

**SINTEF Energi AS**Postadresse:  
Postboks 4761 Sluppen  
7465 Trondheim

Sentralbord: 73597200

Telefaks:

energy.research@sintef.no

www.sintef.no/energi

Foretaksregister:

NO 939 350 675 MVA

# Prosjektnotat

## Spenningsreguleringsstrategier for bruk ved tilknytning av småkraftverk

**VERSJON**

1.0

**DATO**

2017-04-28

**FORFATTER(E)**Øivind Høivik  
Henrik Kirkeby**OPPDRAGSGIVER(E)**

REN AS

**OPPDRAGSGIVERS REF.**

André Indrearne

**PROSJEKTNR**

502000645

**ANTALL SIDER OG VEDLEGG:**

29

**SAMMENDRAG**

Tradisjonelt sett har nettinvesteringer vært løsningen for å øke tilknytningskapasitet i distribusjonsnettet. Tidligere arbeid har vist at fornuftig innstilling av spenningsregulator i kraftverk og trinnkobler i krafttransformator kan være alternative løsninger. Dette notatet viderefører dette arbeidet ved å undersøke nye metoder for spenningsregulering som tar i bruk økt kommunikasjon og integrasjon. Et utvalg av internasjonale demoer med ulike spenningsreguleringsstrategier er presentert. Det har da blitt gjort en vurdering hvorvidt disse spenningsreguleringsstrategiene vil være aktuelle i Norge.

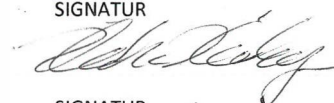
Trinnkobling basert på målinger i nettet utpeker seg som en potentiel løsning i norsk kontekst. Denne løsningen er relativt lett å implementere og kan være et godt alternativ dersom:

- Det er et nett med både last- og produksjonsradialer
- Makslast og maksproduksjon ikke oppstår samtidig
- Det ikke er utfordringer termisk overlast
- Restverdien av nettet er høy


Mer avanserte spenningsreguleringsstrategier vil være mer omfattende å implementere og stiller høye krav til kommunikasjon og målinger. Samtidig viser internasjonale demoer at økningen i tilknytningskapasitet ved bruk slike systemer er relativt lav sett i forhold til enklere løsninger. Nytteverdien må derfor ses i en større sammenheng sammen med et ønske om økt overvåkning og automatisering av nettet.

**UTARBEIDET AV**

Henrik Kirkeby

**SIGNATUR****GODKJENT AV**

Magne Kolstad

**SIGNATUR****PROSJEKTNOTAT NR**

AN 16.12.02

**GRADERING**

Åpen

# Historikk

---

<b>VERSJON</b>	<b>DATO</b>	<b>VERSJONSBEKRIVELSE</b>
0.9	2016-02-29	Førsteutkast
1.0	2017-04-28	Første utgave

# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Mulige strategier for spenningsregulering</b> .....	<b>5</b>
2.1	Fjernstyrt trinnkobler i krafttransformator .....	6
2.2	Koordinert spenningsregulering .....	7
2.3	Kommunikasjon .....	8
<b>3</b>	<b>State-of-the-art spenningsreguleringsstrategier</b> .....	<b>9</b>
3.1	DG DemoNet Validation.....	9
3.2	DG DemoNet Smart LV Grid.....	12
3.3	ZUQDE.....	14
3.4	POI-P3 og Insernia.....	16
3.5	GRID4EU - Demo 1 .....	18
3.6	GRID4EU - Demo 4 .....	19
3.7	AuRA-NMS.....	20
3.8	Andre.....	21
<b>4</b>	<b>Potensiale for spenningsreguleringsstrategier i norske distribusjons og regionalnett med DG</b> .....	<b>22</b>
4.1	Innstilling av trinnkoblerregulator .....	22
4.2	Trinnkobling basert på pseudomåling eller spenningsmåling .....	23
4.3	Koordinert regulering av reaktiv effekt .....	24
4.4	Videre arbeid for å konkretisere anbefalinger.....	25
<b>5</b>	<b>Foreløpige anbefalinger for spenningsreguleringsstrategier ved tilknytning av småkraftverk</b> .....	<b>26</b>
<b>6</b>	<b>Kilder</b> .....	<b>28</b>

## 1 Innledning

Dette notatet er utarbeidet i prosjektet *DGnett – Alternative løsninger for integrasjon av distribuert produksjon*. Hovedmålet med prosjektet er å redusere kostnadene ved nettilknytning av distribuert produksjon gjennom å tilrettelegge for at ny teknologi og nye metoder tas i bruk av nettselskapene.

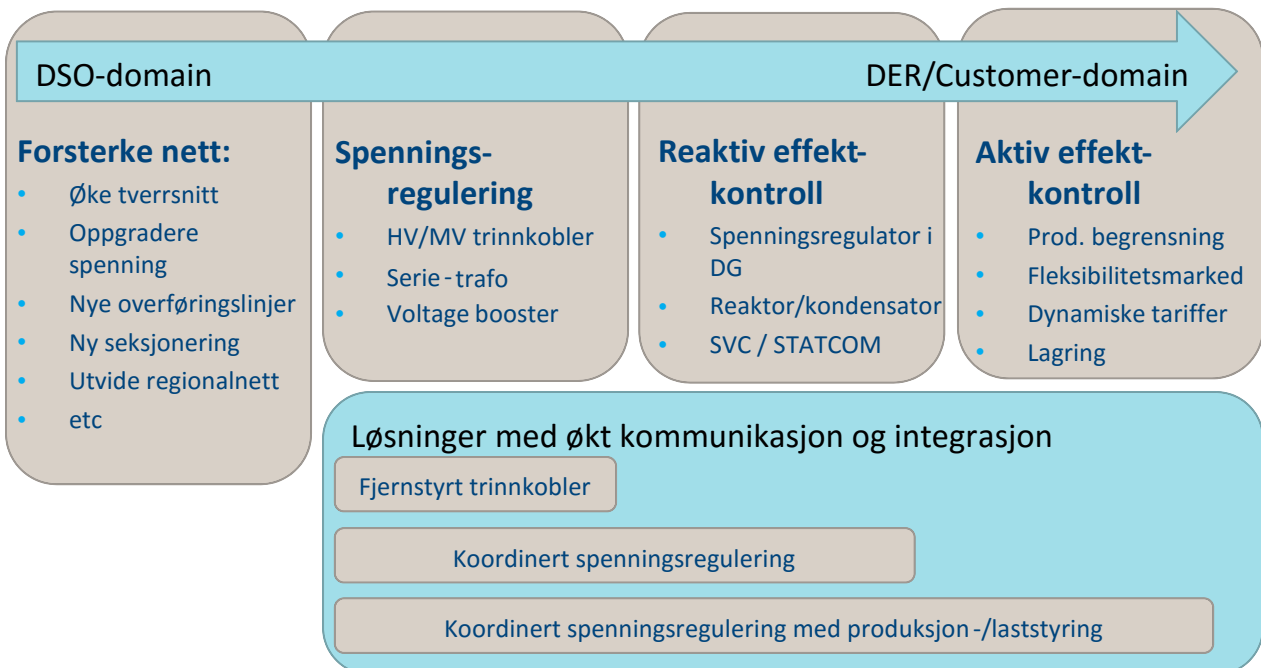
Tilknytning av distribuert produksjon (DG) i distribusjonsnettet fører i mange tilfeller til behov for tiltak i nettet. Ofte er det spenningsproblemer eller termiske begrensninger i nettet som begrenser tilknytningskapasiteten. Tradisjonelt sett har de fleste tiltakene vært oppgradering eller nybygging av nett. Det har tidligere i prosjektet blitt vist at fornuftig innstilling av spenningsregulator i DG-enheter kan føre til økt tilknytningskapasitet. Dette notatet utvider dette arbeidet ved å studere nye metoder for spenningsregulering med økt kommunikasjon og integrasjon, som kan være et kostnadseffektivt alternativ til nettførsterkning.

Første del av notatet gir en beskrivelse av mulige strategier for spenningsregulering. Videre følger en oversikt over utvalgte internasjonale demoer for spenningsreguleringsstrategier. Notatet beskriver resultatene fra demoene samt muligheter og utfordringer ved innføring av slike strategier i Norge. Avslutningsvis gis det noen foreløpige anbefalinger for spenningsreguleringsstrategier ved tilknytning av DG. Dette notatet utgjør grunnlaget for videre arbeid med simuleringer og tester av aktuelle spenningsreguleringsstrategier.

## 2 Mulige strategier for spenningsregulering

De tilgjengelige metodene for å øke tilknytningskapasiteten i nettet ved tilkobling av DG-enheter vises i Figur 2-1. Tidligere har arbeidsnotatet "Dagens praksis for planlegging og prosjektering av nett med DG " vurdert ulike alternativer for nettførsterkning, og gitt anbefalinger for en beste praksis. Et tilsvarende notat "Beste praksis for trinnkobler i krafttransformator og spenningsregulator i DG-enheter" har gitt en kort innføring i mulige og anbefalte metoder for spenningsregulering og reaktiv effekt-kontroll, mens notatet "MIP modell for optimal utbyggingsplanlegging " presenterte en modell for beregning av nytteverdi ved å tillate produksjonsbegrensning.

Formålet med dette notatet er å gå nærmere inn på hvordan økt bruk av kommunikasjon og integrasjon av de tidligere løsningene kan øke tilknytningskapasiteten i nettet, og potensielt være et kostnadseffektivt alternativ til andre tiltak. I dette notatet er det valgt å bruke betegnelsen *spenningsreguleringsstrategier* for løsninger med økt kommunikasjon og integrasjon av flere løsninger. Dette begrepet inneholder også det mer brukte begrepet *koordinert spenningsregulering*. Notatet tar ikke for seg integrasjon av løsninger med aktiv effekt-kontroll ettersom dette per dags dato ikke er tillatt i Norge<sup>1</sup>. Likevel, flere spenningsreguleringsstrategier omtalt i dette notatet kan relativt enkelt utvides til å inkludere kontroll av aktiv effekt også. Det er valgt å bruke begrepet *spenningsbånd* for intervallet mellom laveste og høyeste spenning. For eksempel vil *spenningsbånd i nettet* angi forskjellen mellom laveste og høyeste spenning i nettet. Samtidig er tillatt spenningsbånd begrenset av aktuelle spenningsrestriksjoner, altså laveste og høyeste tillatte spenning. Det er dermed ønskelig med et smalt spenningsbånd for å kunne overholde spenningsrestriksjoner.



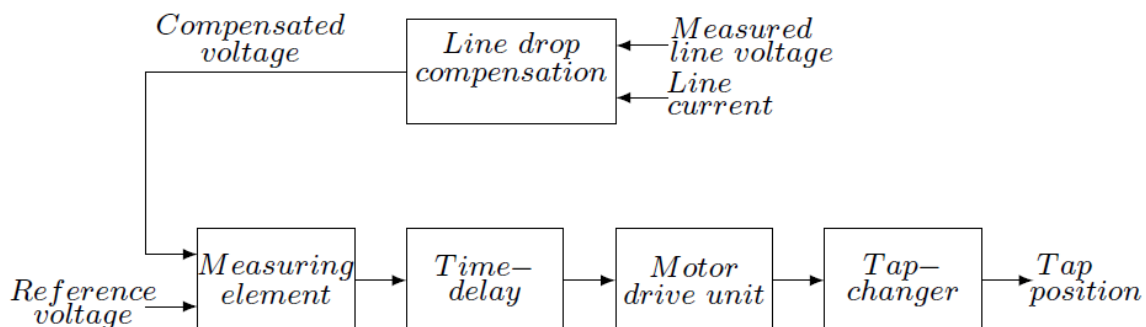
Figur 2-1: Verktøy for å øke tilknytningskapasiteten i nettet.

