

FEILSTRØMMER OG KORTSLUTNINGSVERN I NETT MED DISTRIBUTERT PRODUKSJON

Forfatter: Jorun I. Marvik, stipendiat ved NTNU

Sammendrag:

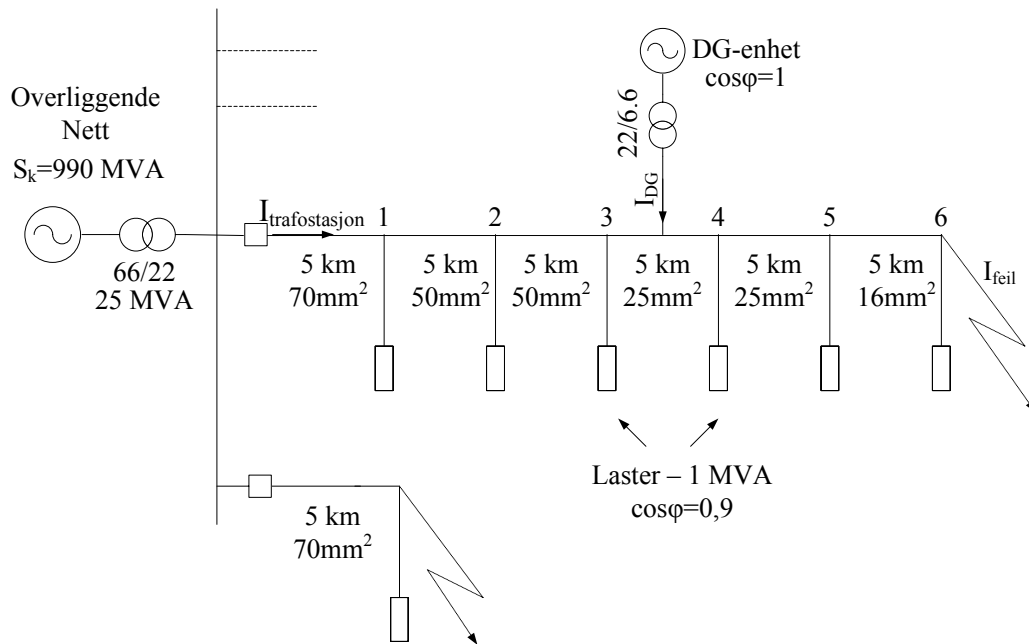
Distribuert generering (DG) betyr at produksjonsenheter kobles til i distribusjonsnettet, enten på mellomspennings- eller lavspenningsnivå. Denne artikkelen ser på hvilke konsekvenser DG på mellomspenningsnivå kan ha for linjevernet. Blinding av overstrømvernet i transformatorstasjonen er et mulig problem. DG-enheten bidrar med en komponent av kortslutningsstrømmen som ikke måles i stasjonen. Dermed er det mulighet for at den målte feilstrømmen ikke er stor nok til å løse ut vernet ved en kortslutning på linja. Utkobling ved feil på en naboavgang er et annet mulig problem. DG-enheten vil mate strøm til feilen, og det er mulighet for at vernet på avgangen med DG kobler ut dersom det ikke er retningsbestemt.

1 INNLEDNING

Driften av norske distribusjonsnett er basert på radiell nettstruktur, med effektflyt i en fast definert retning fra transformatorstasjonen til lastene. Som vern mot kortslutninger på mellomspenningsnivå benyttes vanligvis overstrømvern med konstant-tid karakteristikk, og uten retningsbestemmelse.

Betegnelsen DG omfatter produksjon av elektrisitet fra mange ulike energikilder og med ulike teknologier. I Norge er det et stort potensial for småkraft, og mange er interessert i å bygge ut. Det er stor variasjon når det gjelder hva slags utstyr som installeres i disse kraftverkene. Synkrongeneratorer er vanlig, spesielt for de større enhetene. Denne generatortypen bidrar med mer kortslutningsstrøm enn asynkrongeneratorer og produksjon tilknyttet nettet via kraftelektronikk. Med DG i nettet vil ikke effektflyten ha en fast retning.

