

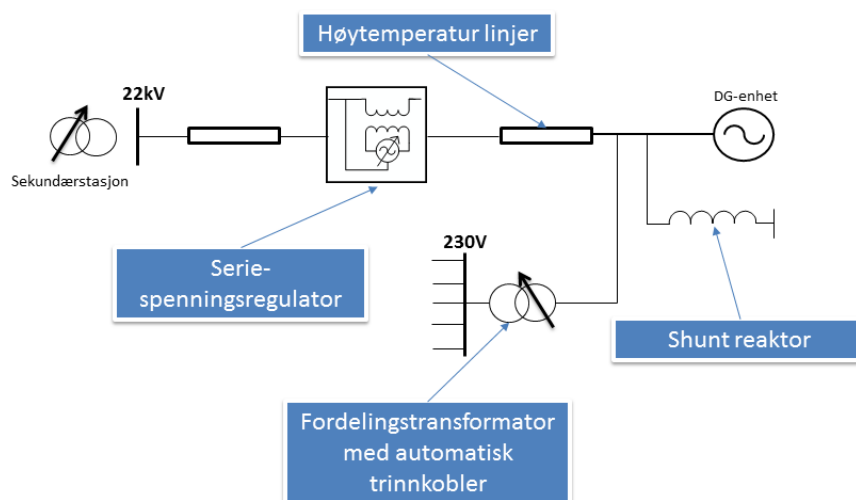
Rapport

Alternative tiltak for å øke tilknytningskapasitet i distribusjonsnett

Muligheter ved nettilknytning av distribuert produksjon

Forfatter

Magne Lorentzen Kolstad



SINTEF Energi AS
SINTEF Energy Research

Address:
Postboks 4761 Sluppen
NO-7465 Trondheim
NORWAY

Telephone:+47 73597200
Telefax:+47 73597250

energy.research@sintef.no
www.sintef.no/energi
Enterprise /VAT No:
NO 939 350 675 MVA

Rapport

Alternative tiltak for å øke tilknytningskapasitet i distribusjonsnett

Muligheter ved nettilknytning av distribuert produksjon

EMNEORD:

Distribuert produksjon,
tilknytningskapasitet,
spenningsregulering.

VERSJON

1.0

DATO

2016-03-31

FORFATTER

Magne Lorentzen Kolstad

OPPDRAGSGIVER

REN AS

OPPDRAGSGIVERS REF.

André Indrearne

PROSJEKTNR

502000645

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

27

SAMMENDRAG

Tradisjonelt har begrensninger i nettet til å ta imot ny produksjon blitt håndtert gjennom nettoppgraderinger eller ved å bygge nytt nett. Denne rapporten beskriver ulike alternative tiltak for å øke tilknytningskapasiteten i distribusjonsnett. Rapporten gir en teknisk beskrivelse av virkemåten samt en generell vurdering av kostnadene knyttet til fire ulike teknologier: shunt reaktor, serie-spenningsregulator, fordelingstransformator med automatisk trinnkobler og høytemperaturlinjer. Målet er å danne et bilde på når alternative teknologier kan være gode alternativer til nettoppgradering eller nettbygging. Økt kunnskap om alternative løsninger vil være med på å sikre at nettilknytning av fremtidig småkraftutbygging i Norge skjer på en sikker og effektiv måte.

UTARBEIDET AV

Magne Lorentzen Kolstad

SIGNATUR



KONTROLLERT AV

Henning Taxt

SIGNATUR



GODKJENT AV

Knut Samdal

SIGNATUR



RAPPORTNR

TR A7561

ISBN

978-82-594-3655-9

GRADERING

Åpen

GRADERING DENNE SIDE

Åpen

Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBEKRIVELSE
1.0	2016-03-31	Første versjon

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	5
2	Tilknytningskapasitet	6
2.1	Definisjon av tilknytningskapasitet	6
2.2	Begrensninger på tilknytningskapasiteten.....	6
2.2.1	Strømføringsevne (overføringsgrenser)	6
2.2.2	Langsomme spenningsvariasjoner	6
2.2.3	Spenningsprang.....	7
2.2.4	Spenningsrestriksjoner	7
3	Alternativer til nettbygging	8
3.1	Vurdering av alternativer til nettbygging.....	8
3.2	Shunt reaktor	9
3.2.1	Teknisk beskrivelse	9
3.2.2	Vurdering av tiltak	11
3.2.3	Ulike teknologier.....	15
3.2.4	Oppsummering	16
3.3	Serie-spenningsregulator	16
3.3.1	Vurdering av tiltak	18
3.3.2	Ulike teknologier.....	18
3.3.3	Oppsummering	20
3.4	Fordelingstransformator med automatisk trinnkobler.....	20
3.4.1	Vurdering av tiltak	21
3.4.2	Oppsummering	21
3.5	Høytemperatur linjer	22
3.5.1	Vurdering av tiltak	22
3.5.2	Oppsummering	23
3.6	Andre.....	24
3.6.1	FACTS	24
3.6.2	Energilager	24
4	Oppsummering	25
5	Referanser	26

1 Innledning

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

I flere tilfeller vil utbygging av distribuert produksjon utløse investeringsbehov grunnet begrenset tilknytningskapasitet i nettet. Tradisjonelt har begrensninger i tilknytningskapasitet i all hovedsak blitt løst ved bygging av nytt nett eller oppgradering av ledertverrsnitt. I de seneste årene har flere alternative løsninger for å øke tilknytningskapasiteten i nettet bli foreslått, men disse har av forskjellige grunner i liten grad blitt tatt i bruk i Norge. Denne rapporten gir en oppsummering av utvalgte produkter og teknologier som er tatt i bruk, eller foreslått tatt i bruk, som alternativ til nettoppbygging eller nettoppgradering i forbindelse med nettilknytning av distribuert produksjon. Rapporten gir en teknisk beskrivelse av virkemåten samt en generell vurdering av kostnadene knyttet til de ulike teknologiene. Målet er å bidra til å danne et bilde på når alternative teknologier kan være gode alternativer til nettoppgradering eller nettbodygging. Rapporten fokuserer på tiltak for å øke tilknytningskapasiteten i høyspennings distribusjonsnett.

2 Tilknytningskapasitet

Tilknytningskapasitet er en måte å beskrive nettets kapasitet til å ta imot ny produksjon og angir maksimal effekt ny produksjon som kan tilknyttes nettet gitt visse krav og forutsetninger. Historisk sett har distribusjonsnett har ofte en radiell struktur og består hovedsakelig av forbrukskunder. I et slikt nett vil spenning og strøm være størst i transformatorstasjonen der vern, effektbrytere og måleutstyr er plassert. Innføring av produksjonsenheter i distribusjonsnettet kan medføre store forandringer i effektflyten og dermed også i strøm- og spenningsforholdene i nettet. Dette kan skape flere tekniske utfordringer.

2.1 Definisjon av tilknytningskapasitet

Tilknytningskapasiteten i nettet beskriver hvor mye produksjon det er driftsmessig forsvarlig å tilknytte i et gitt punkt i nettet. Med driftsmessig forsvarlig menes at tilknytningen av produksjon ikke fører til uakseptable virkninger ut i fra en teknisk faglig vurdering av nettet. Det vil si at overføringsgrenser for komponenter i nettet inkludert tilgrensende og overliggende nett overholdes. I tillegg skal ikke tilknytningen føre til brudd på spenningsgrenser gitt av *forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet* (FoL) [1] i underliggende og tilgrensende nett. Begrepet tilknytningskapasitet er således nært knyttet til tilknytningsplikten.

Økte tap i nettet og endring i leveringspåliteligheten som følge av tilknytning av ny produksjon påvirker ikke tilknytningskapasiteten. Det vil si at det kan være nødvendig med investeringer i nettet for å sikre tilfredsstillende leveringspålitelighet selv om det er tilstrekkelig tilknytningskapasitet i nettet.

2.2 Begrensninger på tilknytningskapasiteten

2.2.1 Strømføringsevne (overføringsgrenser)

Alle komponenter i et distribusjonsnett har en maksimal strømføringsevne. Strømmer større enn denne grensen i tilstrekkelig lang tid vil føre til overoppheting som igjen kan føre til svikt. Tilknytning av DG vil føre til en endring i kraftflyten i nettet, som igjen kan føre til at strømføringsevnen til enkelte komponenter overskrides. Dette vil være spesielt aktuelt i perioder med høy produksjon og lavt forbruk og kan være en begrensning med tanke på tilknytning av DG.

Også under feilsituasjoner kan innføring av DG føre til overskridelse av de termiske begrensningene i nettet. Distribusjonsnett har en maksimal kortslutningsytelse som er bestemt ut i fra den maksimale kortslutningsstrømmen som kan brytes av effektbryterne og som ikke overskrider de termiske og mekaniske kortslutningsgrensene til andre komponenter i nettet. Tilknytning av DG enheter kan bidra til å øke kortslutningsstrømmen i nettet. Dette kan i enkelte tilfeller være en begrensende faktor ved integrering av DG.

2.2.2 Langsomme spenningsvariasjoner

Endringer i last og produksjon gjennom året fører til variasjoner i spenningen i nettet. Store variasjoner i spenningen på grunn av DG kan ofte være en begrensning i tilknytningskapasiteten i distribusjonsnettet. I følge FoL skal langsomme variasjoner i spennings effektivverdi være innenfor et intervall på $\pm 10\%$ av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningspunkt i lavspenningsnettet. For å overholde dette, settes vanligvis grenser for laveste og høyeste tillatte stasjonære spenning i ulike punkt i høyspentnettet. Dette for å forenkle omfanget av analysene. 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. En besøksrunde utført av SINTEF Energi blant norske nettselskaper 2014-2015 viste at høy spenning i perioder med lav last og høy produksjon var den vanligste begrensningen i tilknytningskapasitet når tilknytning av ny distribuert produksjon skulle planlegges.

