

Rapport

Testing av småkraftverks FRT-egenskaper

Resultater fra FRT-tester med DIP LAB på tre småkraftverk i DIP TEST

Forfatter(e)

Henrik Kirkeby
Øivind Høivik



SINTEF Energi AS

Postadresse:
Postboks 4761 Sluppen
7465 Trondheim

Sentralbord: 73597200

energy.research@sintef.no
www.sintef.no/energi
Foretaksregister:
NO 939 350 675 MVA

Rapport

Testing av småkraftverks FRT-egenskaper

Resultater fra FRT-tester med DIP LAB på tre småkraftverk i DIP TEST

EMNEORD:Transient stabilitet
Nettkoder, RfG
Fault ride through
DIP LAB**VERSJON**

1.0

DATO

2017-02-16

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

DIP TEST-prosjektet

OPPDRAGSGIVERS REF.

-

PROSJEKTNR

502001016

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

123

SAMMENDRAG

DIP TEST prosjektet har hatt som mål å undersøke fault ride through (FRT) egenskapene til norske småkraftverk, og hvor treffsikre simuleringer av transient stabilitet som gjøres på småkraftverk er. For å undersøke dette har det blitt utført kortslutningstester med SINTEFs mobile kortslutningslaboratorium DIP LAB på tre småkraftverk, og måledata fra testene har blitt sammenlignet med simuleringer utført i forkant.

Å få tak i data for alle relevante parametere for simuleringene viste seg å være vanskelig, spesielt data for spenningsregulator og magnetiseringssystem for de spesifikke kraftverkene. Standardverdier for flere av parametere er tilgjengelig, men varierer mye, og det må derfor påregnes en viss usikkerhet relatert til responsen fra magnetiseringssystemet under feil. Påvirkningen av usikkerheten på kraftverkets FRT-egenskaper er liten for de fleste av parametere, men moderat for takspeiningen til magnetiseringssystemet. I modellen som ble brukt i prosjektet er begrensninger i takspeining implementert som en begrensning i utgangssignal for spenningsregulatoren, og å benytte standardverdier for denne vil overestimere magnetiseringssystemets evne til å holde spenning oppe under feil. Dette gjør at FRT-egenskapene overestimeres. Modellen kan likevel gi et relativt godt bilde av FRT-egenskaper så lenge takspeining begrensning inkluderes i utgangssignal fra spenningsregulatoren. Så lenge dette er gjort vil dynamiske analyser relativt treffsikkert anslå kraftverkens FRT-egenskaper. Det må likevel understrekes at det kreves et forholdsvis høyt kompetansenivå for å korrekt utføre simuleringene.

Ved innføringen av nettkoden Requirements for Generators (RfG), vil det stilles krav til FRT-egenskaper for alle norske småkraftverk over 1,5 MW. Statnett jobber sammen med bransjen på vegne av NVE med å finne ut hvordan disse kravene skal implementeres i Norge, blant annet med å bestemme hvor strenge FRT-krav som skal stilles. Alle kraftverkene som er testet i prosjektet har bedre FRT-egenskaper enn minimumskravene til transient stabilitet i RfGen.

UTARBEIDET AV

Henrik Kirkeby

SIGNATUR**KONTROLLERT AV**

Oddbjørn Gjerde

SIGNATUR

06

GODKJENT AV

Knut Samdal

SIGNATUR**RAPPORTNR**

TR A7622

ISBN

978-82-594-3770-9

GRADERING

Åpen

GRADERING DENNE SIDE

Åpen

Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBEKRIVELSE
0.8	2017-01-18	Førsteutkast til høring
1.0	2017-02-16	Endelig versjon

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	5
1.1	Bakgrunn for DIP TEST-prosjektet.....	5
1.2	Mål og begrensninger i prosjektet.....	6
1.3	Overordnet metode	7
1.4	Innhold i rapporten	7
	Del I: Bakgrunnsteori	8
2	Behovet for et robust kraftsystem	8
2.1	Kraftsystemstabilitet.....	8
2.2	Nye nettkoder	8
2.3	Requirements for Generators (RfG).....	9
	Del II: Metode	10
3	DIP LAB	10
3.1	FRT-testing med DIP LAB.....	10
3.2	Funksjonsmåte DIP LAB.....	11
3.3	Påvirkning på nettspenning ved FRT-tester	13
3.4	Påvirkning på generator ved FRT-tester	14
3.5	Praktisk bruk	15
3.6	Vurderingskriterier for valg av testobjekter	17
3.7	Valgte testobjekter i prosjektet	17
4	Simuleringsmodeller	19
4.1	Overordnet simuleringsmodell for Bruvollelva kraftverk	19
4.2	Overordnet simuleringsmodell for Ullestad og Tverråna kraftverk.....	19
	Del III: Resultater	22
5	Tester på Bruvollelva	22
5.1	Simuleringsresultater	22
5.2	Testresultater.....	32
6	Tester på Tverråna og Ullestad kraftverk	39
6.1	Simuleringsresultater.....	39
6.2	Testresultater.....	47

Del IV: Diskusjon	54
7 Treffsikkerhet av simuleringer av kraftverks FRT-egenskaper	54
7.1 Utfordringer med underlag og utføring av simuleringer	54
7.2 Betydningen av verninnstillinger i kraftverkene for FRT-egenskaper	57
7.3 Sammenligning av simuleringer med testresultater	58
7.4 Andre simuleringsverktøy	59
8 Begrensninger vedrørende bruk av DIP LAB til FRT-testing	60
8.1 Begrensninger i mulige tester	60
8.2 Forskjeller mellom FRT-tester utført med DIP LAB og reelle spenningsdipp	60
9 Norske småkraftverks FRT-egenskaper	71
9.1 FRT-egenskaper til testobjektene	71
9.2 Eksisterende anbefalinger og krav i FIKS og REN vedrørende transient stabilitet	72
9.3 Vurderinger rundt kommende FRT-krav i Network Codes	72
Del V: Konklusjon	75
10 Konklusjon	75
10.1 Treffsikkerheten til dynamiske simuleringer av småkraftverks FRT-egenskaper	75
10.2 Bruk av DIP LAB til testing av småkraftverks FRT-egenskaper	75
10.3 Norske småkraftverks FRT-egenskaper	75
10.4 Implementering av network codes	75
11 Videre arbeid	76
Kilder	77
VEDLEGG	79
A Transient stabilitet	81
B Spenningsdipp i det norske kraftsystemet	88
C Simuleringsmodeller	91
D Vurderingsskjema for FRT-testing av småkraftverk	112
E Sjekkliste befarig av småkraftverk	113
F Testrapport for omkoblingsboks	114
G Testresultater fra Ullestad og Tverråna kraftverk	115

1 Innledning

Denne rapporten er sluttrapport fra DIP TEST prosjektet, et direktefinansiert forskningsprosjekt i regi av et konsortium bestående av TSO (Statnett), DSOer (NTE Nett, Lyse Elnett, Skagerak Nett, Eidsiva Energi Nett, og Istad Nett), og energiselskaper (Småkraft, Clementskraft, og Eidsiva Energi).

DIP TEST var opprinnelig en del av forskningsprosjektet DG-nett (2014-2017). Prosjektets hovedmål er å finne metoder for å redusere kostnader for nettilknytning av distribuert produksjon, men det var opprinnelig også planlagt en arbeidspakke om transient stabilitet. Arbeidspakken ble kuttet fra prosjektet, og i stedet søkt hos forskningsrådet som et separat prosjekt. Prosjektet fikk ikke innvilget støtte, men ble vurdert som godt nok til å komme innenfor NVE-ordningen, og ble startet opp som et direktefinansiert prosjekt i 2015. Prosjektet ble avsluttet ved utgangen av 2016.

1.1 Bakgrunn for DIP TEST-prosjektet

Som følge av politiske målsetninger om økt produksjon av fornybar kraft foregår det nå en betydelig utbygging av distribuert produksjon i Norge. Økt andel distribuert produksjon kan få store konsekvenser for kraftsystemets evne til å forhindre avbrudd ved feil og forstyrrelser i nettet dersom dette ikke blir tatt hensyn til. Tradisjonelt sett har frekvensregulering, kortslutningsytelse, spenningsregulering og stabilitet blitt ivaretatt av store produksjonsenheter i kraftsystemet. Men i perioder med lav last og høy produksjon fra små kraftverk vil egenskapene til disse være av stor betydning for storkraftsystemets stabilitet / robusthet mot hendelser. Det man ønsker å unngå er at en spenningsdipp forårsaket av en hendelse i sentralnettet forårsaker utkobling av et stort antall småkraftverk i et område. Dette tapet av produksjon kan føre til kapasitetsbegrensninger i gjenværende overføringslinjer, som igjen kan skape utfall i et større område. Likevel er fault-ride-through (FRT)-egenskapene¹ til småkraftverk i distribusjonsnettet ofte ukjent og det blir dermed vanskelig å gjøre gode analyser.

Ettersom småkraftens innvirkning på stabiliteten i storkraftsystemet øker, øker også behovet for å ha kunnskap om FRT-egenskapene til småkraftenhetene. Dette gjenspeiles også i Network Codes², et regelverk for kraftsystemet utarbeidet av ENTSO-E³, hvor det stilles krav til FRT-egenskaper for alle produksjonsenheters over 1,5 MW. Nettselskapers kjennskap til egenskapene til produksjonsenheter i eget nett blir dermed mer viktig, deriblant produksjonsenheters FRT-egenskaper. Det er enda usikkert nøyaktig hvordan regelverket vil bli implementert, da det er Statnett sammen med NVE som avgjør hvordan Network Codes skal implementeres i Norge.

I dag er det nettselskapenes ansvar å sette krav til produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnettet. I den grad det stilles krav til transient stabilitet i dag, er de basert på dynamiske simuleringer for hvert enkelt tilfelle. I dag er det så stor usikkerhet knyttet til hvordan småkraft og vindkraftenheter responderer på store hendelser i kraftsystemet, at det er vanskelig å ha tillitt til disse simuleringene. Per dags dato finnes det heller ikke publiserte resultater om treffsikkerheten til simuleringene for små vannkraftverk. På bakgrunn av dette er det ønskelig å utføre kortslutningstester⁴ på produksjonsenheter i distribusjonsnettet for å øke kunnskapen om småkraftverks faktiske FRT-egenskaper. Resultatene fra testene vil også benyttes til å verifisere

¹ Fault ride through er kraftverkets egenskap til å forbli tilkoblet ved feil og forstyrrelser i nettet

² <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/Pages/default.aspx>, besøkt 18.1.17.

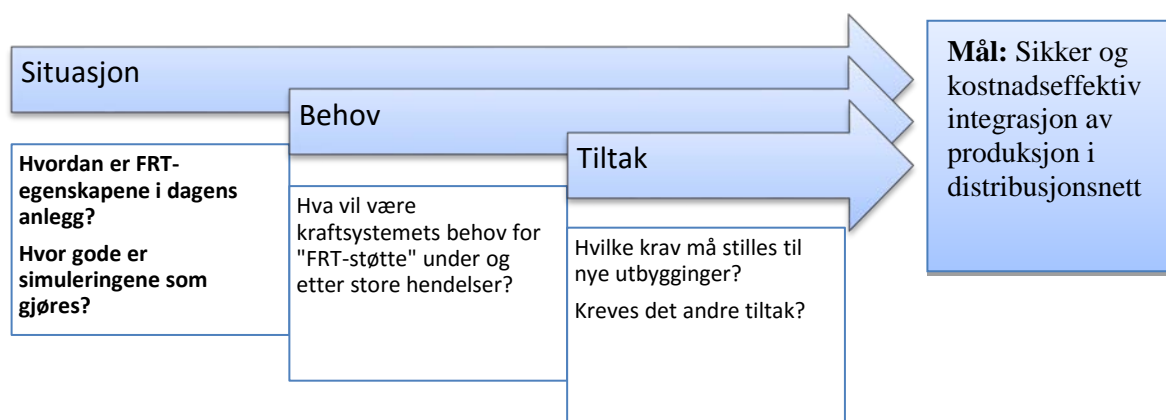
³ ENTSO-e er en organisasjon for systemoperatører i Europa

⁴ LVRT – "Low Voltage Ride Through" er begrepet som benyttes i litteraturen

dynamiske simuleringmodeller, for å bidra til bedre analyser og kunnskap om stabilitetsgrenser i kraftsystemet.

1.2 Mål og begrensninger i prosjektet

På sikt er målet å finne de samfunnsmessig rasjonelle kravene til FRT-egenskaper i småkraftverk, som gir en sikker og kostnadseffektiv integrasjon av produksjon. For strenge krav vil hindre utbygging av lønnsomme kraftverk og for slappe krav vil utfordre forsyningsikkerheten. Det kunnskapsgrunnlaget som legges i dette prosjektet er vesentlig for å opplyse den videre prosessen. Dette er illustrert i figuren under.



Figur 1: Kunnskapsbehovet med tanke på FRT-egenskaper for distribuerte produksjonsenheter.

Første steg, som dette prosjektet fokuserer på, er å få kunnskap om dagens situasjon. Dette gjelder først og fremst følgende forskningsspørsmål:

- **Hvordan er FRT-egenskapene i dagens anlegg?**
- **Hvor treffsikre er simuleringene av transient stabilitet som gjøres i dag?**

Å kartlegge behovet sett fra storkraftsystemet og stille relevante krav vil påvirkes av kravene i nettkoden *Requirement for Generators (RfG)* [1]. Arbeidet med vurderinger rundt hvordan denne skal implementeres i Norge pågår allerede i dag i *Referansegruppe for RfGen*, som på oppdrag fra NVE ledes av Statnett i samarbeid med bransjen. Dette arbeidet er ikke en del av DIP TEST prosjektet, men innvirkning av funnene i DIP TEST på arbeidet i referansegruppen er diskutert i kapittel 9.3.

Ved tilknytning av distribuert produksjon bruker i dag de fleste nettselskap REN-blad 3000 serien, og bransjen har gode erfaringer med bruk av denne. REN-blad 303 inneholder anbefalte krav til transient stabilitet, basert på arbeid i forskningsprosjektet D2020 (2005-2010), men erfaringer fra bransjen viser at disse anbefalingene bør revideres. 3000-serien vil også generelt påvirkes av RfGen. DIP TEST prosjektet har ikke kommet med oppdaterte anbefalinger til krav til transient stabilitet, men relevante innvirkninger fra funnene i DIP TEST er oppsummert i kapittel 10.4.

1.3 Overordnet metode

For å undersøke treffsikkerheten til dagens simuleringer av transient stabilitet er det utført kortslutningstester på utvalgte småkraftverk. Testresultater og simuleringsresultater for småkraftverkene blir sammenlignet for å diskutere om det trengs nye eller forbedrede simuleringsmodeller for å korrekt simulere småkraftverks FRT-egenskaper. Testene brukes også til å bestemme faktiske FRT-egenskaper til et utvalg av norske småkraftverk, og til å gi nyttige innspill til hvordan krav til distribuert produksjon bør implementeres og praktiseres. Kortslutningstestene er blitt realisert ved å benytte DIP LAB, et mobilt kortslutningslaboratorium som SINTEF Energi disponerer. DIP LAB ble anskaffet i 2013, fullfinansiert gjennom Forskningsrådets infrastrukturprogram.

Overordnet fremgangsmetode i prosjektet har vært som følger:

- Kartlegging av tilgjengelig testobjekter og valg av testobjekter
- Datainnsamling til simuleringer og testforberedelser
- Utførelse av dynamiske simuleringer
- FRT-testing på utvalgte kraftverk med DIP LAB
- Sammenligning og analyse av simuleringsresultater og måleresultater fra testene.

1.4 Innhold i rapporten

Rapporten er delt i fem deler: teori, metode, resultater og diskusjon.

Teoridelen inneholder ett kapittel om kraftsystemstabilitet (kapittel 2), inkludert innvirkning fra kommende nettkoder. To kapitler om mer grunnleggende teori er angitt i appendiks: et om transient stabilitet (appendiks A), hva som påvirker denne og kommende krav i nettkodene; og et om spenningsdipp i kraftsystemet (appendiks B), og innvirkningen av disse.

Metodedelen inneholder to kapitler: et om DIP LABs konstruksjon, virkemåte, innvirkning på nett og generator og bruk i DIP TEST (kapittel 3); og et om den overordnede simuleringsmodellen (kapittel 4). Ett kapittel med mer informasjon om simuleringer av transient stabilitet er angitt i appendiks, som beskriver simuleringsprogram og modellering av de ulike komponentene i et småkraftverk (appendiks C).

Resultatdelen inneholder to kapitler: et om simulerings- og testresultater fra Bruvollrelva kraftverk (kapittel 5), og et om simulerings- og testresultater fra Ullestad og Tverråna kraftverk (kapittel 6).

Diskusjonsdelen inneholder tre kapitler: et om vurderinger rundt treffsikkerheten til simuleringsmodellene brukt i prosjektet (kapittel 7); et om vurderinger av bruk av DIP LAB til FRT-testing av småkraftverk (kapittel 8), og et om vurderinger rundt norske småkraftverks FRT-egenskaper (kapittel 9), inkludert vurderinger rundt nåværende og kommende krav og anbefalinger.

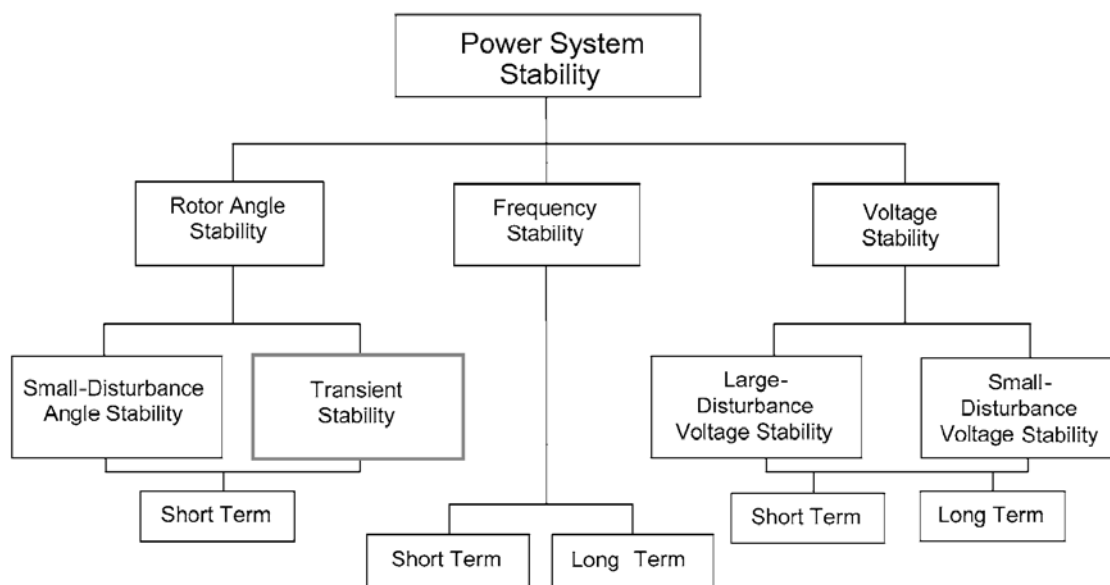
Konklusjonsdelen inneholder to kapitler: oppsummering av svar på forskningsspørsmålene (kapittel 10), samt vurderinger rundt implementering av RfGen og bruk av DIP LAB til FRT-testing; og anbefalinger til videre arbeid etter DIP TEST (kapittel 11).

Del I: Bakgrunnsteori

2 Behovet for et robust kraftsystem

2.1 Kraftsystemstabilitet

Kraftsystemstabilitet angir kraftsystemets evne til å returnere til et stabilt operasjonspunkt etter at det er påtrykt en forstyrrelse. Tilstrekkelig stabilitet er nødvendig for å sikre kontinuerlig drift av kraftsystemet. Kraftsystemstabilitet deles som vist i figur 2 normalt inn i tre hovedkategorier: polhjulsinkelstabilitet (rotor angle stability); frekvensstabilitet; og spenningsstabilitet. Det er polhjulsinkelstabilitet som er hovedtema i DIP TEST-prosjektet. For mer informasjon om polhjulsinkelstabilitet og transient stabilitet henvises det til appendiks A.



Figur 2: Inndeling av kraftsystemstabilitet [2].

2.2 Nye nettkoder

Det er totalt 8 nettkoder utarbeidet av ENTSO-E som er i ferd med å implementeres. Disse er utformet for å sikre felles regler for kraftmarked, systemdrift, og funksjonskrav ved nettilknytning i EUs interne marked, og skal sikre et robust kraftsystem med økende mengder intermitterende produksjon og større kraftflyt mellom ulike deler av EU. Kodene vil bli gjeldende i Norge når de blir inkludert i EØS-avtalen, og så implementert i norsk lovgivning (tidligst 2 år etter godkjenning av kodene i Norge). Kodene blir gjeldende i Norge ett år etter dette. De mest relevante for norske nettselskap er de tre tilknytningskodene [3]:

- Requirements for Demand Connection (DCC). Koden omhandler forbruk tilknyttet transmisjonsnett, tilknytning mellom transmisjons- og distribusjonsnett, og krav til leverandører for forbrukerfleksibilitet.
- Requirements for Grid Connection of HVDC and DC-connected Power Park Modules (HVDC). Koden omhandler HVDC tilknytninger.

- Requirements for Grid Connection of Generators (RfG). Koden omhandler funksjonskrav for produksjonsenheter større enn 0,8 kW, og har økende mengde funksjonskrav for økende størrelse på produksjonsenheten.

NVE har bedt Statnett i samarbeid med bransjen om å vurdere hvordan tilknytningskodene skal implementeres i Norge. Spesifikt gjelder dette hvordan kodene kommer til å endre dagens praksis med bruk av FIKS og spesifisering av nasjonale tilpasninger av innholdet i kodene. Statnett leverer resultatet av dette arbeidet etter sommeren i 2017.

2.3 Requirements for Generators (RfG)

Nettkoden omhandler generelle krav til produksjonsanlegg, og spesifikke krav for generatorer og kraftparkmoduler større enn 0,8 kW. Hvor strenge krav som stilles til produksjonsanlegget er avhengig av merkeeffekten og spenningsnivå i tilknytningspunktet. RfG skiller mellom fire klasser produksjonsanlegg fra A til D som vist i tabell 1 hvor det stilles minst krav til klasse A og strenges krav til klasse D. Terskelnivåene skal velges ved nasjonal implementering, men er for Norden maksimum nivåene i tabell 1.

Tabell 1: Klasseinndeling av produksjonsanlegg i henhold til RfG. Terskel merkeeffekt vil si minste merkeeffekt hvorfra et produksjonsanlegg tilhører en angitt klasse.

Type produksjonsanlegg	Spenningsnivå i tilknytningspunktet	Terskel merkeeffekt
A	< 110 kV	0,8 kW
B	< 110 kV	1,5 MW
C	< 110 kV	10 MW
D	< 110 kV	30 MW
	> 110 kV	Alle

De tekniske funksjonskravene i RfGen omhandler:

- Frekvensstabilitet
- Spenningsstabilitet
- Robusthet
- Gjenoppretting av kraftsystemet
- Generell systemutforming.

Distribuert produksjon i Norge vil i all hovedsak dreie seg om produksjonsanlegg av type A og B. For type A generatorer er det få krav, mens for type B stilles det flere nye krav, deriblant krav til FRT-egenskaper.

