

Standardisering av kostnadseffektiva nätanslutna solcellsystem

Elforsk rapport 04:08

Standardisering av kostnadseffektiva nätanslutna solcellssystem

Elforsk rapport 04:08

Innehållsförteckning

SAMMANFATTNING	1
1 INLEDNING.....	3
1.1 BAKGRUND.....	3
2 ELLAGEN, INSTALLATIONSNORMER OCH GUIDER	6
2.1 RELEVANTA INTERNATIONELLA NORMER.....	6
2.1.1 Nätkvalitet.....	6
2.1.2 Skydd & personsäkerhet.....	7
2.2 DET SVENSKA FALLET.....	7
2.3 DE VIKTIGA TEKNISKA KRAVEN	9
2.3.1 Ö-drift.....	9
2.3.2 DC-ströminjektion	10
2.3.3 Frånkopplingsanordning	10
2.4 DE LEGALA KRAVEN / NÄTBOLAGETS SKYLDIGHETER OCH KRAV	11
2.4.1 Skyldighet att mäta.....	11
2.4.2 Kostnader för nätanslutning.....	11
2.4.3 Ersättning vid inmatning.....	11
2.4.4 Partsförhållandet.....	11
3 TEKNISKA SYSTEMLÖSNINGAR	12
3.1 DAGENS STANDARDISERADE SYSTEM.....	12
3.2 TRADITIONSBUNDEN TEKNIK.....	14
3.2.1 Tradition 1 (moduler med standardiserad utspänning).....	14
3.2.2 Tradition 2 (Betrakta solcellsmoduler som battericeller).....	15
3.2.3 Tradition 3 (modultoleranser)	17
3.2.4 Tradition 4 (Växelriktardimensionering).....	18
3.3 SLUTSATSER & REKOMMENDATIONER FÖR EN SVENSK STANDARDLÖSNING	19
4 WORKSHOP OM NÄTANSLUTNING OCH INSTALLATION.....	22
4.1 FRÅGESTÄLLNINGAR FÖR WORKSHOPEN	22
4.1.1 Scenario	23
4.2 ANTECKNINGAR.....	23
4.2.1 Elektriska komponenter	24
4.2.2 Instrument för möjliggörande av elhandel	24
4.2.3 Guide för installation	25
4.3 SAMMANFATTANDE SLUTSATSER	26
5 SLUTORD	27
6 REFERENSER.....	28

Bilagor

A EN LISTA AV GÄLLANDE ELLER PLANERADE IEC NORMER FÖR PV SYSTEM[2]

SAMMANFATTNING

Nätanslutna solcellsanläggningar är, med hjälp av riktade marknadsstöd i framförallt Japan och Tyskland, ett snabbt växande globalt marknadssegment. Omfattande standardisering och större spridning har lett till avsevärda förenklingar och kostnadssänkningar, men kostnaderna är dock fortfarande avskräckande höga och fler åtgärder krävs för att kraftigt reducera systempriset samt öka systemverkningsgraden jämfört med idag.

Dagens standardiserade nätanslutna solcellsanläggningar är, trots sin modernitet, tyngd av traditioner som skapat en del negativa effekter. Den mest allvarliga effekten är låg systemverkningsgrad under icke ideala förhållanden (exempelvis vid skuggning). Utmaningen är därför att utveckla kostnadseffektiva och tillförlitliga system med hög grad av flexibilitet, modularitet och säkerhet.

Att enbart titta på komponentkostnaderna och dess verkningsgrad är inte tillräckligt för att bedöma effektiviteten i systemet, utan hela systemprestandan och kostnaden under systemets livstid måste tas med. Det går säkerligen att vidare pressa kostnaderna för solet med massproduktion, byggnadsintegration och standardisering men om inte komponenterna utnyttjas och kopplas optimalt kommer kostnadssänkningen att undergrävas och förtroendet för tekniken faller. Den tekniska lösningen måste dock fortfarande baseras kring de två centrala aspekterna **säkerhet** och **kostnad**. Eftersom säkerheten inte kan kompromissas, är det angeläget att en hög nivå av skydd åstadkommes genom en kostnadseffektiv och lämplig teknisk lösning.

Idag finns väldigt få nätanslutna PV-anläggningar i Sverige, nätbolagen är därför ovana att hantera förfrågningar och ärenden om anslutning av små solcellsanläggningar. Om teknologin får sitt genombrott genom initiala stödprogram kommer detta att leda till en markant ökning av ansökningar om anslutningstillstånd. Det är därför viktigt att initiera aktiviteter med mål att formulera ett utkast till en ny norm, föreskrift eller guide, specifikt för småskaliga PV-system. Avdelning 712 "Kraftförsörjningssystem med fotoelektriska solceller", i de nya elinstallationsreglerna är inte uttömmande för den som första gången ska utföra en installation. Detta skulle kunna leda till ökad förståelse av de relevanta aspekterna samt hjälpa utvecklingen av kostnadseffektiva lösningar. Dessutom krävs mer riktad information till allmänheten för att skapa förståelse och engagemang.

De legala kraven på nätbolagen utgår från ellagen. Här ställs förhållandevis höga krav på mätning och avräkning, vilket harmoniserar dåligt med kostnadsönskemålen på distribuerad, riktigt småskalig nätansluten elproduktion.

De flesta av dagens nätanslutna system betraktar solcellsmoduler som battericeller och seriekopplar solcellsmodulerna för att höja spänningen, men detta har gjort systemen mindre flexibla och resulterat i lägre total verkningsgrad än summan av alla moduler. Effekter såsom skuggning, toleranser, eller varierande kvalitet på moduler kan beroende

på anläggningsplacering och orientering ha en förödande inverkan på effekten och därmed återbetalningstiden eller förtroendet för sådana lösningar.

Sättet att koppla och dimensionera dagens system är mycket känsligt mot normala förekommande förhållanden såsom skuggning, toleranser mm. Det finns dock teknik för att göra systemen mindre känsliga, vilket ökar möjligheterna att vinna marknadens förtroende och leder till mer rimliga återbetalningskalkyler.

Systemen borde också vara så konstruerade att de lätt kan användas som byggelement av byggnadsbranschen. Byggnadsintegration kan åstadkommas genom modularisering och standardisering av elektrisk och mekanisk konstruktion samt säkra kopplingar.

Följande åtgärder rekommenderas för att främja solcellstekniken:

- *En guide i form av en lathund riktad mot konsumenter och installatörer*
- *En särskild installationsguide för småskaliga solcellsanläggningar*
- *Byggnadsintegration som utvecklas mot gör-det-självt marknaden för att sänka de höga installationskostnaderna.*

1 INLEDNING

Rapporten är en sammanfattning av en förstudie inom SolEl 03-07 "*Standardisering av kostnadseffektiva nätanslutna solcellsystem*" med syfte att underlätta för kommersialisering av nätanslutna småskaliga solcellssystem i enskilda småhus genom att kartlägga hinder och påvisa möjligheter för dagens solcellsystem.

Huvudmålen med projektet är att:

- Samla information om några av de viktigaste tekniska problemen och relevanta normer samt belysa möjligheterna.
- Utifrån insamlat material föreslå hur en implementering av dessa kan anpassas till svenska förhållanden.
- Föreslå procedurer för anskaffandet av system och nätanslutningstillstånd i Sverige samt initiera arbetet för att ta fram ett utkast till en rekommendation och riktlinjer för standardisering, installation och anslutning av PV-system till det allmänna elnätet i Sverige.
- Ordna en workshop för att samla åsikter från de olika intressenterna och aktörerna på den svenska marknaden om hur man realiserar de ovannämnda målen.
- Föreslå projekt för att demonstrera och implementera del av resultatet av studien.

Rapporten är indelad i tre huvudkapitel där första kapitlet behandlar befintliga normer och guider både internationellt och nationellt. Kapitel 3 presenterar dagens systemlösningar och diskuterar bristerna och möjligheterna för att förbättra utnyttjandet av den tillgängliga solenergin. Det tredje kapitlet sammanfattar diskussionen i samband med en workshop som ordnades som del av projektet.

1.1 Bakgrund

Betydande satsningar genom olika stimuleringsprogram har inletts i många industriella länder för att stödja användning av förnyelsebar solenergi för småskalig distribuerad elgenerering på byggnader. Några av de ledande länderna är Tyskland, Japan och USA, men andra länder har också anslutit sig genom att erbjuda fastighetsägarna generösa subventioner såsom i England (med ett bidrag på upp till 50% av den investerade kostnaden). Dessa system har utvecklats till en global industri med en årlig tillväxt på mer än 30%, som idag sysselsätter ca: 25000 människor och omsätter ca: 3.5 miljarder US dollar.

Solcellsel är sedan länge ett lönsamt alternativ på platser som saknar utbyggt elnät. Inom det befintliga elnätet har nätanslutna solcellsystem genomgått en kraftig utveckling det senaste decenniet främst i Tyskland och Japan på grund av de generösa stödprogrammen. I Tyskland har till exempel byggnadsintegrerade nätanslutna solcellssystem utvecklats från att vara något mycket ovanligt till att bli en konsumentprodukt. Detta har lett till kostnadseffektiva, tillförlitliga, säkra och i stor utsträckning standardiserade anläggningar, som enkelt och snabbt kan installeras på hustaken.

Trots att de tekniska förutsättningarna för distribuerad inmatning av energi till elnät funnits i tiotals år har det inte varit av kommersiellt intresse. Fler faktorer har dock börjat ge en ökning av detta intresse. Aktiviteter i andra länder har visat att efterfrågan på distribuerad energiproduktion är mer än obetydlig, trots frånvaron av ekonomisk bärkraftighet.

För elnätsbolagen betyder det att en i det närmaste ny tjänst, att ta emot småskalig distribuerat producerad elenergi, nu börjar efterfrågas. Teoretiskt sett är den tjänsten kanske inte ny. Men praktiskt sett hamnar mätning, avräkning och ersättning etc. för de små systemen på penningnivåer som rimligen inte kan försvaras. Vidare måste ju naturligtvis ändå ellagen följas.

