 SINTEF Energi AS Postadresse: 7465 Trondheim Resepsjon: Sem Sælands vei 11 Telefon: 73 59 72 00 Telefaks: 73 59 72 50 www.energy.sintef.no Foretaksregisteret: NO 939 350 675 MVA		<h1 style="text-align: center;">ARBEIDSNOTAT</h1>	
		GJELDER Sømløs integrasjon av distribuert produksjon. Status og utfordringer	
		GÅR TIL Brukergruppen OiDG Interesserte	
AN NR. AN 10.12.08	GRADERING Åpen	GJENNOMGÅTT AV <i>GH</i> Gerd Kjølle, <i>AP</i> Anngjerd Pleym	
ELEKTRONISK ARKIVKODE DocuLive		FORFATTER(E) <i>dlc</i> Maria Catrinu, <i>BS</i> Tarjei Benum Solvang, <i>GH</i> Gerd Kjølle	DATO 2010-04-20
PROSJEKTNR. 12X619			ANTALL SIDER 39
AVDELING Energisystemer		BESØKSADRESSE Sem Sælands vei 11	LOKAL TELEFAKS 73 59 72 50

Formålet med dette notatet er å beskrive status og utfordringer med distribuert produksjon i Norge, og konsekvenser for nettet og nettplanleggingen.

Introduksjonen av produksjonsenheter i distribusjonsnett (som ikke er designet for dette) er en relativt ny realitet for mange nettselskaper, dette er noe som bringer både nye muligheter og utfordringer på banen. Dette notatet tar for seg erfaringer og utfordringer knyttet til integrasjon av distribuert kraftproduksjon i Norge med hovedvekt på tekniske aspekter.

For å legge til rette for en sømløs overgang fra ”tradisjonelt bygde” distribusjonsnett til fremtidens distribusjonsnett der distribuert produksjon er en naturlig del, må systematikken rundt nettplanlegging endres/utvides. En foreløpig systematikk for nettplanlegging med DG er beskrevet i dette notatet. Videre arbeid vil fokusere på å videreutvikle denne systematikken med tilhørende analyser og på å finne aktuelle anvendelsesområder for metodikken i praksis, gjennom casestudier og eksempler utviklet i samarbeid med prosjektpartnerne.

INNHALDSFORTEGNELSE

	Side
1	INNLEDNING 3
2	BAKGRUNN OG PROBLEMSTILLING 4
2.1	Hva menes med distribuert produksjon? 4
2.2	Sømløs integrasjon av distribuert produksjon (DG)..... 4
2.3	Kort om potensialet for DG i Norge 6
2.4	Rammeverk for integrasjon av DG: Lover, forskrifter og retningslinjer 10
3	ERFARING MED DISTRIBUTUERT PRODUKSJON I NORGE 14
3.1	Utfordringer med distribuert produksjon..... 14
3.2	Eksempler/case fra to nettselskaper..... 16
3.3	Hvilke nettanalyser gjøres i dag ved nettilknytning av DG?..... 20
4	TEKNISKE UTFORDRINGER MED TILKNYTNING AV DISTRIBUTUERT PRODUKSJON 22
4.1	Spenningskvalitet 22
4.2	Termiske påkjenninger 25
4.3	Stabilitetsforhold 25
4.4	Vern og bryterforhold..... 27
4.5	Leveringspålitelighet 28
5	NETTPLANLEGGING MED DG 30
5.1	Behov for ny planleggingsmetodikk..... 30
5.2	Systematikk for planlegging med DG 31
5.3	Målsetning, analysekriterier, datainnsamling..... 31
5.4	Identifisering av potensial og trender for DG-utbygging 32
5.5	Tekniske systemløsninger 33
5.6	Konsekvensanalyse..... 34
5.7	Samfunnsøkonomisk analyse 35
5.8	Beslutning - Valg av løsning 35
6	OPPSUMMERING OG VIDERE ARBEID 36
6.1	Integrasjon av distribuert produksjon i dagens nett..... 36
6.2	Sømløs integrasjon av distribuert produksjon i neste generasjons distribusjonsnett..... 37
	REFERANSER 38

1 INNLEDNING

Sømløs integrasjon av distribuert produksjon er ett av virkemidlene for å realisere nasjonale og europeiske målsettinger for omlegging av energisystemene i mer klimavennlig retning og for effektiv utnyttelse av energiresursene (se f.eks. Teknologiplattform SmartGrids¹, Energi21² og Klimaforliket³). Nettet har tradisjonelt vært designet for ”enveistrafikk” med forbrukskunder og en klart definert effektflyt. Overgangen til fremtidens aktive distribusjonsnett åpner for en rekke muligheter og utfordringer.

Dette notatet er et resultat av prosjektet ’Optimal infrastruktur for sømløs integrasjon av distribuert produksjon’ - OiDG. Formålet med notatet er å beskrive status for distribuert produksjon (DG) i Norge, utfordringer og konsekvenser for nettet og nettplanleggingen.

OiDG-prosjektet har som formål å *legge til rette for storskala sømløs integrasjon av DG i distribusjonsnett gjennom å utvikle nye modeller og verktøy for nettplanlegging*. Dette dreier seg om behov på kort og mellomlang sikt for å tilknytte DG til eksisterende nett samt på lengre sikt å oppnå sømløs integrasjon i neste generasjons mellom- og lavspenningsnett.

Notatet er organisert på følgende måte:

Kapittel 2 beskriver begrepet ”Sømløs integrasjon”, gir en oversikt over potensialet for distribuert produksjon i Norge, samt beskriver hvilke lover, regler og rammeverk som man må forholde seg til i planleggings-, utbyggings- og driftsfasen med distribuert produksjon tilknyttet nettet.

Kapittel 3 gir en kort oversikt over erfaringer med distribuert produksjon i Norge, inklusive eksempler fra to nettselskaper, hvilke utfordringer man står overfor og hvilke analyser som typisk utføres i planleggingsfasen i dag.

Kapittel 4 beskriver de største tekniske utfordringene man ser per i dag med distribuert produksjon. Dette kapittelet er i hovedsak basert på arbeid utført i prosjektet ”Distribution 2020”⁴.

Nettplanleggingsprosessen ved integrering av distribuerte produksjonsenheter er beskrevet i kapittel 5. Kapittelet fokuserer på å beskrive de analysene som er nødvendige i evalueringen av ulike nettplanleggingsalternativ ved integrasjon av distribuerte produksjonsenheter.

I kapittel 6 gis det en kort oppsummering av behov for videre arbeid.

¹ <http://www.smartgrids.eu/>

² <http://www.energi21.no/>

³ <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/pressesenter/pressemeldinger/2008/enighet-om-nasjonal-klimadugnad.html?id=496878>

⁴ http://www.energy.sintef.no/Prosjekt/Distribution_2020/

2 BAKGRUNN OG PROBLEMSTILLING

Produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnettet er en relativt ny realitet for mange nettselskaper. Siden distribusjonsnettet ikke er designet for dette formålet kan det bringe både nye utfordringer og muligheter på banen. Distribuert produksjon (DG) kan gi nytteverdier for både kraftprodusentene, sluttbrukerne og nettselskapene. Fra nettselskapets ståsted kan DG i enkelte tilfeller erstatte eller utsette investeringer i distribusjonsnett og kapasitet fra overliggende nett. Strategisk plassert kan DG systematisk redusere nettap og gi økt leveringspålitelighet. På den annen side vil problemstillinger som tradisjonelt gjelder regional- og sentralnett i økende grad bli aktuelle i distribusjonsnettet

I dette kapittelet beskrives problemstillingen med DG i distribusjonsnettet og behovet for sømløs integrasjon av DG. Kapittelet gir også en oversikt over potensialer for distribuert produksjon i Norge, hovedsakelig små vannkraftverk og vindkraft, og de viktigste lover, forskrifter og retningslinjer for integrasjon av DG.

2.1 HVA MENES MED DISTRIBUTUERT PRODUKSJON?

Distribuert produksjon (DG) kan defineres som lokale produksjonsenheter tilknyttet nettet på distribusjonsnettsnivå (mellomspenning 1 – 22 kV og lavspenning < 1 kV). Teknologier som anvendes i distribuert kraftproduksjon baserer seg i hovedsak på småskala vannkraft, små gassturbiner, vindturbiner, solceller eller brenselceller.

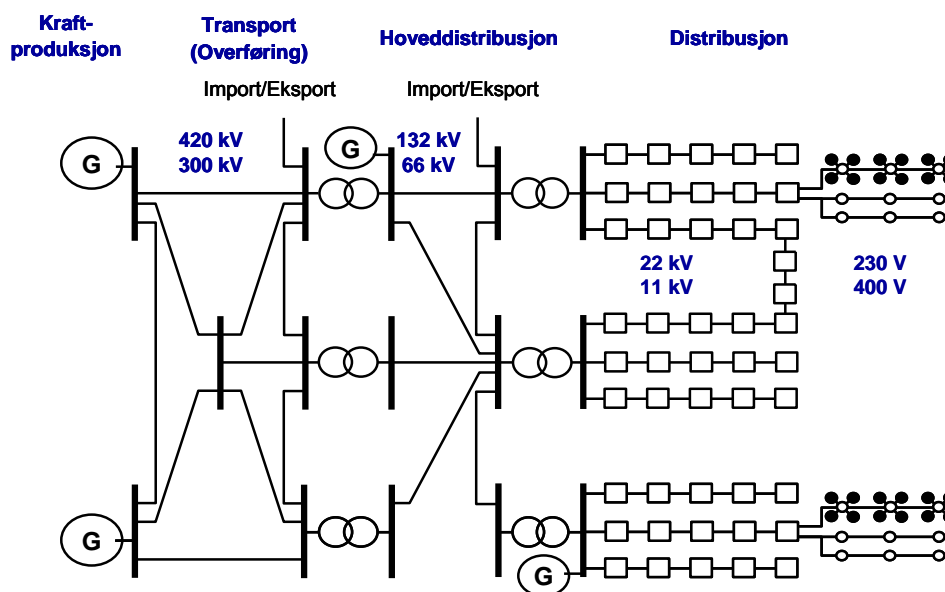
Installert ytelse til enheter som defineres som DG-enheter varierer mellom ulike land. Det kan være alt fra en nedre grense på noen få kW til en øvre grense på 50-100 MW. I Norge settes det ofte en øvre grense på 10 MW. I tillegg er ofte energilager som typisk installeres nær sluttbrukere eller nettstasjoner også inkludert i definisjonen av DG-enheter [5].

Fra et teknisk synspunkt defineres en DG-enhet som alt utstyr som kobles til/fra distribusjonsnettet ved hjelp av en og samme effektbryter (eller tilsvarende) [1]. DG-enheten omfatter generator(er) og eventuelt transformator med tilhørende apparat- og kontrollanlegg.

2.2 SØMLØS INTEGRASJON AV DISTRIBUTUERT PRODUKSJON (DG)

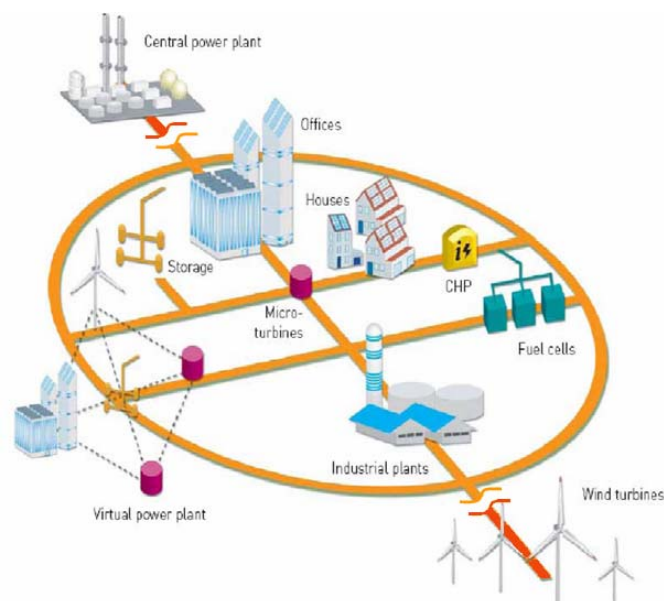
Distribusjonsnettet er utbygd over mange år og er en aldrende infrastruktur. Behovet for fornyelse og reinvesteringer forventes å øke betydelig i årene framover. Det er store potensialer for fornybar kraft og distribuert produksjon i Norge, og det foreligger mange planer for små vannkraft- og vindkraftanlegg. Dette kombinert med økende grad av elektriske biler, økt oppmerksomhet mot leveringskvalitet og fornyelsesbehovet i nettet, gir nye utfordringer og muligheter for nettplanleggingen. I overgangen fra dagens til fremtidens distribusjonsnett må det legges tilrette for integrasjon av DG samtidig som nettet utvikles og fornyes, og dette må foregå på en samfunnsøkonomisk riktig måte.

Til tross for de fordeler som distribuert produksjon kan gi mht nettap, leveringspålitelighet og utsettelse av investeringer, har nettilknytning av DG gitt opphav til nye utfordringer og problemer i distribusjonsnettet. Dagens mellom- og lavspennings distribusjonsnett er ikke designet for å ta imot DG. De er designet for radiell drift og enveis effektflyt fra transformatorstasjon til sluttbrukere. Dette er illustrert i Figur 1 som viser en stilisert skisse av kraftsystemet i Norge. Et nett kan ha begrenset kapasitet til å ta imot produksjon uten at spesielle tiltak må settes i verk. Tilknytning av produksjon til distribusjonsnettet kan kreve betydelige nettinvesteringer på tilknytningsnivået eller i overliggende nett.



Figur 1 Det norske kraftsystemet

Det er behov for en smidig overgang fra dagens "enveis" distribusjonsnett med fokus på forsyning av last til morgendagens nett der produksjon på distribusjonsnivået er like naturlig som last. Nettet må planlegges og bygges på en måte som muliggjør sømløs integrasjon av distribuert produksjon, altså en "plug and play"-situasjon for produksjonsenheter. Et aktivt distribusjonsnett som inkluderer både last og produksjon er ofte kalt "smartgrids". Se illustrasjon i Figur 2 og mer utfyllende beskrivelse i [11, 12]. Morgendagens nett kan komme til å kreve en annen nettarkitektur enn dagens radielle struktur, noe som må hensyntas i den nettplanleggingen som gjøres nå. Med denne bakgrunnen er det nødvendig å videreutvikle dagens metoder for nettplanlegging.



