



Høgskulen
på Vestlandet

Implementeringen av ENTSO-E sine tilknytningskoder, og deres betydning for eksisterende småkraftverk

Institutt for elektrofag: Oppgave BO19E-62



småkraft[®]

Sigurd Henjum Halsnes
Renate Nes Gangeskar
André Lalid

27. mai. 2019

Dokumentkontroll

<i>Rapportens tittel:</i> BO19E-62 Implementering av ENTSO-E sine tilknytningskoder, og deres betydning for eksisterende småkraftverk	<i>Dato/Versjon</i> 27. mai. 2019/0.17
<i>Forfatter(e):</i> Sigurd Henjum Halsnes Renate Nes Gangeskar André Lalid	<i>Rapportnummer:</i> B019E-62
	<i>Studieretning:</i> HELK16 2+2
<i>Høgskolens veileder:</i> Lasse Sivertsen	<i>Antall sider m/vedlegg</i> 80
<i>Eventuelle Merknader:</i> Vi tillater at oppgaven kan publiseres.	<i>Gradering:</i> Åpen

<i>Oppdragsgiver:</i> Småkraft AS	<i>Oppdragsgivers referanse:</i>
<i>Oppdragsgivers kontaktperson(er) (inkludert kontaktinformasjon):</i> Bjarne Vaage Telefon: 95077020 E-mail: bjarne.vaage@smaakraft.no	

Revisjon	Dato	Status	Utført av
0.15	14.01.19	Mal levert av HVL	
0.16	06.05.19	Første utkast	Gruppen
0.17	26.05.19	Andre utkast	Gruppen

Forord

Denne rapporten er et resultat av emnet ELE150 Bacheloroppgave ved Elkraftlinjen på Høgskulen på Vestlandet våren 2019. Oppgaven markerer avslutningen på bachelorstudiet og omfatter 20 studiepoeng.

Arbeidet med oppgaven har vært utfordrende og spennende. Mye av oppgaven har omhandlet emner og temaer vi ikke har vært innom i løpet av studiet. Dette har ført til at arbeidet med oppgaven har vært veldig lærerikt da vi har måtte bygge en innsikt og forståelse på mange nye områder.

Vi vil rette en stor takk til veileder Lasse Sivertsen, som har vært en viktig og god samtalepartner i forbindelse med gjennomføringen av prosjektet.

Takk til Sigurd Hofsmo Jakobsen i SINTEF, og NTNU for en hjelpende hånd i forbindelse med simuleringsprogrammet DigSILENT PowerFactory. Uten hjelp fra disse hadde vi nok fortsatt rotet rundt i programmet.

Videre vil vi takke Jon Nerbø Ødegård i Statnett for god bistand med spørsmål vi har hatt i forbindelse med det nye regelverket og implementeringen av dette.

Til slutt vil vi takke Småkraft AS, og vår kontaktperson Bjarne Vaage, for at de ga oss muligheten til å jobbe med denne oppgaven, og for god veiledning og tilgjengelighet. Vi sitter igjen med et stort læringsutbytte, og har tilegnet oss variert og relevant kunnskap.


Sigurd Henjum Halsnes


Renate Nes Gangeskar


André Lalid

Sammendrag

Denne rapporten tar for seg implementeringen av de nye tilknytningskodene til ENTSO-E, og konsekvensene disse kan få for eksisterende småkraftverk. Det nye regelverket, Requirements for Generators, er sammenlignet med eksisterende regelverk i form FIKS, samt REN og SINTEF sine retningslinjer.

Sammenligningen har som hensyn å prøve å avdekke hvilke krav som vil bli mest avgjørende for eksisterende småkraftverk, dersom disse blir omfattet av de nye kravene. Resultatet av sammenligningen ble at de største spørsmålene, og potensielt de største konsekvensene ville komme i forbindelse med kravet til Fault Ride Through-egenskaper hos produksjonsanlegg av type B. Det ble derfor konkludert med at videre arbeid skulle fokuseres inn på å avdekke hvordan de dynamiske egenskapene til et av Småkraft AS sine anlegg var.

Det er derfor videre gjort en dynamisk analyse av Rasdalen Kraftverk. Simuleringsprogrammet DigSILENT PowerFactory er benyttet til å utføre den dynamiske analysen av kraftverket. En modell av kraftverket ble bygget, og det ble utført simuleringer med forskjellige feilscenarier med mål om å finne kraftverket sin kritiske feilklareringstid. Simuleringsresultatene ga en indikasjon på Fault Ride Through-egenskapene til Rasdalen, og disse ble vurdert opp mot det nye kravet i Requirements for Generators.

Rasdalen Kraftverk har en kritisk feilklareringstid på 0,15 sekunder, ved en feil med X/R rate på 2, og impedans som tilsvarer en spenningsdipp på 70 %. Dette betyr at kraftverket vil oppfylle minimumskravet som stilles i Requirements for Generators.

Om Rasdalen oppfyller de resterende kravene som stilles til produksjonsanlegg av type B er ikke undersøkt.

1 Innhold

Dokumentkontroll	2
Forord	3
Sammendrag	4
Tabeller	8
1 Innledning	9
1.1 Gruppepresentasjon	9
1.2 Oppdragsgiver	10
1.3 Problemstilling	11
2 Kravspesifikasjon	12
DEL 1	13
3 Sammenligning av regelverk	13
3.1 Frekvensstabilitet	14
3.1.1 Frekvensbånd	14
3.1.2 ROCOF (Rate Of Change Of Frequency)	16
3.1.3 Overfrekvenssensitivitetsmodus (LFSM-O)	17
3.1.4 Fjernstyring for stopp av levert effekt	19
3.1.5 Automatisk innkobling	20
3.1.6 Hensyn på regulering av aktiv effektproduksjon	22
3.2 Robusthet	23
3.2.1 Fault Ride Through	23
3.2.2 Aktiv effekt	29
3.3 Systemgjenoppretting	30
3.3.1 Gjenoppretting av normal drift	30
3.4 Systemkoordinering	32
3.4.1 Nye krav	32
3.4.2 Eksisterende krav	34
3.4.3 Sammenligning av kravene	34
3.5 Spenningsstabilitet	35
3.5.1 Reaktiv dimensjonering	35
3.5.2 Spenningsregulering	36
4 Tilbakevirkende kraft	38
5 Konklusjon	40

DEL 2.....	42
1 Vurdering av eksisterende kraftverk sine FRT-egenskaper.....	42
1.1 Krav til prøving og simulering.....	42
1.2 Rasdalen kraftverk.....	43
2 Fault Ride Through	44
3 Stabilitetsteori	47
3.1 Kraftsystemstabilitet	47
3.2 Polhjulsinkelstabilitet	48
3.3 Transient stabilitet	49
4 PowerFactory	52
4.1 Oppbygging av modell.....	53
4.2 Funksjon og definering av komponentene.....	53
4.2.1 Synkronmaskin	53
4.2.2 Transformator	59
4.2.3 Overliggende nett.....	59
4.2.4 Sammenkoblingspunkt.....	60
5 Simuleringer	61
5.1 Forutsetninger når feilen inntreffer	61
5.2 Simulering av feilhendelse	62
5.3 Resultater fra simuleringene	62
5.3.1 Case 1 Feilklareringstid: 150 ms (Minstekrav i Requirements for Generators)	63
5.3.2 Case 2 Feilklareringstid: 155 ms (Kritisk feilklareringstid + 5 ms)	65
5.3.3 Case 3 Feilklareringstid: 160 ms (Ustabilitet).....	67
5.3.4 Case 4 Feilklareringstid: 250 ms (Strengeste krav i Requirements for Generators) .	69
6 Diskusjon rundt resultater.....	71
7 Konklusjon FRT-egenskaper	73
8 Mulige tiltak for å forbedre de dynamiske egenskapene til kraftverket.....	74
Referanser	76
Appendiks A Forkortelser og ordforklaringer.....	78
Appendiks B Prosjektledelse og styring.....	79
B.1 Prosjektorganisasjon	79
B.2 Fremdriftsplan	79
B.3 Risikoliste.....	80

Figurer

Figur 1 - Frekvens- og spenningsrammer for produksjonsanlegg angitt i FIKS.	15
Figur 2 - Aktiv effektreferanse satt av frekvensavvik ved begrenset frekvenssensitivitetsmodus.	17
Figur 3 - Krav til vernrespons ved unormal frekvens.....	19
Figur 4 - Profil FRT-egenskaper.	23
Figur 5 - Statnett spenningsprofil.....	26
Figur 6 - Statnett sin anbefaling av feilforløp.....	28
Figur 7 - FRT-kurve fra RfG [27].	45
Figur 8 - Oppbygging av FRT-kurven.....	46
Figur 9 - Klassifisering av kraftsystemstabilitet [16].....	47
Figur 10 - Classical model of the generator in the transient state: (a) circuit diagram; (b) phasor diagram [15].	49
Figur 11 - Akselerasjon- og retardasjonsområde: (a) kort klareringstid; (b) lang klareringstid [15].....	50
Figur 12 - Simuleringsmodellen.....	53
Figur 13 - EMT-verdier generator Rasdalen.	54
Figur 14 - Metningskurve generator Rasdalen.....	55
Figur 15 - Rammeverk.	56
Figur 16 - Oppbygging av spenningsregulator.....	57
Figur 17 - Transformatordata.	59
Figur 18 - Verdier for ekvivalent av eksternt nett.	60
Figur 19 - Skisse av feil påtrykt samleskinne.	62
Figur 20 - Spenning i tilknytningspunktet ved en feilklareringstid på 150 ms.	63
Figur 21 - Klemmespenning generator ved en feilklareringstid på 150 ms.	63
Figur 22 - Polhjulsvinkel ved en feilklareringstid på 150 ms.	64
Figur 23 - Spennings i tilknytningspunktet ved en feilklareringstid på 155 ms.....	65
Figur 24 - Klemmespenning generator ved en feilklareringstid på 155 ms.	65
Figur 25 - Polhjulsvinkel ved en feilklareringstid på 155 ms.	66
Figur 26 - Spenning i tilknytningspunktet ved en feilklareringstid på 160 ms.	67
Figur 27 - Klemmespenning generator ved en feilklareringstid på 160 ms.	67
Figur 28 - Polhjulsvinkel ved en feilklareringstid på 160 ms.	68
Figur 29 - Spenning i tilknytningspunktet ved en feilklareringstid på 250 ms.	69
Figur 30 - Klemmespenning generator ved en feilklareringstid på 250 ms.	69
Figur 31 - Polhjulsvinkel ved en feilklareringstid på 250 ms.	70
Figur 32 - Spenningsprofil i tilknytningspunktet.	71

Tabeller

Tabell 1 - Frekvens- og tidsrammer angitt i NC-RfG.....	14
Tabell 2 - Statnetts anbefaling til frekvens- og tidsrammer.....	15
Tabell 3 - Tallverdier for FRT-egenskaper profil.....	24
Tabell 4 - Nettets egenskaper [6].....	26
Tabell 5 - Oppsummering av kravene i Requirements for Generators.	40
Tabell 6 - Parameter Statnett anbefaling [5].....	45
Tabell 7 - Verdier for spenningsregulator.	58

1 Innledning

1.1 Gruppepresentasjon

Sigurd Henjum Halsnes - Energimontør og fagskoleingeniør

Sigurd er 26 år og kommer fra Leikanger i Sogn. I 2013 tok han fagbrev som energimontør i Sognekraft. I løpet av disse årene har han fått erfaring med linje- og ledningsnett opp til 66 kV. Sigurd jobbet et halvt år som energimontør før han begynte i militæret. I 2015 flyttet han til Bergen, og startet å studere elkraftteknikk ved Fagskolen i Hordaland.



Renate Nes Gangeskar - Elektriker og fagskoleingeniør

Renate er 25 år gammel og kommer fra Kyrkjebø i Sogn og Fjordane. Hun tok lærlingtiden offshore hos Equinor. Arbeidet for Equinor bestod av drift og vedlikehold av det elektriske anlegget om bord på Statfjord C, og omfattet også arbeid i Ex-områder. I 2015 flyttet Renate til Bergen for å studere elkraftteknikk ved Fagskolen i Hordaland.



André Lalid - Elektriker og fagskoleingeniør

André er 26 år gammel, og kommer fra Sauda i Rogaland. Han tok fagbrev i 2013 som elektriker i Ryfylke Elektro AS. Primært har han jobbet med service i private og offentlige bygg, men har også erfaring med installasjon av kontrollanlegg i mindre kraftverk. André jobbet 2,5 år etter endt læretid som elektriker, før han startet å studere elkraftteknikk ved Fagskolen i Hordaland i 2015.



Gruppen har tidligere jobbet sammen på Fagskolen i Hordaland, og skrev hovedoppgaven sammen der. Prosjektet «Ombygging av forsyningsnettet i Høyanger» omhandlet blant annet prosjektering av en ny sekundærstasjon og tilhørende omlegging av kabelnettet i Høyanger sentrum.

1.2 Oppdragsgiver

Småkraft AS er et norsk kraftselskap som ble stiftet i 2002 og var eid av Skagerak Energi, Agder Energi, BKK og Statkraft. Selskapet ble i 2015 kjøpt opp av tyske Aquila Capital og fusjonert med Norsk Grønnkraft. Det sammenslåtte selskapet er en aktør med årsproduksjon på 1,1 TWh fordelt på 106 kraftverk i drift, spredt over hele landet. Dette gjør selskapet til Europas største operatør av småkraftverk. Samtidig som fusjonen med Norsk Grønnkraft ble Småkraft Utbygging AS etablert som et selskap spesialisert for bygging og rehabilitering av små vannkraftverk [1].

Formålet til Småkraft AS er å bygge og drive småkraftverk i skalaen 1-10 MW i samarbeid med lokale grunneiere, og har ambisjon om å være internasjonalt ledende på sikker, miljøriktig og kostnadseffektiv drift av små kraftverk. Småkraft AS sin modell for utbygging av småkraftverk baserer seg på samarbeid med lokale grunneiere for å realisere og forvalte fornybare ressurser. Ettersom Norge har privat eierskap til fallretter, leier Småkraft AS fallrettene, mens grunneier kan overta både fallretter og kraftverk etter at leieperioden er ferdig. Totalt er det ca. 700 grunneiere som deltar i Småkraft AS sine prosjekter [2] [3].

Selskapet er i stadig vekst, og har et mål om å nå en årsproduksjon på 2 TWh innen utløpet av 2022. Dette målet skal nås gjennom utbygging av egne konsesjoner og oppkjøp i markedet [4].



1.3 Problemstilling

Som et ledd i gjennomføringen av EUs tredje energimarkedspakke, etableres det en rekke ulike forordninger innen energifeltet. For kraftsystemet utarbeides det såkalte «Network Codes» og bindende «Guidelines» som regulerer forhold innen nettilknytning, marked og drift. Disse forordningene vil implementeres som norsk lov. Disse kodene er; Requirements for Generators (RfG), Demand Connection Code (DCC) og High Voltage Direct Current Connections (HVDC). Kodene vil stille krav til blant annet små og store kraftverk, store forbrukskunder osv.

I den forbindelse lurte Småkraft AS på om deres kraftverk oppfyller kravene som stilles av European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).

Oppgaven går derfor ut på å sammenligne kravene som ENTSO-E stiller til små vannkraftverk, med kravene som har vært gjeldende i Norge, Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS) fra Statnett. Dersom forskjellen er stor mellom ENTSO-E sine krav og kravene i FIKS kan det bli aktuelt å gjøre noen modellforsøk/simuleringer på et eller flere av Småkraft AS sine anlegg, og se hvordan kraftverkene oppfører seg med nye og gamle parametere. Videre kan det bli aktuelt å se på hva som må til for å oppfylle de nye kravene dersom de skulle få tilbakevirkende kraft.

2 Kravspesifikasjon

Krav/ønsker fra Småkraft AS:

Småkraft AS har ingen direkte krav til oppgaven. Men de ønsker at det nye regelverket blir direkte sammenlignet med det eksisterende regelverket, og at dette presenteres på en ryddig måte.

Videre ønsker de at dersom det blir konkludert med at det anlegget som blir sett på ikke er innenfor de nye kravene, skal det presenteres hvilke tiltak som må gjøres for at det skal gjøre det.

Når det kommer til hvilke deler av regelverket som skal tolkes i detalj har Småkraft AS følgende ønsker:

ENTSO-E deler inn produksjonsanlegg i forskjellige kategorier basert på merkeeffekt. Som følge av gamle skatteregler har Småkraft AS mange anlegg med merkeeffekt opp mot 5 MW. Disse anleggene går under kategorien for type B anlegg. Småkraft mener derfor at det er mest hensiktsmessig å konsentrere seg om denne kategorien.

Klart definert mål for hva som skal utføres i løpet av hovedprosjektperioden:

1. Tolke nytt regelverk, Requirements for Generators (RfG) fra ENTSO-E, som omfatter produksjonsanlegg av type B
2. Sammenligne det nye regelverket med eksisterende regelverket, Funksjonskrav i Kraftsystemet (FIKS)
3. Vurdere forskjellene mellom nytt og gammelt regelverk
4. Presentere forskjellene på en oversiktlig måte
5. Utarbeide en vurdering av ett eksisterende kraftverks egenskaper opp mot nye krav
6. Vurdere tiltak som kan iverksettes for at eksisterende kraftverk skal oppfylle nye krav

Sluttresultat:

- En rapport som belyser forskjellen på nytt og gammelt regelverk med tanke på småkraftverk av type B
- En vurdering av ett eksisterende småkraftverk av type B for å se om det oppfyller de nye kravene

DEL 1

3 Sammenligning av regelverk

Med hensyn på implementering av de nye nettverkskodene fra ENTSO-E har Norges vassdrags- og Energidirektorat (NVE) bedt Statnett om å komme med et forslag til hvordan dette skal gjøres. Statnett har i sitt arbeid satt ned en referansegruppe for hver av de tre nettverkskodene. For RfG er det utarbeidet et dokument som inneholder et forslag til hvordan koden skal implementeres. I dokumentet er paragrafene oversatt til norsk, formål og bakgrunn for hver paragraf er presentert, og det er gjort en sammenligning med eksisterende regelverk. Til paragrafene har Statnett kommet med en anbefaling til hvordan disse skal praktiseres og håndteres. Denne er gjort med bakgrunn i arbeidet referansegruppen har gjort. Om Statnetts anbefalinger blir tatt hensyn til og gjort gjeldende er opp til NVE.

I vårt arbeid med å tolke regelverket har vi tatt utgangspunkt i at disse anbefalingene blir gjeldene. Uten disse hadde vi manglet grunnlag til å i det hele tatt vurdere enkelte paragrafer. I vår sammenligning opp mot gjeldende regelverk har vi benyttet Statnetts sammenligning med eksisterende regelverk, men også rettet oss inn mot Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet (REN) og Stiftelsen for industriell og teknisk forskning ved Norges tekniske høgskole (SINTEF) sine retningslinjer som gjelder for småkraftverk. Disse tar utgangspunkt i krav spesifisert i FIKS. Dette er gjort med bakgrunn i at eksisterende kraftverk er prosjektert og utrustet i henhold til disse.

Paragrafene gruppen presenterer i denne rapporten er sett på som de paragrafene som vil gi følger for produksjonsanlegg av type B. Hver paragraf er tolket og sammenlignet med lignende krav funnet i FIKS, eller REN og SINTEF sine retningslinjer. Ut fra dette er det tatt en vurdering på hvor stor forskjell det er på nye og eksisterende krav.

3.1 Frekvensstabilitet

Med tanke på frekvensstabilitet stiller RfG en rekke krav. Formålet med disse kravene er at forsyningssikkerheten skal opprettholdes. Kravene skal begrense konsekvensene av for eksempel utfall av en produksjonsenhet, last eller overføringslinje, og sikre at driftssikkerheten ikke settes i fare. Det stilles krav til frekvensområder som produksjonsenheter skal operere innenfor, krav til å automatisk redusere levert aktiv effekt ved tilfeller av overfrekvens, og det stilles krav til under hvilke forhold produksjonsenheter kan kobles på nettet [5].

3.1.1 Frekvensbånd

3.1.1.1 Nye krav

Utdrag fra NC-RfG § 13.1

«Vedrørende frekvensstabilitet skal type A produksjonsanlegg overholde følgende krav:

Med hensyn til frekvensområde:

- (i) *En produksjonsenhet skal forbli tilkoblet nettet og holdes i drift innenfor de frekvens- og tidsrammene som er satt av tabell 1;»*

Som definert i paragrafen stilles det krav til at produksjonsenheter skal forbli tilkoblet nettet og holdes i drift innenfor gitte frekvens- og tidsrammer. Kravene angitt av tabellen under antas å være minste krav.

Tabell 1 - Frekvens- og tidsrammer angitt i NC-RfG

Norden	47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Spesifiseres av systemansvarlig, men ikke mindre enn 30 minutter
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutter

§13.1.a.ii åpner for at systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig og eier av produksjonsenheten kan bli enige om et bredere og lengre rammer. Statnett har anbefalt at det defineres et bredere krav til frekvensområder og varighet for anlegg i Norge. Dette for å kunne håndtere separatdriftssituasjoner på en tilfredsstillende måte [5].

