

## PV systemer i distribusjonsnett

**Christian Møgster Granum**

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2014

Hovedveileder: Ole-Morten Midtgård, ELKRAFT

Medveileder: Bjørn Thorud, Multiconsult  
Per Edvard Lund, Hafslund Nett  
Kim Ove Asklund, Hafslund Nett

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



## Sammendrag

I denne masteroppgaven er distribuert produksjon fra fotovoltaiske systemer studert ved modellering og simulering av produksjon i en radial i distribusjonsnettet til Hafslund Nett. Med den store økningen av distribuert produksjon rundt i verden de siste årene, er det sannsynlig at det blir flere plusskunder også i Norge i årene som kommer. Hensikten med prosjektet har vært å studere påvirkningen distribuert produksjon har på distribusjonsnettet når det gjelder spenningsverdier og leveringskvalitet. Med stor sannsynlighet for flere nye plusskunder i årene som kommer, ønsker nettselskapet å være forberedt på hvilke utfordringer som må løses og hvilke krav som må settes til nettilknyttede fotovoltaiske anlegg. I tillegg er vekselrettere studert nærmere, med fokus på hvilke parametere som er viktige ved valg av vekselretter.

Modellering og simulering er utført i dataverktøyet PSCAD. Data er hentet fra GeoNIS som er kartinformasjonsverktøyet til Hafslund Nett. Masteroppgaven bygger videre på spesialiseringsprosjektet som ble utført av samme forfatter høsten 2013, der mulighetene for fotovoltaisk produksjon på Østlandet ble studert. Radialen der det ene huset som ble undersøkt i spesialiseringsprosjektet ligger, er den samme radialen som er studert i denne masteroppgaven. Hovedfokus i oppgaven har vært å studere spenningsvariasjoner ved produksjon, tap av aktiv effekt, kompensering med reaktiv effekt i vekselretteren samt ubalansert produksjon.

Resultatene viser at spenningsvariasjonene er relativt store, spesielt der kortslutningsimpedansen er høy. Ved produksjon i alle tilknytningspunktene i radialen, var gjennomsnittlig spenningsøkning i alle målepunktene på omtrent 5,5 V. Den største spenningsøkningen i et tilknytningspunkt var på i overkant av 13 V. Distribuert produksjon fører også generelt til at aktive effekttap minker. Likevel kan det i tilfeller der produksjonen i radialen er høy og lasten lav føre til en økning i tapet.

Regulering med reaktiv effekt viste seg å være ganske nyttig for å holde spenningen i radialen nede. Med effektproduksjon i alle tilknytningspunktene med  $\cos \phi = 0,9$ , ble spenningen i snitt redusert med omlag 2,4 V. Den store andelen IT-nett i Norge gjør at ubalansert produksjon er et viktig tema og dersom produksjonen ikke fordeles jevnt mellom fasene kan det oppstå usymmetriske spenninger. Med produksjon i alle tilknytningspunktene mellom de to samme fasene blir spenningsusymmetrien over 2 % i alle tilknytningspunktene; dette er over maksimalgrensen definert i «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet» (FoL).

De ledende vekselretterprodusentene i verden ser ut til jevnt over å produsere gode, kvalifiserte vekselrettere som ikke vil skape unødvendige forstyrrelser i leveringskvaliteten i nettet. Nettselskapet bør likevel sette noen egne krav til blant annet regulering av  $\cos \phi$  og maksimal tillatt effektproduksjon per fase.

## Abstract

In this thesis, distributed generation by photovoltaic (PV) systems is studied by modeling and simulation of production in a radial in Hafslund Nett's distribution grid. With the world wide increase in the production of distributed PV energy during recent years, it is likely that there will be many grid-connected customers in Norway in the years to come which will sell PV energy to the grid. The purpose of the project has been to study grid voltage variations and power quality when PV systems producing energy are interconnected to the grid. With an increased number of grid-connected PV systems in the coming years, the grid owners want to be prepared for the challenges that must be addressed and the requirements that must be defined for grid-connected PV systems. In addition, inverters have been studied, focusing on the parameters that are important in the selection of inverters for the grids.

Modeling and simulation have been performed using the computer program PSCAD. Data has been provided by GeoNIS, which is a geographic information system (GIS) used by Hafslund Nett. This thesis is based on the results of a previous project carried out by the same author during the autumn of 2013, where introduction of PV systems for two houses in the south-eastern part of Norway was studied. The radial where one of the houses that was studied is located is the same radial that have been studied and described by this thesis. The main focus of the thesis has been to study the voltage fluctuations caused by production, active power loss, compensation with reactive power in the inverter and unbalanced production.

The results show that the voltage fluctuations are relatively large, especially when the short circuit impedance is high. With PV energy delivered to the grid at all points of common coupling (PCC) in the radial, the average increase in voltage is about 5.5 V. The largest voltage increase at one PCC was approximately 13 V. Distributed generation generally results in a decrease of the active power loss. However, in cases where the electricity generation in the radial is high and the load is low, it may lead to an increase in the loss.

Reactive power control proved to be quite useful to reduce the increase of voltage to a minimum. With generation where  $\cos \phi = 0.9$  at all PCC, the voltage is at average reduced by approximately 2.4 V. The large numbers of IT grids in Norway makes unbalanced production an important issue to consider and if the production is not distributed evenly between the

phases, unsymmetrical voltages may occur. With power generation at all PCC between the same two phases, the unsymmetrical voltages exceeds 2% at all PCC; this is above the maximum limit defined in «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet» (FoL).

The leading inverter manufacturers in the world seem to produce units of good quality, that will not create unnecessary disruptions of the power quality of the grid. The grid owner should still define specific requirements to grid-connected PV systems e.g. for the regulation of  $\cos \phi$  and the maximum allowed power output per phase.

## Forord

Denne masteroppgaven er gjennomført i tiende og siste semester på det fem-årige masterstudiet Energi og miljø ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Oppgaven teller 30 studiepoeng under emnekoden «TET4905» på studieretningen «Energibruk og energiplanlegging».

Gjennom denne studien har jeg lært mye om vekselrettere for fotovoltaiske systemer samt om påvirkningen distribuert produksjon har på distribusjonsnettet. Denne masteroppgaven bygger på spesialiseringsprosjektet jeg utførte ved NTNU høsten 2013, som var en studie av fotovoltaisk produksjon på to bygg i Osloområdet. Noen avsnitt i oppgaven du nå leser vil være helt eller delvis avskrift fra oppgaven som ble skrevet i dette spesialiseringsprosjektet.

Underveis i prosjektet har jeg fått god hjelp fra flere hold og min veileder her ved NTNU, professor Ole-Morten Midtgård, skal ha stor takk for hjelp med vinkling og begrensnings av tema, samt gode tips og kommentarer underveis i studien. Jeg må også få rette en stor takk til professor Hans Kristian Høidalen og postdoktor Jon Are Wold Suul for god hjelp med modelleringen i dataverktøyet PSCAD. Videre vil jeg takke Multiconsult, ved seniorrådgiver og Dr.Ing. Bjørn Thorud og rådgiver Stanislas Merlet, for hjelp med spørsmål angående fotovoltaiske systemer og vekselrettere. En takk går også til Thor Christian Tuv, daglig leder i solenergifirmaet FUSen, som ga meg innsikt i det fotovoltaiske systemet til én av få plusskunder her i landet. Til slutt må jeg også få takke Hafslund Nett, ved senioringeniør Kim Ove Asklund, senioringeniør Hugo Thøgersen og direktør for avdeling Netteier Per Edvard Lund, som har vært til stor hjelp med planlegging og begrensnings av oppgaven, tips og svar på spørsmål underveis samt gjennomlesning og kommentarer før innlevering.

Christian Møgster Granum  
Trondheim, 9. juni 2014





# Innhold

<b>Sammendrag</b>	<b>iii</b>
<b>Abstract</b>	<b>v</b>
<b>Forord</b>	<b>vii</b>
<b>Innhold</b>	<b>ix</b>
<b>Tabeller</b>	<b>xii</b>
<b>Figurer</b>	<b>xiv</b>
<b>1 Innledning</b>	<b>1</b>
1.1 Motivasjon . . . . .	1
1.2 Mål og begrensninger . . . . .	2
1.3 Tilknytning til spesialiseringsprosjektet . . . . .	3
1.4 Samarbeidspartnere . . . . .	3
1.4.1 Multiconsult . . . . .	3
1.4.2 Hafslund Nett . . . . .	4
1.5 Struktur . . . . .	4
<b>2 Distribuert produksjon</b>	<b>5</b>
2.1 Introduksjon . . . . .	5
2.2 Plusskunder . . . . .	6
2.3 Leveringskvalitet . . . . .	7
2.4 Fotovoltaiske systemer og distribuert produksjon i Tyskland .	10
2.4.1 Energiewende og historisk utvikling . . . . .	10
2.4.2 Dagens system . . . . .	10
2.4.3 utfordringer og forskrifter . . . . .	12
2.5 Forskrifter og praksis fra Sverige . . . . .	14

<b>3</b>	<b>Vekselrettere</b>	<b>17</b>
3.1	Introduksjon . . . . .	17
3.2	Kategorier av vekselrettere . . . . .	17
3.2.1	Effektoptimerere . . . . .	19
3.3	Parametere . . . . .	22
3.3.1	Virkningsgrad . . . . .	22
3.3.2	Maks effektpunkt-søking (MPPT) . . . . .	26
3.3.3	Funksjon for «anti-islanding» . . . . .	29
3.3.4	Regulering av reaktiv effekt . . . . .	30
3.3.5	Strøm kvalitet (harmonisk forvrengning) . . . . .	32
3.3.6	Innkapsling og værbestandighet . . . . .	35
3.3.7	Levetid og pålitelighet . . . . .	36
3.3.8	Standarder, direktiver og retningslinjer . . . . .	37
3.4	Enfase vs. trefase . . . . .	39
3.5	Sammenligning av vekselretterprodusenter . . . . .	39
<b>4</b>	<b>Modellering i PSCAD</b>	<b>41</b>
4.1	Introduksjon . . . . .	41
4.2	Parametere og innhenting av data . . . . .	41
4.2.1	Overliggende nett . . . . .	43
4.2.2	Transformatoren . . . . .	45
4.2.3	Lavspent distribusjonsnett . . . . .	46
4.2.4	Tilknytningspunkt (TP) . . . . .	50
4.3	Utfordringer ved modelleringen . . . . .	53
4.4	Oppsett i PSCAD . . . . .	55
<b>5</b>	<b>Simulering og resultater</b>	<b>59</b>
5.1	Introduksjon . . . . .	59
5.2	Simuleringsscenarier og hypoteser . . . . .	59
5.2.1	Spenningsvariasjoner . . . . .	60
5.2.2	Aktiv effektflyt og tap . . . . .	62
5.2.3	Reaktiv effekt og spenningskontroll . . . . .	62
5.2.4	Ubalansert produksjon . . . . .	63
5.3	Resultater . . . . .	64
5.3.1	Spenningsvariasjoner . . . . .	64
5.3.2	Aktiv effektflyt og tap . . . . .	68
5.3.3	Reaktiv effekt og spenningskontroll . . . . .	68
5.3.4	Ubalansert produksjon . . . . .	71
<b>6</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>74</b>
6.1	Spenningsvariasjoner . . . . .	74

6.2	Aktiv effektflyt og tap . . . . .	76
6.3	Reaktiv effekt og spenningskontroll . . . . .	77
6.4	Ubalansert produksjon . . . . .	78
6.5	Valg av vekselrettere . . . . .	80
<b>7</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>81</b>
<b>8</b>	<b>Videre arbeid</b>	<b>82</b>
	<b>Referanser</b>	<b>83</b>
<b>A</b>	<b>Teori</b>	<b>I</b>
A.1	Symmetriske komponenter . . . . .	I
A.2	Reaktiv effekt . . . . .	II
A.3	Elektrisk misforhold . . . . .	II
<b>B</b>	<b>Data for linjer og tilknytningspunkter i modellen</b>	<b>V</b>
<b>C</b>	<b>Modellfigurer</b>	<b>XV</b>
<b>D</b>	<b>Beskrivelse av kontrollsystemet</b>	<b>XVIII</b>
<b>E</b>	<b>Tabell fra IEC 61000-3-2</b>	<b>XXI</b>

# Tabeller

2.1	Kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsprang . . . . .	8
2.2	Overharmoniske spenninger . . . . .	9
3.1	IP-systemet . . . . .	35
3.2	Sammenligning av vekselrettere . . . . .	40
4.1	Overliggende nett (spenningskilde og impedans) . . . . .	43
4.2	Transformator . . . . .	46
4.3	Linjeekvivalent, linje 1 . . . . .	48
4.4	Referanseimpedans for 400 V TN-nett . . . . .	49
4.5	Referanseimpedans referert til 230 V IT-nett (kun faseleder) . . . . .	49
4.6	Beregnet kortslutningsstrøm fra GeoNIS og utregnet kortslutningsimpedans . . . . .	50
4.7	Apparater i husholdningen med tilhørende effektfaktor . . . . .	51
4.8	Last og produksjon i tilknytningspunkt 1 . . . . .	52
5.1	Forbruk og produksjon i tilknytningspunktene . . . . .	61
5.2	Fordeling av produksjon fra enfase-vekselrettere . . . . .	64
5.3	Spenningsmålinger ved lav og høy last uten produksjon . . . . .	65
5.4	Spenningsøkning ved lav og høy last med produksjon i to eller flere tilknytningspunkter . . . . .	66
5.5	Test av nettstyrke i TP 2 og TP 6 . . . . .	67
5.6	Effektmålinger med tapsberegning . . . . .	68
5.7	Spenningsvariasjon fra effektproduksjon med reaktiv effektkompensering . . . . .	70
5.8	Spenningsusymmetri ved produksjon på alle tilknytningspunktene . . . . .	71
5.9	Spenningsusymmetri målt i hhv. TP 6 og TP 2 ved varierende produksjon i de to tilknytningspunktene, lav last . . . . .	72

B.1	Linjeekvivalent, linje 2 . . . . .	VI
B.2	Linjeekvivalent, linje 3 . . . . .	VI
B.3	Linjeekvivalent, linje 4 . . . . .	VII
B.4	Linjeekvivalent, linje 5 . . . . .	VII
B.5	Linjeekvivalent, linje 6 . . . . .	VIII
B.6	Linjeekvivalent, linje 7 . . . . .	VIII
B.7	Linjeekvivalent, linje 8 . . . . .	IX
B.8	Linjeekvivalent, linje 9 . . . . .	IX
B.9	Linjeekvivalent, linje 10 . . . . .	X
B.10	Linjeekvivalent, linje 11 . . . . .	X
B.11	Linjeekvivalent, linje 12 . . . . .	XI
B.12	Linjeekvivalent, linje 13 . . . . .	XI
B.13	Linjeekvivalent, linje 14 . . . . .	XII
B.14	Last og produksjon i tilknytningspunkt 2 . . . . .	XII
B.15	Last og produksjon i tilknytningspunkt 3 . . . . .	XIII
B.16	Last og produksjon i tilknytningspunkt 4 . . . . .	XIII
B.17	Last og produksjon i tilknytningspunkt 5 . . . . .	XIV
B.18	Last og produksjon i tilknytningspunkt 6 . . . . .	XIV
E.1	Grenseverdier for harmoniske strømmer fra ustryr klasse A . .	XXI

# Figurer

1.1	Globalt marked for fotovoltaiske systemer på hustak per region	2
2.1	Flytdiagram for et typisk distribuert nettilknyttet solcellesystem	6
2.2	Faktisk og spådd produksjon (per time) i 2012	11
2.3	Spenningsfall og -økning for kraftnettet i Tyskland	13
2.4	Spenningsfall og -økning for kraftnettet i Tyskland med transformatortrinning	13
2.5	Flytskjema for tilkopling av nye plusskunder (Svensk Energi)	16
3.1	Klassifisering av globale vekselretterprodusenter	18
3.2	Forskjellige implementeringstopologier for vekselrettere	19
3.3	Sammenligning av tilfelle med og uten skygging	21
3.4	Mikrovelselretter vs effektoptimerere	21
3.5	Viktige faktorer for en god vekselretter	22
3.6	Virkningsgrad som funksjon av nominell effekt, Eltek	23
3.7	Virkningsgrad som funksjon av nominell effekt, Power-One	24
3.8	Virkningsgrad som funksjon av nominell effekt, SMA	24
3.9	Virkningsgrad som funksjon av nominell effekt, Kaco	25
3.10	Fordeling av vektet virkningsgrad, CEC vs EE	26
3.11	Eksempel på fremstilling av virkningsgrad fra magasinet Photon	27
3.12	Differensiell konduktans-metoden	28
3.13	Regulering av reaktiv effekt i vekselretteren	30
3.14	Reaktiv effektkontroll karakteristik	33
4.2	Beregning av kortslutningsytelse	44
4.3	Representasjon av pi-ekvivalenten i PSCAD	47
4.4	Last og produksjon med strømkilder, deltakoplet	53
4.5	Last og produksjon med styrte spenningskilder i serie med induktans, deltakoplet	54
4.6	Overordnet modell	56
4.7	Modell av overliggende nett og transformator	56

4.8	Modell av distribusjonsnett	57
4.9	Modell av tilknytningspunkt 1, last og produksjon	58
5.1	Verdier for X/R i distribusjonsnett	63
5.2	Utvikling av spenningsverdier ved tilkopling av flere og flere fotovoltaiske anlegg ved lav last	67
5.4	Utvikling av spenningsusymmetri ved flere og flere produk- sjonsanlegg for lav last og høy last	72
6.1	Spenningsøkning i TP 2 og TP 6 ved økende produksjon (lav last)	76
A.1	Symmetriske komponenter	I
A.2	Reaktiv effekt	III
A.3	I-V-karakteristikk for en skyggelagt celle i serie med en celle som mottar full bestråling	IV
C.1	Modell av tilknytningspunkt 2	XV
C.2	Modell av tilknytningspunkt 3	XVI
C.3	Modell av tilknytningspunkt 4	XVI
C.4	Modell av tilknytningspunkt 5	XVII
C.5	Modell av tilknytningspunkt 6	XVII
D.1	Utsnitt av kontrollsystemet fra PSCAD	XVIII
D.2	Utsnitt av kontrollpanelet fra PSCAD	XIX
D.3	Utsnitt av grafene til målingene gjort i kontrollsystemet i PSCAD	XX





# Kapittel 1

## Innledning

### 1.1 Motivasjon

Det har vært en stor økning av distribuert produksjon fra fotovoltaiske systemer i verden de siste årene. Bare i løpet av de siste fem årene har installert effekt fra solceller økt med  $110 \text{ GW}_p$ . Europa, med Tyskland i spissen, har vært den største pådriveren, og i følge European Photovoltaic Industry Association (EPIA) vil det for fotovoltaiske systemer i Europa fortsette å være hustak-markedet som dominerer i årene som kommer. [16, 27]

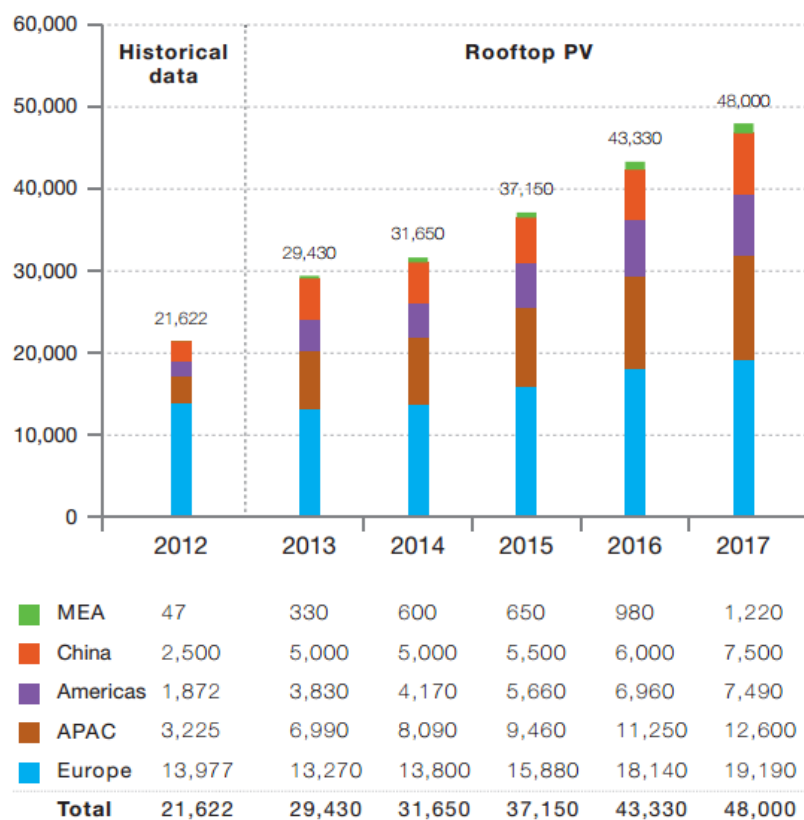
Ved utgangen av 2013 nådde installert kapasitet fra fotovoltaiske systemer imponerende  $136,7 \text{ GW}_p$  på verdensbasis. Den største økningen har i 2013 vært i Asia, mens Europas økning har gått noe tilbake fra 2010, 2011 og 2012. Likevel har Europa fortsatt den største markedsandelen av total installert effekt, på omlag 60 %. [46]

Den totale produksjonskapasiteten fra solceller i Norge er anslått<sup>1</sup> til rundt  $9 \text{ MW}$ . De aller fleste av disse anleggene er frittstående, det vil si at de ikke er tilknyttet strømmettet. Forskningsprosjektet «Zero Emission Buildings» (ZEB) ved NTNU har vist at solceller vil spille en viktig rolle i miljøvennlige bygninger som nullutslippshus, også i land som Norge. Det er derfor sannsynlig at det vil bli mer av distribuert solcelleprodusert kraft i Norge i fremtiden.

I land der det allerede er bygd ut mye distribuert solcelleproduksjon

---

<sup>1</sup>Usikkerheten ligger i det at man ikke vet hvor mye kapasitet som tas ut av drift hvert år. [27]



Figur 1.1: Globalt marked for fotovoltaiske systemer på hustak per region - fremtidsscenario «EPIA Policy-driven» [MW] [27]

har utfordringene ved tilknytning til nettet vist seg å være sentrale å forstå. Mange av de samme utfordringene vil også være aktuelle i Norge, samtidig som det kanskje også vil oppstå nye utfordringer. Å forstå og vite om utfordringene er viktig for nettselskapene, slik at de kan sette nødvendige krav og utøve tiltak for at distribusjonsnettet skal opprettholde den leveringskvaliteten og -sikkerheten det har i dag.

## 1.2 Mål og begrensninger

Formålet med denne masteroppgaven er å studere konsekvensene av distribuert produksjon fra fotovoltaiske systemer med tanke på spenningsvariasjoner og leveringskvalitet i kraftnettet. Hypotesen er at mye distribuert produksjon i samme radial vil få konsekvenser for spenningsverdier og at ubalansert

produksjon vil føre til usymmetriske spenninger. Delmål ved oppgaven er å studere vekselrettere og identifisere hva som er viktig for et nettselskap å vite om vekselrettere i forbindelse med distribuert produksjon, samt finne ut av om noen standarder og krav er spesielt viktige for å unngå forringelse av leveringskvaliteten til nettselskapene.

Oppgaven avgrenses til å ta for seg noen av de største vekselretterprodusentene i verden for å sammenligne disse med hverandre. Simuleringsscenariene vil begrenses til å ha fokus på spenningsvariasjoner, aktivt tap, spenningsregulering med reaktiv effekt samt ubalansert produksjon.

## **1.3 Tilknytning til spesialiseringsprosjektet**

Denne oppgaven bygger på spesialiseringsprosjektet «Solenergi og smartnett - design av fotovoltaiske systemer» [76] skrevet av samme forfatter ved NTNU høsten 2013. Noen av avsnittene i denne masteroppgaven er mer eller mindre direkte avskrift fra spesialiseringsprosjektet.

## **1.4 Samarbeidspartnere**

Oppgaven er skrevet i samarbeid med/på oppdrag fra Multiconsult og Hafslund Nett, som også har bidratt med veiledning.

### **1.4.1 Multiconsult**

Multiconsult er et av Norges og Nordens ledende miljøer innenfor rådgivning og prosjektering. Den samlede kompetansen spenner over et bredt spekter av fagfelt. Dette gjør dem i stand til å ta totalansvar for komplekse prosjekter innenfor olje og gass, bygg og eiendom, industri, samferdsel, energi og miljø. Multiconsult har bred erfaring innen solenergi fra internasjonalt arbeid og sitter på kunnskap fra både leverandørindustrien og bygging av solenergianlegg. [54]

### 1.4.2 Hafslund Nett

Hafslund Nett er landets største nettselskap og det femte største i Norden, med sine om lag 570 000 kunder i Oslo, Akershus og Østfold. Selskapet eier og drifter distribusjonsnettet i Oslo, i størstedelen av Akershus, samt i deler av Østfold, i tillegg til at de eier og drifter regionalnettet i alle tre fylkene. Per i dag har Hafslund Nett tre plusskunder med solcelleanlegg tilknyttet distribusjonsnettet. [57]

## 1.5 Struktur

Kapittel 2 belyser områdene distribuert produksjon og plusskunder, peker på krav til leveringskvalitet i nettet, beskriver Tysklands utvikling innen distribuert produksjon samt belyser forskrifter og plusskundepraksis i Sverige.

Videre tar kapittel 3 for seg vekselrettere av ulike typer kategorier, om hvilke parametere som er viktige og avslutter med en sammenligning av ulike vekselretterprodusenter. Nødvendig teori er belyst, og noe bakgrunnsteori er beskrevet i vedlegg.

I kapittel 4 følger en beskrivelse av nettmodellen i PSCAD med innhenting av data og litt om hvilke utfordringer som har oppstått og hvordan de er blitt løst.

Kapittel 5 gjennomgår hvilke scenarier som er simulert og målet med disse scenariene i tillegg til at resultatene fra scenariene legges frem og beskrives med ord, tabeller og figurer.

I kapittel 6 diskuteres og analyseres resultatene før det gjøres en konklusjon i kapittel 7. Kapittel 8 ser på mulige temaer for videre arbeid innenfor samme hovedtema som er studert i denne oppgaven.

Etter referanselisten følger vedlegg med teori, figurer og tabeller som er ment som ekstra informasjon og dokumentasjon for studien.

# Kapittel 2

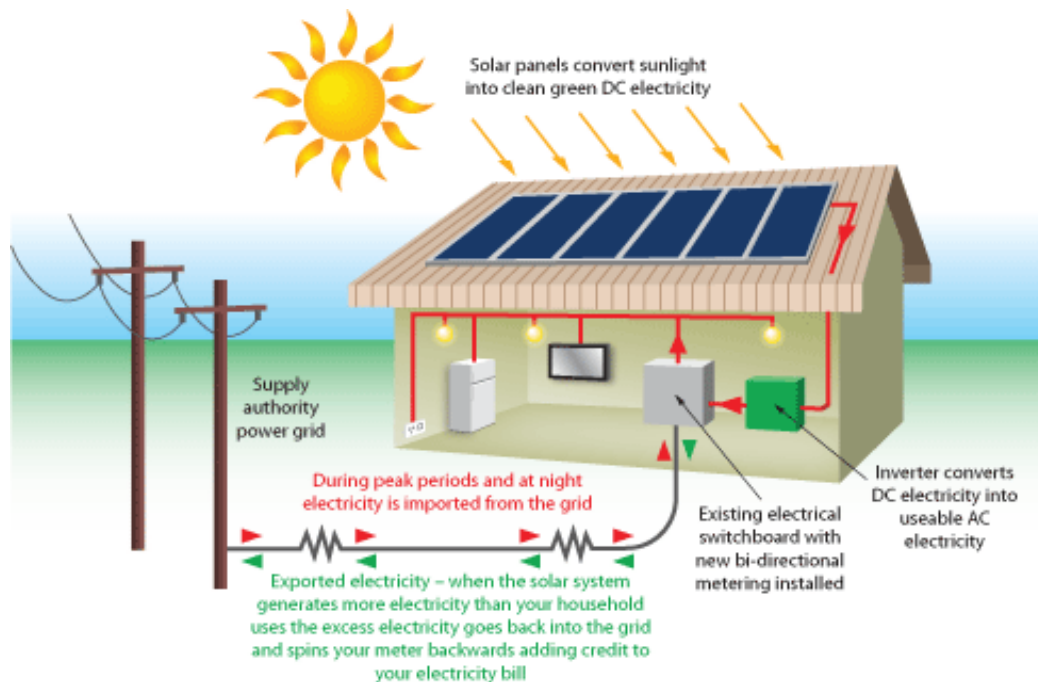
## Distribuert produksjon

### 2.1 Introduksjon

Produksjon av solenergi kan deles inn i ulike systemtyper: distribuert system, sentralisert system og frittstående system. Det frittstående systemet er det som er mest vanlig i Norge i dag. Et eksempel er hytteeiere som ikke er knyttet til strømmettet og som velger å sette opp et solcellepanel tilknyttet batteri for enkel strømforsyning til hytta. Dette systemet skiller seg ut fra de to andre ved at det ikke er tilknyttet distribusjonsnettet på noen måte. Sentraliserte systemer er større kraftverk som benytter fotovoltaisk elektrisitetsproduksjon og forsyner dette ut på strømmettet. Produksjonen fra slike kraftverk kan være på flere megawatt og det største av denne typen i dag er «Topaz Solar Farm» i California med en produksjon på 300 MW (skal økes til 550 MW i løpet av 2015) [70, 72].

Distribuerte nettilknyttede systemer er det som er mest aktuelt for Norge i nærmeste fremtid. Flere andre land i Europa, med Tyskland i spissen, har hatt stor vekst innen denne typen fotovoltaiske systemer de siste årene. Dette er mye takket være støtteordninger som tilskudd fra staten eller garantipriser ved salg av slik produsert kraft. Distribuerte solcellesystemer kan bygges på alle typer bygg. Enten kan modulene bygges inn i bygningsmaterialet, alternativt kan de festes på tak eller fasade oppå eller sammen med byggematerialet. [40]

En ny modell for distribuert solenergiproduksjon går ut på at en som disponerer et tak leier dette taket bort til en tredjepart, som sørger for alt fra design og finansiering til installasjon og produksjon. Dette har nå eksplodert



Figur 2.1: Flyttdiagram for et typisk distribuert nettilknyttet solcellesystem

i USA på grunn av den raskt voksende takinstallerte solenergi-industrien. Flere større selskaper har vist interesse ved å investere i denne modellen. [61]

## 2.2 Plusskunder

Når det produseres mer energi av en kunde enn det forbrukes, oppstår en mulighet for å levere energi ut på nettet. Da blir ikke kunden lenger betegnet som en vanlig kunde, men som en plusskunde. Hafslund definerer en plusskunde slik[58]:

Med plusskunde menes en enkelt sluttbruker av elektrisk energi som har en årsproduksjon som normalt ikke overstiger eget forbruk, men som i enkelte driftstimer har overskudd av kraft som kan mates inn i distribusjonsnettet.

Gjeldende forskrifter for plusskunder i Norge bestemmer at nettselskapet kjøper overskuddskraft som mates ut på nettet, som tarifferes time for time, at plusskunder slipper å inngå balanseavtalen med Statnett samt at de blir unntatt fra kravet om omsetningskonsesjon. Videre innebærer

---

ordningen fritak for innmatingstariffen. Det må så inngås en avtale med områdekonsesjonæren (nettselskapet) om videre kontrakt, blant annet om pris for kjøp av overskuddskraft, leveringskvalitet og eventuelt andre plikter. [56]

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) ønsker nå å gjøre plusskundeordningen enda enklere for at flere kunder skal ønske å satse på solenergi. Ordningen i dag gir for eksempel ingen rettigheter til plusskundene. Det har vært et behov for mer standardisering av krav til tilknytningen og nye forslag er lagt ut for høring. Den nye forskriften skal ta høyde for at det fremover vil bli flere plusskunder og skal både forenkle dagens forskrift samt sikre nødvendig kontroll. NVE viser til hvordan plusskundeordningen er i Sverige og Danmark, med investeringsstøtte, skattefradrag, regulert pris for overskudd og elsertifikater. Den nye forskriften skal utvide definisjonen av plusskunder, presisere det gjeldende regelverket, markere tydelig skille mellom marked og nett samt forenkle avregningen. Ikrafttredelse av forskriften er planlagt til 1. januar 2015. [41, 29, 69]

## 2.3 Leveringskvalitet

For å sikre kvalitet på strømmen som leveres i kraftnettet, finnes det krav og forskrifter som alle aktører tilknyttet nettet må ta hensyn til. Den europeiske normen EN 50160 er et sett med forslag på krav til de europeiske nettselskapene om spenningskvalitet under normale driftsforhold, som hvert enkelt land velger å ta i bruk eller ikke. Mange land velger å lage egne forskrifter enten i tillegg eller som en erstatning. Norge er blant landene som har vlagt å ha egne forskrifter og etter en høringsperiode i 2004 publiserte NVE dokumentet «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet» (FoL) som ble gjeldende forskrift for spenningskvalitet i den norske elnettet fra januar 2005 (sist revidert i januar 2014) [21, 64]. Formålet med FoL er at den skal «bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet» [21]. FoL stiller vesentlig mer detaljerte krav til kvaliteten på elektrisiteten som leveres enn kontraktene som tidligere ble benyttet. Forskriften er hovedsakelig basert på EN 50160, men er i noen tilfeller å regne som strengere.

Fire av de viktigste paragrafene for fotovoltaiske systemer er [21]:

- §3-3. Nettselskap skal sørge for at langsomme variasjoner i spenningens

Tabell 2.1: Kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsprang

	Maksimalt antall tillatt pr. flytende 24-timersperiode [kV]	
	$0,23 \leq U_N \leq 35$	$35 < U_N$
$\Delta U_{stasjonr} \geq 3 \%$	24	12
$\Delta U_{maks} \geq 5 \%$	24	12

effektivverdi, er innenfor et intervall på  $\pm 10 \%$  av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningspunkt i lavspenningsnettet.

