Teknisk forskrift 3.2.2
for solcelleanlæg større end 11 kW

2	Publiceret udgave	20.07.2015	24.07.2015	24.07.2015	24.07.2015	DATE
		KDJ	XLOC	BJA	TSK	NAME
REV.	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	REVIEWED	APPROVED	
		14/17997-14				

© Energinet.dk

Revisionsoversigt

Afsnit nr.	Tekst	Revision	Dato
Afsnit 1.1 Afsnit 1.2 Afsnit 2.5 Afsnit 2.6 Afsnit 5.2.1 Figur 15,17 og 19 Tabel 11 Bilag 1	Manglende forkortelser tilføjet. Redaktionelle fejl i definitioner tilrettet. Konsekvensrettelser udført. Adresse på Energitilsynet tilrettet. Tekst tilrettet, så den er ensartet med øvrige TF'er. Betegnelse på x-akse rettet. Rettet, så der er overensstemmelse imellem Tabel 10 og Tabel 11. Tekst tilrettet, så den stemmer overens med specifikationerne i forskriften.	2	24.07.2015
Afsnit 2.2, 2.6, 2.8, Bilag 1	Tekst tilrettet efter kommentarer fra Energitilsynet. Bilag 1 er oprettet så layout og tekst stemmer overens med det separate Bilag 1-dokument.	1	10.03.2015
	Dokument anmeldt til Energitilsynet	0	27.11.2014

Indholdsfortegnelse

Revisionsoversigt 2
Indholdsfortegnelse 3
Læsevejledning 4
1. Terminologi, forkortelser og definitioner 5
2. Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser 18
3. Tolerance over for frekvens- og spændingsafvigelser 24
4. Elkvalitet 30
5. Styring og regulering 40
6. Beskyttelse 61
7. Udveksling af signaler og datakommunikation 68
8. Verifikation og dokumentation 74
9. Elektrisk simuleringsmodel 78
Bilag 1 Dokumentation 81

Læsevejledning

Denne forskrift indeholder de tekniske og funktionelle minimumskrav, som *solcelleanlæg* med en *mærkeeffekt* over 11 kW skal overholde ved nettilslutning i Danmark.

Forskriften er bygget op således, at afsnit 1 indeholder anvendt terminologi og anvendte definitioner, afsnit 2 beskriver de forvaltningsmæssige bestemmelser og relevante referencer, mens afsnit 3, 4, 5, 6 og 7 indeholder de tekniske og funktionelle krav. Afsnit 8 indeholder kravene til dokumentation af de forskellige *anlægskategorier*.

De tekniske krav i forskriften er opdelt i fire *anlægskategorier*, som beskrevet i afsnit 1.2.5 og 2.2.

Der gøres i forskriften udstrakt brug af terminologi og definitioner. I afsnit 1 er de anvendte termer, forkortelser og definitioner beskrevet.

Brugen af terminologi og definitioner i forskriften er i teksten tydeliggjort med *kursiv skrift*.

Forskriften udgives også på engelsk. I tvivlstilfælde er den danske udgave gældende.

Forskriften er udgivet af *den systemansvarlige virksomhed* og findes på hjemmesiden **www.energinet.dk**.

1. Terminologi, forkortelser og definitioner

1.1 Forkortelser

I dette afsnit er anført de forkortelser, der benyttes i dokumentet.

1.1.1 Ψ_k

Ψ_k benyttes som forkortelse for kortslutningsvinklen i *nettilslutningspunktet.* Værdier for *flicker* beregnes med Ψ_k som parameter.

1.1.2 c_f

*Flicker*koefficienten angives med betegnelsen c_f.

1.1.3 d(%)

d(%) er betegnelsen for *hurtige spændingsændringer* i % af U_n. Nærmere beskrivelse i afsnit 1.2.22.

1.1.4 df/dt

df/dt er betegnelsen for frekvensændringen som funktion af tiden. Nærmere beskrivelse, jf. afsnit 6

1.1.5 $f_<$

$f_<$ er betegnelsen for den driftsmæssige indstilling for underfrekvens i relæbeskyttelsen. Nærmere beskrivelse, jf. afsnit 6.

1.1.6 $f_>$

$f_>$ er betegnelsen for den driftsmæssige indstilling for overfrekvens i relæbeskyttelsen. Nærmere beskrivelse, jf. afsnit 6.

1.1.7 f_R

f_R er betegnelsen for den frekvens, hvor et *solcelleanlæg* skal påbegynde nedregulering med den aftalte *statik*. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.1.

1.1.8 f_x

f_x, hvor x kan være 1 til 7 eller min og max, er punkter, der benyttes til *frekvensregulering*, og som er nærmere beskrevet i afsnit 5.2.2.

1.1.9 G_{lt}

G_{lt} er betegnelsen for planlægningsværdien for *flicker*emissionen fra et *anlæg*.

1.1.10 I_h

I_h er betegnelsen for summen af de individuelle harmoniske strømme.

1.1.11 I_n

Mærkestrømmen I_n er den maksimale kontinuerte strøm, et *solcelleanlæg* er designet til at levere. Nærmere definition, se afsnit 1.2.30.

1.1.12 I_q

Den reaktive strøm, der leveres eller absorberes af den *elproducerende enhed*, betegnes med I_q.

1.1.13 k_u
Spændingsændringsfaktoren angives med betegnelsen k_u. Spændingsændringsfaktoren beregnes som funktion af Ψ_k.

1.1.14 P_{aktuel}
P_{aktuel} er betegnelsen for det aktuelle niveau for *aktiv effekt*.

1.1.15 P_d
P_d er betegnelsen for den maksimale *aktive effekt*, en *elproducerende enhed* kan producere ved en *PF*=0,9.

1.1.16 P_{delta}
P_{delta} er betegnelsen for rullende reserve. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.2.

1.1.17 P_{lt}
P_{lt} er betegnelsen for langtids-*flicker*emissionen fra et *anlæg*. P_{lt} står for "long term" og er evalueret over en periode på 2 timer. Nærmere definition, se IEC 61000-3-7 [ref. 22].

1.1.18 P_M
P_M angiver den *aktive effekt*, det er muligt at producere under de givne omstændigheder.

1.1.19 P_n
P_n er betegnelsen for *mærkeeffekten* for en *elproducerende enhed*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.29.

1.1.20 P_{st}
P_{st} er betegnelsen for korttids-*flicker*emissionen fra et *anlæg*. P_{st} er evalueret over en periode på 10 minutter. Nærmere definition, se IEC 61000-3-7 [ref. 22].

1.1.21 $P_{tilgængelig}$
$P_{tilgængelig}$ er betegnelsen for den tilgængelige *aktive effekt*.

1.1.22 PCC
Point of Common Coupling. *Leveringspunktet* (*PCC*). Nærmere definition, se afsnit 1.2.28.

1.1.23 PCI
Point of Connection in Installation. *Installationstilslutningspunktet* (*PCI*) er det sted i installationen, hvor det *elproducerende anlæg* er tilsluttet, og hvor der er tilsluttet forbrug. Nærmere definition, se afsnit 1.2.23.

1.1.24 PCOM
Point of Communication. *Kommunikationstilslutningspunktet* (*PCOM*) er nærmere defineret i afsnit 1.2.25.

1.1.25 PF
Power Factor. *Effektfaktor* (*PF*). Nærmere definition, se afsnit 1.2.11.

1.1.26 PGC

Point of Generator Connection. *Generatortilslutningspunktet* (*PGC*) er det punkt, som leverandøren af et *solcelleanlæg* definerer som *anlæggets* terminaler. Nærmere definition, se afsnit 1.2.19.

1.1.27 POC

Point of Connection. *Nettilslutningspunktet* (*POC*) er nærmere defineret i afsnit 1.2.32.

1.1.28 PWHD

Partial Weighted Harmonic Distortion er betegnelsen for de *partielt vægtede harmoniske forstyrrelser*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.37.

1.1.29 Q_{max}

Q_{max} er betegnelsen for den maksimale *reaktive effekt* ved en *effektfaktor* på 0,95 lagging, en *elproducerende enhed* kan levere.

1.1.30 Q_{min}

Q_{min} er betegnelsen for den minimale *reaktive effekt* ved en *effektfaktor* på 0,95 leading, en *elproducerende enhed* kan optage.

1.1.31 S_i

S_i er betegnelsen for den *tilsyneladende effekt* for en *elproducerende enhed* nr. i.

1.1.32 S_k

S_k er betegnelsen for *kortslutningseffekt*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.26.

1.1.33 S_{last}

S_{last} er betegnelsen for den *tilsyneladende effekt* for den totale belastning på en radial.

1.1.34 S_n

S_n er betegnelsen for den nominelle *tilsyneladende effekt* for *anlægget*.

1.1.35 S_{prod}

S_{prod} er betegnelsen for den *tilsyneladende effekt* for den totale produktion på en radial.

1.1.36 SCR

Short Circuit Ratio (*SCR*) er forkortelsen, der benyttes for *kortslutningsforholdet* i *nettilslutningspunktet*.

1.1.37 THD

Total Harmonic Distortion er betegnelsen for den *totale harmoniske forstyrrelse*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.48.

1.1.38 U_c

U_c er den betegnelse, der benyttes for *normal driftsspænding*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.34.

1.1.39 U_h

U_h er den betegnelse, der benyttes for summen af de harmoniske spændinger.

1.1.40 U_{max}

U_{max} er den betegnelse, der benyttes for den maksimale *nominelle spænding,* som en *elproducerende enhed* kan blive udsat for.

1.1.41 U_{min}

U_{min} er den betegnelse, der benyttes for den minimale *nominelle spænding*, som en *elproducerende enhed* kan blive udsat for.

1.1.42 U_n

U_n er den betegnelse, der benyttes for *nominel spænding*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.33.

1.1.43 U_{POC}

U_{POC} er den betegnelse, der benyttes for *normal driftsspænding* i *POC*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.32.

1.1.44 UTC

UTC er en forkortelse for Coordinated Universal Time (Universal Time, Coordinated). På dansk bruges også betegnelsen universel tid eller verdenstid.

1.1.45 $Z_{net,h}$

$Z_{net,h}$ er betegnelsen for netimpedansen ved frekvensen h.

1.2 Definitioner

I dette afsnit er anført de definitioner, der benyttes i dokumentet. Flere af definitionerne har udgangspunkt i IEC 60050-415:1999 [ref. 18], men er modificeret til formålet.

1.2.1 Absolut-effektbegrænser

Regulering af aktiv effekt til et maksimalt niveau angives med et setpunkt. Setpunktsreguleringens +/- tolerance benævnes *absolut-effektbegrænser*.
Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.3.1.

1.2.2 Anlæg

Et *anlæg* er en samling af *elproducerende enhede*r, som er nærmere defineret i afsnit 1.2.14.

1.2.3 Anlægsejer

Anlægsejer er den juridiske enhed, der ejer *solcelleanlægget eller værket*. *Anlægsejer* kan identificeres ved et CVR-nr. for virksomheden og et CPR-nr. for privat ejer. Anlægsejer kan overdrage det driftsmæssige ansvar til en *anlægsoperatør*.

1.2.4 Anlægsinfrastruktur

Anlægsinfrastruktur er den elektriske infrastruktur, der går imellem *generatortilslutningspunktet* (*PGC*) på de enkelte *elproducerende enheder i* et *anlæg* og frem til *nettilslutningspunktet* (*POC*).

1.2.5 Anlægskategorier

Anlægskategorier i forhold til den samlede *mærkeeffekt* i *nettilslutningspunktet*:

A. Solcelleanlæg over 11 kW og til og med 50 kW
B. Solcelleanlæg over 50 kW og til og med 1,5 MW
C. Solcelleanlæg over 1,5 MW og til og med 25 MW
D. *Solcelleanlæg* over 25 MW.

1.2.6 Anlægsoperatør

Anlægsoperatøren er den virksomhed, der har det driftsmæssige ansvar for *solcelleanlægget* via ejerskab eller kontraktmæssige forpligtelser.

1.2.7 Anlægsregulator

En *anlægsregulator* er en samling af *regulerings*- og styringsfunktioner, der gør det muligt at regulere og styre et *solcelleanlæg* som ét *anlæg* i *nettilslutningspunktet*. Samlingen af *regulerings* - og styringsfunktioner skal være en del af *solcelleanlægget* i kommunikationsmæssig sammenhæng. Det vil sige, hvis kommunikationen til et *anlæg* afbrydes, skal det kunne køre – kun beskyttet af sikkerhedsindstillingerne – som beskrevet i afsnit 6.3.

1.2.8 Automatisk effektfaktorregulering

Automatisk *effektfaktorregulering* er en regulering af den reaktive effekt med en variabel *PF* afhængig af den producerede aktive effekt.

1.2.9 COMTRADE

COMTRADE (Common Format for Transient Data) [ref. 36] er et filformat specificeret i IEEE-standard C37.111-2013, der er udviklet til udveksling af information om fænomener i forbindelse med fejl, test og simulering.

Standarden inkluderer beskrivelse af de krævede filtyper samt kilderne til transiente data så som beskyttelsesrelæer, fejlskrivere og simuleringsprogrammer. I standarden er desuden defineret sample rates, filtre og konvertering af transiente data, som skal udveksles.

1.2.10 Delta-effektbegrænser

Regulering af aktiv effekt med en setpunktsbestemt afvigelse (delta) imellem mulig og aktuel effekt benævnes *delta-effektbegrænser*. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.3.2.

1.2.11 Effektfaktor (PF)

Effektfaktoren er den fysiske størrelse, der ved elektrisk vekselstrøm angiver forholdet mellem den nyttige og den totale strøm. Ved vekselstrøm er strøm og spænding ikke nødvendigvis i samme fase, og kun den del af strømmen, som er i fase med spændingen, kan nyttiggøres. *Effektfaktoren* kan udtrykkes som cosinus til fasevinklen φ mellem strøm og spænding. Den unyttige strømkomponent, hvis fase er forskudt 90° i forhold til spændingen, kaldes den reaktive strøm.

1.2.12 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en regulering af den reaktive effekt proportionalt med den producerede aktive effekt.

1.2.13 Elforsyningsvirksomheden

Elforsyningsvirksomheden er den virksomhed, i hvis net en *elproducerende enhed* er tilsluttet elektrisk. Ansvarsforholdene i det *kollektive elforsyningsnet* er opdelt på flere netvirksomheder og én transmissionsvirksomhed.

Netvirksomheden er den virksomhed, der med bevilling driver det *kollektive elforsyningsnet* **på højst** 100 kV.

Transmissionsvirksomheden er den virksomhed, der med bevilling driver det *kollektive elforsyningsnet* **over** 100 kV.

1.2.14 Elproducerende enhed

En *elproducerende enhed* er en eller flere enheder, der producerer elektricitet med en samlet *mærkeeffekt* større end 11 kW, og som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*.

1.2.15 Flicker

Flicker er en visuel opfattelse af flimren i lyset forårsaget af *spændingsfluktuationer*. *Flicker* optræder, hvis lysets luminans eller spektralfordeling fluktuerer med tiden. Ved et vist niveau bliver *flicker* irriterende for øjet.

Flicker måles som beskrevet i IEC 61000-4-15 [ref. 9].

1.2.16 Frekvensregulering

Frekvensregulering er regulering af aktiv effekt med henblik på stabilisering af netfrekvensen. Funktionen benævnes *frekvensregulering*. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.2.

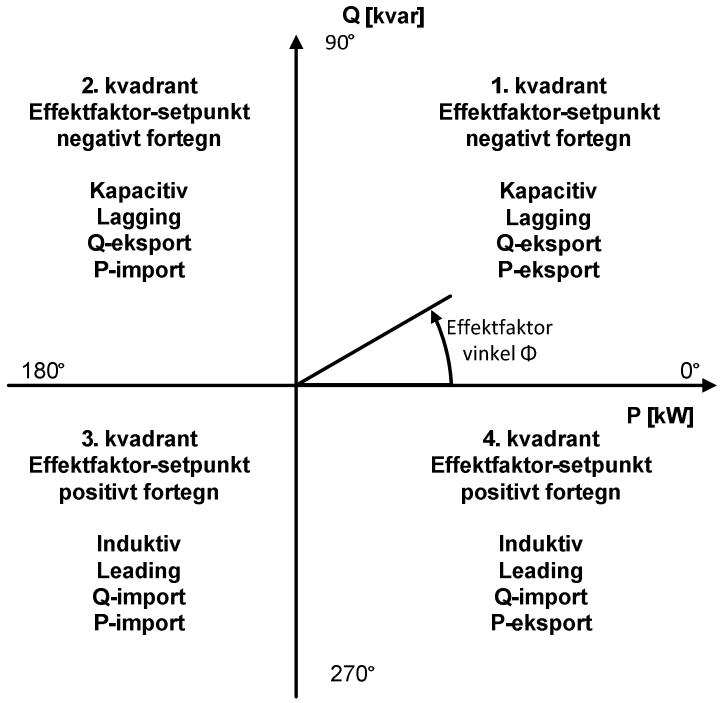
1.2.17 Frekvensrespons

Frekvensrespons er en automatisk nedregulering af aktiv effekt som funktion af netfrekvenser over en bestemt frekvens f_R med henblik på stabilisering af netfrekvensen. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.1.

1.2.18 Generatorkonvention

Fortegn for aktiv/reaktiv effekt angiver effektretning set fra generatoren. Forbrug/import af aktiv/reaktiv effekt angives med negativt fortegn, mens produktion/eksport af aktiv/reaktiv effekt angives med positivt fortegn.

Med et *effektfaktor*setpunkt styres den ønskede *effektfaktorregulering*, og fortegnet anvendes til at styre, om der skal reguleres i 1. kvadrant eller i 4. kvadrant. For *effektfaktor*setpunkter er der således tale om en kombination af to informationer i et enkelt signal – en setpunktsværdi og valg af reguleringskvadrant.



Figur 1 Definition af fortegn for aktiv effekt, reaktiv effekt, effektfaktorsetpunkter samt reference for effektfaktorvinkel.

Den anvendte fortegnskonvention for *effektfaktoren* kan enten følge specifikationerne i IEEE 1459:2010 [ref. 31] eller IEC TR 61850-90-7:2013 [ref. 28]. Hvilken specifikation, der anvendes i det konkrete anlæg, skal angives i dokumentationen for anlægget.

1.2.19 Generatortilslutningspunkt (PGC)
Generatortilslutningspunktet er det sted *anlæggets* infrastruktur, hvor terminalerne/generatorklemmerne for den *elproducerende enhed*, er placeret.

1.2.20 Gradient-effektbegrænser
Intervalregulering af aktiv effekt med en setpunktsbestemt maksimal stigning/reduktion (gradient) af den aktive effekt benævnes *gradient-effektbegrænser.* Nærmere beskrivelse ses i afsnit 5.2.3.3.

1.2.21 Harmoniske forstyrrelser
Harmoniske forstyrrelser er defineret som elektriske forstyrrelser forårsaget af overharmoniske strømme og spændinger. *Harmoniske forstyrrelser* benævnes også som overtoner, overharmoniske toner, overharmonisk forvrængning eller blot harmoniske. Nærmere beskrivelse, se afsnit 4.5.

1.2.22 Hurtige spændingsændringer
Hurtig spændingsændring er defineret som enkeltstående spændingsdyk (RMS) af kort varighed. *Hurtige spændingsændringer* udtrykkes som en procentdel af *normal driftsspænding*.

1.2.23 Installationstilslutningspunkt (PCI)
Installationstilslutningspunktet (*PCI*) er det punkt i installationen, hvor *elproducerende enheder* i installationen er tilsluttet eller kan tilsluttes, se Figur 2 og Figur 3 for den typiske placering.

1.2.24 Kollektivt elforsyningsnet
Transmissions- og distributionsnet, som på offentligt regulerede vilkår har til formål at transportere elektricitet for en ubestemt kreds af elleverandører og elforbrugere.

Distributionsnettet defineres som det *kollektive elforsyningsnet* med *nominel spænding* på højst 100 kV.

Transmissionsnettet defineres som det *kollektive elforsyningsnet* med *nominel spænding* over 100 kV.

1.2.25 Kommunikationstilslutningspunkt (PCOM)
Kommunikationstilslutningspunktet (*PCOM*) er det sted i et anlæg, hvor datakommunikationsegenskaberne, specificeret i afsnit 7, skal stilles til rådighed og verificeres.

1.2.26 Kortslutningseffekt (S_k)
Kortslutningseffekten S_k er størrelsen af den trefasede *kortslutningseffekt* i *nettilslutningspunktet*.

1.2.27 Kortslutningsforhold
Kortslutningsforholdet (SCR) er forholdet mellem *kortslutningseffekten* i *nettilslutningspunktet* S_k og det *elproducerende anlægs* nominelle *tilsyneladende effekt* S_n.

1.2.28 Leveringspunkt (PCC)

Leveringspunktet (*PCC*) er det punkt i det *kollektive elforsyningsnet*, hvor forbrugere er eller kan blive tilsluttet.

Elektrisk set kan *leveringspunkt* og *nettilslutningspunkt* være sammenfaldende. *Leveringspunktet* er altid placeret tættest på det *kollektive elforsyningsnet*, se Figur 2 og Figur 3.

Det er *elforsyningsvirksomheden*, der anviser *leveringspunktet*.

1.2.29 Mærkeeffekt for et solcelleanlæg (P_n)

Mærkeeffekt for et solcelleanlæg er den største aktive effekt, som et *solcelleanlæg* er konstrueret til at kunne levere kontinuert, og som fremgår af typegodkendelsen. *Mærkeeffekten* betegnes med P_n.

1.2.30 Mærkestrøm (I_n)

Mærkestrømmen I_n defineres som den maksimale kontinuerte strøm, et *solcelleanlæg* er designet til at levere under normale driftsforhold, jf. DSF/CLC/FprTS 50549-1:2014 [ref. 16] samt DSF/CLC/FprTS 50549-2:2014 [ref. 17]. *Mærkestrømmen* betegnes med I_n.

1.2.31 Mærkeværdien for den tilsyneladende effekt for et solcelleanlæg

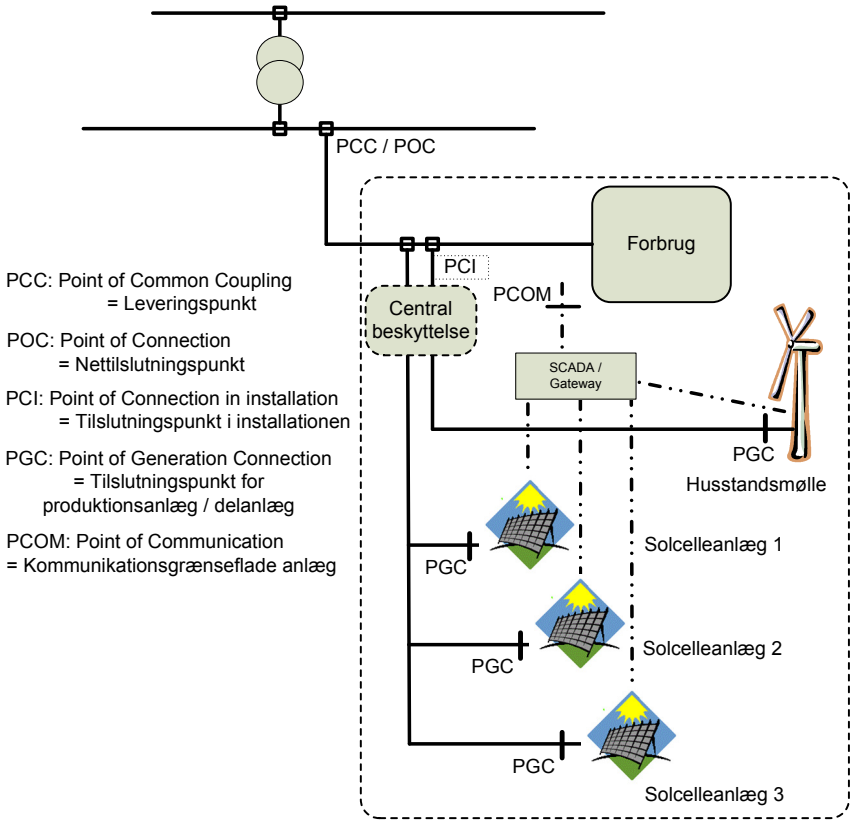
Mærkeværdien for den tilsyneladende effekt S_n er den største effekt bestående af både den aktive og reaktive komponent, som et *solcelleanlæg* er konstrueret til at kunne levere kontinuert.

1.2.32 Nettilslutningspunkt (POC)

Nettilslutningspunktet (*POC*) er det punkt i det *kollektive elforsyningsnet,* hvor et *solcelleanlæg* er tilsluttet eller kan tilsluttes, se Figur 2 og Figur 3 for den typiske placering.