Figur 2 SmartGrids (fra EUs teknologiplattform) [11]

2.3 KORT OM POTENSIALET FOR DG I NORGE

Det er et betydelig potensial for utbygging av distribuert produksjon i Norge, hovedsakelig med bruk av fornybare energikilder, både på land (vind, vann, bio og avfall) og havbasert (vind, bølge og tidevann). Ressursene og dermed potensialet for utbygging av distribuert produksjon varierer mye mellom forskjellige regioner og derfor vil ikke alle områder bli påvirket på samme måte. I tillegg vil ikke alle ressursene bli utnyttet. For eksempel kan ressurser finnes seg i områder uten distribusjonsnett tilgjengelig for tilkobling, hvor lokalt forbruk er svært begrenset eller hvor ulike miljøhensyn setter begrensninger for utbyggingen.

2.3.1 Små vannkraftverk

Gitt ressursprofilen i Norge er det forventet at teknologien som i hovedsak vil bli benyttet i distribuert produksjon er småskala vannkraft.

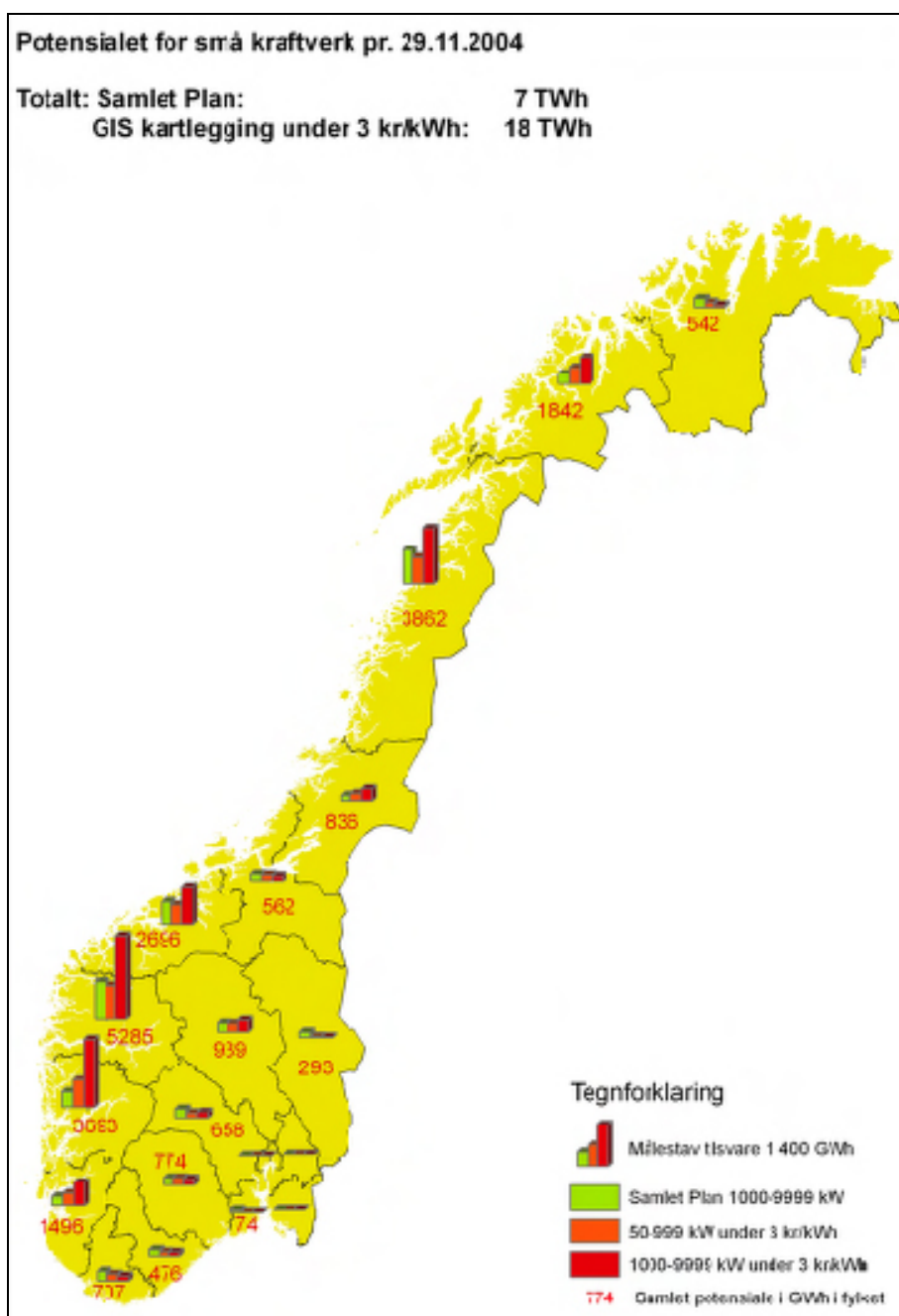
Små vannkraftverk (DG) omfatter kraftverk med installert effekt opp til 10 MW og kan deles inn i følgende undergrupper:

- Mikrokraftverk: Under 100 kW
- Minikraftverk: Fra 100 til 1000 kW
- Småkraftverk: fra 1 til 10 MW

I januar 2008 var det 800 små vannkraftverk i Norge. Disse utgjør 71 % av det totale antallet vannkraftverk, men kun 5 % av samlet installert ytelse [14].

I 2004 NVE har estimert at i Norge er potensialet for småkraft omkring 25 TWh til en investeringskostnad under 3 kr/kWh. I NVEs ressurskartlegging⁵ er også potensial med investeringskostnad mellom 3 og 5 kr/kWh inkludert og dette utgjør i overkant av 7 TWh. Basert på denne kartleggingen er restpotensialet pr.1. januar 2008 beregnet til å være på om lag 18,5 TWh [14]. Det er et teoretisk potensial hvor det ikke er tatt hensyn til miljøvirkninger og andre forhold som reduserer utbyggingsmulighetene. NVE antar at det er realistisk å realisere ca. 5 TWh av dette potensialet i løpet av en ti års periode [15].

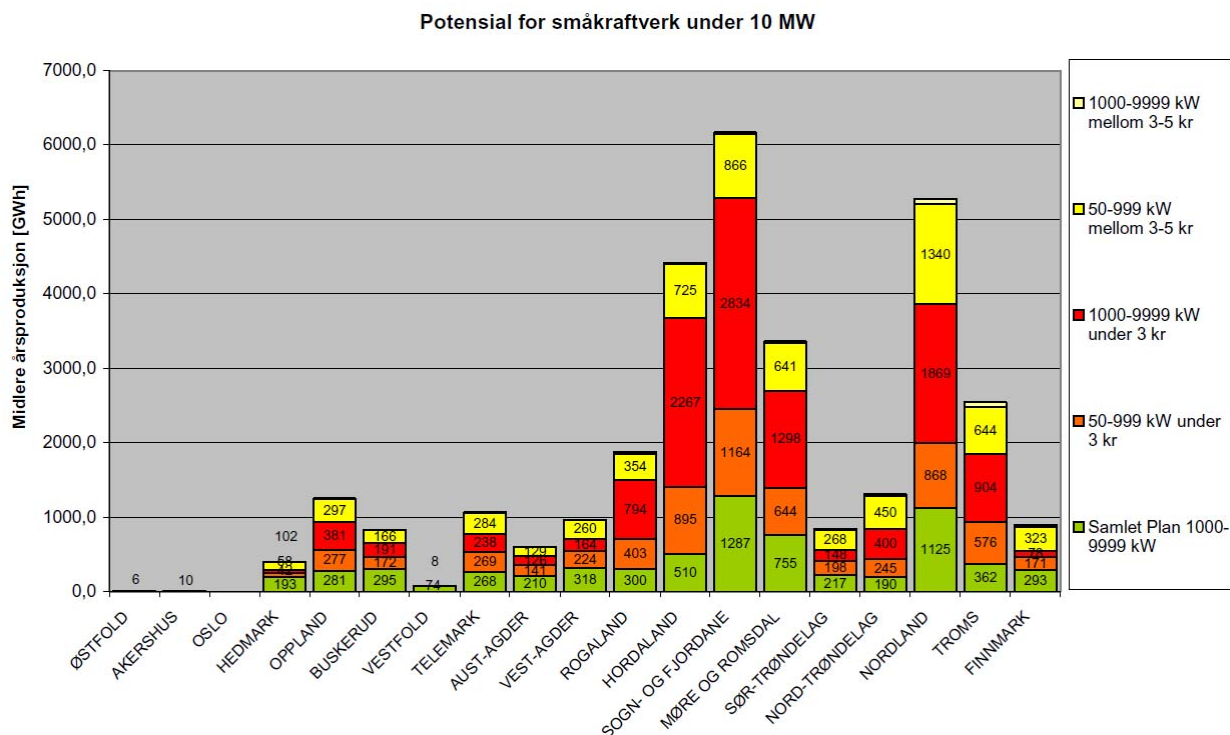
Småkraftpotensialet er vist i Figur 3 og Figur 4 nedenfor for Norge totalt, mens eksempel på potensialer fordelt innenfor et geografisk område er vist for Helgeland i Figur 5.



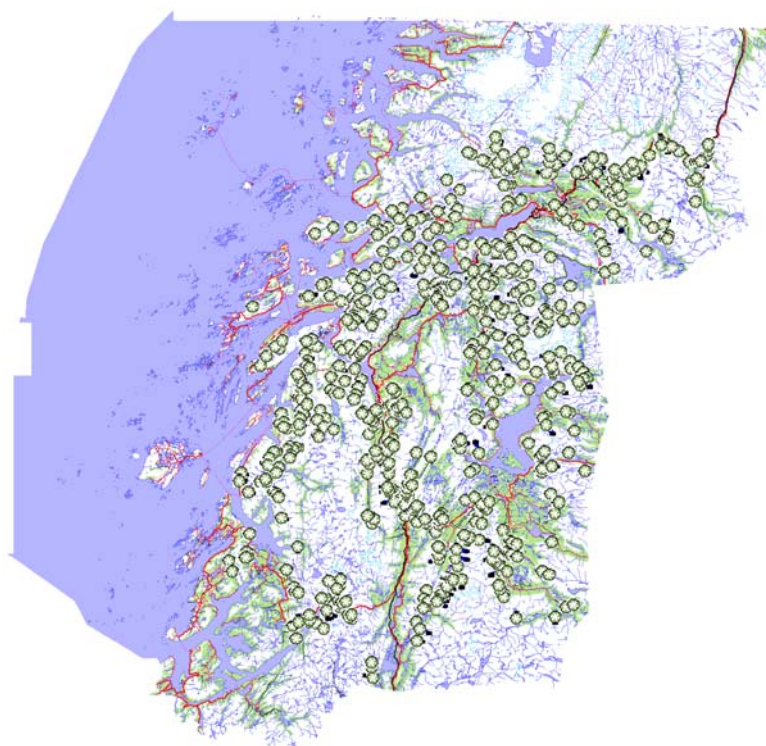
Figur 3 Potensialer for småkraft [15]

⁵ <http://www.nve.no/no/Energil/Fornybar-energi/Vannkraft/Ressurskartlegging/>

I Figur 4 er potensialet vist fordelt på fylker. De største potensialene finnes på Vestlandet og i Nord-Norge: Hordaland, Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal, Nordland og Troms. Figur 5 viser et eksempel på geografisk fordeling av småkraft-potensialet. Figuren viser at det er store potensialer for småkraft i Helgeland.



Figur 4 Fylkesfordelt potensial for småkraftverk [15]

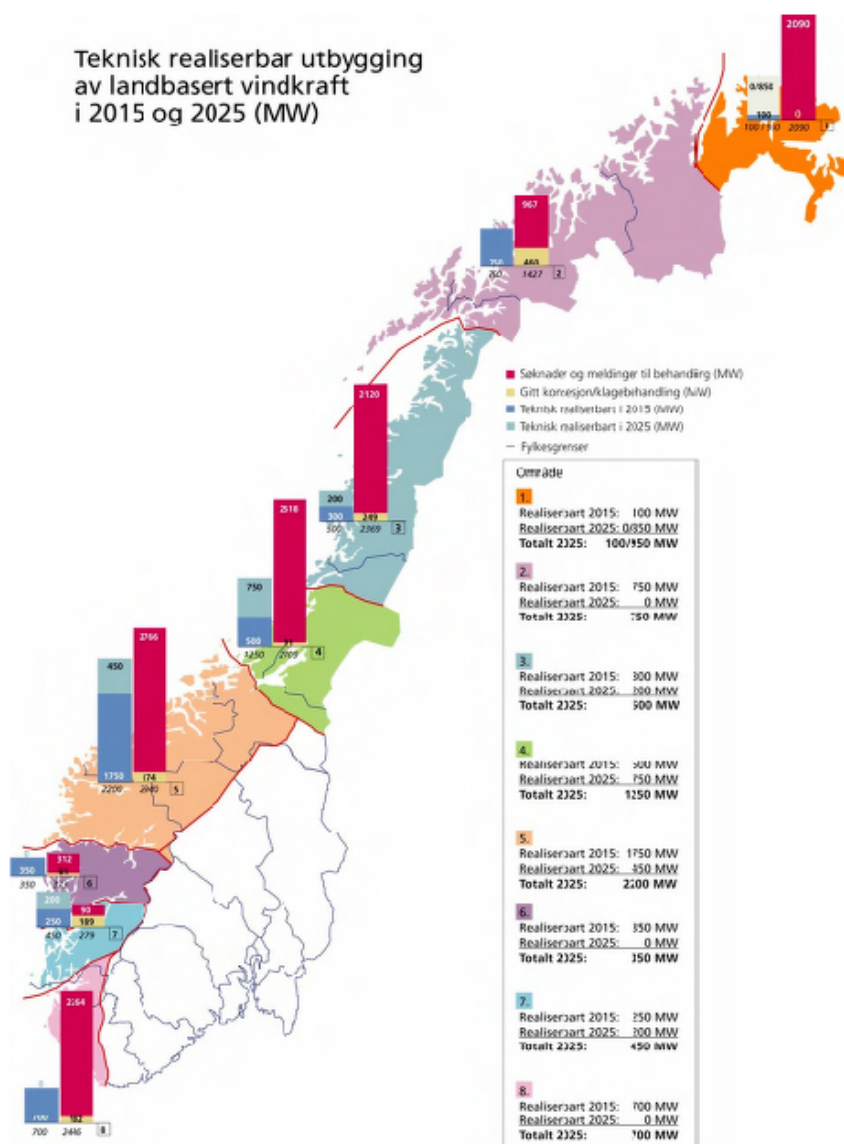


Figur 5 Eksempel fra Helgeland over potensialer for småkraft basert på NVEs ressurskartlegging (kilde: Helgelandskraft)

2.3.2 Vindkraft

Det er vanskelig å tallfeste hvor mange vindkraftverk som kommer til å bli tilknyttet distribusjonsnettet, men alle nettselskap som har nett i regioner med potensialer for utbygging av vindkraft bør inkludere dette i fremtidig nettplanlegging. Gunstige forhold i markedet og insentiver kan gjøre det mer attraktivt å investere i småskala vindkraft for sluttbrukere i fremtiden.