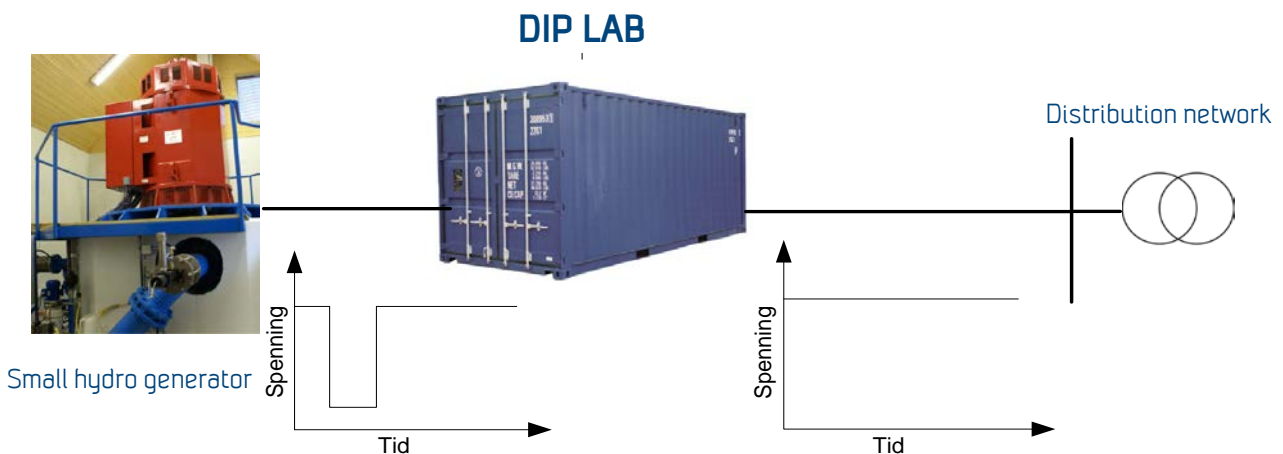
Del II: Metode

3 DIP LAB

DIP LAB er et mobilt kortslutningslaboratorium SINTEF har anskaffet for å teste småkraftverks og vindturbiners FRT-egenskaper. Laboratoriet kan teste småkraftverk med merkespenning inntil 36 kV og 8 MVA. Selve laben består av to 40 fots containere, hvor en inneholder brytere og SF6 anlegg (brytercontainer), mens den andre inneholder spoler (spolecontainer).

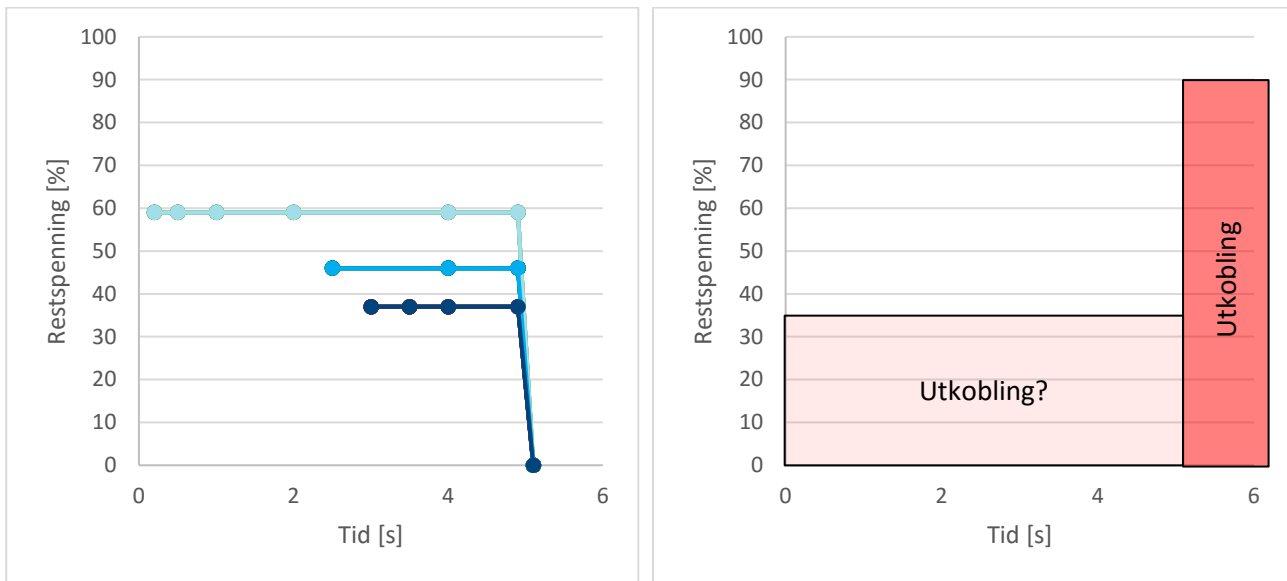
3.1 FRT-testing med DIP LAB

Ved FRT-testing blir DIP LAB koblet i serie mellom en produksjonsenhet (kun vannkraftverk i DIP TEST-prosjektet) og høyspent distribusjonsnett. Koblinger internt i laben gjør at det på produksjonsenhetssiden av laben oppstår en spenningsdipp, mens spenningen er relativt upåvirket på nettsiden av laben, som vist i figur 3. Informasjon om hvilke spenningsdipp som oppstår i kraftsystemet, og det dermed er aktuelt å teste, samt deres påvirkning på generatorer og annet utstyr er angitt i appendiks B.



Figur 3: Prinsippkisse for DIP LAB.

Ved å endre på brytertider og koblinger internt i DIP LAB er det mulig å variere dybde, varighet, forløp og antall berørte faser for spenningsdippet som kraftverket utsettes for. Teoretisk sett kan dermed FRT-egenskapene til et kraftverk testes ved å påtrykke spenningsdipp med varierende dybde på kraftverket, og øke varigheten til det blir registrert tripp. Et eksempel på bruk av denne fremgangsmetoden er vist i figur 4, som viser testresultatene ved bruk av DIP LAB på en vindturbin. På bakgrunn av disse testresultatene er det mulig å skissere en omtrentlig FRT-kurve for vindturbinen.

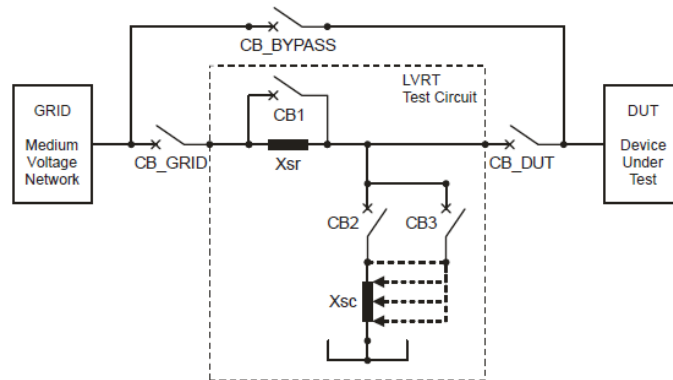


Figur 4: Testresultater fra FRT-tester på en vindturbin (t.v.) og estimert FRT-kurve (t.h.). Verdien 0 på grafene indikerer varigheten på testene som medførte utfall (tripp) av vindturbinen. Det lysere området i figuren t.h. angir at FRT-egenskapene i dette området er usikre (ikke testet).

I realiteten er det flere begrensninger ved bruk av denne fremgangsmetoden, som gjør at den ikke er et fullgodt alternativ for å fastslå småkraftverks FRT-egenskaper. For eksempel var det begrensninger i funksjonsmåten til DIP LAB som gjorde at spenningsdipp med lavere restspenning enn 37 % ikke kunne gjennomføres under testene som er oppsummert i figuren. FRT-egenskapene til vindturbinen for spenningsdipp med lavere restspenninger enn 37 % er derfor ukjent. Det finnes også andre begrensninger, som diskuteres i kapittel 8. I praksis må derfor FRT-testene med DIP LAB bli støttet av dynamiske simuleringer for å fastslå småkraftverks faktiske FRT-egenskaper. Testene med DIP LAB vil gi måleresultater som bekrefter gyldigheten av de dynamiske simuleringmodellene, og de faktiske FRT-egenskapene kan så bli verifisert ved hjelp av simuleringer.

3.2 Funksjonsmåte DIP LAB

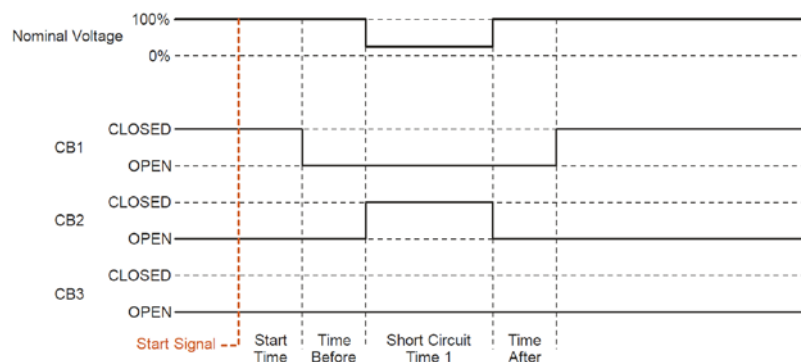
Figur 5 viser DIP LABs overordnede enlinjeskjema. DIP LAB består av fire serie- og fire shuntreaktanser i hver fase, som tilsammen utgjør totalt 24 reaktanser. Disse er vist som henholdsvis X_{sr} og X_{sc} i figur 5. Under FRT-tester kobles kortslutningslaboratoriet i serie med nettet (GRID) og småkraftverket / vindturbinen (DUT). Ved gjennomføring av en test kortsluttes faselederne gjennom et sett spoler (kortslutningsreaktans / X_{sc}), mens ett sett med spoler ligger mellom kraftverket og nettet (seriereaktans / X_{sr}). Dette gjør at kraftverket "ser" en kortslutning i nettet / spenningsdipp, mens sett fra nettet synes kun et mindre spenningsprang. Dybden på spenningsdippen kraftverket påtrykkes varieres ved å variere reaktansen i til spolene som utgjør kortslutningsreaktansen.



Figur 5: Overordnet enlinjeskjema for DIP LAB [4].

Serie- og shuntreaktansene kan ved hjelp av ulike koblingsbilder gi ønsket ekvivalent reaktans. En egen dipp-kalkulator implementert i Excel av DIP LAB-produzenten, FGH, brukes til å beregne reaktanser for ønsket spenningsdipp. Beregningene tar høyde for spenningsnivå, generatorytelse, kortslutningsytelse, nominell frekvens og maksimal tillatt spenningsendring i overliggende nett⁵. Dipp-kalkulatoren beregner hvilke koblinger som er mulige gitt begrensninger i nettstyrke og resulterende spenningspåvirkning på overliggende nett, og hvor stor spenningsdipp dette tilsvarer. En svakhet med kalkulatoren er at den er beregnet for vindkraftverk med asynkrongeneratorer eller omformere, som ikke oppfører seg identisk som en synkrongenerator under en spenningsdipp. Alle planlagte tester på synkrongeneratorer bør derfor også simuleres i egnet analyseverktøy⁶ for de relevante koblingsbildene, for å fastslå reelle spenningsdipp. Dette diskuteres nærmere i appendiks C.

Forløpet for åpning og lukking av effektbrytere under test er vist i figur 6. Feilens varighet kan varieres ved å endre tidspunktene for åpning og lukking av bryterne. Ved en kortslutningstest vil man koble inn Xsr (åpne CB1) en forhåndsinnstilt tid før kortslutningstesten på minimum 500 ms. Deretter vil CB2 og/eller CB3 koble inn kortslutningsreaktansen Xsc. Etter kortslutningstesten er gjennomført (CB2 og CB3 åpnet), vil Xsr kobles bort etter en forhåndsinnstilt tidsforsinkelse på minimum 100 ms. CB_BYPASS gir muligheten til å koble forbi DIP LAB dersom småkraftverket skal være i drift i perioder uten testing⁷.



Figur 6: Inn- og utkoblingstidspunkter for seriereaktans og kortslutningsreaktans [4].

⁵ Som oftest avtalt til maksimalt 5 % spenningsendring, som er grensen for spenningssprang i Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL).

⁶ F.eks. PSS/E, Matlab Simulink Simpowersystems, DiGSILENT PowerFactory, PSCAD, SIMPOW osv.

⁷ Denne brukes også ved oppkobling av DIP LAB, ettersom deler av laben kan gjøres spenningsløs for å utføre koblinger på f.eks. serie og kortslutningsreaktanser, samtidig som småkraftverket er tilkoblet nettet via DIP LAB.

Det er også muligheter for å programmere bryterne for å skape spenningsdipp med flere dybder, f.eks. en tofase spenningsdipp som utvikler seg til en dypere trefase spenningsdipp, eller en spenningsdipp som blir klarert av vern, men som kommer tilbake kort tid ved gjeninnkobling mot feil.

3.3 Påvirkning på nettspenning ved FRT-tester

Ved FRT-testing blir det typisk gjennomført mellom 5 og 20 tester på ett kraftverk. Påvirkningen på nettet av testene er normalt relativt liten, både med tanke på hyppighet og dybde på spenningsendringer forårsaket av testene. Testenes påvirkning på nettspenningen beregnes før test ved bruk av en dipp-kalkulatoren, og beregnes som en funksjon av nettimpedans, og serie- og kortslutningsreaktans i DIP LAB, etter ligning (1):

$$\Delta U_{grid} = 1 - \frac{Z_{sr} + Z_{sc}}{Z_{sr} + Z_{sc} + Z_{grid}} \quad (1)$$

Z_{sr} og Z_{sc} inkluderer resistansen til serie- og kortslutningsreaktansene, og Z_{grid} er nettimpedansen. Denne ligningen er normal spenningsdeling over nettimpedans og impedans til spolene i DIP LAB, og tar ikke hensyn til at så lenge kraftverket er tilkoblet nettet og produserer aktiv (og potensielt reaktiv) effekt, vil kraftverket heve spenningen over kortslutningsreaktansen. Dette gjør at spenningspåvirkningen på nettsiden av DIP LAB normalt er mindre enn beregnet med dipp-kalkulatoren. Om kraftverket tripper under test, vil spenningen på nettsiden synke til nivået beskrevet av ligning (1).

Desto svakere nettet eller større spenningsdipp som skal testes, desto større seriereaktans er nødvendig for å begrense innvirkningen fra spenningsdippen mot resten av nettet. Men nettstyrke og størrelse på generator begrenser også maksimum seriereaktans. I sum betyr det at gitt en maksimum akseptabel spenningspåvirkning på nettet, vil generatorstørrelse og nettstyrke være dimensjonerende for hvor dype spenningsdipp det kan gjennomføres tester med. Uavhengig av dette kan også verninnstillinger i kraftverket, eller kraftverks FRT-egenskaper legge begrensninger på hvilke tester det er *ønskelig* å gjennomføre.

I tillegg til spenningspåvirkningen under selve testen, er det to andre fenomener som kan påvirke nettspenningen ved testing av småkraftverk med synkrongenerator med DIP LAB:

For det første vil inn og utkobling av seriereaktansen skaper en endring i polhjulsvinkel / driftspunktet til synkrongeneratoren. Avhengig av produksjonen i kraftverket, generatorens synkronreaktans, impedansen i seriereaktansen og nettimpedansen, kan endringen bli så stor at kraftverket faller ut av synkronisme⁸. I mindre alvorlige tilfeller vil endringen være stor nok til at det oppstår svingninger som i noen grad vil være synlige på nettsiden av DIP LAB. Disse vil øke flimerverdiene i resten av nettet, men selv i tilfeller med store svingninger ikke nok til å medføre forskriftsbrudd ($P_{it} = 1$).

For det andre vil spenningsregulatoren (som finnes på de fleste småkraftverk) regulere spenningen på generatoren opp under en feil. Når feilen er klarert vil det dermed bli en overspenning i perioden før regulatoren får regulert ned spenningen igjen. Avhengig av regulatortuning kan spenningsstigningen være markant. Hvor synlig den kortvarige overspenningen blir på nettsiden av DIP LAB avhenger av:

- Tuning og begrensere i spenningsregulatoren, og takspenning og tidskonstant for magnetiseringssystemet (bestemmer størrelsen og varigheten på overspenningen).

⁸ Se også ligning (3) og (4) i appendiks A.

- Hvor lenge seriereaktansen ligger innkoblet etter at kortslutningsreaktansen er koblet ut. Å koble seriereaktansen raskt ut øker stabiliteten til kraftverket, men gjør spenningsstigningen synlig i resten av nettet. Om seriereaktansen ligger inne lenger vil spenningsregulatoren ha mulighet til å regulere ned spenningen først, og påvirkningen på nettet blir mindre.

I noen tilfeller kan det være interessant å anslå hvor store spenningsendringene vil være andre punkter i nettet enn ved småkraftverket. Formelen i ligning (1) kan i så fall endres til å inkludere impedans fra stivt nett og fram til punktet spenningsendringene skal undersøkes, og fra dette punktet og til tilknytningspunktet til småkraftverket. Denne kontrollen kan også gjøres ved hjelp av simuleringsmodeller. I noen tilfeller kan det være greit å forårsake spenningsprang ved kraftverket, så lenge påvirkningen er mindre stedene i nettet hvor flere kunder er tilknyttet.

Påvirkning på nettet kan normalt sikres å være innenfor rimelige grenser kun ved bruk av dipp-kalkulatoren. Det er imidlertid god grunn til å kontrollere faktisk nettpåvirkning ved bruk av detaljerte dynamiske simuleringer før test – og disse må uansett utføres for å fastslå reelle FRT-egenskaper som diskutert i kapittel 3.1. Det er utfordringer relatert til å utføre treffsikre simuleringer (se også kapittel 7), og i tvilstilfeller om hvor stor nettpåvirkningen vil bli bør det tas sikkerhetsmarginer eller samrås med nettselskapet om det er aktuelt å kunne forårsake større forstyrrelser enn avtalt ved en eller flere tester.

3.4 Påvirkning på generator ved FRT-tester

Påvirkningen av en spenningsdipp på generator kan grovt sett inndeles i om kraftverket forblir tilkoblet, eller tripper under spenningsdippen.

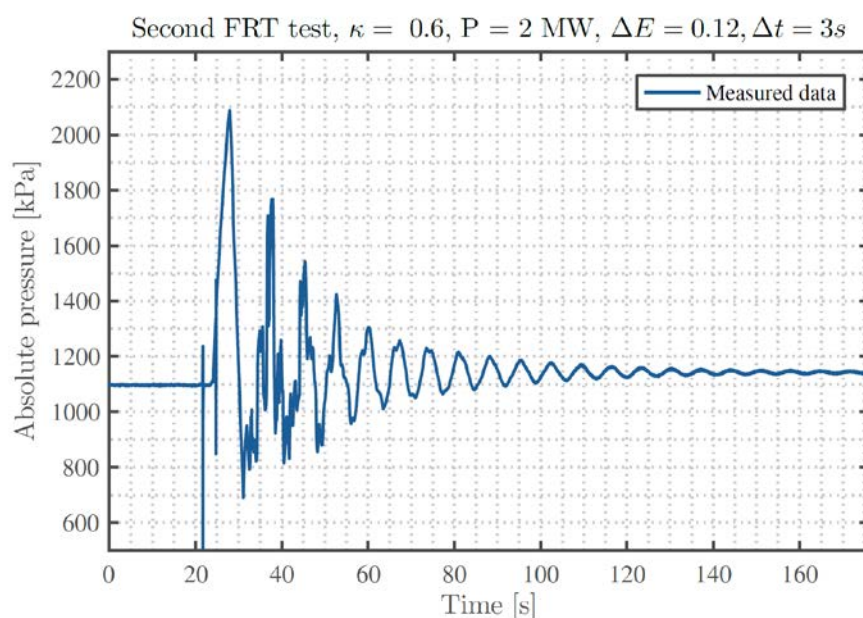
Om kraftverket forblir tilkoblet under spenningsdippen vil påvirkningen normalt være liten. Det vil gå en kortslutningsstrøm fra generatoren under feilen, men når spenningsdippen er så kortvarig og / eller lite dyp at kraftverket forblir tilkoblet er det normalt ikke problemer med varmeutvikling eller krefter i kabler og komponenter.

Teoretisk sett kan kraftverket falle ut av synkronisme før det blir frakoblet av et vern, men i de fleste tilfeller vil det være et av vernene i kraftverket som forårsaker utkobling. Ved tap av synkronisme vil det oppstå så store forstyrrelser at kraftverket blir frakoblet, med mindre det er funksjonssvikt i vern eller effektbryter. Om det er funksjonssvikt i effektbryter kan kraftverket likevel forbli tilknyttet, og dermed skape store forstyrrelser i nettet. I noen tilfeller har nettselskapet en effektbryter med egne vern i nærmeste nettstasjon, som i så fall vil koble ut kraftverket.

Ved alvorlige forstyrrelser i nettet, f.eks. dype og eller langvarige spenningsdipp, vil normalt kraftverket bli frakoblet av et vern (f.eks. underspenningsfunksjonen i generatorvern) som løser ut effektbryteren. Dette vil føre til en nød-nedkjøring av kraftverket, hvor responsen til kraftverket avhenger av design på vannveier og turbin.

Francisturbiner står fullt neddykket, og normalt vil det ta en god stund (mer enn 1 minutt) å stenge hovedventilen til turbinen ved nedkjøring av anlegget. Francisturbinen vil derfor ha en vannsøyle fra reservoaret som fortsetter å trykke på turbinen, som etter utkobling av effektbryter ikke har motmoment fra generator. Dette vil føre til en rask akselerasjon av turbin og generator opp til termisk rømling (thermal runaway), hvor tapene i generator, aksling og turbin tilsvarer påtrykt effekt fra vannet på turbinen. Ved denne økte omløpshastigheten vil turbinen ha redusert vannføringsevne, og den raske nedbremsingen i strømming i vannveien forårsaker et trykkstøt. I småkraftverk er det ofte valgt enklere og rimeligere løsninger enn i større kraftverk, og småkraftverk med francisturbiner uten muligheter til å raskt regulere vann forbi turbinen eller

avlaste trykket må derfor dimensjoneres for å tåle trykkstøtet som vil oppstå ved nød-nedkjøring ved full produksjon. Et eksempel på et slikt trykkstøt er vist i figur 7, som ble målt på Bruvollelva kraftverk ved tripp under en av testene.



Figur 7: Trykkstøt målt ved tripp og påfølgende nød-nedkjøring av generator på Bruvollelva [5].

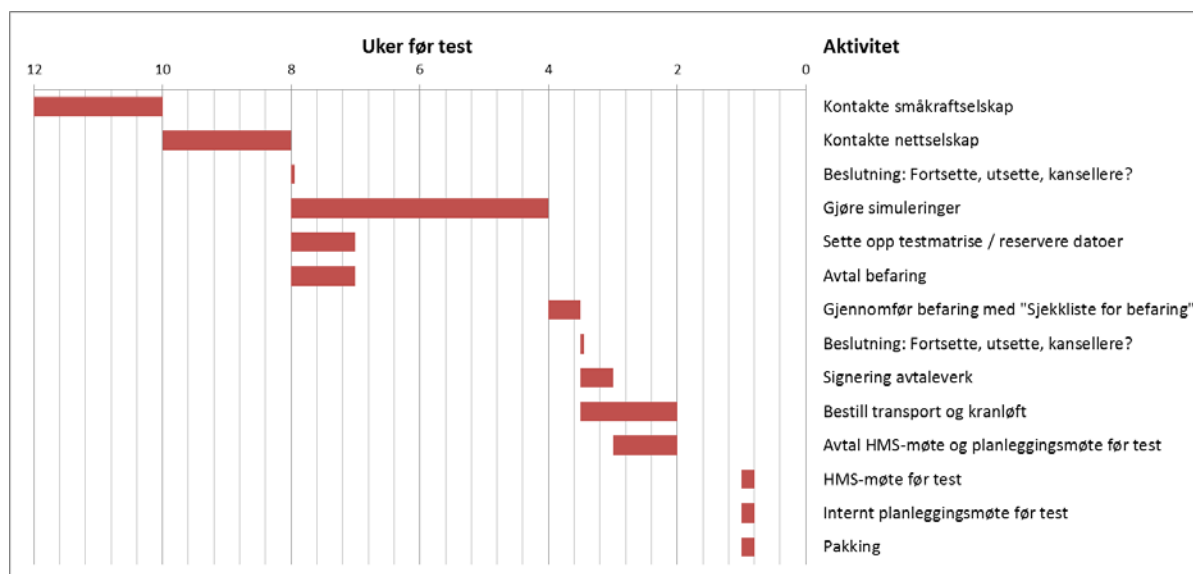
Grafen viser tripp av generator (liten forstyrrelse etter ca. 20 s), og påfølgende trykkstøt. Målt makstrykk er ca. 2,1 MPa, sammenlignet med nominelt trykk på ca. 1,1 MPa. Hvor stor trykkøkningen blir ved nød-nedkjøring avhenger av produksjonen på tidspunktet kraftverket tripper. I tilfellet over produserte kraftverket rundt 50 % av maksproduksjon. Ved full produksjon vil dermed trykkstøtet bli betydelig større enn i figur 7. Høyeste historiske trykkmåling i kraftverket var en del høyere enn makstrykk under dette trykkstøtet.