Kostnaden för nätanslutna solcellsystem är dock fortfarande avskräckande hög i de flesta länder, främst men inte enbart, på grund av att de används i så liten skala. För att öppna för möjligheter att ekonomiskt installera och integrera solceller i byggnader för lokal elproduktion och nätanslutning krävs att komponentpris, installationskostnader och andra avgifter kraftigt reduceras och systemverkningsgraden ökas jämfört med idag. Men hindren för att installera småskalig solenergi är inte bara de höga kostnaderna, utan bristen på erfarenhet och förtroende för tekniken hos arkitekter, byggare, elektriker och konsumenter kan ha större betydelse. Stelbenta regelsystem och saknaden av enkla och klara tillståndsförfaranden kan dessutom utgöra ytterligare hinder. Dessa barriärer måste minskas om mer solenergi skall kunna användas.

I dagsläget saknas ett nationellt stödsystem för privata solesinstallationer, vilket ett flertal andra länder har (Ett stöd baserat på ROT-avdrag för offentliga lokaler har dock föreslagits under projektets gång, men det är dock oklart hur detta skall formas). Information om hur solesanläggningar skall installeras eller vart den enskilda husägaren skall vända sig för att få anslutningstillstånd mm i Sverige är ganska knapphändig. Detta kan delvis förklara avsaknaden av privatägda nätanslutna solcellsanläggningar i Sverige med undantag för några få demonstrationsanläggningar. Om en marknad skapas med någon form av marknadsstöd kan detta sätta igång lärprocesser i hela kedjan från tillverkning till design, installation, tillståndsförfarande och användning.

Andra länders nationella stimuleringsprogram har lett till en standardisering av anläggningar gällande systemarkitektur och installationsmetodik. Denna utveckling är dock ej fullständigt harmoniserad trots vissa ansträngningar de senaste åren. Standardiseringen har i huvudsak skett lokalt i de länder som kör stimuleringsprogram för nätanslutna PV-system. Resultatet av dessa satsningar är ett antal nationella normer som behandlar installations- och säkerhetsaspekter för dessa system.

International Energy Agency (IEA) och särskilt programmet för "Photovoltaic Power Systems" (PVPS) har bidragit till koordinering vad gäller standardisering av installation och skydd för nätanslutna PV-system inom medlemsländerna. Referens [1] ger en sammanställning av de tillämpade installationsguider och gällande normer som finns i de flesta medlemsländerna. Det är tydligt att det fortfarande finns några betydande

oenigheter och meningsskiljaktigheter som hindrar ytterligare kostnadsreduktion av systemen eftersom det kräver landsspecifika lösningar och apparater som i sin tur begränsar volymen och därmed minskar kostnadsfördelarna av hög produktionsvolym.

2 ELLAGEN, INSTALLATIONSNORMER OCH GUIDER

Vid nätanslutning av solceller är det i första hand ellagen [8] man har att ta hänsyn till. Ellagen ger föreskrifter om elektriska anläggningar, om handel med el i vissa fall samt om elsäkerhet. Tre kategorier agerar vid aktiviteter på det svenska elnätet genom produktion, överföring och användning.

Generellt gäller att bolag som bedriver nätverksamhet inte får bedriva produktion av eller handel med el, dock med undantag av produktion uteslutande avsedd att täcka nätförluster. Nätverksamhet får inte bedrivas utan tillstånd, nätkoncession.

2.1 Relevanta internationella normer

De flesta tillgängliga guider refererar till IEC normer, men dessa PV-specifika normer är inte särskilt utvecklade och behöver utvecklas vidare. Dessa normer ger i de flesta fall endast generella riktlinjer med få detaljer kring installationer. Det pågår dock ett stort arbete inom IEC för att ge ut och utveckla specifika normer för småskaliga PV-installationer. Ett antal sådana normer finns redan (se bilaga B) med den mest relevanta normen IEC 61727 [6] "Photovoltaic (PV) systems- Characteristics of the utility interface". Denna norm ger endast en översikt av de generella driftsäkerhetskraven på nätanslutna PV system och apparater. En andra upplaga av normen [7] där mera specifika detaljer anges jämfört med första upplagan, såsom gränser för olika värden, är dock på remiss och förväntas bli publicerad snart. Här bör nämnas att Sverige inte är aktivt i detta arbete, i alla fall inte under den rådande remisstiden.

Enligt bilaga [A] godkändes förslag på utarbetning av ett antal nya normer specifika för PV-system bland dessa:

- IEC-62234: "Safety Guidelines for grid connected photovoltaic (PV) systems mounted on buildings"
- IEC-62109: "Electrical safety of static inverters and charge controllers for use in photovoltaic (PV) power systems"
- IEC-62116: "Testing procedure- Islanding prevention measures for power conditioners used in grid connected photovoltaic (PV) power generation systems"

Följande två huvudkaraktäristiska aspekter av nätanslutning av PV-system beskrivs i IEC 61727 normen (föreslagna förändringar och tillägg för upplaga 2 är markerade med *kursiv* stil):

2.1.1 Nätkvalitet

Kvalitet och nivåer för spänning och ström skall behållas inom vissa gränser i enlighet med de lokala nätnivåerna.

- Inget spänningsflicker över den lokala tillåtna gränsen. (*Gränserna enligt det relevanta avsnittet i IEC 61000-3-3 för system upp till 16A eller IEC 61000-3-5 för system med strömmar över 16A*)

- PV-systemet ska arbeta synkront med nätet.
- Föreslagna riktvärden för spänning och strömövertoner enligt följande:
 - Högst 5% totala strömövertoner
 - Högst 2% totala spänningsövertoner med maximalt 1% för enskilda övertoner.
- PV-systemet bör ha en medeleffektfaktor > 0.85 (*0.9 leading or lagging*) eller enligt lokala bestämmelser.

2.1.2 Skydd & personsäkerhet

- Ö-drift: För att förhindra ö-drift, ska en primär säkerhetsfaktor för nätanslutna PV-system vara att systemet fränkopplas från nätet om nätmatningen försvinner eller avviker från de normala värdena.
 - Nätspänningen avviker från specificerade värden (*enligt tabell*)
 - Frekvensen avviker från specificerade värden ($\pm 1\text{Hz}$)
 - Nätmatningen försvinner.
- PV-systemet skall inte injicera en DC-ström (*högst 1% av växelriktarens märkström under antingen normal eller onormal drift*) in i nätet. En isolationstransformator kan användas för att tillfredsställa detta krav. Maximal DC-nivå skall specificeras lokalt.
- Apparater och system skall, i enlighet med lokala och nationella normer (se även IEC 61173)
 - Jordas (*Enligt IEC 60364-7-712*).
 - Ha transientskydd (*Enligt IEC 60364-7-712*).
 - Ha kortslutningsskydd för nätet (*Enligt IEC 60364-7-712*).
- En anordning för fränkoppling av AC utgången på PV-systemet från nätet skall finnas: "Safety Disconnect". Både manuell och elektromekanisk fränkoppling accepteras (*Enligt IEC 60364-7-712*).

2.2 Det svenska fallet

Ett mycket begränsat antal dokument tar upp småskaliga solcellsanläggningar i Sverige och i praktiken finns inga PV-specifika normer. Dessutom är det svårt att få relevant information om tillvägagångssättet vad gäller installation och anskaffandet av nätanslutningstillstånd.

Följande citat om ö-drift är hämtat ur AMP [5] (*Anslutning av Mindre Produktionsanläggningar till elnätet*):

"Ö-drift får ej uppstå och därför skall solcellsanläggningen vid avbrott bortkopplas från fastighetsnätet. Avkänning av spänningsbortfallet sker antingen på förändringen av spänningen eller på frekvensen."

"Vid anslutning av ledning från växelriktaren till fastighetens fördelningscentral skall dessutom finnas en elkopplare med synligt brytställe eller säker indikering".

Kapitel 55 av ELSÄK-FS 1999:5 [3] behandlar generatoraggregat i allmänhet. Följande avsnitt är de relevanta för PV-system:

551.7.1 Vid val och användning av ett generatoraggregat som är avsett att kunna arbeta parallellt med ett distributionsnät skall tillses att störningar på distributionsnätet och på installationerna undviks. Nätkoncessionsinnehavaren skall alltid konsulteras om eventuella speciella krav. Innan första idrifttagning sker skall nätkoncessionsinnehavaren informeras skriftligt om den förestående idrifttagningen.

551.7.2 Det skall finnas ett skydd som kan frångå ett generatoraggregat från distributionsnätet om nätmatningen skulle försvinna eller spänning eller frekvens skulle avvika från de normala på uttagsklämmorna.

551.7.3 En anordning skall finnas för att hindra anslutning av ett generatoraggregat till ett distributionsnät, om dess spänning och frekvens ligger utanför funktionsområdena för de skydd som krävs i 551.7.2

551.7.4 En anordning skall finnas som kan frångå generatoraggregatet från distributionsnätet. Denna frångåningsanordning skall alltid vara tillgänglig för nätkoncessionsinnehavaren.

Nya starkströmsföreskrifter, ELSÄK-FS 2004:1 [9], träder i kraft 1 juli 2004 varvid de gamla föreskrifterna upphör gälla 1 juli 2006. Till de nya föreskrifterna kopplas Elinstallationsreglerna, SS 436 40 00 [10], där solcellsinstallationer behandlas i kapitel 712.

Resterande hänvisningar i AMP behandlar i huvudsak större genereringsenheter (under 1.5 MW) och ställer ett tidsmässigt ganska signifikant ansvar på elbolagens tekniska avdelningar för att säkerställa installationen. Detta kan vara acceptabelt när det gäller enstaka anläggningar med dessa stora effekter. Men det bedöms inte lämpligt för ett stort antal mindre enheter, som kännetecknar PV-system på exempelvis bostadshus/småhus.