I dag er det mest vanlig blant nettselskapene å tillate en spenningsvariasjon på 5 % i høyspent distribusjonsnett. Det vil si at differansen mellom den laveste spenningen i perioder med høy last og lav produksjon og den høyeste spenningen i perioder med lav last og høy produksjon ikke skal overskride 5 % av nominelt spenningsnivå.

2.2.3 Spenningsssprang

Hurtige variasjoner i produksjonen, og inn- og utkobling av DG enheter kan føre til sprang i spenningen. Hurtige variasjoner i produksjonen er først og fremst et problem for DG enheter med varierende energikilder slik som vind og sol. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet setter krav til at ingen kunder skal oppleve mer en 24 kortvarige over-/underspenninger eller hurtige spenningsendringer der den stasjonære- eller transiente spenningsendringen overskrider henholdsvis 3 % eller 5 % av nominelt spenningsnivå. Nettselskapet har ikke har noen mulighet til å kontrollere antall start og stopp av DG enheten når den først er tilknyttet nettet, det vil si at dersom en DG enhet forårsaker en stasjonær spenningsendring på mer en 3 % kan det være nødvendig å oppgradere nettet eller stille krav til hvordan anlegget driftes. Nødvendigheten av tiltak for å unngå spenningsssprang bør vurderes ut fra en helhetlig vurdering av kraftnettet DG enheten skal tilknyttes samt kostnader forbundet med tiltakene.

2.2.4 Spenningsrestriksjoner

Andre fenomener knyttet til spenningskvalitet som kan påvirkes av integrering av DG er:

- flimmerintensitet
- spenningsusymmetri
- over- og interharmoniske spenninger

Disse fenomenene er også regulert gjennom FoL og kan være begrensende for tilknytningskapasiteten. DG i Norge består i hovedsak av små vannkraftverk bestående av synkrongeneratorer som sjelden gir problemer knyttet til disse fenomenene.

3 Alternativer til nettbygging

I dette kapittelet vil ulike tiltak i nettet som kan øke tilknytningskapasiteten bli vurdert. Tiltakene er ment å være alternativ til nettoppgradering og bygging av nytt nett. Oppgradering av nett og bygging av nytt nett er en robust løsning for å øke tilknytningskapasiteten i nettet og vil i mange tilfeller også være den mest lønnsomme. I flere tilfeller vil nettoppgraderinger også være eneste alternativ. Det finnes også tilfeller hvor andre alternative tiltak i nettet kan være aktuelt, for eksempel dersom nettoppgradering blir svært kostbart. Eksempler på slike tilfeller er:

- Høy resterende teknisk levetid på eksisterende nett.
- Behov for oppgradering av lange overføringslinjer
- Behov for store ledertverrsnitt
- Usikkerhet knyttet til fremtidig last, produksjon eller nettstruktur
- Tilknytning fører til høy spenning mens termisk belastning er lav

Denne rapporten fokuserer på produkter som kan øke tilknytningskapasiteten. Øking av tilknytningskapasiteten gjennom alternative strategier for spenningsregulering ved hjelp av trinnkobler i transformatorstasjon og spenningsregulator i DG-enheten vil ikke bli vurdert. Tiltak som regulerer effektforbruk eller produsert aktiv effekt fra DG-enhetene er heller ikke vurdert.

Ved beregning av tilknytningskapasitet for ulike typer linjer er det benyttet reaktansverdier ved planoppheng uten jordline, H-mast, 1,5 meter faseavstand og 7 meter fasehøyde. Tilsvarende er det benyttet reaktansverdier ved flat forlegning av kabler.

3.1 Vurdering av alternativer til nettbygging

Drift av kraftnett innenfor et avgrenset område er et naturlig monopol. Nettselskapene har således monopol på sine tjenester innenfor sitt konsesjonsområde og er derfor strengt regulert for å gi insentiver til å opptre samfunnsøkonomisk rasjonelt. Energiloven uttrykker følgende målsetning [2]: ”Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.” Det at nettselskapene skal opptre på en samfunnsmessig rasjonell måte er ikke nødvendigvis det samme som å maksimere det bedriftsøkonomiske resultatet. Ved oppgradering bør derfor løsningen som er best for samfunnet velges, uavhengig av hvem som må ta kostnaden for oppgraderingen. I mange tilfeller vil det være flere mulige tiltak for å øke kapasiteten i nettet slik at tilknytning av produksjonsenheter er driftsmessig forsvarlig.

For å sikre en samfunnsmessig rasjonell utbygging av kraftnettet, bør det gjennomføres en samfunnsøkonomisk analyse av de ulike alternative tiltakene. Ifølge NVE skal følgende nytte og kostnadsvirkninger inngå i en samfunnsøkonomisk analyse av tiltak i kraftnettet:

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

Denne rapporten vil gi en generell vurdering av kostnadene knyttet til alternative nettløsninger. Dette er ment å gi en indikasjon på kostnadsnivået og for å danne et grunnlag for sammenligning med andre tiltak som for eksempel oppgradere eller bygge nytt nett.

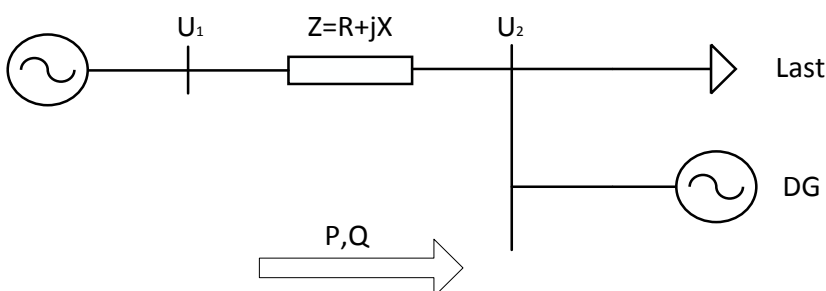
Ved nettilknytning av DG vil investeringskostnad, drifts- og vedlikeholdskostnader og tapskostnader ofte være de mest relevante kostnadene for å rangere alternativene. Investeringskostnaden til tiltakene beskrevet i denne rapporten er innhentet gjennom samtaler med leverandører, men siden flere av produktene som er beskrevet i denne rapporten er relativt nye på markedet er det knyttet stor usikkerhet rundt en del av kostnadene. Avbruddskostnader vil først og fremst bli gjeldende i tilfeller hvor ny nettløsning fører til en endring i leveringspålitelighet, og dermed forventede avbruddskostnader, sammenlignet med dagens nett. For eksempel kan det være tilfeller hvor påliteligheten i dagens nett er lav og hvor det er antatt at en nettoppgradering eller nettombygging vil redusere avbruddskostnadene i forhold til dagens situasjon. Dette vil i så fall tale mot tiltakene i denne rapporten. Det er ventet at alternativene som presenteres i denne rapporten i liten grad påvirker leveringspåliteligheten i forhold til dagens situasjon. Flaskehalskostnader er i de fleste tilfeller først relevant for de høyeste spenningsnivåene og derfor ikke inkludert i vurderingene gjort i denne rapporten. Investeringer i nett og produksjon har ofte lange levetider så ulike alternative tiltak i nettet bør derfor analyseres over en lang analyseperiode. For mer detaljer rundt planleggingssystematikk, vurdering av alternative tiltak og utføring av samfunnsøkonomisk vurdering vises det til [3, 4].

Ofte kan usikkerhet rundt fremtidig produksjon og last være utfordrende for nettselskapene når tiltak grunnet tilknytning av ny distribuert produksjon er nødvendig. Når ny produksjon utløser behov for tiltak i nettet, vil det i mange tilfeller være hensiktsmessig med en koordinert nettløsning som også tar hensyn til andre planlagte kraftverk i området. Ved ikke å ta hensyn til andre planer i området risikeres det at det velges en nettløsning som er for svak innen få år. På den andre siden risikerer nettselskapet å overinvestere dersom det viser seg at de andre planene i området aldri blir realisert. Alternativer som kan øke tilknytningskapasiteten i nettet frem til en eventuell større nettinvestering for så å kunne benyttes et annet sted i nettet kan i slike tilfeller være nyttig for nettselskapene for å redusere risiko i forhold til å velge en nettløsning som enten er underdimensjonert eller overdimensjonert i forhold til fremtidig behov.

3.2 Shunt reaktor

3.2.1 Teknisk beskrivelse

Spenningsforholdene langs en linje med tilknyttet last og produksjon kan analyseres ved hjelp av et enkelt nett som vist i Figur 1. U_1 representerer spenningen ved transformatorstasjonen og U_2 er spenningen på enden av radialen hvor lasten og produksjonen er tilknyttet. Nettet er representert ved en resistans og en reaktans. Pilen angir positiv retning for aktiv effekt og reaktiv effekt.



Figur 1 Enkel nettmodell med en impedans, last og DG. Pilen angir positiv retning for P og Q.

Spenningsfallet i nettet vil være tilnærmet lik (projeksjonsmetoden):

$$U_1 - U_2 = \frac{R}{U_2} * P + \frac{X}{U_2} * Q \quad (1)$$

Formel (1) viser at dersom P er positiv (lasten er større enn produksjonen) vil det føre til et spenningsfall i nettet. Dersom P er negativ (produksjonen er større enn lasten) vil det føre til en spenningsstigning i nettet. På samme måte vil forbruk av reaktiv effekt føre til et spenningsfall i nettet, mens produksjon av reaktiv effekt vil føre til en spenningsstigning. Spenningsstigningen forårsaket av produksjon av aktiv effekt fra en DG-enhet kan dermed kompenseres ved å trekke reaktiv effekt. Dette kan gjøres av generatoren eller ved å installere en reaktor (induktans).

