå på spel har elsäkerhetsaspekter ofta högsta prioritet och behandlas även här. Vid avbrott i den huvudsakliga inmatningen av el i en del av ett distributionsnät kan småskaliga elproduktionsanläggningar fortsätta att spänningssätta nätet varvid ett önät uppstår, se Figur 7.1. Eftersom nätägaren inte kan garantera normal spänning och frekvens i ett sådant nät bör situationen undvikas. All elproduktion ska därför vara utrustad med så kallat ödriftsskydd som känner igen situationen och kopplar bort anläggningen. Möjliga följder inbegriper annars utrustningshaverier, men framförallt att personer skadas, särskilt om de förutsätter spänningslöshet. Kraven på ödriftsskydd är en kontroversiell fråga som genom sin koppling till elsäkerhet men även tillverkningskostnad och leveranssäkerhet har stor tyngd och tas därför upp även här. Med en oregelbunden elproduktion i distributionsnätet påverkas förluster och spänningar i elnätet på ett nytt sätt jämfört med tidigare när bara elförbrukningen varierade. Här beskrivs hur man kan analysera detta och speciellt inverkan av solel. Ny småskalig elproduktion ansluts ofta till distributionsnät genom kraftelektroniska omvandlare. Dessa erbjuder ett antal styrmöjligheter som nätägaren kan dra nytta av, vilket beskrivs här.

Alla sätt som solelanläggningar och annan elproduktion i distributionsnätet påverkar nätet med, se översikt i Verhoeven (1998), tas inte upp här. Ett urval har gjorts och följande fenomen behandlas ej: Inmatningen av effekt påverkar felströmmar som elnätets kortslutningsskydd mäter och kan därmed inverka på dess funktion. Kraftelektroniska omvandlare anslutna till elnätet utan transformator medför en risk för inmatning av likström. De kan också påverka mängden övertoner i nätet.

7.1 Anslutningsregler och riktlinjer

Det finns många vinster med att ha tydliga regler för installation av solelanläggningar. Både tillverkare och installatörer kan effektivisera sin verksamhet. Risken för fel vid nyanläggning och drift minskar eftersom reglerna baseras på tillgänglig erfarenhet på området. Internationell harmonisering bidrar ytterligare till att öka marknaderna för tillverkare och att därigenom reducera tillverkningskostnaderna genom färre produktversioner och större serier. I inledningen till en IEA-jämförelse av nätanslutningsvillkoren för solelanläggningar Panhuber (2001) påpekas det dessutom att icke-tekniska hinder ofta göms bakom tekniska argument. Genom att komma överens i tekniska frågor kan alltså även andra problem ibland undanröjas.

Att formulera anslutningsvillkor handlar i hög utsträckning om att finna ett enhetligt sätt att förhålla sig till elsäkerhet och driftsäkerhet som är tillfredsställande för alla parter. Vilka parter som känner sig berörda kan dock förändras, vilket visas här med exempel om driftsäkerhet från vindkraftområdet. Elsäkerhet kan hanteras på många sätt, vilket tydligt framgår av den internationella IEA-jämförelsen. På detta område är Nederländerna och Tyskland föregångsländer, varför situationen där beskrivs.

7.1.1 Anslutning av solel i Sverige

I Elforsk-rapporten Hosini & Krohn (2004) redogörs på ett mycket direkt sätt situationen vad gäller standarder och riktlinjer för nätanslutning av solel i Sverige. Här återges delar av materialet. Vid nätanslutning av en solelanläggning i Sverige har man för inkopplingen rent tekniskt ett antal standarder och anvisningar att följa:

- Starkströmsföreskrifterna ELSÄK-FS 2004:1 (Elsäkerhetsverket, 2004);
- Svensk standard SS 436 40 00 Elinstallationsreglerna (Svenska Elektriska Kommissionen, 2003)
- Svensk standard SS 437 01 40 Anslutning av lågspänningsinstallationer till elnätet (Svenska Elektriska Kommissionen, 2000);
- AMP (2001), Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet från Svensk Energi.

Till detta kommer eventuellt bygglov från kommunen, avtal med nätägare om anslutning och elhandel och ansökan om elcertifikat hos Energimyndigheten. Elkvaliteten i anslutningen regleras också av EN 50.006 motsvarande Svensk standard SS 421 18 11.

Bland internationella standarder är enligt Hosini & Krohn (2004) främst IEC 61727 "Photovoltaic (PV) systems –characteristics of the utility interface" relevant. Denna är dock översiktlig och revideras för att bli mer detaljerad och därigenom mer praktiskt användbar. Ett antal nya IEC-normer är också under utarbetande. Den nya upplagan av IEC 61727 tar under skydd och personsäkerhet upp följande aspekter:

- Ödrift
- DC-injektion
- Felbortkoppling
    - Jordning
    - Transientskydd
    - Kortslutningsskydd
- Frånkopplingsanordning

Hosini & Krohn (2004) påpekar när det gäller normer och guider avslutningsvis att det i Sverige finns ett behov av en installationsguide som tar upp just ödrift, DC-injektion och frånkopplingsanordning. Dessa punkter är centrala också i den internationella jämförelsen av anslutningsvillkor för solel i Panhuber (2001), som nedanstående kortfattade beskrivningar av regelsituationen Tyskland och Nederländerna baseras på.

7.1.2 Anslutning av solel i Tyskland

Reglerna i Tyskland 2001 baseras främst på VDE 0100 Teil 712 Photovoltaikanlagen, som är den tyska versionen av IEC 60384-7-712. Anmärkningsvärt är att arbetet med den tyska versionen från 1998 avslutats, medan IEC-versionen 2001 fortfarande var under utveckling. Vidare finns en standard DIN VDE 1026 huvudsakligen om ödrift och test av ödriftsskydd. Slutligen finns anvisningar reviderade 2000 från Verband der Elektrizitätswirtschaft (motsvarande Svensk Energi), som inte är juridiskt bindande men används i avtalen mellan anläggningsägare och nätägare. Därutöver är lokala regler möjliga.

I Tyskland (och Österrike) föreskriver man på ett speciellt sätt hur spänning, frekvens, nätimpedans och läckströmmar till jord ska övervakas. Detta görs efter erfarenheter på 1990-talet efter problem med föreskrivna ödriftsskydd, frånkopplingsanordningar och funktionsprov av nätföretag, se SMA (2000). Man går så långt att man i en standard DIN VDE 1026 beskriver exakt funktion hos det man på tyska kallar ENS (Einrichtung zur Netzüberwachung mit jeweils zugeordnetem Schaltorgan) och på engelska MSD (Mains monitoring units with allocated all-pole Switching Devices). Denna enhet detekterar onormala driftsituationer såsom ödrift, extrem spänning eller mer än 1 A DC-injektion och kopplar då bort anläggningen från elnätet. Utöver detta har ENS en så kallad watchdog-funktion som gör att bortkoppling även sker om ENS-datorn stannar. ENS anses hantera ödrift på ett tillfredsställande

sätt och ge så hög säkerhet att anläggningar med ENS inte behöver ha externt åtkomlig frånkopplingsanordning och inte heller behöver testas vart tredje år av nätägaren. ENS eliminerar kort sagt de viktigaste problemen man tidigare haft.

I övrigt är reglerna inte så detaljerade och på flera av jämförelsepunkterna i IEA-översikten såsom kablage, DC-säkringar, kopplingslåda finns inga krav.

Reglerna för handel med solel i Tyskland är gynnsamma. Nätbolaget är enligt lagen om förnyelsebar energi – "Gesetz für den Vorrang Erneubaren Energien"(Erneubaren-Energien-Gesetz EEG) – förpliktade att köpa elen från solelanläggningar. Detta görs med tariffer som baseras på byggåret och är fasta i tjugo år. För anläggningar som togs i drift år 2001 låg ersättningen exempelvis på 0,99 DM per kWh. Med denna höga nivå är det inte orimligt att ta ut en årlig hyra på 20-50 EUR för mätaren, som oftast ägs av nätägaren.

Framgången för solel i Tyskland tycks alltså bero på ett antal faktorer. Förmånliga ekonomiska villkor genom statlig styrning är mycket viktigt. Vidare har man ett långt kommet standardiseringsarbete som ställer tydliga krav och i gengäld ger lättnader.

7.1.3 Anslutning av solel i Nederländerna

I Nederländerna baseras anvisningarna dels på allmänna regler för decentraliserad generering upp till 5 kVA. Dels finns särskilda riktlinjer för nätanslutning av solelanläggningar NEN 1010, som i sin tur hänvisar till IEC 60384 och CENELEC HD 384-serien. Även de Nederländska reglerna förväntas ligga till grund för IEC 60384-7-712.

I IEA-jämförelsen är överensstämmelsen med de tyska reglerna stor men skillnader förekommer. DC-injektion tillåts inte men här anges ingen gräns. Inga punkter lämnas utan beskrivning och sålunda finns det anvisningar om i stort sett allt inklusive kablage och kopplingslåda. Det viktigaste är dock frånvaron av krav på ENS i Tyskland. Faktum är att man i många länder anser ENS vara onödigt begränsande och ett hinder för teknikutvecklingen och menligt för införandet av småskalig och förnyelsebar elproduktion, Woyte (2001). I stället föreskrivs enklare ödriftsskydd som reagerar vid ovanligt låg eller hög spänning eller frekvens. Trots att man därmed inte har särskilt avancerade ödriftsskydd behövs inte externt åtkomlig frånkopplingsanordning.

Mätning och elhandel regleras i kontrakt mellan nätägare och anläggningsägare. Småskalig elproduktion behandlas väl. Helt eller åtminstone delvis beroende på att lagstiftningen visar noll-tolerans mot nätägare när det gäller hinder för anslutning av förnyelsebara energikällor.

Det framgår ur ovanstående att framgången för solel i Nederländerna grundar sig på dels aktivt standardiseringsarbete med tydliga anvisningar, dels en lagstiftning som förhindrar diskriminering av småskalig produktion. Däremot behandlas inte solel särskilt utan det handlar om en allmän satsning på småskalig elproduktion, varför detta behandlas närmare i nästa avsnitt.

7.1.4 Anslutning av DG i Nederländerna

År 2001 kom enligt Marín (2001) över 40% av elproduktionen i Nederländerna från produktionsanläggningar anslutna till distributionsnätet – ca 40% från kraftvärmeverk och en mindre del från förnyelsebara källor. Distributionsföretagen följer anslutningsvillkor uppställda av sin branschorganisation EnergieNed och upplever inte några problem med anslutning av små kraftverk. Detta skiljer sig anmärkningsvärt från de flesta andra länder där siffrorna är låga och det pratas mycket om hinder av olika slag och några förklaringar ges i Marín (2001).

En förklaring till skillnaden ligger i att ellagen som skrevs om 1989 för att åtskilja nätverksamhet från produktion tillät nätföretagen att äga kraftverk på upp till 25 MWe (elektrisk effekt). Eftersom landets energipolitik gynnar kraftvärmeproduktion och det finns stora naturgastillgångar och ett utbyggt gasnät blev det både intressant och lönsamt för nätägarna att även bygga och driva kraftvärmeverk. Det faktum att distributionsföretagen själva drev introduktionen av mindre kraftverk gör situationen mycket annorlunda från alla andra länder där nät och kraftverk ägts av olika organisationer. Det har hela tiden funnits ett intresse att hitta lösningar på tekniska problem varför dessa inte har blåsts upp till konflikter som annars är vanligt. När mängden mindre kraftverk blev så stor att de påverkar kraftsystemet var det naturligt att nätföretagen på ett konstruktivt sätt utarbetade krav som ger anläggningar med ett acceptabelt beteende.

En annan förklaring till den positiva inställningen till nätanslutning av småskalig generering är att distributionsnäten i Nederländerna överlag är kraftigt dimensionerade. Detta gör att inmatning av el i nät utformade för att försörja förbrukare inte har så stor inverkan. Mer glest befolkade områden såsom landsbygden i Sverige har större geografiska avstånd och nät som är mer känsliga i detta avseende.

De anslutningsregler för mindre kraftverk som fanns före 1989 omfattade anläggningar anslutna till lågspänningsnätet, enheter på upp till 5 MWe och större än 5 MWe. Dessa regler riktade sig till företag utanför elsektorn, men när de nya reglerna utgivna av EnergieNed godkändes 1994 gjordes ingen skillnad på vem som äger kraftverket. I samband med avregleringen av elmarknaden kom nya bestämmelser som trädde i kraft 1 januari, 2000. Oavsett dessa så har de tidigare reglerna haft en stor inverkan på utvecklingen.

En stor andel småskalig elproduktion gör att det inte uppfattas som undantag utan som regel. Detta är viktigt för alla sorters beslutsfattare, men innebär även att personal som utför arbete i nätet inte kan räkna med att elnätet alltid görs spänningslöst så som är normalt i Sverige idag. I stället övergår man då allt mer till så kallat arbete med spänning, vilket är på frammarsch även i Sverige av kursutbudet att döma.