<sup>1</sup> Men enkelte av prosjektene diskutert i kapittel 3 inkluderer dette

## 2.1 Fjernstyrt trinnkobler i krafttransformator

Trinnkoblere i krafttransformator er ofte on load tap changers (OLTC)<sup>2</sup>, som vil si at de kobler mellom ulike trinnkoblerposisjoner (på primærsiden av transformatoren) under drift. Dette er i motsetning til tradisjonelle fordelingstransformatorer, som må gjøres spenningsløse før det manuelt kan gjøres en trinnkobling. Mekaniske trinnkoblere er fortsatt vanligst, og fungerer ved at en motorenhet trekker opp fjærer som slippes ut raskt for å koble ønsket trinnkoblerposisjon<sup>3</sup>. I nyere design brukes tyristorer som bærer laststrømmen ved en trinnkobling. Dette gjør at det blir mindre lysbuer mellom kontaktene på trinnene under en trinnkobleroperasjon, som forlenger levetiden på trinnkobleren. Trinnkoblerne er de eneste bevegelige delene i en krafttransformator, og er blant de vanligste årsakene til feil på krafttransformatorer [1]<sup>4</sup>. Trinnkoblere med tyristorer er derfor ønskelig selv om dette fører til dyrere og mer komplekse løsninger som også trenger ekstern strømforsyning

Den fysiske trinnkobleren styres av en trinnkoblerregulator. Denne kan regulere trinnkoblerposisjon etter flere målsetninger, hvor det vanligste er fast spenning på samleskinna i transformatoren. Denne regulatoren fungerer ved å sammenligne en målt spenning med et forhåndsdefinert nivå, og gir signal for å trinne transformatoren opp eller ned om den målte spenningen er utenfor et forhåndsdefinert avvik fra ønsket spenning (dødbånd) i en lenger periode enn en forhåndsbestemt tidsforsinkelse (dødtid). Funksjonsmåten vises i Figur 2-2.



Figur 2-2: Overordnet blokkdiagram for trinnkobler [2]

Mange transformatorer som har trinnkobler har også mulighet for lastkompensering. Prinsippet baserer seg på å justere spenningen opp ved tunglast og ned ved lettlast ved å måle effektflyten gjennom transformatoren. På den måten kan en mer konstant spenning ute i nettet opprettholdes ved varierende belastning. Endringen i referansespenningen for trinnkobleren bestemmes ut i fra målt strøm i transformatoren og estimert impedans til lastsenteret ute i nettet, beskrevet av parameterne  $R$  og  $X$ . Dermed kan spenningen i lastsenteret ( $V_c$ ) estimeres ved hjelp av følgende formel hvor  $V_{trafo}$  er den målte spenningen på klemmene til transformatoren.

$$V_c = V_{trafo} - (R + jX) * I_{m\ddot{a}lt} \quad (1)$$

Ved å stille inn  $R$  og  $X$  i trinnkoblerregulatorens kan ønsket spenning  $V_c$  bestemmes. Det er flere metoder for å bestemme  $R$  og  $X$ . Den klassiske metoden er å basere seg impedansen fra transformatoren til lastsenteret, men lastsenteret blir vanskeligere å bestemme om man har flere og ulike avganger fra samme transformator.

<sup>2</sup> Også kalt under load tap changers (ULTC) og load tap changers (LTC)

<sup>3</sup> [https://en.wikipedia.org/wiki/Tap\\_changer](https://en.wikipedia.org/wiki/Tap_changer)

<sup>4</sup> Nasjonal statistikk er manglende, men er et tema i det pågående forskningsprosjektet "TrafoTiltak".

En annen metode som benyttes er å definere et spenningsbånd som spenningsregulatoren skal operere i fra lettlast til tunglast. Om man vet eller kan estimere strømmen for både lettlast og tunglast, kan man stille inn  $R$  og  $X$  slik at spenningen på samleskinnen holder seg innenfor et gitt spenningsbånd. Dette spenningsbåndet,  $C$ , er gitt av ligning (2) hvor  $\phi$  er fasevinkelen som er antatt lik for lettlast og tunglast.

$$C = V_{maks} - V_{min} = (\cos \phi * R + \sin \phi * X) * (I_{maks} - I_{min}) \quad (2)$$

I noen tilfeller neglisjeres  $X$  slik at trinnkoblerregulatoren kun tar hensyn til aktiv effektflyt og ikke blir påvirket av eventuelle kondensatorbatteri eller andre endringer i reaktiv effektflyt[3].

Settpunktet for trinnkobleren kan også gis fra en ekstern kontrollenhet, basert på målinger og eller mer avanserte algoritmer. Trinning kan f.eks. skje basert på spenningsmålinger i kritiske noder<sup>5</sup>, målinger i kombinasjon med mer avanserte algoritmer eller ved bruk av tilstandsestimering (state estimation). Fra lite til mer avansert kan følgende metoder benyttes som basis for settpunkt i trinnkobleren:

- Fast spenning på samleskinne
- Lastkompensering
  - Basert på aktiv effekt, strømmåling på primærside av transformatoren
  - Basert på tilsynelatende effekt, strømmåling på primærside av transformatoren
  - Retningsbestemt lastkompensering, strømmåling og spenningsmåling på primærside av transformatoren
  - Strømmåling på minimum to lavspenningstrinn (aktiv / tilsynelatende / retningsbestemt)
- Overholdelse av spenningsrestriksjoner i kritiske noder i nettet ved hjelp av målinger
- Settpunkt fra et kontrollsystem
  - Basert på målinger
  - Basert på tilstandsestimering

Felles for de mer avanserte løsningene er at de er mer komplekse, stiller krav til flere målinger og i noen tilfeller stiller krav til etablering av kommunikasjon. De blir dermed dyrere og vanskeligere å implementere enn tradisjonelle løsninger. Fordelen er først og fremst høyere reguleringsevne, men enkelte løsninger gir også en bedre oversikt over tilstanden til nettet. Bedre reguleringsevne medfører smalere spenningsbånd, som gjør at nettforketning ved tilknytning av nye kraftverk i noen tilfeller kan unngås. Kapittel 3 gir eksempler på noen slike avanserte kontrollsystemer som har blitt utviklet og testet i europeiske demoer.

## 2.2 Koordinert spenningsregulering

Koordinert spenningsregulering er å prioritere hvordan ulike enheter regulerer spenning. I sin enkleste form er koordinert spenningsregulering et desentralisert kontrollsystem uten kommunikasjon, hvor DG-enheter og andre spenningsreguleringsenheter regulerer spenning basert på forhåndsdefinerte kriterier. Et eksempel på dette kan være at på en avgang med flere DG-enheter kan kraftverket lengst ut på avgangen trekke reaktiv effekt, mens kraftverket nærmest nettstasjonen produserer reaktiv effekt. Spenningen blir da omtrent den samme som om begge kraftverkene hadde trukket reaktiv effekt, men utvekslet reaktiv effekt mot overliggende nett er minimert. Dette vil gi reduserte tap i overliggende nett. Å definere innstillinger for mange kraftverk som er gyldig for alle driftsituasjoner kan i midlertidig være vanskelig. Kraftverk kan produsere uavhengig av hverandre, være utkoblet på grunn av feil eller vedlikehold, det kan gjøres omkoblinger i nettet, og det kan skje andre hendelser det er vanskelig å forutse. Å styre flere kraftverk lokalt

---

<sup>5</sup> Noder som det forventes vil registrere den høyeste eller laveste spenningen i nettet som kraftverk, nettstasjoner osv.

med forhåndsdefinerte kriterier kan derfor være mer omfattende og komplekst enn det kan virke ved første øyekast.

En mulig løsning er et mer omfattende kontrollsystem. Kontrollsystemet kan fungere ved å sende settpunkt til DG-enheter, trinnkoblere i krafttransformator, og andre spenningsreguleringsenheter i nettet kontinuerlig. Settpunktene fra kontrollsystemet kan være basert på spenningsmålinger, lastflyt, tilstandsestimering eller være regelbasert. Kontrollsystemet kan etterstrebe å holde spenningen innenfor gitte marginer, minimere spenningsbåndet eller oppfylle andre krav. I tillegg kan systemene ofte oppfylle sekundære mål, som å minimere tap, reaktiv effektlyt, avlaste trinnkobleren i krafttransformatoren, osv. Kontrollsystemene kan være både sentraliserte og distribuerte. I et sentralisert system vil prosessering av målinger, beregninger osv. gjennomføres sentralt og systemet er gjerne integrert med nettselskapets SCADA/DMS<sup>6</sup>. Dette gir mulighet til å optimalisere et større system, men er mer omfattende. Et distribuert kontrollsystem vil derimot operere uavhengig av nærliggende områder og optimalisere det lokale nettet, f.eks. en høyspenningsdistribusjonskrets.

## 2.3 Kommunikasjon

For å implementere mer avanserte kontrollsystemer er det ofte behov for kommunikasjon. De vanligste løsningene i dag er:

- Radio – billig og robust, velges som løsning i flere AMS<sup>7</sup>-prosjekter. Kan bli dyrt i grisgrendte områder.
- GPRS / GSM – mobilnett, billig å installere og god dekning, men krever et abonnement for hvert enkelt målepunkt og kan bli kostbart i stor skala.
- PLC (power line communication)– også forholdsvis billig, men kan i noen tilfeller bli teknisk krevende på grunn av støyproblematikk. Er ikke like vanlig i Norge som i utlandet, blant annet pga. vårt lavspente IT-nett.
- Fiber – kostbart å legge, men den beste løsningen der det allerede er tilgjengelig.

Per dags dato er det begrenset bruk av kommunikasjon i nettet hos de fleste nettselskap. Mange nettselskap har terminale enheter (RTU'er) i utvalgte trafostasjoner, noen begynner også å plassere RTU'er i nettstasjoner, og noen har også dette i forbindelse med tilknytningspunktene til flere kraftverk. Prisen på RTU'ene er ofte høy, og kan gjøre mange prosjekter kostbare. Det kommer i midlertidig stadig flere aktører på dette markedet, og prisene på kommunikasjonsløsninger presses nedover. I forbindelse med AMS skjer det også en betydelig kompetanseheving på fagfeltet, som gjør implementering av kommunikasjonsløsninger mer overkommelig, både med tanke på pris og tilgjengelig kompetanse.

---

<sup>6</sup> SCADA = Supervisory Control And Data Acquisition, DMS = Distribution Management System

<sup>7</sup> AMS = Avanserte Måle- og Styringssystemer



### 3 State-of-the-art spenningsreguleringsstrategier

Det er et økende fokus på spenningsregulering<sup>8</sup> i distribusjonsnettet. Tidligere har dette vært mer fokusert på i forbindelse med høyere spenningsnivåer, men nye utfordringer som distribuert produksjon gjør at dette også har blitt et populært tema i høyspent distribusjonsnett. Denne delen av rapporten går gjennom konseptet til de syv av de mest lovende demoprojektene i dag, og analyserer potensiell kostnad, nytte, muligheter og utfordringer hvis spenningsreguleringsstrategien skulle bli implementert i Norge.

#### 3.1 DG DemoNet Validation

DG DemoNet Validation er et oppfølgingsprosjekt av DG DemoNet Concept og BAVIS i regi av AIT. Prosjektet tester spenningsreguleringskonsepter for høyspent distribusjonsnett, og utviklet og testet i 2012-2013 en koordinert spenningsreguleringsstrategi i to ulike 30 kV distribusjonsnett med småkraft i Østerrike.

##### 3.1.1 Konsept

Spenningsreguleringsstrategien bruker målinger fra krafttransformatoren og 11-12 kritiske noder i nettet [4]. Kritiske noder defineres som noder som i løpet av året innehar enten lavest eller høyest spenning av alle noder i nettverket [5]. Det ene testnettverket brukte WiMax og fiberoptikk som kommunikasjonsløsninger. WiMAX (Worldwide Interoperability for Microwave Access) er sammen med LTE kjent som 4G. Det andre nettverket brukte fiberoptikk og radiolink samt PLC for avsidesliggende fjellområder hvor bruk av radiolink var utfordrende [6].

Spenningsreguleringsstrategien er delt inn i to ulike kontrollere, "Range"- og "Level"-kontrolleren [4]. Prinsippskisse for kontrollsystemet er vist i figur 3-1.

"Level"-kontrolleren kan operere uavhengig av "Range"-kontrolleren, og fungerer da som en trinnkoblerregulator med spenningsmåling i nettet. "Level"-kontrolleren justerer trinnkobleren i krafttransformatoren slik at spenningene i nettet blir justert til ønsket spenningsnivå. Kontrolleren kan ha ulike innstillinger: den kan holde spenningene så lave som mulig, så høye som mulig, så nær en referanseverdi som mulig eller minimere antall trinnkobleroperasjoner.

