

Prosjektnotat

Dagens praksis for planlegging og prosjektering av nett med DG

Oppsummering av besøksrunde

VERSJON
0.1

DATO
2015-05-12

FORFATTER(E)
Magne Lorentzen Kolstad

OPPDRAGSGIVER(E)
REN AS

OPPDRAGSGIVERS REF.
Andre Indrearne

PROSJEKTNR
5020000645

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:
31 + vedlegg

SAMMENDRAG

Dette notatet beskriver dagens praksis blant norske nettselskap ved planlegging og prosjektering av nettilknytning av distribuert produksjon. Fordeler og ulemper ved forskjellige løsninger er drøftet. Erfaringer fra drift av nett med distribuert produksjon er også beskrevet. Notatet er basert på en besøksrunde foretatt blant elleve norske nettselskap.

UTARBEIDET AV
Magne Lorentzen Kolstad

SIGNATUR

GODKJENT AV
Henning Taxt

SIGNATUR

PROSJEKTNOTAT NR
AN 15.12.26

GRADERING
Fortrolig

Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBESKRIVELSE
Skriv versjon	Velg dato	[Tekst]

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	5
2	Prosess for tilknytning av distribuert produksjon	5
2.1	Prosessflytskjema.....	5
2.2	Bransjestandard.....	6
2.2.1	REN.....	6
3	Søknad om nettilknytning og tildeling av nettkapasitet	6
3.1	Kartlegging av potensiale for småkraft.....	7
3.2	Fordeling av ledig kapasitet.....	7
4	Innledende nettanalyse	7
4.1	Krav fra NVE (Tilknytningsplikten).....	8
4.1.1	Fritak fra tilknytningsplikten.....	8
4.2	Fastsetting av spenningsgrenser.....	8
4.3	Fastsetting av grenser for termisk grenselast.....	10
4.4	Lastflytanalyser.....	11
4.4.1	Modellere nye kraftverk som PQ-bus.....	11
4.4.2	Modellere nye kraftverk som PV-bus.....	12
4.4.3	Vurdering av alternativer for lastflyt.....	14
4.5	Vern i nettet.....	14
4.5.1	Behov for retningsbestemt vern.....	14
4.6	Blending av vern.....	15
5	Krav til DG-enheten	15
5.1	Krav fra systemansvarlig.....	15
5.2	Stabilitet.....	16
5.2.1	Kriterier for utføring av dynamiske analyser.....	16
5.2.2	Dimensjonerende feil.....	17
5.2.3	Vurdering av krav om transient stabilitet.....	18
6	Oppgradering av nettet	18
6.1	Vurdering av alternativer.....	19
6.2	Alternativer til nettbygging.....	19
7	Utforming av tilknytningspunkt	20
7.1	Teknisk løsning.....	20
7.1.1	Lastskillebryter i tilknytningspunkt.....	21

7.1.2	Fjernstyrt effektbryter i tilknytningspunktet.....	21
7.1.3	Vurdering av teknisk løsning.....	22
7.2	Konsesjon, eierforhold og drift.....	23
7.3	Reiten-utvalget.....	23
8	Anleggsbidrag.....	23
9	Erfaringer fra drift av nett med DG.....	24
9.1	Fleksibilitet i nettet.....	25
9.2	Bidrag til kortslutningsstrøm.....	25
9.3	Spenningsproblemer.....	25
9.4	Uønsket øydrift.....	26
10	Oppsummering.....	26
A	Spørreskjema benyttet ved besøksrunden.....	28
Del 1:	Generelle spørsmål.....	28
Del 2:	Planlegging og prosjektering av nettilknytning av ny DG.....	28
Del 2.1:	Analysen.....	29
Del 2.2:	Erfaring med plusskunder.....	29
Del 3:	Erfaringer fra drift av nett med DG.....	30
Del 3.1:	Erfaring med plusskunder.....	31

BILAG/VEDLEGG

Vedlegg A: Spørreskjema benyttet ved besøksrunden

1 Innledning

Denne rapporten er utarbeidet i prosjektet *DGnett – Alternative løsninger for integrasjon av distribuert produksjon*. Hovedmålet med prosjektet er å redusere kostnadene ved nettilknytning av distribuert produksjon gjennom å tilrettelegge for at ny teknologi og nye metoder tas i bruk av nettselskapene. På denne måten skal prosjektet bidra til at kraftsystemet, på en sikker og effektiv måte, kan håndtere videre utbygging av småkraft i Norge.

I flere tilfeller vil utbygging av distribuert produksjon utløse investeringsbehov i nettet. Dette kan være på grunn av tekniske begrensninger i nettet, for å oppfylle krav til leveringskvalitet eller andre krav stilt av myndighetene.

Dette arbeidsnotatet vil være en oppsummering av en besøksrunde foretatt for å kartlegge nettselskapenes praksis angående planlegging og prosjektering av nettilknytning av distribuert produksjon (DG), samt samle erfaringer fra drift av nett med DG. Notatet beskriver prosessen fra søknad om nettilknytning til tilknytningsavtale er undertegnet sett fra nettselskapets side. Det er lagt spesiell vekt på områder hvor nettselskapene har ulik praksis, og fordeler og ulemper med de forskjellige løsningene blir diskutert. Til slutt beskrives noen erfaringer fra drift av nett med DG.

Følgende nettselskaper har bidratt i besøksrunden:

- NTE Nett AS
- BKK Nett AS
- AS Eidefoss
- Eidsiva Nett AS
- Lyse Elnett AS
- Nordlandsnett AS
- Troms Kraft Nett AS
- Sunnfjord Energi AS
- SFE Nett AS
- Agder Energi Nett AS
- Helgelandkraft AS

2 Prosess for tilknytning av distribuert produksjon

2.1 Prosessflytskjema

Nettilknytning av småkraftverk er ofte langvarige prosjekter. Det kan gå flere år fra nettselskapet mottar søknad om nettilknytning til kraftverket er tilknyttet nettet. Dette gjør at det kan være vanskelig og holde rede på saksgangen i slike saker. Et godt prosessflytskjema som beskriver prosjektet fra start til slutt kan være nyttig for å sikre at det jobbes effektivt og systematisk gjennom hele prosjektet. Det er også en fin måte å sikre at alle prosjekter behandles likt og for å sikre at både utbyggere og nettselselskapet har en felles forståelse av fremdriften i prosjektet. Nettselskapene er gjennom energilovforskriften § 3-4 pliktig til å legge frem en tidsplan for behandling av søknad om nettilknytning. Et flytskjema vil danne et godt grunnlag for utforming av en slik tidsplan.

Flere av nettselskapene som ble besøkt har hatt en fast gruppe som har arbeidet med nettilknytning av DG gjennom lang tid og som dermed er godt kjent med prosessen. Å dokumentere prosessen i et prosessflytskjema virker da som en tidkrevende og unødvendig oppgave. Gjennom besøksrunden fremkom det flere eksempler hvor det hadde vært store utskiftninger blant de ansatte i nettselskapet og hvor personer

med relativt liten erfaring med tilknytningssaker nå satt med ansvaret for nettilknytning av DG. Et prosessflytskjema vil i slike tilfeller kunne være til stor hjelp ved opplæring av mindre rutiner tilsatte.

For at flytskjema skal ha praktisk nytteverdi må det være tilpasset selskapets organisasjonsstruktur og inneholde alle hovedaktivitetene i prosessen, men ikke være så detaljert at det blir uoversiktlig. Det er også nyttig dersom det er spesifisert hvem som har ansvaret for forskjellige oppgaver.

Fem av de tolv nettselskapene som ble intervjuet under besøksrunden opplyste at de brukte et prosessflytskjema ved planlegging og prosjektering av distribuert produksjon. Av disse benyttet fire av nettselskapene prosessflytskjema gitt i REN-blad 3002, eller et skjema basert på dette.

2.2 Bransjestandard

Det finnes i dag ingen felles bransjestandard for nettilknytning av DG. Dette fører til at flere nettselskaper har særegne løsninger og utbyggere av småkraftverk møter mange forskjellige krav og fremgangsmåter for tilknytning. For utbyggere og leverandører vil en felles bransjestandard føre til større forutsigbarhet i småkraftprosjektene. En felles kravspesifikasjon gir også leverandører mulighet til i større grad og standardisere sine produkter. For nettselskapene vil en felles bransjestandard gjøre det enklere å gjennomføre en effektiv saksbehandling.

En utfordring med utforming av en felles standard for tilknytning av småkraftverk er at det kan være store forskjeller mellom tilknytningssakene. Det kan være store forskjeller i nettforholdene og hvor kraftverket er plassert i forhold til eksisterende nett. Det kan også være store forskjeller i fremtidige planer for produksjon og forbruk i det aktuelle nettområdet, og ikke minst hvor sikre disse planene er. Ulike tilknytningssaker vil kunne kreve ulike løsninger og det er derfor viktig at en felles standard ikke blir et hinder for å ta i bruk ny teknologi og nye kreative løsninger. I tillegg til en standardisering av krav og valg av tekniske løsninger vil en felles metodikk for eksempel for beregning av ledig kapasitet i nettet og for vurdering av forskjellige tekniske løsninger være nyttig.

2.2.1 REN

Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet AS (REN) arbeider med standardisering og bransjeretningslinjer for nettbransjen, hovedsakelig i form av REN-blad innenfor prosjektering og montasje. REN har en egen serie med REN-blad, 3000-serien, som omhandler tilknytning av småkraft til kraftnettet. 3000-serien beskriver hele prosessen ved nettilknytning av distribuert produksjon og beskriver både tekniske og juridiske forhold. Serien inneholder blant annet mal for tilknytnings- og nettleieavtale mellom nettselskap og utbygger, samt retningslinjer for nettselskap som arbeider med nettilknytning av DG-enheter.

REN 3000-serien er det nærmeste vi kommer en bransjestandard i dag. Alle de spurte nettselskapene opplyste at de kjente til 3000-serien og elleve av tolv nettselskaper brukte flere av REN-bladene aktivt.

3 Søknad om nettilknytning og tildeling av nettkapasitet

Gjennom besøksrunden kom det frem at det tidligere var et problem at utbyggere ikke tok kontakt med nettselskapet før langt ut i prosessen. Dette har bedret seg de siste årene i takt med at utbyggingen av småkraft i Norge nå i større grad utføres av profesjonelle aktører. Det er viktig at nettselskapet involveres så tidlig som mulig i planleggingsprosessen både for å få kartlagt nettsituasjonen og slik at nettselskapet kan være med å påse at de løsninger som velges er hensiktsmessige for fremtidig drift av nettet. En søknad om nettilknytning av en DG-enhet bør i det minste inneholde informasjon om installert effekt, midlere årsproduksjon og kart som viser plasseringen av kraftverket.

3.1 Kartlegging av potensiale for småkraft

En forutsetning for at nettselskapene skal kunne velge langsiktige og samfunnsøkonomisk rasjonelle nettløsninger ved nettoppgraderinger er at de har god oversikt over potensiale for fremtidig produksjon i sitt nettområde. For å ha oversikt over prosjekter som planlegges i nettet er nettselskapene interessert i å komme i kontakt med utbyggerne på et så tidlig tidspunkt som mulig. Flere nettselskap har også vært ute i media og oppfordret folk som har planer om bygging av DG-enheter til å ta kontakt. NVE sin ressurskartlegging av småkraft er også mye brukt blant nettselskapene for å kartlegge potensiale for ny produksjon. Inntrykket etter besøksrunden er at de besøkte nettselskapene har godt oversikt over planlagte småkraftprosjekter i sitt nettområde.

3.2 Fordeling av ledig kapasitet

Besøksrunden blant nettselskapene avdekket at det er store forskjeller i hvordan ledig kapasitet i nettet fordeles. Dette gjelder hvor lang tid det er mulig for planlagte kraftverk og reservere ledig kapasitet og hvor tidlig i prosessen kraftverkene har anledning til å reservere nettkapasitet. Praksisen til flere nettselskaper er også uklar på dette punktet. En av grunnene til dette kan være at flere nettselskaper til nå ikke har hatt konflikter vedrørende fordeling av nettkapasitet.