Med utgangspunkt i fremtidige nettførsterkninger i Statnett sin nettutviklingsplan 2008, vil det antagelig vil være mulig å bygge ut mellom 4200 MW og 4700 MW landbasert vindkraft i 2015 [9]. Mellom 2015 og 2025 anslås ytterligere utbygging av landbasert vindkraft å ligge et sted mellom 1600 MW og 2450 MW, se illustrasjon i Figur 6. Dette betyr at teknisk realiserbar vindkraftutbygging fram mot 2025 totalt vil ligge et sted mellom 5800 MW og 7150 MW. Dette representerer maksimalt 2.000 - 2.500 vindturbiner til lands i Norge [9]. De fleste landbaserte vindkraftverk forventes å komme i regionalnettet.



Figur 6 Potensialer for vindkraft i Norge [21]

2.3.3 Andre energianlegg

Andre DG-teknologier med potensial for utbygging i Norge og som det er relevant å nevne er: Mikro og småskala termiske kraftverk (CHP- Combined Heat and Power, basert på biomasse og gass), bølge- og tidevannskraft eller fremtidige solcelleinstallasjoner. Men disse teknologiene kan, per i dag, vurderes til å ha en mindre innvirkning på tilknyttet distribusjonsnett.

Det totale potensialet for bølge - og tidevannskraft ved norskekysten er anslått til henholdsvis 400 TWh/år (bølgekraft) og mindre enn 2 TWh/år (tidevannskraft)⁶. Bare en liten del av dette potensialet vil i praksis kunne utnyttes.

Solenergi blir av mange betraktet som fremtidens energikilde. Solenergi brukes per i dag (mest) til varmeformål, men bare i beskjeden grad i Norge. Fordi Norge har, pga. sin beliggenhet, dårligere forutsetninger til å utnytte solenergien enn mange andre land, er det lite sannsynlig at solenergi skal brukes i framtiden for å generere elektrisitet i stor skala. NVE Oppdragsrapport 10/2008 [7] beskriver hvilke muligheter solenergi har i Norge.

2.4 RAMMEVERK FOR INTEGRASJON AV DG: LOVER, FORSKRIFTER OG RETNINGSLINJER

Bygging og drift av en DG berøres av flere lover og forskrifter som skal sikre at hensynet til allmenne interesser blir ivaretatt. De viktigste er energiloven, vannressursloven og plan- og bygningsloven. Nettselskapet må avklare om en tilknytning av produksjon i nettet best kan løses gjennom eksisterende nett eller krever oppgraderinger/ investeringer i nettet, og eventuelt hvilke nettløsninger som skal utredes, omsøkes og investeres i. De viktigste lover og forskrifter som har betydning for integrasjon av distribuert produksjon i nettet er energiloven med tilknytningsplikt, forskrift om leveringskvalitet (FoL), forskrift om systemansvaret (FoS) samt forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF 2006) og forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg (FSE 2006).

I tillegg er det utarbeidet retningslinjer for nettilknytning av distribuert produksjon (småkraft og vindkraft). Disse er kort beskrevet i dette kapitlet.

2.4.1 Energiloven - Tilknytningsplikt

Tilknytningsplikt er innført fra 1. januar 2010, jfr. energiloven §3-4 (*Tilknytningsplikt*):

”Alle som innehar konsesjoner for nettanlegg etter dette kapittel, har plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon av elektrisk energi og nye anlegg for uttak av elektrisk energi som ikke omfattes av § 3-3, og om nødvendig investere i nettanlegg. Den samme plikten gjelder ved produksjons- og forbruksøkninger som medfører behov for investeringer i nett.

⁶ <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Andre-energianlegg/>

Plikten til å foreta nødvendige investeringer i nettanlegg etter denne bestemmelsen gjelder alle konsesjonærer der tilknytningen utløser et investeringsbehov.

Departementet kan gi unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for produksjon, dersom tiltaket ikke er samfunnsmessig rasjonelt.

Departementet kan i ekstraordinære tilfeller gi unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for forbruk”

Et nettselskap med områdekonsesjon har plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon av elektrisk energi og nye anlegg for uttak av elektrisk energi, og om nødvendig investere i nettanlegg. Plikten gjelder ved produksjons- og forbruksøkninger som medfører behov for investeringer i nett⁷.

Tilknytningsplikten gir kraftprodusenter en rett til å bli tilknyttet nettet, dersom produksjon og nett samlet sett er samfunnsmessig rasjonelt.

Tilknytningsplikten innebærer at nettselskap, dersom det ikke er kapasitet i nettet, kan bli pålagt å investere i nettløsninger. Dette vil gjelde selv om en enkelt nettinvestering isolert sett kan være bedriftsøkonomisk ulønnsom for nettselskapet, og det vil gjelde nødvendige nettanlegg fra tilknytningspunktet frem til og med sentralnettet for alle berørte nettselskap⁸.

Nettselskapene kan etter § 17-5 i forskrift av 11.mars 1999 nr. 302 fastsette et anleggsbidrag for å dekke anleggskostnader ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder⁹.

2.4.2 Forskrift om leveringskvalitet og forskrift om systemansvaret

De fleste forhold som angår leveringskvalitet mellom nettselskap og nettkunde reguleres etter forskrift om leveringskvalitet (FoL) (jf. definisjonen av relevante termer i FoL) [16]. De viktigste leveringskvalitetsfenomener av betydning for tilknytning av DG er nærmere omtalt i kap. 4.

Systemansvarlig har etter Forskrift om systemansvaret (FoS) [17] rett og plikt til å stille samordnende krav som kan gå ut over de krav nettselskapet stiller i det enkelte tilknytningspunkt. I forhold som angår flere nettselskap og som påvirker drift og utnyttelse av regional- og sentralnettet, kan systemansvarlig som følge av dette stille krav som går ut over de minstekrav som er gitt i FoL.

Dersom nettselskapet vurderer at DG kan ha en vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- og sentralnettet, skal systemansvarlig informeres om dette. Følgende forhold betraktes som vesentlige:

⁷ <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/otprp/2008-2009/otprp-nr-62-2008-2009-/8.html?id=554876>

⁸ <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/otprp/2008-2009/otprp-nr-62-2008-2009-/4/1/1.html?id=554867>

⁹ <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Innmating-av-kraft/Tilknytning-til-nettet/>

- Vesentlig endring av effektflyt i regional- og sentralnettet
- Vesentlig endring av spenningsforholdene i regional- og sentralnettet

Systemansvarlig kan fatte vedtak vedrørende produksjonsanleggenes funksjonalitet hvis dette er nødvendig. Vedtaket gjelder overfor eier av produksjonsanlegget.

FIKS - Funksjonskrav i kraftsystemet er en veileder som Statnett har utarbeidet for konsesjonærer som planlegger nye anlegg eller endringer i *eksisterende anlegg i det norske regional- og sentralnettet*, områdekonsesjonærer og eiere av *produksjonsanlegg i distribusjonsnettet som kan ha vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- og sentralnettet* [18], jfr beskrivelsen ovenfor. FIKS gir veiledning for tilknytning til nett, krav til spenningskontroll mm.

2.4.3 Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF 2006) og forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg (FSE 2006)

FEF 2006 [23] har som sin hovedhensikt å sikre at elektriske anlegg prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes slik at de sikkert ivaretar den funksjon de er tiltenkt uten å fremby fare for liv, helse eller materielle verdier. Forskriften gjelder både selve produksjonsanlegget og nettanlegget dette er tilknyttet.

For anlegg med mye distribuert produksjon er det spesielt viktig å påse at de paragrafer som omhandler håndtering av feilsituasjoner er tilfredsstilt. Dette omfatter de generelle paragrafene 2.3 Grunnleggende sikkerhetskrav ved feil og 2.11 Overvåking og kontrollsystemer, og de spesielle paragrafene for høyspenningsanlegg 4.3 Tiltak ved isolasjonsfeil i høyspenningsnettet og 4.10 Vern, kontroll og hjelpesystemer.

FSE 2006 [24] har som sin hovedhensikt å ivareta sikkerheten ved arbeid på eller nær ved samt drift av elektriske anlegg. For nett med distribuert produksjon er det viktig å påse at alle produksjonsenheter er frakoblet før det startes arbeid på et nettanlegg og at det ikke er mulig å spenningssette et anlegg det arbeides på fra en produksjonsenhet utenfor nettselskapets kontroll. Disse kravene kan komme til å påvirke hvordan blant annet bryterarrangementer må bygges og styres.

2.4.4 Retningslinjer for tilknytning av distribuert produksjon (små vannkraftverk og vindkraft)

Tekniske retningslinjer er et hjelpemiddel for å oppnå at produksjonsenheter tilfredsstiller nødvendige kvalitetskrav. I dag finnes det ingen felles norske eller europeiske retningslinjer for tilknytning av produksjon i distribusjonsnettet. Imidlertid er det utarbeidet retningslinjer for tilknytning av vindkraft [19] og tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, i distribusjonsnettet [1]. Disse rapportene beskriver en rekke forhold som har betydning ved tilknytning av DG.

I den førstnevnte rapporten defineres ulike parametere som har betydning for nettilknytning av vindkraftverk bestående av en eller flere vindturbiner med tilkobling til distribusjons- regional- og sentralnett, og det beskrives hvordan disse parametrene kan hensyntas i dimensjonering av tilknytningen. Dette omfatter faktorer som termisk grenselast, tapsforhold og spenningskvalitet. Den andre rapporten beskriver forhold som berører personsikkerhet og spenningskvalitet, primært for tilknytning av store vannkraftverk med synkron- eller asynkrongenerator i distribusjonsnettet.

3 ERFARING MED DISTRIBUTERT PRODUKSJON I NORGE

Produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnettet eksisterer i mange regioner i Norge. Mange nettselskaper har flere års erfaring med både å planlegge og drifte distribusjonsnett med distribuert produksjon. Dette omfatter imidlertid i hovedsak enkeltstående anlegg.

Den økende interessen for å bygge ut distribuert produksjon (som beskrevet i kapittel 2) er forventet å skape nye utfordringer for nettselskaper i områder med utviklingspotensial for distribuert produksjon. Nye DG-enheter vil kunne komme i områder som allerede har høy grad av distribuert produksjon, i nett uten noen produksjon fra tidligere eller i områder uten nett.

Dette kapittelet fokuserer på utfordringer som nettselskaper med eller uten erfaring med DG vil kunne møte i forbindelse med økt utbygging av distribuert produksjon, og det gis eksempler fra to nettselskaper i områder der det foreligger mange planer for småkraftverk.

Forskrift om leveringskvalitet har i første rekke medført at nettselskapene tar spenningsproblematikk i forbindelse DG mer på alvor. Det er også en rekke andre tekniske utfordringer og utfordringer knyttet til økonomisk regulering, og det er utfordringer innenfor planlegging og beslutningsstøtte. Videre hevdes det at elkraftteknisk kompetanse og kvalifikasjoner for å håndtere integrasjon av distribuert produksjon er mangelvare hos både nettselskaper, utbygger og konsulenter (spesielt i forbindelse med verninnstillinger).

3.1 UTFORDRINGER MED DISTRIBUTERT PRODUKSJON

Utfordringer som er listet opp i dette kapittelet er dels basert på presentasjoner og innspill fra workshop ”Distribuert produksjon og fremtidens distribusjonsnett (SmartGrids) i Norge¹⁰” i mai 2009 og dels fra diskusjoner i møte med bedriftene i OiDG-prosjektet.

3.1.1 Tekniske utfordringer

- Problemer med å få utbyggerne med på de krav som stilles i en del tilfeller
- Utbyggerne ønsker at man kjører nettet hardere
- Får gjerne spenningsstigningsproblemer med småkraft - sjelden termiske problemer
- Småsignalstabilitet: Alle DG-enheter skal klare å operere i nettet under normale driftsforhold, men enkelte har problemer med å rampe opp til full effekt
- Transient stabilitet: Krav til å takle en dimensjonerende feil (se f.eks FIKS)
- Pålitelighet: DG er kilde til avbrudd pga feil verninnstillinger, feil i enheten selv, kapasitetsproblemer osv.
- Er det aktuelt å tilpasse nettet for kontrollert øydrift? Hvem skal ta den investeringen som er nødvendig?

¹⁰ Distribuert produksjon og fremtidens distribusjonsnett (SmartGrids) i Norge, workshop, SINTEF Energi, 28. mai 2009

- Avregningstekniske forhold kan også være viktig mht tekniske løsninger: Målere og plassering av disse, kvalitet og tariffing. Det kan endre seg over tid hvordan dette virker inn. De tekniske løsningene må være robuste overfor slike forhold også.
- Vern, kraftproduksjon og samspill mellom kraftstasjoner (behov for kommunikasjon mellom vern): Kan AMS og kommunikasjonsløsninger bidra her? Krav til målersamband?
- Behov for utstyr for fjernstyrt kobling i tilknytningspunktet. Hva kan nettselskapet kreve av utbygger, hvem skal ha kontroll over bryteren og hvordan fordeles kostnader.