- §3-6. Nettselskap skal sørge for at grad av spenningsusymmetri ikke overstiger  $2 \%$  i tilknytningspunkt, målt som gjennomsnitt over ti minutter.
- §3-4. Norges vassdrags- og energidirektorat kan pålegge de som omfattes av denne forskriften, å gjennomføre tiltak for å redusere omfanget eller konsekvensene av kortvarige over- og underspenninger. Nettselskap skal sørge for at spenningsendringer ved kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsprang ikke overstiger grenseverdier i tilknytningspunkt med det respektive nominelle spenningsnivå,  $U_N$ , for det respektive tidsintervall i tabell 2.1. Kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsprang som skyldes jord- eller kortslutninger i nettet, innkobling av transformatorer, gjeninnkobling etter feil, samt nødvendige driftskoblinger for å opprettholde en tilfredsstillende leveringskvalitet som helhet, omfattes ikke av grenseverdiene oppstilt i annet ledd.
- §3-7. Nettselskap skal sørge for at total harmonisk forvrengning (THD) av spenningens kurveform ikke overstiger  $8 \%$  og  $5 \%$ , målt som gjennomsnitt over henholdsvis ti minutter og én uke, i tilknytningspunkt med nominell spenning fra og med  $230 \text{ V}$  til og med  $35 \text{ kV}$ .

Nettselskap skal sørge for at individuelle overharmoniske spenninger ikke overstiger verdier i tabell 2.2, målt som gjennomsnitt over ti minutter, i tilknytningspunkt med nominell spenning fra og med  $230 \text{ V}$  til og med  $35 \text{ kV}$ .



Tabell 2.2: Overharmoniske spenninger

<i>Odde harmoniske</i>		<i>Like harmoniske</i>			
<i>Ikke multiplum av 3</i>		<i>Multiplum av 3</i>			
Orden h	$U_h$	Orden h	$U_h$	Orden h	$U_h$
5	6,00 %	3	5,00 %	2	2,00 %
7	5,00 %	9	1,50 %	4	1,00 %
11	3,50 %	> 9	0,50 %	> 4	0,50 %
13	3,00 %				
17	2,00 %				
19, 23, 25	1,50 %				
> 25	1,00 %				

Det vil si at spenningen (effektivverdien) i nettet gjennomsnittlig skal ligge mellom 207 V og 253 V, sett bort i fra hurtige variasjoner som kan oppstå for eksempel ved innkobling og utkobling av last eller produksjon. De hurtige spenningsvariasjonene er ikke studert i denne oppgaven.

Spenningsusymmetri er interessant med tanke på enfase-vekselrettere og er definert i FoL som en «tilstand i et flerfaset system hvor linjespenningenes effektivverdier (grunnharmonisk komponent), eller fasevinklene mellom etterfølgende linjespenninger, ikke er helt like» [21]. Usymmetrien er uttrykt som forholdet mellom spenningens positive og negative sekvenskomponent:

$$\frac{U_-}{U_+} = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100\% \quad (2.1)$$

der  $\beta$  er gitt av

$$\beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)^2} \quad (2.2)$$

Kilder til overharmoniske forvrengninger er blant annet tyristor kontrollert utstyr, omformere, lysstoffrør, lysbueovner, sveiseutstyr og diverse strømforsynere (til PC, TV etc.). I et distribusjonsnett vil flere slike kilder være tilstede, og for eksempel går vekselrettere under kategorien omformere. Total harmonisk forvrengning kan uttrykkes ved formel 2.3 [21], og sier noe om den totale kvaliteten på strømmen. Jo høyere prosentverdi, jo dårligere kvalitet. Denne forvrengningen må holdes lav nok for å unngå problemer

med blant annet overbelastning og redusert effekt på motorer, generatorer og transformatorer, økte tap, forstyrrelser på signalsystemer og funksjonsfeil på kontroll-utstyr. [34]

$$\text{THD}_U = \frac{\sqrt{\sum_2^{40} U_h^2}}{U_1} \cdot 100\% \quad (2.3)$$

## 2.4 Fotovoltaiske systemer og distribuert produksjon i Tyskland

### 2.4.1 Energiewende og historisk utvikling

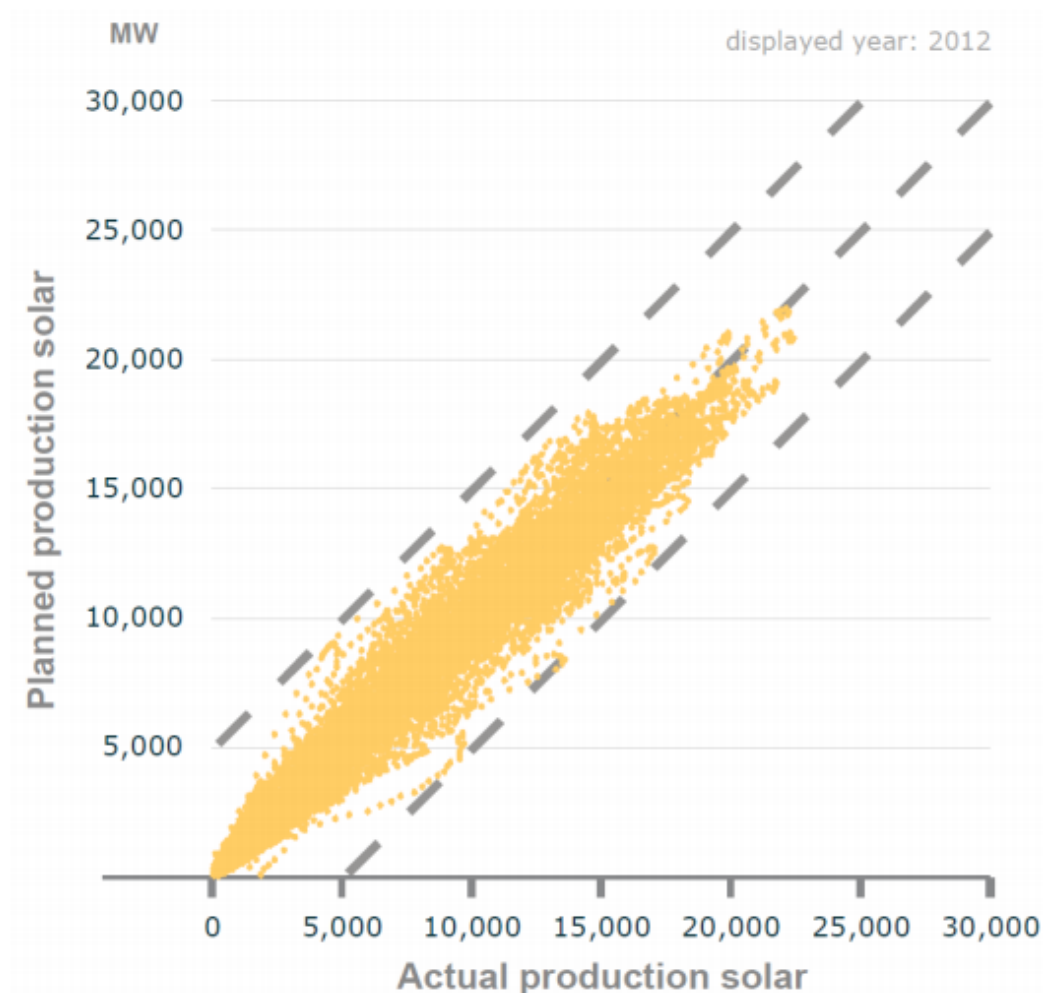
Helt siden «Energiewende» ble et uttrykk på slutten av 1970-tallet har tyskerne vært opptatt av å finne gode erstatninger til energi fra fossile energikilder og kjernekraftverk. Ulykken i Tsjernobyl i 1986 gjorde at tyskerne helt mistet troen på kjernekraft, men de visste fortsatt ikke helt hvordan de skulle erstatte den. Solceller var fortsatt veldig dyrt og vindkraft var usikkert som følge av en markedskolaps i USA. Dette førte til at det på slutten av 1980-tallet ble innført «full-kost kompensasjon» for fotovoltaisk energi som etterhvert førte til Tysklands første nasjonale innmatningstariffer. Dette utviklet seg videre til «The German Renewable Energy Act» (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) som trådte i kraft i år 2000. Kjerneelementet ved EEG er at nettselskapene plikter å prioritere elektrisitet fra fornybare energikilder og å betale for innmatet energi i henhold til fastsatte tariffer [22]. I 2004 og 2009 ble loven justert og mer detaljert blant annet til fordel for produksjon fra fotovoltaiske systemer på hustak. [28]

### 2.4.2 Dagens system

Innmatningstariffer finnes nå i ulike varianter i flere land i Europa, noe som har bidratt til en felles økning i innstallert effekt fra fotovoltaiske systemer også utenfor Tyskland. Likevel er Tyskland fortsatt foregangslandet og i 2013 dekket strømproduksjon fra solceller i Tyskland rundt 5,8 % av landets energiforbruk, mer enn vannkraft og noe lavere enn vindkraft og bioenergi. På solrike dager kan produksjonen fra fotovoltaiske systemer dekke opp mot 30-40 % av det momentane strømforbruket. Over 98 % av Tysklands fotovoltaiske systemer er tilknyttet det lavspente distribusjonsnett. På

steder med høy tetthet av slik produksjon, på dager med lavt forbruk, kan dette føre til at effekten flyter fra lavspennetnettet til det overliggende nettet, noe som igjen kan utfordre transformatorene samt gi høye spenningsverdier og dårligere kvalitet. Samtidig vil en jevn fordeling av distribuert produksjon redusere behovet for store utbygginger i nettet. [25]

Forskning fra Tyskland viser at planlegging i kraftmarkedet ikke har blitt så mye vanskeligere med økningen av solkraft. Dessuten gjør desentraliseringen av solkraftproduksjonen at små værendringer ikke får så store konsekvenser for helheten. Figur 2.2 viser plott fra 2012 av faktisk produksjon mot spådd produksjon. [25]



Figur 2.2: Faktisk og spådd produksjon (per time) i 2012 [25]

### 2.4.3 utfordringer og forskrifter

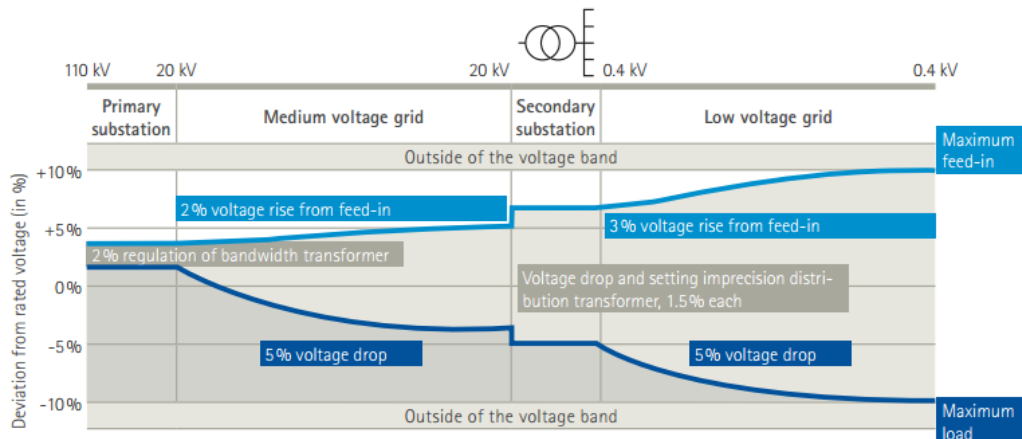
Fotovoltaiske systemer vil, når de blir mange nok, ha en påvirkning på kraftnettet på en eller annen måte. Derfor må det forskrifter og reguleringer til for at nettselskapene skal kunne ha kontroll på det som eventuelt oppstår av problemer.

Den kanskje aller fremste utfordringen i nettet er spenningsvariasjoner. Distribuert produksjon fører til økt spenning i nettet og belastning fører til lavere spenning. For lave spenninger kan føre til at utstyr ikke fungerer riktig lengre og for høye spenninger kan føre til ødeleggelse av utstyr. Tillatt spenningsøkning som følge av distribuert produksjon i lavspenningsnettet er i Tyskland begrenset til maksimalt 3 %. Resten av spenningsbåndet ( $\pm 10\%$  [21]) er reservert for spenningsfall, høyere nettnivåer og unøyaktigheter i transformatorer. Figur 2.3 viser en oversikt over det totale bildet på praksis ved nettplanlegging vedrørende spenningsfall og spenningsøkning for alle nettnivåer i Tyskland. En løsning for å gjøre spenningsvariasjoner i nettet minst mulig er å forsterke nettet. En lavere impedans vil gjøre at nettet tåler mer produksjon uten at spenningsendringen blir for stor. Dette er kostbart for nettselskapene og derfor er det kommet opp andre alternativer. Et annet alternativ er trinning av transformatorene med spenningsregulerende distribusjonstransformatorer. Slike transformatorer kan regulere spenningen slik at det er mulig med mer spenningsøkning fra distribuert produksjon før spenningen blir for høy. Figur 2.4 viser hvordan oversikten over spenningsendring endres ved slike transformatorer. Spenningsregulering med reaktiv effekt er også en mulighet, og seksjon 3.3.4 beskriver det i detalj. [24, 32]

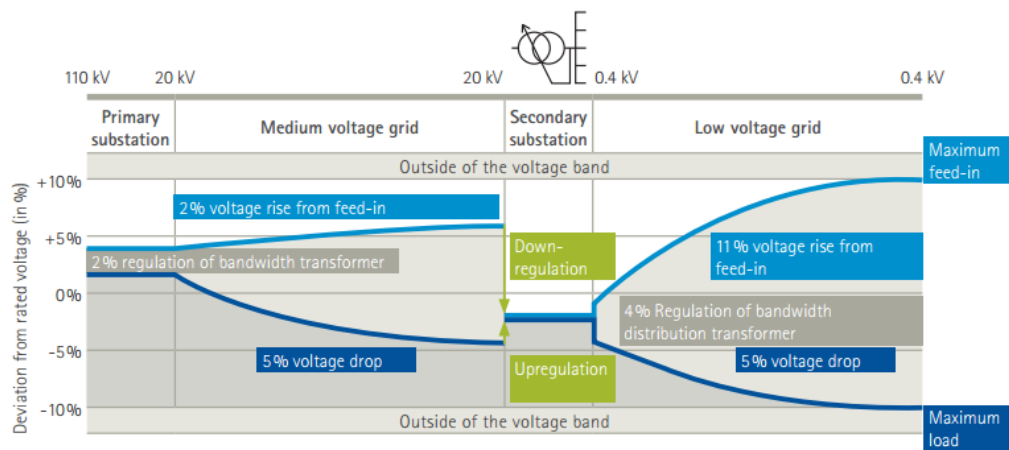
Eksempelvis kan en slik spenningsregulerende distribusjonstransformator fra Reinhausen [24], med reguleringsystemet GRIDCON<sup>®</sup> iTAP<sup>®</sup>, dynamisk justere forholdet mellom øvre og nedre spenning i transformatoren under last ved hjelp av spenningsmålinger. Den utfører trinning av transformatoren for å endre spenningsnivået, og lysbueslukkingen foregår i vakuum og trenger derfor ikke oljekammer. Dette er plassbesparende slik at reguleringsystemet tar såpass liten plass at det i de fleste tilfeller kan innstalleres i en eksisterende nettstasjon.

En annen utfordring med høy andel av fotovoltaisk produksjon er automatisk utkopling av anlegg som følge av spennings- eller frekvensavvik [18]. Eksempelvis har det tidligere vært en forskrift i Tyskland om at frekvensutkoblingsgrensen på distribuert produksjon i lavspenningsnettet går på 50,2 Hz. Dersom det skulle oppstå en situasjon der frekvensen nådde 50,2 Hz,

så medførte det et plutselig utfall av en stor mengde fotovoltaiske systemer. Dersom produksjonen fra sentraliserte anlegg allerede var høy og den tapte distribuerte produksjonen utgjorde noen megawatt, kunne situasjonen bli krevende. Det at distribuert produksjon begynner å bli en så stor andel av den totale produksjonen gjør at det må tas hensyn til slike påvirkninger. [48]



Figur 2.3: Spenningsfall og -økning for kraftnettet i Tyskland [24]



Figur 2.4: Spenningsfall og -økning for kraftnettet i Tyskland med transformatortrinng [24]

## 2.5 Forskrifter og praksis fra Sverige

I Sverige ligger de litt foran Norge når det gjelder forskrifter for plusskunder. Svensk Energi har laget en rapport som heter «Anslutning av mikroproduksjon till konsumtionsanläggningar - MIKRO» [20], som tar for seg regelverk, standarder og bransjepraksis i tillegg til en slags administrativ anvisning om hva som bør sjekkes før en ny plusskunde koples til nettet. De har laget et flytskjema for beregninger som tar for seg alle trinnene som bør sjekkes ved en nytilknytning. Under følger en gjennomgang av flytskjemaet for enfasevekselrettere (grafikk i figur 2.5) med forskrifter og regler fra Sverige.

### Begrens antall inn- og utkoplinger

For 16-25 A abonnement, trengs ingen begrensninger for enfase-generatorer som produserer under 2 kW og for 35-63 A abonnement, trengs ingen begrensninger for enfase-generatorer som produserer under 4 kW. For generatorer med større produksjon enn dette, anbefales antall inn- og utkoplinger å begrenses til maksimalt seks ganger per døgn.

### Se til at kortslutningsytelsen er innenfor anbefalte verdier

Kortslutningsytelsen i nettet avhenger generelt av nettimpedansen med faktorer som transformatorstørrelse og ledertverrsnitt samt tilsvarende faktorer i overliggende nett. (For mer om kortslutningsytelse og referanseimpedans, se seksjon 4.2.3.1). En annen måte å vurdere kortslutningsytelsen på, er å studere spenningsendring ved ut- og innkopling. Anbefalt maksimal spenningsendring er 5 % i eget tilknytningspunkt og 3 % hos nabokunders tilknytningspunkt.

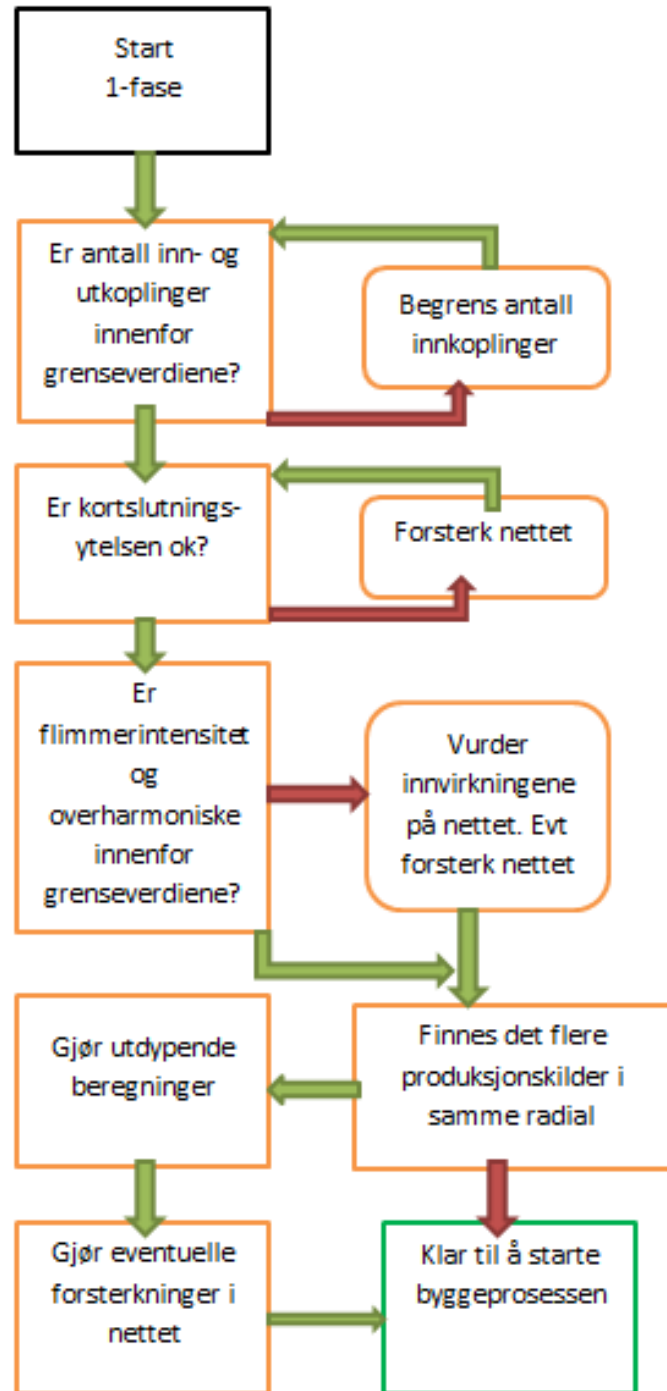
### Begrense flimmer og overharmonisk forstyrrelse

Flimmer måles i intensitet og beregnes ved følgende størrelser: Korttidsintensitet,  $P_{st}$ , målt over en periode på ti minutter og langtidsintensitet,  $P_{lt}$ , beregnet ut fra 12  $P_{st}$ -verdier over et to timers intervall [21]. Fra SS-EN 50438 tillates flimmeremisjon opp til grenseverdiene  $P_{st} = 1$  og  $P_{lt} = 0,65$  gitt et standard nett med apparater  $< 16$  A (se seksjon 4.2.3.1 for mer om

referanseimpedans og standard nett). I og med at et lavspentnett ofte har høyere impedans, vil slike verdier kunne skape problemer. Derfor er grenseverdi for maksimal tillatt flimmeremisjon satt til  $P_{st} = 0,35$  og  $P_{lt} = 0,25$ . Dette ved en impedans på  $Z_{ref} = 0,4 + j0,25$  ohm (gjelder fase-nøytral i 400 V TN-nett). Om overharmoniske forstyrrelser henvises det til SS-EN 61000-3-2 og SS-EN 61000-3-12.

### **Finnes det flere produksjonskilder tilkopleet samme nettstasjon?**

Hvis det er flere produksjonskilder i samme radial, så bør en dypere analyse gjøres. Spesielt anbefales det å utføre flere beregninger på overharmoniske forstyrrelser og flimmer. Videre anbefales også beregninger på langsomme spenningsvariasjoner samt kortslutningsberegninger. Dersom det finnes anlegg som er i drift i nærheten anbefales det å utføre målinger for å analysere leveringskvaliteten før det bygges flere anlegg.



Figur 2.5: Flytskjema for tilkopling av nye plusskunder (Svensk Energi) [20]



# Kapittel 3

## Vekselrettere

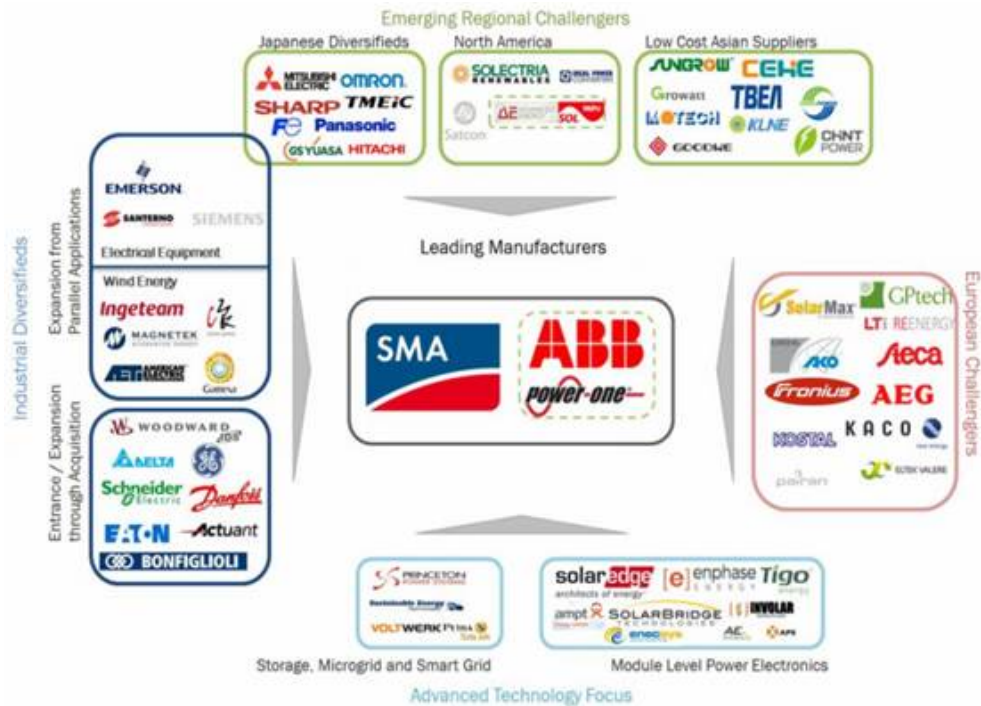
### 3.1 Introduksjon

Vekselretterens hovedfunksjon er å sørge for omforming fra likestrøm (DC) til vekselstrøm (AC). Det finnes mange vekselretterprodusenter ute i verden og alle de ulike produsentene produserer vekselrettere av forskjellige typer og kategorier. Det kan være vanskelig å vite hva som er viktig å vite om en vekselretter og hva som gjør en vekselretter god eller mindre god. Dette kan være ganske vesentlig å vite både for nettselskapene og for de som skal kjøpe vekselretterene. Det kan være at en vekselretter har dårlig levetid, er lite effektiv for solforholdene den skal brukes ved, produserer forstyrrende strømmer osv. Dette kapitlet tar for seg ulike kategorier av vekselrettere og går igjennom hvilke parametere som er viktige både for deg som forbruker og for nettselskapet som eier nettet vekselretteren skal brukes i. Til slutt i kapitlet følger en sammenligning av de store produsentene på markedet, med hva de tilbyr samt om de produserer vekselrettere som er passende for det norske kraftnettet.

Figur 3.1 viser en oversikt over de store vekselretterprodusentene i verden.

### 3.2 Kategorier av vekselrettere

Vekselrettere for fotovoltaiske systemer kan deles inn i flere forskjellige kategorier, og disse kategoriene er kanskje de mest hensiktsmessige for denne oppgaven [65]: sentral-vekselrettere, modul-vekselrettere, streng-



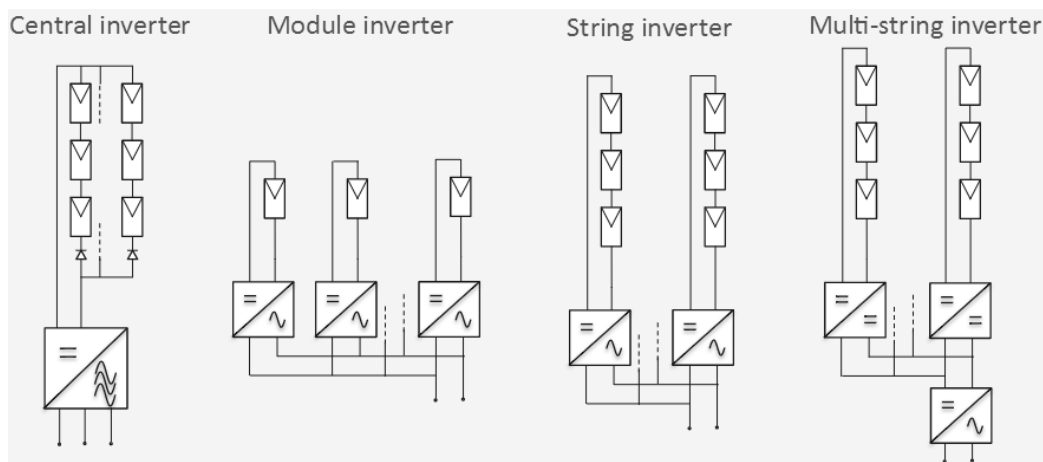
Figur 3.1: Klassifisering av globale vekselretterprodusenter [33]

vekselrettere og flerstrengs-vekselrettere. Figur 3.2 viser de forskjellige implementeringsmåtene.

**Sentral-vekselrettere** er de mest tradisjonelle vekselretterne og har typisk en effekt på flere kilowatt gjerne opp til 100 megawatt. Som figur 3.2 viser, gir bruk av sentral-vekselrettere en enkel konstruksjon som innebærer at man benytter kun én vekselretter for et helt fotovoltaisk system. På tross av enkelheten har en slik topologi flere ulemper. Store systemer gjør at DC-effekt må føres over lange avstander ved bruk av DC-kabler. Dette vil føre til dårligere sikkerhet på systemet fordi DC-feilstrømmer er vanskelig å bryte. Dessuten vil elektrisk misforhold, for eksempel som følge av skygge, drastisk redusere effektproduksjonen for hele systemet dersom det kun er MPP-søker<sup>1</sup> innebygd i vekselretteren. Det er også liten mulighet for å utvide systemet, da vekselretteren er tilpasset effekten i det eksisterende systemet.

**Modul-vekselrettere** er også kalt **mikrovekselrettere** og har typisk en effekt på rundt 50 - 500 W. I et system med slik topologi har hver modul en vekselretter med innebygd MPPT og modulene er dermed mye bedre forberedt på å motstå store tap som følge av elektriske misforhold. Et slikt

<sup>1</sup>MPPT - maximum power point tracking (se seksjon 3.3.2)



Figur 3.2: Forskjellige implementeringstopologier for vekselrettere [65]

system er også mye mer redundant da feil ved en vekselretter kun vil føre til delvis produksjonstap. En utvidelse av et slikt system vil dessuten være mye enklere enn for et system med en sentral vekselretter. Ulempen med en slik topologi er at investeringen og vedlikeholdet er kostbart.

**Streng-vekselrettere** er en slags mellomting mellom modul-vekselrettere og sentral-vekselrettere. De har gjerne en effekt fra 500 W til noen kilowatt. Denne topologien er mer motstandsdyktig mot elektriske misforhold enn sentral-vekselretter-topologien fordi hver streng driftes på sin MPP. Den er likevel ikke så bra som mikrovekselretter-topologien, da skygge vil ha stor påvirkning innen samme streng.

**Flerstrengs-vekselrettere** inngår i en topologi som forsøker å kombinere det gode effektutbyttet fra streng-vekselrettere med de lave kostnadene ved sentral-vekselrettere. Effektstørrelsen på slike vekselrettere ligger typisk i området 1 - 10 kW. Topologien består av DC-DC omformere med MPP-søking for hver streng som leverer effekt ut på en DC-samleskinne. Et visst antall strenger er koplet til en DC-samleskinne og deretter til en vekselretter. Denne topologien er utgangspunktet for effektoptimereren beskrevet i seksjon 3.2.1.

### 3.2.1 Effektoptimerere

Effektoptimerere (power optimizers) er DC-DC omformere som er integrert i hver modul og som sørger for at likespenningen inn på vekselretteren skal være konstant uansett driftsforhold. Den tar utgangspunkt i moduleffekten

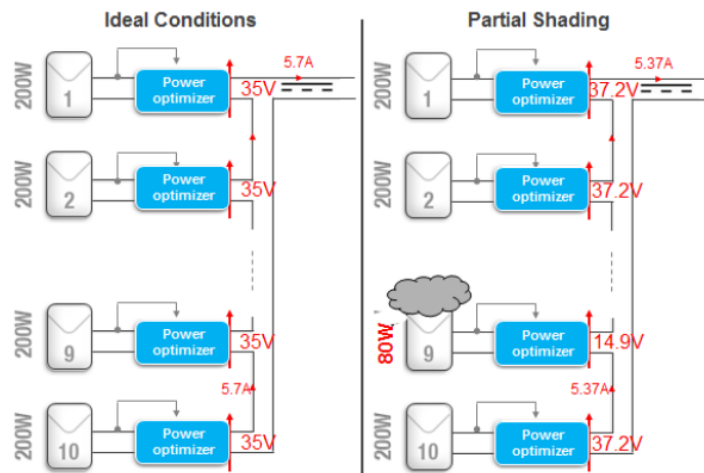
og antall moduler i serie samt ønsket spenningsnivå på DC-siden av vekselretteren. Omformerer tilpasser hele tiden strømmen som trekkes fra modulene for å holde spenningen konstant. Denne teknologien fungerer blant annet veldig bra mot utfordringer med elektrisk misforhold som følge av skygging. Blant de største produsentene av effektoptimerere til moduler i fotovoltaiske systemer er SoarEdge og Tigo Energy. Virkningsgraden for effektoptimerere er høy og kan komme opp i over 99 % [37].

For å illustrere bruken av en effektoptimerer er det her tatt med et eksempel hentet fra [38] (antatt 100 % virkningsgrad for enkelhets skyld). Ti moduler på 200 W er koplet i serie og utsettes for full innstråling (ideell tilstand). Anta videre at  $V_{MPP}$  er målt til 32 V som gir at strømmen inn på optimereren blir  $200W/32V = 6,25A$ . Videre antas det at vekselretteren krever en inngangsspenning på 350 V som gir en strøm på  $2000W/350V = 5,7A$ . Det betyr at strømmen ut fra hver SolarEdge effektoptimerer må være 5,7 A som tilsvarer en spenning på  $200W/5,7A = 35V$ . Altså må omformerer heve spenningen fra 32 V til 35 V.

Ved et tidspunkt skygges det for den ene modulen slik at den kun produserer 80 W. Ved en antatt ny  $V_{MPP} = 28V$  blir modulstrømmen  $80W/28V = 2,86A$ . Total effekt for hele strengen er nå  $80W + 9 \cdot 200W = 1880W$ . Spenningen inn på vekselretteren skal opprettholdes på 350 V og strømmen må dermed være  $1880W/350V = 5,37A$ . Det betyr at omformerne ved de ni uskyggede modulene må heve spenningen til  $200W/5,37A = 37,2V$ . Til sammenligning må spenningen ut fra omformerer ved den skyggede modulen være  $80W/5,37A = 14,9V$ . Til sammen gir det en total spenning på 350 V og kravet er innfridd. Figur 3.3 viser en grafisk sammenligning av de to tilfellene.