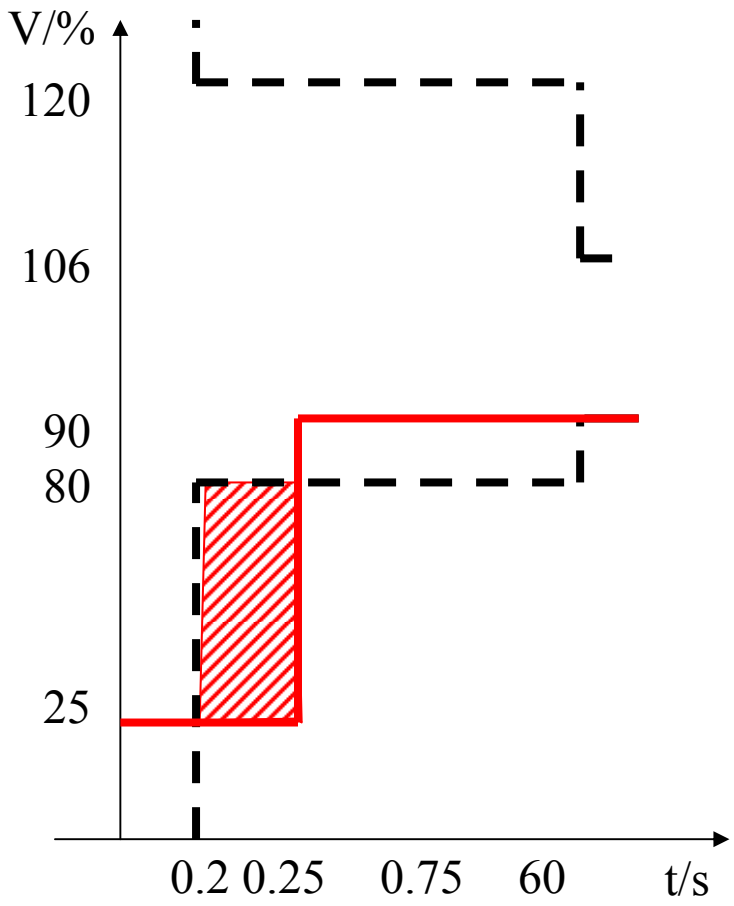
7.1.5 Driftsäkerhet

Anslutning av solel i den omfattning den har idag i Sverige har en mycket lokal inverkan på kraftsystemet. Om solel i en framtid skulle komma att stå för en påtaglig andel av elproduktion blir situationen annorlunda. Antagligen kommer reglerna för anslutning att utvecklas på samma sätt som på vindkraftområdet.

När vindkraftverken är få och små och verk ansluts till låg- och mellanspänningsnätet har de bara lokal inverkan på elnätet. Att varje nätföretag har egna regler är dock opraktiskt varför Svenska Elverksföreningen 1999 utarbetar en publikation – AMP – som revideras redan 2001 (AMP, 2001). AMP är ett hjälpmedel för nätägare för att bedöma vilka åtgärder som behövs vid anslutning av vindkraftverk. Publikationen behandlar främst anslutning av enstaka vindkraftverk till distributionsnätet, men vindparker och solelanläggningar berörs också. Viktiga punkter är nätåterverkan och elkvalitet, krav på reläskydd och energimätning. Samtliga dessa aspekter är viktiga både för kraftverksägaren och också nätägaren. Vid avvikelser i spänning förespråkas måttliga toleranser enligt figur 7.2 innan bortkoppling rekommenderas. Genom detta tar kraftverksägaren en liten risk för skador på sin anläggning. Om alla produktionsanläggningar snabbt kopplas bort vid störningar behöver nätägaren inte ta hänsyn till dessa vid eventuellt strömavbrott och efterföljande spänningssättning.

Sedan mängden vindkraft i Danmark och Tyskland ökat så mycket att den påverkar hela kraftsystemet på nationell nivå, inför transmissionsföretagen Elkraft System, Eltra och E.ON Netz regler för vindkraft 2003. Svenska Kraftnät följer efter och ger ut motsvarande regler 2005, SvKFS 2005:2. I dessa krävs för vindkraftanläggningar större än 1500 kW att spänningsvariationer enligt figuren ovan ska uthärdas *utan bortkoppling.*

De större och fler vindkraftverken väntas nu påverka driften av det nationella storkraftnätet som Svenska Kraftnät ansvarar för. Särskilt ska all elförbrukning i varje ögonblick tillgodoses med produktion. Större kraftverk som anses bidra till denna balans ska också uppfylla krav på störningstålighet. Dessa krav har länge ställts på kärnkraftenheter och större vattenkraftverk, men nytt är alltså att många små enheter tillsammans också anses viktiga. Att detta är ekvivalent har man erfarit i Danmark där en enda kortslutning med tillhörande tillfälliga spänningssänkning den 18 februari 1996 slog ut ett stort antal kraftverk på tillsammans 300 MW. Ett av kraftverkan låg 150 km från felet.



Figur 7.2 Spänningsprofil enligt AMP 2001 (streckad) och Svenska Kraftnät 2005 (heldragen). Spänningen anges här i procent av nominellt värde i kraftverkets anslutningspunkt som funktion av tiden i sekunder. I samband med störning rekommenderas anläggningen att kopplas bort om spänningen går utanför de streckade linjerna, samtidigt skall den fortsätta leverera om spänningen är över den heldragna linjen.

Som framgår av figurerna står kraven i konflikt med varandra och kan inte uppfyllas samtidigt, vilket påpekades i Jäntti (2003). Det naturliga är att åter omarbeta AMP, vilket för närvarande pågår. Dessutom pågår arbete med ASP – Anslutning av större produktionsanläggningar – om stora vindkraftanläggningar.

Kraven måste alltså anpassas till utvecklingen av anläggningarna och deras spridning. Men faktum är att det omvända också gäller. Den tekniska utvecklingen styrs i hög grad av de krav som ställs, vilket framgår ur exempelvis Enercon (2005). De ekonomiska drivkrafterna är stora då olika länder som beskrivs i Jauch et al. (2005) har olika krav. Att uppfylla anslutningskriterierna för ett land ger därmed tillträde till en ny marknad.

7.1.6 Nätanslutningskostnader

Jämfört med andra produktionsformer levererar solelanläggningar små energimängder. Det blir därmed kritiskt vilka kostnader en anläggning kan bära. Nätägaren får debitera varje elproducent en kostnad för anslutning. Vidare ska innehavare av anläggningar mindre än 1500 kW betala den del av nättariffen som motsvarar årlig kostnad för mätning, beräkning och rapportering. Även om detta från nätägarens perspektiv är att tillmötesgå mindre producenter kan det ändå omöjliggöra lönsamhet just för solelanläggningar, se Stridh (2005). Just denna fråga ingår i ett annat samtidigt Elforsk-projekt.

7.1.7 Slutsatser

En förutsättning för en stark tillväxt av solelanläggningar är att det finns tydliga och detaljerade anvisningar om hur anslutning ska göras. Jämfört med Tyskland och Nederländerna ligger Sverige efter. Detta gäller särskilt direkt nätansluten solel.

En avgörande skillnad mot Sverige är den beslutsamhet att införa ny kapacitet för elproduktion de två länderna uppvisar. I Nederländerna handlar det om småskalig kraftvärme och i Tyskland om förnyelsebara elenergikällor. I Sverige prioriteras däremot ekonomi och det som är lönsamt får genomslag. För att nätanslutna solelanläggningar skall få ett genomslag framstår tydligt ett behov av att ytterligare anpassa kostnaderna för mätning så att de tar hänsyn till solelanläggningars ekonomiska situation med höga investeringskostnader och låga intäkter från energiförsäljning.

Som visas på vindkraftområdet går anslutningsregler igenom utvecklingsfaser. I det avseendet ligger solel långt efter vindkraft. Även där återstår dock internationell harmonisering av reglerna.

De olika prioriteringarna i Tyskland och Nederländerna har givit olika uppsättningar anslutningsregler. De fungerar bra i respektive land, men att harmonisera dessa i en IEC-standard tycks svårt. En viktig stötesten är skillnaden i krav på ödriftsskydd, som behandlas i nästa avsnitt.

7.2 Ödriftsskydd

Ödrift innebär att en mindre del av kraftsystemet kopplas bort från resten och fortsätter att vara spänningssatt. Ödrift kan vara avsiktlig som vid alla former av reservkraftanvändning. Exempel på detta är vid strömavbrott då ett sjukhus i stället får sin el från eget reservkraftaggregat eller datorsystem försörjs av batterier. Pappersbruk har egen el-generering och kan redan vid risk för strömavbrott vid annalkande åskväder välja att övergå till ödrift och

förlita sig på sin egen elproduktion. I samtliga dessa fall finns utrustning för att genomföra ödrift med tillräcklig elkvalitet. Om sådan saknas kan ödrift i stället bli en säkerhetsrisk. Spänning och frekvens kan avvika från normala värden så att utrustning eller personer skadas. Detta gäller dels om normaldrift antas men framför allt om man förväntar sig spänningslöshet. För nätägaren är oavsiktlig ödrift huvudsakligen en skaderisk för personal som ska arbeta i anläggningarna. Det är också ett hinder då man gör omkopplingar i nätet i syfte att återställa driften. För att undvika skador på anläggningar kräver det utrustning som normalt inte finns på plats då den inte krävs vid spänningssättning av spänningslöst nät.

För att undvika oavsiktlig ödrift föreskrivs ödriftsskydd[6] hos alla elproduktionsenheter som ansluts till distributionsnätet. Ett sådant skydd ska detektera att ödrift har inträffat och koppla bort enheten från nätet. Ett centralt problem är att man önskar både pålitlighet och tillförlitlighet. Skyddet ska alltså reagera varje gång ödrift inträffar, men aldrig annars. I praktiken är det svårt att lyckas helt med detta. I avvägningen mellan pålitlighet och tillförlitlighet prioriteras naturligt pålitlighet. De resulterande oönskade bortkopplingarna (eng. nuisance trips) gör att ödriftsskydd ofta anses inverka menligt på leveranssäkerheten hos små kraftverk.

Det finns idag många olika typer av ödriftsskydd som tillhör huvudgrupperna interna passiva, interna aktiva eller externa metoder. Vilken typ av ödriftsskydd som ska föreskrivas är den kanske mest kontroversiella tekniska frågan inom nätanslutning av DG generellt och solcellssystem speciellt. Ingen sort uppfyller alla krav, vilket gör översikter och jämförelser intressanta, se Stråth (2005), Hacker et al (1999) och Bower och Ropp (2002). I den senare understryker man att ingen rankning görs.

7.2.1 Interna passiva metoder

Passiva metoder försöker att detektera ödrift enbart baserat på olika lokalt uppmätta storheter, se tabell 7.1.

Tabell 7.1 Interna passiva metoder för ödriftsskydd, undersökta i Bower och Ropp (2002).

Namn	Mäter	Kriterium för ödrift
Under-/överspänning	Spänning	$U>U_{max}$, $U<U_{min}$
Under-/överfrekvens	Frekvens	$f>f_{max}$, $f<f_{min}$
Fashopp	Spänningens fasvinkel	$\lvert\varphi_{förväntad}-\varphi_{mätt}\rvert>\varphi_{max}$
Övertoner i spänningen	Övertoner i spänningen	Förhöjd övertonshalt
Övertoner i strömmen	Övertoner i strömmen	Förhöjd övertonshalt

[6] Eng. Loss of mains protection, loss of grid protection, anti islanding protection, islanding protection

Övergången till ödrift sker oftast via en kraftig förändring av spänning och frekvens. Ovanligt hög eller låg frekvens eller en frekvens som ändras snabbt innebär att man fått obalans mellan producerad och förbrukad aktiv effekt, vilket är typiskt vid övergång till ödrift. Vanligaste anledning till att ett önät uppstår är bortkoppling av en kortslutning i överliggande nät. I samband med kortslutningen blir spänningen låg, vilket kan betraktas som förstadiet till ödrift. En stor fördel med de passiva metoderna är att skydd mot extrem spänning och frekvens ändå behöver finnas och att funktionen ödriftsskydd därmed i praktiken inte ger någon extra kostnad.

Nackdelen med ödriftsskydd baserade på passiva metoder är att de har problem med flera situationer. Det är inte sannolikt att ödrift uppstår med exakt balans mellan producerad och förbrukad effekt men det kan förekomma. I ett sådant fall blir det ingen transient som kan detekteras och skyddet missar att ödrift uppstått. Omvänt finns det transienter vid kopplingar och särskilt motorstart som skyddet inte ska reagera på. Kraven på att genereringsenheter ska uthärda störningar i spänning och frekvens utan att kopplas bort blir allt hårdare, se avsnittet om Driftssäkerhet ovan. Ödriftsskydd inställda för att detektera när spänning eller frekvens faller utanför kraven från transmissionsnätsoperatören kan därför i många fall missa övergång till balanserad ödrift, Stråth (2005). Metoderna baserade på övertoner påverkas av elektriska egenskaper hos annan utrustning i nätet, Bower och Ropp (2002).

7.2.2 Interna aktiva metoder

Efter insikten om att ödrift kan uppstå utan att det märks i spänning och frekvens har aktiva metoder utvecklats, se tabell 7.2.

Tabell 7.2 Interna aktiva metoder för ödriftsskydd undersökta i Bower och Ropp (2002).

Namn	Funktionsprincip
Impedansmätning	Varierar ström och mäter spänning
Impedans vid viss frekvens	Inför överton i ström och mäter motsvarande spänning
Frekvensdrift	Försöker driva frekvensen utanför acceptabla gränser
"Sandia Frequency Shift"	Försöker driva frekvensen utanför acceptabla gränser
Frekvenshopp	Lägger tidvis ut slumpvis vald frekvens och mäter om detta påverkar spänningen.
"Sandia Voltage Shift"	Försöker driva spänningen utanför acceptabla gränser
ENS eller MSD	Impedansmätning kombinerat med över-/underspänning eller –frekvens.

Dessa använder kraftelektroniken för att på något sätt påverka kraftsystemet och ge något mätbart även i önät med balans. Ett sätt är att variera strömmen till nätet och att mäta hur stor inverkan detta har på spänningen.