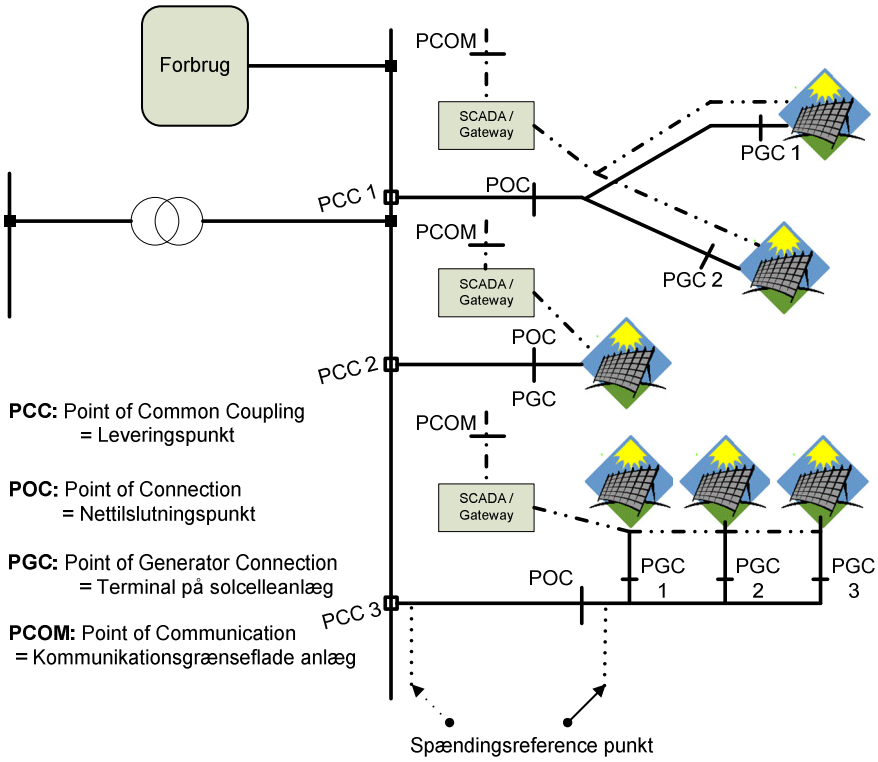
Alle krav specificeret i denne forskrift er gældende i *nettilslutningspunktet*. Reaktiv kompensering ved tomgang kan efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden* placeres et andet sted i det *kollektive elforsyningsnet*. Det er *elforsyningsvirksomheden*, der anviser *nettilslutningspunktet*.

I Figur 2 er vist en typisk installationstilslutning af et eller flere *solcelleanlæg* med angivelse af, hvor *generatortilslutningspunktet* (*PGC*)*, nettilslutningspunktet* (*POC*)*, nettilslutningspunktet i installationen* (*PCI*) og *leveringspunktet* (*PCC*) typisk er placeret. I den viste situation er *leveringspunktet* (*PCC*) sammenfaldende med *nettilslutningspunktet* (*POC*).



Figur 2 Eksempel på installationstilslutning af et solcelleanlæg.

I Figur 3 er vist en typisk nettilslutning af *solcelleanlæg* med angivelse af, hvor *leveringspunktet* (*PCC*), *nettilslutningspunktet* (*POC*) og *spændingsreference-punktet* typisk er placeret.



Figur 3 Eksempel på nettilslutning af solcelleanlæg.

1.2.33 Nominel spænding (U_n)
Den spænding ved *POC*, hvorved et net benævnes, og hvortil driftsstørrelser henføres. *Nominel spænding* betegnes med U_n.

De internationalt standardiserede spændingsniveauer er angivet i Tabel 1.

1.2.34 Normal driftsspænding (U_c)
Normal driftsspænding angiver det spændingsområde, hvor en *elproducerende enhed* kontinuert skal kunne producere den angivne *mærkeeffekt*, se afsnit 3.1 og afsnit 3.2. *Normal driftsspænding* betegnes med U_c. *Normal driftsspænding* fastlægges af *elforsyningsvirksomheden*. *Normal driftsspænding* benyttes til fastlæggelse af *normalt produktions*område.

1.2.35 Normal produktion
Normal produktion angiver det spændings-/frekvensområde, hvor et *solcelleanlæg* kontinuert skal kunne producere den angivne *mærkeeffekt*, se afsnit 3.1 og afsnit 3.2.

1.2.36 Opsamlingsnet
Opsamlingsnettet er den del af det *kollektive elforsyningsnet* (distributionsnettet), der går imellem *POC* og *PCC*.

1.2.37 Partial Weighted Harmonic Distortion (PWHD)
De *partielt vægtede harmoniske forstyrrelser* er defineret som forholdet imellem effektivværdien (RMS) af strømmen I_h eller spændingen U_h for den h'te harmoniske af en udvalgt gruppe af højere harmoniske (h: 14. – 40. harmoniske) og effektivværdien (RMS) af strømmen I_1 fra den fundamentale frekvens. Den generelle formel for *PWHD* er følgende:

$$PWHD = \sqrt{\sum_{h=14}^{h=40} h * \left(\frac{X_h}{X_1}\right)^2}$$ nærmere specifikation, se IEC 61000-3-12 [ref. 24],

hvor:
X repræsenterer enten strøm eller spænding
X_1 er RMS-værdien af den fundmentale komponent
h er den harmoniske orden
X_h er RMS-værdien af den harmoniske komponent af orden h.

1.2.38 Positivliste
For at effektivisere processen for godkendelse af nettilslutning af mindre *elproducerende anlæg* er etableret en såkaldt *positivliste*. Kun enheder og hovedkomponenter anført på listen kan uden nærmere undersøgelser installeres i Danmark.

Positivlisten findes på www.energinet.dk.

1.2.39 Produktionsbalanceansvarlig
En *produktionsbalanceansvarlig* er økonomisk ansvarlig over for den *systemansvarlige virksomhed*.

Den *produktionsbalanceansvarlige* varetager balanceansvaret for et givet produktionsapparat over for den *systemansvarlige virksomhed*.

Hvilke *elproducerende anlæg*, der skal have en *produktionsbalanceansvarlig*, er fastlagt i Forskrift E – bilag "Retningslinjer for nettoafregning af egenproduktion" [ref. 15].

1.2.40 Q-regulering

Q-regulering er en regulering af den reaktive effekt uafhængig af den producerede aktive effekt.

1.2.41 Sammenhængende elforsyningssystem

De *kollektive elforsyningsnet* med tilhørende anlæg i et større område, som er indbyrdes forbundet med henblik på fælles drift, benævnes som et *sammenhængende elforsyningssystem*.

1.2.42 Solcelleanlæg

Et *solcelleanlæg* benævnes også som en *elproducerende enhed,* nærmere defineret i afsnit 1.2.14.

En *elproducerende enhed* omfatter alle nødvendige egenforsyningsanlæg og hjælpeanlæg, hvorfor det er hele *enheden*, som skal designes til at overholde kravene anvist i denne tekniske forskrift.

1.2.43 Spændingsfluktuation

En *spændingsfluktuation* er en serie af hurtige spændingsændringer eller en periodisk variation af spændingens effektivværdi (RMS).

1.2.44 Spændingsreferencepunkt

Målepunkt, som anvendes til *spændingsregulering*. *Spændingsreferencepunktet* er enten i *nettilslutningspunktet,* i *leveringspunktet* eller et punkt imellem.

Det er *elforsyningsvirksomheden*, der vælger placering af *spændingsreferencepunktet*, se Figur 3.

1.2.45 Spændingsregulering

Spændingsregulering er en regulering af den reaktive effekt med den konfigurerede *statik* afhængig af spændingen i *spændingsreferencepunktet*.

1.2.46 Statik

Statik er forløbet af en kurve, som en regulering skal følge.

1.2.47 Systemansvarlig virksomhed

Virksomhed, der har det overordnede ansvar for at opretholde forsyningssikkerhed og en effektiv udnyttelse af et *sammenhængende elforsyningssystem*.

1.2.48 Total Harmonic Distortion (THD)

Den *totale harmoniske forstyrrelse* er defineret som forholdet imellem effektivværdien (RMS) af strømmen I_h eller spændingen U_h for den h'te (for h: 2–40) harmoniske og effektivværdien (RMS) af strømmen I_1 fra den fundamentale frekvens. Den generelle formel for *THD* er følgende:

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=H}\left(\frac{X_h}{X_1}\right)^2}$$ nærmere specifikation, se IEC 61000-3-16 [ref.21],

hvor:
X repræsenterer enten strøm eller spænding
X_1 er RMS-værdien af den fundmentale komponent
h er den harmoniske orden
X_h er RMS-værdien af den harmoniske komponent af orden h
H er generelt 40 eller 50 afhængigt af anvendelsen.

2. Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser

2.1 Formål

Formålet med den tekniske forskrift TF 3.2.2 er at fastlægge de tekniske og funktionelle minimumskrav, som et *solcelleanlæg* med en *mærkeeffekt* over 11 kW skal overholde i *nettilslutningspunktet*, når *solcelleanlægget* er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*.

Forskriften er udstedt i medfør af § 7, stk. 1, nr. 1, 3 og 4, i bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011 (systemansvarsbekendtgørelsen). Forskriften er, jf. § 7, stk. 1, i systemansvarsbekendtgørelsen udarbejdet efter drøftelser med netvirksomhederne og transmissionsvirksomhederne, og har været i offentlig høring inden anmeldelse til Energitilsynet.

Forskriften har gyldighed inden for rammerne af elforsyningsloven, jf. lovbekendtgørelse nr. 1329 af 25. november 2013 med senere ændringer.

Et *solcelleanlæg* skal overholde dansk lovgivning, herunder Stærkstrømsbekendtgørelsen [ref. 4], [ref. 5], Fællesregulativet [ref. 3], Maskindirektivet [ref. 6], [ref. 7], samt nettilslutnings- og netbenyttelsesaftalen.

For områder, der ikke er dækket af dansk lovgivning, anvendes CENELEC-standarder (EN), IEC-standarder, CENELEC- eller IEC-tekniske specifikationer.

2.2 Anvendelsesområde

Et *solcelleanlæg*, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet,* skal i hele *solcelleanlæggets* levetid opfylde bestemmelserne i forskriften.

De tekniske krav i forskriften er opdelt i følgende kategorier i forhold til den samlede *mærkeeffekt* i *nettilslutningspunktet*:

A. *Solcelleanlæg* over 11 kW til og med 50 kW**)
B. *Solcelleanlæg* over 50 kW til og med 1,5 MW
C. *Solcelleanlæg* over 1,5 MW til og med 25 MW
D. *Solcelleanlæg* over 25 MW.

**) Vekselrettere, som benyttes i denne *anlægskategori*, skal være optaget på *positivlisten* for solcellevekselrettere, der må installeres i Danmark. I "Vejledning for optagelse på *positivlisten* for solcellevekselrettere" [ref. 39] er specificeret, hvad der kræves for at få optaget en solcellevekselretter på *positivlisten*.

Et nyt solcelleanlæg

Forskriften gælder for alle *solcelleanlæg* med en *mærkeeffekt* over 11 kW, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet,* og som er idriftsat fra og med ikrafttrædelsesdatoen for denne forskrift.

Et eksisterende solcelleanlæg

Et *solcelleanlæg* med en *mærkeeffekt* over 11 kW, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* før ikrafttrædelsesdatoen for denne forskrift, skal overholde den på verifikationstidspunktet gældende forskrift.

Ændringer på et eksisterende solcelleanlæg
Et eksisterende *solcelleanlæg*, hvor der foretages væsentlige funktionelle ændringer, skal overholde de bestemmelser i denne forskrift, som vedrører ændringerne.

I tvivlstilfælde afgør den *systemansvarlige virksomhed*, om det er en væsentlig ændring.

En væsentlig ændring er udskiftning af en eller flere vitale *anlægsdele*, der ændrer *solcelleanlæggets* egenskaber.

Dokumentationen beskrevet i Bilag 1 skal opdateres og fremsendes i en udgave, hvor ændringerne er vist.

2.3 Afgrænsning

Denne tekniske forskrift er en del af det samlede sæt af tekniske forskrifter fra den *systemansvarlige virksomhed,* Energinet.dk.

De tekniske forskrifter indeholder tekniske regler, der gælder for *anlægsejer, anlægsoperatør* og *elforsyningsvirksomhed* vedrørende drift og tilslutning til det *kollektive elforsyningsnet*.

De tekniske forskrifter, herunder systemdriftsforskrifterne, udgør sammen med markedsforskrifterne de krav, som *anlægsejer, anlægsoperatør* og *elforsyningsvirksomheden* skal opfylde:

- Teknisk forskrift TF 5.8.1 "Måledata til systemdriftsformål" [ref. 10]
- Teknisk forskrift TF 5.9.1 "Systemtjenester" [ref. 11]
- Forskrift D1 "Afregningsmåling" [ref. 12]
- Forskrift D2 "Tekniske krav til elmåling" [ref. 13]
- Forskrift E "Miljøvenlig elproduktion og anden udligning 2009" [ref. 14]
- Forskrift E - bilag "Retningslinjer for nettoafregning af egenproducenter" [ref. 15]
- Teknisk forskrift TF 3.2.2 "Teknisk forskrift for nettilslutning af *solcelleanlæg* større end 11 kW".

Gældende udgaver er altid de tilgængelige versioner, som findes på www.energinet.dk.

De driftsmæssige forhold aftales mellem *anlægsejer* og *elforsyningsvirksomheden.*

Eventuel levering af systemydelser aftales mellem *anlægsejer* og den *produktionsbalanceansvarlige*.

Forskriften indeholder ikke økonomiske aspekter forbundet med anvendelsen af *reguleringsegenskaber* eller afregningsmåling eller tekniske krav hertil.

Det er *anlægsejers* ansvar at sikre *solcelleanlægget* mod eventuelle skadepåvirkninger som følge af manglende forsyning fra det *kollektive elforsyningsnet* i kortere eller længere perioder.

2.4 Hjemmel

Forskriften er udstedt med hjemmel i:

- Lovbekendtgørelse nr. 1329 af 25. november 2013 om lov om elforsyning § 26, stk. 1.
- Bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011 (systemansvarsbekendtgørelsen), § 7, stk. 1, nr. 1, 3 og 4.

2.5 Ikrafttræden

Denne forskrift træder i kraft den 24. juli 2015 og afløser:

- Teknisk forskrift 3.2.2 for solcelleanlæg større end 11 kW, Revision 1, gældende fra 20. marts 2015.

Ønsker om yderligere oplysninger og spørgsmål til denne tekniske forskrift rettes til Energinet.dk.

Kontaktoplysninger findes på http://energinet.dk/DA/El/Forskrifter/Tekniske-forskrifter/Sider/Forskrifter-for-nettilslutning.aspx.

Forskriften er anmeldt til Energitilsynet efter reglerne i elforsyningslovens § 76 og Systemansvarsbekendtgørelsens § 7.

Af hensyn til *solcelleanlæg*, som er endeligt ordret ved bindende skriftlig ordre, inden forskriften er anmeldt til Energitilsynet, men planlagt idriftsat efter denne forskrift træder i kraft, kan der søges en dispensation i henhold til afsnit 2.9, hvor relevant dokumentation vedlægges.

2.6 Klage

Klage over forskriften kan indbringes for Energitilsynet, Carl Jacobsens Vej 35, 2500 Valby.

Klager over den *systemansvarlige virksomheds* forvaltning af bestemmelserne i forskriften kan ligeledes indbringes for Energitilsynet.

Klager over den enkelte *elforsyningsvirksomheds* administration af bestemmelserne i forskriften kan indbringes for den *systemansvarlige virksomhed*.

2.7 Misligholdelse

Det påhviler *anlægsejer* at sikre, at bestemmelserne i denne forskrift overholdes i hele *solcelleanlæggets* levetid.

Omkostninger i forbindelse med at overholde bestemmelserne i denne forskrift påhviler *anlægsejer*.

2.8 Sanktioner

Hvis et *solcelleanlæg* ikke opfylder bestemmelserne i afsnit 3 til 9 i denne forskrift, er *elforsyningsvirksomheden* berettiget til, i yderste konsekvens, og efter Energinet.dk's afgørelse, at foranstalte afbrydelse af nettilslutningen til *solcelleanlægget,* indtil bestemmelserne er opfyldt.

2.9 Dispensation og uforudsete forhold

Den *systemansvarlige virksomhed* kan give dispensation for specifikke bestemmelser i denne forskrift.

For at der kan gives dispensation:

- skal der være tale om særlige forhold, fx af lokal karakter
- må afvigelsen ikke give anledning til en nævneværdig forringelse af den tekniske kvalitet og balance af det *kollektive elforsyningsnet*
- må afvigelsen ikke være uhensigtsmæssig ud fra en samfundsøkonomisk betragtning.

Dispensation skal ske efter skriftlig ansøgning til *elforsyningsvirksomheden* med angivelse af, hvilke bestemmelser dispensationen vedrører samt begrundelse for dispensationen.

Elforsyningsvirksomheden har ret til at kommentere ansøgningen, inden den sendes til den *systemansvarlige virksomhed*.

Hvis der opstår forhold, som ikke er forudset i denne tekniske forskrift, skal den *systemansvarlige virksomhed* konsultere de berørte parter med henblik på at opnå en aftale om, hvad der skal gøres.

Hvis der ikke kan opnås en aftale, skal den *systemansvarlige virksomhed* beslutte, hvad der skal gøres.

Beslutningen skal træffes ud fra, hvad der er rimeligt, og når det er muligt – med højde for synspunkterne fra de berørte parter.

Den *systemansvarlige virksomheds* afgørelse kan indklages for Energitilsynet, jf. afsnit 2.6.

2.10 Referencer

De nævnte standarder og normer skal kun anvendes inden for de emner, der er nævnt i forbindelse med referencer i denne forskrift.

2.11 Normative referencer

1. **DS/EN50160:2010**: Karakteristika for spændingen i offentlige elektricitetsforsyningsnet.
2. **DS/EN 60038:2011**: IEC/CENELEC-standardspændinger.
3. **Fællesregulativet 2014:** "Tilslutning af elektriske installationer og brugsgenstande".
4. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 6:** "Elektriske installationer", 2003.
5. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 2:** "Udførelse af elforsyningsanlæg", 2003.
6. **DS/EN 60204-1:2006**: Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner.
7. **DS/EN 60204-11:2002**: Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner-Del 11: Bestemmelser for HV-maskinel for spændinger over 1000 V a.c. eller 1500 V d.c. og ikke overstiger 36 kV.
8. **IEC 60870-5-104:2007**: Telecontrol equipment and systems, part 5-104.
9. **IEC 61000-4-15:2010**: Testing and measurement techniques–Section 15: Flicker metre–Functional and design specifications.
10. **Teknisk Forskrift TF 5.8.1:** "Måledata til systemdriftsformål", dateret: 28. juni 2011, Rev. 3.0, dok. nr. 17792/10.
11. **Teknisk Forskrift TF 5.9.1:** "Systemtjenester", dateret: 5. juli 2012, Rev. 1.1, dok. nr. 91470-11.

12. **Forskrift D1**: "Afregningsmåling", dateret: marts 2013, Revision 3.1, dok. nr. 13/81271-2.
13. **Forskrift D2**: "Tekniske krav til elmåling", dateret: maj 2007, version 1, dok. nr. 263352-06.
14. **Forskrift E**: "Miljøvenlig elproduktion og anden udligning 2009", dateret: juli 2009, Revision 1, dok. nr. 255855-06.
15. **Forskrift E – bilag:** "Retningslinjer for nettoafregning af egenproducenter", dateret: 1. juli 2010, Revision 1.0, dok. nr. 27582-10.
16. **DSF/CLC/FprTS 50549-1:2014**: Krav til generatorer tilsluttet parallelt med et distributionsnet – Del 1: Generatorer større end 16 A pr. fase tilsluttet lavspændingsnet.
17. **DSF/CLC/FprTS 50549-2:2014**: Krav til generatorer tilsluttet parallelt med et distributionsnet - Del 2: Generatorer tilsluttet mellemspændingsnet.
18. **IEC 60050-415:1999**: International Electrotechnical Vocabulary.
19. **DS/EN 61000-3-2:2014**: Grænseværdier – Grænseværdier for udsendelse af harmoniske strømme (udstyrets strømforbrug op til og inklusive 16 A per fase).
20. **DS/EN 61000-3-3:2013**: Grænseværdier – Begrænsning af spændingsfluktuationer og flimmer i den offentlige lavspændingsforsyning, fra udstyr, der har en mærkestrøm <= 16 A per fase, og som ikke er underlagt regler om betinget tilslutning.
21. **IEC TR 61000-3-6:2008**: EMC limits. Limitation of emissions of harmonic currents for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
22. **IEC TR 61000-3-7:2008**: EMC-limits. Limitation of voltage fluctuations and flicker for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
23. **DS/EN 61000-3-11:2001**: Elektromagnetisk kompatibilitet (EMC): Begrænsning af spændingsændringer, spændingsudsving og flimren i offentlige lavspændingsfordelingsanlæg – Udstyr med en mærkestrøm til og med 75 A, som tilsluttes på betingede vilkår.
24. **DS/EN 61000-3-12:2012**: Limits – Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current > 16 A and ≤ 75 A per phase.
25. **IEC/TR 61000-3-13:2008**: Electromagnetic compatibility (EMC): Limits – Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems.
26. **IEC/TR 61000-3-14:2011**: Electromagnetic compatibility (EMC): Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems.
27. **IEC/TR 61000-3-15 Ed. 1.0:2011**: Limits - Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network.
28. **IEC/TR 61850-90-7:2013:** Object Models for power converters in distributed energy resources (DER) systems.
29. **IEC 61850-8-1 Ed2:2011**: Mappings to MMS (ISO/IEC9506-1 and ISO/IEC 9506-2).
30. **IEC 61400-21Ed2: 2008**: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
31. **IEEE 1459:2010**: Standard definitions for the measurement of electrical power quantities under sinusoidal, non-sinusoidal, balanced or unbalanced conditions.

32. **VDE-AR-N 4105:2011-8**: Power generation systems connected to the low voltage distribution network.

2.12 Informative referencer

33. **DEFU-rapport RA-557:** "Maksimal emission af spændingsforstyrrelser fra *solcelleanlæg* større end 11 kW".
34. **DEFU-rekommandation nr. 16**: Spændingskvalitet i lavspændingsnet, 2. udgave, juni 2001.
35. **DEFU-rekommandation nr. 21**: Spændingskvalitet i mellemspændingsnet, februar 1995.
36. **COMTRADE:** Filformat specificeret i IEEE C37.111-2013.
37. **SunSpec Inverter Control specifications:** www.sunspec.org.
38. **Vejledning for leverandørerklæring – TF 3.2.2,** dokument nr. 14/17997-18.
39. **Vejledning for optagelse på positivliste for solcellevekselrettere,** dokument nr. 14/17997-17.
40. **Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre - TF 3.2.2,** dokument nr. 14/17997-16.
41. **Vejledning til verifikationsrapport – TF 3.2.2,** dokument nr. 14/17997-15.
42. **Vejledning til signalliste - TF3.2.2.,** dokument nr. 14/17997-19.

3. Tolerance over for frekvens- og spændingsafvigelser

Et *solcelleanlæg* skal med mindst mulig reduktion af aktiv effekt kunne modstå frekvens- og spændingsafvigelser i *nettilslutningspunktet* under normale og unormale driftsforhold.

Alle krav angivet i efterfølgende afsnit skal betragtes som minimumskrav.

Det *elproducerende anlæg* skal udføres for trefaset tilslutning. Hvis det *elproducerende anlæg* består af tre enfasede enheder, er det også at betragte som et trefaset anlæg.

Normale driftsforhold er beskrevet i afsnit 3.2, og unormale driftsforhold er beskrevet i afsnit 3.3.

3.1 Fastlæggelse af spændingsniveau

Det er *elforsyningsvirksomheden*, der fastlægger spændingsniveau for *nettilslutningspunktet for solcelleanlægget* inden for de angivne spændingsgrænser i Tabel 1.

Den *typiske driftsspænding* kan være forskellig fra lokalitet til lokalitet, hvorfor *elforsyningsvirksomheden* skal oplyse den *normale* d*riftsspænding Uc*, som er gældende for *nettilslutningspunktet*. Den *typiske driftsspænding* danner grundlag for fastlæggelse af det normale driftsspændingsområde U_c±10 %.

Elforsyningsvirksomheden skal sikre, at den maksimale spænding, angivet i Tabel 1, aldrig overskrides. Er det normale spændingsområde Uc±10 % under den minimale spænding angivet i Tabel 1, skal kravene til produktion ved frekvens- og spændingsvariationer justeres, så man ikke overbelaster *solcelleanlægget*.

Betegnelser for spændingsniveauer	**Nominel spænding U_n [kV]**	**Minimal spænding U_{min} [kV]**	**Maksimal spænding U_{max} [kV]**
Ekstra høj spænding (EH)	400	320	420
	220	-	245
Højspænding (HV)	150	135	170
	132	119	145
	60	54,0	72,5
	50	45,0	60,0
Mellemspænding (MV)	33	30,0	36,0
	30	27,0	36,0
	20	18,0	24,0
	15	13,5	17,5
	10	9,00	12,0
Lavspænding (LV)	0,69	0,62	0,76
	0,40	0,36	0,44

Tabel 1 Definition af spændingsniveauer anvendt i denne forskrift

Maksimal (U_{max}) og minimal (U_{min}) spændingsgrænser er fastlagt med baggrund i standarderne DS/EN50160 (10 minutters middelværdier) [ref. 1] og DS/EN60038, [ref. 2].