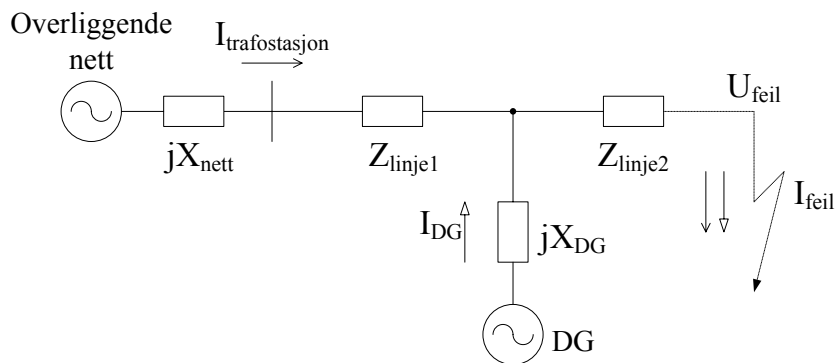
En avgang i et distribusjonsnett er modellert i det transiente simuleringsprogrammet PSCAD/EMTDC, se Figur 1. Nettet i modellen er et rent luftnett med driftsspenning 22 kV. DG-enheten er representert ved en synkrongenerator. Effektfaktoren til generatoren reguleres til å være lik 1.



Figur 1: Simuleringsmodell av en avgang i et distribusjonsnett

2 BLINDING AV OVERSTRØMVERN

En analytisk betraktning om blinding av vernet i stasjonen kan foretas ut i fra ekvivalentskjema vist i Figur 2, hvor linja representeres med konsentrerte impedanser (Z_{linje1} og Z_{linje2}). X_{nett} er reaktans i overliggende nett og stasjonstransformator. X_{DG} er transient reaktans for generator pluss transformatorreaktans.



Figur 2: Forenklet representasjon av nettet for analytisk betraktning

Feilstrømmen ved trefase kortslutning på enden av linja kan uttrykkes ved hjelp av thevenin-impedansen (Z_{th}) sett fra feilstedet og spenningen på feilstedet før feil (U_{feil}).

$$I_{feil} = \frac{U_{feil}}{Z_{th}} = \frac{1}{Z_{linje2} + \frac{jX_{DG}(jX_{nett} + Z_{linje1})}{jX_{DG} + jX_{nett} + Z_{linje1}}} \cdot U_{feil} \quad (1)$$

Ligning (1) sammen med spenningsdeling gir følgende uttrykk for den delen av feilstrømmen som måles i stasjonen [Mäki, 2005]:

$$I_{trafostasjon} = \frac{1}{jX_{nett} + Z_{linje1} + Z_{linje2} + \frac{Z_{linje2}(jX_{nett} + Z_{linje1})}{jX_{DG}}} \cdot U_{feil} \quad (2)$$

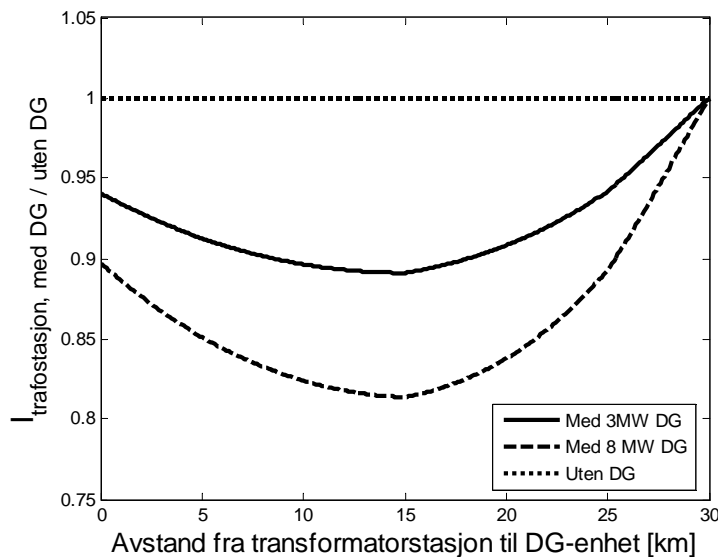
Den totale impedansen til linje pluss nett er konstant når feilen er på enden av linja, uavhengig av hvor generatoren er tilkoblet nettet. Uten DG måles hele feilstrømmen i stasjonen.

$$I_{trafostasjon, uten DG} = \frac{U_{feil}}{jX_{nett} + Z_{linje1} + Z_{linje2}} = \frac{U_{feil}}{Z_{tot}} \quad (3)$$

Likning (4) uttrykker hvor stor feilstrøm som måles i stasjonen med DG i nettet i forhold tilfellet uten DG, for den samme feilen.

