

2019:01177 - Åpen

Rapport

Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet Rev.02

Forfattere

Astrid Petterteig, Olve Mogstad, Thor Henriksen, Øivind Håland (Rev.01)

Jorun I. Marvik, Magne Lorentzen Kolstad, Sigurd Hofsmo Jakobsen (Rev.02)

SINTEF Energi AS

Postadresse:
Postboks 4761 Torgarden
7465 Trondheim

Sentralbord: 45456000

energy.research@sintef.no

Foretaksregister:
NO 939 350 675 MVA

Rapport

Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet Rev.02

EMNEORD:

Distribuert produksjon
Distribusjonsnett
Tekniske funksjonskrav
Tilknytning

VERSJON

2

DATO

2019-11-05

FORFATTER(E)

Astrid Petterteig, Olve Mogstad, Thor Henriksen, Øivind Håland (Rev.01)
Jorun I. Marvik, Magne Lorentzen Kolstad, Sigurd Hofsmo Jakobsen (Rev.02)

OPPDRAGSGIVER(E)

ProSmart

OPPDRAGSGIVERS REF.

-

PROSJEKTNR

502001045

ANTALL SIDER

47

SAMMENDRAG

Denne rapporten er en oppdatering av Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet opp til 24 kV. Slike tekniske retningslinjer vil være et nyttig tillegg til Avtale mellom Nettselskap og Innmatingskunde. Ved utarbeidelse av disse retningslinjene er det tatt hensyn til både nasjonale forskrifter, internasjonale normer og lignende retningslinjer som er tilgjengelige fra utlandet.

Rapporten inneholder et sett med retningslinjer og en vedleggsdel. I vedlegg beskrives nødvendige analyser og beregninger samt nødvendig informasjonsflyt mellom Netteier og Utbygger i den prosessen det er fra første henvendelse og fram til en produksjonsenhet er tilknyttet og godkjent for drift i distribusjonsnettet. I vedlegget gis også ytterligere forklaringer til en del punkter i retningslinjene.

Retningslinjene er primært utformet for tilknytning av store DG-enheter med synkron/ asynkron generator i høyspenning distribusjonsnett. En DG-enhets innvirkning på distribusjonsnettet vil avgjøre hvor grundig tilknytningen må behandles og hvor godt den konkrete DG-enheten må tilpasses nettet. Penetrasjonsgrad og plassering av distribuert produksjon og stivheten i nettet vil være avgjørende faktorer for produksjonens innvirkning på nettet. Ved tilknytning av DG-enheter med liten innvirkning på distribusjonsnettet for eksempel på grunn av lav ytelse vil en del krav forenkles, mens ved tilknytning av mange DG-enheter i samme nettdel kan strengere krav være nødvendig for å sikre tilfredsstillende spenningskvalitet for øvrige nettkunder. Nettselskapene må vurdere om de foreslåtte størrelser og grenser i retningslinjene egner seg i deres konkrete nett og i hvert enkelt tilfelle.

UTARBEIDET AV

Sigurd Hofsmo Jakobsen

KONTROLLERT AV

Harald Svendsen

GODKJENT AV

Knut Samdal

RAPPORTNR

2019:01177

ISBN

978-82-14-06253-3

GRADERING

Åpen

SIGNATUR



SIGNATUR



SIGNATUR



GRADERING DENNE SIDE

Åpen

Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBESKRIVELSE
Versjon 1	2006	
Versjon 2	2019	<p>Oppdatering gjennom prosjektet ProSmart, Spesifisering av endringer i forhold til versjon 1:</p> <p>I denne versjonen er hovedsakelig Kapittel 2 revidert. Delkapittel 2.1 er kortet ned og det refereres nå hovedsakelig til forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. Delkapittel 2.2 og 2.4 er også endret for å være compatible med NC-RfG.</p> <p>Resten av rapporten omhandler tema som ikke er relevante for ProSmart-prosjektet, så her er bare små kosmetiske endringer gjort.</p>

Innholdsfortegnelse

Definisjoner og forkortinger	7
1 Innledning	9
1.1 Kategorier av produksjonsenheter og differensiering av krav	9
1.2 Overordnede krav og ansvarsforhold	10
1.3 TRA 6443.01, 2006 og bakgrunn for revidert utgave TRA 6443.02, 2019	11
2 Tekniske funksjonskrav	12
2.1 Krav til leveringskvalitet	12
2.1.1 Laveste tillatte stasjonære spenning i tilknytningspunktet i normal drift	12
2.1.2 Høyeste tillatte stasjonære spenning i tilknytningspunktet i normal drift	12
2.1.3 Innmating av DC-strøm	12
2.1.4 Rett til skjerping av spenningskvalitetskrav	12
2.1.5 Krav om utkobling ved overskridelser av leveringskvalitetskrav	12
2.2 Krav til synkrone Produksjonsenheters generatorutrustning	13
2.2.1 Krav til effektfaktor	13
2.2.2 Krav til regulering av aktiv effekt	13
2.2.3 Krav om stasjonær stabilitet	13
2.2.4 Krav til transient stabilitet	13
2.2.5 Krav til magnetiseringssystem	14
2.2.6 Spenningsregulators/magnetiseringssystems respons på mindre driftsforstyrrelser	14
2.2.7 Krav til magnetiseringssystemet til transient stabile enheter	14
2.2.8 Regulering av spenning/reaktiv effekt	15
2.2.9 Egenskaper til reaktiv effekregulator	15
2.2.10 Krav til egenskaper for aktiv spenningsregulering	15
2.2.11 Krav til dempetilsats (PSS – Power System Stabilizer) for synkrongeneratorer	16
2.3 Krav til andre typer Produksjonsenheters generatorutrustning	16
2.3.1 Krav til fasekompensering for asynkrongenerator	16
2.3.2 Krav ved bruk av dobbeltmatet asynkrongenerator	16
2.4 Krav til vern	16
2.4.1 Overordnet krav til frakobling av Produksjonsenhet	16
2.4.2 Respons på unormal spenning	17
2.4.2.1 Krav til verdier på spenningsvernet transient stabile produksjonsenheter[18]	17
2.4.3 Respons på unormal frekvens	18
2.4.3.1 Krav til verdier på frekvensvernet	18

2.4.4	Krav til frakobling ved feil internt i DG-enhetens anlegg	19
2.4.5	Krav til frakobling ved over- og kortslutningsstrøm i tilknytningspunktet.....	19
2.4.6	Respons på jordfeil	19
2.4.7	Innkobling av DG-enhet etter feil i distribusjonsnettets.....	19
2.4.8	Kontrollert øydrift.....	19
2.5	Krav til Målinger, datautveksling og fjernstyring.....	19
2.5.1	Krav til overvåking	19
2.5.2	Krav til utstyr for fjernstyring	20
2.5.3	Krav til utstyr for datautveksling	20
2.5.4	Målinger.....	20
2.5.5	Overføring av data til nettsentralen	20
2.5.6	Fjernstyring.....	20
2.5.7	Kommunikasjonsprotokoller	20
2.5.8	Integrasjon i nettsentralsystem.....	20
2.6	Krav til annet utstyr.....	20
2.6.1	Integrasjon av DG-enhetens jordingssystem med Nettselskapets nett	20
2.6.2	Krav til generatortransformator	21
2.6.3	Krav til innkoblingsutstyr	21
2.6.4	Krav til låsbart og synlig delingsbrudd i utvekslingspunkt.....	21
2.6.5	Spenningsforsyning til kontrollanlegg	21
3	Forhold som berører distribusjonsnettets.....	22
3.1	Relévernrespons i distribusjonsnett	22
3.1.1	Krav om kortslutningsberegninger	22
3.1.2	Behov for detektering av returspenning i distribusjonsnettets.....	22
3.1.3	Behov for endringer i distribusjonsnettets avgangsvern.....	22
3.2	Forsterkning av distribusjonsnettets.....	22
3.2.1	Valg av systemløsning ved forsterkning av distribusjonsnettets.....	22
3.2.2	Begrensning av store feilstrømmer	22
4	Drift og vedlikehold av DG-enheten	23
4.1	Krav til daglig drift av DG-enheten.....	23
4.1.1	Krav om godkjent driftsansvarlig.....	23
4.1.2	Krav om fullmakt til frakobling i spesielle situasjoner.....	23
4.1.3	Krav om tilgjengelig driftsvakt	23
4.1.4	Informasjon og koordinering før planlagte utkoblinger i distribusjonsnettets.....	23
4.2	Krav til Endringer.....	23
4.2.1	Endring av innstillinger	23
4.3	Krav til vedlikehold og periodisk testing av DG-enheten.....	23
4.3.1	Vedlikehold	23

4.3.2	Periodisk testing	24
4.3.3	Inspeksjons- og testprotokoll	24
5	Krav til prosjektering, utførelse, testing og idriftsettelse.....	25
5.1	Prosedyre for Godkjenning av spesifikasjon for elektromekanisk installasjon	25
5.1.1	Dokumentasjon	25
5.1.2	Spesifikasjon	25
5.1.3	Godkjenning.....	25
5.1.4	Systemparametre	25
5.2	Idriftsettelse og driftstillatelse	25
5.3	Idriftsettelsestest	25
5.3.1	Dokumentasjon	26
5.3.2	Aksept for midlertidig driftstillatelse.....	26
5.4	Permanent driftstillatelse	26
5.4.1	Minimum driftsperiode	26
5.4.2	Tilpasninger	26
5.4.3	Skriftlig tillatelse	26
6	Referanser.....	27
	VEDLEGG	29
A	Tilknytningsprosessen	30
A.1	Oppgaver og informasjonsflyt i forbindelse med tilknytning av ny produksjon.....	30
A.2	Informasjonsfasen.....	30
A.3	Vurderingsfasen	35
A.4	Hvor mye skal gjøres av Nettselskapet	35
B	Analyser av tilknytning av ny produksjon	36
B.1	Penetrasjonsgrad	36
B.2	Lastflytberegninger	36
B.3	Beregning av spenningssprang	37
B.4	Kortslutningsberegninger	37
B.5	Beregninger for å kartlegge transient stabilitet.....	37
C	Nødvendige data for vurdering av tilknytningen.....	39
C.1	Fremskaffelse av nødvendige data for produksjonsenheten	39
C.2	Data for transformator	39
C.3	Data for synkronmaskiner.....	39
C.4	Data for asynkronmaskiner.....	40
C.5	Data for magnetiseringsutrustning, turbiner og regulatorer for disse	41

D	Kommentarer til retningslinjene	44
D.1	Kommentarer til Punkt 2.1 - leveringskvalitet	44
D.2	Kommentarer til Punkt 2.2 - generatorutrustning.....	45
D.3	Kommentarer til Punkt 2.4 – vern	45
D.4	Kommentarer til Punkt 2.5.4 - målinger	45
D.5	Kommentarer til Punkt 2.6 - Annet utstyr	46
D.6	Kommentarer til Punkt 1 - 5.....	46

Definisjoner og forkortinger

DG-enhet

Med en DG-enhet (DG = Distributed Generation) forstås en produksjonsenhet tilknyttet i distribusjonsnettet. Produksjonsenheten kan både være en synkron produksjonsenhet eller en kraftparkmodul. Et produksjonsanlegg kan bestå av flere produksjonsenheter.

Kraftparkmodul

Kraftparkmodul er en enhet eller en samling av enheter som produserer elektrisitet, som enten er ikke-synkront tilknyttet nettet eller tilknyttet ved hjelp av kraftelektronikk, og som har ett enkelt tilknytningspunkt til et transmisjonssystem, et distribusjonssystem, inkludert lukkede distribusjonssystemer, eller et høyspent likestrømsystem.

DG-enhet med selvmagnetiserende generator

Selvmagnetiserende generatorer er synkrongeneratorer eller dobbeltmatet asynkrongeneratorer. Også andre asynkrongeneratorer kan i visse øydriftstilfeller være selvmagnetiserende ved samspill med parallellkompensering.

Distribusjonsnett – høyspennings- og lavspenningsanlegg

Med distribusjonsnett menes Nettselskapets nett for overføring av elektrisk kraft til sluttbrukere eller fra innmatingskunder.

- Høyspennings distribusjonsnett eller -anlegg har driftsspenning over 1000 V.
- Lavspennings distribusjonsnett eller -anlegg har driftsspenning under eller lik 1000 V.

Effektfaktor

Aktiv elektrisk effekt (P) defineres positiv når DG-enheten leverer aktiv effekt til nettet. Tilsvarende er reaktiv effekt (Q) positiv når DG-enheten leverer reaktiv effekt til nettet.

Effektfaktoren er per definisjon lik:
$$\frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Effektfaktoren blir lik $\cos\varphi$, der φ er vinkelen mellom spenning og strøm. Vinkelen φ er positiv når DG-enheten leverer reaktiv effekt til nettet og negativ når DG-enheten trekker reaktiv effekt fra nettet.

Forholdet mellom reaktiv effekt og aktiv effekt matet inn i distribusjonsnettet fra DG-enheten blir lik $\tan\varphi$ ($\frac{Q}{P} = \tan\varphi$). Effektfaktoren ($\cos\varphi$) er uavhengig av fortegnet på Q, mens $\tan\varphi$ har samme fortegn som Q og kan benyttes til å angi retningen på den reaktive effekten.

Frakoblingstid

Med frakoblingstid menes tid fra unormal driftstilstand (f.eks. unormal strøm eller spenning) detekteres til innmatingen fra DG-enheten er frakoblet.

Maksimal kortslutningsstrøm

Kortslutningsstrøm beregnet i samsvar med IEC 60909-0.

Maksimum aktiv effektproduksjon

Maksimum aktiv effektproduksjon menes den største aktive effekten DG-enheten kan eller tillates å levere inn i distribusjonsnettet i tilknytningspunktet ved merkespenning.

Produksjonsrelaterte nettanlegg

Med produksjonsrelaterte nettanlegg menes kraftledninger og andre nettanlegg der hovedfunksjonen er overføring av elektrisk kraft fra tilknyttet produksjonsanlegg til nærmeste tilknytningspunkt i nettet.

Tilknytningspunkt

Tilknytningspunktet er det punktet i distribusjonsnettet der en DG-enhet kobles sammen med distribusjonsnettet.

Tilknyttet avgang

Dersom DG-enheten er tilknyttet samleskinnen i hovedtransformatorstasjonen via en radiell avgang, er tilknyttet avgang den delen av avgangen som er koblet til nærmeste effektbryter med vern mellom DG-enheten og samleskinnen. Normalt er nærmeste effektbryter med vern plassert i hovedtransformatorstasjonen.

Transient stabilitet

En DG-enhet er transient stabil hvis den har evne til å stabilisere seg til en normal driftstilstand og beholde synkronisme med distribusjonsnettet etter å ha blitt utsatt for en alvorlig driftsforstyrrelse som f.eks. en kortslutning eller et større lastavslag i nettet.