Energilovsforskriften § 4-4 d sier at nettselskapet plikter til å sørge for markedsadgang for alle som etterspør nettjenester til ikke-diskriminerende og objektive vilkår. Som følge av dette er det i utgangspunktet ikke anledning til å reservere nettkapasitet siden dette vil medføre en barriere for andre aktører som ønsker nettilknytning. For å få forutsigbarhet i kraftutbyggingsprosjektet må imidlertid utbygger på et tidspunkt få reservere kapasitet i nettet og NVE åpner derfor for at det kan inngås tidsbegrensede avtaler om reservering av nettkapasitet. Hovedprinsippet er at den som først har fått avklart sitt tilknytningsforhold får tilknytte seg nettet først. NVE har i sin praksis vurdert det slik at utbygger som hovedregel har ett år på seg fra reservasjon av nettkapasitet er gitt til å fatte investeringsbeslutning og underskrive tilknytningsavtale. De fleste nettselskapene følger NVE sine anbefalinger, mens enkelte nettselskaper tillater utbyggere og reservere kapasitet i nettet allerede fra første henvendelse til nettselskapet. Tildelingen av nettkapasitet er da typisk gyldig i to til tre år i påvente av at konsesjonssøknaden behandles. Motivasjonen for denne løsningen er å belønne utbyggerne som tar kontakt med nettselskapet tidlig i prosessen. I teorien vil dette si at utbyggere som har fått konsesjon og er klare til å bygge kan måtte vente på prosjekter som ikke har kommet like lang i prosessen og kanskje til og med aldri vil bli realisert.

For å sikre at nettselskapets praksis ved fordeling av ledig nettkapasitet skjer på en ikke-diskriminerende og objektiv måte bør den i størst mulig grad være kjent for alle aktører på forhånd. Eventuelle utbyggere bør kunne finne informasjon om hvilke kriterier som gjelder for tildeling av nettkapasitet, hvordan de skal gå frem for å søke om nettilknytning og hva en søknad skal inneholde samt informasjon om tilknytningsprosessen på nettselskapet sine nettsider.

Flere nettselskap fortalte at det ofte kunne være forskjeller mellom oppgitt effekt til småkraftverket i søknaden om nettilknytning og i konsesjonssøknaden. Dette reiste spørsmål om hvilken effekt det skulle planlegges for. Oppgitt effekt på småkraftverket kunne også endre seg flere ganger gjennom planleggingsfasen. NVE presiserer på sine nettsider at det er den konsesjonsgitte størrelsen på kraftverket som skal legges til grunn.

4 Innledende nettanalyse

Innledende nettanalyse skal avdekke om det er tilstrekkelig kapasitet i nettet til at det er driftsmessig forsvarlig å tilknytte ny produksjon. Målet med analysen er å undersøke om tilknytning av ny produksjon ikke fører til brudd på spennings- og overføringsgrenser i nettet. Enkelte nettselskaper undersøker også behov for endring av reléplaner som en del av den innledende nettanalysen.

4.1 Krav fra NVE (Tilknytningsplikten)

Nettselskapene har etter Energiloven plikt til å tilby alle produsenter som ønsker det tilgang til nettet. Ved henvendelse om tilknytning, plikter nettselskapet å undersøke og gi svar på om det er driftsmessig forsvarlig å gi tilknytning i eksisterende nett. Dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig, plikter nettselskapet å utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige utbedringer i nettet for å kunne gi tilknytning.

NVE beskriver driftsmessig forsvarlig på følgende måte på sine nettsider:

"Med driftsmessig forsvarlig menes at tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder. Det betyr at spenningsgrenser gitt av forskrift om leveringskvalitet, må opprettholdes i underliggende og tilgrensende nett. I tillegg skal ikke overføringsgrenser (strømgrenser) for komponenter i tilgrensende og overliggende nett overskrides."

NVE presiserer også at nettilknytning av produksjon ikke skal være til stor ulempe for eksisterende kunder. Et eksempel på dette kan være at et småkraftverk bidrar såpass mye til kortslutningsstrømmen at det er fare for at vernet på avgangen småkraftverket er tilknyttet løser ut ved feil på en av naboavgangene. Dette vil forårsake en reduksjon i leveringspålitelighet til de eksisterende kundene på avgangen småkraftverket tilknyttes.

4.1.1 Fritak fra tilknytningsplikten

Det er anledning for nettselskapet å søke fritak fra tilknytningsplikten dersom de mener prosjektet ikke er samfunnsmessig rasjonelt. Om anlegget er samfunnsmessig rasjonelt bestemmes normalt ved å sammenligne de samlede kostnadene for både produksjon- og nettanlegg med de samlede inntektene.

Nettselskapene har begrensede ressurser til å vurdere den totale samfunnsnyttet til prosjektet. For prosjekter hvor nettinvesteringene kan innkreves gjennom anleggsbidrag, antas det derfor at prosjektet er samfunnsmessig rasjonelt dersom utbygger godtar størrelsen på anleggsbidraget. Muligheten til å søke fritak fra tilknytningsplikten vil først og fremst komme til sin rett dersom et prosjekt fører til store nettinvesteringer nettselskapet ikke kan kreve anleggsbidrag for. Ingen av nettselskapene som ble besøkt under besøksrunden hadde benyttet seg av denne muligheten.

4.2 Fastsetting av spenningsgrenser

I følge Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL) skal langsomme variasjoner i spennings effektivverdi være innenfor et intervall på $\pm 10\%$ av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningspunkt i lavspenningsnettet. For å overholde dette, settes vanligvis grenser for laveste og høyeste tillate stasjonære spenning i ulike punkt i høyspenningsnettet. Dette gjøres for å forenkle analysene og på grunn av at nettselskapene ofte ikke har detaljerte modeller over lavspenningsnettet. Spesielt mangler ofte informasjon om trinnstilling til fordelingstransformatorer.

Blant nettselskapene som ble besøkt under besøksrunden ble det benyttet flere ulike grenseverdier for langsomme spenningsvariasjoner. De ulike grenseverdiene beskrevet under og ett eksempel på bruk av grensene er vist i Figur 1. Figuren viser spenningen langs en radial med 10 like lastuttak og med ett kraftverk tilkoblet på enden av radialen. Impedansen mellom lastuttakene er lik, så nær som mellom 9 og 10, hvor impedansen er dobbelt så høy. Produksjonen fra kraftverket er relativt høy i forhold til lasten på avgangen.

De ulike spenningsgrensene som benyttes er:

1. 5 % av nominell spenning.

Kraftverket skal ikke forårsake langsomme spenningsvariasjoner på mer en 5 % av nominell spenning. Dette er grenseverdien som REN anbefaler i REN-blad 3006 og verdien som er mest brukt

blant nettselskapene. Dette er den eneste metoden som tar hensyn til hele den faktiske variasjonen i spenningen. (I eksempelet i Figur 1 er variasjonen 4,95 % av nominell spenning.)

2. +/- 4 % av middelspenning.

Kraftverket skal ikke påvirke spenningen mer en +/- 4 % av middelspenningen i noe punkt i nettet. Middelspenningen regnes ut som gjennomsnittsspenningen av spenningen ved tung last og spenningen ved lett last før tilkobling av kraftverket. Siden kraftverket vil føre til høyere spenning langs radialen er det kun + 4 % av middelspenning som er relevant. Det er ikke stor forskjell mellom denne metoden og metode 1, men denne metoden antar at spenningen er innfor kravene før tilkoblingen. (I eksempelet i Figur 1 **Error! Reference source not found.** fører kraftverket til en spenningsstigning på 4,15 % av middelspenning.)

3. +/- 2,5 % av nominell spenning

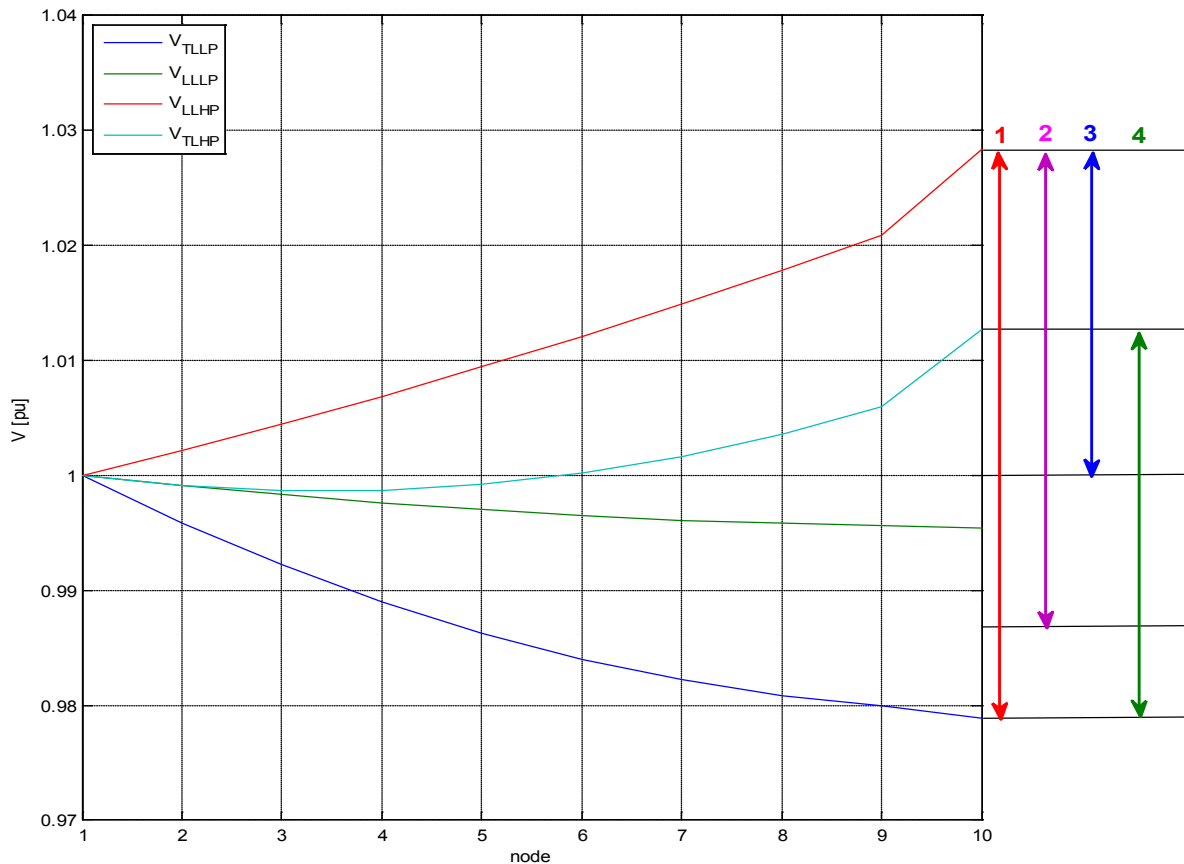
Kraftverket skal ikke påvirke spenningen mer en +/- 2,5 % av nominell spenning. Siden kraftverket vil føre til høyere spenning langs radialen er det kun + 2,5 % av nominell spenning som er relevant. Denne metoden tar ikke hensyn til at den totale variasjonen i spenningen kan være liten selv om kraftverket fører til en spenningsstigning som er over 2,5 % dersom produksjonen er høy i forhold til den totale lasten på avgangen. (I eksempelet i Figur 1 fører kraftverket til en spenningsstigning på 2,85 % av nominell spenning.)

4. 3 % spenningsstigning i tung last.

Kraftverket skal ikke forårsake en spenningsstigning på mer enn 3 % i tung last. Denne metoden tar ikke hensyn til variasjonen som følge av variasjon i last. (I eksempelet i Figur 1 fører kraftverket til en spenningsstigning på 3,45 % i tung last.)

På grunn av spenningsforskjeller langs en radial, vil fordelingstransformatorer som er plassert langt ute på en avgang være trinnet annerledes, eller ha et annet viklingsforhold enn fordelingstransformatorer som er plassert nær transformatorstasjonen. For å overholde kravene til langsomme spenningsvariasjoner gitt i FoL, vil det være den totale spenningsvariasjonen i ulike punkt i nettet som er viktig. Eventuell trinning av fordelingstransformatorer som følge av tilkobling av ny produksjon vil være en engangsjobb og litt avhengig av antallet berørte fordelingstransformatorer bør ikke dette være begrensende for nettets kapasitet til å ta i mot ny produksjon. Grenseverdien beskrevet i punkt 1 er den eneste som tar hensyn til hele den faktiske variasjonen i spenningen.