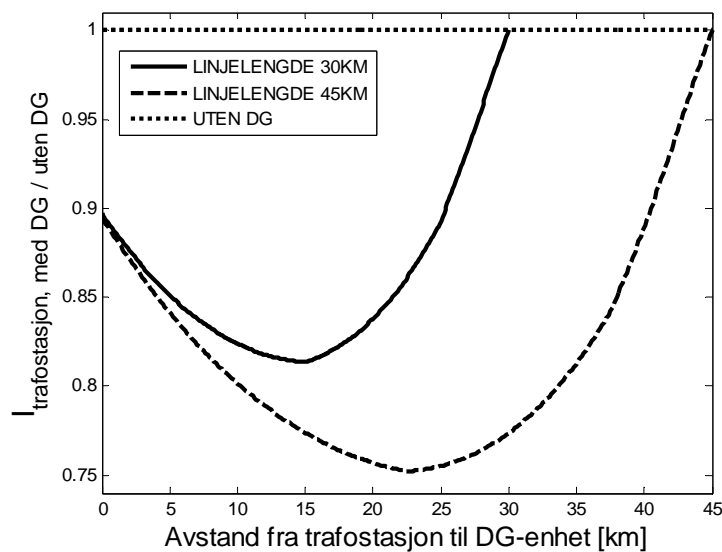
$$\frac{I_{trafostasjon}}{I_{trafostasjon, uten DG}} = \frac{Z_{tot}}{Z_{tot} + \frac{[Z_{tot} - (jX_{nett} + Z_{linje1})](jX_{nett} + Z_{linje1})}{jX_{DG}}} \quad (4)$$

Reaktansen X_{DG} avtar med økende DG-ytelse. Transient reaktans varierer også for ulike generatorene med lik ytelse. Generatorer med samme ytelse kan dermed ha ulik kortslutningsytelse. Figur 3 viser strømmen i stasjonen som funksjon av tilkoblingssted for DG-enheten ved trefase kortslutning på enden av radialen.



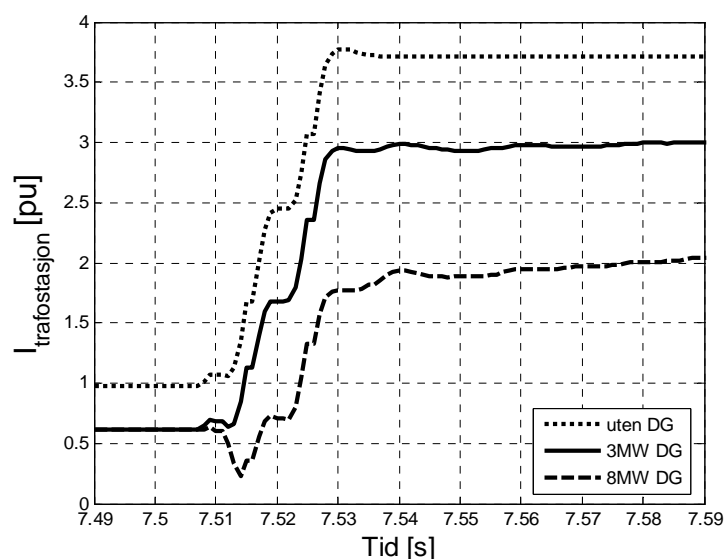
Figur 3: Reduksjon av feilstrøm i stasjonen når tilkoblingssted for DG-enhet varieres. Plott av (4) som funksjon av Z_{linje1} .

Figuren indikerer at blindingen er sterkest når generatoren kobles til midt på radialen. Uten DG i nettet måles hele feilstrømmen i trafostasjonen. Med 3 MW og 8 MW DG tilkoblet midt på radialen måles henholdsvis 89 % og 81 % av strømmen for samme feil. Sannsynligheten for at blinding skal oppstå øker med installert DG- ytelse. Samtidig viser figuren at en generator som er tilkoblet i enden av radialen, ikke bidrar til blinding av vernet. Figur 4 viser at feilstrømmen i stasjonen blir redusert når lengden på radialen øker. Sannsynligheten for blinding øker dermed med total linjelengde.