Tabell 2 - Statnetts anbefaling til frekvens- og tidsrammer

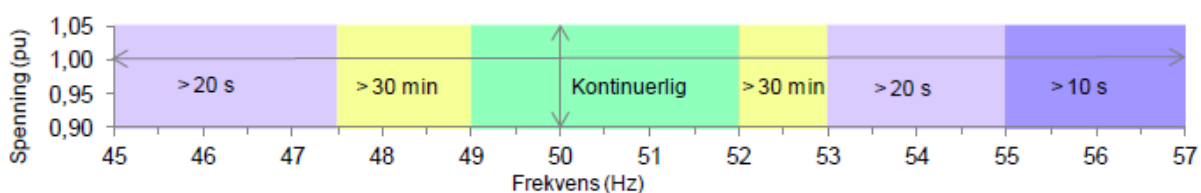
Frekvensområde	Varighet
45,0 Hz – 47,5 Hz	20 sekunder
47,5 Hz – 49,0 Hz	30 minutter
49,0 Hz – 51,0 Hz	Kontinuerlig
51,0 Hz – 51,5,0 Hz	30 minutter
51,0 Hz – 53,0 Hz	30 minutter
53,0 Hz – 57,0 Hz	20 sekunder
57,0 Hz – 60,0 Hz	10 sekunder

Statnett har derfor anbefalt følgende frekvens- og tidsrammer:

3.1.1.2 Eksisterende krav

FIKS stiller krav til at en produksjonsenhet, uansett spenningsnivå, skal kunne opereres fritt og uten utfall innenfor rammene gitt av tabell og figur under [6].

Frekvens [Hz]	Spenning [pu]	Varighet
45,0 - 47,5	0,90 - 1,05	> 20 s
47,5 - 49,0	0,90 - 1,05	> 30 min
49,0 - 52,0	0,90 - 1,05	Kontinuerlig
52,0 - 53,0	0,90 - 1,05	> 30 min
53,0 - 55,0	0,90 - 1,05	> 20 s
55,0 - 57,0	0,90 - 1,05	> 10 s



Figur 1 - Frekvens- og spenningsrammer for produksjonsanlegg angitt i FIKS.

3.1.1.3 Sammenligning av kravene

FIKS har generelt et bredere frekvensbånd enn NC-RfG. Dersom Statnetts anbefaling om bredere frekvensbånd for anlegg i Norge blir gjeldende, vil de nye kravene harmonere mer med dagens krav.

3.1.2 ROCOF (Rate Of Change Of Frequency)

3.1.2.1 Nye krav

Utdrag fra NC-RfG §13.1.

«(b) Med hensyn til ROCOF-egenskaper (Rate Of Change Of Frequency) skal et produksjonsanlegg holdes tilkoblet opp til en gitt frekvensendningsrate som er bestemt av systemansvarlig, med mindre frakoplingen skyldes utfall grunnet tap av synkronismevern. Aktuell systemoperatør skal i samarbeid med systemansvarlig bestemme verdier for vernet.»

NC-RfG stiller krav til at en produksjonsenhet skal være i stand til å forbli tilkoblet og tåle en frekvensendring opp til en gitt frekvensendningshastighet, med mindre frakoplingen er utløst av vern som detekterer øydrift ved å måle frekvensendningshastigheten. Verdiene for vernet skal spesifiseres av systemansvarlig, eller systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig [5].

Statnett har her anbefalt at produksjonsenhetene holdes tilkoblet i minst opp til 1,5 Hz/s i mer enn 1 sekund, med mindre frakoplingen skyldes utfall grunnet tap av synkronismevern [5].

3.1.2.2 Eksisterende krav

Det er ingen eksplisitte krav til ROCOF-egenskaper i dagens funksjonskrav.

3.1.2.3 Sammenligning av kravene

Det er ingen eksisterende krav som det kan sammenlignes med, men dagens synkrone produksjonsanlegg er dimensjonert med en evne til å motstå høy ROCOF i og med at de dimensjoneres for å tåle rusing, som gir en maksimal ROCOF. Rusing gir en ROCOF på mellom 5 og 10 Hz/s avhengig av treghetskonstanten [7]. Produksjonsanlegg som er dimensjonert i henhold til dette vil dermed være langt innenfor kravene som stilles i NC-RfG.

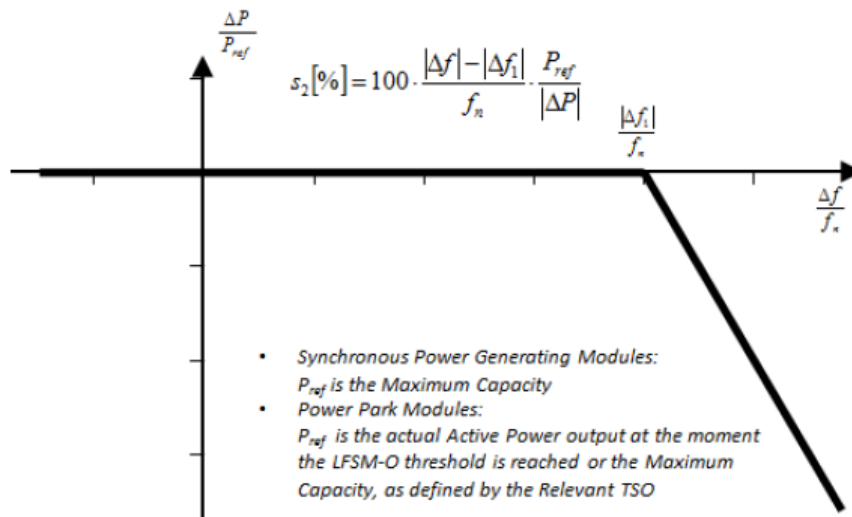
3.1.3 Overfrekvenssensitivitetsmodus (LFSM-O)

3.1.3.1 Nye krav

Utdrag fra NC-RfG §13.2

Vedrørende begrenset overfrekvenssensitivitetsmodus (LFSM-O), gjelder følgende krav for produksjonsenheter av type A, bestemt av systemansvarlig i eget kontrollområde og koordinert med andre TSOer i samme synkronområde:

(a) Produksjonsenheter skal ha funksjonalitet for reduksjon av aktiv effekt ved frekvensavvik (overfrekvens) i henhold til figur 2, med terskel og statikk satt av aktuell TSO;



Figur 2 - Aktiv effektreferanse satt av frekvensavvik ved begrenset frekvenssensitivitetsmodus.

Statnett har her anbefalt følgende innstillinger for terskel og statikk for produksjonsenheter av type A og B.

- Frekvensnivå for nedregulering: 50,5 Hz
- Statikkinnstilling: 4 %

Formålet med kravet er å automatisk kunne redusere levert aktiv effekt for å nå nominell stasjonær frekvens i tilfeller av produksjonsoverskudd (overfrekvens). For å kunne gjenopprette effektbalansen er målet å redusere levert aktiv effekt proporsjonalt med frekvensavviket [5].

Det stilles krav til at aktiveringen av produksjonsenhetens frekvensregulering skal skje med minimal tidsforsinkelse. Dersom tidsforsinkelsen er større enn 2 sekunder, skal eier av produksjonsanlegget begrunne dette ovenfor systemansvarlig ved fremvisning av teknisk dokumentasjon [5].

Paragrafen sier i tillegg at systemansvarlig kan kreve at en produksjonsenhet regulert til minimum effekt skal kunne opprettholde produksjon ved dette nivået, eller ytterligere redusere aktiv effektproduksjon [5].

Utdrag fra NC-RfG §13.2.g

«Produksjonsenheten skal kunne operere stabilt ved begrenset frekvenssensitivitetsmodus (LFSM-O). Når LFSM-O er aktivert, skal LFSM-O setpunktet overstyre alle andre aktive effekt setpunkt.»

Videre sier §13.3 at så lenge frekvensen er innenfor grensene satt i §13.2 skal produksjonsenheten kunne levere konstant aktiv effekt.

3.1.3.2 Eksisterende krav

Det er ikke funnet krav til begrenset overfrekvenssensitivitetsmodus i verken FIKS, RENs «Tekniske funksjonskrav», eller SINTEFs «Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter mindre enn 10 MW til distribusjonsnettet».

FIKS stiller følgende krav til stasjonær statikk:

Utdrag fra FIKS kapittel 3.2 Vannkraft

«- Stasjonær statikk skal for alle aggregat ≥ 1 MVA kunne stilles fra 1 til 12%.»

FIKS stiller krav til at aktiveringstiden til produksjonsenhetens frekvensregulering skal være mindre enn 0,2 sekunder [6].

Utdrag fra FIKS kapittel 7.2 Prøving

«- Tiden fra frekvensøkning er synlig til ledeapparatbevegelse mot lukking starter skal være mindre enn 0,2 s (IEC 61362) [6].»

Dette omtales også i RENblad 303.

3. Respons på unormal frekvens

Ved unormal frekvens i Målepunktet skal DG-enheten automatisk frakobles i henhold til kravene angitt i Tabell 2 nedenfor. Det gjøres oppmerksom på at med frakoblingstid menes tiden fra unormal frekvens oppstår til innmating fra DG-enheten opphører.

Tabell 2: Krav til vernrespons ved unormal frekvens i Målepunktet.

Frekvensområde [Hz]	Maksimal frakoblingstid [s]
$f > 51$	0,2
$f < 48$	0,2

Øvre frekvensgrense [$f >$] kan settes lavere. Det tillates ikke bruk av tidsforsinkelse på frekvensvern.

Figur 3 - Krav til vernrespons ved unormal frekvens.

3.1.3.3 Sammenligning av kravene

I og med at det ikke er funnet krav i eksisterende regelverk som omhandler begrenset overfrekvenssensitivitetsmodus er det lite å sammenligne med.

Statnetts anbefaling om at statikk skal være på 4% er innenfor grensene for innstilling av statikk omtalt i FIKS.

Når det kommer til krav til aktiveringstid av produksjonsenhetens frekvensregulering stiller FIKS et strengere krav enn NC-RfG.

Om produksjonsenheten har funksjonalitet for reduksjon av aktiv effekt ved overfrekvens må undersøkes før man kan konkludere om kravene i §13.2 oppfylles.

3.1.4 Fjernstyring for stopp av levert effekt

3.1.4.1 Nye krav

Utdrag fra NC-RfG §13.6

«Produksjonsenheten skal ha funksjonalitet som gjør det mulig å stoppe all levert effekt innen fem sekunder etter at styringssignal er gitt. Aktuell systemoperatør skal kunne spesifisere nødvendig utstyr for å kunne fjernstyre anlegget.»

Formålet med kravet er å kunne legge til rette for styrbarhet i effektproduksjon ved at effektproduksjon hos et flertall produksjonsenheter kan slås av/på ved hjelp av fjernstyring. Dette for å ivareta forsyningssikkerheten i situasjoner der systemstabiliteten og forsyningssikkerheten er i fare [5].

3.1.4.2 Eksisterende krav

Når det kommer til krav til fjernstyring av produksjonsenheter sier RENs retningslinjer følgende:

Utdrag fra RENblad 303 – Tekniske funksjonskrav kapittel 1.1. Planleggingsstadiet

«For DG-enheter med aktiv effektproduksjon større enn eller lik 1 MW anser Nettselskapet det normalt som nødvendig at Remote Terminal Unit (RTU) installeres i DG-enheten.»

Kapittel 4.4.2 *Krav til utstyr for fjernstyring* i SINTEFs retningslinjer stiller også krav til at nettselskapet skal ha mulighet for fjernstyrt nødutkobling av DG-enheten av hensyn til sikker drift av distribusjonsnettet [8].

3.1.4.3 Sammenligning av kravene

Kravet i NC-RfG anses som oppfylt i kraftverk i kategorien type B. I kraftverk i denne kategorien er det som følge av krav fra nettselskap og RENs retningslinjer er installert RTU med tanke på overvåking og fjernstyring.

3.1.5 Automatisk innkobling

3.1.5.1 Nye krav

Utdrag fra NC-RfG §13.7

«Systemansvarlig skal spesifisere under hvilke forhold produksjonsenheten skal automatisk kunne tilkobles nettet. Disse forholdene skal inkludere:

- (a) Frekvensområdet under hvilket automatisk gjeninnkobling er tillatt, med en tilhørende forsinkelse; og*
- (b) Maksimal tillatt oppramping av effekt.*

Automatisk gjeninnkobling er tillatt med mindre annet er spesifisert av aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig.»

Formålet med kravet er å få kontroll på under hvilke forhold produksjonsenhetene kan innkobles på nettet. Dette for å unngå at det kobles inn ytterligere produksjon i situasjoner der kraftsystemet har altfor høy frekvens [5].

Statnett har her anbefalt følgende:

- Tidsforsinkelse på 60 sekunder innenfor frekvensområde 47,5-50,15 Hz før automatisk innkobling [5].

- Maksimal tillatt gradient for økning av aktiv effektproduksjon etter automatisk innkobling settes til 10 % av produksjonsenhetens merkeeffekt per minutt [5].

3.1.5.2 Eksisterende krav

SINTEF Tekniske retningslinjer kapittel «4.3 Krav til vern underkapittel 4.3.7 Innkobling av DG-enhet etter feil i distribusjonsnett» omtaler forhold som har med innkobling å gjøre [8].

Retningslinjene anbefaler at innkobling kan skje uten spesiell tillatelse etter minimum 5 minutter innenfor frekvensområde 49,5 Hz og 50,5 Hz [9]. Da er det også forutsatt at spenningen i distribusjonsnett er i området mellom laveste og høyeste tillatte spenning i tilknytningspunktet i henhold til punkt 4.1.4 og 4.1.5 i retningslinjene [10].

I RENblad 303 *Tekniske funksjonskrav kapittel 1 – Krav til innkobling underkapittel 2. Gjeninnkobling etter feil i Nettet* anbefales det at innkobling kan skje uten spesiell tillatelse etter minimum 30 minutter innenfor frekvensrammen 49,0 – 51,0 Hz. Dette er forutsatt at spenningen i tilknytningspunktet er innenfor det tillatte spenningsbåndet oppgitt i innmatingsavtalen [10].

Både REN og SINTEF spesifiserer at automatisk gjeninnkobling normalt ikke tillates, så sant man ikke har spesiell tillatelse fra nettselskapet [8] [10].

3.1.5.3 Sammenligning av kravene

De nye anbefalingene fra Statnett stiller et lavere krav til tidsforsinkelsen før gjeninnkoblingen, samtidig som det etableres et bredere frekvensområde som det tillates å koble inn igjen under. Dette er som følge av at det anses som mindre problematisk at produksjonsenheter kobles inn ved lav frekvens i systemet. Derimot er det et større behov for å begrense tilkoblingen av produksjonsenheter ved situasjoner med høy frekvens i systemet [5].

Det er ikke funnet noen eksisterende krav angående økning av aktiv effektproduksjon etter automatisk innkobling.

3.1.6 Hensyn på regulering av aktiv effektproduksjon

3.1.6.1 Nye krav

Utdrag fra NC-RfG §14.2

«Produksjonsenheter av type B skal overholde følgende krav til frekvensstabilitet:

- (a) For å kunne regulere aktiv effektproduksjon skal en produksjonsenhet være utrustet med en logisk inngangsport som gjør det mulig å redusere effektproduksjonen som følge av et styringssignal til inngangsporten, og*
- (b) Aktuell systemoperatør skal ha rett til å stille krav til ytterligere utstyr som muliggjør at produksjonsenhetens aktive effektproduksjon kan fjernstyres [5].»*

Paragrafen legger til rette for styrbarhet i effektproduksjonen hos produksjonsenheter.

3.1.6.2 Eksisterende krav

Utdrag fra RENblad 303 – Tekniske funksjonskrav – kapittel 1. Krav til generator

«1.2 Krav til regulering av aktiv effekt

- DG-enheten skal være utstyrt med en funksjon for kontrollert opp- og nedkjøring av aktiv effektproduksjon for å unngå/ redusere stasjonære spenningsprang. Tillatt effektendring per tidsenhet bestemmes av Nettselskapet.*
- Vannkraftverk kan benytte lastregulering som funksjon av vannstands nivå i inntaksdam. Denne skal innstilles slik at sprang i vannstands nivå ikke medfører at tillatt effektendring per tidsenhet overskrides [10].»*

Kapittel 4.2.5 *Krav til regulering av aktiv effekt* i SINTEFs retningslinjer gjengir disse kravene.

Kapittel 4.4 *Krav til målinger, datautveksling og fjernstyring* i SINTEFs retningslinjer stiller krav som kan vurderes av nettselskapet i tilfeller med DG-enheter med aktiv effektproduksjon over 1 MW. Disse kravene omfatter, overvåking, utstyr for fjernstyring, utstyr for datautveksling. Kapittelet inneholder også en oversikt over hvilke data som skal kunne overføres til nettselskapets nettsentral, samt hva som skal kunne fjernstyres [8].

3.1.6.3 Sammenligning av kravene

Det nye kravet blir en videreføring av eksisterende krav omtalt i RENs retningslinjer.

Produksjonsenhetene skal kunne regulere effektproduksjonen ved hjelp av fjernstyring.

3.2 Robusthet

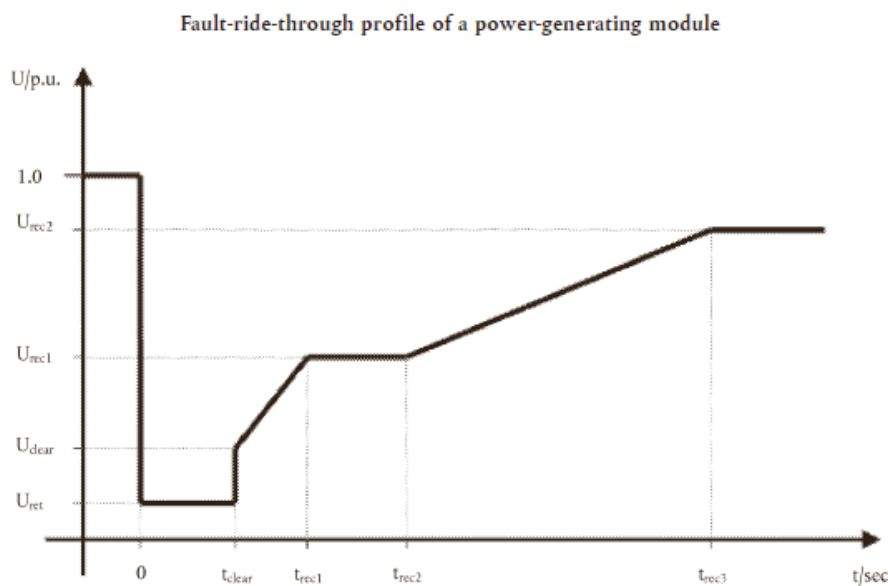
Paragraf 14.3 stiller krav til produksjonsenhetens Fault Ride Through-egenskaper, altså robustheten. Grunnen til denne paragrafen er at produksjonsenhetene som er tilkoblet lavere spenningsnivå enn 110 kV ikke faller ut ved feilklarering av en feil i transmisjonsnett. Dette er med på å sikre nettet slik at en hindrer mer alvorlige feil som frekvenskollaps eller overlast som kan føre til kaskaderende utfall.

3.2.1 Fault Ride Through

3.2.1.1 Nye krav

NC-RfG stiller direkte føringer til symmetriske feil, men ikke føringer for en- og tofase kortslutninger samt fasebrudd. Dette er overlatt til systemansvarlig.

Føringene til symmetriske feil er konkrete der det stilles krav til rammene systemansvarlige må definere seg innenfor. Spenning-tid-profilen nedenfor viser hvordan spenningsforløpet skal være og sammen med tabell 3 får en den nedre grensen som en skal være innenfor.



Figur 4 - Profil FRT-egenskaper.

Tabell 3 - Tallverdier for FRT-egenskaper profil.

Spenningsparametere [pu]		Tidsparametere [sekunder]	
U_{ret} :	0,05 – 0,3	t_{clear} :	0,14 – 0,15 (eller 0,14 – 0,25 dersom verninnstillinger i kraftsystemet og sikker drift krever det)
U_{clear} :	0,7 – 0,9	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	$t_{\text{rec1}} - 0,7$
U_{rec2} :	0,85 – 0,9 and $\geq U_{\text{clear}}$	t_{rec3} :	$t_{\text{rec2}} - 1,5$

Utdrag fra NC-RfG §14.3.a.