I eksempelet i Figur 1 vil den høye impedansen mellom node 9 og 10 og den høye produksjonen i forhold til last på avgangen gjøre at spenningen i nettet ved maks produksjon vil være høy i forhold til nominell spenning og i forhold til spenningsforholdene i nettet i uten produksjon. Spenningen overskrider dermed kravene beskrevet i punkt 2, 3 og 4. Den totale variasjonen i spenningen er derimot innefor 5 % som beskrevet i punkt 1.



Figur 1 Ulike metoder for fastsetting av grenseverdier for langsomme spenningsvariasjoner

4.3 Fastsetting av grenser for termisk grenselast

De viktigste parameterne for beregning av termisk grenselast for en gitt linje er tillatt linjetemperatur, omgivelsestemperatur, solinnstrålingsintensitet og vindhastighet. De fleste nettselskap benytter anbefalte verdier fra IEC ved beregning av termisk grenselast for linjer (se Tabell 1). Ett nettselskap benytter omgivelsestemperatur på 30 °C ved beregning av termisk grenselast for linjer. Dette fører til en vesentlig reduksjon i termisk grenselast. Det mest kritiske tilfelle for overholdelse av overføringsgrenser i nettet ved tilknytning av ny produksjon vil være i tilfeller med høy produksjon og lav last og vil typisk inntreffe om sommeren. Siden det ikke tillates produksjonsbegrensning i tilfeller med begrenset kapasitet i nettet må nettet dimensjoneres etter verst tenkelige tilfelle. Det er derfor ikke urimelige å benytte en omgivelses temperatur på 30 °C.

Tabell 1 Anbefalte verdier i IEC 1597 (1995-05) for beregning av termisk grenselast for linjer.

	Anbefalte IEC verdier
Maks linjetemp	80 °C
Omgivelsestemp	20 °C
Solinnstrålingsintensitet	900 W/m ²
Vindhastighet	1,0 m/s

Termisk grenselast for kabler er sterk avhengig av forlegningsmåten. I enkelte eldre anlegg hadde ikke nettselskapene oversikt over forlegningsmåte. Her ble det typisk benyttet en korreksjonsfaktor på mellom 0,7 til 0,8.

De fleste nettselskapene opplyste at de ikke benytter en sikkerhetsmargin for tillatt utnyttelse av termisk grenselast slik som foreslått i RENblad 3006, men heller er konservative når termisk grenselast beregnes.

4.4 Lastflytanalyser

For å undersøke om det er ledig kapasitet i nettet utføres lastflytanalyser av det aktuelle nettet med det planlagte kraftverket tilkoblet. Ledig kapasitet i nettet blir vurdert ut i fra spenningsgrenser i FoL og termisk grenselast til komponenter i nettet.

Det var to forskjellige prinsipper i bruk blant de nettselskapene som ble intervjuet for å analysere ledig kapasitet i nettet: modellere nye kraftverk som PQ-bus, eller modellere nye kraftverk som PV-bus. PQ-bus vil si at aktiv og reaktiv effekt for den aktuelle noden fastsettes, mens PV-bus vil si at aktiv effekt og spenningen på noden fastsettes.

4.4.1 Modellere nye kraftverk som PQ-bus.

Dette er metoden som er beskrevet i REN-blad 3006, Råd til nettanalyse. Her settes det nye kraftverket til å produsere en gitt mengde aktiv og reaktiv effekt og det utføres en lastflytanalyse for det aktuelle nettverket for å undersøke om alle strømmer og spenninger er innenfor sine grenseverdier.

Typisk utføres det lastflytberegning for følgende driftssituasjoner:

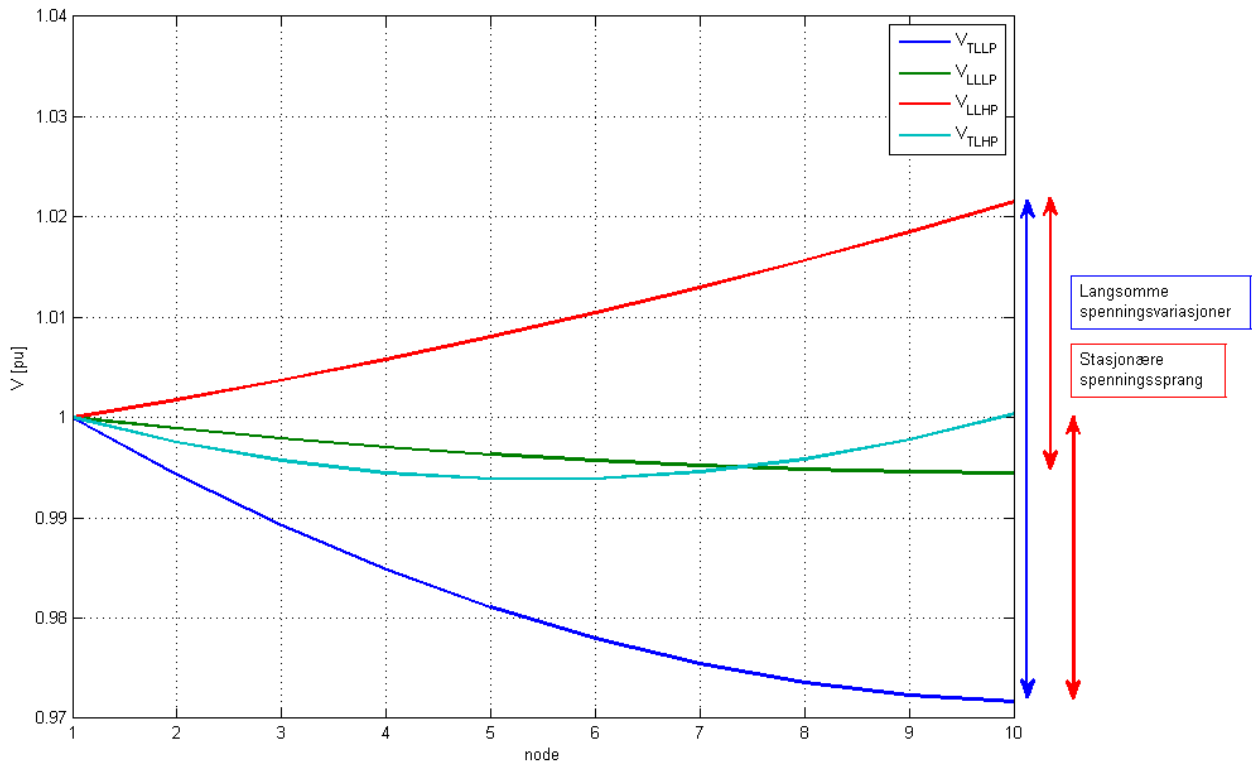
- Lett last – lav produksjon
- Tung last – lav produksjon
- Lett last – høy produksjon
- Tung last – høy produksjon

Lav produksjon vil si ingen produksjon, mens høy produksjon er maks produksjon fra DG-enheten.

En slik analyse gjør det mulig å hente ut spenningsprofiler som igjen gjør det enkelt å lese av størrelse på langsomme spenningsvariasjoner, og størrelsen på eventuelle stasjonære spenningsssprang i nettet. Figur 2 viser et eksempel på en spenningsprofil for et enkelt nett med 10 like lastuttak med lik impedans mellom lastuttakene og et kraftverk tilknyttet helt på enden av radialen.

Langsomme spenningsvariasjoner er variasjoner i spenningen som følge av sesongvariasjoner i last og produksjon. Den langsomme spenningsvariasjonen i et punkt i nettet regnes ut ved å ta spenningen ved lett last- høy produksjon minus spenningen ved tung last – lav produksjon.

Stasjonære spenningsssprang er sprang i spenningen forårsaket av start og stopp av kraftverket. Siden spenningen er lavere i perioder med høy last og det dermed trengs en høyere strøm for å oppnå ønsket effekt vil det stasjonære spenningssspranget være størst i tung last. Størrelsen på stasjonære spenningsssprang i et punkt i nettet regnes ut ved å ta spenningen ved tung last – høy produksjon minus spenningen ved tung last – lav produksjon.



Figur 2 Eksempel på spenningsprofil

Flere nettselskap opplyste at de kun utførte lastflyt for driftstilfellene lett last – full produksjon og tung last – null produksjon og dermed ikke vurderte størrelsen på eventuelle stasjonære spennings-sprang. Argumentene for dette var at dersom de langsomme spenningsvariasjonene var innenfor fastsatte grenseverdier, var størrelsen på stasjonære spennings-sprang i de aller fleste tilfeller også innenfor kravene. I tillegg ble det påstått fra nettselskapene at det er lite sannsynlig at et småkraftverk starter og stopper 24 ganger innenfor en 24-timersperiode, som er grensen for antall tillatte spennings-sprang i FoL. Stasjonære spennings-sprang bør vurderes i forhold til hvilke andre kunder som er tilknyttet samme radial som kraftverket. Er det flere kunder som kan forårsake store variasjoner i spenningen bør det vurderes om samlet antall kortvarige over- / underspenninger og spennings-sprang kan overskride kravene i FoL. I så fall bør det vurderes tiltak. Det bør også undersøkes om det er kunder på radialen som kan være ekstra følsomme for hurtige spenningsvariasjoner. Ett mulig tiltak er å pålegge kraftverket å trekke en viss mengde reaktiv effekt for å redusere spenningsstigningen forårsaket av den aktive kraftproduksjonen og dermed også redusere størrelsen til stasjonære spennings-sprang ved inn- og utkobling.

Dimensjonerende lasttilfelle for maksimal utnyttelse av termisk grenselast i nettet vil være lav last – høy produksjon.

4.4.2 Modellere nye kraftverk som PV-bus

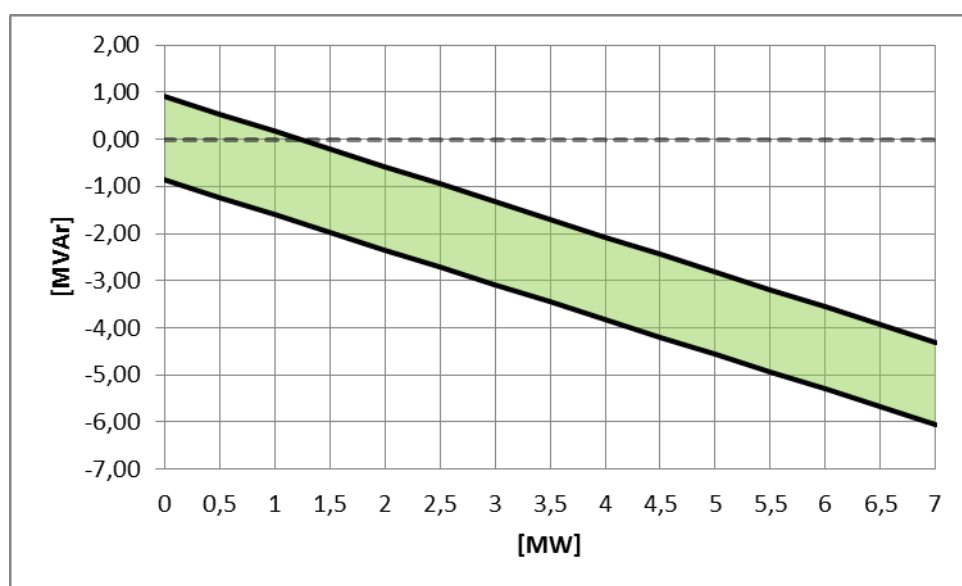
Her settes nye kraftverk til å produsere en gitt aktiv effekt og til å holde spenningen i tilknytningspunktet for kraftverket til en fastsatt verdi. Spenningen i tilknytningspunktet settes da til en øvre og nedre tillatte spenning i punktet og det utføres en lastflytanalyse for det aktuelle nettverket for å undersøke om alle strømmer holder seg innenfor sine grenseverdier. Spenningen i nettet vil da holde seg innenfor gitte grenseverdier siden kraftverket vil trekke eller produsere reaktiveffekt til ønsket spenning oppnås.

Det gjøres lastflyt for følgende driftssituasjoner, med forskjellige verdier for produsert aktiv effekt:

- Lett last – maks spenning på kraftverk
- Tung last – min. spenning på kraftverk

Lastflyt må utføres for flere verdier for produsert aktiv effekt for å få nøyaktige resultater. Det vil si det kreves flere simuleringskjøringer ved bruk av denne metoden enn dersom kraftverk modelleres som PQ-bus.