Stasjonær stabilitet

Stasjonær stabilitet beskriver systemets evne til å ta hånd om endringer som følge av normale lastendringer i nettet, dødgang i regulatorer og moderate endringer av koblingsbildet. Det forlanges at systemets roterende maskineri til enhver tid skal ta hånd om og utregulere slike forstyrrelser uten at effektpendlinger oppstår.

Øydrift

Øydrift er en tilstand der en eller flere DG-enheter forsyner en del av distribusjonsnettet som er isolert fra hovednettet. Øydrift kan være planlagt eller uønsket.

1 Innledning

Dette dokumentet inneholder retningslinjer for teknisk og operativ utførelse av nettilknytning, idriftsettelse og drift av produksjonsenheter tilkoblet distribusjonsnettet. Slike produksjonsenheter omtales ofte som DG eller DER-enheter. Retningslinjene i dette dokumentet forutsettes å være vedlegg til Avtale mellom Nettselskap og Innmatingskunde.

Tradisjonelt er distribusjonsnettet i Norge drevet som et radialnett med kun last tilknyttet. Det gir en ensidig mating av effekt utover avgangen fra transformatorstasjonen, med et fall i linjespenningen utover avgangen. I et slikt nett er spenningen høyest i stasjonen og lavest på enden av avgangen. Når Produksjonsenheter tilkobles distribusjonsnettet introduseres en toveis effektflyt. Innmating av effekt vil medføre økt spenning i tilkoblingspunktet. Samtidig vil strømflyten endres, og ved feil i nettet kan komponenter få økt strømpåkjenning som følge av strømbidrag fra produksjonsenheten. Det kan også oppstå problemer med feildeteksjon og selektivitet, som kan medføre behov for endringer i verninnstillinger og vernutrustning. Hvor stor innvirkning en produksjonsenhet har i et nett er avhengig av enhetens produksjon (aktiv og reaktiv effekt), plassering og nettets overføringskapasitet og karakteristika.

Nettilknytning av en produksjonsenhet er en prosess som krever samarbeid mellom Nettselskap og Utbygger. Underveis i denne prosessen må det gjøres flere valg, vurderinger og tilpasninger. Utstyret som installeres må ha tilfredsstillende teknisk kvalitet og være tilpasset det eksisterende nett. Tilknytning av produksjonsenheten skal ikke medføre uakseptabel leveringskvalitet i nettet, økt fare for skade på utstyr eller økt sikkerhetsrisiko. Dette krever at en rekke forhold vurderes og at en rekke krav må oppfylles. For Utbygger er det viktig å vite hva som kreves fra Nettselskapets side, og for Nettselskapet er det viktig å få vurdert produksjonens innvirkning på eksisterende nett og å finne gode løsninger for å oppnå tilfredsstillende leveringskvalitet også etter tilknytningen. På bakgrunn av dette er det viktig med klare retningslinjer for hva som kreves av det tekniske utstyret.

Dette dokumentet beskriver ikke hvordan kravene skal oppfylles i form av spesifikke anleggsløsninger. Det omfatter heller ikke beskyttelse av produksjonsenheten mot hendelser som kan skade enheten/anlegget uten å påvirke distribusjonsnettet.

1.1 Kategorier av produksjonsenheter og differensiering av krav

Kravene som stilles til produksjonsenheter bør stå i sammenheng med deres innvirkning på nettet. Plassering, type, maksimal produksjon og spenningsnivå vil i tillegg til distribusjonsnettets stivhet og andelen produksjon i forhold til total belastning og belastningsprofil være avgjørende for hvor stor innvirkning en produksjonsenhet vil ha i distribusjonsnettet.

Funksjonskrav til produksjonsenheter som tilknyttes (eller har innvirkning på) regional- og transmisjonsnett finnes i Statnetts FIKS [1], men disse vil normalt ikke gjelde for Produksjonsenheter som tilknyttes i distribusjonsnettet. Imidlertid vil nye EU-tilknytningskrav i NC-RfG (Requirements for Grid Connection of Generators) [2] gjøres gjeldende også i Norge, og her stilles funksjonskrav også til mindre produksjonsenheter som tilkobles distribusjonsnettet. RfG stiller krav til produksjonsenheter i kategoriene synkrone produksjonsenheter, kraftparkmoduler, og havbaserte kraftparkmoduler. Hovedfokus for retningslinjene i dette dokumentet er synkrone produksjonsenheter i småkraftverk, men Produksjonsenheter tilkoblet via kraftelektroniske omformere, f.eks. solcelleanlegg, diskuteres også. Slike enheter vil høre innunder kategorien kraftparkmoduler i NC-RfG. Videre omtales Produksjonsenheter med asynkrongenerator i noen grad.

NC-RfG klassifiserer produksjonsanlegg ut i fra merkeeffekt, som angitt i Tabell 1. Samme klassifisering benyttes i dette dokumentet, som dermed omhandler produksjonsenheter Type A og B.

Tabell 1: Typer av produksjonsenheter for Nordiske synkronområdet i NC-RfG, [2].

Type	Spenningsnivå	Merkeeffekt
A	$U < 110 \text{ kV}$	$0,8 \text{ kW} \leq P_N < 1,5 \text{ MW}$
B	$U < 110 \text{ kV}$	$1,5 \text{ MW} \leq P_N < 10 \text{ MW}$
C	$U < 110 \text{ kV}$	$10 \text{ MW} \leq P_N < 30 \text{ MW}$
D	$U < 110 \text{ kV}$	$P_N \geq 30 \text{ MW}$
	$U \geq 110 \text{ kV}$	Alle ytelser

Nettselskapet har mulighet til å gjøre krav for Type B Produksjonsenheter gjeldende for Type A enheter dersom dette ansees nødvendig for å oppfylle andre overordnede krav.

1.2 Overordnede krav og ansvarsforhold

Nettselskapet skal kunne drifte distribusjonsnettet i henhold til krav til helse, miljø og sikkerhet (HMS), samt overholde krav til samfunnsøkonomisk nettdrift. Det er Nettselskapets ansvar å tilpasse konkrete grenseverdier i dokumentet til aktuelle nettforhold og lokale forhold slik at overordnede systemkrav overholdes.

Det er innmatingskundens ansvar å sikre at DG-enheten designes, bygges, utbygges, idriftsettes og driftes i henhold til gitte retningslinjer, og de overordnede til enhver tid gjeldende lover og forskrifter.

Noen av de mest sentrale, relevante lover og forskrifter er listet opp nedenfor. Ved senere utvidelser og oppdateringer vil nyeste versjon(er) være gjeldende:

- Lov 1990-06-29 nr 50: Lov om produksjon, omforming, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven).
- FOR-1990-12-07-959: Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften).
- FOR 1999-03-11-302: Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier.
- FOR-2004-11-30-1557: Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.
- FOR 1999-03-11-301: Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netttjenester.
- FOR-2005-12-20-1626: Forskrift om elektriske forsyningsanlegg.
- FOR 1998-11-06-1060: Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg.
- FOR 2006-04-28-458: Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg
- FOR-2013-06-19-739: Forskrift om elektroforetak og kvalifikasjonskrav for arbeid knyttet til elektriske anlegg og elektrisk utstyr.
- FOR 1996-12-06-1127: Forskrift om systematisk helse-, miljø- og sikkerhetsarbeid i virksomheter (Internkontrollforskriften)

I tillegg til forskriftene vil normer og veiledere for hvordan de ulike forskriftene kan oppfylles være aktuelle.

1.3 TRA 6443.01, 2006 og bakgrunn for revidert utgave TRA 6443.02, 2019

Den opprinnelige versjonen av denne rapporten, TRA 6443.01, 2006 [3], ble utarbeidet i det tidligere prosjektet "Distribusjonsnett 2020". Rapporten bygget på et utkast utarbeidet av Agder Energi Nett; "Krav til kraftverk og produksjonsrelaterte nettanlegg med aggregatytelse ≤ 10 MW tilknyttet distribusjonsnett med merkespenning ≤ 24 kV", [4].

Den reviderte utgaven (Rev02) av TRA 6443 er utarbeidet innenfor prosjektet "ProSmart" [5]. Dette er et KPN-prosjekt ledet av NTNU, finansiert av Norges Forskningsråd og partnere Statnett SF, ABB, Statkraft, Eidsiva Nett, Hafslund Nett, Lyse Nett og Skagerak Nett. Forskningspartnere i "ProSmart" er SINTEF Energi AS og Michigan Technological University. Hvor SINTEF har vært ansvarlig for utarbeidelse av denne rapporten.

Ved tilknytning av DG benyttes per i dag RENS retningslinjer [6], [7] i stor grad av norske nettselskaper. Nye EU-krav for nettilknytning av alle typer generatorer ("requirements for grid connection of generators", RfG, [2]) er under implementering, også i Norge. De tekniske retningslinjene må dermed oppdateres i henhold til RfG, og denne rapporten er et bidrag i så måte når det gjelder krav relatert til vern i distribusjonsnett med DG.

I denne versjonen er hovedsakelig Kapittel 2 revidert. Delkapittel 2.1 er kortet ned og det refereres nå hovedsakelig til Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL) [8]. Delkapittel 2.2 og 2.4 er også endret for å være i overensstemmelse med NC-RfG [2].

Resten av rapporten omhandler tema som ikke er relevante for ProSmart-prosjektet, så her er bare små kosmetiske endringer gjort.

2 Tekniske funksjonskrav

Dette kapitlet omhandler tekniske funksjonskrav som stilles til en Produksjonsenhet som tilkobles distribusjonsnettet (Type A og B).

2.1 Krav til leveringskvalitet

Generelt forutsettes det at Produksjonsenhetens nettilknytning og bruk av nettet ikke fører til uakseptabel leveringskvalitet eller problemer for den tekniske drift av distribusjonsnettet i forhold til FoL [8]. Leveringskvalitetsparametere måles iht. bestemmelser gitt i FoL. For å bestemme Produksjonsenhetens bidrag til spenningskvaliteten anbefales denne målt både før og etter tilkobling.

I tillegg til å oppfylle FoL [8] skal Produksjonsenheten oppfylle følgende krav:

2.1.1 Laveste tillatte stasjonære spenning i tilknytningspunktet i normal drift

Produksjonsenheten skal ved drift ikke føre til lavere spenning målt som gjennomsnitt over ett minutt enn den laveste tillatte spenning i tilknytningspunktet. Laveste tillatte spenning i tilknytningspunktet er oppgitt i innmatingsavtale og beregnes normalt ut fra lasttilfella tunglast og lav produksjon.

2.1.2 Høyeste tillatte stasjonære spenning i tilknytningspunktet i normal drift

DG-enheten skal ved drift ikke føre til høyere spenning målt som gjennomsnitt over ett minutt enn høyeste tillatte spenning i tilknytningspunkt. Høyeste tillatte spenning i tilknytningspunktet er oppgitt i innmatingsavtale og beregnes normalt ut fra lasttilfella lettlast og høy produksjon.

2.1.3 Innmating av DC-strøm

Produksjonsenheten skal ikke mate inn mer DC-strøm enn 20 mA i lavspenningsnettet, eller 0,5 % av merkestrømmens rms-verdi i høyspenningsnettet.

2.1.4 Rett til skjerping av spenningskvalitetskrav

Nettselskapet skal ha rett til å stille strengere krav til spenningskvalitet enn FoL i distribusjonsnett med stor andel distribuert produksjon i forhold til last eller ved forskriftsendringer. Dette slik at den til enhver tid gjeldende FoL overholdes.

Nettselskapet skal ha rett til innskerping av gitte krav til spenningskvalitet for en tilknyttet Produksjonsenhet dersom det i samme nett kommer flere Produksjonsenheter, forutsatt at skjerpingen er nødvendig for å oppnå tilfredsstillende spenningskvalitet i nettet forøvrig. Likhetsprinsippet vil bli lagt til grunn ved beregning av maksimum tillatt emisjon fra hver enkelt Produksjonsenhet med grunnlag i maksimum aktiv effektproduksjon.

2.1.5 Krav om utkobling ved overskridelser av leveringskvalitetskrav

Dersom Produksjonsenheten forårsaker overskridelse av spenningskvalitetskrav gitt i FoL, kan Nettselskapet koble ut Produksjonsenheten.

2.2 Krav til synkrone Produksjonsenheters generatorutrustning

Generelt forutsettes det at Produksjonsenheten utstyres med en hensiktsmessig generator og en systemløsning for regulering av aktiv effekt og spenning (ev. reaktiv effekt). Systemløsningen må tilpasses det aktuelle distribusjonsnettet slik at en unngår uheldig samvirke mellom trinningen av sekundærstasjonens krafttransformator og generatorens spenningsregulator. Produksjonsenheten skal tåle de påkjenninger den utsettes for ved feil i distribusjonsnettet.

2.2.1 Krav til effektfaktor

Ved maksimum aktiv effektproduksjon skal synkrogeneratorer være dimensjonert for henholdsvis undermagnetisert og overmagnetisert drift i henhold til gjeldende krav i FIKS [1] og NC-RfG [2].

2.2.2 Krav til regulering av aktiv effekt

Endring av ønsket aktiv effektproduksjon skal tilpasses det aktuelle distribusjonsnettet slik at en unngår uheldig samvirke med trinning av krafttransformatoren. Følgende krav gjelder ved aktiv effektregulering:

- Produksjonsenheten må være utstyrt med en rampefunksjon for kontrollert opp- og nedkjøring av aktiv effektproduksjon. Effektdriving per tidsenhet må avtales spesielt.
- For vannkraftverk kan det benyttes en lastregulering som funksjon av vannstands nivå i inntaksmagasinet. Denne forutsettes innstilt slik at sprang i vannstands nivå ikke medfører for hurtige endringer av produsert effekt.
- Statnetts ”Spesifikasjon for krav til turbinregulatorer i norske vannkraftaggregater” (FIKS, Kap. 7 [1]) skal anvendes for aggregater over 1 MVA dersom disse har turbinregulator. Hvorvidt slike aggregater skal ha turbinregulator må avklares nærmere med Nettselskapet.