En shunt reaktor forbruker reaktiv effekt og vil dermed bidra til et økt spenningsfall i nettet. I hvor stor grad reaktiv effekt påvirker spenningsfallet i nettet er avhengig av R/X-raten som er forholdet mellom resistansen og reaktansen i nettet. Formel (1) viser at dersom R og X er like store, det vil si R/X-rate = 1, vil aktiv effekt og reaktiv effekt ha like stor påvirkning på spenningsfallet. Det vil si at en DG-enhet som trekker like mye reaktiv effekt som den produserer aktiv effekt ikke påvirker spenningen i nettet. R/X-raten er i distribusjonsnett ligger normalt mellom 0,5 – 2. R/X- raten er lavere for luftlinjer enn for kabel, og synker med økende tverrsnitt. Det vil si luftnett med stort ledertverrsnitt vil ha lavest R/X-rate og dermed størst potensiale for spenningsregulering ved hjelp av shunt reaktor. Dette er vist i Tabell 1, som viser tilknytningskapasiteten på enden av en 10 km lang linje eller kabel for forskjellige verdier av Q/P med en maksimal tillatt spenningsstigning på 2,5 %. Tabellen viser at forbruk av reaktiv effekt kan være et svært effektivt tiltak for å øke tilknytningskapasiteten.

Tabell 1 Tilknytningskapasitet på enden av en 10 km lang linje/kabel ved forskjellige verdier for $\cos(\varphi)$ for maksimal tillatt spenningsstigning lik 2.5 %.

	Q/P = 0 ($\cos(\varphi) = 1$)	Q/P = 0,33 ($\cos(\varphi) = 0,95$)	Q/P = 0,48 ($\cos(\varphi) = 0,9$)	Q/P = 0,75 ($\cos(\varphi) = 0,8$)
FERAL 25	1,7 MW	2,1 MW	2,3 MW	3,1 MW
FERAL 35	2,4 MW	3,2 MW	3,9 MW	6,6 MW
FERAL50	3,4 MW	5,5 MW	8 MW	*
FERAL 95	6,8 MW	*	*	*
BLX 50	1,9 MW	2,4 MW	2,6 MW	3,4 MW
BLX 95	3,7 MW	5,5 MW	7,2 MW	*
TXSE/TSLE 50	1,9 MW	2 MW	2,1 MW	2,3 MW
TXSE/TSLE 95	3,8 MW	4,4 MW	4,8 MW	5,5 MW
TXSE/TSLE 150	6 MW	7,5 MW	8,6 MW	11,5 MW**

*Langsomme spenningsvariasjoner er ingen begrensning for tilknytningskapasiteten.

**Tilknytningskapasitet kan være begrenset av strømføringssevne avhengig av kabelforlegning.

Projeksjonsmetoden vist i formel (1) er en forenkling av formel (2). Forenklingen er først og fremst gyldig ved relativt små verdier for P. Ved beregning av tilknytningskapasiteten i Tabell 1 er formel (2) benyttet.

$$U_1 - U_2 = \frac{1}{U_2} ((RP + XQ) + j(XP - RQ)) \quad (2)$$

En shunt reaktor kan plasseres ved DG-enheten i tilfeller hvor DG-enheten har begrenset kapasitet til å trekke reaktiv effekt. I et slikt tilfelle er det mulig at generatorens spenningsregulator kan styre reaktoren. En annen mulighet er å plassere reaktoren et strategisk sted i nettet dersom det er flere DG-enheter som skaper problem med høy spenning. Dette vil være spesielt aktuelt dersom tilknytning av et kraftverk fører til spenningsproblemer lengere ut på radialen på grunn av eksisterende kraftverk. Dersom reaktoren ikke skal plasseres i nærheten av en DG-enhet må reaktoren være utstyrt med en egen spenningsregulator dersom den ikke skal styres manuelt. I dag er shunt reaktorer i all hovedsak brukt i transmisjonsnettet for å kompensere

for spenningsstigning grunnet store kapasitive strømmer i lange overføringslinjer ved lett last. Shunt reaktorer bruk til spenningsregulering i distribusjonsnettet sjeldent.

3.2.2 Vurdering av tiltak

Investeringskostnad for shunt reaktorer er antatt å ligge fra omkring 500 000 kr/MVAr for en fast reaktor med bryter og spenningsregulator, opp til 1 700 000 kr/MVAr for fult regulerbare reaktorer inkludert kontrollanlegg. Det eksisterer svært få slike anlegg i distribusjonsnettet og det er derfor knyttet stor usikkerhet til investeringskostnaden.

De fleste småkraftverk i Norge er utstyrt med synkrongenerator og har dermed mulighet til å regulere reaktiv effekt uavhengig av produsert aktiv effekt. En synkrongenerators evne til å trekke reaktiv effekt er i stor grad bestemt av reaktansverdiene til generatoren. En lav synkronreaktans vil øke generatorens mulighet til å trekke reaktiv effekt. Generatorene med lave reaktansverdier gir en dyrere maskin fordi det betinger mer jern. Det er også mulig å installere en generator med høyere ytelse for å få tilstrekkelig kapasitet til å trekke reaktiv effekt.

I følge NVEs håndbok for kostnadsgrunnlag for små vannkraftverk [5] er kostnadsforskjellen for en dyr og en rimelig generator med merkeytelse på 2 MW 750 000 kr. Mens forskjellen mellom en generator på med merkeytelse 2 MW og en generator med merkeytelse 3 MW er omkring 400 000 kr. Det er derfor sannsynlig at dersom eieren av kraftverket kan ta hensyn til eventuelle krav om å trekke reaktiv effekt ved bestilling av generatoren vil det i mange tilfeller være rimeligere å bestille en generator med tilstrekkelig kapasitet fremfor å installere shunt reaktorer. Bruk av shunt reaktorer vil derfor først og fremst være en alternativ løsning i tilfeller hvor kraftverkseieren allerede har en generator som er tiltenkt kraftverket og som ikke har tilstrekkelig kapasitet til å trekke reaktiv effekt. Generelt kan det sies at en synkrongenerator som trekker reaktiv effekt opererer nærmere stabilitetsgrensene til maskinen og vil dermed være mer utsatt for å miste synkronisme på grunn av driftsforstyrrelser i nettet, enn en synkrongenerator som ikke trekker reaktiv effekt. Det er derfor viktig å også vurdere synkrongeneratorens egenskaper med tanke på transient stabilitet dersom generatoren skal regulere spenningen i nettet ved hjelp av reaktiv effekt.

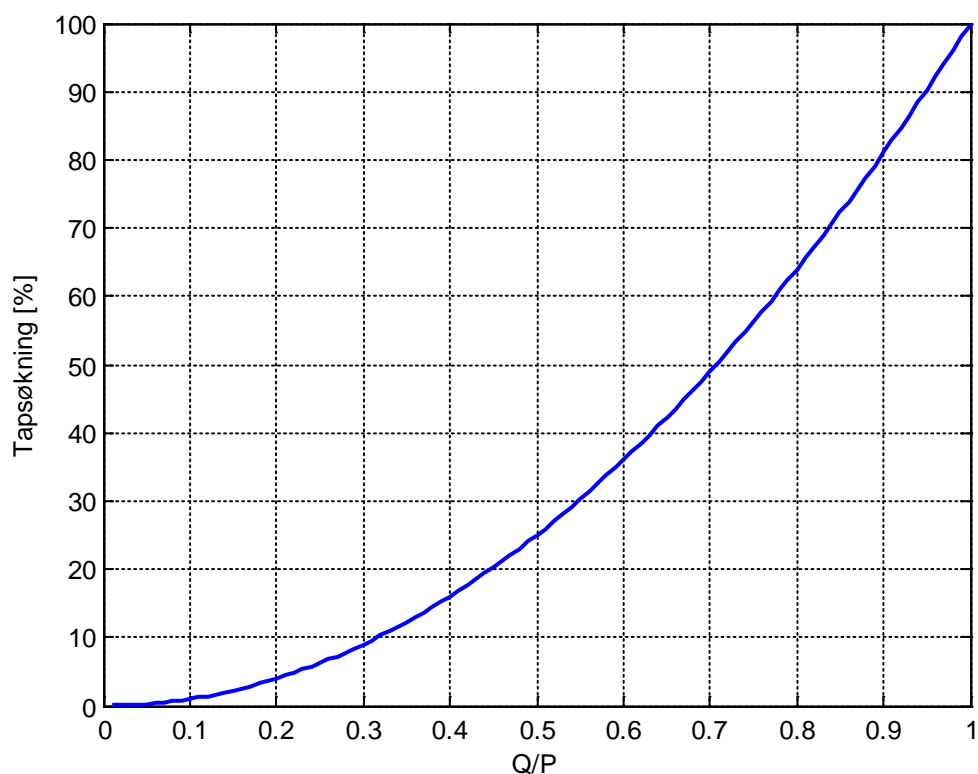
Shunt reaktor kan også være aktuelt dersom tilknytning av ny produksjon fører til uakseptable spenninger lenger ut på radialen kraftverket tilknyttes grunnet eksisterende kraftverk.