Solcelleanlægget skal kortvarigt kunne tåle overskridelse af de maksimale spændinger inden for de krævede beskyttelsesfunktioner, som specificeret i afsnit 6.

3.2 Normale driftsforhold

Et *solcelleanlæg* skal inden for området benævnt *normal produktion* kunne startes og producere kontinuert inden for de designmæssige specifikationer (at fx solens indstråling har de korrekte karakteristika) kun begrænset af indstillingerne for beskyttelse, som anvist i afsnit 6, og/eller øvrige funktioner, der har indflydelse på *anlæggets* produktion.

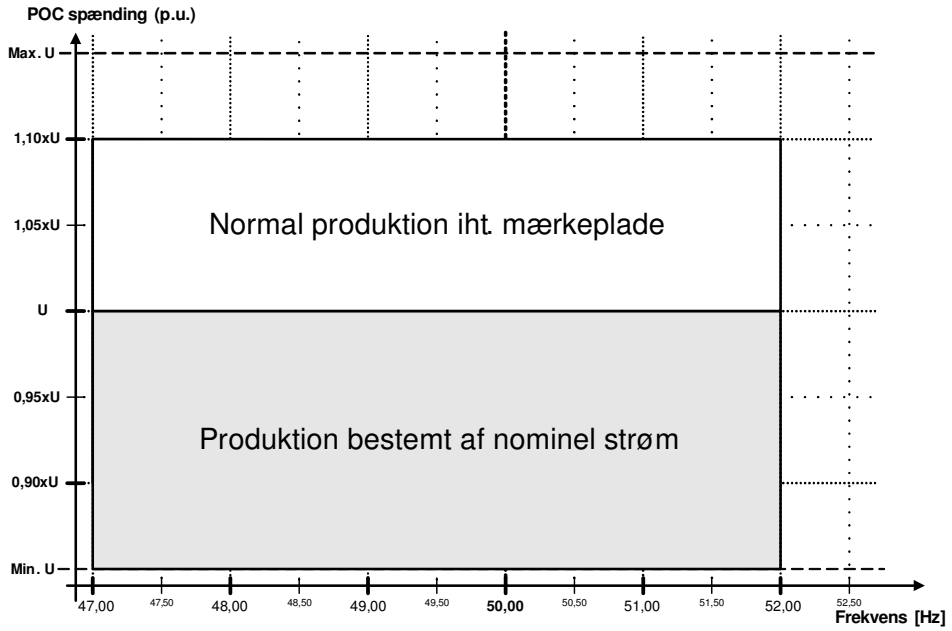
I området *normal produktion* er den *typiske driftsspænding* U_c±10 %, jf. afsnit 3.1, og frekvensområdet er 47,00 til 52,00 Hz.

Automatisk indkobling af et *solcelleanlæg* må tidligst finde sted tre minutter efter, at spændingen er inden for toleranceområdet for den *nominelle driftsspænding*, og frekvensen er inden for 49,50 og 50,20 Hz.

Indstilling af frekvensgrænserne fastlægges af *den systemansvarlige virksomhed*.

3.2.1 Krav til normal produktion

De samlede krav til produktion af aktiv effekt ved frekvens- og spændingsafvigelser for et *solcelleanlæg* i *nettilslutningspunktet* (*POC*) er vist i nedenstående figur.



Figur 4 Krav til produktion af aktiv effekt ved frekvens- og spændingsvariationer.

Solcelleanlægget skal forblive tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* inden for de krævede indstillinger for beskyttelsesfunktioner, som specificeret i afsnit 6.

3.3 Unormale driftsforhold

De følgende krav gælder for *solcelleanlæg* kategori C og D.

Solcelleanlægget skal være designet til, uden afbrydelse og produktionsnedgang, at kunne tolerere et momentant (80-100 ms) spændingsfasespring på op til 20° i *nettilslutningspunktet* (*POC*).

Solcelleanlægget skal være designet til, uden afbrydelse, at kunne tolerere et spændingsdyk, som vist i Figur 5, og under fejlforløbet levere en reaktiv tillægsstrøm, som angivet i Figur 6.

Produktionen er under et spændingsdyk bestemt af den nominelle strøm.

Solcelleanlægget skal efter et spændingsdyk kunne levere *normal produktion* senest 5 s efter, at driftsforholdene i *nettilslutningspunktet* er tilbage i området *normal produktion*.

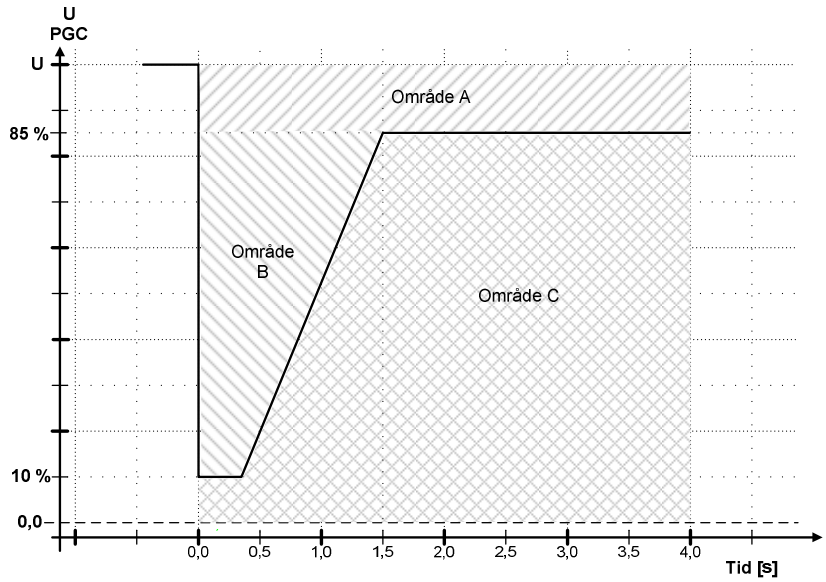
Uanset kravene i de efterfølgende afsnit skal beskyttelsesindstillinger være, som angivet i afsnit 6.

Dokumentation for, at *solcelleanlægget* overholder de specificerede krav, skal være som angivet i afsnit 8.

Solcelleanlægget skal sikres mod skader som følge af asynkrone sammenkoblinger og mod udkoblinger i ikke-kritiske situationer.

3.3.1 Tolerance over for spændingsdyk

Et *solcelleanlæg* skal i *nettilslutningspunktet* være designet til at kunne tolerere et spændingsdyk uden udkobling ned til 10 % af spændingen i *nettilslutningspunktet* over en periode på minimum 250 ms (yderspændinger for 50 Hz-komponenten), som vist i Figur 5.



Figur 5 Krav til tolerance over for spændingsdyk for solcelleanlæg kategori C og D.

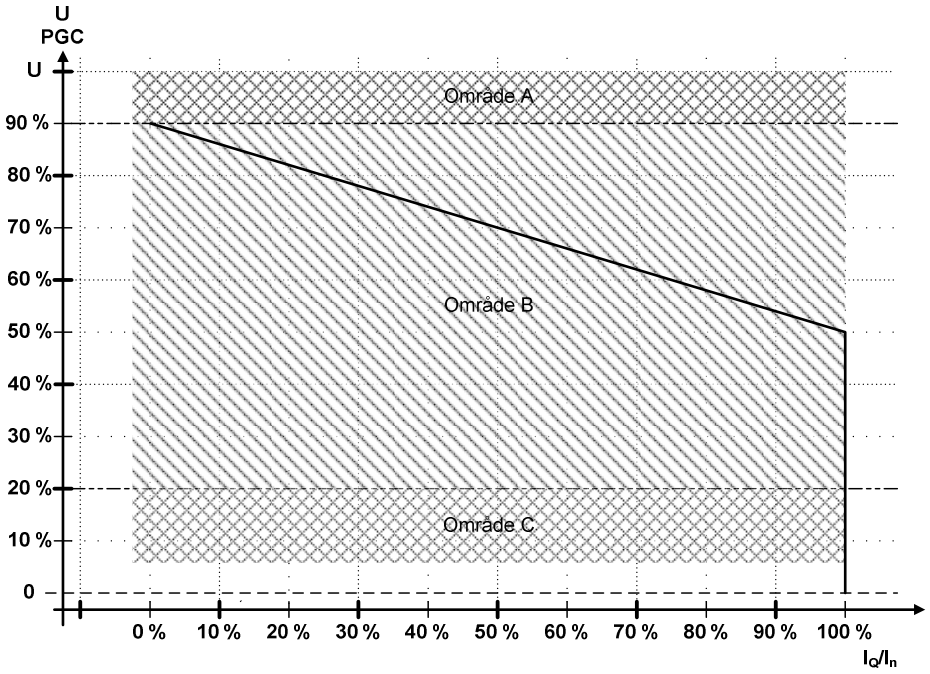
De følgende krav skal overholdes ved symmetriske såvel som usymmetriske fejl. Det vil sige, at kravene er gældende i tilfælde af fejl på tre, to eller en enkelt fase:

- Område A: *Solcelleanlægget* skal forblive nettilsluttet og opretholde *normal produktion*.
- Område B: *Solcelleanlægget* skal forblive nettilsluttet. *Solcelleanlægget* skal yde maksimal spændingsstøtte ved at levere en reaktiv tillægsstrøm af en kontrolleret størrelse, så *solcelleanlægget* bidrager til at stabilisere spændingen inden for de designmæssige rammer, som den aktuelle *solcelleanlægs*teknologi tilbyder, jf. Figur 5.
- Område C: Udkobling af *solcelleanlægget* er tilladt.

Hvis spændingen U – i forbindelse med et fejlforløb – er tilbage i område A, så betragtes et efterfølgende spændingsdyk som en ny fejlsituation, jf. afsnit 3.3.2.

Hvis flere på hinanden følgende fejlforløb inden for område B gør, at man tidsmæssigt kommer ind i område C, så er det tilladt at udkoble.

I forbindelse med fejlforløb i område B skal *solcelleanlægget* have en *regulerings*funktion, som kan regulere den positive sekvens af den reaktive strøm, som specificeret i Figur 6.



Figur 6 Krav til levering af reaktiv tillægsstrøm I_Q under spændingsdyk for solcelleanlæg af kategori C og D.

Regulering skal følge Figur 6, så den reaktive tillægsstrøm (positiv sekvens) efter maksimalt 100 ms følger karakteristikken med en tolerance på ±20 %.

I område B har levering af reaktiv strøm første prioritet, mens levering af aktiv effekt har anden prioritet.

Hvis muligt opretholdes den aktive effekt under et spændingsdyk, dog accepteres reduktion af den aktive effekt af hensyn til *solcelleanlæggets* designmæssige grænser.

Fejltyper kan være symmetriske og usymmetriske kortslutninger, tilbagevendende spændinger ved bortkobling af fejl og hændelser, forhøjet spænding på fejlfrie faser ved usymmetriske kortslutninger og fasebrud ved slukkespole jordet net.

3.3.2 Gentagne fejl i det kollektive elforsyningsnet

Solcelleanlægget, inkl. eventuelt kompenseringsudstyr, skal forblive indkoblet efter fejl i det *kollektive elforsyningsnet,* som angivet i Tabel 2.

Kravene gælder i *nettilslutningspunktet*, men fejlforløbet ligger et vilkårligt sted i det *kollektive elforsyningsnet.*

På baggrund af overholdelse af kravene ved spændingsdyk, angivet i afsnit 3.3.1, skal kravene angivet i Tabel 2 verificeres ved at dokumentere, at *solcelleanlægget* er dimensioneret til at tolerere gentagne fejl med de angivne specifikationer.

Type	**Varighed af fejl**
Trefaset kortslutning	Kortslutning i 150 ms
Tofaset kortslutning med/uden jordberøring	Kortslutning i 150 ms efterfulgt af ny kortslutning 0,5 s til 3 s senere, også med en varighed på 150 ms
Enfaset kortslutning til jord	Enfaset jordfejl i 150 ms efterfulgt af en ny enfaset jordfejl 0,5 s til 3 s senere, også med en varighed på 150 ms

Tabel 2 Fejltyper og varighed i det kollektive elforsyningsnet.

4. Elkvalitet

4.1 Generelt

Ved vurdering af et *solcelleanlægs* påvirkning af elkvaliteten skal de forskellige elkvalitetsparametre i *nettilslutningspunktet* dokumenteres.

I nedenstående tabel er angivet en oversigt over, hvilke forstyrrelser der stilles krav til i de enkelte *anlægskategorier*.

Kategori / Krav	A	B	C	D
DC-indhold (4.2)	X	X	X	X
Asymmetri (4.3)	X	X	X	X
Flicker (4.4)	X	X	X	X
Harmoniske forstyrrelser (4.5)	X	X	X	X
Interharmoniske forstyrrelser (4.6)	-	X	X	X
Forstyrrelser 2 – 9 kHz (4.7)	-	X	X	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor kravet er specificeret.

Tabel 3 Oversigt over krav til elkvalitet for anlægskategorier.

For hver af ovennævnte type forstyrrelse specificeres i det følgende:

- Datagrundlag for beregninger
- Grænseværdier for emission – krav til anlæg
- Metoder til verificering af at grænseværdierne er overholdt.

Anvendte terminologi og beregningsmetoder for elkvalitet er beskrevet i følgende internationale normer DS/EN 61000-3-2:2014 [ref. 19], DS/EN 61000-3-3:2013 [ref. 20], IEC/TR 61000-3-6:2008 DS/EN 61000-3-12 [ref. 24], [ref. 21], IEC/TR 61000-3-7:2008 [ref. 22], DS/EN 61000-3-11 [ref. 23], DS/EN 61000-3-12 [ref. 24], DS/EN 61000-3-13 [ref. 25], DS/EN 61000-3-14 [ref. 26], og DS/EN 61000-3-15 [ref. 27]. Samt nationale anbefalinger 34. DEFU-rekommandation nr. 16 [ref. 34]og DEFU-rekommandation nr. 21 [ref. 35]

Elforsyningsvirksomheden har ansvaret for at fastsætte emissionsgrænser i *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal aftale en tidsplan for fastlæggelse af emissionsgrænserne med ansøgere om nettilslutning.

Anlægsejer skal som udgangspunkt sikre, at *solcelleanlægget* er designet, konstrueret og konfigureret på en sådan måde, at de specificerede emissionsgrænser overholdes, uden at der opstår behov for netforstærkninger.

Under visse omstændigheder skal *anlægsejer* tilkøbe supplerende ydelser af *elforsyningsvirksomheden* med henblik på overholdelse af de specificerede grænseværdier.

Anlægsejer skal verificere, at emissionsgrænserne i *nettilslutningspunktet* er overholdt.

4.1.1 Datagrundlag

Til vurdering af et *solcelleanlægs* påvirkning af elkvalitet anvendes data såvel for *solcelleanlægget* som for det *kollektive elforsyningsnet*.

Anlægsejer skal levere data, som specificeret iht. IEC 61400-21 [ref. 30] for bestemmelse af emission af *flicker* og højfrekvente forstyrrelser for *solcelleanlægget*.

Anlægsejer skal vælge én af følgende metoder til bestemmelse af emission af *flicker* og højfrekvente forstyrrelser.

1. *Anlægsejer* anvender resultaterne fra typetesten for hver af de *elproducerende enheder*, som *solcelleanlægget* er sammensat af. Typetesten skal være udført i henhold til relevante dele af IEC 61400-21 [ref. 30]. Typetest, som opfylder specifikationerne i VDE 4105 [ref. 32], anses for at opfylde kravene.

   Anlægsejer beregner den samlede emission som en sum af bidragene fra hver af de *elproducerende enheder*, som anlægget består af.

2. *Anlægsejer* udvikler en emissionsmodel *for solcelleanlægget*. *Anlægsejer* skal således fremføre dokumentation for, at emissionsmodellen kan anvendes til bestemmelse af emission af højfrekvente forstyrrelser fra det samlede anlæg.

   Emissionsmodellen skal indeholde emissionsmodel for de *elproducerende enheder* og *opsamlingsnettet* i *nettilslutningspunktet* for det relevante frekvensområde.

   Emissionsmodellen skal godkendes af den *systemansvarlige virksomhed*.

Elforsyningsvirksomheden oplyser data for det *kollektive elforsyningsnet* i *nettilslutningspunktet*. Til beregninger af *spændingsfluktuationer,* jf. gældende internationale standarder, kan det *kollektive elforsyningsnet* beskrives ved den minimale, typiske og maksimale *kortslutningseffekt* S_k samt den tilsvarende net-impedansvinkel ψ_k, i *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal oplyse den maksimale, minimale og typiske S_k for *nettilslutningspunktet*.

4.1.2 Grænseværdier

Det er *elforsyningsvirksomhedens* ansvar at oplyse grænseværdier for emission af de forskellige typer forstyrrelser fra *solcelleanlægget* i *nettilslutningspunktet,* så grænseværdierne for elkvalitet i det *kollektive elforsyningsnet* ikke overskrides.

De grænseværdier, som er specificeret i denne forskrift, er fastsat med udgangspunkt i specifikationerne i IEC/TR 61000-3-6 [ref. 21] IEC/TR 61000-3-7 [ref. 22], DS/EN 61000-3-12 [ref. 24], og DS/EN 61000-3-11 [ref. 23].

For *solcelleanlæg*, der tilsluttes elektrisk set langt fra andre forbrugere, kan grænseværdier efter accept fra *elforsyningsvirksomheden* dog modificeres til værdier højere end de normale grænser.

4.1.3 Verificering

Det er *anlægsejers* ansvar ved beregning, simulering eller måling at verificere, at *solcelleanlægget* overholder de fastlagte grænser i *nettilslutningspunktet*. *Elforsyningsvirksomheden* skal godkende *anlægsejers* verificering.

4.2 DC-indhold

For alle *anlægskategorier* gælder, at DC-indhold i den leverede AC-strøm i *net-tilslutningspunktet* (*POC*) for anlægget maksimalt må udgøre 0,5 % af den nominelle strøm, jf. IEC/TS 61000-3-15, afsnit 7.5 [ref. 27].

4.3 Asymmetri

For alle *anlægskategorier* gælder, at asymmetrien imellem faserne ved normal drift eller ved fejl i den *elproducerende enhed* ikke må blive større end 16 A.

Hvis *anlægget* består af flere enfasede enheder, skal der etableres nødvendig kommunikation, så ovennævnte grænse ikke overskrides.

4.4 Flicker

4.4.1 Datagrundlag

*Flicker*emissionen dokumenteres for kontinuert drift. Data fra typetest eller emissionsmodel benyttes til at dokumentere *flicker*niveauet.

Ved beregning af *flicker*bidraget ved kontinuert drift anvendes data for *flicker*-koefficienten $c_i(\psi_k)$, som fremgår af typetesten. Hvor: $C_{i,}$ *i*: *elproducerende enhed* nr. *i.*

4.4.2 Grænseværdier

Solcelleanlæggets samlede *flicker*bidrag skal overholde kravene i følgende afsnit i *nettilslutningspunktet*.

4.4.3 Krav til solcelleanlæg i kategori A

Kravene til s*olcelleanlæg* af kategori A er anført i optagelseskriterierne for at blive opført på *positivlisten*.

Er anlægget ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som det er beskrevet i "Vejledning for optagelse på *positivlisten* for solcellevekselrettere" [ref. 39].

4.4.3.1 Krav til solcelleanlæg i kategori B

Hvis den tilsluttede *mærkeeffekt* er mindre end 0,4 % af S_k, kan *solcelleanlæg-get* tilsluttes uden yderligere undersøgelse.

Ellers gælder grænseværdierne i nedenstående tabel for emissionen fra det enkelte *solcelleanlæg*.

Spændingsniveau	P_{lt}
$U_n \leq 1$ kV	0,25/0,30/0,4*)
$U_n > 1$ kV	0,20

*) Grænseværdierne gælder, hvis der allerede er tilsluttet hhv. 4/2/1 produktionsanlæg under samme transformerstation.

Tabel 4 Grænseværdier for flicker.

4.4.3.2 Krav til solcelleanlæg i kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for *flicker* i *nettilslutningspunktet*, således at det maksimale tilladte *flicker*niveau G_{lt} og G_{st} på samme spændingsniveau og under samme transformerstation ikke overskrides.

4.4.4 Verificering

Det skal verificeres, at *flicker*emissionen fra kontinuert drift af *solcelleanlægget* er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

*Flicker*koefficienten bestemmes på basis af den aktuelle ψ_k for den *elproducerende enhed* ved simpel interpolation imellem værdierne for ψ_k, som er givet i typetesten.

*Flicker*emissionen for hver enkelt *elproducerende enhed*, som *solcelleanlægget* består af, beregnes som:

$$P_{lt,i} = c_i(\psi_k) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

Derefter beregnes emissionen fra hele *solcelleanlægget* som:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_i (P_{lt,i})^3}$$

Regneeksempler findes i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre - TF 3.2.2." [ref. 40].

Alternativt anvendes den verificerede emissionsmodel.

4.4.4.1 Solcelleanlæg kategori A

Såfremt alle *elproducerende enheder, solcelleanlægget* er sammensat af, er optaget på *positivlisten*, anses kravet for værende opfyldt.

Er anlægget ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning for optagelse på *positivlisten* for solcellevekselrettere" [ref. 39].

4.4.4.2 Solcelleanlæg kategori B, C og D

Det verificeres, at *flicker*emissionen fra kontinuert drift af *solcelleanlægget* er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

4.5 Harmoniske forstyrrelser

4.5.1 Datagrundlag

Emission af *harmoniske forstyrrelser* dokumenteres for det samlede *solcelleanlæg*. Data fra typetest eller emissionsmodel benyttes til at dokumentere emissionsniveauet.

Af typetesten fremgår målte middelværdier for harmoniske bidrag 2.- 40. for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af *mærkeeffekten* og med en *effektfaktor* på 1. De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen*.

4.5.2 Grænseværdier

Solcelleanlægget må ikke emittere *harmoniske forstyrrelser*, der overskrider grænseværdierne angivet i dette afsnit.

For *solcelleanlæg*, der tilsluttes elektrisk set langt fra andre forbrugere, kan emissionsgrænserne efter accept fra *elforsyningsvirksomheden* dog modificeres til værdier højere end de normale emissionsgrænser.

Ud over grænseværdier for de individuelle *harmoniske forstyrrelser* anvendes grænseværdier for *THD* og *PWHD*.

For *solcelleanlæg* i kategori C og D fastlægges grænseværdier for de *harmoniske forstyrrelser* som spændingsforstyrrelser for at tage højde for lokale variationer i netimpedansen. Der tages ligeledes højde for *anlæggets* størrelse i forhold til kapaciteten i elnettet.

4.5.2.1 Krav til solcelleanlæg kategori A

Kravene til *harmoniske forstyrrelser* for *solcelleanlæg* i kategori A er anført i optagelseskriterierne for at blive opført på *positivlisten*.

Er anlægget ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning for optagelse på *positivlisten* for solcellevekselrettere" [ref. 39].

4.5.2.2 Krav til solcelleanlæg kategori B

Grænseværdierne for emission af harmoniske strømme for forskellige ordener *h* fremgår af nedenstående tabel.

Spændings-niveau	**SCR**	**Ulige harmonisk orden *h* (ikke multiplum af 3)**					**Lige harmonisk orden *h***		
		5	7	11	13	$17 \le h \le 39$	2	4	$8 \le h \le 40$
$U_c \le 1$ kV	<33	3,6	2,5	1,0	0,7	-	-	-	-
	≥33	4,1	2,8	1,1	0,8	-	-	-	-
	≥66	5,3	3,5	1,7	1,2	-	-	-	-
	≥120	7,2	4,6	2,6	1,6	-	-	-	-
	≥250	11,7	7,5	4,4	3,0	-	-	-	-
	≥350	15,2	9,6	5,9	4,1	-	-	-	-
$U_c > 1$ kV	-	4,0	4,0	2,0	2,0	$\frac{400}{h^2}$ *)	0,8	0,2	0,1

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.
Note: for SCR ≥33 må interpoleres imellem tabelværdierne.

Tabel 5 Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (% af I_n).

Grænseværdierne for emission af samlet harmonisk strømforvrængning fremgår af nedenstående tabel.

Spændings-niveau	SCR	THD_I	$PWHD_I$
$U_c \leq 1$ kV	<33	4,5	7,9
	≥33	4,9	8,1
	≥66	6,0	9,0
	≥120	8,3	10,5
	≥250	13,9	14,3
	≥350	18,0	17,3
$U_c > 1$ kV	-	-	-

Tabel 6 Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (% af I_n) for alle harmoniske forstyrrelser.

4.5.2.3 Krav til solcelleanlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for harmoniske spændinger i *nettilslutningspunktet*.

Emissionsgrænserne skal sikre, at det samlede tilladte støjniveau for de enkelte harmoniske forstyrrelser samt THD_U ikke overskrides.

Grænseværdierne for emission af samlet harmonisk spændingsforvrængning fremgår af nedenstående tabel.

Spændings-niveau	THD_U
$U_n \leq 35$ kV	6,5
$U_n > 35$ kV	3,0

Tabel 7 Grænseværdier for samlet harmonisk spændingsforvrængning THD_U (% af U_n) for alle harmoniske forstyrrelser.