2.2.3 Krav om stasjonær stabilitet

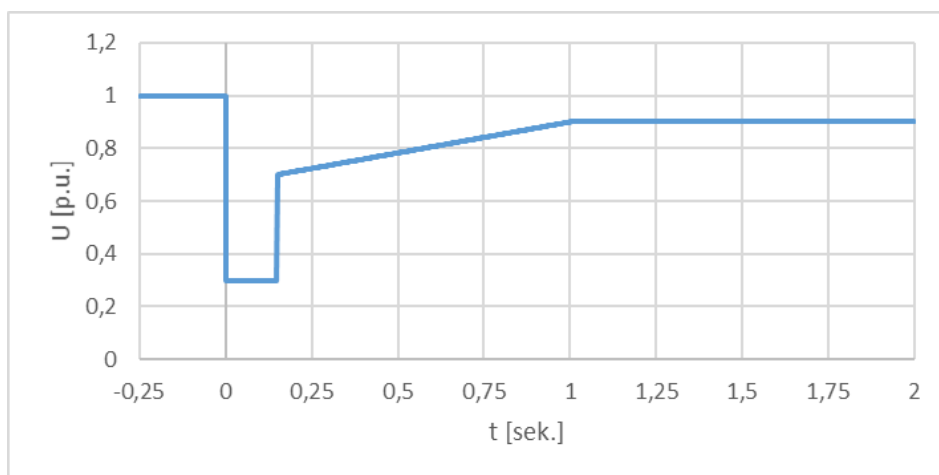
Det forutsettes at generatoren (med tilhørende utrustning) ikke bidrar til ustabilitet i distribusjonsnettet på grunn av normale lastendringer. Alle elektromekaniske svingninger som kan oppstå som resultat av små forstyrrelser i overføringssystemet, skal være godt dempet og generatoren skal hurtig returnere til opprinnelig stabil driftstilstand.

2.2.4 Krav til transient stabilitet

Alle type B synkrone produksjonsenheter ($1,5 \text{ MW} \leq P_N < 10 \text{ MW}$) skal dimensjoneres for å være transient stabile og forbli tilkoblet nettet for feilforløp hvor spenningen i tilknytningspunktet under en symmetrisk feil er høyere enn spenningen angitt i spenning-tid-profilen i Figur 1. Kravetterlevelse skal dokumenteres ved hjelp av simuleringer, og følgende driftsforhold skal legges til grunn:

- Spenning i tilknytningspunkt før feil – 1 p.u.
- Aktiv effektproduksjon – 1 p.u.
- Reaktiv effektproduksjon – 0 p.u.
- Kortslutningsytelse før feil – minimal intakt nett
- Kortslutningsytelse etter feil – minimal svekket nett

Kortslutningsytelse skal beregnes i planlagt tilknytningspunkt. Intakt nett vil si normalt koblingsbilde i overliggende nett, mens svekket nett vil si at den mest kritiske linjen er koblet ut.



Figur 1: Spennings-tid-profil som viser den laveste spenningen i tilknytningspunktet under en symmetrisk feil hvorpå generatoren skal forbli tilkoblet nettet [2].

For produksjonsenheter av Type A og mindre med merkeytelse $P_N < 1,5$ MW er det ingen krav om transient stabilitet [2]. Merk at, nettselskapet har mulighet til å gjøre krav for Type B Produksjonsenheter gjeldende for Type A enheter dersom dette ansees nødvendig for å oppfylle andre overordnede krav.

2.2.5 Krav til magnetiseringssystem

Produksjonsenheter av Type A og mindre (merkeytelse $P_N < 1,5$ MW) kan utstyres med vilkårlig magnetiseringssystem.

For synkrogeneratorer over 500* kW som skal være transient stabile stilles krava i Pkt. 2.2.6 til magnetiseringssystemets respons på feil i distribusjonsnettet.

For synkrogeneratorer over 1* MW stilles krav gitt i Pkt. 2.2.7 og 2.2.10 til magnetiserings-system og regulering av spenning.

* Grensene settes av Nettselskapet på bakgrunn av nettanalyser og dokumenterte behov i det konkrete nettet.

Produksjonsenheter som skal utstyres med dempetilsats (Pkt. 2.2.11) forutsettes utstyrt med fullstyrt statisk magnetisering for å oppnå tilstrekkelig demping.

For Produksjonsenheter som skal være transient stabile (Type B) kreves egenskapene gitt i Pkt. 2.2.7

2.2.6 Spenningsregulators/magnetiseringssystems respons på mindre driftsforstyrrelser

Synkrogenerators magnetiseringssystem skal sørge for en ikke-oscillerende respons på mindre sprang i klemmespenning i normal drift slik at det ikke oppstår effektpendlinger i distribusjonsnettet.

2.2.7 Krav til magnetiseringssystemet til transient stabile enheter

- Magnetiseringsutrustningen bør kunne gi 200 % av merkefeltspenning i flere sekunder.
- Magnetiseringsutrustningen bør tåle 200 % av merkefeltstrøm i minimum 1,5 sek
- Enheten skal kunne fungere for dimensjonerende spenningsreduksjon og frakoblingstid (gitt av Nettselskapet).

- d) Magnetiseringssystemets overmagnetiseringsbeskyttelse og annen beskyttelse må designes og innstilles slik at generatorens evne til midlertidig overbelastning kan utnyttes innenfor generatorens termiske grenser.

2.2.8 Regulering av spenning/reaktiv effekt

Synkrongeneratorer tilknyttet lavspenningsnettet, samt synkrongeneratorer tilknyttet høyspenningsnettet med maksimum aktiv effektproduksjon under 1 MW, forutsettes utstyrt med sekundær reguleringssløyfe for bl. a. automatisk tanø regulering ("Automatic Power Factor Control – APFC"), – hvis ikke annet er bestemt som følge av resultater fra nettanalyser.

For synkrongeneratorer med maksimum aktiv effektproduksjon over 1 MW skal type regulator og driftsform bestemmes i samarbeid med Nettselskapet på grunnlag av hva nettanalyser viser er mest hensiktsmessig og det aktuelle distribusjonsnettets evne til å håndtere innmatingen. Synkrongeneratorer som er over en viss kritisk størrelse (bestemmes av nettanalyser for det aktuelle nettet) forutsettes utstyrt med automatisk spenningsregulering (Automatic Voltage Regulator – AVR).

DG-enheter med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 1 MW kan kreves regulert v.h.a. automatisk spenningsregulering og aktiv regulering av reaktiv effekt kan tillates for synkrongeneratorer med maksimum aktiv effektproduksjon over 1 MW, hvis nettanalyse viser at dette er hensiktsmessig.

2.2.9 Egenskaper til reaktiv effektregulator

Når aktiv regulering av reaktiv effekt benyttes, skal reguleringen ha følgende egenskaper og muligheter:

- a) Automatisk regulering av tanø skal ha en tilfredstillende oppløsning.
- b) Innstilling av settpunkt for tanø skal kunne skje ved eksterne signaler (fra driftssentral og lignende) og med en responstid på maksimum 15 minutter.
- c) Tanø bør kunne reguleres helt ned til minimum verdi (-0,33) hvis spenningen overstiger høyeste tillatte spenning i tilknytningspunktet (Pkt. 2.1.2). Tanø bør kunne reguleres helt opp til maksimum verdi (0,48) hvis spenningen er under laveste tillatte spenning i tilknytningspunktet (Pkt. 2.1.1). Begge disse innstillingsverdiene skal kunne endres.
- d) Tanø lik 0 kan tillates dersom det gir akseptable spenninger i distribusjonsnettet.

2.2.10 Krav til egenskaper for aktiv spenningsregulering

Når automatisk spenningsregulering benyttes skal reguleringen ha følgende egenskaper:

- a) Spenningsreguleringens referansespenning (settpunkt) skal kunne stilles innenfor høyeste og laveste tillatte spenning i tilknytningspunktet i normal drift (Pkt. 2.1.1 og 2.1.2).
- b) Spenningsregulatoren skal være av PID-type.
- c) Spenningsregulator med dynamiske innstillinger og innstilling av referansespenning forutsettes tilpasset de aktuelle nettforholdene, slik at det ikke oppstår uheldig samvirke med spenningsregulator for aktuell krafttransformator.
- d) Nettselskapet skal ha mulighet til online innstilling av referansespenning innenfor grensen gitt i a).
- e) For synkrongeneratorer med maksimum aktiv effektproduksjon større enn 5* MW må spenningsregulatoren ha mulighet for installasjon av dempetilsats (Power System Stabilizer – PSS).

* Grensen kan justeres av Nettselskapet ut fra behov i nettet.

2.2.11 Krav til dempetilsats (PSS – Power System Stabilizer) for synkrongeneratorer

Hvis tilknytningsanalyse eller senere driftserfaringer viser at det oppstår effektpendlinger og at punktene 2.2.3 eller 2.1 ikke overholdes, må dempetilsats installeres. Eventuell dempetilsats forutsettes designet ut fra faktiske pendlinger i nettet slik at krav gitt i Pkt. 2.2.3 og 2.1 overholdes.

2.3 Krav til andre typer Produksjonsenheters generatorutrustning

2.3.1 Krav til fasekompensering for asynkrongenerator

Dersom en asynkrongenerator skaper spenningsproblemer i distribusjonsnettet på grunn av sitt forbruk av reaktiv effekt, forutsettes den utstyrt med automatisk fasekompensator. Denne skal minst kompensere for reaktivt effektforsyning i tomgang og dessuten sikre at netto innmating i tilknytningspunktet ved fullast har en effektfaktor ($\cos\phi$) i området 0,9 til 1.

Fasekompensatoren skal ha egen bryter. Fasekompensatoren skal være frakoblet distribusjonsnettet når generatoren er frakoblet.

2.3.2 Krav ved bruk av dobbeltmatet asynkrongenerator

Dobbeltmatet asynkrongenerator skal tilfredsstille de samme krav som er stilt for synkrongeneratorer.

2.4 Krav til vern

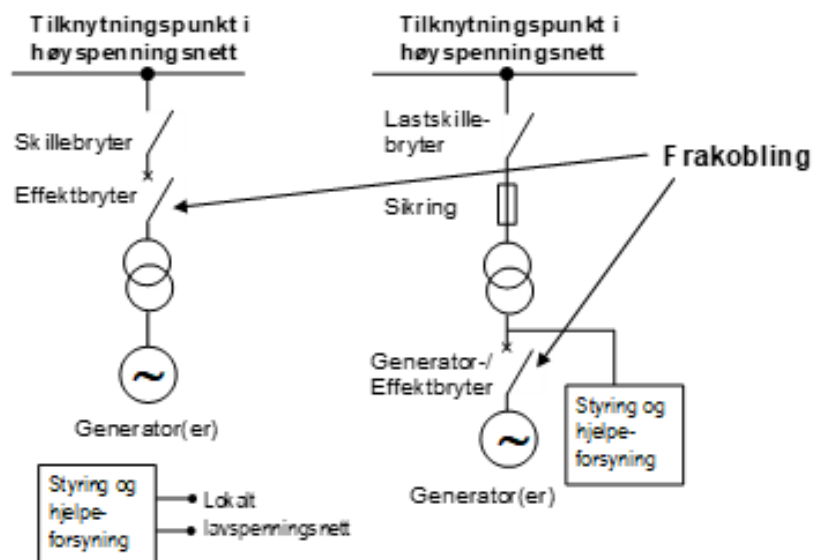
2.4.1 Overordnet krav til frakobling av Produksjonsenhet

Frakobling kan skje enten ved at hele Produksjonsenheten frakobles, eller ved at generatoren(e) frakobles. Med frakobling menes fysisk adskillelse fra distribusjonsnettet. Frakobling kan skje ved hjelp av effektbryter eller tilsvarende et av de alternative koblingsarrangementene illustrert i Figur 2.

Frakobling skal skje i tilfelle:

- a) feil internt i DG-enheten
inkludert kontrollanlegg, vern, bryterutspoler og likestrømsforsyning.
- b) DG-enheten forårsaker forstyrrelse i tilknyttet avgang
som f.eks. effektpendlinger og spenningsavvik (frakobles hurtigst mulig)
- c) der en frakobling er nødvendig for å unngå at en feil i overliggende nett eller på en naboavgang
fører til utkobling av tilknyttet avgang fra hovedtransformatorstasjonen
- d) utilsiktet øydrift i distribusjonsnettet
(frakobling skal skje innen 1 sekund etter at øydrift oppstår)
- e) Generatoren mister synkronisme med nettet

Forsyningen til kontrollanlegg og lignende skal opprettholdes ved en frakobling.



Figur 2: Illustrasjon av ulike koblingsarrangement ved tilknytning til høyspennings distribusjonsnett.

2.4.2 Respons på unormal spenning

Alle DG-enheter som ikke er transient stabile skal kobles fra innen 0,2 sek ved alle spenninger under 85 % (tilsvarer U_{nedre} lik 85 %).

For DG-enheter med maksimum aktiv effektproduksjon over 30 kW skal spenningsgrenser og frakoblingstider være justerbare.

2.4.2.1 Krav til verdier på spenningsvernet transient stabile produksjonsenheter[18]

Underspenningsvernet må stilles slik at det ikke begrenser en produksjonsenhets evne til å forbli tilkoblet nettet ved feil som resulterer i en spenningsprofil over FRT-kurven vist i Figur 1. Fra figuren ser vi at hurtig frakobling kun tillates dersom spenningen i tilknytningspunktet blir lavere enn 30% av nominell spenning. For spenninger mellom 30 % og 70 % av nominell tillates frakobling etter en tidsforsinkelse på minimum 150 ms. Krava til spenningsvernet må derfor ta hensyn til de to ovenfornevnte begrensninger satt av FRT-kurven. I tillegg ansees det som hensiktsmessig å ha et trinn som beskytter mot langvarig drift ved moderat lav spenning. Følgende krav anbefales derfor for underspenningsvernet:

- Frakobling innen $t_{\text{hurtig, nedre}}$ ved $U < U_{\text{nedre}}$
- Frakobling innen 1,5 s ved $U < 85 \%$
- Frakobling etter minimum 0,15 s tidsforsinkelse ved $U_{\text{nedre}} \leq U < 70 \%$ (tillegg eller alternativ til i.)

For overspenningsvernet anbefales følgende:

- Frakobling innen $t_{\text{hurtig, øvre}}$ ved $U > 115\%$
- Frakobling innen 1,5s ved $U > 110\%$

Det er viktig at verdiene på vernet er koordinert med øvrige vern i systemet og at DG-enheter forblir tilkoblet for spenningsforløp hvor de er stabile. Verdiene for $t_{\text{hurtig, nedre}}$ og $t_{\text{hurtig, øvre}}$ skal derfor bestemmes ut fra simuleringsstudier.

Videre anbefales det at det ved utkobling ved de to nederste spenningsnivå bare skjer om alle tre faser er under U_{nedre} . Dette fordi enheten vil forbli transient stabil med mindre det er en trefasefeil. Om vernet kan måle plussystemspenning så kan denne målinga også brukes.

U_{nedre} må være mindre enn 30% av nominell spenning det forutsettes derfor at produksjonsenheter er stabil for spenningsforløp gitt av FRT-kurven.