Resultatet av lastflytanalysene plottes som vist i Figur 3. Den øverste svarte linjen viser hvilken reaktiv effekt kraftverket må trekke/produsere for å holde spenningen under den maksimalt tillatte spenning i tilknytningspunktet for økende mengde produsert aktiv effekt. Den nederste linjen viser tilsvarende, men for minimum spenning i tilknytningspunktet. Det tillatte driftsområdet til småkraftverket er dermed angitt av det grønne feltet.



Figur 3 Tillatt operasjonsområde for planlagt kraftverk.

Denne metoden antar at eventuelle utfordringer med tanke på spenning skal løses ved hjelp av reaktiv kompensering og er derfor godt egnet til å stille krav til driftsmodus for kraftverkene og for dimensjonering av eventuelt utstyr for reaktiv kompensering som for eksempel shunt-reaktorer. Denne metoden er derimot ikke like godt egnet til å vurdere andre typer tiltak som for eksempel nettoppgraderinger. Eksemplet vist i Figur 3 viser at kraftverket må trekke rundt 2 MVAR dersom det produserer 4 MW for å holde spenningen under maksimal tillatt spenning i tilknytningspunktet. Dette tilsvarer en effektfaktor på 0,89. Dersom det skal stilles krav til at kraftverk skal driftes med lav effektfaktor for å overholde spenningskrav er det viktig å ta hensyn til at økte reaktive strømmer i nettet vil føre til økte tap.

For å undersøke størrelsen på stasjonære spenningsprang gjøres en simulering av nettet i tung last uten produksjon. Størrelsen på stasjonære spenningsprang i et punkt i nettet regnes så ut ved å ta spenningen ved spenningen ved tung last – høy produksjon minus spenningen ved tung last uten produksjon.

Eventuelle overskridelser av overføringsgrenser i nettet kan leses ut fra resultatet til simuleringen med lettlast og maks aktiv produksjon i kraftverket.

4.4.3 Vurdering av alternativer for lastflyt

De to metodene for lastflytanalyse gir i mange tilfeller sammenlignbare resultater. Til å vurdere om det er kapasitet i nettet og i tilfeller hvor det er ledig kapasitet i nettet, er det ikke mye som skiller de to metodene. Det kreves noe flere simuleringer ved å modellere kraftverk som PU-bus, noe som gjør denne metoden noe mer ressurskrevende enn å modellere kraftverk som PQ-bus. Modellering av kraftverket som en PQ-bus virker som den beste løsningen dersom det derimot ikke er ledig kapasitet i nettet og løsninger på problemer vedrørende for høy eller for lav spenning i nettet må vurderes. Dette fordi det ved å modellere kraftverk som PU-bus forutsettes at problemer med høy og lav spenning løses ved hjelp av reaktiv kompensering, noe som vanskeliggjør vurdering av andre alternative tiltak.

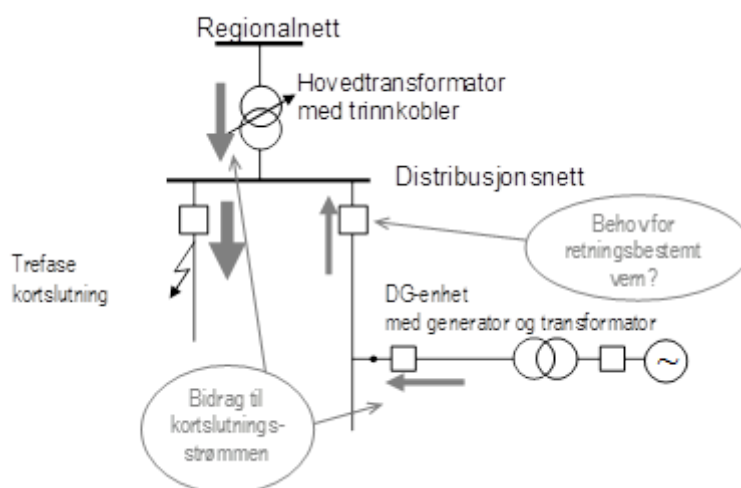
Alt i alt fremstår modellering av kraftverk som PQ-bus som det mest attraktive løsningen.

4.5 Vern i nettet

Tilknytning av DG vil føre til en endring i strøm- og spenningsforholdene i nettet. DG-enhetene vil også bidra med kortslutningsytelse og dermed sørge for at en større del av nettet blir berørt av eventuelle feil.

4.5.1 Behov for retningsbestemt vern

Dersom en DG-enhet har så stor kortslutningsytelse at overstrømsvernet på avgangen DG-enheten er tilknyttet løser ut ved feil på naboavgangen, se Figur 4, er det behov for retningsbestemt vern. Dette er spesielt relevant for større kraftverk eller dersom flere kraftverk er tilknyttet samme radial.



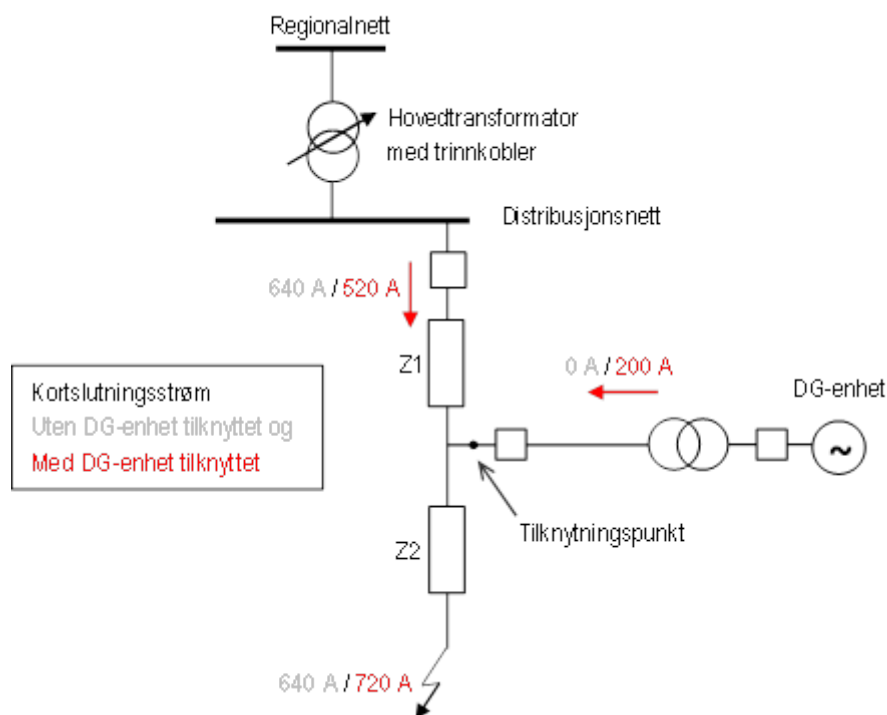
Figur 4 Trefase kortslutning på naboavgang¹

Ved å benytte typiske reaktansverdier, er det mulig å estimere småkraftverkets bidrag til kortslutningsstrømmen og dermed fastslå om det er nødvendig med retningsbestemt vern på avgangen hvor småkraftverket skal tilknyttes. Ett nettselskap opplyste at dette ble gjort som en del av de innledende analysene, mens noen flere nettselskaper vurderte dette senere i detaljprosjekteringen av tilknytningen.

¹ Figuren er hentet fra: Petterteig et al., "Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimal aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW," til distribusjonsnettet, SINTEF Energi AS, Trondheim, 2006, TR A6343

4.6 Blending av vern

På avganger som har liten margin mot miste kortslutningsstrøm kan tilknytning av DG føre til problemer med sikker feildetektering. Dette fordi kortslutningsstrømmen fra DG-enheten vil heve spenningen i tilknytningspunktet, dette vil føre til at spenningen over Z1 blir lavere og dermed blir strømmen fra overliggende nett redusert (se Figur 5).



Figur 5 Strømfortregning som følge innmating fra DG-enhet.

Kun ett av nettselskapene som ble besøkt fortalte at de vurderte fare for blending av vern ved planlegging av nettilknytning av DG-enheter.

5 Krav til DG-enheten

REN-blad 0303 Tekniske funksjonskrav stiller krav til DG-enheter som skal tilknyttes nettet. Disse kravene er en del av REN sitt avtaleverk og legges ved tilknytningsavtalen som inngås mellom nettselskapet og produsent ved nettilknytning. Kravene er basert på rapporten fra SINTEF Energi: "Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimal aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet". Alle nettselskapene som ble besøkt under besøksrunden opplyste at de benyttet en av disse to kravspesifikasjonene til å stille krav til DG-enheten.

5.1 Krav fra systemansvarlig

Statnetts veileder "Funksjonskrav i kraftsystemet" (FIKS) er en veileder for konsesjonærer, ved nyetablering og rehabilitering av anlegg i kraftsystemet og omfatter krav både til nett- og produksjonsanlegg i regional- og sentralnettet, samt krav til tekniske kontrollfunksjoner. I spesielle tilfeller kan systemansvarlig legge kravene i FIKS til grunn også for produksjonsenheter i distribusjonsnettet. Dette gjelder dersom nye eller endringer i eksisterende produksjonsanlegg i distribusjonsnettet kan ha vesentlig betydning for drift og utnyttelsen av regional- og sentralnettet. Nettselskapene har plikt til å melde anlegg hvor dette er tilfelle inn til systemansvarlig (jmfør Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet § 4).

REN anbefaler at alle generatorer over 1 MVA meldes til systemansvarlig. Blant nettselskapene som ble besøkt var det noen få som fulgte REN sine anbefalinger. De fleste nettselskapene anslo at ingen småkraftverk alene kunne ha vesentlig betydning for drift og utnyttelsen av regional- og sentralnettet og meldte derfor fra til systemansvarlig dersom det kom flere småkraftverk i samme område.

5.2 Stabilitet

Det er i dag store forskjeller på hvilke krav nettselskapene pålegger utbyggere av småkraftverk angående transient stabilitet. En DG-enhet er transient stabil dersom den er i stand til å returnere til en normal driftstilstand og beholde synkronisme etter å ha blitt utsatt for en alvorlig forstyrrelse som for eksempel utfall av en større generator eller en kortslutning.

Småkraftverks evne til å beholde synkronisme ved feil er sterkt avhengig av aggregatets treghetskonstant og generatorens reaktansverdier, i tillegg til generatorens arbeidspunkt i feiløyeblikket. Andre momenter som for eksempel driftsmodus og parameterinnstillinger i regulatorer spiller også inn. For å stille krav til generatorens reaktanser og treghetskonstant (H-verdi) må det utføres en dynamisk stabilitetsanalyse. Dynamiske analyser er tidkrevende og krever detaljerte data om generatoren og regulatorer. Ingen av nettselskapene som ble besøkt under besøksrunden hadde tilgang på programvare for å utføre dynamiske beregninger. Nettselskapene er derfor avhengig av konsulenter for å få utført slike analyser.

5.2.1 Kriterier for utføring av dynamiske analyser

Det er en uklarhet i REN sitt avtaleverk vedrørende krav til dimensjonering for transient stabil drift. I REN-blad 303 – Tekniske funksjonskrav står det at DG-enheter med aktiv effektproduksjon større enn 250 kW som forårsaker et spenningsprang på mer enn 4 % ved frakobling skal være transient stabile. Videre står det at DG-enhet med aktiv effektproduksjon mindre enn 250 kW som gir spenningsprang mindre enn 4 % tillates dimensjonert for ikke-transient stabil drift. Det står derimot ingen ting om DG-enheter større enn 250 kW som gir spenningsprang mindre enn 4 %.

I dag utføres dynamiske analyser basert på to forholdstall oppgitt i REN-blad 3006: stivhetsgrad og penetrasjonsgrad, med tilhørende grenseverdier for når dynamisk stabilitetsanalyse er nødvendig. Det presiseres at disse verdiene kun gir en indikasjon og ikke må brukes alene til å avgjøre behovet for dynamisk stabilitetsanalyse, men siden det ikke oppgis andre vurderingskriterier er det ofte kun disse tallene som legges til grunn.

Penetrasjonsgrad (F_p) blir beregnet etter formel (1) og er forholdet mellom maksimal innmating fra lokal produksjon ($S_{DG,max}$) og den maksimale overføringskapasiteten på avgangen kraftverket er tilknyttet ($S_{NETT,max}$).

$$F_p = \frac{S_{DG,max}}{S_{NETT,max}} \quad (1)$$

Penetrasjonsgraden sier noe om størrelsen på kraftverket i forhold til kapasiteten på avgangen.