(a) Med hensyn til produksjonenshetens «fault-ride-through»-egenskaper:

- (iv) skal systemansvarlig fastsette betingelsene som skal gjelde før og etter feil, og gjøre dem offentlig tilgjengelige. Dette inkluderer betingelser for:
- Beregningen av minimum kortslutningsytelse i tilknytningspunktet før feil;
 - Produksjonenshetens driftspunkt (aktiv og reaktiv effektproduksjon/forbruk) i tilknytningspunktet før feil og spenning i tilknytningspunktet før feil; og
 - Beregningen av minimum kortslutningsytelse i tilknytningspunktet etter feil;
- (v) skal aktuell systemoperatør på forespørsel fra produksjonsanleggets eier, oppgi forholdene før og etter en feilhendelse som skal hensyntas i forbindelse med krav om «fault-ride-through»-egenskaper. Forholdene skal være et resultat av beregninger i tilknytningspunktet som spesifisert i punkt (iv) når det gjelder:
- Minimum kortslutningsytelse i hvert tilknytningspunkt før feil, uttrykt i MVA;
 - Produksjonenshetens driftspunkt før feil, uttrykt i aktiv og reaktiv effektproduksjon/forbruk i tilknytningspunktet, samt spenning i tilknytningspunktet før feil; og
 - Minimum kortslutningsytelse i hvert tilknytningspunkt etter feil, uttrykt i MVA;

Alternativt kan aktuell systemoperatør angi generiske verdier basert på typiske hendelser;

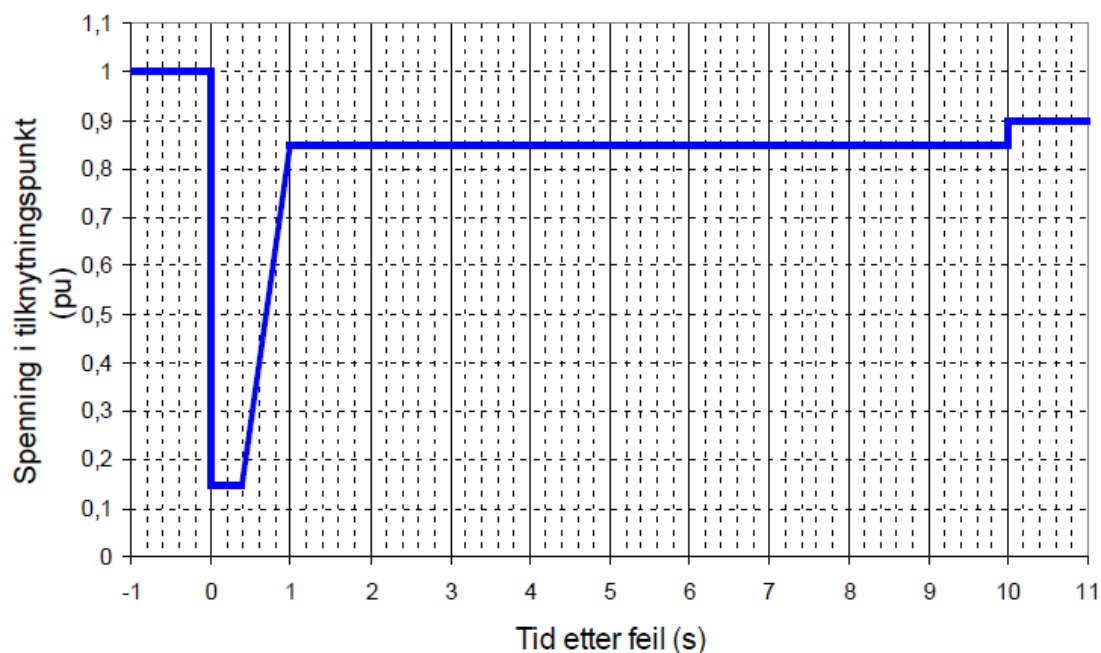
- (vi) *skal produksjonsenheten ha evne til å forbli tilknyttet nettet og fortsatt driftes stabilt under en symmetrisk feil, gitt betingelsene før og etter feilhendelser fastsatt i tredje ledd bokstav (a) punktene (iv) og (v), dersom forløpet til fase-til-fase spenningene i tilknytningspunktet forblir over den nedre grensen spesifisert i tredje ledd bokstav (a) punkt (ii). Dette gjelder med mindre vernsystemet for interne elektriske feil krever at produksjonsenheten kobler seg fra nettet. Reléplaner og verninnstillinger for interne elektriske feil må ikke sette «fault-ride-through»-egenskapene i fare.*
- (vii) *skal produksjonsanleggets eier, uten at det går ut over krav gitt i tredje ledd bokstav (a) punkt (vi), stille inn underspenningsvern videst mulig i henhold til produksjonsenhetens tekniske begrensninger (enten grenser gitt av «fault-ride-through» egenskapene eller tillatt minimumspenning i tilknytningspunktet). Dette gjelder med mindre aktuell systemoperatør krever snevrere innstillinger i produksjonsanleggets eier i henhold til dette prinsippet; [5]*

3.2.1.2 Eksisterende krav

Produksjonsanlegg tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 132 kV og < 220 kV skal operere og levere effekt innenfor følgende spenningsforløp i tilknytningspunktet:

- Spenningsreduksjon til 15 % spenning i inntil 400 ms.
- Fulgt av en lineær økning av spenning opp til 85 % i løpet av 600 ms.
- Fulgt av konstant nettspenning 85 % i inntil 10 s.
- Figur 5 viser krav til produksjonsanlegg tilknyttet nett med nominell driftsspenning < 220 kV [6].

Systemansvarlig legger til grunn følgende toleransegrenser for sentralnettet:



Figur 5 - Statnett spenningsprofil.

Tabell 4 - Nettets egenskaper [6].

Nettets egenskaper	Krav til strømrettere, 420 kV			
	420 kV-nettet [kV _{rms}]	300 kV-nettet [kV _{rms}]	p.u.	(antar nye strømrettere tilkobles 420 kV)
Nominell spenning	420	300	1.00	420
Normal driftsspenning	415	297	0.99	415
Maksimal kontinuerlig driftsspenning	420	300	1.00	420
Maksimal midlertidig spenning / < 15 min	440	315	1.05	440 / < 60 min
Ekstrem maks. midlertidig spenning / < 30 s	460	330	1.10	Som i nettet forøvrig
Ekstrem maks. midlertidig spenning / < 5 s	480	345	1.15	Som i nettet forøvrig
Minimal kontinuerlig driftsspenning	390	280	0.93	390
Minimal midlertidig spenning / < 15 min	380	270	0.90	380 / < 4 timer
Ekstrem min. midlertidig spenning / < 30 s	360	261	0.85	320 / < 60 min
Ekstrem min. midlertidig spenning / < 5 s	345	246	0.82	N.a.
Isolasjonsnivå	Toppverdi [kV]	Toppverdi [kV]		
Lynimpuls beskyttelsesnivå (LIWL)	1425	1050		
Koblingsimpuls beskyttelsesnivå (SIWL)	1050	850		

3.2.1.3 Sammenligning

FIKS sine krav om FRT-egenskaper gjelder kun for produksjonsenheter tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 132 kV. Dette tilsvarer produksjonsenheter som i NC-RfG betegnes som type D produksjonsenheter. Det er derfor ingen krav i FIKS om FRT-egenskaper for produksjonsenheter type B og C [5].

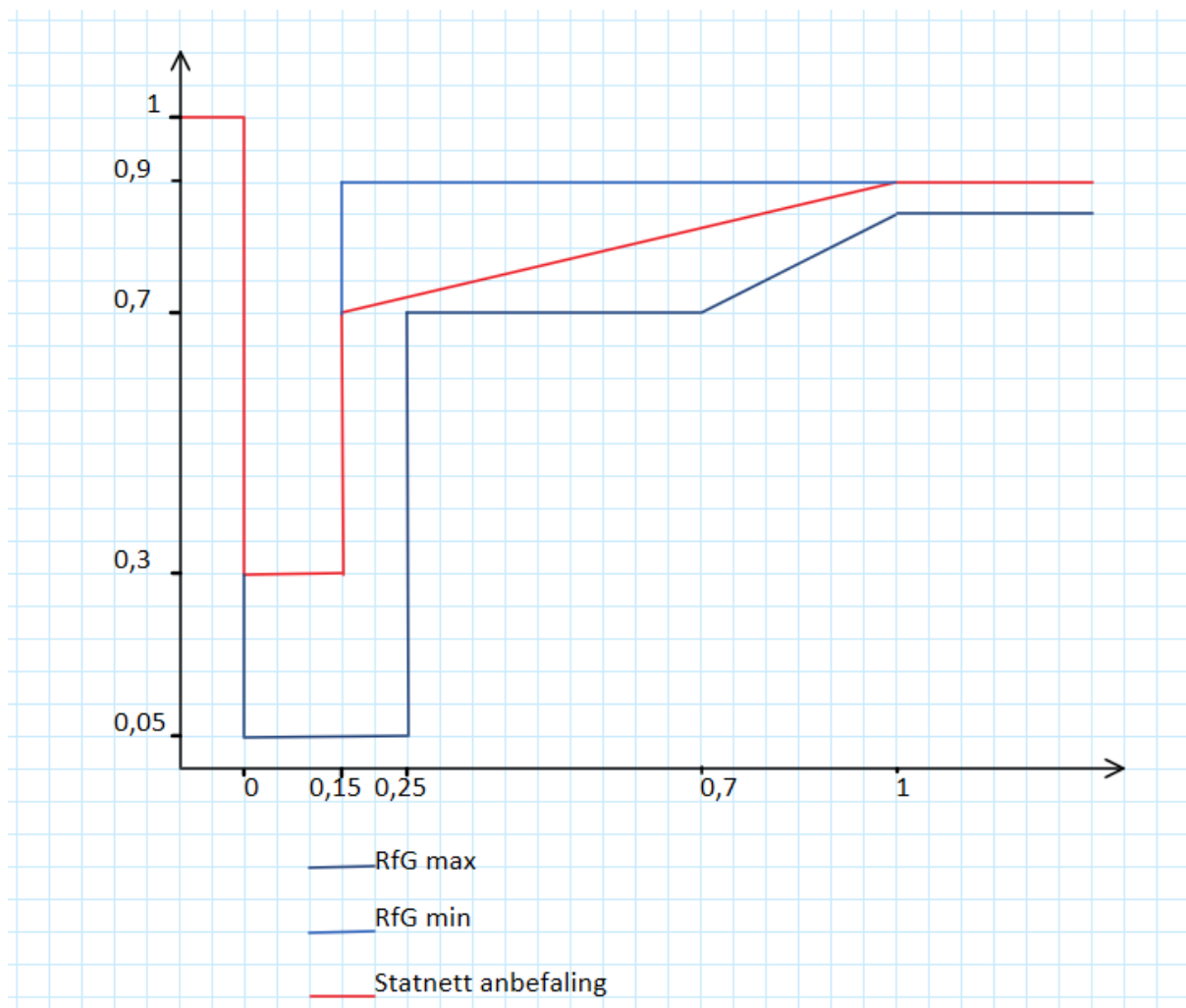
Anbefalinger fra Statnett

Får å få et bedre bilde på hvordan dette forløpet er og om de nye kravene blir oppfylt, fikk SINTEF i oppgave fra Statnett å se på dette og utførte et DIP-test-prosjekt [9]. I denne rapporten ble tre småkraftverks FRT-egenskaper testet med DIP LAB og simuleringsmodell. DIP LAB er test på selve kraftverket der en kobler DIP LAB-en til mellom kraftverket og nettet. Den består av fire serie- og fire shuntreaktanser på hver fase. Når en utfører testen kortsluttes faselederne gjennom et sett spoler, mens ett sett med spoler ligger mellom kraftverket og nettet. Dette gjør at kraftverket «ser» en kortslutning i nettet/spenningsdipp, mens sett fra nettet synes kun et mindre spenningssprang [9].

Utdrag fra rapporten «Testing av småkraftverks FRT-egenskaper»

«Tre kraftverk har blitt testet i prosjektet. Variasjonen i H-verdi, synkronreaktans og dermed også kritisk feilklareringstid er stor mellom kraftverk. Variasjonen på landsbasis forventes derfor også å være stor. Med forbehold om usikkerhet i resultatene overholdt likevel alle kraftverkene som ble testet de teoretiske minimumskravene i RfGen på 30 % restspenning i 0,14 s. Kritisk feilklareringstid på kraftverkene med en feil på 30 % restspenning var 0,16, 0,23 og 0,27 s. Norske småkraftverks reelle FRT-egenskaper bestemmes i praksis i stor grad av underspenningsvernets innstillinger, og dermed RENS anbefalinger for vern, og potensielt av andre faktorer enn releplan og selve generatorens FRT-egenskaper skulle tilsi [9].»

Statnett anbefaler da i dette tilfellet å sette $U_{ret} = 0,3$ p.u og $t_{clear} = 0,15$ s. Grunnlaget for dette er at en ikke ser noen grunn til å sette et strengere krav enn det mildeste alternativet for U_{ret} . For t_{clear} blir verdien satt med bakgrunn i at normal feilklareringstid i transmisjonsnettet er 100 ms. Forslaget er vist i figur 6 nedenfor med maksimum og minimumsrammer.



Figur 6 - Statnett sin anbefaling av feilforløp.

3.2.2 Aktiv effekt

3.2.2.1 Nye krav

Paragraf 17.3 stiller også krav til robusthet

Utdrag fra NC-RfG §17.3

«Med hensyn til robusthet, skal synkroner produksjonsenheter av type B kunne gjenopprette den aktive effekten etter feil. Systemansvarlig skal fastsette størrelsen og tidsintervall for gjenoppretting av aktiv effekt [5].»

3.2.2.2 Sammenligning av krav

Utdrag fra Statnett notat

«Statnett ser ikke behovet for denne bestemmelsen for synkroner produksjonsenheter. Synkroner produksjonsenheter har en iboende egenskap å levere aktiv effekt under og etter feil i kraftsystemet, så lenge de forblir tilkoblet nettet.

Behovene vil derimot være annerledes for asynkroner produksjonsenheter som vind- og solkraft [5].»

3.3 Systemgjenoppretting

Kravene innføres for å sikre at systemet gjenoprettes til normaldrift på en effektiv og sikker måte etter feil og utfall. Videre er det også ønskelig at produksjonsenheten skal holde inne i separatdrift dersom det er behov for det, frem til det isolerte området igjen er tilknyttet omkringliggende synkronsystem [5].

3.3.1 Gjenoppretting av normal drift

3.3.1.1 Nye krav

Utdrag fra NC-RfG §14.4

«Produksjonsenheter av type B skal overholde følgende krav til gjenoppretting av normal drift:

- (a) Systemansvarlig skal fastsette under hvilke forhold en produksjonsenhet skal ha funksjonalitet for gjeninnkobling etter en utilsiktet frakobling, som følge av en feilhendelse i nettet; og*
- (b) installasjon av systemer for automatisk gjeninnkobling skal være forhåndsgodkjent av aktuell systemoperatør, og systemansvarlig skal fastsette under hvilke forhold gjeninnkobling kan skje.»*

Paragrafen gir systemansvarlig myndighet til å bestemme rammene for når gjeninnkobling kan skje, og for hvilke forhold en produksjonsenhet skal ha funksjonalitet for gjeninnkobling etter en utilsiktet frakobling [5]. Statnett presiserer at det må utformes kriterier for paragrafen før regelverket implementeres.

3.3.1.2 Eksisterende krav

RENblad 303 inneholder krav som omfatter gjeninnkobling etter feil og som kan ses i sammenheng med paragrafen i NC-RfG.

Utdrag fra RENblad 303 kapittel 2. Gjeninnkobling etter feil i Nettet

«Etter feil i Nettet skal DG-enheten ikke gjeninnkobles før tillatelse er gitt fra Nettselskapet.

Alternativt kan innkobling skje uten spesiell tillatelse etter minimum 30 minutter forutsatt at spenningen i Tilknytningspunktet er innenfor tillatt Spenningsbånd angitt i Vedlegg 4, samt at frekvensen er mellom 49,0 og 51,0 Hz.

Hvis DG-enheten er koblet fra ved bruk av Nettselskapets RTU skal det ikke foretas gjeninnkobling før dette er avklart med Nettselskapet.

Eventuell automatisk gjeninnkoblingsfunksjon tillates normalt ikke og må kun aktiveres etter spesiell tillatelse fra Nettselskapet [10].»

3.3.1.3 Sammenligning av kravene

Det er ikke mulig å vurdere eksisterende krav opp mot nye krav før systemansvarlig har definert rammene og forholdene paragrafen skal gjelde for.

3.4 Systemkoordinering

§14.5 stiller generelle krav til systemkoordinering. Herunder krav til reguleringsfunksjonalitet og reguleringsinnstillinger, releplaner og verninnstillinger, organisering av vern og kontrollplaner med hensyn på prioriteringer, samt informasjonsutveksling. Dette for å sikre en bedre koordinering mellom aktuelle aktører og på den måten sikre bedre stabilitet og håndtering av nødtiltak [5].

3.4.1 Nye krav

Utdrag fra RfG §14.5

a. Reguleringsfunksjonalitet og reguleringsinnstillinger §14.5.a

(i) Systemet og innstillingen av de ulike kontrollenhetene for en produksjonsenhet nødvendige for stabiliteten i transmisjonsnettet og for å utføre nødtiltak skal koordineres og avtales mellom systemansvarlig, aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier;

(ii) enhver endring i funksjonaliteten og innstillinger, nevnt i punkt (i), for de ulike kontrollenhetene til en produksjonsenhet skal koordineres og avtales mellom systemansvarlig, aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier, spesielt dersom de gjelder i tilfeller referert til i femte ledd, bokstav (a), punkt (i);

b. Releplaner med tilhørende verninnstillinger §14.5.b

(i) skal aktuell systemoperatør fastsette releplanene med tilhørende verninnstillinger som er nødvendige for å beskytte nettet, hensyntatt produksjonsenhetens karakteristikk.

(ii) Vern mot elektriske feil i produksjonsenheten skal ha prioritet over driftskontrollsystemet, hensyntatt driftssikkerhet, liv, helse og materielle verdier, samt for å redusere skader på produksjonsenheten;

(ii) Releplanene kan dekke følgende aspekter:

- *ekstern og intern kortslutning;*
- *skjevlast (negativ faserekkefølge);*
- *overlast i stator og rotor;*
- *over-/undermagnetisering;*
- *over-/underspenning i tilknytningspunktet;*
- *over-/underspenning ved generatorklemmene;*
- *pendlinger mellom områder;*
- *startstrøm;*

- *asynkron drift (sacking);*
- *beskyttelse mot skadelig akselvidning eller vibrasjoner*
- *ledningsvern for produksjonshenhetens tilknytningslinje;*
- *generatortransformatorvern;*
- *reservefunksjon for vern og bryterfeil;*
- *overmagnetisering (U/f);*
- *retureffekt;*
- *frekvensendringer; og*
- *forskyving av nullpunktspenning.*

(iv) endringer i releplanene nødvendig for produksjonshenheten og nettet, og endringer i innstillinger som er relevante for produksjonshenheten, skal avtales mellom aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier. Avtalen skal inngås før endringer gjennomføres;

c. Organisering av vern og kontrollsystemer §14.5.c

- (i) vern av nettet og produksjonshenheten;*
- (ii) syntetisk treghetsmasse, hvis dette er aktuelt;*
- (iii) frekvensregulering (justering av aktiv effekt);*
- (iv) effektbegrensning; og*
- (v) effektgradientbegrensninger.*

d. Informasjonsutveksling §14.5.d

- (i) skal produksjonsanlegg kunne utveksle informasjon med aktuell systemoperatør eller systemansvarlig i sanntid eller periodisk med tidsstempling, som fastsatt av aktuell systemoperatør eller systemansvarlig;*
- (ii) skal aktuell systemoperatør, i samarbeid med systemansvarlig, fastsette innholdet i informasjonsutvekslingen, inkludert en presis liste av data som skal leveres fra produksjonsanlegget [5];»*

3.4.2 Eksisterende krav

Utdrag fra FIKS kapittel 3.2 Vannkraft underkapittel «Vern»

«Anlegg tilknyttet distribusjonsnett skal følge områdekonsesjonærens reléplaner [6].»

Utdrag fra RENblad 303 kapittel 3. Endringer av ELMEK eller verninnstillinger

«Endringer av ELMEK eller verninnstillinger tillates ikke uten skriftlig tillatelse fra Nettselskapet i hvert enkelt tilfelle.

Ved endringer i Nettet kan Nettselskapet skriftlig kreve at Innmatingskunden foretar og bekoster endringer i relévern og oppdaterer Reléplanen.

Oppdater Reléplan skal i begge tilfeller oversendes til Nettselskapet uten ugrunnet opphold [10].»

3.4.3 Sammenligning av kravene

Paragrafen stiller ingen konkrete krav i form av rammer, men legger opp til en tettere koordinering mellom de ulike aktørene. Ved implementasjon av regelverket vil det nok komme mer konkrete rammer for avtaler og innhold i disse, som må gjøres mellom produksjonsanleggets eier og systemoperatør/systemansvarlig. RENblad 303 inneholder krav som kan ses i sammenheng med paragrafen.

3.5 Spenningsstabilitet

Formålet med kravene er å sikre evnen til å levere reaktiv regulering, og effektiv og god spenningsregulering [5].

3.5.1 Reaktiv dimensjonering

3.5.1.1 Nytt regelverk

Utdrag fra NC-RfG §17.2.

«Synkrone produksjonsenheter av type B skal overholde følgende tilleggskrav til spenningsstabilitet:

(a) Med hensyn til reaktiv dimensjonering, skal aktuell systemoperatør kunne sette krav til den synkrone produksjonsenhetens evne til å levere/trekke reaktiv effekt.»

Kravet gir systemoperatør rett til å stille krav til leveranser av reaktiv effekt. Statnett anbefaler at det ikke settes eksplisitte krav i forordningen til reaktiv dimensjonering, men at det kan stilles krav i de ulike tilknytningspunktene ved behov [5].

3.5.1.2 Eksisterende krav

Utdrag fra FIKS kapittel 3.2 Reaktiv effekt/spenning: Magnetiseringsutrustning/spenningsregulator

«Systemansvarlig kan i medhold av fos § 15 fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og sentralnettet, samt vedta reaktiv regulering [6].»

Utdrag fra RENblad 303 kapittel 2.4.1 Krav til egenskaper for aktiv spenningsregulering (AVR)

«Når automatisk aktiv spenningsregulering benyttes, skal reguleringen ha følgende egenskaper:

- *Spenningsregulator med dynamiske innstillinger og innstilling av referansespenning skal tilpasses de aktuelle nettforholdene, slik at det ikke oppstår uheldig samvirke med spenningsregulator for overliggende Transformatorstasjon og annen spenningsregulering i Nettet, samt innstilles slik at reaktiv effektflyt i nettet og DG-enhet gir tapsøkonomisk optimal drift [10].»*

3.5.1.3 Sammenligning av kravene

Tidligere har det kun vært stilt krav til utveksling av reaktiv effekt i regional- og sentralnettet i og med at §15 i Forskrift om systemansvarlig i kraftsystemet (FoS) ikke omfatter distribusjonsnettet. Men §14 annet ledd i FoS åpner for at systemansvarlig kan fatte vedtak vedrørende anleggenes funksjonalitet dersom disse kan ha vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- eller sentralnettet.

Gjennom paragrafen i RfG kan det stilles krav til reaktiv effekt leveranse fra produksjonsenheter av type B uavhengig av tilknytningspunkt.

3.5.2 Spenningsregulering

3.5.2.1 Nytt regelverk

Utdrag fra NC-RfG §17.2

(b) Med hensyn til spenningsreguleringen, skal en synkron produksjonsenhet være utrustet med automatisk magnetiseringssystem, som stabilt kan levere konstant generatorklemmespenning med justerbart settpunkt innenfor hele driftsområdet til den synkrone produksjonsenheten.

Gjennom paragrafen stilles det krav om stabil drift i hele driftsområdet til produksjonsenheten, samt at reguleringssløyfen skal være stabil i hele driftsområdet slik at endring av referansespenning gir tilsvarende endring i generatorklemmespenningen.