Tapkostnader

En ulempe med bruk av shunt reaktor for å redusere spenning er at økt reaktiv effekt i nettet vil føre til økte tap nettet. Tapene i et nett som vist i Figur 2 kan uttrykkes ved:

$$P_{Tap} = R * I^2 \quad (3)$$

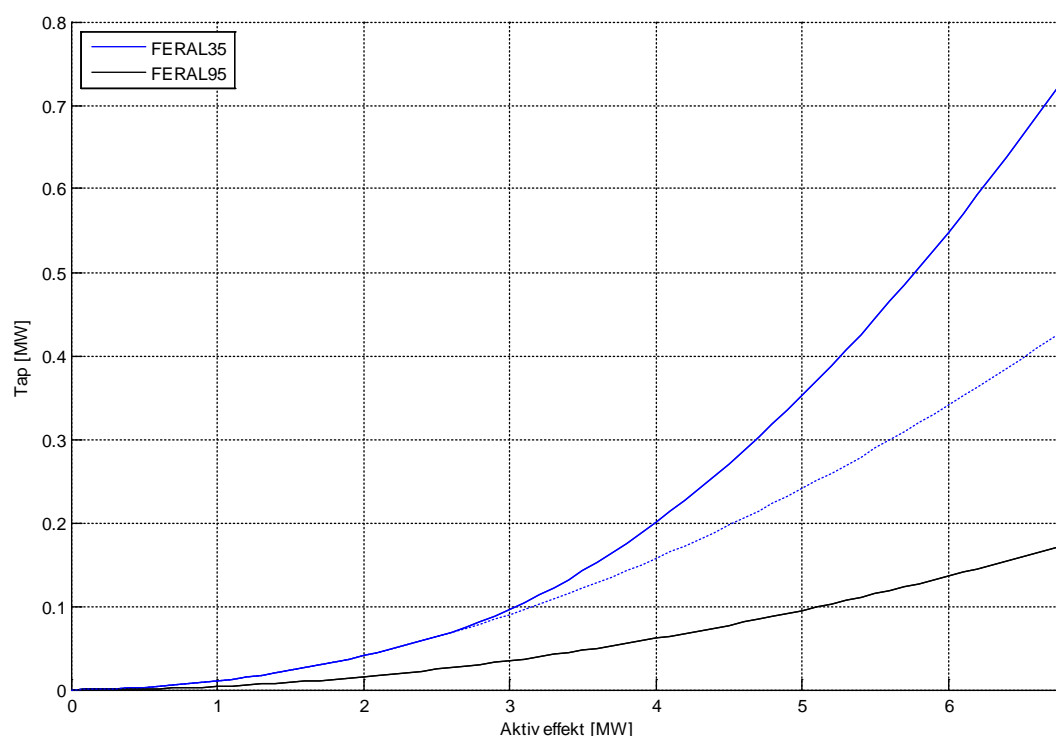
$$P_{Tap} = R * \frac{P^2 + Q^2}{U_{DG}^2} \quad (4)$$



Figur 2 Relativ økning i tap som følge av økende reaktiv effekt. Aktiv effekt holdes konstant.

Figur 2 viser tapsøkningen i nettet som funksjon av Q ved konstant P . Figuren viser at dersom Q er like stor som P ($\cos \varphi = 0,7071$) økes tapene i nettet med 100 % i forhold til om Q var lik null.

Figur 3 viser tap i nettet som funksjon av innmatet aktiv effekt. Et kraftverk er tenkt tilknyttet på enden av en 10 km lang radial og det er sett bort fra lasten. Maksimal tillatt spenningsstigning er satt til 2,5 %. For Feral95 er det ikke nødvendig å trekke reaktiv effekt for å unngå for høy spenning. Tapene i nettet øker dermed proporsjonalt med innmatet aktiv effekt i andre. For Feral35 er det nødvendig å trekke reaktiv effekt dersom aktiv effekt overskrider 2,4 MW. Dette vises ved at tapene stiger kraftigere for aktiv effekt $> 2,4$ MW. Den stiplede blå linjen viser tapene for Feral35 dersom reaktiv effekt holdes lik 0, noe som vil føre til at spenningen overskrider grensene. Denne grafen er tatt med for å illustrere hvordan spenningsregulering med reaktiv effekt påvirker tapene.



Figur 3 Tap som funksjon av innmatet aktiv effekt. Den stiplede linjen viser tapene for Feral35 dersom reaktiv effekt holdes lik 0.

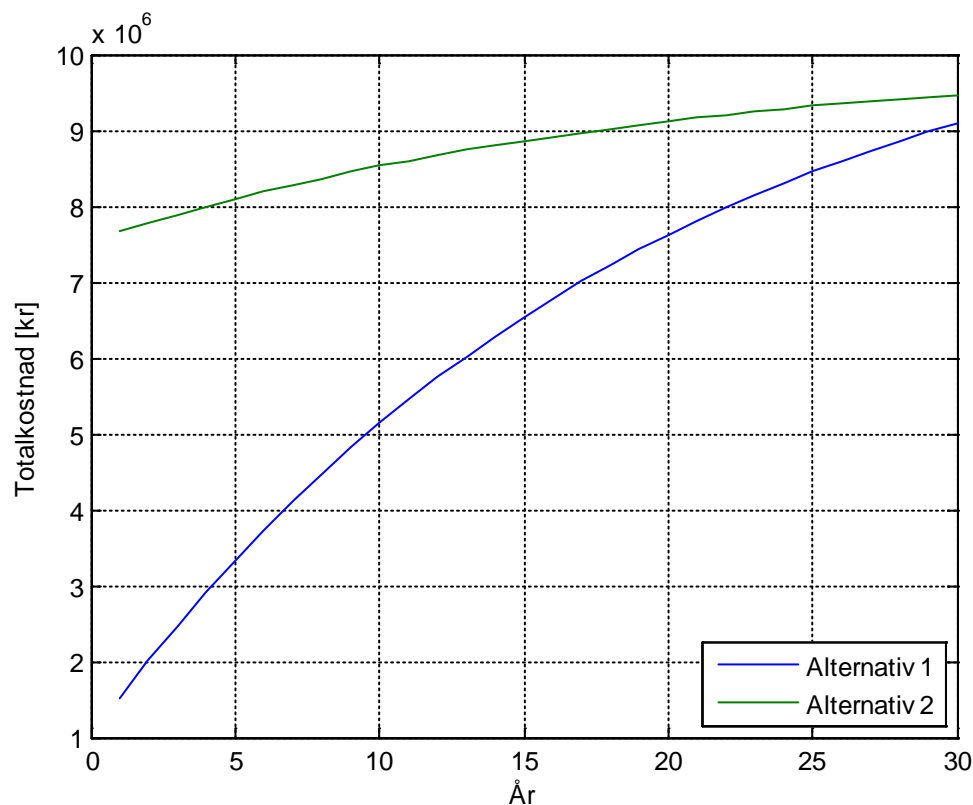
Tabell 2 viser maksimale tap i nettet ved tilknytning av et 6,6 MW kraftverk på enden av en 10 km lang linje for to alternativer:

- Alternativ 1: Feral 35 og kraftverket trekker reaktiv effekt tilsvarende $\cos(\varphi) = 0,8$
- Alternativ 2: Oppgradere til Feral 95 og kraftverket trekker ingen reaktiv effekt.

Tabellen viser at de maksimale tapene er over 4 ganger så høye for alternativ 1 enn for alternativ 2.

Tabell 2 Maksimale nettap ved tilknytning av et 6,6 MW kraftverk på enden av en 10 km lang linje

Alternativ	Nettap
1: Feral 35, $\cos(\varphi) = 0,8$	686 kW
2: Feral 95, $\cos(\varphi) = 1$	164 kW



Figur 4 Totale kostnader for alternativ 1 og alternativ 2.

Figur 4 viser totale akkumulerte kostnader for de to alternativene. Følgende forutsetninger er satt for beregningen:

Forutsetninger	
Investeringskostnad oppgradere til Feral 95	7,54 MNOK
Investeringskostnad reaktor	1,0 MNOK
Diskonteringsrente	5 %
Brukstid for tap	3000 timer
Strømpris	250 NOK/MW

Figur 4 viser at oppgradering til Feral95 er dyrere enn spenningsregulering med reaktiv effekt gitt forutsetningene i tabellen over. Spenningsregulering ved hjelp av reaktiv effekt kan i enkelte tilfeller være lønnsomt fremfor å oppgradere nettet, men dette vil være avhengig av de maksimale tapene i nettet, brukstid for tap, strømpris og investeringskostnader for nettoppgraderinger kontra eventuelle ekstra investeringer nødvendig for å trekke tilstrekkelig reaktiv effekt.

Brukstiden for tap vil være avhengig av brukstiden til kraftverket og brukstiden til lasten samt hvor godt produksjonen og lasten stemmer overens. For eksempel vil et kraftverk i et typisk høyfjellsvassdrag, som har mesteparten av produksjonen om våren og sommeren når lasten i nettet er lav, bidra til høyere brukstid for tap enn et kraftverk i et typisk kystvassdrag som har mer produksjon om vinteren når lasten er høy. Det finnes i dag ingen god metodikk for å beregne brukstid for tap i nett med distribuert produksjon.

Bruk av shunt reaktorer i distribusjonsnettet kan, avhengig av lasten ellers i nettet og eventuell reaktiv effekt kompensering, føre til økt uttak av reaktiv effekt fra overliggende nett. Utstrakt bruk av spenningsregulering ved hjelp av reaktiv effekt i distribusjonsnettet kan dermed føre til økte tap også i overliggende nett.

En shunt reaktor kan også flyttes dersom forutsetningene i nettet skulle endre seg, for eksempel dersom det besluttes bygging av flere småkraftverk i samme området og en større nettoppgradering er nødvendig. En shunt reaktor kan dermed være et godt alternativ i nett hvor det er stort potensiale for småkraft, men det er usikkert hvor mange småkraftplaner som vil bli realisert.

3.2.3 Ulike teknologier

Fast reaktor

En eller flere faste reaktorer kobles inn ved behov. På denne måten kan forbruk av reaktiv effekt, og således også spenningen reguleres trinnvis. Reaktorene kobles inn og ut ved hjelp av effektbrytere. Inn- og utkobling av reaktorene vil føre til strøm- og spenningstransienter som må tas hensyn til ved dimensjonering og utforming av anlegget. Inn- og utkobling av reaktorene vil også føre til sprang i spenningen. Det er viktig at størrelsen på reaktorene dimensjoneres ut i fra hvor store spenningsprang det kan tillates i nettet.