Stivhetsgrad (F_s) blir beregnet etter formel (2) og er forholdet mellom minimal kortslutningsytelse i tilknytningspunktet ($S_{K TP,min}$) og maksimal kortslutningsytelse fra DG-enheten ($S_{K DG,max}$).

Kortslutningsytelsen til en generator er ikke konstant og det er vanlig og skille mellom tre nivåer: stasjonær, transient og sub-transient. Det presiseres ikke hvilken av verdiene som benyttes.

$$F_s = \frac{S_{K TP,min} + S_{K DG,max}}{S_{K DG,max}} \quad (2)$$

Stivhetsgraden påvirkes av impedansene i nettet og i generatoren og sier noe om hvor stivt nettet er i tilknytningspunktet relativt til størrelsen til generatoren.

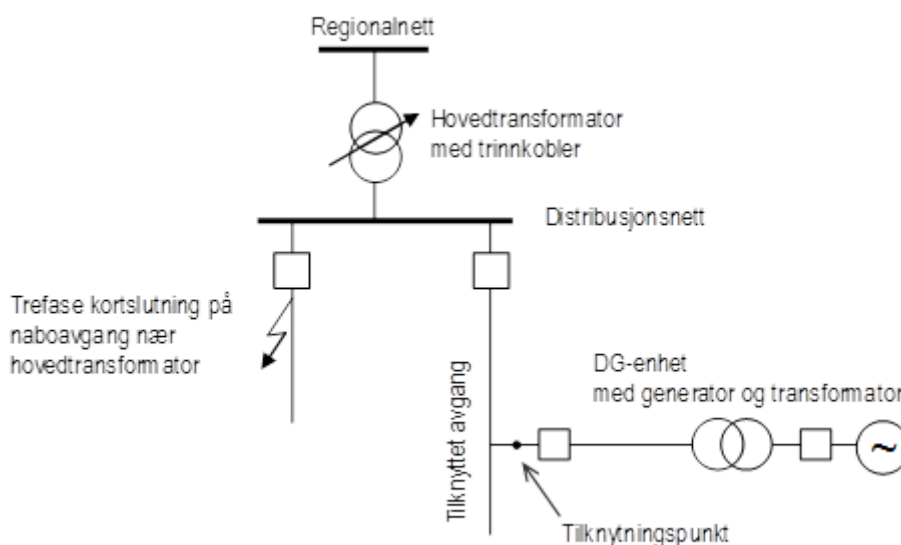
Hvor relevante disse forholdstallene er i forhold til behov for dynamisk stabilitetsanalyse, er dårlig dokumentert og det samme er fastsettingen av grenseverdiene. Både stivhetsgrad og penetrasjonsgraden sier noe om hvor sterkt nettet er fram til tilknytningspunktet for småkraftverket og kan gi en indikasjon på hvor stor påvirkning kraftverket har på spenningen og leveringskvaliteten på den berørte avgangen. Dersom hensikten med å stille krav til transient stabilitet i småkraftverk er å unngå spenningssprang ved utkobling av kraftverket vil det være mer naturlig å benytte størrelse på stasjonære spenningssprang som indikasjon på om det nødvendig med dynamiske analyser. Denne verdien beregnes også vanligvis som en del av de innledende nettanalysene.

Økt linjetversnitt frem til tilknytningspunktet vil gi høyere verdier for både stivhetsgrad og penetrasjonsgrad. Det vil si at dersom stivhetsgrad og penetrasjonsgrad benyttes som kriterier for å undersøke om det er behov for dynamiske analyser vil det være mindre behov for dynamiske analyser i stive nett. SINTEF har tidligere gjennomført simuleringer som viser at økt linjetversnitt ikke fører til bedret stabilitet da mindre ledertversnitt fører til økt spenningsfall fra feilstedet til generatoren. Dette fører til at spenningsdippen på generatorklemmene blir mindre og det kan tolereres en litt lenger varighet av feil. Dersom hensikten med å stille krav til transient stabilitet i småkraftverk er å gi støtte til nettet i feilsituasjoner, er ikke disse to forholdstallene noen god indikasjon på om det er nødvendig med dynamiske analyser.

Seks av tolv nettselskap opplyste at de leide inn konsulenter til å utføre dynamiske analyser basert på kalkulererte verdier for stivhetsgrad og penetrasjonsgrad. De øvrige nettselskapene utførte ikke dynamiske analyser og stilte ingen krav til H-verdi.

5.2.2 Dimensjonerende feil

I tilfeller hvor det utføres dynamiske stabilitetsanalyser og settes krav til transient stabilitet til DG-enheter i dag, benyttes trefase kortslutning på naboavgang nær transformatorstasjon, som vist i Figur 6, som dimensjonerende feil.



Figur 6 Trefase galvanisk kortslutning på naboavgang

Relevante parametere for beregning av nødvendige tregghetskonstant og reaktansverdier for småkraftverket vil være hvilket spenningsfall, og endring i spenningsvinkel, en slik feil vil føre til på klemmene til generatoren og hvor lang tid det tar før feilen blir koblet bort. Spenningsfallet på generatorklemmene vil være avhengig av impedansen mellom generatoren og feilstedet. Dersom generatoren er lokalisert nær transformatorstasjonen kan spenningen bli svært lav. Dersom det skal være noe poeng å dimensjonere kraftverkene til å håndtere en slik type feil må denne spenningen regnes ut og spenningsgrenser og utkoblingstider i vernet til kraftverket må settes i henhold til denne spenningen. Inntrykket etter besøksrunden er at resultatene fra eventuelle dynamiske analyser i liten grad blir tatt hensyn til ved innstilling av vern.

5.2.3 Vurdering av krav om transient stabilitet

Det virker klart at det er nødvendig med mer kunnskap og en mer helhetlig tankegang vedrørende transient stabilitet i småkraftverk. En kartlegging av kunnskapsbehovet og utfordringer knyttet til småkraftverk og stabilitet vil være tema i arbeidspakke 5 i dette prosjektet og vil derfor ikke bli diskutert videre her.

Kravene til transient stabilitet i småkraftverk er også i ferd med å endres med innføringen av nye network codes fra ENTSO-E. Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (NC-RfG) stiller krav også til mindre generatorer tilknyttet kraftnettet. Disse kravene inkluderer blant annet krav til fault-ride-through (FRT)-egenskaper. Nye krav til FRT-egenskaper i småkraftverk vil endre kriteriene for utføring av dynamiske analyser.

6 Oppgradering av nettet

I tilfeller hvor det ikke er tilstrekkelig kapasitet i nettet slik at det er driftsmessig forsvarlig å koble til produksjonsenheter, plikter nettselskapet, i henhold til tilknytningsplikten, å investere i nye nettanlegg slik at tilknytning er mulig. I mange tilfeller vil det være en utfordring å velge riktig nettløsning på grunn av usikkerhet rundt fremtidig produksjon og last.

Drift av kraftnett innenfor et avgrenset område er et naturlig monopol. Nettselskapene har således monopol på sine tjenester innenfor sitt konsesjonsområde og er derfor strengt regulert for å gi incentiver til å opptre samfunnsøkonomisk rasjonelt. Energiloven uttrykker følgende målsetning: ”Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.” Det at nettselskapene skal opptre på en samfunnsmessig rasjonell måte er ikke nødvendigvis det samme som å maksimere det bedriftsøkonomiske resultatet. Ved oppgradering bør derfor løsningen som er best for samfunnet velges, uavhengig av hvem som må ta kostnaden for oppgraderingen.

Når ny produksjon utløser en nettinvestering, vil det i mange tilfeller være hensiktsmessig med en samlet koordinert nettløsning som også tar hensyn til andre planlagte kraftverk i området. NVE har i slike tilfeller presisert at en slik koordinering ikke gir grunnlag for å utsette tilknytning av konsesjonsgitte kraftverk på ubestemt tid. Nettselskapet må derfor enten utrede og eventuelt søke konsesjon for en samlet nettløsning, eller en løsning som bare omfatter det aktuelle kraftverket. Utbygger kan ikke kreve at nettselskapet velger en nettløsning som innebærer at nettselskapet må forskuttere fremtidig kapasitet for fremtidige usikre prosjekter. Ved ikke å ta hensyn til andre planer i området risikeres det at det velges en nettløsning som er for svak innen få år. Problemet for nettselskapene er at prosjektene i ett nettområde ofte ikke har kommet like langt i planleggingsprosessen og det kan være knyttet stor usikkerhet til planene. Dette er en utfordring når nettselskapet skal fastsette hva en ny nettløsning skal dimensjoneres for. Ofte kan det være nyttig å søke skalerbare nettløsninger hvor kapasiteten i nettet lett kan økes ytterligere dersom flere utbyggingsplaner

skulle bli realisert. For mer detaljer rund planleggingssystematikk for integrasjon av DG vistes det til rapporten "Planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnettet"².

6.1 Vurdering av alternativer

I mange tilfeller vil det være flere mulige tiltak for å øke kapasiteten i nettet slik at tilknytning av produksjonsenheter er driftsmessig forsvarlig. Dette kan være ulike valg av ledertverrsnitt, hvor stor del av nettet som skal oppgraderes, valg av trase og så videre, i tillegg til ulike alternativer til nettbygging. For å sikre en samfunnsmessig rasjonell utbygging av kraftnettet, bør det gjennomføres en samfunnsøkonomisk analyse av de ulike alternative tiltakene. En slik analyse bør ta hensyn til:

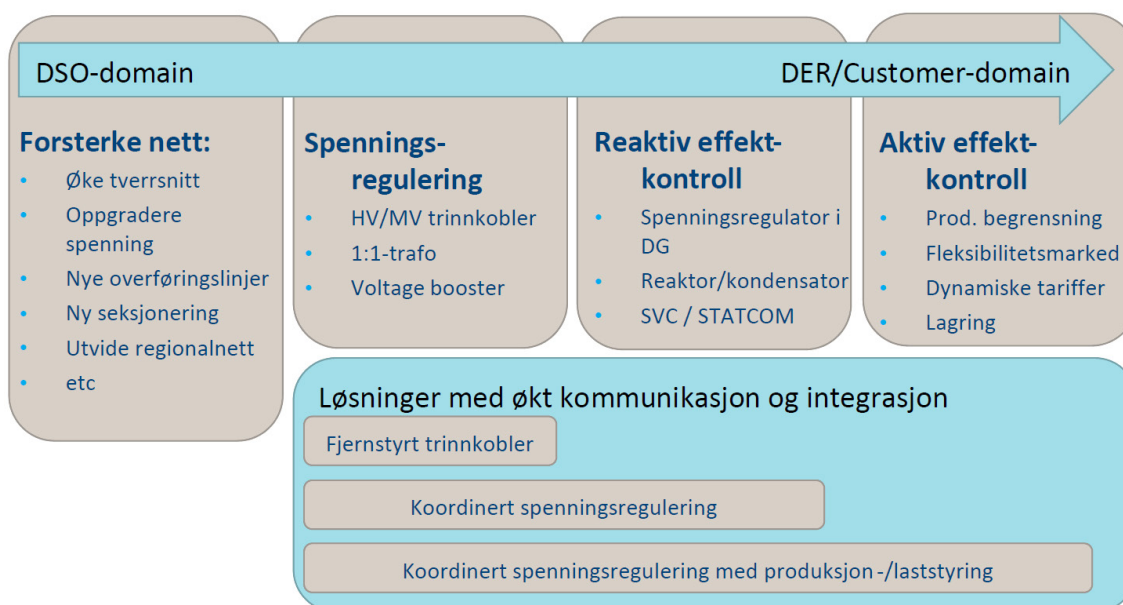
- investeringskostnader, korrigert for eventuell restverdi
- drifts- og vedlikeholdskostnader
- tapskostnader
- avbruddskostnader
- flaskehalskostnader

Alternativet som gir laveste nåverdi av totale kapitaliserte kostnader forutsettes normalt valgt.

Besøksrunden viste at kun et fåtall av nettselskapene regnet nåverdi av totale kapitaliserte kostnader for ulike tiltak før nettløsning ble valgt. Nettselskapene benyttet da egenutviklede verktøy. De fleste av nettselskapene utførte derimot ikke samfunnsøkonomiske analyser ved valg av tiltak.

