

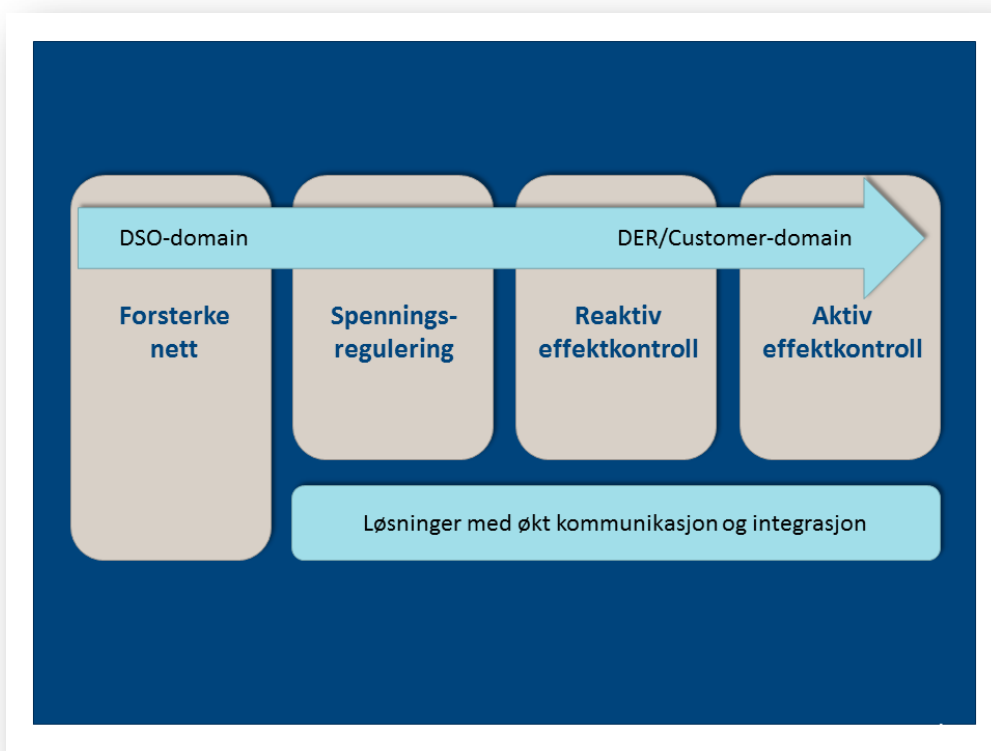
Rapport

DG i framtidens nett

Muligheter ved tilknytning av distribuert produksjon

Forfatter(e)

Henning Taxt



Rapport

DG i framtidens nett

Muligheter ved tilknytning av distribuert produksjon

EMNEORD:

Distribuert produksjon

Spenningskvalitet

Overføringskapasitet /

Hosting capacity

VERSJON

1.0

FORFATTER(E)

Henning Taxt

DATO

2013-09-30

OPPDRAAGSGIVER(E)

OidG-prosjektet

OPPDRAAGSGIVERS REF.**PROSJEKTNR**

12X619.03

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

32 inkl. vedlegg

SAMMENDRAG

Rapporten oppsummerer mulighetsrommet for utvikling av framtidens distribusjonsnett med hensyn til DG, med fokus på økt utnyttelse av overføringskapasitet i distribusjonsnettet. De to faktorene som i størst grad begrenser kapasiteten (hosting capacity) i dag er for høy spenning ved produksjon og termiske begrensninger i linjer og transformatorer.

Mulighetene utforskes ved å bryte de ned i fire grunnleggende strategier: Oppgradering av nett, spenningsregulering, styring av reaktiv effekt og styring av aktiv effekt. Innenfor disse finnes det ulike teknologier og løsninger. Gjennom økt integrasjon og kommunikasjon i distribusjonsnettet kan også flere strategier kombineres og benyttes sammen med sanntids målinger for en optimal utnyttelse av nettet. Oppgradering av nett og styring av produksjon kan gi størst kapasitetsøkning, fordi disse adresserer både termiske og spenningsmessige begrensninger.

De fire strategiene innebærer tiltak for kapasitetsøkning i ulike domener, fra tiltak i Distribusjonsnett-domenet til løsninger i DER-(Distributed Energy Resources) /Kunde-domenet. Dagens praksis er å løse utfordringer i førstnevnte, i form av nettoppgradering. Dette er på sikt en kostbar strategi. Løsninger nærmere DER/Kunde-domenet kan ha et stort samfunnsøkonomisk potensial. En konklusjon krever videre studie i konkrete case.

UTARBEIDET AV

Henning Taxt

KONTROLLERT AV

Eivind Solvang

GODKJENT AV

Knut Samdal

SIGNATUR**SIGNATUR****SIGNATUR****RAPPORTNR**

TR A7353

ISBN

978-82-594-3571-2

GRADERING

Åpen

GRADERING DENNE SIDE

Åpen

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	5
1.1	Formål med rapporten.....	5
2	Bakgrunn.....	6
2.1	Situasjonen for tilknytning av DG i Norge.....	7
2.2	Typiske utfordringer ved integrasjon av DG	8
2.2.1	Stasjonære spenningsproblemer.....	8
2.2.2	Termiske begrensninger	9
3	Tilknytning av DG sett fra nettselskapet	10
4	Mulighetsrommet når tiltak er nødvendig før tilknytning av DG.....	12
4.1	Oppgradere nett	12
4.2	Spenningsregulering med transformator	12
4.3	Kontroll av reaktiv effekt	13
4.4	Kontroll av aktiv effekt.....	14
4.5	Økt kommunikasjon og sanntids koordinering	14
4.6	Mulighetsrommet oppsummert	15
5	Forhold knyttet til produksjonskontroll.....	18
5.1	Behov for velfungerende avtaler eller markeder	19
5.2	Ny rolle for nettselskapene	19
6	Oppsummering.....	21
	Referanser	22

Vedlegg

A	Beskrivelse av tekniske løsninger	23
A.1	Spenningsregulering med transformator	23
A.1.1	Trinnkobling av transformator mot overliggende nett	23
A.1.2	1:1-transformator med trinnkobler.....	23
A.1.3	Voltage booster	23
A.2	Spenningsregulering ved reaktiv effektkontroll.....	23
A.2.1	Innstillinger i DG-enhetens spenningsregulator	24
A.2.2	Reaktor- og kondensator-kompensering.....	24
A.2.3	Aktiv VAR-kompensering.....	24
A.3	Spenningsregulering ved aktiv effektkontroll	24
A.3.1	Avtalebasert produksjonsbegrensning	24
A.3.2	Fleksibilitetsmarked i distribusjonsnettet	25
A.3.3	Energilagring	25
A.4	Økt integrasjon og sanntidskoordinering	26
A.4.1	Sentralisert spenningskontroll.....	26
A.4.2	Sanntids koordinering av reaktiv effekt.....	27
A.4.3	Sanntids koordinering av produksjon	28
B	Mulighetsrommet når tiltak er nødvendig før tilknytning av DG.....	29
C	Potensial og kostnad ved ulike strategier	30

1 Innledning

Denne rapporten er utarbeidet i prosjektet *Optimal Infrastructure for Seamless Integration of Distributed Generation* (OiDG). Hensikten med prosjektet er å muliggjøre sømløs integrasjon av distribuert produksjon i stor skala, gjennom utvikling av nye modeller og verktøy.

Prosjektet omhandler blant annet integrasjon av distribuert produksjon (DG) i framtidens distribusjonsnett og mulig arkitektur for framtidens distribusjonsnett. I tidligere arbeidsnotat er det beskrevet hva framtidens nett kan være og hvilke utfordringer som ligger i overgangen til det nye nettet [1]. Det er også skrevet et notat om alternativ til nettførsterkning [2] som er aktuelt for denne rapporten.

1.1 Formål med rapporten

Mye av teknologien som foreslås i framtidens kraftnett er kjent og i bruk allerede. Det omfatter blant annet kommunikasjonsløsninger og koordinert fjernstyring av apparater for forbruk, produksjon og lagring. Så langt har nytteverdien vært for liten og kostnadene for høye til å ta i bruk avanserte integrerte løsninger i distribusjonsnettet. Med økt omfang av kommunikasjonsløsninger, blant annet i forbindelse med innføring av AMS¹ og oppgradering av driftssentraler, kan slike løsninger bli mer aktuelle, også i integrasjon av DG.

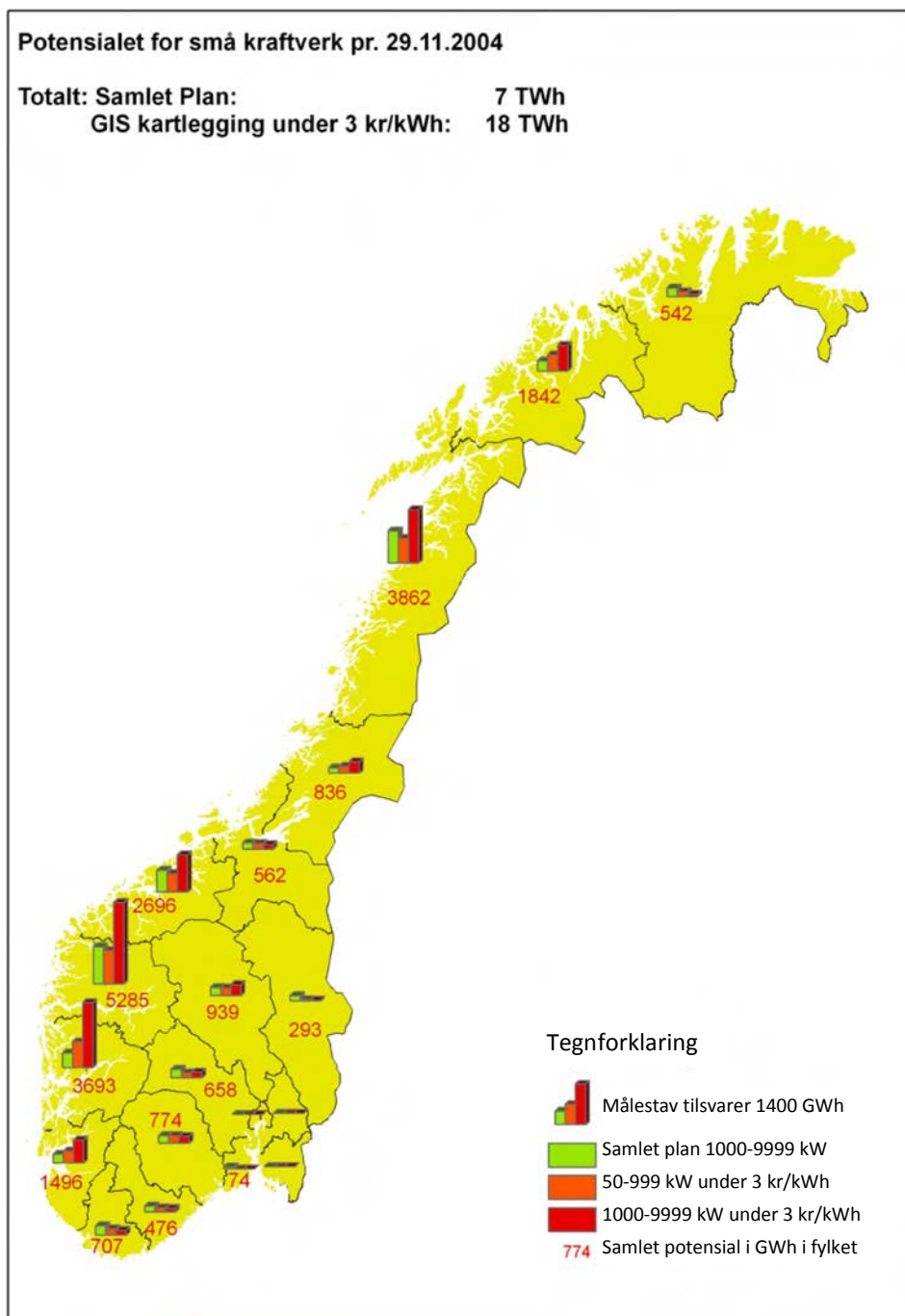
Denne rapporten gir en oppsummering av mulighetsrommet for utforming av framtidens distribusjonsnett, som en del av en overordnet oppsummering av OiDG-prosjektet. Målet er å gi en oppsummering av de tekniske og ikke-tekniske løsningene som finnes for å øke overføringskapasitet² og samtidig belyse de viktigste barrierene og mulighetene som møter nettselskap i dag.