3.1.2 Utfordringer knyttet til økonomiske/lovmessige reguleringer:

- Hvordan fordele kostnader knyttet til nettilknytning, reinvesteringer og kapasitetsøkning.
- Hvordan beregne nytteverdier i forhold til kostnader (for nettet) relatert til distribuert produksjon
- Inntektsrammeregulering, forbrukerrettigheter, detaljerte forskrifter og NVEs ordning med å avgjøre praksis gjennom klagesaker oppfattes som hindre på veien
- Fordeling av nettkapasitet og kostnader/anleggsbidrag ("Først-til-mølla"?)
- Hvilken risiko skal nettselskapene ta mhp nettutbygging
- Hele investeringen for nett som allerede er fullt utnyttet bør ikke lempes over på kraftutbyggerne
- Hvem som skal bære kostnadene ved omlegging av energisystemet er et fordelingsproblem

3.1.3 Planleggingsutfordringer

- Behov for ombygging eller tilleggsutrustning ved endringer i nettet og når flere produksjonsenheter kobles til i samme nett
- Ingen felles retningslinjer – ulike løsninger blant nettselskapene
- Mangel på planleggingsmetodikk og retningslinjer for kort- og langtidsplanlegging av nett med distribuert produksjon
- Utfordrende for nettselskap å sette fornuftige krav til integrasjon av distribuert produksjon uten tilstrekkelig planleggingsmetodikk
- Bygge ut nett for produksjon i stedet for forbruk: Dette matcher utløpstiden på nettet. Foruten behovet for å tilknytte DG er det behov for økt reserve mellom transformatorstasjoner, og disse tre forhold kan ses i sammenheng. F.eks. vurdere forsterkninger i.f.m. reinvesteringer.
- Mikro kraftproduksjon vil komme mer og mer i lavspenningsnett. Planleggingsmetodikk må også kunne håndtere dette
- Kapasitet: Gjelder ikke bare i innmatingspunkt. Selv om det er tilstrekkelig kapasitet i distribusjonsnettet, møter man flaskehalser i regionalnettet, evt. i sentralnettet. Småkraft er et typisk distribusjonsnettsproblem, mens vindparker er et regionalnettsproblem. Disse må i økende grad ses i sammenheng
- Til dels betydelig risiko (usikkerhet) i forbindelse med framtidig utvikling mht DG. Langtidsplanlegging av nett er utfordrende
- Nettselskapene må forholde seg til mange utstyrsleverandører og løsninger - og spesielt er problematisk å få dokumentasjon - driftsdiagram for generator for eksempel
- Må se på samspill mellom ulike teknologier: Småkraft, vind, sol m.fl. Hvordan supplerer disse hverandre mht de ulike spenningskvalitetsfenomenene?

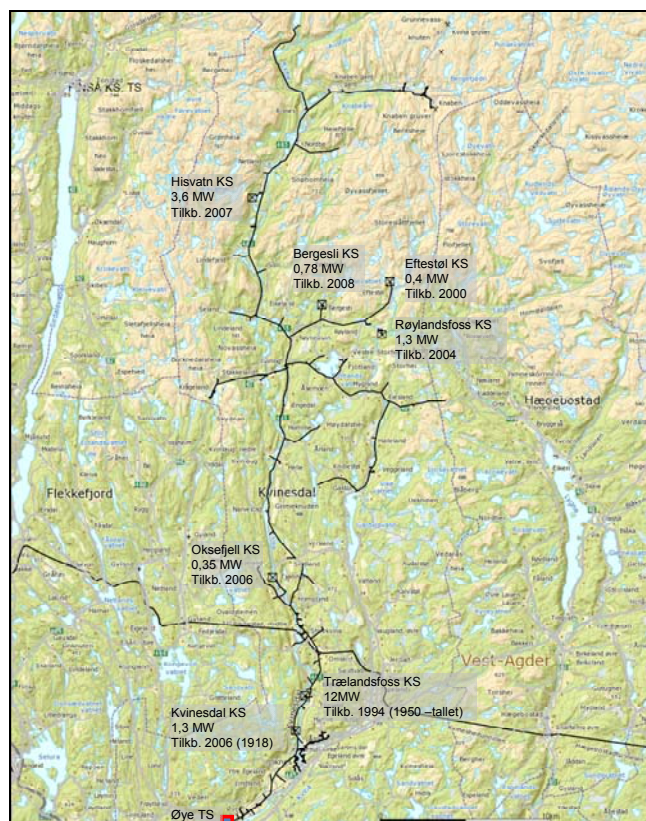
- Spenningskvalitetsanalyser nødvendig mht kombinasjon av lav last og høy produksjon, ved flere DG langs en radial osv.
- Tradisjonelle nettberegningsverktøy holder ikke mål til dette formålet, må inn med dynamiske analyser, spenningskvalitetsmålinger/-simuleringer osv.

3.2 EKSEMPLER/CASE FRA TO NETTSELSKAPER

I dette kapittelet beskrives kort eksempler fra to av nettselskapene som deltar i OiDG-prosjektet: Agder Energi Nett (AEN) og Nord-Trøndelag Everk Nett (NTE Nett). Eksempelene omhandler henholdsvis Øie - Kvinesdal-nettet i Agder og Snåsa-nettet i Nord-Trøndelag. Disse casene er tidligere benyttet til en del analyser i Distribusjonsnett 2020-prosjektet¹¹. For Øie - Kvinesdal-nettet sin del anses nettet å være fullt, dvs det har ikke kapasitet for tilknytning av flere DG-enheter. I Snåsa ligger det imidlertid til rette for å tilknytte flere anlegg. I tillegg til disse eksemplene er det tatt med et eksempel på et område (NTE, Namsskogan) der det er mange planer for småkraftverk, men hvor det i dag ikke finnes nett.

3.2.1 Agder Energi Nett: Øye – Kvinesdal

Øye-Kvinesdal-nettet er vist i Figur 7. Det er syv småkraftverk i dette nettet i dag. De to første ble idriftsatt i henholdsvis 1918 og på 1950-tallet og senere oppgradert, mens de fem øvrige er idriftsatt i perioden 2000 – 2008.



Figur 7 Øye-Kvinesdal-nettet (kilde: Agder Energi Nett)

¹¹ http://www.energy.sintef.no/Prosjekt/Distribution_2020/

Maksimallast i nettet er 12 MW som mates inn fra Øye transformatorstasjon nederst i kartet vist i Figur 7. Størsteparten av lasten er nær denne stasjonen, bestående av noe industri, forøvrig mest husholdninger og fritidsboliger. Radialens lengde er ca 58 km, mens total lengde på nettet er 146 km inkl. avgreininger. Den første delen av radialen fra Øye transformatorstasjon består av FeAl 120 kraftledning som går over i FeAl 50 (ved Kvinlog) før de fire småkraftanleggene øverst i kartet.

De problemstillinger AEN har erfart i dette området er som følger:

- Lav spenning ytterst på avgangen i tunglastsituasjoner uten produksjon
- Stor spenningsvariasjon mellom tunglast uten produksjon og lettlast med mye produksjon
- Ny driftskobling under planlegging/prøving
- Generator i Hisvatn kraftstasjon tilfredstilte ikke krav til $\tan \phi$ (-0,48)
- Har installert 2 X 0,65 MVAR reaktorer (spoler) for å oppnå tilfredsstillende $\tan \phi$ (-0,48).
- Ikke kapasitet til økt småkraftproduksjon. Begrensninger i både 22/110 kV transformator og 22 kV ledningsnett (spenningsvariasjoner)

I en pågående analyse revurderes spenningsgrensene for å se om endringer bør gjøres i eksisterende kraftstasjoner for å oppnå bedre spenningskvalitet i nettet.

Det foreligger planer og søknader for seks nye småkraftanlegg i dette nettet. Med de syv DG-enhetene som er idrift i dag tilfredsstilles kravene i FoL, men spenningsvariasjoner og mangel på transformorkapasitet tilsier at det ikke er plass til flere uten forsterkning av nettet og økt transformorkapasitet. Eventuell nettfosterkning må ses i sammenheng med foreliggende planer for vindparker (regionalnettet) og utvidelser/oppgradering i 300 kV-nettet.

3.2.2 Nord-Trøndelag Everk Nett: Snåsa og Namsskogan

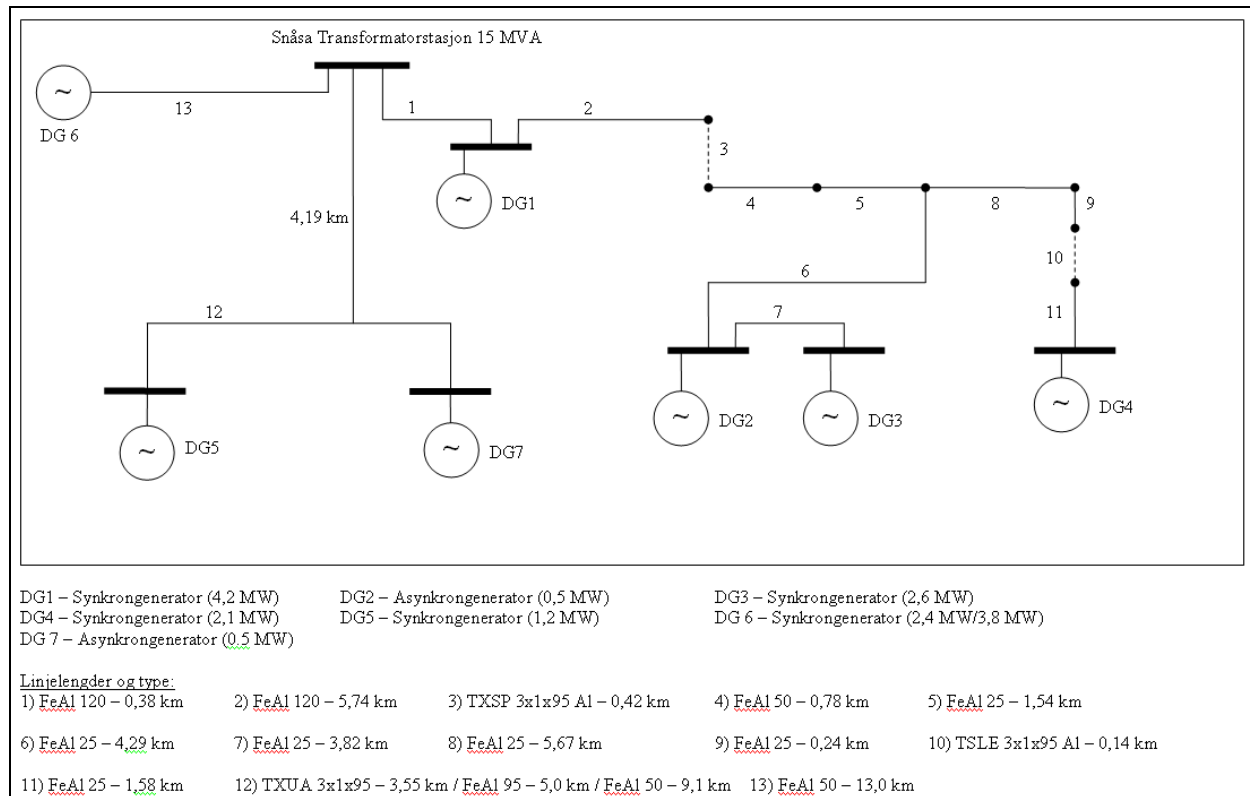
Snåsa-nettet er vist geografisk i **Error! Reference source not found.** og som enlinjeskjema i Figur 8 med data for DG-enheter, linjelender og tverrsnitt.

Snåsa transformatorstasjon har en 15 MVA transformator, og total belastning i Snåsa er 6,4 MW og 0,7 MVAR. Belastningen er fordelt på tre avganger:

- Snåsa-22SN1 (sentrum), lengde 32 km: 3,8 MW, 0,6 MVAR
- Snåsa-22SN2, lengde 36 km: 2,5 MW, 0,2 MVAR
- Snåsa-22KV1, lengde 13 km: 0,2 MW, -0,1 MVAR

Som Figur 8 viser foreligger det planer for syv småkraftverk, der ett er i drift (Gravbrøtfoss 2,1 MW) mens det forventes snarlig oppstart av ett annet (Bruvollrelva 4,2 MW). I tillegg til disse to er det altså planlagt utbygd fem kraftverk til med totalt 8,3 MW. I sum blir det en produksjonskapasitet på 14,6 MW.

Det er ingen problemer i dette nettet foreløpig, men det er en utfordring for NTE Nett å vite hvor mange av de planlagte kraftverkene som kommer med tanke på eventuelle nettfosterkninger.