6.2 Alternativer til nettbygging

Tradisjonelt har utfordringer på grunn av integrasjon av DG i all hovedsak blitt løst gjennom oppgradering eller utbygging av nett. En høyere utnyttelse av eksisterende nett krever at alle aktuelle tiltak for å øke tilknytningskapasitet vurderes. Figur 7 viser en oppsummering av slike tiltak.



Figur 7 Oppsummering av mulige tiltak for å øke tilknytningskapasitet for distribuert produksjon³.

² Catrinu et al., "Planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnettet," SINTEF Energi AS, Trondheim, 2012, TR A7166

³ Figuren er hentet fra: Taxt, "DG i fremtidens nett," SINTEF Energi AS, Trondheim, 2013, TR A7353

Besøksrunden hos nettselskapene avdekket at alternativer til nettbygging og nettoppgradering for å øke kapasiteten i nettet ved nettilknytning av DG kun i liten grad blir vurdert i dag. I tilfeller hvor høy spenning i driftstilfeller med lav last og høy produksjon er begrensningen for tilknytning av DG, blir økt krav til generatorens effektbåndfaktor vurdert av flere nettselskaper som alternativ til nettbygging og nettoppgradering. De fleste nettselskaper benyttet da anbefalingene fra REN og stilte standard krav til at generatoren skal være dimensjonert for drift med effektfaktor fra 0,95 undermagnetisert (kraftverket trekker reaktiv effekt) til 0,9 overmagnetisert (kraftverket produserer reaktiv effekt). Dersom nettilknytningen fører til en marginal overskridelse av grenseverdier for spenning vurderes det å stille krav om at generatoren også skal dimensjoneres for effektfaktor ned til 0,9 undermagnetisert. Ett nettselskap opplyste at de ikke hadde noen "nedre grense" for krav til effektfaktor når generatoren trekker reaktiv effekt. De hadde kraftverk tilknyttet nettet som gikk med fast effektfaktor lik 0,8 undermagnetisert for å holde spenningen i nettet innenfor grenseverdiene. Økte reaktive strømmer i nettet vil føre til økte tap. Før det velges en løsning hvor kraftverk må trekke store reaktive strømmer for å holde spenningen innenfor grenseverdiene, bør det utføres en samfunnsøkonomisk analyse hvor kostnader av en eventuell nettoppgradering vurderes mot fremtidige tapskostnader for å sikre at rett løsning blir valgt.

I tillegg til økt effektbåndfaktor i kraftverkene, eksisterer det noen enkelttilfeller hvor andre alternativer har blitt valgt. I to tilfeller er det installert shuntreaktorer i forbindelse med små vannkraftverk for å bidra med reaktiv kompensering for å holde spenningen i nettet innenfor grenseverdiene. Disse løsningene ble valgt på grunn av at generatorene hadde begrenset kapasitet til å trekke reaktiv effekt. I det ene tilfellet ble det valgt en variabel reaktor som ble kontrollert etter signal fra spenningskontrolleren i kraftverket for å holde konstant spenning på klemmene til generatoren. I det andre tilfellet ble det valgt flere reaktorer som trinnvis regulerte spenningen etter et lignende kontrollsystem.

I ett tilfelle er det installert en 22 kV spenningsregulator i forbindelse med distribuert produksjon. Spenningsregulatoren er koblet i serie på avgangen mellom kraftverket og transformatorstasjonen og sørger for å holde spenningen på kraftverksiden av regulatoren nede.

Nettselskapene forvalter en kritisk infrastruktur og er dermed naturlig skeptiske til å ta i bruk nye og uprøvde løsninger og teknologier. Det er derfor et behov for testing og dokumentasjon av slike løsninger og teknologier for å gjøre dem tilgjengelig for nettselskapene.

7 Utforming av tilknytningspunkt

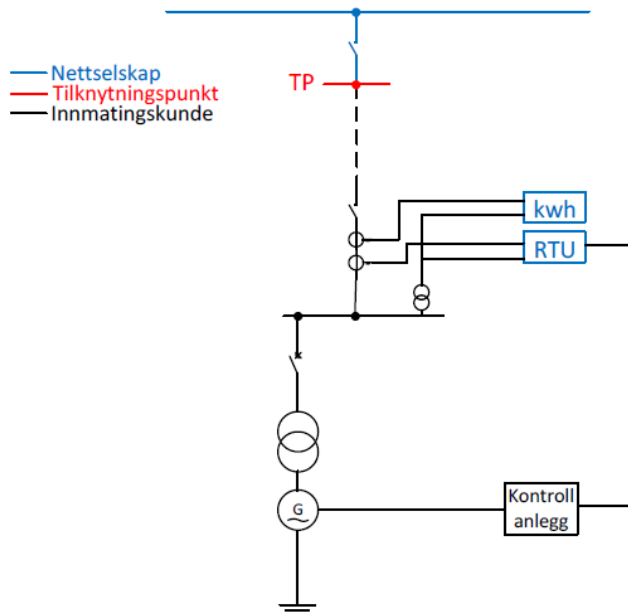
Det eksisterer i dag flere forskjellige løsninger for hvordan nettilknytningen av småkraftverk utformes. Dette gjelder både valg av teknisk løsning og hvilke løsninger som velges angående anleggskonsesjon, eierforhold og driftsansvar. Det er også store forskjeller i hvor fleksible nettselskapene er i forhold til valg av løsning og utforming av tilknytningspunkt. Enkelte nettselskaper benytter standardiserte løsninger, mens andre nettselskap vurderer løsning i hvert enkelt tilfelle.

7.1 Teknisk løsning

Besøksrunden blant nettselskapene avdekte flere mulige tekniske løsninger for tilknytning av småkraftverk til eksisterende nett. Flere av de besøkte nettselskapene hadde ikke en standardisert løsning for bygging av tilknytningspunkt og valg av teknisk løsning ble vurdert fra case til case. I dette notatet vil de to løsningene som, basert på besøksrunden, virker mest sannsynlig benyttet på nye anlegg bli vurdert. Disse løsningene er blant løsningene REN viser til i REN-blad 3001.

7.1.1 Lastskillebryter i tilknytningspunkt

Nettselskapet plasserer en manuell lastskillebryter i tilknytningspunktet, som vist i Figur 8. Tilknytningspunktet defineres i klemmene på bryteren.



Figur 8 Lastskillebryter i tilknytningspunktet (Figur fra REN-blad 3001)

RTU og energimåler plasseres i DG-enhetens kontrollrom. RTU kobles mot kontrollanlegget til DG-enheten, slik at nettselskapet har mulighet til å stoppe anlegget fra nettsentralen. Nettselskapet har også mulighet til å blokkere effektbryteren mot innkobling.

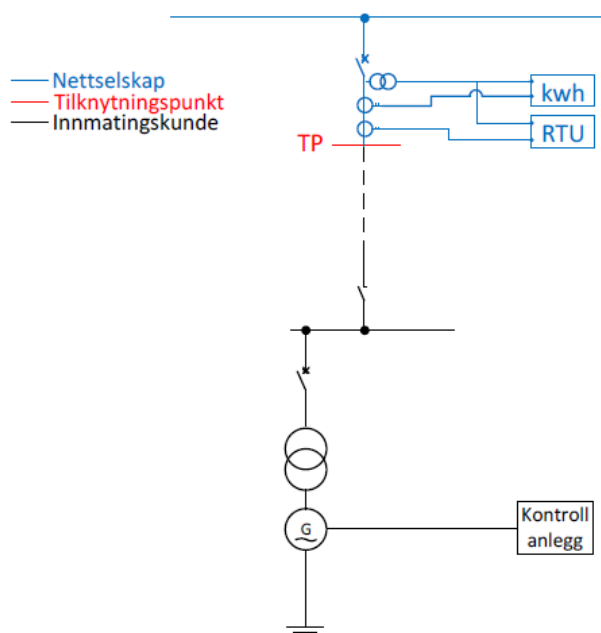
Alle vernfunksjoner plasseres i DG-enheten og det er produsenten som er ansvarlig for at DG-enheten kobles fra ved gitte grenseverdier.

To av tolv nettselskaper benyttet denne løsningen som standard løsning for alle nettilknytninger av småkraftverk. Flere andre nettselskaper hadde også denne løsningen som en av flere løsninger de vurderte.

7.1.2 Fjernstyrt effektbryter i tilknytningspunktet.

17. juli 2012 fattet Olje- og energidepartementet vedtak i en klagesak som tillot Helgelandskraft å kreve anleggsbidrag for en løsning som innbar fjernstyrt effektbryter med vern og høysenningsmålinger i tilknytningspunktet til et småkraftverk. Dette vedtaket har ført til at denne løsningen har blitt en foretrukket løsning blant flere nettselskaper.

Nettselskapet plasserer en kiosk med fjernstyrt effektbryter med vernfunksjoner, RTU og energimåler i tilknytningspunktet som vist i Figur 9.



Figur 9 Fjernstyrt effektbryter i tilknytningspunktet (Figur fra REN-blad 3001)

Småkraftverkene har, i tillegg til vern som skal beskytte kraftverket, som regel en del vern som fungerer som nettvern. Dette er vern som skal sikre forsvarlige spenninger og frekvenser i nettet, for eksempel ved å hindre uønsket øydrift. Et av argumentene for å velge en løsning hvor nettselskapet har eget vern i tilknytningspunktet, er at det er nettselskapet sitt ansvar å sørge for akseptable spenninger og frekvenser i nettet. Nettselskapene ønsker derfor ikke at disse vernfunksjonene plasseres inne i kraftverket. Det er også klart at for å få en helt korrekt måling, bør måleren plasseres i grenseskille mellom nettet og produksjonsanlegget. Denne løsningen vil også sikre nettet mot feil på tilknytningsradialen eller feil i kraftverket som ikke dekkes av kraftverkets effektbryter.

Fire av tolv nettselskap benyttet denne løsningen ved nettilknytning av alle småkraftverk i sitt nett og flere andre nettselskaper vurderte å ta i bruk denne løsningen.

7.1.3 Vurdering av teknisk løsning

Løsningen med fjernstyrt effektbryter med vern i tilknytningspunktet vil være dyrere enn en løsning med lastskillebryter.

Dersom tilknytningsradialen består av en lang kabelforbindelse med stor risiko for feil eller en luftlinje kan løsningen med fjernstyrt effektbryter med vern i tilknytningspunktet være en attraktiv løsning for å redusere eventuelle KILE-kostnader. Merkostnaden med å velge en slik løsning bør da vurderes opp mot den estimerte reduksjon i KILE-kostnader forbundet med løsningen.

Begge løsningene vil gi sikring mot utilsiktet innkobling av kraftverket, for eksempel ved arbeid i nettet, da nettselskapet enten har kontroll over effektbryter eller kontroll over lastskillebryter og mulighet for å blokkere effektbryter mot innkobling. Begge løsningene gir også nettselskapet mulighet til å koble ut kraftverket i en omkoblingssituasjon.

Flere nettselskaper meldte om produsenter som hadde endret verninnstillinger for å hindre at kraftverket koblet ut ved mindre forstyrrelser i nettet. Selv om dette må anses som urettmessig og på langt nær er vanlig

praksis blant seriøse utbyggere, forteller det noe om nettselskapene og produsentenes forskjellige interesser når det kommer til vern. Produsentene er mest opptatt av å beskytte småkraftverket, men samtidig hindre unødvendig utkoblinger, slik at kraftverket i størst mulig grad er tilknyttet nettet slik at de får levert kraften de produserer. Nettselskapet er på den andre siden opptatt av å sørge for akseptable spenninger og frekvenser i nettet. Dette tatt i betraktning er det forståelig at nettselskapet vil ha eksklusiv adgang til vernfunksjonalitet som fungerer som nettvern.

7.2 Konesjon, eierforhold og drift.

Det er flere muligheter når det kommer til eierforhold og drift av tilknytningsradialen og på hvilken konesjon radialen skal bygges. Noen nettselskap har i dag en foretrukne løsning, mens de aller fleste nettselskap til nå har vært fleksible på dette punktet.