### 3.2.1.1 Effektoptimerere vs. mikrovelrettere

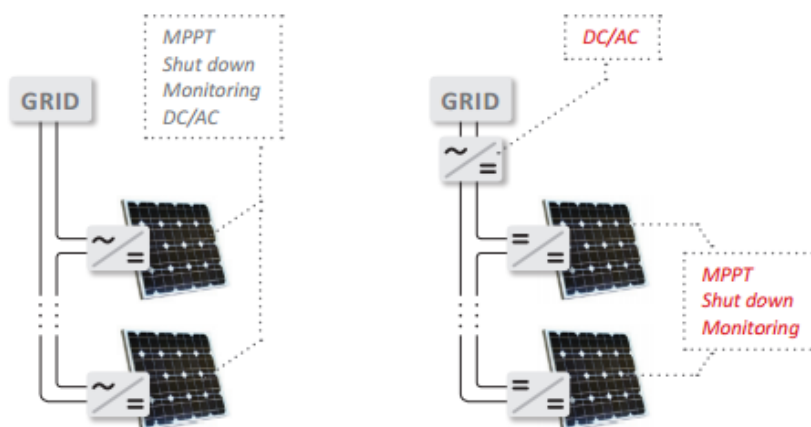
Felles for begge typer oppsett er at MPPT foregår på modul-nivå. Det øker systemytelsen, men det øker også kostnadene fordi det trengs flere komponenter. Både effektoptimerere og mikrovelrettere må festes til modulene på et vis. Det er viktig at mikrovelretterne plasseres slik at ikke avgitt varme fører til lavere effektivitet i solcellene. Mikrovelretterne har også ganske mye lavere virkningsgrad enn effektoptimererne, men det er viktig å ta med at effektoptimererne kun gjør halvparten av jobben, da de ikke konverterer strømmen til vekselstrøm. En fordel med mikrovelretterne er at påliteligheten blir høyere i og med at det for topologier med effektoptimerere er færre vekselrettere. Det betyr at dersom det skjer en feil med en av mikrovelretterne så har det liten betydning for systemet, mens



Figur 3.3: Sammenligning av tilfelle med og uten skygging [38]

det har stor betydning for systemet om en vekselretter feiler i et system med effektoptimerere. [49]

Dersom kun kostnadene betraktes, viser det seg at topologier med effektoptimerere har en lavere kostnad for større systemer, mens topologier med mikroveksetrettere har en lavere kostnad for mindre systemer (for eksempel distribuert produksjon fra privatboliger). Dette fordi store sentralveksetrettere har lav kostnad sammenlignet med det antall mikroveksetrettere som trengs for å dekke samme behovet. [49]



Figur 3.4: Topologi med mikroveksetrettere til venstre og effektoptimerere til høyre [36]

### 3.3 Parametere

Forskjellige vekselrettere kan vurderes på bakgrunn av ulike parametere, blant annet: virkningsgrad, mulighet for og antall av maks effektpunkt-søkere (MPPT), mulighet for regulering av reaktiv effekt, «anti-islanding»-funksjon, værbestandighet, levetid, pålitelighet og strømklelitet.



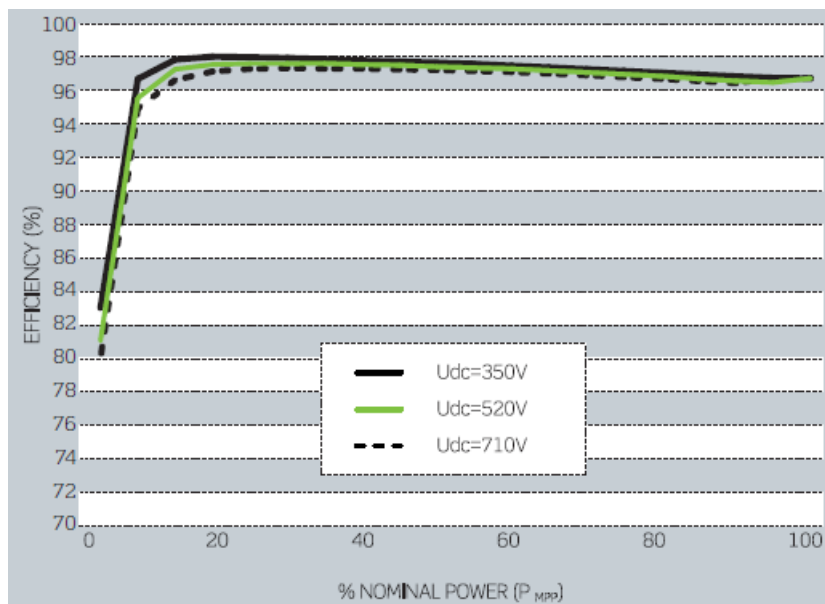
Figur 3.5: Viktige faktorer for en god vekselretter [65]

#### 3.3.1 Virkningsgrad

Virkningsgraden til en vekselretter sier noe om hvor mye effekt som fås ut i forhold til det som blir tatt inn (se formel 3.1). Denne virkningsgraden går altså kun på det som går inn og ut av vekselretteren og tar ikke med andre tap i et fotovoltaisk system. Modulene har sin virkningsgrad og mellom modulene og vekselretterne vil det også være tap (i blant annet kablene).

$$\eta = \frac{P_{ut}}{P_{inn}} \quad (3.1)$$

En vekselretters virkningsgrad (uttrykt som en kurve) er i stor grad avhengig av hvor stor andel av nominell effekt som trekkes, samt spenningen på DC-siden. For et fotovoltaisk anlegg, der produsert effekt varierer mye, er det



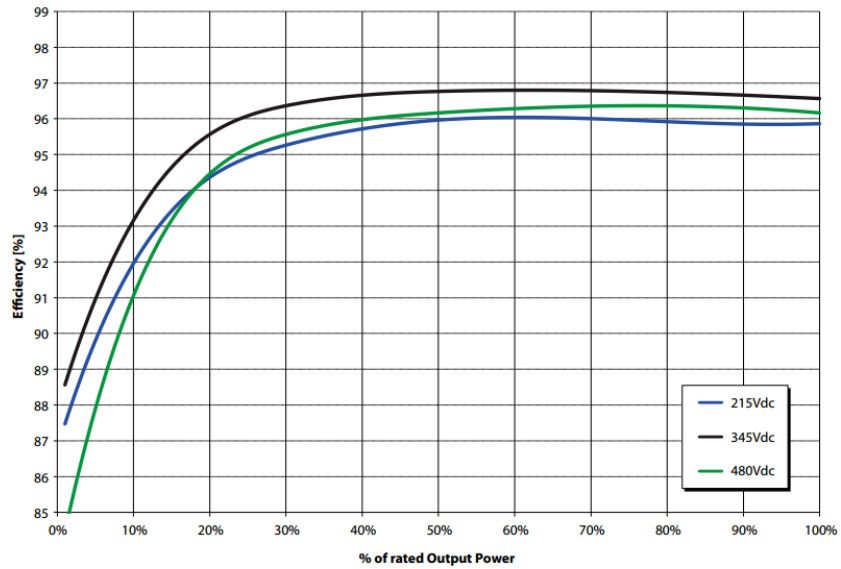
Figur 3.6: Eksempel på virkningsgrad som funksjon av nominell effekt (målt i prosent) fra en Eltek Theia 6300 TL String (transformatorfri) vekselretter [19]

viktig at denne kurven er så flat som mulig for å ha god virkningsgrad for de fleste driftssituasjoner. Dette illustrerer også viktigheten av å velge en vekselretter som er tilpasset størrelsen på resten av systemet. Figur 3.6, 3.7, 3.8 og 3.9 viser eksempler på fire forskjellige produsenters fremstilling av virkningsgrad på vekselretteren. Som figurene viser, er virkningsgraden lav ved veldig lav produksjon også har de ulike vekselretterne hvert sitt effektnivå der virkningsgraden er best.

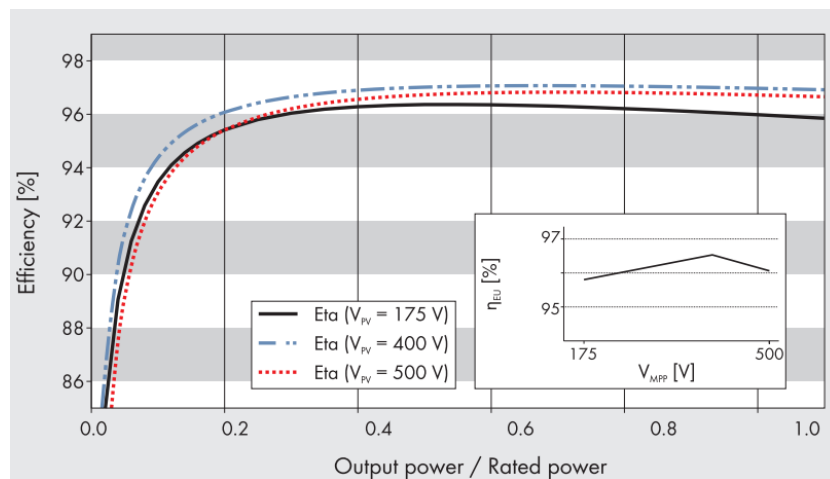
Vekselrettere lages både med og uten transformatorer. Transformatorfrie vekselrettere har bedre virkningsgrad fordi en transformator har tomgangstap (tap i kjernen ved magnetisering) og belastningstap (strømvarmetap i viklingene). Fordelen med vekselrettere med transformator er at det blir et galvanisk skille mellom DC- og AC-siden av kretsen slik at DC-strømmer hindres i å kunne komme over i distribusjonsnettet. [79]

### 3.3.1.1 Vektet virkningsgrad

Det finnes tre måter å angi virkningsgrad på, som kan dukke opp i datablader for vekselrettere [53]: maksimal virkningsgrad, Europeisk virkningsgrad (European Efficiency - EE) og CEC-virkningsgrad (California

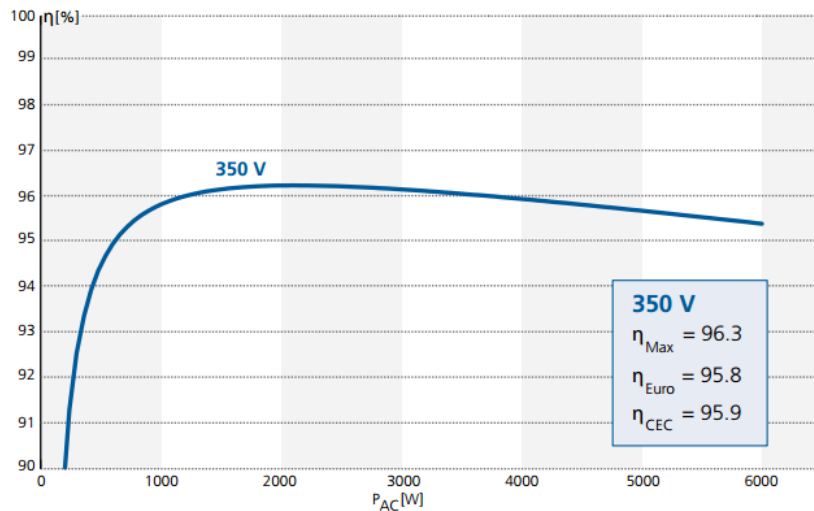


Figur 3.7: Eksempel på virkningsgrad som funksjon av nominell effekt (målt i prosent) fra en Power One Aurora Uno PVI-4.2-TL-OUTD (transformatorfri) vekselretter [31]



Figur 3.8: Eksempel på virkningsgrad som funksjon av nominell effekt (målt i prosent) fra en SMA Sunny Boy 5000TL (transformatorfri) vekselretter [3]





Figur 3.9: Eksempel på virkningsgrad som funksjon av nominell effekt (målt i prosent) fra en Kaco Powador 6600 (transformatorfri) vekselretter [3]

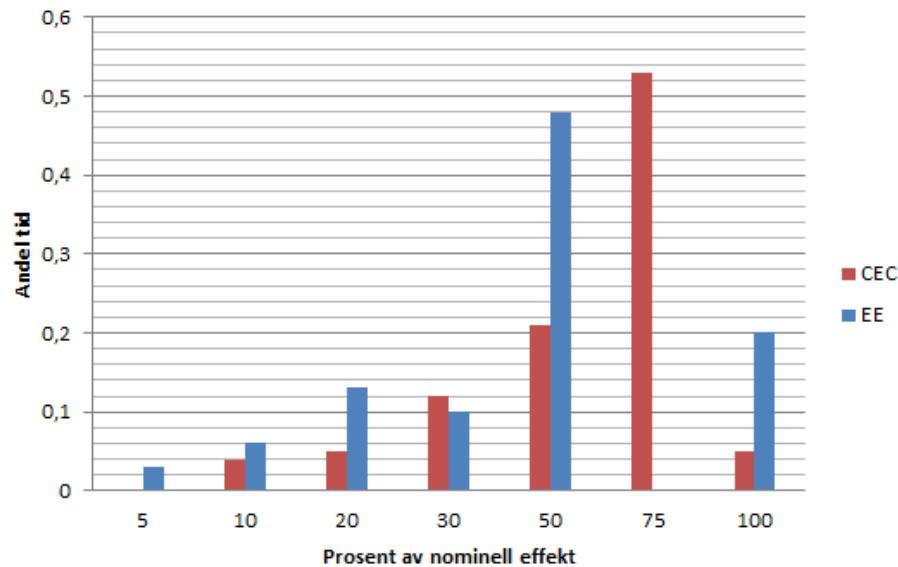
Energy Commission). Maksimal virkningsgrad (peak efficiency) er et mål på vekselretterens virkningsgrad på det punktet den fungerer best. Denne måten å fremstille virkningsgraden på er ikke ubetydelig, men vekselretteren vil ved de fleste tilfeller kun ha denne virkningsgraden i en liten del av den totale driftstiden - eller ikke i det hele tatt. Europeisk virkningsgrad og CEC-virkningsgrad er vektete virkningsgrader. Det er tatt høyde for variasjonen i innstrålingen fra sola (og dermed produksjonen), ved å presentere et vektet gjennomsnitt av den totale virkningsgradkurven. De to måtene å regne vektet gjennomsnitt på er presentert i ligning 3.2 og 3.3 [43, 53].

$$\eta_{EU} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,20 \cdot \eta_{100\%} \quad (3.2)$$

$$\eta_{CEC} = 0,04 \cdot \eta_{10\%} + 0,05 \cdot \eta_{20\%} + 0,12 \cdot \eta_{30\%} + 0,21 \cdot \eta_{50\%} + 0,53 \cdot \eta_{75\%} + 0,05 \cdot \eta_{100\%} \quad (3.3)$$

der  $\eta_{x\%}$  representerer virkningsgraden ved  $x\%$  av nominell effekt og koeffisientene korresponderer til statistisk driftstid i de forskjellige driftspunktene. Se figur 3.10 for en grafisk sammenligning.

De to måtene å regne ut vektet virkningsgrad på er litt ulike, men representerer da også hvert sitt kontinent. Figur 3.11 viser et eksempel på



Figur 3.10: Fordeling av vektet virkningsgrad, CEC vs EE

fremstilling av virkningsgrad i test av vekselrettere fra magasinet Photon. Der er vekselretterens virkningsgrad for hvert nivå av nominell effekt gitt med tall sammen med total europeisk virkningsgrad og maksimal virkningsgrad.

### 3.3.2 Maks effektpunkt-søking (MPPT)

Solcellemoduler har et arbeidspunkt med en viss spenning og strøm avhengig av temperatur og innstråling i øyeblikket. Målet er alltid å produsere mest mulig effekt og i så måte er det en fordel å tvinge modulen mot arbeidspunktet som korresponderer med størst mulig produsert effekt (maksimalt effektpunkt (MPP)). En endring i temperatur eller innstråling (for eksempel en skygge) vil føre til en ny karakteristikk og et nytt arbeidspunkt. Derfor trengs en komponent som kan følge med på endringene og hele tiden vite hvilken strøm og spenning som gir maksimal effektproduksjon; en såkalt «maximum power point tracker» eller MPPT. Algoritmene som brukes i en slik komponent kan benytte seg av indirekte eller direkte teknikker [65]. De direkte teknikkene er mer brukt og reagerer raskere og mer nøyaktig enn de indirekte metodene. Eksempler på indirekte teknikker er stasjonærspenningsmetoden (fixed voltage method) og fraksjonert tomgangsspenningsmetode (fractional open circuit voltage method), og eksempler på direkte teknikker er forstyrr og observer-metoden (perturb and observe method) og differensiell konduktans-

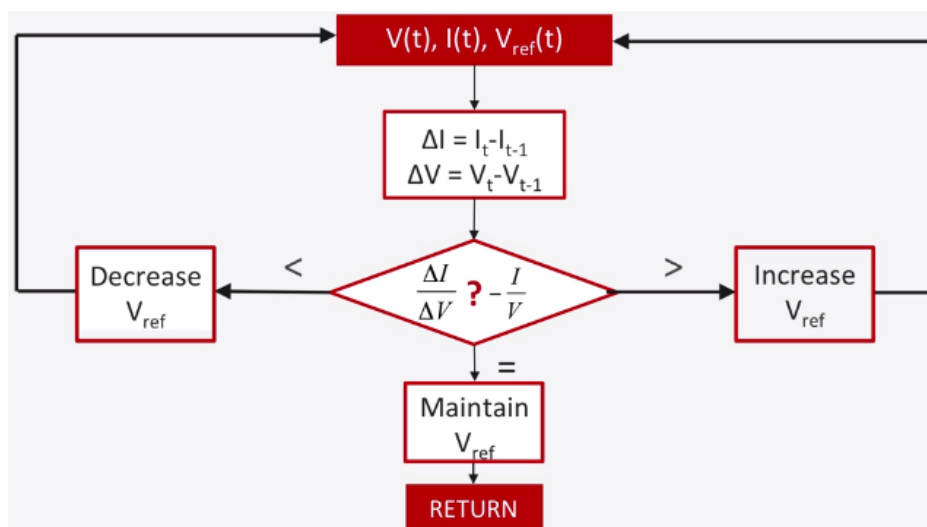
Degree of efficiency		
Starts feeding-in at	32	W
Max Standby consumption		W
Max Night consumption	1	W
Max efficiency	97	%
European efficiency	96,5	%
Eff 5% Pnom	91,3	%
Eff 10% Pnom	94,2	%
Eff 20% Pnom	96	%
Eff 30% Pnom	96,6	%
Eff 50% Pnom	96,9	%
Eff 100% Pnom	96,9	%

Figur 3.11: Eksempel på fremstilling av virkningsgrad fra magasinet Photon [62]

metoden (incremental conductance method). Nærmere forklaring av hver metode følger under [65]:

**Stasjonærspenningsmetoden** er en teknikk som baserer seg på å endre arbeidsspenningen på modulen kun én gang i sesongen. Antagelsene går på at spenningen om vinteren er forventet å være høyere enn spenningen om sommeren ved samme innstrålingsnivå. Denne teknikken vil være lite nøyaktig, men har bedre nøyaktighet jo mindre variasjon det er i innstrålingsnivået i løpet av dagen.

**Fraksjonert tomgangsspenningsmetode** er den mest brukte metoden innen indirekte MPPT teknikker. Denne metoden utnytter det faktum at en god aproksimasjon for spenningen som gir maksimal effekt er  $V_{MPP} = k \cdot V_{OC}$ . Konstanten  $k$  varierer med materiale og teknologi. Forskning har vist at  $k \sim 0,7 - 0,8$  for krystallinsk silisium. Dette baserer seg på studier av forskjellige I-V-karakteristikker (for forskjellig innstråling) som har vist at forholdet mellom  $V_{MPP}$  og  $V_{OC}$  er relativt likt for varierende karakteristikker. Dersom tomgangsspenningen måles for en gitt innstråling vil da  $V_{MPP}$  kunne estimeres som en fraksjon av tomgangsspenningen. Metoden er relativt enkel å implementere sammenlignet med andre metoder, men den er ikke helt nøyaktig. I tillegg kreves det at tomgangsspenningen måles (mens modulen er i drift) hver gang det oppstår en endring. Kretsen må åpnes (koples fra lasten) for at det skal kunne gjøres og det fører til et lite midlertidig opphold i produksjonen. Er endringene for frekvente, slik at denne målingen må gjøres veldig ofte, så vil tapene kunne bli litt større enn det man ønsker. En måte som er brukt for å bedre dette er å gjøre målingene på en *celle* isteden for



Figur 3.12: Differensiell konduktans-metoden [65]

på hele modulen. Det gjør at tapet som følge av målingene blir neglisjerbart samtidig som nøyaktigheten er relativt god.

**Forstryrr og observer-metoden** går ut på å prøve å øke eller minke arbeidsspenningen litt for så å måle om effekten blir høyere eller lavere. Bli effekten høyere av å øke spenningen, så er maksimalt effektnivå ved et høyere spenningsnivå enn arbeidspunktet og vice versa. Algoritmen vil dermed konvergere mot maksimalt effektnivå. En svakhet med metoden er at dersom det skjer en endring midt i en iterasjon som gjør at et punkt som skal gi høyere effekt plutselig har passert toppunktet, så vil algoritmen bruke lengre tid på å komme frem til optimalt punkt fordi den da vil begynne neste iterasjon med å gå «feil vei».

**Differensiell konduktans-metoden** bruker kjennskapen om  $\frac{dP}{dV} = 0$  der effekten er størst (toppunktet på P-V-grafen). Med en omskriving av  $\frac{dP}{dV}$ , samt approksimeringen  $\frac{dI}{dV} \approx \frac{\Delta I}{\Delta V}$ , kan det vises at  $\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$  i toppunktet. Til venstre for toppunktet vil  $\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$  og til høyre for toppunktet vil  $\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}$ . Algoritmen påtrykker en spenning på modulen for hver iterasjon, måler endringen i konduktans, sammenligner så med den nåværende konduktansen og kan til slutt avgjøre om maksimal effekt-punkt ligger til høyre eller venstre. Algoritmens flytskjema er vist i figur 3.12.

De fleste vekselrettere som produseres i dag har innebygd MPPT. Forskjellen går på om det er én eller flere søkere, bredden på spenningsnivå den kan operere med og hvor rask algoritmen er. Vekselrettere med flere MPPTer

---

oppfattes gjerne som mer fleksible og bedre sammenlignet med vekselrettere med kun én MPPT. Forskning viser likevel at en vekselretter med kun én MPPT kan være like bra dersom bredden på spenningsnivået på DC-siden er stort nok. Det er også vist at vekselrettere med flere MPPTer ikke alltid holder det som loves i databladene (misledende informasjon) når det gjelder systemkonfigurasjon, systemer med skygge og systemer med ulik orientering. Det er derfor ikke nødvendigvis slik at jo flere MPPTer jo bedre. [23]

### 3.3.3 Funksjon for «anti-islanding»<sup>2</sup>

Øydrift («Islanding») er en tilstand der en del av kraftnettet som inneholder både last og produksjon er isolert fra resten av kraftsystemet og fortsetter med driften [8, s. 10]. Av de beste eksemplene er fotovoltaiske systemer som fortsetter å levere etter et avbrudd (feil) i nettet. I en slik situasjon er øydriften som oftest uønsket, da den er forårsaket av et avbrudd. I motsetning til en uønsket øydrift kan en ønsket øydrift være et bra tiltak for å redusere overføringstap i nettet samt å sikre levering på utsatte steder. En uønsket øydrift kan derimot være farlig, særlig for mannskapet som skal jobbe med feilretting i nettet. Det kan da være spenning på en krets der de tror det ikke skal være spenning. I tillegg kan det oppstå skader på utstyr som følge av lav/høy spenning og/eller frekvens. Derfor er det veldig viktig at et fotovoltaisk system som skal tilknyttes nettet har en såkalt «anti-islanding»-funksjon på vekselretteren som gjør at leveringen ut på nettet stoppes automatisk i vekselretteren ved avbrudd eller feil i nettet.

Det finnes mange forskjellige metoder en vekselretter kan oppdage øydrift i nettet på, blant annet under- og overspenninger, under- og overfrekvenser, harmoniske forstyrrelser, måling av impedans eller signaler fra nettselskapet/driftssentralen (kommunikasjon mellom nettselskap og vekselretter) [8, kap. 4]. Alle metodene har noen ikke-detekterbare soner (non-detection zone - NDZ); en rekke tilstander der «anti-islanding»-funksjonen kan feile. Dette kan spesielt oppstå i tilfeller med flere vekselrettere i samme område. Risikoen for skader i forbindelse med øydrift i et nett bestående av fotovoltaiske systemer utgjør mindre enn  $10^{-9}$  per år [13].

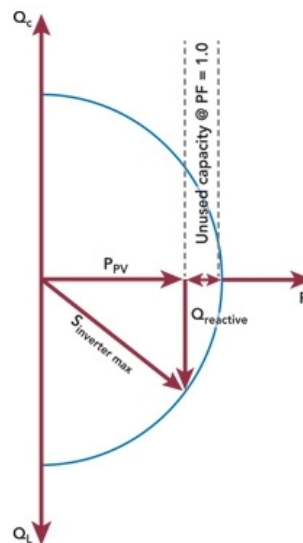
---

<sup>2</sup>I noe litteratur også kalt «loss of mains» [4]

### 3.3.4 Regulering av reaktiv effekt

Muligheten til å kontrollere reaktiv effekt ute hos kundene er noe nettselskapene de siste årene har blitt mer og mer opptatt av ved økende interesse for fotovoltaisk produksjon. Reaktiv effekt kan brukes til å kontrollere spenningsnivået og vil dermed kunne være svært nyttig for å opprettholde kvaliteten og sikkerheten som er ønsket. Tradisjonelt har vekselrettere vært laget for å produsere effekt med  $\cos \phi = 1$ . Nå har produsentene blitt oppmerksomme på ønsket om muligheten til å kunne kontrollere reaktiv effekt ved å endre  $\cos \phi$  og har dermed begynt å produsere vekselrettere med slike muligheter.

Når vekselretteren driftes under nominell utgangsstrøm, noe den gjør 95 % av tiden [63], kan den ubrukte kapasiteten brukes til reaktiv effekt (se figur 3.13). Det å bruke vekselrettere rundt i distribusjonsnettet til å kontrollere reaktiv effekt kan være kostnadseffektivt og smart i forhold til å bruke kondensatorbatterier i parallell med nettet eller trinnkopplere i transformatoren for å kontrollere spenningen.



Figur 3.13: Regulering av reaktiv effekt i vekselretteren [63]

Spenningskontrollering ved regulering av reaktiv effekt kan hjelpe til med å holde spenningene innenfor lovlige/ønskede verdier. Hvor mye som kan reguleres i ulike situasjoner avhenger av spennings sensitivitetmatrisen  $\partial|V|/\partial Q$ . Tallene i matrisen sier noe om hvor mye spenningen i node  $i$  endres ved endring av reaktiv effekt i node  $j$  (formel 3.4) [9]. Jo lavere X/R raten i nettet er, jo mindre påvirkning har endring i reaktiv effekt. I et lavspenningsnett

er ofte  $R \gg X$  og derfor vil spenningsvariasjon være mer avhengig av endring i aktiv effekt enn reaktiv effekt [14]. (Mer teori om reaktiv effekt finnes i vedlegg A.2).

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_i \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_1}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial Q_j} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial Q_m} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial V_i}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial V_i}{\partial Q_j} & \dots & \frac{\partial V_i}{\partial Q_m} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial V_n}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial Q_j} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial Q_m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_j \\ \vdots \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

En sjekk i databladene til de ni største vekselretterprodusentene (i 2013) [33] (SMA, ABB (Power-One<sup>3</sup>), Schneider Electric, SunGrow, Advanced Energy (REFUso1<sup>4</sup>), TMEIC<sup>5</sup>, Kaco New Energy, Chint Power, Fronius) samt tre andre store produsenter (Eltek, Samil Power og SolarMax) viste at alle produsentene hadde minst én vekselrettermodell med mulighet til å kontrollere reaktiv effekt. Vekselretterne hos disse produsentene kunne levere effekt med en  $\cos \phi$  typisk i området 0,8 induktivt til 0,8 kapasitivt.

### 3.3.4.1 Forskrifter om reaktiv effektregulering av vekselrettere

I NEK EN 50438:2013 [17] («Requirements for micro-generating plants to be connected in parallel with public low-voltage distribution networks») står det at mikrogeneratorer skal kunne driftes under normale stasjonære driftsbetingelser innenfor spenningstoleransen  $0,85 U_n$  til  $1,1 U_n$  med følgende reaktiv effektutveksling:

- følge en karakteristikk-kurve bestemt av nettselskapet innen effektfaktorene  $\cos \phi = 0,90_{induktivt}$  til  $0,9_{kapasitivt}$  når aktiv effektproduksjon er større eller lik 20 % av nominell aktiv effekt
- ikke produsere mer reaktiv effekt enn 10 % av nominell aktiv effekt når den aktive effektproduksjonen er mindre enn 20 % av nominell aktiv effekt

Videre skal effektfaktoren til mikrogeneratoren ved normal, stasjonær drift innenfor spenningstoleransen være over 0,95, gitt at aktiv effektproduksjon er større eller lik 20 % av nominell effekt. Når produksjonen er under 20

<sup>3</sup>Ble i 2013 kjøpt opp av ABB [60]

<sup>4</sup>Ble kjøpt opp av Advanced Energy i 2013 [52]

<sup>5</sup>Kun sentralvekselrettere fra 100 kW og oppover

% av nominell effekt skal mikrogeneratoren ikke utveksle mer enn 10 % av nominell aktiv effektproduksjon.

Mikrogeneratoren skal kunne driftes i følgende kontrollmodus:

- $\cos \phi$  fast
- $Q(U)$
- $\cos \phi(P)$

Konfigurasjon samt aktivering og deaktivering av de ulike kontrolleringsmodusene skal kunne endres i felten. Hvis nettselskapet ikke har spesifisert noen karakteristikk-kurve for regulering av reaktiv effekt, skal mikrogeneratoren driftes med  $\cos \phi = 1$ .

$\cos \phi$  fast er en kontrollmodus der  $\cos \phi$  settes til én bestemt verdi som den skal ha hele tiden (til den manuelt endres igjen).

Kontrollmodusen  $Q(U)$  kontrollerer reaktiv effektproduksjon som funksjon av spenningen. Ved evaluering av spenningen skal en av følgende punkter betraktes<sup>6</sup>: positiv sekvens av de symmetriske komponentene, gjennomsnittlig spenning i trefasesystemet, uavhengig for hver fase for å bestemme reaktiv effektkontroll for hver fase.

Det skal være mulig å konfigurere en karakteristikk-kurve som vist i figur 3.14. Den dynamiske responsen til kontrollsystemet skal være konfigurert og dynamikken bør korrespondere med et førsteordens filter med tidskonstant som kan stilles inn i området 3 til 60 sekunder. Tiden det tar å nå 95 % av det nye settpunktet som følge av en spenningsendring skal være 3 ganger tidskonstanten.

Kontrollmodusen  $\cos \phi(P)$  regulerer  $\cos \phi$  på bakgrunn av endring i aktiv effekt,  $P$ . En karakteristikk i henhold til figur 3.14 må kunne konfigureres. Nytt settpunkt som følge av endring i aktiv effekt må kunne nås i løpet av 10 sekunder.

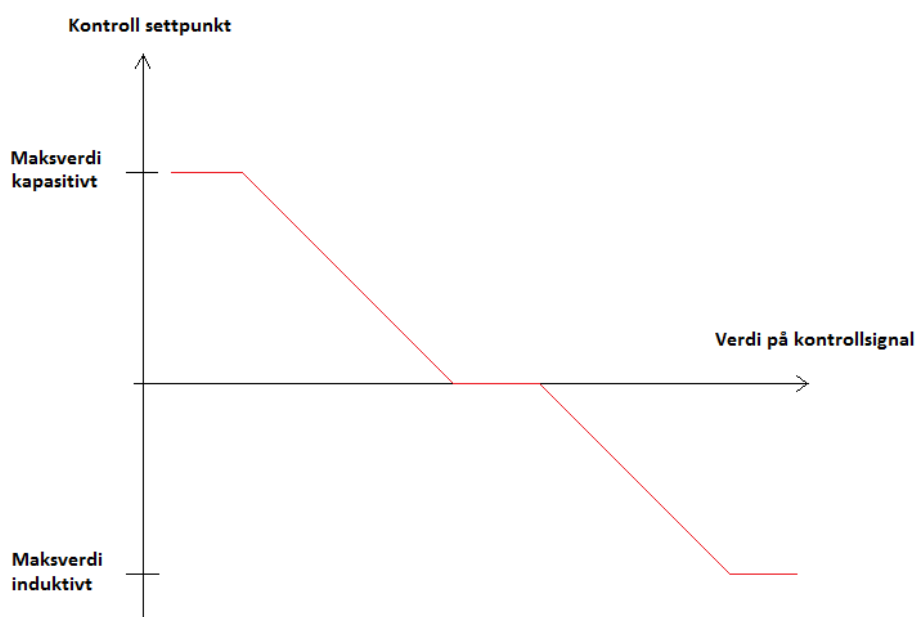
### 3.3.5 Strøm kvalitet (harmonisk forvrengning)

Total harmonisk forvrengning (THD) er et uttrykk for den totale forvrengningen av et sinusformet signal. Fra FoL er det krav om at  $THD_v$  ikke kan

---

<sup>6</sup>Det står ikke noe om hvor i nettet disse målingene skal utføres eller over hvor lang tid målingene skal utføres.





Figur 3.14: Reaktiv effektkontroll karakteristikk [17]

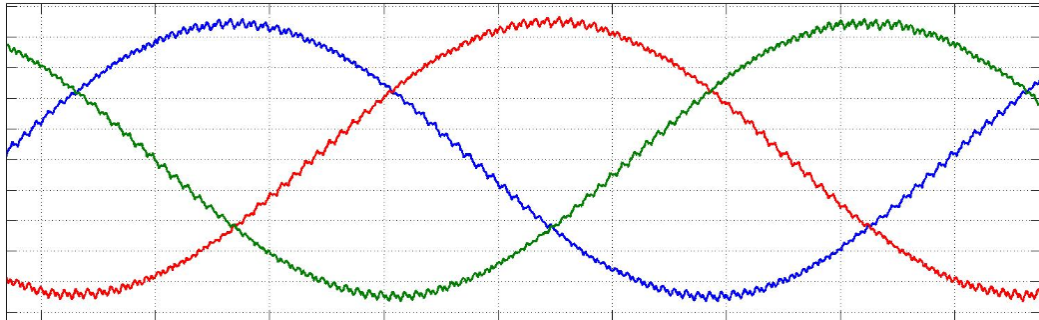
overstige 8 % og 5 % i distribusjonsnettet, målt som gjennomsnitt over henholdsvis ti minutter og én uke [21]. I tillegg er det egne krav for hvert enkelt multiplum av den grunnharmoniske frekvensen (50 Hz). (Se seksjon 2.3 for detaljer angående krav og forskrifter.)