Peltonturbiner står i åpne rom med atmosfærisk trykk, og påtrykkes kraft via vannstrålen fra en eller flere dyser vinklet inn mot turbinen. En peltonturbin i et småkraftverk kan derfor reagere på to måter ved nød-nedkjøring: enten ved å vinkle dysene vekk fra turbinen, som vil gjøre at vannet i praksis slippes forbi turbinen, eller så kan turbin og generator dimensjoneres for å tåle hastigheten som vil oppstå ved termisk rømling under nød-nedkjøring.

Nød-nedkjøring er en hendelse kraftverk skal være dimensjonert for, men som er en større belastning enn normal drift. Nød-nedkjøring vil alltid oppstå ved trippsignal fra vern underspennings og overstrømsvern, men påvirkningen på turbin, generator og vannvei vil være størst ved full produksjon.

3.5 Praktisk bruk

DIP LAB er et komplekst og krevende laboratorium å bruke, og gjennomføring av FRT-tester krever lang planlegging. Figur 8 gir en oversikt over anbefalt tidsplan i forkant av FRT-testing med DIP LAB.



Figur 8: Ganttdiagram over planlegging av FRT-tester med DIP LAB.

I praksis kan planleggingstid kuttes helt ned mot 3 uker, men følgende vil ofte sette begrensninger for hvor raskt en FRT-test med DIP LAB kan gjennomføres:

- Det er mange momenter som kan gjøre et kraftverk uegnet for testing. Å avdekke alle momentene som kan gjøre test uønsket eller umulig krever:
 - Tilgang på kortslutningsytelse i tilknytningspunktet fra nettselskapet
 - Tilgang på mest relevante generatorparametere og releplan
 - Befarung på kraftverket.
- Å få tilgang på alle relevant data, og få planlagt og gjennomført befarung på kraftverket kan erfaringsmessig ta lang tid. Høy prioritet hos nettselskap, kraftverkseier og SINTEF vil redusere nødvendig tid.
- Simuleringer og testplanlegging bør være utført før test. Å utføre og kvalitetssikre simuleringene er tidkrevende.
- En betydelig mengde personell fra nettselskap, kraftverkseier, transport-, kran-, anleggsselskaper, og SINTEF skal koordineres, og være ledige samtidig i minimum 3 dager.
- Forhandlinger av kontrakt og signering.

Normalt er det nødvendig med 4 - 6 personer fra SINTEF, og 2 - 4 personer fra nettselskap for å få gjennomført testen, i tillegg til leder for kobling (LfK) fra nettselskap og kraftverkseier⁹.

Gjennomføring av FRT-testene beregnes normalt til å ta 3 dager, hvor oppkobling av lab normalt tar en full arbeidsdag og testing kan ta alt fra et par timer til en arbeidsdag avhengig av hvor omfattende tester som skal gjøres. Nedkobling av lab normalt tar rundt en halv arbeidsdag. I teorien kan dermed testene gjennomføres på to dager, men det er sterkt anbefalt mot å planlegge uten sikkerhetsmargin¹⁰.

⁹ SINTEF er alltid LfS og LfK for DIP LAB. Det er nødvendig med LfS både for kraftverket og nettet tilknyttet kraftverket, men begge rollene kan innehas av samme montør fra nettselskapet, om kraftverkseier og nettselskapet blir enige om å delegere ansvaret til en montøren. Det må være LfK fra både nettselskap og kraftverkseier.

¹⁰ I de fire gangene DIP LAB har vært brukt til nå, har det vært uventede forhold ved alle fire testene, hvorav alle har medført betydelige forsinkelser som ville gjort at en todagers tidsplan hadde røket. Uventede innstillinger av vern i DIP LAB eller kraftverk er fenomenet som har stått for de største forsinkelsene.

3.6 Vurderingskriterier for valg av testobjekter

DIP LAB består av to 40 fots stålkonteinere på 16 og 11 tonn. For å få transportert og løftet disse på plass er det nødvendig at to semitrailere og en mobilkran både kan kjøre fram til kraftverket, og at det er plass nok foran kraftverket til mobilkranen og de to konteinerne ved siden av hverandre. I praksis gjør dette at noen kraftverk ikke er egnet for testing. Andre begrensninger med laben er:

- Systemspenning må være mellom 11 og 33 kV.
- Makseffekt på kraftverket er 8 MVA (4,5 MW ved 11 kV systemspenning). Det er mulig å teste kraftverk med høyere merkeeffekt, så lenge produksjonen ikke overstiger begrensningene til DIP LAB.
- Kabelavstanden fra konteineruttakene til høyspentcellene må være mindre enn 50 m. Kabeluttaket er under konteinerne, som gjør at det må være mulig å grave i hjørnet av den ene konteineren.
- Ved slip over termination (SOT) type endeavslutninger på kablene fra kraftverket må det påregnes ekstrakostnader for bytting av endeavslutninger på kablene fra DIP LAB.
- Lav kortslutningsytelse i tilknytningspunktet kan begrense hvor dype spenningsdipp det er mulig å teste.

Et vurderingsskjema for mulige testobjekter ble sendt ut i starten av prosjektet for å oversikt over mulige testobjekter. Dette er gjengitt (med mindre endringer) i appendiks A.

3.7 Valgte testobjekter i prosjektet

I DIP TEST prosjektet har det vært fokus på å teste så stort utvalg av ulike småkraftverk som mulig. Av opprinnelig fire til fem planlagte tester ble det tidlig i prosjektet avklart at det ikke var realistisk å få til mer enn tre tester med tilgjengelig budsjett. Det var ønskelig å ha så stor som mulig variasjon i kraftverkene, spesielt i størrelse, treghtskonstant og synkronreaktans. Basert på tilgjengelig kraftverk hos deltagerne i prosjektgruppen, som også hadde tilstrekkelig god atkomstvei og plass utenfor kraftverket, ble følgende kraftverk vurdert:

Tabell 2: Vurderte kraftverk med mest relevante generatorparametere.

Kraftverk	Merkeeffekt [MW] ¹¹	H-verdi [s]	Xd [pu]
Bruvollelva	3,9	0,37	2,36
Nordvik	4,3 (to turbiner ¹²)	1,06	2,99
Engeset	5	-	-
Ullestad	4,94	1,21	1,37
Tverråna	3,16	1,25	1,43

Nærmere undersøkelser viste at testing på Engeset ville bli vanskelig, og kraftverket ble derfor ikke vurdert videre. Det var god variasjon i størrelse på turbiner i kraftverkene som ble vurdert (2,3 – 4,94 MW), og også god variasjon i H-verdi (0,37 s - 1,43 s) og synkronreaktans (1,37 - 2,99 pu). På grunn av budsjettbegrensninger ble testen i Nordvik ble droppet, og tester ble kun gjennomført på Bruvollelva,

¹¹ Merkeeffekt på generator er konsekvent brukt som ytelse på kraftverkene.

¹² Kraftverket er et typisk elvekraftverk med en pelton-, og en francisturbin, hvor peltonturbinen kjøres alene på lav last, mens francisturbinen brukes mest når den kan kjøres med full last.

Ullestad, og Tverråna. Disse testene gir fortsatt en relativt god variasjon i merkeytelse (3,16 – 4,94 MW), H-verdi (0,37 s - 1,43 s) og synkronreaktans (1,37 - 2,36 pu).

Alle kraftverkene som ble vurdert testet er tilknyttet 22 kV høyspent distribusjonsnett. Det er lite 33 kV nett i Norge (kun mindre mengder i de tre nordligste fylkene og jordkabler i Oslo¹³), men en del kraftverk er tilknyttet spenningsnivåer mellom 11 og 22 kV. Det hadde vært ønskelig å fått testet minst ett kraftverk med lavere systemspenning enn 22 kV.

Ingen av kraftverkene som ble testet har magasin, som småkraftverk normalt ikke har på grunn av miljøpåvirkningen det medfører. Disse har dermed heller ikke behov for fullverdig turbinregulator, noe det heller ikke er krav om for produksjonsenheter under 10 MW i FIKS [6]. Det er derimot i FIKS minimumskrav til forenklet turbinregulator eller automatisk pådragsstyring når forholdene ligger til rette for dette (vannvei/svingsystem), og alle kraftverkene har dette installert i form av programmerbar logisk styring (PLS).

Alle småkraftverkene som er testet har børsteløs magnetisering, som er standardløsningen for småkraftverk. Mindre småkraftverk (< 1 MW) kan ifølge FIKS være uten spenningsregulator. Alle kraftverkene hadde Basler DECS 200 eller 250 spenningsregulator, som er populær i Norge.

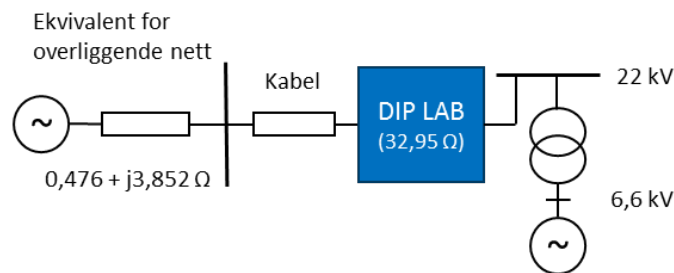
¹³ <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/statistikk-for-ledninger/>

4 Simuleringsmodeller

Oppbygning av simuleringsmodellen og de individuelle komponentene er beskrevet i detalj i appendiks C.

4.1 Overordnet simuleringsmodell for Bruvollelva kraftverk

Bruvollelva kraftverk er tilkoblet en 22 kV-avgang i NTEs høyspent distribusjonsnett i Snåsa. Kraftverket er plassert nær trafostasjon og har dermed en spenning nær nominell verdi selv med $\cos\phi$ -regulering.



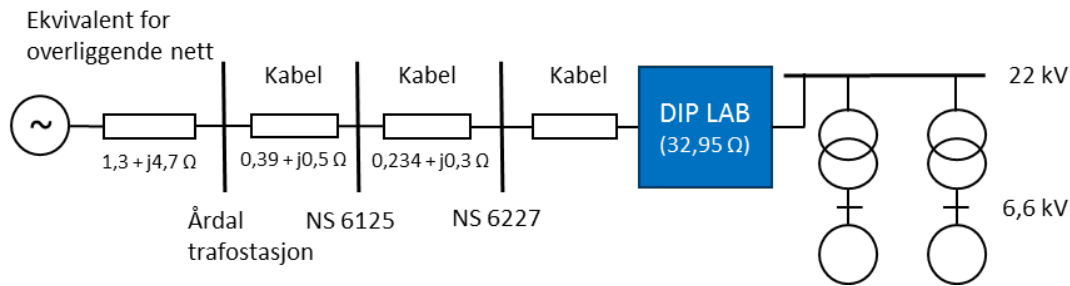
Figur 9: Overordnet simuleringsmodell for Bruvollelva kraftverk.

Ettersom høy kortslutningsytelse er positivt for stabiliteten benyttes minimum kortslutningsytelse for å få konservative simuleringsresultater før testene. Det er da antatt kortslutningsytelse på 22 kV-siden på 124,715 MVA med $\cos\phi$ lik 0,123 som oppgitt av NTE. Dette tilsvarer spenningskilde bak en impedans på $0,476 + j3,852 \Omega$ som vist i figur 9. Samtidig er det antatt en konstant spenning lik 1,0 p.u. for Thevenin-ekvivalenten. Modellen inkluderer også en 22/6,6 kV generatortransformator som har verdier som oppgitt i tabell 3. Kun E_k var oppgitt, men at E_r er omtrent 10 % av E_x er en rimelig antakelse. Mellom generatortransformatoren og nettstasjonen er det en TSLE 3x95 kabel på 170 meter. Denne vil være neglisjerbar sett i forhold til DIP LAB, men har likevel blitt inkludert. Standardverdier er hentet fra planboka og er vist i samme tabell.

En seriereaktans i DIP LAB på $32,95 \Omega$ ble benyttet under alle testene. Kortslutningsreaktansene som ble benyttet er beskrevet i tabell 4. Verdier for resistansen i DIP LABs reaktanser er beregnet ut i fra X/R-forhold på 56,7 for X_{sr} , og 48,7 for X_{sc} .

4.2 Overordnet simuleringsmodell for Ullestad og Tverråna kraftverk

Ullestad og Tverråna kraftverk er tilkoblet en 22 kV avgang i Lyse Elnetts høyspente distribusjonsnett i Årdal. Kraftverket ligger ca. 8 km fra trafostasjonen i Årdal, og driftes med spenningsregulering.



Figur 10: Overordnet simuleringsmodell for Ullestad og Tverråna kraftverk.

Kortslutningsytelse for kraftverkene var oppgitt til å variere mellom 69 og 96 MVA. Minimum kortslutningsytelse ble ikke benyttet, ettersom dette ville blitt lite representativt om det var høyere kortslutningsytelse i nettet ved testtidspunktet. At det var så lav kortslutningsytelse var heller ikke spesielt sannsynlig, ettersom kortslutningsytelsen blant annet ble påvirket av hvilke nærliggende småkraftverk som var tilknyttet, og testene var planlagt i en periode med mye regn. Testene var også utført sent på året, når kortslutningsytelsen ofte er høyere enn på sommerhalvåret. Et anslag på 80 MVA på NS 6227 ble derfor benyttet, tilsvarende en ekvivalent impedans på $1,3 + j4,7 \Omega$. Det er antatt en konstant spenning lik 1,0 p.u. for Thevenin-ekvivalenten. I modellen ble også nærmeste nettstasjon til kraftverket modellert, ettersom det raskt ble klart at den forholdsvis lave kortslutningsytelsen raskt ville gjøre at spenningspåvirkningen på nettet kunne bli betydelig. Nettstasjonen som forsynte småkraftverket hadde få kunder tilknyttet, mens neste nettstasjon forsynte flere kunder; moderate forstyrrelser ved NS 6227 kunne derfor tillates, men ikke på NS6125. Modellen inkluderer også 22/6,6 kV generatortransformatorer som har verdier som oppgitt i tabell 3. Kun E_k var oppgitt, men at E_r er omtrent 10 % av E_x er en rimelig antakelse. Mellom samleskinne i kraftverket og nettstasjonen er det en TSLF 3x240 kabel på 370 meter. Denne vil være neglisjerbar sett i forhold til DIP LAB, men har likevel blitt inkludert. Standardverdier er hentet fra planboka og er vist i samme tabell.

Samme seriereaktans i DIP LAB som for Bruvollleiva ble benyttet, kortslutningsreaktanser er beskrevet i tabell 4.

Tabell 3: Parameterverdier for transformator og kabel til tilknytningspunkt (nærmeste nettstasjon).

	Parameter	Bruvollleiva	Ullestad	Tverråna
Transformator	Merkeytelse	5 MVA	5,5	3,6
	Merkespenning HS side	22kV	22kV	22kV
	Merkespenning LS side	6,6 kV	6,6 kV	6,6 kV
	Transformatorimpedans Z_k (ref. 22kV)	7,744 Ω	6,6 Ω	9,41 Ω
	Transformatorimpedans Z_k (ref. 6,6kV)	0,696 Ω	0,594 Ω	0,847 Ω
	Koblingsgruppe	Ynd11	Ynd11	Ynd11
	Relativ kortslutningsimpedans E_k	8 %	7,5 %	7 %
	Relativ kortslutningsreaktans E_x	8,0 % (Antatt)	7,5 % (Antatt)	7,0 % (Antatt)
	Relativ kortslutningsresistans E_r	0,8 % (Antatt)	0,75 % (Antatt)	0,7 % (Antatt)
Kabel	R – Resistans	0,320 Ω/km		0,125 Ω/km
	X – Reaktans	0,12 Ω/km		0,11 Ω/km
	C_d – Driftskapasitans	0,28 μF/km		0,28 μF/km

Tabell 4: Reaktansverdier DIP LAB.

	Planlagt spenningsdipp	Xsr	Rsr	Xsc	Rsc
Bruvoll- elva	20 %	32,95 Ω	0,58 Ω	144,15 Ω	2,96 Ω
	30 %	32,95 Ω	0,58 Ω	85,58 Ω	1,76 Ω
	40 %	32,95 Ω	0,58 Ω	55,19 Ω	1,13 Ω
	50 %	32,95 Ω	0,58 Ω	41,11 Ω	0,84 Ω
Ullestad / Tverråna	20 %	32,95 Ω	0,58 Ω	120,34 Ω	2,46 Ω
	40 %	32,95 Ω	0,58 Ω	60,17 Ω	1,23 Ω

Del III: Resultater

5 Tester på Bruvollrelva

Testene på Bruvollrelva ble gjennomført mellom 12. og 14. april 2016 i samarbeid med Småkraft, NTE Nett og SINTEF. To masterstudenter fra NTNU deltok også på testene [5, 7].

Testene var opprinnelig planlagt utført mellom 21. og 23. oktober 2015, men under oppkoblingen av DIP LAB 21. oktober ble det klart at kablene til DIP LAB ikke kunne trekkes helt fram til høyspenningscellen de skulle tilkobles, og at de var for stive til å bli bøyd på plass. DIP LAB ble derfor stående på Bruvollrelva fram til 12. april, da testene kunne bli gjennomført med nye mer fleksible kabler¹⁴. En befaring av anlegget burde vært gjennomført for å avdekke dette, og rutinene for befaring ble endret i etterkant av testen (sjekklister for befaring vises i appendiks E). Det ble arbeidskrevende å få forberede testen, og følgende ble utført i forkant:

- Datainnsamling og simuleringer.
- Befaring av anlegget (utført kun av NTE).
- Innkjøp av 6 stk nye 50 m fleksible 24 kV kabler fra Nexans.
- Endeavslutningene i kraftverket var av typen slip over termination (SOT) fra Raychem, og endeavslutningene på de seks kablene til DIP LAB måtte derfor byttes. Nye endeavslutninger ble kjøpt og montert i lab hos SINTEF.
- For å kunne skjote nettkabler med kablene fra DIP LAB ble det også bygget en omkoblingsboks (utdrag fra prøverapport i appendiks F) som er typetestet for anlegg opp til 24 kV.
- Installert et uttak for trefase 400 V strømforsyning til DIP LAB på kraftverket.
- Kablene ble avdekket (utført av NTE).
- Bestilling av konteinertransport med sidelastere (Bring) og mobilkran (Odd Einar Kne AS).
- Signering av avtaleverk og informasjonsmøte over Skype mellom LfS'er og LfK'er fra SINTEF, NTE Nett, og Småkraft.

5.1 Simuleringsresultater

I forkant av første test ble det gjort en del arbeid med simuleringer for å undersøke hvilke parametere som spilte inn på småkraftverks FRT-egenskaper, og hvor nøyaktige simuleringsmodeller som var nødvendig for å få tilstrekkelig gode resultater. Dette kapittelet presenterer en kort oversikt over disse simuleringene.

5.1.1 Innvirkning av overliggende nett

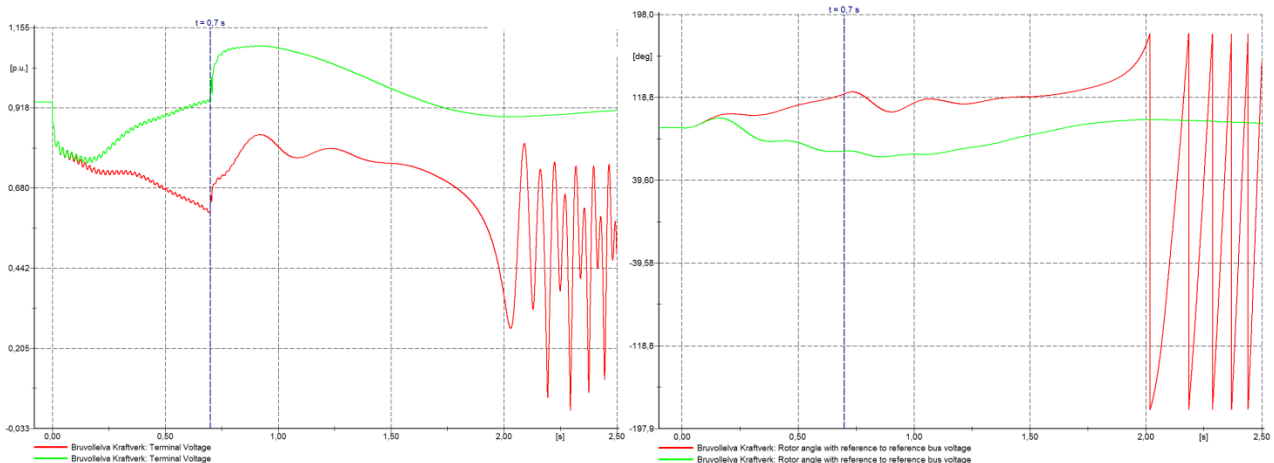
En økning fra minimum kortslutningsytelse (124 MVA) til maksimum kortslutningsytelse (133 MVA¹⁵) hadde liten påvirkning på resultatene. Dette er forståelig om man vet at dette tilsvarer en endring på omtrent 0,25 Ω . Denne endringen blir neglisjerbar sett i forhold til DIP LABs seriereaktans Xsr på 32,95 Ω . Det er i stor grad Xsr som dikterer opplevd kortslutningsytelse fra overliggende nett. Dersom kortslutningsytelsen var veldig mye høyere eller lavere ville man kunne være nødt til å justere Xsr for å få ønsket kortslutningsytelse fra nettet.

¹⁴ Kablene er TFXP 24 kV, 3x1x95mm² 50m. DIP LAB kan per dags dato ikke benyttes på høyere spenningsnivå enn 24 kV, selv om konteinerne er dimensjonert for 36 kV, med mindre nye nettkabler kjøpes. Det er få steder i Norge som har spenningsnivå 36 kV; kun deler av Oslo (jordkabel) og mindre områder i de tre nordligste fylkene.

¹⁵ Oppgitt av NTE ved Rune Paulsen.

5.1.2 Innvirkning av AVR

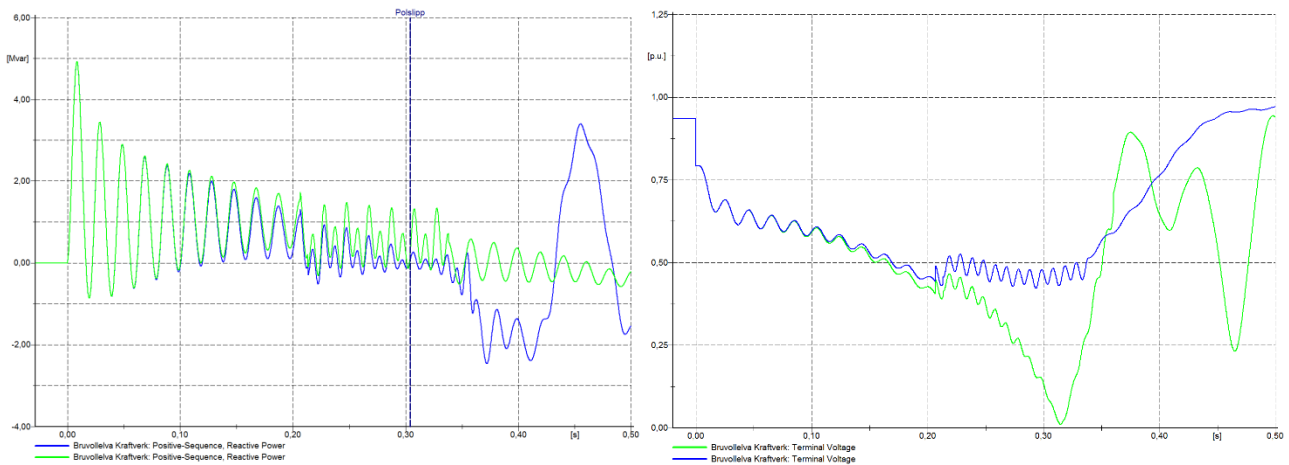
AVR har en stor positiv påvirkning på den transiente stabiliteten. Figur 11 viser spenning og polhjulsinkel under en kortslutningstest. Uten AVR mister generatoren synkronismen. Med AVR vil spenningsregulatoren øke magnetiseringsstrømmen betydelig for å gjenopprette spenningen som vist i figuren. Samtidig fører dette til en overspenning etter kortslutningstesten ettersom magnetiseringsstrømmen er økt med 40-60 %. Ved større spenningsdipper vil dette kunne føre til at overspenningsvernet slår ut.