Statnett anbefaler at dette kravet dokumenteres gjennom simuleringer og i eier/konsesjonærens rapportering ved idriftsettelse [5].

3.5.2.2 Eksisterende krav

Utdrag fra FIKS kapittel 3.2 Reaktiv effekt/spenning

Magnetiseringsutrustning/spenningsregulator

- *«Generator (ikke asynkrongenerator) $\geq 0,5$ MVA skal ha spenningsregulator/utstyr for kontinuerlig spenningsregulering.»*
- *«Spenningsregulator skal virke fritt og uten unødig begrensning innenfor ytelsesgrensene for generator. Dersom ikke spesielle forhold krever det, forutsettes reaktiv effektutveksling mellom generatorens maks.- og min.- grenser [6].»*

Utdrag fra RENblad 303 Tekniske funksjonskrav kapittel 2.4 Regulering av spenning/reaktiv effekt

«Alle synkrongeneratorer skal utstyres med et magnetiseringssystem med regulering som sørger for automatisk, pålitelig og stabil styring av magnetisering/klemmespenning.»

«DG-enheter med synkrongenerator større enn eller lik 1,0 MVA skal utstyres med aktiv spenningsregulering (Active Voltage Regulator – AVR). AVR skal alltid være primærregulering.»

Kapittel 2.4.1 i RENblad 303 stiller krav til egenskaper for aktiv spenningsregulering (AVR) [10].

3.5.2.3 Sammenligning av kravene

Kravet i FIKS til spenningsregulator gjelder for generatorer $\geq 0,5$ MVA, mens kravet i RfG gjelder for generatorer $\geq 1,5$ MW. Eksisterende krav er dermed strengere enn nye krav.

4 Tilbakevirkende kraft

§4 Virkeområde for eksisterende produksjonsenheter

§38 Identifisering av kostnader og nytte med å stille krav til eksisterende produksjonsenheter

Primært skal kravene i Requirements for Generators gjelde for nye produksjonsanlegg, og eksisterende anlegg der det gjøres så store endringer at det påvirker anleggets funksjonalitet, og tilknytningskontrakten må endres vesentlig [5]. Men dersom det er gode grunner som taler for at kravene, eller deler av kravene, skal gjelde for eksisterende anlegg åpner forordningen for dette.

Utdrag fra NC-RfG §4 Virkeområde for eksisterende produksjonsenheter [5].

«1. Eksisterende produksjonsenheter er ikke underlagt kravene i denne forordningen, med unntak av:

(c) Reguleringsmyndigheten eller, der det er aktuelt, medlemsland, bestemmer at en eksisterende produksjonsenhet skal følge alle eller noen av kravene i denne forordningen, etter forslag fra systemansvarlig i henhold til tredje, fjerde og femte ledd.»

Videre presiseres det at dersom virkeområdet til NC-RfG skal utvides til å gjelde eksisterende produksjonsenheter av type A eller B, skal det gjennomføres en grundig kost-/nytteanalyse som skal indikere kostnadene ved å kreve etterfølgelse av kravene, den samfunnsøkonomiske fordelene, samt mulige alternative aksjoner for å oppnå den påkrevde ytelsen. Dersom det planlegges vesentlige endringer i et eksisterende produksjonsanlegg skal anleggets eier melde fra om dette til et sentralt register og til den aktuelle systemoperatør. Systemoperatør skal da i samarbeid med systemansvarlig vurdere om endringene bør underlegges hele eller deler av kravene i NC-RfG [5].

§38 i NC-RfG stiller krav til prosessen som skal gjennomføres når det gjelder kost-/nytteanalysene som skal utføres for å vurdere om et eksisterende anlegg skal underlegges nye krav. Det presiseres at dersom kravene skal stilles til et eksisterende anlegg må det vises at dette er rasjonelt.

Utdrag fra NC-RfG §38 Identifisering av kostnader og nytte med å stille krav til eksisterende produksjonsenheter.

«Systemansvarlig skal gjennomføre en kvalitativ sammenligning av de kostnader og den nytte som er forbundet med et krav, før noen av kravene i denne forskriften stilles til eksisterende produksjonsenheter. Sammenligningen skal ta hensyn til tilgjengelige nettanleggs- og markedsbaserte alternativer. Systemansvarlig kan bare gå videre med en kvantitative kost-

/nytteanalyser under forutsetning at den kvalitative kost-/nytteanalysen indikerer at den forventede nytten overstiger de forventede kostnadene. Systemansvarlig skal ikke gå videre dersom kostnaden er vurdert å være høy eller nytten er vurdert å være lav.»

Statnett har anbefalt følgende kriterier for når et eksisterende anlegg bør underlegges en funksjonalitetsvurdering i henhold til NC-RfG [5]:

- *Endringer som utløser krav om ny konsesjon for anlegget*
 - *Dersom anleggets kapasitet eller funksjon endres, eller om det introduseres nye komponenter som er konsesjonspliktige (generator, transformator, bryterfelt o.l. eller andre vesentlige komponenter med spenning > 1000 V), kreves det ny anleggskonsesjon.*
- *Endringer som medfører at anleggets systemfunksjonalitet reduseres, herunder;*
 - *Redusert evne til å levere reaktiv effekt, spenning- og frekvensregulering.*
 - *Reduserte FRT egenskaper.*
 - *Reduserte stabilitets- og separatdriftsegenskaper.*
 - *Svartstartevne svekkes/fjernes.*
- *Delkomponenter som endres og underlegges NC-RfG, følger kravene for kun disse delkomponentene.*

Dersom en komponent erstattes med en identisk komponent vil anlegget ikke underlegges kravene i NC-RfG. Dette vil være en videreføring av eksisterende funksjonalitet og det vil kun kreves at dette rapporteres, og at det vises at opprinnelig funksjonalitet opprettholdes. Gjennom FOS §14 1. ledd og §14a reguleres rapportering ved planer for nye anlegg og endringer av eksisterende anlegg. Paragrafene presiserer at «*Systemansvarlig skal fatte vedtak om godkjenning av nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg før disse kan idriftsettes [11].*» Det stilles begrensede krav til simulering og tester av funksjonalitet i dagens regelverk.

5 Konklusjon

Tabell 5 viser en oppsummering av kravene som stilles i Requirements for Generators til anlegg av type A og type B. Kravene som stilles til type A anlegg gjelder også for type B anlegg.

Tabell 5 - Oppsummering av kravene i Requirements for Generators.

Tekniske funksjonskrav	Type A	Type B
Drift innen gitt frekvensbånd	●	●
Grenser for aktiv effektproduksjon i overfrekvensområdet	●	●
ROCOF (Rate of Change of Frequency)	●	●
Fjernstyring for stopp av levert effekt	●	●
Automatisk gjeninnkobling	●	●
Evne til å automatisk redusere effektproduksjon ved styringssignal		●
Fault Ride Through egenskaper		●
Gjenoppretting av normal drift		●
Systemkoordinering		●
Reaktiv dimensjonering		●

Ved implementeringen av de nye kravene i Requirements for Generators vil det komme en rekke nye krav som ikke er regulert i dagens regelverk (FIKS). En del av kravene kan sammenlignes med eksisterende krav, men majoriteten av kravene er ikke omtalt i dagens regelverk. I tillegg vil Requirements for Generators føre til at det blir stilt strengere krav til anlegg av mindre størrelser enn det har blitt gjort tidligere. Dette omfatter blant annet egenskaper for å kjøre med forbigående feil. Det har tidligere bare blitt stilt krav til slike egenskaper for anlegg ≥ 10 MVA. Det stilles også krav til evnen anleggene har til å regulere innenfor begrenset reguleringsmodus-overfrekvens, noe som ikke er omtalt i dagens regelverk. Videre legger Requirements for Generators opp til at systemansvarlig skal definere rammer for en del av kravene som stilles i forordningen. Dette er et arbeid som etter vår forståelse er noe Statnett arbeider med per dags dato. For å vurdere disse kravene opp mot det eksisterende regelverket, er man avhengig av å ha tilgang til disse rammene. Det har derfor ikke vært mulig å gå grundig inn på disse kravene. Disse kravene omfatter blant annet koordineringen som skal skje mellom eier av produksjonsanlegget, systemoperatør og systemansvarlig, og skal legge føringer for hvordan denne koordineringen skal foregå, og hvilken informasjon som skal inkluderes i dette.

Med tanke på å avdekke om et eksisterende småkraftverk oppfyller disse nye kravene vil det være naturlig å fokusere på kravene som stilles til Fault Ride Through-egenskapene. Det er her de største spørsmålene ligger, og potensielt de største konsekvensene, eller behovene for endringer i funksjonaliteten til anleggene.

Om det nye regelverket får konsekvenser for eksisterende anlegg er til dels uvisst. Requirements for Generators skal i utgangspunktet bare gjelde for nye anlegg, men det åpnes også for at kravene skal gjelde for eksisterende anlegg. Det er opp til systemansvarlig å vurdere om eksisterende produksjonsenheter skal følge alle, eller deler av de nye kravene i Requirements for Generators. Dersom kravene skal gjelde for eksisterende anlegg må det skje som følge av at det gjøres vesentlige endringer med funksjonaliteten til anlegget, og at det utføres kost-/nytteanalyser for å sikre at pålegget med nye krav er rasjonelt.

DEL 2

1 Vurdering av eksisterende kraftverk sine FRT-egenskaper

Konklusjonen etter å ha sammenlignet de nye kravene fra ENTSO-E, Requirements for Generators, opp mot de eksisterende kravene i Norge i form av FIKS, RENblad og tekniske retningslinjer for SINTEF, er at det er en god del krav som stilles i ENTSO-E og RfG som ikke blir omtalt i dagens regelverk. Med tanke på konsekvensene det nye regelverket kan få for eksisterende kraftverk, kom gruppen frem til at kravet til robusthet, og da FRT-egenskapene vil være det mest avgjørende punktet.

Siden dette er det mest avgjørende punktet, ønsket gruppen å undersøke hvordan Rasdalen kraftverk oppfører seg med hensyn til de nye FRT-kravene. Det var derfor ønskelig å undersøke de dynamiske egenskapene til kraftverket, og dette ble gjort ved simuleringer i DIGSILENT PowerFactory. I simuleringen har gruppen bygd opp en modell av Rasdalen kraftverk, kjørt simuleringer av ulike scenarier og vurdert disse resultatene opp mot kravene som ENTSO-E og RfG stiller.

1.1 Krav til prøving og simulering

RfG spesifiserer hvordan man kan avdekke om et anlegg oppfyller kravene ved hjelp av verifiserende simuleringer.

§51 Verifiserende simuleringer for synkrone produksjonsenheter av type B.

For å vise at fastsatte krav etterleves kan det også gjennomføres verifiserende simuleringer. Simuleringene vil da vise om produksjonsenhetene har den nødvendige funksjonaliteten som kreves. Kravene som stilles til simuleringer i NC-RfG legger til rette for at eier av et produksjonsanlegg skal kunne levere simuleringmodeller for sine anlegg til den aktuelle systemoperatør. Videre kan da systemoperatør benytte disse modellene for å utvikle egne modeller for større deler av kraftsystemet. Det stilles krav til simulering av begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens, og Fault Ride Through-egenskaper [5].

Fault Ride Through

Ved simuleringer av Fault Ride Through-egenskaper for anlegg av type B skal følgende krav oppfylles i henhold til NC-RfG [5].

Utdrag fra NC-RfG §51 Verifiserende simuleringer for synkrone produksjonsenheter av type B [5].

«(a) produksjonenshetens «fault-ride-through»-egenskaper i henhold til betingelsene gitt i §14 tredje ledd bokstav (a) skal vises;

(b) simuleringen skal anses som vellykket dersom samsvar med krav gitt i §14 tredje ledd bokstav (a) er påvist.»

1.2 Rasdalen kraftverk

Rasdalen kraftverk ligger i Bolstadøyri i Voss kommune i Hordaland. Hovedeieren av anlegget er Småkraft AS.

Stasjonen fikk sin byggestart på våraparten av 2008, og i november 2009 stod kraftverket ferdig. Byggeteknisk bød dette anlegget på store utfordringer da det er vannvei dels i fjell og dels i grøft og med mer en 30° helning! Vannveien i fjellet består av en sjakt på 350 meter, og en rørledning på ca. 760 meter med diameter på 900mm i grøft [12].

Rasdalen kraftverk har en fallhøyde på 280 meter i Rasdalselva med et nedbørsfelt på 13,9 km².

Anlegget har en peltonturbin med en installert effekt på 5,2 MW og en årsproduksjon på 17,9 GWh.

Noe som tilsvarer 920 husstander.

Elvekraftverket har en generator på 5490 kVA med spenningsnivå på 6600 V, og er utstyrt med et digitalt magnetiseringskontrollsystem med navn Basler DECS-200 [13].

2 Fault Ride Through

Som nevnt i delen «Sammenligning av regelverk» stiller §14 krav til produksjonsenhetsens FRT-egenskaper.

FRT er en forkortelse for «Fault Ride Through», og FRT-egenskapene sier noe om hvordan produksjonsenheten evner å motstå spenningsforstyrrelser og opprettholde synkronisme med nettet ved forbigående feil.

Kortslutning, store startstrømmer i transformatorer eller systemoverbelastning kan være en årsak til spenningsdypp i transmisjonssystemet. En forstyrrelse kan oppstå dersom produksjonsenheten ikke klarer å innhente seg etter en feil i nettet, og dersom feilen er alvorlig nok kan det i verste fall føre til at produksjonsenheten kobles fra og hele systemet kollapser [14].

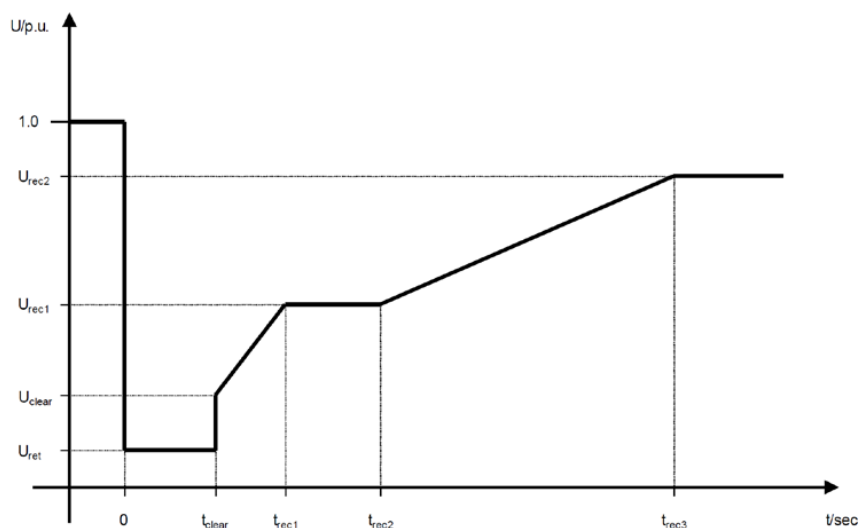
Det er to ting som må vurderes når man skal fastslå FRT-egenskapene til en produksjonsenhet. Det ene er variasjon i produksjonen eller belastningen til systemet. Denne variasjonen kan forårsake stabilitetsproblemer, og systemet må da finne en måte å kompensere for dette på. Et godt eksempel på dette kan for eksempel være et vindkraftverk. Vindhastigheten som treffer turbinbladene kan variere mye, og det er da viktig at systemet har evnen til å håndtere denne variasjonen, slik at det kan opprettholdes en stabil og kontinuerlig produksjon på vindkraftverket [14].

Det andre som må vurderes er den faktiske forekomsten av feil, og tiden det tar før system er tilbake til normaldrift. En økning i strømforbruket fører til at produksjonsenheten går med høyere belastning, noe som igjen kan føre til flere feil, for eksempel kortslutninger som vil påvirke produksjonen til anlegget [14]. Det er dette punktet som blir undersøkt videre i denne rapporten.

For å kartlegge dette vil gruppen simulere FRT-egenskapene til en generator ved å undersøke hvordan den evner å opprettholde synkronismen mot nettet. Dette vil være avhengig av størrelsen, designet og kontrollsystemet til generatoren.

FRT-kravet blir satt ved at spenningen referert til tilknytningspunktet er innenfor FRT-kurven. ENTSO-E har utarbeidet en veiledning med rammer ved feilforløp som et kraftverk skal kunne håndtere, og innenfor disse rammene skal systemansvarlig, innenfor det aktuelle landet, definere grensen som gjelder [5].

Under er en grafisk fremstilling av Statnett sin anbefaling for hvilken grense som skal settes i Norge [5].

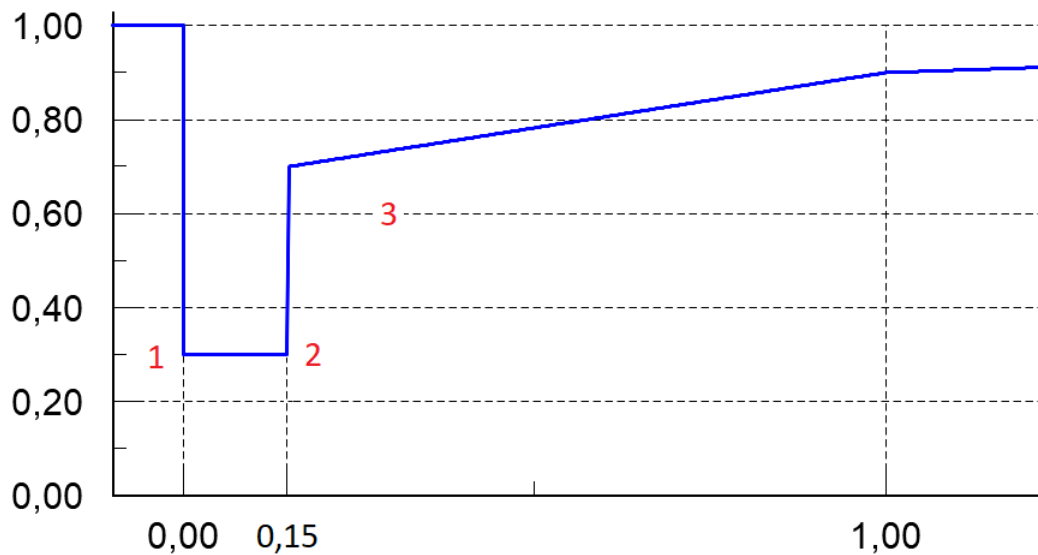


Figur 7 - FRT-kurve fra RfG [27].

Tabell 6 - Parameter Statnett anbefaling [5].

Spenningsparametere [p.u.]		Tidsparametere [s]	
U_{ret}	0,3 pu	t_{clear}	0,15 s
U_{clear}	0,7 pu	t_{rec1}	0,15 s
U_{rec1}	0,7 pu	t_{rec2}	0,15 s
U_{rec2}	0,9 pu	t_{rec3}	1,00 s

Tabellen 6 er vist grafisk i figur 8.



Figur 8 - Oppbygging av FRT-kurven.

Feilforløp som kraftverket skal håndtere:

1. Restspenning (0,3 p.u)
2. Feilklareringstid (0,15 sekund)
3. Gjenoppretting av spenning etter feil (0,7 p.u etter klarering av feil, gradvis til 0,9 p.u innen 1 sekund)

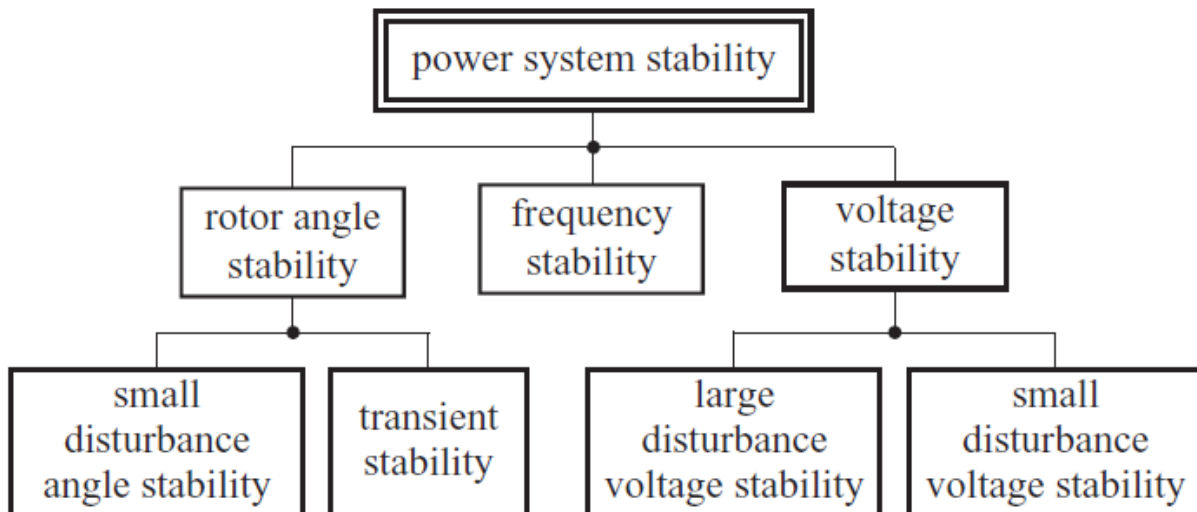
For å få simulert dette i PowerFactory må en bygge opp modellen av kraftverket for så å påtrykke en feil som gir 70% spenningsdipp i 0,15 s. I PowerFactory kan kurven som representerer kravet settes inn i en graf sammen med spenningen i tilknytningspunktet til kraftverket. Ved å gjøre dette kan man observere spenningen under forløpet og fortløpende vurdere den opp mot kravet.