For en vekselretter finnes det krav fra ulike standarder på hva som er tillatt av harmonisk forvrengning på strømmen som mates ut av vekselretteren. Disse kravene kan variere noe fra land til land, dersom landet har egen standard for dette, ellers gjelder den internasjonale standarden IEC 61000 og testing basert på EMC-direktivet. CE-merkede vekselrettere er godkjent for disse kravene (se mer om standarder og sertifisering i seksjon 3.3.8). Kravene fra IEC 61000-3-2 som gjelder for vekselrettere opp til 16 A per fase (ca 3,6 kW) er gitt i tabell E.1 i vedlegg E. Vekselretterprodusentene oppgir maksimal  $THD_i$  i sine datablader og av ni utvalgte modeller blant de største produsentene oppgir alle en maksimal  $THD_i$  på mellom 2 og 4 prosent. Det er ikke oppgitt noen fordeling på de ulike ordnene av den grunnharmoniske frekvensen.

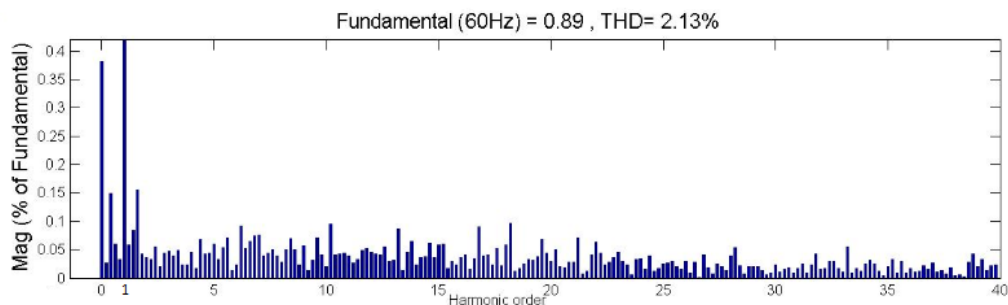
Figur 3.15 viser plott av strømmen ut fra en vekselretter (60 Hz) modellert i Simulink<sup>7</sup>. De små krusningene viser den harmoniske forstyrrelsen, og

<sup>7</sup>MATLAB-basert dataverktøy for simulering av dynamiske systemer (for eksempel kraftsystemer)

denne strømmen har en  $\text{THD}_i = 2,13\%$ . Figur 3.16 viser en FFT-analyse med prosentvis størrelsesorden for hver frekvens av strømmen. Til venstre for søylen til den grunnharmoniske frekvensen vises underharmoniske, og til høyre vises overharmoniske. Eksempelvis svarer harmonisk orden 5 (5. harmoniske) til en frekvens på  $5 \cdot 60 \text{ Hz} = 300 \text{ Hz}$ .



Figur 3.15: Plott av strømmen ut fra en typisk vekselretter med filter [75]



Figur 3.16: FFT-analyse av strømmen i figur 3.15 opp til 40. harmoniske [75]

Fordi det meste av lasten fra privathus i Norge er rent ohmsk, er de harmoniske forstyrrelsene i nettet fra før av ganske små. Derfor vil distribusjonsnettet i Norge med liten sannsynlighet oppleve noen nevneverdige problemer med harmonisk forvrengning på grunn av distribuert produksjon, som andre land med mer induktiv last kanskje har<sup>8</sup>. Studier gjort av studenter ved Universitetet i Agder for Agder Energi Nett AS viser at harmonisk forstyrrelse fra et fotovoltaisk system på et bestemt næringsbygg i Kristiansand har veldig liten påvirkning på total harmonisk forvrengning i tilknytningspunktet [74].

<sup>8</sup>Meddelt i samtale med Helge Seljeseth fra SINTEF Energi.

### 3.3.6 Innkapsling og værbestandighet

Tilpasning til det værret vekselretteren skal tåle, er viktig for levetiden og påliteligheten. Noen vekselrettere er laget for utenørs bruk, andre for innendørs bruk. Det finnes en internasjonal standard som sier noe om beskyttelsen til et objekt fra faste stoffer og væsker, kalt IP-systemet (IP-code). Denne gjelder også for vekselrettere, og produsentene oppgir IP-nummeret i databladene til informasjon.

#### 3.3.6.1 IP-systemet

IP (International Protection, noen steder også referert til som Ingress Protection) er et mål på hvor godt et objekt (for eksempel en vekselretter) er beskyttet mot faste gjenstander og væske. Det er utviklet av IEC (International Electrotechnical Commission) og er en standard definert i IEC 60529. Bokstavene IP etterfulgt av et tosifret nummer sier noe om hvor godt utstyret er beskyttet, det første mot inntrengning av faste gjenstander (for eksempel støv) og det andre mot inntrengning av væske (for eksempel vann). Jo høyere tall, jo bedre beskyttelse. (Se tabell 3.1) [51, 71]

Tabell 3.1: IP-systemet [71]

Første siffer	Beskyttelse mot faste stoffer	Andre siffer	Beskyttelse mot væsker
0	Ingen beskyttelse	0	Ingen beskyttelse
1	> 50 mm	1	Vertikale drypp
2	> 12,5 mm	2	Vertikale drypp (til 15° helning)
3	> 2,5 mm	3	Dusj / regn (til 60° helning)
4	> 1 mm	4	Sprut fra alle kanter
5	Støvbeskyttet	5	Spyling fra alle kanter
6	Støvtett	6	Kraftig spyling fra alle kanter
-	-	7	Kortvarig neddykking i vann
-	-	8	Varig neddykking i vann
-	-	9k	Høyt trykk, høy temperatur*

\*Fra tysk standard DIN 40050-9, ikke i IEC 60529

### 3.3.7 Levetid og pålitelighet

*Store deler av denne underseksjonen er basert på [66] og [68], to informasjonsartikler skrevet på henholdsvis greentechmedia.com (2010) og solarbridgetech.com (2011).*

Historisk sett har vekselrettere vært akilleshælen i fotovoltaisk systemer. Levetiden har vært mye lavere enn levetiden til fotovoltaiske moduler og spesielt for systemer med sentralvekselrettere har systemets pålitelighet vært lav. Mikrovekselrettere styrker tilgjengeligheten og fleksibiliteten til systemet, men disse bør ha en levetid like lang som modulene for å redusere kostnader med vedlikehold og erstatning ved en eventuell feil. Dersom en og en mikrovekselretter feiler, vil det koste mye å innstallere nye hver gang. Selv om det helhetlige systemet har lengre oppetid fordi det ikke er avhengig av at alle vekselretterne virker samtidig, så vil systemet totalt sett bli kostbart (fordi det trengs en vekselretter for hver modul) og avhengig av vedlikehold. For å redusere kostnadene for et fotovoltaisk system, må først og fremst levetiden til vekselrettere økes betraktelig slik at vedlikeholdskostnader kan holdes nede.

Pålitelighet og levetid for vekselrettere testes ved hjelp av akselererte feiltester, beskrevet i standarder som UL 1703 og IEC 61215. Disse testene er berget på å gi en indikasjon på et produkts robusthet og evne til å imøtekomme sikkerhetsstandarder og er i mindre grad istand til å gi fullgode verdier for pålitelighet.

Det som har gjort at vekselrettere har hatt så kort levetid, er først og fremst elektrolyttkondensatoren. Den inneholder en kjemisk væske, kalt elektrolytt, som gjør at vekselretteren oppnår høy kapasitans og lav seriemotstand, noe som er ønskelig. Over tid vil denne væsken fordampe, en prosess som akselererer ved økende temperatur. Det fører etter hvert til dårligere ytelse og ofte feil. Nå er det forsket frem en mye mer pålitelig kondensator basert på metallisert film-teknologi. Dette gjør at levetiden til en vekselretter kan økes betraktelig. Solarbridge Pantheon II integrert mikrovekselretter er en vekselretter med bruk av den nye teknologien. Den har en levetid som skal kunne måle seg med levetiden til solcellemodulene og leveres med en garanti på 25 år [39].

Etter å ha gått igjennom datablader for ti av de største vekselretterprodusentene, virker det som om standard garanti er på fem år, med mulighet for utvidelse på opp til 20 eller 25 år ved ekstra betaling. Flere produsenter viser til sertifiseringer som beviser god pålitelighet på komponentene og lav

---

feilrate.

### 3.3.8 Standarder, direktiver og retningslinjer

Alle vekselretterprodusenter oppgir at vekselretteren er testet og godkjent for ulike standarder om sikkerhet, nettilknytning og elektromagnetisk kompatibilitet. Dette gjør at kunder og nettselskap kan vite at vekselretteren er godkjent for de standardene og retningslinjene som gjelder for det nettet vekselretteren skal brukes i. En slik ordning letter prosessen med å velge en vekselretter som er godkjent, og er kanskje det som bør sjekkes først av alle parametere.

Når det gjelder sikkerhet, er lavspenningsdirektivet, 2006/95/EC, fra Europakommisjonen (EC) det viktige for elektrisk utstyr som skal benyttes i Europa. CE-merket elektrisk utstyr er testet og oppfyller sikkerhetsstandarder som gjelder for det gjeldende utstyret. For vekselrettere er den viktigste sikkerhetsstandard IEC 62109 «Safety of power converters for use in photovoltaic power systems», der del 1 handler om generelle krav og del 2 om krav spesielt for vekselrettere. [7, 44]

Standarder for nettilknytning finnes det flere av og stort sett er det en eller flere spesielle retningslinjer for et land. I Europa er det først og fremst den europeiske standarden EN 50438 som gjelder, men noen land har også sine egne standarder i tillegg eller som erstatning. Under er noen slike standarder/retningslinjer listet opp med info om innhold og hvilket land de gjelder for.

- EN 50438 «Requirements for micro-generating plants to be connected in parallel with public low-voltage distribution networks» er om ulike elektrisk krav til mikrogeneratorer (spenningsnivå, leveringskvalitet, reaktiv effektregulering mv.) som skal koples til nettet. Inneholder også vedlegg med spesielle krav for hvert land. Generell europeisk standard.
- VDE V 0126-1-1 «Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid» er om automatisk frakopling ved blant annet øydrift. Tysk standard. (IEC 61727 dekker også automatisk frakopling og gjelder generelt for Europa).
- VDE-AR-N 4105 «Generators connected to the low-voltage distribution network - Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks» som tar for seg

hovedaspektene som må betraktes ved nettilknytning av generatorer i lavspent distribusjonsnett. Tysk standard.

- RD 1663 «Royal Decree setting the conditions for the connection of photovoltaic (PV) installations to the low-voltage grid» som skal regulere tilknytning av fotovoltaiske anlegg til lavspenningsnettet. Spansk standard.
- CEI 0-21 «Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical Utilities» som tar for seg diverse krav i forbindelse med igangsetting og drift av produksjonsanlegg. Italiensk standard.
- C 10/11 «Technische aansluitingsvoorschriften voor gedecentraliseerde productie-installaties die in parallel werken met het distributienet» som spesifiserer retningslinjer for nettilknytning spesielt innenfor sikkerhet. Belgisk standard.
- G83/1-1 «Recommendations for the Connection of Small-scale Embedded Generators (Up to 16A per Phase) in Parallel with Public Low-Voltage Distribution Networks» som tar for seg tekniske retningslinjer for tilknytning av mikrogeneratorer i lavspent distribusjonsnett. (G59/2-1 tar for seg anlegg over 16 A per fase). Engelsk standard.
- ÖNORM E 8001-4-712 «Erection of electrical installations with rated voltages up to AC 1000 V and DC 1500 V - Part 4-712: Photovoltaic power-systems - Erection and safety requirements systems» som inneholder retningslinjer for utforming, bygging og monitorering av fotovoltaiske systemer. Østerrisk standard.
- UTE C15-712-1 «Photovoltaic installations without storage and connected to the public distribution network» tar for seg sikkerhetsstandarder for fotovoltaiske innstallasjoner. Fransk standard.

Elektromagnetisk kompatibilitet (EMC) er elektrisk utstyrs evne til å funksjonere tilfredsstillende i dets elektromagnetiske miljø uten å introdusere uholdbare elektromagnetiske forstyrrelser til noe annet i miljøet [45]. EMC-direktivet, 2004/108/EC, er et detaljert direktiv som inneholder retningslinjer for produkter som selges i Europa. Det som godkjennes gjennom direktivet blir CE-merket. Den viktigste standarden som inngår i testingen av vekselrettere for EMC er IEC 61000, som blant annet inneholder grenser for maksimum tillatt harmonisk forstyrrelse.

### 3.4 Enfase vs. trefase

De aller fleste produsentene av vekselrettere til fotovoltaiske systemer leverer vekselrettere som kan kobles til både enfase<sup>9</sup> 230 V og trefase 400 V. En sjekk blant de største produsentene av vekselrettere for nettilknyttede fotovoltaiske systemer viser at ni av elleve leverer både vekselrettere til enfase og trefase. I Norge er det fra før nesten bare IT-nett med 230 V mellom fasene, men det bygges etterhvert mer og mer TN-nett med 400 V mellom fasene [73]. Det gjør at det for de aller fleste tilfeller kun vil være aktuelt med enfase-vekselrettere, men det vil i noen tilfeller være mulig med trefase-vekselretter dersom boligen er knyttet til et TN-nett.

Et problem som kan oppstå ved mye bruk av enfase-vekselrettere er at produksjonen blir ubalansert. Dersom ikke det blir bevisstgjort ved installasjon kan det oppstå en situasjon der alle vekselretterne for fotovoltaiske systemer i en og samme radial er koblet mellom de samme fasene. Det vil gjøre at produksjonen er ubalansert og kan føre til at spenningsverdier og strømverdier blir veldig høye eller lave i én eller flere av fasene. Forskriften om spenningsusymmetri fra FoL (se seksjon 2.3) har en øvre grense for usymmetri i spenningen, men sier ingen ting om strømverdier.

### 3.5 Sammenligning av vekselretterprodusenter

Tabell 3.2 viser en sammenligning av utvalgte modeller fra forskjellige vekselretterprodusenter på de ulike parameterne beskrevet i seksjon 3.3. Informasjonen er hentet fra datablader fra produsentenes nettsider eller Photon Inverter-Database [62] og alle vekselretterne er laget for enfasetilknytning (230 V), 50 Hz og er i størrelsesorden 2-4 kW i kategorien strengvekselrettere uten transformator. Alle vekselretterne presentert i tabellen er CE-merket med sertifisering fra både lavspenningsdirektivet og EMC-direktivet. I siste kolonne er det tatt med om vekselretteren er godkjent for EN 50438 og/eller VDE-AR-N 4105, to standarder for nettilknytning som er ansett som viktige.

I seksjon 6.5 er det diskutert rundt valg av vekselrettere på bakgrunn av dette kapitlet samt resutater fra simuleringene.

---

<sup>9</sup>Et fåtall produsenter leverer også vekselrettere med mulighet for såkalt «split-phase». Det vil ikke omtales noe videre i denne oppgaven.

Tabell 3.2: Sammenligning av vekselrettere

Produsent	Modell	$P_{nom}$	$P_{maks}$	$I_{maks}$ [A]	Reaktiv effekt- kontroll	Antall MPPT	THD <sub>i</sub> maks	IP-rate	$\eta_{maks}$ / $\eta_{EE}$ [%]	Garanti [år]	Samsvar med (1) og / eller (2)
SMA	SB 3000TL-21	3 kW	3 kVA	16	0,8i - 0,8c	2	4 %	IP 65	97 / 96,3	5	(1), (2)
ABB (Power-One)	PVI 3.0 TL OUTD	3 kW	3,3 kW	14,5	0,9i - 0,9c	2	3,5 %	IP 65	96,8 / 96	5	(1), (2)
Schneider Electric	Conext RL 3000	3 kVA	i.o.	13,9	0,8i - 0,8c	2	3 %	IP 65	97,5 / 97	5	(1), (2)
SunGrow	SG3KTL-M	3 kW	3,15 kVA	15	0,8i - 0,8c	2	3 %	IP 65 **	97,4 / 96,5	10	(2)
Advanced Energy (REFUsol)	AE 1TL 3.0 801R3K0	3 kVA	3,16 kW	14	0,95i - 0,95c	1	2 %	IP 65	98 / 97,7	5	(1), (2)
Kaco New Energy	Powador 4200	3,45 kVA	3,8 kVA	i.o.	0,8i - 0,8c	1	3 %	IP 54	96,6 / 95,8	10	(1), (2)
Chint Power	CPS SCE3KTL-O	3 kW	3,3 kW	14,4	0,9i - 0,9c	1	3 %	IP 65	97,2 / 96,5	5	(2)
Fronius	IG TL 3.0	3 kW	3 kW	13	Nei *	1	3 %	IP 55	97,7 / 97,1	5	(1)
Samil Power	SolarRiver 2600TL-S	2,5 kW	2,5 kVA	11,4	0,95i - 0,95c	1	i.o.	IP 65	96,8 / 96,2	10	(1), (2)
SolarMax	3000 P	3 kW	3 kVA	13,5	0,8i - 0,8c	1	3 %	IP 65	97,5 / 97	5	(1), (2)
Eltak	Theia string 3801 TLD	3,33 kW	3,33 kVA	14,5	0,7i - 0,7c	1	i.o.	IP 66 ***	97,7 / 97,4	10	(1), (2)

i.o. = ikke oppgitt, \* Kun på trefase-modell, \*\* Vifte: IP 55, \*\*\* Ekskludert digitalt grensesnitt, (1) EN 50438, (2) VDE-AR-N 4105



# Kapittel 4

## Modellering i PSCAD

### 4.1 Introduksjon

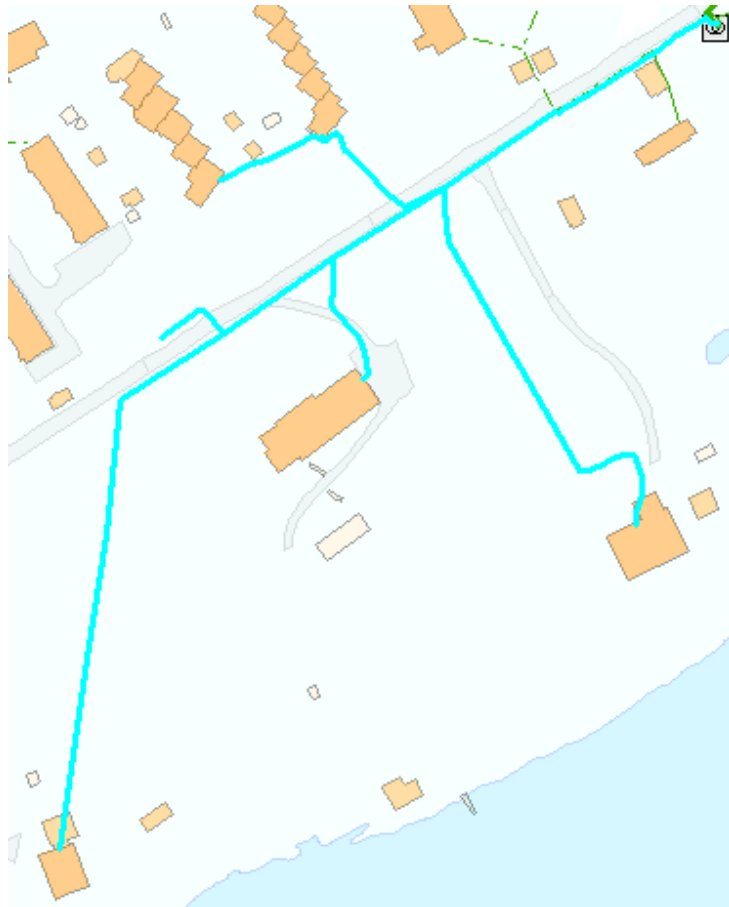
PSCAD er et simuleringsverktøy der du kan modellere, bygge og simulere ulike kraftsystemer på en enkel og effektiv måte. Dataverktøyet inneholder alt fra enkle til mer komplekse komponenter og sammensatte systemer. Gjennom 30 års erfaring og tilbakemelding fra brukere har PSCAD etablert seg som et av de mest populære simuleringsverktøyene for transienter i kraftsystemer. Programmet er utviklet av Manitoba HVDC Research Centre, en avdeling i firmaet Manitoba Hydro International Ltd. [42]

Utrekninger i PSCAD gjøres med EMTDC (Electromagnetic Transients including DC), som løser differensialligninger i tidsdomenet [10].

I denne masteroppgaven er PSCAD brukt som modellerings- og simuleringsverktøy for å studere forskjellige konsekvenser distribuert produksjon fra solcelleanlegg kan ha. Det er tatt utgangspunkt i en reel radial fra distribusjonsnettet til Hafslund Nett og lagt på potensiell produksjon fra fotovoltaiske systemer. Figur 4.1 viser et utsnitt fra kartinformasjonssystemet GeoNIS, med radialen som er modellert.

### 4.2 Parametere og innhenting av data

Det ble forsøkt å oppnå en ekvivalent modell av nettet som var nært nok virkeligheten, for å kunne gjøre realistiske simuleringer. Dette bød på noen utfordringer når det gjaldt datainnnsamling for å finne parametere til



Figur 4.1: Utsnitt av radialen som er modellert

komponentene. De fleste parameterne kunne hentes fra GeoNIS, Hafslunds kartinformasjonssystem, men noen parametere måtte også finnes andre steder eller regnes ut ved hjelp av ulike formler.

### 4.2.1 Overliggende nett

Hafslund Nett hjalp til med kortslutningsberegninger og resultatet er vist i figur 4.2. Spenningskildens linjespenning (rms) ble satt til 10,3 kV, som var referansen til kortslutningsberegningene. Tabell 4.1 viser en oversikt over verdier som ble brukt. Endringer i nettet fører til endring i kortslutningsytelsen, som kan variere mellom en minimumsverdi og en maksimumsverdi. Ulik drifting av nettet som for eksempel parallellkopling av transformatorer og eventuelle omkoblinger som gjør at innmating kommer fra forskjellige linjer/kabler, gir forskjeller i kortslutningsberegningen. Minimumsverdien gir svakest nett og fører til størst utslag for spenningsvariasjoner i nettet som skal studeres og er dermed brukt i denne oppgaven.

Tabell 4.1: Overliggende nett (spenningskilde og impedans)

Parameter	Verdi	Enhet
Referansespenning $U_{ref}$	10,3	kV
Minimum kortslutningsytelse ( $Sk_{min}$ )	78,189	MVA
$\cos \phi$ (til $Sk_{min}$ )	0,419	
Maksimum kortslutningsytelse ( $Sk_{maks}$ )	88,942	MVA
$\cos \phi$ (til $Sk_{maks}$ )	0,344	
Minimum kortslutningsimpedans ( $Zk_{min}$ )	1,357	$\Omega$
Resistans (min)	0,569	$\Omega$
Reaktans (min)	1,232	$\Omega$
Maksimum kortslutningsimpedans ( $Zk_{maks}$ )	1,193	$\Omega$
Resistans (maks)	0,410	$\Omega$
Reaktans (maks)	1,120	$\Omega$

For å regne ut kortslutningsimpedansen ble formel 4.1 benyttet (tilsvarende for maks). Deretter er  $\cos \phi$  brukt for å finne resistansen og reaktansen hver for seg. Kortslutningsimpedansen er induktiv.

$$Zk_{min} = \frac{U_{ref}^2}{Sk_{min}} \quad (4.1)$$

Netbas-Maske : Resultater fra kortslutningsberegninger

Datasett : IK-fornebu. Beregningsår 2014.

-----

Største kortslutningsstrøm.

Knutepunkt	Spenning Un (kV)	Trepolt Ieff (kA)	Topolt Ieff (kA)	Ytelse Sk (MVA)	Cosphi
#800031	10.300	4.985	4.318	88.942	0.344

-----

Svingmaskin: OSLO\_300KV Kortslutningsytelse 30000.000 MVA - 300.000 kV  
 Ledertemperatur 20.0 grader C  
 Korreksjonsfaktor lavspenning 1.05  
 Korreksjonsfaktor høyspenning 1.10  
 Pluss og minusimpedansen for generatorer er lik.

(a) Største kortslutningsytelse

Netbas-Maske : Resultater fra kortslutningsberegninger

Datasett : IK-fornebu. Beregningsår 2014.

-----

Minste kortslutningsstrøm.

Knutepunkt	Spenning Un (kV)	Trepolt Ieff (kA)	Topolt Ieff (kA)	Ytelse Sk (MVA)	Cosphi
#800031	10.300	4.383	3.796	78.189	0.419

-----

Svingmaskin: OSLO\_300KV Kortslutningsytelse 30000.000 MVA - 300.000 kV  
 Ledertemperatur 90.0 grader C  
 Korreksjonsfaktor lavspenning 0.95  
 Korreksjonsfaktor høyspenning 1.00  
 Pluss og minusimpedansen for generatorer er lik.

(b) Minste kortslutningsytelse

Figur 4.2: Beregning av kortslutningsytelse

## 4.2.2 Transformatoren

Transformator-ekvivalenten i PSCAD tar inn flere parametere som bør fylles ut for at modellen skal bli mest mulig lik virkeligheten. Alle parametere om transformatoren er funnet i GeoNIS. De er enten brukt direkte eller i formler for å regne ut en parameter. Hva slags type transformator som skal ekvivaleres er en av de første parameterne som må fylles inn, og transformatoren i denne kretsen er av type stjerne-stjerne (Yy0) uten jording av nøytralt punkt. Merkeytelsen er 500 kVA og primær- og sekundærspenning er henholdsvis 11 kV og 240 V. PSCAD trenger i tillegg tre andre parametere for å få en god ekvivalent: positiv sekvens<sup>1</sup> lekkreaktans, tomgangstap og belastningstap. Lekkreaktansen oppstår fordi ikke all fluksen i vindingene på primærsiden forbindes med sekundærsiden [1]. Dette fører til et flukstap som kan beskrives som lekkreaktans. Det kan ses på som en motstand i vindingene. En slik lekkreaktans fører til spenningsfall både på primær- og sekundærsiden i transformatoren og oppgis gjerne i prosent spenningsstap ved full last. Foreningen for EL- og IT-bedriftene i Norge, NELFO, viser til ek, er og ex, som henholdsvis relativ kortslutningsimpedans, -resistans og -reaktans [55]. Ex er det samme som lekkreaktans. I GeoNIS oppgis kun er og ek, og sammenhengen mellom er, ek og ex er gitt i formel 4.2. Lekkreaktansen kan dermed regnes ut.

$$ek^2 = er^2 + ex^2 \quad (4.2)$$

Tomgangstap og belastningstap er de to typene tap i transformatorer som det hovedsakelig tas hensyn til. Tomgangstap, eller magnetiseringstap, oppstår som følge av forbruk av reaktiv effekt i jernet på transformatoren [30]. Tapet regnes som konstant og måles ved null-last og full spenning. Tomgangstapet i GeoNIS er oppgitt til 590 W og sammenhengen med spenning og strøm i kretsen er gitt som  $P = U \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \phi$ . Det er viktig her å ta med  $\cos \phi$  fordi transformatoren ses på som en induktiv last fra nettet og på tomgang er  $\cos \phi$  typisk 0,15 - 0,20 [59]. Det gir betydelig mindre tap enn om det regnes med  $\cos \phi$  nært 1. Belastningstapet kommer av tap i viklingene (samt noen tilleggstap) og tapet endres proporsjonalt med belastningen i 2. potens [30]. Fra GeoNIS er belastningstapet oppgitt til 4530 W. PSCAD må ha tapsparameterne tomgangstap og belastningstap i per-unit (pu), basert på henholdsvis merkeytelsen og merkeimpedansen. Omregning er gjort ved hjelp

<sup>1</sup>Se tillegg A.1 for notat om symmetriske komponenter.

av formlene 4.3-4.5.

$$P_{tomgangstap,pu} = \frac{P_{tomgangstap,m\ddot{a}lt}}{S_{ref}} \quad (4.3)$$

$$P_{belastning} = 3 \cdot R_{belastning} \cdot I_{ref}^2 \quad (4.4)$$

$$R_{belastning,pu} = \frac{P_{belastning}}{3 \cdot I_{ref}^2 \cdot Z_{ref}} = \frac{P_{belastning}}{S_{ref}} \quad (4.5)$$

der  $S_{ref} = S_{ytelse}$  er merkeytelsen på transformatoren og  $S_{ref} = \sqrt{3} \cdot U_{ref} \cdot I_{ref}$ .

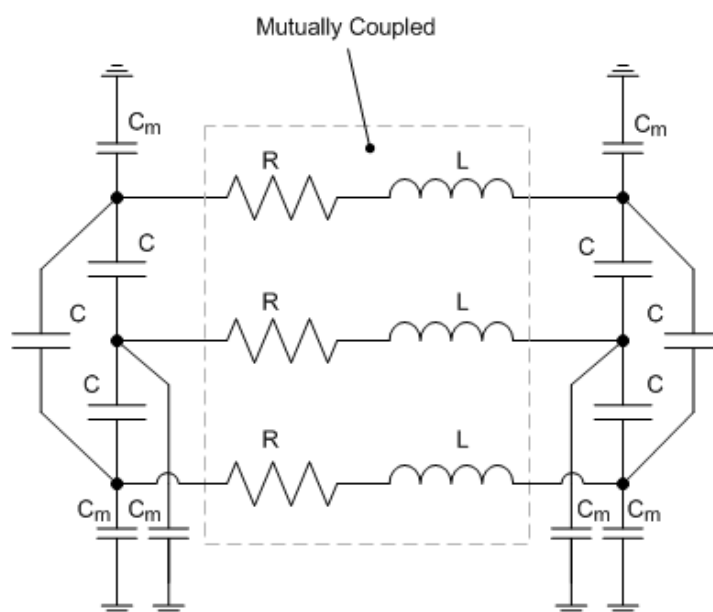
Tabell 4.2 viser parametere hentet fra GeoNIS samt utregnede verdier for parameterne i PSCAD.

Tabell 4.2: Transformator

Parameter	Verdi	Enhet
Type	Y - Y	
Merkeytelse	500	kVA
Spenning primærside	11	kV
Spenning sekundærside	240	V
Er	0,91	%
Ek	4,37	%
$Z_{ref}$	0,1152	$\Omega$
$I_{ref}$	1202,8	A
Positiv-sekvens lekkreaktans (Ex)	4,27420168	%
Positiv-sekvens lekkreaktans (Ex), pu	0,427420168	pu
Tomgangstap	590	W
Tomgangstap, pu	0,00118	pu
Koppertap / belastningstap	4530	W
Koppertap / belastningstap, pu	0,00906	pu

### 4.2.3 Lavspent distribusjonsnett

Modellering av linjer og kabler kan gjøres på forskjellige måter. For studier der transiente beregninger er viktig å få helt nøyaktig kreves en frekvensavhengig linjemodell. I PSCAD finnes det tre ulike måter å ekvivalere



Figur 4.3: Representasjon av pi-ekvivalenten i PSCAD [11]

linjer og kabler på: pi-seksjon, Bergeron-modellen og den frekvensavhengige linjemodellen [77]. Pi-seksjon er en veldig god ekvivalent for stasjonære simuleringer, men blir mindre nøyaktig for transiente simuleringer [11]. Det er i denne oppgaven valgt å bruke pi-ekvivalenter i modellen fordi det ble sett på som bra nok samtidig som at alternativene ville kreve mange parametere som ville ha vært vanskelig og tidkrevende å få tak i. Figur 4.3 viser representasjonen av pi-ekvivalenten.

I pi-ekvivalenten inngår parametere for resistans, induktans og kapasitans både for positiv-sekvens og null-sekvens (negativ-sekvens er lik positiv-sekvens) samt lengden på linjen eller kabelen. I all hovedsak ble disse verdiene hentet ut fra GeonIS, men det oppsto noen små utfordringer knyttet til dette. Tallene ble sammenlignet med oppgitte data fra REN (Rasjonell elektrisk nettvirksomhet) og for null-sekvensimpedansen ble det oppdaget forskjeller. REN hadde ikke data for null-sekvensimpedans for alle linje- og kabeltypene, men for de som hadde oppgitte data i REN-bladet var verdien ulik. Dette skyldes, i følge Hafslund Nett<sup>2</sup>, at REN antar med sine verdier at jordleder og nulleder ligger i samme grøft (for kabler med fire ledere). Det gir annerledes null-sekvensimpedans enn dersom det er full retur i kun nulleder, slik nettet til Hafslund er på det gitte stedet. For linjene (og to av kablene) finnes ingen

<sup>2</sup>E-postutveksling med Kim Ove Askhund

Tabell 4.3: Linjeekvivalent, linje 1 (1x4x240 Al, kabel, TFXP)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	70,43	m	
R1	0,00880375	$\Omega$	
X1	0,00507096	$\Omega$	
R0	0,035215	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	0,0204247	$\Omega$	
CD	0,0887418	$\mu\text{F}$	
CJ	0,0450752	$\mu\text{F}$	
Pos res	0,000125	$\Omega/\text{m}$	
Pos ind	0,000072	$\Omega/\text{m}$	
Pos kap	2,526268938	$\text{M}\Omega\cdot\text{m}$	Til PSCAD
Null res	0,0005	$\Omega/\text{m}$	
Null ind	0,00029	$\Omega/\text{m}$	
Null kap	4,973591972	$\text{M}\Omega\cdot\text{m}$	

verdier for nullsekvensimpedans i REN-bladet og verdiene i GeoNIS er en kvalifisert antatt gjennomsnittsverdi (satt høyt). Tabell 4.3 viser parameterne for én av linjene i systemet. Tabeller over resterende linjer finnes i vedlegg B.