Figur 11: Innvirkning av AVR – Spenning (venstre) og polhjulsinkel (høyre) for kun generator (rød) og AVR (grønn) ved 20 % spenningsdipp i 0,7 s med full produksjon. Stiplet strek indikerer feilklareringstiden.

5.1.3 Innvirkning av VAR/ cos ϕ -regulator

VAR/cos ϕ -regulator har som nevnt en negativ påvirkning på generatoren transiente stabilitet sett i forhold til kun AVR, fordi regulatorene regulerer ned reaktiv effekt under feil. Virkningen er tregere enn AVR, og dette har dermed mest betydning for langvarige spenningsdipp. Hvor stor påvirkningen er avhenger også av innstillingene til cos ϕ /VAR-regulatoren. Simuleringer viser at resultatene ved VAR-regulator og cos ϕ -regulator i stor grad er sammenfallende. Samtidig er det få tilfeller hvor VAR/cos ϕ -regulator fører til ustabilitet sammenlignet med kun AVR. Derimot fører VAR/cos ϕ -regulator sjeldnere til utløsning av overspenningsvern ettersom den reaktive effekten begrenses noe. Figur 12 viser en av få kortslutningstester hvor generatoren mister synkronismen ved bruk av VAR-regulatoren, men ikke ved bruk av kun AVR. Til å begynne med har VAR-regulatoren og AVR identisk forløp, hvorpå VAR-regulatoren begynner å begrense den reaktive effekten noe. Dette resulterer i lavere generatorspenningen, økende polhjulsinkel og generatoren mister synkronisme kort tid etter.



Figur 12: Innvirkning av VAR-regulator – Spenning (venstre) og reaktiv effekt (høyre) for AVR (grønn) og VAR-regulator (blå) for en kortslutningstest med full produksjon. Stiplet strek indikerer polsslipp.

5.1.4 Hvilke vern slår ut ved kortslutningstester?

Vektorhoppvern vil kunne slå ut ved alle kortslutningstester, selv ved kun 20 % spenningsdipp. Dette vernet må dermed kobles bort/stilles om før tester gjennomføres. Underspenningsvernene vil naturligvis også måtte stilles om, hvis dypere spenningsdipp skal kunne påføres kraftverket. Dette er relativt snevert innstilt med $U < 85\%$ og utløsetid 1,4 s, og $U \ll 80\%$ med utløsetid 0,1 s. For å få testet dypere spenningsdipp var det derfor planlagt å rekonfigurere underspenningsvernet ved enkelte av testene.

Uten spenningsregulator

Dersom både vektorhoppvernet og underspenningsvern er koblet bort vil det ikke være noe vern som slår ut før generatoren mister synkronisme. Resultatet vil da være polsslipp, som er en betydelig mekanisk påkjenning for generatoren. Det er mulig at en justering av underspenningsvern på Bruvollselva til 60 % underspenning med utløsetid mindre eller lik 0,1 sekunder vil kunne være nok til å forhindre tap av synkronisme. Dette ble ikke gjennomført i praksis, fordi det ble for mye annet som tok tid under testingen.

Med spenningsregulator (AVR, Var- eller $\cos\phi$ -regulator)

Ved bruk av spenningsregulator vil overspenningsvernet i mange tilfeller koble fra generatoren, fordi spenningen etter test går over 1,15 p.u. spenning i 0,1 sekund. Dette skjer fordi spenningsregulatoren øker magnetiseringsstrømmen under testforløpet som gir en overspenning etter gjennomført kortslutningstest. Men ved større spenningsdipper hvor generatoren mister synkronisme under kortslutningstesten vil ingen vern slå ut før man får polsslipp. Igjen er det mulig at en justering av underspenningsvern til 60 % underspenning med utløsetid mindre eller lik 0,1 sekunder vil kunne være nok til å forhindre tap av synkronisme.

5.1.5 Hvilke kortslutningstester fører til ustabilitet?

Det har blitt gjennomført simuleringer ved full/halv produksjon med effektfaktor $\cos\phi=1$, $\cos\phi=0,95$ undermagnetisert og $\cos\phi=0,95$ overmagnetisert. Dette gir generatorspenning som vist i tabell 5. Et viktig poeng er at undermagnetisering fører til svært lav generatorspenning (0,7 p.u.) på bakgrunn av

spenningsfallet over X_{sr} . Dette operasjonspunktet vil gi ustabilitet for alle kortslutningstester og vil ikke være aktuelt. På den andre siden viser tabell 5 at også overmagnetisert generator kan gi problemer ved at spenningen blir så høy som 1,11 p.u. ved full produksjon. Dersom man ønsker å gjennomføre kortslutningstester med VAR/cos ϕ -regulator bør man være nøye med hvilket operasjonspunkt man velger. Aller best er det om operasjonspunktet velges svakt overmagnetisert for å få akseptable spenningsforhold før kortslutningstestene ved bruk av VAR/cos ϕ -regulator. Ved halv produksjon har man mer spillerom vedrørende valg av operasjonspunkt.

Tabell 5: Generatorspenning ved ulike operasjonspunkt.

Operasjonspunkt	Generatorspenning ved full produksjon - 3,90 MW	Generatorspenning ved halv produksjon – 1,95 MW
Cos ϕ =0,95 undermagnetisert	0,70 p.u.	0,92 p.u.
Cos ϕ =1,00	0,94 p.u.	0,99 p.u.
Cos ϕ =0,95 overmagnetisert	1,11 p.u.	1,05 p.u.

Det ble simulert 20 %, 30 %, 40 % og 50 % spenningsdipp med reaktansverdier som oppgitt i tabell 26. Det er viktig å poengtere at man her omtaler planlagt spenningsdipp, de reelle spenningsdippene blir lavere enn disse verdiene. Simuleringene ble gjennomført for kun generator (uten spenningsregulator), generator med AVR, generator med cos ϕ -regulator og generator med VAR-regulator. Det ble da sjekket hvilke tester som gir ustabilitet uten at vern løses ut. Dette vil være tester som kan gi polslipp dersom vektorhoppvernet¹⁶ og underspenningsvernet er koblet bort.

Kun generator

- Med full produksjon kan selv 20 % spenningsdipp føre til ustabilitet uten at vern forhindrer polslipp. Dette er avhengig av varighet og generatorens operasjonspunkt. For å holde seg på den sikre siden bør dermed spenningsregulatoren være aktiv under kortslutningstestene.
- Ved halv produksjon er det først og fremst 40 % og 50 % spenningsdipp som kan føre til ustabilitet og polslipp. Men dersom generatoren er undermagnetisert kan selv 20 % spenningsdipp gi ustabilitet ved lang feilvarighet.

Med enten AVR, cos ϕ -regulator eller VAR-regulator

- Kun de dypeste spenningsdippene på 40 % og 50 % ved full produksjon og cos ϕ =1 som gir ustabilitet uten at vern løses ut tidnok til å forhindre polslipp.

Oppsummering av testene med AVR og cos ϕ -regulator er vist i tabell 6 og tabell 7. Full produksjon tilsvarer 3,9 MW, halv produksjon 1,95 MW. Out of step angir tap av synkronisme. Q eks. angir utløsning av vernfunksjon for reaktiv effekt eksport, U>> angir utløsning av den hurtigvirkende overspenningsvern, og I> angir utløsning av overstrømsvern.

¹⁶ Det kan virke som om vernet ikke var aktivt under testene. Erfaringer fra andre kraftverk er at dette vernet i mange tilfeller blir deaktivert fordi det gir utilsiktede utkoblinger.

Tabell 6: Gjennomførbare tester med cosφ-regulering.

	Varighet [ms]	Cosphi=1				Cosphi 0,95 overmagn.				Cosphi 0,95 undermagn.						
		Restspenning				Restspenning				Restspenning						
		80 %	70 %	60 %	50 %	80 %	70 %	60 %	50 %	80 %	70 %	60 %	50 %			
Full produksjon	100	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Vil gi 0,70 pu spenning i generatorpunktet. Ikke aktuelt, gir ustabilitet for alle tester	OK	OK	OK	OK		
	150	OK	OK	OK	Out-of-step	OK	OK	OK	OK		OK	OK	OK	OK		
	200	OK	OK	OK		OK	OK	OK	OK		OK					
	300	OK	OK	OK		OK	OK	OK	OK		OK					
	500	OK	OK	U>>		OK	OK	U>>	OK		OK					
	700	OK	OK			OK	OK		OK							
	1000	OK	OK			OK	OK		OK							
	1500	OK	Q eks., >			OK	OK		U>>							
	2000	OK				OK	OK									
	3000	OK				Q eks.	Q eks., >, og U>>									
	5000	OK				Q eks., >, og U>>	Q eks., >, og U>>									
Halv produksjon	100	OK				OK	OK		OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	150	OK			OK	OK	OK		OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	200	OK			OK	OK	OK		OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	300	OK			OK	OK	U>>		OK	OK	U>>	OK	OK	OK	OK	OK
	500	OK		OK	OK	OK		OK	OK	OK		OK				
	700	OK		OK	OK	OK		OK	OK	OK		OK				
	1000	OK		OK	OK	OK		OK	OK	OK		OK	U>>			
	1500	OK	OK	OK	OK	OK		OK	OK	OK						
	2000	OK	OK	OK	OK	OK		OK	OK	OK						
	3000	OK	Q eks.	OK	OK	OK		OK	OK	OK		Q eks.				
	5000	OK		Q eks., >, og U>>	OK	Q eks., >, og U>>		OK	OK	Q eks.		Q eks., >				

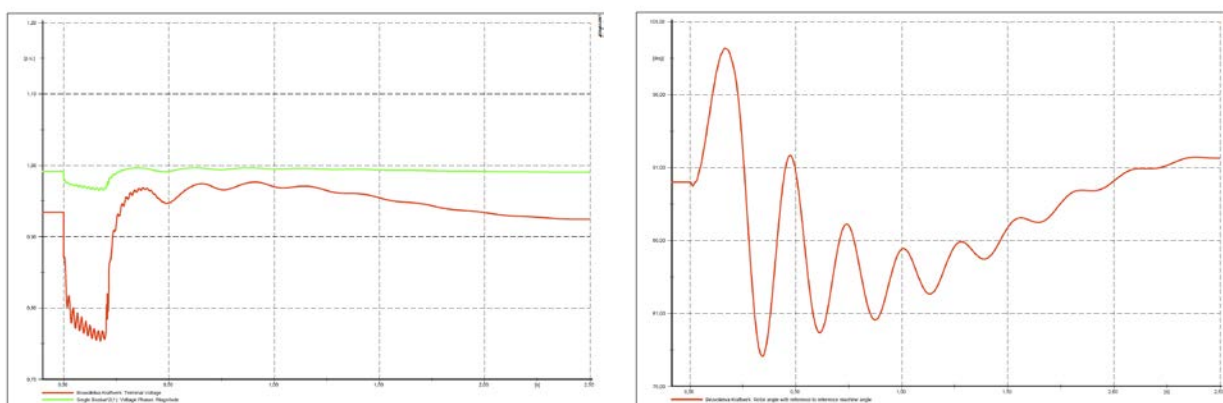
Tabell 7: Gjennomførbare tester med AVR-regulering.

	Varighet [ms]	AVR (cosphi=1)				AVR (0,95 overmagn.)				AVR (0,95 undermag.)											
		Restspenning				Restspenning				Restspenning											
		80 %	70 %	60 %	50 %	80 %	70 %	60 %	50 %	80 %	70 %	60 %	50 %								
Full produksjon	100	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Vil gi 0,70 pu spenning i generatorpunktet. Ikke aktuelt, gir ustabilitet for alle tester	OK	OK	OK	OK									
	150	OK	OK	OK	Out-of-step	OK	OK		OK	OK	OK	OK	OK								
	200	OK	OK	OK		OK	OK		OK												
	300	OK	OK	U>>		U>>	U>>		U>>	U>>											
	500	OK	OK								OK	OK	OK								
	700	OK	Q eks., >								OK	OK	OK	OK							
	1000	OK									OK	OK	OK								
	1500	OK									U>>	OK	OK	OK							
	2000	OK									OK	OK	OK	OK							
	3000	OK									Q eks., >	Out-of-step	Q eks., >, og U>>	Q eks., >, og U>>							
	5000	OK									Q eks., >, og U>>	Out-of-step	Q eks., >, og U>>	Q eks., >, og U>>							
Halv produksjon	100	OK						OK			OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK		
	150	OK			OK			OK			OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK			
	200	OK			OK			OK			OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK			
	300	OK		OK	OK	U>>	U>>	U>>	U>>	U>>	U>>	U>>	U>>								
	500	OK		Q eks., >, og U>>	Q eks., >, og U>>									Q eks., >, og U>>	Q eks., >, og U>>	Q eks., >, og U>>	Q eks., >, og U>>				
	700	OK	OK															OK	OK	OK	
	1000	OK	OK															OK	OK	OK	
	1500	OK	OK															OK	OK	OK	
	2000	OK	OK															OK	OK	OK	
	3000	OK	U>>															OK	OK	OK	OK
	5000	OK	Q eks., >, og U>>															Q eks., >, og U>>	Q eks., >, og U>>	Q eks., >, og U>>	Q eks., >, og U>>

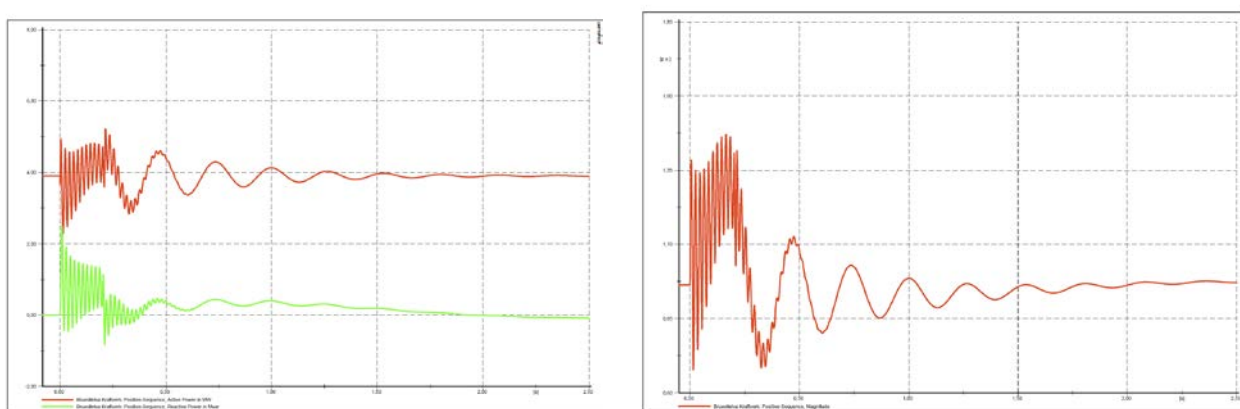
5.1.6 Simuleringsresultater

Utvalgte simuleringsresultater fra 20 % dipp og 40 % dipp i 0,2 s er presentert her. Simuleringsresultater er gjengitt for spenning på generator og nettsiden av DIP LAB, generators polhjulsvinkel relativ til referansevinkel (merk, ikke strømmen), aktiv og reaktiv effekt fra generator, samt generatorstrøm. Følgende case presenteres:

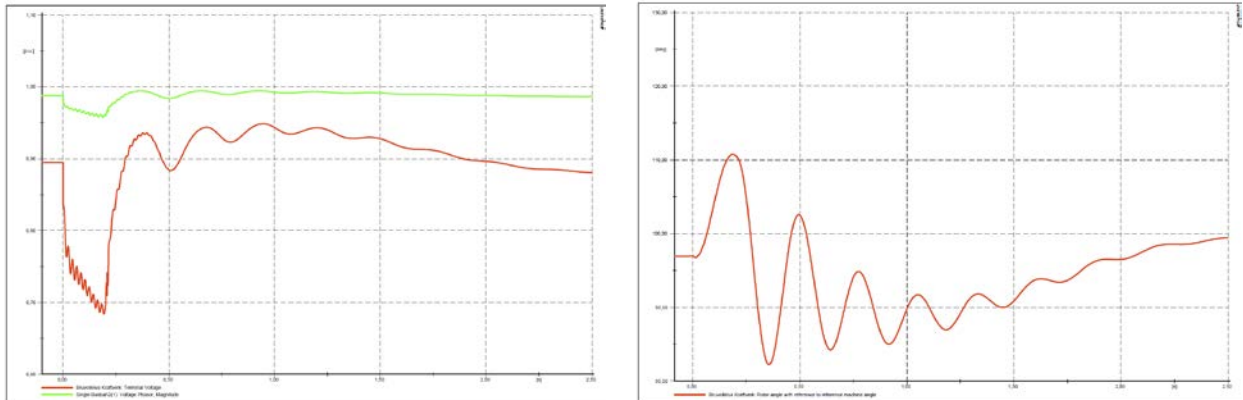
- Figur 13 og figur 14 viser simuleringsresultater for tester med 20 % spenningsdipp utført ved full produksjon, med $\cos\phi$ -regulering, når effektfaktor før test er 1.
- Figur 15 til figur 16 viser samme test, men når generatoren kjøres undermagnetisert med effektfaktor lik 0,995.
- Figur 17 til figur 18 viser samme test, men med halv produksjon, og effektfaktor før test lik 1.
- Figur 19 til figur 20 viser simuleringsresultater for tester med 40 % spenningsdipp ved full produksjon, $\cos\phi$ -regulering, når effektfaktor før test er 1.
- Figur 21 til figur 22 viser samme test, men når generatoren kjøres med halv produksjon.



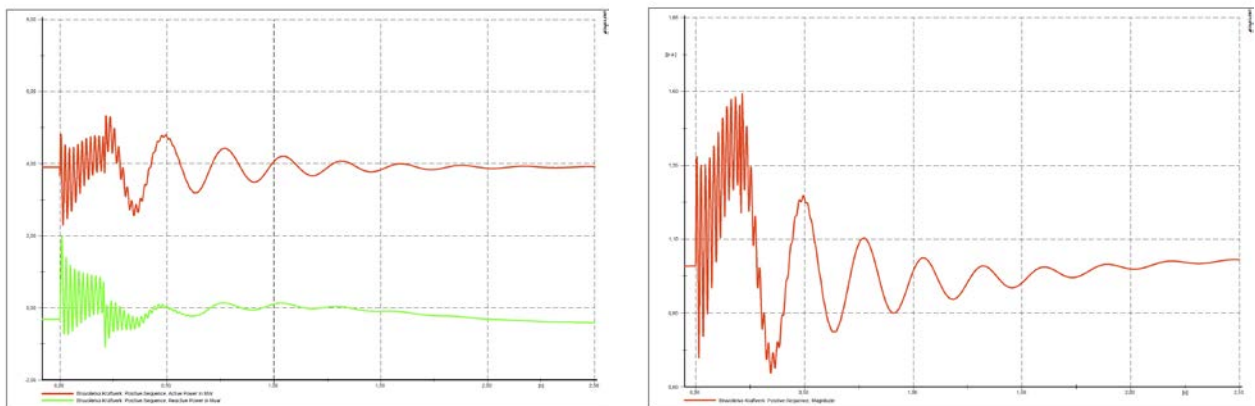
Figur 13: 20 % spenningsdipp i 0,2 s, $Q = 0$ før test. Til venstre: Spenning på nettside av DIP LAB (grønn) og på høyspentsiden av generatortransformator (rød). Til høyre: Polhjulsvinkel.



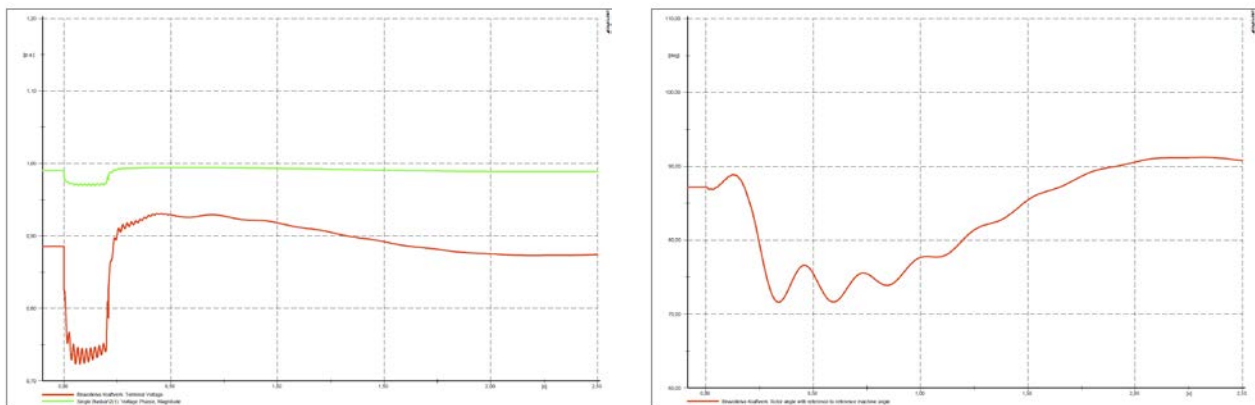
Figur 14: 20 % spenningsdipp i 0,2 s, $Q = 0$ før test. Til venstre: Aktiv effekt (rød) og reaktiv effekt (grønn). Til høyre: Generatorstrøm.



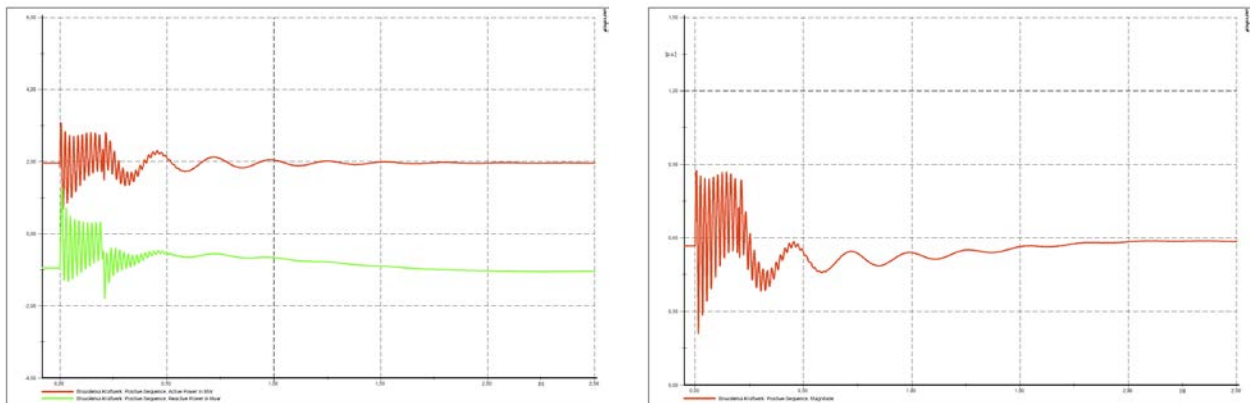
Figur 15: 20 % spenningsdipp i 0,2 s, $Q = -0,3$ før test. Til venstre: Spenning på nettside av DIP LAB (grønn) og på høyspentsiden av generatortransformator (rød). Til høyre: Polhjulsinkel.