2.4.3 Respons på unormal frekvens

I [2] er det spesifisert hvilke frekvensområder Statnett legger til grunn at Produksjonsenheter skal kunne driftes innen. Disse krava er gitt i Tabell 2

Tabell 2: Krav til virkeområde for generatorer.

Frekvensområde:	Varighet
45,0 Hz – 47,5 Hz	20 sekunder
47,5 Hz – 49,0 Hz	30 minutter
49,0 Hz – 51,0 Hz	Kontinuerlig
51,0 Hz – 53,0 Hz	30 minutter
53,0 Hz – 57,0 Hz	20 sekunder
57,0 Hz – 60,0 Hz	10 sekunder

Merk:

Statnett forutsetter at Produksjonsenheter skal kunne driftes som gitt i Tabell 2, men hvordan det faktisk driftes må koordineres. Dette for å sikre ulike interesser som opprettholdelse av produksjon og lokale transiente problem.

2.4.3.1 Krav til verdier på frekvensvernet

Verdiene for Produksjonsenheters frekvensvern settes av nettselskapet og verdiene i Tabell 2 kan brukes som utgangspunkt for å komme fram til innstillingene i Tabell 3. Det er viktig at øydriftsdeteksjon og frakobling av Produksjonsenheter koordineres med andre aktiviteter slik som GIK (Gjeninnkobling). Verdiene på frekvensvernet må derfor tilpasses slik at øydriftsdeteksjon skjer tilstrekkelig hurtig og man kan i slike tilfeller måtte avvike fra Tabell 2.

Tabell 3: Forslag til innstillinger for frekvensvern.

Frekvensinnstilling:	Tidsforsinkelse
$f < < = 45,0 \text{ Hz}$	0 s
$f < = 47,5 \text{ Hz}$	20 s
$f > = 53,0 \text{ Hz}$	20 s
$f > > = 57,0 \text{ Hz}$	10 s
$f > > > = 60,0 \text{ Hz}$	0 s

2.4.4 Krav til frakobling ved feil internt i DG-enhetens anlegg

Frakobling skal skje automatisk ved feil internt i DG-enheten. Ved detektering av feil som ikke har resultert i en unormal driftssituasjon ref DG-enhetens målepunkt skal den frakobles automatisk ved en nødstoppprosedyre.

Ved interne feil som fører til en unormal driftstilstand ref DG-enhetens målepunkt (f. eks overspenning) skal gjeldene maksimale frakoblingstider (Pkt. 2.4.2 og Pkt. 2.4.3) overholdes.

Ved intern kortslutning skal den feilbefengte anleggsdelen frakobles raskest mulig (for eksempel innen 0,2 sek).

2.4.5 Krav til frakobling ved over- og kortslutningsstrøm i tilknytningspunktet

Alle DG-enheter skal kunne frakobles ved over- og kortslutningsstrøm. Strømgrenser og maksimum frakoblingstider bestemmes av Nettselskapet.

For alle DG-enheter som ikke er transient stabile skal frakobling skje raskest mulig ved over- og kortslutningsstrøm.

2.4.6 Respons på jordfeil

Nettselskapet kan kreve frakobling av hele DG-enheten ved jordfeil (usymmetri i spenning), med grenseverdi for U_0 og frakoblingstid (normalt 1,3 – 2 s) bestemt av Nettselskapet. Dette er først og fremst aktuelt for selvagnetiserende generatorer med maksimum aktiv effektproduksjon større en 50 % av tilknyttet avgangs minimum last.

2.4.7 Innkobling av DG-enhet etter feil i distribusjonsnettet

DG-enheten skal ikke kobles til distribusjonsnettet før tillatelse er gitt fra Nettselskapets nettsentral. Alternativt kan innkobling skje uten spesiell tillatelse etter minimum 5 minutter forutsatt at spenningen i distribusjonsnettet er i området mellom laveste og høyeste tillatte spenning i tilknytningspunktet (Pkt. 2.1.1 og 2.1.2) i alle faser og frekvensen i distribusjonsnettet er mellom 49,5 og 50,5 Hz.

Eventuell automatisk innkobling tillates normalt ikke og må kun aktiveres etter spesiell tillatelse fra Nettselskapet.

2.4.8 Kontrollert øydrift

Kontrollert øydrift er ikke behandlet i dette dokumentet.

2.5 Krav til Målinger, datautveksling og fjernstyring

Følgende krav vurderes av Nettselskapet i hvert enkelt tilfelle for DG-enheter med aktiv effektproduksjon over 1 MW. I distribusjonsnett med flere DG-enheter eller med stor penetrasjonsgrad kan det kreves at også enheter med aktiv effektproduksjon under 1 MW skal oppfylle følgende krav.

2.5.1 Krav til overvåking

DG-enheten må være utstyrt med automatisk overvåking av kontrollanlegg, bryterutspoler og likestrømsforsyning.

2.5.2 Krav til utstyr for fjernstyring

Av hensyn til sikker drift av distribusjonsnettet skal Nettselskapets sentral ha mulighet for fjernstyrt nødutkobling av DG-enheten.

2.5.3 Krav til utstyr for datautveksling

Nettselskapets sentral skal ha mulighet for fjernstyrt innhenting av oppdaterte måledata fra DG-enhetens målepunkt. Med oppdaterte måledata menes middelveier som oppdateres minimum hvert minutt.

2.5.4 Målinger

Målinger skal gjøres på høyspenningssiden (distribusjonsnettsiden) av generatortransformatoren i DG-enhetens målepunkt som skal være nærmest mulig tilknytningspunktet.

2.5.5 Overføring av data til nettsentralen

Følgende data skal kunne overføres til Nettselskapets nettsentral:

- Strøm målt i 1 eller 3* faser (tallverdi og fasevinkel)
- Fasespenning målt i 2 eller 3* faser (tallverdi og fasevinkel)
- Aktiv effektflyt
- Reaktiv effektflyt
- Bryterstatus for effektbryter

* Vurderes av Nettselskapet i hvert enkelt tilfelle.

2.5.6 Fjernstyring

Følgende kan kreves overført fra Nettselskapets nettsentral for fjernstyring av DG-enheten:

- Utkoblingskommando for effektbryter
- Referansespenning for aktiv spenningsregulering – ved behov
- Referanseverdi for tanφ eller trinnvis opp- og nedkommando for tanφ - ved behov

2.5.7 Kommunikasjonsprotokoller

Krav til kommunikasjonskanal og -protokoll spesifiseres av Nettselskapet.

2.5.8 Integrasjon i nettsentralsystem

Nettselskapet spesifiserer hvordan innkomne data skal implementeres i nettsentralens kontroll- og overvåkingssystem.

2.6 Krav til annet utstyr

2.6.1 Integrasjon av DG-enhetens jordingssystem med Nettselskapets nett

Ved tilkobling til høyspenningsnett skal det være en transformator mellom generator og Nettselskapets nett.

Ved tilkobling til lavspenningsnett kreves det ikke transformator mellom generator og Nettselskapets nett. Ved direkte tilkobling skal generatorenes nullpunkt være isolert.

DG-enhetens jordingssystem skal utformes og vedlikeholdes slik at dette ikke er årsak til at det oppstår overspenninger i Nettselskapets nett som kan skade Nettselskapets apparatanlegg og komponenter eller utstyr hos tilknyttede kunder.

Direktejording av DG-enhetens høyspenningsnett (11 til 24 kV) tillates ikke.

2.6.2 Krav til generatortransformator

Koblingsgruppene skal velges slik at eventuelle nullsystemstrømmer eller -spenninger på generatorsiden ikke overføres til Nettselskapets nett.

Nettselskapet kan kreve at generatortransformator dimensjoneres for tilkobling av nullpunktsspole. Koblingsgruppe for transformatoren må i så fall avtales nærmere med Nettselskapet.

Generatortransformatorer må dimensjoneres slik at de i normal drift forårsaker bare ubetydelige overharmoniske strømmer og spenninger i distribusjonsnettet. Kravet gjelder også ved enfase jordfeil på generatorsiden.

2.6.3 Krav til innkoblingsutstyr

Alt innkoblingsutstyr skal tåle at spenningen er i motfase i de to nettdelene som skal sammenkobles og den spenningsøkningen som jordfeil medfører pluss 10 % overspenning.

2.6.4 Krav til låsbart og synlig delingsbrudd i utvekslingspunkt

Mellom tilknytningspunktet og DG-enheten skal det være installert en lastskillebryter med mulighet for låsbart og synlig delingsbrudd.

Lastskillebryter skal være dimensjonert for utkobling av maksimal last/produksjon. Dersom Nettselskapet har tilgang til å koble ut DG-enhetens effektbryter kan det være tilstrekkelig med skillebryter.

Det er kun Nettselskapet som tillates å gi adgang til lås for bryter i delingsbruddet.

2.6.5 Spenningsforsyning til kontrollanlegg

Forsyningen til DG-enhetens kontrollanlegg og lignende skal opprettholdes ved en frakobling av DG-enheten.

DG-enhetens vern skal ha separat strømsforsyning slik at det fungerer også ved utfall av nettet.

3 Forhold som berører distribusjonsnettet

3.1 Relévernrespons i distribusjonsnett

3.1.1 Krav om kortslutningsberegninger

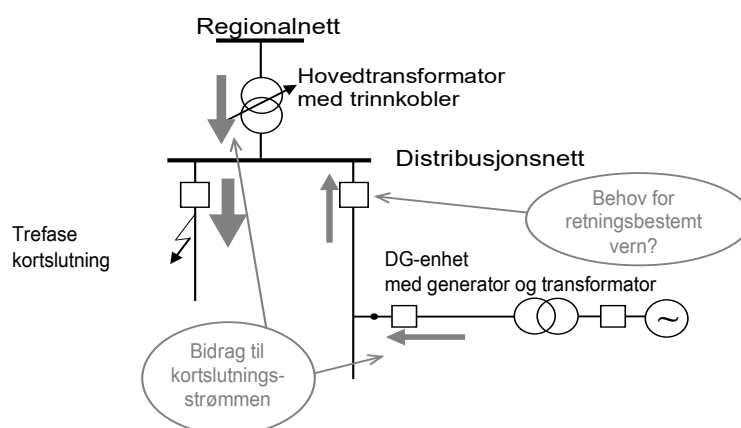
Tilknytning av DG-enhet(er) vil kunne medføre endringer i responsen til vernet i distribusjons-nettet DG-enheten er tilknyttet. Det må derfor foretas en kortslutningsanalyse for å vurdere konsekvensen tilknytningen av DG-enheten vil ha på eksisterende vern i distribusjonsnettet.

3.1.2 Behov for detektering av returspenning i distribusjonsnettet

For avganger med selvmagnetiserende generatorer der det er fare for at denne kan bli liggende inne etter en utkobling hos Nettselskapet må deteksjon av returspenning på avgangen i distribusjonsnettet vurderes innført for å hindre gjeninnkobling i motfase med tilknyttede generatorer.

3.1.3 Behov for endringer i distribusjonsnettets avgangsvern

Har tilknyttet DG-enhet en kortslutningsytelse som er så stor at overstrømsvernet for avgangen som DG-enheten er tilknyttet vil starte ved feil på andre avganger, se Figur 3, må installasjon av retningsbestemt overstrømsvern på avgangen vurderes for å unngå uønskede utfall ved feil på andre avganger.



Figur 3: Trefase kortslutning på naboavgang.

3.2 Forsterkning av distribusjonsnettet

3.2.1 Valg av systemløsning ved forsterkning av distribusjonsnettet

Nettselskapet forbeholder seg rett til å bestemme endelig systemløsning ved eventuell forsterkning av distribusjonsnettet. Ulike aktuelle systemløsninger må vurderes og det skal tas hensyn til kostnader over investeringsens totale levetid.

3.2.2 Begrensning av store feilstrømmer

Når en DG-enhet introduserer feilstrømmer i distribusjonsnettet som er større enn det brytere og annet utstyr i nettet er dimensjonert for kan det kreves at det installeres utstyr for å begrense feilstrømmen.

4 Drift og vedlikehold av DG-enheten

4.1 Krav til daglig drift av DG-enheten

4.1.1 Krav om godkjent driftsansvarlig

Høyspennings produksjonsrelatert nettanlegg krever at eier av anlegget har en godkjent sakkyndig driftsansvarlig til å forestå driftsansvar og koblingsansvar for nevnte anlegg.

4.1.2 Krav om fullmakt til frakobling i spesielle situasjoner

Ved spesielle driftssituasjoner skal Nettselskapet kunne koble ut DG-enheten uten unødvendig forsinkelse (jamfør Pkt. 4.1.3). For DG-enheter med maksimum aktiv effektproduksjon over 1 MW (ev. 250 kW) skal Nettselskapet kunne foreta en fjernstyrt nødutkobling (jamfør Pkt. 2.5.2).

4.1.3 Krav om tilgjengelig driftsvakt

Innmatingskunden skal ha en tilgjengelig driftsvakt/operatør som kan kontaktes via telefon eller radio. Denne personen må kunne koble DG-enheten eller det produksjonsrelaterte nettanlegget fra distribusjonsnettet. Vekten eller andre som har tilgang og koblingsmyndighet for DG-enheten eller det produksjonsrelaterte nettanlegget, skal kunne være tilgjengelig i DG-enheten innen 1 time.

Innmatingskunden skal sørge for at Nettselskapets driftsvakt til enhver tid vet hvem som har driftsvakt for DG-enheten og hvordan denne kan kontaktes.

4.1.4 Informasjon og koordinering før planlagte utkoblinger i distribusjonsnettet

Ved planlagte utkoblinger i distribusjonsnettet skal det gis beskjed til driftsvakt/ansvarshavende på DG-enheten før utkobling. DG-enheten skal være utkoblet fra angitt tidspunkt til Nettselskapet gir beskjed om at DG-enheten kan kobles inn igjen. Planlagte utkoblinger av distribusjonsnettet skal så langt som mulig koordineres med driftsplan og ønsker til de berørte DG-enhetene.

4.2 Krav til Endringer

4.2.1 Endring av innstillinger

Endringer av generatorinstallasjon, vern, kontrollanleggsinnstillinger og -funksjoner tillates ikke uten skriftlig tillatelse fra Nettselskapet til dette i hvert enkelt tilfelle. Verninnstillinger skal kun endres av kyndig personell. Etter en endring av innstillinger kan Nettselskapet kreve ny testing av relevante funksjoner.

4.3 Krav til vedlikehold og periodisk testing av DG-enheten

4.3.1 Vedlikehold

Det forutsettes at Innmatingskunden til en hver tid holder vern, kontrollanlegg, bryter- og batterianlegg, samt tilhørende anlegg/funksjoner intakt og i forsvarlig stand.

4.3.2 Periodisk testing

Innmatingskunden skal gjennomføre periodiske tester av utstyret i Pkt. 4.3.1 ved intervaller spesifisert av utstyrsprodusenten eller Nettselskapet.