Detta ger ett mått på nätets kortslutningsimpedans som typiskt är väsentligt större vid ödrift än normal drift. Om samma metod används vid annan frekvens än grundtonens behöver en övertonsström införas. En svårighet för impedansmetoderna är dock att välja lämpliga gränsvärden på den uppmätta impedansen som tydligt urskiljer situationen med ödrift. Ett flertal metoder finns också där frekvensomriktaren på olika sätt försöker reglera frekvensen bort från den nominella. Om detta lyckas tolkas det som att ödrift är ett faktum. En metod för att driva ner spänningen under lägsta tillåtna gräns så att underspänningsskyddet löser ut finns också. ENS/MSD enligt DIN VDE 1026 har beskrivits ovan och kombinerar impedansmätning med en passiv metod. Speciellt är att båda dessa metoder har varsin brytare vilket ger redundans och dessutom sker självtest vid start av omriktaren. Gemensamt för alla de aktiva metoderna är att de i olika hög grad försämrar elkvaliteten och att de fungerar sämre när det finns många anläggningar i samma distributionsnät eftersom de kan samverka på ett negativt sätt. Nya varianter av ENS/MSD tar dock hänsyn till detta och lyssnar efter andra anläggningar för att utforma sin testsignal på ett sätt som inte stör. För de aktiva metoderna finns det precis som för de passiva situationer då de inte klarar att identifiera situationen korrekt.

7.2.3 Externa metoder

Som alternativ till att lägga hela ansvaret för ödriftsskyddet på produktionsanläggningarna kan även nätägaren involveras vilket ger externa metoder, se tabell 7.3.

Tabell 7.3 Externa metoder för ödriftsskydd undersökta i Bower och Ropp (2002).

Namn	Funktionsprincip
Impedansinkoppling	Fördröjd inkoppling av impedans rubbar eventuell effektbalans
SCADA	Nätägaren styr varje enhet eller meddelar brytarfrånslag
Power Line Carrier	Signal skickas via elnätet till alla anslutna enheter

En möjlighet är att koppla in en shuntkondensator i anslutning till frånslag av den brytare som ger upphov till att önätet bildas. Kondensatorn ska befinna sig nerströms och kopplas med en viss fördröjning efter att brytaren slagits ifrån. För den händelse att det råder effektbalans i önätet störs denna vid inkopplingen. Problemet är att det behövs en kondensator vid varje brytare vars frånslag kan leda till att ett önät uppstår.

De andra alternativen bygger på kommunikation. I det ena fallet används nätägarens eget övervakningssystem (SCADA), som utsträcks till att nå varje solelanläggning. När ett önät upptäcks i detta system skickas helt enkelt information om brytarfrånslag eller en order om bortkoppling till varje produktionsanläggning. Tyvärr måste systemet byggas ut något vid anslutning av varje ny anläggning. Med Power Line Carrier utnyttjas själva elnätet som kommunikationsmedium genom att en signal utsänd från en central plats i nätet överlagras med grundtonen 50 Hz. I detta fall behövs

inget nytt kommunikationsnät utan ödrift upptäcks genom att signalen inte längre når fram till den mottagare som behöver finnas i varje solelanläggning. Enda problemet är risken för att någon annan utrustning genererar en likadan signal i önätet.

Gemensamt för de tre externa metoderna är att de fungerar i alla situationer.

7.2.4 Slutsatser

Kraven man ställer på ödriftsskydd beror på hur man värderar sannolikheten för ödrift. Arbete har utförts inom IEA för att kvantifiera denna, Verhoeven (2002). Där dras slutsatsen att risken är så liten att den inte ska utgöra ett hinder för införande av mer solelanläggningar. Med tanke på att arbetet som rapporteras utförts i Nederländerna kan detta förstås ses som ett argument mot de tyska kraven på ödriftsskydd. Ytterligare beskrivning av utvecklingen mot harmonisering finns i utmärkta Woyte et al. (2003). Sverige bör i väntan på en IEC-standard enklast följa den nederländska vägen som förespråkar enkla ödriftsskydd.

I Sverige har mindre anläggningars inverkan på driftsäkerheten fått relativt stor uppmärksamhet i förhållande till mängden sådana anläggningar. Om detta bedöms få betydelse även för elproduktion i distributionsnätet bör den även påverka frågan om ödriftsskydd. Intressenten är här transmissionsnätsoperatören, men huvudintressenterna är annars distributionsnätägaren och anläggningsägaren.

Ägaren av distributionsnätet är mest intresserad av att skydda personal som utför arbete i nätet från fara samt att undvika skadestånd orsakat av onormala tillstånd i nätet som skadar utrustning eller personer.

När det slutligen gäller anläggningsägaren är låg investeringskostnad och att anläggningen uppfyller alla anslutningskrav viktiga.

Den lösning som bäst tillgodoser alla dessa intressen är metoden som benämns Power Line Carrier. Genom att inte direkt använda spänning och frekvens i nätet kan metoden faktiskt förbättra förmågan för produktionsanläggningarna att stödja systemet under störningar, Bower och Ropp (2002). Samma källa uppger att kostnaden för att använda denna lösning i varje solelanläggning är rimlig. I motsats till andra metoder får ägaren av distributionsnätet ta en kostnad. I gengäld erhålls dock en möjlighet att påverka situationen i sitt nät, vilket är rimligt och som ingen av de interna metoderna erbjuder.

7.3 Effektflöden och förluster

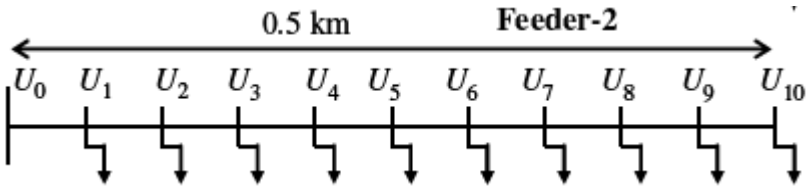
Effektflödena i distributionsnätet påverkas av att solel eller annan elproduktion införs. Utgångsläget är normalt att både aktiv och reaktiv effekt i distributionsnätet flödar från inmatningspunkten ut mot belastningarna. Ledningsflödena ger upphov till förluster i ledningarna och längs ledningen sjunker spänningen i (huvudsakligen det aktiva) effektflödets riktning. Distributionsnätets dimensionering baseras på denna situation och ett viktigt kriterium är att spänningen vid maximal belastning är tillräckligt hög längst ut på ledningen.

Om produktionsanläggningar placeras bland förbrukarna bestäms ledningsflödena inte längre enbart av belastningen utan av balansen mellan denna och produktionen. Om elproduktionen överstiger förbrukningen byter det aktiva effektflödet alltså riktning. Med liten mängd solel är inverkan som en reduktion av förbrukningen. Detta reducerar överföringsförlusterna och spänningsskillnaderna i nätet. Om solelproduktion däremot överstiger förbrukningen, vilket sannolikt först sker tillfälligt och lokalt, ökar förlusterna igen. För att undvika att spänningen blir för hög finns det en övre gräns för hur mycket elproduktion som kan införas i ett distributionsnät utan att särskilda åtgärder vidtas.

Här beskrivs först hur införandet av generering generellt och solel speciellt i ett generiskt distributionsnät påverkar spänning och förluster. Problem att hålla spänningen inom tillåtna gränser avgör hur mycket solel som kan införas. Denna gräns kan dock flyttas genom att kraftelektroniken styrs på ett annat sätt än brukligt så att den tillåts dra reaktiv effekt. Nyttan med detta illustreras samtidigt som inverkan på förlusterna kvantifieras. Eftersom enstaka vindkraftverk också matar in effekt där det normalt bara finns förbrukning är det relevant att jämföra dessa med solelanläggningar vad gäller nätpåverkan. Speciellt för dessa två typer av elproduktion är att deras produktion varierar kraftigt. Centralt är dock att de gör detta på olika sätt. Här visas värdet av att kunna inkludera variationen i analysen och att det möjliggör installation av mer solel. Många olika publikationer behandlar frågan om inverkan av DG på spänningen i distributionsnätet, men Viawan (2006) används här som huvudsaklig källa då den behandlar de väsentliga aspekterna och dessutom använder svenska solinstrålningsdata.

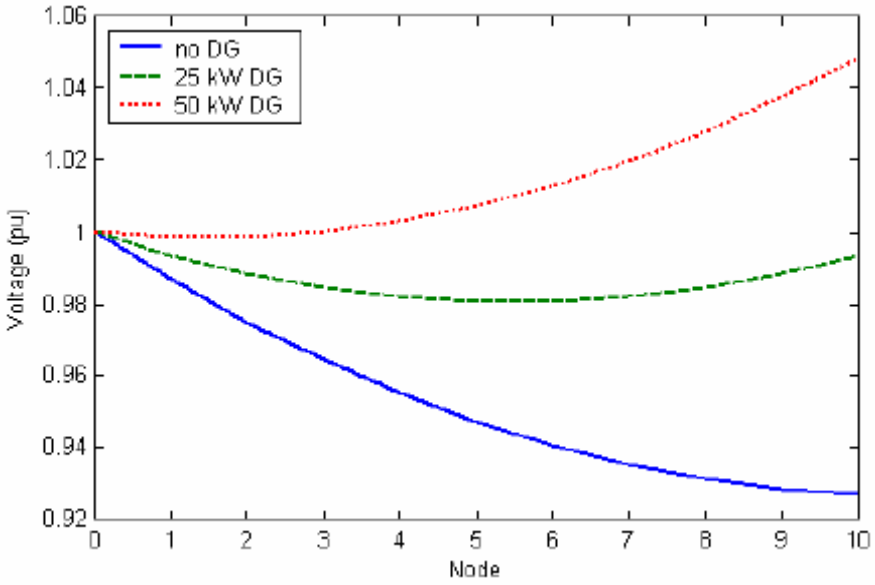
7.3.1 Spänning och förluster i generiskt nät med solcellssystem

Distributionsnät drivs nästan uteslutande radiellt, dvs utan maskor. En generisk radial kan se ut som i Figur 7.3 med avtappningar för kunder längs med ledningen.



Figur 7.3 Generisk radial i distributionsnät med inmatningspunkt i nod 0 och kunder anslutna i noderna 1 till 10, från Viawan (2006).

Nod 0 är inmatningspunkt och matas från överliggande nät (typiskt 10 eller 20 kV) via en transformator. I varje nod finns en förbrukare (pil) som drar 3 kW. Utan lokal generering gör flödet av aktiv effekt att spänningen sjunker längs ledningen i effektens riktning, vilket här är bort från nod 0, se figur 7.4.



Figur7.4 Normerad spänning längs med ledningen utan DG och med 25 respektive 50 kW DG ansluten i nod 10, från Viawan (2006).

Med 25 kW DG i nod 10 uppvägs effektflödet som lasten ger upphov till nästan helt, varför spänningen blir nästan samma i nod 10 och nod 0. Med 50 kW DG i nod 10 vänder effektflödet och motsvarar ungefär 20 kW i riktning uppströms, varför spänningen är högre än den nominella längs hela radialen. Det framgår tydligt att för mycket lokal produktion kan ge för hög spänning.

7.3.2 Dimensionering med extremfall

Distributionsnät dimensioneras och utrustas traditionellt så att spänningen hos alla kunder är acceptabel i extremfallen med maximal och minimal förbrukning (last):

- höglast (exempel ovan) – spänningen ska vara tillräckligt hög;
- låglast – spänningen ska vara tillräckligt låg.

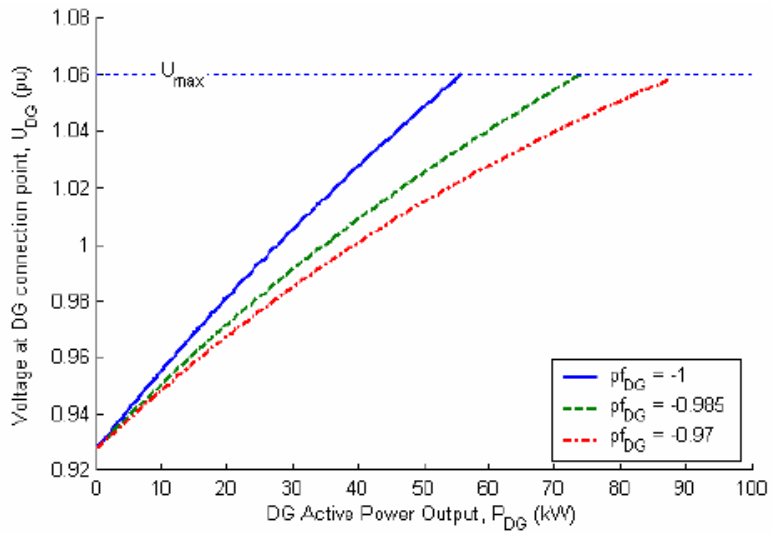
Distribuerad generering innebär att inmatning av effekt sker även ”nedströms” den ordinarie inmatningspunkten kallad nod 0 här. Med lite DG-inmatning har detta samma inverkan som en reduktion av belastningen. Med större inmatning blir effektuttaget noll när lasten balanseras helt. Ytterligare ökning av inmatning ger effektflöde med riktning motsatt den vanliga och om inmatningen är väsentligt större än lasten kan ledningen överbelastas. Alla dessa tre fall visas ovan.

För att göra det enkelt för sig när DG införs väljer man oftast att titta på de extremfall som uppstår då. De två fallen ovan kan generaliseras till extremvärden på effektflödet i ledningen, vilket med DG blir:

- maximalt effektflöde nerströms – höglast och ingen DG-generering – tillräckligt hög spänning;
- maximalt effektflöde uppströms – låglast och maximal DG-generering – tillräckligt låg spänning.

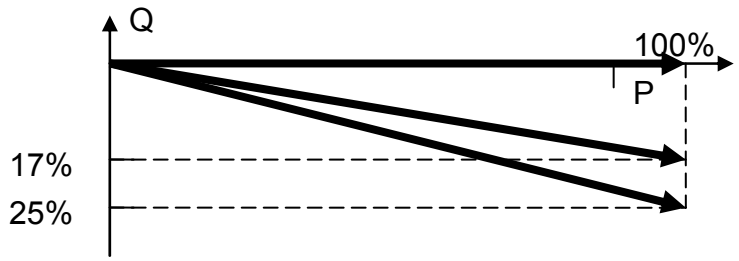
Det första fallet är i praktiken dagsläget och därför helt okontroversiellt. Det andra fallet är det nya och avgör hur mycket DG-generering som kan tillåtas. Den mest kritiska punkten blir som syns ovan anslutningspunkten för DG-enheten.