Idag finns bara några få nätanslutna PV-anläggningar i Sverige, men om tekniken får sitt genombrott kommer detta att leda till en markant ökning av ansökningar om anslutningstillstånd. Det är därför mycket viktigt att initiera aktiviteter med mål att formulera ett utkast till en ny norm eller föreskrift specifikt för småskaliga PV-system (kanske som ett särskilt kapitel i "starkströmföreskrifterna" eller en guide). Detta kommer förhoppningsvis att leda till ökad förståelse av de relevanta aspekterna samt hjälpa utvecklingen av kostnadseffektiva lösningar.

Det finns ett delikat behov av en balanserad utveckling mellan kraven från nätägarna och behovet från PV-industrin. Nätägarna är primärt intresserade av nätkvalité, tillförlitlighet och säkerhet (*person och egendom*) för både allmänhet och egen personal, medan PV-industrin vill ha öppnade kanaler till elkonsumenterna med kostnadseffektiva produkter.

Det är vår uppfattning att ett sådant stöddokument borde vara acceptabelt för alla elbolag för att tillfredsställa deras intressen och åtaganden. Samtidigt skall dokumentet

inte vara så restriktivt utformat att PV-industrin missgynnas och kostnaderna drivs upp. Dokumentet och dess utformning kan ha en djupgående effekt på enskilda nätanslutna PV-anläggningar i Sverige och på marknadsmöjligheterna för PV-industrin. De icke-harmoniserade nätanslutningsprocedurer som råder i landet idag tillhör väsentligen de hinder som bromsar ökningen av PV-marknaden.

Marknadsutvecklingen i Sverige måste ses i sammanhanget av ökande tillämpningar av internationella normer och gemensamma produkter för den europeiska och internationella marknaden. Utvecklingen av de internationella normerna för PV-system är igång och en harmoniserad och gemensam förståelse i Sverige kommer att influera de internationella normerna så att de även kan tillämpas för svenska förhållanden.

2.3 De viktiga tekniska kraven

Den tekniska diskussionen och lösningen måste i vilket fall som helst baseras kring de två centrala aspekterna **säkerhet** och **kostnad**. Eftersom ingen inom PV-industrin vill kompromissa om säkerheten, är det angeläget att hög nivå av skydd kan åstadkommas genom en kostnadseffektiv och lämplig teknisk lösning.

Högsta prioritet för normerna måste vara inom säkerhetsområdet. I många fall har dock lösningarna eller kraven lett till en markant kostnadsökning av systemet.

För DC-spänningssidan måste installationssäkerheten garanteras vad gäller kontakt med farliga spänningsnivåer när spänningen är mer än 120VDC. Detta inkluderar varningssignaler, begränsad åtkomst, isolation och jordning.

För AC-sidan vid nätanslutning är den svåraste frågan relaterad till ö-drift med de olika ländernas starkt varierande krav. Detta problem har faktiskt ingen tillfredställande lösning om många system installeras i ett visst begränsat nät. Det finns behov av att noggrant definiera testkretsar och procedurer för testning av växelriktarens skydd mot ö-drift. Dessa testkretsar finns i många varianter.

De viktigaste huvudområdena är:

- Skydd mot försvinnande av nätmatningen eller ö-drift
- Manuell eller automatisk fränkoppling
- DC-ströminjektion och behovet av en isolertransformator
- Jordning och andra säkerhetsaspekter

2.3.1 Ö-drift

Ö-drift är fortfarande ett av de mest kontroversiella ämnena inom det internationella standardiseringsorganet som behandlar nätanslutningskrav för distribuerad generering, i synnerhet för PV-system.

I Tyskland är en ganska sofistikerad nätövervakningsanordning i form av en impedansmätning, allmänt kallat för ENS, i praktiken obligatorisk. Denna obligatoriska metod för detektering av nätbortfall innebär att framtida tekniska utveckling är

blockerad och att andra metoder i praktiken är förbjudna på den tyska marknaden. Detta och de tekniska nackdelarna som impedansmätningen har, är en av anledningarna till att förslaget om att använda ENS som internationell norm har mött motstånd och avslagits.

I den reviderade preliminära upplagan av IEC 61727 [7] fastslås att spännings- och frekvensövervakning är tillräckligt för detektering av nätbortfall. I praktiken är detta endast sant för nät med mindre PV-system. För nät med ett högt antal PV-system, är spännings- och frekvensövervakning ej tillräcklig.

Det är oklart om den nya upplagan IEC 61727 kommer att godkännas. Men om så är fallet så kommer ett antal länder, bl.a. Tyskland och USA att begära kompletterande krav angående den nationella nivån, som exempelvis:

- Testning under värsta tänkbara förhållanden
- Krav på en utifrån tillgänglig extra frångkopplingsanordning
- Redundans i skyddssystemet

2.3.2 DC-ströminjektion

Trots det faktum att många normer ej kräver användning av en isolertransformator, så behövs i praktiken detta för att tillfredsställa kraven på maximalt tillåten DC-ström in på nätet. Detta kan leda till en signifikant kostnadsökning av växelriktaren.

Bortsett ifrån utmaningen att designa en växelriktare som kan klara DC strömkravet, finns det två problemområden:

- Mätnoggrannhet för DC-strömkomponenter
- Möjlig drift över tiden

För att säkerställa och garantera detta måste den tekniska lösningen ge tillfredställande svar. Men utan höjning av den maximalt tillåtna strömnivån till rimliga värden kommer det att krävas en isolertransformator som medför en kostnadsökning.

2.3.3 Frångkopplingsanordning

Som påpekats tidigare är säkerheten det viktigaste att beakta vid etablering av distribuerad energiproduktion. Naturligtvis kommer den enskilde anläggningsägaren vilja ha en säker elmiljö. Men det nätbolag som kommer vara anslutande är minst lika angelägen om att ha problemfri drift och underhållsmiljö. Elarbete är omgivet av många säkerhetsregler för att skydda både personal och kunder.

Ett sådant säkerhetskrav är elkopplare med synligt brytställe eller säker indikering mellan växelriktare nätanslutningspunkt. Det är vanligt att nätbolaget kräver kontinuerlig tillgänglighet till denna frångkopplingsanordning.

I de nya installationsreglerna ställer man också krav på anordningar frångkoppling på båda sidor om växelriktaren för att arbete på den ska kunna utföras utan spänning.

2.4 De legala kraven / Nätbolagets skyldigheter och krav

En solcellsanläggning som kan mata ut el på nätet är per definition en produktionsanläggning. Det innebär att nätägarens tillstånd måste inhämtas innan anläggningen nätansluts, enligt AMP. Å andra sidan säger samtidigt ellagen att nätkoncessionsinnehavare är skyldiga att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning till nätet.

Vidare har den som har nätkoncession skyldighet, att på skäliga villkor, överföra el för annans räkning.

2.4.1 Skyldighet att mäta

Nätkoncessionsinnehavaren har också skyldighet att utföra mätning av mängden överförd el och dess fördelning över tiden. Det åligger också nätinnehavaren att rapportera resultaten av mätningarna.

2.4.2 Kostnader för nätanslutning

Kostnaden för en mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten hos en elproducent skall av nätkoncessionsinnehavaren debiteras elproducenten. Men med begränsningen att en innehavare av produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1500 kW skall för överföring av el betala endast den del av avgiften enligt nättariffen som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på koncessionsinnehavarens nät. Anläggningsinnehavaren skall dessutom betala engångsavgift för anslutning.

2.4.3 Ersättning vid inmatning

Innehavare av en produktionsanläggning har rätt till ersättning av den nätkoncessionsinnehavare till vars ledningsnät anläggningen är ansluten. Ersättningen ska motsvara värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i ledningsnätet och värdet av nätkoncessionsinnehavarens avgiftsreduktioner mot andra nät.

Rent praktiskt betyder det att ersättningen för en mindre mängd utmatad energi blir mycket begränsad. I det fall solcellsanläggningens ägare är en för övrigt vanlig elkonsument blir ersättningen i jämförelse med inköpspriset låg.

2.4.4 Partsförhållandet

Strikt finns det således en mängd regler som skall beaktas i förhållandet mellan nätbolag och producent. I de flesta fall torde det således vara fruktsamt att komma till avtal genom individuell förhandling. Ur nätbolagsperspektiv är en solcellsanläggning en intermittent energikälla. Produktionen blir därigenom sedd som svårkontrollerad och blir således svårare att etablera.

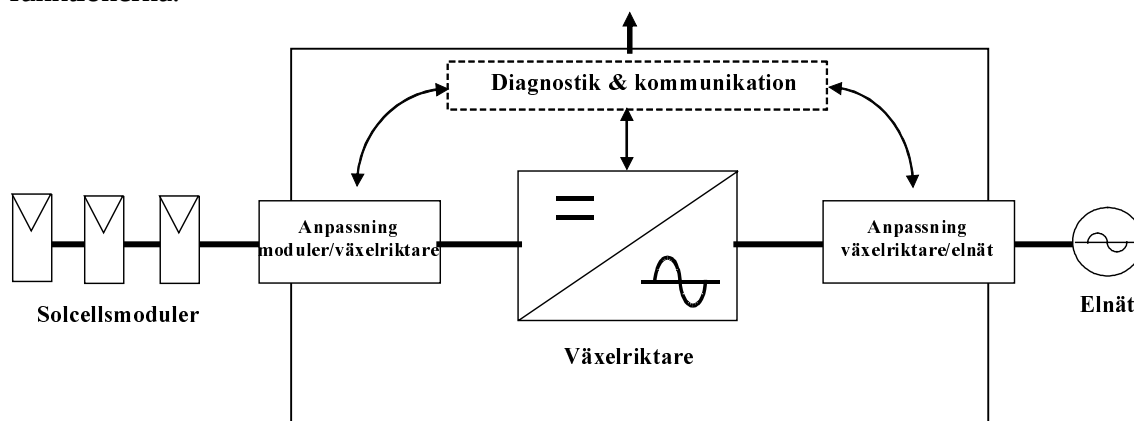
3 TEKNISKA SYSTEMLÖSNINGAR

Nätanslutna solceller är det marknadssegment som ökar snabbast på grund av marknadsstöd i framför allt Japan och Tyskland. Storleken på och utformningen av marknadsstödet har bidragit till omfattande standardisering, större spridning och lägre kostnader. Men kostnaderna är dock fortfarande höga och mera åtgärder krävs för att reducera systempriset samt öka systemverkningsgraden jämfört med idag.