3 Stabilitetsteori

3.1 Kraftsystemstabilitet

Kraftsystemstabilitet angir kraftsystemets evne til å gjenvinne en likevektstilstand etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse og kan deles inn i tre hovedkategorier (figur 9): polhjulsinkelstabilitet, frekvensstabilitet og spenningsstabilitet. Ettersom kraftsystemer er ulineære avhenger stabiliteten av både de opprinnelige forholdene og størrelsen på forstyrrelsen. Forstyrrelsene kan variere i størrelse og varighet, og det skilles mellom små og store forstyrrelser. Små forstyrrelser kan være i form av normal variasjon i belastning eller produksjon, mens store forstyrrelser kan oppstå på grunn av feil i systemet, utfall av overføringslinjer, eller frakobling av store laster. Tradisjonelt sett har stabilitetsproblemet vært å opprettholde synkron drift mellom enheter i kraftsystemet. Siden kraftsystemet er avhengig av synkron generatorer for generering av elektrisk kraft, er det en nødvendig betingelse for et tilfredsstillende kraftsystem at synkron generatorne forblir synkronisert. Dette aspektet av stabilitet påvirkes av de dynamiske egenskapene til synkron generatoren [15].

Ved kartlegging av FRT-egenskaper er det polhjulsinkelstabilitet som undersøkes. Som følge av at det skilles mellom store og små forstyrrelser kan polhjulsinkelstabilitet deles inn i to kategorier; småsignal stabilitet og transient stabilitet.



Figur 9 - Klassifisering av kraftsystemstabilitet [16].

3.2 Polhjulsvinkelstabilitet

Polhjulsvinkelstabilitet relateres til synkrongeneratorens evne til å opprettholde synkronisme til nettet etter en feil [17]. Polhjulsvinkelen er forskjellen mellom den indre induerte spenningen E_m og klemmespenningen U . Denne vinkelen representerer også vinkelforskjellen mellom magnetpolene, og størrelsen på vinkelen er avhengig av hvor stort det elektromagnetiske momentet er [18].

Stabiliteten er avhengig av generatorens evne til å opprettholde eller gjenopprette likevekt mellom elektromagnetisk moment og mekanisk dreiemoment. I stabil drift er det likevekt mellom det elektromagnetiske og mekaniske dreiemomentet og hastigheten til generatoren vil være konstant. Dersom systemet utsettes for en forstyrrelse vil det oppstå en forskjell mellom elektromagnetisk og mekanisk moment, som igjen fører til akselerasjon eller retardasjon av rotor og det oppstår ustabilitet. Dette fører til at generatorens polhjulsvinkel endres [15].

Med hensyn på Newtons 2. lov kan man beskrive hvordan en ubalanse mellom dreiemomentene vil påvirke turtallet til generatoren [16]:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} + D_d \omega_m = \tau_t - \tau_e$$

J = Totalt treghetsmoment for generator og turbin

ω_m = Rotorhastighet

D_d = Dempekoeffisient

τ_t = Moment til turbin

τ_e = Elektromagnetisk moment

Rotors hastighet med hensyn på polhjulsvinkelen kan uttrykkes som [16]:

$$\omega_m = \omega_{sm} + \Delta\omega_m = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt}$$

ω_m = Rotorhastighet

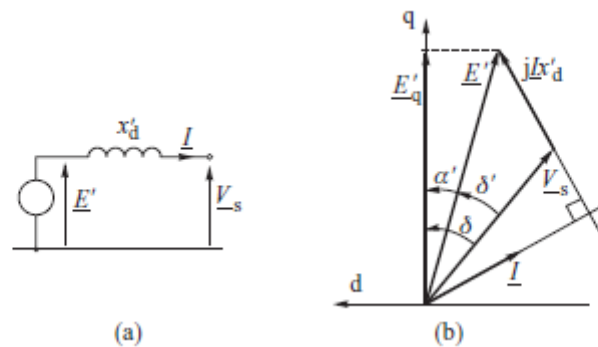
ω_{sm} = Synkron hastighet

$d\delta_m$ = Endring i polhjulsvinkel

3.3 Transient stabilitet

Transient stabilitet omfatter synkrogeneratorens evne til å opprettholde synkronisme med nettet etter å ha blitt utsatt for en stor forstyrrelse, som for eksempel kortslutning på en overføringslinje. Den resulterende systemresponsen etter en slik forstyrrelse innebærer store svingninger i polhjulsvinkelen [17]. Den transiente stabiliteten er avhengig av både den stasjonære driftstilstanden før feilen, og alvorlighetsgraden av feilen. Siden den sub-transiente-perioden normalt er veldig kort sammenlignet med perioden til rotorsvingningene kan effekten av denne neglisjeres. Dette fører til at den klassiske modellen av generatoren kan brukes til å studere transiente stabilitetsproblemer [16].

En viktig fordel ved den klassiske modellen er at generatorreaktansene kan behandles på samme måte som de øvrige reaktansene i nettet.



Figur 10 - Classical model of the generator in the transient state: (a) circuit diagram; (b) phasor diagram [15].

På grunn av sin enkelhet er den klassiske modellen mye brukt for å analysere og forklare rotordynamikken.

Med hensyn på den klassiske modellen kan avgitt elektrisk effekt fra generator i transient tilstand uttrykkes ved hjelp av ligningen under. Resistans er her neglisjert [16].

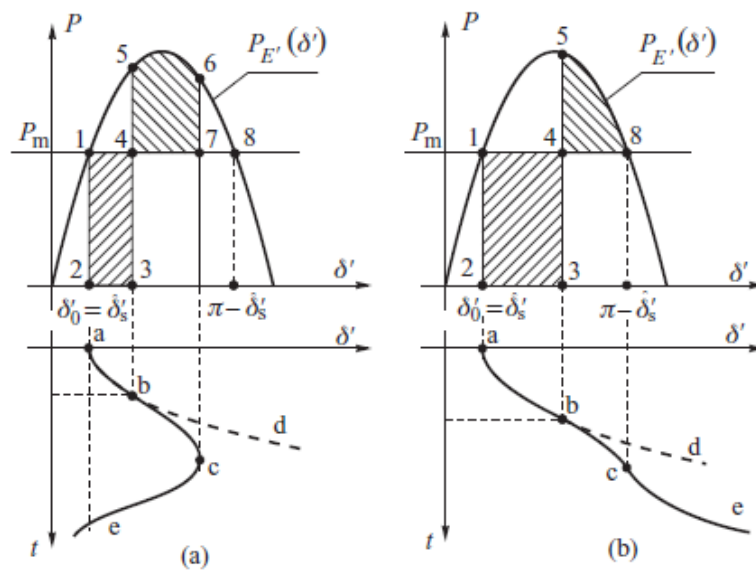
$$P_e = \frac{E' V_s}{x'_d} \sin \delta'$$

E' = Transient magnetiseringsspenning

V_s = Systemspenning

x'_d = Total transient reaktans sammensatt av generator, generatortransformator og nettekivalent

δ' = Transient polhjulsvinkel mellom V_s og E'



Figur 11 - Akselerasjon- og retardasjonsområde: (a) kort klareringstid; (b) lang klareringstid [15].

Her illustreres P_e som funksjon av den transiente polhjulsvinkelen δ' , og den transiente polhjulsvinkelen som funksjon av tiden. Den mekaniske effekten, P_m , fra turbinen regnes konstant. Punkt 1 er driftspunktet til generatoren før feilen inntreffer og $P_e = P_m$. I det feilen inntreffer får ikke generatoren levert effekt til nettet, og effekten faller fra punkt 1 til punkt 2, og forblir null frem til feilen er klarert. Siden P_m er konstant vil rotor akselerere fra punkt 2 til punkt 3 på grunn av forskjellen mellom aktiv og mekanisk effekt. Når feilen så blir klarert ved punkt 3 har polhjulsvinkelen økt. I det feilen kobles fra flyttes operasjonspunktet til generatoren fra punkt 3 til punkt 5. Området som ligger mellom punktene 1-2-3-4 illustrerer den kinetiske energien som maskinen har samlet opp og kalles akselerasjonsområdet. Ved punkt 5 opplever rotor et retardasjonsmoment, og begynner å retardere. Men på grunn av momentet i rotoren fortsetter den å øke vinkelen frem til arbeidet som utføres under retardasjonen, område mellom punktene 4-5-6-7, tilsvarer den kinetiske energien oppnådd under akselerasjonen. Ved punkt 6 er akselerasjonsområdet og retardasjonsområdet like store og rotoren oppnår synkronfart igjen. Når rotoren har oppnådd synkronisme igjen vil polhjulsvinkelen svinge tilbake til et nytt driftspunkt. Figur b viser en lignende situasjon, men med en lengre feilklareringstid, der den kinetiske energien oppnådd under akselerasjon, område 1-2-3-4, er mye større enn i figur a. Som et resultat av dette klarer ikke arbeidet utført i retardasjonen å absorbere den kinetiske energien opparbeidet under akselerasjonen, og avviket i hastighet blir ikke null før rotoren når punkt 8. Etter å ha passert punkt 8 er $P_m > P_e$ og rotoren vil oppleve et økt akselerasjonsmoment som øker polhjulsvinkelen. Dette fører til at maskinen går ut av synkronisme [16].

Ut fra dette kommer det frem to viktige punkter. Dersom driftspunktet til generatoren passerer punkt 8 i figuren under en av svingningene vil generatoren miste stabiliteten. Det andre er at feilklareringstid er en viktig faktor for å bestemme stabiliteten til generatoren. Den lengste klareringstiden som gjør at generatoren forblir synkronisert refereres til som kritisk feilklareringstid [16].

4 PowerFactory

Når gruppen skulle simulere FRT-egenskapene til kraftverket i Rasdalen, tok gruppen kontakt med DlgSILENT GmbH for å få en prøveversjon av simuleringsprogrammet deres, PowerFactory. DlgSILENT GmbH er et programvare- og konsultentselskap som ble etablert av Martin Schmiege i 1985 i Tyskland. Navnet DlgSILENT står for «Digital Simulation and Electrical Network calculation program». De tilbyr tjenester innenfor elektriske systemer for distribusjon, overføring, generasjon, fornybar energi og industrianlegg [19]. DlgSILENT PowerFactory er et simuleringsverktøy til bruk i analyse av produksjon-, overførings-, distribusjons- og industrisystemer. Programmet inneholder et vidt spekter av simuleringsfunksjoner, inkludert metoder for RMS- og EMT-simuleringer [20].

PowerFactory bruker en objektorientert database. Det vil si at all data som representerer kraftsystemet blir lagret i objekter i et hierarkisk sett med mapper. Objekt-databasen i programmet inneholder en rekke standardmodeller for turbinregulatorer, spenningsregulatorer osv. Dette forenkler oppbyggingen av simuleringsmodellen [21].

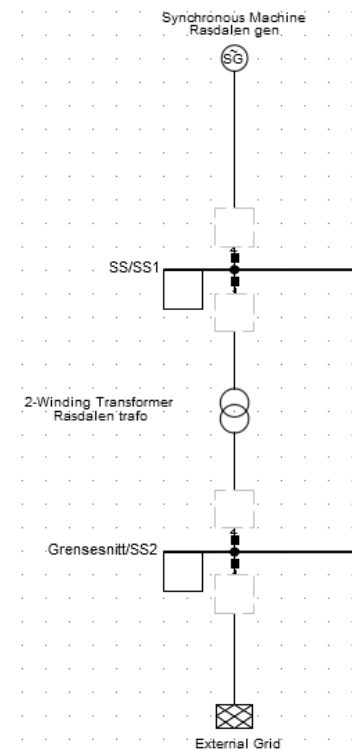
DlgSILENT har vært en krevende programvare for gruppen, der det har blitt brukt mye tid på å sette seg inn i hvordan det fungerer. Tidligere har SINTEF benyttet dette programmet i sin studie av småkraftverk sine FRT-egenskapet, og gruppen har underveis fått bistand fra SINTEF vedrørende spørsmål om programmet.

4.1 Oppbygging av modell

For å kunne simulere om kraftverket ville oppfylle kravene måtte gruppen først bygge opp en mest mulig tro kopi av kraftverket i PowerFactory. Dette ble utført ved at en først plasserer ut komponentene en skal bruke i et system og setter dem sammen. Neste steg er å definere type og rammene til de forskjellige komponentene.

Komponenter som ble brukt:

- Synkronmaskin (Synchronous Machine)
- Transformator (2-Winding Transformer)
- Overliggende nett (External Grid)
- Sammenkoblingspunkt (Busbar)



Figur 12 - Simuleringsmodellen.

4.2 Funksjon og definering av komponentene

4.2.1 Synkronmaskin

Denne komponenten er bygget opp med at en først definerer hva det er, altså en motor eller generator. Deretter velger en type. Det er her en vil sette inn alle tekniske data samt verdier fra testing av generatoren slik at den vil oppføre seg som den skal under simuleringen. For at en skal få med regulering og vern for generatoren må en også velge en ramme for å få definert disse.

Basic Data Description Version Load Flow Short-Circuit VDE/IEC Short-Circuit Complete Short-Circuit ANSI Short-Circuit IEC 61363 Short-Circuit DC Simulation RMS Simulation EMT Protection Power Quality/Harmonics Reliability Hosting Capacity Analysis Optimal Power Flow	General Zero/Negative Sequence Data Saturation Damping Advanced	
	Model: Standard Input parameters: Short-Circuit data	
	Detailed model 2.2 (field and one damper winding in the d-axis, and two damper windings in the q-axis)	
	Inertia Input Mode: Inertia Constant H (rated to Sgn) ... Inertia Constant H (rated to Sgn): 0,7865 s	
	Stator parameters rstr: 0, p.u. xl: 0,1223 p.u.	Synchronous Reactances xd: 2,3209 p.u. xq: 2,2966 p.u.
	Rotor Type <input type="radio"/> Salient pole <input checked="" type="radio"/> Round Rotor	Rotor mutual reactances xrl d: 0, p.u. xrl q: 0, p.u.
	Transient Time Constants Td': 0,2446 s Td'': 0, s	Transient Reactances xd': 0,2785 p.u. xq': 2,2966 p.u.
	Subtransient Time Constants Td'': 0,0615 s Td''': 0,079 s	Subtransient Reactances xd'': 0,172 p.u. xq'': 0,1948 p.u.

Figur 13 - EMT-verdier generator Rasdalen.

Ved hjelp av dokumentasjon fra leverandør av generator samt parameterliste, releplan og manual for DECS-200, var det mulig å regne ut og fylle inn verdiene vi trengte, som for eksempel treghetskonstanten og generatormetningen.

$$H = 8 \cdot \pi^2 \cdot f_N^2 \cdot \frac{J}{S_N \cdot p^2} = 8 \cdot \pi^2 \cdot 50^2 \cdot \frac{1400}{5490000 \cdot 8^2} = 0.7865s$$

H= treghetskonstant

J= treghetsmoment

f_N= frekvens

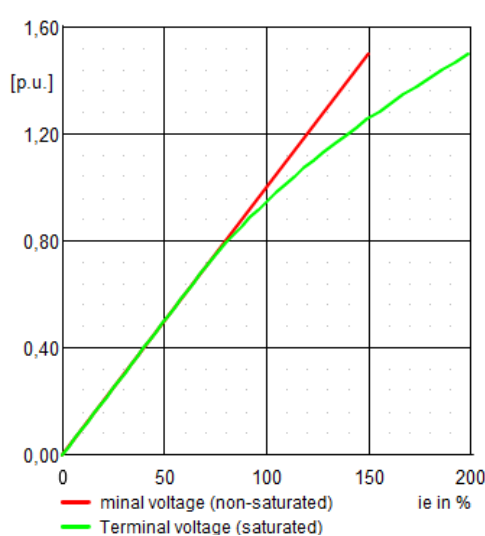
S_N = merkeeffekt

p = antall poler

Det er flere forskjellige måter å regne ut generatormetningen på, kvadratisk, eksponentiell og tabellbasert. Basert på dokumentasjonen fra generatorleverandøren Končar sine målinger og grafen etter «no-load and three-phase sustained short circuit characteristics» er det benyttet en eksponentiell tilnærming. Her regner en ut to parametere SG_{10} og SG_{12} som henholdsvis er magnetiseringsstrømmen som kreves for å oppnå 1,0 og 1,2 p.u. spenning med metning.

$$SG_{10} = \frac{i_{1.0}}{i_0} - 1 = \frac{3,48}{3,24} - 1 = 0,07407$$

$$SG_{12} = \frac{i_{1.2}}{1,2 * i_0} - 1 = \frac{4,524}{1,2 * 3,24} - 1 = 0,1636$$



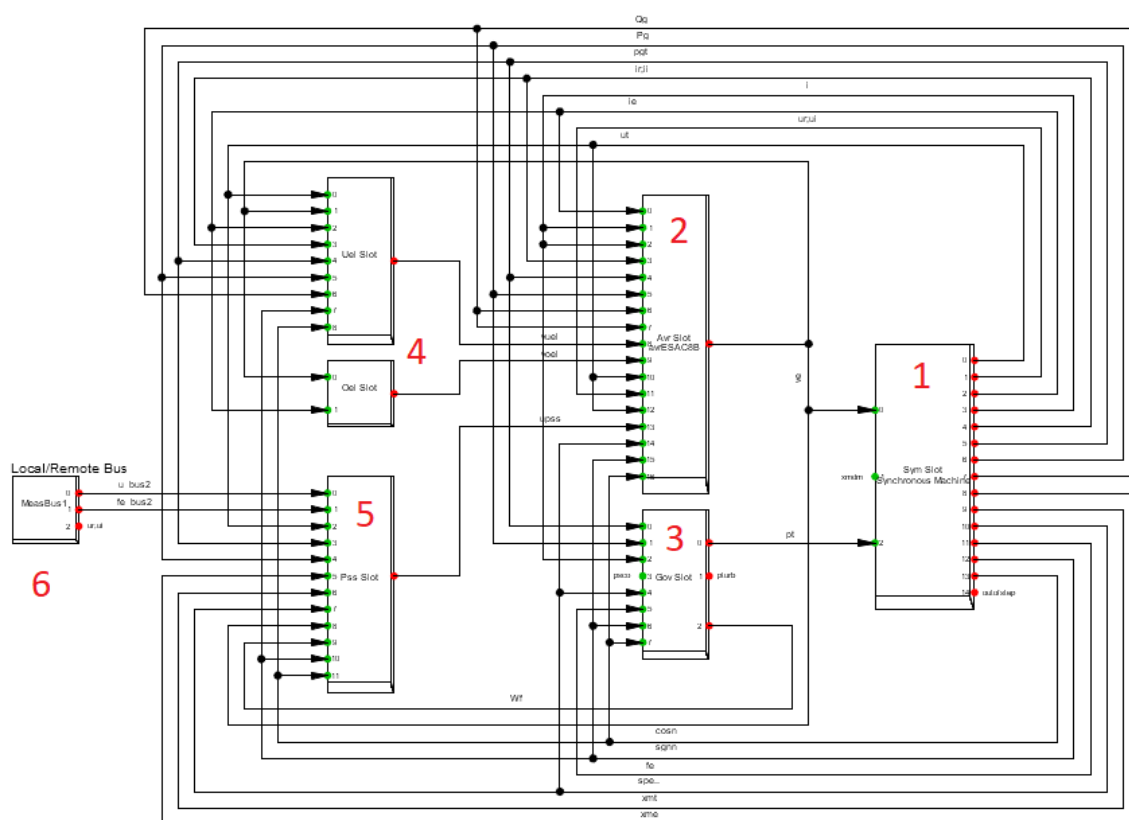
Figur 14 - Metningskurve generator Rasdalen.

Disse verdiene blir så satt inn i PowerFactory og en får grafisk vist metningskurven som generatoren opererer etter (Figur 14).

4.2.1.1 Rammeverk

For at generatoren skal fungere rett, må spenningsregulatoren bli lagt inn. Dette blir gjort i et rammeverk. Her kan en velge forskjellige ferdigutviklede rammer alt etter hvilket system en bruker. For Rasdalen kraftverk der en bruker DECS-200 var rammen som passet best «SYM Frame_no droop». Her er det ferdig oppbygget og en kan sette inn de forskjellige komponentene som en bruker. I dette rammeverket som er vist i figur 15 er det plass til:

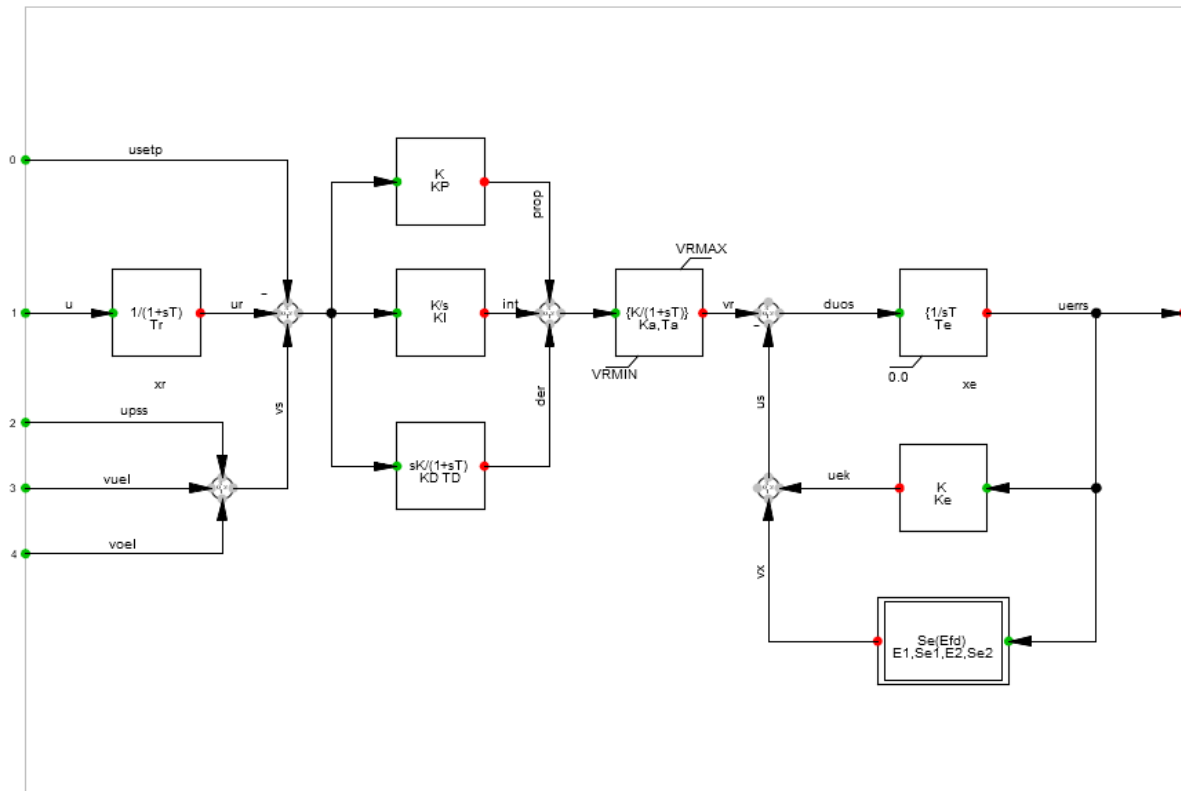
1. Synkrongeneratoren
2. Spenningsregulatoren
3. Turbinregulator
4. Begrensere
5. Dempetilsats
6. Måling



Figur 15 - Rammeverk.