#### 4.2.3.1 Referanseimpedans

Forskjellige elektriske apparater vil kunne forstyrre leveringskvaliteten i nettet når de tas i bruk. Det finnes krav for elektrisk utstyr og hva slags emisjonsgrenser det skal ha, en såkalt EMC standardisering. Grensene er satt slik at dersom utstyret koples til et standardnett, så skal emisjon av forstyrrelser tilsvarende emisjonsgrensen ikke gi uønskede forstyrrelser med tilhørende funksjonssvikt til elektrisk utstyr eller annet ubehag for nettkunder (for eksempel flimrer) [35]. Definisjonen av et standardnett eller standard nettstyrke er gitt av referanseimpedansen. Dersom kortslutningsimpedansen i nettet er høyere enn referanseimpedansen, sies nettet å være «svakt», og hvis omvendt er nettet «sterkt». Referanseimpedansen i et 400 V TN-nett er gitt i IEC TR 60725:2005 og tabell 4.4 presenterer grensene.

For 230 V IT-nett, som vi for det meste har i Norge, finnes ikke noen referanseimpedans. Dersom referanseimpedansen for 400 V TN-nett regnes om ved hjelp av formel 4.6, fås en tenkt verdi for et 230 V IT-nett. Dette



Tabell 4.4: Referanseimpedans for 400 V TN-nett

Apparater	< 16 A	< 75 A
Faseleder	0,24 + j0,15	0,15 + j0,15
Nøytralleder	0,16 + j0,10	0,10 + j0,10
Fase-nøytral	0,40 + j0,25	0,25 + j0,25

er kun en omregnet verdi og ikke en verdi som er satt basert på målinger og erfaringer. Dermed er den ikke nødvendigvis direkte overførbar og må behandles med et lite forbehold. Tabell 4.5 viser de omregnede verdiene.

$$Z_{230} = \frac{230^2 \cdot Z_{400}}{400^2} \quad (4.6)$$

Tabell 4.5: Referanseimpedans referert til 230 V IT-nett (kun faseleder)

Apparater	< 16 A	< 75 A
Referanseimpedans	0,08 + j0,05	0,05 + j0,05
Absoluttverdi	0,094	0,071

Minimum 2-polt kortslutningsstrøm for tilknytningspunktene i radialen som er studert i denne oppgaven ble funnet ved beregninger i GeONIS utført av Hafslund Nett. Formel 4.7 er brukt for å regne om denne kortslutningsstrømmen til kortslutningsimpedans så den kan sammenlignes med referanseimpedansen.

$$|Z_{Sk}| = \frac{c \cdot U_n}{2 \cdot I''_{k2}} \quad (4.7)$$

der  $c$  er en korreksjonsfaktor,  $U_n$  er basisspenningen og  $I''_{k2}$  er 2-polt kortslutningsstrøm.

I henhold til anbefalingen i IEC 60909, settes  $c = 0,95$  for beregning av minimale kortslutningsstrømmer ( $c = 1,1$  for beregning av maksimale kortslutningsstrømmer) [35].  $U_n$  er i dette tilfellet 230 V og kortslutningsstrømmen varierer fra tilknytningspunkt til tilknytningspunkt. Tabell 4.6 viser kortslutningsstrømmen og -impedansen i tilknytningspunktene.

Dersom verdiene i tabell 4.6 sammenlignes med referanseimpedansen gitt i tabell 4.5, er det flere av tilknytningspunktene som har veldig høy

Tabell 4.6: Beregnet kortslutningsstrøm fra GeoNIS og utregnet kortslutningsimpedans

Interessepunkt	$I''_{k2}$ [kA]	$ Z_{Sk} $ [ $\Omega$ ]
Trafo	17,98	0,0061
TP1	0,76	0,1438★
TP2	2,07	0,0528
TP3	1,65	0,0662
TP4	1,42	0,0769
TP5	0,9	0,1214★
TP6	0,39	0,2801★

kortslutningsimpedans (markert med stjerne). I tilknytningspunkt 1 og 5 er kortslutningsimpedansen omtrent 1,5 ganger større enn referanseimpedansen for tilknytning av apparater  $< 16$  A, mens kortslutningsimpedansen i tilknytningspunkt 6 er omtrent 3 ganger så stor. Spenningsendringen for inn-/utkopling av 16 A rent ohmske laster ved referanseimpedans er på 1,1 % [35]. Det vil si at spenningsendringen i de tre nevnte tilknytningspunktene er større enn 1,1 % ved normal inn-/utkopling av last.

#### 4.2.4 Tilknytningspunkt (TP)

Det er seks tilknytningspunkter i radialen som er studert. To av tilknytningspunktene forsyner fem rekkehus hver, tre av tilknytningspunktene forsyner eneboliger, mens det siste tilknytningspunktet (TP 5) forsyner en RSU for telefon.

Tilknytningspunktene er modellert med en last mellom fasene som en ekvivalent til forbruket, samt kilder for mulig produksjon fra et eventuelt fotovoltaisk system. Lasten er antatt å variere mellom null og maksimalt tillatt effektuttak, der hovedsikringene i sikringsskapet eller et overbelastningsvern utenfor boligene angir grensen for maksimalt effektuttak. Det vil si at beregnet makslast for en bolig med hovedsikring på 3x40 A blir  $40A \cdot \sqrt{3} \cdot 230V = 15,9$  kVA. Dette antas fordelt jevnt mellom fasene slik at lasten mellom hver fase blir 5,3 kVA (for dette eksempelet).

Deretter må det tas hensyn til effektfaktoren,  $\cos \phi$ . Den sier noe om fordelingen av aktiv og reaktiv effekt, angitt i formel 4.8. For en privatbolig regnes effektfaktoren under normale omstendigheter for å være nærme 1,0. En effektfaktor på 1,0 betyr at all effekt som trekkes av boligen er aktiv effekt.

Med lavere effektfaktor vil nettselskapet måtte levere mere tilsynelatende effekt,  $S$  (VA), fordi boligen forbruker en del reaktiv effekt (VAr) i tillegg til den aktive effekten ( $W$ ) [67].

$$S = P + jQ = S \cdot \cos \phi + jS \cdot \sin \phi \quad [VA = W + jVAr] \quad (4.8)$$

Kunden betaler kun for forbruk av aktiv effekt, mens nettselskapet må kjøpe eller generere både den aktive og reaktive effekten. Tabell 4.7 viser en liste med noen vanlige apparater i en husholdning med tilhørende effektfaktor. Hafslund Nett har satt  $\cos \phi = 0,97$  som standard for privatboliger på beregninger i sitt nett, som gjenspeiler at det forbrukes noe reaktiv effekt. Denne verdien er dermed naturlig å bruke også i denne oppgaven.

Tabell 4.7: Apparater i husholdningen med tilhørende effektfaktor [47, 63]

Apparat	$\cos \phi$
Glødelampe	1,0
Komfyr	1,0
Panelovn	1,0
Lysstoffrør	0,93
Induksjonskomfyr	0,85
Varmepumpe	0,83

Når det gjelder produksjonen i hvert tilknytningspunkt, så er det tatt utgangspunkt i et omtrentlig utnyttbart takareal (målt i GeoNIS) ganget med en antatt maksproduksjon per kvadratmeter. Fra simuleringene gjort i PVsyst i spesialiseringsprosjektet [76], ble det funnet en maksproduksjon på omtrent  $100 W/m^2$ . Fra en eksempelstudie i Oslo utført av Multiconsult, var maksproduksjonen på et bygg med sørvendte moduler  $130 W/m^2$ <sup>3</sup>. I denne oppgaven vender takfasadene ved to av tilknytningspunktene mot sørøst og to mot sørvest, og det siste huset er det som ble testet i spesialiseringsprosjektet; takfasader mot både øst, vest og sør. For de fire tilknytningspunktene med hus som har takfasade mot sørøst eller sørvest er det benyttet en maksproduksjon på  $120 W/m^2$ . Ved å gange med omtrentlig tilgjengelig areal gir dette en total maksproduksjon i watt for hvert tilknytningspunkt.

Tabell 4.8 viser både tall hentet fra GeoNIS og tall som videre er brukt i PSCAD for last og produksjon i tilknytningspunkt 1. Tilsvarende tabeller for de resterende tilknytningspunktene finnes i vedlegg B.

<sup>3</sup>Meddelt i e-post fra Stanislas Merlet

Tabell 4.8: Last og produksjon i tilknytningspunkt 1

<b>TP 1 (enebolig)</b>	Verdi	Enhet
Hovedsikring (3 faser)	80	A
Maks effektforbruk	31,9	kVA
$\cos \phi$	0,97	
Maks effektforbruk pr fase	10,3	kW
Maks reaktiv eff.fbrk. pr fase	2,6	kVar
Takfasade	SØ	
Areal mulig for PV	50	$m^2$
Antatt maksproduksjon pr $m^2$	120	$W/m^2$
Antatt maksproduksjon	6	kW
Produksjon i ampere	26	A

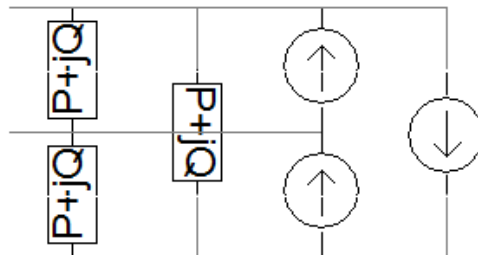
I PSCAD ble forbruket modellert som en deltakoplet last med parameterene aktiv og reaktiv effekt, samt relatert spenningsnivå, grunnfrekvens og indekser for spenning og frekvens. Indeksene inngår i lastmodellen som er gitt i formel 4.9 (tilsvarende for Q). Den siste delen av formelen uttrykker frekvensvariasjon. Standard i PSCAD er at  $K_{PF} = 0$  (og  $K_{QF} = 0$ ), det vil si at det sees bort i fra frekvensvariasjoner. Det gjøres også i denne oppgaven. I PSCAD er det også standard at  $NP = 2$  (og  $NQ = 2$ ), det vil si at lasten er modellert som en konstant impedans-modell. Eksponentene kan også være 0 og 1, da som modell med henholdsvis konstant effekt og strøm. En blanding er også mulig, slik at eksponentene i realiteten kan være noe i mellom 0 og 2. Det finnes også tilfeller der de kan være over 2. [11, 15, 78]

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{NP} \cdot (1 + K_{PF} \cdot dF) \quad (4.9)$$

der  $V_0$  og  $P_0$  er nominell spenning og korresponderende etterspurt aktiv effekt,  $V$  er den faktiske spenningen,  $NP$  er spenningsindeks for aktiv effekt,  $K_{PF}$  er frekvensindeks for aktiv effekt og  $dF$  er endring i frekvens.

I denne studien er det benyttet NP og NQ lik 2, for at det ikke skal bli for mange variable i scenariene. Det antas også å være nøyaktig nok for formålet med oppgaven.

Produksjonen fra fotovoltaiske systemer var i utgangspunktet tenkt å modelleres med strømkilder deltakoplet parallellt med lasten. Figur 4.4 viser et eksempel på en slik kopling. Det viste seg etter hvert at programmet i



Figur 4.4: Last og produksjon med strømkilder, deltakoplet

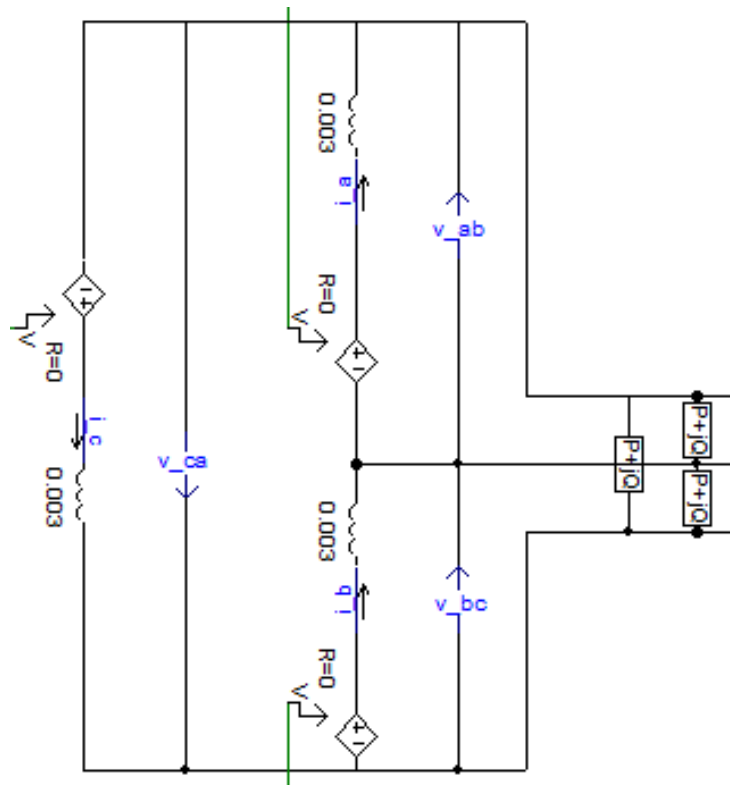
noen tilfeller krasjet med en slik modellering av produksjonen (se mer om utfordringene i seksjon 4.3). Dette førte til at produksjonen istedet måtte modelleres med en styrt spenningskilde, som fungerer slik at den mater en viss mengde strøm gjennom en induktans. Hver styrt spenningskilde er koplet i serie med en induktans mellom to og to faser. Strømmen gjennom induktansen måles i tillegg til spenningen mellom fasene. Et lite kontrollsystem bruker disse målingene til å kontrollere en produsert strøm som også settes i fase med den eksisterende strømmen. Figur 4.5 viser koblingen uten selve kontrollsystemet. Se vedlegg D for en mer detaljert beskrivelse av selve kontrollsystemet.

#### 4.2.4.1 Reaktiv effekt i produksjonen

Som beskrevet i seksjon 3.3.4 har mange vekselrettere nå muligheten til å regulere  $\cos\phi$  slik at de kan produsere en andel reaktiv effekt også, enten induktivt eller kapasitivt. I beskrivelsen av kontrollsystemet (vedlegg D) er det også tatt med om hvordan reaktiv effektproduksjon legges til totalproduksjonen. Kort fortalt er det gjort ved å produsere en strøm som ligger 90 grader foran eller bak strømmen for aktiv effekt.

### 4.3 Utfordringer ved modelleringen

Å sette inn produksjon fra strømkilder viste seg å by på en utfordring knyttet til faseskift mellom strøm og spenning. Fordi fasevinkelen til spenningen ikke er konstant ved lastendringer, så vil det ikke fungere å sette inn strømkildene med henholdsvis 0, 120 og 240 grader forskyvning. Derfor ble det prøvd ut kontrollerte strømkilder for å sette riktig fasevinkel.



Figur 4.5: Last og produksjon med styrte spenningskilder i serie med induktans, deltakoplet

Kontrollsystemet besto av en variabel parameter som kunne styres,  $P_{ref,i}$ , og målt fasespenning  $u_{ij}$ .  $P_{ref,i}$  deles på rms-verdien av fasespenningen i annen (satt til 230) og ganges så med den målte fasespenningen. Dette ga en strøm med riktig fasevinkel.

Bakgrunnen for kontrollsystemets parametere er ligningene 4.10 - 4.12. Ligning 4.10 gir et uttrykk for fasespenning der amplituden er  $u_{rms,a} \cdot \sqrt{2}$ , faseforskyvningen er  $\phi$  og  $\omega = 2\pi f$ , der  $f$  er frekvensen i Hz. Ligning 4.11 er strømmen utledet fra  $i_{rms} = \frac{P_{ref}}{u_{rms}}$ , der  $\hat{i} = \sqrt{2} \cdot \frac{P_{ref}}{u_{rms}}$ . Ligning 4.12 er så en sammenslåing av de to andre og denne brukes i kontrollsystemet.

$$u_a = u_{rms,a} \cdot \sqrt{2} \cdot \cos(\omega t + \phi) \iff \cos(\omega t + \phi) = \frac{u_a}{u_{rms,a} \cdot \sqrt{2}} \quad (4.10)$$

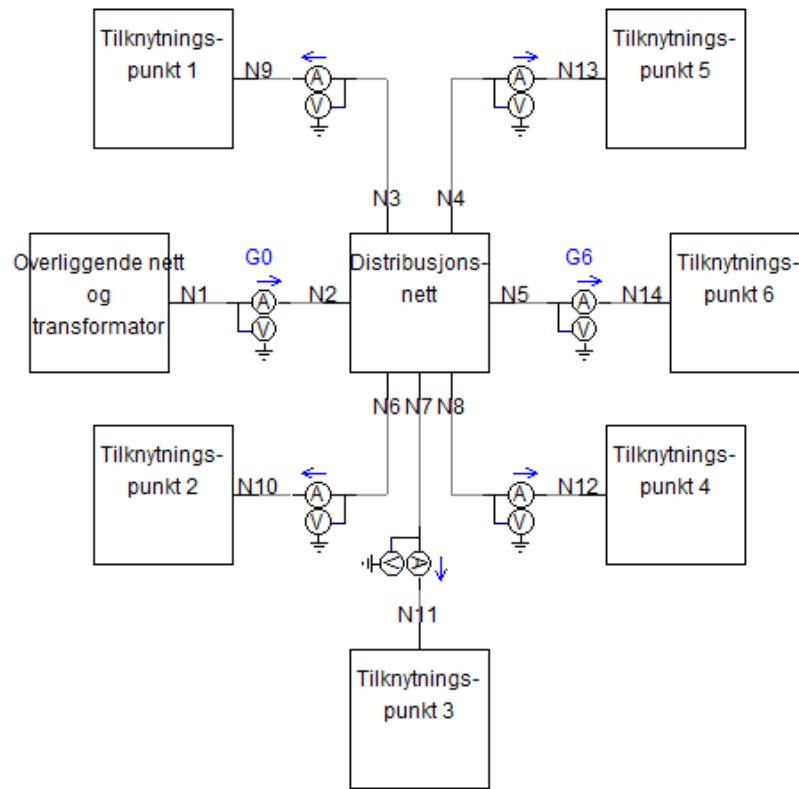
$$i_a = \sqrt{2} \frac{P_{ref,a}}{u_{rms,a}} \cdot \cos(\omega t + \phi) \quad (4.11)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot \frac{P_{ref,a}}{u_{rms,a}} \cdot \frac{u_a}{u_{rms,a} \cdot \sqrt{2}} = \frac{P_{ref,a}}{u_{rms,a}^2} \cdot u_a \quad (4.12)$$

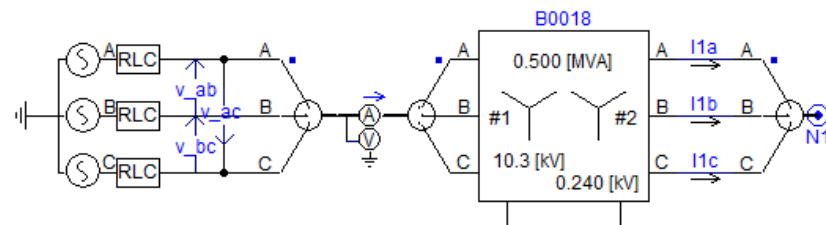
Dette kontrollsystemet virket tilsynelatende veldig bra, men ved simulering av lav last og høy produksjon gikk spenningene i taket og programmet krasjet. Det var vanskelig å finne en direkte årsak til problemet slik at det kunne gjøres tiltak for å få det til, men en mulig årsak kan ha vært strømsprang i induktansen i PI-ekvivalentene. Det ble forsøkt å sette inn kondensatorer i parallell med strømkildene for å bøte på dette problemet, men det fungerte ikke. Løsningen ble til slutt å heller bruke en kontrollert spenningkilde til å produsere strøm igjennom en induktans som produksjonskilde, noe som minner om en enkel modell av en omformer. Nærmere beskrivelse av dette kontrollsystemet er gjort i vedlegg D.

## 4.4 Oppsett i PSCAD

Hele radialen fra transformatoren (inkludert overliggende nett) og ut til alle boligene er delt inn i forskjellige undermodeller i PSCAD. Figur 4.6 viser den overordnede modellen, mens figurene 4.7 - 4.9 viser hver av undermodellene (resten av tilknytningspunktene finnes i vedlegg C). Se nodenummereringen for å få sammenhengen mellom figurene. N1 går til N1, N2 til N2, osv.

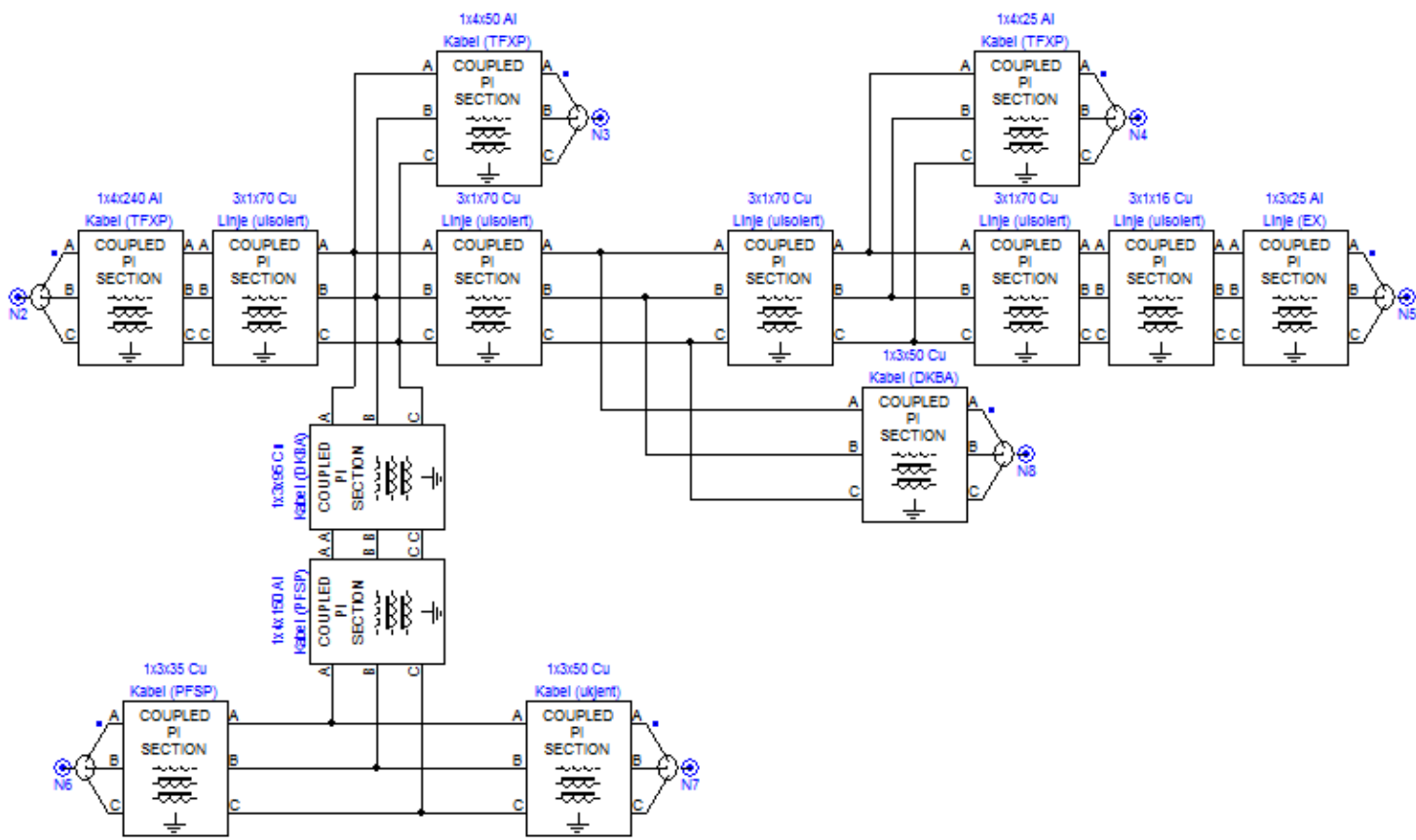


Figur 4.6: Overordnet modell

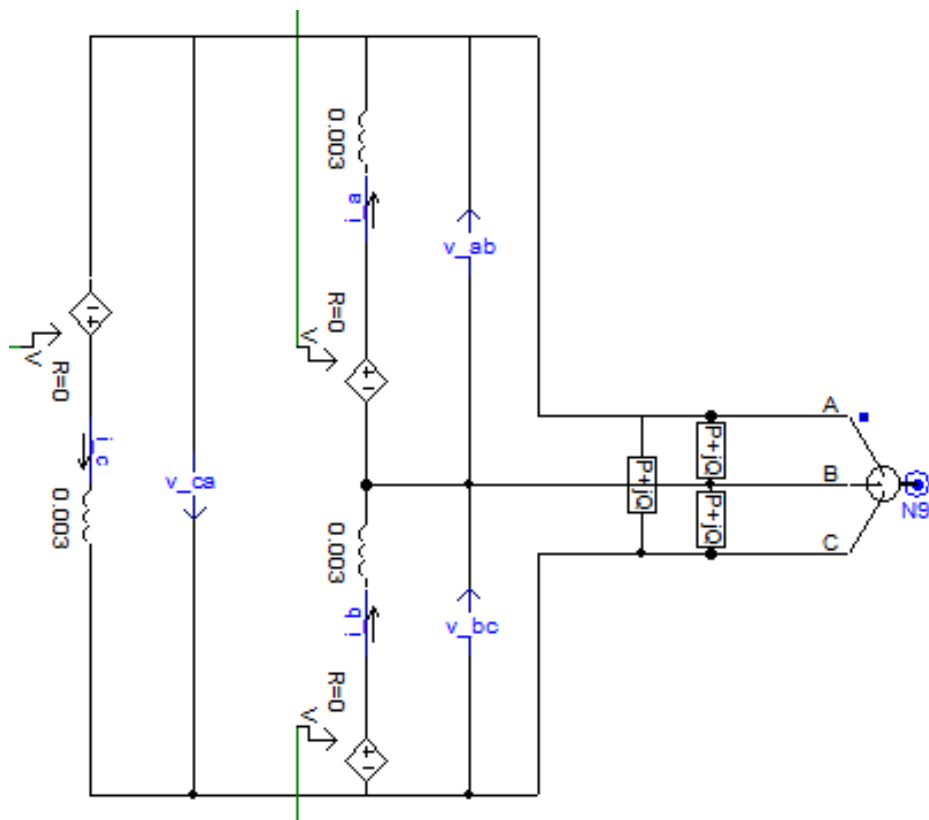


Figur 4.7: Modell av overliggende nett og transformator





Figur 4.8: Modell av distribusjonsnettet



Figur 4.9: Modell av tilknytningspunkt 1, last og produksjon

# Kapittel 5

## Simulering og resultater

### 5.1 Introduksjon

Påvirkningen distribuert produksjon har på kraftnettet har vært hovedformålet med denne masteroppgaven. I dette kapitlet følger en oversikt over hvilke scenarier som er simulert og litt om viktige momenter ved simuleringene, samt simuleringresultatene.

### 5.2 Simuleringsscenarier og hypoteser

Ulike scenarier er simulert for å studere påvirkningen distribuert produksjon har på forskjellige parametere i distribusjonsnettet. Følgende hovedaspekter er studert:

- Spenningsvariasjoner
- Aktiv effekt og tap i overføringen
- Reaktiv effekt og spenningskontroll
- Ubalansert produksjon

Det er sett på forskjellig belastning og produksjon for de ulike scenariene. Når det gjelder belastning, er det i hovedsak fokusert på lav og høy last for å få med ytterpunktene. Lav last er i denne oppgaven definert som 5 % av maksimal belastning og høy last er definert som 100 % av maksimal belastning. Høy last slik det er definert i denne oppgaven er ingen reell

belastning av nettet, men er tatt med som worst-case scenario. Lav last er mer typisk for belastning av nettet om sommeren og er i så måte reelt. Forbruket vil variere gjennom døgnet og vil også variere med årstidene. Det er størst på vinteren og lavest på sommeren. Samtidig er produksjonen lavest på vinteren og størst på sommeren. Produksjonen vil også variere igjennom døgnet, og i praksis kan produksjonen gå fra noen få prosent til opp mot 100 prosent av installert effekt i løpet av bare noen få sekunder. I denne oppgaven har fokuset vært på ytterpunktene, så i scenariene er det enten ingen produksjon eller maks produksjon i hvert enkelt tilknytningspunkt (noen få unntak er gjort). Det er også kun betraktet stasjonært tilfelle, så transienter er ikke studert. Maksimalproduksjon (aktiv og reaktiv effekt) for hvert tilknytningspunkt er listet opp i tabell 5.1, sammen med høy og lav last. Total belastning i kretsen ved 100 % og 5 % av maksimal belastning er hhv.  $|S| = 222,6$  kVA og  $|S| = 11,4$  kVA. I og med at transformatorens ytelse er 500 kVA, vil maksimal belastning av nettet utgjøre under 50 % belastning av transformatoren og dermed vil ikke transformatoren bidra noe til å gi lavere spenninger ved høy last.

Distribuert produksjon i radialen varierer ut fra værforhold og antall hus med fotovoltaiske systemer. Det er sett på tilfeller fra kun ett hus med produksjon til at alle husene produserer. Når produksjon omtales i dette kapitlet, vises det innimellom til produksjon på «alle tilknytningspunktene». Det er ett tilknytningspunkt som ikke kan ha produksjon (definert i denne oppgaven), TP 5, så i de tilfellene det står at det er produksjon på «alle tilknytningspunktene», så betyr det alle bortsett i fra TP 5.

Målinger gjort i denne oppgaven er gjort ved hvert tilknytningspunkt og ved transformatoren. De ulike målepunktene er navngitt «Trafo», «TP 1», ..., «TP 5» og «TP 6» og referert til under ett som «målepunktene».

### 5.2.1 Spenningsvariasjoner

Spenningen i radialen vil variere med last og produksjon i tillegg til hvor i radialen spenningen måles. Spenningen vil minke utover i radialen på grunn av spenningsfallet over impedansen i linjene og kablene. I tillegg vil høy last føre til lavere spenning og lav last føre til høyere spenning. Dette kommer av at en økning i lasten fører til lavere total impedans fra den samlede lasten (grunnet parallellkopling), noe som igjen gjør at linjeimpedansen utgjør en større andel av den totale impedansen i nettet sett fra transformatoren. Da blir spenningsfallet større over linjen og spenningen over lasten blir mindre. Motsatt hvis lasten minker. Dersom det er økende produksjon der

Tabell 5.1: Forbruk og produksjon i tilknytningspunktene

		Forbruk per fase		Produksjon per fase		
		P (aktiv) i [kW] og Q (reaktiv) i [kVAr]		Aktiv effekt	Reaktiv effekt $\cos \phi = 0,9$	Reaktiv effekt $\cos \phi = 0,8$
	100 %	5 %				
TP1	P	10,3	0,5	2,0	1	1,5
	Q	2,6	0,1			
TP2	P	20,6	1,0	2,4	1,2	1,8
	Q	5,2	0,3			
TP3	$P_{ab}$	17,1	0,9	2,4	1,2	1,8
	$Q_{ab}$	4,3	0,2			
	$P_{bc}$	21,0	1,1			
	$Q_{bc}$	5,3	0,3			
	$P_{ca}$	18,3	0,9			
	$Q_{ca}$	4,6	0,2			
TP4	P	13,9	0,7	3,2	1,5	2,4
	Q	3,5	0,2			
TP5*	P	5,6	0,3	0	0	0
	Q	1,4	0,07			
TP6	P	4,6	0,2	3,5	1,7	2,6
	Q	1,1	0,06			

\* Kun 2 faser

lasten er, vil lasten sett fra transformatoren bli mindre (og spenningen øke) helt til noden totalt sett produserer. Når dette skjer vil effektflyten snu og når produksjonen overstiger linjetapene vil spenningen bli høyere ved produksjonsnoden enn ved transformatoren.

Det er av interesse å vite hvor mye produksjon radialen tåler før spenningene blir for høye og om det er store variasjoner. Dette er testet ved å kjøre simuleringer på ulike scenarier og måle spenningene i de forskjellige målepunktene.

Det er gjort simuleringer med både høy og lav last. Scenariene med høy last er mest interessante for å studere hvor stor spenningsvariasjonen er, mens scenariene med lav last er interessante fordi produksjonen fort kan overstige lasten, noe som kan by på veldig høye spenningsverdier. Resultatet av å ha flere og flere tilknytningspunkter med produksjon er blant annet studert.

Hypotesen er at ved lav last og økende antall produksjonsenheter, vil

effektflyten til slutt snu og spenningene ytterst i radialen vil bli veldig høye.

På bakgrunn av beregnet kortslutningsstrøm for radialen (tabell 4.6) og teorien om referanseimpedans (seksjon 4.2.3.1), er det nærliggende å anta stor spenningsvariasjon i TP 6 og liten spenningsvariasjon i TP 2. Dette er studert nærmere ved å simulere scenarier med ulik produksjon i disse to tilknytningspunktene.

### 5.2.2 Aktiv effektflyt og tap

Mengden aktiv effekt som flyter i kretsen er i hovedsak avhengig av belastningen og om det er noe distribuert produksjon i radialen. I utgangspunktet flyter aktiv effekt fra transformatoren mot tilknytningspunktene, der lasten er, og i overføringen vil noe av effekten gå tapt. Jo mindre effekt som trengs å overføres, jo lavere blir tapet. Hypotesen er derfor at med mer distribuert produksjon, blir effekttapet lavere.

Ved å måle aktiv effekt i målepunktene, er det regnet på hvordan tapet endrer seg med og uten produksjon. Det er simulert scenarier med både høy og lav last.

### 5.2.3 Reaktiv effekt og spenningskontroll

Formålet med simuleringene er å studere hvordan spenningsverdiene endrer seg i forskjellige scenarier med reaktiv effektkompensering. Hypotesen er, med bakgrunn i teorien i seksjon 3.3.4, at spenningene i et nett som dette (lav X/R rate, se figur 5.1) generelt vil påvirkes lite med reaktiv effektregulering. I denne oppgaven er det antatt at vekselretterne har stor nok kapasitet til å levere maksimal effekt fra det fotovoltaiske systemet pluss en reaktiv effektandel. Det er først og fremst brukt  $\cos \phi = 0,9$ , men det er også studert noen scenarier med  $\cos \phi = 0,8$ . Andelen reaktiv effekt kan regnes ut for hvert tilfelle med formel 5.1.