En kritisk fråga är därför hur kostnadseffektiva är dagens systemlösningar både i investering och drift. Att enbart titta på komponentkostnaderna och dess verkningsgrad är inte tillräckligt för att bedöma effektiviteten i systemet, utan systemprestanda och pris måste tas med. Det går att pressa kostnaderna för solceller betydligt med massproduktion, byggnadsintegration och standardisering men om inte komponenterna utnyttjas och kopplas optimalt kommer kostnadssänkningen att undergrävas och förtroendet för tekniken faller.

3.1 Dagens standardiserade system

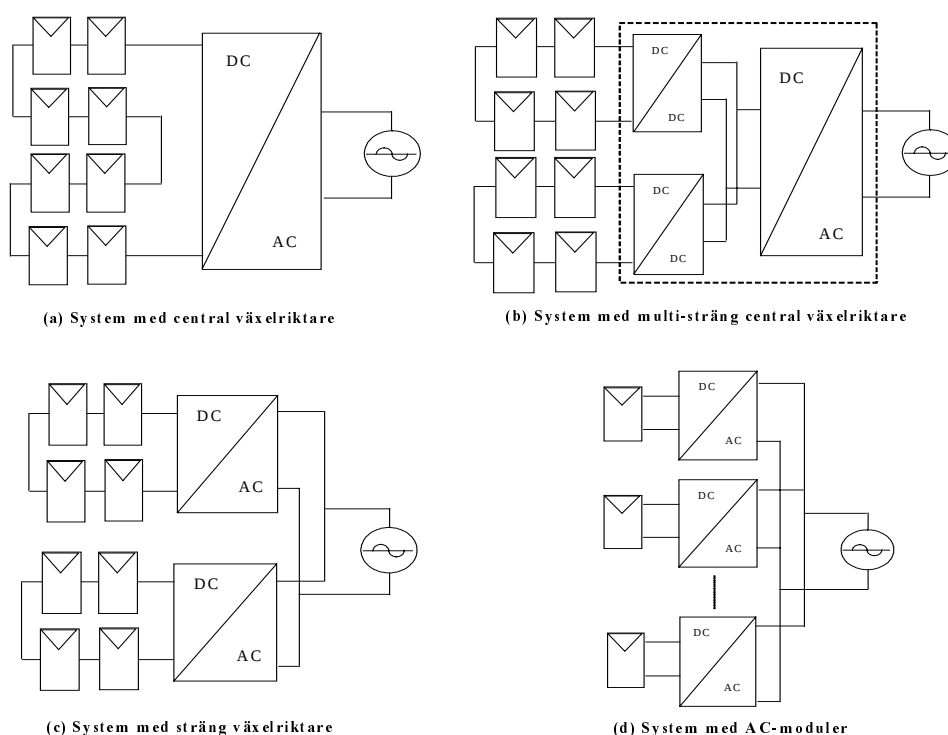
I ett nätanslutet solcellssystem matas solcellen direkt ut på det lokala elnätet utan behov av lagring. Figur 1 visar ett generellt blockdiagram på de nödvändiga kopplingarna och funktionerna.



Figur 1. Enkelt blockschema för ett nätanslutet solcellssystem.

Eftersom en solcell ger likström med lågspänning (ca: 0.6V) brukar ett antal solceller seriekopplas för att få högre spänning (vanligtvis 12V eller 24V) i en solcellsmodul. Modulerna kan sedan kopplas ihop i serie och parallellt till en lämplig systemspänning. Likströmmen från solcellsmodulerna behöver omformas till växelström i en växelriktare för att mata energin till det lokala elnätet. För en problemfri koppling krävs det noggranna gränssnittanpassningar både mellan solcellsmodulerna och växelriktaren samt mellan växelriktaren och elnätet. Dessa gränssnitt måste dessutom övervakas och skyddas mot olika typer av fel i systemet och omgivningen. Spänningsanpassning och omvandling till nätspänningen kan ske på olika sätt. Följande fyra sätt är förekommande i dagens system (se också figur 2):

- En central växelriktare används genom att de serie/parallellkopplade modulerna leds till en enda växelriktare mot elnätet. Fördelen med den centrala växelriktaren är lägre kostnad.
- En central multisträngväxelriktare som har ett antal ingångar för koppling av mer än en grupp av serie kopplade moduler (strängar). Fördelen är viss redundans och mindre inverkan av skuggning.
- Distribuerade eller strängväxelriktare då man kopplar en mindre växelriktare till varje sträng. Fördelarna är korta likspänningsledningar, en viss redundans om en växelriktare havererar och att lokal skuggning får mindre prestandainverkan.
- Modulbaserad växelriktare där varje solcellsmodul har en egen växelriktare (AC moduler) som kan parallellkopplas direkt mot ett 230V nät. Fördelarna är frånvaro av likspänningsnät, standard 230V kopplingsmaterial kan användas på taket samt mycket liten inverkan av lokal skuggning.



Figur 2. De fyra alternativen av dagens standardiserade nätanslutna solcellssystem.

System med sträng- eller multisträngväxelriktare är dominerande idag med anledning av att effekten av modultoleranser och skillnader i solinstrålningen (t.ex. vid skuggning) är begränsande. System med AC-moduler är det enda kommersiellt tillgängliga system som begränsar inverkan från skuggning och toleranser hos den aktuella modulen och kan därmed ge det teoretiskt högsta möjliga energiutbytet. Tyvärr har AC-moduler en del nackdelar såsom höga kostnader och sämre tillförlitlighet vilket har begränsat användningen.

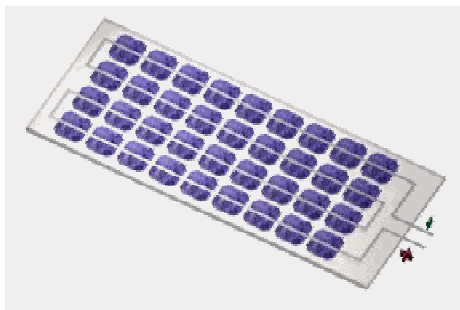
3.2 Traditionsbunden teknik

Dagens standardiserade nätanslutna solcellsanläggningar är, trots sin modernitet, tyngd av traditioner som i vissa fall negativt har påverkat både synen på solcellsteknik och prestanda hos anläggningarna. Den standardisering av anläggningar som har skett de senaste åren har lett till avsevärda förenklingar och kostnadssänkningar men har samtidigt skapat en del negativa effekter. Den mest allvarliga effekten är låg systemverkningsgrad under icke ideala förhållanden (exempelvis vid skuggning m.m.).

För att främja tekniken måste systemen vara kostnadseffektiva och tillförlitliga utan att tumma på flexibilitet, modularitet eller säkerhet. Att dagens system är standardiserade eller har låga komponentkostnader är inte likvärdigt med att de är kostnadseffektiva. Det är de totala systemkostnaderna under hela livslängden (dvs. investering och driftkostnader), och den totala systemverkningsgraden under verkliga förhållanden som måste tas hänsyn till för att bedöma om lösningen är kostnadseffektiv.

3.2.1 Tradition 1 (*moduler med standardiserad utspänning*)

Solcellsmoduler består traditionellt av ett antal seriekopplade solceller för att få en rimligt utspänning. De flesta moduler som finns idag har en utspänning anpassad till 12V eller 24V batterisystem och består därför av 36 eller 72 celler monterade i fyra rader för att förenkla den interna seriekopplingen (se skissen nedan). Anledningen till att man anammat detta byggsätt var att man då kunde dra synergier med befintlig marknad och produktion av fristående system med batteridrift.



Källa: www.solcell.nu

Det finns i praktiken ingen teknisk anledning att behålla denna moduldesign speciellt eftersom det idag är nätanslutna solcellssystem som är det marknadssegment som ökar snabbast och därför inte behöver vara bunden till denna tradition om inte det ger andra fördelar.

Med dagens solcellsmodulers uppbyggnad är det svårt att blanda standardmoduler av olika effektstorlekar i samma sträng eftersom cellerna i många fall är olika stora på grund av "behovet" att ha 36 eller 72 celler per modul. I en sträng av seriekopplade solcellsmoduler, måste ju alla celler vara av "samma" sort och storlek annars kommer utströmmen och effekten vara begränsad av den sämsta cellen.

I ett strängbaserad nätanslutet system finns det dock inget behov av att alla moduler i serie skulle leverera samma spänning eller effekt men cellerna bör vara av samma sort och kvalitet för att leverera samma ström under likvärdiga förhållanden. Man skulle därför fritt kunna blanda en modul med 36 celler i serie med en på t.ex. 32 eller 20 celler så länge cellerna är "lika". Detta ger möjlighet att anpassa modulerna till den tillgängliga ytan och inte tvärtom. Allt under förutsättning att spänningsnivån befinner sig inom växelriktarens arbetsområde, se vidare under "Tradition 4".

Problemet är idag av mindre betydelse eftersom marknaden är begränsad och kostnaderna är höga och därför är det inte lika aktuellt för privatpersoner att vilja täcka den tillgängliga tak- eller fasadytan med solceller. Men om tekniken skall kunna få sitt ekonomiska och tekniska genombrott kommer detta att vara begränsande.

Ett sätt att påverka utvecklingen är att välja den mest kostnadseffektiva cellstorleken för konstruktion av standardmoduler för nätanslutna system. Dessutom kan man begränsa utbudet till en eller några få standardstorlekar och dimensioner. Detta kan leda till minskade kostnader och bättre möjligheter att jämföra prestanda och pris för olika fabrikat.