Som et minimumskrav forutsettes at det gjennomføres periodiske tester hvert 6. år for DG-enheter større enn 100 kW, samt at kapasiteten og tilstanden på batterianlegg for vern og kontrollanlegg kontrolleres i henhold til leverandørens spesifikasjon.

4.3.3 Inspeksjons- og testprotokoll

Innmatingskunden skal føre inspeksjons- og testprotokoll, hvor testrapporter og annen dokumentasjon er arkivert.

5 Krav til prosjektering, utførelse, testing og idriftsettelse

5.1 Prosedyre for Godkjenning av spesifikasjon for elektromekanisk installasjon

5.1.1 Dokumentasjon

Innmatingskunden må dokumentere overfor Nettselskapet at den planlagte tilknytning av DG-enheten tilfredsstiller de krav som er gitt i dette dokumentet.

5.1.2 Spesifikasjon

Det skal utarbeides nødvendig spesifikasjon for den aktuelle elektromekaniske installasjon inkludert eventuelt produksjonsrelatert nettanlegg.

5.1.3 Godkjenning

Nettselskapet forbeholder seg rett til å godkjenne utførelsen av overstående oppgaver før bestilling.

5.1.4 Systemparametre

DG-eier skal ha tilgang på de systemparametre som er nødvendige for en dynamisk analyse av DG-enheten, hvilket kan bli nødvendig ved tilknytning av ny distribuert generering på et senere tidspunkt. Vedlegg C definere nødvendige systemparametre.

5.2 idriftsettelse og driftstillatelse

5.3 Idriftsettelsestest

Innmatingskunden plikter å foreta en idriftsettelsestest bestående i følgende:

- 5.3.1. Det skal kontrolleres at eventuelt produksjonsrelatert elektrisk forsyningsanlegg har gyldig samsvarserklæring iht. krav gitt i Forskrift om elektrisk forsyningsanlegg, § 3-1 Kontroll, erklæring om samsvar og dokumentasjon.
- 5.3.2. Det skal kontrolleres at dokumentasjon tilfredsstiller gitte krav.
- 5.3.3. Det skal kontrolleres at alle verninnstillinger og vernfunksjoner tilfredsstiller gitte krav.
- 5.3.4. Det skal kontrolleres at generatorutrustning og øvrig elektromekanisk installasjon tilfredsstiller gitte krav.
- 5.3.5. Nettselskapets kontaktperson gir tillatelse til spenningssetting når Innmatingskundens testansvarlige bekrefter pr telefon at DG-enheten kan spenningssettes.

Videre kontroll og test av DG-enhet tilkoblet spenningsnett distribusjonsnett:

- 5.3.6. Det skal kontrolleres at selve innkobling og innkoblingsforløpet tilfredsstiller gitte krav.
- 5.3.7. Det skal kontrolleres at regulering av aktiv effekt tilfredsstiller gitte krav.
- 5.3.8. Det skal kontrolleres at eventuell installert dempetilsats for synkrongenerator tilfredsstiller gitte krav.
- 5.3.9. Det skal gjennomføres produksjonsavslagsprøve med kontroll av at spenningsprang i tilknytningspunktet tilfredsstiller gitte krav. Det må samtidig kontrolleres at vernrespons tilfredsstiller de gitte krav. Produksjonsavslagsprøvene bør hvis mulig utføres for maksimum produksjon.

- 5.3.10. Det skal utføres driftsprøve med måling av overharmonisk strøm for å kontrollere at gitte krav overholdes. Driftsprøvene forutsettes utført under følgende produksjonstilfeller: 25 % produksjon (alternativt minimum produksjon), 50 % produksjon og maksimum produksjon.
- 5.3.11. Etter avslutning av idriftsettelsestest må testansvarlig umiddelbart gi beskjed til Nettselskapets kontaktperson med muntlig beskrivelse av resultat fra idriftsettelsestesten.
- 5.3.12. Signert prøveprotokoll med dato leveres til Nettselskapet for godkjenning.

5.3.1 Dokumentasjon

Innmatingskunden må dokumentere at levert elektromekanisk installasjon er i henhold til spesifikasjonen (jf. Pkt. 5.1).

Innmatingskunden må skriftlig dokumentere overfor Nettselskapet at alle kontroller og tester er gjennomført med tilfredsstillende resultat.

5.3.2 Aksept for midlertidig driftstillatelse

Nettselskapet gir en skriftlig aksept for midlertidig driftstillatelse når denne dokumentasjonen (Pkt. 5.3.1) er i orden.

5.4 Permanent driftstillatelse

5.4.1 Minimum driftsperiode

For at Nettselskapet skal kunne kontrollere at anlegget tilfredsstiller krav gitt i dette dokumentet for faktiske produksjons- og nettforhold, kan det ikke gis permanent driftstillatelse før etter minimum 12 måneders driftsperiode.

5.4.2 Tilpasninger

Det forutsetter at DG-eier sørger for at justeringer og tilpasninger foretas hvis driftsresultater fra prøveperioden tilsier at dette er nødvendig.

5.4.3 Skriftlig tillatelse

Nettselskapet gir en skriftlig aksept for permanent driftstillatelse når alle testresultatene er iht. krav gitt i dette dokumentet

6 Referanser

- [1] Statnett, "Funksjonskrav i kraftsystemet", Veileder for fos §14 og §20, 2012. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Systemansvaret/>
- [2] Statnetts forslag til praktisk gjennomføring av EUs forordning for tilknytning av produksjon (NC-RfG), tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/europeisk-regelverksutvikling/nettkoder/tilknytningskodene-rfg-dcc-hvdc/>
- [3] A. Petterteig, O. Mogstad, T. Henriksen, Ø. Håland; TR A6343.01, "Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet", Rev.01, nov. 2006.
https://www.sintef.no/globalassets/project/distribution_2020/publikasjoner/tr_a6343.01.pdf
- [4] AEN, 2006, Krav til kraftverk og produksjonsrelatert nettanlegg med aggregatytelse ≤ 10 MW tilknyttet distribusjonsnett med merkespenning ≤ 24 kV, Agder Energi Nett, Dok.nr. AEN-05:0257 Arbeidsutkast 2.2, Saksbehandler Øivind Haaland, 29 sider
- [5] ProSmart, KPN-project ENERGIX, nettside: <http://www.ntnu.edu/prosmart>
- [6] REN, RenBlad 3008, "Kraftproduksjon – krav til vern i nettet ved tilknytning av produksjon", Ver 1.1/2010
- [7] REN, RenBlad 0303, "Tekniske funksjonskrav, Vedlegg 3 til tilknytnings- og nettleieavtale for innmatingskunder i distribusjonsnettet" (in Norwegian), Ver 1/2011
- [8] OED, FOR 2004-11-30-1557: Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, tilgjengelig fra, <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- [9] Statkraft, "Protection Relays General Requirements", juni 2015, 20 pages
- [10] Cigré/CIRED Joint Working Group B5/C6.26/CIRED. "Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources", Final Report, mars 2015. 75 p + appendices
- [11] Andreas Simonsen, "Releplanlegging på lange distribusjonsavganger", MSc-avhandling ved NTNU, Institutt for Elkraftteknikk, juli 2015
- [12] EPRI PEAC, Section 9, Distributed Generation Modelling Guidelines, Overhead presentation, 48 pages, Obtained March 2005 from: http://www.disgen.com/downloads/09-DGModelingGuidelines_Revised.PDF
- [13] IEEE 1547, 2003, IEEE Standard for interconnection Distributed Resources with Electric Power Systems, Standards Coordination Committee 21, The Institute of Electrical and Electronic Engineers Inc., 28 July 2003, 16 sider
- [14] Statnett 306950, 2004, Spesifikasjon for reguleringstekniske krav til magnetiseringssystem og dempetilsatser, Øystein Kirkeluten, 20.12.2004, Statnett Dok.id.: 306950, 8 sider
- [15] Statnett VtA, 2005, Veiledende systemkrav til anlegg tilknyttet regional- og sentralnettet i Norge, Statnett Dok. Id.: 328582, 16.12.2005, 25 sider
- [16] TF nr. 3.2.3, Teknisk forskrift for termisk kraftværks-enheder på 1,5 MW eller mer, Teknisk forskrift for nettilslutning nr. 3.2.3, Energinet.dk, Rapport nr. (1) lpp-23032006-145311-072-20033020090 Rev. nr. 1, April 2006, www.energinet.dk, Danmark, 96 sider
- [17] FOR-2005-12-20-1626 (FEF 2006), "Forskrift om elektriske forsyningsanlegg", tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2005-12-20-1626>
- [18] J. Marvik; AN 19.12.04, "Simulering av transient stabilitet for DG-enheter med synkrongenerator", April 2019
- [19] IEC; 60034-3:2007 "Rotating electrical machines - Part 3: Specific requirements for synchronous generators driven by steam turbines or combustion gas turbines". 2007
- [20] IEEE 421.5 "Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", 1992

VEDLEGG

A Tilknytningsprosessen

A.1 Oppgaver og informasjonsflyt i forbindelse med tilknytning av ny produksjon

Før en ny produksjonsenhet kan tilknyttes eksisterende nett er det en rekke oppgaver som skal gjennomføres av utbygger og netteier i en prosess som omfatter følgende hovedfaser:

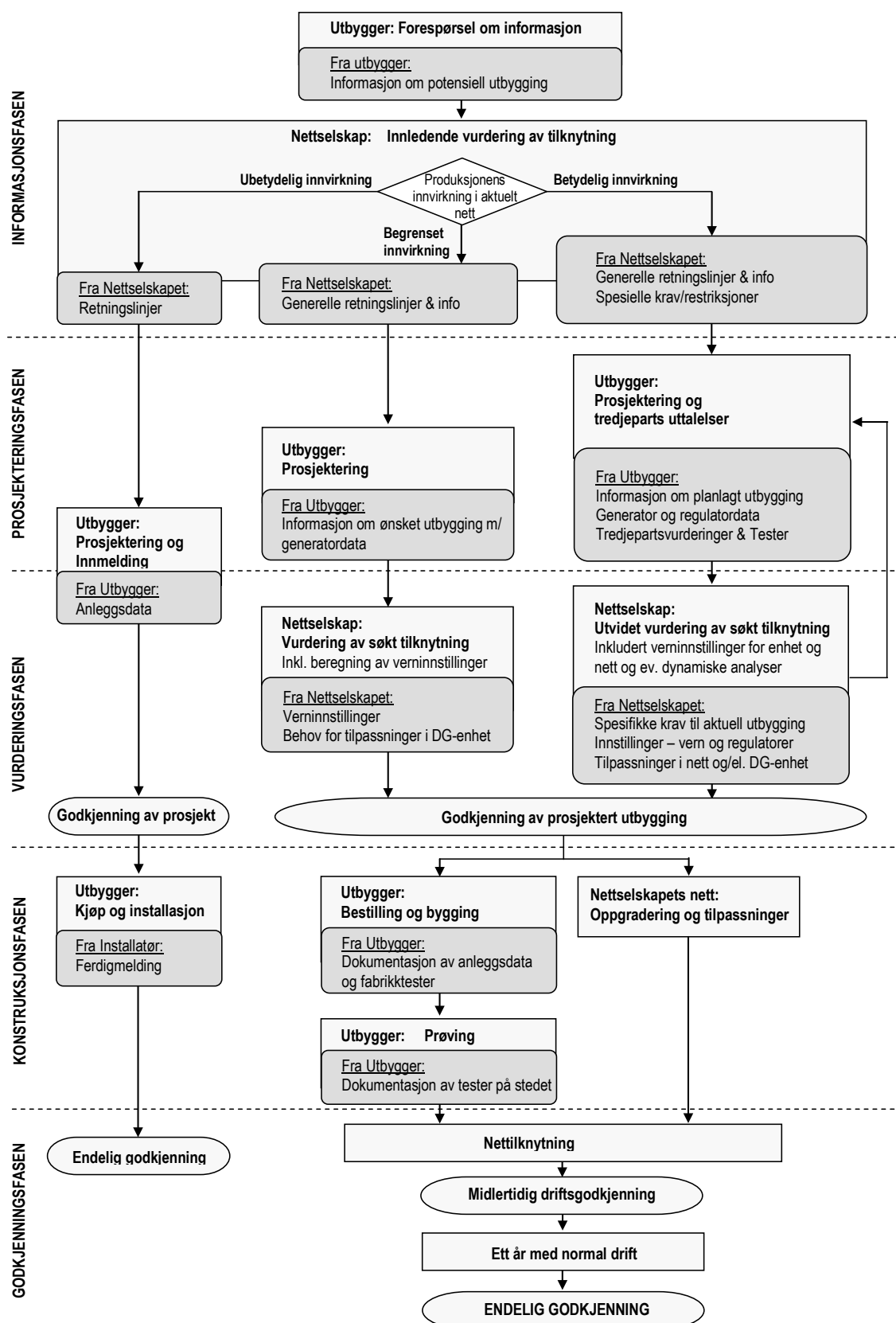
- Informasjonsfasen
 - Utbygger informerer Nettselskapet om potensiell utbygging
 - Nettselskap foretar en foreløpig vurdering av utbyggingens innvirkning på nettet og informerer Utbygger om retningslinjer og ev. spesielle krav eller restriksjoner
- Prosjekteringsfasen
 - Utbygger foretar prosjektering av produksjonsenheten
- Vurderingsfasen
 - Nettselskapet foretar en vurdering om prosjektert produksjonsenhet kan godkjennes
- Konstruksjon og bygging
 - Utbygger bestiller, bygger og tester produksjonsenheten
 - Nettselskapet foretar ev. endringer i distribusjonsnettet
- Godkjenningsfasen
 - Nettselskapet godkjenner den ferdige produksjonsenheten og foretar nettilknytning

Figur A-1 viser en forenklet oversikt over oppgaver og informasjonsflyt i denne prosessen fra første kontakt mellom Utbygger og Nettselskap til den nye produksjonsenheten er blitt tilknyttet distribusjonsnettet og driften av denne er endelig godkjent.