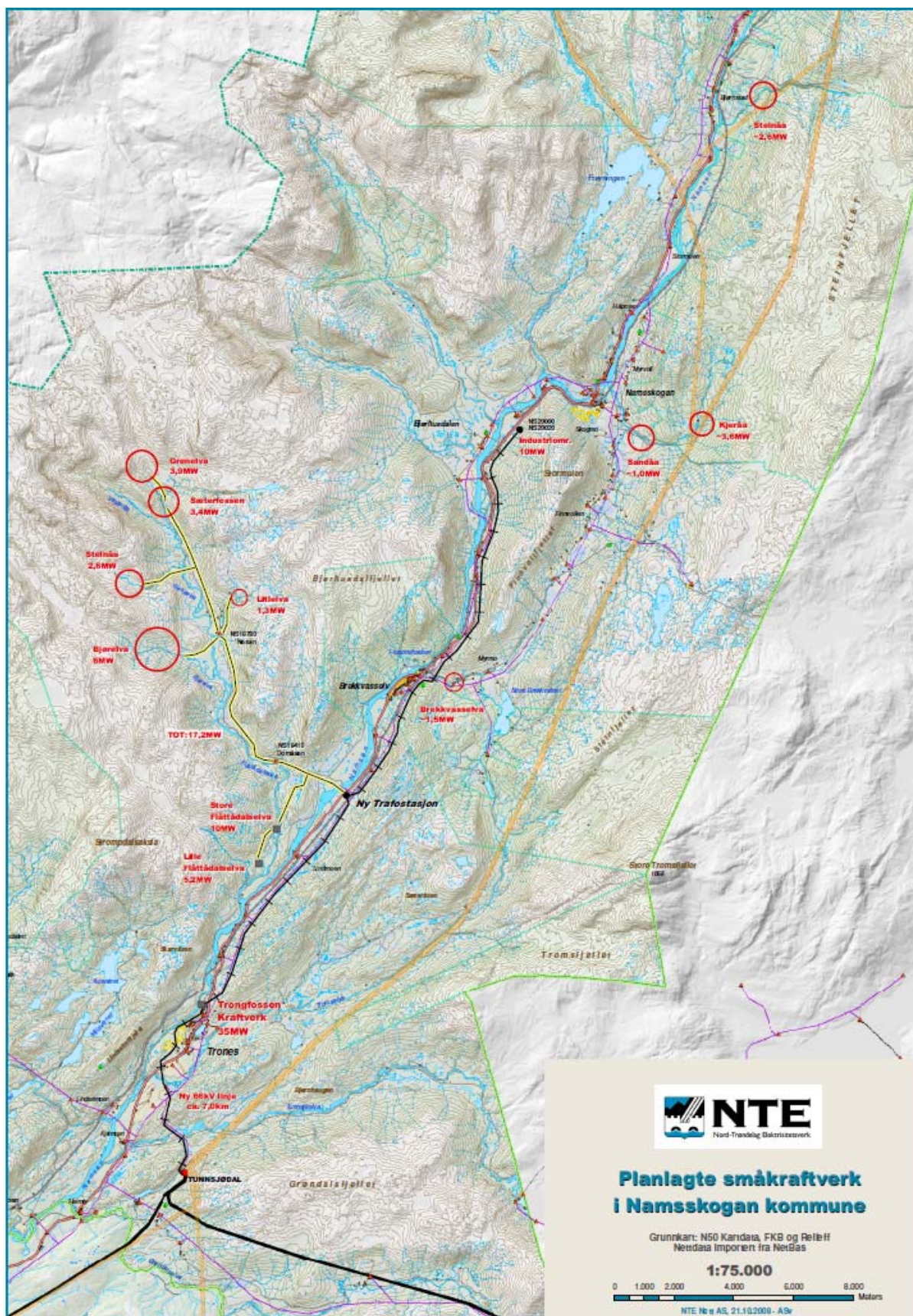


Figur 8 Snåsa-nettet enlinjeskjema (kilde: NTE)

NTE har hatt kontakt med utbyggere av småkraft om prosjekter i sitt forsyningsområde som i sum utgjør ca 220 MW. Mye vil komme i svake nett hvor selv mindre prosjekt kan få stor påvirkning på nettet. Eksisterende distribusjonsnett er bygd for forbruk og ikke med tanke på produksjon. Store deler av potensialene for småkraft (og vind) finnes i områder uten folk og nett. Et eksempel på dette er Namsskogan:

De største potensialene i NTEs forsyningsområdet finnes i Namsskogan hvor det foreligger planer for småkraftverk for totalt 74 MW. Figur 9 nedenfor viser en oversikt over planene for DG i Namsskogan. Dersom disse planene skal realiseres må både regionalnettet og distribusjonsnettet utvides. Dette innebærer store utfordringer for nettplanleggingen: Hva kommer av distribuert produksjon, hvor kommer det og når? Svarene på disse spørsmålene avhenger både av konsesjonsbehandlingen hos NVE og av de ulike utbyggerne.

For Namsskogan kommune og utviklingen av kraftnettet her er det også av stor betydning hvorvidt det blir noe av en planlagt etablering av et foredlingsverk for aplitt i dette området eller om dette verket velger etablering i Namsos eller i Helgeland. Videre foreligger det store vindkraftplaner i området. Alle disse elementene må ses i sammenheng når nettet skal utvikles.



Figur 9 Planlagte småkraftverk i Namsskogan (kilde: NTE)

3.3 HVLKE NETTANALYSER GJØRES I DAG VED NETTILKNYTNING AV DG?

Når nettselskapene vurderer nettilknytning av distribuert produksjon i dag er det vanlig å gjennomføre stasjonære analyser av lastflyt og kortslutningsforhold. Dersom det er behov for analyser utover dette, som for eksempel dynamiske-/stabilitetsanalyser og i forbindelse med vernplanlegging, er det vanlig å leie konsulenter til dette. Det å eie og bruke programvare for mer spesialiserte analyser vurderer mange nettselskaper til å være kostnadskrevende, og de overlater derfor dette i større grad til konsulenter.

Analyser av leveringspålitelighet i forbindelse med DG ser ut til å være fraværende i nettselskapene i dag. Det samme gjelder risiko- og life cycle cost- (LCC-) analyser for denne problemstillingen.

Nettselskapene gjør imidlertid spenningsanalyser og setter spesifikke krav til kraftverkene for å overholde FoL. Eksempler på hvordan dette gjøres er gitt nedenfor for henholdsvis Agder Energi Nett (AEN) og NTE Nett:

AEN:

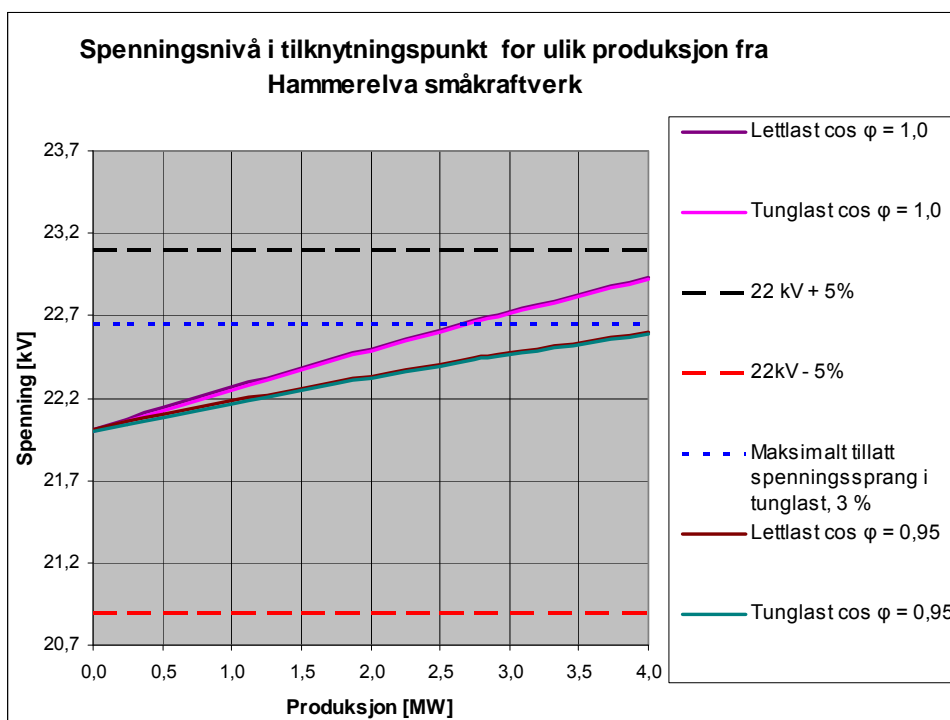
AEN gjennomfører lastflytanalyser for kombinasjonene lav last og høy produksjon, og høy last men lav produksjon. En tommelfingerregel er at spenningsdifferansen mellom disse ikke skal overstige 7 %, og dette brukes som utgangspunkt for å sette spenningsgrenser. I tillegg settes krav til effektfaktor i et bånd, som f.eks. $-0,33 < \tan \varphi < 0,48$, og det settes krav til at stasjonære og maksimale spenningsprang ved utkobling skal være maks henholdsvis 3 og 5 %. Maks tillatt antall pr. døgn er 3.

AEN har også utarbeidet dokumentet Kontrakt og AvtaleForhold for Innmatingskunder (KAFFI) som i tillegg til tekniske krav også inneholder dokumenter som regulerer tilknytning og drift av kraftverk i AENs distribusjonsnett

NTE:

NTE har et sett av krav i tilknytningspunktet, blant annet at 22 kV +/- 5 % skal overholdes og at inn-/utkobling ikke skal gi spenningsprang over 4 %. Videre settes det krav til effektfaktor ($\cos \varphi$) lik 1.0. Figur 10 viser et eksempel på spenningsnivå for et småkraftverk beregnet som funksjon av produksjonen. Spenningsgrensene er vist i samme figur.

NTE etablerer også høyspenningsmåling og effektbryter med tilhørende vern og fjernstyring i tilknytningspunktet for DG.



Figur 10 Eksempel på beregning av spenningsnivå som funksjon av produksjon (kilde: NTE Nett)

4 TEKNISKE UTFORDRINGER MED TILKNYTNING AV DISTRIBUERT PRODUKSJON

Tradisjonelt er distribusjonsnettet i Norge drevet radielt med kun forbrukskunder og en klart definert effektflyt. Innmating av effekt i distribusjonsnettet medfører store endringer ved at effekten kan flyte i begge retninger, spesielt i en feilsituasjon. I tillegg vil spenningsforholdene på avgangen endres noe som kan føre til at nettselskapene kan få problemer med å overholde Forskrift om leveringskvalitet i kraftnettet (FoL) for sluttbrukerne tilknyttet den aktuelle avgangen. Introduksjon av distribuert produksjon fører til at forholdene for linjevern endres og at uønsket øydrift kan oppstå. Et nett har begrenset kapasitet til å ta imot produksjon uten at spesielle tiltak må settes i verk.

De største tekniske utfordringene med tilknytning av DG er beskrevet i dette kapitlet. Disse er:

- spenningskvalitet
 - a. stasjonære spenningsforhold
 - b. spenningsprang og hurtige spenningsvariasjoner
 - c. over- og interharmoniske spenninger og strømmer
 - d. ubalanse
- termiske påkjenninger
- stabilitetsforhold
 - a. småsignal stabilitet
 - b. transient stabilitet
 - c. spenningsregulering og reaktiv effektflyt
- vern og bryterforhold
 - a. rask og sikker utløsning
 - b. selektivitet mellom vern
 - c. øydriftsdetektering
- leveringspålitelighet

Beskrivelsen er i stor grad basert på resultater fra prosjektet Distribusjonsnett 2020¹² (D2020).

4.1 SPENNINGSKVALITET

Avhengig av energikilden og teknologien som anvendes for å konvertere energien til elektrisitet vil nettilknytning av distribuert produksjon kunne medføre en rekke problemer som, dersom de ikke adresseres korrekt, vil kunne bidra til redusert spenningskvalitet i nettet. Den reduserte spenningskvaliteten vil kunne forplante seg til sluttbrukere tilknyttet det aktuelle nettet og kan føre til at nettselskapet kan få problemer med å overholde sine forpliktelser i henhold til FoL.

Følgende problemer kan oppstå i forbindelse med tilknytning av distribuert produksjon og er beskrevet mer detaljert nedenfor: variasjoner i spenningens effektivverdi, flimmer, over- og interharmoniske spenninger, ubalanse og forstyrrelser for kommunikasjonssystemer (PLS) [3].

¹² http://www.energy.sintef.no/Prosjekt/Distribution_2020/

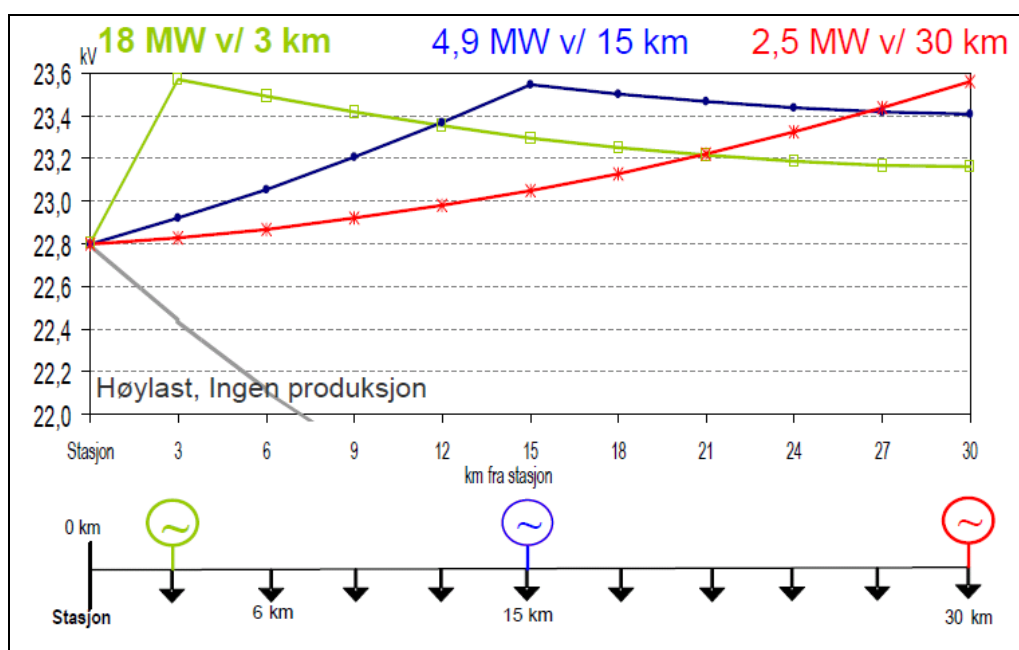
Innvirkningen fra disse fenomenene avhenger i stor grad av tilgjengelig kortslutningsytelse i tilknytningspunktet for DG-enheten. I svake nett vil derfor disse fenomenene kunne være de begrensende faktorene som bestemmer antallet og størrelsen på DG-enhetene som kan kobles til nettet. Innvirkningen avhenger også av teknologien som anvendes, spesielt for selve nettilknytningen; for eksempel kan tilkoblinger ved hjelp av kraftelektronikk begrense spenningsvariasjoner eller flimrer, men kan føre til økt nivå av harmoniske spenninger.