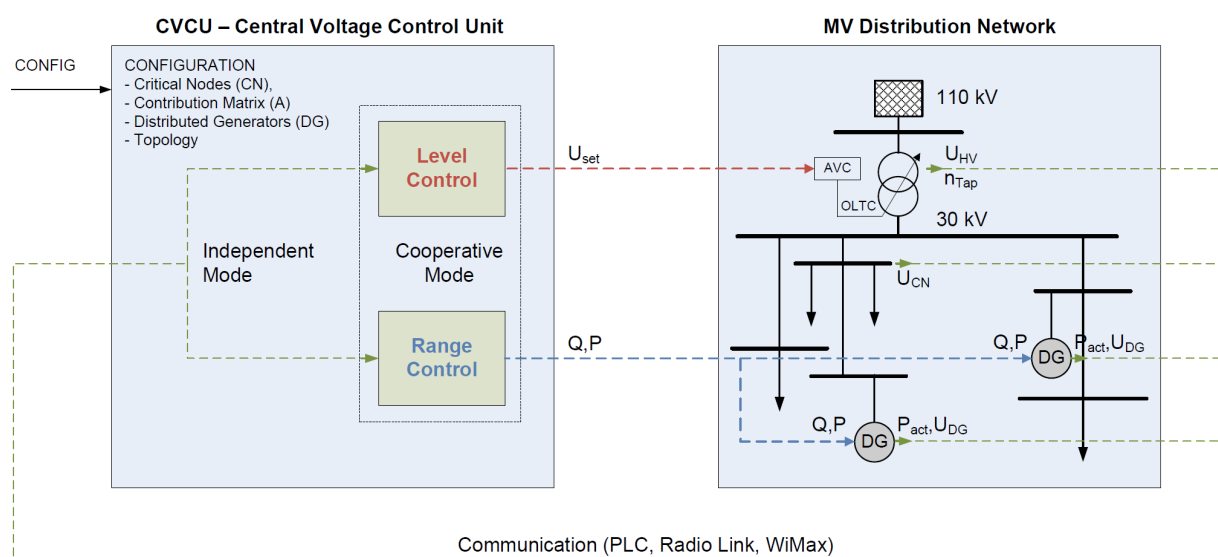
"Range"-kontrolleren styrer størrelsen av spenningsbåndet i nettet. Når denne operer uavhengig av "Level"-kontrolleren fungerer den som et sentralisert kontrollsystem for styring av settpunkt for reaktiv effekt i spenningsreguleringsenheter. Målet er å holde spenningsbåndet innenfor et gitt nivå med minst mulig reaktiv effektflyt fra DG i nettet. Dersom reaktiv kontroll ikke er tilstrekkelig, vil kontrolleren redusere aktiv effekt fra DG samtidig som den justerer opp reaktiv effekt. Settpunkt for reaktiv effekt blir bestemt utfra hvilken DG-enhet som har størst påvirkning på spenningen i den kritiske noden. Dette blir valgt basert på spennings sensitivitetmatriser for aktiv og reaktiv effekt utfra ligning (3) [7]. Her er  $\Delta U_{KN}$  spenningsendringen ved en kritisk node ved små endringer i aktiv ( $\Delta P$ ) eller reaktiv effekt ( $\Delta Q$ ) for en DG.  $A_P$  og  $A_Q$  er sensitivitetmatrisene for henholdsvis aktiv og reaktiv effekt. Ved simuleringer ble funnet at  $A_P$  og  $A_Q$  ikke endret seg nevneverdig i løpet av året og konstante verdier ble derfor brukt gjennom testperioden.

$$\Delta U_{KN} \approx A_P \Delta P + A_Q \Delta Q \quad (3)$$

<sup>8</sup> Ofte omtalt som Volt Var Control (VVC) på engelsk.

Derimot så endrer sensitivitetmatrisene seg ved endret koblingsbilde og er dermed avhengig av et oppdatert koblingsbilde [8]. Ved kjente koblingssituasjoner vil sensitivitetmatrisene oppdateres til forhåndsberegnede verdier. Dersom ukjente eller uforutsette koblingssituasjoner oppstår vil spenningsregulatoren operere med større marginer ettersom den ikke hadde korrekte sensitivitetmatriser. Opprinnelig var planen å basere seg på bruk av PLC til å avdekke gjeldende topologi ettersom datasignaler oppfører seg identisk som strømmer i kraftnettet [6]. På grunn av tekniske utfordringer ble det derimot besluttet å basere seg på informasjon fra SCADA.

"Level"- og "Range"-kontrolleren kunne også operere koordinert. Da ville "Range"-kontrolleren justere reaktiv effekt kun basert på spenningsrestriksjoner, og ikke basert på ønsket spenningsbånd. På den måten kunne unødvendige trinnkobleroperasjoner unngås ved hjelp av reaktiv effekt fra DG. Både "Range"- og "Level"-kontrolleren ble integrert i SCADA.



Figur 3-1: Prinsippkisse for kontrollsystemet

### 3.1.2 Kostnad og nytte

Spenningsreguleringssystemet overholdt aktuelle spenningsrestriksjoner gjennom hele testperioden, men ga kun en ubetydelig forbedring av spenningsprofilen sammenlignet med tradisjonell lastkompensering. Noe av grunnen var DG-enhetenes manglende kapasitet til å produsere/forbruke reaktiv effekt. Men på grunn av tilfredsstillende resultat og pålitelighet ble kontrolleren brukt selv etter endt prosjekt i det ene testnettverket.

Det ble vist at antall trinnkobleroperasjoner ble redusert med 26 % når målet var å minimere antall trinnkobleroperasjoner. På den andre siden ble det observert en sterk økning ved de andre strategiene, men disse ga også større forbedringer av spenningsprofilen. Disse strategiene kan derfor være aktuelt å bruke steder hvor det er installert nye vedlikeholdsfrie trinnkoblere som tåler flere trinninger før de må vedlikeholdes / utskiftes. Det ble også oppdaget at en omkobling av nettet til ringstruktur resulterte i en mer optimal spenningsprofil enn hva "Range"-kontrolleren klarte å oppnå med kontroll av DG.

Det ble funnet at kommunikasjonsløsningen var spesielt viktig for det økonomiske resultatet, for eksempel førte WiMax til en signifikant kostnadsøkning sammenlignet med radiolink [9]. Etter hvert som markedet for kommunikasjon øker, blant annet i forbindelse med utrulling av AMS, forventes det at kommunikasjonskostnadene i spenningsreguleringsprosjekter vil synke. Integrasjonen av kontrolleren med eksisterende trinnkobler var mer utfordrende enn forventet og ga et stort avvik i forhold til budsjettert kostnad. Interoperabilitet er utfordrende og er ansett som et viktig forskningstema innen for smart grids, og integrasjonskostnader har blitt undervurdert i andre smart grid prosjekter SINTEF har deltatt i [10].

Resultatene viste at koordinert spenningsregulering kan være økonomisk lønnsomt sammenlignet med nettoppgradering, men at dette er sterkt knyttet til det aktuelle nettet [6]. Resultatene kan dermed ikke generaliseres, selv om det ser ut til at spenningsreguleringsstrategier er mer aktuelt i nye nett hvor restverdien av nettet er høy. I tilfeller hvor det er høy og lav spenning samtidig på ulike radialer, vil en spenningsreguleringsstrategi gi liten ekstra nytte sammenlignet med fornuftig innstilling av trinnkobler og DG-enheter, ettersom tillatt spenningsbånd vil være uavhengig av spenning i trafoen. Om problemene er isolert til én radial ser det ut til at enkelttiltak som spenningsbooster eller autotrafo vil være mer kostnadseffektivt. Tradisjonell nettoppgradering kan i noen tilfeller være det beste alternativet, spesielt for eldre nett. Generelt sett kan det sies at investering i spenningsregulering vil flytte mer av kostandene til nettselskap fra investeringskostnader til driftskostnader.

### 3.1.3 Muligheter og utfordringer

Prosjektet viste at i nett i grigrendte strøk kan det være utfordrende å implementere kommunikasjon til de mest fjerntliggende og utilgjengelige kritiske nodene i nettet på grunn av dårlig radiodekning. Om det skulle bli etablert kommunikasjon til alle nodene i det ene testnettet ville kommunikasjonskostnadene ha eskalert. Det ble i noen tilfeller derfor etablert målinger nærmere trafostasjonen og inkludert en sikkerhetsmargin for å sikre overholdelse av spenningsrestriksjonene i de kritiske nodene. Målingene fungerte godt i hele testperioden, det var ikke registrert blackout over 2 timer på noen av målepunktene, og overføringsforsinkelse ble målt til under 10 s, som er et akseptabelt nivå.

Kontrollsystemet i prosjektet baserte seg på topologigjenkjennelse for å gi korrekte settpunkter til de enkelte småkraftverkene. Det var opprinnelig planlagt å utføre topologigjenkjennelse via PLC, men det ble for teknisk krevende å implementere dette. Bestemmelse av topologi ble i stedet gjennomført ved å hente signaler fra SCADA, som ikke fungerte optimalt og resulterte i suboptimal nettdrift i noen tilfeller. Kontrollsystemet var designet slik at i tilfeller hvor systemet ikke hadde korrekt topologi, eller manglet kontakt med målere i kritiske noder, kunne alle spenningsreguleringsenheter byttes til lokal kontroll (standard AVR). Om hele kontrollsystemet måtte deaktiveres ble også trinnkobleren satt i lokal kontroll (fast spenning på samleskinne). Dette viser at selv om systemet var komplekst, så var design og implementasjon gjennomført slik at det ble pålitelig og robust. Videre arbeid kan også gjøre at topologigjenkjenning fungerer optimalt.

Potensialet for spenningsregulering viste seg i prosjektet å være mindre enn først antatt på grunn av lav reaktiv kapabilitet i DG enhetene. Årsaken til den lave kapabiliteten var begrensninger i kontrollsystemer, generatorene, og manglende informasjon om den faktiske kapabilitet som førte til behov for økte sikkerhetsmarginer. Om norske nettselskap har vært konsekvente med å stille krav til reaktiv effekt kapabilitet i nye DG-enheter betyr dette at det er et større potensiale for spenningsreguleringsstrategier i Norge. Spenningsregulering er uansett mest aktuelt i nyere nett, hvor kraftverkene også forventes å være nye og det potensielt er bedre reaktiv effektkapabilitet, som gjør at denne begrensningen kan bli mindre i eventuelle norske prosjekter.

En potensiell utfordring med spenningsregulering er at spenningsvariasjoner forårsaket av last- / produksjonsendringer og unøyaktige målinger kan være større enn påvirkningen fra spenningsregulering i DG-enhetene. Disse variasjonene er komplekse å forutse; last og produksjon varierer etter vær, temperatur osv., men også etter koblinger i nettet, vedlikehold / produksjonsstans, og andre faktorer. Det kan derfor være vanskelig å måle den direkte påvirkningen fra den enkelte DG-enhet.

Økt oversikt og kontroll ble ikke nevnt som en direkte nytte når spenningsregulering ble sammenlignet med tradisjonell nettførsterkning i prosjektet. Det er likevel en del nytteverdier knyttet til dette i vanlig nettdrift og -planlegging som bør inkluderes i fremtidige kostnytte studier.

## 3.2 DG DemoNet Smart LV Grid

DG DemoNet Smart LV Grid er et demoprojekt i regi av AIT som startet opp i 2011. Prosjektet hadde som mål å muliggjøre økt integrasjon av solceller i det lavspenningsdistribusjonsnettet ved hjelp av spenningsregulering som et alternativ til nettoppgradering. Spenningsreguleringsstrategien ble testet i over ett år i tre lavspenningsdistribusjonsnett [11]. Distribusjonsnettene var i rurale strøk hvor solcellepanel var installert på nær halvparten av hustakene. Prosjektet tok også i bruk fordelingstransformatorer med automatisk trinnkobler i testnettene.