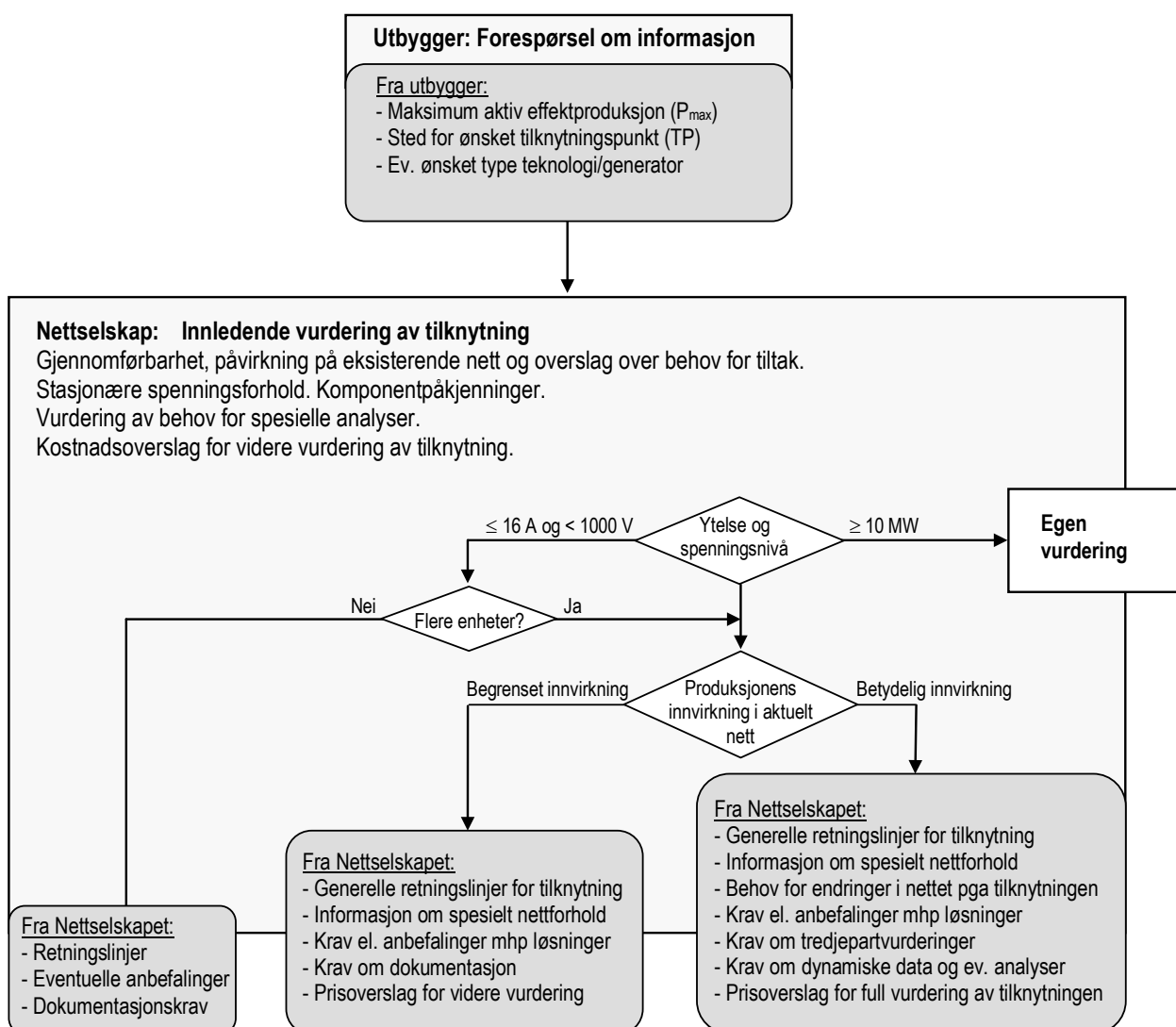
I informasjonsfasen må Nettselskapet foreta en innledende vurdering av hvorvidt den nye DG-enheten får vesentlig innvirkning på eksisterende nett. Hvor omfattende prosjektering, vurdering og testing skal være, hvor mye Nettselskapet skal behøve å involveres i tilknytningsprosessen og hvilken dokumentasjon Nettselskapet har behov for fra utbygger vil avhenge av DG-enhetens innvirkning på distribusjonsnettet. Innvirkningen er først og fremst avhengig av DG-enhetens maksimale effektproduksjon og plassering, men også av nettets karakteristika, last og annen produksjon.

A.2 Informasjonsfasen

Før Utbygger begynner prosjektering av en produksjonsenhet må det opprettes kontakt med Nettselskapet for å få informasjon om retningslinjer for tilknytning samt en foreløpig vurdering den potensielle produksjonens innvirkning på distribusjonsnettet. Figur A-2 illustrerer oppgaver og informasjonsbehov i denne fasen.



Figur A-1: Illustrasjon av hovedoppgaver og informasjonsflyt fra første spørsmål om mulighet for tilknytning til endelig drift av en ny produksjonsenhet i distribusjonsnettet.



Figur A-2: Konkretisering av oppgaver og informasjonsbehov i informasjonsfasen.

I informasjonsfasen skal Utbygger presentere følgende data for den potensielle produksjons-enheten for Nettselskapet:

- Ønsket tilknytningspunkt
- Maksimum forventet aktiv effektproduksjon
- Eventuell informasjon om type produksjonsenhet
- teknologi (vannkraft, vindkraft eller kombinert varme/elektrisitet)
- tilknytningsform (kraftelektronikkformer eller direktekoblet generator)
- generatortype (synkron- eller asynkrongenerator)

Som resultat av denne innledende vurderingen skal Nettselskapet informere Utbygger om retningslinjer, spesielle krav eller anbefalinger og hva som forventes av dokumentasjon og data i vurderingsfasen. Nettselskapet skal også gi et overslag over de kostnader det vil medføre å foreta en vurdering av tilknytningen. Mye av dette avhenger av den potensielle produksjonsenhetens innvirkning på det eksisterende nettet.

Nettselskapet må i denne fasen gjøre en grov vurdering av om nettet har kapasitet til å ta imot den planlagte produksjonen og hvor stor innvirkning tilknytningen vil ha i nettet, grovt sortert i en av følgende kategorier:

- Produksjonsenheter som vil få ubetydelig innvirkning på nettet
- Produksjonsenheter som vil få begrenset innvirkning på nettet
- Produksjonsenheter som vil få betydelig innvirkning på nettet

Den videre prosessen vil være avhengig av denne grovsorteringen. Generelt vil Nettselskapets involvering og behov for analyser og vurderinger, med tilhørende kostnader som må dekkes av Utbygger, og kravene som stilles til teknisk utstyr, med tilhørende kostnader, øke med enhetens innvirkning på nettet. I praksis vil det si med økende maksimum produksjon vil alle faser i tilknytningsprosessen (inkludert informasjonsfasen) bli mer omfattende og kostbare.

Enhetene som kun vil få ubetydelig innvirkning på nettet vil få en forenklet behandling, gjennom hele tilknytningsprosessen. De skal oppfylle gjeldende krav og retningslinjer, dokumenteres og godkjennes før installasjon og de skal installeres av kyndig installatør før endelig godkjenning for drift. Disse enhetene vil ikke bli behandlet i det følgende.

I denne kategorien kommer:

- Enkeltstående typegodkjente og standard enheter i lavspenningsnettet med ytelse under 20 kW (≤ 16 A per fase)

Det må gjøres unntak der det er planer om å installere flere slike enheter i ett tilknytningspunkt eller der det finnes flere slike enheter i samme område. I slike tilfeller må enhetenes samlede innvirkning på nettet vurderes.

Alle enhetene som antas å ha innvirkning på nettet må underlegges en grundigere vurdering i informasjonsfasen før de deles i en av de to siste kategoriene.

Med Nettselskapets erfaring og kjennskap til eksisterende nett vil enkelte mindre enheter kunne kategoriseres direkte til å ha begrensede innvirkning på nettet. For andre enheter vil det være nødvendig med noen kontrollberegninger for å avgjøre deres betydning for stasjonære strøm og spenningsforhold i nettet (Trinn I under). For større enheter må det gjøres ytterligere beregninger (Trinn II under) allerede i informasjonsfasen. Når disse undersøkelsene avdekker behov for spesielle tiltak som endring av tilknytningspunkt eller forsterking av linjer, må krav og anbefalinger i den forbindelse formidles til Utbygger. Her vil det være hensiktsmessig med en dialog mellom Utbygger og Nettselskap.

Dersom det finnes eller forventes flere produksjonsenhetenes i samme avgang må enhetenes samlede innvirkning på nettet vurderes.

For alle enheter med maksimum aktiv effektproduksjon større enn samlet minimumslast etter tilknytningspunktet må følgende undersøkes (Trinn Ia):

- Maksimum stasjonær linjespenning
 - i tilknytningspunktet
 - ved lavlast og full produksjon

For alle enheter med maksimum aktiv effektproduksjon større enn samlet maksimumslast etter tilknytningspunktet må følgende undersøkes (Trinn Ib):

- Strømpåkjenninger i stasjonær drift i forhold til termiske lastgrenser
 - i tilknytningspunktet
 - ved lavlast og full produksjon

Hvis disse er godt innenfor det som kan tillates i det aktuelle nettet, vil produksjonsenheten kun ha begrenset innvirkning på nettet. Hvis ikke må følgende undersøkes (Trinn II):

- Spenningsstigning ved innkobling av full produksjon
 - i tilknytningspunktet og i enden av avgangen
 - ved høylast
- Kortslutningsstrøm
 - på kortslutningsstedet og i tilknytningspunktet
 - ved høylast

Enhetene som vil få en begrenset innvirkning på nettet antas å kunne tilknyttes i ønsket tilknytningspunkt uten at det gjøres tiltak i eksisterende nett. Slike enheter forutsettes designet etter gitte retningslinjer og i henhold til eventuelle anbefalinger. I vurderingsfasen, etter prosjekteringen når mer data er tilgjengelig, vil disse enhetene underlegges en ny vurdering for å sjekke dette.

I denne kategorien kommer:

- Enheter med produksjon mindre enn samlet minimumslast etter tilknytningspunktet
- Enheter som ikke introduserer stasjonær spenningsendring over 3 % i tilknytningspunktet
- Enheter som ikke medfører termisk overlast for komponenter i nettet

I de fleste høyspennings distribusjonsnett antas det at enheter med maksimum produksjon under 100 kW vil komme i denne kategorien forutsatt at det ikke finnes eller er planer om flere produksjonsenheter tilknyttet samme avgang. I mange nett vil også enheter med aktiv effektproduksjon større enn 100 kW komme i denne kategorien, avhengig av kapasitet og kortslutningsytelse i nettet og produksjonsenhetens plassering.

Enhetene som vil få en betydelig innvirkning på nettet vil underlegges en ny grundig vurdering etter prosjekteringen, med mer detaljerte beregninger av alternative løsnings innvirkningen på nettet. For at disse enhetene skal kunne tilknyttes forventes det at tilpasninger må gjøres i deres tekniske utrustning (valg av generatortype, parametre, tilknytningspunkt) og/eller i eksisterende nett (forsterkninger, utskiftninger).

I denne kategorien kommer:

- Enheter som introduserer stasjonær spenningsendring over 3 % av merkespenning
- Enheter som gjennom sitt bidrag til kortslutningsstrømmer i nettet påvirker bryterdimensjonering og innstillinger av vern i nettet
- Enheter som kan medføre termisk overlast for komponenter i nettet
- Enheter som kan introduserer uakseptable spenningsprang ved inn- eller utkobling

I mange nett vil enheter med aktiv effektproduksjon over 1 MW komme i denne kategorien, men de fleste nett vil tåle et større produksjonsvolum nær hovedtransformatorstasjonen enn langt ute på en avgang. I nett med flere produksjonsenheter på samme avgang må enhetenes samlede innvirkning på nettet vurderes og enheter med produksjon under 1 MW kan komme i denne kategorien.

Generatorer i denne kategorien bør være synkrongeneratorer og det må vurderes om disse skal: være transient stabile

- være utrustet for datautveksling med Nettselskapets sentral
- være forberedt for aktiv spenningsregulering

Nettselskapet må allerede i informasjonsfasen legge fram eventuelle krav og anbefalinger om spesielle egenskaper ved generatorene eller deres utrustning.

A.3 Vurderingsfasen

I vurderingsfasen må Nettselskapet på bakgrunn av data fra Utbyggers prosjektering vurdere om den planlagte produksjonsenheten kan tilknyttes. I Vedlegg C presenteres de data Utbygger skal fremlegge for Nettselskapet i vurderingsfasen.

For enheter som i innledningsfasen ble antatt å få kun begrenset innvirkning på nettet vil vurderingen kunne bestå i å sjekke stasjonære linjespenninger, spenningsprang og komponentpåkjenninger (ved kortslutnings- og stasjonær strøm). I tillegg skal kortslutningsberegninger for avgangen utføres for beregning av parametre for avgangsvern og produksjonsenhetens vern.

For enheter som i innledningsfasen ble antatt å få betydelig innvirkning på nettet vil vurderingen innebære mer omfattende kontroll av fremlagt dokumentasjon (tester og tredjepartsvurderinger), mer omfattende analyser og hvis nødvendig en dialog med Utbygger for å få til tilpasninger og endringer i produksjonsenhet eller eksisterende nett. For disse enhetene må hele nettets vernsystem vurderes. Kortslutningsberegninger må foretas for å bestemme vernparametre for både produksjonsenhetens og nettets vern. Oppgradering av eksisterende vern kan også bli nødvendig.

For enheter som skal være transient stabile skal dynamiske vurderinger eller beregninger utføres.

For enheter som kan ha betydning for nettets stabilitet må ytterligere vurderinger og eventuelt beregninger utføres for å verifisere at enheten ikke bidrar til effektpendlinger eller spenningskollaps.

A.4 Hvor mye skal gjøres av Nettselskapet

I vurderingsfasen kan Nettselskapet velge at en tredjepart utfører nødvendige analyser (for eksempel verninnstillinger eller dynamiske beregninger) eller utreder konsekvensene av ulike alternative løsninger for tilknytningen. I slike tilfeller må Nettselskapet stille nødvendige nettdata til disposisjon. Men Nettselskapet må ha oversikt over konsekvenser, nødvendige tiltak, krav og nødvendig dokumentasjon i forbindelse med tilknytningen.

I tilknytningsprosessen er det en del aktiviteter som må utføres av nettselskapet eller i regi av nettselskapet. Dette er i første rekke følgende aktiviteter som har å gjøre med eksisterende distribusjonsnett:

- Bedømme innvirkningen tilknytningen vil få på eksisterende nett (innledende vurderinger i informasjonsfasen)
- Arbeid i forbindelse med oppgradering av eksisterende distribusjonsnetts infrastruktur og eventuelt med å fjerne eller flytte eksisterende infrastruktur (i konstruksjonsfasen)
- Selve tilknytningen og spenningssetting av installasjonen (i godkjenningsfasen)

B Analyser av tilknytning av ny produksjon

Tilknytning av kraftverk forutsetter at det er kapasitet i nettet til å ta i mot og overføre innmatet effekt. I det følgende nevnes de analyser og vurderinger som må foretas i forbindelse med tilknytning av ny lokal produksjon. Dette gjelder for enheter med betydelig og begrenset innvirkning på eksisterende nett, jf. Figur A1.