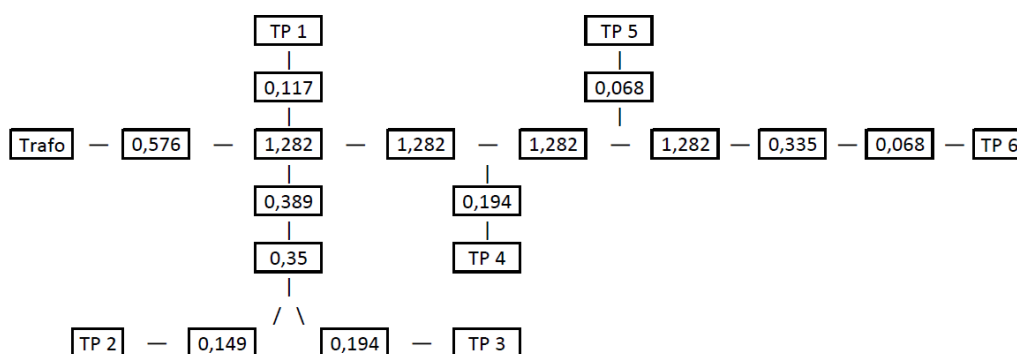
$$Q = P \tan \phi \quad (5.1)$$

Det er også her interessant å se litt nærmere på spenningsendringen i TP 6. Det er derfor simulert et par scenarier kun med fokus på TP 6.

## 5.2.4 Ubalansert produksjon

I og med at store deler av det norske lavspenningsnettet er IT-nett med 230 V mellom fasene, er det foreløpig mest enfase-vekselrettere som kan benyttes for fotovoltaiske systemer i Norge. Det er grunnlag for å tro at dersom alle vekselretterne settes mellom de to samme fasene på alle tilknytningspunktene, så vil spenningen blir noe usymmetrisk. Det er gjort målinger på spenningen i hver fase i alle målepunktene for ulike scenarier. Deretter er spenningsusymmetrien regnet ut ved hjelp av formel 2.1 og 2.2 (seksjon 2.3).

I ett av scenariene er produksjonen fordelt så godt som mulig mellom fasene fra hus til hus, slik at det oppnås best mulig balansert produksjon. Det ble tatt utgangspunkt i en så realistisk situasjon som mulig. TP 1 forsyner en enebolig der antatt maksimalproduksjon er satt til 6 kW. Denne produksjonen kunne ha vært delt på to vekselrettere, slik at hver vekselretter hadde en maksimalproduksjon på 3 kW. TP 2 og TP 3 forsyner hver sin rekke av rekkehus med fem hus. En realistisk situasjon kunne ha vært at den totale produksjonen på hvert av disse tilknytningspunktene (7,2 kW/TP) ble delt likt ut over vekselrettere, slik at det var én vekselretter for hvert hus med en produksjon på 1,44 kW. TP 4 er en enebolig med antatt maksimalproduksjon på 9,6 kW. Her vil en fordeling utover tre vekselrettere være sannsynlig, slik at hver vekselretter har en maksimalproduksjon på 3,2 kW. TP 6 er en enebolig med en maksimalproduksjon på 10,4 kW [76]. En fordeling på tre vekselrettere er sannsynlig, der det på grunn av retningen til de ulike solcellepanelene vil være aktuelt å anta en fordeling på to vekselrettere med 3,45 kW og én vekselretter med 3,5 kW. Fordelingen på fasene er gjort som vist i tabell 5.2. Det må påpekes at en slik fordeling ikke nødvendigvis betyr at



Figur 5.1: Verdier for X/R i distribusjonsnettet

det alltid vil være en såpass jevn produksjon på alle fasene. Ulike solforhold og små skygger kan gjøre at produksjonen innimellom vil være mer ubalansert.

Tabell 5.2: Fordeling av produksjon fra enfase-vekselrettere [kW]

	ab	bc	ca
TP 1	3		3
TP 2	2,88	2,88	1,44
TP 3	1,44	2,88	2,88
TP 4	3,2	3,2	3,2
TP 6	3,45	3,5	3,45
Samlet	13,97	12,46	13,97

## 5.3 Resultater

Simuleringsresultatene fra scenariene gjengis under, inndelt i overordnede underseksjoner på samme måte som seksjon 5.2. Resultatene blir deretter analysert og diskutert i kapittel 6.

### 5.3.1 Spenningsvariasjoner

#### Uten produksjon

Spenningsmålingene viste tydelige variasjoner i de forventede retningene. For scenarier uten distribuert produksjon viste det seg at nettet ikke tåler maksimal belastning når det gjelder spenningsverdier. Dette tyder på at nettselskapet ikke dimensjonerer nettet for 100 % belastning, i og med at veldig få installasjoner benytter 100 % av hovedsikringen samt at maks-forbruket ikke inntreffer samtidig for hver av tilknytningspunktene (samtidighetsfaktor). Av de syv målepunktene viste målinger ved alle seks tilknytningspunktene veldig lav spenning og to av dem for lav ( $U_{rms,L-L} < 207$  V). Spenningen ved transformatoren var godt opprettholdt og målte 237,4 V. Ved lav belastning viste alle spenningsmålingene verdier rett under 240 V. Tabell 5.3 viser resultatene for de to scenariene. Stjernene markerer spenningsverdier som er lavere enn det som er godkjent i FoL.



Tabell 5.3: Spenningsmålinger ved lav og høy last uten produksjon

Spenning L-L [V]	RMS	Høy last	Lav last
Trafo		237,4	239,8
TP1		205,1 *	238,0
TP2		209,8	238,2
TP3		207,2	238,1
TP4		209,5	238,2
TP5		211,0	238,2
TP6		202,7 *	237,9

### Med produksjon

Generelt viste måleresultatene for scenariene med produksjon at spenningen stiger i de tilknytningspunktene der det er produksjon. Dersom spenningsøkningen som følge av distribuert produksjon sammenlignes mot målingene uten produksjon, kan det sammenfattes en generell påvikrning fra produksjonen i en radial. Med produksjon i ett tilknytningspunkt om gangen observeres en gjennomsnittlig økning<sup>1</sup> på 0,49 % eller 1,09 V for alle målepunktene. Dersom målingene ved transformatoren ikke tas med (fordi det er veldig lav spenningsvariasjon der), er den gjennomsnittlige økningen på 0,57 %.

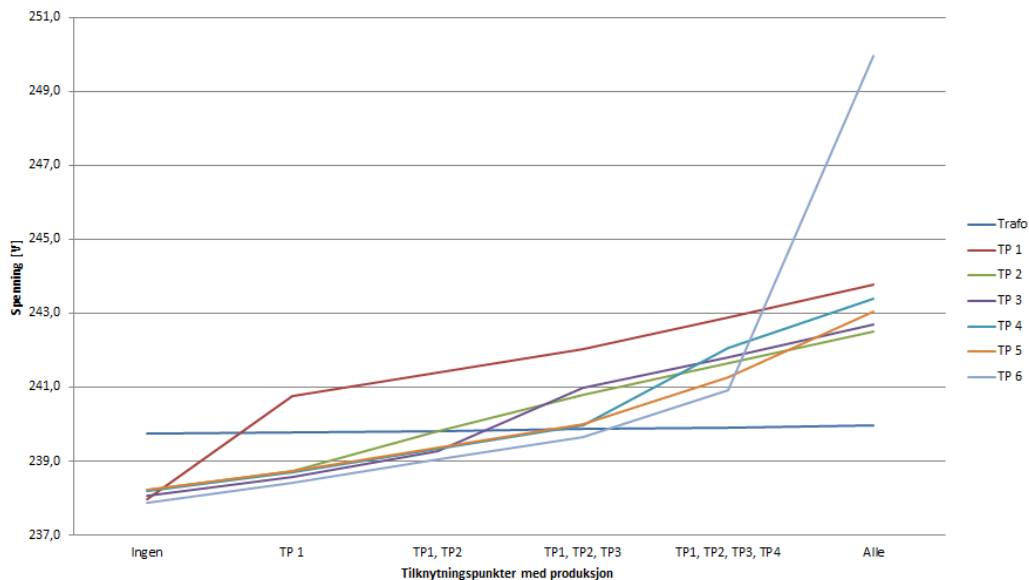
Dersom det legges til produksjon i flere og flere tilknytningspunkter så øker spenningen i alle punktene mer og mer hver gang ny produksjon legges til. Ved produksjon i alle tilknytningspunktene, er det en gjennomsnittlig spenningsøkning på 2,49 % eller 5,49 V i hvert målepunkt. Dersom målepunktet ved transformatoren igjen holdes utenfor, er gjennomsnittsoøkningen blant tilknytningspunktene 2,88 % eller 6,36 V. Den høyeste enkeltøkningen ble målt i TP 6 og var på hele 6,49 % eller 13,14 V. Tabell 5.4 viser spenningsøkningen ved produksjon i to til fem tilknytningspunkter.

<sup>1</sup>Spenningsøkningen er økningen fra spenningsverdien i punktet når det ikke er produksjon i radialen i det heletatt til spenningsverdien i punktet når det er produksjon i angitte tilknytningspunkter.

Tabell 5.4: Spenningsøkning ved lav og høy last med produksjon i to eller flere tilknytningspunkter

Produksjon i	TP 1, TP2		TP1, TP2, TP3		TP1, TP2, TP3, TP4		TP1, TP2, TP3, TP4, TP6	
	lav last	høy last	lav last	høy last	lav last	høy last	lav last	høy last
Trafo	0,03 %	0,04 %	0,05 %	0,07 %	0,07 %	0,10 %	0,09 %	0,13 %
TP1	1,44 %	1,79 %	1,71 %	2,11 %	2,06 %	2,52 %	2,44 %	2,98 %
TP2	0,67 %	0,81 %	1,08 %	1,32 %	1,44 %	1,73 %	1,81 %	2,18 %
TP3	0,51 %	0,76 %	1,23 %	1,50 %	1,58 %	1,92 %	1,95 %	2,37 %
TP4	0,48 %	0,57 %	0,75 %	0,89 %	1,63 %	1,94 %	2,19 %	2,64 %
TP5	0,48 %	0,57 %	0,75 %	0,89 %	1,28 %	1,51 %	2,03 %	2,45 %
TP6	0,48 %	0,57 %	0,75 %	0,89 %	1,28 %	1,51 %	5,07 %	6,49 %
Snitt	0,66 %		1,00 %		1,47 %		2,49 %	
	1,46 V		2,21 V		3,25 V		5,49 V	
Snitt u/trafo	0,76 %		1,16 %		1,70 %		2,88 %	
	1,68 V		2,56 V		3,76 V		6,36 V	

Ved lav last og produksjon på alle tilknytningspunktene, viser målingene at spenningen blir veldig høy ytterst i radialen. Figur 5.2 viser utviklingen av spenningen ved lav last når det blir flere og flere produksjonsanlegg.



Figur 5.2: Utvikling av spenningsverdier ved tilkopping av flere og flere fotovoltaiske anlegg ved lav last

En nøyere sjekk av spenningsvariasjon i TP 2 og TP 6 ble gjort og resultatene er vist i tabell 5.5. Målingene viser en økning på hele 11,5 / 10,3 V (høy last / lav last) på TP 6 fra ingen produksjon til 12 kW produksjon. Også et mindre anlegg, på totalt 3 kW gir en spenningsøkning på hele 3,1 / 2,6 V. Et stort anlegg på 12 kW på TP 2 gir kun en økning på 1,9 / 1,8 V.

Tabell 5.5: Test av nettstyrke i TP 2 og TP 6, linjespenningens effektivverdi [V]

Produksjon pr fase [kW]:		Ingen	1	2	3	4
Høy last	TP 2	209,8	210,2	210,7	211,2	211,7
	TP 6	202,7	205,7	208,6	211,3	214,1
Lav last	TP 2	238,2	238,7	239,1	239,6	240,0
	TP 6	237,9	240,5	243,2	245,6	248,2

### 5.3.2 Aktiv effektflyt og tap

Simuleringsresultatene viste at med distribuert produksjon, ble tapene i overføringsnettene lavere. Likevel ble det observert et interessant resultat ved scenarier med lav last og produksjon på alle tilknytningspunktene. Ved lav last uten produksjon leverte transformatoren 11,5 kW, mens den totale belastningen var på 11,4 kW. Det betyr at tapet i overføringen var på 0,1 kW. Med produksjon i alle tilknytningspunktene, ble det målt en *netto* total distribuert produksjon på 29,3 kW. Med en høyere effektflyt i nettet ble det, som antatt, også et høyere tap. Målingene viste et tap på 0,7 kW ved dette tilfellet. Det betyr en økning i tap av aktiv effekt i nettet ved tilfellet med lav belastning. Tabell 5.6 viser resultatene.

Tabell 5.6: Effektmålinger med tapsberegning [kW]

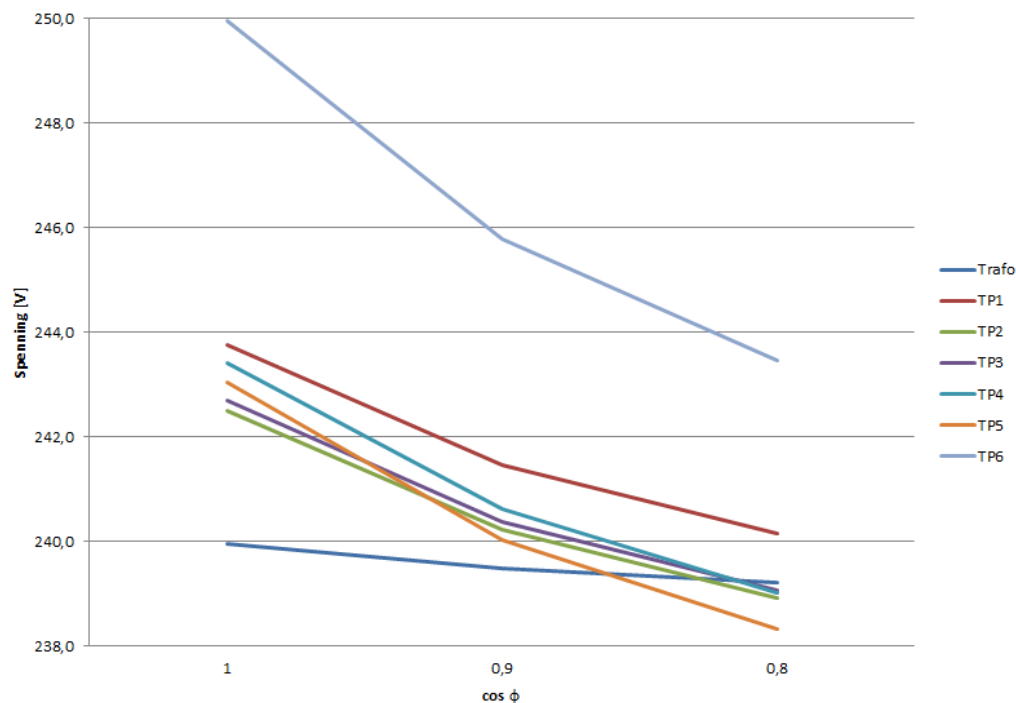
Produksjon:	Lav last		Høy last	
	Ingen	Maks	Ingen	Maks
Trafo	11,4	-28,6	192,9	153,7
TP1	1,6	-4,4	24,6	20,0
TP2	3,2	-4,1	51,3	46,1
TP3	3,1	-4,2	45,7	40,8
TP4	2,2	-7,4	34,6	27,0
TP5	0,7	0,7	4,9	4,7
TP6	0,6	-9,9	10,5	1,1
Tap	0,1	0,7	21,4	14,0

### 5.3.3 Reaktiv effekt og spenningskontroll

Med produksjon med reaktiv effektkompensasjon i ett og ett tilknytningspunkt viser simuleringsresultatene en gjennomsnittlig spenningsendring på omtrent 0,5 V (opp eller ned avhengig av om det er høy eller lav last). Størst spenningsendring oppstår i TP 6, med i overkant av 2,2 V både ved høy og lav last. Tabell 5.7 viser spenningsvariasjonen mellom produksjon med og uten reaktiv kompensasjon. Med produksjon på alle tilknytningspunktene og reaktiv effektkompensering ( $\cos \phi = 0,9$ ) i ett og ett tilknytningspunkt, er gjennomsnittlig spenningsendring fortsatt på omtrent 0,5 V. Størst endring er det også her i TP 6 når produksjonen i samme punkt har reaktiv effektkompensering. Denne spenningsendringen ble målt til 2,3 V både ved høy og

lav last.

Dersom det legges til reaktiv effektkompensering i alle tilknytningspunktene måles en gjennomsnittlig spenningsendring på omtrent 2,4 V. Den største spenningsvariasjonen oppsto i scenariet med lav last på TP 6. Der var spenningsendringen på -4,11 V. Det ble også simulert noen scenarier med  $\cos \phi = 0,8$ . Det førte til 1,5 ganger større spenningsvariasjonen i alle tilknytningspunktene enn med  $\cos \phi = 0,9$ . Figur 5.3 viser utviklingen av spenningsverdiene i de ulike målepunktenepunktene med effektproduksjon på alle tilknytningspunktene med  $\cos \phi = 1, 0,9$  og  $0,8$  ved lav last.



Figur 5.3: Spenningsverdier ved produksjon på alle tilknytningspunkter med ulik reaktiv effektkompensering (lav last)

Simulering av scenariet med produksjon i alle tilknytningspunktene og kun reaktiv kompensering i TP 6, viste at spenningsnivået kan reduseres fra 250 V til 246,4 V med  $\cos \phi = 0,8$ . Med fotovoltaisk produksjon i kun halvparten av husene i radialen viser simuleringresultatene at spenningsverdien i TP 6 kan senkes fra 248,4 V til 244,9 V med  $\cos \phi = 0,8$ .

Tabell 5.7: Spenningsvariasjon ( $\Delta U$ ) fra effektproduksjon med  $\cos \phi = 0,9$  i ett og ett tilknytningspunkt [V]

Produksjon i:	TP 1		TP2		TP3		TP4		TP6	
	Lav	Høy	Lav	Høy	Lav	Høy	Lav	Høy	Lav	Høy
Trafo	-0,07	0,07	-0,08	0,08	-0,08	0,08	-0,10	0,10	-0,12	0,11
TP1	-0,50	0,43	-0,37	0,33	-0,37	0,32	-0,44	0,39	-0,55	0,47
TP2	-0,34	0,28	-0,44	0,41	-0,44	0,40	-0,44	0,40	-0,55	0,48
TP3	-0,34	0,28	-0,43	0,40	-0,48	0,44	-0,44	0,40	-0,55	0,47
TP4	-0,34	0,28	-0,37	0,33	-0,37	0,33	-0,76	0,76	-0,85	0,80
TP5	-0,34	0,28	-0,37	0,33	-0,37	0,33	-0,69	0,68	-1,16	1,14
TP6	-0,34	0,27	-0,37	0,32	-0,37	0,32	-0,69	0,65	-2,24	2,26

### 5.3.4 Ubalansert produksjon

Utregning med målingene gjort ved transformatoren viser liten spenningsusymmetri både ved høy og lav last med varierende mengde produksjon. Med produksjon på alle tilknytningspunktene, der all produksjon er satt mellom fase a og b, er spenningsusymmetrien ved trafoen på 0,37 % for både høy og lav last. Dette er godt innenfor kravet fra FoL om maksimum 2 % spenningsusymmetri.

Målingene som ble utført ved tilknytningspunktene viste mye større utslag. Ved produksjon på alle tilknytningspunktene mellom fase a og b, viste målingene en spenningsusymmetri på over 2 % både for maks og lav last ved alle tilknytningspunktene. Resultatene er presentert i tabell 5.8.

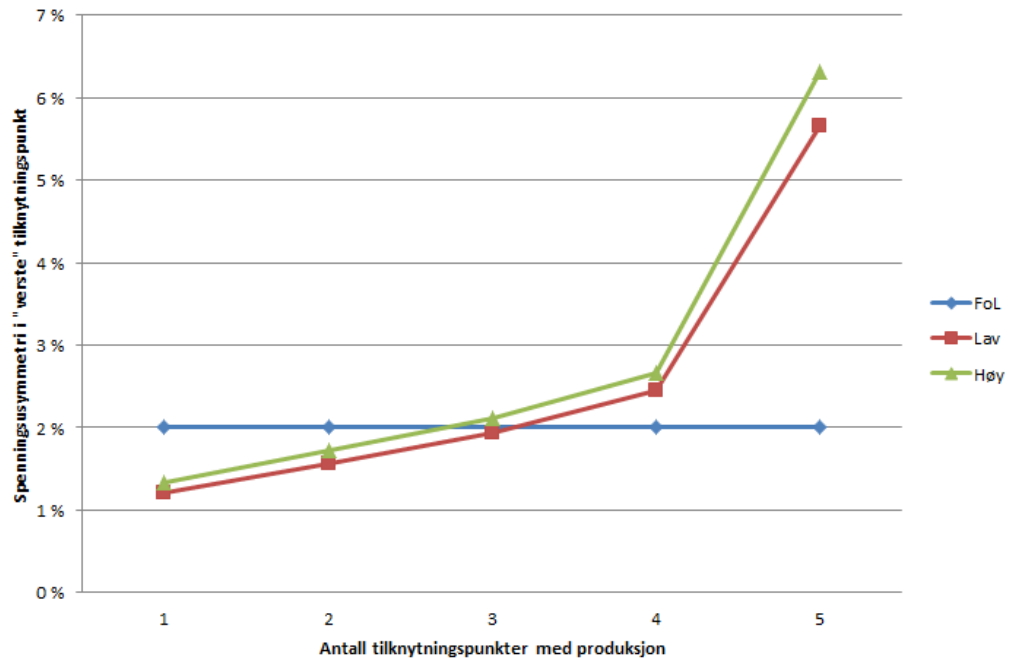
Tabell 5.8: Spenningsusymmetri ved produksjon på alle tilknytningspunktene

	Lav last	Maks last
TP 1	2,99 %	3,24 %
TP 2	2,54 %	2,67 %
TP 3	2,66 %	2,85 %
TP 4	3,09 %	3,12 %
TP 5	3,08 %	2,70 %
TP 6	5,66 %	6,32 %

Figur 5.4 viser videre plott av den høyeste spenningsusymmetrien blant alle tilknytningspunktene som oppstår ved produksjon på først ett tilknytningspunkt, så to, tre, fire og fem (alle). Linjen for maksimal tilatt verdi (2 %) er lagt inn for å illustrere når grensen nås.

Produksjon på TP 6 har en ekstra stor innvirkning på spenningsusymmetrien, noe tabell 5.8 viser. En simulering gjort isolert på TP 6 med kun produksjon fra dette punktet viser en spenningsusymmetri på hele 4,28 % ved høy last og 3,85 % ved lav last. Spenningsens effektivverdi (fase-jord) i de tre fasene varierer i scenariet med høy last mellom 117,4 V og 126,4 V og i scenariet med lav last mellom 137,3 V og 146,8 V. Det er videre studert spenningsusymmetri i TP 6 sammenlignet med spenningsusymmetri i TP 2 for varierende produksjon. Tabell 5.9 oppsummerer resultatene fra disse simuleringene ved lav last.

Simuleringsresultatene fra scenariet med produksjon fra enfase-vekselrettere fordelt mellom fasene så jevnt som mulig (se tabell 5.2, seksjon 5.2.4), viste en mye bedre spenningsusymmetri enn når produksjonen ikke var fordelt



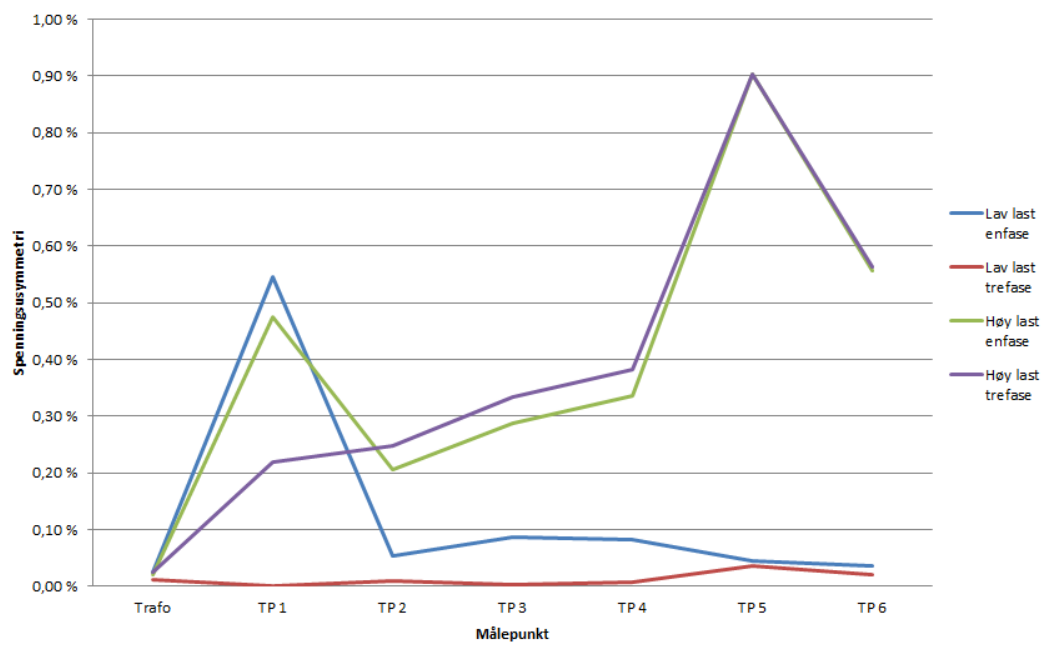
Figur 5.4: Utvikling av spenningsusymmetri ved flere og flere produksjonsanlegg for lav last og høy last

Tabell 5.9: Spenningsusymmetri målt i hhv. TP 6 og TP 2 ved varierende produksjon i de to tilknytningspunktene, lav last

Produksjon [kW]	10,4	6	4	2
TP 6	3,85 %	2,33 %	1,59 %	0,80 %
Produksjon [kW]	7,2	3	10	15
TP 2	0,39 %	0,16 %	0,55 %	0,82 %

mellom fasene. Ved høy last var nå spenningsusymmetrien under 1 % i alle tilknytningspunktene, mens den ved lav last var under 0,6 % for alle tilknytningspunktene. Spenningsusymmetrien med enfase-vekselrettere fordelt jevntest mulig er sammenlignet med spenningsusymmetrien med trefase-vekselrettere (jevnt fordelt i hvert tilknytningspunkt) i figur 5.5. (TP 5 stikker seg først og fremst ut fordi det der kun er tofasert last. Det er ingen produksjon i dette punktet som gjør at spenningen blir usymmetrisk. Punktet er likevel tatt med i figuren for å se helheten i radialen.)





Figur 5.5: Spenningsusymmetri med enfase-vekselrettere fordelt mellom fasene så jevnt som mulig sammenlignet med trefase-vekselrettere

# Kapittel 6

## Diskusjon

### 6.1 Spenningsvariasjoner

Simuleringsresultatene fra scenariene som går på spenningsvariasjon viser tydelig at distribuert produksjon fører til økt spenningsvariasjon i kraftnettet. På grunn av relativt høy resistans flere steder i nettet, har aktiv effektflyt stor innvirkning på spenningsfallet i radialen. Ved maksimal belastning fra alle kundene i radialen er spenningsfallet signifikant, noe som medfører spenningsverdier under 211 V for alle kundene. Det er ikke så sannsynlig at alle tilknytningspunktene belastes maksimalt helt samtidig, og i så fall vil det ikke være snakk om så lange perioder av gangen. Derfor er nok ikke utfordringen med lave spenningsverdier noe stort problem i realiteten.

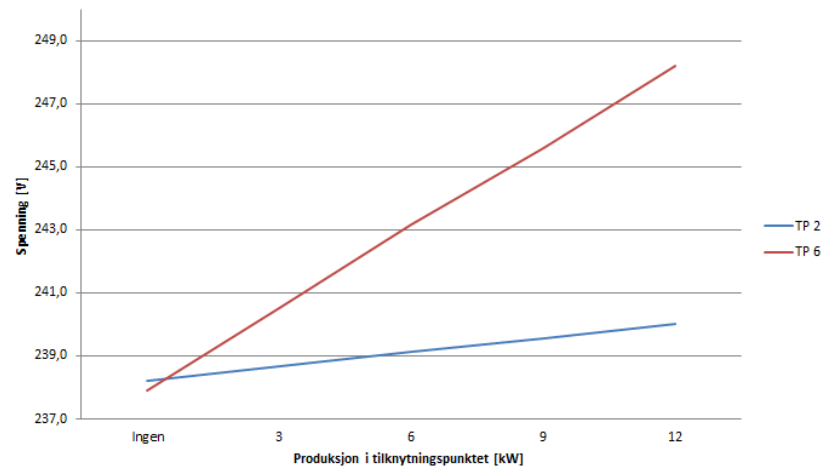
Når det legges på produksjon fra fotovoltaiske systemer rundt i radialen, vises en merkbar spenningsøkning på alle tilknytningspunktene. Spenningsvariasjonen ved transformatoren er generelt veldig liten som følge av lav kortslutningsimpedans og er ikke nødvendig å analysere nærmere ved noen av scenariene. Det er derimot signifikant spenningsvariasjon i noen av tilknytningspunktene. Spenningsvariasjonen i et tilknytningspunkt i radialen med produksjon i kun ett av tilknytningspunktene varierer mellom 0,22 % og 4,9 % med gjennomsnitt på 0,57 %. Eksempelvis utgjør maksimal produksjon i TP 1 ved lav last (typisk sommerdag) en spenningsøkning på kun 0,52 V i TP 6. I motsatt fall utgjør maksimal produksjon i TP 6 ved lav last en spenningsøkning på 0,87 V i TP 1. Med andre ord er ikke et fotovoltaisk anlegg alene så forstyrrende for naboers spenningsverdier. De to samme eksemplene resulterer derimot i større spenningsvariasjon for seg selv, altså i det tilknytningspunktet der produksjonen er; henholdsvis 2,79 V og 8,92 V.

Det er mye mer kritisk, spesielt det siste tilfellet.

Spenningsendringene beskrevet over blir mer forsterket jo flere produksjonsanlegg som finnes i radialen. Ved maksimal produksjon i alle tilknytningspunktene er den gjennomsnittlige spenningsøkningen helt oppe i 2,88 % noe som tilsvarer omtrent 5,5 V. Det er med andre ord nesten 1/4 av av den maksimalt tillatte spenningsøkningen fra 230 V. I radialen som er studert i denne oppgaven er transformatoren trinnet til 240 V på sekundærsiden, og ved lav last er da laveste spenningsverdi i radialen 237,9 V. Dermed er allerede over 30 % av den tillatte spenningsøkningen i radialen belagt. Med den siste spenningsøkningen på 5,5 V i snitt havner gjennomsnittsspenningen i radialen på omlag 243 V. Med den største spenningsøkningen ved lav last, ca. 12 V, tatt i betraktning, blir spenningen enkelte steder i kretsen tett opp mot 253 V, som er maksimalt tillatte stasjonærspenning (se seksjon 2.3). Det er en uheldig situasjon som i verste fall kan føre til ødeleggelse av utstyr hos kunden og en eventuell klage vil kunne føre til unødvendige kostnader for netteier.

Grunnen til at spenningsvariasjonene ved enkelte av tilknytningspunktene blir ekstra store, har først og fremst med kortslutningsimpedansen i nettet å gjøre. For å understreke dette ble spenningsvariasjonen i det svakeste og sterkeste tilknytningspunktet i kretsen, henholdsvis TP 6 og TP 2, studert. TP 2 har en kortslutningsimpedans godt under referanseimpedansen, mens TP 6 har en meget høy kortslutningsimpedans i forhold til referanseimpedansen. Simuleringsresultatene viste at spenningen i TP 6 øker mye mer som følge av økning i produksjonen enn spenningen i TP 2. Figur 6.1 viser utviklingen grafisk i de to punktene ved lav last. Det er med andre ord veldig tydelig at nettstyrken har mye å si for spenningsvariasjonene i nettet og dette vil bli enda tydeligere dersom det blir mange plusskunder i samme radial. Nettselskapene bør sørge for å gjøre en grundig sjekk av nettstyrken ved å kjøre kortslutningsberegninger før nye fotovoltaiske anlegg koples til nettet. Et svakt nett vil kunne tåle færre anlegg enn et sterkt nett.

Det er ikke kun forsterkning av nettet som er løsningen på problemet med spenningsøkning. Andre løsninger som regulering med reaktiv effekt og trinning av transformator kan også være aktuelt. Som beskrevet i seksjon 2.4.3, finnes det løsninger for trinning av distribusjonstransformatorer uten at det er nødvendig å skifte ut hele nettstasjonen. Med slike løsninger kan spenningen på sekundærsiden av transformatoren automatisk trinnes lavere for å unngå at spenningsøkningen i radialen skaper problemer. Regulering med reaktiv effekt diskuteres i seksjon 6.3. Som resultatene viser, øker spenningen jo større produksjon det er, så kanskje kan det også være aktuelt



Figur 6.1: Spenningsøkning i TP 2 og TP 6 ved økende produksjon (lav last)

å sette begrensninger for størrelsen på anlegget avhengig av nettstyrken fra radial til radial. Alternativt kan det som overføres til nettet begrenses ved å lagre noe av den produserte effekten i tilknytningspunktet i et batteri.

## 6.2 Aktiv effektflyt og tap

Simuleringene viser at effektflyten i radialen snur når total distribuert produksjon blir større enn total last. Da blir det netto overskudd av produksjon, og effekten vil flyte mot transformatoren og overliggende nett. Når produksjonen øker, blir tapet større og større ( $P_{tap} = RI^2$ ).

Dette tapet blir en kostnad for nettselskapet i og med at de betaler kunden for det den produserer selv om noe av det går tapt før det kommer til nytte for nettselskapet i andre deler av nettet. Da denne produksjonen mates inn på lavspenningsnettet for så å overføres opp til et høyere spenningsnivå, blir tapet større i forhold til produksjon som mates direkte inn på mellom- eller høyspenningsnettet. Likevel kan det hende at det totale tapet fortsatt blir mindre, fordi denne effekten kan mates til naboradialen. Det kan da føre til lavere tap i høyspenningsdistribusjonsnettet. Dersom reduksjonen av tap i høyspenningsnettet er større enn økningen av tap i lavspenningsradialen, blir det totale tapet mindre.