Etter besøksrunden blant nettselskapene virker det som vanlig praksis har vært at det er utbyggeren som bygger og eier tilknytningsradialen og som dermed også er ansvarlig for driften av anlegget. Mange utbyggere har kompetanse til å drifte tilknytningsradialen, mens for mindre produsenter som ikke har personell med relevant høyspenningskompetanse, blir nettselskapet ofte innleid av produsenten til å ha driftsansvar for anlegget. I flere tilfeller ønsker utbygger også å bygge tilknytningsradialen selv, da det ofte kan det være forhold som gjør at utbygger kan få bedre priser på for eksempel graving enn nettselskapet, samt at utbygger da har bedre kontroll over fremdriften. I mange tilfeller bygges tilknytningsradialen på nettselskapets områdekonesjon. Enkelte nettselskap tillater derimot ikke dette og utbygger må da selv søke konesjon for tilknytningsradialen. REN anbefaler også størst mulig samsvar mellom konesjon, eierskap og driftsledelse. Ingen av de besøkte nettselskapene opplyste om store konflikter knyttet til konesjon og eierforhold av tilknytningsradialen.

Praksis vedrørende konesjon og eierforhold av tilknytningsradialer ser ut til å være i endring som følge av rapporten fra Reiten-utvalget (se avsnitt 7.3) og flere nettselskap må åpne for å eie tilknytningsradialen. Enkelte nettselskap sier seg også villige til å overta tilknytningsradialer dersom de er bygget etter nettselskapet sin standard. Anbefalt praksis på dette området vil i stor grad være avhengig av etterspillet etter Reiten-rapporten.

7.3 Reiten-utvalget

Olje- og energidirektoratet utnevnte i 2013 en ekspertgruppe ledet av Eivind Reiten for å drøfte og vurdere en mer hensiktsmessig organisering av strømmettet, samt forslag til virkemiddelbruk og strategi for gjennomføring. I rapporten fra utvalget pekte ekspertgruppen blant annet på utfordringer med dagens utforming av tilknytningsplikten. I praksis gjelder tilknytningsplikten i eksisterende nett, det vil si at det er utbyggeren sitt ansvar å søke konesjon og investere i nettanlegg frem til eksisterende nett. Dette medfører et stadig mer fragmentert nett og et økende antall netteiere som ikke har nettvirksomhet som sin kjernevirksomhet. Siden tilknytningsplikten gjelder for alle som har konesjon på nettanlegg vil den også gjelde for tilknytningsradialer dersom det skulle komme flere kraftverk på et senere tidspunkt. Utvalget foreslår derfor en endring av regelverket slik at tilknytningsplikten gjelder frem til produsenten som ønsker tilknytning. Dette vil føre til færre små nettkonesjonærer og at det er selskap med nettvirksomhet som kjernevirksomhet som utvikler og drifter nettet.

8 Anleggsbidrag

Dersom nye produksjonsenheter utløser behov for investeringer i nettet har nettselskapet anledning til å kreve anleggsbidrag for å dekke anleggskostnadene etter Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff § 17-5. Det kan kreves anleggsbidrag for alle nødvendige kostnader forbundet med den nettløsningen som er nødvendig for å kunne gi tilknytning. Det er nettselskapet som er ansvarlig for å vurdere hvilken nettløsning som er nødvendig, men NVE har gjennom sin

forvaltningspraksis presisert at det er nettselskapets minste standard som skal legges til grunn. I kundespesifikke anlegg der nytten av anlegget i sin helhet kan tilskrives den nye produsenten, kan hele investeringskostnaden tilskrives produsenten. I såkalte radielle fellesanlegg, som for eksempel distribusjonsnett som driftes radielt, kan en forholdsmessig andel av anleggskostnadene inngå i kundens anleggsbidrag. Andelen fordeles etter kundens installerte effekt i forhold til kapasitetsøkningen. I masket nett kan det ikke kreves anleggsbidrag.

Det er ikke anledning til å kreve anleggsbidrag for reinvesteringskostnader, men det kan kreves anleggsbidrag for fremskyndingskostnader som følge av at reinvesteringen må gjøres på et tidligere tidspunkt er nødvendig. I beregningen av fremskyndingskostnaden spiller restlevetiden til anlegget en stor rolle. For å beregne restlevetiden til anlegget kan enten teknisk levetid eller økonomisk levetid benyttes. Dersom teknisk levetid benyttes stilles det krav om at denne må kunne dokumenteres på komponentnivå. Blant nettskapene håndteres dette gjennom observasjoner og tilstandskontroller. Dersom det ikke foreligger noen anmerkninger benyttes typiske verdier for levetid. Normalt settes det også en nedre grense for levetid dersom det ikke foreligger konkrete planer for reinvestering. Økonomisk levetid er tiden før anlegget er nedskrevet og kan være vesentlig kortere en teknisk levetid. Anleggsbidraget vil derfor være mindre dersom økonomisk levetid legges til grunn. Dersom teknisk levetid bedømmes riktig, vil bruk av denne til å beregne fremskyndingskostnader gi riktigere bilde av verdien av anlegget og således lede til en mer rettferdig fordeling av kostnadene mellom den som utløste fremskyndingen av reinvesteringen og nettets øvrige kunder. En utfordring er at mens økonomisk levetid er en objektiv og kontrollerbar størrelse kan det være vanskelig å bedømme teknisk levetid til en komponent. På grunn av dette har to av de tolv besøkte nettselskapene valgt å benytte økonomisk levetid.

Inntrykket etter besøksrunden er at alle nettselskapene hadde god oversikt over hva de kunne og ikke kunne ta anleggsbidrag for og alle nettselskapene håndterte anleggsbidragsreglene nokså likt.

I tilfeller hvor det kan komme flere utbyggere i samme nettområde over en lengre tidsperiode og det ikke er kapasitet i nettet, må nettselskapet vurdere om de skal bygge ut nett kun til de de vet kommer, eller om de skal bygge ut for å kunne ta i mot fremtidige utbyggere. Nettselskapet må gjøre en vurdering av hvilke prosjekter de har mest tru på og hva de mener er mest samfunnsøkonomisk rasjonelt. Dersom det bygges et dyrere anlegg enn det som kreves for å kunne gi tilknytning, kan det ikke kreves anleggsbidrag for merkostnaden ved denne nettløsningen. Anleggsbidraget skal da fordeles etter en fordelingsnøkkel basert på installert effekt og det er nettselskapet som må bære risikoen for det resterende beløpet. En eventuell forskuttering av anleggsbidrag kan hentes inn gjennom at nettselskapene har mulighet til å innkreve anleggsbidrag av kunder som blir tilknyttet anlegget på et senere tidspunkt, men senest innen ti år etter anlegget ble ferdigstilt.

Besøksrunden avdekte at det er store forskjeller i hvor stor risiko nettselskapene var villige til å ta ved forskuttering av anleggsbidrag. Enkelte nettselskap dimensjonerte nye nettanlegg for å ha kapasitet til alle potensielle prosjekter de mente var realistiske, mens de fleste nettselskap var svært restriktive og forskutterte ikke anleggsbidrag de ikke var helt sikre på å få igjen. Det kan også stilles spørsmålstegn ved om dagens regelverk angående anleggsbidrag gir nettselskapene tilstrekkelige intensiver for å velge den samfunnsøkonomisk beste løsningen i slike situasjoner.

9 Erfaringer fra drift av nett med DG

Den generelle oppfatningen etter besøksrunden er at det er lite feil i nettet forårsaket av DG. De feilene som har vært i forbindelse med DG har i all hovedsak vært knyttet til gamle anlegg. En voldsom utvikling i antall småkraftverk tilknyttet distribusjonsnettet de siste årene har ført til behov for mer systematisk arbeid ved nettilknytning av DG. Bedre analyser i planleggingsfasen, samt et mer detaljerte og klarere avtaleverk ved tilknytning av DG-enheter, ser ut til å ha redusert problemer med DG i dag. I tillegg er det i dag vanlig at det

først gis midlertidig driftstillatelse på 1 år før DG-enheten får permanent driftstillatelse. Dette gir nettselskapene mulighet til å koble fra kraftverket og stille krav om utbedringer dersom det har vært vedvarende driftsproblemer. DG forårsaker likevel en del utfordringer med tanke på drift av nettet.

9.1 Fleksibilitet i nettet

Flere nettselskaper opplyste at den største utfordringen ved drift av nett med høy andel DG er ved omkoblinger i nettet. Flere nettselskaper har i dag ingen målinger fra kraftverk. I tillegg er ofte målinger fra transformatorstasjoner mangelfulle og består ofte kun av en strømmåling uten retning. Dette gjør at det er vanskelig å fastslå om kraftverket produserer eller ikke. Selv med detaljerte målinger fra kraftverkene er det, på grunn av uforutsigbart driftsmønster til flere småkraftverk, vanskelig å forutsi når og hvor mye kraftverkene skal produsere. Dette er en utfordring ved omkoblinger i nettet.

Fleksibiliteten i nettet til å gjøre omkoblinger i nettet i forbindelse med for eksempel vedlikehold er sterkt avhengig av lasten i nettet. I tradisjonelle nett bestående av kun forbrukskunder er lasten høyest om vinteren mens det er lett last om sommeren. Det vil si at det er lettere å opprettholde forsyningen ved planlagt arbeid og vedlikehold i nettet om sommeren. Med introduksjon av DG kan det i flere tilfeller også være høy utnyttelse av nettet også om sommeren.

Omkoblinger i nettet kan føre til redusert kapasitet i nettet til å ta i mot produksjon. Ofte er nettet kun i stand til å ta i mot kraft fra DG ved normalt koblingsbilde. Ved omkoblinger kan det derfor være nødvendig og koble ut eller eventuelt redusere produksjonen for å opprettholde en tilfredsstillende leveringskvalitet. Ved kortvarige omkoblinger kobles vanligvis kraftverkene ut, mens det ved lengre omkoblinger kan tillates en begrenset produksjon dersom det er mulig. Det kan være en utfordring med en rettferdig fordeling av begrensninger dersom det er mange kraftverk som er berørt og siden målingene fra kraftverkene ofte er mangelfulle er det vanskelig å kontrollere at produksjonsbegrensningen blir overholdt. Enkelte nettselskaper har derfor valgt å koble ut alle berørte DG-enheter ved omkoblinger og arbeid i nettet. Kommunikasjon med produsenter foregår i all hovedsak via telefon, noe som kan være tidkrevende.

Ved arbeid i nettet må også alle brytere ved mulige innmatingspunkter til nettet det skal arbeides i kobles ut og låses. Dette kan være tidkrevende i nett med mye DG.

9.2 Bidrag til kortslutningsstrøm

DG-enheter vil bidra med kortslutningsytelse ved kortslutninger i nettet noe som kan føre til at større deler av nettet blir berørt (se 4.5.1). Noen nettselskaper meldte om tilfeller hvor større DG-enheter, eller flere DG-enheter, førte til at vernet på avgangen hvor produksjonen var tilknyttet koblet ut ved feil på naboavgangen. Dette har blitt løst ved å installere retningsbestemt vern på avganger hvor slike utilsiktede utkoblinger kan oppstå.

9.3 Spenningsproblemer

For høy spenning i distribusjonsnettet i perioder med lett last og høy produksjon er kanskje det vanligste problemet knyttet til drift av nett med DG. Likevel er det kun noen få av de besøkte nettselskapene som melder at de har slike problemer i nettet i dag. Dette gjelder nesten utelukkende eldre anlegg noe som tyder på at nettselskapene har blitt flinkere i planleggingsfasen de senere årene. Det kan også virke som om det tidligere var et større ønske om å få småkraftverkene på nett og det ble godtatt større spenningsvariasjoner i distribusjonsnettet enn det som blir godtatt i dag.

Ett nettselskap meldte om problemer med et kraftverk som falt ut ved små forstyrrelser i nettet og som ved utfall forårsaket en moderat dipp i spenningen. Spenningsdippene var innenfor grensene i FoL, men tilstrekkelig til at enkelte industribedrifter i nærheten fikk problemer med utstyr som koblet ut. Avtalen som

var inngått ved tilknytning av kraftverket ga ikke noe klart svar på hvem som hadde ansvaret, noe som førte til at nettselskapet til slutt valgte å oppgradere nettet for å bedre leveringskvaliteten til industrien i området. Hendelsen viser viktigheten av gode analyser i planleggingsfasen og klare avtaler ved tilknytning DG-enheter.