### 3.2.1 Konsept

Spenningsreguleringsstrategien i DG DemoNet Smart LV Grid baserer seg på kontroll av den automatiske trinnkobleren i fordelingstransformator og kontroll av reaktiv effekt fra solcellepanelenes vekselrettere. Strategien utviklet består av følgende nivå [12]:

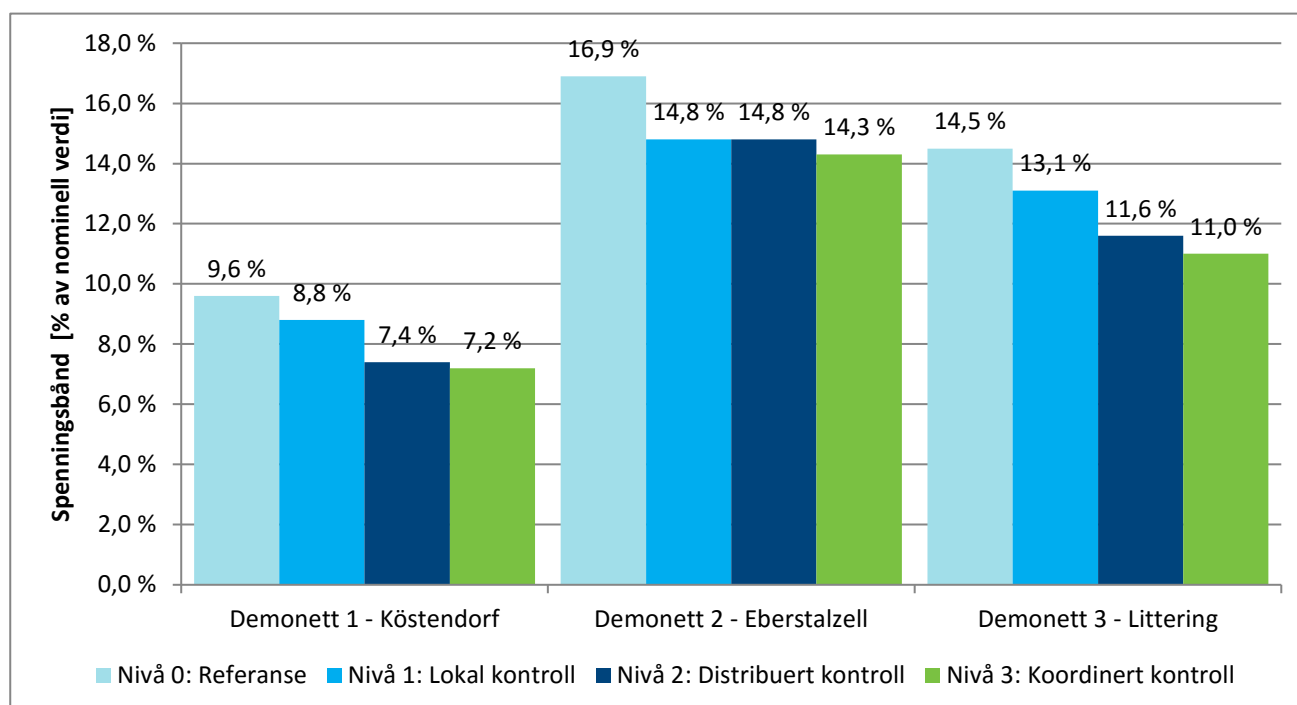
- **Nivå 0: Referansescenario** hvor solcellepanelenes vekselrettere ikke produserer eller forbruker reaktiv effekt. Fordelingstransformatorens trinnkobler er ikke aktivert.
- **Nivå 1: Lokal kontroll** hvor trinnkobler opererer basert på målt samleskinnespenning, mens vekselretterne regulerer reaktiv effekt basert på spenningen målt lokalt. Dette nivået opererer uten kommunikasjon og blir også reservestrategien dersom kommunikasjonen skulle feile [11].
- **Nivå 2: Distribuert kontroll** hvor trinnkobleren styres av en kontroller i nettstasjonen som tar inn målinger fra kritiske noder. Dette er da spenningsmålinger fra smarte målere hos utvalgte kunder hvor de henholdsvis høyeste og laveste spenningene i nettet forekommer. Målingene blir sendt via en dedikert høyprioritetskanal implementert på toppen av eksisterende smalband PLC kommunikasjon mellom de smarte målerne og datakonsentrator [11, 13]. Målingene blir sendt innen noen få sekunder for å muliggjøre operasjoner på minuttnivå. Kontrolleren i nettstasjonen består av vanlige automasjonskomponenter og en robust industriell pc. Vekselretterne operer på samme måte som i trinn 1.
- **Nivå 3: Koordinert kontroll** hvor vekselretternes kontroll av reaktive effekt kan oppdateres. Det vil si at et felles signal kan sendes ut fra kontrolleren i nettstasjonen til samtlige vekselrettere for å justere opp eller ned spenningen.

### 3.2.2 Kostnad og nytte

Målet for prosjektet var økt tilknytningskapasitet for DG i lavspenningsdistribusjonsnett. Dette ble vurdert ved å analysere utnyttet spenningsband for spenningsreguleringsstrategiene sammenlignet med

referansescenarioet. Resultatene er vist i Figur 3-2 for de tre demonettene. Figuren viser generelt at økt spenningsregulering ga redusert spenningsbånd, men at reduksjonen var relativt liten. Noe av bakgrunnen var at ubalanse mellom fasene ga høye og lave spenninger på samme tid og/eller samme node som vanskeliggjorde spenningsregulering. Samtidig gjennomførte fordelingstransformatorene sjeldent trinning på grunn av sterkt overliggende nett og en stor trinnstørrelse på opptil 2,85 %.

For demonett 1 kan man se at utnyttet spenningsbånd allerede i referansescenarioet var mindre enn for de andre demonettene. Dette har sin bakgrunn i demonett 1 var i et mer urbant område og dermed hadde et lavere spenningsfall i nettet. Demonett 2 hadde en tydelig forbedring i utnyttet spenningsbånd for nivå 1 (lokal kontroll) sammenlignet med referansescenarioet. Samtidig var spenningsbåndet for nivå 2 og 3 identiske, noe som indikerer at trinnkobleren ikke gjennomførte noen operasjoner i løpet av testperioden. Demonett 3 viste en reduksjon i utnyttet spenningsbånd for alle nivåer, men ga samtidig en sterk økning i reaktiv effektflyt.



**Figur 3-2: Spenningsbåndet for de tre demonettene for ulike spenningsstrategier i prosent av nominell spenningsverdi (230 V) [12]**

Resultatene fra demoene viser at selv kun rekonfigurering av ubalanserte faser og målinger fra smarte målere kan øke tilknytningskapasiteten betydelig [12]. Dette ved at man får en bedre oversikt over de faktiske spenningsforholdene enn ved tradisjonelle beregningsmetoder. Regulering av reaktiv effekt fra DG viste seg å være en kostnadseffektiv løsning der hvor det kun kreves en liten økning i tilknytningskapasitet. Fordelingstransformator med automatisk trinnkobler regulert etter samleskinnespenningen hadde tilnærmet ingen effekt i demonettene. Dersom hverken regulering av reaktiv effekt fra DG eller fordelingstransformator med automatisk trinnkobler gir tilstrekkelig tilknytningskapasitet, kan distribuert- og koordinert kontroll være aktuelt. Men det ble vist i demoene at investeringskostnaden knyttet til kommunikasjon var svært høy. Det ble derfor anslått at distribuert og koordinert kontroll kun vil være aktuelt hvor tradisjonell nettinvestering gir moderate til høye investeringskostnader [12]. Selv da er det en betydelig usikkerhet knyttet til operasjonskostnadene av en mer avansert spenningsreguleringsstrategi, både med tanke

på kommunikasjon og systemvedlikehold. Konklusjonen i prosjektet var derfor at disse spenningsreguleringsstrategiene enda ikke var klar for å realiseres i stor skala av et nettselskap [12].

### 3.2.3 Muligheter og utfordringer

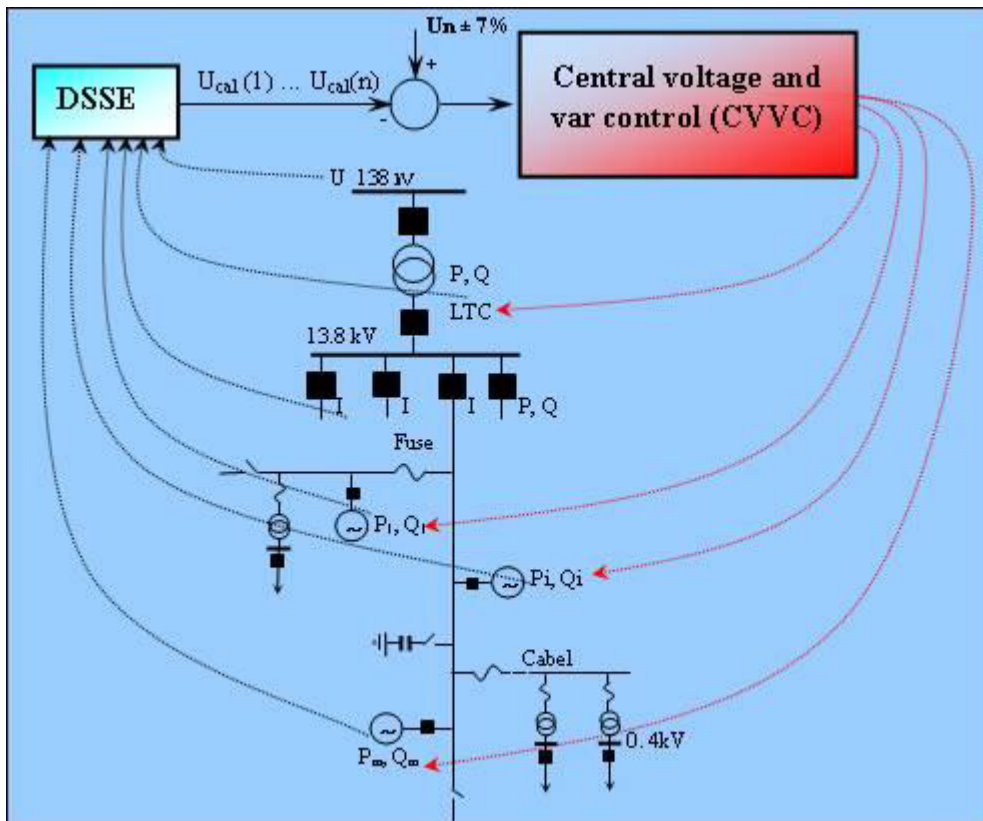
I første rekke indikerer resultatene fra DG DemoNet Smart LV Grid at nettselskapene kan få god nytte av målinger fra smarte måler for å integrere DG i lavspenningsdistribusjonsnett. Økt kunnskap om de faktiske forholdene vil gi bedre utnyttelse av eksisterende nett. Sammen med regulering av reaktiv effekt fra DG vil dette være enkle og kostnadseffektive løsninger for økt tilknytningskapasitet. I demonettene ga ikke fordelingstransformator med automatisk trinnkobler store utslag i tilknytningskapasiteten på grunn av sterkt overliggende nett og stor trinnstørrelse. Fordelingstransformator med automatisk trinnkoblere som har blitt vurdert i Norge har mindre trinnstørrelse enn det som ble benyttet i dette prosjektet. Disse fordelingstrafoene er et relativt nytt produkt som også er omtalt i DGnett-rapporten "Alternative tiltak for å øke tilknytningskapasitet i distribusjonsnett". Prosjektet viser at i de fleste tilfeller vil ikke en avansert spenningsreguleringsstrategi hverken være nødvendig eller kostnadseffektiv for økt tilknytningskapasitet i lavspenningsdistribusjonsnettet. Denne konklusjonen er i midlertidig hovedsakelig basert på de høye kostnadene til kommunikasjon som vil kunne endre seg.

## 3.3 ZUQDE

ZUQDE er et demoprojekt utført i Salzburg, Østerrike i 2012 [14]. Her ble en sentralisert spenningsregulator testet i et 30 kV distribusjonsnett med småkraft, som også ble brukt i DG DemoNet (presentert i kapittel 3.1).

### 3.3.1 Konsept

Kontrollstrategien baserte seg på bruk av en tilstandsestimator til å estimere lastflyt og spenninger i nettet. I ZUQDE var de nødvendige målinger primærsiden av krafttransformatoren i tillegg til aktiv og reaktiv effekt for alle avganger og alle småkraftverk i nettet. Andre tilgjengelige målinger var ikke direkte nødvendige for konvergensen til lastflyten, men ble brukt til å kontrollere beregnede verdier.