När man nått den övre gräns för inmatning av aktiv effekt som ger maximalt tillåten spänning finns dock ytterligare möjligheter. En är att låta DG-enheten inte bara mata in aktiv effekt som idag, utan även dra reaktiv effekt från nätet. Effektfaktorn (power factor) minskar då från 1 som är det normala idag till exempelvis 0.985 (reaktiv effekt 17.5% av aktiv effekt) eller 0.97 (reaktiv effekt 25% av aktiv effekt), se figur 7.5 från Viawan (2006).



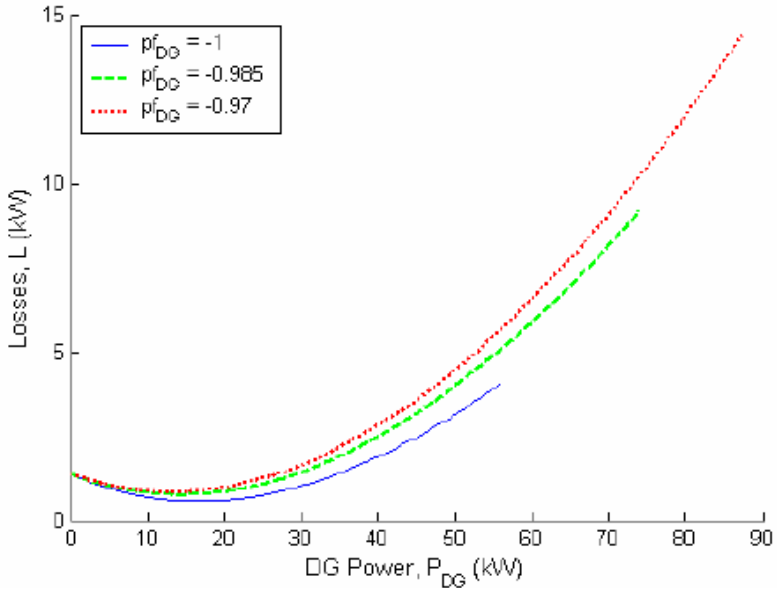
Figur 7.5 Spänning vid DG-enhetens anslutningspunkt som funktion av aktiv effektinmatning vid olika effektfaktor, från Viawan (2006).

När DG-enheten förutom att mata in en viss aktiv effekt även ska dra reaktiv effekt, ökar strömmen i nätanslutningen och därmed även i nätet. Figur 7.6 visar att effektfaktor 0.985 ökar strömmen med ca 3%.



Figur 7.6 Total ström ökar när DG-enheten ska hantera både aktiv och reaktiv effekt. Tre fall visas där effektfaktorn cosφ är 1 (Q=0), 0.985 (Q=17%) och 0.97 (Q=25%).

Den ökade strömmen ger högre förlusteffekt i ledningarna. Ledningsförluster är centrala för nätägaren då de utgör en effektförbrukning som måste täckas via energirelaterade nätavgifter från kunderna. Hur förlusterna beror av inmatad aktiv effekt och effektfaktor ses i figur 7.7.



Figur 7.7 Förluster i radialen som funktion av aktiv effektinmatning vid olika effektfaktor, från Viawan (2006).

Figur7.7 bekräftar att förlusterna vid ökad DG-inmatning först minskar för att sedan öka kraftigt. Det framgår också att reaktiv effekt (cosφ≠ 1) ökar förlusterna i sig även om det är bra för spänningshållningen. Slutet på kurvorna anger hur stor effekt som kan matas in innan (den övre) spänningsgränsen nås i anslutningspunkten. Förluster kan inte undvikas och ledningarna är dimensionerade för att klara den relaterade uppvärmningen vid vissa temperaturer. Dock bör förlusteffekten ställas i proportion till inmatad effekt. Med effektfaktor 0.985 ökar förlusterna från 10 till 15 kW när effekten ökas från 73 till 87 kW. Av de extra 14 kW som matats in går 5 kW till förluster, vilket inte känns acceptabelt.

Intressantare är att lokal produktion i radialens ändpunkt motsvarande den distribuerade belastningen på 30 kW faktiskt sänker förlusterna och att 35 kW kan matas in utan att förlusterna blir större än utan DG.

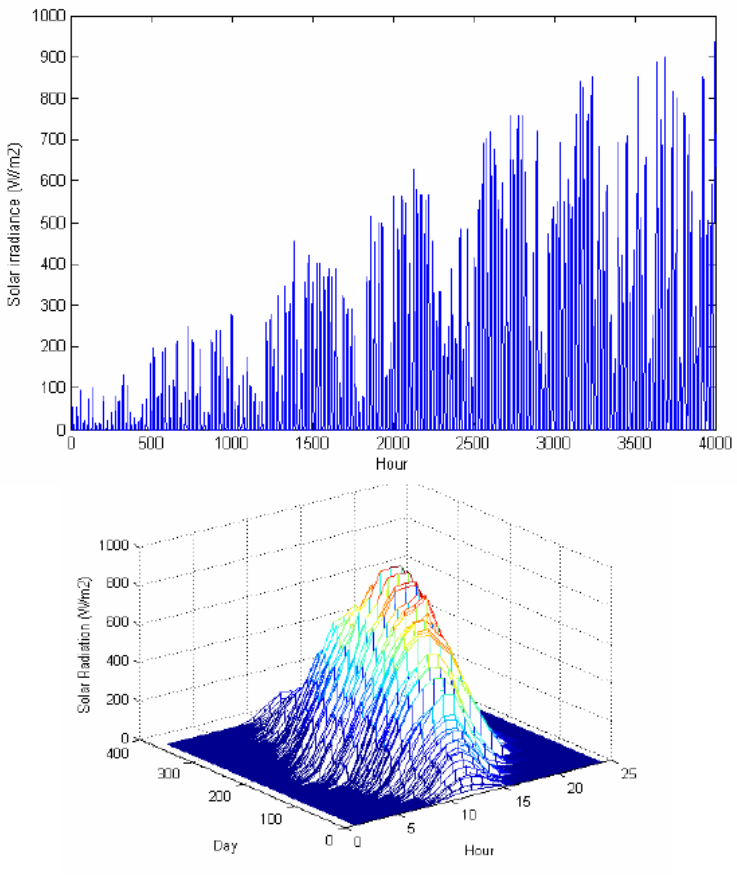
En analys av hur mycket solel som kan installeras i ett distributionsnät baserat på extremsituationer görs också i Hacker et al. (1999). Det analyserade systemet är ett annat än hos Viawan (2006) och visar att överspänning begränsar införandet av solcellsystem. Gränsvärdet per anläggning som antas placerad vid varje förbrukare är ca 0.75 kW, men detta resultat verkar erhållas utan någon belastning, och kan därför rimligen tolkas som hur mycket större solelgenereringen kan vara än förbrukningen. Belastningen inkluderas bara för beräkning av värden som gäller nattetid och sätts då till 1 kW per hushåll. Om justering görs av transformatorernas spänningsreglering kan 2.6 kW installeras i varje hushåll. För att sammanfatta

de två källornas analysresultat kan man rimligen hävda att en solelproduktion lika stor som den minsta förbrukningen utan vidare är möjlig.

7.3.3 Dimensionering med samvariation av last och produktion

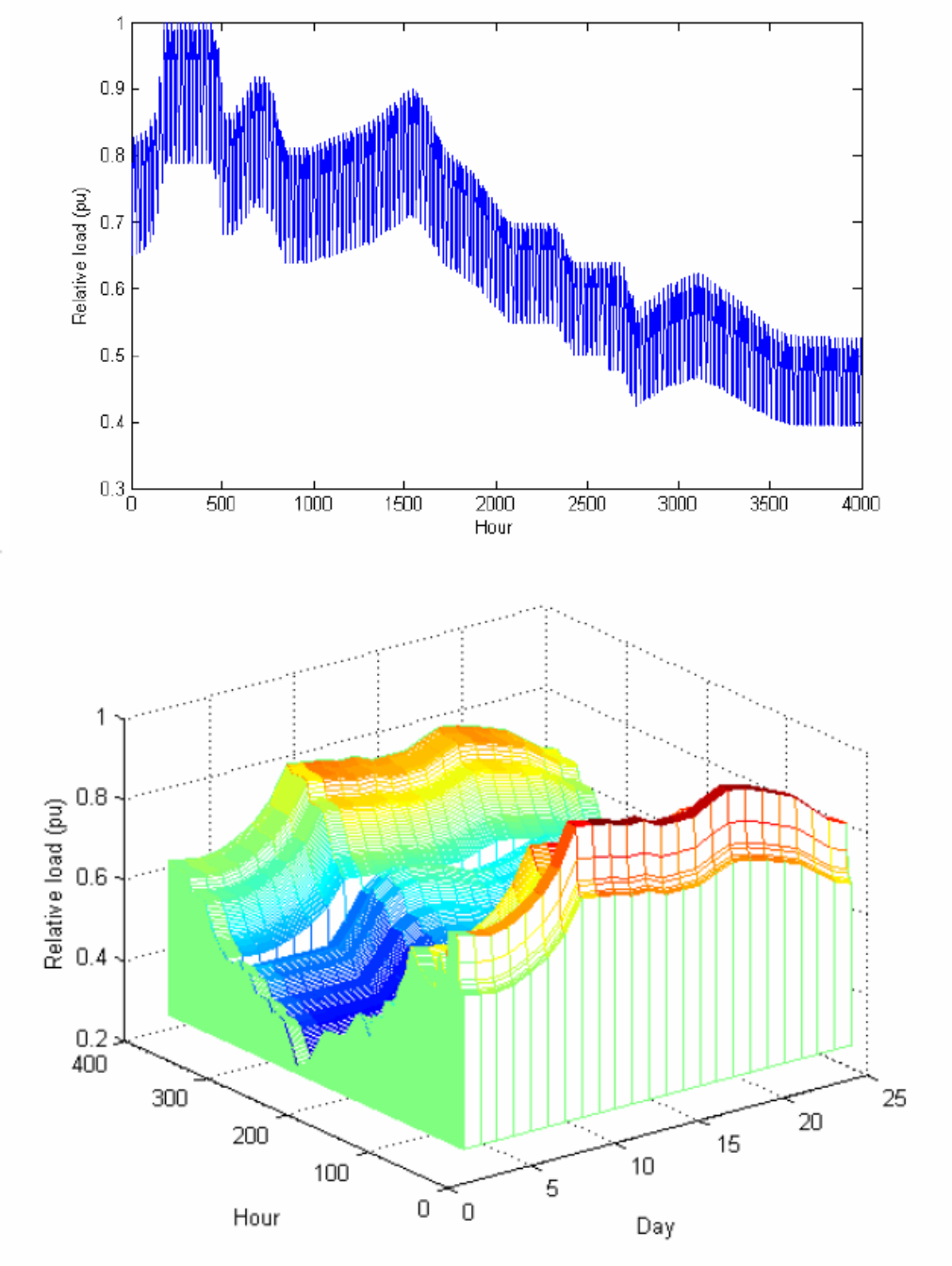
Kombinationen låglast och maximal DG-generering är inte helt relevant för solel. Solel är visserligen intermittent, men har en regelbunden dygns- och säsongsvariation. Variationen under året är ogynnsam i Sverige då högsta last är på vintern då solelproduktionen är lägst medan det motsatta gäller på sommarn. Detta är i motsats till vindkraft som säsongsmässigt samvarierar med belastningen. Solelens variation under dygnet sammanfaller däremot med belastningens. Detta är också i motsats till vindkraften, men motiverar ett ifrågasättande av dimensioneringsfallet minsta belastning och maximal DG-generering och övervägande av andra dimensioneringsmetoder.

I Viawan (2006) har timvärden från en solelanläggning i Göteborg hämtats, se figur 7.8.



Figur 7.8 Timvisa värden för solinstrålning för Lejonet, Göteborg. För årets första 4000 h (upptill) och för hela året under dygnet och året (nedtill), från Viawan (2006).

På motsvarande sätt har typiska timvärden för belastningar tagits fram, se figur 7.9.



Figur 7.9 Timvisa värden för typisk belastning i Sverige normerat efter maximal förbrukning. För årets första 4000 h (upptill) och för hela året under dygnet och året (nedtill), från Viawan (2006).

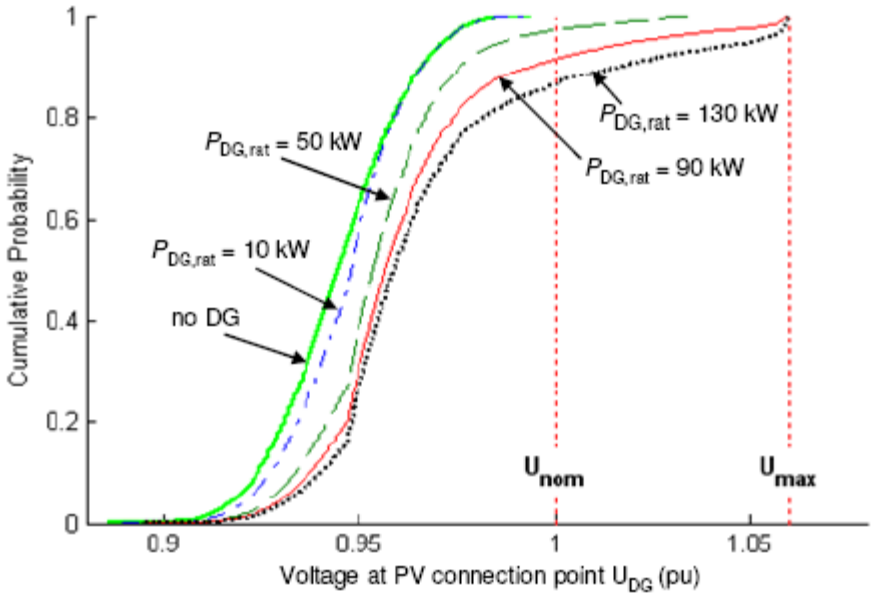
Från timvärden över ett år har man slumpmässigt plockat ett stort antal värden och ur dessa uppskattat sannolikhetsfördelningar för spänning och förluster. Två fall har studerats för det generiska testsystemet ovan med tio noder:

Nätägaren installerar en stor central solelanläggning i nod 7 i systemet ovan för att minska förlusterna i nätet.