Likevel er det foreløpig et stykke igjen til at alle husene i en radial har et fotovoltaisk system slik at det totalt sett i radialen blir et stort effektoverskudd som mates ut på overliggende nett. Selv med en relativt stor

økning av plusskunder, vil disse med stor sannsynlighet fordele seg utover kraftnettet. Det gjør at det i de fleste tilfeller vil være slik at den distribuerte produksjonen går med til å forsyne nabokunder. Og det vil da gjøre tapene mindre, fordi effekten får kortere vei å gå og det trengs mindre effekt fra transformatoren.

For radialen som er studert i denne oppgaven er totalbelastningen ved lav last på 11,5 kW inkludert tap. Det trengs da for eksempel fire fotovoltaiske anlegg med en makseffekt på 3 kW hver for at effekflyten skal snu mot overliggende nett. Total produksjonskapasitet i den studerte radialen er på omtrent 40 kW. Fordelt på de 13 boligene i radialen, blir det omtrent 3 kW per bolig. Selv om boligene i denne radialen er av ulik størrelse, vil det si at omtrent 4 av 13 boliger ( $\sim 30\%$ ) må installere et fotovoltaisk system før produksjonen overstiger forbruket.

### 6.3 Reaktiv effekt og spenningskontroll

På generell basis viser resultatene at spenningskontroll med produksjon eller forbruk av reaktiv effekt i vekselretteren kun har middels innvirkning, men i noen tilfeller har det ganske mye å si. Først og fremst er det nok aktuelt med reaktiv kompensasjon ved lav last når spenningene blir høye på grunn av produksjon (typisk tilfelle om sommeren), men det kan også fungere for å holde spenningene oppe ved høy last selv om den lave spenningen ikke har noe med den distribuerte produksjonen å gjøre. I TP 6, der kortslutningsimpedansen er høy og spenningsvariasjonen stor som følge av produksjon, har reaktiv effekt ganske stor påvirkning på spenningen. For scenariet der alle tilknytningspunktene har produksjon fra fotovoltaiske systemer og alle vekselretterne har en effektproduksjon med  $\cos\phi = 0,8$ , senkes spenningen i TP 6 fra 250 V til 243,5 V. Det bedrer situasjonen betraktelig.

I et tenkt tilfelle der kunden i TP 6 ønsker å installere et fotovoltaisk anlegg og knytte det til nettet, bør nettselskapet ut fra kortslutningsberegninger melde tilbake til kunden at det krever at han investerer i en vekselretter som kan regulere  $\cos\phi$ . Deretter kan de inngå en avtale om at vekselretteren stilles inn for eksempel på  $\cos\phi = 0,9$  i sommersesongen dersom det er mye produksjon i radialen fra før. I tillegg bør det være noe å gå på slik at spenningen kan holdes nede også dersom det blir flere plusskunder i årene som kommer. Eksempelvis vil spenningen kunne komme opp i 250 V dersom alle kundene i radialen har produksjon som angitt i denne oppgaven. Regulering

med reaktiv effekt på vekselretterne i TP 6 vil da kunne senke spenningen til 246,4 V (med  $\cos \phi = 0,8$ ). Dersom et mer realistisk tilfelle betraktes, der kun halvparten av husene i radialen har fotovoltaisk produksjon, kan spenningen senkes fra 248,4 V til 244,9 V ved å sette  $\cos \phi = 0,8$  på vekselretterne i TP 6.

Reaktiv effektkompensering kan med andre ord ha stor innvirkning i enkelte tilfeller. Det bør derfor gjøres målinger og beregninger fra nettselskapet og lages gode avtaler med kundene, slik at regulering med reaktiv effekt kan brukes i de tilfellene det lønner seg. Det kan også være lurt å planlegge for en viss økning av antall plusskunder i samme radial, samt eventuell utbygging av eksisterende anlegg.

## 6.4 Ubalansert produksjon

Spenningsusymmetrien i radialen varierer veldig etter hvor i radialen målingene gjøres og mengde enfaset produksjon. Ved transformatoren er spenningsusymmetrien så å si ubetydelig selv med enfaseproduksjon mellom samme faser i alle tilknytningspunktene både ved høy og lav last. Det viser seg at også spenningsusymmetri er påvirket av kortslutningsimpedansen, noe som er naturlig i og med at spenningsvariasjoner generelt påvirkes av størrelsen på kortslutningsimpedansen.

Usymmetrien oppstår når produksjonen er lagt mellom kun to av fasene og øker når det samme skjer i nabohuset. I ekstremtilfellet, der alle husene i radialen har koplet sitt fotovoltaiske system kun mellom de to samme fasene, viser resultatene at alle tilknytningspunktene får så usymmetriske spenninger at ingen av dem er i henhold til forskriftene fra FoL om maksimum 2 % spenningsusymmetri. Igjen ligger TP 6 et stykke over de andre tilknytningspunktene, og den ekstreme verdien kommer nok også her av den høye kortslutningsimpedansen. Ved så å studere utviklingen av spenningsusymmetrien med produksjon først i ett tilknytningspunkt, så to, tre, fire og fem, så er utviklingen veldig tydelig: Jo flere hus med produksjon mellom samme fase, jo større blir spenningsusymmetrien. Resultatene viser, for radialen studert i denne oppgaven, at ved innkopling av produksjon i det tredje tilknytningspunktet så ligger spenningsusymmetrien rett rundt grensen på 2 %. Med andre ord vil det være svært nyttig for nettselskapet å holde orden på hvilke faser enfase-vekselretterne koples mellom for de forskjellige fotovoltaiske systemene. Med tanke på at heller ikke lasten er helt jevnt fordelt mellom fasene, vil ikke den ubalanserte produksjonen ha 2

---

% spenningsusymmetri å gå på.

Det ble simulert to scenarier med fokus på TP 6 og TP 2 for å studere innvirkningen kortslutningsimpedansen har på spenningsusymmetrien. I scenariet med TP 6 ble det testet hvor lavt enfaseproduksjonen måtte for at spenningsusymmetrien skulle komme under 2 %. Resultatene viste at grensen nås et sted mellom 4 og 6 kW produksjon. Det vil si at også en reduksjon i tillatt effektproduksjon er mulig for å forhindre spenningsusymmetri. I dette tilfellet må denne grensen ligge på omtrent 50 % av systemets maksimalproduksjon for at grensen skal overholdes med produksjon kun i dette tilknytningspunktet. Med mindre kunden har en energilagringmulighet vil dette være en mindre god løsning, og et alternativ med flere enfasevekselrettere for å få fordelt produksjonen best mulig mellom fasene vil være å anbefale. I TP 2 er kortslutningsimpedansen lav og det skal mye produksjon til for å få noe særlig spenningsusymmetri. Resultatene fra simuleringene viser at selv med en enfaseproduksjon på 15 kW, som er et veldig stort fotovoltaisk anlegg for en enebolig, vil spenningsusymmetrien kun være 0,82 %. Med andre ord er fordeling av produksjon viktigere jo høyere kortslutningsimpedans tilknytningspunktet har.

For å se på virkningen av det at nettselskapet bør holde orden på hvilke faser produksjonen fra de ulike systemene i radialen koples mellom, ble det foretatt en simulering med et scenario der produksjonen så reelt som mulig ble jevnt fordelt mellom fasene. Det ble foreslått en realistisk fordeling (vist i tabell 5.2 i seksjon 5.2.4) og simulert både ved høy og lav last. Resultatene viser at det helt klart hjelper å fordele produksjonen i radialen og ved lav last er det snakk om veldig liten spenningsusymmetri. Ved høy last er usymmetrien noe høyere, men største usymmetri i radialen er under 1 % og fortsatt godt innenfor forskriftene. Likevel vil ikke produksjonen alltid være så jevnt fordelt selv om den er det i teorien. Skygger på deler av systemet kan gjøre at produksjonen blir mindre balansert og føre til større spenningsusymmetri. I tillegg er det for hele denne studien antatt at lasten er konstant i alle tre fasene, som vist i tabell 5.1 i seksjon 5.2. Det vil ikke være slik i virkeligheten, og spenningsusymmetrien kan dermed eksistere før produksjonen legges til. Da vil det kunne bli verre enn det som er vist i denne oppgaven. Tofase-lasten i TP 5 er et ekstremtilfelle av ubalansert last, og figur 5.5 i seksjon 5.3.4 viser at dette også gir utslag.

## 6.5 Valg av vekselrettere

Det varierer litt om produsentene oppgir maksimal og nominell effekt i  $W$  eller  $VA$ , og det er heller ikke alltid samsvar mellom maksimal strøm og maksimal effekt. Om dette kan skyldes feil/unøyaktigheter eller om det er meningen er litt vanskelig å vurdere. Det kan være lurt å dobbeltsjekke slike tall før det gjøres viktige avgjørelser på bakgrunn av dem.

Vekselretterprodusentene som er sjekket i denne oppgaven virker seriøse og produserer vekselrettere som er godkjent for det europeiske markedet. Likevel kan nettselskapet sette opp ytterligere krav, dersom det mener at de europeiske normene ikke er gode nok i alle tilfeller. Det er også viktig at nettselskapet gjør gode avtaler med kunder som søker om tilknytning av fotovoltaisk anlegg, slik at en samling av flere distribuerte produksjonsanlegg ikke skaper problemer. Nettselskapet kan for eksempel anbefale kundene et utvalg vekselrettermodeller som er nøye sjekket for de krav som ønskes overholdt, og eventuelt gi dispensasjon til andre modeller dersom kunden kan vise til dokumentering på godkjenning av utvalgte krav. På bakgrunn av simuleringene utført i denne oppgaven og belyste aspekter ved vekselrettere vil det være lurt å sette krav om mulighet for regulering av  $\cos \phi$ , med avtale om justering av  $\cos \phi$  om nødvendig. Det kan også være lurt å vurdere en maksgrense for (aktiv) effektproduksjon per fase samt følge opp og sette krav til fordeling av enfase-vekselrettere på fasene. Kanskje ønskes også å sette en grense for harmonisk forstyrrelse. Generelt vil det være lurt å holde seg til ledende vekselretterprodusenter (og modeller) som brukes mye i andre land, da disse med liten sannsynlighet vil skape de store problemene for leveringskvaliteten.



# Kapittel 7

## Konklusjon

Den viktigste konsekvensen med distribuert produksjon er spenningsvariasjoner i nettet. Spesielt i svake nett vil flere plusskunder i samme radial føre til høye spenninger ved lav last. For å løse disse utfordringene, må det settes restriksjoner fra nettselskapene og det må gjøres utbedringer i nettet. Kompensering med reaktiv effekt i vekselretterne kan hjelpe noe mot de største toppene, men i visse tilfeller vil kanskje forsterkninger av nettet (redusere kortslutningsimpedansen) eller trinning av distribusjonstransformatoren være nødvendig.

Leveringskvaliteten i nettet kan bli dårligere med for mye ubalansert produksjon og det er viktig at nettselskapet følger opp alle fotovoltaiske anlegg som tilknyttes nettet for å sikre en god fordeling på fasene. Spesielt i tilknytningspunkter med høy kortslutningsimpedans, bør nettselskapet gjøre nøye beregninger og kanskje sette en grense for maksimal effektproduksjon på anlegget.

Aktive tap vil bli redusert med flere plusskunder, men dersom det blir tilstrekkelig mange på en og samme radial ved lav last, kan effektflyten snu og tapet øke. Avhengig av forskjellen på redusert tap i høyspenningsnettet og økt tap i lavspenningsradialen, vil det totale tapet øke eller minke. Likevel skal det ganske stor produksjon til fra plusskunder i samme radial før produksjonen blir større enn forbruket i hele radialen.

Nettselskapet anbefales å bruke markedsledende vekselretterprodusenter i tillegg til å sette egne krav til blant annet muligheten for reaktiv kompensering. Med klare krav fra nettselskapet, god planlegging og gode kundeavtaler, vil det sannsynligvis være uproblematisk med en økning i antall plusskunder fremover.

# Kapittel 8

## Videre arbeid

Det var flere aspekter som ikke ble studert i denne masteroppgaven som vil være interessante å vite mer om både for nettselskap og andre. Harmonisk forstyrrelse fra vekselrettere og påvirkningen det vil ha på distribusjonsnettet, vil være et viktig og interessant tema å studere nøyere. Modellen brukt i denne oppgaven kan utvides med litt arbeid til å kunne gjøre simuleringer med harmoniske strømmer. Det må lages enten styrte strømkilder eller spenningkilder på en tilsvarende måte som det er gjort med aktiv og reaktiv produksjon for å simulere en effekt av harmonisk forstyrrelse. For å få forstyrrelsene i fase med strømmen i kretsen, holder det ikke med frittstående strømkilder.

Også studier av hurtige spenningsprang vil være interessant å studere nærmere i en modell, og vil antagelig være mulig ved videreutvikling av modellen benyttet i denne oppgaven. I tillegg er spenningsregulering med begrensning av aktiv effekt eller med energilagring et tema det kan være interessant å se effekten av. Dette bør det også gå an å få til i modellen brukt i denne oppgaven.

For å ta dette enda et skritt videre vil det være interessant å se på faktiske målinger fra et fotovoltaisk anlegg koplet til nettet. Det beste vil sannsynligvis være å gjøre det på et system på et privathus i en lavspenradial. Å gjøre målinger på spenningsvariasjon som følge av produksjon, spenningsregulering med reaktiv effekt, harmoniske forstyrrelser mv. vil også her være interessant.

# Referanser

## Bøker

- [1] Martin J. Heathcote. *J&P Transformer Book*. 13. utg. Elsevier Ltd., 2007. Kap. 1.3, s. 4–5. ISBN: 9780750681643.
- [2] Hadi Saadat. *Power System Analysis*. 3. utg. PSA Publishing, 2010. Kap. 10, s. 438–498. ISBN: 9780984543809.

## Artikler, manualer og tekniske notater

- [3] SMA Solar Technology AG. *Sunny Boy*. (Datablad). 2013.
- [4] ActewAGL. *Guidelines for embedded generator connection to Actew-AGL's low voltage (LV) network*. 2013.
- [5] Eorpean Power Supply Manufacturers Association. *Harmonic Current Emission - Guidelines to the standard 61000-3-2*. 2010.
- [6] Tessa Beach, Alina Kozinda og Vivek Rao. *Advanced Inverters for Distributed PV: Latent Opportunities for Localized Reactive Power Compensation*. Tilgjengelig på nett: [http://www.clean-coalition.org/site/wp-content/uploads/2013/10/CC\\_PV\\_AI\\_Paper\\_Final\\_Draft\\_v2.5\\_05\\_13\\_2013\\_AK.pdf](http://www.clean-coalition.org/site/wp-content/uploads/2013/10/CC_PV_AI_Paper_Final_Draft_v2.5_05_13_2013_AK.pdf). 2013.
- [7] Bender. *Electrical Safety of PV installation*. Powerpointpresentasjon. 2005.
- [8] Ward Bower og Dr. Michael Ropp. *Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility-Interactive Power Systems*. International Energy Agency (IEA PVPS), 2002. URL: <http://apache.solarch.ch/pdfinter/solar/pdf/PVPSTask509.pdf>.
- [9] Morris Brenna mfl. "Voltage Control in Smart Grids: An Approach Based on Sensitivity Theory". I: *Electromagnetic Analysis & Applications* 2.8 (2010), s. 467–474.

- 
- [10] Manitoba HVDC Research Centre. *EMTDC - Transient Analysis for PSCAD Power System Simulation*. 2005.
- [11] Manitoba HVDC Research Centre. *PSCAD On-Line Help System*. (Tilgjengelig fra programmet).
- [12] Hanju Cha, Trung-Kien Vu og Jae-Eon Kim. *Design and Control of Proportional-Resonant Controller Based Photovoltaic Power Conditioning System*. Energy Conversion Congress and Exposition, 2009. ECCE 2009. IEEE. s. 2198–2205.
- [13] Neil Cullen, Jim Thornycroft og Alan Collinson. *Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks*. International Energy Agency (IEA PVPS), 2002. URL: [http://www.hme.ca/gridconnect/IEA\\_PVPS\\_Task\\_5-08\\_Risk\\_Analysis\\_of\\_Islanding\\_of\\_PV\\_Systems.pdf](http://www.hme.ca/gridconnect/IEA_PVPS_Task_5-08_Risk_Analysis_of_Islanding_of_PV_Systems.pdf).
- [14] Erhan Demirok mfl. *Evaluation of the Voltage Support Strategies for the Low Voltage Grid Connected PV Generators*. 2010.
- [15] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. *Load representation for dynamic performance analysis*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 2. 1993.
- [16] Marie Latour (EPIA). *PV Marked and Policy Trends in Europe*. Tilgjengelig på nett: [http://www.pvgrid.eu/uploads/media/Latour\\_PV\\_as\\_a\\_major\\_source....pdf](http://www.pvgrid.eu/uploads/media/Latour_PV_as_a_major_source....pdf). 2013.
- [17] European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC). *Requirements for micro-generating plants to be connected in parallel with public low-voltage distribution networks*. NEK EN 50438. 2013.
- [18] Abraham Ellis. *IEEE 1547 and High Penetration PV*. 2012.
- [19] Eltek. *Theia TL String*. (Datablad). 2013.
- [20] Svensk Energi. *Anslutning av mikroproduksjon till konsumtionsanleggninger - MIKRO*. 2011.
- [21] Olje og Energidepartementet (OED). *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. 2004.
- [22] Nature Conservation Federal Ministry for the Environment og Nuclear Safety. *EEG – The Renewable Energy Sources Act*. Tilgjengelig på nett: [http://www.folkecenter.net/mediafiles/folkecenter/pdf/eeg\\_success\\_brochure\\_engl.pdf](http://www.folkecenter.net/mediafiles/folkecenter/pdf/eeg_success_brochure_engl.pdf). 2007.
- [23] Fronius. *Inverter with Multiple MPP Trackers: Requirements and State of the Art Solutions*. 2013.
- [24] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH. *The System Solution for Voltage Regulated Distribution Transformers*. 2012.
- [25] Dr. Harry Wirth (Fraunhofer ISE). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. (Finnes også i engelsk utgave oppdatert

- 2013.) Tilgjengelig på nett: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>. 2014.
- [26] Stephen Marx og Dean Bender. *An Introduction to Symmetrical Components, System Modeling and Fault Calculation*. 2013.
- [27] Gaëtan Masson mfl. *Global Market Outlook For Photovoltaics 2013-2017*. Red. av Craig Winneker. European Photovoltaic Industry Association (EPIA). 2013.
- [28] Craig Morris og Martin Pehnt. *Energy Transition The German Energiewende*. Heinrich Böll Foundation, 2012. URL: <http://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2012/09/EnergyTransitionEnergiewende.pdf>.
- [29] Bjørnar Fladen (NVE). *Forenklet regelverk for plusskunder*. (Lysbilder fra åpent fagseminar på NTNU). 2014.
- [30] Noratel. *Transformorteknikk*. (Teknisk informasjon).
- [31] Power-One. *Aurora Uno*. (Datablad). 2013.
- [32] Dipl.-Ing. Ansgar Hinz (Institute for high voltage technology RWTH Aachen university). *Der regelbare Ortsnetztransformator im Verteilungsnetz – Lösung aller Spannungsbandprobleme?* (Powerpoint-foiler). 2012.
- [33] MJ Shiao (GTM Research). *The Global PV Inverter Landscape 2013*. Brochure. 2013.
- [34] Kjell Sand. *Power system harmonics*. (Lysbilder fra forelesning). 2013.
- [35] Helge Seljeseth, Kjell Sand og Tarjei Solvang. *Håndtering av utfordrende elektriske apparater som tilknyttes elektrisitetsnettet*. 2012.
- [36] SolarEdge. *A Comparison of Microinverters & Power Optimizers*. 2013.
- [37] SolarEdge. *SolarEdge Power Optimizer Module Embedded Solution*. Datablad. 2013.
- [38] SolarEdge. *Technical Note SolarEdge Fixed String Voltage, Concept of Operation*. 2012.
- [39] SolarBridge Technologies. *Pantheon II Integrated Microinverter*. Datablad. 2013.

## Nettsider

- [40] Mari Lyseid Authen. *Bruksområde for solceller*. URL: <http://www.fornybar.no/solenergi/elektrisk-energi-fra-solen/bruksomrade-for-solceller> (sjekket 17.09.2013).

- 
- [41] Frode Aga (Bygg.no). *NVE vil gjøre det enklere å satse på solenergi*. URL: <http://www.bygg.no/forbruker/article/1181293> (sjekket 27.04.2014).
- [42] Manitoba HVDC Research Centre. *PSCAD*. URL: <https://hvdc.ca/pscad/> (sjekket 12.02.2014).
- [43] PVPerformance Modeling Collaborative. *CEC Inverter Test Protocol*. URL: <http://pvpmc.org/modeling-steps/dc-to-ac-conversion-2/inverter-efficiency/cec-inverter-test-protocol/> (sjekket 05.02.2014).
- [44] European Commission. *Electrical Safety: Low Voltage Directive (LVD)*. URL: <http://ec.europa.eu/enterprise/sectors/electrical/lvd/> (sjekket 19.05.2014).
- [45] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic compatibility*. URL: <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=161-01-07> (sjekket 20.05.2014).
- [46] Benjamin Fontaine (EPIA). *Record-year for photovoltaic markets in 2013, Asia taking over the leading role*. URL: [http://www.epia.org/fileadmin/user\\_upload/Press\\_Releases/MW\\_PR\\_2014\\_01.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Press_Releases/MW_PR_2014_01.pdf) (sjekket 11.03.2014).
- [47] Schneider Electric. *Practical values of power factor*. URL: [http://www.electrical-installation.org/enwiki/Practical\\_values\\_of\\_power\\_factor](http://www.electrical-installation.org/enwiki/Practical_values_of_power_factor) (sjekket 21.02.2014).
- [48] Elektronik und Informationstechnik (VDE) Verband der Elektrotechnik. *The 50.2 Hz problem*. URL: <https://www.vde.com/en/fnn/Pages/50-2-hz.aspx> (sjekket 28.04.2014).
- [49] Herman K. Trabish (Greentechmedia). *To Microinvert or To Power-Optimize, That Is the Solar Question*. URL: <http://www.greentechmedia.com/articles/read/To-Microinvert-or-To-Power-Optimize-That-is-the-Solar-Question> (sjekket 03.04.2014).
- [50] Christiana Honsberg og Stuart Bowden. *Photovoltaic Education Network*. URL: <http://pveducation.org/> (sjekket 12.09.2013).
- [51] DSM&T Co. Inc. *IP-systemet*. URL: <http://www.dsmt.com/resources/ip-rating-chart> (sjekket 03.04.2014).
- [52] PV Magazine. *Advanced Energy acquires Refusol*. URL: [http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/advanced-energy-acquires-refusol-\\_100010845/#axzz31s1gb5Dw](http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/advanced-energy-acquires-refusol-_100010845/#axzz31s1gb5Dw) (sjekket 19.05.2014).
- [53] James Martin. *Types of solar inverter efficiency*. URL: <http://www.solarchoice.net.au/blog/types-of-solar-inverter-efficiency/> (sjekket 03.02.2014).

- 
- [54] Multiconsult. *Om Multiconsult*. URL: [http://www.multiconsult.no/Om\\_Multiconsult/](http://www.multiconsult.no/Om_Multiconsult/) (sjekket 18.09.2013).
- [55] NELFO. *Ek, er, ex*. URL: <http://nelfo.no/Produkter/DataverktoyProgramvare/FEBDOK/FAQ/Fagteknisk/Trafo/ek-er-ex/> (sjekket 17.02.2014).
- [56] Norges vassdrags-og energidirektorat (NVE). *Plusskunder*. URL: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-tariffer-for-innmating-fra-produksjon/Plusskunder/> (sjekket 27.04.2014).
- [57] Hafslund Nett. *Om Hafslund Nett*. URL: [http://hafslundnett.no/omoss/artikler/les\\_artikkel.asp?artikkelid=330](http://hafslundnett.no/omoss/artikler/les_artikkel.asp?artikkelid=330) (sjekket 18.09.2013).
- [58] Hafslund Nett. *Spørsmål og svar om plusskunde-ordningen*. URL: [http://www.hafslundnett.no/omoss/artikkelarkiv/les\\_artikkel.asp?artikkelid=2155](http://www.hafslundnett.no/omoss/artikkelarkiv/les_artikkel.asp?artikkelid=2155) (sjekket 17.09.2013).
- [59] Noratel. *Tomgangstap (magnetiseringstap) i transformator*. URL: <http://www.noratel.no/content/view/full/5380> (sjekket 17.02.2014).
- [60] Power One. *ABB completes acquisition of Power-One*. URL: <http://www.power-one.com/corporate/news/abb-completes-acquisition-power-one> (sjekket 06.05.2014).
- [61] Terje Osmundsen. *Solenergi: «Gamle» kraftselskaper omfavner nye forretningsmodeller*. URL: <http://energiogklima.no/nyhetsblogg/terje-osmundsen/solenergi-gamle-kraftselskaper-omfavner-nye-forretningsmodeller/> (sjekket 17.09.2013).
- [62] Photon. *Inverter-Database*. URL: [http://www.photon.info/photon\\_site\\_db\\_wechselrichter\\_en.photon?ActiveID=1241](http://www.photon.info/photon_site_db_wechselrichter_en.photon?ActiveID=1241) (sjekket 05.02.2014).
- [63] Michael Zuercher-Martinson (Solectrica Renewables). *Smart PV Inverter Benefits for Utilities*. URL: <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2012/01/smart-pv-inverter-benefits-for-utilities> (sjekket 14.03.2014).
- [64] Helge Seljeseth. *Kort om Forskrift om Leveringskvalitet FoL*. URL: <http://dok.ebl-kompetanse.no/Foredrag/2007/Spenningskvalitet/Seljeseth3.pdf> (sjekket 30.01.2014).
- [65] Arno Smets. *Solar Energy online course, ET3034TUx. Status and prospects of PV technology*. URL: <https://www.edx.org/course/delft-university-technology/et3034tux/solar-energy/770> (sjekket 16.09.2013).
- [66] Miles C. Russell (GreenRay Solar). *The Promise of Reliable Inverters for PV Systems: The Microinverter Solution*. URL: <http://www.greentechmedia.com/articles/read/the-promise-of-reliable->

- inverters - for - pv - systems - the - micro - inverter - solutio  
(sjekket 06.05.2014).
- [67] Sylvania. *Power Factor*. URL: [http://ceolas.net/Docs/Sylvania\\_on\\_CFL\\_Power\\_Factor.pdf](http://ceolas.net/Docs/Sylvania_on_CFL_Power_Factor.pdf) (sjekket 21.02.2014).
- [68] T. Paul Parker (SolarBridge Technologies). *PV Inverter Reliability*. URL: <http://solarbridgetech.com/pv-inverter-reliability/> (sjekket 06.05.2014).
- [69] Lovinda Ødegården (The Norwegian Smartgrid Centre). *Global Smart Grid Federation peker på Norges lave investeringer i forskning, utvikling og demonstrasjon for smartgrids*. URL: <http://smartgrids.no/global-smart-grid-federation-peker-pa-norges-lave-investeringer-i-forskning-utvikling-og-demonstrasjon-for-smartgrids/> (sjekket 27.04.2014).
- [70] David Sneed (The Tribune). *California Valley's Topaz Solar Farm now producing electricity*. URL: <http://www.sanluisobispo.com/2014/01/03/2860930/california-valley-solar-farm.html> (sjekket 12.03.2014).
- [71] Wikipedia. *IP-systemet*. URL: <http://no.wikipedia.org/wiki/IP-systemet> (sjekket 03.04.2014).
- [72] Wikipedia. *List of photovoltaic power stations*. URL: [http://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_photovoltaic\\_power\\_stations](http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_photovoltaic_power_stations) (sjekket 12.03.2014).
- [73] Store norske leksikon. *Nettsystem*. URL: <http://snl.no/nettsystem> (sjekket 25.04.2014).

## Oppgaver og avhandlinger

- [74] Stine Andersen, Øyvind Ness Eikås og Camilla Seland Ellefsen. "Nettilknyttede solcelleanlegg - en analyse av spenningskvalitet". Bacheloroppgave. Universitetet i Agder, 2012.
- [75] Ferdinand Meltzer Dahl. "Interconnection of an Isolated Power System to an External Power Supply". Masteroppgave. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), 2014.
- [76] Christian Granum. "Solenergi og smartnett". Spesialiseringsprosjekt. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), 2013.
- [77] Thongsavanh Keokhoungning. "Transient Overvoltage Analysis of 500 kV Transmission Line Between Nam Theun 2 Substation and Roi Et 2 Substation". Tilgjengelig på nett: <http://www.mmtc.egat.co.th/>



- egat\_cmu/pdf/E/. Masteroppgave. Chiang Mai University (CMU), 2009.
- [78] Jorun I. Marvik. “Fault Localization in Medium Voltage Distribution Networks with Distributed Generation”. Doktorgradsavhandling. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), 2011.
- [79] Siv Helene Nordahl. “Design of Roof PV Installation in Oslo”. Masteroppgave. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), 2012.



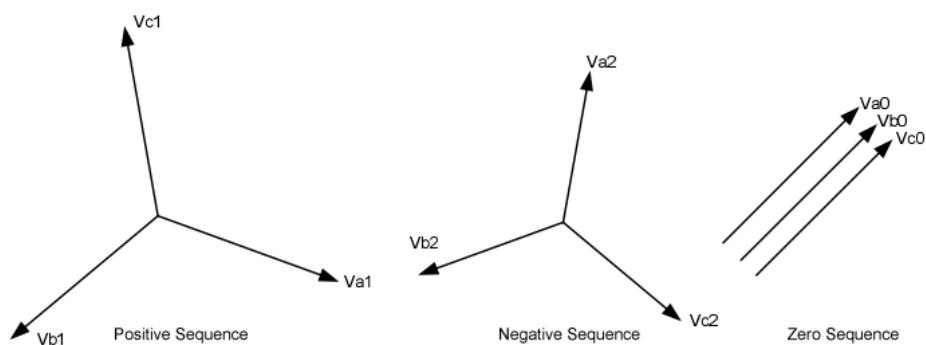
# Tillegg A

## Teori

### A.1 Symmetriske komponenter

Vedlegget er basert på [26, 2] og tar kun for seg det mest essensielle med tanke på denne oppgaven.

I 1918 skrev Dr. C. L. Fortescue en artikkel der han beskrev hvordan tilfeldig ubalansert trefasespenning (eller strøm) kunne transformeres til tre sett med balanserte trefasekomponenter. Disse komponentene kalte han «symmetriske komponenter». Denne metoden reduserer kompleksiteten ved blant annet feilanalyser. De symmetriske komponentene er: positiv-, negativ- og null-sekvenskomponenter, se figur A.1.



Figur A.1: Symmetriske komponenter [26]

Spesielt er symmetriske komponenter viktig for ubalanserte systemer (for eksempel ubalansert produksjon). Når det oppstår ubalanse i systemet, er det viktig å kunne regne ut strømmer og spenninger for det nye ubalanserte

systemet. Ved å bruke symmetriske komponenter vil utregningen gjøres med enkel kretsanalyse for så å transformeres tilbake til originale fasevariable.

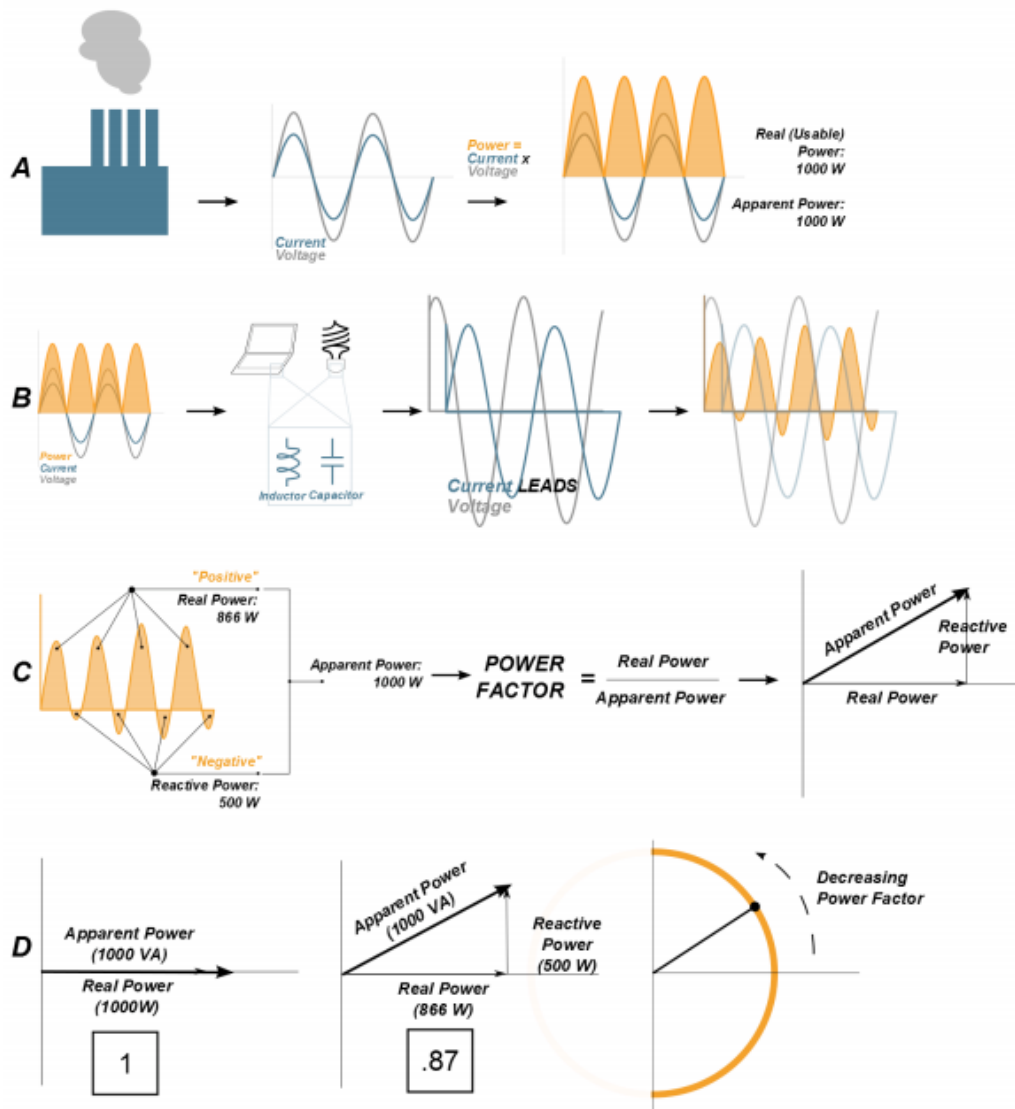
For systemmodellering av overføringslinjer og -kabler vil impedansen for positiv- og negativ-sekvens være lik. Impedansen i null-sekvenskomponentene er alltid større enn i positiv-sekvens på grunn av den gjensidige kortslutningsmotstanden som adderes isteden for å subtraheres.