Figur 3-3: Overordnet virkemåte for ZUQDE-kontrolleren [14].

Kontrollsystemet var omfattende, og med mye funksjonalitet. Spenningsregulatoren var kun en del av systemet, og bestemte automatisk optimale settpunkt for trinnkobler, småkraftverk og kondensatorbatteri basert på estimerte verdier fra tilstandsestimatoren. Prinsippet er illustrert i figur 3-3 hvor DSSE er tilstandsestimatoren og CVVC er spenningsregulatoren. Tilstandsestimering og tilhørende spenningsregulering ble gjennomført hvert 10 minutt eller ved omkoblinger. Hovedmålet for kontrolleren var å opprettholde akseptable spenningsforhold i nettet. Dersom dette målet ble oppnådd kunne sekundære mål oppfylles, som f.eks. å minimalisere tap, minimere utvekslet reaktiv effekt, osv. Dersom spenningsregulatoren eller kommunikasjonen skulle feile ville spenningsreguleringsenhetene automatisk bytte til lokal regulering (AVR).

Både tilstandsestimatoren og spenningsregulatoren ble integrert i SCADA-systemet, men fra en database separert fra resten av systemet. Prosjektet la vekt på å bruke åpne standarder for utformingen av IT-systemet, og kontrollsystemet kunne også integreres i flere andre IT-systemer. Målinger og kontrollsignaler fra sentralen ble lokalt håndtert av en RTU som hadde mulighet til å håndtere både analog og digitale signal. Kommunikasjon til sentralen gikk via fiberoptikk hvor dette var tilgjengelig, mens WiMax ble brukt ellers.

### 3.3.2 Kostnad og nytte

Referansescenarioet var allerede relativt hardt lastet og tok i bruk både omkobling til ringstruktur, lastkompensering og lokal spenningsregulering fra noen av de største småkraftverkene. Ved hjelp av simuleringer ble det beregnet hvor stor økning av småkraft man kunne håndtere ved bruk av ZUQDE-

spenningsregulering.<sup>9</sup> Det ble da anslått at en 20 % økning i DG var realistisk sammenlignet med referansescenariot [14]. Resultatene viste 15-20 % reduksjon i trinnkobleroperasjoner ved bruk av ZUQDE-kontrolleren sammenlignet med bruk av lastkompensering.

ZUQDE-spenningsreguleringen ga også redusert tilkoblingskostnader for nye småkraftverk. Et eksempel er Turrach kraftverk som opprinnelig krevde en 14 km lang kabelforbindelse. Dette anslaget forutsatte lokal spenningsregulering og uten dette ville investeringskostnaden ha vært enda større. Ved bruk av koordinert spenningsregulering kunne tilkoblingskabelen reduseres til kun 50-150 m. Tilkoblingskostnaden ble da i underkant av 50 000 euro, tilsvarende en kostnadsreduksjon på 2,6 millioner euro [15].

### 3.3.3 Muligheter og utfordringer

ZUQDE-kontrolleren var en del av en kontrollsystemløsning fra Siemens. Løsningen var implementert i flere demoprojekter og virket markedsnær. Den hadde en del annen funksjonalitet enn kun spenningsregulering, deriblant feillokasjon, isolering, og "restoration", sikkerhetsanalyser som sannsynlighet og påvirkning fra feil, beslutningsstøtte for å gjøre omkoblinger, og fullstendig lastflyt for hele nettet.

Kontrolleren implementert i testnettet oppdaterte settpunkter for spenningsreguleringsenheter for hvert 10. minutt, sannsynligvis fordi krav for stasjonære spenningsvariasjoner i Europa gjelder som 10-minutts gjennomsnitt i motsetning til 1-minutts gjennomsnitt i Norge. Kontrolleren måtte kjøre tunge prosesser, og det er usikkert om kontrollsystemet per dags dato vil være raskt nok til å kunne regulere på 1-minuttsnivå, som vil være ønskelig i Norge. Basert på kommunikasjonsforsinkelsene som ble observert i DG DemoNet er det i midlertidig sannsynlig at det på sikt vil være nok prosessorkraft til at systemet kan regulere på 1-minuttsnivå.

En mer avansert problemstilling som kan bli aktuell ved høye penetrasjonsnivåer av DG kombinert med utstrakt bruk av spenningsregulering, er påvirkningen fra reaktiv effektflyt av kontrollsystemene på høyere spenningsnivåer. Spenningsregulering ved bruk av reaktiv effekt vil endre relasjon mellom spenning og last i overliggende nett. Dette kan potensielt skape problemer med blant annet spenningsstabilitet, fordi kontrollsystemene i overliggende nett nå er basert på bestemte spenning/last-karakteristikker som endres ved innføring av spenningsregulering på lavere spenningsnivåer. En mulig måte å adressere dette problemet på er å bruke kontrollsystemer basert på tilstandsestimering som gir settpunkt til alle enheter, og setter begrensninger på utvekslet reaktiv effekt mot overliggende nett. Disse begrensningene kan være basert på statiske grenser, men også basert på målinger i overliggende nett. Det er behov for videre forskning på dette temaet.

## 3.4 POI-P3 og Insernia

Enel Distribuzione har utviklet en sentralisert spenningsregulator som er implementert i to av deres smartgridprosjekter, POI-P3 og Insernia [16]. Et av hovedmålene til prosjektene er økt tilknytningskapasitet ved bruk av innovativ spenningsregulering. En sentralisert spenningsregulator ble da utviklet og fullstendig integrert i Enels SCADA og DMS. Spenningsregulatoren ble i en periode frem til 2014 testet i ulike høyspenningsdistribusjonsnett. I POI-P3-prosjektet hadde man hele fem høyspenningsdistribusjonsnett med totalt 17 solcellleanlegg og tre batterier (2 MVA) installert. Demonettet i Insernia-prosjektet besto av et

---

<sup>9</sup> Beregningene tok utgangspunkt i data for den verste situasjonen med høy produksjon målt forrige år. Det ble da antatt at all ny småkraft kunne operere med cosphi lik 0,9 både undermagnetisert og overmagnetisert.



høyspenningdistribusjonsnett med fem solcelleanlegg, et biomassefyrt kraftverk og fem små vannkraftverk. Alle kraftverkene var tilknyttet på høyspenningdistribusjonsnivå.

### 3.4.1 Konsept

Spenningsreguleringsstrategien til Enel består av tre trinn og tar i bruk regulering av reaktiv effekt fra DG og styring av trinnkobler i krafttransformator. Første nivå består av å bestemme settpunkt for trinnkobler i krafttransformator basert på informasjon fra Enels DMS. Settpunktet er bestemt utfra den laveste samleskinnespenningen som overholder spenningsrestriksjoner i nettet når man antar ingen produksjon fra DG. Bakgrunnen er at det er overspenninger på grunn av DG som har vært hovedproblemet i demonettene. En plan for trinningen er beregnet dagen før av Enels DMS basert på forventet koblingsbilde og last for hvert tiende minutt. Settpunktet kan bli oppdatert i løpet av dagen ved omkoblinger eller andre endringer. En RTU håndterer kontrollsignaler og målinger i trafostasjonen. Enel valgte å basere seg på 4G-kommunikasjon mellom trafostasjonen og underliggende nett, mens man har fiberforbindelse mellom trafostasjonen og driftssentralen [17].

Andre nivå består av lokal spenningsregulering fra DG [18]. Dersom DG-enheten måler for lave eller for høye spenningsverdier vil den automatisk regulere reaktiv effekt. Dette nivået operer uten kommunikasjon.

Dersom lokal spenningsregulering ikke er tilstrekkelig vil et signal sendes til Enels DMS. Den sentrale spenningsregulatoren vil da velge den DG med størst påvirkning på spenningen til å forbruke maksimal reaktiv effekt. Dette er det tredje nivået i Enels spenningsregulering. Den DG-enheten med størst påvirkning på spenningen er valgt basert på en forenklet spennings sensitivitetmatrise hvor kun spenningsstørrelsen blir tatt med i betraktningen. Spennings sensitiviteten på node  $i$  for endring i reaktiv effekt fra DG på node  $j$  kan uttrykkes ved hjelp av følgende ligning:

$$\frac{\delta E_i}{\delta Q_j} = -\frac{1}{E_n} \left[ \sum_{hk \in PT_{i,j}} X_{hk} \right] \quad (4)$$

Her er  $E_i$  er spenningen på node  $i$ ,  $Q_j$  er reaktiv effekt fra DG på node  $j$ ,  $E_n$  er nominell spenning,  $X_{hk}$  er reaktansen for linjestykke  $hk$  og  $PT_{i,j}$  er den delen av radialen fra krafttransformatoren som er felles for node  $i$  og  $j$ .

### 3.4.2 Kostnad, nytte, muligheter og utfordringer

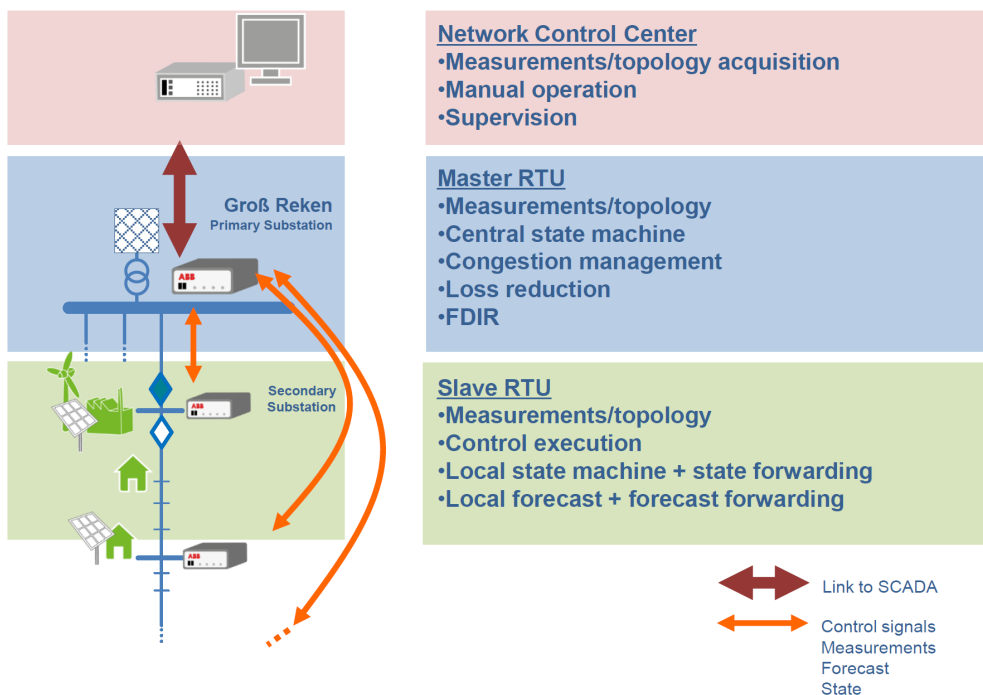
Resultatene viser at spenningsregulatoren fungerer i ulike typer distribusjonsnett og er skalerbar [19]. Men løsningen er kostbar og krever både standardisering og volum for å redusere kostnadene. Dette førte til opprettelsen av prosjektet "Puglia Active Network" hvor Enel vil teste løsningen i større skala. Demonettet inneholder 200 trafostasjoner, 8000 nettstasjoner og 100 DG. Prosjektet har et budsjett på nær 170 millioner euro [20]. Planen er at prosjektet skal øke standardiseringsnivået og føre til reduserte komponentkostnader.

### 3.5 GRID4EU - Demo 1

Demo 1 i EU-prosjektet GRID4EU er organisert av RWE og er lokalisert i Tyskland. Demoens mål er å demonstrere et autonomt multi-agent system for overvåking og kontroll over høyspenningsdistribusjonsnettet [21]. Systemet skal gi reduserte tap, økt pålitelighet og økt tilknytningskapasitet samtidig som man overholder spenningsrestriksjoner og unngår overbelastninger. Demonettet er et 10kV-nett med over 80 nettstasjoner hvor installert produksjonskapasitet tilsvarer maksimalt forbruk. Samtidig er det forventet en ytterligere økning i produksjonskapasitet fra både vindkraft og solcelleanlegg i fremtiden.