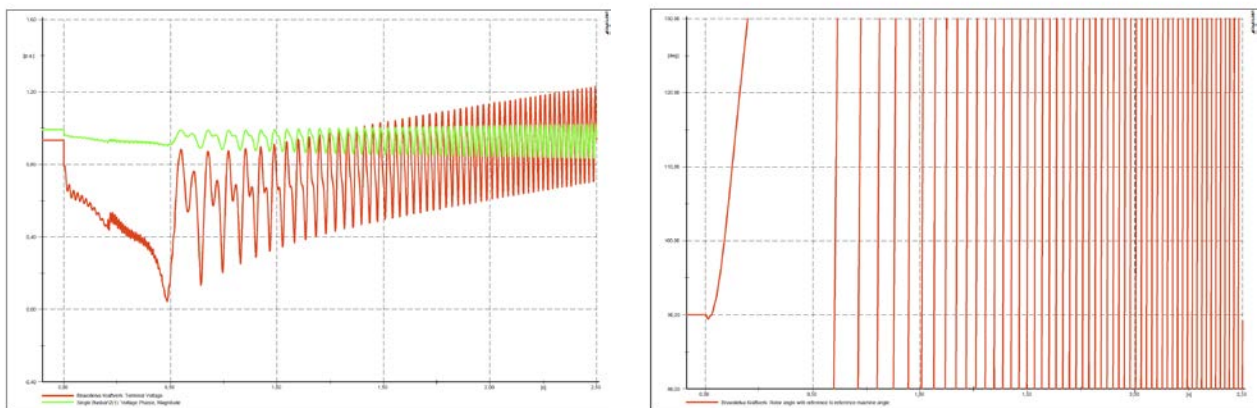
Figur 16: 20 % spenningsdipp i 0,2 s, $Q = -0,3$ før test. Til venstre: Aktiv effekt (rød) og reaktiv effekt (grønn). Til høyre: Generatorstrøm.



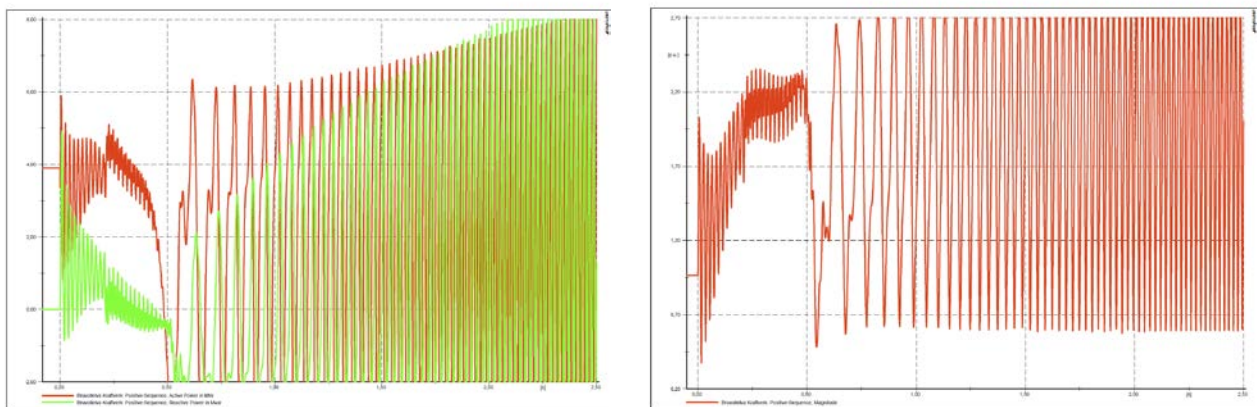
Figur 17: 20 % spenningsdipp i 0,2 s, halv produksjon og $Q = -0,95$ før test. Til venstre: Spenning på nettside av DIP LAB (grønn) og på høyspentsiden av generatortransformator (rød). Til høyre: Polhjulsinkel.



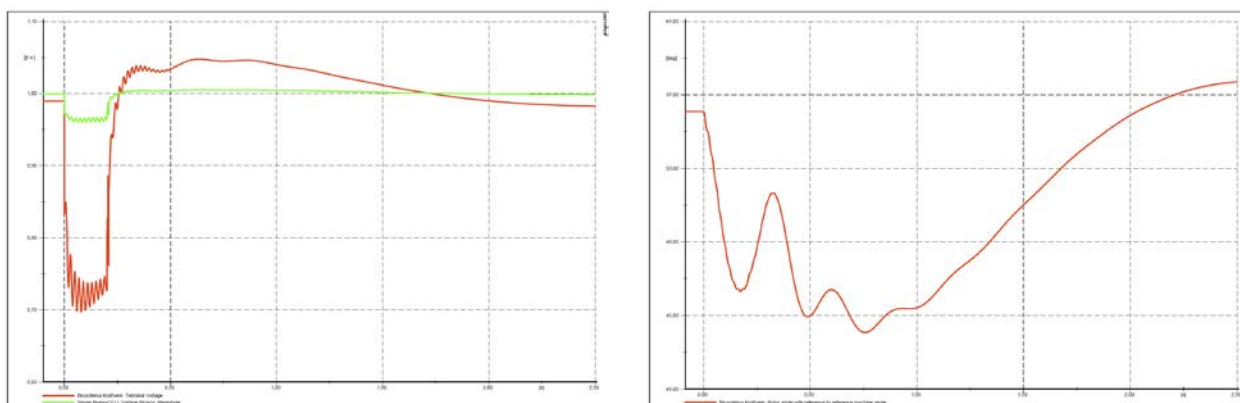
Figur 18: 20 % spenningsdipp i 0,2 s, halv produksjon og $Q = -0,95$ før test. Til venstre: Aktiv effekt (rød) og reaktiv effekt (grønn). Til høyre: Generatorstrøm.



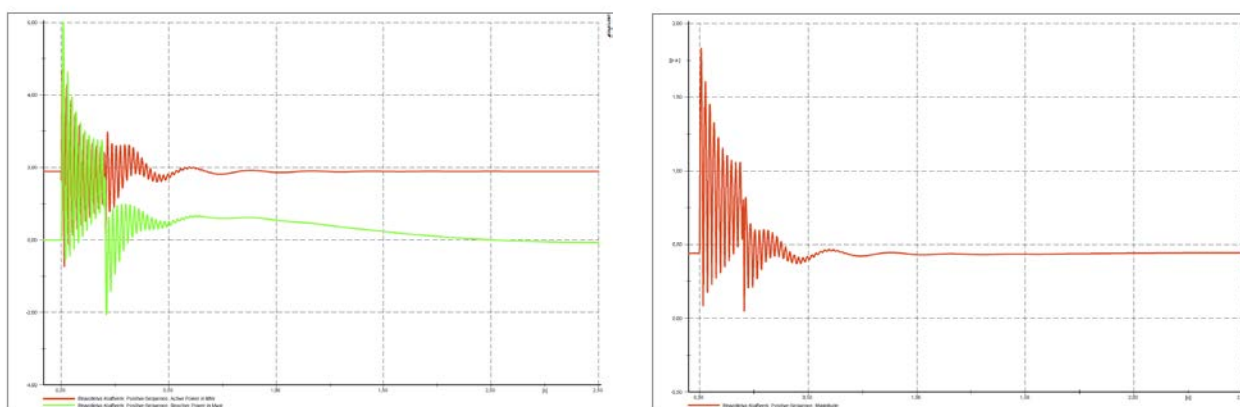
Figur 19: 40 % spenningsdipp i 0,2 s, $Q = 0$ før test. Til venstre: Spenning på nettside av DIP LAB (grønn) og på høyspentsiden av generatortransformator (rød). Til høyre: Polhjulsvinkel.



Figur 20: 40 % spenningsdipp i 0,2 s, $Q = 0$ før test. Til venstre: Aktiv effekt (rød) og reaktiv effekt (grønn). Til høyre: Generatorstrøm.



Figur 21: 40 % spenningsdipp i 0,2 s, halv produksjon og $Q = 0$ før test. Til venstre: Spenning på nettside av DIP LAB (grønn) og på høyspentsiden av generatortransformator (rød). Til høyre: Polhjulsinkel.



Figur 22: 40 % spenningsdipp i 0,2 s, halv produksjon og $Q = 0$ før test. Til venstre: Aktiv effekt (rød) og reaktiv effekt (grønn). Til høyre: Generatorstrøm.

Følgende kan observeres fra simuleringsresultatene:

- For de dypere spenningsdippene må det gjøres simuleringer onsite med korrekt produksjonsnivå for å fastslå om kraftverket får tap av synkronisme.
- Kraftverket blir raskt ustabil når det er undermagnetisert. Dette var også synlig i kapabilitetsdiagrammet.
- Påvirkningen på resten av nettet er innenfor akseptable grenser.

5.1.7 Test og koblingsplan

Basert på simuleringene ble testplanen i tabell 8 laget, med koblinger i DIP LAB som vist i tabell 9, og brytertider som vist i tabell 10. Hvilke koblinger / tester som faktisk gjøres, er ikke bare basert på disse simuleringene, men også hvilken respons fra kraftverket som måles under testene. Tilpasninger i koblingsplanen gjøres typisk om påvirkning på nett og generator fra testene blir lavere eller høyere enn det simuleringsresultatene skulle tilsi. Kriteriet for at en test skal kunne gjennomføres er:

- Det vil ikke oppstå skadelige overspenninger eller overstrømmer, eller tap av synkronisme.
- Det vil ikke oppstå spenningsprang høyere enn 5 % i nettet. I praksis er det også ønskelig å unngå å kjøre mange tester tett oppunder 5 % grensen.
- Det er forventet at kraftverket vil forbli tilkoblet under testen. Samtidig er det ønskelig å teste så nærme stabilitetsgrensene til kraftverket som mulig, og det vil være ønskelig at kraftverket tripper på minst en av testene. Dette er imidlertid enkelt å få til ved å øke varigheten på spenningsdipp til kraftverket tripper, gitt at alle andre testparametere er konstante.

Langvarige tester med 20 % spenningsdipp, eller dypere tester enn 20 % vil kreve at trippverdi til underspenningsvernet endres. Det må i så fall kontrolleres med simuleringer at det ikke vil oppstå tap av synkronisme før testene gjøres – og det må være verifisert med tidligere tester at simuleringene stemmer overens med måleresultatene.

Tabell 8: Testplan.

Test nr.	Spenningsdipp	Varighet [ms.]	Produksjon	Reguleringsmodus	Verninnstillinger
1	20 %	200	Maks	U = 1	Uendret
2 – 2.n	20 %	500 – utkobling	Maks	U = 1	Uendret
3	20 %	500	Maks	Q = 0	Uendret
4	20 %	500	maks	cos(φ) = 1	Uendret
5 – 5.n	30 %	100 – utkobling	Maks	U = 1	Uendret
6	30 %	500	Maks	Q = 0	Endre U _{min}
7	30 %	500	Maks	cos(φ) = 1	Endre U _{min}
8	40 %	Avhengig av P	Maks	U = 1	Endre U _{min}
9	50 %	Avhengig av P	Maks	U = 1	Endre U _{min}

Ved test 2 og 5 økes varigheten av testene gradvis til kraftverket kobler ut pga. tripp fra underspenningsvern. Fornuftige tidssteg må bestemmes ut i fra produksjon i kraftverket og simuleringer.

Tabell 9: Koblinger internt i DIP LAB

	Ω		Kobling	Trinn	Link
Xsr	32,95	2 in series	1 – 2	100 %	3 – 5
Spenningsdipp	Xsc		Kobling	Trinn	Link
20 %	144,15		4 * 1(1-2)	110 %	6 – 7
30 %	85,58		2 * 1(1-2) + 1(2-3)	110 %	6 – 7
40 %	49,55		1(1-2) + 1(2-3)	110 %	6 – 7
50 %	36,04		1(1-2)	110 %	6 – 7

Tabell 10: Tidsinnstillinger brytere i DIP LAB.

Tid	Varighet
Start time:	Default (1,5 s.)
Time before*	10 s
Short Circuit time 1	Varies
Time after	100 ms.

*Dersom det visere seg at spenningen stabiliserer seg lenge før det har gått 10 s. kan *Time before* reduseres.

5.2 Testresultater

De utførte testene er oppsummert i tabell 11. Det ble utført færre tester enn planlagt, årsaken til dette var forhold rundt andre og tredje test som tok tid å klare opp i.

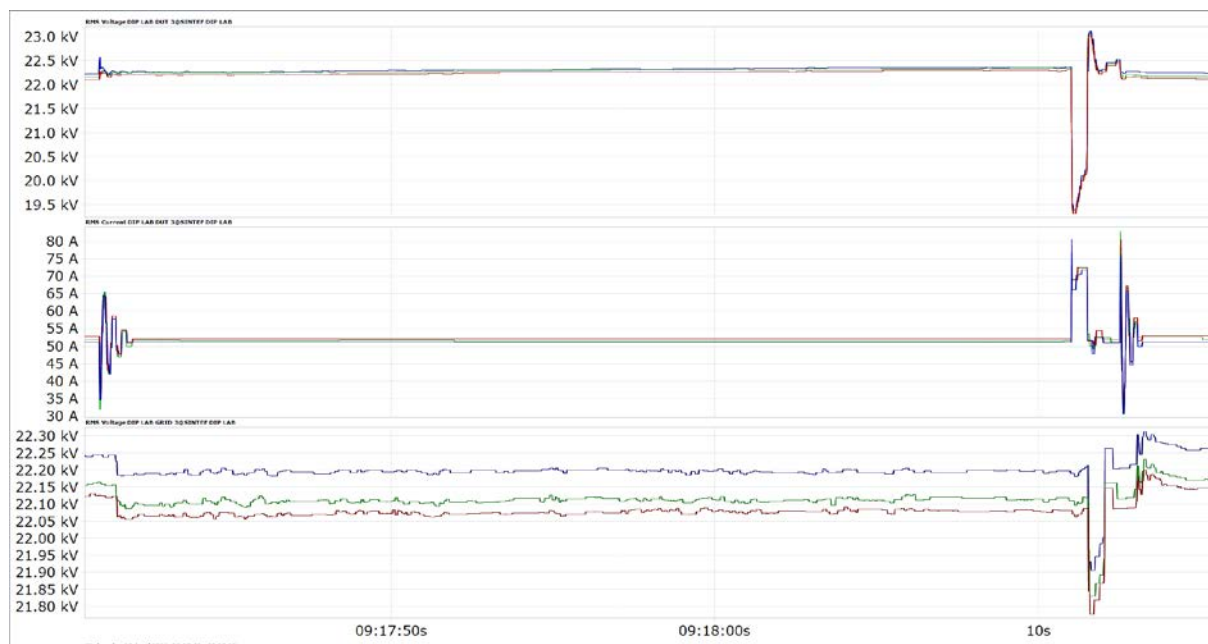


Figur 23: DIP LAB ved Bruvollkraftverk.

Tabell 11: Oppsummering av utførte tester.

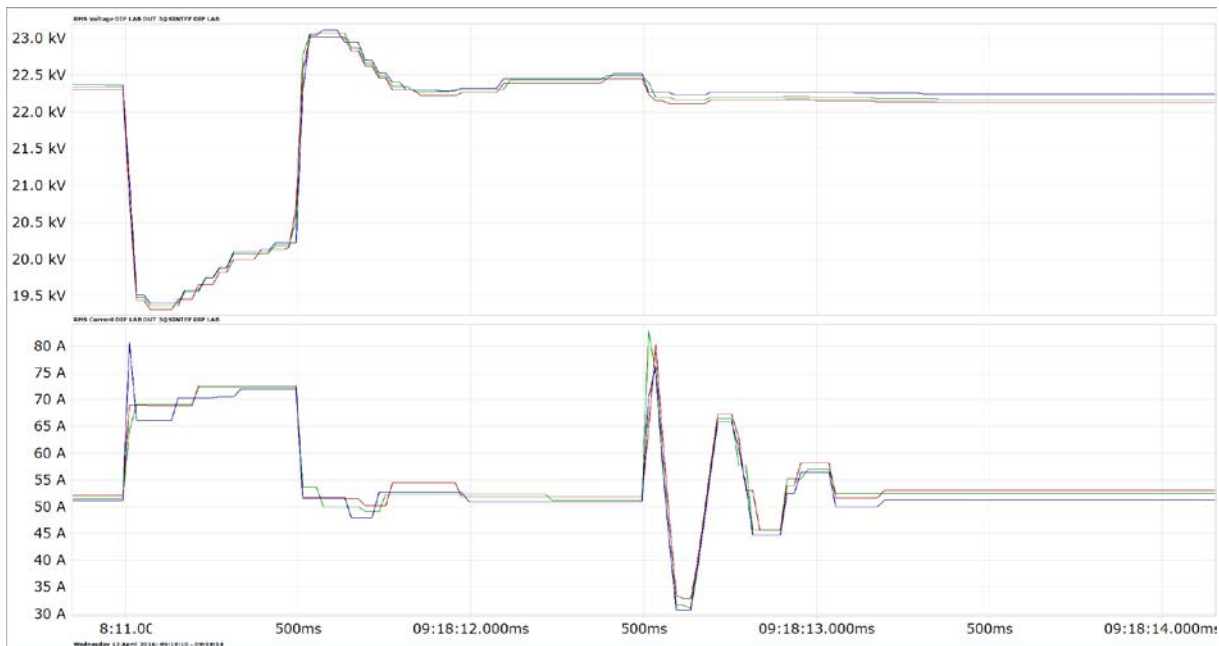
Tidspunkt	Dipp-dybde	Reguleringsmodus	Dipp-lengde [s]	Produksjon [MW] ¹⁷	Tripp av kraftverk?	Måledata
Torsdag 13:22	20 %	Cosφ	0,5	2	Nei	Elspec
Torsdag 13:44		Cosφ	3	2,1	Etter 2,5 s, fra U < 90 % i generatorvern	Elspec
Fredag, ikke registrert kl.		AVR	0,2	~2	Nei	Ingen
Fredag 09:18	30 %	AVR	0,2	~2	Momentant fra U <<	Oscilloskop
Fredag 09:59		Cosφ	0,1	~2	Nei	Elspec og oscilloskop

Det var flere utfordringer med måleteknikk i løpet av testene. Ved andre test sluttet strømmålingene på Elspec'en som målte på DUT siden av DIP LAB å fungere, og det er derfor bare første og andre test som har trefase strøm og spenning på begge sider av DIP LAB. Det var også utfordringer med å hente data måleinstrumentene fra testene, som førte til at det for to tester ikke var mulig å hente data fra Elspec'en. Et oscilloskop var medbragt for å fungere som backup, og dette ble brukt på fjerde og femte test. På femte test var det også mulig å hente data fra Elspec'en. Tilgjengelig måledata fra testene er vist i figur 24 til figur 31.



Figur 24: 1. test, 20 % spenningsdipp i 0,5 s. RMS-linjespenning DUT-side, RMS-strøm DUT-side, RMS-linjespenning nettside.

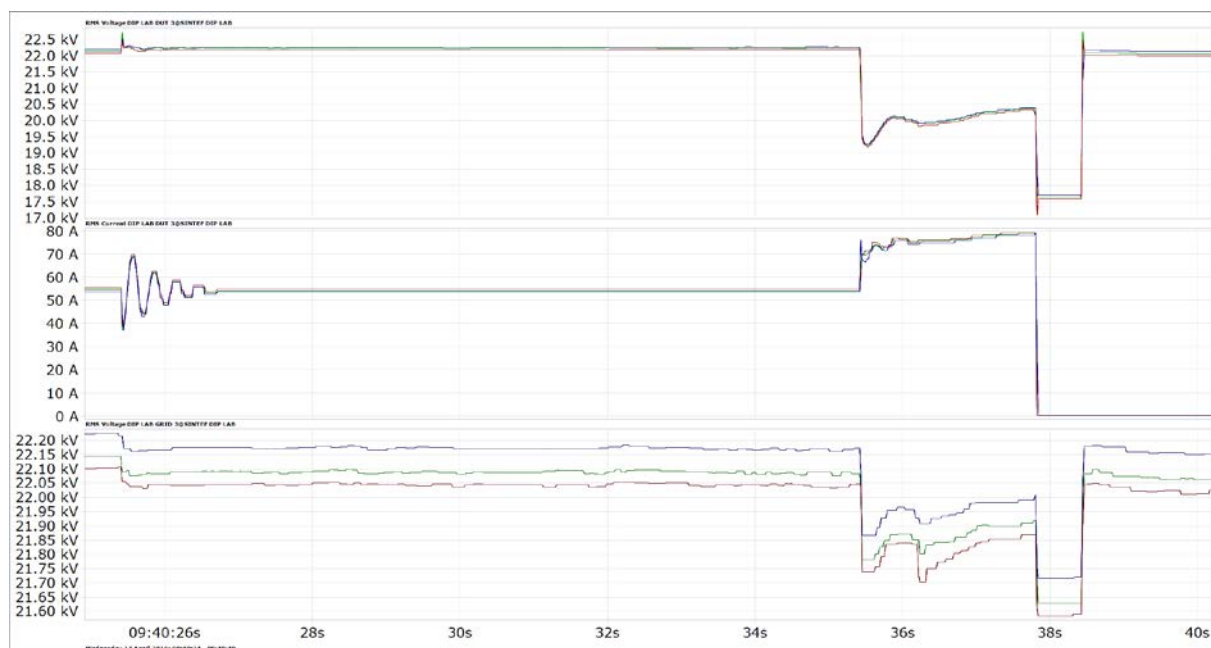
¹⁷ Nettspenning har størstedelen av perioden vært mellom 22– 22,2 kV.



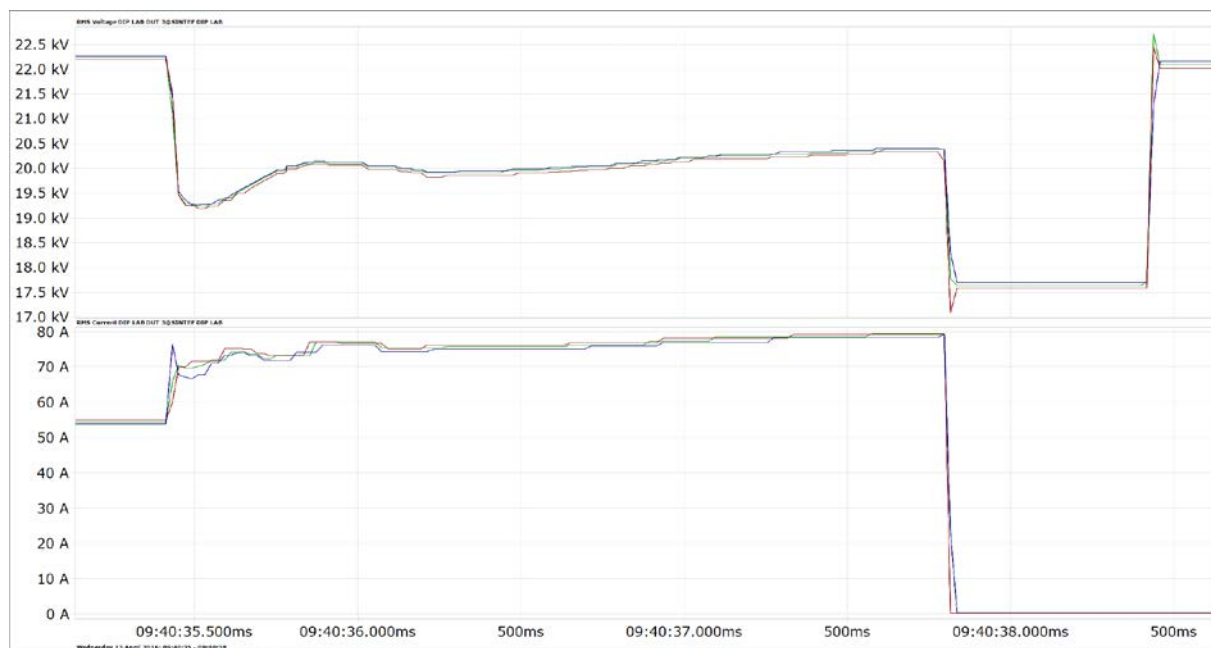
Figur 25: 1. test, 20 % spenningsdipp i 0,5 s. RMS-linjespenning DUT-side og RMS-strøm DUT-side.