Figur 4 Feilstrøm i stasjonen for 2 ulike linjelengder når DG-ytelse er 8 MW. Plott av (4) som funksjon av Z_{linje1} .

Figur 5 viser feilstrømmer i stasjonen ved tofase kortslutning på enden av radialen, og er funnet ved simulering. DG er tilkoblet midt på linja.



Figur 5: Kortslutningsstrøm målt i stasjonen ved tofase kortslutning i enden av radialen uten DG, og med DG tilkoblet midt på radialen.

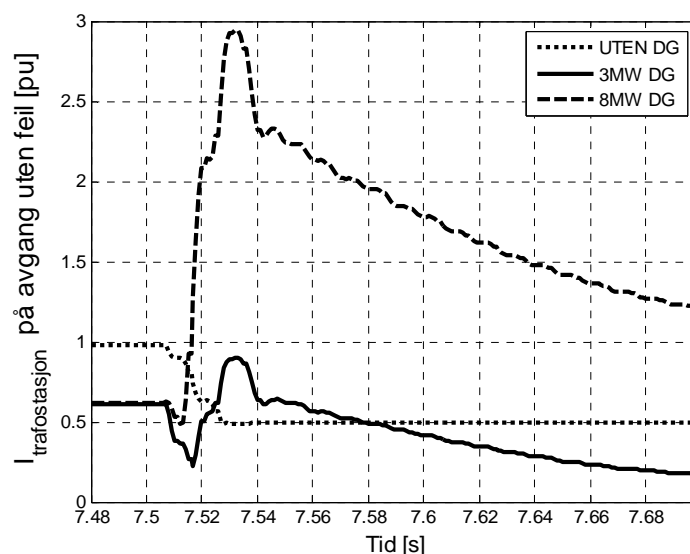
Overstrømvernet må stilles inn slik at det starter for en strøm som er større enn maksimal laststrøm og mindre enn minste kortslutningsstrøm. Minste kortslutningsstrøm fås ved tofase kortslutning på enden av radialen. Med vanlige marginer for innstilling [Faanes, 2005] kan startstrømmen for releet bestemmes ved å lese av strømmene i Figur 5:

$$1,5 \cdot 1 \leq I_{rele,start} \leq 0,8 \cdot 3,7 \approx 3$$

Dersom $I_{rele,start}$ er satt til for eksempel 2,3, vil ikke releet løse ut i tilfellet med 8 MW DG. Det er imidlertid mulig å justere ned startstrømmen slik at releet kan detektere feilen også i dette tilfellet.

3 KORTSLUTNING PÅ NABOAVGANG

Figur 6 viser målt strøm på avgang med DG, ved trefase kortslutning på en naboavgang. DG-enheten er plassert nær stasjonen, etter linjeseksjon 1.



Figur 6: Strøm målt i stasjonen på feilfri avgang ved trefase kortslutning på naboavgang. DG tilknyttet etter linjeseksjon 1 på feilfri avgang.

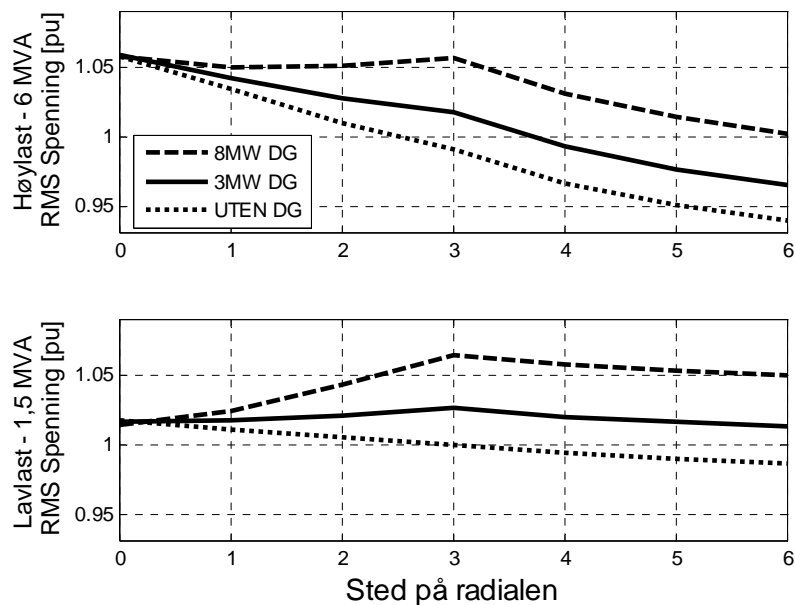
DG-enheten mater feilstrøm til naboavgangen, og med DG-ytelse på 8 MW blir strømmen stor nok til å løse ut releet. Dette er ikke ønskelig, og kan forhindres ved å sette inn et retningsbestemt overstrømrele på avgang med DG.