#### 3.5.1 Konsept

Konseptet baserer seg på automatiske omkoblinger i høyspenningsdistribusjonsnettet gjennomført av et lokalt kontrollsentert [22]. Kontrollsentret er plassert i trafostasjonen og kommuniserer med agenter plassert på utvalgte nettstasjoner i nettet, totalt 18 stykker. Systemstrukturen er vist i figur 3-5 hvor det lokale kontrollsentret er vist som "Master RTU". Agentene analyserer lokale målinger og vil ved uønskede spenninger, kortslutninger eller overbelastninger øyeblikkelig sende et alarmsignal til kontrollsentret i trafostasjonen. Ved mottatt alarmsignal vil kontrollsentret sende koblingsordre til utvalgte agenter for å løse problemet. Agentene vil da automatisk gjennomføre nødvendige koblinger. I tillegg vil agentene daglig prediktere fremtidig last med 15 minutters oppløsning basert på lokale målinger og sende resultatet til kontrollsentret. Lastprognosene vil kontrollsentret bruke til å beregne det tapsminimerende koblingsbildet for neste dag og planlegge nødvendige omkoblinger. Samtidig er det lokale kontrollsentret koblet til SCADA-systemet for å få tilgang til et oppdatert koblingsbilde samtidig som det gir mulighet for overstyring og overvåking. All kommunikasjon mellom agentene, kontrollsentret i trafostasjonen og SCADA-systemet ble etablert ved hjelp av GPRS [22].



Figur 3-5 Systemstruktur GRID4EU - Demo 1

### 3.5.2 Kostnad, nytte, muligheter og utfordringer

Foreløpige resultater viser at tilknytningskapasiteten kan økes med 17 % i demonettet ved bruk av multi-agent systemet [23]. Dette tilsvarer en utsettelse av nettinvesteringer på 3-4 år. Samtidig viser resultatene en reduksjon i tap på 26 % og en halvering av avbruddsvarigheten (SAIDI) i høyspenningsdistribusjonsnett. En av erfaringene fra demoen var at standardutstyr ikke nødvendigvis er konstruert for avansert kontroll av høyspenningsdistribusjonsnett. Eksempelvis ville multi-agent systemet gi en stor økning i antall omkoblinger og det var derfor nødvendig å bytte bryter i enkelte nettstasjoner [24]. Disse bryterne var svært kostbare og førte til en betydelig økning i systemets total kostnad. Dette viser at det er et behov for utvikling i både teknologi og marked for at systemet skal være kostnadseffektivt. Multi-agent systemet vil kunne være et alternativ i urbane maskenett med flere omkoblingsmuligheter, men er mindre aktuelt i områder med få eller manglende omkoblingsmuligheter.

## 3.6 GRID4EU - Demo 4

Den italienske demoen i EU-prosjektet GRID4EU er et annet smartgridprosjekt ledet av Enel Distribuzione [25]. Demoen involverer to rurale høyspenningsdistribusjonsnett med totalt er 875 nettstasjoner. Over hundre av disse er utstyrt med måle- og kommunikasjonsutstyr. Samtidig er det installert et lokalt batteri (1MVA/1MWh) i ett av demonettene. Demoen har som mål å øke tilknytningskapasiteten i høyspenningsdistribusjonsnett ved utvikling av et avansert kontrollsystem. Kjernen i kontrollsystemet er en spenningsregulator som styrer trinnkobler i krafttransformator, reaktiv effekt fra utvalgte solcelleanlegg i nettet og eventuelt det lokale batteriet.

### 3.6.1 Konsept

Beslutningsgrunnlaget for spenningsregulatoren er resultatet fra en tilstandsestimator (state estimator) som estimerer lastflyten i nettet basert på målinger [25]. Tilstandsestimatoren tar inn målinger fra trafostasjon, enkelte solcelleanlegg, utvalgte noder i nettet og eventuelt fra batteriet. Spenningsregulatoren tar inn beregnede verdier fra tilstandsestimatoren og bruker da optimal lastflyt for å finne det optimale operasjonspunktet gitt tekniske begrensninger. Dersom et lokalt batteri skal kontrolleres er man også avhengig av prognoser for last og produksjon. Det optimale operasjonspunktet er den bruken av tilgjengelige ressurser (trinnkobler, solcelleanlegg og eventuelt batteri) som gir lavest kostnader. Kostnadene for bruk av ressurser kan være basert på faktiske kostnader eller på bakgrunn av foretrukket ressursbruk. Nettap, utveksling med overliggende nett eller lignende kan da tas med i betraktning. Resultatet fra spenningsregulatoren er automatisk oppdatering av settpunkt til trinnkobler i krafttransformator, reaktiv effekt fra solcelleanlegg i nettet og eventuell lading/utlading av batteri.

Tilstandsestimatoren og spenningsregulatoren blir begge kjørt av en datamaskin i trafostasjonen som via en ekstern terminal enhet (RTU) sender signaler videre til de respektive kontrollerne [25]. Algoritmene blir i utgangspunktet aktivert hvert 15 minutt, men vil aktiveres ved uakseptable målinger eller ved endringer i koblingsbilde. Ved omkoblinger i nettet vil driftssentralen sende oppdatert koblingsbilde. Det ble valgt å basere seg på offentlig tilgjengelig 4G som kommunikasjonsløsning [25]. Denne løsningen erstattet allerede eksisterende GSM kommunikasjon mellom det sentrale SCADA-systemets og RTU'er i høyspenningsdistribusjonsnett.

### 3.6.2 Kostnad, nytte, muligheter og utfordringer

Foreløpige resultater viser at tilknytningskapasiteten i eksisterende nett kan økes med 22,3 % ved bruk av kontrollsystemet utviklet i demoen [26]. Beregningene tar utgangspunkt i den noden i nettet hvor problemer ved tilknytning av produksjon først oppstår. Det er da tatt hensyn til eksisterende DG i nettet. Det ble samtidig beregnet at årlig nettap vil reduseres med 1,61 % ved bruk av kontrollsystemet. Kostnader ved implementering av systemet er ikke offentliggjort.

## 3.7 AuRA-NMS

AuRA-NMS står for Autonomous Regional Active Network Management System og har blitt utviklet i et samarbeid mellom syv universiteter i Storbritannia, to nettselskap og ABB [27]. AuRA-NMS er et distribuert kontrollsystem som skal gi automatisk gjenoppretting etter feil og kunne øke tilknytningskapasiteten i høyspenningsdistribusjonsnettet. Kontrollsystemet har blitt testet i sanntidssimulator og vil testes i et 11 kV-radialnett og et 33 kV-maskenett. Det er samtidig planlagt tilknytning av 40 MW ny vindkraft i 33 kV-nettet.

### 3.7.1 Konsept

AuRA-NMS er et distribuert og autonomt kontrollsystem som skal kjøres på industrielle datamaskiner plassert ute i nettet [28]. Kontrollsystemet krever overvåkning av tilstanden i nettet det kontrollerer og tar i bruk en tilstandsestimator for å redusere antall målepunkter. En av hovedfunksjonene til kontrollsystemet er spenningsregulatoren som styrer trinnkobler i krafttransformator og justerer aktiv og reaktiv effekt fra DG. To ulike varianter av spenningsregulatoren ble utviklet, en med utgangspunkt i case-based reasoning (CBR) og en basert på constraint programming (CP). Ved bruk av CBR vil systemet håndtere problemer ved å søke opp lignende situasjoner i en database. Systemet sjekker da hvilke løsninger som har blitt brukt tidligere og gjenbraker den som passer best til problemet. En av fordelene ved bruk av CBR er at man ikke er avhengig av en fullstendig estimering av tilstanden i nettet [27]. På den andre siden er det nødvendig med en betydelig database for at metoden skal fungere optimalt. Ved bruk av CP vil systemet lete etter løsninger som overholder spenningsrestriksjoner og samtidig minimerer reaktiv effektlyst i nettet.

### 3.7.2 Kostnad, nytte, muligheter og utfordringer

De to nettselskapene involvert i prosjektet har valgt ulike metoder for å teste AuRA-NMS [27]. Ett nettselskap vil teste kontrollsystemet på tre nærliggende trafostasjoner i 11 kV-demonettet. Det andre nettselskapet har valgt å implementere AuRA-NMS som beslutningsstøtte i driftssentralen for 33 kV-demonettet. Resultatene fra demoene er enda ikke tilgjengelig.

Simuleringsresultater viser at AuRA-NMS kan redusere totalkostnaden av å tilknytte 40 MW vindkraft i 33 kV-testnettet med nærmere 3,5 % [29]. Kostnadsreduksjonen er knyttet til at antall nye linjer er redusert fra fire til to. Kostnaden for AuRA-NMS ble estimert til 700 000 £ (tilsvarende 8,6 MNOK) med en levetid på 20 år. Implementering av AuRA-NMS innebærer samtidig en produksjonsbegrensning på 94 MWh/år som tilsvarer en kostnad på nærmere 5000 £/år (omtrent 60 000 NOK). Dermed er ikke resultatet direkte overførbart til norske forhold med dagens regelverk. Et viktig poeng er da at AuRA-NMS ikke ville ha vært kostnadsdyktig uten mulighet for produksjonsbegrensning.

### 3.8 Andre

Spenningsreguleringsstrategier har blitt studert i flere prosjekter, blant annet i de EU-finansierte prosjektene ADINE fra 2007-2010, og IGREENGrid fra 2013-2015<sup>10</sup>. Temaene i disse prosjektene er i all hovedsak indirekte dekket gjennom presentasjoner av de andre prosjektene. EDRF og EDF

---

<sup>10</sup> <http://www.igreengrid-fp7.eu/>

## 4 Potensiale for spenningsreguleringsstrategier i norske distribusjons- og regionalnett med DG

Ettersom de aller fleste småkraftverk i Norge har spenningsreguleringsystemer og de absolutt fleste transformatorer har trinnkoblere, er den nødvendige fysiske infrastrukturen for å implementere spenningsreguleringsstrategier tilstede. Integrasjon av nye reguleringsystemer mot disse kan være utfordrende, men er mulig. Nødvendig måle- og kommunikasjonsløsninger har stort sett vist seg å fungere bra i andre prosjekter, og det er sannsynlig at kompetansen og konkurransen på å tilby slike løsninger øker i årene framover. Mer avanserte spenningsreguleringsstrategier ser dermed ut i høy grad å være praktisk gjennomførbare i Norge, og det blir et vurderingsspørsmål om det kan være et godt alternativ ved behov for tiltak i nettet, f.eks. ved integrasjon av nye småkraftverk.

### 4.1 Innstilling av trinnkoblerregulator

Trinnkobling basert på spenningsmåling kan vurderes som et alternativ om det har oppstått problemer med å overholde spenningsrestriksjoner etter at et kraftverk har blitt satt i drift, spesielt fordi det i teorien kan implementeres raskt. I disse tilfellene bør det likevel først gjøres en kontroll av innstillinger i trinnkoblerregulatoren for settpunkt, dødbånd og tidsforsinkelse.

En liten intervjurunde hos tre nettselskaper viste at typiske retningslinjer for settpunkt i transformatoren er:

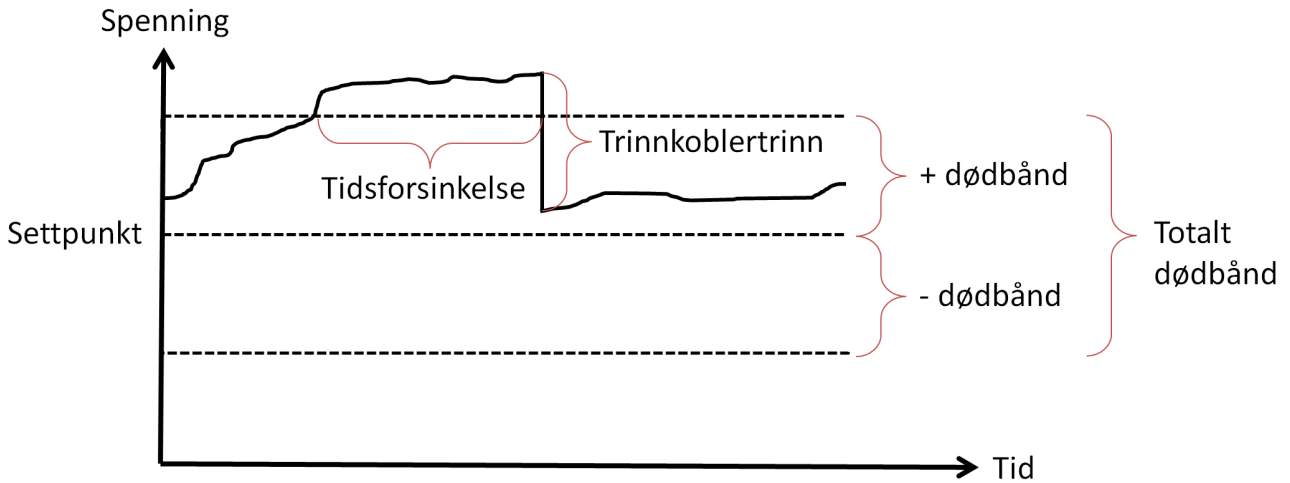
- 22,0 kV
- Litt høyere enn 22 kV for å ta hensyn til dødbåndet til transformatoren (ett nettselskap oppgav rundt 22,3 kV som standard settpunkt)
- Settpunkt bestemt individuelt for hver transformator (ett nettselskap oppgav å bruke interne retningslinjer, og hadde settpunkt mellom 21,5 og 22,8 kV).