Figur 24 og figur 25 viser testresultatene fra første test. Seriereaktans kobles inn helt til venstre i figuren, og ligger inne i 30 s før kortslutningsreaktansen legges inn i 0,5 s, og så i 1 s til før den kobles ut. Ved første test ble tiden mellom innkobling av seriereaktans (synlig helt til venstre i figur 24) og kortslutningsreaktans valgt til 30 s for å være sikker på at svingningene var dødd ut før spenningsdippen oppstod. Svingningene ble dempet relativt raskt, og time before parameteren ble dermed endret til 10 s for resten av testene. Time after parameteren ble holdt til 1 s på alle testene, slik at spenningsstigningen etter feil ikke skulle bli synlig for resten av nettet. Spenningspåvirkningen på resten av nettet er liten, innkobling av seriereaktans skaper en ubetydelig spenningsendring, selve spenningsdippen skaper en spenningsendring på 0,25 kV (ca. 1 % av nominell spenning), og spenningsstigning etter feil som er synlig for resten av nettet er kun 0,1 kV (0,5 % av nominell spenning).

Testene viser også den forventede responsen til spenningsregulatoren under feil: Spenningen øker, og det oppstår en kortvarig overspenning på ca. 3 % etter test. Økningen i spenning under feil var imidlertid svakere enn forventet, og V_{max} i simuleringsmodellen ble redusert for å matche målingene (se også kapittel 7.3). Utkobling av seriereaktansen skaper også en tydelig påvirkning på strømmen; denne strømmen er forårsaket av en hurtig endring av driftspunktet til generatoren (polhjulsinkel synker kraftig ved lavere nettreaktans sett fra generator).



Figur 26: 2. test, 20 % spenningsdipp i 3 s. RMS-linjespenning DUT-side, RMS-strøm DUT-side, RMS-linjespenning nettside.

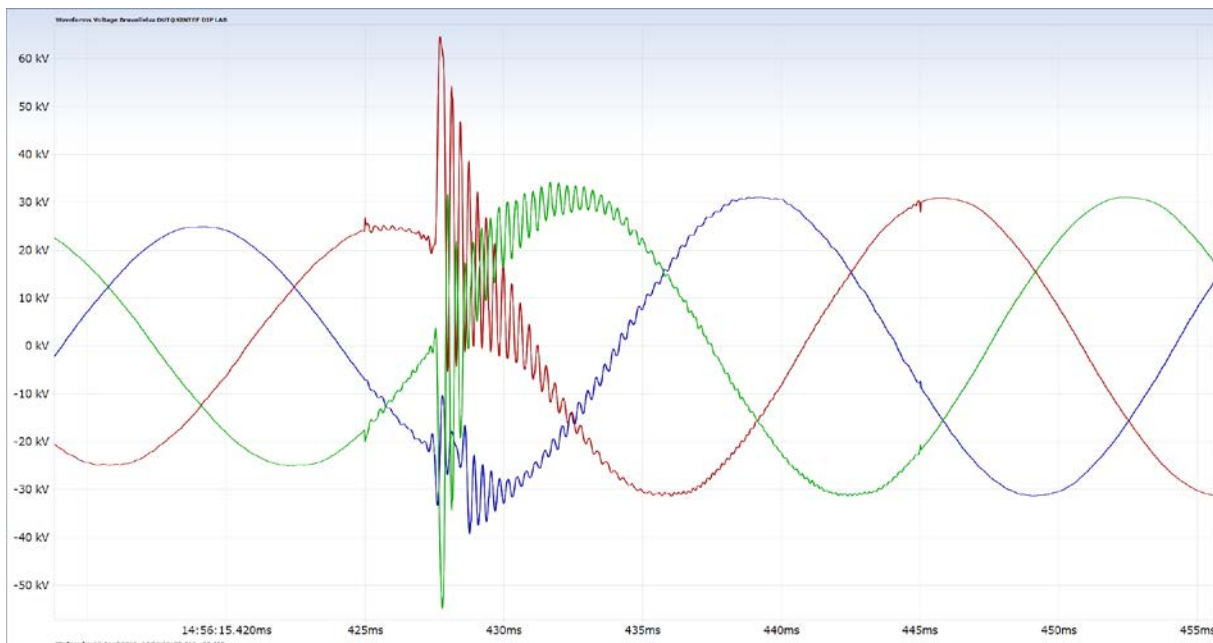


Figur 27: 2. test, 20 % spenningsdipp i 0,5 s. RMS-linjespenning DUT-side og RMS-strøm DUT-side

Figur 26 og figur 27 viser resultatene fra den andre testen. Dette er en av de mer interessante testene som ble gjort i prosjektet, av flere årsaker:

- Testen resulterte i en (delvis) korrekt tripp av kraftverket.
 - Vernet trippet et helt sekund senere enn etter 1,4 + 0,1 s, som er anbefalt frakoblingstid.
 - Tripp resulterte til korrekt nød-nedkjøring av kraftverket.

- Trykkmålinger som ble gjennomført av den ene masterstudentene viste et trykkstøt ved test.
- Det økte trykket gjorde at det sprutet vann fra hovedvannledningen gjennom en flense nær turbinen.
- At testen resulterte i en tripp av kraftverket resulterte også i en situasjon hvor det gikk strøm gjennom seriereaktansen og kortslutningsreaktansen til DIP LAB.
 - Spenningen under feil er dermed sett å synke til nivået for planlagt dipp beregnet med dippkalkulatoren.
 - Når kortslutningsreaktansen ble koblet ut etter feil brytes i praksis strømmen gjennom seriereaktansen, ettersom kraftverket er frakoblet. Endringen i strøm gjennom reaktansen (fra 80 A til 0 A) skaper en transient, vist i figur 28.



Figur 28: Transient ved utkobling av kortslutningsreaktans. Peak amplitudeverdi under transienten er ca. det dobbelte av nominell amplitude.

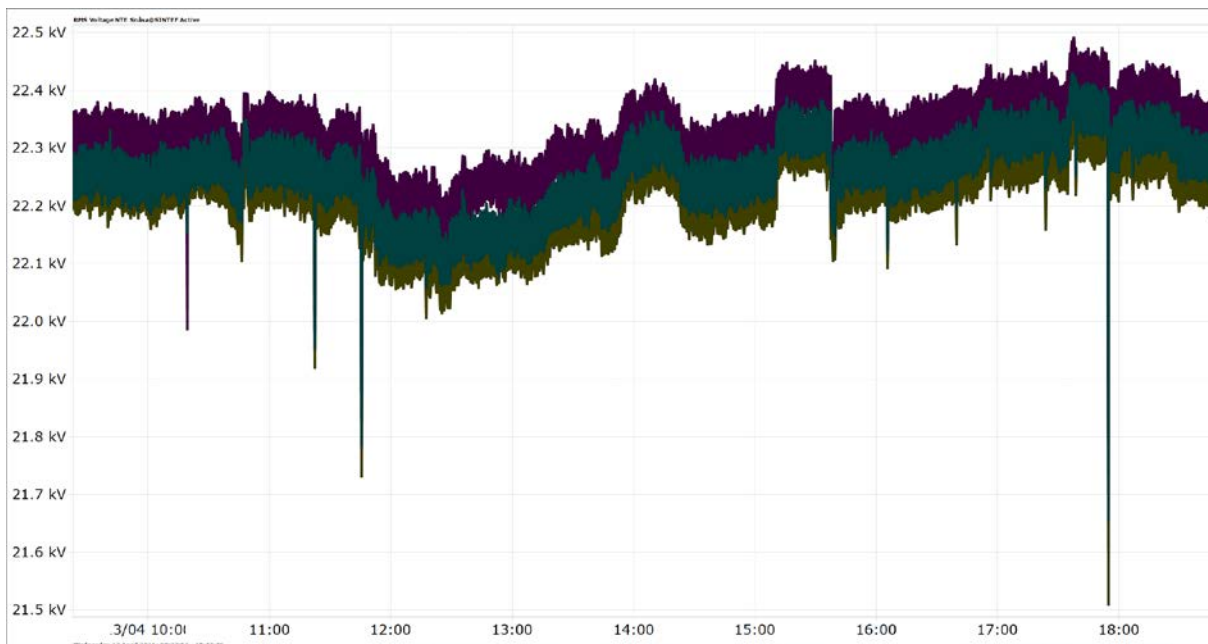
Transienten forårsaket av testen var sannsynligvis årsaken til at strømmålingen i den ene Elspec'en sluttet å fungere (instrumentet hadde feilfunget periodevis en stund før dette, men strømmålingene fungerte i de fleste tilfeller), og at en høyohmig jordfeil i måleledningen til den ene strømtransformatoren i kraftverket utviklet seg til en feil med lavere overgangsmotstand¹⁸. Ettersom det var mye problemer med måleteknikk under testene var ikke årsakssammenhengen klar med en gang, og at strømmålingen var defekt ble først helt klart ved testene utført på Ullestad og Tverråna kraftverk. Et ekstra instrument var da tatt med for å erstatte det defekte.

At kraftverket sprutet vann under en av testene gjorde at videre testing ble satt på vent. Vannkraft-professor Torbjørn Nielsen ved NTNU ble kontaktet for å få en forklaring på hva som forårsaket det målte trykkstøtet (forklart i kapittel 3.4). Driftssjef i Småkraft, Sigbjørn Rabbe, ble også kontaktet for å vurdere hva som

¹⁸ Det var observert en høyohmig jordfeil på ledningen før testene. Det ble ikke kontrollert om det var noen endring for denne jordfeilen etter testen, men da testene var ferdig, DIP LAB frakoblet, og kraftverket skulle startes etter en periode med lenger stillstand ble det målt en kraftigere jordfeil på samme måleledning. Basert på påvirkningen på Elspec'en er det naturlig å anta at overgangsmotstanden ble redusert ved transienten. Lignende spenningsvariasjon i nettet ville sannsynligvis uansett forårsaket utviklingen på et senere tidspunkt.

skulle gjøres videre. Det ble etter hvert avtalt at kraftverket skulle bli forsøkt startet igjen. Alt fungerte som normalt ved oppstart, og testingen ble derfor fortsatt senere på dagen. Kun en test til ble foretatt denne dagen, og dette er en av testene det ikke ble hentet måledata fra.

Det var planlagt å endre reguleringsmodus i spenningsregulator fra $\cos\phi$ -regulering til AVR i løpet av testene. Dette ble utført da kraftverket kjørte, og for å få til en jevn overgang ble settpunkt for AVR valgt som den målte spenningen. I det endringen ble aktivert i spenningsregulatoren trippet imidlertid kraftverket relativt momentant. Vernloggen i kraftverket viste at vernfunksjon for reaktiv effekt import var aktivert. Årsaken er sannsynligvis at endringen i spenningsregulatoren ble aktivert momentant¹⁹, og at det i overgangen oppstod en form for ustabilitet hvor kraftverket trakk høy reaktiv effekt. Målinger i DIP LAB bekreftet dette, og viste at spenningen fram til dette var helt nede i 16,5 kV før kraftverket trippet etter litt under 1 s. Hendelsen var også synlig i transformatorstasjonen i Snåsa som en spenningsendring på 3,6 % ca kl. 18, som vist i figur 29.



Figur 29: Spenningsendringer i Snåsa transformatorstasjon, hendelse kl 18 forårsaket av endring i settpunkt i regulator på Bruvolllelva.

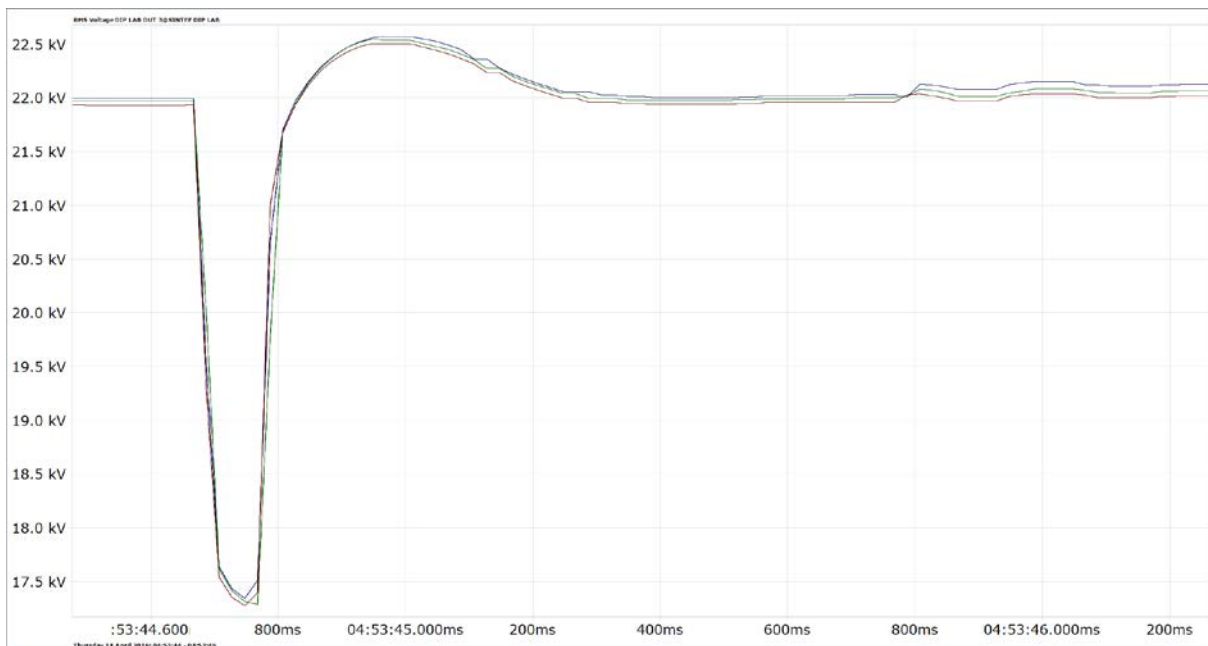
Den første større spenningsendringen i figuren kommer ikke fra FRT-tester, men kan være relatert til frakobling av en nettstasjon når dipplaben skulle monteres i serie med småkraftverket. De to påfølgende endringene er fra henholdsvis den første og andre testen som ble gjort, og er på 1,14 % og 2,0 % sammenlignet med 1,6 % og 2,0 % ved kraftverket (totalvariasjon i løpet av testen, inkludert endring ved innkobling av seriereaktans). Årsaken til den lille endringen mellom kraftverket og trafostasjonen på den andre testen kan være på grunn av en endring i spenningsvinkel etter at kraftverket trippet. Etter dette er det noen mindre endringer som ikke er relatert til dipplaben, før endringen på 3,6 % rundt kl. 18.

Figur 30 og figur 31 viser målingene fra den siste testen. Spenningen sank til rett under 20 %, og underspenningsvernet innstilt på $U << 80$ % løste så vidt ikke ut, i motsetning til fjerde test. Etter denne testen ble kraftverket kjørt ned, nærmeste nettstasjon utkoblet, og DIP LAB frakoblet kraftverket.

¹⁹ Myk overgang ved endring i settpunkt kan velges i regulatoren, dette var aktivert på Ullestad og Tverråna.



Figur 30: 5. test, 30 % spenningsdipp i 0,1 s. RMS-linjespenning DUT og GRID side.



Figur 31: 5. test, 30 % spenningsdipp i 0,1 s. RMS-linjespenning DUT side.

Da kraftverket skulle startes etter test ble det klart at den høyohmige jordfeilen på en ledning mellom måletransformator og kontrollanlegg hadde utviklet seg til en full jordfeil, og kraftverket ville ikke starte. Ledningen ble erstattet av montører fra NTE. Dette tok noe tid, ettersom to faser i kretsskjemaene som lå i kraftverket var blitt byttet om, og det tok tid å komme fram til dette. Da dette var utbedret ville kraftverket fortsatt ikke starte, og leverandøren ble kontaktet for å drive feilsøking. Det viste seg da at kraftverket hadde vært spenningsløst så lenge at noen verdier i kontrollsystemet var resatt, og ved å laste inn innstillingene på nytt kunne kraftverket starte som normalt.

6 Tester på Tverråna og Ullestad kraftverk

Testene på Tverråna og Ullestad kraftverk ble utført mellom 31. oktober og 2. november 2016 i samarbeid med Clementskraft, Lyse Elnett og SINTEF. Et ikke ubetydelig arbeid var gjort i forkant:

- Datainnsamling og simuleringer ble utført.
- Både SINTEF sammen med Clementskraft (kraftverkseier), og Lyse Elnett (netteier for overliggende nett) hadde utført befaringer på anlegget.
- Nye endeavslutninger ble anskaffet for kablene til DIP LAB for å kunne koble til kraftverket, samt en connection plug (skjøt) for sammenkobling av kablene til DIP LAB og nettkablene²⁰.
- Nettkablene til kraftverket var blitt avdekket (utført av Clementskraft).
- Boret nye hull i grunnmur for å få inn kabler fra DIP LAB til høyspenningsrommet (utført av Lyse Elnett).
- Bestilling av konteinertransport med sidelastere (Bring) og mobilkran (Nordic Crane).
- Signering av avtaleverk og informasjonsmøte over Skype mellom LfS'er og LfK'er fra SINTEF, Lyse Elnett, og Clementskraft.

6.1 Simuleringsresultater

Før test ble en simuleringsmodell med begge kraftverkene laget, blant annet for å planlegge hvilke tester som skulle utføres. Hvilke tester som kan gjennomføres med DIP LAB bestemmes i tillegg til koblinger i DIP LAB og generatorens transiente egenskaper av følgende momenter:

- Produksjon ved test. Ved simuleringene er produksjon merkeeffekt.
- Reguleringsmodus (AVR / $\cos\phi$ / VAR / FCR / FVR) og driftspunkt. I dette tilfellet er kun AVR regulering benyttet. Driftspunkt er funnet ved å anta fast spenning på høyspent kraftransformator lik 1 pu, og ingen annen last på radialen kraftverket er plassert på.
- Nettstyrke (i dette tilfellet oppgitt til å variere mellom 69 og 96 MVA). I simuleringene er 80 MVA antatt som minimum kortslutningsytelse.
- Vernutrustning. Innstillingene for vern er gitt i appendiks C, tabell 32. Spennings, strøm, og aktiv og reaktiv effektkurver fra simuleringene benyttes for å se om ulike vern vil trippe for de ulike testene.

Noen antagelser er blitt gjort i dataunderlaget brukt i simuleringsmodellen:

- Magnetiseringstidskonstant er kun oppgitt å være mindre enn 1 s. Denne er derfor antatt å være lik som forrige testede kraftverk (0,455 s).
- Begrenseren V_{rmax} i regulatoren er i simuleringene antatt å være 3 pu²¹, basert på erfaringer med innstillinger på forrige testede kraftverk.

Noen forenklinger har blitt gjort i simuleringsmodellen:

- Spenningsregulatoren er innstilt med reaktiv statikk. Denne er ikke modellert.

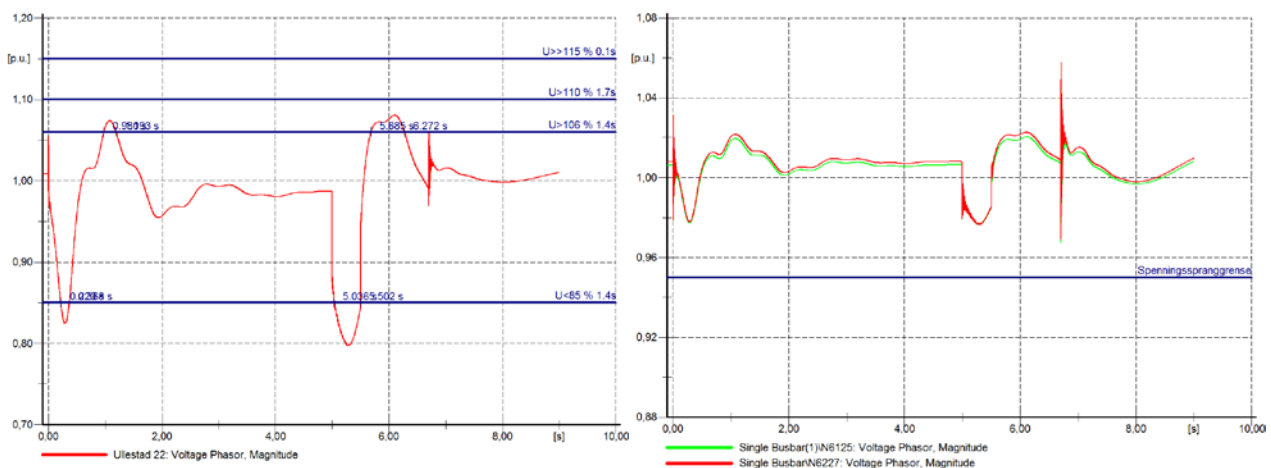
²⁰ DIP LAB bruker nå Euromold standarden. Gjeldende endeavslutninger er (K)(M)430TB/G, og type connection plug er (K)(M)400CP-SC. Om det skal gjøres tester på kraftverk med andre typer endeavslutninger, f.eks. med slip over termination (SOT), må kostnader til nye endeavslutninger og montering av disse påregnes.

²¹ p.u.-verdien for magnetiseringssystemet har ingen direkte sammenheng med merkestrøm og -spenning.

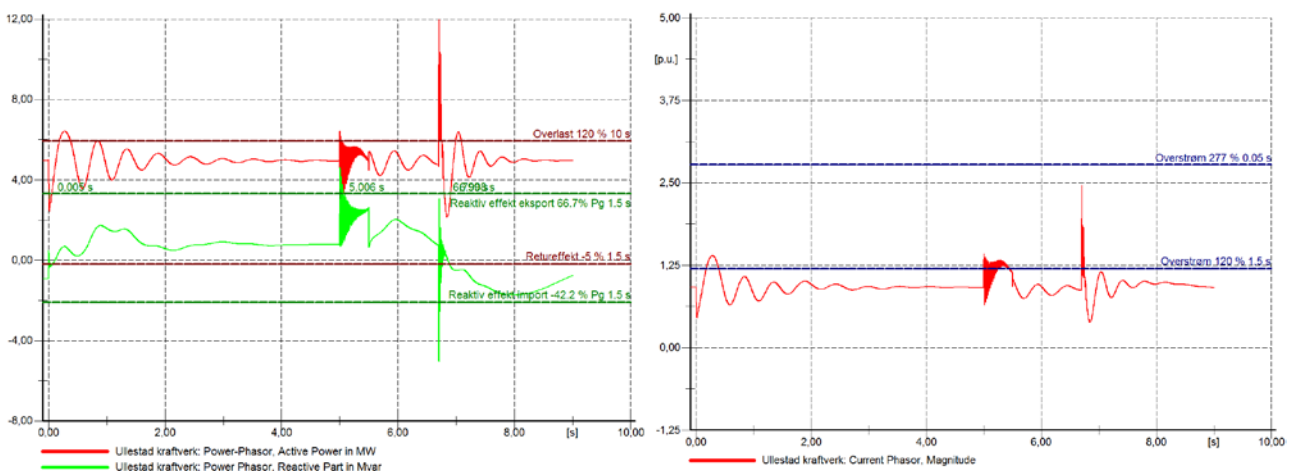
- Reaktiv lastkompensering på 5 % benyttet for å regulere spenning på høyspentsiden av generatortransformatoren er neglisjert i modellen (se også appendiks C.4.4).