I denne modelleringen og i forbindelse med testing av FRT-egenskapene er feilforløpet så kort at begrenserne ikke vil koble inn ved en slik feil. Videre er det ikke montert turbinregulator og dempetilsatts på dette kraftverket. Slik som disse småkraftverkene opererer er det enten ved et fast pådrag i effekt/ytelse, eller ved å kjøre på vannstandregulering. Siden Rasdalen ikke bruker disse komponentene trengs det heller ikke å sette dem inn i rammeverket. I DECS-200 er det også en Var/Cos φ -regulator. Den er bygget opp som er PI-regulator og utgjør en tregere regulering av spenningen. Dette er en komponent som ikke var bygget opp av PowerFactory, og må bygges fra bunnen av. Regulatoren vil i praksis ha liten innvirkning på reguleringen da feilen er så kortvarig at den ikke rekker å gjøre tiltak. Av den grunn, samt at det er veldig komplisert å bygge opp en slik regulator fra bunnen, av bestemte gruppen seg for å ikke inkludere den i simuleringen.

4.2.1.2 Spenningsregulator



Figur 16 - Oppbygging av spenningsregulator.

Figur 16 viser modellen avrESAC8B, der en ser hvordan modellen er bygget opp av blokker med koder for å lage modellen. Videre kan en se PID-regulatoren i venstre del av figuren, mens feltgeneratoren er i høyre del.

Modellen er videre bygget opp av blokker som hver inneholder en bit med Dynamic Simulation Language (DSL). Dette vil da si at en også kan bygge opp modeller helt fra bunnen av, hvis det ikke eksiterer en modell av det en trenger fra før av.

I Rasdalen kraftverk er spenningsregulatoren et digitalt magnetiseringskontrollsystem som er en del av DECS-200. For å få med denne komponenten ble avrESAC8B valgt. Dette er en forenklet versjon AC8B som er representert som en PID-spenningsregulator anvendt på en børsteløs feltgenerator. Dette er en ferdig modell utarbeidet av PowerFactory spesifikt for en Basler Digital spenningsregulator. Flere av verdiene som var med på å definere regulatoren var oppgitt av produsent, men det var valgt å bruke standardverdier for metningskurve ($E1, Se1, E2, Se2$) da disse varierer veldig og en ikke fikk disse oppgitt av produsent.

DECS-200 har et veldig bredt utvalg av innstillinger herunder «Control Gains», altså forsterkninger. DECS-200 var innstilt på «Stability range» 20 som er et predefinert oppsett med en

magnetiseringskonstant T_e på 1,75. Samt verdier for K_p , K_I og K_D (Proporsjonal forsterkning, integral forsterkning og derivasjons forsterkning) som vist i tabell 7.

VRMAX definerer utgangssignal fra spenningsregulatoren. VRMAX var ikke oppgitt av leverandør og det finnes store variasjoner i litteratur på hvilke verdier en skal gå ut fra. Dette er en verdi som har stor innvirkning på spenningsprofilen under en feil. Grunnet usikkerhetene rundt bestemmelse av denne faktoren ble verdien 3 valgt. Den ble anslått på grunnlag av dokumentasjon fra blant annet SINTEF og IEEE Power Engineering Society [5] [9]. Denne verdien tilsvarer i realiteten i nærheten av 200% av merkespenning. Dette tilfredsstiller kravet i RENBLAD 303 som sier at «magnetiseringsutrustningen skal kunne gi 200 % av merkefeltspenning i flere sekunder og ha en tilstrekkelig hurtig tidsrespons [10]». Som nevnt tidligere er modellen AC8B brukt i disse simuleringene en forenklet modell. Det vil si at det er noen begrensinger med den og at den blant annet ikke tar hensyn til takspenningen i magnetiseringssystemet. Det er kun begrensning i utgangssignal fra kontroller, altså VRMAX og metning. Dette vil bety at begrensingen i VEMAX ikke eksisterer, men blir indirekte gitt ut ifra metning og verdien som settes i VRMAX. Dette fører til at det er mulig å sette VRMAX til en verdi som gir et utgangssignal fra spenningsregulatoren til magnetiseringssystemet som gir en høyere magnetiseringsspenning enn det som er reelt [9].

Tabell 7 - Verdier for spenningsregulator.

Name	Value	Type	Description
Tr	0,01	[s]	Measurement Time const
Kp	205,7	[pu]	Proportional Gain
Ka	200	[pu]	Controller Gain
Ta	0,001	[s]	Controller Time Constant
Ke	1	[pu]	Exciter Constant
KI	114,8	[pu]	Integral Gain
Te	1,75	[s]	Exciter Time Constant
E1	3,9	[pu]	Saturation Factor 1
Se1	0,1	[pu]	Saturation Factor 2
E2	5,2	[pu]	Saturation Factor 3
Se2	0,5	[pu]	Saturation Factor 4
Kd	116,4	[pu]	Derivative Gain
TD	0,08	[s]	Time Const. Derivative Action
VRMIN	0	[pu]	Controller Minimum Output
VRMAX	3	[pu]	Controller Maximum Output

Som nevnt er flere av disse verdiene er valgt ut fordi en ikke har tilstrekkelig informasjon om hva den reelle verdien i kraftverket er. Det er da tatt antagelser basert på tilgjengelig dokumentasjon og litteratur for å få en mest mulig riktig verdi. Dette vil gjøre til at det er noen usikkerheter rundt parametervalg.

4.2.2 Transformator

Modellen er bygget opp likt som synkrongenerator der en definerer type og en setter inn all informasjon om transformatoren. Transformatordataen som ble brukt er vist i figur 18 og er hentet fra releplanen til Rasdalen kraftverk.

Blokktrafo

Merkeytelse	:	6.5 MVA	Trinnkoper på transformer HS-side :
Merkespenning HS side	:	22 kV	Trinn : + 2 * 2.5 %
Merkespenning LS side	:	6.6 kV	Trinn : - 2 * 2.5 %
Merkestrøm HS side	:	0.171 kA	Ingen trinnkoper på denne side
Merkestrøm LS side	:	0.569 kA	0.180 kA max, 0.162 kA min
Kortslutningsspenning ek	:	10 %	(Sk : 65 MVA)
Transformatorimpedans Zk	:	7.446 ohm/fase	(Ref. : 22 kV)
Transformatorimpedans Zk	:	0.670 ohm/fase	(Ref. : 6.6 kV)
Koplingsgruppe	:	YNd11	
Isolasjonstype og kjøling	:	Tørrisolert/kjøling AN	

Figur 17 - Transformatordata.

4.2.3 Overliggende nett

Måten som det overliggende nettet er bygd opp på er som en Thevenin-ekvivalent. Det er ofte slik overliggende nett blir simulert da det gir en god pekepinn på hvordan det faktisk er uten å bygge opp ett veldig stort nett. Thevenin-ekvivalenten vil fungere som et stivt nett og at det bare er på det aktuelle kraftverk dette vil ha en effekt når vi påtrykker feilen. Det er veldig omfattende å bygge opp hele nettet da en er avhengig av mye informasjon samt at det er tidkrevende. I slike sammenhenger vil en ofte nøye seg med bruk av en Thevenin-ekvivalent, da dette vil gi et tilfredsstillende resultat for det aktuelle kraftverket. Svakheter med å bruke en ekvivalent er hvis det er flere kraftverk på nettet i nærheten som også vil være med på å hente seg inn etter en feil.

Opplysningene rundt kortslutningseffekt samt R og X verdier ble oppgitt av Voss Energi. Verdien for minimum kortslutningseffekt er hentet der kraftverket mater ut på 22 kV og er på 105 MVA.

R og X verdiene er hentet på avgangen mot Rasdalen kraftverk. Dette er avgangen der kraftverket mater inn og blir transformert opp på et høyere spenningsnivå.

$$R = 11,8 \Omega$$

$$X = 7,1 \Omega$$

Dette gir en R/X rate på:

$$\frac{R}{X} = \frac{11,8}{7,1} = 1,6619$$

R/X raten er forholde mellom resistansen og reaktansen i nettet. Disse påvirker spenningsfallet i ulik grad. Hvis raten er 1 vil aktiv og reaktiv-effekt ha like stor påvirkning på spenningsfallet. Det som påvirker denne raten er blant annet linjenettet. For eksempel vil et kabelnett ha en høyere R/X rate enn det et linjenett har. I distribusjonsnettet vil R/X raten typisk ligge mellom 0,5-2 [22]. Raten som blir brukt i simuleringene vil ikke være helt eksakt da verdien er hentet i stasjonen som mater opp til transmisjonsnettet og regionalnettet, og ikke i tilkoblingspunktet for kraftverket. For å få den helt nøyaktige verdien måtte en ha alt av linjedata ut mot Rasdalen kraftverk og regnet ut den eksakte verdien på den måten.

Min. Values	
Short-Circuit Power $S_{k''min}$	105, MVA
Short-Circuit Current $I_{k''min}$	2,755535 kA
c-Factor (min.)	1,
R/X Ratio (min.)	1,6619
Impedance Ratio	
X0/X1 min.	1,
R0/X0 min.	0,1

Figur 18 - Verdier for ekvivalent av eksternt nett.

4.2.4 Sammenkoblingspunkt

For å kunne knytte sammen alle komponentene som ble brukt i simuleringen, ble det brukt såkalte «Busbars». Dette kan ses på som en samleskinne for å kunne koble flere komponenter sammen eller i parallell. Programmet er i tillegg bygget opp slik at det ikke går an å koble komponenter direkte med hverandre uten at en bruker «Busbars».

5 Simuleringer

For å teste egenskapene til Rasdalen kraftverk opp mot FRT-kravet utføres det dynamiske analyser i form av simuleringer. Disse simuleringene skal vise at synkronisme beholdes ved feil, ved at polhjulsvinkel vises som en funksjon av tiden ved feilhendelsen. Analysen utføres ved at det simuleres en kortslutning i tilknytningspunktet til kraftverket. Varigheten på feilen varieres til den kritiske feilklareringstiden for anlegget er funnet. Spenningen i tilknytningspunktet før, under og etter feilen følger spenningsprofilen spesifisert i FRT-kravet.

5.1 Forutsetninger når feilen inntreffer

I henhold til Statnetts anbefaling når det kommer til innføring av FRT-kravene tas følgende forutsetninger i det feilen inntreffer [23]:

- $P = P_{\max}$
- $Q = 0 \text{ MVAr}$ ($\cos\varphi = 1$)
- Spenningen er 1 p.u i tilknytningspunktet

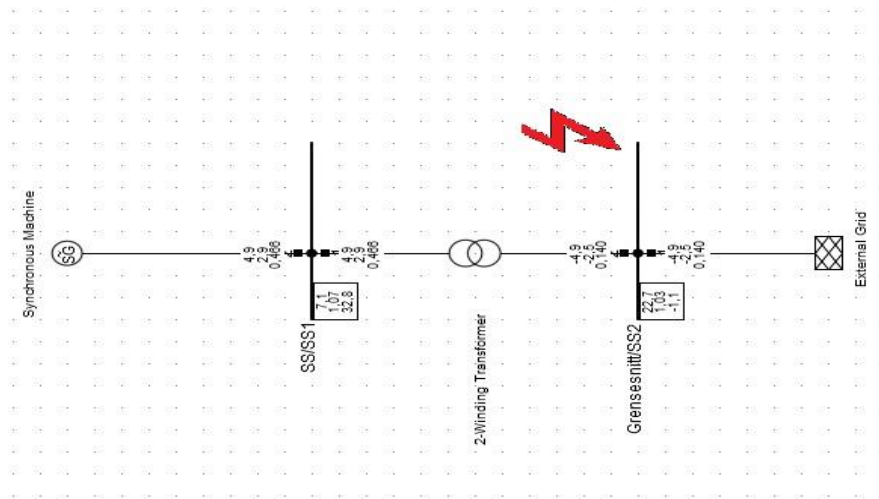
Analysen er i tillegg avhengig av kraftsystemets kortslutningsytelse i tilknytningspunktet til anlegget, og det er her benyttet konservative forutsetninger i form av minimum kortslutningsytelse. Denne er oppgitt av Voss Energi.

Minimum kortslutningsytelse i tilknytningspunkt:

- $S_{k_{\min}} = 105 \text{ MVA}$

5.2 Simulering av feilhendelse

Det er trefase-kortslutning som er dimensjonerende for produksjonsenheten. Feilen simuleres som en balansert trefase kortslutning i tilknytningspunktet til kraftverket. I henhold til minstekravet i RfG skal kortslutningen føre til en spenningsdipp på 70 % i tilknytningspunktet. Spenningsdippen er derfor modellert som en feil på samleskinnen i kraftverket med en X/R rate på 2, og impedans som tilsvarer en spenningsdipp på 70 %. En X/R rate på 2 tilsvarer en normal X/R rate for norske distribusjonsnett [9].



Figur 19 - Skisse av feil påtrykt samleskinne.

5.3 Resultater fra simuleringene

Simuleringen ble kjørt med fire forskjellige caser, der feilklareringstiden varieres.

Følgende feilklareringstider er benyttet:

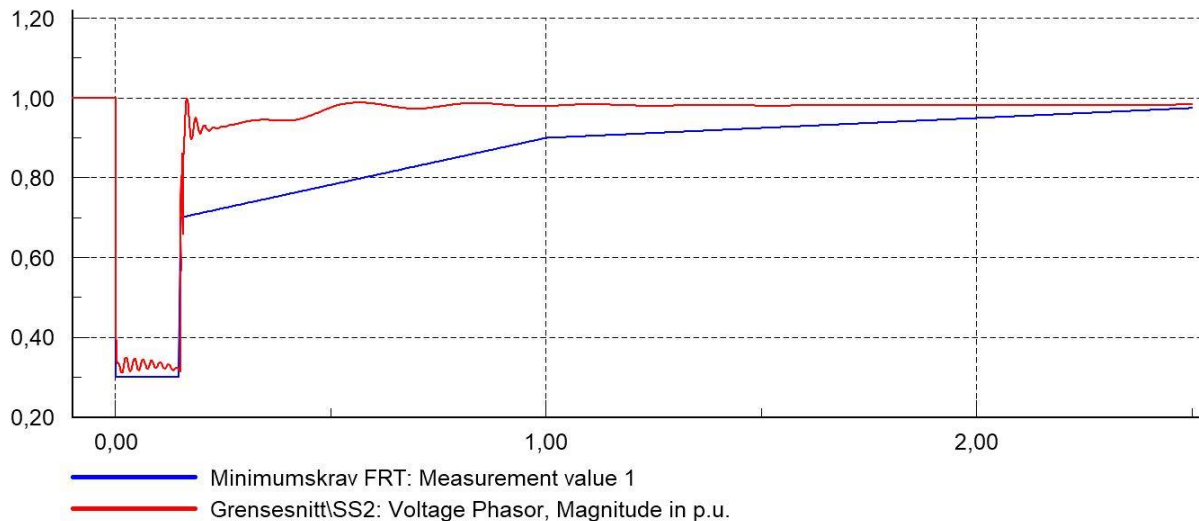
- $t_{\text{feil}} = 150 \text{ ms}$ (Minstekravet i RfG)
- $t_{\text{feil}} = t_{\text{CCT}}$ (Kritisk feilklareringstid + 5 ms)
- $t_{\text{feil}} = t_{\text{CCT}} + 10 \text{ ms}$ (Ustabilitet)
- $t_{\text{feil}} = 250 \text{ ms}$ (Strengeste krav i RfG)

Til hver av scenarioene presenteres følgende:

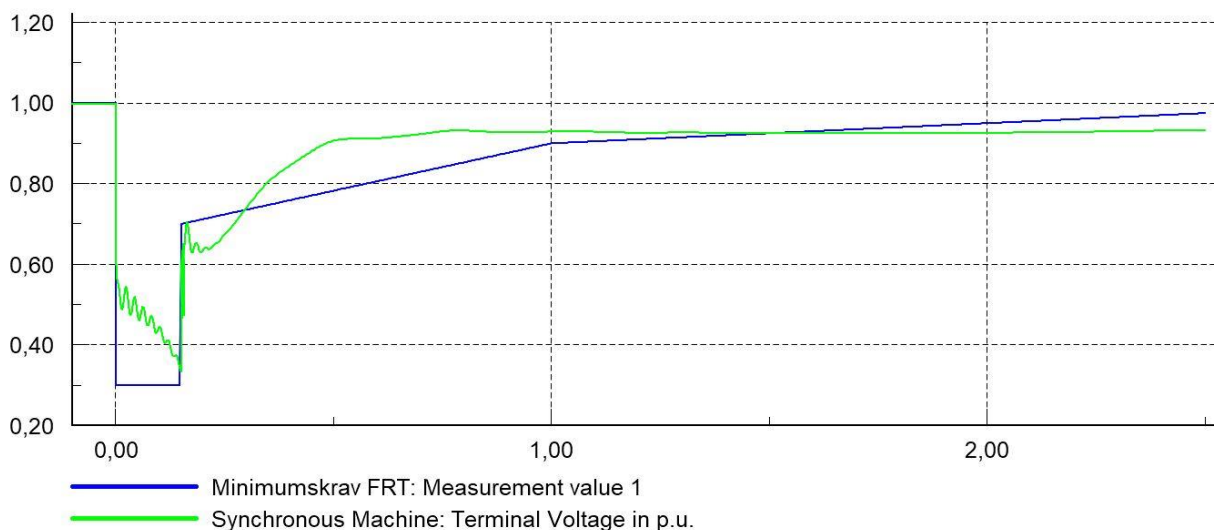
- Tidsforløp av spenningen i tilknytningspunktet
- Tidsforløp av spenningen på generatorklemmene
- Tidsforløp av polhjulsvinkel

5.3.1 Case 1 Feilklareringstid: 150 ms (Minstekrav i Requirements for Generators)

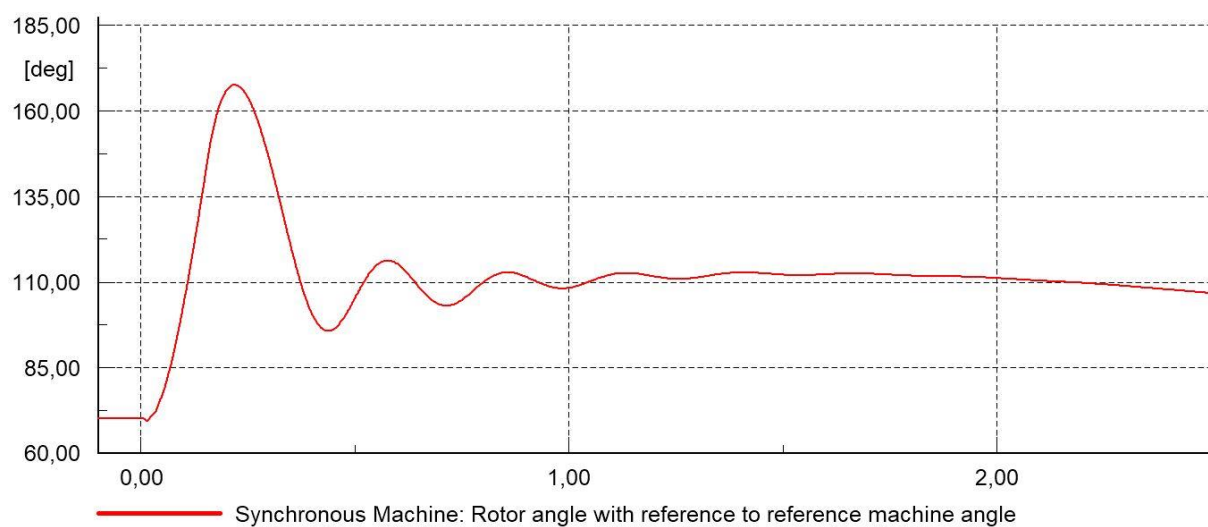
Ved $t = 0$ inntreffer en kortslutning i tilknytningspunktet til anlegget. Etter 150 ms klareres feilen. I det feilen inntreffer faller spenningen i punktet til 0,3 p.u. Når feilen klareres stiger spenningen. Den blå kurven i figur 20 og figur 21 viser minimumskravet til spenningsforløpet i tilknytningspunktet under et feilscenario. Kraftverket skal opprettholde synkronisme når spenningen er over denne kurven.



Figur 20 - Spenning i tilknytningspunktet ved en feilklareringstid på 150 ms.



Figur 21 - Klemmespenning generator ved en feilklareringstid på 150 ms.