Slike reaktorer er mye bruk i transmisjonsnettet. Det finnes også eksempler på en slik løsning bruk i småkraftverk i Norge, men det er sjeldent.

Magnetic VAr controller

Magtech har utviklet en trinnløs, regulerbar shunt reaktor kalt Magnetic VAr controller – MVC. Reaktoren består av en tradisjonell spole med en AC-vikling som produserer hovedfluksen i kjernen, og en hjelpevikling. Induktansen reguleres ved at en likestrøm påføres en hjelpevikling som setter opp en fluks som står 90° på fluksen satt opp av hovedviklingen. Dette fører til at kjernen går i metning lokalt rundt hjelpeviklingen og permeabiliteten til kjernen vil minke som igjen fører til at induktansen til spolen blir redusert. Ved å kontrollere likestrømmen i hjelpeviklingen kan reaktiv effektforbruk kontrolleres trinnløst og med en meget rask respons. Det at kjernen i reaktoren går i metning vil føre til at reaktoren trekker en usymmetrisk strøm. Dette vil føre til en økning i den totale harmoniske forvrengningen i nettet.

MVC er et forholdsvis nytt produkt, men er basert på en teknologi som har vært kjent i flere år. Det er installert en MVC i Norge i dag. Denne har vært i drift siden 2012 og står i et småkraftverk hvor den kontrolleres etter signal fra kontrollsystemet til generatoren. Denne løsningen ble valgt fordi det var behov for å trekke store mengder reaktiv effekt for å holde spenningen innenfor de fastsatte grensene. Eieren av kraftverket hadde allerede en generator som var tiltenkt kraftverket. Denne generatoren hadde begrensede muligheter til å trekke reaktiv effekt og en shunt reaktor var da et kostnadseffektivt alternativ til å kjøpe en ny generator.

Shunt reaktor med variabelt luftgap

Ved hjelp av en motordrevet enhet kan luftgapet i kjernen endres og forbruk av reaktiv effekt kan reguleres trinnløst mellom typisk 20 % - 100 % av nominell ytelse til reaktoren. Å regulere induktansen fra 20 % - 100 % tar omkring ett minutt. Slike reaktorer er dermed ikke egnet i tilfeller hvor det kan forekomme hurtige variasjoner i last eller produksjon.

Shunt reaktor med trinnkobler

Variable shunt reaktorer kan også realiseres ved hjelp av en automatisk trinnkobler. Trinnkobleren endrer antall vindinger i spolen og dermed også reaktansen til reaktoren. Spenningen i nettet kan dermed reguleres trinnvis, men med vesentlig mindre trinn enn ved inn- og ut kobling av faste reaktorer.

Bruken av slike reaktorer er økende i transmisjonsnettet med det er ikke kjent at slike reaktorer er benyttet i distribusjonsnettet.

3.2.4 Oppsummering

En shunt reaktor kan være aktuell i tilfeller hvor det er problemer med høy spenning på grunn av DG, men den termiske belastning av linjen er lav.

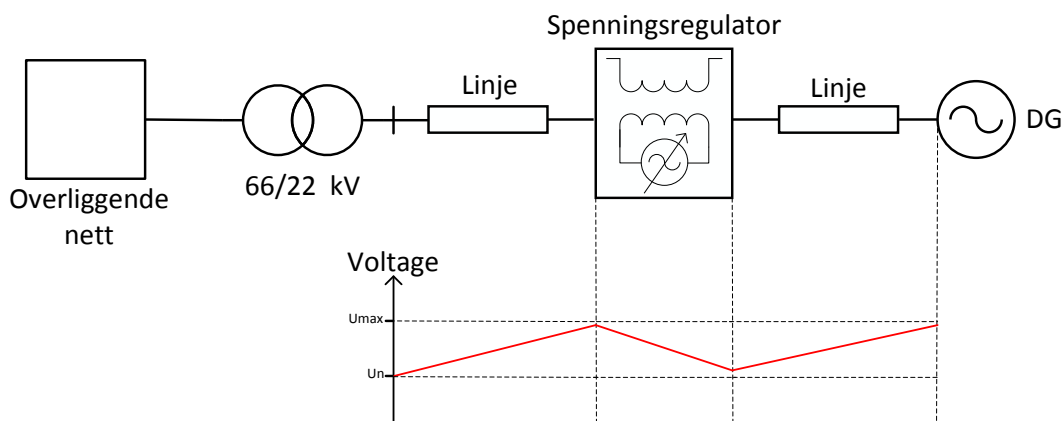
Tabell 3 Faktorer som taler for og imot bruk av shunt reaktor for å øke tilknytningskapasiteten.

For	Mot
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Generatoren har ikke tilstrekkelig kapasitet til å trekke reaktiv effekt. ➤ Tilknytning av et kraftverk fører til spenningsproblemer lengre ut på radialen på grunn av eksisterende kraftverk. ➤ Lave tapskostnader i nettet (lav strømpris eller lav brukstid for tap). 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Bruk av synkrongenerator for å trekke reaktiv effekt er ofte rimeligere. ➤ Høye tapskostnader i nettet (høy strømpris eller høy brukstid for tap).

3.3 Serie-spenningsregulator

En serie-spenningsregulator har som formål å korrigere spenningen i nett med spenningsproblemer. En serie-spenningsregulator består av en transformator koblet i serie med linjen og en eller annen form for regulerbar spenningskilde. Spenningsreguleringen foregår ved å regulere spenningen på sekundærsiden (sekundærsiden er i denne rapporten definert som reguleringsiden av transformatoren) av transformatoren. Dette kan gjøres ved hjelp av kraftelektronikk, en trinnkobler, eller ved spenningsdeling ved hjelp av en variabel impedans. Spenningen kan dermed reguleres uten at den reaktive effektflyten i nettet påvirkes nevneverdig. Figur 5 viser en radial med en DG-enhet og en spenningsregulator koblet i serie midt på radialen. Nederst i figuren vises spenningen langs radialen. Spenningsregulatoren kompenserer for økningen i spenningen utover radialen forårsaket av produksjonen i DG-enheten og hindrer at spenningen overskrider den tillatte verdien i nettet.

Det finnes mange former for serie-regulering og enkelte produkter kan benytte seg av andre løsninger enn det som er beskrevet her.

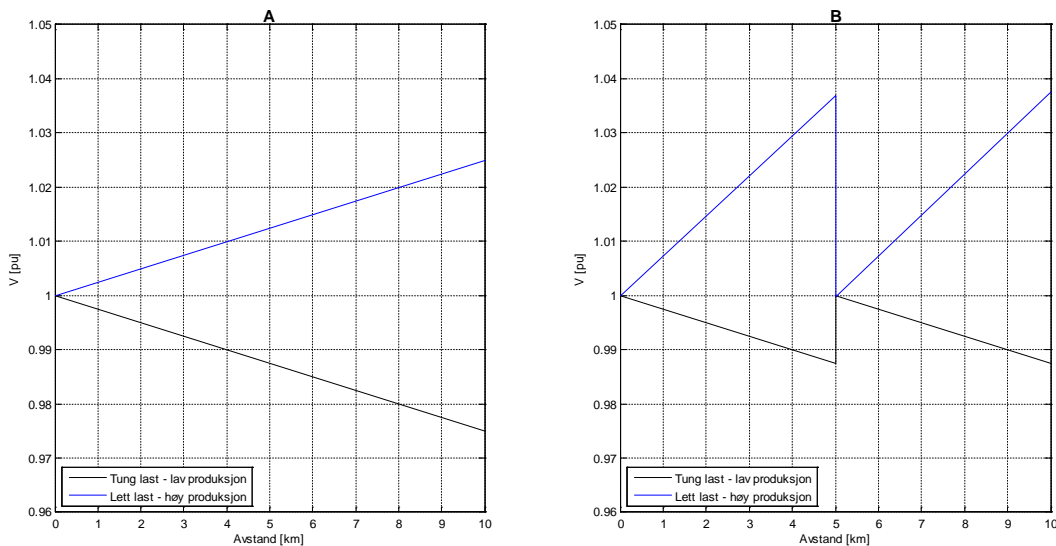


Figur 5 Prinsippkisse av en serie-spenningsregulator.

Serie-spenningsregulatorer har til nå i hovedsak vært benyttet til å sikre stabil spenning til laster som er følsomme for spenningsvariasjoner. I disse tilfellene blir det benyttet kraftelektronikk som sikrer en rask respons på variasjoner i spenningen. Spenningsregulatorer har også til en viss grad blitt benyttet i lavspent distribusjonsnett for å kompensere for spenningsfall ved høy last. Bruk av serie-spenningsregulatorer i høyspent distribusjonsnett har til nå vært uvanlig, men noen få pilotprosjekter har blitt gjennomført i Norge og enkelte av disse spenningsregulatorene er fortsatt i drift. Flere pilotprosjekter er også gjennomført i Europa. Økt fokus på produkter som kan øke tilknytningskapasiteten for fornybar distribuert produksjon har bidratt til at spenningsregulatorer for høyspent distribusjonsnett nå også er tilgjengelige for ytelser opp til 12 MW. Dagens spenningsregulatorer kan regulere spenningen med typisk +/- 10 %, men det finnes regulatorer som kan regulere spenningen med +/- 20 %.

I hvor stor grad en serie-spenningsregulator kan øke tilknytningskapasiteten i nettet vil være avhengig av flere faktorer som blant annet lasten på avgangen, nettets topologi, plassering av regulatoren, hvilket setpunkt som velges for utgangsspenningen, og hvilken form for regulering som velges (fast utgangsspenning eller lastkompensering).