Dersom startstrømminnstillingen justeres ned for å forhindre blinding, øker samtidig sannsynligheten for uønsket utkobling ved kortslutning på naboavgang.

4 SPENNINGSSTIGNING PÅ GRUNN AV DG

Forskriftene [OED, 2007] stiller krav om at stasjonær spenning i tilknytningspunktet til alle sluttbrukere skal være innenfor $\pm 10\%$ av nominell spenning. Mange nettselskaper begrenser tillatt stasjonær spenningsvariasjon i tilknytningspunkt for DG, til for eksempel $+8 / -6,5\%$ [Petterteig et.al, 2006]. Dette legger en begrensning på hvor mye distribuert produksjon det kan være i nettet.

Figur 7 viser spenningsprofilen langs linja uten DG, og med DG-enhet tilkoblet midt på radialen. Spenningene er funnet ved simulering. Uten DG synker spenningen jevnt utover linja. Med produksjon ute på radialen heves spenningen, noe som er positivt i en høylastsituasjon. Ved lavlast er spenningsfallet lite, og spenningen ute på radialen kan komme til å overstige tillatt maksimalverdi. Dette legger en begrensning på hvor mye DG som kan tillates å mates inn i nettet.



Figur 7: Spenningsprofil for radialen ved høylast (6 MVA) og lavlast (1,5 MVA)

Spenningen kan senkes ved trinnkobling på transformatoren, og dermed holdes nedenfor grensene. En forutsetning er da at andre avganger ikke får problemer med for lav spenning. Samtidig er det vanskelig å avgjøre om spenningsprofilen er synkende eller stigende utover radialen kun på basis av målinger lokalt i stasjonen. Regulering av spenningen i nettet blir dermed vanskeligere med distribuert produksjon.

5 KONKLUSJON

Siden distribusjonsnett har svært varierende utstrekning og utforming er det vanskelig å trekke generelle konklusjoner med hensyn på konsekvenser for linjevernet ved introduksjon av DG.

Sannsynligheten for blinding av vernet er størst i nett hvor marginen mellom maksimal laststrøm og minimal kortslutningsstrøm er liten, også uten distribuert generering. Dette gjelder svake nett og nett med lang utstrekning. Generatorer som er tilkoblet midt på radialen bidrar mest til blinding.

Uønsket utkobling på avgang med DG, ved feil på en naboavgang, kan forekomme hvis vernet ikke er retningsbestemt.

Sannsynligheten for blinding av vern, og for uønsket utkobling ved feil på naboavgang, øker med installert DG-ytelse.

Maksimum tillatt innmating fra DG i nettet vil bli gitt av blant annet den maksimale spenningen som oppstår i tilknytningspunktet i en lavlastsituasjon.

Forfatteren er PhD-student i SINTEF-prosjektet ”Distribusjon 2020”. Prosjektet er finansiert av Forskningsrådet, ABB, nettselskaper og annen industri.

6 REFERANSER

Mäki K., Repo S., Järventausta P. 2005. Protection Coordination to meet the Requirements of Blinding Problems caused by Distributed Generation. WSEAS Transactions on Circuits and Systems, 2005, vol.4, no.7, p. 674-83

Faanes, H., Olsen, K. 2005. Kompendium i TET4115 Elektriske kraftsystemer, Institutt for elkraftteknikk, NTNU, 2005

OED/NVE 2007. FOR 2004-11-30 nr 1557: Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. <http://www.lovdata.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf/sf-20041130-1557.html>

Petterteig A., Mogstad O., Henriksen T., Håland Ø. (Agder Energi Nett AS), 2006, Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet, SINTEF Energiforskning, Teknisk rapport TR A6343.01, November 2006, 56 sider