¹ "Avanserte Måle- og Styringssystemer"

² Overføringskapasitet er her en oversettelse av det engelske begrepet *hosting capacity*, som det ikke finnes en direkte oversettelse av på norsk.

2 Bakgrunn

Det er forventet en stor utbygging av fornybar kraft i Norge fram mot 2020. EUs fornybardirektiv og det norsk-svenske el-sertifikatmarkedet er forventet å gi et betydelig insentiv i den retning. Mye av produksjonsøkningen i Norge forventes i småskala distribuert kraftproduksjon, dominert av småskala vannkraft. Figur 2-1 viser hvordan potensialet for små vannkraftverk fordeler seg i Norge.

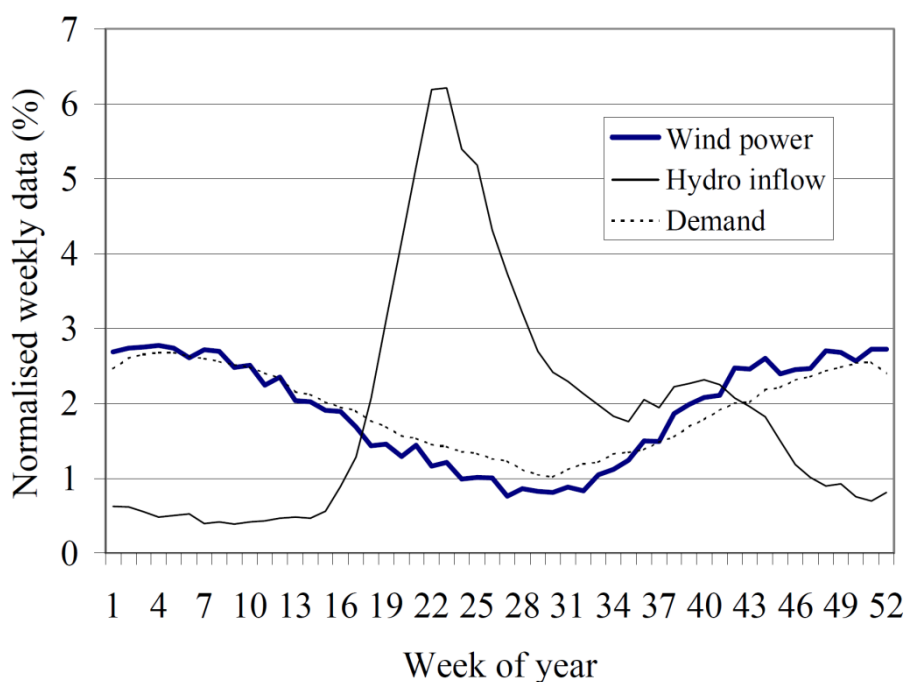


Figur 2-1 Potensialet for småkraft i Norge [13].

I EU har det vært fokus på smart grid-løsninger for å redusere investeringskostnader i nettet og øke fleksibiliteten i energimarkedet. Smart grid som tema har også blitt knyttet tett opp mot integrasjon av DG. Mye av litteraturen på smart grid og distribuert produksjon omhandler distribusjonsnett som er konstruerte og ideelle for smart grid-integrasjon, med stor variasjon i produksjon og last. Det gir store muligheter for et samspill mellom ulike produksjons- og forbruksenheter for en optimal utnyttelse av tilgjengelige ressurser og kraftnettet. Lokal produksjon skal også gi fordeler som reduserte overføringstap og økt leveringspålidelighet og redusert behov for utbygging av kraftnettet.

2.1 Situasjonen for tilknytning av DG i Norge

I Norge består distribuert produksjon typisk av mindre vannkraftverk uten vesentlig magasinkapasitet og ofte med effekt over 1 MW. Dette er relativt store kraftverk i DG-sammenheng og de ligger gjerne i tynt befolkede områder med lite forbruk og svakt utbygd nett. Ofte er det flere slike DG-enheter i samme område, og siden værforholdene da vil være nokså like, vil maksimal produksjon ofte inntreffe samtidig for alle kraftverkene. Disse forholdene gjør at nettførsterkning eller nettutbygging ofte ikke er til å unngå når ny distribuert produksjon skal bygges ut i et område. Figur 2-2 viser hvor markant tilsiget øker med issmeltingen om våren, noe som innebærer at energi må lagres mellom sesongene, for eksempel ved at vannkraftverk med magasiner holder igjen produksjonen. Uregulert vannkraft utgjør på det området en større utfordring enn eksempelvis vind.



Figur 2-2 Normalisert ukentlig tilsig av vann og elektrisitetsforbruk i Norge [3].

Det kan være stor avstand mellom de utfordringene nettselskapene møter til daglig og den litteraturen som finnes om framtidens kraftnett. Allikevel er det viktig å se potensialet ved å ta i bruk nye funksjonaliteter og virkemidler i nettdriften. Slike fordeler kan for eksempel være reduksjon av overføringstap, økt nettutnyttelse, bedre leveringskvalitet eller effektivisering av driften i nettselskapet.

Den senere tid har det vært et økt fokus på andre DG-enheter enn vannkraftverk. Vindparker har vært aktuelt en god stund, men påvirker i hovedsak regionalnettet. Solcelleanlegg integrert i bygninger har kommet som et populært tiltak i mange næringsbygg. Distribuert produksjon går derfor mot å bli mer diversifisert, også i Norge, selv om småskala vannkraft dominerer.

2.2 Typiske utfordringer ved integrasjon av DG

I prosjektnotatet "Sømløs integrasjon av distribuert produksjon. Status og utfordringer" [4] beskrives de største tekniske utfordringene med tilknytning av DG. Disse er:

- Spenningskvalitet
 - a. Stasjonære spenningsforhold
 - b. Spenningssprang 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

Resultater fra OiDG-prosjektet har vist at hovedutfordringene i forbindelse med tilknytning av DG i distribusjonsnettet er for høy stasjonær spenning og leveringspålitelighet, herunder problemer med vern og kontrollanlegg. De faktorer som i hovedsak begrenser kapasiteten i nettet er spenningsproblemer og termiske begrensninger.

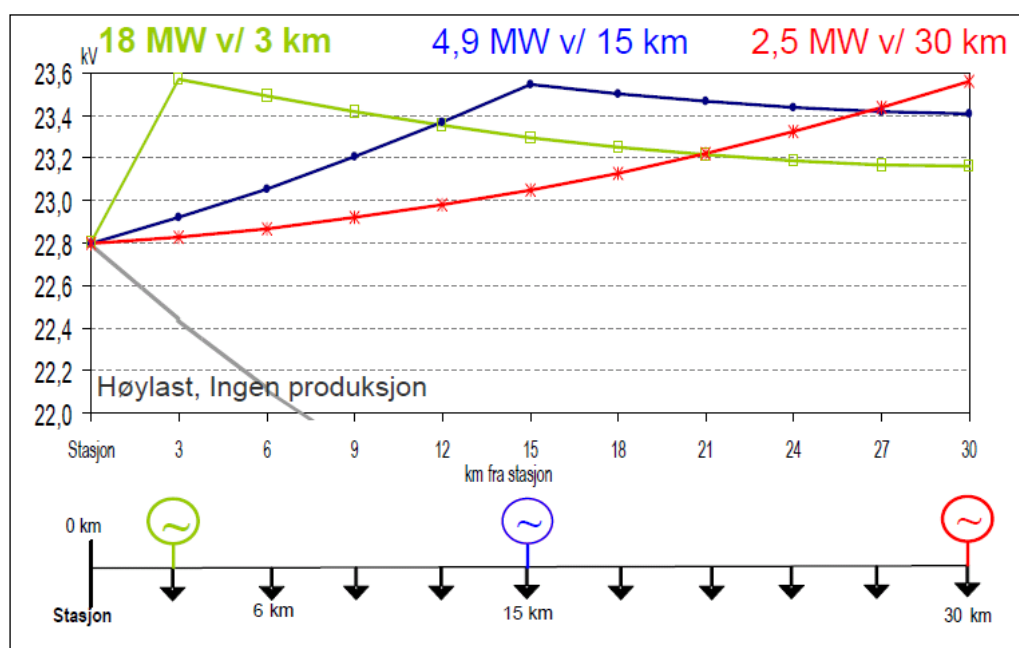
2.2.1 Stasjonære spenningsproblemer

For å overholde kravene til leveringskvalitet må nettselskapene 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. Høy last og null produksjon vil gi laveste linjespenning, mens lav last 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 lav last 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 med begrenset magasinkapasitet. Disse kraftverkene produserer som regel mest under snøsmeltingen om våren og minst når lasten er størst på vinteren.

Figur 2-3 viser et eksempel utarbeidet i prosjektet "Distribusjonsnett 2020" [5] for å illustrere spenningsstigning utover en distribusjonsnettradiel som følge av integrasjon av distribuert produksjon. Figuren viser også hvordan spenningsprofilen er avhengig av hvor produksjonen kommer inn, når spenningen på samleskinnen i transformatorstasjonen holdes konstant og maksimalt tillatte spenning er 23,6 kV.



Figur 2-3 Samme maksimumsspenning - Ulik produksjon [5].

2.2.2 Termiske begrensninger

Den termiske belastningen på komponenter i kraftnettet er et resultat av den varmen som produseres av høy strøm over tid. Høy temperatur kan føre til akselerert aldring av komponentene og i verste fall havari. I praksis vil den termiske begrensningen vurderes ut fra nominell strøm i ledere og transformatorer. I tillegg kan store overføringstap være en del av bildet når nye tilkoblinger vurderes. Basert på en helhetsvurdering av levetidsreduksjon, økt vedlikeholdsbehov og overføringstap kan det beregnes en hensiktsmessig belastning av nettet.

De termiske begrensningene i nettet er i dag mindre aktuelle enn de stasjonære spenningsproblemene. Men idet spenningsproblemene løses ved hjelp av ulike teknikker, som spenningsregulering eller voltage booster, og innmatingen av DG øker, vil termiske begrensninger bli et problem. En løsning av spenningsproblemene alene vil derfor gi en begrenset økning i kapasiteten i nettet, fordi termiske begrensninger raskt vil bli aktuelle.

3 Tilknytning av DG sett fra nettselskapet

I dag er det tilknytningsplikten, § 3-4 i Energilovforskriften [6], som i stor grad bestemmer hvordan nettselskap skal forholde seg til utbyggere som søker om tilknytning til kraftnettet. Denne gir nettselskapet en plikt til å tilknytte nye produsenter, og foreta nødvendige investeringer for at tilknytning skal være forsvarlig.

Nettselskapet har rett til å kreve en del av kostnaden tilbake fra utbygger i form av anleggsbidrag. Anleggsbidragets størrelse avhenger av investeringen og hvor stor del av investeringen som kan tilskrives den aktuelle utbygger. Anleggsbidraget skal sørge for at utbygger betaler en del av de reelle kostnadene som utbyggingen påfører nettselskapet. I mange nye utbygginger kan anleggsbidraget utgjøre en stor del av investeringene for en småkraftutbygger, og i enkelte tilfeller hindre utbygging.