Skulle man ur byggnadsintegrationssynvinkel behöva andra mått på modulerna än standardmått till exempel en halvmodul, kvartsmodul eller specialform pga. begränsad yta, kan dessa specialtillverkas med samma typ av celler utan hänsyn till antal celler eller spänning. En förutsättning för att ett sådant system skall kunna vara fördelaktigt är ju förstås att dessa specialstorlekar inte kräver nytt typgodkännande.

Ett annat sätt att övervinna problemet är att bygga systemet utan att seriekoppla moduler utan endast parallellkoppla dessa via modulbaserade omriktare liknande AC-moduler så att moduler av olika effekt, teknik eller orientering kan lätt blandas.

3.2.2 Tradition 2 (Betrakta solcellsmoduler som battericeller)

Att seriekoppla solcellsmodulerna i ett nätanslutet system för att höja spänningen på liknande sätt som man gör med batterier har gjort systemen mindre flexibla och resulterat i lägre total verkningsgrad än summan av alla moduler. Effekter såsom skuggning, toleranser, eller lågkvalitetsmoduler kan ha en förödande inverkan på effekten och därmed återbetalningstiden eller förtroendet för sådana lösningar.

Att betrakta solcellsmoduler som battericeller är ett allvarligt fel. De kan endast betraktas som ekvivalenta under ideella förhållanden dvs. att batterierna är lika laddade och solcellerna är lika utsatta för solstrålning. Det är tyvärr mycket mindre sannolikt att anläggningar alltid är skuggfria. Eftersom en stor del av en solcellsanläggning är seriekopplad så räcker det med en minimal skugga från en skorsten, gatlyse, träd eller takkupa för att drastiskt reducera effekten under stora delar av dagen och därmed energiutbytet. Placeringen och orienteringen av solcellsytan måste därför väljas med omsorg och kan ha mycket större betydelse än de sista procenten i verkningsgrad på komponenterna. Det finns idag otaliga exempel på hur okunskap eller nonchalans av

problemet i solcellsanläggningar lett till att energiutbytet är oproportionellt låg jämfört med det förväntade.

Om en cell i en sträng av seriekopplade celler är delskuggad kommer den att begränsa strömmen i hela kedjan i motsvarande grad. Ett sätt att komma runt detta är att montera en diod över varje modul eller halvmodul. Vid skuggning av en anläggning kommer eventuellt dioden att leda strömmen förbi den skuggade modulen och därmed kopplas den bort. Detta görs på bekostnad av ett spenningsfall. När en diod kopplar förbi en skuggad modul kommer arbetsspänningen att sjunka med cirka 15 volt för varje skuggad 12V modul.

Många tror idag att dioden automatiskt kommer att leda strömmen och koppla förbi den skuggade modulen så fort den är skuggad, men detta är inte hela sanningen. För att dioden ska koppla förbi en skuggad modul krävs det att kretsströmmen blir högre än vad den skuggade modulen kan leverera.

Det är ganska enkelt för styrsystemet att tvinga strömmen in i dioden förbi en modul om modulen är tillräckligt skuggad så att kortslutningsströmmen är mycket låg i förhållande till resten av systemet. Men om skuggningen är partiell så att t.ex. modulen kan leverera 50% effekt relativt de andra, är det inte säkert att styrsystemet upptäcker detta och hittar den rätta arbetspunkten för att förbikoppla modulen, i så fall kommer anläggningen att köras på 50%. Utan information om statusen på de individuella modulerna i en sträng alternativt en smart styralgoritm kan det vara omöjligt att styra skuggade anläggningar på ett optimalt sätt.

Dagens styrsystem är gjorda så att de försöker hitta den optimala arbetspunkten då maximal effekt kan dras ur modulerna. Detta kallas för MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Om modulerna i en sträng har olika karakteristik på grund av exempelvis skuggningar, kommer det att finnas ett antal effektmåxima. Vilken arbetspunkt som styrsystemet reglerar mot är inte en självklarhet och är till stor del beroende på styralgoritmens dynamik och mängden tillgänglig information om modulerna. Detta kan leda till att systemet pendlar mellan olika toppar eller fastnar i en arbetspunkt med lägre effekt. Detta beteende eller oscillation brukar känneteckna många anläggningar särskilt vid låg solinstrålning.

För att minimera dessa effekter krävs en av följande:

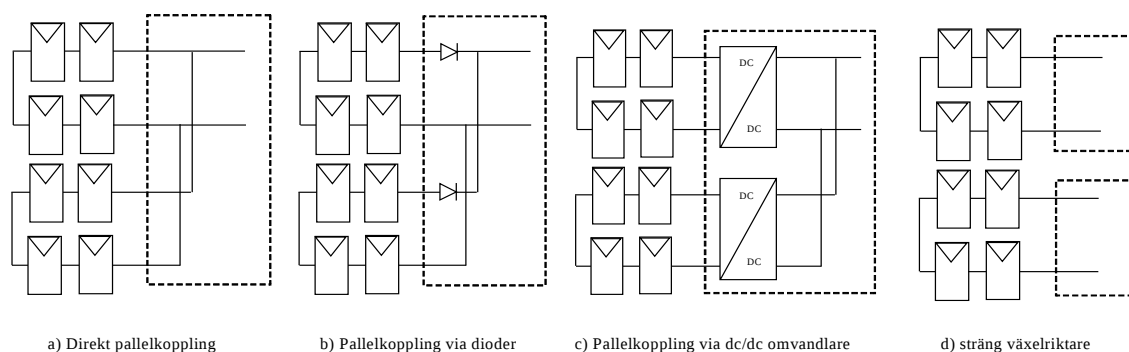
- Modulbaserad MPPT liknande system med AC-moduler.
- Information om uteffekt från varje modul används i MPPT regleringen, så att styrsystemet kan bedöma om vissa moduler är skuggade och därmed försöker att hitta rätt arbetspunkt. Detta kan göras genom övervakning av effekten från varje modul.
- En intelligent MPPT-algoritm som kan hitta rätt arbetspunkt. Detta kan vara omöjligt att åstadkomma utan effektvakt på de individuella modulerna.

3.2.3 Tradition 3 (modultoleranser)

Spridningen i uteffekt inom toleransområdet för solcellsmoduler kan också ge en allvarlig effekt på energiutbytet på samma sätt som med skuggning men eftersom den påverkar energiutbytet hela tiden i motsats till skuggning kan energibortfall vara i paritet med konstant skuggningseffekt. Skulle en grupp om 20st seriekopplade solcellsmoduler innehålla en modul som har -5% tolerans kommer hela gruppen att leverera -5% total effekt. Denna effektminskning motsvarar maximala effekten från en modul. De flesta modultillverkare idag erbjuder solcellsmoduler med $\pm 5\%$ tolerans, men samtidigt erbjuds moduler med ganska täta effektklasser byggda med exakt samma sort och antal celler. Detta tyder på att modultillverkarna selekterar sina moduler för att öka sin vinstmarginal och eftersom kostnaden per watt är hög är det mera sannolikt att modulerna normalt ligger närmare den lägre toleransgränsen än omvänt. Eftersom det räcker med endast en modul på den lägsta toleransen för att tappa 5% av den totala effekten så borde en nätansluten anläggning prissättas efter den lägsta garanterade effekten från anläggningen och inte efter nominell effekt.

Det självklara och triviala sättet att minimera effekten av tolerans är genom att selektera solceller med snävare toleranser men detta kommer att leda till höga kostnader som i de flesta fall inte kan motiveras. Ett annat sätt är att, vid installation, gruppera solcellsmodulerna i strängar med mindre antal seriekopplade moduler per sträng (**helst grupperade efter toleransspridningen**). Detta förutsätter att man har mätdata från de individuella modulerna tillgängliga. Ju mindre antal moduler desto mindre negativa effekter kan förväntas av toleransvariation eller skuggning.

Idag används olika sätt för att koppla ihop strängarna, allt från stum parallell koppling till att varje sträng har sin egen dedicerade växelriktare. Figur 3 visar fyra alternativa sätt att koppla ihop strängarna.



Figur 3. Parallellkoppling av solcellssträngar.

De alternativ med strängbaserad MPPT (alternativ c & d) är de enda alternativ som utnyttjar stängarna optimalt, men har liknande problem med partiell skuggning eller toleransspridning som ovan. Skillnaden är att effektminskningen drabbar endast den skuggade strängen och inte hela anläggningen. De alternativ utan sträng MPPT (a & b)

borde undvikas eftersom de kan leda till avsevärda effektminskningar under icke ideala förhållanden.

Det mest ideala sättet att minimera effekterna av toleransspridning och skuggning är att ha en modul per sträng (dvs. att parallellt koppla modulerna) men då måste man som i fallet med strängar ha en dedicerad MPPT per modul. Detta kan göras med hjälp av en modulbaserad omvandlare.

3.2.4 Tradition 4 (Växelriktardimensionering)

Dimensionering av växelriktaren idag är en iterativ process som kräver en del kunskap om solceller och dess karakteristik. Utspänningen från dagens celler är temperaturberoende. Generellt kan man säga att öppenkretsspänningen för en solcellsmodul vid -25°C är cirka 2 gånger den lägsta toppeffektspänningen vid +75°C. Detta medför att arbetsspänningsområdet för växelriktaren måste väljas med hänsyn till dessa spänningsvariationer inklusive bortfall av enstaka moduler på grund av partiell skuggning som kan förkomma i en anläggning. Därför kan inte valet av växelriktaren enbart bestämmas av anläggningens effekttorlek utan hänsyn måste tas så att summan av de aktiva modulernas arbetsspänning inte ska sjunka under växelriktarens lägsta inspanningsgräns under alla dagens förekommande sol- och temperaturförhållanden.