Figur 6 illustrerer potensialet for økning i tilknytningskapasitet ved bruk av en serie-spenningsregulator. Det er tatt utgangspunkt i en enkel case med en 10 km lang Feral 35 linje. Lasten er satt til 2,4 MW i tung last og 0,5 MW i lett last. Figur 6A viser spenningen langs radialen uten serie-spenningsregulering. I dette tilfellet er det mulig å tilknytte 2,9 MW før spenningsvariasjonen overskrider 5 %. Figur 6B viser spenningen langs radialen med en serie-spenningsregulator midt på radialen. I dette tilfellet er tilknytningskapasiteten økt til 8,1 MW før spenningsvariasjonen overskrider 5 %. Tilknytningskapasiteten i nettet øker i dette tilfellet med en faktor på 2,8 ved bruk av serie-spenningsregulator. Grunnet lavere resistans vil økningen i tilknytningskapasitet bli enda større for ledere med større tverrsnitt.



Figur 6 Spenning langs en 10 km lang Feral35 linje for A) uten serie-spenningsregulering og med 2,9 MW produksjon; og B) med serie-spenningsregulator omkring midt på radialen og med 8,1 MW produksjon. I begge tilfeller er spenningsvariasjonen 5 %.

I dette eksempelet er set-punktet til regulatoren satt til 1 pu. Dersom spenningsregulatoren plasseres nærmere transformatorstasjonen og det benyttes lastkompensering, det vil si at regulatoren regulerer spenningen lenger ut på radialen til en gitt verdi basert på strømmålinger, kan tilknytningskapasiteten økes ytterligere.

3.3.1 Vurdering av tiltak

Investeringskostnaden er avhengig av hvilken teknologi som benyttes for å regulere spenningen på sekundærsiden til transformatoren. Produkter som benytter kraftelektronikk er i dag svært kostbare mens spenningsregulatorer som benytter en automatisk trinnkobler koster i dag i området 3 MNOK for en enhet på 12 MVA.

Tapene i en spenningsregulator er sterkt avhengig av hvilken teknologi som benyttes for å regulere spenningen på sekundærsiden til transformatoren. Produkter som benytter kraftelektronikk eller automatisk trinnkobler har i dag en virkningsgrad >99 %, mens produkter som benytter en variabel induktans har en virkningsgrad >98 %. Dersom regulatoren har mulighet til å regulere spenningen både opp og ned kan en serie spenningsregulator også heve spenningen i perioder med tung last og liten produksjon og så ledes redusere tapene i nettet.

Flere av spenningsregulatoren leveres ferdig montert, klare til å tilknyttes nettet. De kan også flyttes og benyttes et annet sted i nettet dersom dette skulle bli nødvendig. En spenningsregulator egner seg dermed også som et midlertidig tiltak for å få tilknyttet distribuert produksjon i tilfeller hvor det er ønskelig å utsette en beslutning om et større tiltak i nettet. Dette kan være på grunn av usikkerhet rundt fremtidig last, produksjon eller nettkonfigurasjon.

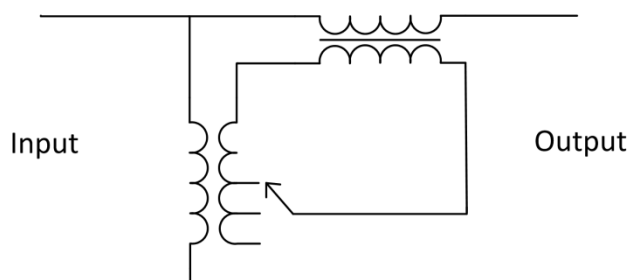
Siden spenningsregulatorer for høyspent distribusjonsnett har vært svært sjeldne til nå, finnes det lite data om påliteligheten og reparasjonstid ved eventuelle feil for slike komponenter. De fleste spenningsregulatorer er utstyrt med en bypass bryter som aktiveres ved eventuelle feil og kobler lasten forbi regulatoren. Det vil si at ved en feil i spenningsregulatoren vil det kunne være nødvendig å redusere, eventuelt koble ut produksjonen fra DG-enhetene på radialen. En slik feil vil også kunne føre til høye spenninger i nettet inntil DG-enhetene rekker å begrense sin produksjon eller eventuelt koble ut, men dette kan enkelt håndteres ved hjelp av overspenningsvernet til DG-enheten. En feil i spenningsregulatoren vil således kun gå utover DG-enhetene på radialen.

Spenningsregulatorer som benytter kraftelektronikk eller en variabel impedans for å regulere spenningen har en meget rask respons og vil kunne reagere raskt på endringer i spenningen. De vil dermed kunne holde en stabil spenning i nettet selv ved hurtige variasjoner i last eller produksjon. Spenningsregulatorer basert på automatiske trinnkoblere vil ha en noe tregere respons på spenningsvariasjoner og er derfor først og fremst egnet til å korrigere spenningsendringer som følge av langsomme endringer i last eller produksjon. I de fleste tilfeller vil dette være tilfredsstillende da det er begrenset behov for en så rask og dynamisk respons i distribusjonsnettet.

3.3.2 Ulike teknologier

Line voltage regulator

ABB har lansert en Line Voltage Regulator (LVR) både for lavspent og høyspent distribusjonsnett. Det er kun LVR for høyspent distribusjonsnett som vil bli beskrevet her, men teknologien er den samme også for lavspenning. En LVR består av en tørrisolert transformator i serie med lasten. Spenningen på sekundærsiden av transformatoren, og således også spenningen over LVRen, reguleres ved hjelp av en annen transformator med automatisk trinnkobler (se Figur 7). En trinnkobleroperasjon tar 500 ms. Ved å koble om lederne på sekundærsiden av serie transformatoren kan LVRen regulere spenningen i nettet både opp og ned. Dette gjøres automatisk ved hjelp av mekaniske brytere (disse bryterne er utelatt fra figuren).



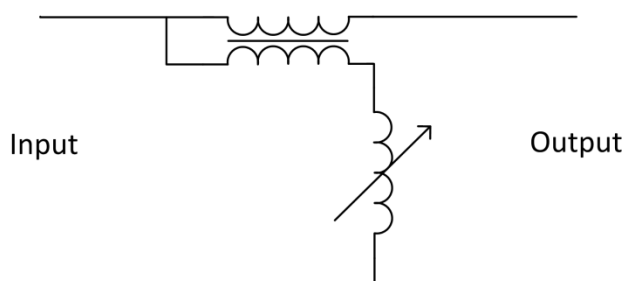
Figur 7 Prinsippskisse for LVR.

Investeringskostnaden for en LVR for 22 kV er i området 3 MNOK for en enhet på 12 MVA. LVR er et nytt produkt og det er per i dag kun levert noen få enheter i Europa. LVR er i stor grad basert på standard ABB produkter så komponentene som benyttes er kjent. Den kan i dag leveres med ytelse opp til 12 MVA for 22 kV, men det er ventet at den i fremtiden vil være tilgjengelig med enda høyere ytelse og også for høyere spenningsnivåer.

Trinnkobleren hevdes å være vedlikeholdsfri for >1 000 000 koblinger. Det er ventet at det er styreelektronikken og kommunikasjonsutstyr som vil være begrensende for levetiden. Slikt utstyr har typisk en levetid på mellom 15 – 20 år. LVR er til en viss grad modulbasert. Det vil si at det er mulig og kun skifte trinnkobleren, styreelektronikken eller kommunikasjon dersom det skulle oppstå en feil på en av disse komponentene. Det at LVRen i stor grad er basert på standard ABB produkter brukt i en rekke applikasjoner gjennom flere år gjør at påliteligheten er ventet å være høy. I tillegg er tilgangen på reservedeler ventet å være god, noe som vil bidra til kort reparasjonstid ved eventuelle feil. Bruk av standard produkter gjør også at montørene vil møte komponenter de er kjent med. Det er dermed ikke ventet nevneverdige utgifter knyttet til drift og vedlikehold.

Spenningsstabilisator

Magtech har utviklet en spenningsstabilisator som har som formål å redusere spenningen som følge av distribuert produksjon. Spenningsstabilisatoren består av en autotransformator koblet i serie med lasten. Spenningen reguleres ved hjelp av en regulerbar induktans koblet til sekundær siden til transformatoren (se Figur 8). Spenningen kan dermed reguleres trinnløst og med en rask respons. Spenningen kan derimot kun reguleres i en retning.



Figur 8 Prinsippskisse for spenningsstabilisator

Dette produktet er fortsatt under utvikling og det er kun levert ett anlegg i Norge som har som hensikt å kompensere for høy spenning forårsaket av produksjon. Teknologien er den samme som er benyttet i spenningsboostere, brukt til å heve og stabilisere spenningen i svake lavspenningsnett, men videreutviklet for et høyere spenningsnivå.

Ulempen med denne teknologien er noe høyere tap i forhold til serie-spenningsregulatorer som benytter trinnkobler eller kraftelektronikk. Virkningsgraden til spenningsstabilisatoren er i størrelsesorden 98,5 %.

AVC

Flere leverandører har nå kommet med serie-spenningsregulatorer basert på kraftelektronikk tiltenkt distribusjonsnett med stor andel distribuert produksjon. Slike regulatorer er i dag hovedsakelig brukt for å beskytte sensitive laster mot variasjoner i spenningen. Regulatorer basert på kraftelektronikk har en svært rask responstid og kan dermed kompensere for hurtige variasjoner i spenning som følge av for eksempel store lastavslag. Selv om prisene på kraftelektronikk har falt de siste årene er regulatorer med kraftelektronikk fortsatt vesentlig dyrere enn regulatorer som benytter andre teknologier.

3.3.3 Oppsummering

En serie-spenningsregulator vil øke tilknytningskapasiteten dersom denne er begrenset av for store langsomme spenningsvariasjoner.

Tabell 4 Faktorer som taler for og imot bruk av serie-spenningsregulator for å øke tilknytningskapasiteten.