## A.2 Reaktiv effekt

Se figur A.2. Konvensjonell effekt produseres fra en turbin i et kraftverk, med strøm og spenning i fase (A). Dette skaper en effektkurve som alltid er positiv, selv når strømmen og spenningen er negativ. Når en slik bølgeform flyter igjennom nettet, treffer den på fundamentale komponenter (som spoler og kondensatorer) som fører til et faseskifte av strømmen (B). Kondensatorer medfører at strømmen kommer foran spenningen, mens spoler gjør at strømmen kommer etter spenning (lead/lag). Dette gjør at effektkurven blir negativ visse tider i syklusen. Positive topper beskrives som aktiv effekt, mens negative topper beskrives som reaktiv effekt (C). Denne reaktive effekten kan ikke brukes, men tar opp plass i overføringslinjene. Effektfaktoren brukes for å beskrive komponenter i systemet. Effekt med lav effektfaktor inneholder signifikante mengder reaktiv effekt og mindre aktiv effekt (D), og kan visualiseres ved å plote aktiv effekt mot reaktiv effekt. Effektfaktor kan også presenteres i en enhetssirkel, der radiusen representerer konstanten. [6]

## A.3 Elektrisk misforhold

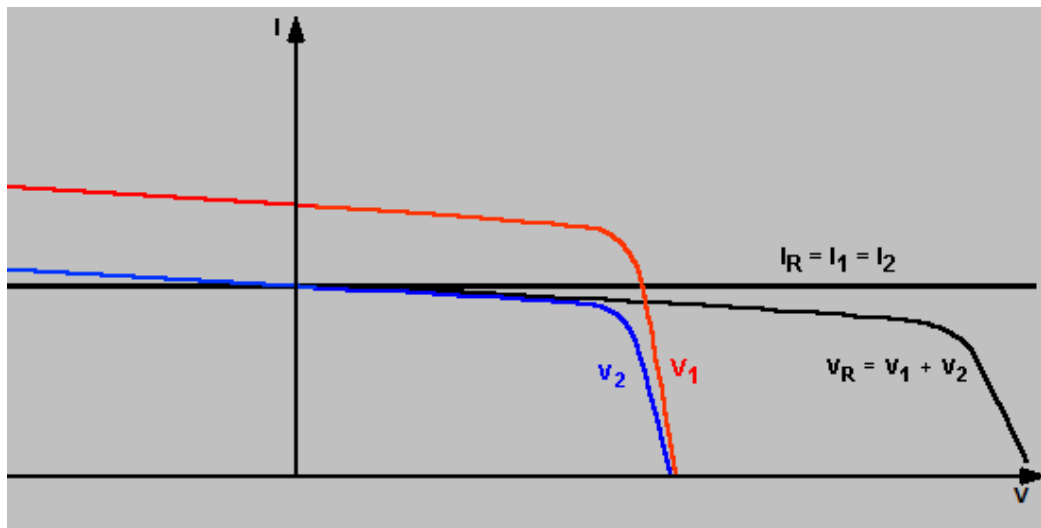
Ved skygging av deler av en modul vil det oppstå et misforholdstap som følge av at de elektriske parameterene ved en eller flere solceller blir signifikant forskjellig fra de resterende. Både misforhold i tomgangsspenning og kortslutningsstrøm kan oppstå, men et misforhold i kortslutningsstrømmen er det vanligste og også det mest alvorlige. Strømmen i en seriekopling må være den samme igjennom hele serien og når én eller flere celler da produserer mindre enn resten vil den totale strømmen ikke overstige det som er produsert i den dårligste. De uskyggede cellene vil forsøke å føre den samme strømmen igjennom kretsen, også igjennom de cellene som er i skygge, noe som vil føre til at spenningen i de skyggede cellene vil bli negativ. Det gjør at de trekker effekt isteden for å levere, noe som kan føre til overoppheting og i verste



Figur A.2: Reaktiv effekt [6]

fall ødeleggelse. Figur A.3 viser I-V-karakteristikken for to celler der den ene (nummer 2) er skyggelagt.

Det finnes flere måter å takle utfordringer med elektrisk misforhold på, blant annet friløpsdioder, MPPT og effektoptimerere. For mer om dette, se [76].



Figur A.3: I-V-karakteristikk for en skyggelagt celle i serie med en celle som mottar full bestråling. På dette tidspunktet vil celle 2 begynne å trekke effekt fra kretsen istedet for å produsere [50, Mismatch for Cells Connected in series]

# Tillegg B

## Data for linjer og tilknytningspunkter i modellen

Dette vedlegget inneholder data på linjene og tilknytningspunktene som ikke er omtalt eksplisitt i kapittel 4. Tabell B.1 - B.13 viser data på linjeekvivalentene, mens tabell B.14 - B.18 viser data for tilknytningspunktene.

Merk følgende om tilknytningspunktene:

- Mulig areal for solcellemoduler er målt omtrentlig i GeoNIS
- For tabell B.15 er det antatt 40 A sikring på ett av husene, da data manglet i GeoNIS
- Lasten er jevnt fordelt mellom alle tre fasene med unntak av TP 3 og TP 5
- Produksjonen er fordelt som beskrevet i hvert scenario

Tabell B.1: Linjeekvivalent, linje 2 (3x1x70 Cu, linje, uisolert)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	43,5884853	m	
R1	0,01111506	$\Omega$	
X1	0,01425343	$\Omega$	
R0	4358,84853	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	4358,84853	$\Omega$	
CD	0,49429342	nF	
CJ	0,19178934	nF	
Pos res	0,000255	$\Omega/m$	
Pos ind	0,000327	$\Omega/m$	
Pos kap	280,6965505	$M\Omega \cdot m$	Til PSCAD
Null res	100	$\Omega/m$	
Null ind	100	$\Omega/m$	
Null kap	723,4315419	$M\Omega \cdot m$	

Tabell B.2: Linjeekvivalent, linje 3 (1x4x50 Al, kabel, TFXP)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	144,91	m	
R1	0,09288731	$\Omega$	
X1	0,01086825	$\Omega$	
R0	0,3709696	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	0,043473	$\Omega$	
CD	0,1565028	$\mu F$	
CJ	0,0768023	$\mu F$	
Pos res	0,000641	$\Omega/m$	
Pos ind	0,000075	$\Omega/m$	
Pos kap	2,947313761	$M\Omega \cdot m$	Til PSCAD
Null res	0,00256	$\Omega/m$	
Null ind	0,0003	$\Omega/m$	
Null kap	6,005846909	$M\Omega \cdot m$	



Tabell B.3: Linjeekvivalent, linje 4 (1x3x95 Cu, kabel, DKBA)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	51,99	m	
R1	0,01003407	$\Omega$	
X1	0,00389925	$\Omega$	
R0	5199	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	5199	$\Omega$	
CD	0,0566691	$\mu\text{F}$	
CJ	0,0270348	$\mu\text{F}$	
Pos res	0,000193	$\Omega/\text{m}$	
Pos ind	0,000075	$\Omega/\text{m}$	
Pos kap	2,920274185	$\text{M}\Omega\cdot\text{m}$	Til PSCAD
Null res	100	$\Omega/\text{m}$	
Null ind	100	$\Omega/\text{m}$	
Null kap	6,121343965	$\text{M}\Omega\cdot\text{m}$	

Tabell B.4: Linjeekvivalent, linje 5 (1x4x150 Al, kabel, PFSP)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	8,53	m	
R1	0,00175718	$\Omega$	
X1	0,00061416	$\Omega$	
R0	0,0069946	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	0,0024737	$\Omega$	
CD	0,0101507	$\mu\text{F}$	
CJ	0,005118	$\mu\text{F}$	
Pos res	0,000206	$\Omega/\text{m}$	
Pos ind	0,000072	$\Omega/\text{m}$	
Pos kap	2,674872993	$\text{M}\Omega\cdot\text{m}$	Til PSCAD
Null res	0,00082	$\Omega/\text{m}$	
Null ind	0,00029	$\Omega/\text{m}$	
Null kap	5,30516477	$\text{M}\Omega\cdot\text{m}$	

Tabell B.5: Linjeekvivalent, linje 6 (1x3x35 Cu, kabel, PFSP)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	6,04	m	
R1	0,00316496	$\Omega$	
X1	0,00047112	$\Omega$	
R0	604	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	604	$\Omega$	
CD	0,005738	$\mu\text{F}$	
CJ	0,0028388	$\mu\text{F}$	
Pos res	0,000524	$\Omega/\text{m}$	
Pos ind	0,000078	$\Omega/\text{m}$	
Pos kap	3,350630381	$\text{M}\Omega\cdot\text{m}$	Til PSCAD
Null res	100	$\Omega/\text{m}$	
Null ind	100	$\Omega/\text{m}$	
Null kap	6,77255077	$\text{M}\Omega\cdot\text{m}$	

Tabell B.6: Linjeekvivalent, linje 7 (1x3x50 Cu, kabel, ukjent)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	37,93	m	
R1	0,01467891	$\Omega$	
X1	0,00284475	$\Omega$	
R0	3793	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	3793	$\Omega$	
CD	0,0409644	$\mu\text{F}$	
CJ	0,0201029	$\mu\text{F}$	
Pos res	0,000387	$\Omega/\text{m}$	
Pos ind	0,000075	$\Omega/\text{m}$	
Pos kap	2,947313761	$\text{M}\Omega\cdot\text{m}$	Til PSCAD
Null res	100	$\Omega/\text{m}$	
Null ind	100	$\Omega/\text{m}$	
Null kap	6,005846909	$\text{M}\Omega\cdot\text{m}$	

Tabell B.7: Linjeekvivalent, linje 8 (3x1x70 Cu, linje, uisolert)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	42,0303618	m	
R1	0,01071774	$\Omega$	
X1	0,01374393	$\Omega$	
R0	4203,03618	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	4203,03618	$\Omega$	
CD	0,4766243	nF	
CJ	0,18493359	nF	
Pos res	0,000255	$\Omega/m$	
Pos ind	0,000327	$\Omega/m$	
Pos kap	280,6965503	$M\Omega \cdot m$	Til PSCAD
Null res	100	$\Omega/m$	
Null ind	100	$\Omega/m$	
Null kap	723,431567	$M\Omega \cdot m$	

Tabell B.8: Linjeekvivalent, linje 9 (1x3x50 Cu, kabel, DKBA)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	54,55	m	
R1	0,02111085	$\Omega$	
X1	0,00409125	$\Omega$	
R0	5455	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	5455	$\Omega$	
CD	0,04364	$\mu F$	
CJ	0,0223655	$\mu F$	
Pos res	0,000387	$\Omega/m$	
Pos ind	0,000075	$\Omega/m$	
Pos kap	3,978873577	$M\Omega \cdot m$	Til PSCAD
Null res	100	$\Omega/m$	
Null ind	100	$\Omega/m$	
Null kap	7,763655761	$M\Omega \cdot m$	

Tabell B.9: Linjeekvivalent, linje 10 (3x1x70 Cu, linje, uisolert)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	42,76816585	m	
R1	0,01090588	$\Omega$	
X1	0,01398519	$\Omega$	
R0	4276,816585	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	4276,816585	$\Omega$	
CD	0,484991	nF	
CJ	0,18817993	nF	
Pos res	0,000255	$\Omega/m$	
Pos ind	0,000327	$\Omega/m$	
Pos kap	280,6965491	$M\Omega \cdot m$	Til PSCAD
Null res	100	$\Omega/m$	
Null ind	100	$\Omega/m$	
Null kap	723,4315585	$M\Omega \cdot m$	

Tabell B.10: Linjeekvivalent, linje 11 (1x4x25 Al, kabel, TFXP)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	38,64	m	
R1	0,046368	$\Omega$	
X1	0,00316848	$\Omega$	
R0	0,185472	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	0,011592	$\Omega$	
CD	0,0316848	$\mu F$	
CJ	0,0162288	$\mu F$	
Pos res	0,0012	$\Omega/m$	
Pos ind	0,000082	$\Omega/m$	
Pos kap	3,88182788	$M\Omega \cdot m$	Til PSCAD
Null res	0,0048	$\Omega/m$	
Null ind	0,0003	$\Omega/m$	
Null kap	7,578806814	$M\Omega \cdot m$	

Tabell B.11: Linjeekvivalent, linje 12 (3x1x70 Cu, linje, uisolert)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	39,34305299	m	
R1	0,01003248	$\Omega$	
X1	0,01286518	$\Omega$	
R0	3934,305299	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	3934,305299	$\Omega$	
CD	0,44615022	nF	
CJ	0,17310943	nF	
Pos res	0,000255	$\Omega/m$	
Pos ind	0,000327	$\Omega/m$	
Pos kap	280,6965492	$M\Omega \cdot m$	Til PSCAD
Null res	100	$\Omega/m$	
Null ind	100	$\Omega/m$	
Null kap	723,4315727	$M\Omega \cdot m$	

Tabell B.12: Linjeekvivalent, linje 13 (3x1x16 Cu, linje, uisolert)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	76,2615433	m	
R1	0,08503162	$\Omega$	
X1	0,02844556	$\Omega$	
R0	7626,15433	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	7626,15433	$\Omega$	
CD	0,75041359	nF	
CJ	0,31724802	nF	
Pos res	0,001115	$\Omega/m$	
Pos ind	0,000373	$\Omega/m$	
Pos kap	323,485655	$M\Omega \cdot m$	Til PSCAD
Null res	100	$\Omega/m$	
Null ind	100	$\Omega/m$	
Null kap	765,1679959	$M\Omega \cdot m$	

Tabell B.13: Linjeekvivalent, linje 14 (1x3x25 Al, linje, EX)

Parameter	Verdi	Enhet	Beskrivelse
Lengde	63,25508782	m	
R1	0,07590611	$\Omega$	
X1	0,00518692	$\Omega$	
R0	6325,508782	$\Omega$	Fra GeoNIS
X0	6325,508782	$\Omega$	
CD	34,7902983	nF	
CJ	17,71142459	nF	
Pos res	0,0012	$\Omega/m$	
Pos ind	8,2E-05	$\Omega/m$	
Pos kap	5787,452476	$M\Omega \cdot m$	Til PSCAD
Null res	100	$\Omega/m$	
Null ind	100	$\Omega/m$	
Null kap	11368,21022	$M\Omega \cdot m$	

Tabell B.14: Last og produksjon i tilknytningspunkt 2

<b>TP 2 (5 rekkehus)</b>	Verdi	Enhet
Overbelastningsvern (3 faser)	160	A
Maks effektforbruk	63,74	kVA
$\cos \phi$	0,97	
Maks effektforbruk pr fase	20,6	kW
Maks reaktiv eff.fbrk. pr fase	5,2	kVar
Takfasade	SV	
Areal mulig for PV	60	$m^2$
Antatt maksproduksjon pr $m^2$	120	$W/m^2$
Antatt maksproduksjon	7,2	kW
Produksjon i ampere (enfase)	31	A

Tabell B.15: Last og produksjon i tilknytningspunkt 3

<b>TP 3 (5 rekkehus)</b>	Verdi	Enhet
Hovedsikring (3 faser)	112	A
Hovedsikring (2 faser) anlegg 1	25	A
Hovedsikring (2 faser) anlegg 2	35	A
Maks effektforbruk 3-fas	44,62	kVA
Maks effektforbruk 2-fas anl 1	5,75	kVA
Maks effektforbruk 2-fas anl 2	8,05	kVA
$\cos \phi$	0,97	
Maks effektforbruk pr fase (3-f)	14,4	kW
Maks reaktiv eff.fbrk. pr f (3-f)	3,6	kVar
Maks e.forbr. pr fase (2-f) anl 1	2,8	kW
Maks re. eff.fbrk. pr f (2-f) anl 1	0,7	kVar
Maks e.forbr. pr fase (2-f) anl 2	3,9	kW
Maks re. eff.fbrk. pr f (2-f) anl 2	1,0	kVar
Takfasade	SV	
Areal mulig for PV	60	$m^2$
Antatt maksproduksjon pr $m^2$	120	$W/m^2$
Antatt maksproduksjon	7,2	kW
Produksjon i ampere (enfase)	31	A

Tabell B.16: Last og produksjon i tilknytningspunkt 4

<b>TP 4 (enebolig)</b>	Verdi	Enhet
Hovedsikring (3 faser)	160	A
Maks effektforbruk (fjernmåler!)	43,0	kVA
$\cos \phi$	0,97	
Maks effektforbruk pr fase	13,9	kW
Maks reaktiv eff.fbrk. pr fase	3,5	kVar
Takfasade	SØ	
Areal mulig for PV	80	$m^2$
Antatt maksproduksjon pr $m^2$	120	$W/m^2$
Antatt maksproduksjon	9,6	kW
Produksjon i ampere (enfase)	42	A

Tabell B.17: Last og produksjon i tilknytningspunkt 5

<b>TP 5 (RSU for telefon)</b>	Verdi	Enhet
Hovedsikring (2 faser)	50	A
Maks effektforbruk	11,5	kVA
cos phi	0,97	
Maks effektforbruk pr fase	5,6	kW
Maks reaktiv eff.fbrk. pr fase	1,4	kVar
Takfasade	nei	

Tabell B.18: Last og produksjon i tilknytningspunkt 6

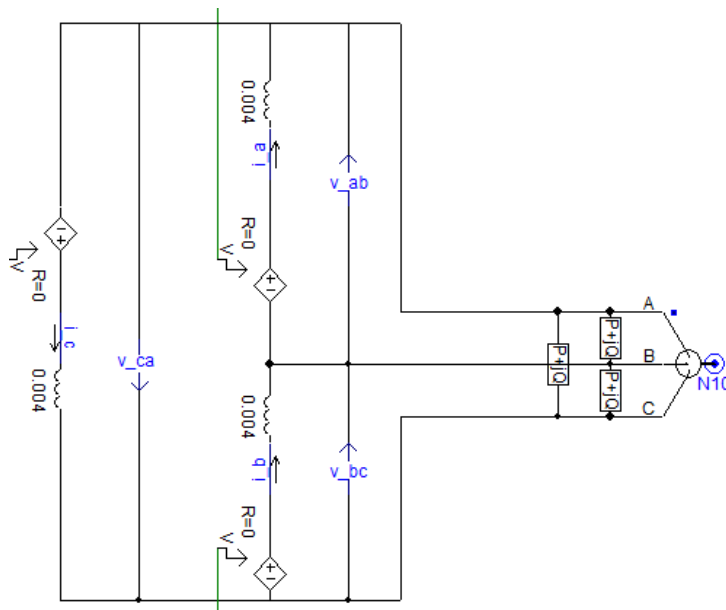
<b>TP 6 (enebolig)</b>	Verdi	Enhet
Hovedsikring (3 faser)	35	A
Maks effektforbruk	13,94	kVA
cos phi	0,97	
Maks effektforbruk pr fase	4,5	kW
Maks reaktiv eff.fbrk. pr fase	1,1	kVar
Takfasade	$\emptyset/V + S$	
Areal mulig for PV	104	$m^2$
Antatt maksproduksjon pr $m^2$	100	$W/m^2$
Antatt maksproduksjon	10,4	kW
Produksjon i ampere (enfase)	45	A



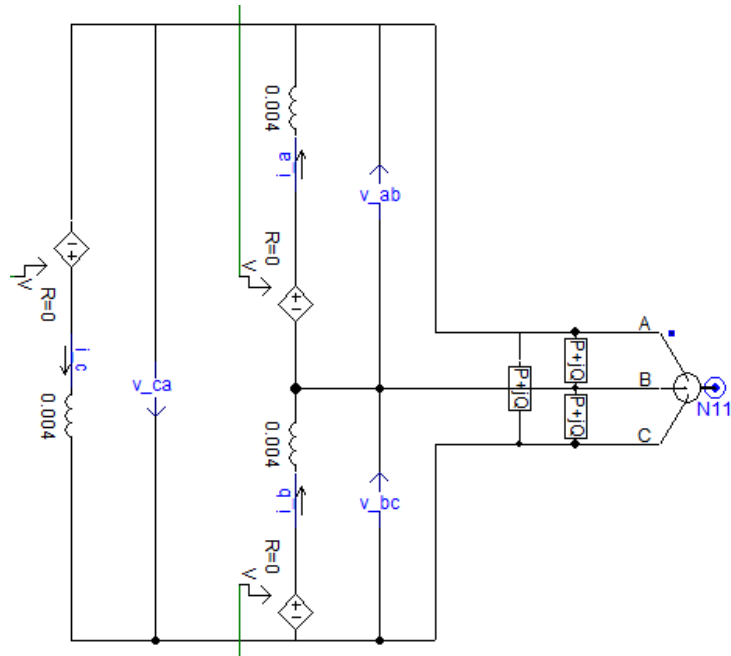
# Tillegg C

## Modellfigurer

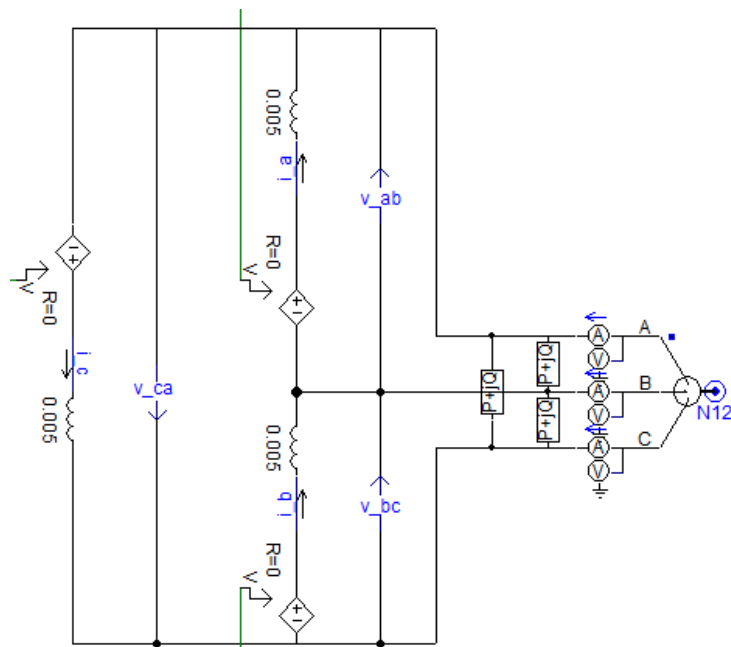
Under følger utsnitt av tilknytningspunktene i modellen, bortsett i fra TP 1 som er vist i kapittel 4. Utsnittene har ikke med kontrollsystemet.



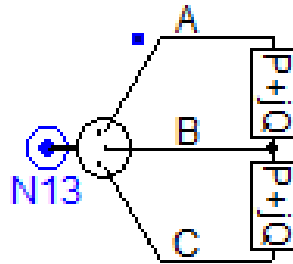
Figur C.1: Modell av tilknytningspunkt 2



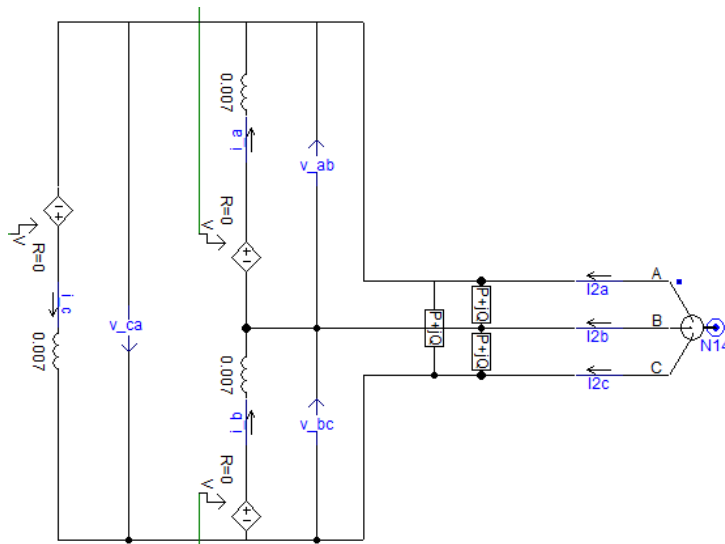
Figur C.2: Modell av tilknytningspunkt 3



Figur C.3: Modell av tilknytningspunkt 4



Figur C.4: Modell av tilknytningspunkt 5



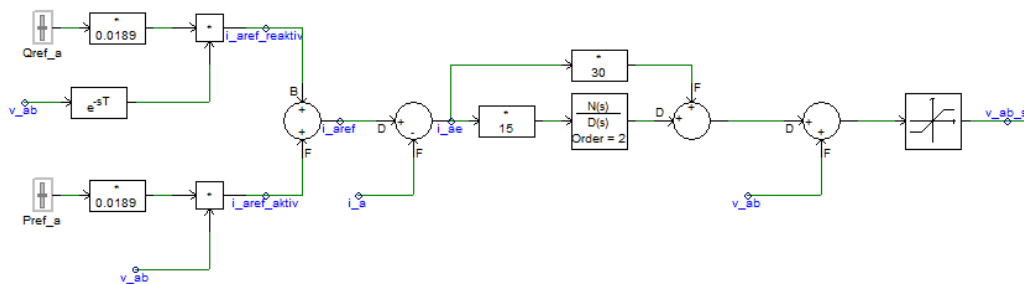
Figur C.5: Modell av tilknytningspunkt 6

# Tillegg D

## Beskrivelse av kontrollsystemet

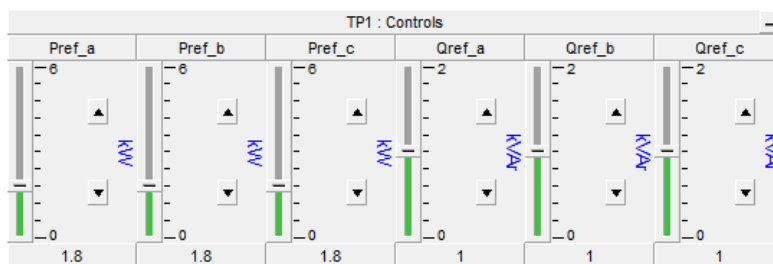
Kontrollsystemet for de styrte spenningskildene som brukes i denne oppgaven er laget i samarbeid med Jon Are Suul fra SINTEF Energi.

Figur D.1 viser kontrollsystemet som styrer hver av spenningskildene (ett kontrollsystem per spenningskilde).



Figur D.1: Utsnitt av kontrollsystemet fra PSCAD

De to glidebryterne markert  $P_{ref_a}$  og  $Q_{ref_a}$  justeres via et kontrollpanel (figur D.2) til ønsket effekt. Med bakgrunn i ligningene beskrevet i seksjon 4.3 ganges denne effekten så med  $\frac{1}{v_{rms}^2} = \frac{1}{230^2} = 0,0189 \cdot 10^{-3}$  (effekten i modellen oppgis i kW eller kVar og dermed blir den kun ganget med 0,0189) og deretter med den målte fasespenningen  $v_{ab}$ . For reaktiv effekt er denne fasespenningen ganget med en tidsforsinkelse tilsvarende 90 grader forskyvelse i forhold til strømmen til den aktive effekten. I et system med 50 Hz er perioden på 1/50 sekund, det vil si at det er 0,02 sekunder mellom hver topp. For å oppnå en faseforskyvning på 90 grader, må toppen komme 90 grader før eller etter den opprinnelige toppen. Det er 360 grader i en periode, så det vil si at 90 grader tilsvarer 0,005 sekunder. I et kontrollsystem må tidsforsinkelsen



Figur D.2: Utsnitt av kontrollpanelet fra PSCAD

oppgis i frekvensdomenet, så tidsforsinkelsen  $\delta(t - T)$ , der  $T$  er tiden vi ønsker å forsinke med, må laplacetransformeres.  $\mathcal{L}\{\delta(t - T)\} = e^{-sT}$ . I PSCAD har boksen med denne funksjonen flere parametere og to av dem må presiseres for bruken i denne oppgaven; «time delay» og «# of samples in delay T». Tidsforsinkelsen settes til 0,005 eller 0,015 avhengig av om den reaktive effekten skal være induktiv eller kapasitiv. Samplingsfrekvensen er som standard satt til 100. Denne parameteren må settes stor nok til at signalet blir nøyaktig representert, uten at det krever for mye dataplass. Etter litt utprøving ble det til slutt brukt 5000.

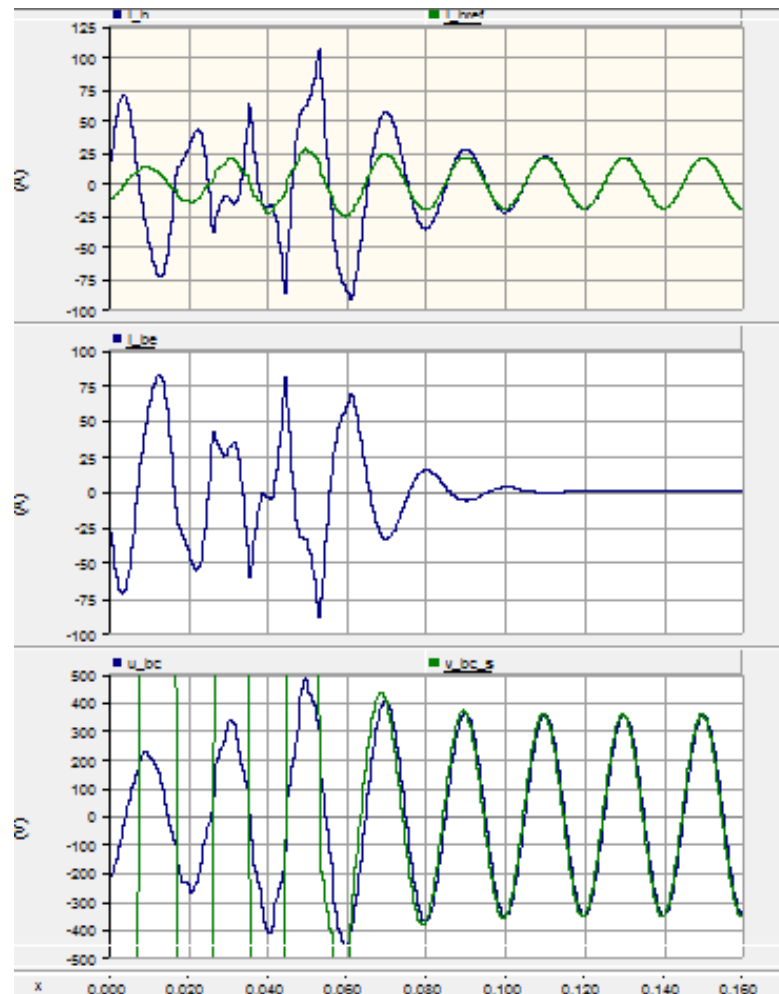
Referansestrømmene  $i_{aref_{reaktiv}}$  og  $i_{aref_{aktiv}}$  plusses så sammen til en  $i_{aref}$ . Dermed måles strømmen  $i_a$  som den kontrollerte spenningskilden setter opp i nettet. Den trekkes så fra referansestrømmen som er den som er ønsket. Resultatet av den subtraksjonen kalles  $i_{ae}$  og er feilstrømmen. Feilstrømmen skal helst være null og går igjennom en PR-regulator (proportional-resonant) for å fjerne avviket. En ideell PR-regulator, gitt av formel D.1, er en forbedring av PI-regulatoren (proportional-integral) og gjør det mulig å få tilnærmet null stasjonært avvik på en sinusreferanse slik som i denne oppgaven [12]. Når feilstrømmen er så godt som null, legges spenningen til igjen fordi det er den som setter opp strømmen igjennom spolen. Til slutt er det satt på en grense på denne spenningen, slik at ikke spenningsutslaget i begynnelsen blir så stort. Det den gjør er at den klipper av spenningen i toppen og bunn helt til spenningen har kommet innenfor grenseverdiene.

$$G_S(s) = K_P + \frac{2K_i s}{s^2 + \omega_0^2} \quad (\text{D.1})$$

Størrelsen på spolen, som er i serie med den styrte spenningskilden (se figurer i vedlegg C), er funnet ut ved prøving og feiling ut fra et utgangspunkt på 0,003 H (satt av Jon Are Suul). De størrelsene som er brukt i oppgaven er de som ga best resultat ved utprøving. Det foreligger ingen utregning for å

optimalisere da dette ikke var ansett som nødvendig for oppgavens formål.

Figur D.3 viser et utsnitt fra PSCAD, der kontrollsystemets målinger er plottet grafisk. I øverste graf plottes strømmen som settes opp i nettet (blå) mot ønsket strøm (grønn). Grafen i midten viser plott av feilstrømmen. Nederste graf plotter spenningen som settes opp av kontrollen (grønn) mot spenningen som måles mellom fasene i nettet (blå).



Figur D.3: Utsnitt av grafene til målingene gjort i kontrollsystemet i PSCAD

# Tillegg E

## Tabell fra IEC 61000-3-2

Tabell E.1: Grenseverdier for harmoniske strømmer fra ustryr klasse A (blant annet vekselrettere), IEC 61000-3-2 [5]

Harmonisk orden n	Maks tillatt harmonisk strøm A
Odde harmoniske	
3	2,3
5	1,4
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \cdot 8/n$
Like harmoniske	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \cdot 8/n$