4.1.1 Stasjonære spenningsforhold

Nettselskapene må sette grenser for laveste og høyeste tillatte stasjonære spenning i ulike punkt i nettet. Grensene vil variere med tilknytningspunktet og være avhengige av normale last - og produksjonsvariasjoner. Ved beregning av disse må det tas hensyn til spenningsfall i lavspenningsnettet. Høylast og null produksjon vil gi laveste linjespenning mens lavlast med full produksjon gir høyeste linjespenning. Høyeste tillatte linjespenning kan sette begrensinger for hvor mye aktiv effekt en produsent kan mate inn i nettet.

Stasjonær spenningsstigning i lettlast med full produksjon er ett av problemene som nettselskap i dag opplever ofte i forbindelse med introduksjon av produksjon i distribusjonsnettet. Det meste av distribuert produksjon i Norge i dag er basert på småskala vannkraft uten stor magasinkapasitet. Disse kraftverkene produserer tradisjonelt mest under snøsmeltingen om våren og minst når lasten er størst på vinteren.

Figur 11 viser en eksempelskisse utarbeidet i prosjektet 'Distribusjonsnett 2020' for å illustrere spenningsstigning utover en distribusjonsnettsradial som følge av integrasjon av distribuert produksjon. Figuren viser også hvordan spenningsprofilen er avhengig av hvor produksjonen kommer inn.

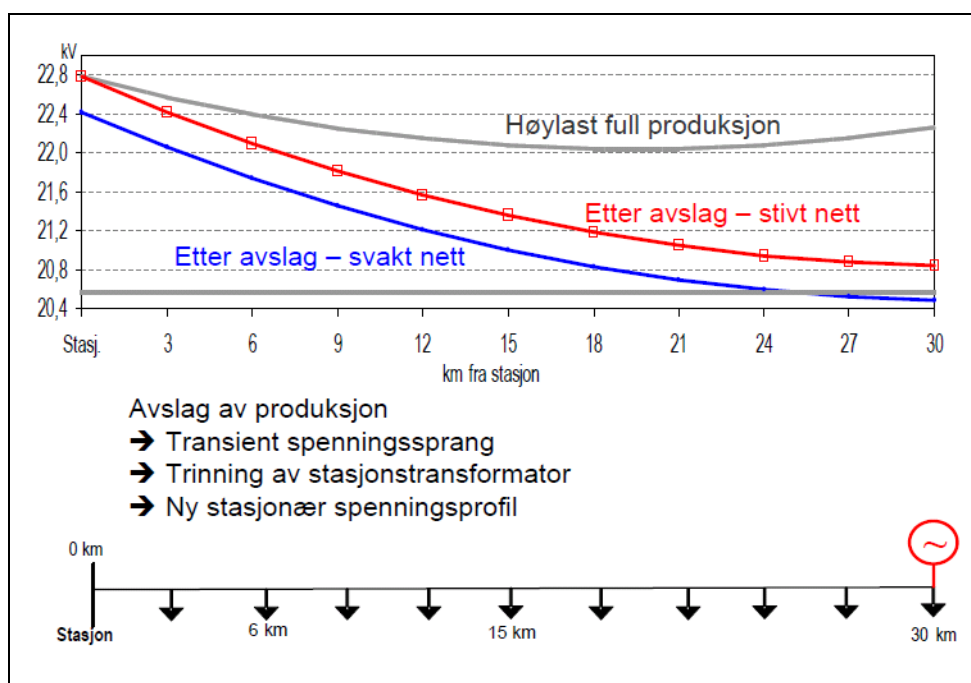


Figur 11 Samme maksimumsspenning - Ulik produksjon [D2020]

4.1.2 Spenningsprang og hurtige spenningsvariasjoner

Nettilknytning av enkelte typer kraftproduksjon til distribusjonsnettet kan føre til flimmer og spenningsvariasjoner av flere ulike årsaker. Dette er spesielt tilfelle ved fornybare energikilder som karakteriseres av høy variasjon i generert effekt og har en stokastisk natur som for eksempel vindturbiner.

I enkelte tilfeller kan innkobling og/eller utkobling av distribuerte produksjonsenheter føre til spenningsprang. Dette kan for eksempel gjelde ved innkobling av asynkrongeneratorer (direktstart). Antallet spenningsprang generert av en produksjonsenhet vil i stor grad avhenge av driftsmønsteret til den aktuelle enheten. Figur 12 viser spenningspranget som vil oppstå ved plutselig utkobling av en produksjonsenhet på 3 MW plassert på enden av en 30 km avgang. Skissen er utarbeidet i prosjektet 'Distribusjonsnett 2020'.



Figur 12 Sprang i spenning ved avslag av 3 MW i enden av avgang [D2020]

4.1.3 Over- og interharmoniske strømmer og spenninger

Introduksjon av distribuert produksjon kan i enkelte tilfeller føre til et økt nivå av over- og interharmoniske strømmer og spenninger i det aktuelle nettet. Dette gjelder først og fremst for distribuert produksjon som knyttes til nettet ved hjelp av kraftelektronikk.

4.1.4 Ubalanse

Vanligvis er det énfase kraftproduksjon som resulterer i ubalanse utenfor grensene spesifisert i Forskrift om Leveringskvalitet. Dette vil først og fremst kunne bli et problem i lavspenningsnettet og bare i det aktuelle lavspenningsnettet som produksjonen er tilknyttet. Størrelsen på den aktuelle DG-enheten vil være med å avgjøre hvor stor ubalansen blir.

4.2 TERMISKE PÅKJENNINGER

Effekt levert fra en DG-enhet kan føre til økte strømmer i det tilknyttede distribusjonsnettet avhengig av hvor i nettet enheten er tilkoblet og størrelsen på installasjonen. Det er spesielt i tilfeller hvor DG-enhetens maksimale produksjon er større enn samlet maksimumslast etter tilknytningspunktet at termiske grenseverdier kan brytes. Analyser må derfor gjennomføres for å undersøke at ikke strømmen gjennom de ulike nettkomponentene overstiger termiske grenseverdier.

I enkelte tilfeller kan store DG-enheter eller mange DG-enheter i distribusjonsnettet føre til at overliggende nett også blir påvirket. Innvirkning på overføringsnettet må derfor også inkluderes i analyser.

4.3 STABILITETSFORHOLD

4.3.1 Småsignal stabilitet

Alle produksjonsenheter som tilknyttes kraftsystemet skal være stasjonært stabile. For en DG-enhet vil dette innebære at generatoren (med tilhørende utrustning) ikke bidrar til ustabilitet i distribusjonsnettet som følge av normale lastendringer. Dette innebærer at alle elektromekaniske svingninger som oppstår som følge av små forstyrrelser i nettet må være godt dempet og at generatoren returnerer hurtig til opprinnelig stabil tilstand [1].

En DG-enhets evne til å være stabil under normale driftsforhold avhenger av generatorparametere, regulatorinnstillinger og tilknyttet nett. For å kunne analysere hvordan generatoren vil oppføre seg under små endringer i nettet er det nødvendig å ha disse dataene tilgjengelig.

4.3.2 Transient stabilitet

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.

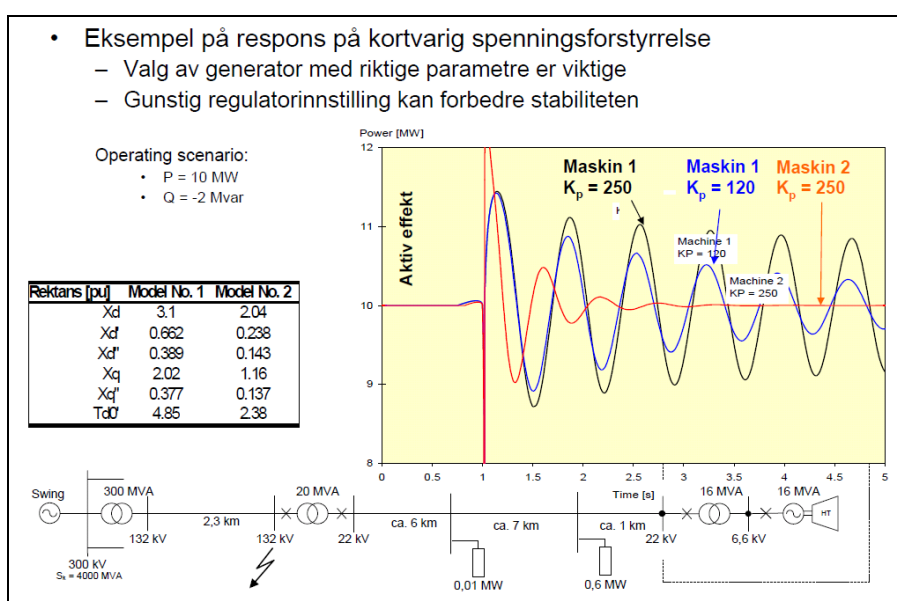
En DG-enhets treghetsmoment og feilklareringstiden i nettet vil være de faktorene som i størst grad påvirker enhetens evne til å være transient stabil.

Ifølge [1] skal ingen DG-enheter være årsak til ustabilitet i distribusjonsnettet som følge av en klarering av en trefase feil på en naboradial. DG-enheter med aktiv effektproduksjon over 500 kW skal heller ikke miste synkronisme som følge av en slik feil.

Dimensjonerende spenningsreduksjon og klareringstid skal oppgis av nettselskapet.

For å avgjøre om en aktuell DG-enhet vil klare å kjøre gjennom en slik feil uten å miste synkronisme må det utføres dynamiske analyser. En er da avhengig av å ha tilgang på data for generator, regulator og tilknyttet nett. Dersom det er andre DG-enheter i samme område vil det være nødvendig å ha tilsvarende data for disse.

Figur 13 viser en transient stabilitetsanalyse som er gjort i prosjektet 'Distribusjonsnett 2020' for en DG-enhet. Resultatene illustrerer hvordan responsen til synkrongeneratoren ved feil på høyspenningssiden av transformatorstasjonen opp til regionalnettsnivå avhenger av maskinparametere og regulatorinnstillinger.



Figur 13 Transient stabilitet for synkrongenerator [D2020]

4.3.3 Spenningsregulering og reaktiv effektflyt

De fleste produksjonsenheter som tilknyttes distribusjonsnettet i Norge i dag er basert på småskala vannkraft og mange av disse produksjonsenhetene benytter synkronmaskiner som generatorer. Synkrongeneratorer over en viss størrelse bør være utstyrt med automatisk spenningsregulering [1].

Analyser utført i prosjektet "Distribusjonsnett 2020" viser at en kan forbedre spenningsforholdene utover en radial ved å kjøre en eller flere av kraftverkene tilkoblet radialen i automatisk spenningsregulering i stedet for å kjøre samtlige med konstant effektfaktor. Dette gjør at den aktuelle radialen får kapasitet til å ta imot større mengder aktiv effekt før spenningsgrensene brytes [22].

Vanligvis foretas spenningsregulering i distribusjonsnettet ved hjelp av automatiske trinnkoblere plassert i overliggende transformatorstasjon. Drift med en eller flere generatorer som opererer i automatisk spenningsregulering i et distribusjonsnett vil dermed føre til økt kompleksitet og man

kan risikere ustabilitet dersom innstillingene ikke er korrekte. Drift i automatisk spenningsregulering vil også ofte føre til økt flyt av reaktiv effekt i nettet. Dette kan igjen føre til at de totale tapene i nettet øker [22].

4.4 VERN OG BRYTERFORHOLD

Under feilsituasjoner i nettet vil DG-enheten bidra til feilstrømmer i nettet. Størrelsen på bidraget vil avhenge av hvilken teknologi som er benyttet i DG-enheten og spesielt hvilken nettilknytning som benyttes (for eksempel direktekobling eller kobling gjennom kraftelektronikk). Enhetens bidrag til kortslutningsytelse vil komme i tillegg til den eksisterende kortslutningsytelsen i nettet. Feilstrømmer kan også bli redusert som følge av integrasjon av DG dersom invertert koblede enheter benyttes i stedet for konvensjonelle kraftverk med synkrongeneratorer. De maksimale kortslutningsstrømmene i nettet bør ikke overskride de maksimalt tillatte verdier. Dette kan være termiske kortslutningsgrenser for linjer eller kapasitet for brytere i nettet.

Integrasjon av distribuert produksjon i nettet vil derfor kunne kreve endringer for eksisterende vernplaner. I enkelte tilfeller vil det være tilstrekkelig å endre innstillinger på den eksisterende vernutrustningen i nettet, mens det i andre tilfeller vil være nødvendig å bytte ut vernene eller legge til nye.

4.4.1 Rask og sikker utløsning

Ved enkelte feil i nettet eller i DG-enheten er det ønskelig at denne kobles fra. Dette kan være ved flere ulike typer tilfeller [1]:

- Feil internt i DG-enheten
- DG-enheten forårsaker forstyrrelse i tilknyttet avgang
- Frakobling er nødvendig for å unngå at en feil i overliggende nett eller på en naboavgang fører til utkobling av tilknyttet avgang fra hovedtransformatorstasjonen
- Utsiktet øydrift i distribusjonsnettet

Ved slike tilfeller er det ønskelig at enheten kobles raskt og sikkert fra nettet.

4.4.2 Selektivitet

Ved feil i nettet eller i DG-enheten er det ønskelig at korrekt vern løser ut. Problemer knyttet til selektivitet kan typisk oppstå som følge av at impedansvern ser en annen impedans etter innkobling av distribuerte produksjonseenheter på en avgang. Det kan også oppstå problemer med selektivitet dersom det er liten forskjell mellom maksimal laststrøm og feilstrømmene som kan oppstå.

Problemer med selektivitet eller gale verninnstillinger kan føre til at linjevernet er nødt til å koble ut hele avgangen på grunn av en feil i DG-enheten eller at produksjon kobles fra som følge av en feil som oppstår på en naboavgang.