For	Mot
<ul style="list-style-type: none"> ➤ DG fører til høy spenning for mange nettstasjoner. ➤ Reduserte tapskostnader i forhold til spenningsregulering med reaktiv effekt 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Ofte rimeligere å bygge nytt nett.

3.4 Fordelingstransformator med automatisk trinnkobler

Enkelte leverandører har nå begynt å levere fordelingstransformatorer med automatisk trinnkobler også kalt regulerbar fordelingstransformator. Trinnkobleren kan opereres med last og endrer omsetningsforholdet til transformatoren automatisk for på den måten å kontrollere spenningsnivået på sekundærsiden av transformatoren. Transformatorer med automatisk trinnkobler er i dag kjent teknologi og benyttes flere steder i kraftsystemet, blant annet for å transformere ned spenning fra regionalnettet til høyspent distribusjonsnettet. Bruk av automatisk trinnkoblere også i fordelingstransformatorer vil gjøre det mulig å tillate større spenningsvariasjon i høyspenningsdistribusjonsnettet. Fordelingstransformatorer med automatisk trinnkobler har blitt mer vanlig de siste årene og det er omkring 700 slike transformatorer i drift i Europa i dag, men ingen slike transformatorer har til nå blitt installert i Norge.

Automatiske trinnkoblere kan i dag leveres til fordelingstransformatorer opp til 4,5 MVA. Det er vanlig med opptil 9 trinn som fritt kan arrangeres, for eksempel 6 trinn opp og 2 trinn ned, eller 4 trinn opp og 4 trinn ned. Størrelsen på trinnene kan også normalt bestemmes fritt innenfor 600 V. Normal størrelse på trinnene er mellom 1,5 % og 2,5 % noe som vil gi en reguleringsevne på >20 %. Det vil i praksis si at det i områder hvor det kun er fordelingstransformatorer med automatisk trinnkobler kan tillates spenninger opp mot isolasjonsgrensen på 24 kV.

Tabell 5 viser tilknytningskapasiteten på enden av en 10 km lang linje ved ulike spenningsgrenser. Det er antatt at det ikke er noe last på linjen og kraftverket er antatt å ikke trekke noe reaktiv effekt. Tabellen viser en tilnærmet lineær økning i tilknytningskapasitetene som funksjon av økte spenningsgrenser. Tilknytningskapasiteten øker med en faktor på rundt 4 ved å heve tillatt spenningsnivå fra 22,55 kV til 24 kV. Denne økningen er uavhengig av type kabel eller linje.

Tabell 5 Tilknytningskapasitet på enden av en 10 km lang linje ved ulike spenningsgrenser.

	22,55 kV (+2,5 %)	23,1 kV (+5 %)	24 kV
FERAL25	1,7 MW	3,5 MW	6,7 MW
FERAL35	2,4 MW	5 MW	9,5 MW
FERAL50	3,5 MW	7,2 MW	14 MW
FERAL95	6,8 MW	14,6 MW	26,1 MW*
BLX 50	1,9 MW	4 MW	7,6 MW
BLX 95	3,7 MW	7,7 MW	14,8 MW
TXSE/TSLE 50	1,9 MW	3,9 MW	7,5 MW
TXSE/TSLE 95	3,8 MW	7,9 MW	11,4 MW*
TXSE/TSLE 150	6 MW	12,4 MW	14,7 MW*

*Tilknytningskapasitet er begrenset at strømføringssevne. (For kabler kan tilknytningskapasiteten være forskjellig fra denne tabellen avhengig av forlegningsmåte.)

3.4.1 Vurdering av tiltak

En fordelingstransformator med automatisk trinnkobler koster i dag 2 til 5 ganger så mye som en tradisjonell fordelingstransformator uten automatisk trinnkobler. Produsenten hevder at trinnkobleren skal takle opp til 700 000 koblinger. Det vil i praksis si at trinnkobleren vil være vedlikeholdsfri for hele levetiden til transformatoren.

Bruk av automatisk trinnkobler fører ikke til nevneverdig høyere tap i transformatoren. Automatisk trinnkobler i fordelingstransformatoren gjør det også mulig å regulere opp spenningen i lavspenningsnett i perioder med lav spenning på grunn av stor last. Dette vil redusere tapene i lavspenningsnett i tung-last perioder. Bruk av automatisk trinnkobler vil også eliminere behovet for eventuell sesongbasert trinning av fordelingstransformatorer, men dette er uansett sjelden praktisert i dag.

En fordelingstransformator med automatisk trinnkobler har samme dimensjoner som en uregulert transformator og kan dermed erstatte transformatoren i eksisterende nettstasjoner uten større tilpassinger. Dersom en senere nettoppgradering fører til at det er unødvendig med en regulerbar fordelingstransformator kan den flyttes til en annen lokasjon. Bruk av regulerbare fordelingstransformatorer kan dermed også være et godt alternativ dersom det er usikkert hvor mye produksjon som vil bli bygget i området.

3.4.2 Oppsummering

Bruk av fordelingstransformator med automatisk trinnkobler vil øke tilknytningskapasiteten i nettet dersom denne er begrenset av for store langsomme spenningsvariasjoner.

Tabell 6 Faktorer som taler for og imot bruk av fordelingstransformator med automatisk trinnkobler for å øke tilknytningskapasiteten.

For	Mot
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Dersom tilknytning av DG fører til høy spenning til kun enkelte nettstasjoner. ➤ Reduserte tapsekostnader i forhold til spenningsregulering med reaktiv effekt. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Dersom tilknytning av DG fører til høy spenning til mange nettstasjoner.

3.5 Høytemperatur linjer

Strømføringsevne, eller termisk grenselast, er den maksimale stasjonære strømmen som gir en gitt temperaturstigning for lederen ved gitte omgivelsesforhold. Tradisjonelt har den vanligste utførelsen av 24 kV kraftledninger er blanke Feral-linjer som består av en jernkjerne omspunnet med aluminiumstråder. Den maksimale linjetemperaturen for Feral-linjer er ofte satt til 80 °C. Linjetemperaturer over 80 °C kan føre til at linjen utvider seg og siger så mye at minimumsavstanden til bakken overskrides.

De senere årene har det kommet flere såkalte høytemperaturlinjer på markedet. Høytemperatur linjer består av en kjerne av en enten en spesiell jernlegering, fiberarmert aluminium eller en eller annen form for kompositt materiale. Felles for alle er at kjernen har vesentlig lavere termisk utvidelseskoeffisient enn jern, noe som fører til at høytemperaturlinjer siger mindre ved høy belastning enn Feral-linjer. Høytemperaturlinjer kan derfor driftes med linjetemperaturer opp mot 240 °C og kan dermed overføre større strømmer for samme tverrsnitt sammenlignet med Feral-linjer.

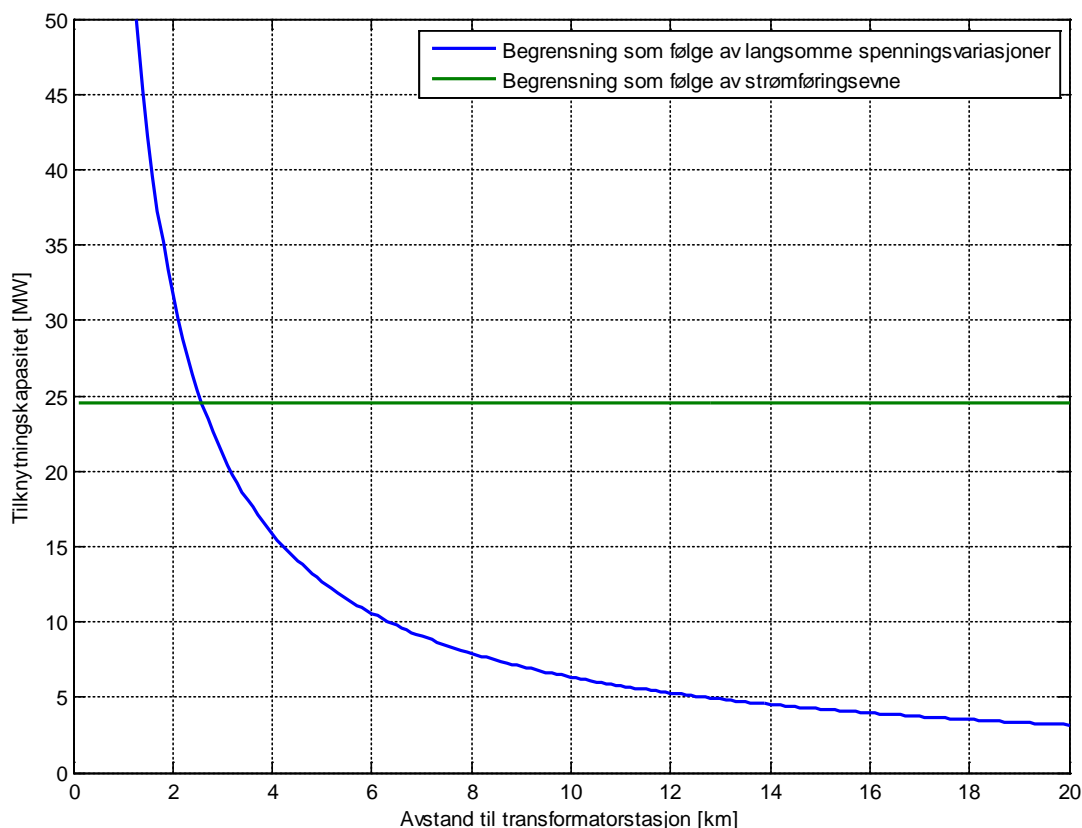
Litt avhengig av hvilken teknologi som er benyttet har også kjernen til en høytemperaturlinje et høyere styrke-til-vekt forhold sammenlignet med tradisjonelle jernkjerne. Høytemperatur linjer kan dermed benytte mer aluminium og har således en lavere resistans sammenlignet med en Feral-linje med samme vekt. Resistansen til linjen vil øke med økende temperaturer. Dette vil føre til høyere tap og større spenningsfall i linjen. Bruk av høytemperaturlinjer for å øke tilknytningskapasiteten er derfor kun mulig dersom det er en hvis margin i forhold til maksimale tillatte langsomme spenningsvariasjoner.