Ved introduksjon av DG i nettet vil spenningen i nettet på sommerstid bli høyere enn tidligere. Dette kan skape problemer fordi nettstasjonene i nettet har fast omsetningsforhold basert på spenningsforholdene i nettet da de ble installert. Ett nettselskap løste dette ved å senke settpunkt i krafttransformator ved introduksjon av DG, slik at spenning på noe tidspunkt ikke var over 22,0 kV ut av stasjonen (til f.eks. 21,7 kV avhengig av dødbånd).

Som forklart tidligere vil trinnkoblerregulatoren gjennomføre trinning dersom spenningsavviket er større enn dødbåndet i en lenger periode enn tidsforsinkelsen. Prinsippet er illustrert i Figur 4-1. Det eksisterer ulike anbefalinger for innstilling av dødbånd, men det anbefales som minimum større totalt dødbånd enn ett trinnkoblertrinn for å unngå jaging<sup>11</sup>. Trinnkoblertrinn kan f.eks. være i størrelsesorden 1,4 – 1,7 %, som medfører minimum totalt dødbånd på rundt 1,7 – 2,5 %. Dette tilsvarer et dødbånd på  $\pm 0,85 - 1,25$  %. To nettselskap hadde standard innstillinger for dødbånd på (minimum)  $\pm 60$  % av trinnkoblertrinnet i transformatoren. Vedrørende valg av tidsforsinkelse er det sprikende praksis. To nettselskap oppgav å bruke 60 s til første trinning, hvorav ett brukte invers tidskarakteristikk, og et annet brukte lineær med 10 s til neste trinning. Fordelen med lavere tidsforsinkelser for neste trinning er at man raskere kan utjevne store endringer i spenning. Ett annet nettselskap oppgav å bruke 3 minutter til første trinning. Tider ned mot 30 s er også

<sup>11</sup> Avhengig av lasten under transformatoren og lastens spenningsavhengighet, vil for snevert dødbånd kunne føre til mange trinnkobleroperasjoner, og i verste tilfelle ustabilitet, og dermed også utslitte trinnkoblere. Svake nett med sterkt varierende last og / eller produksjon, f.eks. vindkraftverk, vil kunne få så varierende spenning at dødbåndet bør økes.

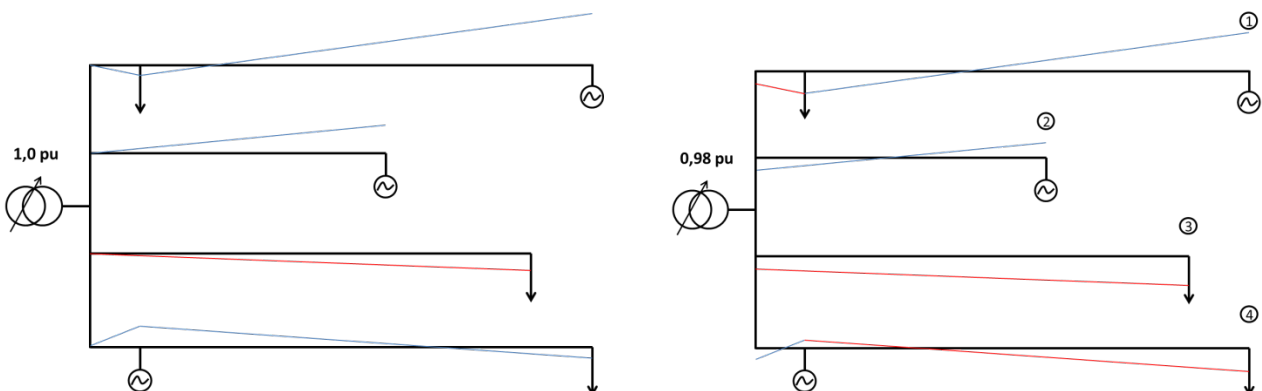
mulig. Fornuftig valg av trinnkobler-tidsforsinkelse avhenger blant annet av innstillinger i trinnkoblerregulatorer på trafoer i overliggende nett og kobling av kondensatorbatterier.



**Figur 4-1: Illustrasjon av trinnkoblerregulator**

## 4.2 Trinnkobling basert på pseudomåling eller spenningsmåling

Den enkleste formen for ny regulering er å bruke nye trinnkoblerregulatorer som trinner basert på spenningsmålinger i nettet, eller er basert på signaler fra et annet kontrollsystem. Terskelen for dette anses som relativt lav, og dette gir bedre spenningsbånd enn tradisjonell regulering (fast spenning på samleskinne eller lastkompensering). Et tenkt tilfelle hvor trinnkobling basert på målinger eller eksternt signal kan være nyttig er vist i Figur 4-2. I et nett med både last og produksjon vil både lastkompensering og regulering med fast spenning på samleskinna kunne gi suboptimal regulering av spenningsbåndet i nettet når det er høy produksjon og moderat last, som f.eks. under snøsmeltinga på våren. Dette vises i det venstre i figuren. Årsaken er at det ikke er mulig for lastkompensatoren å forutse at spenningen ytterst på radialen med produksjon lengst ute vil bli høy, fordi den moderate lasten i nettet "skjuler" at det er høy produksjon. Om det derimot defineres fire kritiske noder som vist til høyre i figuren, kan spenningen i trafostasjonen bli trinnet ned om spenningen i node 1 er høy, teoretisk sett helt til spenningen i node 3 og 4 blir for lav, og spenningsbåndet i nettet blir bedre innstilt. Retningslinjer for bl.a. hvordan slike kritiske noder defineres bør defineres før løsningen implementeres.



**Figur 4-2: Scenario hvor tradisjonell lastkompensering (t.v.) gir dårligere spenningsregulering enn trafotrinning basert på spenningsmålinger i kritiske noder (t.h.) ved høy produksjon og moderat last.**

Unntaket for når scenarioet over ikke har noen verdi, er når høyeste og laveste spenning opptrer på samme tidspunkt i nettet på ulike radialer under trafostasjonen. Dette er i midlertidig ikke den vanligste situasjonen i Norge ettersom småkraftverk typisk har lav produksjon i vintermånedene når nettet er hardest belastet, og høy produksjon når det har blitt mildere og lasten dermed er lavere.

Kostnadene for å implementere løsningen kan potensielt være lave – måling i utvalgte noder kan etableres relativt billig om det brukes rimeligere teknologi enn RTU'er (f.eks. smarte switcher) som kun kommuniserer med en enhet i trafostasjonen. Dette har heller ikke et behov for integrasjon mot nettselskapers øvrige IT-systemer. SINTEF har vært i samtaler med en Trondheimsbasert bedrift som potensielt kan levere denne teknologien for testing i DG-nett. Generelt sett anses trafotrinning basert på målinger å være en markedsnær løsning som kan implementeres i dag, og som kan vurderes som alternativ til forsterkning ved tilknytning av nye kraftverk. For å anslå det økonomiske potensialet skal det videre i DG-nett for noen case gjøres en kostnytte analyse. Kostnaden ved implementering vil da sammenlignes med kostnaden ved nødvendig nettfosterkning som gir lik tilknytningskapasitet ved tradisjonell bruk av trinnkobler. Formålet med dette er ikke å tallfeste et potensial på landsbasis, men for å vise i hvilke case dette er aktuelt, og hvordan det kan vurderes og implementeres.

### 4.3 Koordinert regulering av reaktiv effekt

Et steg videre mot økt kompleksitet, er spenningsreguleringsstrategier som kontrollerer settpunkt i DG-enheter for reaktiv effekt fra en sentralisert kontroller. Fordelen med denne type spenningsregulering over lokal spenningsregulering er at tapene kan bli lavere, reaktiv effektflyt kan minimaliseres, og det kan oppnås smalere spenningsbånd.

Potensialet for løsningen varierer med reaktiv effekt-kapabiliteten i ulike småkraftverk, hvor det er stor spredning. Strategien er mer nyttig enn lokal regulering når det er flere DG-enheter som påvirker spenningen i kritiske noder, dvs. under trafostasjoner med flere DG-enheter.

Topologiendringer trenger ikke være et hinder for strategien om f.eks. systemet designes slik at hver DG-enhets påvirkning på spenningen i en kritisk node kan defineres i en matrise, at det lages en slik matrise for hvert aktuelle koblingsbilde i nettet, og at systemet til en hver tid registrer hvilken topologi som er gjeldende.

En sentralisert kontroller bør være en del av nettselskapets IT-systemer, ettersom den nyttiggjør seg av måledata andre systemer potensielt også har nytte av. Absolutt minimumsløsning er at kontrolleren er integrert mot / har tilgang på data fra disse systemene. Integrering mot IT-systemer er tid- og ressurskrevende, og implementering av en slik løsning bør derfor forutsette at nettselskapet har nytte av kontrollsystemet i mer enn ett tilfelle. IT-sikkerhet er også en faktor ved integrering av nye målinger, enheter og kontrollsystemer i SCADA-systemene til nettselskapene. Både pålitelighet (tilgjengelighet) og IT-sikkerhet (robusthet mot angrep) må adresseres når driftskritiske systemer skal utvides eller modifiseres, og det er spesielt viktig at dette gjøres når systemet designes, heller enn i etterkant.

Utførte tester i andre prosjekter viser at den økte nytteverdien av en sentralisert kontroller i form av smalere spenningsbånd er liten om systemet er godt innstilt fra før. Kostnaden ved å implementere systemet vil også være høy om det kun gjøres for å overholde spenningsrestriksjoner under en trafostasjon. Dess større mengde nett med spenningsvariasjonsutfordringer et nettselskap har, dess mer vil løsningen lønne seg siden integrasjonskostnad er en stor del av totalkostnaden. Det kan se ut som flere IT-systemleverandører er klar over muligheten til å tilby en sentralisert spenningskontroller integrert i DMS, slik at dette i fremtiden kan



være en del av deres pakkeløsning. Avhengig av utformingen vil det likevel være behov for å justere kontrollerens rutiner for å gi riktige innstillinger til hver enkel DG-enhet.

Et steg mot et mer helhetlig (og komplekst) system, er å inkludere retningslinjer for trinning av transformator i den sentraliserte kontrollen. Dette fører til en lav kostnadsøkning, ettersom det ikke krever omfattende ekstraarbeid av algoritmene i kontrollsystemet, alt av målinger og det meste av kommunikasjonssystem og IT-systemer er uendret. Det blir en ekstrakostnad i forbindelse med kommunikasjon til trafostasjonen, og til integrasjon av en ny trinnkoblerregulator.

En av fordelene med en sentralisert kontroller som også styrer trinnkoblere er at antall trinnkobleroperasjoner kan minimeres. Transformatorfeil er alvorlige på grunn av pålitelighet, men også kostnader, og trinnkoblere er komponenten som feiler oftest i transformatorer[30]. Årsaken er ofte slitasje forårsaket av mange trinnkobleroperasjoner. Antall trinnkobleroperasjoner øker med synkende nettstyrke, men kan reduseres ved å kompensere variasjoner med reaktiv effekt styrt fra den sentraliserte kontrollen.