4.4.3 Øydriftsdetektering

Tradisjonelt sett er øydrift noe nettoperatører ønsker å unngå. Øydrift trenger ikke i seg selv å være et problem for personell eller utstyr. Men dersom systemet ikke er designet for å operere i øydrift vil det kunne oppstå en rekke problemer [5]:

- Jordfeil som ikke klareres i ujordede nett
- Fasefeil som ikke klareres pga for lav feilstrøm i forhold til verninnstillinger
- Frekvens over/under grenseverdier pga ubalanse mellom last og produksjon
- Spenning over/under grenseverdier pga ubalanse mellom faser eller over-/under-eksitering
- Spenningsubalanse pga ubalanse i last
- Flimmer som overstiger tillatte grenseverdier
- Usynkronisert åpning eller lukking av bryter

I tillegg vil det kunne oppstå usikkerhet om hvorvidt anleggsdeler som er separert fra hovednettet er spenningssatt eller ikke. Dette kan utgjøre en sikkerhetsrisiko for personell som skal jobbe i nettet.

Ved tap av forbindelsen til overføringsnettet er det derfor ønskelig at produksjonsenheter tilkoblet distribusjonsnettet skal kobles fra innen 1 sekund for å forhindre at utilsiktet øydrift oppstår [1].

For å detektere at man opererer i øydrift kan en benytte flere ulike vern, og ofte kan det være nødvendig å kombinere flere slike vern for å sikre at DG-enheten frakobles. De vern som vanligvis benyttes til å detektere at man befinner seg i øydrift er:

- Over/underspenningsvern
- Over/underfrekvens vern
- LoM (Loss of Mains protection)
 - a. ROCOF (Rate of change of frequency)
 - b. Vektorskift

Utfordringen er ofte å få tilstrekkelig rask detektering av øydrift uten at DG-enheten kobles fra som følge av normale endringer i frekvens eller spenningdipper. Rask og sikker utløsning kan spesielt være en utfordring i tilfeller der det er tilnærmet balanse mellom last og produksjon i øynetnet.

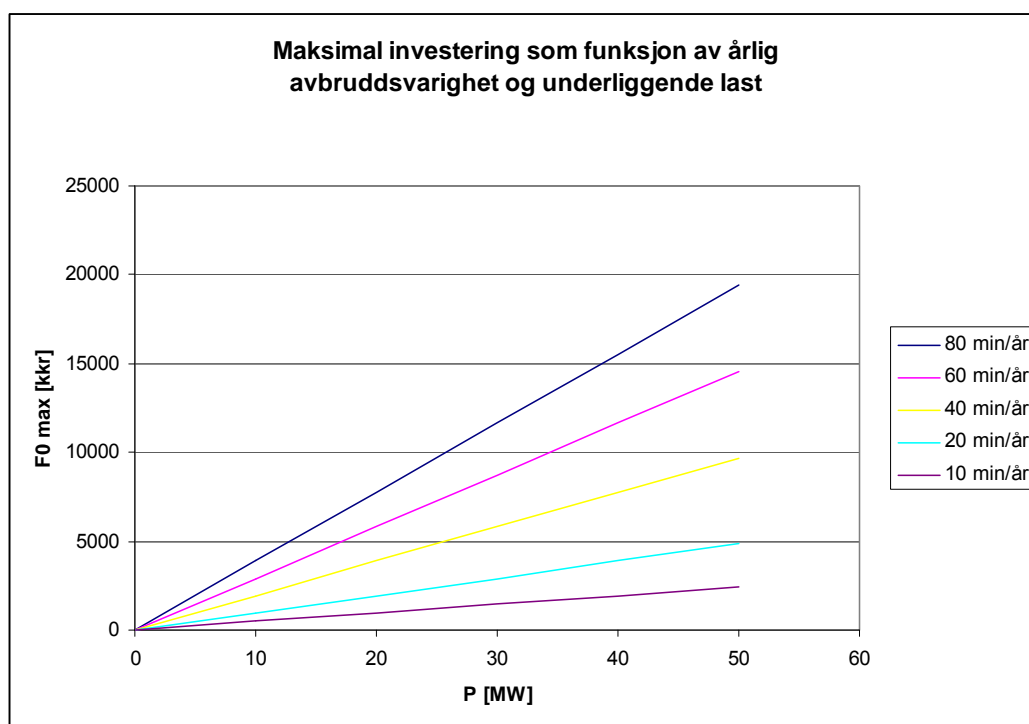
4.5 LEVERINGSPÅLITELIGHET

Få nasjonale og internasjonale studier er gjennomført for å kartlegge hvordan distribuert produksjon påvirker leveringspåliteligheten. OiDG-prosjektet ønsker å gjennomføre slike studier på utvalgte case-nett for å kartlegge dette.

Siden distribuert produksjon kan føre til økt antall feil og avbrudd i nettet kan sluttbrukere oppleve redusert leveringspålitelighet som følge av integrasjon av DG. Men DG-enheter som er transient stabile vil også kunne bidra til å støtte nettet under feiltilfeller og dermed bidra til bedre leveringspålitelighet.

Internasjonalt er bevisst (kontrollert) øydrift presentert som en mulig nytteverdi av integrasjon av betydelige mengder produksjon i distribusjonsnettet. Dette vil kunne gi økt pålitelighet for sluttbrukere. Utfordringen er ofte at DG-enheter sjelden er utstyrt med tilstrekkelig reguleringsutrustning for å kunne operere i et øynett. Slik utrustning (turbinregulator, magasin, svingsjakt med mer) vil kreve betydelige investeringer fra utbygger av DG-enheten og det blir derfor ofte utelatt.

Prosjektet 'Distribusjonsnett 2020' har gjennomført enkle analyser (Figur 14) som viser sammenhengen mellom hvor store investeringer i tilleggsutrustning for kontrollert øydrift som er lønnsomme basert på nytteverdi som funksjon av årlig avbruddsvarighet og underliggende last.



Figur 14 Maksimal investering som funksjon av årlig avbruddsvarighet og underliggende last [D2020]

5 NETTPLANLEGGING MED DG

I dette kapittelet illustreres hva som menes med nettplanlegging med DG ved å bruke noen av de generelle prinsippene fra planlegging av kraftnett og energisystemplanlegging. Hva som inngår i disse er nærmere beskrevet i Planleggingsbok for kraftnett¹³ [4] og rapporter fra SEDS-prosjektet¹⁴ [8].

5.1 BEHOV FOR NY PLANLEGGINGSMETODIKK

Systematikk for nettplanlegging som beskrevet i Planleggingsbok for kraftnett [4] fokuserer tradisjonelt på elektriske kraftnett som er utviklet for å integrere forbruksenheter og ikke produksjonsenheter. Når man inkluderer integrasjon av distribuert produksjon, vil problemene som kan oppstå ofte være tilsvarende de problemene man ”tradisjonelt” møter i overføringsnettet (regional- og sentralnettet). For eksempel vil storskala integrasjon av distribuert produksjon kunne føre til problemer knyttet til stabilitet og spenningsregulering noe som igjen kan redusere leveringspålitelighet og spenningskvalitet.

Distribuert produksjon (DG) introduserer altså både nye elementer og ikke minst økt usikkerhet til en veletablert måte å planlegge distribusjonsnettet på. Planleggingsprosessen og analysene som må utføres må utvides til å inkludere nye problemstillinger som for eksempel:

- Hvor mye DG kan tilknyttes det eksisterende nettet?
- Hvordan optimalisere utviklingen av fremtidens nett for storskala integrasjon av DG?

I Planleggingsbok for kraftnett [4] kan en finne konkrete forslag til metoder for planlegging av fornyelse av nett, mindre utbygginger i lavspenningsnett og større utbygginger i distribusjonsnett (for eksempel et nytt boligfelt). Det savnes imidlertid en tilsvarende metodikk for utbygging av nett som også hensyntar tilknytning av distribuert produksjon, gjerne i kombinasjon med fornyelse av nett og samtidig med en overgang mot fremtidens nett (smart grids). Prosjektet OiDG har som mål nettopp å fremskaffe denne metodikken.

I de konkrete analysene som skal inngå i en slik metodikk må en hensynta blant annet følgende endringer fra planlegging av tradisjonelle, lastfokuserte distribusjonsnett:

- I lastflytanalyser vil andre scenarier enn maks last kunne være dimensjonerende
- I kortslutningsberegninger vil andre/nye scenarier kunne være dimensjonerende
- I analyser av spenningskvalitet introduseres nye problemstillinger, blant annet for høye spenninger. Det kan også være nødvendig å ta hensyn til andre fenomener enn i tradisjonell nettplanlegging.
- I leveringspålitelighetsanalyser (avbrudds-) må en inkludere virkninger av produksjon både på avbruddshyppighet og avbruddsvarighet.
- Nye typer analyser kan være nødvendige, blant annet stabilitetsanalyser.

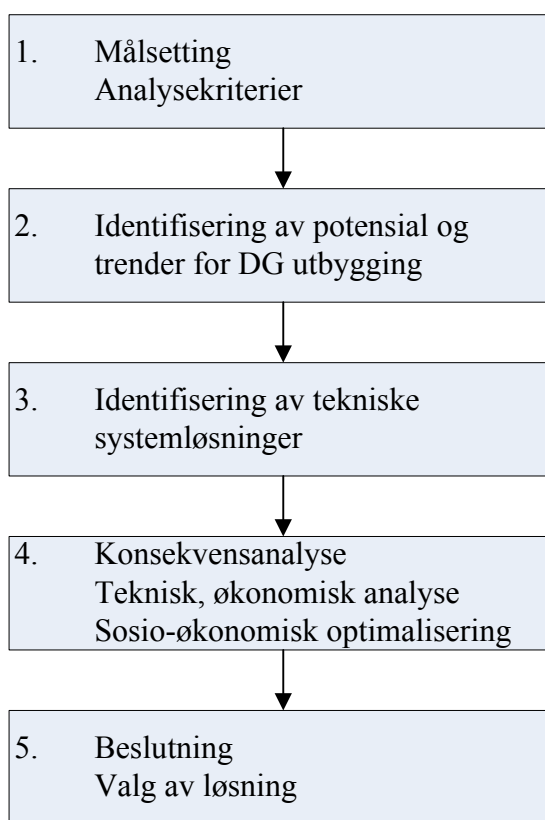
¹³ <http://www.planbok.no/Planbok/>

¹⁴ <http://www.energy.sintef.no/Prosjekt/SEDS/>

- DG kan medføre endringer i driften av nettet, noe som også kan være nødvendig å ta hensyn til i planleggingsfasen.
- En må være i stand til å ta hensyn til usikkerhet i fremtidig produksjon i nettplanleggingen.
- Flaskehalskostnader kan bli et tema også i distribusjonsnettet.
- Distribuert produksjon i distribusjonsnettet kan ha betydning for regional- og sentralnettet, og nettnivåene må i økende grad ses i sammenheng i nettplanleggingen

5.2 SYSTEMATIKK FOR PLANLEGGING MED DG

Systematikken kan deles inn i 5 faser, som vist i Figur 15. Disse omtales kort i det følgende.



Figur 15 Skisse til systematikk for nettplanlegging med DG

5.3 MÅLSETNING, ANALYSEKRITERIER, DATAINNSAMLING

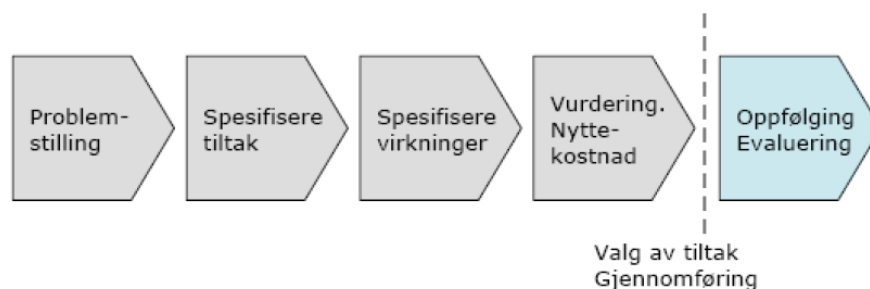
Den første oppgaven er å definere det generelle planleggingsmålet, for eksempel: *Utvikle en plan for integrering av distribuert produksjon i eksisterende og fremtidig nett.*

Planlegging av distribusjonsnett med distribuert produksjon bør fokusere på løsninger og planer for integrasjon av DG både på kort og lang sikt. Som en første tilnærming til integrasjon av DG i eksisterende nett, kan en generell formulering av planleggingsproblemet være:

Å finne den optimale utviklingsplanen (på kort og lang sikt) til et eksisterende distribusjonsnett for å integrere distribuerte produksjonsenheter gitt potensialet for fremtidig utvikling i distribuert produksjon og lastuttak, og gitte tekniske, samfunnsøkonomiske og regulerende begrensninger.

Planlegging på kort sikt bør resultere i en identifisering av hvilke av de potensielle DG-enhetene som kan integreres i det eksisterende nettet. Planlegging på lengre sikt bør ende opp med en identifikasjon av hvilke nettførsterkninger og eventuelle endringer i nettstruktur/ arkitektur som er nødvendige for å kunne håndtere en storskala integrasjon av DG, dvs. hvordan overgangsfasen til et fremtidig nett (smartgrids) best kan løses.

Nettselskapene bør ha en helhetlig tilnærming til nettplanleggingen, det vil si at alle kostnader og konsekvenser for alle interessenter bør inkluderes, ikke bare de som angår det aktuelle selskapet. Dette kan oppnås ved å benytte samfunnsøkonomiske planleggingsprinsipper og analysemetoder. Trinnene i en samfunnsøkonomisk analyse er skissert i Figur 16, jfr systematikken i Figur 15 ovenfor:



Figur 16 Trinnene i en samfunnsøkonomisk analyse [4]

5.4 IDENTIFISERING AV POTENSIAL OG TRENDER FOR DG-UTBYGGING

Essensielt for nettplanlegging med distribuert produksjon er informasjon om potensial og trender for utviklingen av DG i området som dekkes av det aktuelle distribusjonsnettet. Et nettselskap vil ha ulike kilder til informasjon rundt dette, for eksempel NVEs ressurskartlegging og estimater av energiressurser over hele landet (vind, vann, biomasse, avfall, etc), lokale energiutredninger og kraftsystemutredninger.

Den lokale energiutredningen beskriver status for energisystemet i kommunen. Dette gjelder alle typer infrastruktur som er etablert. Den gir også en beskrivelse av forventet energietterspørsel i kommunen fordelt på ulike energibærere, samt en vurdering av hva som regnes som de mest samfunnsmessig rasjonelle løsningene for å møte den forventede etterspørselen.