Varje kund installerar var sin solelanläggning.

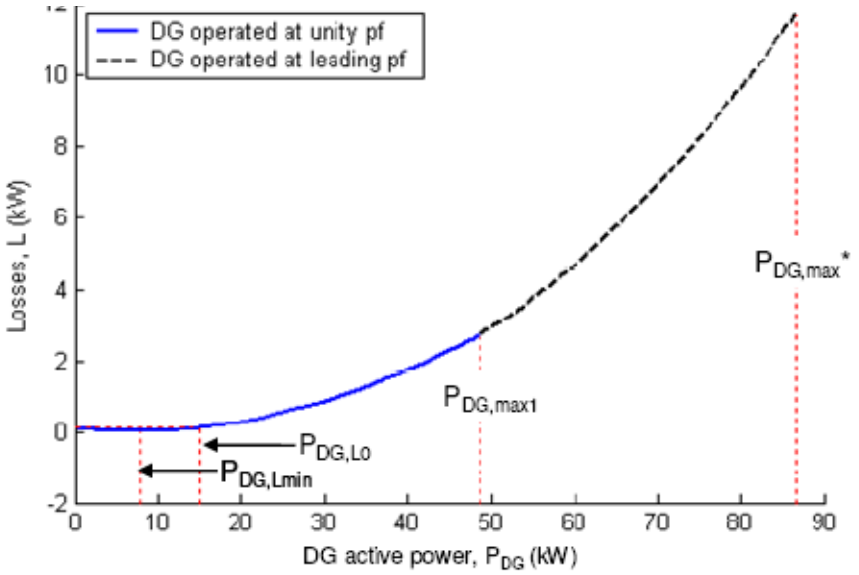
Central anläggning

Solinstrålningsdata har kombinerats med värden på verkningsgrad för omvandlingen från sol till el och olika märkeffekt på den centrala anläggningen. För varje slumpmässigt utvalt värde under året har spänningen i anslutningspunkten och förluster beräknats. Den kumulativa sannolikhetsfördelningen för spänningsvärdena visas i figur 7.10.



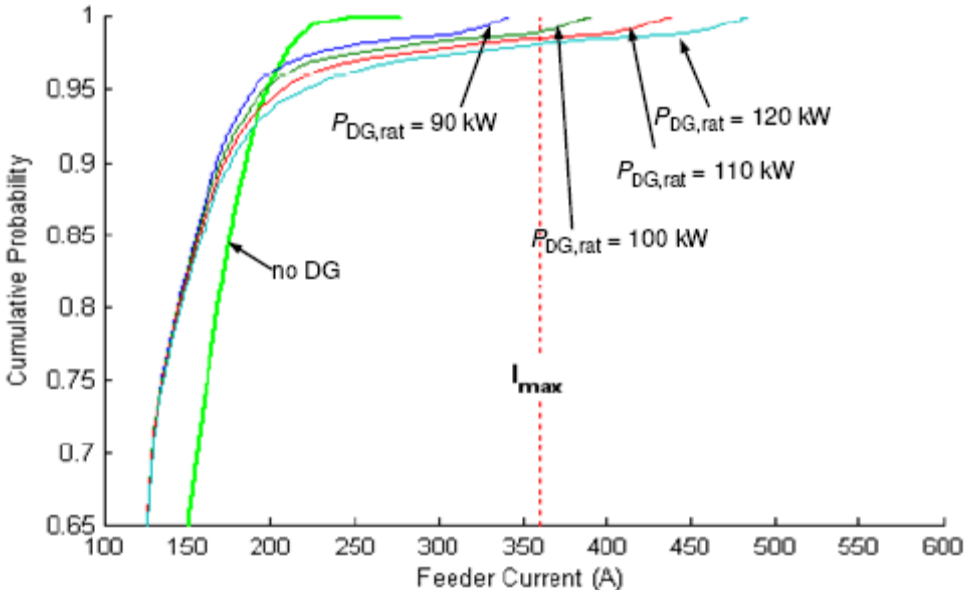
Figur 7.10 Kumulativ sannolikhetsfördelning för spänning vid olika märkeffekt på solelanläggningen, från Viawan (2006).

Resultatet enligt Figur 7.10 visar att med hänsyn tagen till samvariationen mellan belastning och solelproduktion kan en anläggning på 90 kW installeras utan att högsta spänning överskrids någon gång.

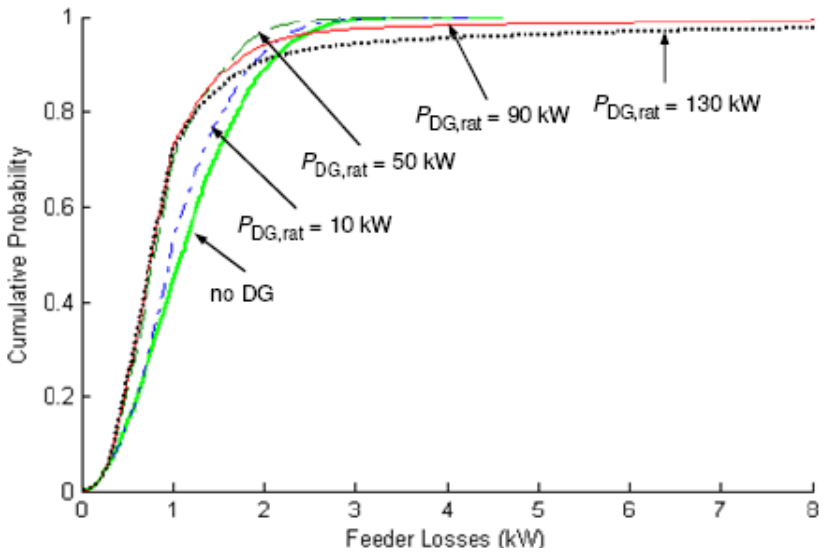


Figur 7.11 Förluster i radialen som funktion av aktiv effektinmatning vid minimal förbrukning, konstant DG-effekt och belastning, från Viawan (2006).

Som jämförelse visar Figur 7.11 resultat från traditionell dimensionering där max solelgenerering är knappa 50 kW med effektfaktor 1. Att ta hänsyn till samvariationen mellan belastningen och uppskattad solelproduktion ger alltså ett högre värde trots den ogynnsamma årstidsvariationen.



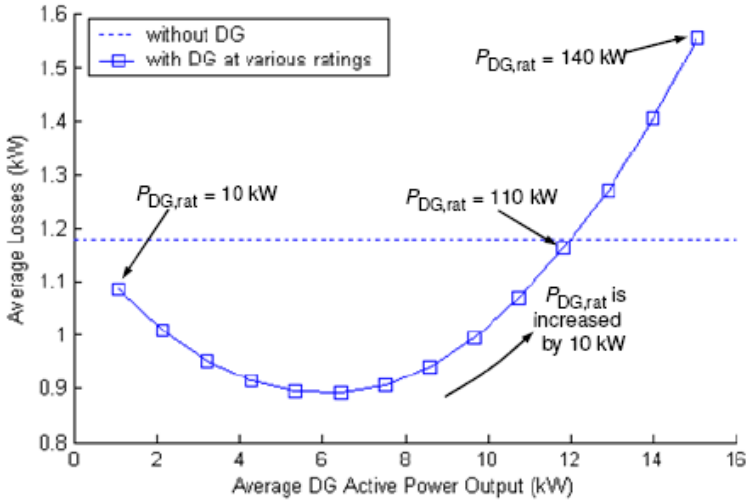
Figur 7.12 Kumulativ sannolikhetsfördelning för ström vid olika märkeffekt på solelanläggningen, från Viawan (2006).



Figur 7.13 Kumulativ sannolikhetsfördelning för förluster vid olika märkeffekt på solelanläggningen, från Viawan (2006).

Figur 7.13 från Viawan (2006) visar också att om man går upp till 110 kW maxeffekt är produktionen sannolikt för hög med tanke på strömmen i ledningen under 1.5 % av året. Figur 7.14 visar att förlusterna under en stor del av året minskar med DG, men att de blir större under en liten del av året.

Man kan också få ett mått på vilken installerad effekt som ger den genomsnittseffekt som minimerar förlusterna.

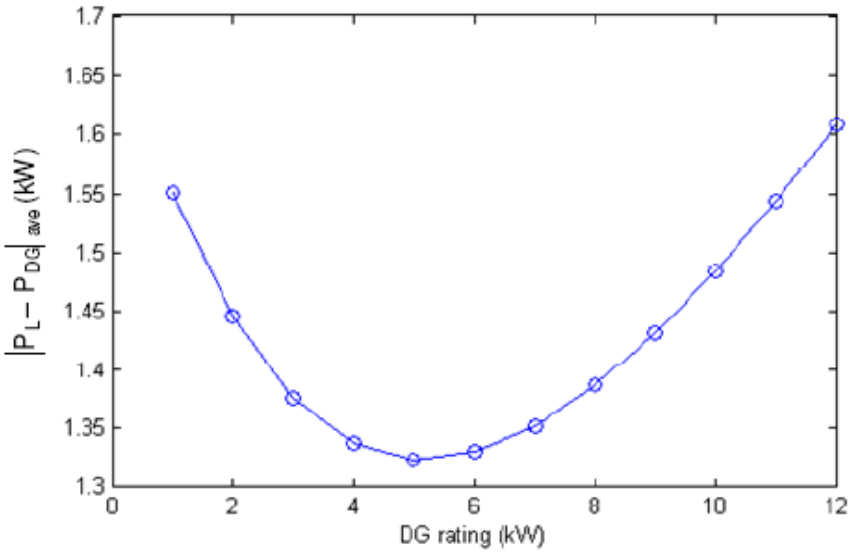


Figur 7.14 Medelförluster som funktion av medeleffekt från solelanläggningen vid olika märkeffekt, från Viawan (2006).

Ur figur 7.14 utläses att detta sker mellan 50 och 60 kW och att förlusterna totalt minskar om den installerade effekten är högst 110 kW. Detta ska återigen jämföras med den traditionella analysen som visar att installerad effekt över 50 kW bör undvikas.

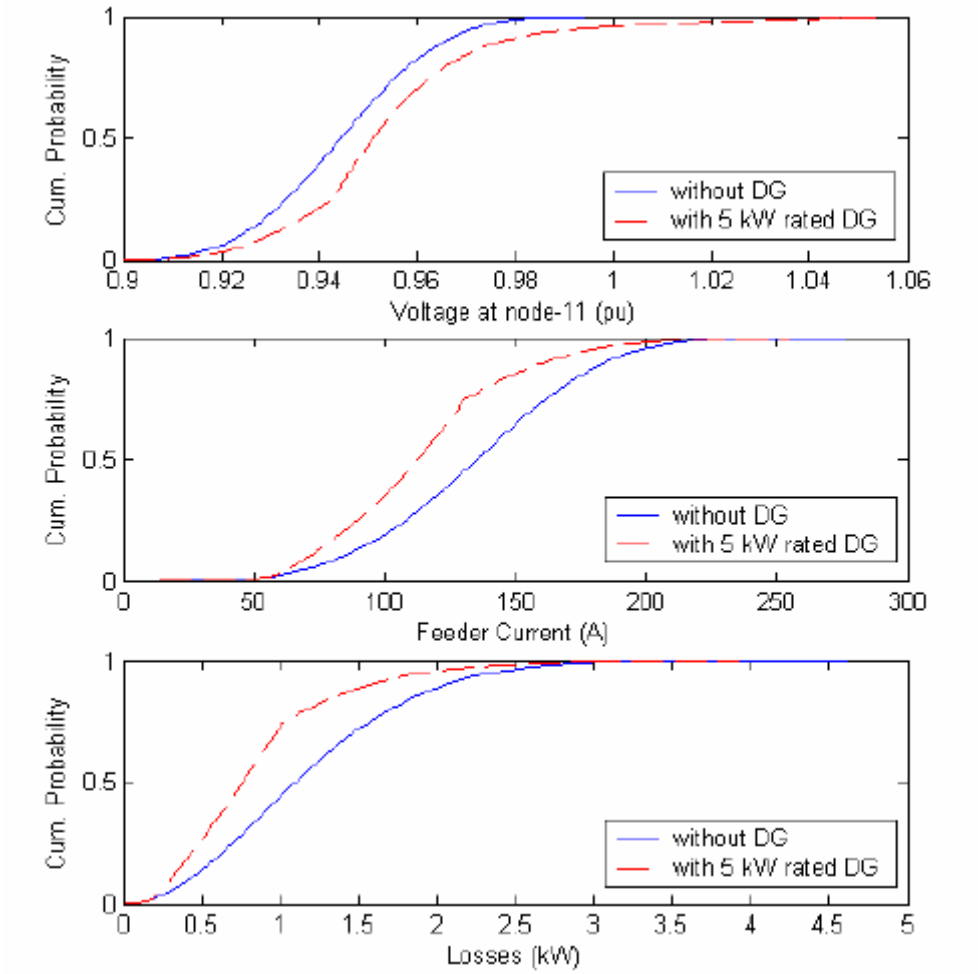
Anläggning hos varje kund

När en solelanläggning placeras hos varje förbrukare är det relevant att studera genomsnittsuttaget av effekt från nätet vid varje kund. Alla kunder förutsätts ha samma beteende. Det minsta värdet när belastningens maxvärde är 2.5 kW inträffar enligt figur 7.15 för en storlek på DG-anläggningen på ca 5 kW.