De flesta av dagens tillgängliga växelriktare har ett ganska stort arbetsspänningsområde för att kunna minska antalet varianter, men valet av rätt växelriktare är ändå inte enkelt. Växelriktarens märkeffekt väljs ofta så att den understiger summan av modulernas toppeffekt med mellan 15 och 30% med förklaringen att:

- De högsta instrålningsnivåerna är ofta associerade med höga celltemperaturer och därmed ger något minskad uteffekt.
- Många växelriktare klarar viss överbelastning under kortare tid och är konstruerade så att de stryper ner ineffekten vid eventuell risk för överhettning.
- Vid överdimensionering utnyttjas växelriktarens verkningsgradskurva bättre och kostnaden kan då reduceras.
- Den totala energiförlusten då den högsta dc-effekten leder till att växelriktaren begränsar ineffekten är försumbar eftersom det bara inträffar under ett fåtal timmar om året.

Man kan dra slutsatsen att växelriktarens val kräver speciell kunskap om hela systemet och kan begränsa flexibiliteten och energiutbytet om för snäva spännings- eller effektområden används. Att räkna med fortsatt drift trots bortfall av en eller två moduler är kanske lätt att acceptera men att förlora hela energin om fler moduler faller bort på grund av skuggning är inte lika lätt att motivera. Om en anläggning bestående av 10 moduler dimensioneras så att den tolererar bortfall av två moduler (20%), kommer bortfallet av en tredje modul (pga. exempelvis skuggning) att leda till totalt energibortfall. Detta betyder att systemet går miste om 70% av den tillgängliga energin.

Dessutom är det ganska svårt att komplettera systemet i efterhand utan omkonstruktion eller omdimensionering. Eftersom växelriktaren i många fall dimensionerats för lägre

effekter betyder detta att en utökning med en eller några moduler gör att man måste investera i ny växelriktare och nya installationsarbeten behövs.

3.3 Slutsatser & rekommendationer för en svensk standardlösning

Dagens nätanslutna solcellssystem utförda med standardmoduler är inte kostnadseffektiva eftersom de:

- kräver ingående teknisk kunskap för systemdesign och installation trots standardisering
- har uppbyggnadsbrister som kan sänka energiutbytet under icke ideala förhållanden (effektspridning inom toleransområdet, skuggning, brist i övervakning för larm och styrning)
- är svåra att komplettera eller bygga ut i efterhand utan omkonstruktion.

En framtida tillväxt och installation av nätanslutna solceller försvåras av dagens situation. De regler och lagar som gäller idag är visserligen tillräckliga för att definiera minimikrav vid installation, men de rekommenderar inte kostnadseffektiva installationsförfaranden. Begränsningar i flexibilitet och energiutbyte kommer att försvåra spridning av tekniken till oinitierade användare som hushåll, minska förtroendet för tekniken samt förlänga återbetalningstiden.

Dessutom är regelverket, utgående från ellagen, svårtillgängligt och tveksamt anpassat för småskalig distribuerad elproduktion. Inmatad energi på nätet ersätts lågt i jämförelse med energi man köper. Nätbolagen har också stora krav på sig från lagstiftningen. Krav som mätning och avräkning kommer naturligtvis att avspeglar sig i kostnaderna för nätanslutning av solceller.

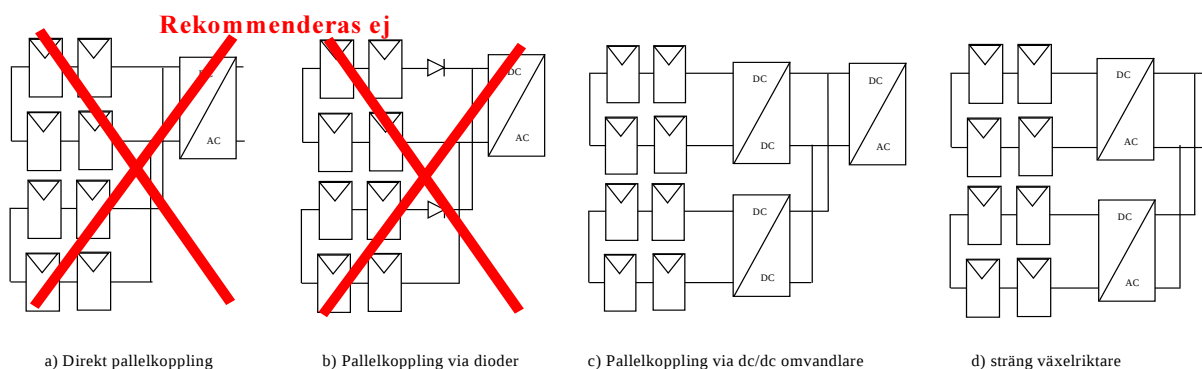
För att få teknisk och ekonomisk acceptans behövs enkla och lättförståeliga regler, tydlig information och förenklad systemstruktur så att:

- standardlösningen är lättbegriplig både för elinstallatören och för konsumenten.
- den kan dimensioneras mer anpassad till behov och plånbok.
- uppbyggnaden och sammansättningen är trivial för en händig person.
- den har en inbyggd övervakning som kan genomlysas energiutbytet och prestanda.
- den kan byggas ut i etapper utan behov av omfattande omkonstruktioner
- den skall vara så konstruerad att den lätt kan användas som byggelement för att sänka den ekonomiska tröskeln.
- den tilltalar gör-det-självmarknaden genom modularisering och standardisering av elektrisk och mekanisk konstruktion samt säkra kopplingar för att sänka dagens höga installationskostnader.

Det är därför viktigt att en kostnadseffektiv lösning stöds och rekommenderas som standardlösning i Sverige och som tillfredställer ovannämnda karakteristik.

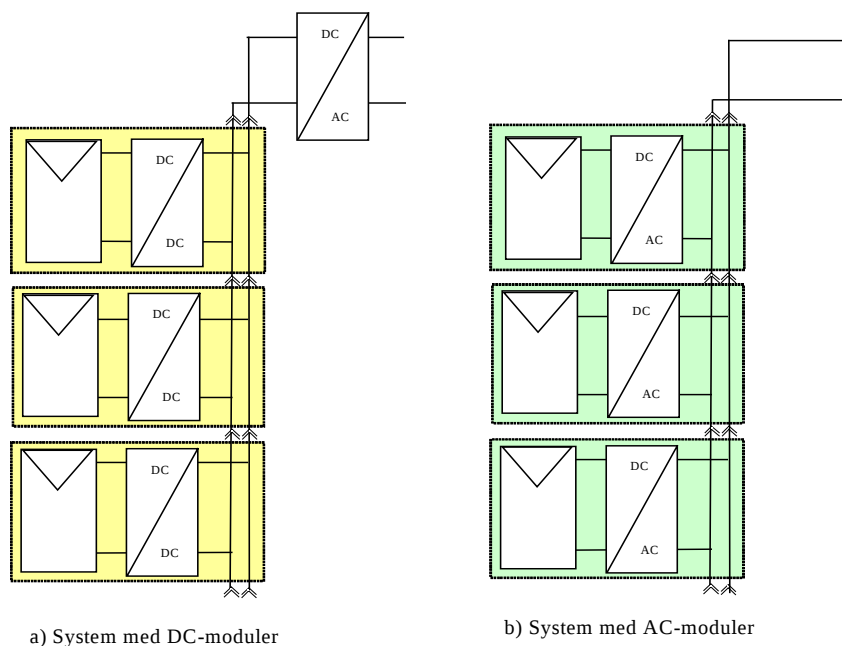
Följande rekommendationer borde ingå i en framtida dokumentation eller guide om solcellsanläggningar:

1. Av dagens standardlösningar med seriekopplade strängar enligt figur 4, skall det inte vara tillåtit i en svensk standard att parallellkoppla strängarna (enligt figur 4 a & b) utan strängomvandlare, eftersom dessa är högt ineffektiva och minskar energiutbytet.



Figur 4. Alternativa metoder för parallellkoppling av solcellssträngar.

2. För att utnyttja den tillgängliga solenergin på ett fördelaktigt sätt rekommenderas att strängarna består av endast en solcellsmodul, och att systemen konstrueras genom parallellkoppling av solcellsmodulerna via modulbaserad omvandlare (det vill säga att varje solcellsmodul har egen dedicerad omvandlare). Omvandlarna kan vara DC/AC (så kallad AC-moduler) eller DC/DC. Se figur 5.



Figur 5. Modulbaserade omvandlare.

3. Vid anläggningar där risk för skuggning är påtaglig skall i första hand modulbaserade system användas enligt figur 5, eftersom dessa system minimerar de negativa effekterna av toleransspridning och skuggning i förhållande till strängbaserade system.
4. Vid skuggfria anläggningar kan strängbaserade system användas med fördel under följande förutsättningar:
 - Solcellsmodulerna är grupperade i strängar efter toleransspridningen. Detta förutsätter givetvis att mätdata från de individuella modulerna är tillgängliga vid installationen.
 - Minsta antalet moduler per sträng skall vara så att en tillfällig skuggning av vissa delar av systemet vid till exempel molnigt väder, inte skall leda till att systemet frångöps helt på grund av för snäv spänningstolerans i växelriktaren. 10 stycken moduler per sträng kan vara ett rimligt värde.
 - Strängomvandlaren skall under alla väderförhållanden klara bortfall av ett rimligt (minst 20-30 %) antal moduler i strängen utan att den stänger av systemet.
5. Solpanelmått skall standardiseras till ett fåtal varianter för att förenkla byggnadsintegration av systemet samt underlätta jämförelse mellan olika fabrikat.
6. Små anläggningar med möjlighet till framtida expansion, alternativt system för gör-det-självmärknaden skall endast använda system med modulbaserade omvandlare. Detta på grund av minimal skaderisk vid installation, eftersom kontakt med spänningsförande delar ej förekommer vid takmontering.
7. Anläggningar som kräver varierande panelorientering, färg eller mått skall endast använda system med modulbaserade omvandlare.
8. Omvandlarna rekommenderas vara utrustade med en möjlighet till fjärr- och lokalblockering för att öka säkerheten.
9. Systemen skall ha inbyggd övervakning och diagnostik som standard för att skapa transparens i systemet och förenkla felsökning och underhåll.