B.1 Penetrasjonsgrad

Kraftverkets penetrasjonsgrad i den radielle nettstrukturen beregnes i informasjonsfasen (Figur A1) for alle potensielle DG-enheter.

Penetrasjonsgrad defineres som forholdet mellom maksimal innmating fra lokal produksjon (S_g) og maksimum overføringskapasitet (S_{maks}) på den avgangen produksjonen berører:

$$\text{Penetrasjonsgrad} = S_g / S_{maks}$$

Penetrasjonsgraden vil gi en indikasjon på hvor stor påvirkning produksjonsenheten kan ha på spenningsnivået og leveringskvaliteten for den berørte nettstruktur. En penetrasjonsgrad over 0,3 kan ansees som høy [12]. Høy penetrasjonsgrad gjør at lokal produksjon får betydelig innvirkning på nettet og vil kreve nøye vurderinger.

B.2 Lastflytberegninger

Beregning av langsomme spenningsvariasjoner og termiske komponentpåkjenninger

For alle produksjonsenheter som medfører en penetrasjonsgrad over 0,01 må det i vurderingsfasen foretas stasjonær lastflytberegning for lasttilfeller gitt i Tabell B1. Nettselskapet er ansvarlig for å fremskaffe nettdata og lastdata for det berørte nettet hvis disse beregningene skal utføres av en tredjepart.

Tabell B-1: Aktuelle lasttilfeller for lastflytberegninger.

Lasttilfelle:	Forkortelse:	Lastuttak i % av maks. last	Innmating i % av maksimum aktiv effektproduksjon
Tunglast med lav produksjon	TLLP	100 %	0 %
Tunglast med høy produksjon	TLHP	100 %	100 %
Lettlast med lav produksjon	LLLP	15 – 25 %	0 %
Lettlast med høy produksjon	LLHP	15 – 25 %	100 %

På grunnlag av lastflytberegningene må en foreta vurderinger knyttet til termisk grenselast for komponenter i nettet og langsomme spenningsvariasjoner i nettet.

Ved kontroll av overholdelse av krav til langsomme spenningsvariasjoner, som gitt i FoL [8] (gjennomsnittsverdier over étt minutt), må det tas hensyn til nettets faktiske spenningsreguleringsfunksjoner med:

- Spenningsfall i høyspenningsnettet i lasttilfelle tunglast med lav produksjon
- Spenningsstigning i høyspenningsnettet i lasttilfelle lettlast med høy produksjon
- Spenningsfall i lavspenningsnettet

- Krafttransformators trinnstørrelse, tilgjengelig trinning og spenningsreguleringsbånd
- Eventuell trinning av berørte fordelingstransformatorer
- Sesongmessige trinninger av fordelingstransformatorer (hvis dette alt benyttes i det berørte nettet).

Krav til langsomme spenningsvariasjoner skal overholdes for ugunstigste tilknyttede sluttbruker i lavspentnettet.

B.3 Beregning av spenningssprang

Ved kontroll av overholdelse av krav til DG-enheters bidrag til spenningssprang vil verste tilfelle være ved samtidig frakobling av alle DG-enheter i nettet. Spenningssprang ved innkobling av DG-enhet skal også undersøkes, men her kan en se bort fra samtidig innkobling av flere enheter.

Ved beregning av spenningssprang tas ikke nettets egen spenningsregulering med.

Nøyaktige beregninger av hurtige spenningssprang forutsetter kjennskap til DG-enheters dynamiske strømresponser.

For DG-enheter med begrenset innvirkning på nettet kan forenklede beregninger gjøres som lastflytberegninger. Ved innkobling benyttes maksimal innkoblingsstrøm. Ved frakobling benyttes maksimum produksjon.

B.4 Kortslutningsberegninger

Kortslutningsberegninger må foretas i vurderingsfasen for alle DG-enheter.

For enheter med betydelig innvirkning på nettet må kortslutning i overliggende nett, stasjon og øvrige avganger i nettet vurderes. Eventuelle endringer i vernsystemet eller tiltak for begrensning av kortslutningsstrømmen må vurderes av Nettselskapet.

For enheter med begrenset innvirkning på nettet vil det være tilstrekkelig med beregninger for feil på tilknyttet avgang.

B.5 Beregninger for å kartlegge transient stabilitet

Det skal foretas transiente stabilitetsberegninger for alle DG-enheter som forutsettes å være transient stabile. Det skal foretas transiente beregninger med kortslutning på naboavgang, like etter effektbryteren. Beregninger av transient stabilitet skal foretas ved lavlast og full produksjon [ENA 73/1, Pkt. 9.4.2].

Transient stabilitet er den iboende evne et kraftsystem har til å opprettholde synkronisme når det blir utsatt for en alvorlig forstyrrelse som for eksempel en trefase kortslutning eller ved utfall av en større generator. Slike forstyrrelser vil føre til at DG-enhet vil oppleve en forbigående redusert linjespenning (spenningsdip). Varigheten av en slik spenningsforstyrrelse er gitt av feilklareringstiden i nettet, det vil si den tiden det tar fra en feil oppstår til vernet har koblet ut feilen. For en DG-enhet er kritisk feilklareringstid den lengste tiden en alvorlig forstyrrelse i nettet (spenningsdip) kan tillates å vare uten at enheten mister synkronisme med nettet forøvrig.

En DG-enhets tregghetsmoment og feilklareringstiden i nettet vil være de faktorene som i størst grad påvirker enhetens evne til å være transient stabil.

Når det skal vurderes og dokumenteres om en DG-enhet har evnen til å være transient stabil eller ikke, må maksimum feilklareringstid og minimum linjespenning under feilen oppgis av Nettselskapet, for eksempel 25 % av nominell linjespenning med varighet 250 ms. Alternativt kan Nettselskapet kreve at kritisk feilklareringstid for gitt minimum spenning beregnes.

C Nødvendige data for vurdering av tilknytningen

I dette vedlegget presenteres de data som Utbygger skal fremlegge for Nettselskapet i vurderingsfasen. Dette gjelder for enheter med betydelig og begrenset innvirkning på eksisterende nett, jf. Figur A1.

C.1 Fremskaffelse av nødvendige data for produksjonsenheten

Før Nettselskapet kan vurdere tilknytningen av en prosjektert produksjonsenhet, må Utbygger fremlegge nødvendige data for enheten. Følgende skal fremlegges for alle enheter:

- Koblingsskjema
- Data for generator, regulatorer og magnetiseringssystem
- Data for transformator
- Data for produksjonsrelatert nettanlegg med brytere, linjer og kabler fram til tilknytningspunkt

For enheter med en størrelse som gjør at de har betydelig innvirkning på nettet må fullstendige data for generatoren og dens magnetiseringssystem og regulatorer fremskaffes, se avsnitt C.5 og Tabell C-1 og C-2. For mindre produksjonsenheter som ikke ansees for å ha vesentlig betydning for nettets dynamiske oppførsel skal et redusert sett generatordata fremskaffes, se avsnitt C.3 og C.4. Hvorvidt en produksjonsenhet ansees for å ha vesentlig betydning for nettets dynamiske oppførsel eller ikke undersøkes av Nettselskapet i innledende vurderinger av tilknytningen, se Figur A1.

Merkeytelse, generatorytelse eller installert ytelse (S_N) er den ytelsen maskinen(e) er laget for. Maksimum aktiv effektproduksjon som det refereres til i denne rapporten vil være mindre enn merkeytelsen og avhengig av for eksempel vannvei, turbin og transformator.

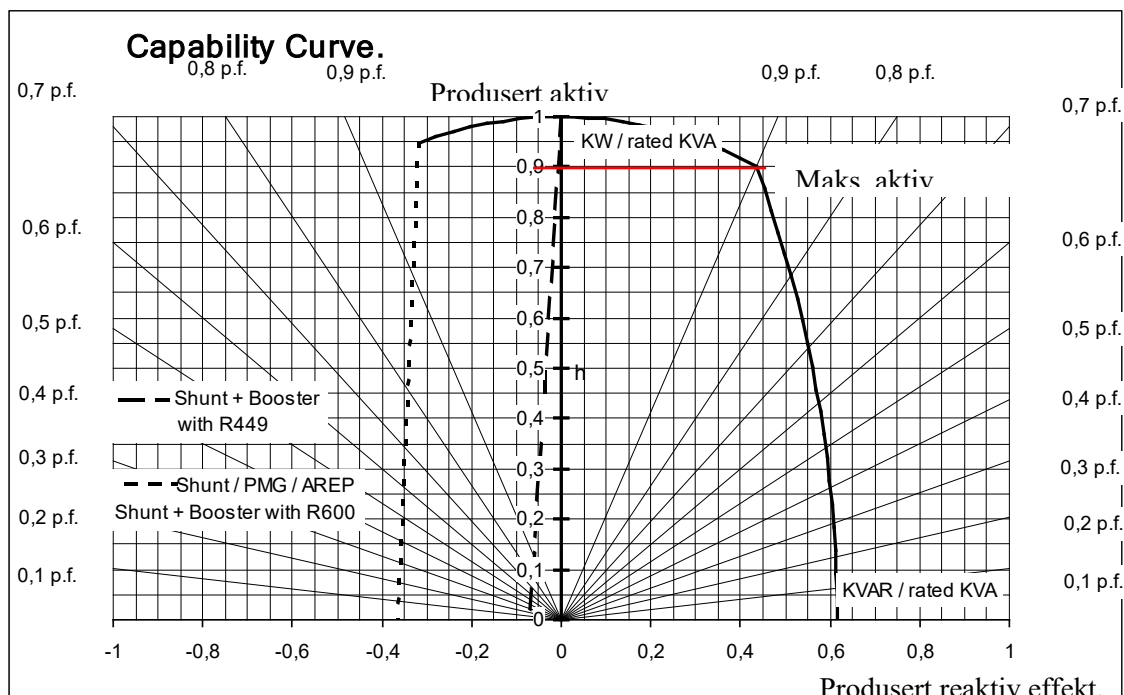
C.2 Data for transformator

Når DG-enheter tilknyttes distribusjonsnettet via transformator, skal det fremlegges følgende data for transformatoren:

- Koblingsgruppe
- Merkeytelse S_N [kVA]
- Merkespenning (alle viklinger, primær- og sekundærspenning)
- Kortslutningsreaktans e_k [%]

C.3 Data for synkronmaskiner

Synkrogeneratorens driftsdiagram ("capability diagram" jf. [19]) skal vedlegges for alle produksjonsenheter med synkrogenerator. Figur C1 viser eksempel på et driftsdiagram.



Figur C-1: Eksempel på driftsdiagram for synkrongenerator.

For at denne generatoren skal kunne produsere aktiv effekt med $\tan \phi$ lik 0,48 (tilsvarer en effektfaktor (p.f.) på 0,9) må aktiv effektproduksjon begrenses til 90 % av generatorens merkeytelse (S_N).

For store produksjonsenheter som har betydelig innvirkning på nettet (jf. Vedlegg A, Figur A-1 og A-2) skal Utbygger fremskaffe generatordata nok til at dynamiske beregninger kan foretas. I Tabell C-1 definerer de parametre som vurderes som nødvendige. For å gjøre det enklest mulig ved kontakt med internasjonale leverandører listes dataene på engelsk i ett skjema for hver generatortype. Disse parametrene skal Utbygger fremskaffe for Nettselskapet uavhengig om den aktuelle installasjonen utløser krav om dynamiske analyser eller ikke, og uavhengig av hvem som eventuelt gjennomfører dynamiske beregninger.

For mindre produksjonsenheter som ikke ansees for å ha vesentlig betydning for nettets dynamiske oppførsel skal følgende synkrongeneratordata (jf. Tabell C-1) fremskaffes for Nettselskapet:

- Maksimum aktiv effektproduksjon, $P_{g\max}$
- Nominell ytelse (merkeytelse), S_N
- Synkronreaktans, X_d
(For generatorene med utpregede poler: også synkronreaktans i Q-aksen for gen, X_q)
- Tregghetsmoment, J , eventuelt tregghetskonstant, H , for hele det mekaniske systemet
- Subtransient reaktans, X_d''

C.4 Data for asynkronmaskiner

For store produksjonsenheter som har betydelig innvirkning på nettet (jf. Vedlegg A, Figur A.1 og A.2) skal Utbygger fremskaffe generatordata nok til at dynamiske beregninger kan foretas. Tabell C-2 definerer de parametre for asynkrongenerator som vurderes som nødvendige ved dynamiske beregninger. For å gjøre det enklest mulig ved kontakt med internasjonale leverandører listes dataene på engelsk i ett skjema for hver generatortype. Disse parametrene skal DG-eier fremskaffe for Nettselskapet uavhengig om den aktuelle

installasjonen utløser krav om dynamiske analyser eller ikke og uavhengig av hvem som eventuelt gjennomfører dynamiske beregninger.

For mindre produksjonsenheter som ikke ansees for å ha vesentlig betydning for nettets dynamiske oppførsel skal følgende asynkrongeneratordata (jf. Tabell C-2) fremskaffes for Nettselskapet:

- Maksimum aktiv effektproduksjon, P_{gmax}
- Nominell ytelse (merkeytelse), S_N
- Nominell spenning (merkespenning), U_N
- Nominell effektfaktor, $\cos\varphi_N$
- Tregghetsmoment, J , eventuelt tregghetskonstant, H , for hele det mekaniske systemet
- Maksimum innkoblingsstrøm ved oppstart

C.5 Data for magnetiseringsutrustning, turbiner og regulatorer for disse

Synkrongeneratorens magnetiseringssystem med tilhørende reguleringssystem har stor betydning for generatorens oppførsel under driftsforstyrrelser. Generatorens evne til å returnere til en stabil driftstilstand etter en forstyrrelse (transient stabilitet) kan simuleres hvis nødvendige data er tilgjengelige.

For store produksjonsenheter med maksimum aktiv effektproduksjon større enn 1-5 MW, eller som har betydelig innvirkning på nettet (jf. Vedlegg A) skal Utbygger fremskaffe følgende:

- Beskrivelse av type magnetiseringsløsning (engelsk: exciter) (Type: statisk, børsteløs, ...)
- Beskrivelse av spenningsregulator med blokkdiagram og parametre, typebetegnelse og navn på leverandør
- Funksjoner i spenningsregulatoren ($\tan \phi$, AVR)
- Beskrivelse av type turbin
- Beskrivelse av type turbinregulatorløsning (engelsk: governor)
- Beskrivelse av turbinregulator med blokkdiagram og parametre, typebetegnelse og navn på leverandør
- Funksjoner i turbinregulator (vannstandsregulering, AGC, ...)

Table C-1: Synchronous generator data needed for dynamic/transient analyses.