Figur 7.15 Medelvärde på nettoförbrukning $|P_L\text{-}P_{DG}|_{medel}$ vid olika märkeffekt, från Viawan (2006).

Sannolikhetsfördelningar för spänning, ström i ledningen och förluster vid 5 kW installerad effekt visas i figur 7.16.



Figur 7.16 Kumulativa sannolikhetsfördelningar för spänning (upptill), ström (mitten) och förluster (nedtill) före och efter anslutning av solelanläggning, från Viawan (2006).

Som synes har solelen en positiv inverkan på samtliga storheter trots att installerad DG-effekt inte är jämnstor med **medel**belastningen utan **dubbelt** så stor som **max**belastningen. Detta möjliggör installation av en betydande mängd solelanläggningar. Som jämförelse resulterade analysen baserad på extremfall i en gräns i samma storleksordning som **minimum**belastningen.

7.3.4 Slutsatser

Termisk dimensionering av ledningsnätet med avseende på maximal ström i ledningarna, tillåtna förluster i ledningarna samt möjligheten att hålla acceptabel spänning är skäl att begränsa mängden distribuerad generering. Analysen här avser befintlig utformning av nätet utan införandet av exempelvis ny utrustning för spänningsreglering. Distribuerad generering i allmänhet visas här ha positiv inverkan på spänning och förluster även för anläggningar väsentligt större än belastningens maxeffekt.

För distribuerad generering utan särskilt tidsmönster i elproduktionen är det vanligt att betrakta värsta fallet utan förbrukning och med maximal produktion. Överfört till solel motsvarar detta samtidigt dag och natt en helg på sommaren, vilket inte är relevant. Om hänsyn tas till samvariationen mellan solelproduktion och förbrukning kan mer solel installeras. Beräkningarna som refereras här visar att om solelanläggningar installeras hos varje förbrukare i ett generiskt distributionsnät är inverkan på spänning och förluster positiv även med en märkeffekt som är dubbelt så stor som belastningens maxvärde. Om i stället en central solelanläggning väljs kan denna i samma system med totalt högst 25 kW belastning ökas från 50 kW vid traditionell analys baserad på ett extremfall upp till 90 kW om hänsyn tas till samvariationen.

Det är beräkningsmässigt mer krävande att med stokastiska metoder analysera inverkan av samvariationen på belastning och solelproduktion än att bara studera ett extremfall. Svaren som erhålls är dock väsentligt mer intressanta genom att även besvara frågor som: Hur stor del av året blir förlusterna större respektive mindre med solel?

Solel kritiseras ibland för att elproduktionen säsongsmässigt inte sammanfaller med elförbrukningen och att vindkraft är bättre i detta avseende. Resultaten som refereras här visar dock att den dygnsmässiga överensstämmelsen mellan förbrukning och solel trots detta kan vara nog så värdefull.

7.4 Kraftelektronik

Traditionellt har praktiskt taget all elproduktion utförts med synkrongeneratorer. De är grunden för växelspänningen i alla världens kraftsystem och för att systemen ska fungera utnyttjar man möjligheterna att genom att styra synkrongeneratorns aktiva och reaktiva uteffekt reglera spänning och frekvens. Den kraftelektroniska omvandlare som finns i varje solelanläggning regleras idag så att solcellerna i varje ögonblick lämnar största möjliga (aktiva) effekt och denna matas in i elnätet. Beroende på tradition och av kostnadsskäl utnyttjas inte fler möjligheter idag, men förutsättningar finns att variera reaktiv uteffekt, filtrera bort övertoner, använda energilager och erbjuda elförsörjning vid strömavbrott. Dessa olika möjligheter beskrivs här kortfattat och hur de kan komma nätägaren tillgodo. Möjligheterna att utnyttja kraftelektroniken studeras också och i kanske högre grad av exempelvis mikroturbintillverkare. Medan de praktiska förutsättningarna för mikroturbiner och solelanläggningar är olika är dock principerna huvudsakligen de samma.

7.4.1 Reaktiv effekt

Vid alla former av energiomvandling är man oftast helt fokuserad på aktiv effekt, eftersom den är relaterad till nyttigt arbete eller förluster. Aktiv effekt utvecklad under viss tid är energi som ju är en handelsvara. Solceller avger aktiv likspänningseffekt som av kraftelektroniken omvandlas till aktiv växelspänningseffekt, vilken sedan transporteras till förbrukare via kraftledningar i elnätet eventuellt efter ytterligare omvandlingar i transformatorer.

I växelspänningssystem finns även reaktiv effekt. Denna är relaterad till energi i magnetfält och elektrostatiska fält. Transformatorer, kraftledningar i luften och induktanser drar reaktiv effekt medan kabel i marken och kondensatorer genererar reaktiv effekt. På högre spänningsnivåer i kraftsystemet har reaktiv effekt en stark koppling till spänningen vilket utnyttjas så att alla större kraftverk bidrar till rätt spänning i storkraftsystemet. På lägsta spänningsnivån (400 V) är elnätet mer resistivt och här är kopplingen mindre påtaglig men finns dock. I motsats till aktiv effekt kan reaktiv effekt konsumeras och produceras lika enkelt, bland annat med kraftelektroniska omvandlare som alltså kan användas till att reglera spänningen. Detta görs i distributionsnät huvudsakligen med lindningskopplare på transformatorerna för att kompensera för de spänningsförändringar som den varierande belastningen orsakar. Som framgår av avsnittet om spänningar i distributionsnätet höjer inmatning av el i nätet spänningen och det finns anledning att undersöka alla möjligheter att motverka detta. En är att låta kraftelektroniska omvandlare i elnätet inte bara leverera aktiv effekt utan också att dra reaktiv effekt. Som framgår av exempel ovan från Viawan (2006) kan man välja en viss relation mellan reaktiv och aktiv effekt (effektfaktor). Ett alternativ är att reglera dessa oberoende. Om man väljer att göra detta med reaktiv effekt utgående från spänningen på samma sätt som man konventionellt varierar aktiv effekt för att få rätt frekvens, kan detta göras av flera omvandlare i samma nät utan att de motverkar varandra, se Karlsson et al. (2005). För nätägaren innebär detta att spänningskvaliteten förbättras och att mer lokal generering kan införas. Detta sker till priset av att förlusterna i elnätet ökar och att en viss del av omvandlarnas kapacitet i ström inte kan användas till aktiv effekt utan går till reaktiv effekt. Hur mycket reaktiv effekt som behövs för att påverka spänningen varierar med hur resistivt elnätet är. Generellt avråds det i Verhoeven (1998) från denna lösning för spänningsreglering i distributionsnätet. En annan möjlighet än att påverka spänningen är att försörja belastningens reaktiva effektbehov från omvandlarna. På detta sätt minskas strömmarna och därmed belastningen och förlusterna i elnätet samtidigt.

7.4.2 Övertoner

Många belastningar ger upphov till övertoner i elnätet. Typiskt ger en ren spänning då upphov till övertonsströmmar som dras från elnätet och kan orsaka extra uppvärmning i transformatorer och motorer och störa känslig utrustning. Kraftelektroniska omvandlare kan styras för att försörja en

närbelägen belastning med erforderliga övertonsströmmar och på så vis förhindra att de dras från elnätet, Bojrup (1999).

7.4.3 Energilager och ödrift

Om ett batteri eller annat energilager ansluts på likspänningssidan av den kraftelektroniska omvandlaren kan den användas som effektkälla oberoende av solinstrålningen. Detta gör det möjligt för solelanläggningen att fungera som en UPS (uninterruptible power supply) och leverera avbrottsfri kraft. Detta kan betecknas som avsiktlig ödrift och måste därför koordineras väl med de brukliga ansträngningarna att undvika ödrift beskrivna ovan. För anläggningsägaren kan detta naturligtvis bli en resurs som gör denna mindre sårbar vid strömavbrott. Nätägaren kan här välja att antingen fokusera på att det är en avvikelse från praxis vilket kräver avsteg från rutinerna eller också att uppmuntra kunders beredskap mot strömavbrott.

För småskalig generering som mikroturbiner vars produktion kan styras är ödrift fullt realistiskt och finns som försäljningsargument från början. Sådana enheter kommer nog att driva en eventuell utveckling som gör avsiktlig ödrift vanligare. Till dess kommer ödrift baserad på solelanläggningar att vara ovanligt.

7.4.4 Slutsatser

De möjligheter som beskrivs här med reaktiv effekt, övertoner och ödrift är inte nya. De två första innebär fördelar för nätägaren medan ödrift huvudsakligen gynnar anläggningsägaren. Nätägare betalar idag vindkraftsägare för att verkens produktion reducerar förlusterna i nätet, men de tre funktionerna nämnda här ersätts inte. Detta gör att merkostnaderna i anläggningen som funktionerna ger upphov till är svåra att räkna hem. Att utnyttja anläggningar som av andra anledningar installerats kan dock vara ett investeringsalternativ när något av de beskrivna problemen behöver lösas. I slutet av 1990-talet utvecklades i samband med arbetet i Bojrup (1999) två snabbladdningsstationer åt Malmö Energi respektive Stockholms Energi. Projektet kallades DUAL då poängen var just att kraftelektroniken förutom att ladda elbilsbatterier även kunde utföra reglerfunktioner på nätsidan åt nätägaren. Även om laddstationerna alltjämt är i bruk för sitt huvudsakliga syfte har extrafunktionerna inte tagits i bruk. Detta ger en indikation om hur värdet av funktionerna bedömts hittills.

7.5 Slutsatser

I detta avsnitt belystes solcellselens utveckling sedd ur nätägarens perspektiv. Fokus har lagts på anslutning, ödrift, effektflöden, förluster och kraftelektronik. Ett stort hinder för nätansluten solel idag är det faktum att de årliga anslutningsavgifterna till nätägaren överstiger intäkterna från försäljningen av de relativt små mängderna elenergi. Detta reflekterar att

nätägares nuvarande administration av anläggningarna är relativt kostsam. Vad avser den tekniska anslutningen finns anvisningar på nätägarsidan medan tydliga och detaljerade anvisningar om hur inkoppling ska göras saknas för exempelvis fastighetsägaren. För största möjliga produktionsvolym för anläggningarna ska inkoppling följa internationella standarder. Men den internationella standarden är inte klar. En stötesten i standardiseringsarbetet och även för anslutning av produktion i eldistributionsnäten är risken för spänningssättning vid oönskad ödrift. För att skydda personal och allmänhet har man strävat efter att koppla bort produktion hellre för ofta än för sällan. Med ett elsystem som alltmer beror av vindkraft och annan lokal produktion drivs nu den motsatta inställningen att dessa kraftverk ska fortsätta producera så länge som möjligt. Studien pekar på att ett system mot oönskad ödrift baserat på kommunikation via elnätet är fördelaktigt i båda dessa avseenden. Inverkan av solel på spänning och förluster i distributionsnätet illustreras också. Baserat på enstaka extremfall visas det att soleleffekt om 100-200% av lägsta förbrukning kan installeras utan att nätförlusterna ökar och spänningen blir oacceptabel. För förnyelsebar elproduktion är det viktigt att ta hänsyn till hur den varierar i förhållande till elförbrukningen. I rak motsats till vindkraft sammanfaller solel dygnsmässigt men inte säsongsmässigt med förbrukningen. Resultaten som refereras här för solceller på varje fastighet visar att denna kombination är värdefull och möjliggör installation av så mycket som dubbla maxförbrukningen. Kraftelektroniken i solelanläggningen kan utnyttjas för att förbättra spänningen. Den kan också tillföra andra mervärden såsom att eliminera övertoner.

8. Andra aktörer

Resultaten från kapitel 6 visar att solcellsel inte är konkurrenskraftig sett ur kraftbolagens perspektiv. Den uppskattade kostnaden för kraftbolag är idag närmre 10 SEK/kWh för små solceller ($30m^2$), exklusive investeringsbidrag. Framtida kostnader för kraftbolagen - år 2020 - uppskattas till ca 3-4 SEK/kWh för större ($500m^2$) och till 4-5 SEK/kWh för mindre ($30m^2$) anläggningar på tak. Längre fram i tiden, ca 2050, uppskattas kostnaderna kunna nå ner till ca 1 SEK/kWh. Jämförelsevis ligger elproduktionskostnaderna för alternativa tekniker idag på ca 30-50 öre/kWh, exklusive skatter, certifikat och utsläppsrätter.

Resultaten från kapitel 7 visar att solcellsel erbjuder fördelar sett ut nätägarnas perspektiv. Generellt sätt gäller att distribuerad elproduktion i måttliga mängder har en positiv inverkan på spänning och förluster i nätet. Solel kritiseras ibland för att elproduktionen säsongsmässigt inte sammanfaller med elförbrukningen och att vindkraft är bättre i detta avseende. Resultaten som refereras här visar dock att den dygnsmässiga överensstämmelsen mellan förbrukning och solel trots detta kan vara nog så värdefull.

Sammantaget visar resultaten på att solcellsel är en intressent energikälla i framtiden även i Sverige, men att det inte är ett konkurrenskraftig alternativ sett ur kraftbolagens perspektiv. Frågan är då om andra aktörer har intresse av att ta en aktiv roll i fortsatt implementering av solceller. Aktörer som kan komma att vara intresserade är fastighetsägare som har flera möjligheter till lägre kostnader genom exempelvis eget arbete och inte minst eget tak. Dessutom räknar ofta ägaren kapitalkostnaden som en del i byggnadens totala ränte- och amorteringskostnad där den sistnämnda ofta skjuts på framtiden. Med avdragsmöjligheter för räntan kan ägaren mycket väl kunna uppskatta sin kapitalkostnad till under 4 %. För en villaägare kan även drift- och underhållskostnaden minskas och till och med halveras. Samtidigt försvinner takhyran helt. För en villaägare skulle även investeringskostnaden kunna minskas med ca 20 % till följd av egen insats. Å andra sidan får antagligen den enskilda villaägaren betala ett högre pris, låt oss anta ca 20 %, vilket skulle betyda att den totalt blir investeringen blir i samma storleksordning. Anslutningskostnaderna blir desamma för takägare som för kraftbolag.