4.5.3 Verificering

Det skal verificeres, at emissionen fra *solcelleanlægget* er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

Derfor anvendes værdien fra det niveau af produceret aktiv effekt, hvor den individuelle harmoniske strøm er størst, til verificering af overensstemmelse med grænseværdierne for harmonisk strøm af de individuelle harmoniske strømme *h*. De beregnede strømværdier benyttes til at beregne *THD* og *PWHD* til verificering af overensstemmelse med grænseværdierne for *THD* og *PWHD*.

For strømharmoniske I_h bestemmes THD_I og $PWHD_I$ som:

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=40}\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \text{ [ref. 21] og } PWHD_I = \sqrt{\sum_{h=14}^{h=40} h * \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \text{ [ref. 24]}$$

For spændingsharmoniske U_h bestemmes THD_U som:

$$THD_U = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=40}\left(\frac{U_h}{U_1}\right)^2}$$

For *solcelleanlæg* bestående af flere *elproducerende enheder* kan bidragene fra de enkelte *enheder i* summeres op i henhold til den generelle summationslov, jf. IEC/TR 61000-3-6 [ref. 21] og DS/EN 61000-3-11 [ref. 23] iht. følgende formel:

$$I_h = \sqrt[\alpha]{\sum_i I_{h,i}^{\alpha}}$$

Værdier for eksponenten α er vist i nedenstående tabel.

Harmonisk orden	α (alfa)
$h < 5$	1
$5 \le h \le 10$	1,4
$h > 10$	2
$h > 39$	3

Tabel 8 Værdier for eksponenten α.

Regneeksempler findes i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre - TF 3.2.2." [ref. 40].

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.5.3.1 Solcelleanlæg kategori A

Såfremt alle *elproducerende enheder, solcelleanlægget* er sammensat af, er optaget på *positivlisten*, anses kravet for værende opfyldt.

Er *anlægget* ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning for optagelse på *positivlisten* for solcellevekselrettere" [ref. 39].

4.5.3.2 Solcelleanlæg kategori B

Det verificeres, at grænseværdierne overholdes ved alle niveauer af produceret aktiv effekt.

4.5.3.3 Solcelleanlæg kategori C og D

Det verificeres, at grænseværdierne overholdes ved alle niveauer af produceret aktiv effekt.

Summen af de individuelle harmoniske strømme I_h omregnes til harmoniske spændinger ved at gange de individuelle harmoniske strømme med den numeriske værdi af netimpedansen ved de individuelle frekvenser, som opgivet af *elforsyningsvirksomheden*.

Hvis andet ikke oplyses af *netvirksomheden*, anvendes den i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre - TF 3.2.2." [ref. 40] - afsnit: tilnærmede model for netimpedansens frekvensafhængighed.

Beregninger af emissionsgrænser er bekrevet ved eksempler i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre - TF 3.2.2." [ref. 40].

4.6 Interharmoniske forstyrrelser

4.6.1 Datagrundlag

Af typetesten fremgår målte middelværdier for interharmoniske bidrag fra 75 Hz til 1975 Hz for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af *mærkeeffekten* og med en *effektfaktor* på 1.

De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen,* I_n.

4.6.2 Grænseværdier

Solcelleanlægget må ikke emittere interharmoniske forstyrrelser, der overskrider grænseværdierne, der er specificeret i dette afsnit.

For *solcelleanlæg*, der tilsluttes elektrisk set langt fra andre forbrugere, kan emissionsgrænserne efter accept fra *elforsyningsvirksomheden* dog modificeres til værdier højere end de normale emissionsgrænser.

4.6.2.1 Krav til solcelleanlæg kategori A

Kravene til s*olcelleanlæg* af kategori A er anført i optagelseskriterierne for at blive opført på *positivlisten*.

Er anlægget ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning for optagelse på *positivlisten* for solcellevekselrettere" [ref. 39].

4.6.2.2 Krav til solcelleanlæg kategori B

Grænseværdierne for emission af interharmoniske strømme fremgår af nedenstående tabel, der har udgangspunkt i RA557 [ref. 33] samt skalering efter IEC/TR 61000-3-12 [ref. 24].

Spændingsniveau	**SCR**	**Frekvens (Hz)**		
		75 Hz	125 Hz	>175 Hz
$U_C \leq 1kV$	<33	0,4	0,6	$\frac{75}{f}$ *)
	≥33	0,5	0,7	$\frac{83}{f}$ *)
	≥66	0,6	0,8	$\frac{104}{f}$ *)
	≥120	0,7	1,1	$\frac{139}{f}$ *)

	≥250	1,2	1,8	$\frac{224}{f}$ *)
	≥350	1,5	2,3	$\frac{289}{f}$ *)
U_C > 1kV	-	0,44	0,66	$\frac{83}{f}$ *)

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

Tabel 9 Grænseværdier for emission af interharmoniske strømme.

4.6.2.3 Krav til solcelleanlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for interharmoniske spændinger fra *solcelleanlægget* i *nettilslutningspunktet*.

Emissionsgrænserne skal sikre, at det samlede tilladte støjniveau for de enkelte interharmoniske spændinger ikke overskrides.

4.6.3 Verificering

4.6.3.1 Solcelleanlæg kategori A

Såfremt alle *elproducerende enheder, solcelleanlægget* er sammensat af, er optaget på *positivlisten*, anses kravet for værende opfyldt.

Er anlægget ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning til optagelse på *positivlisten* for solcellevekselrettere" [ref. 39].

4.6.3.2 Solcelleanlæg kategori B

Det verificeres, at *solcelleanlægget* overholder grænseværdierne for emission af interharmoniske strømme på samme måde som for emission af harmoniske strømme, jf. afsnit 4.5.3.2. Dog benyttes eksponenten α=3, såfremt summeringsreglerne anvendes.

4.6.3.3 Solcelleanlæg kategori C og D

Det verificeres, at *solcelleanlægget* overholder grænseværdierne for emission af interharmoniske spændinger på samme måde som for emission af harmoniske spændinger, jf. afsnit 4.5.3.3. Dog benyttes eksponenten α=3, såfremt summeringsreglerne anvendes.

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.7 Forstyrrelser i frekvensområdet 2-9 kHz

4.7.1 Datagrundlag

Af typetesten fremgår målte middelværdier for frekvenskomponenter af strømmen i grupper med 200 Hz bredde fra 2 kHz til 9 kHz for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af *mærkeeffekten* og en *effektfaktor* på 1. De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen,* I_n.

4.7.2 Grænseværdier

4.7.2.1 Krav til solcelleanlæg kategori A

Kravene til s*olcelleanlæg* af kategori A er anført i optagelseskriterierne for at blive opført på *positivlisten*.

Er anlægget ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning for optagelse på *positivlisten* for solcellevekselrettere" [ref. 39].

4.7.2.2 Krav til solcelleanlæg kategori B

Emission af strømme med frekvenser over 2 kHz må ikke overskride 0,2 % af *mærkestrømmen* i nogen af de målte frekvensgrupper.

4.7.2.3 Krav til solcelleanlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for spændinger fra solcelleanlægget i *nettilslutningspunktet*.

Emissionsgrænserne skal sikre, at den samlede tilladte forstyrrelse for de enkelte frekvensgrupper ikke overskrides.

4.7.3 Verificering

4.7.3.1 Solcelleanlæg kategori A

Såfremt alle *elproducerende enheder, solcelleanlægget* er sammensat af, er optaget på *positivlisten*, anses kravet for værende opfyldt.

Er anlægget ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning til optagelse på *positivlisten* for solcellevekselrettere" [ref. 39].

4.7.3.2 Solcelleanlæg kategori B

Det verificeres, at *solcelleanlægget* overholder grænseværdierne for emission af strømme over 2 kHz på samme måde som for emission af harmoniske strømme. Dog benyttes eksponenten α=3, såfremt summeringsreglerne anvendes.

4.7.3.3 Solcelleanlæg kategori C og D

Det verificeres, at *solcelleanlægget* overholder grænseværdierne for emission af spændinger over 2 kHz på samme måde som for emission af harmoniske spændinger. Dog benyttes eksponenten α=3, såfremt summeringsreglerne anvendes.

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

5. Styring og regulering

5.1 Generelle krav

Alle reguleringsfunktioner i efterfølgende afsnit er med reference i *nettilslutningspunktet*.

Alle reguleringsfunktionerne skal kunne aktiveres/deaktiveres og indstilles med eksterne signaler, som angivet i afsnit 7.

De aktuelt aktiverede funktioner og parameterindstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden*, inden *solcelleanlægget* kan tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet*.

Elforsyningsvirksomheden skal – for at sikre forsyningssikkerheden – til enhver tid kunne aktivere eller deaktivere de påkrævede reguleringsfunktioner, herunder via setpunkter og aktiveringskommandoer ændre de aktuelle indstillinger for funktionerne. En uddybende beskrivelse af de krævede signaler, reguleringsfunktioner og typiske værdier for parametre, etc. findes i dokumentet "Vejledning til signalliste – TF 3.2.2" [ref. 42].

Angivelser af fortegn på alle figurer følger *generatorkonventionen*.

De krævede MW- og MVAr-ydelser reduceres i forhold til antal af *elproducerende enheder* af det samlede anlæg.

I nedenstående tabel er angivet krav til minimum funktionalitet for de respektive størrelser af *solcelleanlæg*.

I 7.3 er angivet krævede aktiveringssignaler og relaterede parametre.

Kategori / **Reguleringsfunktion**	**A**	**B**	**C**	**D**
Frekvensrespons (5.2.1)	X	X	X	X
Frekvensregulering (5.2.2) *)	-	-	X	X
Absolut-effektbegrænser (5.2.3.1)	X	X	X	X
Delta-effektbegrænser (5.2.3.2)	-	-	X	X
Gradient-effektbegrænser (5.2.3.3)	X	X	X	X
Q-regulering (5.3.1)*)	X	X	X	X
Effektfaktorregulering (5.3.2)*)	X	X	X	X
Automatisk effektfaktorregulering (5.3.2) *)	X	X	-	-
Spændingsregulering (5.3.3) *)	-	-	X	X
Systemværn (5.4)	-	-	X	X

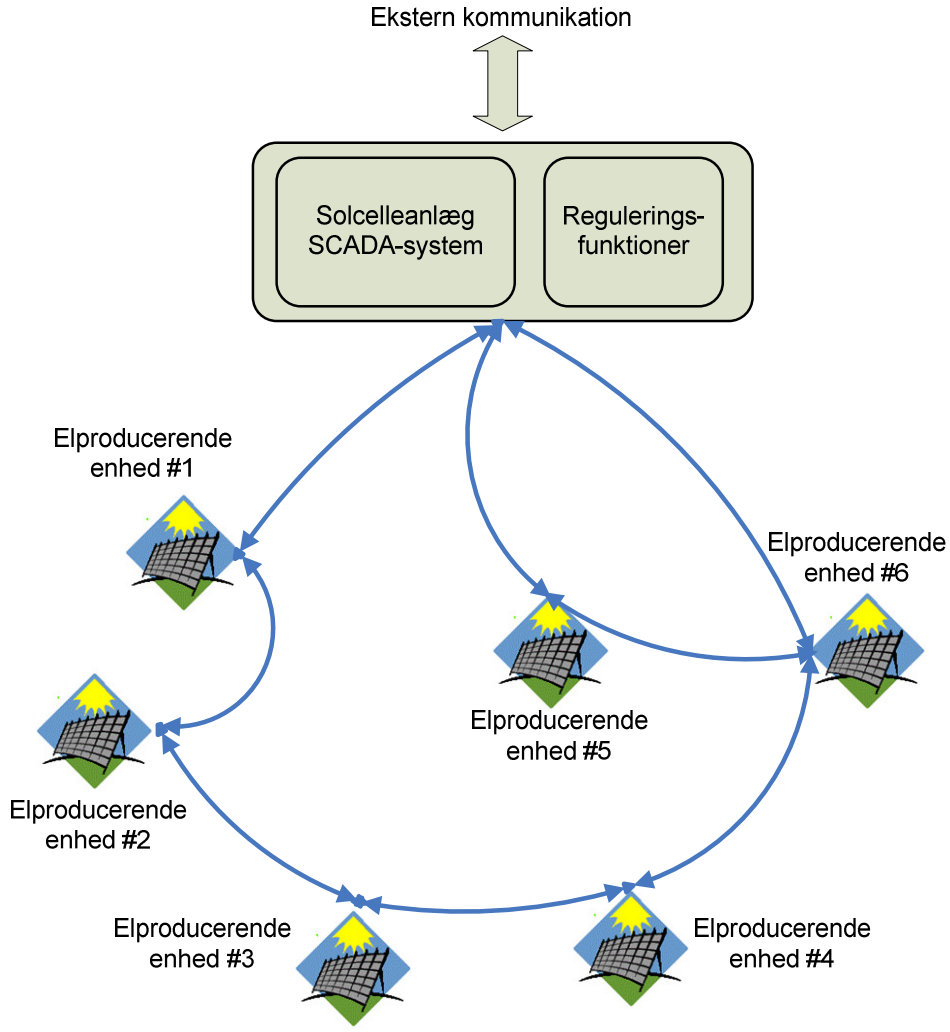
Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.
*) Et *anlæg* må ikke udføre *frekvensregulering*, *effektfaktorregulering*, *automatisk effektfaktorregulering* eller *spændingsregulering* uden særlig aftale med *elforsyningsvirksomheden*.

Tabel 10 Styrings- og reguleringsfunktioner for et solcelleanlæg.

Solcelleanlæg skal have de specificerede reguleringsfunktioner, som fremgår af Tabel 10.

De forskellige reguleringsfunktioner skal sikre den overordnede styring, regulering og overvågning af *solcelleanlæggets* produktion.

De forskellige reguleringsfunktioner kan være implementeret i den enkelte *elproducerende enhed* eller være samlet i én *anlægsregulator* eller en kombination deraf, forudsat at der kun er en grænseflade for kommunikation, som vist i Figur 7.



Figur 7 Skitse for en anlægsregulator.

Alle ændringer af setpunkter skal registreres sammen med identifikation af ordreudsteder.

Alle ændringer af setpunkter eller ordre om ændring i produktionen skal være tidsstemplet med en nøjagtighed og en præcision på maksimalt 10 ms og med reference til *UTC*.

5.2 Reguleringsfunktioner for aktiv effekt

Et *solcelleanlæg* skal være udstyret med reguleringsfunktioner for aktiv effekt, som kan regulere den leverede aktive effekt fra et *solcelleanlæg* i *nettilslutningspunktet* via aktiveringsordrer, der indeholder setpunkter.

De aktuelle indstillinger af parametre for aktiverede reguleringsfunktioner for aktiv effekt fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* inden idriftsættelsen.

Ud over de generelle krav angivet i afsnit 5.1 skal reguleringsfunktioner for aktiv effekt overholde kravene i efterfølgende afsnit.

5.2.1 Frekvensrespons

Ved frekvensafvigelser i det *kollektive elforsyningsnet* skal *solcelleanlægget* bidrage til netstabiliteten ved automatisk nedregulering af den aktive effekt ved netfrekvenser over f_R. Dette benævnes *frekvensrespons*.

Reguleringen skal påbegyndes senest 2 sekunder efter, at en frekvensændring er konstateret, og være fuldt udreguleret inden for 15 sekunder.

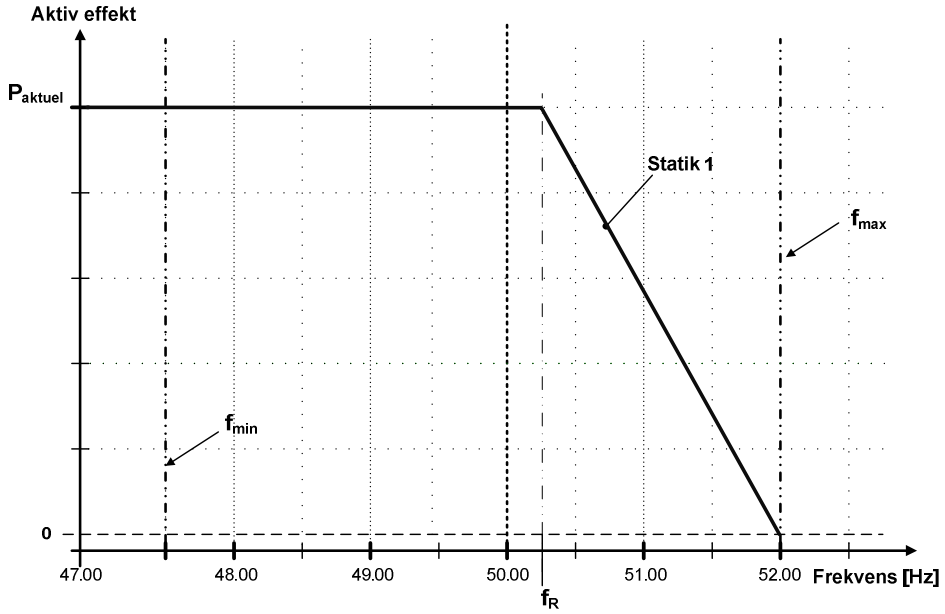
Frekvensmålinger skal udføres med en nøjagtighed på ± 10 mHz eller bedre og med en præcision, som har en standardafvigelse ($1\,\sigma$) på ± 5 mHz eller bedre.

*Frekvensrespons*funktionen skal kunne indstilles for frekvenspunkterne angivet i Figur 8. Frekvensen f_R skal kunne indstilles til enhver værdi i området 50,00 Hz til 52,00 Hz med en nøjagtighed på 10 mHz.

Indstillingsværdien for f_R fastlægges af den *systemansvarlige virksomhed.* Den typiske indstillingsværdi for f_R er 50,20 Hz.

Statikken for regulering imellem de forskellige frekvenspunkter er illustreret i Figur 8 og angivet i signallisten, som specificeret i afsnit 7.

Statik er i denne sammenhæng ændringen i aktiv effekt som funktion af netfrekvensen. *Statikken* angives i procent af nominel effekt for *anlægget*.



Figur 8 Frekvensrespons for et solcelleanlæg.

5.2.2 Frekvensregulering

Ved frekvensafvigelser i det *kollektive elforsyningsnet* skal *solcelleanlægget* kunne bidrage med *frekvensregulering* for at stabilisere netfrekvensen (50,00 Hz).

*Frekvensreguleringsf*unktionen har til formål at regulere den aktive effekt ved netfrekvenser større end f_R, som illustreret i Figur 9.

Nøjagtighed for måling af netfrekvensen skal være ± 10 mHz eller bedre.

Nøjagtigheden af den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må maksimalt afvige ±5 % af setpunktsværdien eller ±0,5 % af *mærkeeffekten* afhængigt af, hvilken der giver den største tolerance.

*Frekvensreguleringsf*unktionen skal kunne indstilles for alle frekvenspunkterne angivet i Figur 9, og frekvenserne f_{min}, f_{max} samt f_1 til f_7 skal kunne indstilles til enhver værdi i området 47,00 Hz til 52,00 Hz med en nøjagtighed på 10 mHz.

Frekvenspunkterne f_1 til f_4 har til formål at kunne danne forskellige *frekvensrespons*kurver iht. kravene om levering af systemtjenesten "kritisk effektfrekvens".

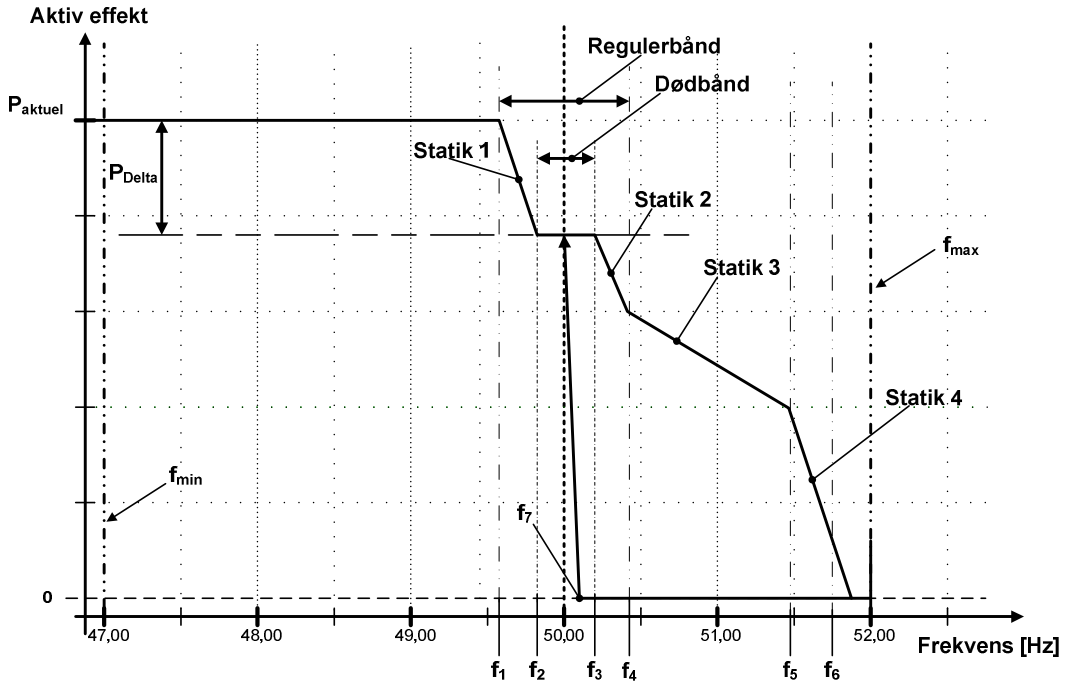
Statikken for regulering imellem de forskellige frekvenspunkter er illustreret i Figur 9 og angivet i signallisten i afsnit 7.3.

Statik er i denne sammenhæng ændringen i aktiv effekt som funktion af netfrekvensen. *Statikken* angives i procent af nominel effekt for *anlægget*.

Ved netfrekvenser over f_5 må opregulering af *solcelleanlægget* først påbegyndes, når netfrekvensen er reduceret til under f_7.

P_{Delta} er den effekt, som den tilgængelige aktive effekt bliver reduceret med for eventuelt at kunne yde frekvensstabilisering (opregulering) ved faldende net-frekvens.

I Figur 9 er illustreret, hvor de forskellige parametre og grænser for *frekvensregulerings*funktionen er placeret i sammenhængen.



Figur 9 Frekvensreguleringskurve for et solcelleanlæg.

*Frekvensregulerings*funktionen skal kunne aktiveres i intervallet fra f_{min} til f_{max}.

Regulering efter et nyt parametersæt for *frekvensreguleringen* skal være muligt senest 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

5.2.3 Begrænsningsfunktioner

Et *solcelleanlæg* skal være udstyret med begrænsningsfunktioner, som er supplerende reguleringsfunktioner for regulering af aktiv effekt.

Begrænsningsfunktionerne anvendes til at undgå ustabilitet eller overbelastning i det *kollektive elforsyningsne*t i forbindelse med koblinger i det *kollektive elforsyningsnet*, ved fejlsituationer eller lignende.

De krævede begrænsningsfunktioner er specificeret i efterfølgende afsnit.

5.2.3.1 Absolut-effektbegrænser

Absolut-effektbegrænser bruges til at begrænse den aktive effekt fra et *solcelleanlæg* til en setpunktsbestemt maksimal effektgrænse i *nettilslutningspunktet*.

Absolut-effektbegrænser bruges typisk til at beskytte det *kollektive elforsyningsnet* mod overbelastning i kritiske situationer.

Regulering med en ny parameter for *absolut-effektbegrænser* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

5.2.3.2 Delta-effektbegrænser (rullende reserve)

Delta-effektbegrænser bruges til at begrænse den aktive effekt fra et *solcelleanlæg* til en ønsket konstant værdi i forhold til mulig aktiv effekt.
Delta-effektbegrænser bruges typisk til at opnå en reguleringsreserve til opreguleringsformål i forbindelse med levering af en systemydelse (*frekvensregulering*).

Regulering med en ny parameter for *delta-effektbegrænser* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

Nøjagtigheden af den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må maksimalt afvige ±5 % af setpunktsværdien eller ±0,5 % af *mærkeeffekten* afhængigt af, hvilken der giver den største tolerance.