9.4 Uønsket øydrift

Tidligere ble det stilt begrensede krav til småkraftverk. Dette førte til at flere småkraftverk ble utstyrt med begrensede vernfunksjoner. Flere nettselskaper hadde hatt tilfeller hvor småkraftverk ikke koblet ut, eller var for trege med å koble ut når nettet ble borte. Dette førte til store endringer i frekvens og spenning som igjen førte til skade på annet utstyr tilkoblet nettet. Problemet med uønsket øydrift oppsto gjerne dersom det var fare for lokal balanse mellom forbruk og produksjon i øyeblikket avgangen småkraftverket var tilkoblet koblet ut. Flere nettselskaper har også hatt problemer med små, gamle asynkronmaskiner med mangelfullt vern mot øydrift. Det ble også meldt om to tilfeller hvor feilinnstillinger av vern og svikt i en strømtransformator førte til at kraftverk ikke koblet ut. Disse tilfellene med uønsket øydrift har ført til at nettselskapene nå stiller strengere krav til vern i småkraftverk.

10 Oppsummering

Det er gjennomført en besøksrunde blant elleve nettselskap i Norge for å avdekke nettselskapenes praksis angående planlegging og prosjektering av nettilknytning av DG-enheter, samt samle erfaringer fra drift av nett med DG. Dette kapitlet vil oppsummere de viktigste observasjonene fra besøksrunden.

Det eksisterer i dag ingen fellers bransjestandard for tilknytning av produksjonsenheter i distribusjonsnettet, men nesten alle nettselskapene opplyste at de benyttet REN sitt avtaleverk ved nettilknytning av småkraftverk. Nesten alle nettselskapene benyttet også metoder som beskrevet i RENblad 3006 – Råd til nettanalyse ved beregning av tilgjengelig nettkapasitet.

I tilfeller hvor ny produksjon utløser behov for nettinvesteringer er det ofte en utfordring for nettselskapene å fastsette hva en ny nettløsning skal dimensjoneres for. Ofte vil det være hensiktsmessig med en samlet koordinert nettløsning som også tar hensyn til andre planlagte kraftverk i området, men prosjektene i ett nettområde er ofte ikke kommet like langt i planleggingsprosessen og det kan være knyttet stor usikkerhet til planene. Det er i dag store forskjeller i hvor stor risiko nettselskapene er villige til å ta ved forskuttering av anleggsbidrag og de fleste nettselskapene tar ikke hensyn til andre planer ved valg av nettløsning uten en form for bekreftelse for at prosjektet vil bli gjennomført.

Kapasitetsbegrensninger i nettet blir i dag i all hovedsak løst ved nettoppgraderinger eller nettinvesteringer. Nettselskapene forvalter en kritisk infrastruktur og er dermed naturlig skeptiske til å ta i bruk nye og uprøvde løsninger og teknologier. Det er derfor et behov for testing og dokumentasjon av slike løsninger og teknologier for å gjøre dem tilgjengelig for nettselskapene. Økte krav til DG-enheten om å bidra med reaktiv effektkompensering for å overholde spenningsgrenser i nettet er det eneste alternativet til nettinvesteringer som i vesentlig grad blir vurdert i dag. Testing og dokumentasjon av ny teknologi og nye metoder for å øke nettets kapasitet til å ta i mot ny produksjon vil være et sentralt tema videre i dette prosjektet.

Ved behov for nettinvesteringer bør nettselskapene i utgangspunktet etterstrebe den nettløsningen som gir lavest nåverdi av totale kapitaliserte kostnader, gitt at løsningen oppfyller krav til drift og sikkerhet. Kun noen få nettselskaper opplyste at de foretok samfunnsøkonomiske analyser ved vurderinger av ulike tiltak før valg av nettløsning.

Det er store forskjeller i hvilke krav nettselskapene stiller til DG-enheter med tanke på dimensjonering for transient stabil drift og det finnes i dag ingen gode retningslinjer for hvordan nettselskapene skal håndtere dette temaet. Det virker klart at det er nødvendig med mer kunnskap og en mer helhetlig tankegang vedrørende transient stabilitet i småkraftverk. Krav til transient stabilitet vil være tema i en senere arbeidspakke i dette prosjektet.

Økt fokus på planlegging og prosjektering av nettilknytning av DG-enheter de siste årene har ført til at det i dag nesten ikke er feil i nettet forårsaket av nyere DG-enheter. I tilfeller hvor DG-enheter har forårsaker feil i nettet skyldes dette i all hovedsak mangelfull vernutrustning i eldre anlegg. Den største utfordringen med drift av nett med DG er redusert fleksibilitet i nett til å foreta omkoblinger. Dette løses ved at småkraftverkene kobles ut eller må redusere produksjonen dersom nødvendige omkoblinger fører til begrenset kapasitet i nettet til å ta i mot produksjonen.

A Spørreskjema benyttet ved besøkrunden

Spørreskjemaet ble distribuert en stund før nettselskapet ble besøkt. Det ble foretatt heldagsmøte med personell både fra drift og planlegging, i noen tilfeller også personell som jobbet med produksjon. Nettselskapene ble intervjuet om dagens praksis ved tilknytning av distribuert produksjon, ut i fra spørsmålene i spørreskjemaet. Spørreskjemaet er lagd i samarbeid med ProAktiv-prosjektet, og har derfor noen spørsmål om plusskunder. Svarene er ikke gjengitt her.

Del 1: Generelle spørsmål

- 1. Følger nettselskapet noen retningslinjer for prosessen med nettilknytning av DG fra søknad om tilknytning til permanent driftstillatelse?**
 - Prosessflytskjema
 - Kvalitetssikringssystem
- 2. Hva er nettselskapets syn på produksjonsbegrensning for DG?**
 - Har dere caser hvor produksjonsbegrensning i enkelte timer i året hadde vært en attraktiv løsning?
 - Har dere tilfeller hvor midlertidig produksjonsbegrensning har blitt benyttet i vent på nettinvesteringer?
- 3. Har dere plusskunder?**
 - Fra når?
 - Med hva slags type produksjonsanlegg?
 - I hva slags bygg?
 - Med hvor stor produksjonskapasitet?
 - Er kunden teknisk kyndig?

Del 2: Planlegging og prosjektering av nettilknytning av ny DG

I denne delen ønsker vi å snakke med personer som har erfaringer med planlegging av nettilknytning av DG.

- 1. Hvilke retningslinjer / støttedokumentasjon benyttes når nettilknytning av ny DG skal planlegges?**
 - REN blad
 - Planboka
 - Tekniske retningslinjer fra SINTEF
 - Egne rutiner
- 2. Hvilke generelle antagelser gjøres når nettilknytning av ny DG skal planlegges?**
 - Analyseperiode
 - Fremtidig produksjon
 - Lastutvikling
 - Andre planer i nettet
- 3. Hvordan innhentes nødvendig datagrunnlag for planlegging av nettilknytning av ny DG?**
 - Hvilke data er dere avhengig av å få fra produsenten?
 - Hvor lett er det å få nødvendig data fra produsent?
- 4. Hva legger nettselskapet til grunn når tilgjengelig kapasitet for ny DG i nettet skal bestemmes?**

- Nettkapasiteten skal være slik at det er *driftsmessig forsvarlig* å koble til produksjonsanlegg. Hva legger nettselskapet i *driftsmessig forsvarlig*?
 - Hva er normalt den begrensende faktoren nå DG skal tilknyttes eksisterende nett?
 - Termiske grenser, FoL, problemer med vern og kontrollanlegg, stabilitetsproblemer, tapkostnader, avbruddskostnader, annet?
- 5. I hvilken grad blir alternativer til nettbygging vurdert i forhold til å øke tilknytningskapasiteten i nettet?**
- Økt krav til generatorens effektfaktorband
 - Reaktiv effektkompensering (reaktor, kondensatorbatteri, SVC, STATCOM)
 - 1:1 trafo
- 6. Hvordan bestemmes hvilke krav som skal stilles til DG enheten?**
- Krav til spenningsregulering
 - Dimensjonert for øydrift
 - Krav til transient stabilitet
 - Krav til vern
- 7. Har nettselskapet erfaringer med hvor lett/vanskelig det er å få fritak fra tilknytningsplikten?**
- 8. Hvilken nettløsning bruker nettselskapet ved tilknytning av DG og hvilke vurderinger ligger bak valg av løsning?**
- Bruk av RTU
 - Plassering og utforming av tilknytningspunkt
 - Valg av løsning for eierforhold og konsesjon for DG-enhetens høyspenningsanlegg
 - Vern i nettet.
- 9. Hvordan praktiseres anleggsbidrag og innmatingstariffer for DG enheter?**
- Hva inngår i anleggsbidrag?
 - Hvordan beregnes marginaltapkostnader?

Del 2.1: Analyser

For å kartlegge hvordan nettselskapene planlegger nettilknytning av ny DG ønsker vi å gå igjennom en konkret case for å se hvilke analyser som blir gjort, hvilke verktøy som blir benyttet og hvilke data som er nødvendig. Vi ber derfor nettselskapet om å forberede en ny representativ case som vi kan gå gjennom på møte. Det er en stor fordel om vi har tilgang til nødvendig verktøy på møte slik at vi kan se hvordan analysene gjennomføres i praksis.

Del 2.2: Erfaring med plusskunder

- 10. Har dere en bestemt prosessflyt dere benytter når plusskunden skal få nettilknytning?**
- Brukes samme prosessflyt som når DG blir tilknyttet? Eventuelt med hvilke forenklinger? (Om mulig så ta med eventuelle prosessflytskjemaer i bruk)
 - Kjenner dere til / bruker dere REN-blad 430?
 - Hva trengs av informasjon i de ulike leddene i tilknytningsprosessen og hvor lang tid kan hvert ledd typisk sett ta?
 - Stiller dere krav til frakobling ved for eksempel frekvensavvik, overspenning osv.?
 - Foretar dere en inspeksjon av anlegget før det kobles til nettet?
- 11. Hva er erfaringene fra forrige tilknytningsprosess?**
- Ville dere gjort noe annerledes neste gang?
 - Var det noe som overrasket / var uventet i prosessen?

- Hvilke ting tok lenger tid eller var mer utfordrende enn antatt?
- Hva er flaskehalsene/utfordringene med å tilkoble plusskunder?

Del 3: Erfaringer fra drift av nett med DG

I denne delen vil vi gjerne snakke med personer som god kjennskap til nettet og har erfaring fra drift av DG og drift av nett med DG.

Målet med denne delen er å kartlegge hvordan nett med DG driftes i dag. Hvordan utnyttes muligheter for spenningsregulering i DG enheten og trinnkobling i transformatorer?

- 1. Har nettselskapet noen rutiner for drift av nett med DG?**
- 2. Hvilke problemer har nettselskapet opplevd som følge av DG?**
 - Uønsket øydrift
 - Uønsket utkobling
 - Annet?
- 3. Er det en type kraftverk eller spesielle driftssituasjoner som er spesielt forbundet med problemer?**
 - Gamle/nye kraftverk.
 - Store/små kraftverk.
 - Kraftverkets plassering i nettet
 - Flere kraftverk på samme radial
 - Asynkrongeneratorer
- 4. Hva blir gjort for å løse problemene?**
 - Begrensninger i produksjon
 - Endring av driftsmodus
 - Forsterkning av nett
 - Rekonfigurering av vern
 - Installering av utstyr for å bedre spenningsforhold (reaktor, kondensator, 1:1 trafo, Magtech, SVC, STATCOM)
- 5. Kunne problemene vært unngått med mer grundige analyser i planleggings- og prosjekteringsfasen?**
 - Erfaringer fra drift som har fått konsekvenser for planlegging
- 6. Hvordan er kommunikasjonen med produsentene?**
 - Sanntidsmålinger
 - Endre driftsmodus (AVR, $\cos \phi$)
 - Endring i produksjon
 - Arbeid i nettet
- 7. Hvilken driftsmodus er typisk for DG og hva bestemmer hvilken type regulering som benyttes?**
 - Spenningsregulering
 - $\cos \phi$
 - Var
- 8. Hvordan kontrolleres trinnkobleren i transformatorstasjon som har tilknyttet DG?**
 - Fast spenning på samleskinne
 - Lastkompensering

- Trinnes ved behov

Del 3.1: Erfaring med plusskunder

9. Har dere opplevd noen utfordrende situasjoner med plusskunder?

- Stasjonær overspenning
- Andre spenningskvalitetsrelaterte utfordringer
- Utfordringer mtp sikkerhet (ikke kontroll på om anlegget er spenningsløst når det skal arbeides i nettet ved plusskunden osv.)



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no