Slik Energilovforskriften gjennom NVE utøves i dag er utgangspunktet at nettselskapet plikter å tilknytte enhver utbygger med det effektuttak eller -innmating denne ber om, uten periodevis begrensninger. Kun i tilfeller der det er klart at nettet senere skal bygges ut for full kapasitet, kan det inngås avtaler om midlertidig produksjonsbegrensning mellom nettselskap og kraftprodusent. Denne praksisen begrunnes i tilknytningsplikten og den generelle plikten nettselskapene har i følge § 4-4 d) i Energilovforskriften til å sørge for markedsadgang og ikke-diskriminerende og objektive tariffer og vilkår.

Fordi nettselskapet ikke kan styre eller påvirke produksjonen når tilknytningsavtalen først er på plass må de i forkant dimensjonere og bygge ut distribusjonsnettet for den verst tenkelige driftssituasjonen, *worst case*. Avhengig av det enkelte tilfellet, vil det kunne gi en stor overkapasitet i nettet store deler av tiden. I spesielle tilfeller kan en teoretisk mulighet for overbelastning, eller overbelastning noen få timer eller dager i året, hindre utbygging av ny produksjon. [7].

Figur 3-1 viser prosessen for tilknytning av DG sett fra nettselskapet. Utgangspunktet er at en utbygger som henvender seg har krav på tilknytning til nettet. Før utbygger søker om tilknytning, har de rett til å be om et overslag på kostnader for tilknytning.

Dersom det er åpenbar kapasitet i nett vil det ikke være nødvendig med videre analyser for å godkjenne en tilknytning. Et slikt tilfelle kan være at innmatet effekt fra DG-enheten er liten i forhold til forbruket i området eller at tilknytning skjer i et spesielt sterkt punkt i nettet.

Dersom det ikke er åpenbart at det er kapasitet i nettet, er det nødvendig å gjennomføre analyser for å avgjøre om tilknytning er mulig. Det mest aktuelle er lastflytanalyser med utvalgte driftssituasjoner. Det vil kunne avdekke eventuelle termiske og spenningsmessige begrensninger. Slike analyser er beskrevet i REN-blad [8] og i rapporten *Planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett* [9]. I spesielle tilfeller kan det være nødvendig å gjennomføre kortslutningsberegninger, analyser av harmoniske spenninger/strømmer og dynamiske analyser. Tilknytning kan godkjennes dersom analysene viser at det er forsvarlig.

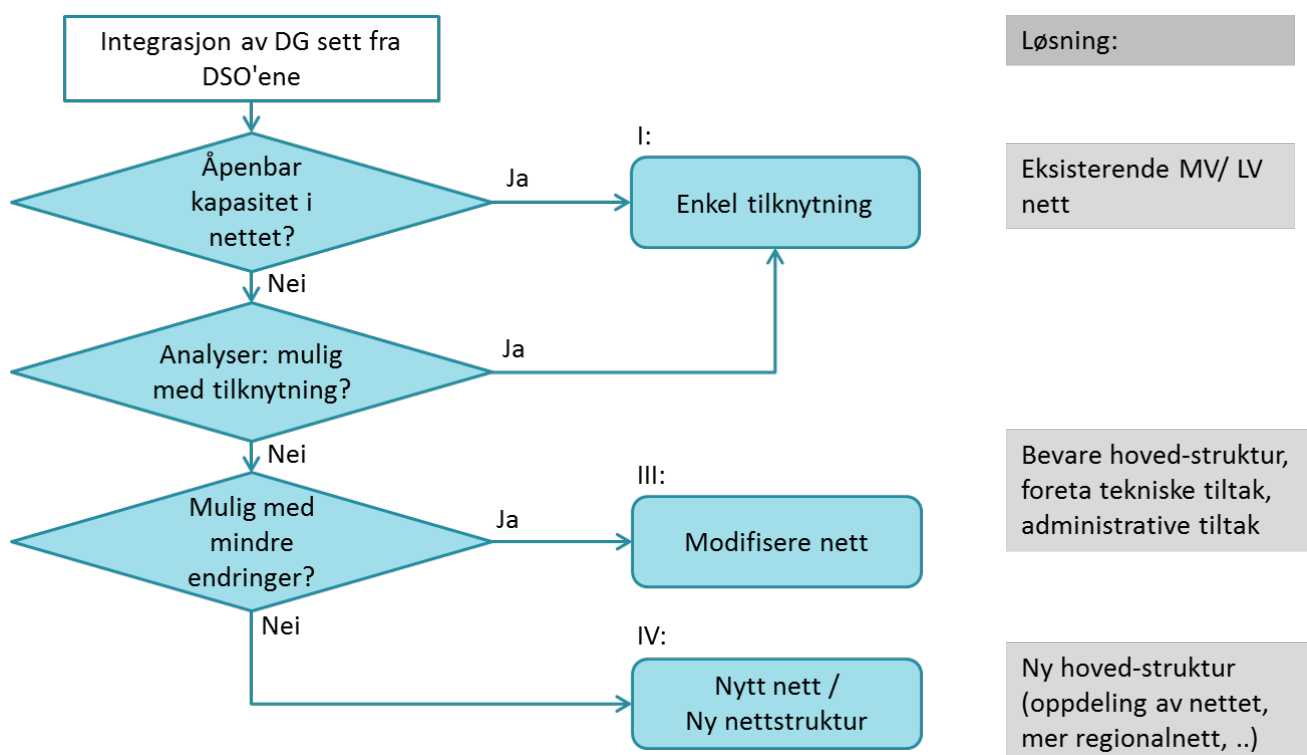
Dersom det etter analyse viser seg at tilknytning ikke er forsvarlig, må det på grunnlag av analysene kartlegges hvilke modifiseringer som er nødvendig.

Eksempler på slike tiltak er:

- Oppgradering av linjetverrsnitt
- Oppgradering av spenningsnivå
- Spenningsregulering (1:1-trafo/Voltage booster)
- Koordinert regulering av DG-enheter
- Produksjonsbegrensning

Når det er klart at modifiseringer i nettet er nødvendig, er det hensiktsmessig å se utviklingen av distribuert produksjon i det aktuelle området samlet. En framgangsmåte for det er beskrevet i [9]. Det er viktig å se helhetlig på potensialet for DG for å sikre en samfunnsmessig rasjonell utbygging over tid.

Dersom modifikasjoner på eksisterende nett viser seg utilstrekkelig, blir utbygging av nytt nett eller større oppgradering av nettstruktur nødvendig. Å bygge ut nett er et kostbart alternativ. Det bør være fokus på å finne mindre kostbare alternativer for å tilknytte produksjon der det er rasjonelt. Et mål er å utvide omfanget av andre tekniske og administrative tiltak.



Figur 3-1 Tilknytning av DG i distribusjonsnettet sett fra nettselskapet.

4 Mulighetsrommet når tiltak er nødvendig før tilknytning av DG

For å utforske mulighetsrommet ved tilknytning av DG, har de tekniske og ikke-tekniske løsningene her blitt brutt ned til fire grunnleggende strategier for å øke overføringskapasiteten i nettet:

- Oppgradering av nett
- Spenningsregulering med transformator
- Kontroll av reaktiv effekt (Q)
- Kontroll av aktiv effekt (P)

I tillegg kan økt kommunikasjon og sanntids koordinering bidra til å utnytte den eksisterende kapasiteten i nettet bedre.

De fire strategiene har ulike egenskaper; ulikt potensial, ulike kostnad og andre ulemper og fordeler knyttet til seg. Innenfor hver kategori finnes det mange ulike teknologier, men alle løsninger for å øke kapasiteten i nettet vil måtte ta hensyn til en eller flere av disse strategiene.

Av disse fire er det bare to som bidrar til å redusere den termiske belastningen; oppgradering av nettet og kontroll av aktiv effekt.

4.1 Oppgradere nett

I mange tilfeller finnes det ikke noe reelt alternativ til nettforsterkning for å kunne tilknytte DG. Hvordan en forsterkning gjennomføres mest mulig kostnadseffektivt vil være helt avhengig av det enkelte tilfellet. Det må planlegges ut fra både det eksisterende nettet og forventet utbygging av DG over tid.

Det finnes flere former for nettoppgradering. Det enkleste tiltaket er typisk en oppgradering av lednings-tverrsnittet. Ved behov for større kapasitet, innebærer det oppgradering av transformator, nytt spenningsnivå eller helt nye traseer for kraftledninger, i enkelte tilfeller også oppgradering av overliggende nett.

Tabell 4-1 Ulike former for oppgradering av nett.

	Fordeler	Ulemper	Potensial	Kostnad	Innovasjon
Nytt nett	Kjent teknologi	Miljø, naturinngrep	Ubegrenset	Høy	Lav
Tverrsnitt-oppgradering	Kjent teknologi		Høy	Middels/ Høy	Lav

4.2 Spenningsregulering med transformator

Transformatorer brukes i nettet i dag for å transformere mellom ulike spenningsnivåer, for eksempel mellom høy- og mellomspenning. I tillegg kan transformatorer brukes på ulike måter for å bøte på de problemene som oppstår i forbindelse med tilknytning av DG til distribusjonsnettet.

Transformatorer mellom høy- og mellomspenning opererer i dag normalt med en on-load trinnkobler for å holde ønsket spenning på sekundærsiden. En riktig innstilling av trinnkobleren er viktig for å utnytte overføringskapasiteten for DG, fordi denne bestemmer spenningen på transformatorstasjonens sekundærside. Denne kan stilles inn for å holde en bestemt spenning på samleskinna eller det kan kompenseres for

strømmen som måles i transformatorstasjonen slik at spenningen holdes konstant lengre ute på radialen. En trinnkobler som ikke er innstilt for effektflyt fra MV til HV, kan i verste fall bidra til å forverre spenningsforholdene i distribusjonsnettet.

En transformator med trinnkobler kan også plasseres andre steder i nettet for å justere spenningen til riktig nivå. Dette kan være en 1:1 transformator. Det kan være aktuelt i lange radialer der for høy spenning ved produksjonsstedet er et problem, men belastningen på linja er lav.

Trinnkoblere i dag har generelt et problem med slitasje, noe som gjør at antallet koblinger bør begrenses mest mulig og opereres med en treg respons. I tillegg fører hver kobling til et sprang i spenningen på trafoens sekundærside.

Tabell 4-2 Ulike former for spenningsregulering.

	Fordeler	Ulemper	Potensial	Kostnad	Innovasjon
Trinnkobling HV/MV-trafo	Kjent teknologi, benyttes i dag	Treghet, slitasje, spenningssprang	Lav/Middels	Ingen	Lav
1:1-trafo m/ trinnkobler	Kjent teknologi	Treghet, slitasje, spenningssprang	Middels	Middels	Lav
Voltage Booster	Stabiliserer spenning	Ny teknologi	Middels	Middels	Middels

4.3 Kontroll av reaktiv effekt

Reaktiv effekt (Q) er et uttrykk for den delen av strøm og spenning som ikke er i fase og dermed gir opphav til en pendling av energi i nettet hver halvperiode. Den reaktive effekten er ikke et uttrykk for levert energi over kraftnettet, men den bidrar både til tap og spenningsfall i kraftnettet. Ved å kontrollere i hvilken retning og mengde den reaktive effekten flyter, kan spenningen i nettet styres.

Ulempen med å benytte reaktiv effekt til å kontrollere spenning, er at strømmen øker og dermed øker også overføringstapene. Tapene er proporsjonale med $P^2 + Q^2$, og tapene øker derfor raskt når reaktiv effekt blir høy. Høyere strøm kan også føre til at de termiske begrensningene i nettet blir et problem.