Utifrån de ovan givna förutsättningarna kan en produktionskostnad för villaägaren beräknas. Nedan presenteras uppskattade kostnader för solcellsystem på 10 och 30 kvadratmeter. Förutsättningarna redovisas i tabell 8.1 respektive 8.2.

För villaägaren blir den beräknade produktionskostnaden för en 10 kvadratmeters anläggning i nivå med en 30 kvadratmeters ägd och driven av ett kraftföretag. För 30 kvadratmetersanläggningen får villaägaren 30-40 % lägre produktionskostnad än kraftföretaget. Därtill kan villaägaren eventuellt jämföra med totalpriset för köpt el, medan kraftbolaget jämför med börspris. Resultatet för villaägaren redovisas i tabell 8.3 Sammantaget är det alltså betydligt attraktivare för en villaägare än för ett kraftföretag att generera solel.

Tabell 8.1 Kostnader och prestanda för en villaapplikation på 10 m^2 ägd av villaägaren själv. (Stora bokstäver på scenarierna indikerar att samma indata använts som i kapitel 6 "Solel ur kraftföretagens perspektiv". Små bolstäver på scenarierna indikerar att nya indata antagits specifika för villasystemen i detta avsnitt).

	År 2005	År 2020		År 2050
		Hög kostnad	Låg kostnad	
Scenario	A	b	c	d
Specifik investering SEK/Wt	80	40	30	15
Modulverkningsgrad %	15	20	20	24
Fast anslutningskostnad SEK/år	3600	1000	1000	500
Rörlig anslutningskostnad SEK/kWh	0,09	0,08	0,08	0,07
Toppeffekt kW	1,5	2,0	2,0	2,4
Investeringskostnad kSEK	120	80	60	36
Drift och underhållskostnad SEK/år	240	160	120	72

Tabell 8.2 Kostnader och prestanda för en villaapplikation på 30 m^2 ägd av villaägaren själv. (Stora bokstäver på scenarierna indikerar att samma indata använts som i kapitel 6 "Solel ur kraftföretagens perspektiv". Små bolstäver på scenarierna indikerar att nya indata antagits specifika för villasystemen i detta avsnitt).

	År 2005	År 2020		År 2050
		Hög kostnad	Låg kostnad	
Scenario	a	B	C	D
Specifik investering SEK/Wt	55	35	25	10
Modulverkningsgrad %	15	20	20	24
Fast anslutningskostnad SEK/år	3600	1000	1000	500
Rörlig anslutningskostnad SEK/kWh	0,09	0,08	0,08	0,07
Toppeffekt kW	4,5	6,0	6,0	7,2
Investeringskostnad kSEK	247,5	210	150	72
Drift och underhållskostnad SEK/år	458	389	278	133

Tabell 8.3 Elproduktionskostnaden för villaägaren för olika solelsscenarier

Scenario	a	b	c	D	A	B	C	D
Kapitalkostnad SEK/kWh	6,77	3,38	2,54	1,27	4,65	2,96	2,12	0,85
Underhållskostnad SEK/kWh	0,18	0,09	0,07	0,03	0,11	0,07	0,05	0,02
Nätanslutningskostnad inkl nätnytta SEK/kWh	2,74	0,,62	0,62	0,28	0,95	0,24	0,24	0,12
Total elprod.kostn SEK/kWh	9,68	4,09	3,22	1,58	5,72	3,27	2,40	0,98

En relativt stor del av elproduktionskostnaden är kostnaden för nätanslutning, ca 30%. Med en så hög kostnad finns det anledning att tro att investerare ser som ett alternativ att inte ansluta sin anläggning till nätet. Att inte ansluta anläggningen till nätet kan öka konkurrenskraften för solel för husägare väsentligt.

Ytterligare en faktor som påverkar konkurrenskraften för solel är olika typer av styrmedel såsom investeringsbidrag, skatter, el-certifikat och utsläppsrätter; antingen de sänker elproduktionskostnaden för solcellsel eller de höjer kostnaden för alternativa tekniker. I projektet Tekniska Museet i Malmö har investeringsbidraget varit 70% varför den beräknade kapitalkostnaden är så låg som 1,3 SEK/kWh.

Huruvida husägaren finner solcellsel vara ett ekonomiskt gynnsamt alternativ beror emellertid inte enbart på den faktiska elproduktionskostnaden utan även på uppskattningar om framtida räntor, inflation och alternativa bränslekostnader samt elbolagens agerande, miljöregleringar eller skattelättnader. Det är heller inte enbart de ekonomiska faktorerna som har ett värde för husägaren. Andra aspekter som kan ha ett värde för husägaren är arkitektoniska och byggnadsteknisk utformning, samt kvalitativa för- och nackdelar som förknippas med image, good-will, visuell och miljömässig inverkan.

Beroende på ägarformen för byggnaden kan aspekter på investering eller tidshorisonter värderas olika. Husägaren som bor i sitt eget hus, är intresserad av att minimera driftskostnader och kan därför acceptera en högre investering om det ger en lägre driftskostnad. Vid nybyggnation kan husägaren integrera solelsystemet i en tilltalande design, med konstruktionsmässiga fördelar och därigenom minimera kostnader och optimera tillförlitlighet och komfort. En vanligare situation är dock att huset redan är byggt och husägaren kan överväga att installera ett solelsystem vid en renovering, som ev utförs av andra anledningar; materialproblem, tillbyggnad, komfort, driftskostnader. En av de stora skillnaderna mellan nybyggnation respektive ombyggnad är typ av *beslutsfattare*. Vid nybyggnation kan beslut fattas av företag som kan få erfarenheter genom

upprepade aktiviteter (byggbolag), medan ombyggnation oftast genomförs efter beslut av fastighetsägaren. Beträffande småhus är ägandet spritt, där de flesta äger sin egen bostad. För flerbostadshus och lokaler finns det större aktörer, men även där är ägandet mycket spritt.

En *investerare* som köper hus för eventuell renovering och sedan uthyrning är främst intresserad av att minimera egna driftskostnader men inte de som hyresgästerna själva får betala, vanligtvis el. Investerare kan bli intresserade av solel om det finns bidrag eller skattelättnader att utnyttja så att solelsystemet säkert kan löna sig.

Exploateringsföretag, som har ett temporärt ägande av byggnader, har främst intresse för energieffektiv design om det hjälper till att sälja byggnaden, men vill helst minimera investeringskostnaderna utan större hänsyn till driftskostnaderna. I dessa fall kan det även med bidrag eller skattelättnader vara svårt att motivera investeringar i solelsystem.

Svårigheten att analysera investeringsfrågor för solelsystem med traditionella metoder är framförallt att beskriva och kvantifiera mervärdena med den multifunktionella byggnadskomponenten, oavsett om pay-back tider, nuvärdesanalyser eller livscykelanalyser används.

9. Slutdiskussion

I Sverige finns en potential för att bygga ut solel. Solinstrålningen som är jämförbar med instrålningen i länder i Mellaneuropa som Tyskland, Österrike och Schweiz räcker – teoretiskt - för att täcka stora delar av vårt elbehov en stor del av året, och tillgänglig yta finns på byggnader och på mark. Vid utnyttjandet av de bäst placerade byggnadsytorna, dvs sydlutande tak och fasader mot söder, skulle teoretiskt 60 TWh/år kunna genereras under förutsättningen att systemverkningsgraden i solcellssystemet är 15%. På längre sikt kan den teoretiska potentialen även tänkas bli högre, med en högre verkningsgrad och ett ökat utbyte. Den teoretiska potentialen sätter emellertid enbart taket för hur mycket solel vi teoretiskt kan generera i Sverige, och säger inget om begränsningar i relation till nätbegränsningar, systemeffekter, ekonomi eller acceptans. I denna rapport förespeglas en något mer begränsad utbyggnad på kort och medellång sikt, dvs 2005-2020.

Den tillgängliga solcellstekniken är dyr idag. Tidigare investeringskostnader i Sverige har varierat, från 55 SEK/W till 350 SEK/W. Projekt från 2006 visar på en kostnad på 86 SEK/Wt (Augustenborg i Malmö) och 55 SEK/Wt (Tekniska Museet i Malmö). Med tiden kommer emellertid tekniken att utvecklas och verkningsgraden att öka. Dagens uppskattningar visar på modulverkningsgrader på 18-25% till år 2020-2030. Antaget en högre verkningsgrad kommer utbytet att öka, alternativt den erforderliga ytan att minska. Studier på framtida kostnader visar även på kostnadsreduktioner. De riktvärden som presenteras i litteraturen visar på en kostnad på ca 4.5 SEK/W för solceller på medellång sikt, 2030. För solcellsystem är riktvärdet ca 9 SEK/W.

En utbyggnad av solcellsystem i Sverige kräver flertalet aktörer. Två aktörer som har centrala roller i utformningen av dagens och morgondagens energisystem är kraftföretagen och nätägarna. De beräkningar som gjorts i projektet visar emellertid på en mycket hög kostnad för kraftföretagen. Antaget en förbättrad systemverkningsgrad på 20 % på medellång sikt och på 24% på lång sikt, en utnyttjningstid på 900 timmar per år, en livslängd på 25 år, en takhyra, en nätanslutningskostnad, en mätningskostnad, en nätnytta, en drift och underhållskostnad och en kalkylränta på 7% - blir det inte konkurrenskraftigt för kraftföretagen att generera solel. Det mest konkurrenskraftiga resultatet erhålles för ett solcellssystem på 500m^2 år 2050 – kostnaden för den genererade elen uppskattas till 1,23 SEK/kWh. Med en kalkylränta på 5% blir den uppskattade kostnaden 1,06 SEK/kWh. Den beräknade kostnaden för samma system idag, fast med 15% systemverkningsgrad, är nästan 6 SEK/kWh (jämför med redovisade kostnader för solcellsystem i Malmö).

Jämförelsevis är kostnaderna för generering av el med alternativa energitekniker lägre redan idag. Exklusive skatter och andra styrmedel är den uppskattade kostnaden för nyinvesteringar i vindel ca 0,40 SEK/kWh. Samma storleksordning gäller även för annan teknik. Lägst är kostnaden för vattenkraft som uppskattas till ca 0,32 SEK/kWh. I de fall externa kostnader inkluderas via olika typer av styrmedel kommer spannet mellan solel och andra alternativ att jämnas ut. De styrmedel som används idag påverkar emellertid inte förhållandet mellan vindkraft och solel varför vindkraft kommer att vara ett mer konkurrenskraftigt alternativ. Det samma gäller för bioenergibaserad el.

På kort och medellång sikt kommer solel inte att vara ett konkurrenskraftigt alternativ för kraftbolagen. Ett visst intresse kan kraftföretagen visa genom att erbjuda solel till kunder som vill påverka sin egen elmix. Kraftföretag skulle kunna erbjuda finansieringslösningar, experthjälp eller service Genom att erbjuda kunderna fler tjänster kan elhandelsbolaget komma att bli ett mer intressant alternativ för kunderna. I detta fall kommer solelen ha ett större värde för kraftbolagen än de rent företagsekonomiskt beräknande kostnaderna.

Om solcellsystem skall kunna konkurrera som ett kraftverk krävs att investeringskostnaden kan minska radikalt, i jämförelse med husegna system, om mycket stora system uppföres. Men för sådana system uppstår dessutom en konkurrens mellan att placera solcellskraftverket i Sydeuropa eller i Sverige. En placering i t.ex. Spanien ger minst 50% högre årlig energiproduktion per installerad kW. Denna konkurrens accentueras när hela Europeiska elmarknaden avregleras och det Europeiska elnätet blir gemensamt.

Solel kan komma att ge upphov till utmaningar i kraftsystemet för kraftföretagen; detta eftersom solel genereras när elbehovet är som minst. Emellertid utgör våra vattenmagasin en dold tillgång och möjlighet att primagöra solelen. Dock kan endast en begränsad mängd solel rymmas i de svenska magasinen – såsom de används idag. Med utgångspunkt från historiska genomsnittsvärden avseende magasinsfyllnad, vattentillrinning och elbehov visar beräkningar att dagens system kan medge en utbyggnad av vindkraft med 15 TWh och solel med ca 5TWh.[7] På kort och medellång sikt utgör det begränsade utrymmet emellertid inget större hinder – en potential på 5TWh solel bör anses om relativt stor.

Den andra centrala aktören vid en eventuell utbyggnad av nätansluten solel i Sverige är nätägarna, som är anläggningsägarens närmaste ekonomiska och tekniska motpart vid själva nätanslutningen. Ägarna av solelanläggningar betalar för närvarande årliga avgifter till nätägarna som skall täcka kostnaderna för mätning och administration med avdrag för nätnyttan. Denna

[7] I dessa siffror är ingen riskmarginal inräknad – antaget den uttags- och magasinsfyllningspolicy som gäller idag. I kalkylerna är inte heller någon kostnad för lagring av solel i vattenmagasinen medräknad.

avgift som kan vara relativt hög försvårar eller förhindrar nätanslutning av små solelanläggningar. För att nätansluten solel ska få ett större genomslag krävs en utveckling av tekniken mot enkla och standardiserade lösningar eller andra åtgärder av styrmedelskaraktär för att stimulera nätanslutning.

En teknisk aspekt vid ett större inslag av solelproduktion i distributionsnäten är inverkan på näten. Generellt visar resultaten i rapporten att distribuerad elproduktion har en positiv inverkan på spänning och förluster i nätet. Vidare visas att den dygnsmässiga överensstämmelsen mellan förbrukning och solel kan vara värdefull - trots att de inte sammanfaller säsongsmässigt. För att utnyttja detta vid en framtida storskalig utbyggnad av solel eller annan distribuerad elproduktion i Sverige är det lämpligt att planering och drift av näten anpassas så att anläggningarna och näten kan samspela på bästa sätt.