Vår rekommendation är att en arbetsgrupp ledd från Elforsk eller branschorganisation (elektriker eller energibolag) följer ett demonstrationsprojekt och dokumenterar erfarenheterna som underlag till en guide.

4 WORKSHOP OM NÄTANSLUTNING OCH INSTALLATION

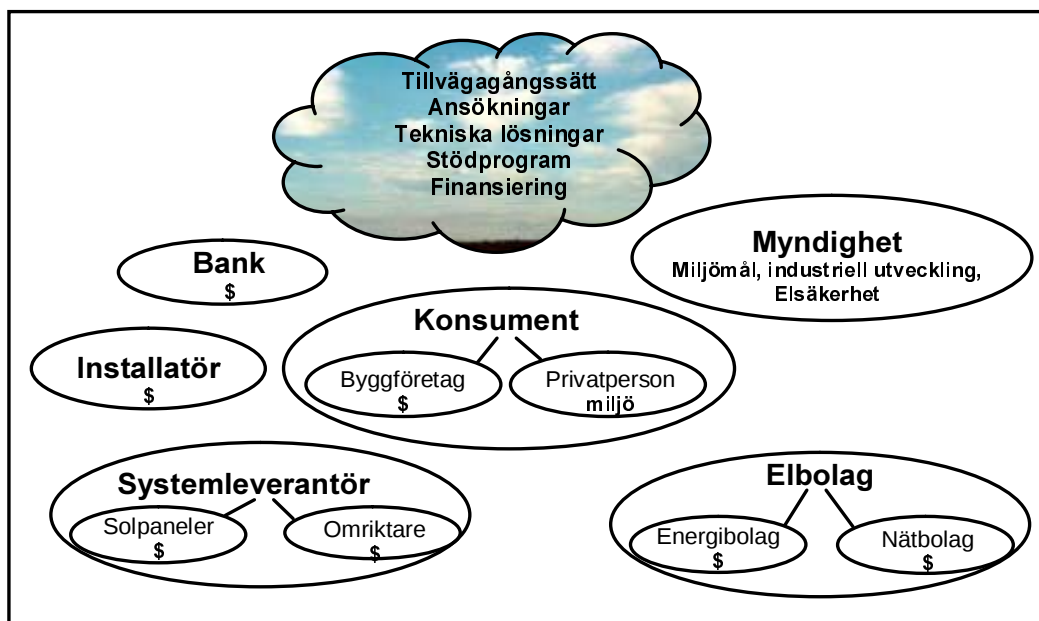
En workshop med rubriken *"Standarder och riktlinjer för nätanslutning av småskaliga solcellssystem i Sverige"* var ordnad i samband med Elforsks solelseminarium den 12:e maj 2004. Målet med workshopen var att aktörer med olika kompetenser (systemleverantörer, installatörer, myndigheter, elbolag, konsumenter etc.) skulle diskutera vad som krävs i form av guider/riktlinjer/standarder för att underlätta för privatpersoner i Sverige att installera och ansluta småskaliga solcellssystem till elnätet. Diskussioner fördes såväl i plenum som i mindre grupper.

4.1 Frågeställningar för workshopen

Om en konsument (privatperson) skulle vilja installera en solcellsanläggning på sitt hustak behöver han/hon svar på en del frågor bl.a.:

- Vem förser med information, och hur hittar man informationen?
- Vem tillhandahåller ansökningshandlingar?
- Vad kommer anläggningen att kosta?
- Vilka valmöjligheter finns?
- Kan man göra jobbet själv?
- Kan man mata ut elöverskottet på elnätet och hur?
- Får man betalt för elen, hur mycket och hur beskattas den?
- Kan elbolagen neka nätanslutning av ett korrekt installerat solcellssystem?
- Hur ska installationen gå till?
- Kan man få ekonomiskt stöd?
- "Bestraffas" man med högre fastighetskatt?
- Vad händer om en anläggning orsakar skador?
- Hur försäkras anläggningen?
-

Det är mycket svårt, om inte omöjligt, att få svar på alla dessa frågor i dagens läge, eftersom informationen antingen saknas eller inte finns samlad på ett överskådligt sätt. Skissen nedan visar de olika aktörerna på marknaden och deras drivkrafter. Det förväntas att svaren på frågorna kommer via någon eller några av dessa aktörer, men den röda tråden saknas idag.



4.1.1 Scenario

För att förenkla diskussionen utgick vi ifrån följande scenario:

Vi antar att staten inför ett långsiktigt subventionspaket för att stimulera produktion och användandet av solcellsystem i Sverige. Subventionspaketet antas omfatta ca 100 miljoner kronor per år i 10 år. En anläggning på 3 kW kostar ca 150 000 kronor. Staten står för 65% av investeringskostnaden dvs. 100 000 kronor och privatpersonen står för 50 000 kronor. Detta leder till att många privatpersoner i Sverige vill installera solcellsanläggningar på sina hustak: ca 1 000 installationer per år.

Följande aktuella diskussionsämnen skulle behandlas under workshopen:

(1) Elektriska komponenter

- Vilka parametrar kan sänka kostnader? (ev. rangordna)
- Är funktionerna för tillgängliga komponenter acceptabelt anpassade till solcellssystem?

(2) Instrument för möjliggörande av elhandel

- Vad finns lagstiftat om inmatning till kraftnät?
- Hur sker detta i andra länder?
- Ersättning till privatpersonen för producerad el?

(3) Guide för installation

- Vad skall ingå?
- Vilka skall förmedla guiden?
- Vem ska ge i uppdrag att ta fram guiden?
- Vem ska skriva guiden?

4.2 Anteckningar

Följande antecknades från diskussionen:

4.2.1 Elektriska komponenter

4.2.1.1 Vilka parametrar sänker kostnader? (ev. rangordna)

- 1) *Kostnaden på solcellsmodulen (idag är det ca 50-60% av totala systemkostnaden)*
- 2) *Installationen kräver specialutbildning och kan bli en flaskhals*
- 3) *Kostnaden för speciella brytare, energimätare mm.*

4.2.1.2 Åtgärder för att minska kostnaderna:

- *Solcellsmodulen ska vara ett byggnadselement.*
- *Installationen skall vara enkel ("färdiga byggnadsdelar").*
- *Erbjuda installationslag med komplett kompetens (el+bygg).*
- *Vad krävs för att kunna plugga in systemet direkt i eluttag?*
- *Bygga upp en standard först.*
- *AC-panel till stickpropp. Nätvakt finns i växelriktare*
- *Förenklad standard på brytare och energimätare kan ev. påverka priset*

4.2.1.3 Är funktionerna för tillgängliga komponenter acceptabelt anpassade till solcellssystem?

- *Ja*
- *Borde finnas möjlighet för omkoppling till egen intern drift*
- *Nya elektroniska elmätare ger nya möjligheter. Samlar upp alla värden. Men mjukvara saknas.*

4.2.2 Instrument för möjliggörande av elhandel

4.2.2.1 Vad finns lagstiftat om inmatning till kraftnät?

- *Skattelagen*
- *Ellagen: all inmatning skall räknas av (avräkningspliktigt)*
- *Ansvar för inmatning bör ligga hos nätägaren. Nätägarens krav bör gälla. Kan olika nätägare ha olika regler?*
- *Måste nätägare ta emot elen?. Ja, till en viss gräns. Upp till 6kW eller högre (osäkra).*
- *Anmälningssplikt*
- *Emc, produkter nätet, grannen*
- *Skall timmätning slopas?(mer än 200 A) Behövs kanske inte.*

4.2.2.2 Hur sker detta i andra länder?

- *I Tyskland: Nätägaren bekostar mätaren. Två mätare: en för el som går ut på nätet och en för el som kommer från nätet. Därför att man får inte använda elen innan man säljer den.*

4.2.2.3 Ersättning till privatpersonen för producerad el?

- *Ersättning måste finnas.*
- *Ca 1-2 kr per kWh, dvs. lite högre än vanlig el!*

- *Inte någon höjning på fastighetsskatten!*
- *Om elmätaren går baklänges så blir det samma pris på köp och försäljning av elen.*
- *Elmätare som går baklänges är ingen bra lösning. Man bör räkna producerad solel. Annars får man ingen subvention.*
- *Skilj på elproducent och elleverantör.*
- *Bättre om speciell ersättning för solel. Grön el är mer värd. Därför är det viktigt att mäta solelen.*
- *Ersättningen är en politisk fråga.*
- *Man bör åtminstone få lika mycket betalt för solel som för den man köper från nätet.*
- *Vad kostar en mätare? för nöjes skull, för subventioner?*
- *Mängden producerad solel är av eget intresse och för subventionsunderlag. I växelriktaren finns sådan data men den är inte godkänd för debitering. Men det kan bli godkänd för subventionsunderlag.*

4.2.3 Guide för installation

4.2.3.1 Vad skall ingå i guiden?

- *Svar på alla frågorna i 4.1 skall ingå.*
- *Installationsfrågor.*
- *Energirådgivarna/privatpersonens frågor.*
- *Elinstallatörens frågor.*
- *Finns blanketter/ansökningsformulär att hämta hos nätägaren?*
- *Elleverantörens frågor*
- *Bygglov*

4.2.3.2 Vilka skall förmedla guiden?

- *Energirådgivare*
- *Installationsguide förmedlas av leverantören*
- *Elforsk eller liknande hemsida*
- *Nätägare*
- *Kommunen för bygglov*

4.2.3.3 Vem ska ge i uppdrag att ta fram guiden?

- *Elforsk*
- *Energimyndigheten*
- *SEK*

4.2.3.4 Vem ska skriva guiden?

- *De med erfarenhet*
- *Leverantören installationsguide*
- *En "Elforskgrupp"*

4.3 Sammanfattande slutsatser

Den generella slutsatsen från workshopen är att det råder oklarhet vad gäller regler och riktlinjer angående nätanslutna solcellsanläggningar. Ingen aktörsgrupp hade klart för sig vad gällde regler eller hur man ska hantera frågeställningen. Detta gjorde att diskussionen förblev av en allmän karaktär med obesvarade frågor.