Med god planlegging av distribusjonsnettet med hensyn på aktiv og reaktiv effektflyt og spenningsforhold, kan de ulike hensynene balanseres for en bedre utnyttelse av nettet, med minst mulig tap. Den enkleste måten å styre den reaktive effekt er å benytte spenningsregulatoren i synkrongeneratorer (AVR) som allerede finnes i nettet.

Tabell 4-3 Ulike metoder for kontroll av reaktiv effekt.

	Fordeler	Ulemper	Potensial	Kostnad	Innovasjon
Spenningsreg. i DG-enheter, AVR*	Kjent teknologi, benyttes i dag	Økte tap pga. Q	Lav/Middels	Ingen/Lav	Lav
Optimaliserte settpunkt i AVR*	Reduserer overføringstap	Noe tap pga. Q	Lav/Middels	Ingen/Lav	Middels
Kondensator/ Reaktor	Kjent teknologi	Økte tap pga. Q Ingen/lite kontroll	Lav	Lav	Lav
SVC/STATCOM	Kan kombineres med korttids lagring, bidra til stabilitet	Økte tap pga. Q	Lav	Høy	Lav

* AVR – Automatic Voltage Regulator

4.4 Kontroll av aktiv effekt

Reduksjon av aktiv effektflyt kan være nødvendig i de tilfeller reaktiv effektkontroll og spenningsregulering med transformatorer ikke er nok til å holde spenningen innenfor gitte grenser eller ikke er hensiktsmessig pga. kostnader eller overføringstap.

I enkelte tilfeller kan det være noen få timer eller dager i året der produksjonen er så høy at nettet overbelastes, såkalte flaskehalstimer. I de tilfellene kan det være samfunnsøkonomiske lønnsomt å redusere produksjonen, framfor å investere i en oppgradering av nettet.

Produksjonsbegrensning kan foregå ved avtaler mellom kraftprodusent og nettselskap. Den tilknyttede enheten plikter da å redusere produksjonen i situasjoner med høy belastning på distribusjonsnettet. I dag tillater NVE produksjonsbegrensning kun som et midlertidig tiltak, i påvente av forsterkninger i nettet.

Det kan også tenkes mer helhetlige og langsiktige løsninger for å håndtere flaskehalstimer. En mulighet er en markedsorientert tilnærming med kjøp og salg av kapasitet i nettet, i form av redusert kraftproduksjon eller økt lokalt forbruk. Utforming av en slik ordning kan bidra til mer kostnadseffektive løsninger i kraftnettet, men det er mange hensyn som må balanseres ved innføring av slike ordninger. Ulike konsept og forretningsmodeller for et fleksibilitetsmarked utforskes og vurderes blant annet i forbindelse med Europakommisjonens *Smart Grid Mandate*, M/490.

Tabell 4-4 Ulike metoder for kontroll av aktiv effekt.

	Fordeler	Ulemper	Potensial	Kostnad	Innovasjon
Avtalebaserte løsninger	Økt nettutnyttelse	Tapt produksjon	Middels/Høy	Lav*	Lav/Middels
Fleksibilitets-marked	Økt nettutnyttelse, tilpasning på kostnadsoptimal måte	Tapt produksjon	Middels/Høy	Lav*	Høy
Energilagring	Reduserer tapt produksjon	Må kombineres med en av de to over	Middels	Høy**	

* Øker med antall kWh produksjonsbegrensning

** Lagring i vannmagasin kan gi lav kostnad

4.5 Økt kommunikasjon og sanntids koordinering

Spenningsverdiene i distribusjonsnettet endrer seg hele tiden, avhengig av last og produksjon i nettet. I dag er det svært lite overvåking av spenningen i distribusjonsnettet og lite mulighet til å påvirke den. Av den grunn må nettet i dag dimensjoneres for antatte worst case-tilfeller. Det vil typisk si maksimal last med minimal produksjon og minimal last med maksimal produksjon, basert på oppgitt informasjon og erfaringstall.

I årene framover vil omfanget av kommunikasjonsinfrastruktur i kraftnettet øke formidabelt. Kravet til AMS-målere i Norge innen 2019 tvinger fram kommunikasjonsløsninger helt ned til nettkunder i lavspenningsnettet. Hvilke kommunikasjonsløsninger som velges og hvordan disse kan utnyttes i framtiden, er fortsatt uklart.

I forbindelse med økt kommunikasjon, åpner det seg også nye muligheter i håndteringen av DG. I første omgang vil det gi bedre muligheter for overvåking av nettet. Det vil gi bedre oversikt over spenningsforhold,

effektflyt og generell tilstand i nettet. På lengre sikt gir det muligheter for sanntids koordinering av enheter for å oppnå optimal utnyttelse av nettet.

I TR A6343, Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter til distribusjonsnettet [14], stilles en rekke krav til DG-enheter mindre enn 10 MW. Flere av disse er krav som legger til rette for en mer aktiv overvåkning og styring av enhetene. Det stilles krav om mulighet til fjernstyrt innhenting av oppdaterte måledata og fjernstyrt nødutkobling fra nettselskapets sentral. I tillegg skal settpunkt for tanø- eller spenningsregulator kunne styres på signal fra nettselskapets sentral.

Det foregår forskning og demonstrasjonsaktiviteter på økt integrasjon av nettdrift og drift av DG-enheter, og utprøving av systemer for sentralisert spenningskontroll foregår flere steder, blant annet i Østerrike [10] og Frankrike [11]. Sistnevnte tester kun fjernstyrt trinnkobler.

Med tilgang på sanntids informasjon om tilstanden i nettet og mulighet til å påvirke spenning og aktiv eller reaktiv effekt i nettet, er det mulig å se for seg en mer effektiv utnyttelse av nettet. Prosjektet *DG DemoNetz Konzept* [10] har kartlagt potensialet og besparelser ved innføring av ulike former for koordinert spenningsregulering. Tabell 4-5 er blant annet basert på resultatene derfra.

Tabell 4-5 Ulike former for utnyttelse av økt kommunikasjon og sanntids koordinering.

	Fordeler	Ulemper	Potensial	Kostnad	Innovasjon
Fjernstyrt trinnkobler	Bidrar til optimal trinning ved mange ulike avganger	Bidrar lite hvis en enkelt radial	Lav*	Lav	Middels
Koordinert sp.reg. u/prod.begr.	Tapoptimalisering og nødvendige tiltak basert på sanntids målinger		Lav/Middels*	Lav/Middels	Middels
Koordinert sp.reg. m/prod. begr.	Tapoptimalisering og nødvendige tiltak basert på sanntids målinger	Tapt produksjon, forutsetter ordning for prod. begrensnig	Høy**	Middels***	Middels/Høy

* Øker med kompleksiteten i nettet, flere radialer ol.

** Øker med høy diversitet i produksjon og kompleksitet i nettet

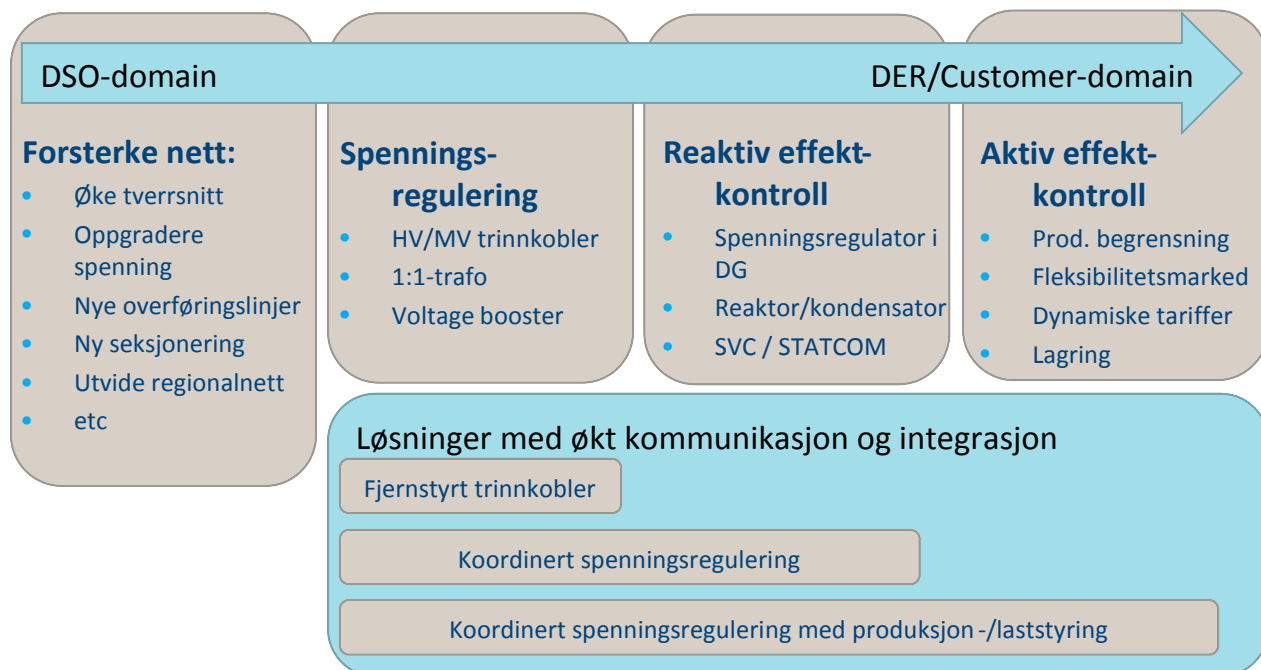
*** Øker med antall kWh produksjonsbegrensning

4.6 Mulighetsrommet oppsummert

I Figur 4-1 oppsummeres de ulike mulighetene ved tilknytning av DG til et distribusjonsnett med utilstrekkelig overføringskapasitet. De ulike alternativene løser kapasitetsbegrensningene på ulike steder og involverer ulike aktører og kan plasseres på en akse fra nettselskapets (Distribution System Operator, DSO) domene til nettkunden og produsentens (Distributed Energy Resources, DER) domene. Tradisjonelt har utfordringer med kapasiteten i nettet blitt løst fullt ut i nettselskapets domene, i form av oppgraderinger av distribusjonsnett og bruk av trinnkobleren i HV/MV transformator for å kontrollere spenningen i nettet.

Ettersom en av de store utfordringene med tilknytning av DG har vært for høy spenning, kan kapasiteten i nettet økes ved å la produksjonsenheter i nettet regulere reaktiv effektproduksjon for å holde spenningen innenfor gitte grenser. Dette er et tiltak som i større grad krever en inngripen i produsentens domene. Ved å pålegge en produsent å benytte gitte innstilling i spenningsregulatoren, kan denne også påføres økte tap i eget anlegg, samt økte investeringskostnader.

De løsningene som i størst grad griper inn i produsentens domene er tiltak som begrenser produksjonen av aktiv effekt. Et slikt tiltak kan være i form av en avtale mellom produsent og nettselskap om begrenset produksjon i de perioder nettet er overbelastet. I et mer avansert system kan regulering av produksjon foregå i et fleksibilitetsmarked helt ned på distribusjonsnettnivå.