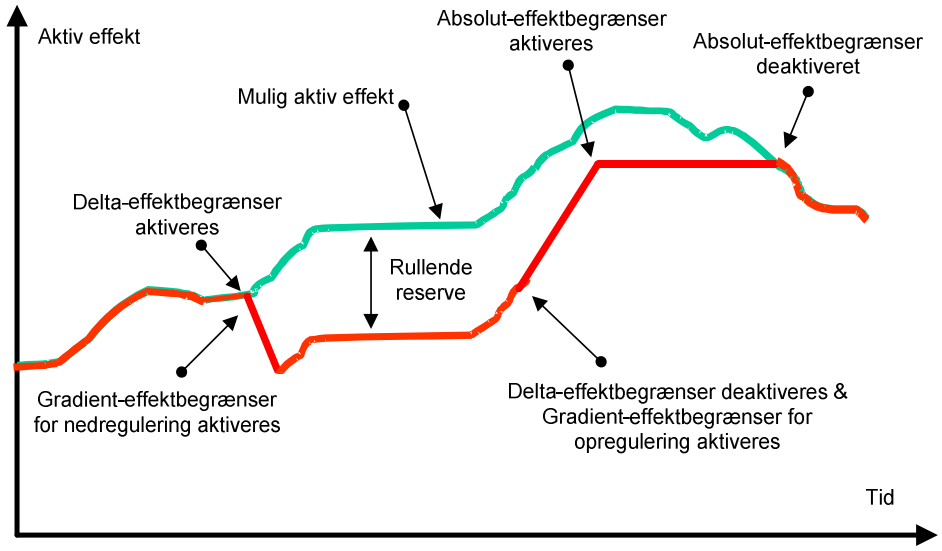
5.2.3.3 Gradient-effektbegrænser

Gradient-effektbegrænser bruges til at begrænse den maksimale hastighed, som den aktive effekt kan ændres med ved ændringer i effekten eller ved ændringer i setpunkter for et *solcelleanlæg.*

Gradient-effektbegrænser bruges typisk af systemdriftsmæssige årsager, så ændringerne i aktiv effekt ikke giver stabilitetsmæssige problemer i det *kollektive elforsyningsnet*.

Regulering med en ny parameter for *effektgradient-produktionsbegrænser* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

I Figur 10 er vist en oversigt dækkende begrænsningsfunktioner for aktiv effekt.



Figur 10 Skitse af begrænsningsfunktioner for aktiv effekt.

5.3 Reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding

Et *solcelleanlæg* skal være udstyret med reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding, som kan regulere den reaktive effekt fra et *solcelleanlæg* i *nettilslutningspunktet,* og med en reguleringsfunktion, som regulerer spændingen i *spændingsreferencepunktet* via aktiveringsordrer, der indeholder setpunkter for de specificerede parametre.

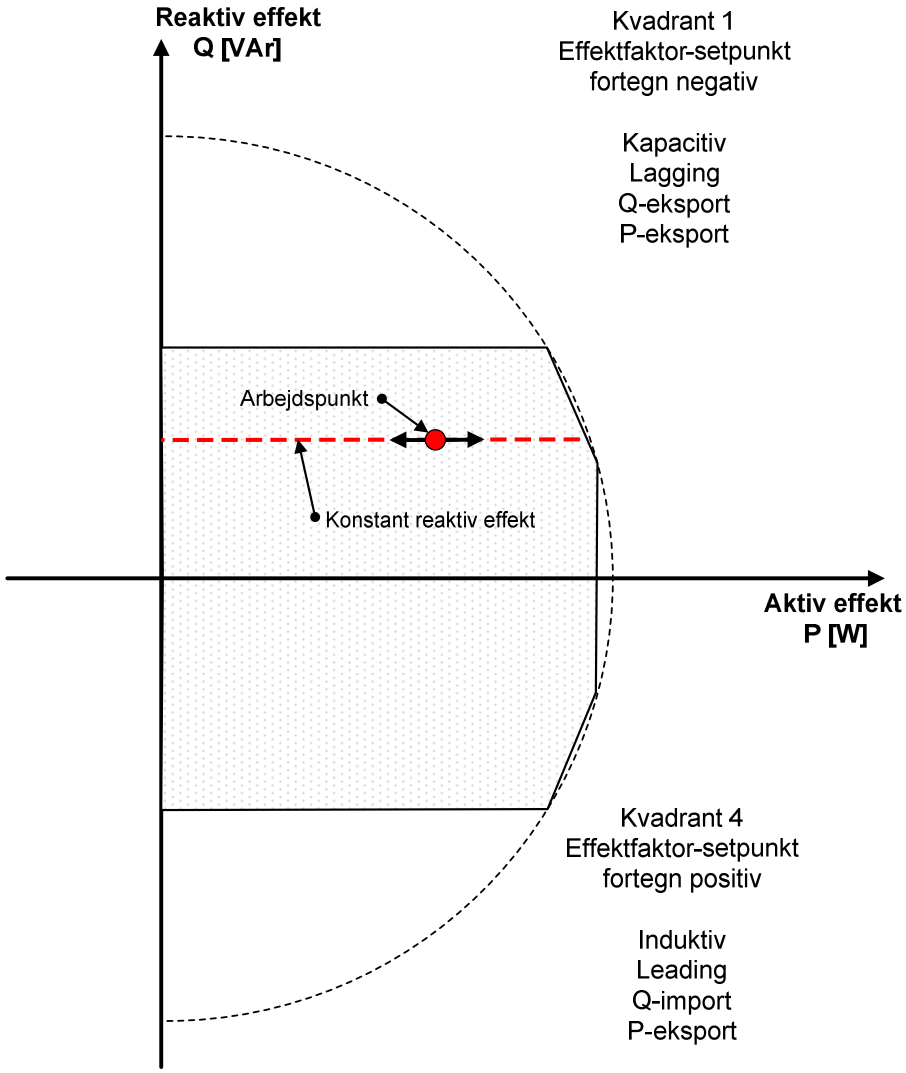
Reguleringsfunktionerne for levering af en bestemt reaktiv effekt, *effektfaktor* og *spændingsregulering* udelukker gensidigt hinanden, så det kun er en af de tre funktioner, der kan aktiveres ad gangen.

De aktuelle indstillinger af parametre for reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* inden idriftsættelsen.

Ud over de generelle krav angivet i afsnit 5.1 skal reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding overholde kravene i de følgende afsnit.

5.3.1 Q-regulering

Q-regulering er en reguleringsfunktion, der regulerer den reaktive effekt uafhængigt af den aktive effekt i *nettilslutningspunktet*. Denne reguleringsfunktion er skitseret på Figur 11 som en vandret linje.



Figur 11 Reguleringsfunktioner for reaktiv effekt for et solcelleanlæg.

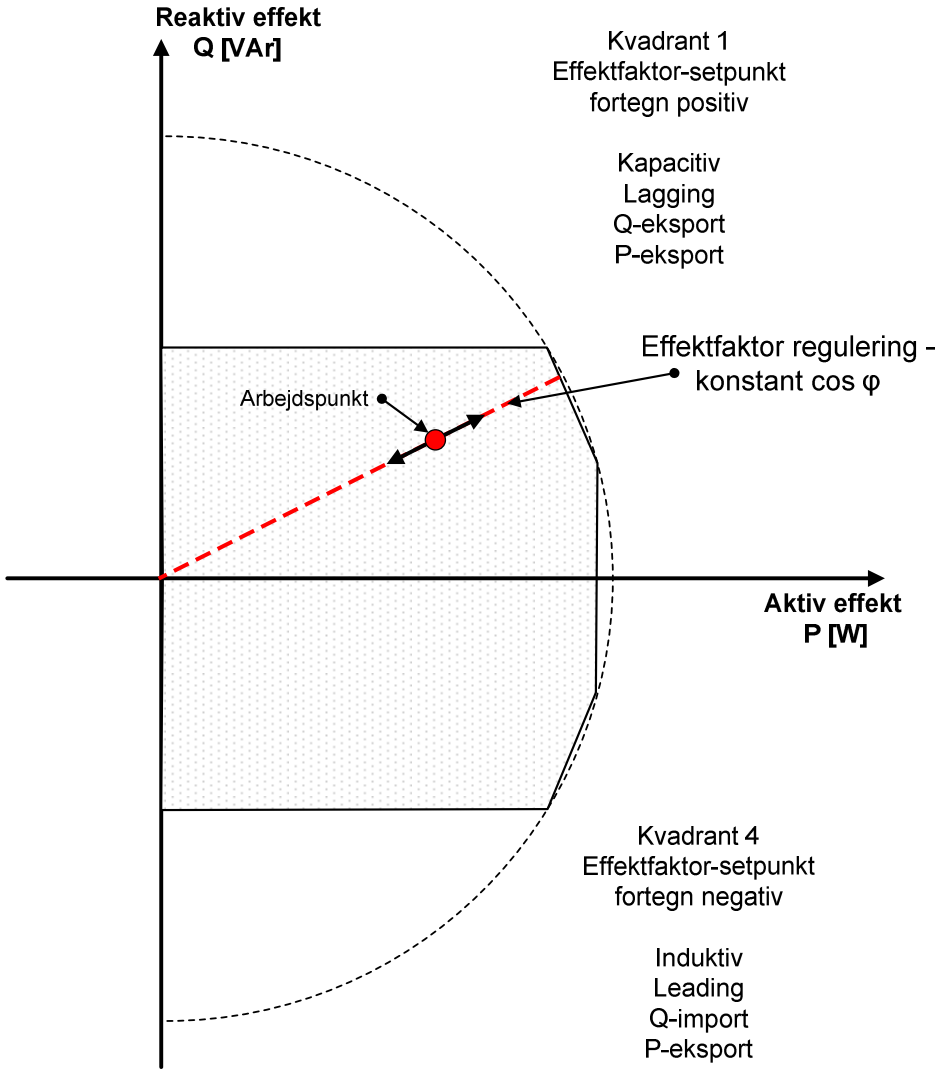
Regulering til et nyt setpunkt for Q skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

Nøjagtigheden af den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må maksimalt afvige ±2 % af setpunktsværdien eller ±0,5 % af *mærkeeffekten* afhængigt af, hvilken der giver den største tolerance.

Solcelleanlægget skal kunne modtage et setpunkt for Q med en nøjagtighed på 0,1 kVAr.

5.3.2 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en reguleringsfunktion, der regulerer den reaktive effekt proportionalt (bestemt af *statikken*) med den aktive effekt i *nettilslutningspunktet*, som er vist med en linje med en konstant hældning, som vist i Figur 12.



Figur 12 Effektfaktorregulering (PF) for et solcelleanlæg.

Solcelleanlægget skal kunne modtage et setpunkt for *effektfaktoren* med en nøjagtighed på 0,01.

Regulering til et nyt setpunkt for *effektfaktor* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

Nøjagtigheden af den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må maksimalt afvige ±2 % af setpunktsværdien eller ±0,5 % af *mærkeeffekten* afhængigt af, hvilken der giver den største tolerance.

5.3.3 Spændingsregulering

Spændingsregulering er en reguleringsfunktion, der stabiliserer spændingen i *spændingsreferencepunktet*. *Spændingsreguleringen* skal have et indstillingsområde inden for minimal til maksimal spænding, som angivet i Tabel 1, med en nøjagtighed på 0,5 % af *nominel spænding* eller bedre.

Regulering til et nyt setpunkt for spændingen skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

Nøjagtigheden af den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må maksimalt afvige ±2 % af setpunktsværdien eller ±0,5 % af *mærkespændingen* afhængigt af, hvilken der giver den største tolerance.

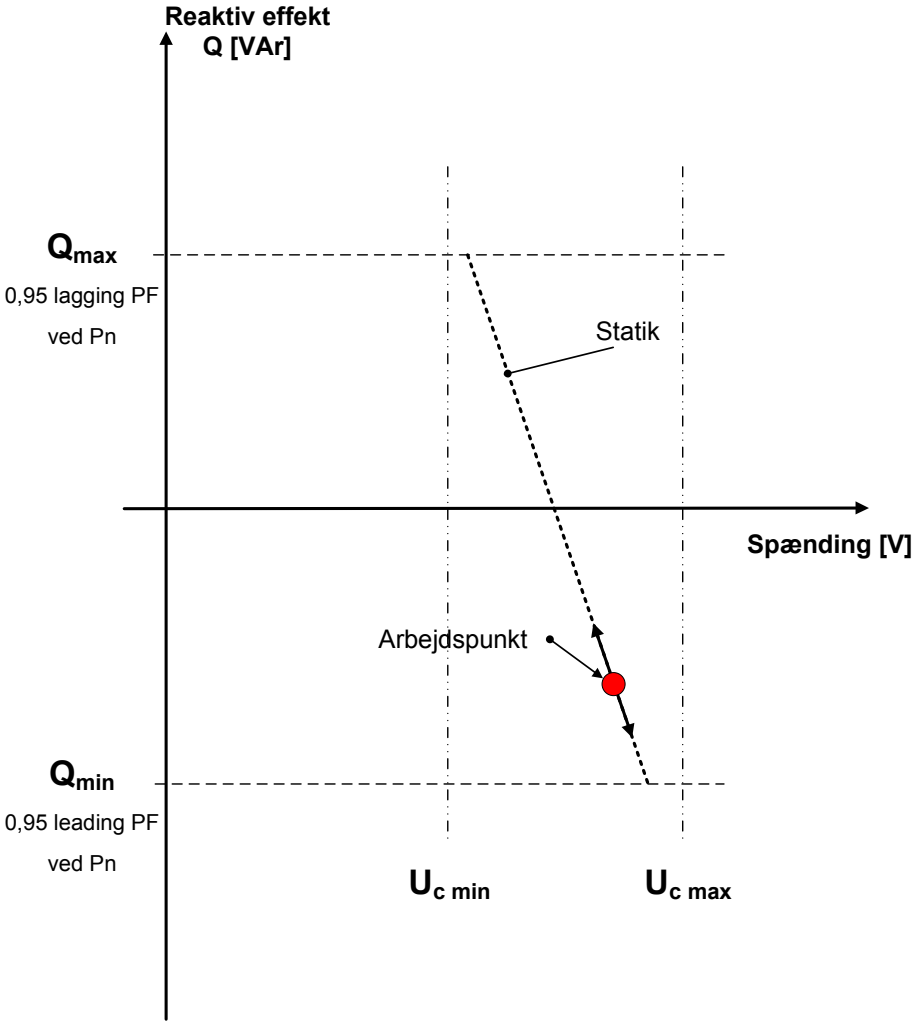
Det enkelte *solcelleanlæg* skal regulere inden for *anlæggets* dynamikområde og spændingsgrænse med den konfigurerede *statik*.

En skitse over konceptet i en *spændingsregulering* er vist på Figur 13.

Referencepunkt for *spændingsregulering* er *spændingsreferencepunktet*.

Når *spændingsreguleringen* har nået *solcelleanlæggets* dynamiske designgrænser, skal reguleringsfunktionen afvente eventuel overordnet regulering fra viklingskobler eller andre *spændingsregulerings*funktioner.

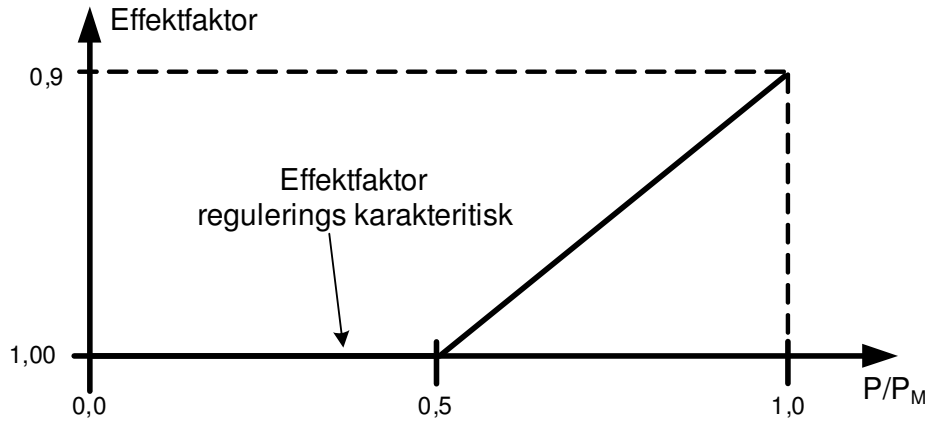
Den overordnede koordinering af spændingen varetages af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed*.



Figur 13 Spændingsregulering for et solcelleanlæg.

5.3.4 Automatisk effektfaktorregulering

Automatisk effektfaktorregulering er en funktion, der automatisk aktiverer/de-aktiverer *effektfaktorreguleringen* ved veldefinerede spændingsniveauer i *spændingsreferencepunktet*. Princippet i den *automatiske effektfaktorregulering* er illustreret i Figur 14.



Figur 14 Automatisk effektfaktorregulering for et solcelleanlæg.

Standardindstillingen for den *automatiske effektfaktorregulering (PF)* er givet ved følgende tre støttepunkter med lineær interpolation imellem dem:

1: P/P_M = 0,0, *PF* = 1,00
2: P/P_M = 0,5, *PF* = 1,00
3: P/P_M = 1,0, *PF* = 0,90

Aktiveringsniveau for funktionen er normalt 105 % af *nominel spænding*, og de-aktiveringsniveauet er normalt 100 % af *nominel spænding*. Aktiverings-/de-aktiveringsniveau skal være regulerbare via setpunkter.

Funktionen skal som udgangspunkt være deaktiveret og kun aktiveres efter aftale med *elforsyningsvirksomheden*.

5.4 Systemværn

Et *solcelleanlæg* skal være udstyret med et systemværn, som er en reguleringsfunktion, der på baggrund af en nedreguleringsordre meget hurtigt skal kunne regulere den aktive effekt leveret fra et *solcelleanlæg* til et eller flere forud-definerede setpunkter.

Setpunkterne fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* ved idriftsættelsen. *Solcelleanlægget* skal have mulighed for minimum fem forskellige konfigurer-bare reguleringstrin.

Som standardværdier anbefales følgende reguleringstrin:

1. Til 70 % af *mærkeeffekt*
2. Til 50 % af *mærkeeffekt*
3. Til 40 % af *mærkeeffekt*
4. Til 10 % af *mærkeeffekt*

5. Til 0 % af *mærkeeffekt*, dvs. *anlægget* er stoppet, men ikke afkoblet fra nettet.

Reguleringen skal påbegyndes inden for 1 sekund og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om ned-/opregulering.

Nøjagtigheden af den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må maksimalt afvige ±2 % af setpunktsværdien eller ±0,5 % af *mærkeeffekten* afhængigt af, hvilken der giver den største tolerance.

5.5 Prioritering af reguleringsfunktioner

De enkelte reguleringsfunktioner i et *solcelleanlæg* skal have en indbyrdes prioritering.

Reguleringsfunktion med prioritet 1 har præference foran prioritet 2, osv.

Den anbefalede prioritering er følgende:

1. Beskyttelsesfunktioner, jf. afsnit 6
2. Systemværn, jf. afsnit 5.4
3. *Frekvensregulering*, jf. afsnit 5.2.2
4. Begrænsningsfunktioner, jf. afsnit 5.2.3.

5.6 Krav til regulering af aktiv effekt

Solcelleanlæg skal som minimum have de specificerede reguleringsfunktioner, som fremgår af Tabel 11.

Angivelse af setpunkter for aktiv effekt skal kunne gøres med en opløsning på mindst 0,1 kW eller bedre.

Nedenstående tabel viser minimumskrav til funktionalitet for regulering af aktiv effekt i de forskellige *anlægskategorier*.

Kategori / **Reguleringsfunktion**	**A**	**B**	**C**	**D**
Frekvensrespons (5.2.1)	X	X	X	X
Frekvensregulering (5.2.2) *)	-	-	X	X
Absolut-effektbegrænser (5.2.3.1)	X	X	X	X
Delta-effektbegrænser (5.2.3.2)	-	-	X	X
Gradient-effektbegrænser (5.2.3.3)	X	X	X	X
Systemværn (5.4)	-	-	X	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.

*) Et *solcelleanlæg* skal som standard konfigureres med *frekvensrespons*funktionen aktiveret. Anden form for *frekvensregulering* aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

Tabel 11 Styrings- og reguleringsfunktioner for aktiv effekt.

5.6.1 Solcelleanlæg kategori A og B

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *solcelleanlægget* have *reguleringsf*unktioner, som specificeret i afsnit 5.

Et *solcelleanlæg* i disse kategorier skal være forberedt til at modtage et eksternt signal for "Stop" af produktion og et eksternt signal "Frigivet til start", som tillader opstart af produktion, når betingelserne for normale driftsforhold, angivet i afsnit 3.2, er opfyldt.

Signalerne skal være tilgængelige via en klemrække eller via kommandoer i henhold til specifikationerne, so angivet i afsnit 7.

5.6.2 Solcelleanlæg kategori C og D

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *solcelleanlægget* have reguleringsfunktioner, som specificeret i afsnit 5.

Signalerne skal være tilgængelige via kommandoer i henhold til specifikationerne, som angivet i afsnit 7.

5.7 Krav til regulering af reaktiv effekt

Et *solcelleanlæg* skal som minimum have de specificerede reaktive effektreguleringsfunktioner, som fremgår af Tabel 12.

Solcelleanlægget skal være designet således, at arbejdspunktet til enhver tid kan beordres til at kunne befinde sig inden for det skraverede område vist i de relevante figurer for de forskellige *anlægskategorier*.

Nedenstående tabel viser minimumskrav til funktionalitet for regulering af reaktiv effekt i de forskellige *anlægskategorier*.

Kategori / **Reguleringsfunktion**	**A**	**B**	**C**	**D**
Q-regulering (5.3.1)*)	X	X	X	X
Effektfaktorregulering (5.3.2)*)	X	X	X	X
Spændingsregulering (5.3.3) *)	-	-	X	X
Automatisk effektfaktorregulering (5.3.4) *)	X	X	-	-

Tallet i parentes i de enkelt rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.
*) Et *anlæg* skal som standard konfigureres med *Q-regulering* og med et setpunkt på 0 VAr. Anden reaktiv regulering aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

Tabel 12 Styrings- og reguleringsfunktioner for reaktiv effekt.

5.7.1 Solcelleanlæg kategori A

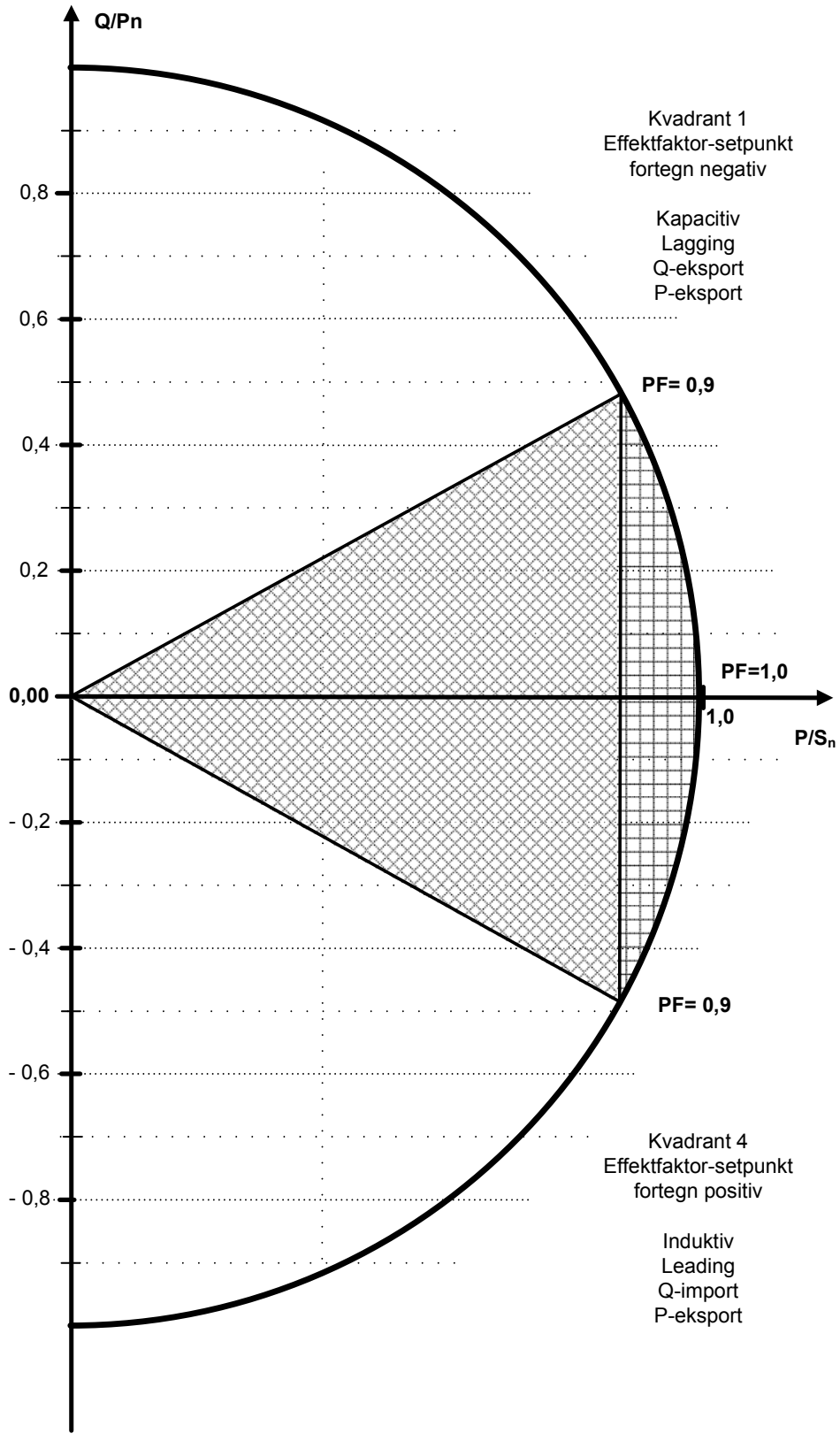
Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til produktion i afsnit 3.2 skal *anlæg* i denne kategori som minimum ligge i *effektfaktor*intervallet 0,90 til 1,00 ved aktiv effektproduktion større end 20 % af *mærkeeffekten* og, med mindre andet er aftalt, som standard følge en *effektfaktor* på 1,00.