I resten av kapittelet følger simuleringsresultater for planlagte tester. Det ble planlagt å gjøre en kortvarig og en langvarig test (0,2 s og 0,5 s) for to spenningsnivåer (20 % og 40 %) på hvert enkelt kraftverk og begge kraftverkene til sammen (totalt $2 \times 2 \times 3 = 12$ tester). Simuleringsresultater er oppgitt for kun for de langvarige testene, og viser spenning på generator, spenning på de to nærmeste nettstasjonene, aktiv og reaktiv effekt, og generatorstrøm. Grafene viser også trippverdier og utløsetid for relevante vern. I punktene grafene krysser en av vern-linjene er det angitt tidspunkter for krysningspunktene; disse kan brukes for å se om funksjonsverdien er overskredet lenge nok til at vernet vil løse ut. Koblingsplan for testene presenteres i slutten av delkapittelet.

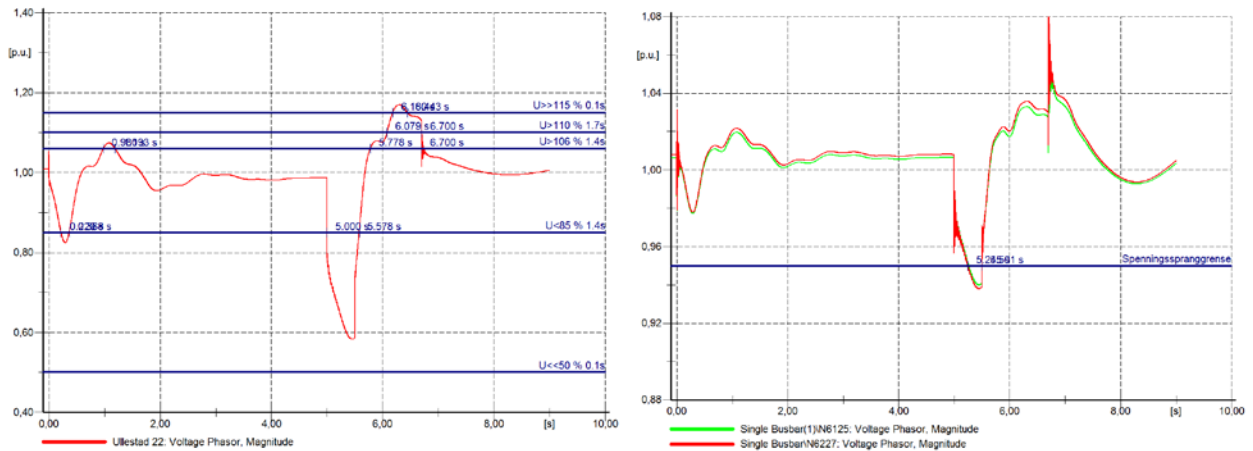
6.1.1 Simuleringsresultater Ullestad



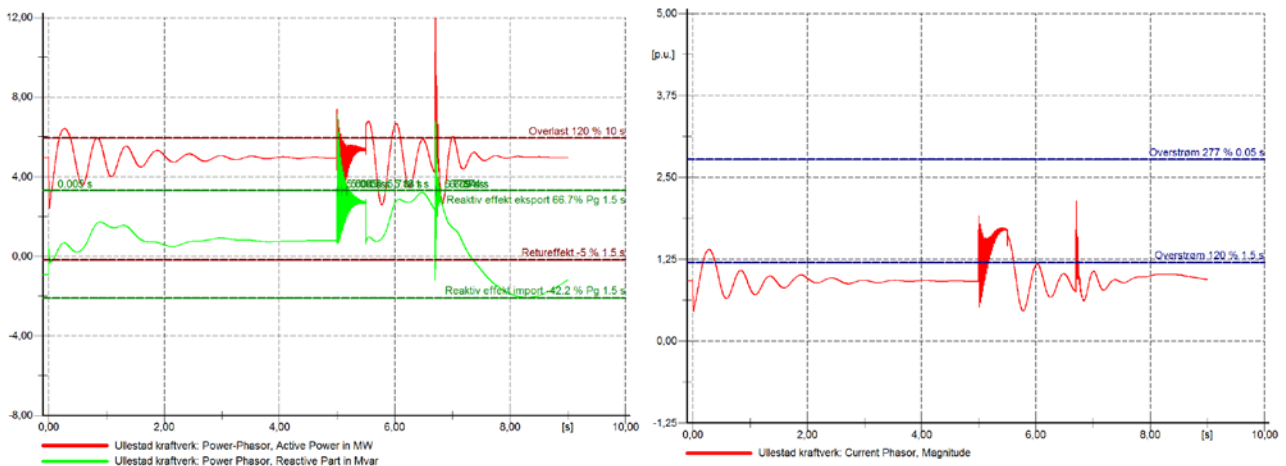
Figur 32: 40 % dipp i 0,5 s på Ullestad. Til venstre: Spenning på samleskinne. Til høyre: Spenning nettstasjon N6227 (rød) og N6125 (grønn).



Figur 33: 20 % dipp i 0,5 s på Ullestad. Til venstre: Aktiv effekt (rød) og reaktiv effekt (grønn) fra kraftverket. Til høyre: generatorstrøm.



Figur 34: 40 % dipp i 0,5 s på Ullestad. Til venstre: Spenning på samleskinne. Til høyre: Spenning nettstasjon N6227 (rød) og N6125 (grønn).



Figur 35: 40 % dipp i 0,5 s på Ullestad. Til venstre: Aktiv effekt (rød) og reaktiv effekt (grønn) fra kraftverket. Til høyre: generatorstrøm.

Simuleringene viser at den lave nettstyrken kombinert med kraftverkets størrelse og reaktansverdier gjør at det er begrenset hvor dype spenningsdipp som kan testes. Innkoblingen av seriereaktansen til DIP LAB skaper en endring i stasjonært driftspunkt til generatoren som fører til en relativt kraftig spenningsvariasjon på generator, og det er dermed begrenset hvor stor denne kan tillates til å være. Seriereaktansen har i alle testene derfor blitt valgt til å være 32,95 Ω , selv om det i noen tilfeller (spesielt ved lavere produksjon) er mulig å bruke en større seriereaktans²².

Spenningsendring på generator er betydelig ved en 40 % spenningsdipp ved full produksjon. Driftspunkt og simuleringresultater må derfor kontrolleres før testen gjennomføres, testen kan ikke gjennomføres om det er full produksjon og de andre testene viser at simuleringmodellen er korrekt²³.

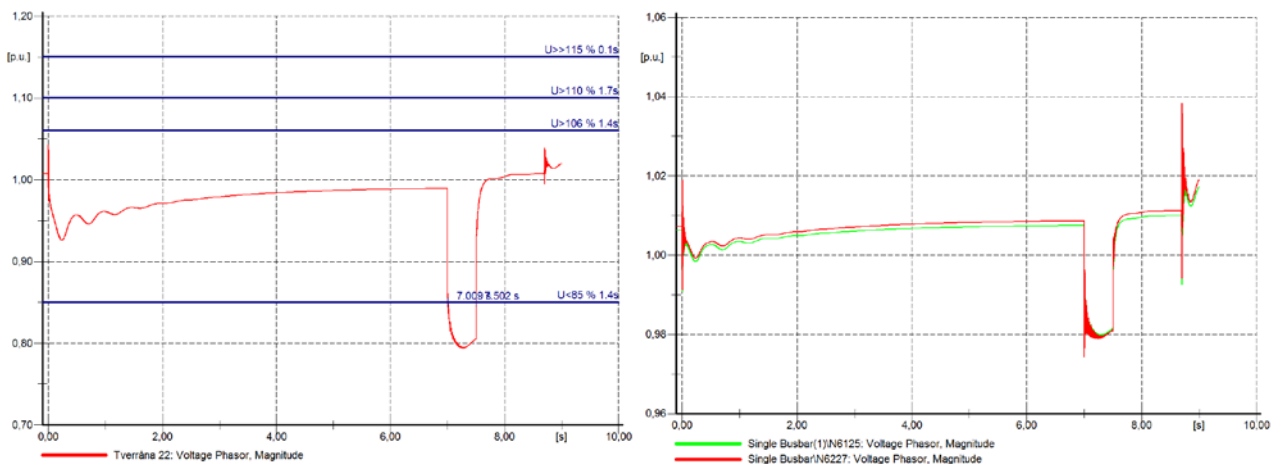
²² Årsaken til dette at det i disse tilfellene ikke er valgt å koble om for å få en høyere seriereaktans så dype spenningsdipp kan bli testet, er at omkoblinger er tidkrevende. For hver omkobling må reaktorkontaineren gjøres spenningsløs og jordes før omkoblingene kan gjennomføres, og motsatt prosess gjennomføres for å starte testing igjen.

²³ Da testene ble gjennomført i ble det raskt synlig at spenningsstigningene var mindre enn simulert og testen ble derfor gjennomført, uten frakobling eller registrering av spesielt høye overspenninger.

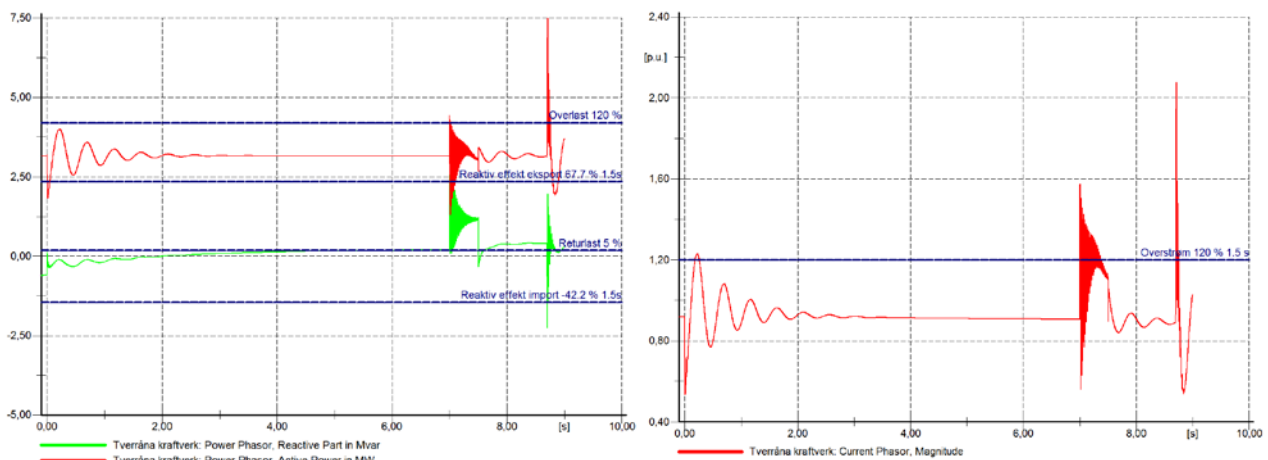
Spenningsendringene som er registrert på de to nærmeste nettstasjonene til kraftverket er også betydelig ved 40 % spenningsdippen. Den nærmeste nettstasjonen ligger 370 m unna kraftverket og har få kunder tilknyttet, mens neste ligger 3 km unna og har en del flere tilknyttede kunder. Det vil være mer akseptabelt med større spenningsendringer på nærmeste nettstasjon enn nettstasjonen som ligger 3 km unna. Forskjellen i spenningspåvirkningen fra nettstasjonene er imidlertid liten (2 %). Etter at seriereaktansen kobles fra vil det også være synlig en overspenning fra kraftverket som prøver å regulere ned igjen spenningsøkningen som spenningsregulatoren har forårsaket ved å regulere med reaktiv effekt under feilen. I dette tilfellet er spenningsøkningen ca. 4 %. Transientene som sees i sammenheng med inn og utkobling av seriereaktansen vil normalt være noe mer dempet i virkeligheten, og vil ikke registreres som spenningsprang.

Resultatene viser at det ikke oppstår spesielt store svingninger i aktiv og reaktiv effekt, eller for strøm for de planlagte testene. Generatorstrømmen er over grenseverdien for det trege overstrømsvernet, men dette vernet krever også at spenningen er lav om det skal løse ut, noe som ikke er tilfredsstillt.

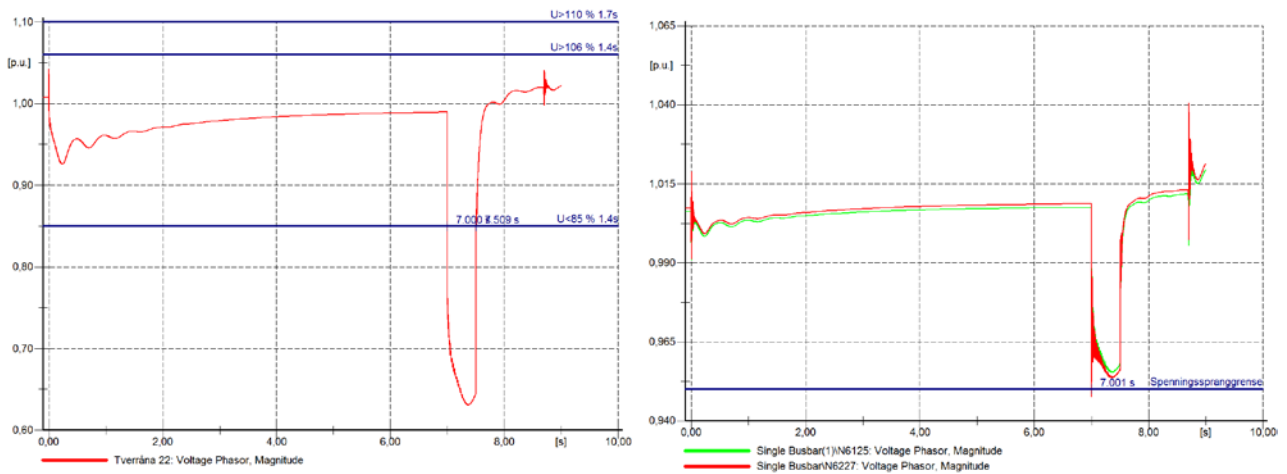
6.1.2 Simuleringsresultater Tverråna



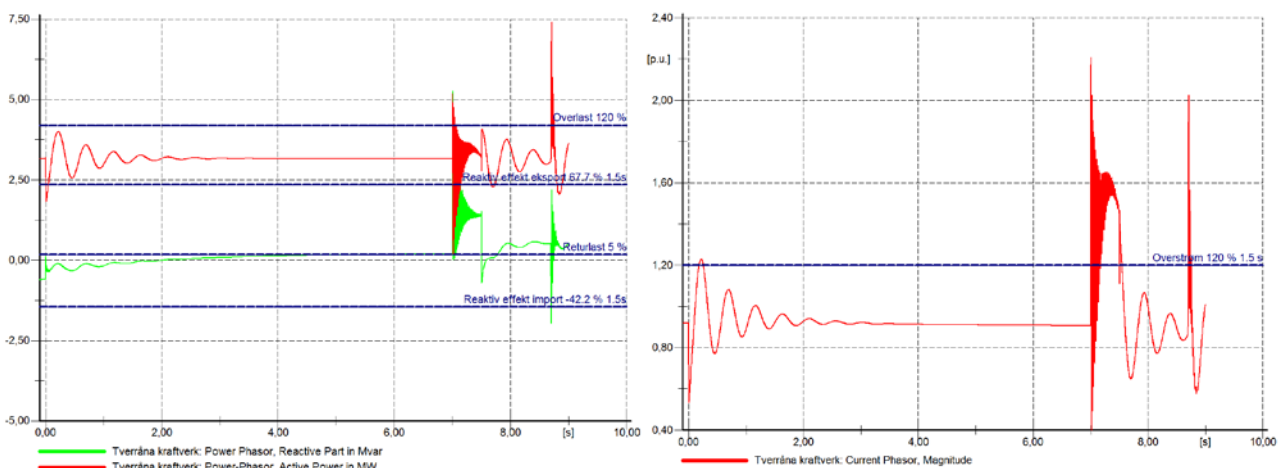
Figur 36: 20 % dipp i 0,5 s på Tverråna. Til venstre: Spenning på samleskinne. Til høyre: Spenning nettstasjon N6227 (rød) og N6125 (grønn).



Figur 37: 20 % dipp i 0,5 s på Tverråna. Til venstre: Aktiv effekt (rød) og reaktiv effekt (grønn) fra kraftverket. Til høyre: generatorstrøm.



Figur 38: 40 % dipp i 0,5 s på Tverråna. Til venstre: Spenning på samleskinne. Til høyre: Spenning nettstasjon N6227 (rød) og N6125 (grønn).



Figur 39: 40 % dipp i 0,5 s på Tverråna. Til venstre: Aktiv effekt (rød) og reaktiv effekt (grønn) fra kraftverket. Til høyre: generatorstrøm.

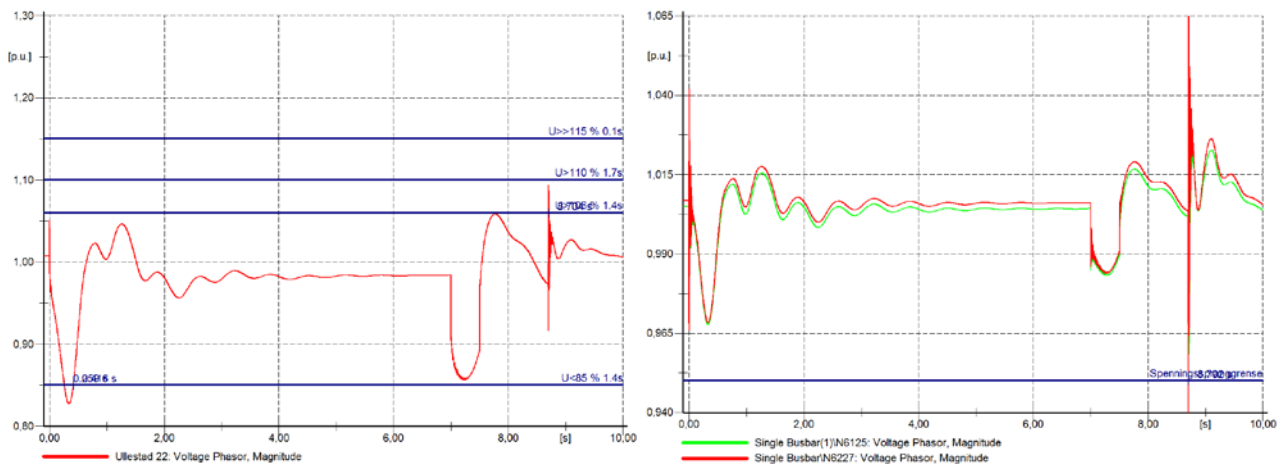
Simuleringen på Tverråna viser tydelig innvirkningen av svakere respons fra spenningsregulatoren; kraftverket bruker f.eks. lengre tid enn Ullestad å regulere seg inn til stasjonær drift. Overspenningene i etterkant av testene blir også mindre av samme årsak. Kraftverket er noe mindre enn Ullestad, som gjør at spenningsvariasjonen ved innkobling av seriereaktansen også blir noe mindre. Begge spenningsdippene resulterer i mindre spenningsendring enn 5 % ved nærmeste nettstasjon, og en liten overspenning etter feil.

Årsaken til at Tverråna har en svakere innstilt regulator enn Ullestad, er sannsynligvis for å la Ullestad, som er det største kraftverket, regulere hurtige og store variasjoner i spenning, så følger Tverråna etter med regulering på sikt. Det var regulatorinnstillingene for drift av Tverråna i parallell med Ullestad som var aktive under testene, men Tverråna har også et sett med sekundære innstillinger for spenningsregulatoren som er like som for Ullestad, som kan aktiveres når kraftverket driftes alene.

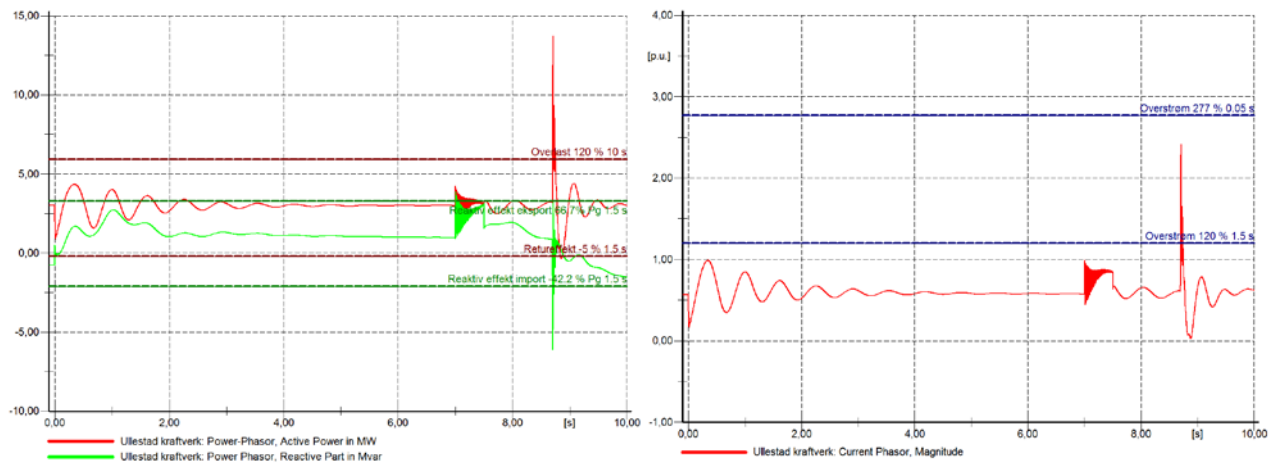
Simuleringene for aktiv og reaktiv effekt, og generatorstrøm gjennom DIP LAB ved testen viser lignende forløp som for samme test på Ullestad.

6.1.3 Simuleringsresultater fra Ullestad og Tverråna

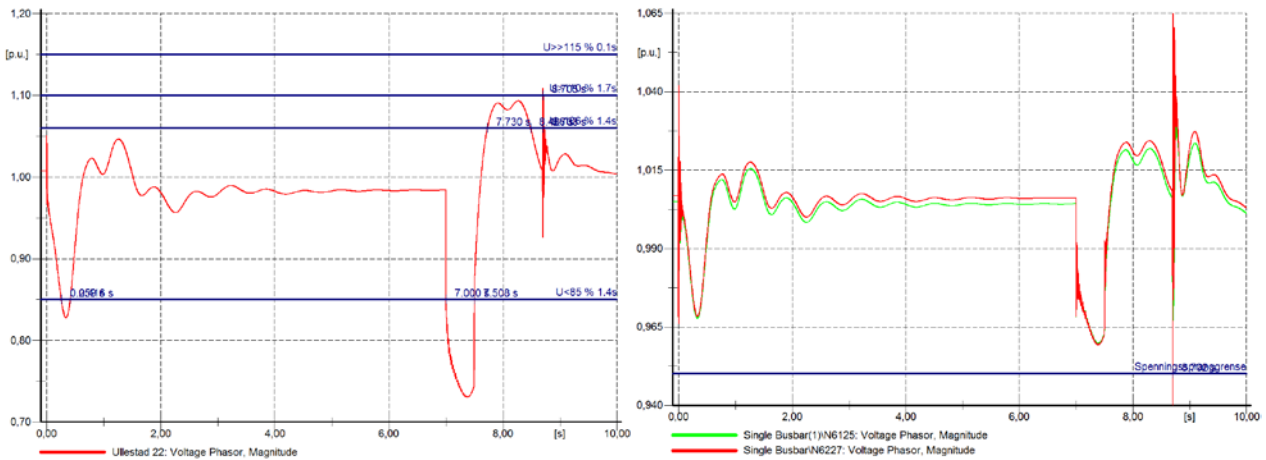
For å unngå for store variasjoner ved innkobling av seriereaktansen ble det vurdert å bruke en lavere seriereaktans når begge kraftverkene skulle testes samtidig. Dette ble ikke gjennomført i praksis, da variasjonene som ble målt i de tidligere testene tilsa at samme seriereaktans som på de andre testene ikke ville skape større svingninger enn akseptabelt. Simuleringene som er gjengitt her er derfor gjennomført med produksjonen på kraftverkene lik 6 MW til sammen, og seriereaktansen på 32,95 Ω . Aktiv og reaktiv effekt, og generatorstrøm er angitt for Ullestad, som er kraftverket som har kraftigst respons på testene.