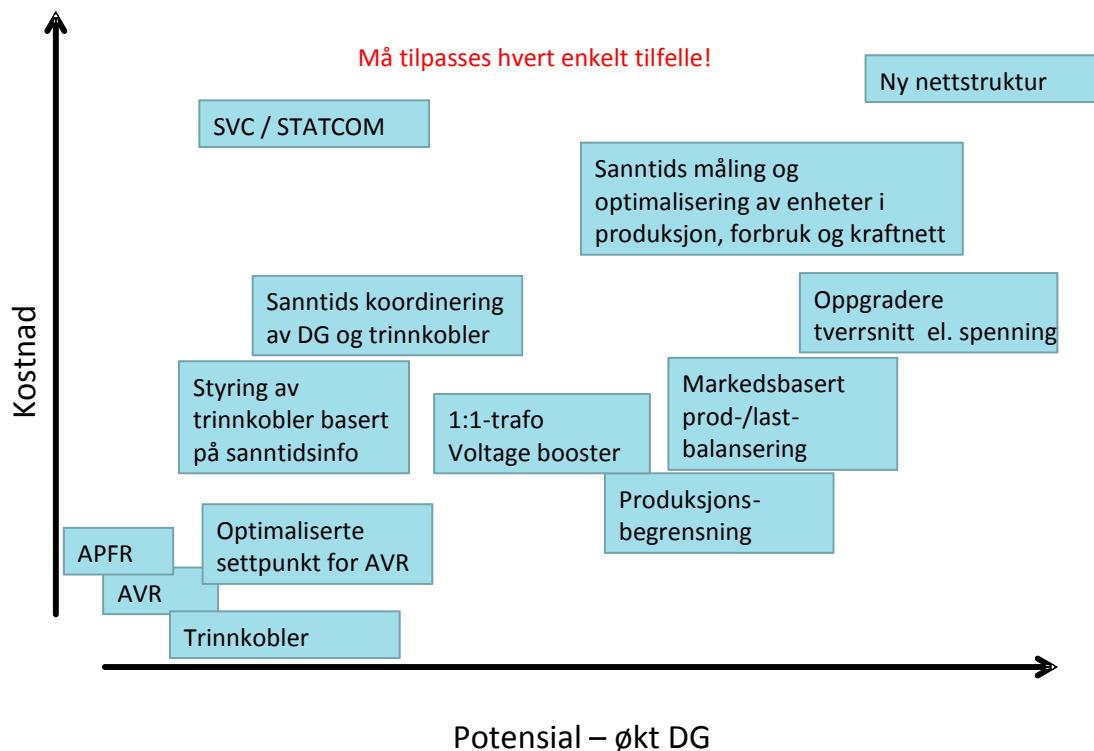
Figur 4-1 Mulighetsrommet ved tilknytning av ny DG til et distribusjonsnett uten ledig kapasitet. Ulike løsninger er plassert på aksene fra nettselskapets domene til nettkundens/produsentens domene.

Ikke alle løsninger som presenteres har det samme potensialet for å øke overføringskapasiteten i distribusjonsnettet. Hvor stort potensial de ulike løsningene har vil variere mye fra tilfelle til tilfelle, og må avgjøres av mer grundige studier i hver enkelt case.

Figur 4-2 antyder hvordan de ulike løsningene vurderes ut fra potensial og kostnader, og oppsummerer tabellene i dette kapittelet. Eksempelvis kan utbygging av nytt nett gi ubegrenset mulighet til å øke produksjonen, men kostnaden ved å bygge nytt nett er høy. Oppgradering av eksisterende nett gir også stor kapasitetsøkning, men til lavere kostnad enn helt nytt nett.

Til høyre i diagrammet er de tiltakene som antas å gi det største potensialet for kapasitetsøkning. Det er ofte nytt eller oppgradert nett og tiltak som begrenser produksjon. De tiltakene som gir stor kapasitetsøkning er altså de som befinner seg i ytterpunktene av Figur 4-1. Det må imidlertid nevnes at kostanden ved produksjonsbegrensning øker raskt med mengden av tapt produksjon.

Spenningsregulering med transformator eller ved reaktiv effekt er typisk mindre kostbare tiltak enn nettoppgraderinger, men også med mindre potensial for kapasitetsøkning.



Figur 4-2 Alternativene for å øke kapasiteten for DG vurdert etter potensial og kostnad. Framstillingen er kun illustrerende og må tilpasses hvert enkelt tilfelle.

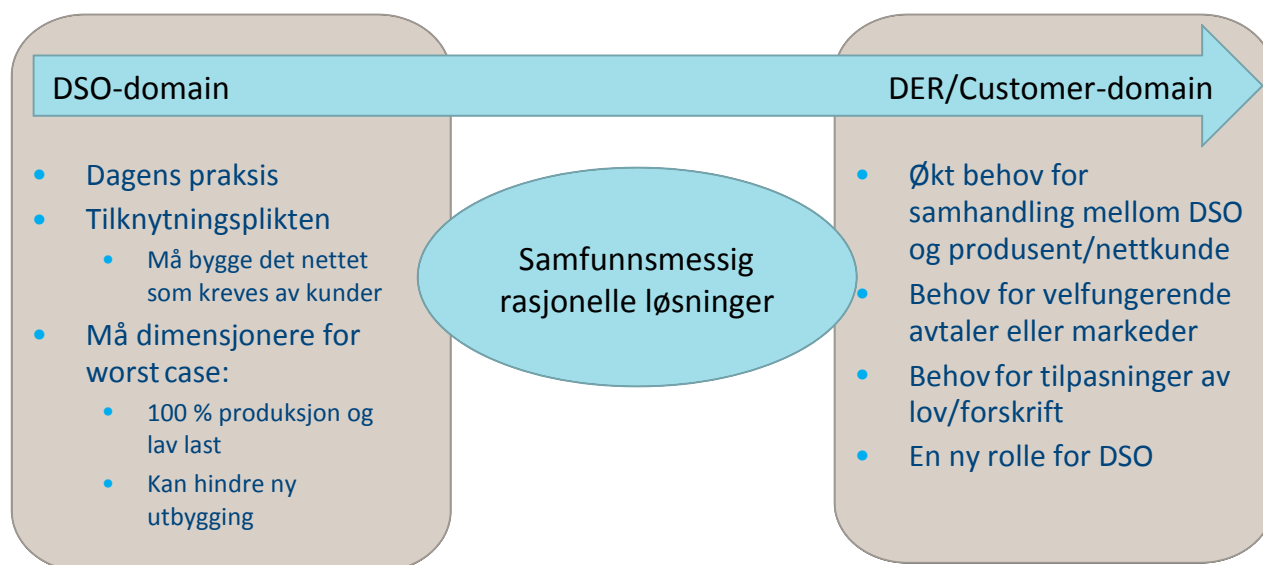
5 Forhold knyttet til produksjonskontroll

Mulighet til å pålegge produksjonsbegrensninger kan i enkelte tilfeller være fornuftig i et samfunnsøkonomisk perspektiv. En slik praksis ville totalt sett kunne tillate økt produksjonen over året, selv om produksjonen blir begrenset i enkelttimer eller dager. Fordi flere DG-enheter kunne knytte seg til, ville produksjonen være høyere i de normale driftstidene, når produksjonsbegrensning ikke er nødvendig.

I dag har eksisterende kraftverk "lagt beslag" på den kapasiteten i nettet de har fått tilknytningsavtale for. Dersom det er en mulighet for at nettet overbelastes eller spenningsgrenser overskrides, vil det ikke kunne bygges ut mer produksjon uten oppgraderinger i nettet. Det fører til at omsøkte kraftverk blir krevd for store anleggsbidrag for å få tilknytning og mange kraftverk vil ikke bli bygget. Det gjør at eksisterende kraftverk får et fortrinn foran nye kraftverk, selv om dette ikke nødvendigvis gir samfunnsøkonomisk rasjonell utnyttelse av nettkapasiteten.

I en helhetlig samfunnsøkonomisk vurdering av produksjonsbegrensning vil det være viktig å ta hensyn til den totale produksjonen og etterspørselen etter elektrisk kraft. Med en storskala utbygging av uregulert vannkraft fram mot 2020, er det grunn til å tro at maksimal produksjon forekommer i samme tidsrom over store deler av landet. Dermed er det sannsynlig at eventuell produksjonsbegrensning vil forekomme når det allerede er et kraftoverskudd og prisene er lave. Det betyr at tapt produksjon som følge av produksjonsbegrensning ikke vil være den mest verdifulle.

Sammenlignet med dagens praksis, hvor nettselskap løser kapasitetsutfordringer med oppgraderinger innenfor egen virksomhet, vil en overgang til å benytte produksjonsbegrensning kreve en ny tilnærming og gi nye utfordringer. Figur 5-1 viser noen av de aspektene som må tas hensyn til i det man skal gå fra dagens praksis med å løse kapasitetsproblemer med nettutbygging til å løse de med regulering av spenning og produksjon hos produsenten eller nettkunden. De samfunnsmessig rasjonelle løsningene finnes i kombinasjonen mellom nettselskapets domene og kunden/produsentens domene. Hvor balansen går, avhenger av hvert enkelt tilfelle.



Figur 5-1 En overgang til å løse en større andel av kapasitetsutfordringene i kraftnettet hos produsenten eller kunden vil gi nye utfordringer.

5.1 Behov for velfungerende avtaler eller markeder

Praksis i dag er at tilknytning av en ny produsent ikke skal være til noen ulempe for eksisterende produsenter. Det innebærer at nettselskapet ikke vil legge begrensninger eller kostnader på kraftverk som allerede er tilknyttet nettet, som igjen kan være til hinder for at kapasiteten i nettet fordeles og utnyttes på en optimal måte.

For at produksjonsbegrensning skal fungere som et permanent tiltak må det etableres et rammeverk i form av avtaler eller markedsmekanismer som tillater at nettselskapet styrer en slik begrensning ved behov og at eksisterende kraftverk også deltar i en slik regulering. Sannsynligvis må det utformes en form for kompensasjon for tapt produksjon eller en variabel tariff for kapasitet. Det må også avklares hvordan kostnadene eller inntektene ved en slik ordning bør fordeles.

Et kriterium ved utforming av et rammeverk vil være å tilfredsstille kravet om markedsadgang til ikke-diskriminerende og objektive tariffier og vilkår. Samtidig er det en utfordring å utforme systemet slik at det gir riktige insentiv til produsenter og nettselskap. Dette innebærer både å gi riktig kompensasjon for de berørte og insentiver til at utbygging av nett og ny produksjon skjer på en samfunnsmessig rasjonell måte.

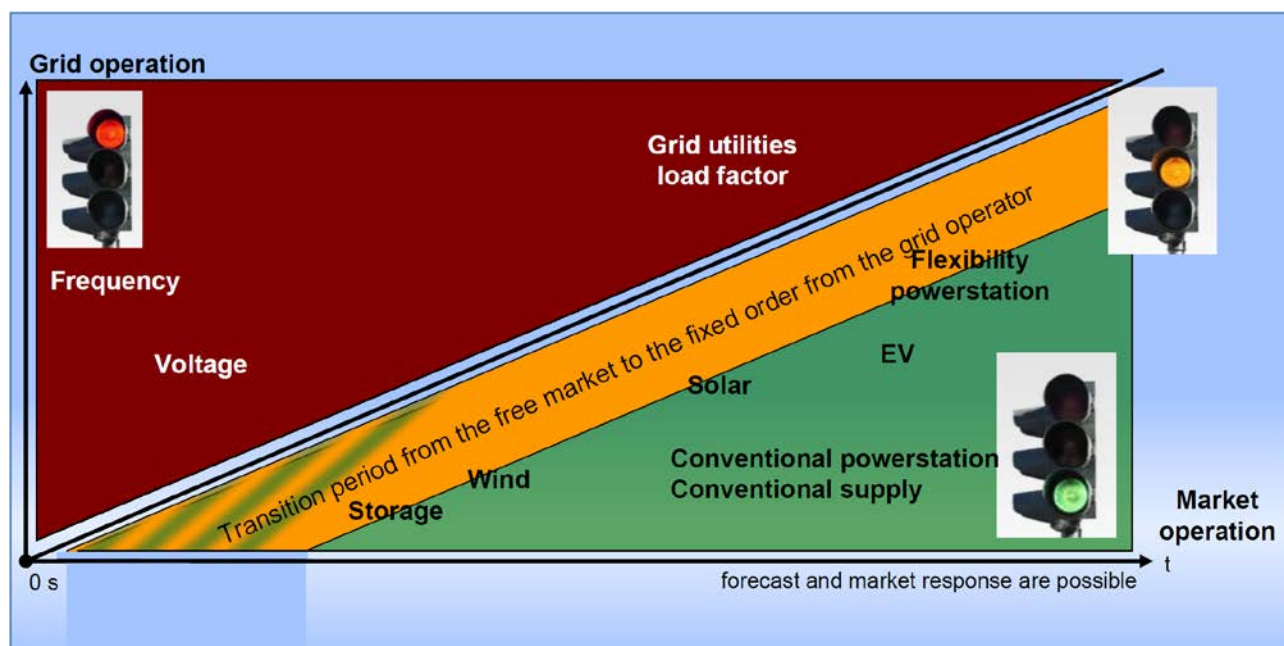
NVE tillater per i dag ikke produksjonsbegrensning som annet enn et midlertidig tiltak i påvente av nettoutbygging, begrunnet i kravet om markedsadgang til ikke-diskriminerende og objektive tariffier og vilkår. Mulighetene for å etablere begrensning av produksjon som permanent tiltak må i alle tilfeller avklares med myndighetene.