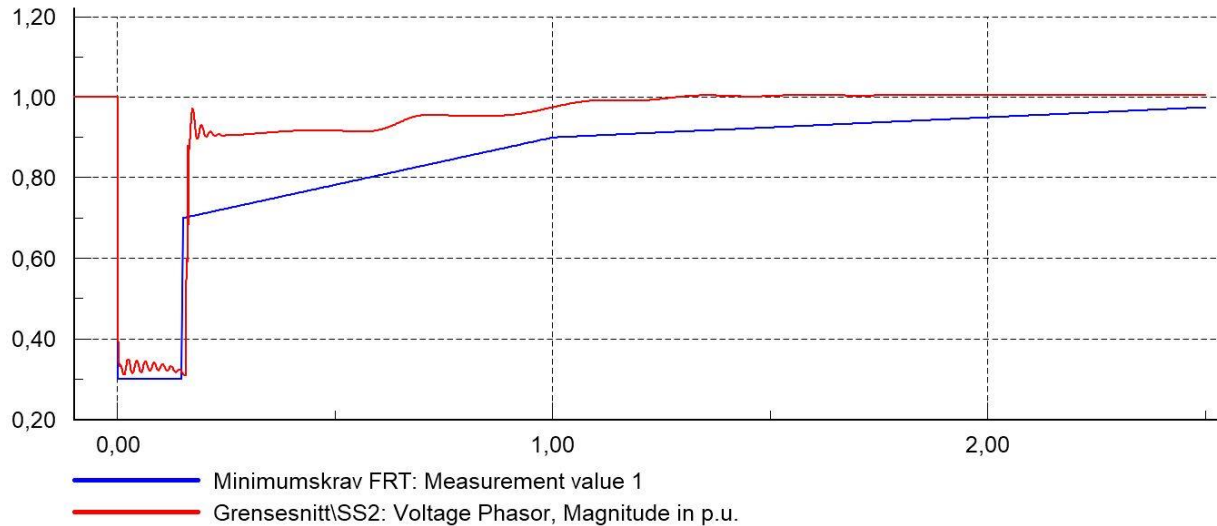


Figur 22 - Polhjulsvinkel ved en feilklareringstid på 150 ms.

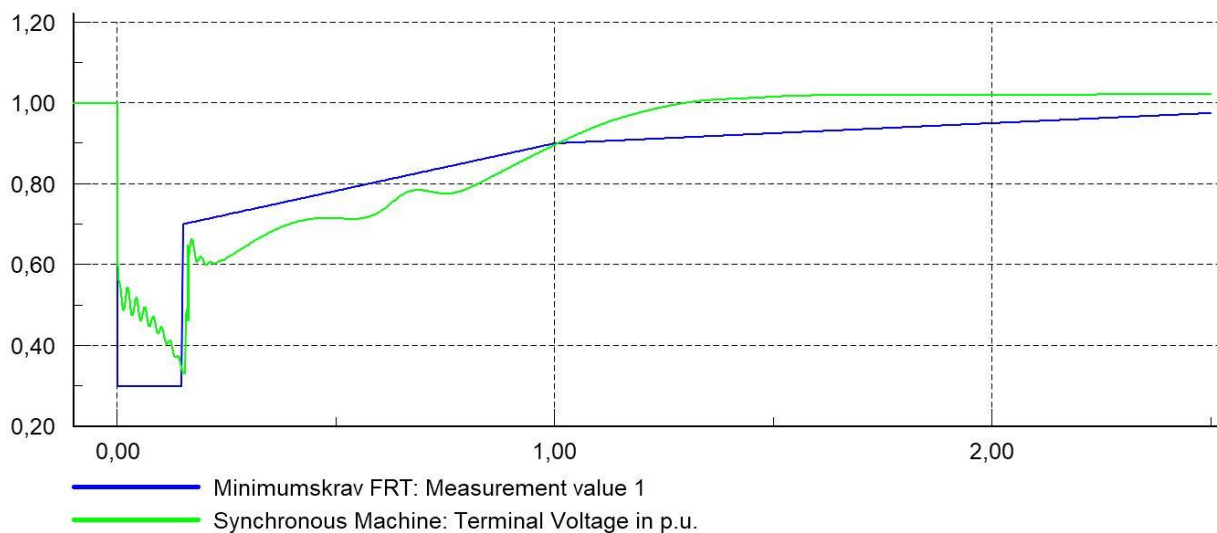
Av figur 20 ser en at kortslutningen i tilknytningspunktet fører til en spenningsdipp på 70 %. Spenningen holder seg innenfor minimumskravet i store deler av forløpet, bortsett fra en svært liten periode i fasen der spenningen bygges opp igjen. Figur 22 viser at polhjulsvinkelen vil begynne å svinge i det feilen inntreffer, før den svinger seg inn til et nytt driftspunkt etter at feilen er klarert.

5.3.2 Case 2 Feilklareringstid: 155 ms (Kritisk feilklareringstid + 5 ms)

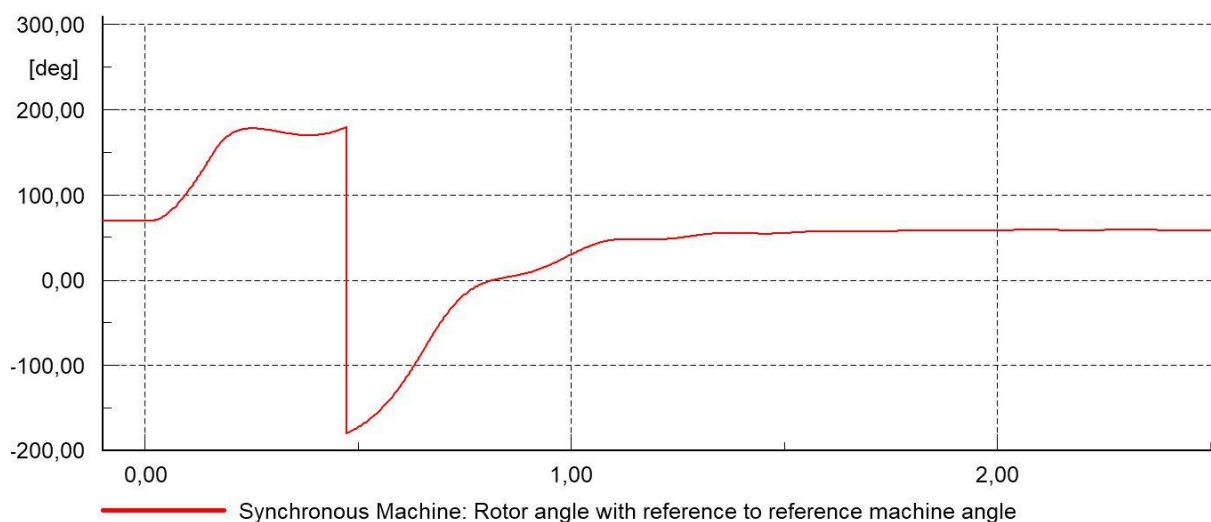
Feilklareringstiden økes med hensyn på å finne den kritiske feilklareringstiden til Rasdalen. I denne casen er tiden til feilen klareres økt til 155 ms. Av resultatene kan man se at generatoren blir ustabil i det feilklareringstiden økes med 5 ms. Den kritiske feilklareringstiden til Rasdalen er dermed 150 ms.



Figur 23 - Spennings i tilknytningspunktet ved en feilklareringstid på 155 ms.



Figur 24 - Klemmespenning generator ved en feilklareringstid på 155 ms.

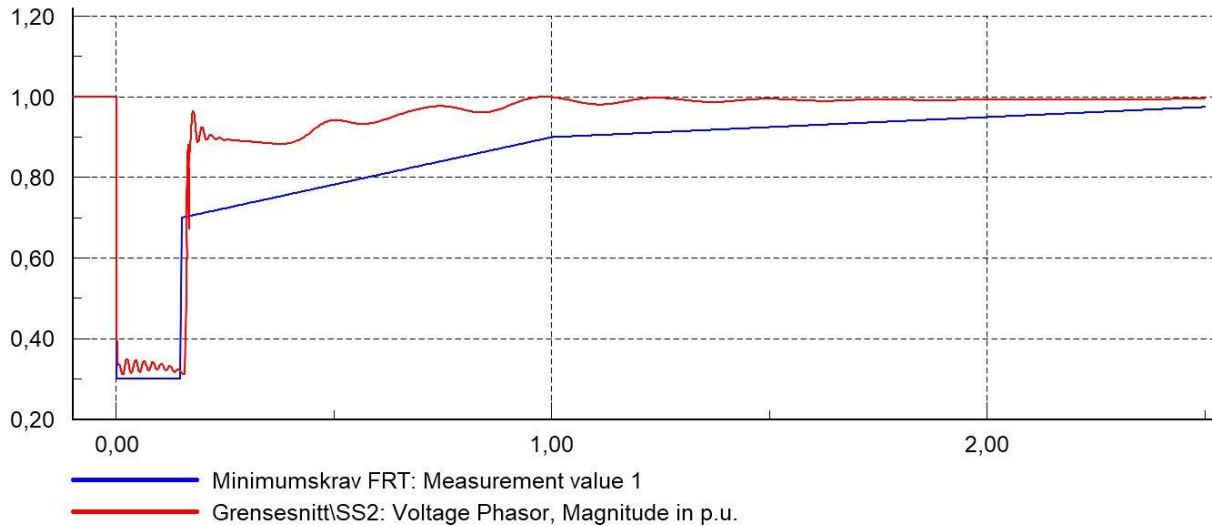


Figur 25 - Polhjulsvinkel ved en feilklareringstid på 155 ms.

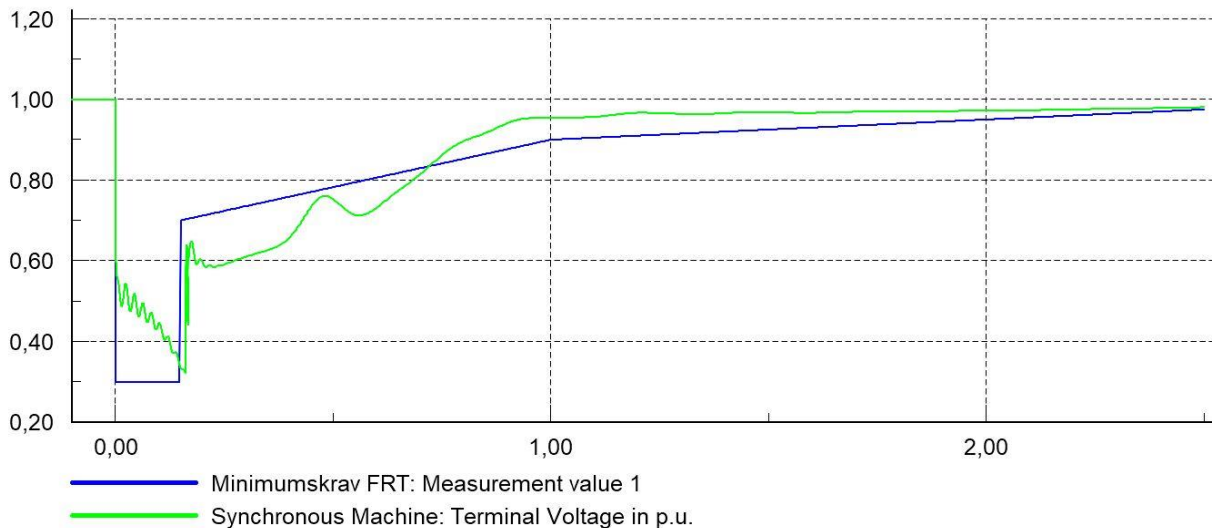
På figur 25 ser man at polhjulsvinkelen øker betraktelig i det feilen inntreffer, og klarer ikke å svinge seg inn til et nytt driftspunkt etter at feilen er klarert. Etter ca. 0,5 s. Oppstår det en polslipp, og generatoren vil miste synkronismen til nettet.

5.3.3 Case 3 Feilklareringstid: 160 ms (Ustabilitet)

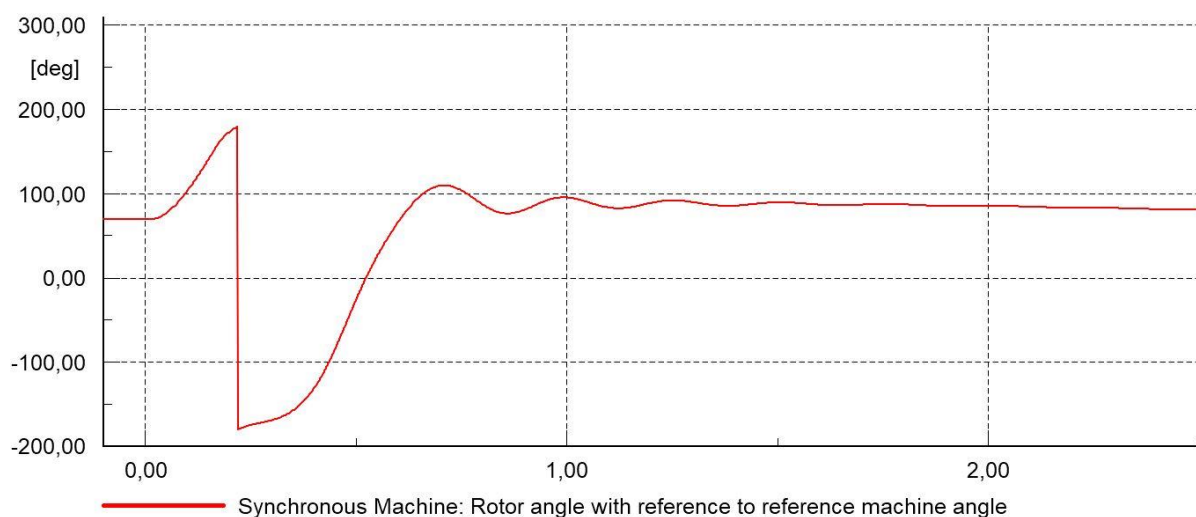
Feilklareringstiden økes nok en gang for å vise at generatoren blir ustabil. Feilklareringstiden er her økt med 10 ms fra den kritiske feilklareringstiden på 150 ms, til 160 ms.



Figur 26 - Spenning i tilknytningspunktet ved en feilklareringstid på 160 ms.



Figur 27 - Klemmespenning generator ved en feilklareringstid på 160 ms.

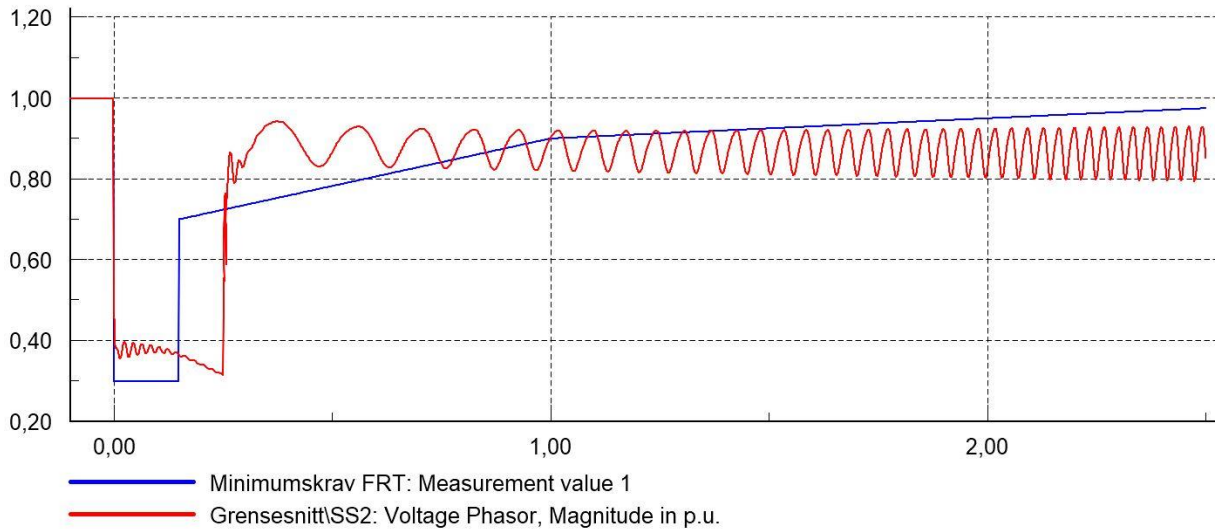


Figur 28 - Polhjulsinkel ved en feilklareringstid på 160 ms.

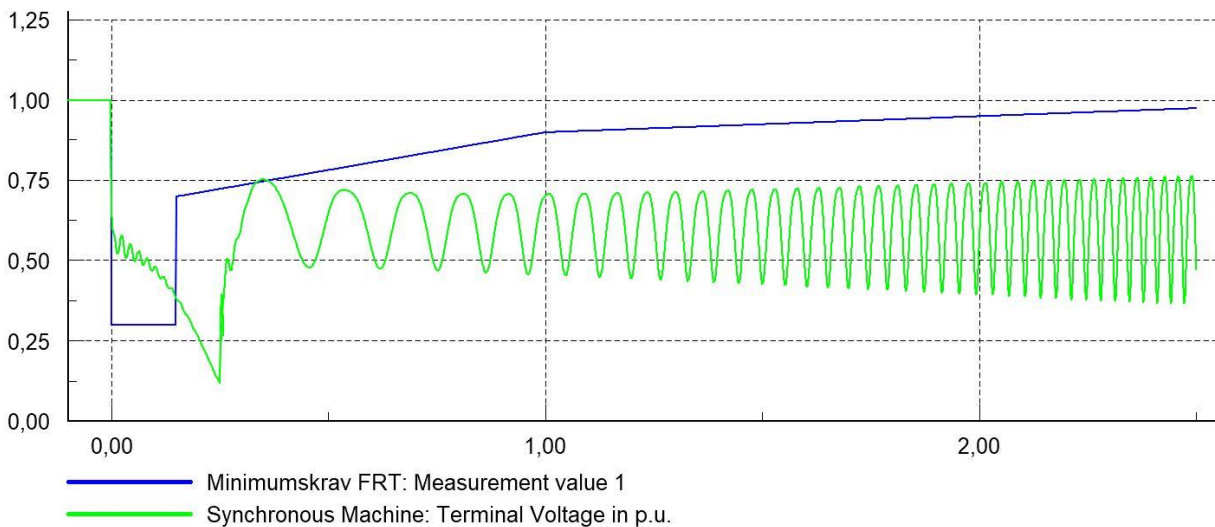
Når feilklareringstiden var 150 ms kunne man se at generatoren klarte å svinge seg inn til en stabil tilstand etter at feilen var klarert. Ved å øke feilklareringstiden med 10 ms, som gjort i denne casen, vil generatoren bli ustabil. Av figur 28 kan man se at det oppstår en polslipp etter at feilen har blitt klarert, og generatoren vil miste synkronismen til nettet.

5.3.4 Case 4 Feilklareringstid: 250 ms (Strengeste krav i Requirements for Generators)

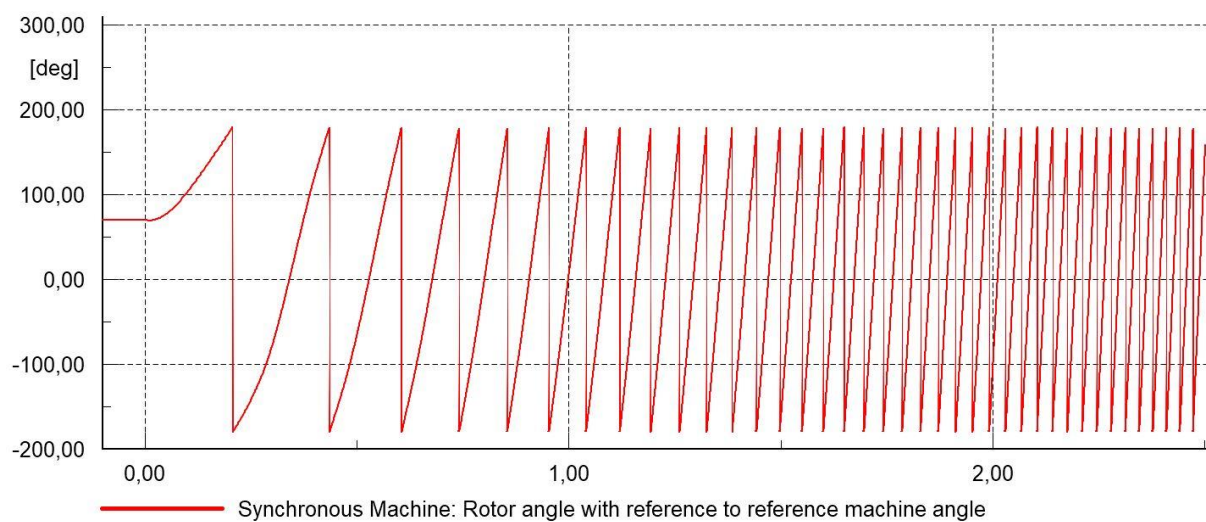
Det ble i tillegg kjørt simuleringer med en feilklareringstid på 250 ms. Dette ble gjort da en feilklareringstid på 250 ms er det potensielt strengeste kravet til feilklareringstid som Requirements for Generators legger opp til. Skulle da systemansvarlig velge å gå for det strengeste alternativet ved implementeringen av kravene vil man ha ett bilde av hvordan Rasdalen oppfører seg med hensyn på dette.



Figur 29 - Spenning i tilknytningspunktet ved en feilklareringstid på 250 ms.



Figur 30 - Klemmespenning generator ved en feilklareringstid på 250 ms.



Figur 31 - Polhjulsvinkel ved en feilklareringstid på 250 ms.