Trots att studien var begränsad till att inkludera kraftföretag och nätägare genomfördes även en schematisk analys av fastighetsägare. Resultaten visar att dessa aktörer möter betydligt lägre kostnader och ett högre värde av solel. Med 10 och 30 kvadratmeter stora solceller kan kostnaderna komma att tangera 1 SEK/kWh år 2050. Detta är att jämföra med det elpris husägaren betalar och som idag kan vara över 1 SEK/kWh. När kostnaden för solel når denna nivå utgör den ett konkurrenskraftigt alternativ för att spara el (dvs generera el med egna solceller) för en elabbonent. Det är emellertid intressantare att titta på priset per kvadratmeter för solceller i framtiden. I vår studie beräknar vi kvadratmeter priset till ca 2000 SEK per kvadratmeter på längre sikt vilket är att jämföra med dagens pris på lågenergifönster som ligger på 1000-2000 SEK per kvadratmeter. Andra applikationer, såsom material i solskydd och fasader, kan komma att öka i intresse vid ett lågt kvadratmeterpris.

Studien visar vidare att det existerande elnätet kan tolerera att 1-2 kW solel kopplas in på varje hus och att en viss växelverkan med nätet då uppstår. Sådana små solcellsystem kan minska husets elbehov med omkring 1000 kWh per år och totalt bidraga med någon TWh om de installeras på omkring 1 miljon svenska hus. För att detta skall kunna genomföras krävs dock att avgiften för nätanslutning av solcellsystemet är låg.

Sammantaget visar studien på att kraftföretag av företagsekonomiska skäl troligen inte kommer att investera i solceller på kort och medellång sikt; effektstorlekarna blir för små och kostnaden kommer därmed att vara för hög och det ekonomiska värdet för lågt. Tjänster i form av finansiering, experthjälp eller service i syfte att utöka produktportföljen är emellertid inte nödvändigtvis ointressant för elhandelsbolagen för att möta kundernas behov. Ur kraftsystemsynpunkt finns utrymme för solceller utan att bygga dyr reservkraft. En mycket grov beräkning ger möjlighet medsolceller upp till 5 TWh utan att nuvarande kraftsystem påverkas. Det är emellertid troligt att sådana investeringar på kort och medellång sikt företrädelsevis kommer att göras av fastighetsägare för vilka solelen har ett mycket högre värde. Solelen kan även komma att möta ett ökat behov av kyla på sommaren. Nätägarna

skulle komma att mötas av såväl utmaningar som möjligheter vid en eventuell utbyggnad av solcellselen i Sverige. Den kanske viktigaste utmaningen är den höga kostnaden för nätanslutning. För villaägare är det idag inte meningsfullt att installera solcell för leverans ut på nätet eftersom mätningskostnaden överstiger elintäkten.

På lång sikt är det svårare att säga något om solelens betydelse och konkurrenskraft – för såväl kraftföretag som nätägare och fastighetsägare. Behovet av el kan kraftigt komma att förändras inom kort och vi ser redan nu ett ökat behov av kyla på sommarhalvåret. Framtida klimatförändringar kan komma att ställa helt nya och tuffare krav på våra energisystem. Energisystemet i stort kan komma att förändras men nya alternativa produktionsslag, nya möjligheter och behov av att reglera med vattenkraften, nya möjligheter att överföra kraft.

Referenser

AMP, 2001, ”AMP- Anslutning av mindre produktionsanläggningar till Elnätet”, Svensk Energi..

Bennich, P., 2006, Presentation av första resultat från projektet ”Förbättrad svensk energistatistik i bebyggelsen”, vid Energitinget 2006.

Billfalk L., 2005, Presentation vid Vattenfall - Climate Change seminar 19 september 2005.

Bojrup B., 1999, ”Advanced Control of Active Filters in a Battery Charger Application”, Teknisk licentiatavhandling, Industriell elektroteknik och automation, Lunds tekniska högskola.

Bower W. och Ropp M., 2002, ”Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility-interactive power systems,” IEA, Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems, Report IEA PVPS T5-09: 2002.

BP, 2006, http://www.bp.com, (oktober 2006).

Bärring M., Nyström O., Nilsson P-A., Egard M. och Jonsson P, 2003, ”El från nya anläggningar”, Elforskrapport 03:14.

DLR (German Aerospace Center), 2005, ”Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region, Study prepared for the German Ministry of the Environment”, Nature Conservation and Nuclear Safety, Edited by Franz Trieb, Stuttgart.

Dunlop J.P., Farhi B.N., Post H.N., Szaro J.S. och Ventre G.G., 2001, ”Reducing the costs of grid-connected photovoltaic systems”, Florida Solar Energy Center, ur proceedings till Solar Forum 2001 i Washington, DC.

EDF, 2006, http://www.edf.com/71291d/Homefr/Press/Pressreleases/EDFlaunchesanEPRunitatFlamanville, (oktober 2006).

Elforsk, 2006, ”Driftuppföljning av svenska nätanslutna solelsanläggningar” http://www.elforsk.se/solenergi, (december 2006).

Elforsk, Vindforsk, 2005, Årsstatistik Vindkraft.

Elsäkerhetsverket, 2004, ”Elsäkerhetsverkets föreskrifter om hur starkströmsanläggningar ska vara utförda samt allmänna råd om tillämpningen av dessa föreskrifter” (ELSÄK-FS 2004:1;), Stockholm.

Enercon, 2005, ”To meet requirements of grid operators,” Windblatt, 1/2005, p 13.

EU, 2005, ”A Vision for Photovoltaic Technology (PV-Trac)”, Directorate-General for Research Sustainable Energy Systems, EUR 21242.

Ewers J. och Renzenbrink W., 2005, ”Bestandsaufnahme und Einordnung der verschiedenen Technologien zur CO_2-minderung“, VGB Power Tech, 4/2005.

Goetzberger A., 2002, ”Applied Solar Energy“, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (FhG/ISE).

Hacker R., Thornycroft J., Munro D. och Rudkin E., 1999, ”Co-ordinated experimental research into PV power interaction with the supply network-phase 1”, ETSU S/P2/00233/REP, Energy Technology Support Unit, UK, available at Publications on www.dti.gov.uk.

Hoffmann, W., 2004, ”PV Solar Electricity Industry: Market Growth and Perspective”, Proceedings, 14th PVSEC, Bangkok.

Hosini F. och Krohn P., 2004, ”Standardisering av kostnadseffektiva nätanslutna solcellsystem,” Elforsk rapport 04:08, Stockholm.

IEA PVPS, 2006, http://www.oja-services.nl/iea-pvps/pv/index.htm(oktober 2006).

IVA, 2003, ”Energiframsyn Sverige i Europa”, IVA-M 342, Stockholm.

Jauch, C., Matevosyan, J., Ackermann, T. och Bolik, S., 2005, "International Comparison of Requirements for Connection of Wind Turbines to Power Systems", Wind Energy; 8:295–306.

Jäntti S., 2003, "CODGUNet – Connection of Distributed Energy Generation Units in the Distribution Network and Grid", Elforsk rapport 03:27, Stockholm.

Karlsson P., Björnstedt J. och Ström M., 2005, "Stability of Voltage and Frequency Control in Distributed Generation Based on Parallel-Connected Converters Feeding Constant Power Loads", paper 355 vid 11th European Conference on Power Electronics and Applications, September 2005, Dresden, Tyskland.

Keshner M.S. och Arya R., 2004, "Study of potential cost reductions resulting form super-large-scale manufacturing of PV modules", Final subcontract report 7 August 2003-30 September 2004, NREL/SR-520-36846, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Colorado, USA.

Kjellsson, E., 1999, "Potentialstudie för byggnadsintegrerade solceller i Sverige, Rapport 1, Ytor på byggnader", Rapport TVBH-7210 Byggnadsfysik, LTH.,

Kjellsson, E., 2000, "Potentialstudie för byggnadsintegrerade solceller i Sverige, Rapport 2, Analys av instrålningsnivåer på byggnadsytor", Rapport TVBH-7216 Byggnadsfysik, LTH.

Kjellsson, E. 2002, "Kostnadsanalys Solelsystem, System och installationskostnader", Koncept, Byggnadsfysik, LTH .

Marín M., 2001, "Growth of decentralized power production: a challenge for the electrical grid? The Dutch experience", Briefing 16, March 2001, GOGEN Europe.

NEDO, 2004, "Overview of PV Roadmap Toward 2030", New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), New energy Technology Development Department, Kawasaki, Japan.

Neij L., 1999, Cost dynamics of wind power, *Energy-The International Journal*, Vol. 24, No. 5, pp. 375-389.

Nemet G., 2006, Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics, *Energy Policy*, 34 (17), pp.3218-3232.

Nilsson, M., 2006, Malmö Stad Stadsfastigheter, muntlig kommunikation oktober 2006.

NREL, 2006, "A Review of PV Inverter Technology Cost and Performance Projections".

Navigant Consulting Inc. Burlington, Massachusetts, NREL/SR-620-38771, (http://www.osti.gov/bridge).

PER, 2005, "Plan de Energías Renovables en España 2005-2010", Ministry of Industry Tourismand Commerce.

Panhuber C., 2001, "PV system installation and grid-interconnection guidelines in selected IEA countries", Report IEA PVPS T5-04:2001, Austria.

Sargent and Lundy, 2003, "Assessment of parabolic trough and power tower solar technologycost and performance forecasts", NREL/SR-550-34440.

Schaeffer, G.J., Seebregts, A.J., Beurskens, L.W.M., Moor, H.H.C. de,Alsema, E.A, Sark, W. Durstewicz, M. , Perrin, M., Boulanger, P., Laukamp och H., Zuccaro, C., 2004, "Learning from the Sun; Analysis of the use of experience curves for energy policy purposes: The case of photovoltaic power", Final report of the Photex project, DEGO: ECN-C--04-035.

Schlaich, J., Bergermann, R., Schiel, W. och Weinrebe, G., 2005, Design of Commercial SolarUpdraft Tower Systems, - Utilization of Solar Induced Convective Flows for Power Generation, *Journal of Solar Energy Engineering*, Vol 127, pp 117-124, ASME, New York.

SMA, 2000, ENS im Sunny Boy, SB-ENS-11:ED4900, download.sma-america.com/smaprosa/dateien/1348/SB-ENS-11-ED4900.pdf, SMA Technologie AG.

Solar Electricity Guide, 2001, "Report from EU project PV City Guide", Institut Cerdà, Barcelona, Spanien.

SolarPACES, 2005, E"uropean Concentrated Solar Thermal Road-Mapping", Discussion paper of the SolarPACES Implementing Agreement.

STEM, 2004, ”El från solen – energi och industri i Sverige”, Utredning av Energimyndigheten för Näringsdepartementet.

STEM, 2005, ”Uppdatering av 2004-års prognos för utsläpp av växthusgaser 2010, Underlag inför Sveriges andra fördelningsplan för utsläppsrätter, perioden 2008-2012” .

Stolt, L., 2005, ”Statusrapport om teknikutvecklingen inom solcellsområdet inkluderande de väsentliga framstegen som rapporterades vid The 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition”, Barcelona 6-10 juni 2005.

Stridh B., 2005, ”Nätanslutning av småskaliga solcellssystem för elförsäljning – en demonstrationsanläggning”, Elforsk rapport 05:30, Stockholm.

Stråth N., 2005, ”Islanding Detection in Power Systems, Teknisk licentiatavhandling, Industriell Elektroteknik och Automation”, Lunds tekniska högskola, ISBN91-88934-42-X.

SvKFS, 2005, ”Driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar”, SvKFS 2005:2, Svenska Kraftnät Författningssamling.

Svensk Energi, 2006 Hemsida 060926.
http://www.svenskenergi.se/energifakta/elaret.

Svensk Energi, 2006, http://www.svenskenergi.se/kraftlaget/sverige.html, september 2006.

Svenska Elektriska Kommissionen, 2000, ”Svensk Standard SS437 01 40 – Anslutning av lågspänningsinstallationer till elnätet”.

Svenska Elektriska Kommissionen, 2003, ”Svensk Standard SS436 40 00 – Installationsreglerna-Utförande av elinstallationer för lågspänning”.

Tarjanne, R. och Rissanen S., 2000, ”Nuclear Power: Least-Cost Option for Baseload Electricity in Finland”.

Robert Pitz-Paal, 2006, citerad i Sun&Wind Energie 1/2006.

Vattenfall, 2005, Presentation av Billfalk vid Climate Change seminar 19 september 2005.

Verhoeven B., 1998, "Utility aspects of grid connected photovoltaic power systems, IEA, Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems", Report IEA PVPS T5-01:1998.

Verhoeven B., 2002, "Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power systems", IEA, Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems, Report IEA PVPS T5-07: 2002.

Viawan F., 2006, "Steady State Operation and Control of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation", Teknisk licentiatavhandling, Elteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg.

Wiser, R., Bolinger, M., Cappers, P. och Margolis, R., 2006, "Letting the Sun Shine on Solar Costs: An Empirical Investigation of Photovoltaic Cost Trends in California", Environmental Energy Technologies Division, (http://eetd.lbl.gov/EA/EMP).

Woyte A., Belmans R., Nijs J., Heskes P. och Phlippen F., 2001, "Mains monitoring and protection in a European context", 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Munich, Germany, 22-26 October 2001.

Woyte A., De Brabandere K, Van Dommelen D, Belmans R, och Nijs J., 2003, International Harmonization of Grid Connection Guidelines: Adequate Requirements for the Prevention of Unintentional Islanding, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 11(6), 2003, pp 407-424.

Zweibel, K., 2005, "The Terawatt Challenge for Thin-Film PV", NREL/TP-520-38350 (http://www.osti.gov/bridge).