5.2 Ny rolle for nettselskapene

I dag blir distribusjonsnett i hovedsak driftet uten sanntids informasjon eller kontroll over nettet. Nettet er dimensjonert for å tåle den belastningen det kan tenkes å utsettes for og nettselskapet har liten mulighet til å styre lastflyten i nettet. I de fleste tilfeller har ikke nettselskapet en gang målinger i distribusjonsnettet og dermed heller ikke oversikt over belastningen. Med en slik situasjon er det viktig at nettet blir dimensjonert kraftig nok og blir dermed lett overdimensjonert.

Omfanget av måling, styring og kommunikasjon i distribusjonsnettet har økt mye og forventes å øke mer i årene som kommer. Det gir nye muligheter for nettselskapene til å ta en annen rolle i driften av nettet og på den måten øke utnyttelsen av nettkapasiteten. Muligheten til styre produksjon og belastning i kritiske tilfeller vil i så fall være en avgjørende del av en slik drift. En slik måte å drifte nettet på vil ha mye til felles med måten sentralnettet driftes på i dag, men økt grad av automatisering vil være viktig for at det skal være aktuelt.

Internasjonalt foregår det et arbeid for å utforske og tydeliggjøre hva ny teknologi og nye utfordringer betyr for drift av distribusjonsnettet. I forbindelse med Europakommisjonens Mandat 490, *Smart Grid Mandate*, er det flere grupper som arbeider med tema relatert til smart grid. I rapporten fra *WG Sustainable Processes* [12] brukes et trafikklys-konsept, vist i Figur 5-2, for å beskrive hvordan drift av nettet kan fungere. Her klassifiseres nettets driftssituasjon i tre soner. I grønn sone er nettet i normal drift, alt er som planlagt. I gul sone er man nærmere de kritiske grensene i nettet, hva angår spenning og strømbelastning. Da iverksettes tiltak for å avbøte situasjonen, men tiltakene er basert på markedsmekanismer og innebærer ikke direkte beordring fra nettoperatorens side. I rød sone er situasjonen i nettet kritisk og nettoperatoren tar kontroll over nettet og beordrer de nødvendige tiltak for å sikre forsvarlig drift.



Figur 5-2 Trafikklys-konseptet fra arbeidet med smart grid i EU. I den grønne sonen er systemet i normal drift, uten flaskehalser eller begrensninger. I det gule feltet tas markedsbaserte mekanismer i bruk for å sikre forsvarlig drift. I rød sone tar nettansvarlig full kontroll over nettet. [12].

6 Oppsummering

Det er ventet en storstilt utbygging av distribuert produksjon i Norge fram mot 2020. Dette utfordrer distribusjonsnettet der disse skal tilknyttes. I tillegg kan det være begrensninger i det overliggende nettet som blir aktuelle ved utbygging av distribuert produksjon. I hovedsak er det to faktorer som begrenser kapasiteten i distribusjonsnettet i dag; for høy spenning ved høy produksjon og lav last og termiske begrensninger i linjer og transformatorer. Ulike metoder for å øke overføringskapasiteten er tilgjengelige.

For å undersøke mulighetene for tilknytning av DG i et nett med begrenset kapasitet, kan mulighetene brytes ned i fire grunnleggende strategier: Oppgradering av nett, spenningsregulering med transformatorer, styring av reaktiv effekt og styring av aktiv effekt. Innenfor disse finnes det ulike teknologier og løsninger. Gjennom økt integrasjon og kommunikasjon i distribusjonsnettet kan også flere strategier kombineres og benyttes sammen med sanntids målinger for en bedre utnyttelse av nettet. For å oppnå en storstilt utbygging av distribuert produksjon, er det oppgradering av nett og styring av produksjon som kan gi vesentlig kapasitetsøkning, fordi disse adresserer både termiske og spenningsmessige begrensninger.

De fire strategiene griper i ulike grad inn i hvordan produsenter og nettkunder driver sin virksomhet. Den ene ytterligheten er å løse alle utfordringer i distribusjonsnett-domenet, og sådan ikke ha noen interaksjon med produsentene. Dette er den vanligste tilnærmingen i dag, alle utfordringer løses med ulike former for nettoppgradering eller andre tiltak i nettet. Dette er en kostbar strategi i lengden.

Den andre muligheten er å løse kapasitetsproblemer med tiltak som i stor grad griper inn i nettkundens virksomhet, i DER-/Kunde-domenet. Produksjonsbegrensninger er et slikt tiltak. Det griper rett inn i virksomheten og kan påføre produsenten store tap. Nettopp derfor er det også mange utfordringer forbundet med innføring av produksjonsbegrensning.

Produksjonsbegrensning som strategi i distribusjonsnettet krever en endring i det rammeverket som gjelder. Prinsippene om tilknytningsplikt og ikke-diskriminerende markedsadgang blir i dag praktisert på en måte som ikke tillater produksjonsbegrensning som et varig tiltak.

Sammenlignet med utbygging av nettet for full kapasitet, vil produksjonsbegrensning gi noe tapt produksjon, noe som representerer en samfunnsøkonomisk kostnad. Hvor mye tapt produksjon som kan aksepteres avhenger av hvor stor besparelsen er av å slippe å bygge mer nett. Hva som er den samfunnsøkonomisk riktige balansen mellom nettoutbygging og produksjonsbegrensning, vil kreve videre forskning, samt beregninger i hvert enkelt tilfelle.

Referanser

- [1] Kjølle, G.; Samdal, K.: *Future Electrical Power Networks – SmartGrids*
SINTEF Energi AS, 2009, OiDG AN 09.12.63
- [2] Aleixo, L.: *Integration of Distributed Generation - Alternative solutions to grid reinforcements*
SINTEF Energi AS, 2011, OiDG AN 11.12.15
- [3] Tande, J.O.; Vogstad, K.: *Operational implications of wind power in a hydro based power system*
1999, Proc. Of EWEC'99
- [4] Kjølle, G.; Pley, A.: *Sømløs integrasjon av distribuert produksjon - Status og utfordringer*
SINTEF Energi AS, 2010, OiDG AN 10.12.08
- [5] *Distribusjon 2020*, http://www.sintef.no/Projectweb/Distribution_2020/
SINTEF Energi AS
- [6] *Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.*
(energilovforskriften), 1990, <http://www.lovdata.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf/sf-19901207-0959.html>
- [7] Husby, M. A.: *Introduksjon av vindkraft i regionalnett med begrenset overføringskapasitet*
Masteroppgave, NTNU, 2012
- [8] *Rasjonell elektrisk nettvirksomhet*
REN 3000-serien, REN-blad 3006
- [9] Catrinu, M.; Istad, M.; Sand, K.; Marvik, J.:
Planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett
SINTEF Energi AS, 2012, TR A7166
- [10] DG DemoNetz Konzept, <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/results.html/id4349>
- [11] Grenard, S.; Brolly, C.; Devaux, O.; Carré, O.:
Implementation of a centralised voltage control experiment in presence of distributed generation in ERDF's MV network
CIGRE, 2012
- [12] *Smart Grid Coordination Group, Work Group Sustainable Processes*, 2012
- [13] Voksø, A.; Stensby, H.; Mølmann, K.; Tovås, C.; Skau, S.; Kavli, O.:
Beregning av potensial for små kraftverk i Norge. Forutsetninger, metodebeskrivelse og resultater
NVE-rapport 19, 2004
- [14] Petterteig, A.; Mogstad, O.; Henriksen, T.; Håland, Ø.:
Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonseenheter til distribusjonsnettet
SINTEF Energi AS, 2006, TR A6343

A Beskrivelse av tekniske løsninger

A.1 Spenningsregulering med transformator

Transformatorer brukes i nettet i dag for å transformere spenning mellom de ulike spenningsnivåer, som mellom transmisjonsnett og distribusjonsnett. Ut over det er det muligheter til å bruke transformering på ulike måter som kan bøte på de problemene som oppstår i forbindelse med tilknytning av DG til distribusjonsnettet.

A.1.1 Trinnkobling av transformator mot overliggende nett

Transformatorer i høy- og mellomspenningsnettet har normalt en mulighet for trinnkobling for å justere omsetningsforholdet mellom primær- og sekundærsiden. På den måten kompenseres det for spenningsfall i nettet, og spenningen kan holdes innenfor gitte grenser på lavspenningssiden.

Slike trinnkoblere er tradisjonelt stilt inn for å håndtere effektflyt fra høye til lave spenningsnivå. Med utbredelsen av DG flyter effekten i visse tilfeller i motsatt retning og det kan da være nødvendig å kontrollere at trinnkobleren er stilt inn hensiktsmessig. I en situasjon med høy produksjon og lav last i en radial vil det være nødvendig å la spenningen på sekundærsiden gå så lavt som tillatt.

Ofte vil det være flere avganger fra en transformatorstasjon. Dersom noen avganger har høy netto produksjon og andre har netto last vil det være vanskelig å stille inn trinnkobleren hensiktsmessig for et hvert tilfelle, fordi man i trinnkoblerens regulator ikke har noen informasjon om spenningsforholdene ute i nettet og hvordan disse varierer mellom avganger med høy produksjon og de med høyt forbruk. I et slikt tilfelle vil det kunne forekomme spenninger utenfor de grensene som er satt.

A.1.2 1:1-transformator med trinnkobler

En transformator kan installeres med det ene formål å korrigere spenningen i kraftnett med spenningsproblemer. I det tilfelle kan benyttes en transformator med omsetningsforhold 1:1, med en trinnkobler som kan endre omsetningsforholdet. Med en slik løsning reguleres spenningen opp eller ned, og spenningen kan dermed holdes innenfor gitte grenser uten at den reaktive effektflyten i nettet endres vesentlig. Trinnkobleren må kunne opereres under last og automatisk, basert på strøm- og spenningsmåling, for ikke å gi uholdbare spenninger i en endret driftsituasjon.

A.1.3 Voltage booster

En voltage booster hever spenningen på en lignende måte som en 1:1-trafo, men med trinnløs justering og rask responstid vil den være bedre egnet til å justere for ulike driftsituasjoner. På grunn av den korte responstiden kan den også bidra til å løse vernproblematikk ved å holde kortslutningsstrømmen oppe. En voltage booster er i dag tilgjengelig for lavspenningsnett og en modell for mellomspenningsnivået er under testing og vil trolig bli tilgjengelig på markedet i løpet av kort tid.