Ratings and parameters	Symbol/Unit	Value:
Rated power	S_N [MVA]	
Rated voltage	U_N [kV]	
Rated frequency	f_N [Hz]	
Rated power factor	$\cos\varphi_N$	
Number of poles ¹⁾ (equal to 2x number of pole pairs)	p	
Direct axis synchronous reactance	X_d [p.u.]	
Direct axis transient reactance ²⁾	X_d' [p.u.]	
Direct axis subtransient reactance ²⁾	X_d'' [p.u.]	
Quadrature axis synchronous reactance	X_q [p.u.]	
Quadrature axis transient reactance ²⁾	X_q' [p.u.]	
Quadrature axis subtransient reactance ²⁾	X_q'' [p.u.]	
Armature resistance ³⁾	r_a [p.u.]	
Leakage reactance	X_l [p.u.]	
Direct axis open-circuit transient time constant	T_{d0}' [s]	
Direct axis open-circuit subtransient time constant	T_{d0}'' [s]	
Quadrature axis open-circuit transient time constant	T_{q0}' [s]	
Quadrature axis open-circuit subtransient time constant	T_{q0}'' [s]	
Direct axis short-circuit transient time constant ²⁾	T_d' [s]	
Direct axis short-circuit subtransient time constant ²⁾	T_d'' [s]	
Quadrature axis short-circuit transient time constant ²⁾	T_q [s]	
Quadrature axis short-circuit subtransient time constant ²⁾	T_q'' [s]	
Inertia constant ⁴⁾	H [s]	
Zero sequence resistance ⁵⁾	R_0 [p.u.]	
Zero sequence reactance ⁵⁾	X_0 [p.u.]	
Neutral earthing resistor ⁵⁾	R_e [Ω]	

¹⁾ or rotating synchronous speed (n_0 [rpm]).

²⁾ Transient reactances (X_d' , X_d'' , X_q' , X_q'') or Short-circuit time constants (T_d' , T_d'' , T_q' , T_q'') are needed. The short-circuit time constants are as a reasonable approximation related to the corresponding open-circuit time constants (with the additional index 0) by the equations:

$$X_d' \approx X_d \cdot T_d' / T_{d0}'$$

$$X_d'' \approx X_d' \cdot T_d'' / T_{d0}''$$

$$X_q' \approx X_q \cdot T_q' / T_{q0}'$$

$$X_q'' \approx X_q' \cdot T_q'' / T_{q0}''$$

³⁾ or armature time constant (T_a [s]). The following relation is valid:

$$T_a = 1 / [r_a \cdot \pi \cdot f_N \cdot (1 / X_d'' + 1 / X_q'')]$$

⁴⁾ or moment of inertia (J [kgm²]). The following relation is valid:

$$H = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_0^2 / S_N = 8 \cdot \pi^2 \cdot f_N^2 \cdot J / (S_N \cdot p^2)$$

H and J must include the complete mechanical system.

⁵⁾ Needed only if there is a connection from neutral to ground.

Table C-2: Induction machine data needed for dynamic/transient analyses.

Ratings and parameters	Symbol/Unit:	Value:
Rated power	S_N [MVA]	
Rated power factor	$\cos\phi_N$	
Rated frequency	f_N [Hz]	
Number of poles ¹⁾ (equal to 2x number of pole pairs)	p	
Rated slip ²⁾	s_N	
Rated output shaft mechanical power	P_N (mech) [MW]	
Rated voltage	U_N [kV]	
Starting current	I_s [pu]	
Inertia constant ⁴⁾	H [s]	
Relative starting torque	T_s/T_N [pu]	
Relative maximum torque	T_{Max}/T_N [pu]	
Stator resistance	R_1 [pu]	
Stator leakage reactance	X_1 [pu]	
Rotor resistance	R_2 [pu]	
Rotor leakage reactance	X_2 [pu]	
Magnetizing reactance	X_M [pu]	

¹⁾ or rotating synchronous speed: n_0 [rpm]

²⁾ or rated speed equal to: $n_N = (f \cdot 120) / p \cdot (1 - s_N)$

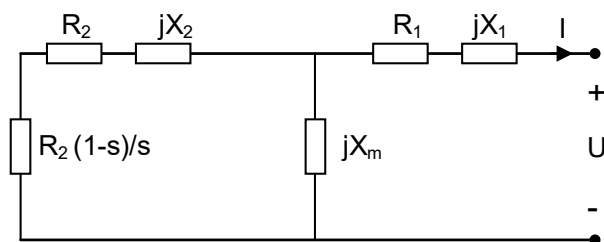
³⁾ the rated slip equals: $s_N = (n_0 - n_N) / n_0$

⁴⁾ or moment of inertia: J [kgm²]

the following relation is valid: $H = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_0^2 / S_N = 8 \cdot \pi^2 \cdot f_N^2 \cdot J / (S_N \cdot p^2)$

H and J must include the complete mechanical system.

Figur C-2 viser ekvivalentskjema for en asynkrongenerator i stasjonær drift.



Figur C-2: Ekvivalentskjema for asynkrongenerator i stasjonær drift, med generator referanseretning på strømmene.

D Kommentarer til retningslinjene

D.1 Kommentarer til Punkt 2.1 - leveringskvalitet

Pkt. 2.1 Generelt

Det er ikke enkelt å skille de ulike DG-enhetens eller andre kunders bidrag til redusert leveringskvalitet fra hverandre. Dermed blir det spesielt viktig å foreta målinger både før og etter installasjon av en ny enhet i nettet.

Pkt. 2.1.4 Skjerping av spenningskvalitetskrav ved høy andel DG

Forskrift om leveringskvalitet stiller krav til kvaliteten på spenningen for alle sluttbrukere i et nett. Dette gjør at det må settes grenser for hvor store forstyrrelser i spenning eller strøm en nettkunde alene kan påføre nettet. Dersom flere nettkunder i samme del av nettet genererer forstyrrelser, må Nettselskapet ved fastsettelse av maksimalgrenser for genererte forstyrrelser sette strengere krav til den enkelte nettkunde enn det som er gjeldende krav for nettdelen som helhet. For å oppnå likebehandling av nettkundene må det derfor stilles krav til at hver enkelt ikke generere mer forstyrrelser på nettet enn det som er deres forholdsmessige andel av totalen.

Som eksempel kan nevnes at der det stilles krav til et maksimalt antall spenningssprang for sluttbrukere i nettet kan ikke hver enkelt DG-enhet i nettdelen utnytte denne grensen fullt ut. Nettselskapet må i slike tilfeller fordele andelen tillatte forstyrrelser mellom de ulike DG-enhetene slik at forstyrrelsene i sum ikke overskrider tillatte grenseverdier. Nettselskapet må også ta høyde for at andre DG-enheter skal kunne tilknyttes i samme del av nettet senere. Det kan gjøres ved at det allerede til den første tilknytningen stilles krav om evne til å begrense innmating av forstyrrelser. Inntil eventuelle andre utbygginger er på plass bør imidlertid nettkunden ha mulighet til å utnytte totalrammen for nettdelen, så lenge han er i stand til å stramme inn ved senere behov. Dette gir første DG-enhet i et nett mulighet til å vente med visse investeringer til det eventuelt blir flere å fordele "kvoten" på, samtidig som en pålegger alle nettkundene et kollektivt ansvar for å holde forstyrrelsene som mates inn på nettet på et akseptabelt nivå.

Pkt 2.1.1 og 2.1.2 Laveste/høyeste tillatte stasjonære spenning i tilknytningspunktet

Kravet til spenningsbånd må differensieres utover en radial for at ikke en DG-enhet skal kunne hindre innmating fra andre DG-enheter på samme radial.

Kravet i punkt om spenning hos sluttbrukere som gitt i FoL [8] er absolutte krav gjeldende i alle sluttbrukeres tilknytningspunkt. For å fortsatt være i stand til å oppfylle dette kravet i nettet etter tilknytning av en DG-enhet må øvre og nedre grense for spenningen i DG-enhetens tilknytningspunkt beregnes og fastsettes slik at en tar hensyn til spenningsfall/stiging mellom DG-enhetens og sluttbrukernes tilknytningspunkt ved ulike kombinasjoner av produksjon og belastning. Ved beregning av grensene (Pkt. 2.1.1 og 2.1.2) skal det tas hensyn til spenningsfall i lavspenningsnettet.

Pkt. 2.1.5 Krav om utkobling ved overskridelser av leveringskvalitetsgrenser

De grenseverdier det henvises til fastlegges i utgangspunktet i tilknytningstidspunktet. Disse kan bli skjerpet på et senere tidspunkt dersom det er nødvendig for å opprettholde leveringskvaliteten, for eksempel ved omlegginger i nettet. Nettselskapet kan kreve at DG-enheten frakobles hvis de skjerpede grensene ikke overholdes.

D.2 Kommentarer til Punkt 2.2 - generatorutrustning

Pkt. 2.2.2 Krav til regulering av aktiv effekt

Statnett krever at et aggregat skal kunne startes og kjøres opp til full last i løpet av 1 – 5 minutter. I distribusjonsnettet må det tas hensyn spenningsstigningen oppkjøringen kan medføre i nettet. Opp- og nedkjøringstiden må derfor tilpasses spenningsreguleringen i nettet slik at hovedtransformatorens regulator kan respondere på en eventuell spenningsendring og trinne transformatoren. Typisk rampetid mellom null og full last kan være på 5 til 10 minutter.

Pkt. 2.2.4 Krav om stasjonær stabilitet

DG-enheten skal ved små forstyrrelser i distribusjonsnettet ikke bidra til ustabilitet eller påvirke leveringskvaliteten i negativ retning. Med små forstyrrelser i distribusjonsnettet menes for eksempel:

- trinning av hovedtransformatorstasjonens krafttransformator
- naturlige last- og produksjonsendringer i nettet
- inn- og utkobling av last og linjeavganger
- inn- og utkobling av kondensatorbatterier og lignende i nettet

Pkt. 2.2.9 Regulering av reaktiv effekt

Hvis tan ϕ ikke har trinnløs justering, må oppløsningen for tan ϕ være på minimum 0,1 per trinn (jamf [16], Pkt. 11.6.2). For å få en effektiv utnyttelse av kraftverkets reguleringsevne i forhold til spenningskvaliteten i distribusjonsnettet bør nettselskapets driftssentral gis mulighet til å fjernstyre setpunkt for tan ϕ og tillatte maksimums og minimumsgrenser for spenningen innenfor avtalte kriterier.

Pkt. 2.2.11 Krav til dempetilsats (PSS – Power System Stabilizer) for synkrongeneratorer

Dempetilsatsen må designes ut fra de pendlingsfrekvenser som oppstår i det konkrete distribusjonsnettet. Statnett 27[14] henviser til PSS2A i [20] (eller nyere) for innstilling av dempetilsats. Det er ikke gitt at samme norm kan benyttes i distribusjonsnettet siden det kan være forskjell i pendlinger som oppstår i distribusjonsnettet i forhold til i regionalnettet der generatorene generelt er antatt å ha en mye større svingmasse. Det at distribusjonsnett er forbundet til høyere spenningsnivå vil generelt redusere pendlinger i distribusjonsnettet.

D.3 Kommentarer til Punkt 2.4 – vern

Pkt. 2.4.1 Overordnede krav til frakobling av DG-enhet

Frakoblingstid:

Frakoblingstiden er definert som tiden fra en feilsituasjon detekteres til DG-enheten er koblet fra distribusjonsnettet. Frakoblingstiden omfatter måletid, reaksjonstid for vern og bryter samt brytertid. Ved behov for hurtigst mulig frakobling er kravet til frakoblingstid satt til maksimum 0,2 s. Det er ikke praktisk mulig å få til kortere frakoblingstid enn 60ms-100ms.

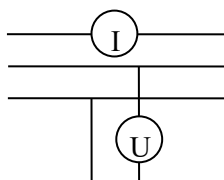
D.4 Kommentarer til Punkt 2.5.4 - målinger

Pkt. 2.5.4 Målinger

En DG-enhet som skal tilknyttes distribusjonsnettet må ha målinger av strøm og spenning i en, to eller tre faser i tilknytningspunktet for vernformål. Måling for avregning må gjøres separat og kan foretas på lavspenningsiden av en generatortransformator.

Ved symmetriske forhold vil en strømmåling (fasestrøm) og en spenningsmåling (linjespenning) være tilstrekkelig for vernformål. For DG-enheter som tillates å måle kun én spenning og én strøm i tilknytningspunktet, skal strøm og spenning måles i ulike faser som vist i Figur D-1.

Der det kun er produksjon bak målingen i tilknytningspunktet kan det antas symmetriske forhold i DG-enheten. Dersom det i er last bak målingen bør det foretas måling av strøm og spenning i minst to faser.



Figur D-1: Prinsipp for måling når det tillates måling av kun én strøm og én spenning.

D.5 Kommentarer til Punkt 2.6 - Annet utstyr

Pkt. 2.6.2 Krav til generatortransformator

De mest aktuelle koblingsgruppene er: Yy, Dyn, Dd og YNd. Som regel vil en i små kraftverk være mest tjent med en Dyn- transformator, der en kan benytte 400 V generatorspenning og 400 V TN-S-system i kraftverket for å forsyne lokalt forbruk fra generatortransformatoren. Dersom Nettselskapet krever mulighet for tilkobling av nullpunktspole, er YNd den mest aktuelle koblingsgruppen.

Koblingsgruppe Yy kan eventuelt ha uttatt nullpunkt på primær- eller sekundærsiden. En slik transformator vil ha en høyere nullsystemreaktans enn en transformator med en deltakoblet vikling. For transformatorer med koblingsgruppe YNyn skal minst ett av nullpunktene være isolert. Dette bl.a. fordi det ellers kan medføre ekstra overspenninger i spesielle feilsituasjoner. Dersom det er aktuelt med tilkobling av spoler i begge nøytralpunktene, må transformatoren ha en deltakoblet tertiærvikling.

Ved dimensjonering av transformatorer må det taes hensyn til de eventuelle ekstra påkjenninger en kan få i forbindelse med jordfeil.

D.6 Kommentarer til Punkt 1 - 5

Pkt. 3.2.1 Valg av systemløsning ved forsterkning av distribusjonsnett

Det forutsettes normalt at den systemløsning som gir laveste nåverdi for sum av totale kapitaliserte kostnader velges. Med i totale kostnader regnes kostnader i forbindelse med investering, nettdrift, nettap og kostnader forbundet med avbrudd og ikke levert energi (KILE-kostnader).

Pkt. 4.1.1 Krav om godkjent sakkyndig driftsleder

Det er Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap som er bemyndiget til å godkjenne personell som skal ivareta funksjonen sakkyndig driftsleder.



Teknologi for et bedre samfunn
www.sintef.no