Koordinert spenningsregulering kan også ha en del nytteverdier det ikke er like lett å tallfeste. Å etablere nettstasjonsovervåkning er ofte diskutert som isolert fra spenningsregulering, men nettstasjonsovervåkning på kun et par steder vil også kunne dekke målebehovet for koordinert spenningsregulering. Nettselskaper setter stadig mer fokus på fleksibel nettdrift, inkludert sanntids overvåkning av nettet, driftsstøtteverktøy, økt grad av automatisering ved omkoblinger og feilretting osv., og det blir mer naturlig å diskutere koordinert spenningsregulering som en del av dette, heller enn et isolert tiltak.

Koordinert spenningsregulering vil ikke bli testet i DG-nett, annet enn i simuleringer for å anslå et teoretisk potensiale. Årsaken er at det er ressurskrevende å integrere et fungerende kontrollsystem med nettselskaps eksisterende systemer.

#### 4.4 Videre arbeid for å konkretisere anbefalinger

Av spenningsreguleringsstrategiene som er diskutert i rapporten er det trafotrinning basert på spenningsmålinger og pseudomålinger som virker mest lovende akkurat nå. Hvorvidt disse mulighetene er lønnsomme alternativer må bestemmes gjennom simuleringer og/eller utprøving, samt kostnytteanalyser. Det er i den sammenhengen et behov for:

- Forenklede retningslinjer for å vurdere om løsningen er aktuell for et gitt case
- Rutiner for kostnyttevurdering og sammenligning med alternative case

De forenklede retningslinjene vil bli laget basert på dette notatet og resultater fra simuleringer og tester. Denne rapporten tar ikke for seg testing av caseeksempler, men diskutere hvilket grunnlag caseeksemplene bør etableres på. Det er planlagt en senere rapport i prosjektet som oppsummerer resultater fra simuleringer og uttesting, denne inkluderer også forenklede retningslinjer for å vurdere aktualiteten til et gitt tiltak.

NVE har laget en veileder for samfunnsøkonomisk analyse som kan brukes ved kostnyttevurderinger av alternative tiltak. Denne spesifiserer at følgende kostnadsvirkninger skal inngå i samfunnsøkonomiske analyser ved tiltak i kraftnettet:

- Investeringskostnader, korrigert for ev. restverdi
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader

- Avbruddskostnader
- Flaskehalskostnader

Rutiner for kostnyttevurdering vil baseres på denne veilederen, tidligere arbeid på temaet i PQM-prosjektet[31], og resultater fra tester og simuleringer.

En av utfordringene med å gjøre kostnyttevurderinger av spenningsregulering sett opp mot tradisjonell nettfosterkning er at noen sekundære nytteverdier kan bli undervurdert, i verste tilfelle neglisjert, i analysen om de ikke eksplisitt inkluderes i metodikken. KPI<sup>12</sup> er et nyttig verktøy for å vurdere nytteverdier for et tiltak, og EEGI (European Electricity Grid Initiative) har tidligere definert KPIer som sier noe om hvor godt nettet fungerer. EEGIs liste over KPIer ble i IGreenGrid prosjektet oppdatert i sammenheng med tiltak for å øke tilknytningskapasiteten<sup>13</sup>. Ved kostnyttevurderinger av spenningsreguleringstiltak bør det undersøkes om noen av disse nytteverdiene er til stede, og disse bør i så fall inkluderes i den helhetlige vurderingen. Listen over KPIene er inkludert her for referanse.

- Økt tilknytningskapasitet for DG i MVA
- Kostnadsreduksjon ved tilknytning av DG ved bruk av ny teknologi i % av base case og MNOK
- Økt nåverdi av utsatte investeringer i MNOK pga. økt komponentlevetid
- Forbedring av spenningsprofil i henhold til FoL i % av merkespenning
- Reduksjon av nettap (MWh og MNOK)
- Variasjon i tapt produksjon forårsaket av hendelser i nettet (MWh / SAIDI MNOK)
- Reduksjon av makseffekt i systemet i % av tidligere makseffekt
- Redusert antall avbrudd (SAIFI/CAIDI/KILE-kostnader)
- Bedre responstid/effektivitet av preventive løsninger og håndtering av feil (SAIFI/CAIDI)
- Koordinert respons ved gjeninnkobling etter feil (SAIFI/CAIDI)
- Bedre koordinering mellom nettselskap og Statnett
- Standardiserte tilknytningsvilkår
- Kortere tilknytningstid i måneder fra henvendelse til nettselskap til tilknyttet kraftverk
- Økt tilgjengelighet av komponenter, nettkapasitet og systemtjenester på tvers av ulike nettområder gjennom smart grid teknologi. (SAIFI/CAIDI, antall tilgjengelige systemtjenester, prosentvis økning i tilgjengelig nettkapasitet)
- Økt forbrukerfleksibilitet (Gjennomsnittlig priselastitet med standardavvik)
- Økt energieffektivitet hos kunder (økning i virkningsgrad)
- Tilknytningskapasitet for elbiler (Antall kunder som kan få 16 og 32 A lading)
- Økt fornybarandel i % av energimix
- Kvantifisert CO<sub>2</sub> reduksjon i MTonn

---

<sup>12</sup> Key performance indicators

<sup>13</sup> [http://grid4eu.blob.core.windows.net/media-igreengrid-prod/41534/20140808\\_d41\\_report\\_listing\\_selected\\_kpis\\_and\\_precise\\_recommendations\\_to\\_eegi\\_team\\_for\\_improvement\\_of\\_list\\_of\\_eegi\\_kpis\\_v11.pdf](http://grid4eu.blob.core.windows.net/media-igreengrid-prod/41534/20140808_d41_report_listing_selected_kpis_and_precise_recommendations_to_eegi_team_for_improvement_of_list_of_eegi_kpis_v11.pdf)

## 5 Oppsummering og videre arbeid

Dette prosjektnotatet har arbeidet videre med spenningsregulering i forbindelse med småkraftverk, basert på arbeidet som ble gjort i notatet *Beste praksis for trinnkobler i krafttransformator spenningsregulering i DG-enheter*. En gjennomgang av europeiske demoprojekter viser at det kan oppnås bedre spenningsbånd ved å benytte mer avanserte kontrollsystemer som inkluderer økt bruk av målinger og kommunikasjon, enn ved spenningsregulering kun basert på lokal kontroll i DG-enheter og krafttransformatorer.

Den enkleste formen for økt bruk av måling og kommunikasjon er om trinning av krafttransformator gjøres basert på spenningsmålinger eller pseudomålinger. Dette er relativt enkelt å implementere, og kan i noen tilfeller være et godt alternativ til nettførsterkning. Dette gjelder spesielt om:

- Det er et nett med både last- og produksjonsradial(er).
- Makslast og maksproduksjon ikke oppstår samtidig
- Det ikke er utfordringer med termisk overlast
- Restverdien av nettet er høy

Videre i prosjektet er det er planlagt å gjøre simuleringer og tester på ulike case for å gjennomføre kostnytte-analyser av trinning basert på målinger i nettet for å vurdere i hvilken grad dette kan være et alternativ til nettoppgradering ved tilknytning av distribuert produksjon i Norge.

En mer omfattende form for spenningsregulering kan innføres ved å bruke et kontrollsystem som gir individuelle settpunkt for reaktiv effekt i DG-enheter og eventuelt andre spenningsreguleringsenheter samt kontrollerer settpunkt for transformatorer. Andre prosjekter viser at dette kan være et lønnsomt tiltak, men at forbedringene i spenningsbåndet kan være begrenset om alle enhetene var fornuftig innstilt før det ble etablert koordinert spenningsregulering. Samtidig opplevde flere demoprojekter store kostnader knyttet til etablering av kommunikasjon.

Det er planlagt å gjennomføre simuleringer på caseeksempler for å undersøke kostnader og nytte fra tiltaket. Omfattende tiltak som dette bør vurderes i sammenheng med andre smartgrid-prosjekter og nytteverdier som nettselskap ønsker å realisere.

## 6 Kilder

1. CIGRE Working Group A2.37, *Transformer Reliability Survey*. 2015.
2. Hagehaugen, A., *Voltage Control in Distribution Network with Local Generation*. 2014.
3. Short, T.A., *Electric power distribution Handbook, second edition*. 2014: CRC Press.
4. Brunner, M.S.H., *DG DemoNet: Experiences from volt/var control field trials and control algorithm advancements*. 2012.
5. Andrén, F., S. Henein, and M. Stifter. *Development and validation of a coordinated voltage controller using real-time simulation*. in *IECON 2011-37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. 2011. IEEE.
6. Schwalbe, R., et al. *DG DemoNet-Final Results of Field Trial Validation of Coordinated Volt/Var Control*. 2014. CIRED.
7. Viehweider, A., B. Bletterie, and D. Burnier de Castro. *Advanced coordinated voltage control strategies for active distribution network operation*. in *Electricity Distribution-Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on*. 2009. IET.
8. Stifter, M., et al. *DG DemoNet validation: Voltage control from simulation to field test*. in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on*. 2011. IEEE.
9. Schwalbe, R., et al., *DG DemoNet Validation – Central Voltage- and Reactive-Power-Control in Distribution Networks*. 2013.
10. Kirkeby, H., et al., *Resultater og erfaringer fra use case tester*. 2015.
11. Kupzog, F., et al., *Maximising low voltage grid hosting capacity for PV and electric mobility by distributed voltage control*. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, 2014. **131**(6): p. 188-192.
12. Schwalbe, R., et al. *DG-demonet smart LV grid-Increasing hosting capacity of LV grids by extended planning and voltage control*. in *Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), 2015 International Symposium on*. 2015. IEEE.
13. Winter, C., et al., *Harnessing PV inverter controls for increased hosting capacities of smart low voltage grids*. 2014.
14. Rieder, T., et al., „*Endbericht Projekt ZUQDE* “. 2013.
15. Kupzog, F., et al., *Results & Findings from the Smart Grids Model Region Salzburg*. 2013.
16. Bianco, G., C. Noce, and G. Sapienza, *Enel Distribuzione projects for renewable energy sources integration in distribution grid*. *Electric Power Systems Research*, 2015. **120**: p. 118-127.
17. Gennaro Fiorenza, G.D.L., Valentina Gilardone, *Telecommunication infrastructure for Enel MV Smart Grids*. 2014.
18. Brenna, M., et al., *Automatic distributed voltage control algorithm in smart grids applications*. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 2013. **4**(2): p. 877-885.
19. Renewables Grid Initiative, *Good Practice of the Year Award - Best cases from the 2014 competition*. 2015.
20. Enel Distribuzione. *Puglia Active Network, la regione diventa smart*. 2015; Available from: <https://www.enel.it/it-it/eventi-news/Pagine/Puglia-Active-Network-la-regione-diventa-smart.aspx>.
21. Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH (DSO WWE), et al., *GRID4EU dD1.1 DEMO 1*. 2012.
22. RWE Deutschland AG, et al., *GRID4EU dD1.3 System development and field implementation*. 2014.
23. Jendernalik, L., *GRID4EU final event - Demo 1 presentation*. 2016.
24. RWE Deutschland AG, et al., *GRID4EU dD1.2 Report of development for flexible MV-network operation*. 2013.
25. ENEL Distribuzione SpA, C., RSE, SELTA, SIEMENS, *GRID4EU dD4.3 Results of the laboratory tests and of the real field trials prior to the demonstration activities*. 2013.
26. ENEL Distribuzione SpA, et al., *GRID4EU dD4.3 Results of the laboratory tests and of the real field trials prior to the demonstration activities*. 2014.

27. Davidson, E., et al. *AuRA-NMS: An autonomous regional active network management system for EDF energy and SP energy networks*. in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. 2010. IEEE.
28. Lyons, P., P. Taylor, and D. Miller, *Overview of Network Flexibility Trial Design for CLNR*. 2014.
29. Hu, Z. and F. Li, *Cost-benefit analyses of active distribution network management, part II: investment reduction analysis*. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 2012. **3**(3): p. 1075-1081.
30. Nursebo, S., *Maximizing the Integration of wind power in distribution grids*. 2013, Chalmers.
31. Sand, K. and H. Seljeseth, *TR A7290 A Guide to Voltage Quality Planning*. 2012.



Teknologi for et bedre samfunn

[www.sintef.no](http://www.sintef.no)