5.7.2 Solcelleanlæg kategori B

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til produktion i afsnit 3.2 skal *solcelleanlægget*, med mindre andet er aftalt, som standard følge en *effektfaktor* på 1,00.

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *solcelleanlæggets* arbejdspunkt til enhver tid kunne beordres til at kunne befinde sig inden for det skraverede område vist i Figur 15. Der er ingen krav til præcision og nøjagtighed for *effektfaktoren*, når den tilsyneladende effekt er under 20 % af nominel effekt.

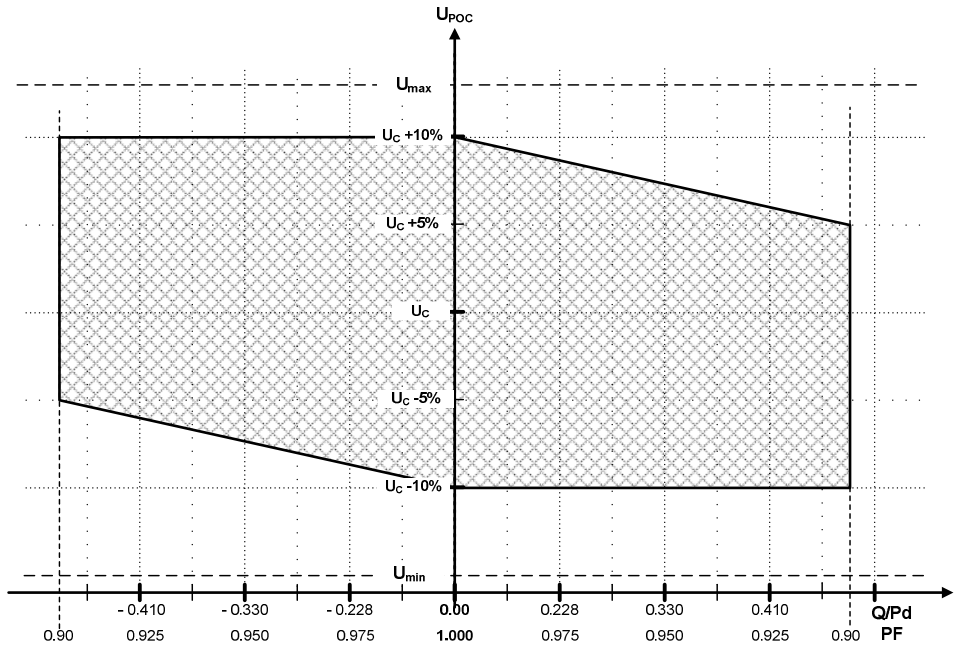
Når *solcelleanlægget* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt, kræves ikke nogen kompensering for den reaktive effekt fra *anlægsinfrastrukturen*.



Figur 15 Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af P/S_n for solcelleanlæg i kategori B.

Det accepteres, at evnen til at levere reaktiv kompensering i det ternede skraverede område kan afhænge af teknologien for anlægget.

Den reaktive effekt skal kunne leveres i spændingsområdet angivet i nedenstående figur.



Figur 16 Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af spændingen i POC for solcelleanlæg i kategori B.

5.7.3 Solcelleanlæg kategori C

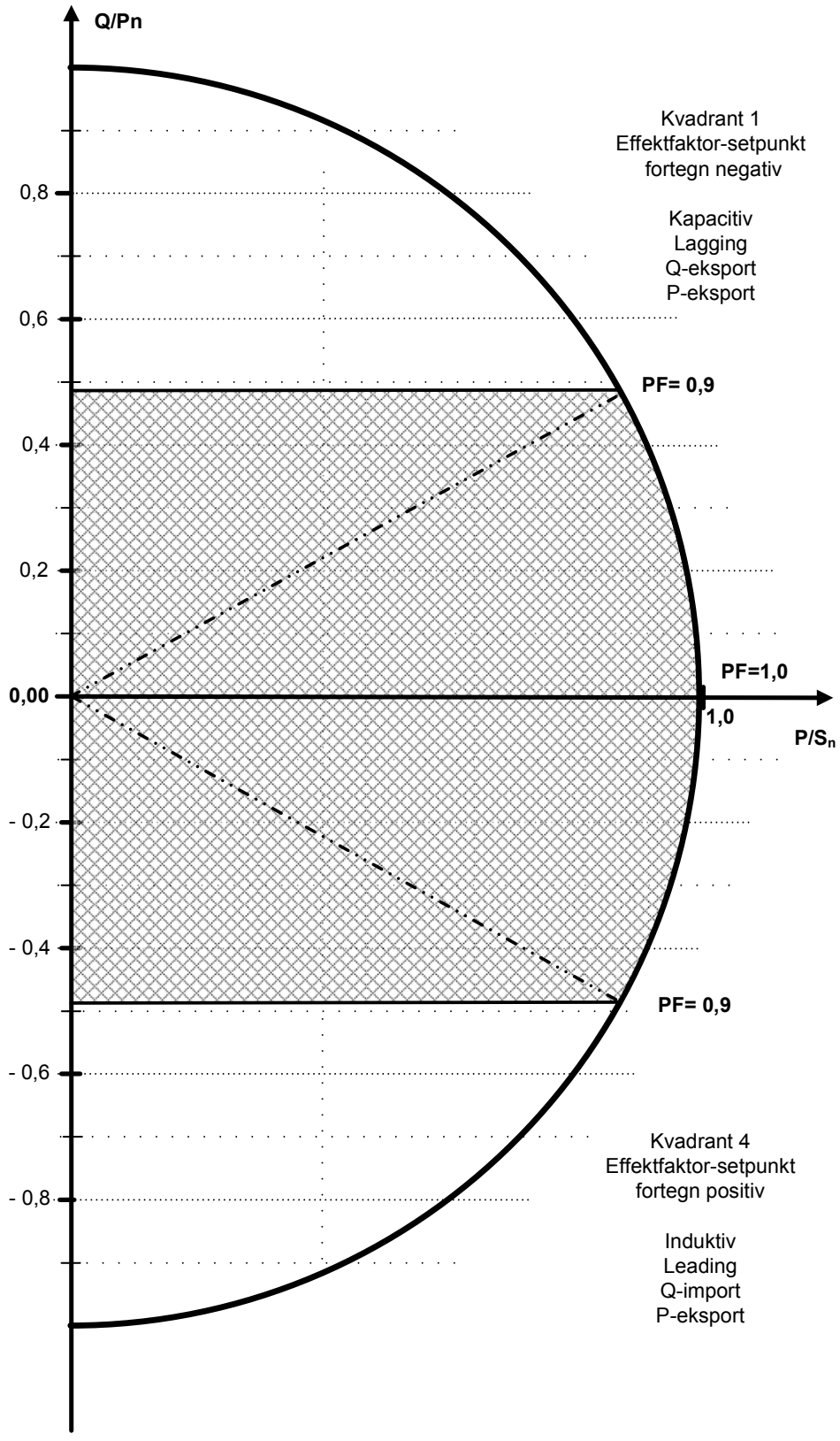
Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til produktion i afsnit 3.2 skal *solcelleanlægget* have reguleringsfunktioner, som specificeret i Tabel 12.

Solcelleanlægget skal være designet således, at arbejdspunktet til enhver tid kan beordres til at kunne befinde sig inden for det skraverede område, som vist i Figur 17.

Reguleringsform og indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

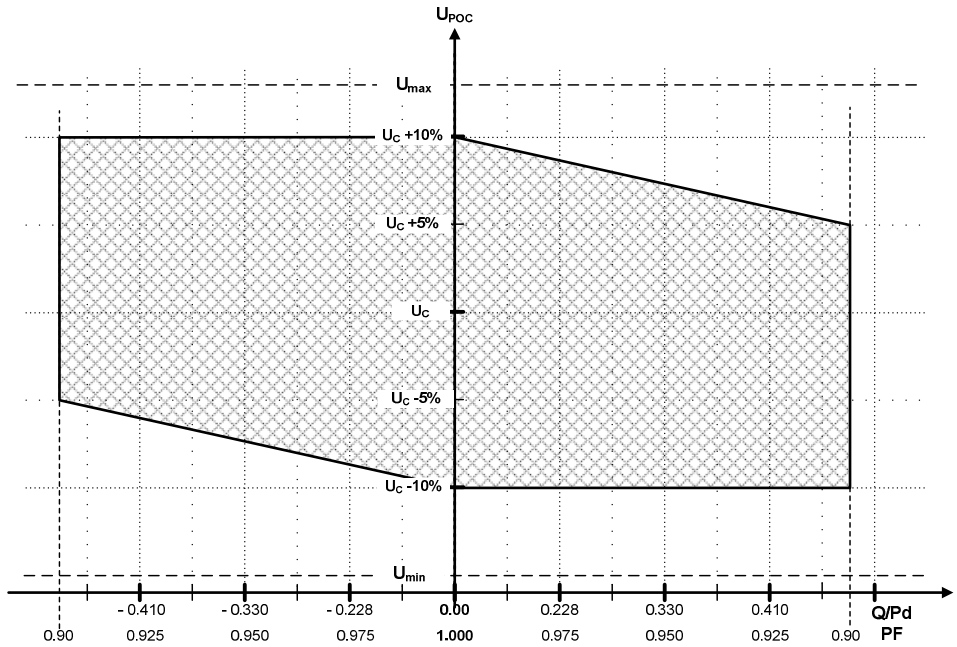
Det påhviler *anlægsejer* at kompensere for *opsamlingsnettets* reaktive effekt i situationer, hvor *solcelleanlægget* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt.

Kompensering kan eventuelt foretages i elsystemet efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden*.



Figur 17 Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af P/S_n for solcelleanlæg i kategori C.

Den reaktive effekt skal kunne leveres i spændingsområdet, som angivet i nedenstående figur.



Figur 18 Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af spændingen i POC for solcelleanlæg i kategori C.

5.7.4 Solcelleanlæg kategori D

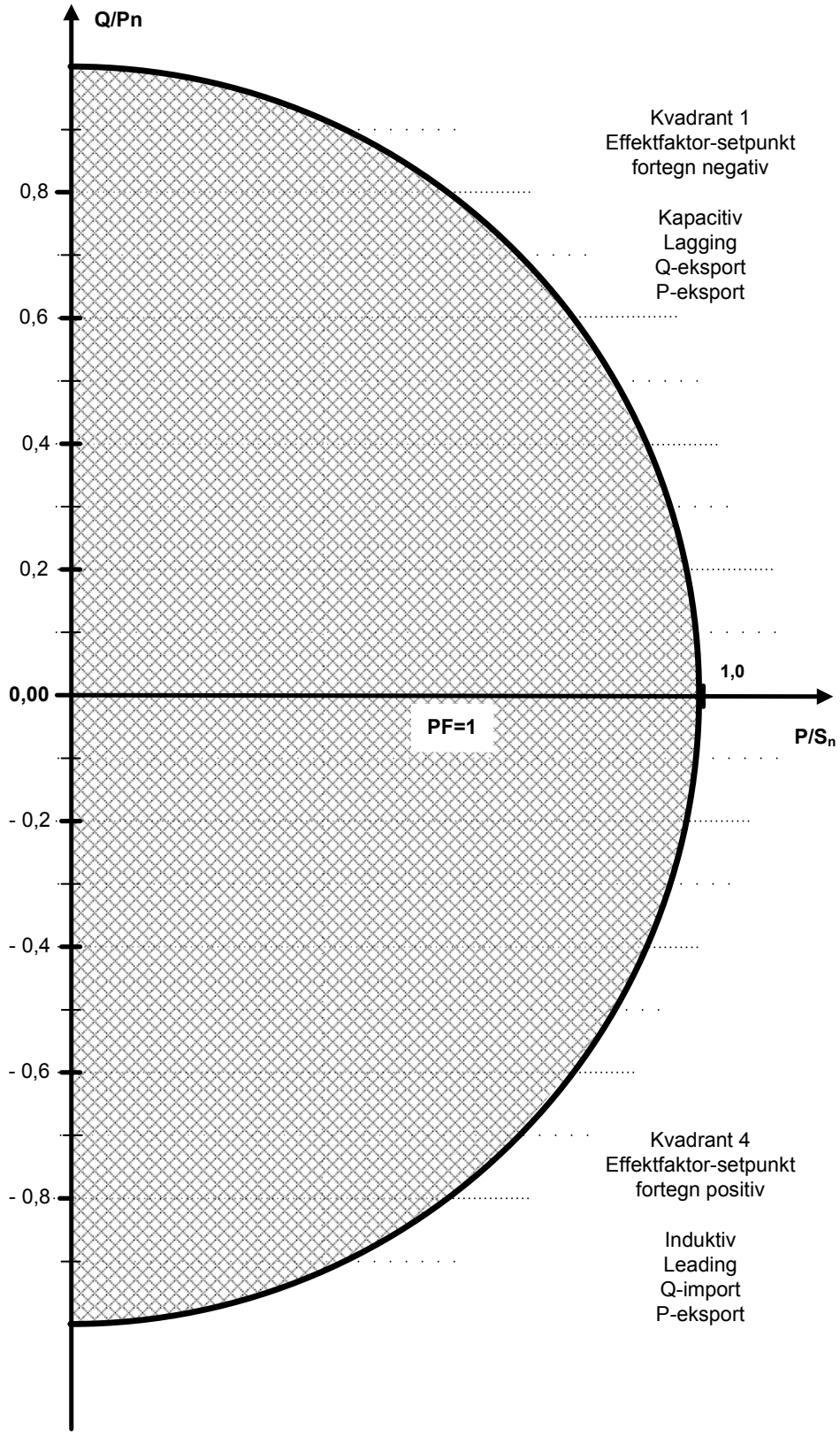
Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *solcelleanlægget* have reguleringsfunktioner, som specificeret i Tabel 12.

Solcelleanlægget skal være designet således, at arbejdspunktet skal kunne befinde sig i et hvilket som helst punkt inden for det skraverede område, jf. Figur 19.

Reguleringsform og indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

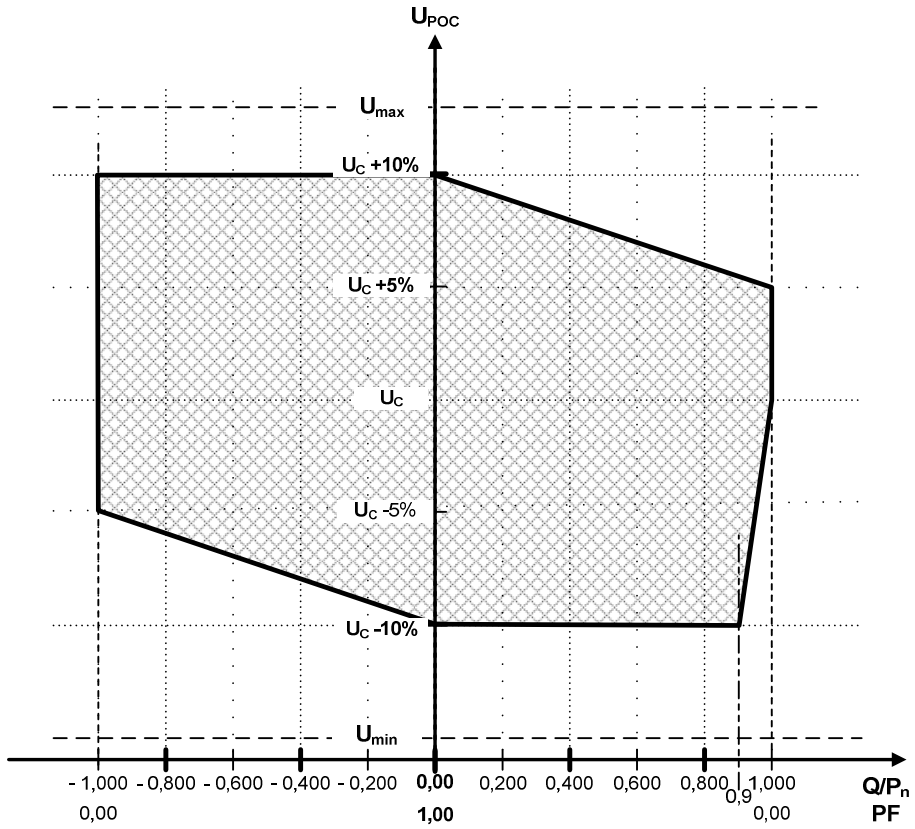
Det påhviler *anlægsejer* at kompensere for *opsamlingsnettets* reaktive effekt i situationer, hvor *solcelleanlægget* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt.

Kompensering kan eventuelt foretages i elsystemet efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden*.



Figur 19 Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af P/S_n for solcelleanlæg i kategori D.

Den reaktive effekt skal kunne leveres i spændingsområdet, som angivet i nedenstående figur.



Figur 20 Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af spændingen i POC for solcelleanlæg i kategori D.

6. Beskyttelse

6.1 Generelt

Beskyttelse af et *solcelleanlæg* skal dels beskytte *anlægget* og dels være med til at sikre stabilitet i *det kollektive elforsyningsnet.*

Det er *anlægsejers* ansvar, at *anlægget* dimensioneres og udstyres med de nødvendige beskyttelsesfunktioner, så *solcelleanlægget*:

- sikres mod skader som følge af fejl og hændelser i det *kollektive elforsyningsnet*
- sikrer det *kollektive elforsyningsnet* i videst muligt omfang mod uønskede påvirkninger fra *anlægget*.

Elforsyningsvirksomheden eller den *systemansvarlige virksomhed* kan kræve indstillingsværdierne for beskyttelsesfunktioner ændret efter idriftsættelsen, hvis det vurderes at have betydning for driften af det *kollektive elforsyningsnet*.

Ændringen må dog ikke føre til, at *anlægget* udsættes for påvirkninger fra det *kollektive elforsyningsnet,* der ligger uden for de designmæssige krav angivet i afsnit 3.

Efter en udkobling af et *solcelleanlæg* på grund af en fejl i det *kollektive elforsyningsnet* må *solcelleanlægget* tidligst indkoble automatisk tre minutter efter, at spænding og frekvens igen er inden for de normale driftsforhold angivet i afsnit 3.2.

Et *solcelleanlæg,* der forud for en fejl i det *kollektive elforsyningsnet* var udkoblet af et eksternt signal, må ikke indkobles, før det eksterne signal er fjernet, og spænding og frekvens igen er inden for de normale driftsforhold, som angivet i afsnit 3.2.

Det påhviler *elforsyningsvirksomheden,* på anfordring fra *anlægsejer*, at oplyse den største og mindste kortslutningsstrøm, der kan forventes i *nettilslutningspunktet*, samt andre oplysninger for det *kollektive elforsyningsnet*, som er nødvendige for at fastlægge *solcelleanlæggets* beskyttelsesfunktioner.

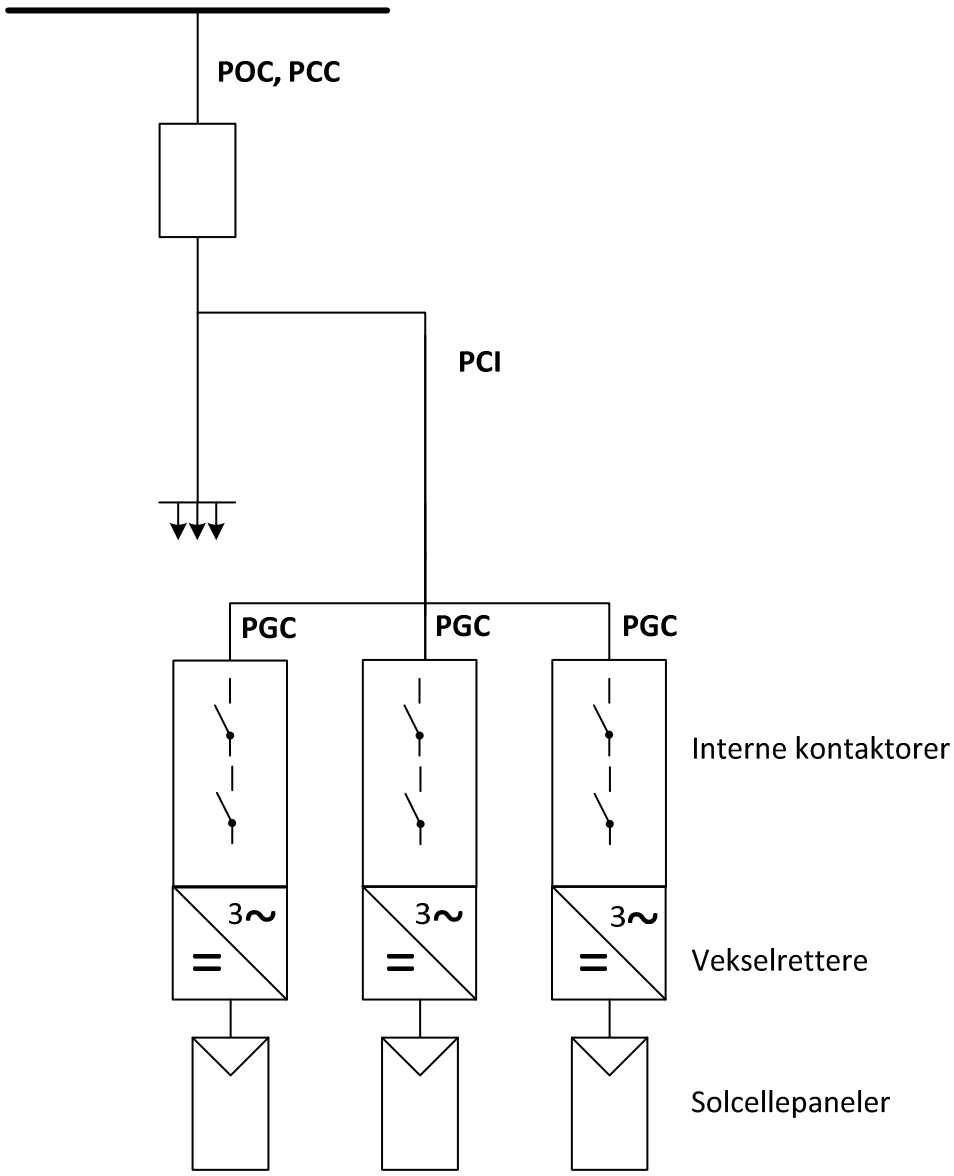
6.2 Central beskyttelse

For anlæg i kategori B, C og D kan kræves en fælles central netbeskyttelsesenhed i *nettilslutningspunktet i installationen (PCI)* for den *elproducerende enhed,* hvis vekselretterens indstillinger ikke kan dokumenteres eller ikke overholder kravene i afsnit 6.3.

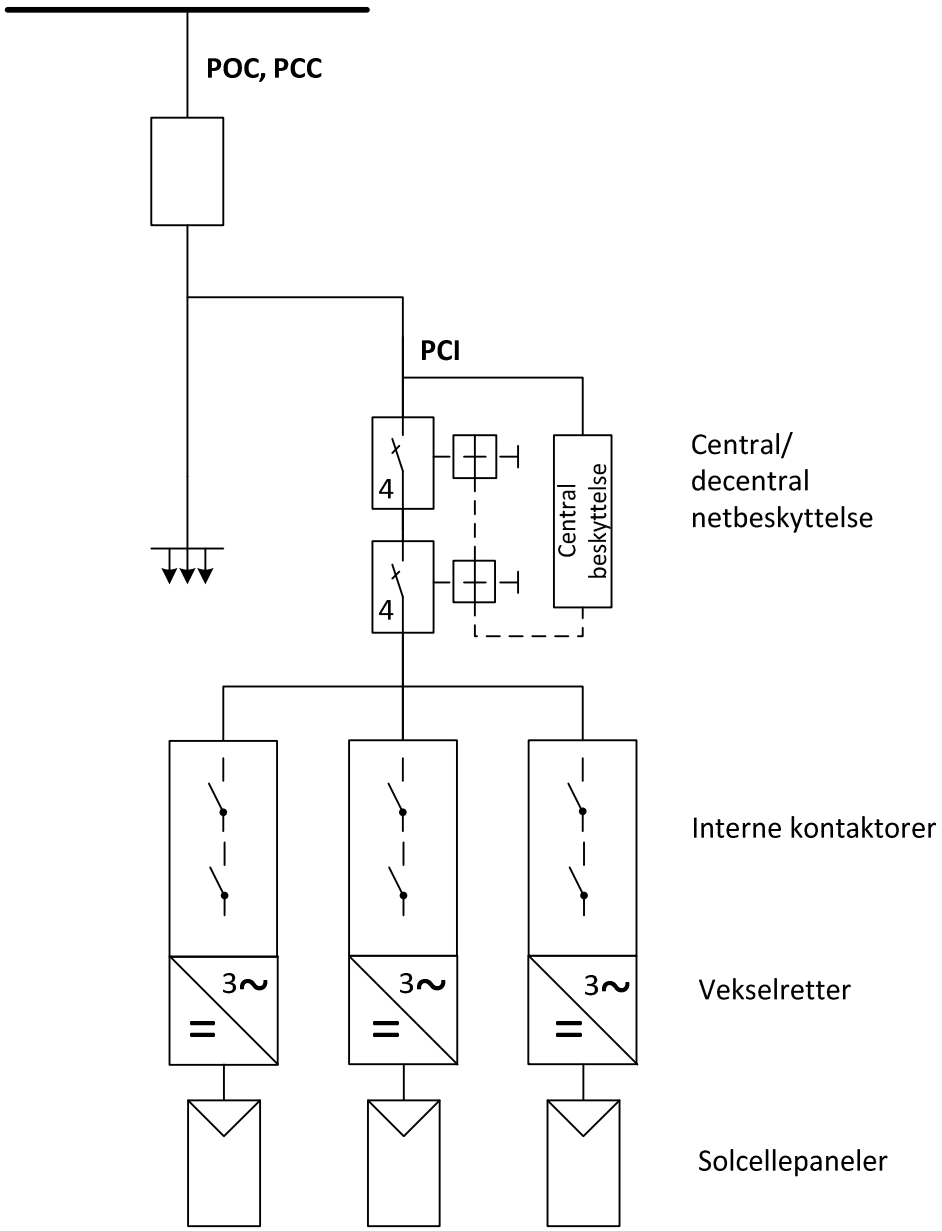
Netvirksomheden afgør, om der skal forefindes en central netbeskyttelse foran den *elproducerende enhed* og dens konfigurerede indstillinger.