Följande sammanfattande slutsatser kan dras:

- Klara och otvetydiga guider för hur en anläggning skall upprättas saknas. Dessutom är den tillgängliga informationen svår att hitta för en icke insatt person. ***En guide i form av en lathund för konsumenter behövs.***
- Det är oklart hur de olika elbolagen ställer sig i frågan om nätanslutning. Inga klara besked kan ges om nätanslutning, inmatning och ersättning för genererad el. ***Särskild inmatningslag och installationsguide för småskaliga solcellsanläggningar behövs.*** Guiden kan ingå i en omarbetad AMP med särskilt kapitel för solcellsanläggningar.
- Kunskap om teknik, möjligheter och brister är inte spridda. Referens på privata anläggningar saknas. ***Stödprogram för privata småskaliga solcellsanläggningar behövs.***
- Byggnadsintegration behöver utvecklas mot gör-det-själv marknaden för att sänka de höga installationskostnaderna.

5 SLUTORD

Dagens standardiserade solcellssystem för småskalig generering av solen och nätanslutning i privata hus har med hjälp av riktade marknadsstöd potentialen att nå miljömässigt rimliga priser för att få ett genombrott även i Sverige. Steget mot konkurrenskraftiga priser är dock inte lika lätt att överskåda på grund av de höga kostnader och den förhållandevis låga verkningsgraden hos solcellsmodulerna. Dessutom har dagens anläggningar uppbyggnadsbrister som kan sänka energiutbytet (effektspridning inom toleransområdet, skuggning, brist i övervakning för larm och styrning) och därmed förlänga återbetalningstiden och minska förtroendet för tekniken. Utan övervakning av dagens system är det svårt att förklara det låga energiutbytet och dålig prestanda.

Det är dock möjligt att förbättra systemets prestanda med dagens teknik om man utnyttjar tekniken på ett rationellt sätt. Detta kan sänka den ekonomiska tröskeln eftersom mindre komponenter behövs för att generera samma effekt under verkliga förhållanden.

Ett annat sätt att sänka den ekonomiska tröskeln är att använda solcellsmodulerna som ett byggnadselement. För att påverka kostnaderna och öka volymerna, behöver byggnadsintegrationssatsningarna koncentreras på att utveckla tekniken mot gör-det-själv marknaden för att sänka dagens höga installationskostnader.

Dessutom finns behov av mer flexibla system (modularisering, storlek, ekonomi) med vilka man kan bygga ut i etapper utan behov av omfattande omkonstruktioner.

Regelverket, utgående från ellagen, är svårtillgängligt och tveksamt anpassat för småskalig distribuerad elproduktion. Inmatad energi på nätet ersätts lågt i jämförelse med energi man köper.

Utan enkla och lättförståeliga regler och information kommer det dock tekniken att förbli *”svårsåld”*. Det enda sättet för tekniken att få sitt riktiga och marknadsmässiga genombrott är att nå överskådliga återbetalningstider, åtminstone kortare än själva livslängden på anläggningen.

Säkerhetskraven för nätanslutning är höga. Trots det är det inte självklart hur säkerhetsnivån ska kunna kontrolleras och därmed upprätthållas.

Nätbolagen har också stora krav på sig från lagstiftningen. Sådana krav som mätning och avräkning kommer naturligtvis att avspeglade sig i kostnaderna för nätanslutning av solceller.

6 REFERENSER

- [1] Christoph Panhuber; "PV system installation and grid-interconnection guidelines in selected IEA countries", Report IEA PVPS T5-04:2001, Austria, November 2001
- [2] Weisner Wolfgang; "Status of standardization of qualifications systems and test procedures for PV-systems and components", WREC VII , Köln, Tyskland 2003.
- [3] Elsäkerhetsverket; "Starkströmsguiden-Vägledning till starkströmsföreskrifterna", Elsäkerhetsverket , Stockholm, Sverige 2000.
- [4] Elsäkerhetsverket; "Starkströmsföreskrifterna-Föreskrifter och allmänna råd", Elsäkerhetsverket ELSÄK-FS 1999:5 , Stockholm, Sverige 1999.
- [5] Svensk Energi; "AMP- Anslutning av mindre produktionsanläggningar till Elnätet", Svensk Energi , Sverige 2002.
- [6] International Standard IEC 61727 First Edition; "Photovoltaic (PV) systems-Characteristics of the utility interface", IEC, 1995.
- [7] Draft International Standard IEC 61727CDV Second Edition; "Photovoltaic (PV) systems-Characteristics of the utility interface", IEC, November, 2002.
- [8] Näringsdepartementet; "Ellag", Svensk författningssamling 1997:857 (Uppdaterad t.o.m. SFS 2003:117), Näringsdepartementet 2003.
- [9] Elsäkerhetsverket; "Elsäkerhetsverkets föreskrifter om hur starkströmsanläggningar ska vara utförda samt allmänna råd om tillämpningen av dessa föreskrifter", ELSÄK-FS 2004:1, Stockholm 2004.
- [10] Svensk Standard SS436 40 00; "Installationsreglerna-Utförande av elinstallationer för lågspänning", Svenska Elektriska Kommissionen, Kista 2003.

A En lista av gällande eller planerade IEC normer för PV system[2]

5

Tabel 1: Standards created by IEC TC82

Nr	Titel	Status
1	IEC 60891: 1987, Procedures for temperature and irradiance corrections to measured IV characteristics of crystalline silicon photovoltaic (PV) devices. Amendment No 1 (1992)	PPUB
2	IEC 60904-1: 1987, PV - Part 1: Measurements of PV current-voltage characteristics	PPUB
3	IEC 60904-2: 1989, Photovoltaic devices - Part 2: Requirements for reference solar cells.	PPUB
4	IEC 60904-3: 1989, Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data	PPUB
5	IEC 60904-5: 1993, Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method.	PPUB
6	IEC 60904-6: 1994, Photovoltaic devices - Part 6: Requirements for reference solar modules.	PPUB
7	IEC 60904-7: 1995, Photovoltaic devices - Part 7: Computation of spectral mismatch error introduced in the testing of a photovoltaic device.	PPUB
8	IEC 60904-8: 1995, Photovoltaic devices - Part 8: Guidance for the measurement of spectral response of a photovoltaic (PV) device. Second edition (1998)	PPUB
9	IEC 60904-9: 1995, Photovoltaic devices - Part 9: Solar simulator performance requirements.	PPUB
10	IEC 60904-10: 1998, Photovoltaic devices - Part 10: Methods of linearity measurement	PPUB
11	IEC 61173: 1992, Overvoltage protection for photovoltaic (PV) power generating systems - Guide	PPUB
12	IEC 61194: 1993, Characteristic parameters of stand-alone photovoltaic (PV) systems	PPUB
13	IEC 61277: 1995, Guide: General description of photovoltaic (PV) power generating systems	PPUB
14	IEC 61345: 1998, UV test for photovoltaic (PV) modules	PPUB
15	IEC 61427: Secondary cells and batteries for solar photovoltaic energy systems - General requirements and methods of test.	PPUB
16	IEC 61646: 1996, Thin film silicon terrestrial PV modules - Design qualification and type approval	PPUB
17	IEC 61683: 1999, PV systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency	PPUB
18	IEC 61701: 1995, Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules	PPUB
19	IEC 61702: 1995, Rating of direct coupled photovoltaic (PV) pumping systems	PPUB
20	IEC 61721: 1995, Susceptibility of a photovoltaic (PV) module to accidental impact damage (resistance to impact test)	PPUB
21	IEC 61724: 1998, Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis	PPUB
22	IEC 61725: 1997, Analytical expression for daily solar profiles	PPUB
23	IEC 61727: 1995, Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface	PPUB
24	IEC 61730 Photovoltaic module safety qualification - Part 1: Requirements for construction	CDM
25	IEC 61730 Photovoltaic module safety qualification - Part 2: Requirements for testing	CDM
26	IEC 61829: 1995, Crystalline silicon PV array - On-site measurement of IV	PPUB

	characteristics	
27	IEC 61836: 1997, Solar photovoltaic energy systems – terms and symbols	PPUB
28	IEC 61853 Performance testing and energy rating of terrestrial photovoltaic (PV) modules	ANW
39	IEC 62078 Certification and accreditation program for photovoltaic (PV) components and systems - Guidelines for a total quality system	CDM
30	IEC 62093, BOS components - Environmental reliability testing - Design qualification and type approval	CDM
31	IEC 62108 Concentrator photovoltaic (PV) receivers and modules - Design qualification and type approval	ANW
32	IEC 62109 Electrical safety of static inverters and charge controllers for use in photovoltaic (PV) power systems	ANW
33	IEC 62116 Testing procedure - Islanding prevention measures for power conditioners used in grid connected photovoltaic (PV) power generation systems	ANW
34	IEC 62124 Photovoltaic (PV) stand-alone systems - Design qualification and type approval	CDM
35	IEC 62145 Crystalline silicon PV modules - Blank detail specification	ANW
36	IEC 62234 Safety guidelines for grid connected photovoltaic (PV) systems mounted on buildings	ANW
37	IEC 62253 Direct coupled photovoltaic pumping systems - Design qualification and type approval	ANW
38	IEC 62257 Specifications for the use of renewable energies in rural decentralised electrification	ANW
40	IEC/PAS 62111, Specifications for the use of renewable energies in rural decentralised electrification	PPUB
41	PNW 82-263 Maximum Power Point Tracking	PNW
42	PWI 82-1 Photovoltaic electricity storage systems	PWI
	<i>Abkürzungen:</i> <i>ANW = Approved New Work</i> <i>CDM = Committee draft to be discussed at meeting</i> PPUB = Publication issued PNW = Proposed New Work <i>PWI = Potential New Work Item</i>	

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS – ELFORSK – AB
Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30. Telefax 08-677 25 35
www.elforsk.se