Kraftsystemutredninger beskriver dagens kraftnett, framtidige overføringsforhold, samt forventede tiltak og investeringer. I utredningen presenteres statistikk med data for produksjon, overføring og forbruk av energi. Videre beskrives forhold som er av betydning for utviklingen av kraftsystemet i utredningsområdet og ulike alternativer for utviklingen av kraftsystemet beskrives.

Foruten NVE sine ressurskartlegginger, veiledere for småkraft og mikrokraft samt konsesjonsbehandling av småkraft, er det også gjennomført noen småkraftutredninger mht potensialer og behov for nettforsterkning, f.eks. i Agder og Helgeland/Salten. Disse er imidlertid ikke offentlige dokumenter.

Type, størrelse og antallet DG-enheter som kan bli integrert i distribusjonsnettet i fremtiden må også estimeres. Det er viktig å identifisere kombinasjonen av teknologier (småskala vannkraft, vindkraft, solkraft eller konvensjonelle kraftverk som bruker diesel eller naturgass) som kan forventes å bli tilknyttet i distribusjonsnettet i fremtiden.

Det vil kunne være vanskelig å vite om/når nye DG-enheter vil bli bygget. Selv om mange prosjekter blir konsesjonssøkt kan prosessen ta lang tid og mange faktorer kan påvirke utbyggingen.

5.5 TEKNISKE SYSTEMLØSNINGER

Tilknytning av kraftverk krever at nettet har tilfredsstillende kapasitet til å ta imot og overføre innmatet effekt. For valg av ulike tekniske systemløsninger og alternativer for utvikling av nettet, er det viktig å ha informasjon om en rekke forskjellige parametere:

- Nummer, type og kapasitet til DG-enheter:
 - DG-enheter som allerede er tilknyttet distribusjonsnettet
 - DG-enheter som er under bygging
 - DG-enheter som er underveis i konsesjonsprosessen
 - Estimat for DG-enheter som kan bli bygd i fremtiden
- Tidsperspektiv og rekkefølge i utbyggingen av DG-enheter
- Topologi – hvordan enhetene tilknyttes
- Lastutvikling – tilknytning/frakobling av laster
- Redundans og behov for ulike reserveløsninger
- Eksisterende planer for investeringer, reinvesteringer og vedlikehold i nettet. Disse planene må utvides til å inkludere elementer som er nødvendige for integrasjon av DG. Effektøkningen kan føre til et forsterkningsbehov i eksisterende nett. Nettstruktur, plassering av nettstasjon og bryterløsninger må sees i sammenheng med de fornyelsesplaner som berører aktuelle avganger.

Et viktig aspekt som må vurderes er at det er et behov for bedre koordinering mellom overførings- og distribusjonsnettet. Disse systemene må fungere sammen på en effektiv og sikker måte. Avhengig av graden av distribuert produksjon må begge system forsterkes, ikke nødvendigvis i form av økt kapasitet (lednings- og transformator-), men også ofte i form av vern- og bryterløsninger.

5.6 KONSEKVENSANALYSE

I dette trinnet av analysen gjennomføres konsekvensanalyser av alternativene for utvikling av nettet opp mot de definerte planleggingsmålene og ulike restriksjoner. Både negative og positive konsekvenser av integrasjon av distribuert produksjon må kvantifiseres. Målet med denne fasen er å komme fram til hvilke løsninger som er kvalifisert til å bli med i den videre analysen, samt hvilken del av analyseperioden de tilfredsstiller aktuelle tekniske restriksjoner.

Det er viktig å få vurdert en ny produksjonsenhets innvirkning på eksisterende nett tidlig i tilknytningsprosessen. Generelt vil enheter med stor produksjonskapasitet ha større innvirkning på nettet enn enheter med liten produksjon, men også tilknytningspunkt, nettets kortslutningsytelse, last og annen produksjon vil ha stor betydning.

Som beskrevet i kapitlene foran er de største tekniske utfordringene med tilknytning av DG knyttet til:

- Spenningskvalitet
 - stasjonære spenningsforhold
 - spenningsprang og hurtige spenningsvariasjoner
 - over- og interharmoniske spenninger og strømmer
 - ubalanse
- Termiske påkjenninger
- Stabilitetsforhold
 - småsignal stabilitet
 - transient stabilitet
 - spenningsregulering og reaktiv effektflyt
- Vern og bryterforhold
 - rask og sikker utløsning
 - selektivitet mellom vern
 - øydriftsdetektering
- Leveringspålitelighet

For å undersøke om de ulike alternativene for nettintegrasjon av DG tilfredsstiller aktuelle tekniske restriksjoner, kan det i konsekvenskartleggingen derfor være nødvendig å gjennomføre følgende tekniske analyser:

- Lastflytanalyser
- Kortslutningsanalyser
- Stabilitetsanalyser
- Analyser av leveringskvalitet
 - Spenningskvalitet
 - Leveringspålitelighet

I tillegg kommer analyser knyttet til feilhåndtering og vernplanlegging. Tekniske analyser er nærmere beskrevet i [4, 13].

5.7 SAMFUNNSØKONOMISK ANALYSE

Etter konsekvensanalysen vil det foreligge et sett av aktuelle, alternative nettløsninger. Neste trinn er å foreta en samfunnsøkonomisk analyse av disse alternativene. I vurderingen av nytte-kostnad beregnes life cycle costs (LCC), dvs. investeringskostnader og nåverdi av framtidige taps, avbrudds, drifts- og vedlikeholdskostnader og eventuelt flaskehalskostnader for de aktuelle løsninger. Den ”beste” eller ”optimale” løsningen er den som minimaliserer summen av de samfunnsøkonomiske kostnadene:

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- Avbruddskostnader
- Flaskehalskostnader

5.8 BESLUTNING - VALG AV LØSNING

Beslutninger knyttet til systemløsninger for integrasjon av distribuert produksjon bør baseres på en grundig konsekvensanalyse hvor en benytter all teknisk og økonomisk informasjon som er tilgjengelig, samt en risikoanalyse for å håndtere usikkerheter i ulike parametere. En spesiell utfordring i forbindelse med nettplanlegging med DG er usikkerheter knyttet til hva som kommer av DG, hvor og når. For nærmere beskrivelse av risikovurderinger i forvaltning av distribusjonsnett vises det til det arbeidet som gjøres i prosjektet RISKDSAM¹⁵.

Den tradisjonelle fremgangsmåten der en rangerer ulike nettløsninger etter kostnader kan i enkelte tilfeller vise seg å være utilstrekkelig. Ofte vil man måtte ta hensyn til systemrestriksjoner knyttet til leveringskvalitet, eller miljømessige og andre samfunnsmessige innvirkninger, som er vanskelige å måle i kroner og øre. Multi-kriterie vekting og analyse kan i slike sammenhenger benyttes som beslutningsstøtte. For flere detaljer rundt verktøy og metoder for beslutningsstøtte innenfor nettplanlegging henvises det til SEDS-prosjektet [8].

¹⁵ RISKDSAM = Risk based distribution system asset management,
<http://www.energy.sintef.no/Prosjekt/RISKDSAM/>

6 OPPSUMMERING OG VIDERE ARBEID

Målet med dette notatet har vært å beskrive status for distribuert produksjon i Norge og å trekke frem hovedutfordringene innenfor nettplanlegging, tekniske løsninger og nettkonsekvenser.

71 % av det totale antallet vannkraftverk i Norge i dag er små vannkraftverk i distribusjonsnettet (totalt 800 stk i 2008), men disse utgjør kun 5 % av samlet installert ytelse. Det er imidlertid store potensialer for distribuert produksjon i Norge (spesielt vannkraft i distribusjonsnettet og vindkraft i regionalnettet), og det foreligger svært mange planer om utbygging.

I dette notatet er de viktigste tekniske utfordringene med DG beskrevet, og det er gitt eksempler fra to nettselskaper. Enkelte nettselskap stiller krav til vern og brytere i tilknytningspunktet for DG. Ellers er det vanlig praksis å gjennomføre lastflytanalyser og sjekke spenningsgrenser opp mot kravene i forskrift om leveringskvalitet.

De største tekniske utfordringene og konsekvensene for nettet er knyttet til leveringskvalitet (i første rekke spenningskvalitet), termiske påkjenninger, stabilitetsforhold og vern- og feilhåndtering. Dette får også konsekvenser for nettplanleggingen og hvilke tekniske analyser som bør gjennomføres.

Hva som ligger i nettplanlegging spesielt med tanke på integrasjon av distribuert produksjon(DG) er skissert i dette notatet. En stor utfordring for selve nettplanleggingen er hvor mye av planene for DG som virkelig vil bli bygd ut: Hva kommer, hvor og når?

Videre arbeid i OiDG-prosjektet vil fokusere på å videreutvikle planleggingsmetodikk for integrasjon av DG i dagens nett og for storskala integrasjon av DG i fremtidens nett. Dette er kort beskrevet i det følgende.

6.1 INTEGRASJON AV DISTRIBUERT PRODUKSJON I DAGENS NETT

Det er behov for planleggingsmetoder, både analytiske verktøy og simuleringsverktøy, som muliggjør nettilknytning av distribuert produksjon fra ulike energikilder som vann-, vind-, bio- og solkraft til eksisterende mellom- og lavspenningsnett. De viktigste temaene som må adresseres er:

- Hvor mye produksjon nettet kan ta imot
 - Effektflyt og tap
 - Håndtering av flaskehalser/begrensninger
 - Økonomiske analyser og undersøkelser av miljøpåvirkninger
 - Spenningskvalitet og leveringspålitelighet
- Om produksjonsenheter tilfredsstiller nødvendige kvalitetskrav
 - Begrensninger i forhold til stasjonære- samt kortslutningsstrømmer, spenningskvalitet, spenningsprofiler, reaktiv effektflyt og spenningsregulering, stabilitet og kapasitet til å håndtere forstyrrelser
- Mulige tiltak for tilpasning i nett eller i produksjonsenheten: verntilpasninger, tilpasninger for kontrollert øydrift

6.2 SØMLØS INTEGRASJON AV DISTRIBUTERT PRODUKSJON I NESTE GENERASJONS DISTRIBUTJONSNETT

Dette temaet omhandler prosessen med å skape en overgang fra eksisterende nettstruktur til fremtidens nett. Økonomiske og miljømessige nytteverdier samt leveringspålitelighet må blant annet vurderes. Aspekter som inngår i dette er:

- Arkitektur for fremtidens distribusjonsnett med småkraft, vind, CHP ladestasjoner for elbiler, lagringsenheter mm.
- Arkitektur for fremtidige mikronett med kraftproduksjon fra solceller og biokraftverk samt elektriske biler og lokale energilagere (elektriske og termiske)
- Arkitektur for fremtidens distribusjonsnett som kobler sammen ulike mikronett
- Overgangsfaser fra dagens til fremtidens nett
- Leveringskvalitet og forsyningssikkerhet

REFERANSER

1. A. Petterteig, O. Mogstad, T. Henriksen, Ø. Håland, 'TR F6343 Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonseenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet', SINTEF Energi, 2006.
2. K. Hofstad, K. Mølmann, L. Tallhaug, 'Vindkraftpotensialet i Norge', NVE Rapport 17/25
3. CIGRE Report 'Connection criteria at the distribution network for distributed generation', CIGRE Task force C6.04.01, February 2007.
4. 'Planleggingsbok for kraftnett', Bind 1, Kapittel 3, 2000, SINTEF Energi.
5. A.L'Abbate, G. Fulli, F. Starr, S.D. Peteves, 'Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration', Scientific and Technical Report, European Commission Joint Research Centre Institute for Energy, EUR 23234 EN – 2007.
7. L. Bjørhovde Rindal, F. Salvesen, 'Solenergi for varmeformål – snart lønnsomt?', NVE Oppdragsrapport 10/2008.
8. K. Sand, A.T. Holen, G.H. Kjølle, E. Solvang, R. Ulseth, E. Jordanger, M.D. Catrinu, 'TR A6557: Planning of sustainable energy distribution systems, Part II: Planning methodology and tools', SINTEF Energi, 2007
9. 'Prioriteringskriterier for konsesjonsbehandling av vindkraftprosjekter', NVE Notat, 2009
10. 'Anleggskonsesjon for vindkraftverk med installert effekt ≤ 10 MW', NVE veileder og rapporter, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Vindkraft-2/Veiledere-og-rapporter/>
11. European SmartGrids Technology Platform. 'Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future', 2006, <http://www.smartgrids.eu/>
12. L. Aleixo, 'Future Electrical Power Networks – SmartGrids', AN.09.12.63, SINTEF Energi, 2009
13. K. Sand, 'Quality of supply simulation using load flow and short circuit simulation tools', AN.08.12.12, SINTEF Energi, 2009
14. Fakta 2008 om energi og vannressurser i Norge, OED http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/veiledninger_brosjyrer/2008/fakta-2008-om-energi-og-vannressurser-i-.html?id=536186
15. Beregning av potensial for små kraftverk i Norge. Forutsetninger, metodebeskrivelse og resultater, NVE-rapport 19, 2004, <http://www.nve.no/>
16. Forskrift om leveringskvalitet, <http://www.lovdata.no/>
17. Forskrift om systemansvaret, <http://www.lovdata.no>
18. FIKS – Funksjonskrav i kraftsystemet. Veileder for FoS §§ 14 og 20, <http://www.statnett.no>

19. J. O. G. Tande, '*Retningslinjer for nettilkobling av vindkraftverk*', TR A5329, SINTEF Energi, 2001
20. *Distribuert produksjon og fremtidens distribusjonsnett (SmartGrids) i Norge*, workshop, SINTEF Energi, 28. mai 2009
21. *Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025*, NVE og Enova, 2008, <http://www.nve.no/no/konsesjoner/vindkraft-2/veiledere-og-rapporter/>
22. Atsede Endegnanew, '*Control of line voltage and network losses by controlling the reactive power flow in a MV feeder with several DG units*', SINTEF Energi 2009
23. *Forskrift om elektriske forsyningsanlegg*, med veiledning, <http://www.dsb.no>, <http://www.lovdatab.no>
24. *Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg*, <http://www.lovdatab.no>