Der må ikke være tilsluttet forbrug mellem den *elproducerende enhed* og *nettilslutningspunktet*, hvis den *elproducerende enhed* ikke er installationstilsluttet, jf. afsnit 1.2.32.

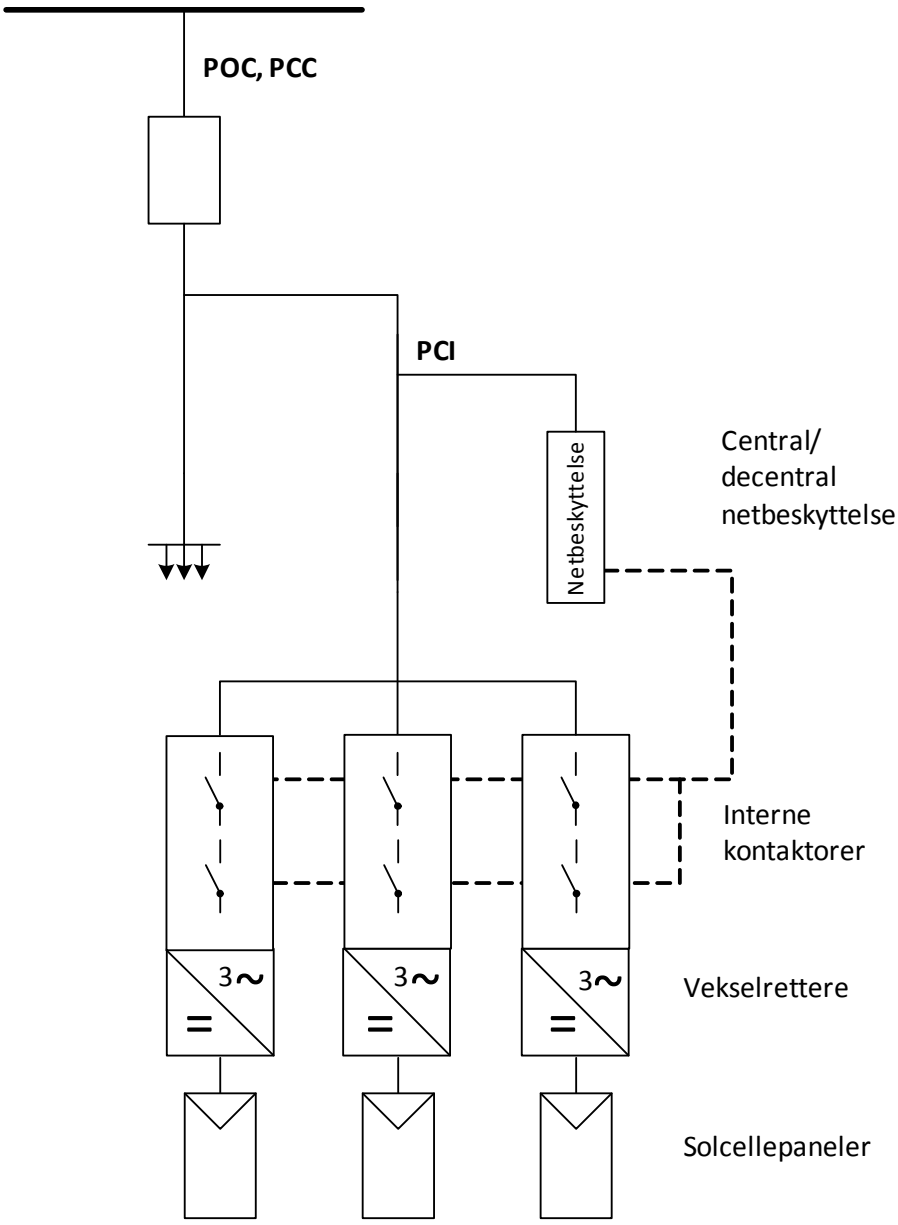
I nedenstående figurer er illustreret de forskellige *anlægs* mulige konfigurationer med og uden en central beskyttelse.



Figur 21 Oversigt over anlæg med integreret netbeskyttelse i vekselretterne.



Figur 22 Oversigt over anlæg med central netbeskyttelse.



Figur 23 Oversigt over anlæg med vekselretterne tilkoblet decentral netbeskyttelse.

6.3 Krav til beskyttelsesindstillinger

Solcelleanlæggets beskyttelsesfunktioner og tilhørende indstillinger skal være, som angivet i de følgende underafsnit. Kun efter tilladelse fra *elforsyningsvirksomheden* må der anvendes indstillinger, der afviger fra de krævede indstillingsværdier, i tilfælde af fx problemer med lokale overspændinger.

Alle indstillinger er angivet som RMS-værdier.

Solcelleanlægget skal udkobles, hvis et målesignal afviger mere fra dets nominelle værdi end indstillingen.

Den oplyste funktionstid er den måletid, hvor udløsebetingelsen konstant skal være opfyldt, før beskyttelsesfunktionen må afgive udløsesignal.

Anvendelsen af vektorspringsrelæer som beskyttelsesfunktion mod ø-drift/netudfald er ikke tilladt.

Anlæggets nominelle spænding forudsættes fastlagt på lavspændingssiden af *anlægs*transformeren.

Ved treviklingstransformere er det den *nominelle spænding* for den lavspændingsvikling, som den *elproducerende enhed* er tilkoblet.

Måles spændingen på højspændingssiden, skal indstillingsværdien bestemmes ved at omregne den *nominelle spænding* på lavspændingssiden til *anlægs*transformerens højspændingsside.

Spænding og frekvens skal måles på alle tre faser som yderspænding.

Hvis målepunktet er placeret på lavspændingssiden af *anlægs*transformeren, kan spændingen alternativt måles imellem de tre faser og nul.

Frekvens skal måles samtidigt på alle tre faser.

6.3.1 Solcelleanlæg kategori A

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være, som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	**Symbol**	**Indstilling**		**Funktionstid**		**Anbefalet værdi**
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1{,}15 \cdot U_n$	V	200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1{,}10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0{,}85 \cdot U_n$	V	10…60	s	50 s
Underspænding (trin2)***)	$U_{<<}$	$0{,}80 \cdot U_n$	V	50...1500	ms	1500 ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52,0	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47,0	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring***)	df/dt	±2,5	Hz/s	200	ms	200 ms

***) En af de specificerede funktioner skal være implementeret.
Indstillingsværdier skal være i multiplum af 50 ms.

Tabel 13 Krav til solcelleanlæg kategori A.

6.3.2 Solcelleanlæg kategori B

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være, som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Anbefalet værdi
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1{,}15 \cdot U_n$	V	200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1{,}10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0{,}90 \cdot U_n$	V	10…60	s	10 s
Underspænding (trin2)***)	$U_{<<}$	$0{,}80 \cdot U_n$	V	50...1500	ms	1500 ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring***)	df/dt	±2,5	Hz/s	200	ms	200 ms

***) En af de specificerede funktioner skal være implementeret.
Indstillingsværdier skal være i multiplum af 50 ms.

Tabel 14 Krav til solcelleanlæg kategori B.

6.3.3 Solcelleanlæg kategori C

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være, som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Anbefalet værdi
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$	$1{,}20 \cdot U_n$	V	0…100	ms	50 ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1{,}15 \cdot U_n$	V	100…200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1{,}10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0{,}90 \cdot U_n$	V	10…60	s	10 s
Underspænding (trin2)***)	$U_{<<}$	$0{,}80 \cdot U_n$	V	50...1500	ms	1500 ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring***)	df/dt	±2,5	Hz/s	200	ms	200 ms

***) En af de specificerede funktioner skal være implementeret.
Indstillingsværdier skal være i multiplum af 50 ms.

Tabel 15 Krav til solcelleanlæg kategori C.

6.3.4 Solcelleanlæg kategori D

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være, som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Anbefalet værdi
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$	$1{,}20 \cdot U_n$	V	0…100	ms	50 ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1{,}15 \cdot U_n$	V	100…200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1{,}10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0{,}90 \cdot U_n$	V	10…60	s	10 s
Underspænding (trin2)***)	$U_{<<}$	$0{,}80 \cdot U_n$	V	50...1500	ms	1500 ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	Ms	200 ms
Frekvensændring***)	df/dt	±2,5	Hz/s	200	ms	200 ms

***) En af de specificerede funktioner skal være implementeret.
Indstillingsværdier skal være i multiplum af 50.

Tabel 16 Krav til solcelleanlæg kategori D.

7. Udveksling af signaler og datakommunikation

7.1 Krav til datakommunikation

Af hensyn til driften af det *kollektive elforsyningsnet* skal *anlægget* i *anlæggets* kommunikationsgrænseflade være forberedt til signaludveksling imellem *anlægsoperatøren* og *elforsyningsvirksomheden* i overensstemmelse med denne forskrift.

7.1.1 Solcelleanlæg kategori A

Et *solcelleanlæg* i kategori A skal være forberedt til at modtage eksterne signaler for "Stop" af produktion og "Frigivet til start".

Anlægget må starte produktion igen, når betingelserne for normale driftsforhold, angivet i afsnit 3.2, er opfyldt, og "Frigivet til start" er modtaget.

Signalerne skal være tilgængelige via en klemrække eller på *PCOM*-grænsefladen via kommandoer i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3.

7.1.2 Solcelleanlæg kategori B

Et *solcelleanlæg* i kategori B skal være forberedt til at modtage eksterne signaler for "Stop" af produktion og "Frigivet til start".

Anlægget må starte produktion igen, når betingelserne for normale driftsforhold, angivet i afsnit 3.2, er opfyldt, og "Frigivet til start" er modtaget.

Signalerne skal være tilgængelige via en klemrække eller på *PCOM*-grænsefladen via kommandoer i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3.

7.1.3 Solcelleanlæg kategori C og D

Et *solcelleanlæg* i disse kategorier skal kunne udveksle de informationer på *PCOM*-grænsefladen, som er specificeret i afsnit 7.6 og 7.7.

Signalerne skal være tilgængelige på *PCOM*-grænsefladen via kommandoer i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3.

Korrekte målinger og datakommunikation skal kunne opretholdes under alle forhold, herunder situationer med driftsstop på et *solcelleanlæg* og situationer med spændingsløst net.

En lokal backupforsyning skal som minimum sikre en logning af relevante målinger og data samt sikre en kontrolleret nedlukning af *solcelleanlæggets* kontrol- og overvågningssystem.

Behov for logning i forbindelse med nedlukning er på minutniveau.

7.2 Krav til målinger

Kravene specificeret i dette underafsnit er gældende for et *solcelleanlæg* af enhver størrelse.

Specifikke krav til installeret måleudstyr og målenøjagtighed, der skal være til rådighed, for at et *solcelleanlæg* kan blive tilsluttet det *kollektive elforsynings-net*, er nærmere specificeret i følgende forskrifter:

1. Forskrift D1 "Afregningsmåling" [ref. 12]
2. Forskrift D2 "Tekniske krav til elmåling" [ref. 13]
3. Teknisk forskrift TF 5.8.1 "Måledata til systemdriftsformål" [ref. 10].

Opfyldelse af ovennævnte forskrifter skal af måleransvarlig tjekkes som en del af de tjekpunkter og test, der er grundlag for en endelig godkendelse af net-tilslutningen.

De gældende forskrifter er tilgængelige i nyeste version på den *systemansvarli-ge virksomheds* hjemmeside www.energinet.dk.

7.3 Datakommunikation

Informationen for et *solcelleanlæg* skal om muligt benævnes, modelleres og grupperes, som specificeret i IEC/TR 61850-90-7 [ref. 28] og/eller som beskre-vet i SUNSPEC Alliance's vekselretter kontrolprofil. Vekselrettere, der er certifi-ceret iht. kravene fra SUNSPEC Alliance, anses for at opfylde dette krav. Se nærmere detaljer på www.sunspec.org [ref. 37].

For et *solcelleanlæg* skal informationsudvekslingen som minimum være imple-menteret med en protokolstak, som specificeret i IEC 61850-8-1, [ref. 29], med en mapning til IEC-60870-5-104 [ref. 8]. Protokolstakken skal udføres, så *sol-celleanlægget* som minimum kan kommunikere med to overordnede enheder (mastere) i master-slave konfiguration.

Datakommunikation med *anlægget* skal være til rådighed for *elforsyningsvirk-somheden,* som angivet på Figur 3 i kommunikationsgrænsefladen for *anlægget* benævnt *PCOM*.

Informationer, målesignaler og aktiveringsmuligheder, som specificeret i dette afsnit, skal etableres og være til rådighed for de respektive aktører, som speci-ficeret for de enkelte størrelser af anlæg i nedenstående afsnit.

Aktivering af de enkelte funktioner i *anlæggene* og konfiguration af de specifik-ke parametre skal opfylde kravene angivet i Teknisk forskrift 5.8.1 [ref. 10].

For alle *solcelleanlæg,* uanset kategorien, kræves mulighed for online kommu-nikation.

De specifikke krav til omfang af informationer og signaler er specificeret i ne-denstående afsnit for de enkelte *anlægskategorier*.

7.4 Solcelleanlæg kategori A

For *solcelleanlæg* i kategori A kræves mulighed for online kommunikation.

Solcelleanlæg i denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler:

Signal #	Signalbetegnelse
A1.1	Stopsignal
A1.2	Holdesignal – "Frigivet til start"

Tabel 17 Krav til informationsudveksling med et solcelleanlæg i kategori A.

7.5 Solcelleanlæg kategori B

For *solcelleanlæg* i kategori B kræves mulighed for online kommunikation.

Solcelleanlæg i denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3:

Signal #	Signalbetegnelse
B1.1	Nettilslutningsafbryder/Switch-gear status i *anlæggets nettilslutningspunkt*
B1.2	Aktiv effekt kW – målt i *nettilslutningspunktet*
B1.3	Aktiv effekt kW – setpunkt for aktiv effekt
B1.4	Reaktiv effekt Mvar – målt i *nettilslutningspunktet*
B1.5	*Frekvensrespons* – startfrekvens for *frekvensrespons* – f_R
B1.6	Stopsignal
B1.7	Holdesignal – "Frigivet til start"

Tabel 18 Krav til informationsudveksling med et solcelleanlæg i kategori B.

7.6 Solcelleanlæg kategori C

For *solcelleanlæg* i kategori C kræves online kommunikation.

Solcelleanlæg i denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3:

Signal #	Signalbetegnelse
C1.1	Nettilslutningsafbryder/Switch-gear status i *anlæggets nettilslutningspunkt POC*
C1.2	Aktiv effekt kW – målt i *nettilslutningspunktet*
C1.3	Aktiv effekt kW – setpunkt for aktiv effekt
C1.4	Aktiv effektregulering – *gradient-begrænser* aktiveret/deaktiveret
C1.5	Aktiv effektregulering – gradient for opregulering af aktiv effekt
C1.6	Aktiv effektregulering – gradient for nedregulering af aktiv effekt
C1.7	Aktiv effektregulering – *absolut-begrænser* aktiveret/deaktiveret
C1.8	Aktiv effektregulering – max aktiv effekt – setpunkt for absolut-produktionsbegrænser
C1.9	Aktiv effektregulering – *delta-begrænser* aktiveret/deaktiveret
C1.10	Aktiv effektregulering – ønsket reguleringsreserve – P_{delta}
C1.11	Reaktiv effekt Mvar – målt i *nettilslutningspunktet*

C1.12	*Effektfaktor PF* – målt i *nettilslutningspunktet*
C1.13	*Effektfaktor*setpunkt – ønsket *effektfaktor* i *nettilslutningspunktet*
C1.14	Reaktiv effektregulering – aktiveret/ikke-aktiveret
C1.15	Reaktiv effektregulering – ønsket reaktiv effekt i *nettilslutningspunktet*
C1.16	Spændingen – spænding målt i *spændingsreferencepunkt*
C1.17	*Spændingsregulering* – aktiveret/ikke-aktiveret
C1.18	*Spændingsregulering* – spænding målt i *nettilslutningspunktet*
C1.19	*Spændingsregulering – statik* for *spændingsregulering*
C1.20	*Spændingsregulering* – ønsket spænding i *spændingsreferencepunktet*
C1.21	*Frekvensrespons* – startfrekvens for *frekvensrespons* – f_R
C1.22	*Frekvensregulering* – frekvens målt i *nettilslutningspunktet*
C1.23	*Frekvensregulering* – aktiveret/ikke-aktiveret
C1.24	*Frekvensregulering* – reguleringsgrænse – lav – f_{min}
C1.25	*Frekvensregulering* – reguleringsgrænse – høj – f_{max}
C1.26	*Frekvensregulering* – startfrekvens for reguleringsbånd – f_1
C1.27	*Frekvensregulering* – startfrekvens for dødbånd – f_2
C1.28	*Frekvensregulering* – slutfrekvens for dødbånd – f_3
C1.29	*Frekvensregulering* – slutfrekvens for reguleringsbånd – f_4
C1.30	*Frekvensregulering* – slutfrekvens for regulering op til f_5
C1.31	*Frekvensregulering* – slutfrekvens for regulering op til f_6
C1.32	*Frekvensregulering – statik* 1 for regulering fra f_1 til f_2
C1.33	*Frekvensregulering – statik* 2 for regulering fra f_3 til f_4
C1.34	*Frekvensregulering – statik* 3 for regulering fra f_4 til f_5
C1.35	*Frekvensregulering – statik* 4 for nedregulering fra f_5 til f_6
C1.36	*Frekvensregulering* – frekvensgrænse for genindkobling – f_7
C1.37	Systemværn
C1.38	Stopsignal
C1.39	Holdesignal – "Frigivet til start"

Tabel 19 Krav til informationsudveksling med et solcelleanlæg i kategori C.

En mere uddybende beskrivelse af signalerne findes i dokumentet "Vejledning til signalliste – TF 3.2.2" [ref. 42], der er tilgængelig i nyeste version på den *systemansvarlige virksomheds* hjemmeside www.energinet.dk.

7.7 Solcelleanlæg kategori D

For *solcelleanlæg* i kategori D kræves online kommunikation.

Solcelleanlæg i denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3:

Signal #	**Signalbetegnelse**
D1.1	Nettilslutningsafbryder/Switch-gear status i *anlæggets nettilslutningspunkt*
D1.2	Aktiv effekt kW – målt i *nettilslutningspunktet*
D1.3	Aktiv effekt kW – setpunkt for aktiv effekt
D1.4	Aktiv effektregulering – *gradient-begrænser* aktiveret/deaktiveret
D1.5	Aktiv effektregulering – gradient for opregulering af aktiv effekt
D1.6	Aktiv effektregulering – gradient for nedregulering af aktiv effekt

D1.7	Aktiv effektregulering – *absolut-begrænser* aktiveret/deaktiveret
D1.8	Aktiv effektregulering – max aktiv effekt – setpunkt for absolut-produktionsbegrænser
D1.9	Aktiv effektregulering – *delta-begrænser* aktiveret/deaktiveret
D1.10	Aktiv effektregulering – ønsket reguleringsreserve – P_{delta}
D1.11	Reaktiv effekt Mvar – målt i *nettilslutningspunktet*
D1.12	*Effektfaktor PF* – målt i *nettilslutningspunktet*
D1.13	*Effektfaktor*setpunkt – ønsket *effektfaktor* i *nettilslutningspunktet*
D1.14	Reaktiv effektregulering – aktiveret/ikke-aktiveret
D1.15	Reaktiv effektregulering – ønsket reaktiv effekt i *nettilslutningspunktet* – setpunkt
D1.16	Spændingen – spænding målt i *spændingsreferencepunkt*
D1.17	*Spændingsregulering* – aktiveret/ikke-aktiveret
D1.18	*Spændingsregulering* – spænding målt i *nettilslutningspunktet*
D1.19	*Spændingsregulering – statik* for *spændingsregulering*
D1.20	*Spændingsregulering* – ønsket spænding i *spændingsreferencepunktet* – setpunkt
D1.21	*Frekvensrespons* – startfrekvens for *frekvensrespons* – f_R
D1.22	*Frekvensregulering* – frekvens målt i *nettilslutningspunktet*
D1.23	*Frekvensregulering* – aktiveret/ikke-aktiveret
D1.24	*Frekvensregulering* – reguleringsgrænse – lav – f_{min}
D1.25	*Frekvensregulering* – reguleringsgrænse – høj – f_{max}
D1.26	*Frekvensregulering* – startfrekvens for reguleringsbånd – f_1
D1.27	*Frekvensregulering* – startfrekvens for dødbånd – f_2
D1.28	*Frekvensregulering* – slutfrekvens for dødbånd – f_3
D1.29	*Frekvensregulering* – slutfrekvens for reguleringsbånd – f_4
D1.30	*Frekvensregulering* – slutfrekvens for regulering op til f_5
D1.31	*Frekvensregulering* – slutfrekvens for regulering op til f_6
D1.32	*Frekvensregulering – statik* 1 for regulering fra f_1 til f_2
D1.33	*Frekvensregulering – statik* 2 for regulering fra f_3 til f_4
D1.34	*Frekvensregulering – statik* 3 for regulering fra f_4 til f_5
D1.35	*Frekvensregulering – statik* 4 for nedregulering fra f_5 til f_6
D1.36	*Frekvensregulering* – frekvensgrænse for genindkobling – f_7
D1.37	Systemværn
D1.38	Stopsignal
D1.39	Holdesignal – "Frigivet til start"

Tabel 20 Krav til informationsudveksling med et solcelleanlæg i kategori D.

En mere uddybende beskrivelse af signalerne findes i "Vejledning til signalliste - TF 3.2.2", der findes i elektronisk form på www.energinet.dk.

De aktuelle indstillinger for og aktivering af funktioner i *solcelleanlægget* fastlægges i samarbejde med *elforsyningsvirksomheden* og dokumenteres i henhold til kravene i afsnit 8.

7.8 Registrering af fejlhændelser

Kravene om registrering af hændelsesforløb ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet* er gældende for *solcelleanlæg* i kategori D.

Logning skal realiseres via et elektronisk udstyr, der kan opsættes til, som minimum, at logge relevante hændelser for nedennævnte signaler i *nettilslutningspunktet* ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet*.

Anlægsejer installerer i *nettilslutningspunktet* et logningsudstyr, der som minimum registrerer:

- Spænding for hver fase for *solcelleanlægget*
- Strøm for hver fase for *solcelleanlægget*
- Aktiv effekt for *solcelleanlægget* (kan være beregnede størrelser)
- Reaktiv effekt for *solcelleanlægget* (kan være beregnede størrelser)
- Frekvens for *solcelleanlægget* (kan være beregnede størrelser).

Logning skal udføres som sammenhængende tidsserier af måleværdier fra 10 sekunder før hændelse til 60 sekunder efter hændelsestidspunktet.

Minimum samplefrekvens for alle fejllogninger skal være 1 kHz.

De specifikke opsætninger af hændelsesbaseret logning aftales med den *systemansvarlige virksomhed* ved opstart af *solcelleanlægget*.

Alle målinger og data, der skal opsamles iht. Teknisk forskrift 5.8.1, skal logges med en tidsstempling og en præcision og nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det *kollektive elforsyningsnet*. Tidsstempling af hændelser og data skal have reference til *UTC* med en nøjagtighed på 10 ms eller bedre.

Logninger skal arkiveres i minimum tre måneder fra fejlsituationen, dog maksimalt op til 100 hændelser.

Elforsyningsvirksomheden skal på forlangende have adgang til loggede og relevante registrerede informationer i *COMTRADE*-format [ref. 36].