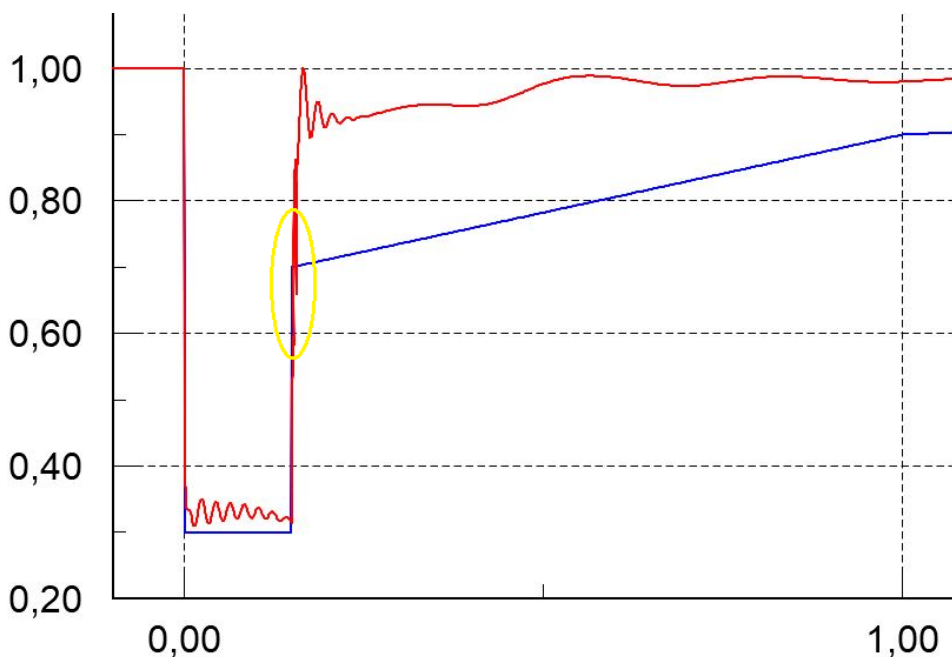
Som forventet, og som man ser av figurene vil Rasdalen ikke klare å svinge seg inn til et nytt driftspunkt ved en feilklareringstid på 250 ms, og generatoren blir ustabil.

6 Diskusjon rundt resultater

I den dynamiske analysen ble det undersøkt hvordan endring i klareringstiden til en kortslutning i tilknytningspunktet til Rasdalen kraftverk påvirker generatoren sin evne til å opprettholde synkronisme til nettet.

Som det kommer frem av resultatene klarer Rasdalen kraftverk å opprettholde synkronisme ved en feilklareringstid tilsvarende minstekravet i Requirements for Generators. Den kritiske feilklareringstiden funnet i simuleringene er 150 ms, noe som er innenfor minstekravet.

Det er også verdt å merke seg at spenningsprofilen i tilknytningspunktet i disse simuleringene er «verre» enn den som stilles i kravet. Av figur 32 ser man at det i gjenoppbyggingen av spenningen oppstår svingninger over et svært lite tidsrom, noe som fører til at spenningen går utenfor kurven som beskriver minimums kravet i RfG. Kravet tillater at generatoren kobles fra dersom spenningen er under denne kurven.



Figur 32 - Spenningsprofil i tilknytningspunktet.

Denne spenningsdippen etter feilklareringen kan komme av at nettet er modellert med en konservativ tilnærming, og minste kortslutningsytelse i tilknytningspunktet er benyttet. Denne er oppgitt av Voss Energi, og det ble besluttet at denne skulle brukes i simuleringene. Dersom simuleringene hadde blitt kjørt med et stivere nett (høyere kortslutningsytelse) hadde nok denne spenningsdippen etter feilklareringen ikke oppstått. I «External Grid Representation for Assessing Fault Ride Through Capabilities of Distributed Generation Units» argumenteres det for at det ved

bruk av Thévenin ekvivalent til å representere eksternt nett i forbindelse med FRT-undersøkelser, bør benyttes en kortslutningsytelse på mellom 20 og 50 ganger større enn merkeytelsen på generatoren [24]. Kortslutningsytelsen oppgitt av Voss Energi i tilknytningspunktet til Rasdalen er bare 19 ganger større enn merkeytelsen på generatoren, men er likevel lagt til grunn i simuleringene gjort i denne rapporten.

Simuleringene er kun utført med AVR-modus. Rasdalen har også mulighet til å kjøre med konstant effekt/ytelse, eller $\cos\phi$ -regulering. VAR/ $\cos\phi$ -regulator er ikke implementert i simuleringsmodellen da det ikke eksisterer modeller for denne i nåværende versjon av PowerFactory.

Simuleringsmodellen tar ikke hensyn til vern i produksjonsanlegget. Resultatene fra simuleringene må derfor sammenlignes med verninnstillingene i Rasdalen kraftverk. Her er det verdt å merke seg at FRT-kravet i Requirements for Generators ikke kan overholdes med praksisen benyttet i Norge i dag [10]. Dette er fordi utløsetiden til underspenningsvernet er kortere enn minimumstiden til det laveste spenningsnivået i RfG. Per dags dato er det raskeste underspenningsvernet i henhold til releplanen i Rasdalen kraftverk innstilt på 50 % underspenning med en utløsetid på 0,1 s. Dette er i henhold til anbefalingene i RENblad 3000-serien. Ved implementering av kravene i RfG vil det derfor bli nødvendig å endre disse verninnstillingene for at anlegget skal oppfylle kravene.

Til simuleringsmodellen er det knyttet en del usikkerheter. De fleste av disse er i forbindelse med modelleringen av magnetiseringssystemet. Her er det blant annet en del spørsmål knyttet til parameterverdier og modellens funksjoner. Det er også usikkerhet knyttet til en del parameter som ikke var oppgitt i dokumentasjonen til anlegget. Dette er nærmere omtalt i [kapittel 4.1](#). Det er ikke foretatt et videre dypdykk i simuleringsprogrammet med hensyn på å eliminere disse usikkerhetsmomentene, til det var dessverre tiden for knapp.

Det er verdt å merke seg at alle simuleringene er gjort med parameterverdier i henhold til dagens innstillinger i anlegget. Det er ikke gjort forsøk med simuleringer der parameterverdiene i komponentene er endret, med hensyn på å avdekke om anlegget oppfører seg annerledes under feilscenarioet.

Videre påpekes det at gruppen har tilegnet seg kunnskapen om simuleringsprogrammet underveis i arbeidet, og er på ingen måte viderekomne i dette. På bakgrunn av dette kan det være noen fallgruver i forbindelse med simuleringene og modellen benyttet.

7 Konklusjon FRT-egenskaper

Formålet med den dynamiske analysen var å finne den kritiske feilklareringstiden (CCT – Critical Clearing Time) til generatoren. Dette er definert som den lengste feilklareringstiden som ikke resulterer i tap av synkronisme eller frakobling fra nettet.

Resultatene fra simuleringene viser at Rasdalen kraftverk har en kritisk feilklareringstid på 0,15 s ved en spenningsdipp på 70 %. Minimumskravet i Requirements for Generators er at produksjonsanlegget skal forbli tilkoblet ved en feilklareringstid på 0,15 s, noe da Rasdalen oppfyller.

Det er likevel knyttet en del usikkerhet til resultatene i simuleringene. Dynamiske analyser er svært omfattende og krever høy kompetanse dersom man ønsker nøyaktige resultater. De fleste usikkerhetsmomentene er knyttet til simuleringsprogrammet og modellen benyttet i simuleringene. Som nevnt i [kapittel 4.1](#) er det blant annet knyttet usikkerhet rundt parameterverdier til spenningsregulatoren, herunder blant annet modellens begrensning i takspenning.

Totalt sett kan denne usikkerhet gjør at simuleringsresultatene ikke er helt representative for de reelle FRT-egenskapene til Rasdalen kraftverk. Men de kan likevel gi en indikasjon på hvordan de dynamiske egenskapene til Rasdalen er.

Dersom man legger resultatene fra simuleringene til grunn vil altså Rasdalen kraftverk oppfylle minimums kravet som Requirements for Generators stiller til produksjonsanlegg av type B med hensyn på FRT-egenskaper.

Ved videre arbeid bør det strebes etter å eliminere usikkerhetsfaktorene for å oppnå mer nøyaktige simuleringsresultater. Dette vil kreve høy kompetanse innen dynamiske analyser, og god kunnskap innen simuleringsprogrammer. Det kan også være aktuelt å hente inn en ekstern kvalitetssikring av resultatene.

8 Mulige tiltak for å forbedre de dynamiske egenskapene til kraftverket

For å forbedre FRT-egenskapene til et kraftverk er det flere ting som kan utbedres. Mange av disse løsningene er kostbare å endre og det er derfor viktig at et kraftverk blir planlagt og dimensjonert med tanke på de dynamiske egenskapene. Under er det listet opp noen faktorer som påvirker de dynamiske egenskapene:

- Øke treghetskonstanten H . I praksis gjøres dette ved å installere et svinghjul, men dette er ikke anbefalt dersom svinghjulet er større enn den naturlige massen til generatoren [25]. Det er lettere å øke svingmassen betydelig ved horisontale enheter enn ved vertikale. Dette fordi man lettere etablerer tilstrekkelig antall lagre med god stivhet slik at man kan ivareta rotordynamikken også ved økt roterende vekt. Fra lavere til høyere treghet kan en liste følgende metoder for å øke tregheten [26]:
 - Modifisere de roterende delene
 - Legge til et lite indre svinghjul
 - Legge til et større eksternt svinghjul (uten begrensningene på generatorens ramme) med 2 lagre
 - Legge til et større eksternt svinghjul med 3 lagre
 - Overdimensjonere generatoren for å øke dens naturlige treghet og legge til et mindre svinghjul

Hovedproblemet her er at det skal være en balanse mellom generatorens treghet og svinghjulets treghet. Vi kan ikke øke svinghjulets størrelse ubegrenset, da dette kan føre til flere problemer med hensyn til generatorhåndtering, vibrasjoner, justering, kritiske hastigheter osv. Dette er grunnen til at når vi når et bestemt svinghjul, må vi øke generatorens størrelse for å øke dens naturlige treghet og redusere svinghjulets størrelse [26].

- Vikle om generatoren/kjøpe ny for å redusere reaktansene. Begge alternativene er en dyr prosess, siden førstnevnte vil medføre produksjonsstans i anlegget og dermed tapte produksjonsinntekter, mens å kjøpe ny generator er selvsagt en svært stor kostnad [25].
- Senke produksjonen på generatoren. Dette er ikke anbefalt siden det vil føre til tapte inntekter i flomperioder [25].
- I gjeldende veiledere (FIKS 2012 og RENblad 303) er utgangspunktet at produksjonsenhetene skal ha spenningsregulering, dvs. at reaktiv effekt til enhver tid skal være av en størrelse som bidrar til å holde spenningen innenfor gitte grenser. Dimensjoneringskrav for reaktiv effekt er også angitt i de nevnte veilederne. I hver enkelt tilknytningsavtale kan nettselskap og

kraftprodusent likevel avtale $\cos \varphi$ eller MVAR-regulering. Vi antar at ENTSO-E sine tilknytningskoder vil måtte inneholde tilsvarende bestemmelser [26].

- La generatoren gå mindre undermagnetisert, eventuelt kompensere med styrbare reaktorer for å oppnå full spenningsregulering [25].

Referanser

- [1] Wikipedia, «SmåkraftWiki,» [Internett]. Available: https://no.wikipedia.org/wiki/Sm%C3%A5kraftverk?fbclid=IwAR0vIQflc1TAegjvRC-7jwD1n5gs_j7YhbNelVeg6wnVHdpFAOK_1AzfCdE. [Funnet 30 01 2019].
- [2] «SmåkraftHjem,» [Internett]. Available: <https://www.smaakraft.no/>. [Funnet 2019 01 30].
- [3] Småkraft AS, «Småkraft kontakt,» [Internett]. Available: <https://www.smaakraft.no/hjem/kontakt/kontakt-oss-for-samarbeid/>. [Funnet 2019 01 30].
- [4] Statkraft, «Statkraft oppkjøp Småkraft,» [Internett]. Available: <https://www.statkraft.no/media/pressemeldinger/Pressemeldinger-arkiv/2015/aquila-capital-kjoper-smakraft-as/>. [Funnet 2019 01 30].
- [5] J. N. Ø. Hans Olav Ween, «Statnett forslag til praktisk gjennomføring av EUs forordning for tilknytning av produksjon (NC-RfG),» Statnett AS, 2017.
- [6] Statnett AS, «Funksjonskrav i kraftsystemet,» Statnett AS, 2012.
- [7] J. N. Ødegård, *Mail Statnett angående ROCOF-egenskaper*, 2019.
- [8] O. M. T. H. Ø. H. Astrid Petterteig, «Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektoproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnett,» SINTEF energiforskning AS, 2006.
- [9] Ø. H. Henrik Kirkeby, «Testing av småkraftverks FRT-egenskaper,» SINTEF Energi AS, 2017.
- [10] REN, «RENblad 0303,» REN, 2011.
- [11] Olje- og energidepartementet, «Lovdata,» [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-05-07-448>. [Funnet 24 04 2019].
- [12] Småkraft, «Minstevann Rasdalen,» [Internett]. Available: <http://46.226.13.187/~minstevann/hordaland/rasdalen/>. [Funnet 14 02 2019].
- [13] Småkraft, «Rasdalen kraftverk,» [Internett]. Available: <https://www.smaakraft.no/kraftverk-i-drift/rasdalen/>. [Funnet 14 02 2019].
- [14] M. T. Tewelde, «Modeling of a Fault Ride Thorough in Transmission System with Distributed Hydropower Production,» 2018.
- [15] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, inc, 1994.

- [16] J. W. B. J. R. B. Jan Machowski, *Power System Dynamics: Stability and Control*, John Wiley and Sons, 2008.
- [17] J. P. Prabha Kundur, «IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL 19.NO.2,» *Definition and classification of Power System Stability*, p. 15, 05 2004.
- [18] L. Sivertsen, «Elektriske Maskiner».
- [19] «Digsilent,» [Internett]. Available: <https://www.digsilent.de/en/company.html>. [Funnet 13 03 2019].
- [20] «Digsilent,» [Internett]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>. [Funnet 13 03 2019].
- [21] DigSILENT, «User manual,» DigSILENT, 2019.
- [22] SINTEF Energi AS, «Alternative tiltak for å øke tilknytningskapasiteten i distribusjonsnett,» SINTEF, Trondheim, 2016.
- [23] Statnett AS, «Veiledning til funksjonskrav i FIKS om Fault Ride Through-egenskaper for produksjonsanlegg,» Statnett AS, 2018.
- [24] T. N. Preda, K. Uhlen, D. E. Nordgård og T. Toftevaag, «External Grid Representation for Assessing Fault Ride Through Capabilities of Distributed Generation Units,» *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, 2012.
- [25] V. V. Haukaas, «Dynamisk analyse for nettintegrasjon av småkraft,» 2017.
- [26] A. Lingaas, *Mailvirksomhet*, 2019.
- [27] The European Commission, «Establishing a network code on requirements for grid connection of generators,» The European Commission, 2016.
- [28] Končar, «Documentation for customer Rasdalen,» Končar, Zagreb, 2009.
- [29] Rasdalen, «Parameterliste Rasdalen,» Småkraft, 2017.
- [30] «fglongatt.org,» [Internett]. Available: https://fglongatt.org/OLD/Tutorial_DigSilent_EN.html. [Funnet 13 03 2019].
- [31] V. V. Arthur R. Bergen, *Power System Analysis*, Pearson, 1986.
- [32] Basler Electric, [Internett]. Available: http://www.dieselgeneratorsmiami.com/recursos_tecnicos/Basler-decs200-avr.pdf. [Funnet 02 04 2019].

Appendiks A Forkortelser og ordforklaringer

AVR	Automatic voltage regulator
DCC	Demand Connection Code
DECS-200	Digital excitation control system
DG	Distributed Generation
DigSILENT	Digital SimuLation and Electrical NeTwork calculation program
EMT	Electromagnetic transient
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FIKS	Funksjonskrav i kraftsystemet
FOS	Forskrift om systemansvarlig i kraftsystemet
FRT	Fault- Ride- Through
HVDC	High Voltage Direct Current
kV	Kilovolt
ms	Millisekund
MVA	Mega Volt Amper
MW	Megawatt
NC- RfG	Network Code- Requirements for Generators
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
p.u	Per unit
REN	Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet
RMS	Root mean square
ROCOF	Rate of change of frequency
RTU	Remote Terminal Unit
SINTEF	Stiftelsen for industriell og teknisk forskning ved Norges tekniske høgskole
TWh	Terrawatttime

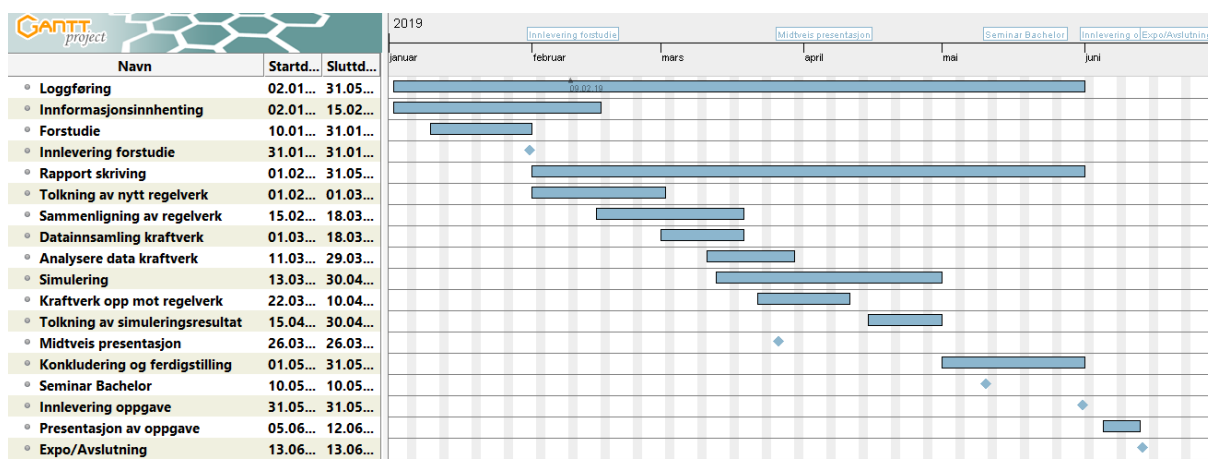
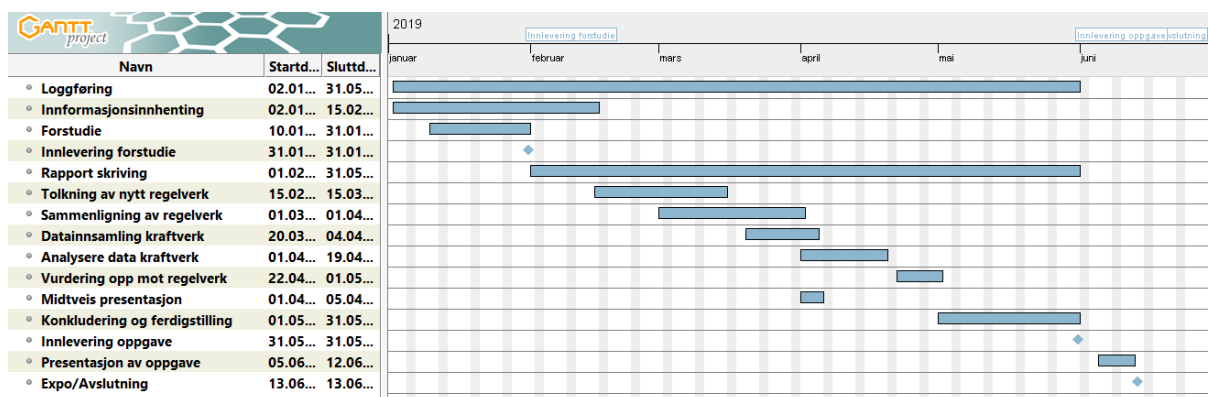
Appendiks B Prosjektledelse og styring

B.1 Prosjektorganisasjon

Gruppen har valgt ut Sigurd til gruppeleder. Han vil ha hovedansvaret for at gruppen ligger i rute med milepælsplanen og eventuelt holder denne oppdatert til hver tid. Oppgavene vil bli naturlig fordelt mellom gruppemedlemmene slik at arbeidsfordelingen vil være lik for alle i gruppen. Utover dette har Renate ansvar for å skrive referat fra møtene vi eventuelt har med Småkraft, og at prosjektdagbok/logg for gruppen er oppdatert til hver tid. André har kontroll på grupperom og avtaler som blir gjort med Småkraft AS eller andre bedrifter.

B.2 Fremdriftsplan

Her vises den originale fremdriftsplanen og under er den reviderte versjonen.



B.3 Risikoliste

NR	Risiko	Sannsynlighet	Alvorlighetsgrad	Konsekvens	Tiltak
1	Kortvarig sykdom i gruppen	Høy	Lav	Færre arbeidstimer	Ligge godt an i forhold til fremdriftsplan, ta igjen tapte timer etter skoletid
2	Langvarig sykdom i gruppen	Lav	Høy	Mister mange timer	Være oppdatert på hverandre sitt arbeid slik at produktiviteten kan opprettholdes
3	Teknisk svikt på PC	Middels	Høy	Tap av data	Lagre dokumenter i Dropbox
4	Tap av informasjon/dokumentasjon	Middels	Høy	Miste filer som ikke er lagret i Dropbox	Lagre dokumenter/filer i Dropbox
5	For lite faglig tyngde	Lav	Lav	Forsinkelser i arbeidet	Komme med forespørsel i god tid
6	Problem med programvare	Middel	Høy	Får ikke utført gode/riktige simuleringer	Komme med forespørsel i god tid til Digsilent
7	Problem med simulering/resultater	Middels	Høy	Ikke få noe resultater å vise til	Finne årsaken til at simuleringen ikke blir riktig, lese på fagstoff
8	Ikke bli ferdig med oppgaven innen tidsfristen	Lav	Høy	Ikke levert innleveringer, eller forsinka innlevering	Holde seg til fremdriftsplanen, planlegge godt, holde interne gruppeavtaler
9	Kjeldekritikk	Lav	Lav	Feil teori	Være kritisk til hvor informasjonen kommer fra