3.5.1 Vurdering av tiltak

Prisen for høytemperatur linjer er nå omkring 2-3 ganger så høy som prisen på tradisjonelle Feral-linjer, litt avhengig av linjetype og tverrsnitt. Teknologien er fortsatt under utvikling og prisen har falt mye de siste årene. Det er ventet at prisen vil falle ytterligere dersom teknologien får fotfeste i markedet og produksjonen økes. Levetiden til høytemperaturlinjer er i grove trekk tilsvarende som for Feral-linjer.

Høytemperaturlinjer har ofte en lavere resistans og dermed også lavere tap enn Feral-linjer. Resistansen til lederen er avhengig av temperaturen til linjen. En høyere linjetemperatur vil føre til økt ledermotstand og dermed høyere tap. På grunn av høyere investeringskostnad og tapskostnader vil det derfor ofte lønne seg å installere tradisjonelle linjer med større tverrsnitt fremfor høytemperatur linjer. Høytemperaturlinjer kan derimot være et aktuelt i tilfeller hvor en eventuell oppgradering av linjetversnitt vil medføre at også mastene må skiftes. Det er en forutsetning at mastene da fortsatt har lang teknisk levetid og ikke er modne for utskifting.

Ved tilknytning av distribuert produksjon til nett bestående i hovedsak av lange blanke luftlinjer først og fremst er for høy stasjonær spenning i perioder med lav last og høy produksjon som er begrensende for tilknytningskapasiteten. Figur 9 viser tilknytningskapasiteten til en Feral95 linje ved ulike avstander til transformatorstasjonen. Grafen viser at det er kun dersom avstanden til transformatorstasjonen er mindre enn 1,8 km at det er strømføringsevnen til linjen som er begrensende for tilknytningskapasiteten. Bruk av høytemperaturlinjer for å øke tilknytningskapasiteten er derfor først og fremst aktuelt ved tilknytning av relativt store kraftverk og hvor det er kort avstand til transformatorstasjonen. Høytemperaturlinjer kan også være aktuelt dersom tilknytningskapasiteten er begrenset av strømføringsevnen til kun en liten del av radialen, for eksempel dersom en kort del av radialen har et mindre tverrsnitt enn resten.



Figur 9 Tilknytningskapasitet for en Feral 95 linje som funksjon av avstand til transformatorstasjon med tillatt spenningsstigning på 2,5 %.

For å redusere berøringsfare, problemer med jordslutning på grunn av vegetasjon, og fugledød skal det i dag fortrinnsvis benyttes belagte linjer for alle luftlinjer opp til og med 24 kV. Dette er også med å begrense bruken av høytemperaturlinjer i distribusjonsnettet.

3.5.2 Oppsummering

Bruk av høytemperaturlinjer vil øke tilknytningskapasiteten i nettet dersom denne er begrenset av strømføringssevnen i nettet.

Tabell 7 Faktorer som taler for og imot bruk av høytemperatur linjer for å øke tilknytningskapasiteten.

For	Mot
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Dersom økt ledertverrsnitt fører til at master må byttes ut. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Ofte ikke strømføringssevne som er begrensende ved tilknytning av DG i luftnett. ➤ Ofte ikke tillatt med blanke linjer i distribusjonsnett ➤ Økte tapskostnader i forhold til å bygge linjer med økt tverrsnitt

3.6 Andre

3.6.1 FACTS

FACTS (Flexible AC Transmission Systems) er systemer basert på kraftelektronikk som har til hensikt å øke kontrollbarheten til kraftsystemet. De kan øke overføringsevnen og forbedre effektiviteten i kraftsystemet gjennom å levere induktiv eller kapasitiv reaktiv effekt i nettet. Siden FACTS er basert på kraftelektronikk har de en meget rask respons og kan reagere raskt på spenningsendringer. De er dermed godt egnet til å sikre en stabil spenning i nettet. Eksempler på FACTS er SVC (Static VAr Compensator) som er basert på tyristor-teknologi og STATCOM (Static synchronous compensator) som er basert på voltage source converter teknologi.

FACTS er i dag svært kostbare og er dermed ikke et reelt alternativ til nettbygging ved nettilknytning av distribuert produksjon. Ofte kan også andre former for reaktiv effektkompensering være tilfredsstillende da det er begrenset behov for en så rask og dynamisk respons i distribusjonsnettet.

3.6.2 Energilager

Energilager kan benyttes til å lagre energi i perioder hvor produksjonen er høy i forhold til lasten, for så å levere energi i perioder med lav produksjon. På denne måten kan tilknytningskapasiteten økes gjennom at effekttoppene i nettet reduseres. I tillegg til å redusere effekttopper vil et energilager tillate produsenten å lagre energi for så å selge den i perioder med bedre strømpris. Gitt at energilageret har tilstrekkelig kapasitet vil det bidra til økte inntekter til kraftprodusenten.

Eksempler på energilager kan være:

- Vannmagasin
- Batteri
- Superkondensator
- Svinghjul
- Komprimert luft (CAES)

For å minimere konsekvenser for natur og miljø tillates det i dag normalt ikke bygging av magasin i forbindelse med småkraftutbygging.

Ulike former for energilager har blitt benyttet i forbindelse med kraftproduksjon fra varierende energikilder som sol og vind. Felles for kraftproduksjon fra sol og vind er at produksjonen kan variere mye innenfor timer og kanskje også minutter. Til sammenligning vil produksjonen fra små vannkraftverk være forholdsvis konstant i alt fra dager til uker og kanskje til og med måneder. Et energilager i forbindelse med vannkraft må derfor lagre en større mengde energi sammenlignet med energilager i forbindelse med kraftproduksjon fra vind og sol.

Prisene på ulike energilagringsteknologier har falt mye de seneste årene og dersom prisene skulle falle ytterligere, eller at det tillates bygging av vannmagasin også for småkraftverk, kan energilager bli en mulighet i fremtiden. Men i dag er det lite trolig at energilager er et reelt alternativ for utbyggere av småkraft.

4 Oppsummering

I denne rapporten har flere alternativer til nettoppgradering og nettinvestering for å øke tilknytningskapasiteten i nettet blitt drøftet. Det er vist at bruk av shunt reaktor, serie-spenningsregulatorer og fordelingstransformatorer med automatisk trinnkobler kan være svært effektive tiltak for å heve tilknytningskapasiteten i nett hvor denne er begrenset av for store langsomme spenningsvariasjoner. Bruk av høytemperaturlinjer for å heve tilknytningskapasiteten i distribusjonsnettet vil kun være aktuelt i helt spesielle tilfeller. Tabell 8 viser en oppsummering av tiltakene beskrevet i rapporten. Hvilke tiltak som er best egnet for å øke tilknytningskapasiteten i nettet vil være avhengig av flere faktorer og variere fra case til case. Dersom tilknytning av distribuert produksjon utløser et investeringsbehov i nettet, bør endelig valg av tiltak bør gjøres basert på en samfunnsøkonomisk vurdering.

Tabell 8 Oppsummering av mulige tiltak, hvilke begrensninger i tilknytningskapasitet de hjelper mot og faktorer som taler for og imot tiltaket.

Tiltak	Begrensning i tilknytningskapasitet	For	Mot
Shunt reaktor	Spenningsvariasjoner	<ul style="list-style-type: none"> • Generatoren har ikke tilstrekkelig kapasitet til å trekke reaktiv effekt. • Tilknytning av et kraftverk fører til spenningsproblemer lengre ut på radialen på grunn av eksisterende kraftverk. • Lave tapskostnader i nettet (lav strømpris eller lav brukstid for tap). 	<ul style="list-style-type: none"> • Bruk av synkrongenerator for å trekke reaktiv effekt er ofte rimeligere. • Høye tapskostnader i nettet (høy strømpris eller høy brukstid for tap).
Serie-spenningsregulator	Spenningsvariasjoner	<ul style="list-style-type: none"> • DG fører til høy spenning for mange nettstasjoner. • Reduserte tapskostnader i forhold til spenningsregulering med reaktiv effekt 	<ul style="list-style-type: none"> • Ofte rimeligere å bygge nytt nett.
Fordelingstransformator med automatisk trinnkobler	Spenningsvariasjoner	<ul style="list-style-type: none"> • Tilknytning av DG fører til for høy spenning til kun enkelte nettstasjoner. • Reduserte tapskostnader i forhold til spenningsregulering med reaktiv effekt. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tilknytning av DG fører til for høy spenning til mange nettstasjoner.
Høytemperaturlinjer	Strømføringssevne	<ul style="list-style-type: none"> • Dersom økt ledertverrsnitt fører til at master må byttes ut. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ofte ikke strømføringssevne som er begrensende ved tilknytning av DG i luftnett. • Ofte ikke tillatt med blanke linjer i distribusjonsnett. • Økte tapskostnader i forhold til å bygge linjer med økt tverrsnitt.

5 Referanser

- [1] Olje- og energidepartementet. (2004). *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet* Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- [2] Olje- og energidepartementet. (1990). *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)*. Available: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50/>
- [3] SINTEF Energi. (2015). *Planleggingsbok for kraftnett*. Available: <http://www.ren.no/planbok>
- [4] M. I. Catrinu, M; Sand, K; Marvik, J, "Planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett," SINTEF Energi AS, Trondheim 2012.
- [5] Noregs vassdrags- og energidirektorat, "Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (<10 000 kW)," 2010.



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no