En voltage booster består av en transformator og en variabel induktans.

A.2 Spenningsregulering ved reaktiv effektkontroll

Kontroll med reaktiv effektflyt kan bidra til å gi kontroll med spenningen, men økt reaktiv effektflyt gir også økte tap.

Med god planlegging av distribusjonsnettet med hensyn på aktiv og reaktiv effektflyt og spenningsforhold, kan de ulike hensynene balanseres for en bedre utnyttelse av nettet, med minst mulig tap.

A.2.1 Innstillinger i DG-enhetens spenningsregulator

Ulike DG-enheter har ulike mulighet til å levere og trekke reaktiv effekt. Ved å utnytte denne muligheten kan spenningene i nettet kontrolleres. Når reaktiv effekt flyter i motsatt retning av den aktive effekten vil spenningsfallet over ei linje reduseres. I praksis gjøres dette ved å sette DG-enhetens spenningsregulator i innstilling for konstant spenning. Den vil da levere eller forbruke så mye reaktiv effekt som det kreves for å holde spenningen i innmatingspunktet konstant på en forhåndsbestemt verdi.

I [Endegnanew & Petterteig, CIGRE, 2010] beskrives det hvordan innstillinger i DG-enheters spenningskontroll kan bidra til akseptable spenningsnivå og reduserte overføringstap. Dette kan gjøres ved at DG-enheter ytterst i en radial trekker reaktiv effekt, mens DG-enheter lenger inne på radialen produserer reaktiv effekt. På den måten vil det flyte reaktiv effekt der det er nødvendig for å holde spenningen innenfor gitte grenseverdier.

A.2.2 Reaktor- og kondensator-kompensering

Reaktiv effektflyt i nettet kan også kontrolleres ved hjelp av reaktorer og kondensatorbatteri. Dette er passive komponenter som er gjennom riktig inn- og utkobling kan bidra til riktig spenning og reaktiv effektflyt. Det kan for eksempel være aktuelt å benytte en reaktor ved DG-enheten for å holde spenningen nede og kompensere med kondensatorbatteri innerst på radialen for å redusere tapene i transformatoren. Dette er en dårligere løsning enn å benytte DG-enhetens reguleringsmulighet, blant annet fordi det krever ekstra komponenter.

A.2.3 Aktiv VAr-kompensering

Utstyr som benytter aktiv kompensering av reaktiv effekt kan også bidra med å holde spenningen i nettet på ønsket nivå. Eksempel på slikt utstyr er STATCOM og SVC. I praksis vil slikt utstyr være for omfattende og kostbart til å installere i de laveste spenningsnivåene, men kan være aktuelt for å støtte større produksjonsenheter som ikke har naturlig mulighet til å regulere reaktiv effekt, som for eksempel vindparker i regionalnettet. Slikt utstyr er også egnet til å kombinere med korttids energilagring [2].

A.3 Spenningsregulering ved aktiv effektkontroll

Reduksjon av aktiv effektflyt kan være nødvendig i de tilfeller reaktiv effektkontroll og regulering med transformatorer ikke er nok til å holde spenningen innenfor gitte grenser eller ikke er hensiktsmessig pga. kostnader eller overføringstap.

I enkelte tilfeller kan det være noen få timer i året der produksjonen er så høy at nettet overbelastes, såkalte flaskehalstimer. I de tilfellene ville den samfunnsøkonomiske nytten av å kunne redusere produksjonen noe være stor, framfor å investere i en oppgradering av nettet.

A.3.1 Avtalebasert produksjonsbegrensning

Produksjonsbegrensning kan foregå ved avtaler mellom kraftprodusent og nettselskap. I aktuelle eksempler har produksjonsbegrensning blitt avtalt i forbindelse med tilknytning av nye DG-enheter. Den tilknyttede enheten plikter dermed å redusere produksjonen i situasjoner med høy belastning på overføringslinjene. I dag tillater NVE produksjonsbegrensning kun som et midlertidig tiltak, i påvente av forsterkninger i nettet.

Det kan også tenkes mer helhetlige og langsiktige løsninger for å håndtere flaskehalstimer. En mulighet er en markedsorientert tilnærming med kjøp og salg av kapasitet i nettet, i form av redusert kraftproduksjon eller økt lokalt forbruk. Utforming av en slik ordning kan bidra til mer kostnadseffektive løsninger i kraftnettet, men det er mange hensyn som må balanseres ved innføring av slike ordninger. Ulike konsept og forretningsmodeller for et fleksibilitetsmarked utforskes og vurderes i forbindelse med Europakommisjonens *Smart Grid Mandate*, M/490.

A.3.2 Fleksibilitetsmarked i distribusjonsnettet

Det kan tenkes løsninger i distribusjonsnettet som i enda større grad utnytter markedsmekanismer for å regulere strømmer og spenninger innenfor nettets kapasitetsgrenser. Det er imidlertid krevende å utforme prinsippene for et slikt fleksibilitetsmarked og det vil være krevende å innføre i praksis. Det vil blant annet kreve at prosessene i et slikt marked og selve reguleringen skjer ved automatikk, da det vil være altfor ressurskrevende å styre manuelt.

A.3.3 Energilagring

I forlengelsen av avtalebaserte løsningene er det aktuelt å se på lagring av energien i nærheten av der den produseres. Dette kan gjøres ved hjelp av batteri eller andre teknologier for lagring. Batteriteknologi er imidlertid kostbart, slik at det i praksis ikke vil være en kostnadseffektiv løsning.

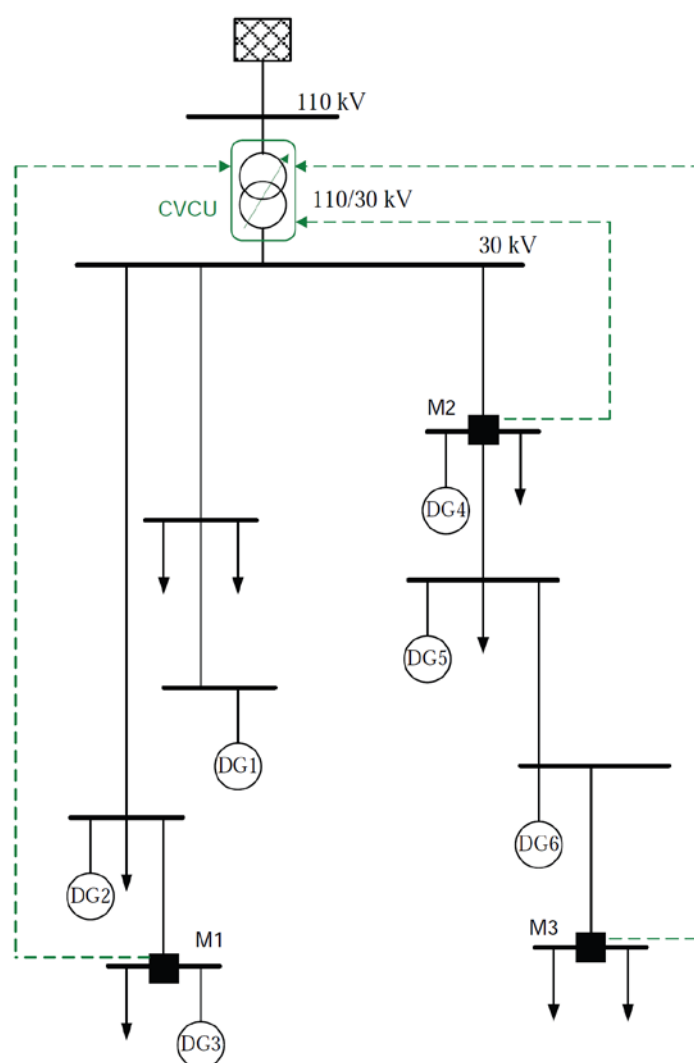
Med vannkraftverk ville det mest effektive energilageret være å lagre vannet i kraftverkets magasin, og vente med å produsere kraft til det er kapasitet i nettet. Det vil gi mulighet til den aller beste utnyttelsen av distribusjonsnettet. De aller fleste småkraftverk bygges imidlertid uten magasin.

En av de mulige fordelene ved DG er reduserte overføringstap. Dette forutsetter imidlertid lokalt forbruk av den kraften som produseres. Det er vanligvis ikke tilfelle i Norge, fordi produksjonen ikke foregår på det sted og tidspunkt hvor forbruket er stort. Muligheten for å lagre energi lokalt ville gi muligheten til å bruke mer av kraften lokalt når det er behov for den.

A.4 Økt integrasjon og sanntidskoordinering

A.4.1 Sentralisert spenningskontroll

EDF³ har beskrevet et prosjekt for sentralisert spenningskontroll i et nett med en betydelig andel DG. Prosjektet omfatter forsyningen fra en HV/MV transformator med seks avganger. En 6 MW vindpark er knyttet til en av avgangene. Utfordringen er å utnytte trinnkobleren for å holde spenningen innenfor gitte grenser til enhver tid. Nytt i dette prosjektet er at settpunktet i trinnkoblerens regulator styres fra driftssentralen, basert på sanntids målinger og analyser av spenningene i nettet. Målet er at endring av trinnkoblerens settpunkt skal skje automatisk, basert på den faktiske spenningen i kritiske punkter i nettet. Figur A-1 er en skisse for et slikt system hentet fra oversikten i DG DemoNetzKonzept⁴ over ulike prinsipper for spenningsregulering.



Figur A-1 Sentralisert spenningskontroll (Central Voltage Control Unit) [DG DemoNetzKonzept].

³ C6-109, Cigré 2012

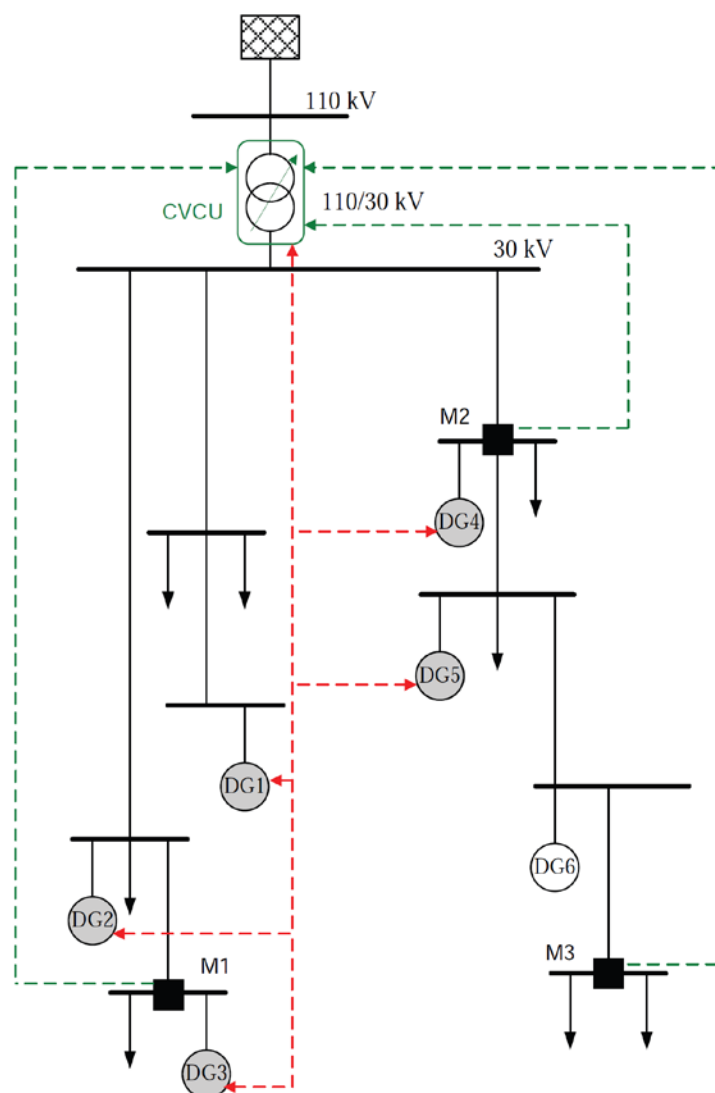
⁴ DG DemoNetz Konzept [<http://www.nachhaltigwirtschaften.at/results.html/id4349>]

A.4.2 Sanntids koordinering av reaktiv effekt

Med koordinert styring av reaktiv effekt menes at en sentral kontrollenhet styrer produksjonen av reaktiv effekt i hver DG-enhet i nettet, basert på sanntids målinger i sentrale punkter i nettet. Måledata fra kritiske punkter i nettet overføres til et dataprogram som evaluerer spenningsforholdene i nettet. Dersom de er generelt for høye eller lave, vil trinnkobleren operere. Dersom forskjellen mellom høyeste og laveste spenning er for stor vil DG enheter i aktuelle områder trekke reaktiv effekt. Prinsippet er vist i Figur A-2.