7.9 Rekvirering af måledata og dokumentation

Kravene gælder for *solcelleanlæg* i kategori D.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* skal til enhver tid kunne rekvirere relevante oplysninger om et *solcelleanlæg.*

Den *systemansvarlige virksomhed* skal i op til tre måneder tilbage i tid kunne rekvirere de indsamlede måledata og fejlskriverdata for *solcelleanlægget*.

Det skal ske efter målinger og/eller beregninger, som er specificeret af *elforsyningsvirksomheden* eller den *systemansvarlige virksomhed*.

8. Verifikation og dokumentation

Det er *anlægsejerens* ansvar, at *solcelleanlægget* overholder den tekniske forskrift og dokumenterer, at kravene overholdes.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* kan til enhver tid kræve verifikation og dokumentation for, at et *solcelleanlæg* opfylder bestemmelserne i denne forskrift.

Den krævede dokumentation af *solcelleanlæg* er specificeret i de følgende afsnit, som er opdelt efter den samlede *mærkeeffekt* i *nettilslutningspunktet*.

Dokumentationspakke skal fremsendes til *elforsyningsvirksomheden*.

Den generelle proces omkring godkendelse og udstedelse af en endelig driftstilladelse for et *solcelleanlæg* er følgende:

Solcelleanlæg i kategori A og B:

1. Dokumentationen indsendes i elektronisk form til *elforsyningsvirksomheden*.

2. *Elforsyningsvirksomheden* gennemgår og godkender dokumentationen og afklarer eventuelle mangler.

3. Når dokumentationen er godkendt, kan den endelige driftstilladelse udstedes.

Solcelleanlæg i kategori C og D:

1. Dokumentationen indsendes i elektronisk form til *elforsyningsvirksomheden*.

2. *Elforsyningsvirksomheden* gennemgår dokumentationen og afklarer eventuelle mangler.

3. *Elforsyningsvirksomheden* sender dokumentationen i elektronisk form til den *systemansvarlige virksomhed*.

4. *Den systemansvarlige virksomhed* gennemgår og godkender dokumentationen for *anlægget*.

5. *Den systemansvarlige virksomhed* udsteder en skriftlig godkendelse af dokumentationspakken for *anlægget*.

6. Når dokumentationen er godkendt, kan den endelige driftstilladelse udstedes.

For *solcelleanlæg* skal der leveres dokumentation i henhold til specifikationerne i Bilag 1.

Krav til omfang af dokumentation for de forskellige *anlægskategorier* er angivet i nedenstående tabel.

Kategori / Dokumentation	A**)	B	C	D
Leverandørerklæring	-	X	X	X
Beskyttelsesfunktioner	-	X	X	X
Enstregsskema	-	X	X	X
Elkvalitet	-	X	X	X
Spændingsdyk	-	-	X	X
PQ-diagram	-	-	X	X
Signalliste	-	-	X	X
Dynamisk simule-ringsmodel	-	-	X	X
Verifikationsrapport	-	-	X	X

X: Dokumentation skal leveres som beskrevet i dette afsnit.
**) Skal være optaget på *positivlisten* – krav/betingelser for at blive optaget på *positivlisten*, se "Vejledning for optagelse på positivlisten for solcellevekselrettere" [ref. 39].

Tabel 21 Krav til dokumentation for anlægskategorier.

8.1 Leverandørerklæring

I en leverandørerklæring skriver leverandøren under på, at det specifikke *anlæg* overholder alle krav specificeret i TF 3.2.2. *Anlæggets* hovedkomponenter skal anføres i erklæringen.

8.2 Beskyttelsesfunktioner

Med dokumentation af beskyttelsesfunktioner menes en liste over de aktuelle relæopsætninger på verifikationstidspunktet. Disse værdier skal anføres i dokumentationen.

8.3 Enstregsskema

Med et enstregsskema menes en tegning, der viser de i *anlægget* anvendte hovedkomponenter samt deres indbyrdes elektriske forbindelser. Placering af beskyttelsesfunktioner og målepunkter skal som minimum fremgå af skemaet.

8.4 Elkvalitet

Med elkvalitet menes en samling af parametre, som karakteriserer kvaliteten af den leverede elektricitet. I verifikationsrapporten skal dokumenteres, hvordan kravene i afsnit 4 er overholdt. I dokumentet "Vejledning til beregning af elkva-

litetsparametre – TF 3.2.2" [ref. 38] findes eksempler og vejledning til, hvordan de enkelte parametre kan beregnes.

8.5 Spændingsdyk

Med spændingsdyk menes *anlæggets* evne til at forblive tilkoblet elsystemet under et spændingsdyk. *Anlæggets* evne til at forblive tilkoblet elnettet skal dokumenteres med den leverede elektriske simuleringsmodel. Alternativt leverer man data fra typetest, som efterviser, at kravene er overholdt. Simuleringer med modellen skal vise, at kravene i afsnit 3.3.1 er overholdt.

8.6 PQ-diagram

Med begrebet PQ-diagram menes en figur, som illustrerer *anlæggets* egenskaber og evne til at levere reaktiv effekt som funktion af *anlæggets* evne til at levere aktiv effekt. Målinger skal vise, at kravene i afsnit 5.3 er overholdt. Alternativt leverer man data fra typetest, som efterviser, at kravene er overholdt.

8.7 Signalliste

Signallisten er en liste over de signaler/informationer, der skal udveksles imellem de aktører, der styrer og overvåger et *anlæg*. Dokumentation for, at signalerne specificeret i afsnit 7.3 findes på *PCOM*-grænsefladen, skal leveres som en del af verifikationsrapporten. I dokumentet "Vejledning til signalliste - TF 3.2.2" [ref. 42] findes en mere detaljeret beskrivelse af de enkelte signaler.

8.8 Dynamisk simuleringsmodel

Med en "dynamisk simuleringsmodel" menes en modellering af en *elproducerende enhed* eller et *anlægs* elektriske egenskaber og begrænsninger. Den elektriske simuleringsmodel skal overholde kravene specificeret i afsnit 9.

8.9 Verifikationsrapport

Med en "verifikationsrapport" menes en rapport over gennemførte test, som efterviser, at de krævede funktioner er implementeret, og at funktionen fungerer som forventet med de opsatte parametre. Dokumentet "Vejledning til verifikationsrapport – TF 3.2.2" [ref. 41] kan eventuelt benyttes til inspiration.

8.10 Solcelleanlæg kategori A

Anlægget skal være opført på *positivlisten*, hvorfor der ikke kræves yderligere dokumentation.

8.11 Solcelleanlæg kategori B

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder før idriftsættelsestidspunkt. Den krævede dokumentation omfatter følgende:

a. Leverandørerklæring
b. Beskyttelsesfunktioner
c. Enstregsskema
d. Elkvalitet.

Bilag for dokumentationen findes i afsnit B1.2.

8.12 Solcelleanlæg kategori C

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder før idriftsættelsestidspunkt. Den krævede dokumentation omfatter følgende:

a. Leverandørerklæring
b. Beskyttelsesfunktioner
c. Enstregsskema
d. Elkvalitet
e. Spændingsdyk
f. PQ-diagram
g. Signalliste
h. Dynamisk simuleringsmodel
i. Verifikationsrapport.

Bilag for dokumentationen findes i afsnit B1.3.

8.13 Solcelleanlæg kategori D

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder før idriftsættelsestidspunkt. Den krævede dokumentation omfatter følgende:

a. Leverandørerklæring
b. Beskyttelsesfunktioner
c. Enstregsskema
d. Elkvalitet
e. Spændingsdyk
f. PQ-diagram
g. Signalliste
h. Dynamisk simuleringsmodel
i. Verifikationsrapport.

Bilag for dokumentationen findes i afsnit B1.4.

9. Elektrisk simuleringsmodel

Kravene i dette afsnit gælder alle *solcelleanlæg* i kategori C og D.

Til analyseformål af det *kollektive elforsyningsnet* har den *systemansvarlige virksomhed* behov for løbende at vedligeholde og udbygge simuleringsmodellerne i henhold til nettilslutning af nye *solcelleanlæg*.

Simuleringsmodellerne benyttes til analyser af transmissions- og distributionsnettets dynamiske forhold, herunder stabilitet.

Anlægsejer skal – fra projekteringsfase til verifikationsfase – løbende holde den *systemansvarlige virksomhed* opdateret, hvis de foreløbige data ikke længere kan antages at repræsentere det endeligt idriftsatte *solcelleanlæg*.

Anlægsejer skal levere de specificerede simuleringsmodeller til den *systemansvarlige virksomhed*. Den *systemansvarlige virksomhed* er, jf. elforsyningslovens § 84 a, underlagt fortrolighedsforpligtelser i relation til kommercielt følsomme oplysninger.

Simuleringsmodeller kan eventuelt fremsendes direkte fra leverandør af vekselretter til den *systemansvarlige virksomhed*.

Anlægsejer er ansvarlig for, at en sådan datafremsendelse finder sted til rette tid og i rette omfang.

9.1 Krav til simuleringsmodeller

Simuleringsmodellen for det samlede *solcelleanlæg* skal dynamisk beskrive de elektriske egenskaber set fra *det kollektive elforsyningsnet.*

Simuleringsmodellen skal leveres på blokdiagramniveau, som primært ved hjælp af logiske funktioner og matematiske funktioner – fortrinsvis overføringsfunktioner i Laplace-/z-domænet – beskriver *solcelleanlæggets* egenskaber.

Simuleringsmodellen skal støttes af modelbeskrivelser, der som minimum indeholder funktionsbeskrivelser af de overordnede dele i modellen og detaljerede beskrivelser af de enkelte modelkomponenter og tilhørende modelparametre.

Simuleringsmodel bestående af kompileret kode kan accepteres, hvis kildekoden medfølger.

Simuleringsmodel med krypterede dele accepteres ikke, da den *systemansvarlige virksomhed* vil kunne inkludere modellen for *anlægget* i modellering af det nationale elnet.

Simuleringsmodellen skal indeholde samtlige reguleringsfunktioner, som krævet i afsnit 5.

Simuleringsmodellen skal indeholde samtlige beskyttelsesfunktioner, som kan aktiveres ved enhver hændelse og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*, som krævet i afsnit 6.

Simuleringsmodellen skal kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i det synkrone system (positiv sekvens).

Simuleringsmodellen skal kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i de enkelte faser under usymmetriske hændelser og fejl i *det kollektive elforsyningsnet.*

Simuleringsmodellen skal som minimum kunne benyttes i frekvensområdet fra 47 Hz til 53 Hz og i spændingsområdet fra 0 pu til 1,4 pu.

Simuleringsmodellen skal kunne beskrive det dynamiske svar fra *solcelleanlægget* i mindst 30 sekunder efter enhver hændelse og fejl i *det kollektive elforsyningsnet.*

Simuleringsmodellen skal kunne initialiseres direkte på baggrund af en load-flow-løsning uden efterfølgende iterationer.

Simuleringsmodellen skal være numerisk stabil og kunne udnytte numeriske ligningsløsere med variabelt tidsskridt.

9.2 Verificering af simuleringsmodel

Anlægsejer skal, hvis modellen ikke er verificeret af akkrediteret institut, senest tre måneder efter endelig idriftsættelse af *solcelleanlægget* fremsende målinger, som den *systemansvarlige virksomhed* kan anvende til verificering af simuleringsmodellen for det samlede *anlæg*.

Simuleringsmodellen for det samlede *solcelleanlæg* skal valideres for samtlige reguleringsformer, som krævet i afsnit 5.

Den praktiske udførelse af test til verificering skal senest tre måneder inden endelig idriftsættelse af *solcelleanlægget* fastlægges i samarbejde med *den systemansvarlige virksomhed* efter oplæg fra *anlægsejer*.

Anlægsejer er ansvarlig for al udførelse af test til verificering, herunder måleudstyr, dataloggere og personel.

Anlægsejer skal dokumentere målingerne til verificering af simuleringsmodellen for det samlede *solcelleanlæg* i en rapport, som indeholder detaljerede beskrivelser af hver enkelt test.

Tidsseriemålingerne, anvendt til verificering af simuleringsmodellen, skal vedlægges verificeringsrapporten i *COMTRADE*-format [ref. 36].

9.3 Solcelleanlæg kategori C

Den *systemansvarlige virksomhed* har behov for en dynamisk simuleringsmodel for det samlede *solcelleanlæg*.

Anlægsejer skal senest tre måneder efter idriftsættelse fremsende en simuleringsmodel for det komplette *solcelleanlæg*, inkl. en eventuel *anlægsregulator*.

Simuleringsmodellen for *anlægsregulatoren* og simuleringsmodellen for den enkelte vekselrettertype skal have et indhold og et detaljeringsniveau, så de uden videre kan integreres og efterfølgende fremstå som en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i 9.1.

Simuleringsmodellen skal verificeres, som specificeret i afsnit 9.2.

På forlangende skal *anlægsejer* levere data for *opsamlingsnettet*.

9.4 Solcelleanlæg kategori D

Den *systemansvarlige virksomhed* har behov for en dynamisk simuleringsmodel for det samlede *solcelleanlæg*.

Anlægsejer skal senest tre måneder efter idriftsættelse fremsende en simuleringsmodel for det komplette *solcelleanlæg*, inkl. *anlægsregulator* og *opsamlingsnet*.

Simuleringsmodellen for *anlægsregulatoren* og simuleringsmodellen for den enkelte vekselrettertype skal have et indhold og et detaljeringsniveau, så de uden videre kan integreres og efterfølgende fremstå som en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i 9.1.

Data for komponenter og dele, som indgår i *opsamlingsnettet,* skal ligeledes have et omfang og et detaljeringsniveau, som muliggør opbygning af en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i 9.1.

Simuleringsmodellen skal verificeres, som specificeret i afsnit 9.2.

Bilag 1 Dokumentation

Bilag 1 specificerer kravene til dokumentation for de fire *anlægskategorier,* jf. afsnit 1.2.

Dokumentationen, jf. specifikationen i afsnit 8, sendes elektronisk til *elforsyningsvirksomheden*.

Den tekniske dokumentation skal indeholde konfigurationsparametre og opsætningsdata, som er gældende for *solcelleanlægget* på idriftsættelsestidspunktet.

Alle delafsnit i bilaget skal udfyldes for det pågældende *anlæg*.

Hvis der sker ændring af oplysninger efter idriftsættelsestidspunktet, skal der sendes en opdateret dokumentation i henhold til kravene i afsnit 2.2.

Skabelon for Bilag 1 til de forskellige *anlægskategorier* er tilgængelig på hjemmesiden www.energinet.dk.

B1.1. Bilag 1 for anlægskategori A

Anlægget skal være optaget på *positivlisten*, og derfor kræves der ikke yderligere dokumentation.

B1.2. Bilag 1 for anlægskategori B

Dokumentationen udfyldes med data for *solcelleanlæg* på idriftsættelsestidspunktet og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

B1.2.1. Identifikation

Elproducerende anlæg	Beskrivelse af *anlægget*:
Anlægsejer navn og adresse	
Anlægsejer telefonnr.	
Anlægsejer e-mail	
Type/model	
Spænding (nominel)	
Mærkeeffekt (datablad)	

B1.2.2. Tolerancer over for spændingsdyk

Forbliver *anlægget* tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1?	Ja ☐ Nej ☐
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through) er overholdt? Hvis Nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.3. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

Værdierne er beregnet?	Ja ☐ Nej ☐
Værdierne er målt?	Ja ☐ Nej ☐
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis Nej, hvordan er beregningerne eller målingerne dokumenteret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.3.1. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af nominel strøm?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.3.2. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja ☐ Nej ☐
Hvis *anlægget* består af enfasede *elproducerende enheder*, er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.3.3. Flicker

Er *flicker*bidraget for hele *solcelleanlægget* under grænseværdien?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de *harmoniske forstyrrelser* for hele *solcelleanlægget* under grænseværdierne?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.3.5. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de interharmoniske forstyrrelser for hele *solcelleanlægget* under grænseværdierne?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.3.6. Forstyrrelser fra 2-9 kHz

Emission af forstyrrelser med frekvenser i intervallet 2-9 kHz er mindre end 0,2 % af *mærkestrømmen* I_n?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.4. Indkobling og synkronisering

Inden for det normale produktionsområde kan *anlægget* startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja ☐ Nej ☐
Sker indkobling og synkronisering efter 3 min. efter, at spænding og frekvens er inden for det normale produktionsområde?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.5. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er *anlægget* udstyret med en *frekvensrespons*funktion?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.6. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er *anlægget* udstyret med *absolut-effektbegrænser*funktion?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.7. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er *anlægget* udstyret med *gradient-effektbegrænser*funktion?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.8. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	*Q-regulering* ☐ *Effektfaktorregulering* ☐ *Automatisk effektfaktorregulering* ☐

B1.2.9. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med *elforsyningsvirksomheden*).	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.10. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.11. Automatisk effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.12. Beskyttelse mod fejl i elsystemet

B1.2.12.1. Relæindstillinger

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	**Symbol**	**Indstilling**		**Funktionstid**	
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		Ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		S
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		S
Underspænding (trin2)	$U_{<<}$		V		Ms
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		Ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		Ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		Ms

B1.2.12.2. Central beskyttelse

Er der opsat en central netbeskyttelsesenhed? Hvor er den placeret?	Ja ☐ Nej ☐ *PCI* ☐ *POC* ☐
Er der tilsluttet forbrug efter netbeskyttelsesenheden?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.13. Enstregsskema

Er enstregsskema for *anlægget* vedlagt dokumentationen? Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.14. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	

B1.3. Bilag 1 for anlægskategori C

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

Den krævede dokumentation omfatter følgende:

B1.3.1. Identifikation

Elproducerende anlæg	Beskrivelse af *anlægget*:
Anlægsejer navn og adresse	
Anlægsejer telefonnr.	
Anlægsejer e-mail	
Type/model	
Spænding (nominel)	
Mærkeeffekt (datablad)	

B1.3.2. Tolerancer over for spændingsdyk

Forbliver *anlægget* tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1?	Ja ☐ Nej ☐
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through) er overholdt? Hvis Nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.3. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

Værdierne er beregnet?	Ja ☐ Nej ☐
Værdierne er målt?	Ja ☐ Nej ☐
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis Nej, hvordan er beregningerne eller målingerne dokumenteret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.3.1. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af nominel strøm?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.3.2. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja ☐ Nej ☐
Hvis *anlægget* består af enfasede *elproducerende enheder*, er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.3.3. Flicker

Er *flicker*bidraget for hele *solcelleanlægget* under grænseværdien?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de *harmoniske forstyrrelser* for hele *solcelleanlægget* under grænseværdierne?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.3.5. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de interharmoniske forstyrrelser for hele *solcelleanlægget* under grænseværdierne?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.3.6. Forstyrrelser fra 2-9 kHz

Emission af forstyrrelser med frekvenser i intervallet 2-9 kHz fastlægges af *elforsyningsvirksomheden*? Er kravet overholdt?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.4. Indkobling og synkronisering

Inden for det normale produktionsområde kan *anlægget* startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja ☐ Nej ☐
Sker indkobling og synkronisering efter 3 min. efter, at spænding og frekvens er inden for det normale produktionsområde?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.5. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er *anlægget* udstyret med en *frekvensrespons*funktion?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.6. Frekvensregulering

Er *anlægget* udstyret med en *frekvensreguleringsf*unktion, som specificeret i afsnit 5.2.2?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.7. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er *anlægget* udstyret med *absolut-effektbegrænser*funktion?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.8. Delta-effektbegrænserfunktion

Er *anlægget* udstyret med *delta-effektbegrænser*funktion?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.9. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er *anlægget* udstyret med *gradient-effektbegrænser*funktion?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.10. Systemværn

Er *anlægget* udstyret med en systemværnsfunktion?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.11. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	*Q-regulering* ☐ *Effektfaktorregulering* ☐ *Spændingsregulering* ☐

B1.3.12. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med *elforsyningsvirksomheden*).	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.13. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.14. Spændingsregulering

Er *anlægget* udstyret med en *spændingsreguleringsf*unktion, som specificeret i afsnit 5.3.3?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.15. Beskyttelse mod fejl i elsystemet

B1.3.15.1. Relæindstillinger

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	**Symbol**	**Indstilling**		**Funktionstid**	
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$		V		Ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		Ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		S
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		S
Underspænding (trin2)	$U_{<<}$		V		Ms
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		Ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		Ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		Ms

B1.3.15.2. Central beskyttelse

Er der opsat en central netbeskyttelsesenhed?	Ja ☐ Nej ☐
Hvis JA, hvor er den placeret?	*PCI* ☐ *POC* ☐
Er der tilsluttet forbrug efter netbeskyttelsesenheden?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.16. Enstregsskema

Er enstregsskema for *anlægget* vedlagt dokumentationen? Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.17. PQ-diagram

Er det endelige PQ-diagram fremsendt til *elforsyningsvirksomheden*? Hvis Nej, hvornår leveres det endelige PQ-diagram?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.18. Signalliste

Er den endelige signalliste fremsendt til *elforsyningsvirksomheden*? Hvis Nej, hvornår leveres den endelige signalliste?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.19. Simuleringsmodel

Er den elektriske simuleringsmodel for *anlægget* fremsendt til *elforsyningsvirksomheden*? Hvis Nej, hvornår leveres den endelige simuleringsmodel?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.20. Verifikationsrapport

Er verifikationsrapport fremsendt til *elforsyningsvirksomheden*? Hvis Nej, hvornår leveres verifikationsrapporten?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.21. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	

B1.4. Bilag 1 for anlægskategori D

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

Den krævede dokumentation omfatter følgende:

B1.4.1. Identifikation

Elproducerende anlæg	Beskrivelse af *anlægget*:
Anlægsejer navn og adresse	
Anlægsejer telefonnr.	
Anlægsejer e-mail	
Type/model	
Spænding (nominel)	
Mærkeeffekt (datablad)	

B1.4.2. Tolerancer over for spændingsdyk

Forbliver *anlægget* tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1.	Ja ☐ Nej ☐
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through) er overholdt? Hvis Nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.3. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

Værdierne er beregnet?	Ja ☐ Nej ☐
Værdierne er målt?	Ja ☐ Nej ☐
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis Nej, hvordan er beregningerne eller målingerne dokumenteret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.3.1. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af nominel strøm?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.3.2. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja ☐ Nej ☐
Hvis *anlægget* består af enfasede *elproducerende enheder*, er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.3.3. Flicker

Er *flicker*bidraget for hele *solcelleanlægget* under grænseværdien?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de *harmoniske forstyrrelser* for hele *solcelleanlægget* under grænseværdierne?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.3.5. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de interharmoniske forstyrrelser for hele *solcelleanlægget* under grænseværdierne?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.3.6. Forstyrrelser fra 2-9 kHz

Emission af forstyrrelser med frekvenser i intervallet 2-9 kHz fastlægges af *elforsyningsvirksomheden*? Er kravet overholdt?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.4. Indkobling og synkronisering

Inden for det normale produktionsområde kan *anlægget* startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja ☐ Nej ☐
Sker indkobling og synkronisering efter 3 min. efter, at spænding og frekvens er inden for det normale produktionsområde?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.5. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er *anlægget* udstyret med en *frekvensrespons*funktion?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.6. Frekvensregulering

Er *anlægget* udstyret med en *frekvensreguleringsf*unktion, som specificeret i afsnit 5.2.2?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.7. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er *anlægget* udstyret med *absolut-effektbegrænser*funktion?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.8. Delta-effektbegrænserfunktion

Er *anlægget* udstyret med *delta-effektbegrænser*funktion?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.9. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er *anlægget* udstyret med *gradient-effektbegrænser*funktion?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.10. Systemværn

Er *anlægget* udstyret med en systemværnsfunktion?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.11. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	*Q-regulering* ☐ *Effektfaktorregulering* ☐ *Spændingsregulering* ☐

B1.4.12. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med *elforsyningsvirksomheden*).	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.13. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.14. Spændingsregulering

Er *anlægget* udstyret med en *spændingsregulering*sfunktion, som specificeret i afsnit 5.3.3?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.15. Beskyttelse mod fejl i elsystemet

B1.4.15.1. Relæindstillinger

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$		V		Ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		Ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		S
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		S
Underspænding (trin2)	$U_{<<}$		V		Ms
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		Ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		Ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		Ms

B1.4.15.2. Central beskyttelse

Er der opsat en central netbeskyttelsesenhed? Hvor er den placeret?	Ja ☐ Nej ☐ *PCI* ☐ *POC* ☐
Er der tilsluttet forbrug efter netbeskyttelsesenheden?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.16. Enstregsskema

Er enstregsskema for *anlægget* vedlagt dokumentationen? Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.17. PQ-diagram

Er det endelige PQ-diagram fremsendt til *elforsyningsvirksomheden*? Hvis Nej, hvornår leveres det endelige PQ-diagram?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.18. Signalliste

Er den endelige signalliste fremsendt til *elforsyningsvirksomheden*? Hvis Nej, hvornår leveres den endelige signalliste?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.19. Simuleringsmodel

Er den elektriske simuleringsmodel for *anlægget* fremsendt til *elforsyningsvirksomheden*? Hvis Nej, hvornår leveres den endelige simuleringsmodel?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.20. Verifikationsrapport

Er verifikationsrapport fremsendt til *elforsyningsvirksomheden*? Hvis Nej, hvornår leveres verifikationsrapporten?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.21. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	