I et nett med mye DG kan virkningen av å ha en koordinert styring av reaktiv effekt være stor. Det fører til bedre kontroll med spenningen ulike steder i nettet, som igjen øker kapasiteten for tilknytning av DG. Bedre kontroll med reaktiv effekt gir også muligheten til å optimalisere med tanke på tap.

I prosjektet DG Demo Netz Validierung, ledet av Austrian Institute of Technology, foregår det utprøving med koordinert spenningskontroll i distribusjonsnettet i et område i Salzburg, Østerrike.



Figur A-2 Sanntids koordinering av reaktiv effekt og trinnkobler [DG DemoNetzKonzept].

A.4.3 Sanntids koordinering av produksjon

Det er i alle tilfeller ei grense for hvor mye effekt som kan overføres i det eksisterende nettet. I stedet for å bygge ut nettet for å håndtere maksimal produksjon i alle enheter på samme tid, kan det være rasjonelt å begrense produksjonen i de tidsrom det er nødvendig for å overholde spenningskrav eller termiske grenser. Med god overvåkning av tilstanden i nettet, både spenningsforhold og termiske belastninger, kan begrensninger i produksjonen reduseres til de enheter og tidsrom det er strengt nødvendig.

Produksjonsbegrensning kan integreres som en del av en koordinert spenningsregulering, med styring av trinnkobler, reaktiv effekt og aktiv effekt fra en sentral kontrollenhet.

På denne måten kan begrensningene i nettet bestemmes ut fra faktisk kapasitet i nettet, i stedet for worst case. I ytterste konsekvens kan styringen være basert på målt temperatur i kritiske komponenter, som transformatorer, og på målt spenning i tilknytningspunktet til nettkundene.

Dersom en slik koordinert regulering kombineres med bruk av lagring/vannmagasin kan nettet og produksjonen videre optimaliseres for en best mulig utnyttelse av ressursene.

B Mulighetsrommet når tiltak er nødvendig før tilknytning av DG

	Fordeler	Ulemper	Potensial	Kostnad	Innovasjon
Oppgradere nett					
Nytt nett	Kjent teknologi	Miljø, naturinngrep	Ubegrenset	Høy	Lav
Tverrsnitt-oppgradering	Kjent teknologi		Høy	Middels/Høy	Lav
Spenningsregulering med transformator					
Trinnkobling HV/MV-trafo	Kjent teknologi, benyttes i dag	Tregghet, slitasje, spenningsprang	Lav/Middels	Ingen	Lav
1:1-trafo m/ trinnkobler	Kjent teknologi	Tregghet, slitasje, spenningsprang	Middels	Middels	Lav
Voltage Booster	Stabiliserer spenning	Ny teknologi	Middels	Middels	Middels
Kontroll av reaktiv effekt					
Spenningsreg. i DG-enheter, AVR	Kjent teknologi, benyttes i dag	Økte tap pga. Q	Lav/Middels	Ingen/Lav	Lav
Optimaliserte settpunkt i AVR	Reduserer overføringstap	Noe tap pga. Q	Lav/Middels	Ingen/Lav	Middels
Kondensator/Reaktor	Kjent teknologi	Økte tap pga. Q Ingen/lite kontroll	Lav	Lav	Lav
SVC/STATCOM	Kan kombineres med korttids lagring, bidra til stabilitet	Økte tap pga. Q	Lav	Høy	Lav
Kontroll av aktiv effekt					
Avtalebaserte løsninger	Økt nettutnyttelse	Tapt produksjon	Middels/Høy	Lav*	Lav/Middels
Fleksibilitets-marked	Økt nettutnyttelse, tilpasning på kostnadsoptimal måte	Tapt produksjon	Middels/Høy	Lav*	Høy
Energilagring	Reduserer tapt produksjon	Må kombineres med en av de to over	Middels	Høy**	
Økt kommunikasjon og sanntids koordinering					
Fjernstyrt trinnkobler	Bidrar til optimal trinning ved mange ulike avganger	Bidrar lite hvis en enkelt radial	Lav ⁺	Lav	Middels
Koordinert sp.reg. u/prod.begr.	Tapoptimalisering og nødvendige tiltak basert på sanntids målinger		Lav/Middels ⁺	Lav/Middels	Middels
Koordinert sp.reg. m/prod. begr.	Tapoptimalisering og nødvendige tiltak basert på sanntids målinger	Tapt produksjon, forutsetter ordning for prod. begrenning	Høy ⁺⁺	Middels ⁺⁺⁺	Middels/Høy

AVR – Automatic Voltage Regulator

* Øker med antall kWh produksjonsbegrensning

** Lagring i vannmagasin kan gi lav kostnad

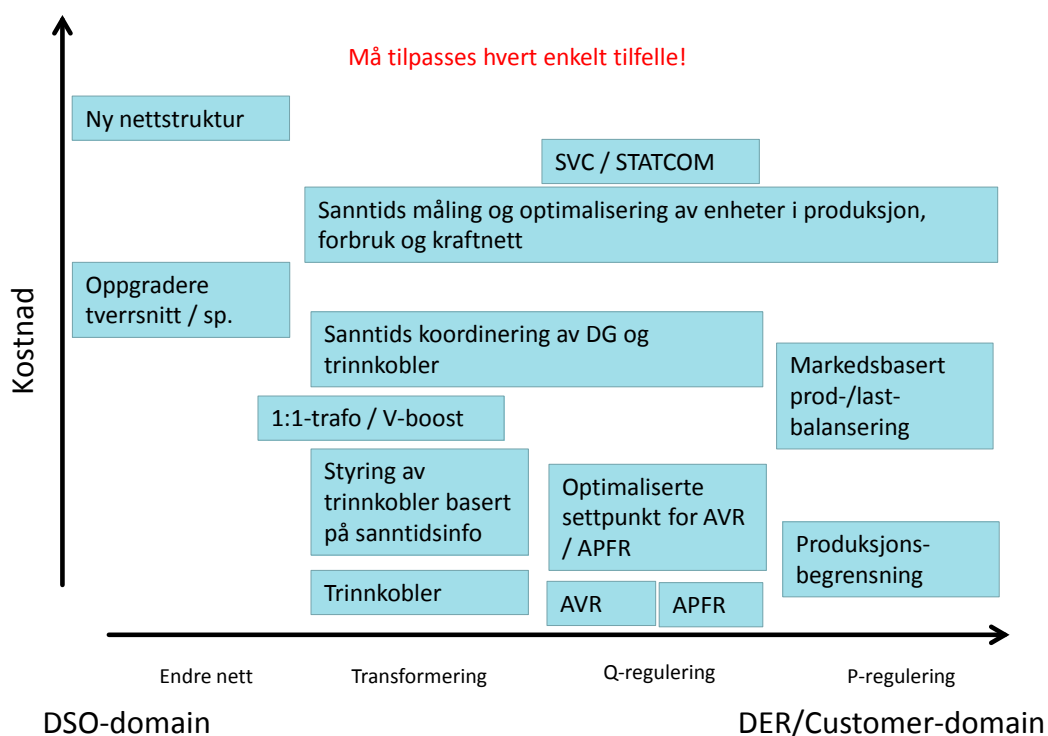
+ Øker med kompleksiteten i nettet, flere radialer ol.

++ Øker med høy diversitet i produksjon og kompleksitet i nettet

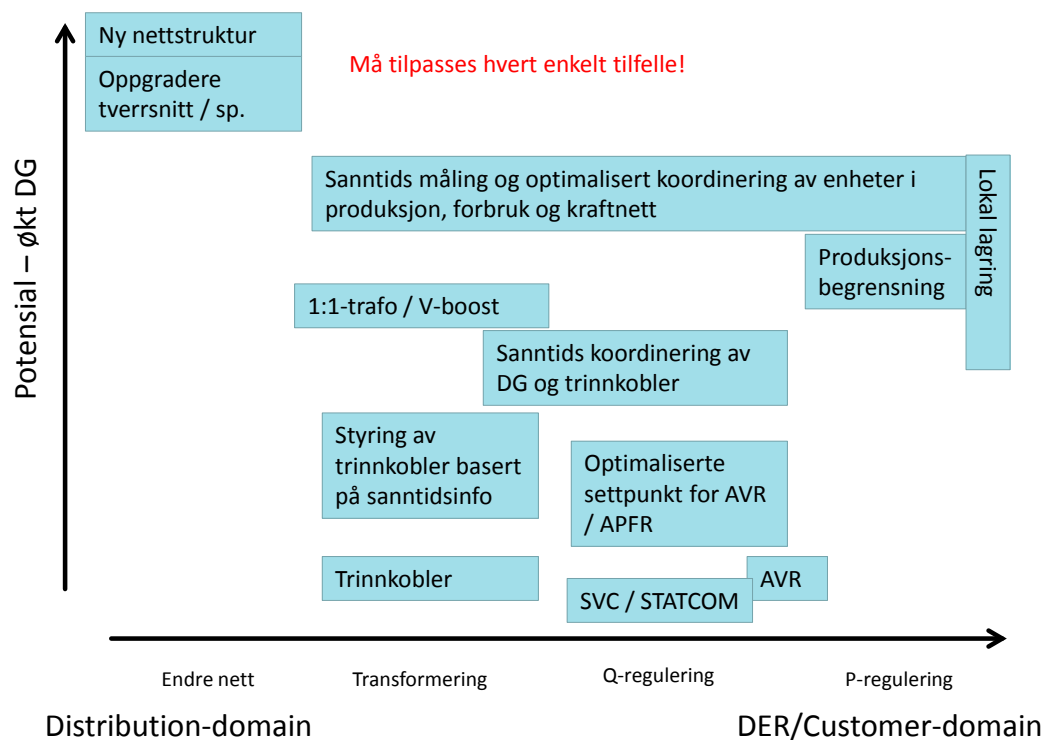
+++ Øker med antall kWh produksjonsbegrensning

C Potensial og kostnad ved ulike strategier

Figur C-3 og **Error! Reference source not found.** viser hvordan kostnad og potensial ved ulike løsninger for integrasjon av DG kan framstilles. Figurene antyder kostnad og potensial ved løsningene, men må tilpasses hvert enkelt tilfelle, slik at de lokale og spesifikke forhold kan tas inn i beregningene som gjøres. Disse to figurene danner grunnlaget for Figur 4-2.



Figur C-3 Eksempel på hvordan kostnad ved ulike løsninger for integrasjon av DG kan framstilles.



Figur C-4 Eksempel på hvordan potensialet ved ulike løsninger for integrasjon av DG kan framstilles.



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no