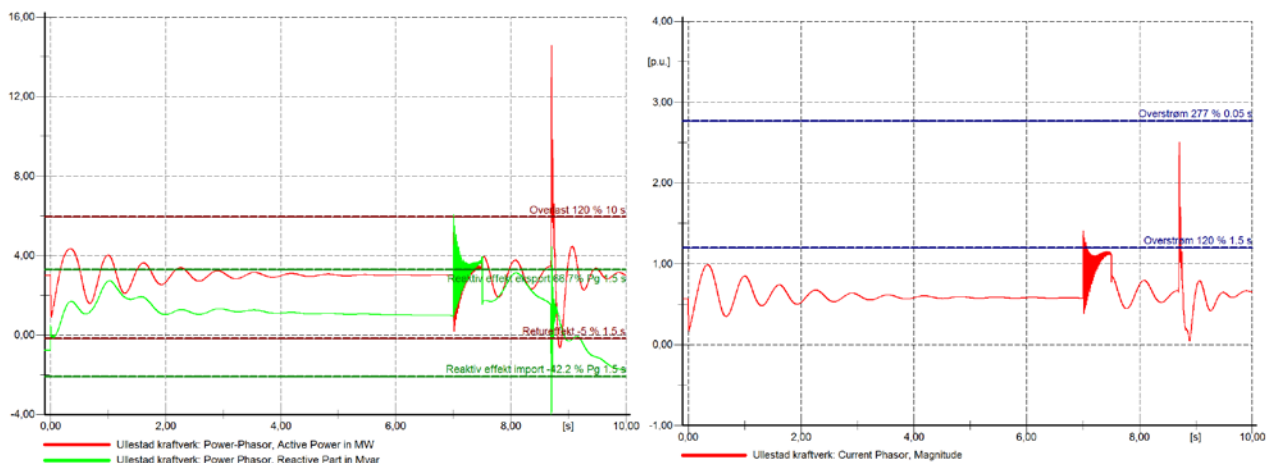
Figur 40: 20 % dipp i 0,5 s på begge kraftverkene. Til venstre: Spenning på samleskinne. Til høyre: Spenning nettstasjon N6227 (rød) og N6125 (grønn).



Figur 41: 20 % dipp i 0,5 s på begge kraftverkene. Til venstre: Aktiv effekt (rød) og reaktiv effekt (grønn) fra Ullestad. Til høyre: generatorstrøm fra Ullestad.



Figur 42: 40 % dipp i 0,5 s på begge kraftverkene. Til venstre: Spenning på samleskinne. Til høyre: Spenning nettstasjon N6227 (rød) og N6125 (grønn).



Figur 43: 40 % dipp i 0,5 s på begge kraftverkene. Til venstre: Aktiv effekt (rød) og reaktiv effekt (grønn) fra Ullestad. Til høyre: generatorstrøm fra Ullestad.

Alle testene på begge kraftverkene er OK i forhold til vern og kriterier for test.

6.1.4 Koblingsplan basert på simuleringsresultater

Basert på simuleringene ble testplanen i tabell 12 laget, med koblinger i DIP LAB som vist i tabell 13 og brytertider som vist i tabell 14. Hvilke koblinger / tester som faktisk gjøres, er ikke bare basert på simuleringene, men også hvilken respons som måles fra kraftverket under testene. Tilpasninger i koblingsplanen gjøres typisk om påvirkning på nett og generator fra testene blir lavere eller høyere enn det simuleringsresultatene skulle tilsi. Kriteriet for at en test skal kunne gjennomføres er:

- Det vil ikke oppstå skadelige overspenninger eller overstrømmer, eller tap av synkronisme.
- Det vil ikke oppstå spenningsprang høyere enn 5 % i nettet. I praksis er det også ønskelig å unngå å kjøre mange tester tett oppunder 5 % grensen.

- Det er forventet at kraftverket vil forbli tilkoblet under testen. Samtidig er det ønskelig å teste så nærme stabilitetsgrensene til kraftverket som mulig, og det vil være ønskelig at kraftverket tripper på minst en av testene. Dette er imidlertid enkelt å få til ved å øke varigheten på spenningsdipp til kraftverket tripper, gitt at alle andre testparametere er konstante.

Tabell 12: Testplan.

Test nr.	Kraftverk	Spenningsdipp	Varighet [ms]	Produksjon	Verninnstillinger
1	Ullestad	20 %	200	Maks	Uendret
2		20 %	500		
3		40 %	200		
4		40 %	500		
5	Tverråna	20 %	200		
6		20 %	500		
7		40 %	200		
8		40 %	500		
9	Begge	20 %	200	Kontrolleres med simuleringer	
10		20 %	500		
11		40 %	200		
12		40 %	500		

Tabell 13: Koblinger internt i DIP LAB.

	Ω		Kobling	Trinn	Link
Xsr	32,95	2 in series	1 – 2	100 %	3 – 5
Spenningsdipp	Xsc		Kobling	Trinn	Link
20 %	120,34 Ω	4 * 1(1-2)		100 %	5 – 8
40 %	60,17 Ω	2 * 1(1-2)		100 %	5 – 8

Tabell 14: Tidsinnstillinger brytere i DIP LAB.

Tid	Varighet
Start time:	Default (1,5 s.)
Time before*	5 - 7 s
Short Circuit time 1	Varies
Time after	1,2 - 1,7 s.

*Dersom det visere seg at spenningen stabiliserer seg lenge før det har gått 10 s. kan *Time before* reduseres.

6.2 Testresultater

Arbeidet på kraftverket ble utført av SINTEF og Lyse Elnett. Ullestad og Tverråna kraftverk ble kjørt ned, småkraftverket gjort spenningsløst, og DIP LAB koblet i serie med småkraftverkene, mandag 31. oktober. Lyse Elnett monterte nye endeavslutninger, og utførte arbeid med kablene på kraftverks og nettsiden, mens SINTEF gjorde arbeidet med kablene på DIP LAB siden, og internt i DIP LAB. FRT-testene ble gjennomført tirsdag 1. november fra kl 10:50 til 17:00, og er oppsummert i tabell 11. Utenfor denne perioden har bypassbryteren i DIP LAB vært inne, og resten av laben spenningsløs.



Figur 44: DIP LAB ved Ullestad og Tverråna kraftverk.

Begge generatorer stod før testene stilt i spenningsreguleringsmodus, dette ble ikke endret i løpet av testene. Settpunkt for AVR i Tverråna ble endret fra 6,635 til 6,6 kV under testene, og ble endret tilbake til 6,635 kV etter testene. Settpunkt for AVR i Ullestad var 6,6 kV og ble ikke endre i løpet av testene.

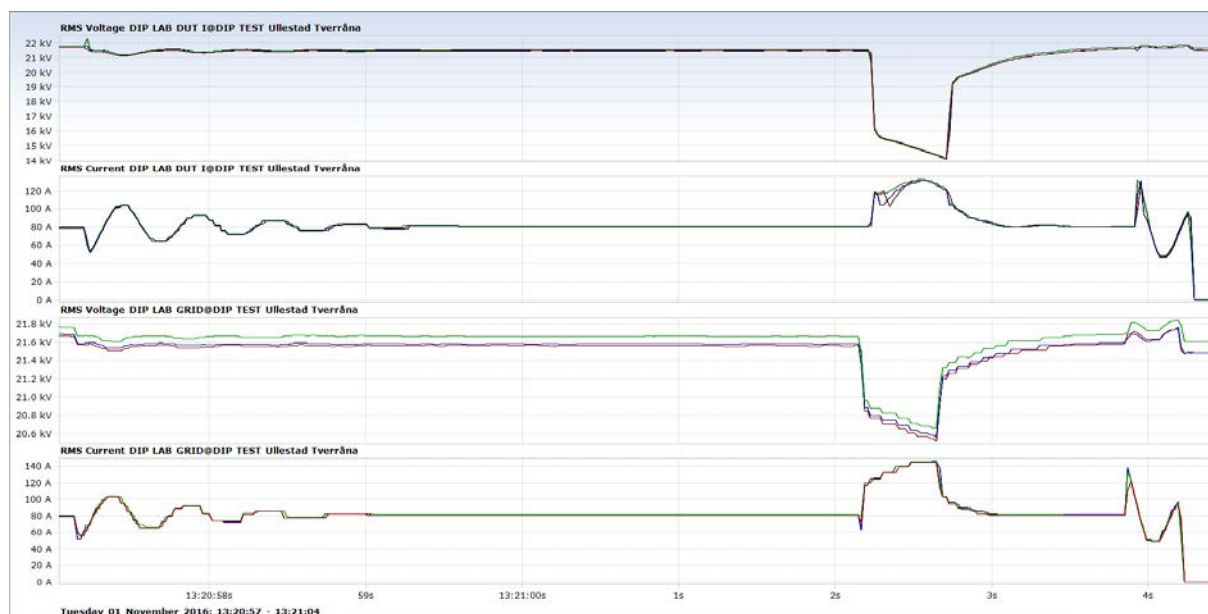
I forbindelse med testene ble transformatoren i Årdal trinnet ned to trinn, for å forhindre eventuelle problemer med overspenning i nettet, ettersom simuleringene hadde vist at det var muligheter for at det kunne oppstå overspenninger etter feilklarering.

Tabell 15: Oppsummering av utførte tester.

Kraftverk	Dipp-dybde [%]	Dipp-lengde [s]	Produksjon [MW] ²⁴	Tripp av kraftverk?
Tverråna	20 %	0,5	~3	Nei
		0,5	~3	Nei
	40 %	0,2	~3	Nei
		0,5	~3	Tripp fra underspenningsvern i PLS
Ullestad	20 %	0,2	~2,4	Nei
		0,5	~2,5	Tripp fra underspenningsvern i PLS
		0,5	~2,3	Nei
	40 %	0,2	~2,5	Nei
		0,5	~2,8	Nei
		1	~2,9	Nei
		2	~3	Nei
Ullestad og Tverråna	20 %	0,2	~6	Nei
		0,5	~6	Nei
	40 %	0,2	~6	Nei

Instrumentet som ble delvis defekt på Bruvoll-elva ble byttet ut, og testene har dermed strøm og spenningsmåling på begge sider av DIP LAB. Et utvalg av resultatene er vist i følgende delkapitler, full oversikt finnes i appendiks G. Det var ikke tidssynkronisering mellom instrumentene; tiden i målingene er manuelt tilpasset med funksjonen "time shift" i analyseprogrammet Investigator, så kurvene skal være enkle å sammenligne.

6.2.1 Testresultater Tverråna



Figur 45: 1. test, 20 % dipp i 0,5 s.

²⁴ Nettspenning har størstedelen av perioden vært mellom 21,4– 21,8 kV.

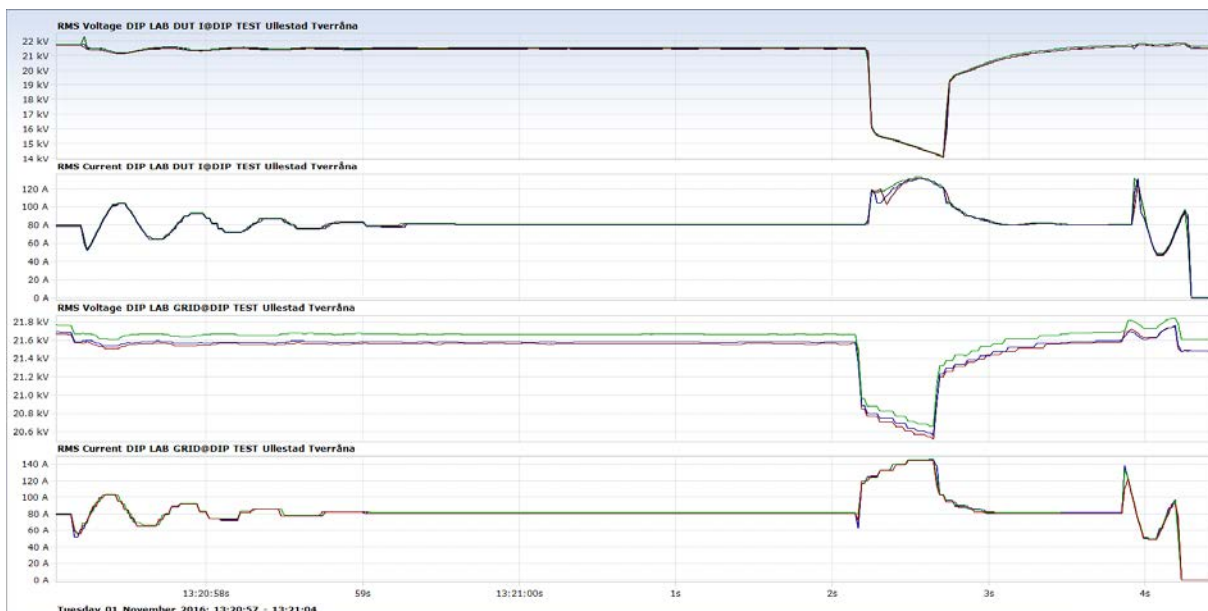
Figuren viser målingene fra første virkelige test, som har samme dybde og varighet som prøvetesten. Ved innkobling av seriereaktansen er det et innsving på ca. 2 s, mens kortslutningsreaktansen legges inn 3 s etter dette, når det er stasjonært driftspunkt på generatoren. Spenningsregulatoren øker spenningen litt under feilen, og etter at feilen er klarert etter 0,5 s tar det fortsatt ett sekund før stasjonær driftsspenning er oppnådd. Utkoblingen av seriereaktansen skjer 1,2 sekunder etter at spenningsdippen er klarert, og kan enklest sees i strømmålingene som en strømkning med maksimumsverdi på rundt 175 % av stasjonær strøm og svingeperiode på 2 – 3 Hz, som dempes ut etter rundt 1 sekund.

Figur 46 viser samme trender som forrige test, men her med 40 % dipp i 0,5 s. En endring fra 20 % dippene er imidlertid at spenningen faktisk synker under feil på Tverråna, enten fordi kraftverket nærmer seg stabilitetsgrensen, eller fordi spenningsregulatoren er for svakt innstilt til å heve spenningen. Dette bør imidlertid også sees i sammenheng med to andre observasjoner:

- Kraftverkseier har registrert at Tverråna ofte trekker reaktiv effekt når Ullestad kjører med en effektfaktor nær 1. Forskjell i AVR-settpunkt og regulatortuning kan potensielt forklare forskjellen.
- Det ble under testene observert at målt reaktiv effekt var ulik i generatorvernet og spenningsregulatoren.

I sum kan dette antyde at det kan være noe rundt funksjonsmåten eller tuningen på spenningsregulatoren som er verdt å undersøke nærmere, f.eks. om spenningsmålingene inn til regulatoren er riktig tilkoblet.

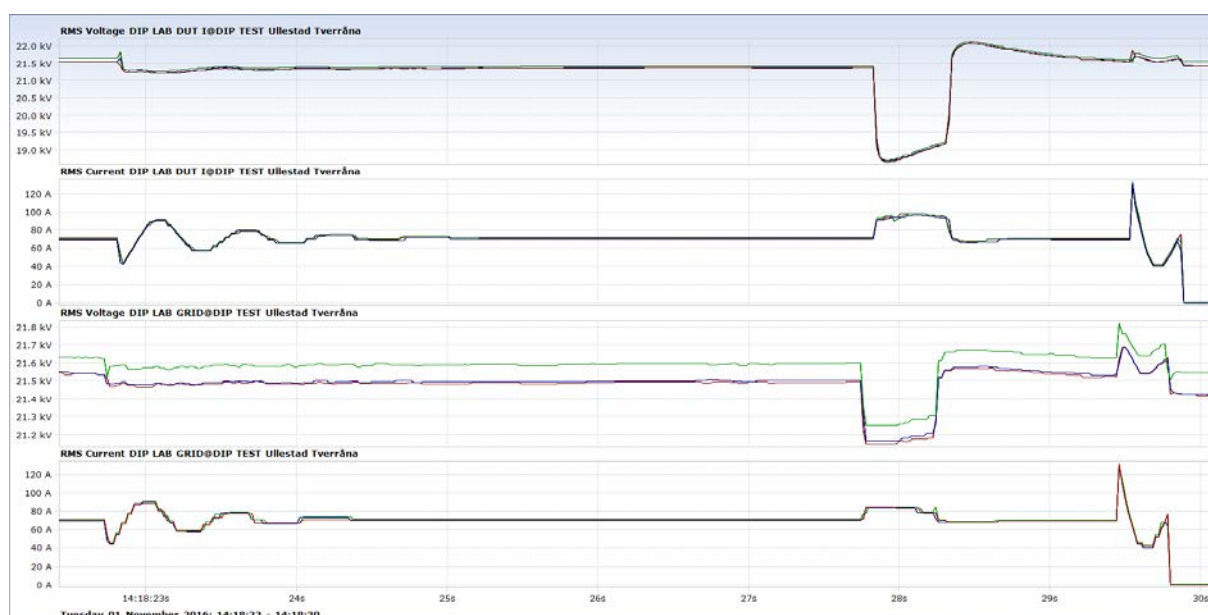
Et annet moment som overrasket var at generatoren trippet i etterkant av en dipp på ca. 35 % i 0,5 s. Generatorvernet fra Siemens har innstillinger $U < 0,85$ med utløsetid 1,4 s, og $U \ll 0,5$ med utløsetid 0,1 s, så det var ikke forventet at kraftverket skulle trippe. Etter tripp ble kraftverket ikke startet før senere på dagen, ettersom testprogrammet var ferdig. I stedet ble Ullestad kraftverk startet.



Figur 46: 3. test, 40 % dipp i 0,5 s. Tripp ca. 1,5 sekunder etter klarert dipp.

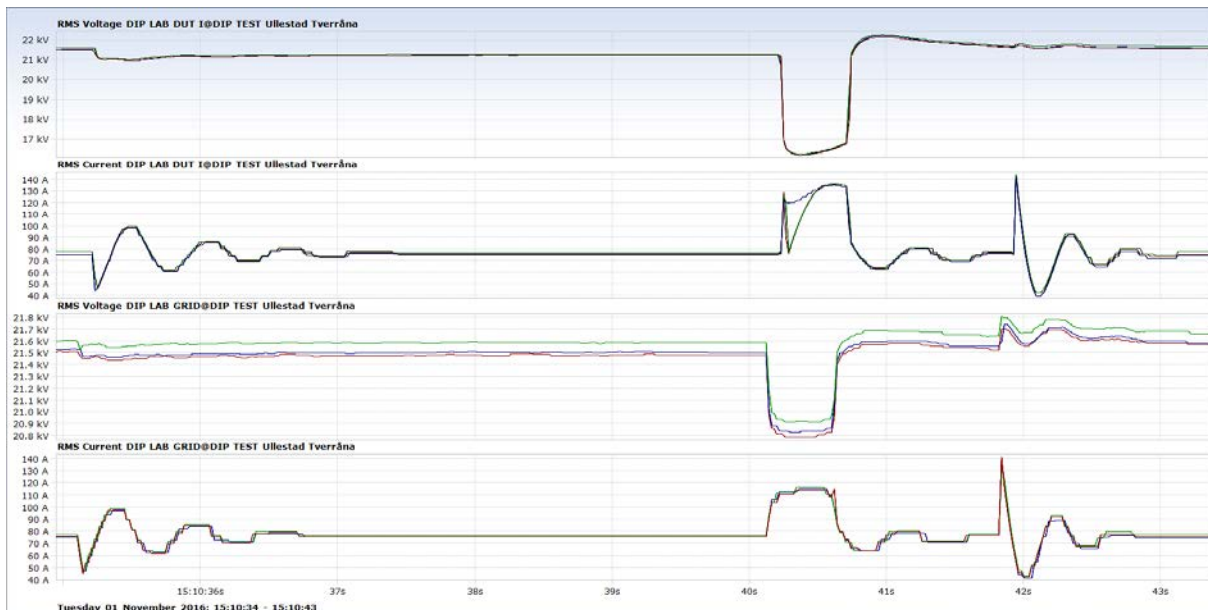
6.2.2 Testresultater Ullestad

Figur 47 viser måleresultater fra 20 % dipp på Ullestad i 0,5 sekunder. Det sees her at spenningsregulatoren er stilt inn med kraftigere regulering enn på Tverråna, ettersom responsen fra regulatoren trekker spenningen høyere opp under feilen. Det er dermed også en større spenningsstigning når feilen blir klarert, som det tar rundt 1 sekund å få regulert ned.

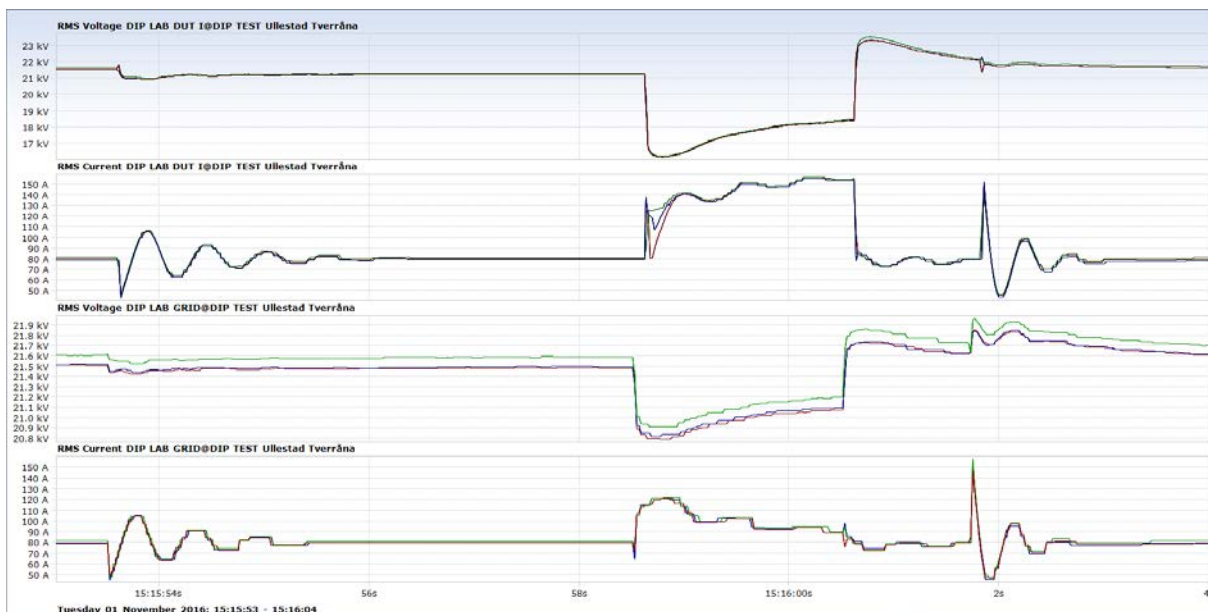


Figur 47: 5. test, 20 % dipp i 0,5 s. Tripp ca. 1,5 sekund etter klarert dipp.

Figur 47 viser også at kraftverket trippet ca. 1,5 sekunder etter at feilen er klarert – samme tid som da Tverråna trippet. Flere av vernene i kraftverket viste lav spenning som trippårsak. I henhold til releplan skulle imidlertid hverken samleskinnevern, vern i Basler eller generatorvern sende trippsignal for underspenning ved denne spenningsprofilen. Spetals Verk ved Per Georg Hamletsen ble derfor kontaktet (per forespørsel fra Per Harald Ottestad i Clementskraft). Spetals Verk fortalte at en vernverdi i PLS ikke var i henhold til releplan, og endret denne. Etter dette ble ingen av kraftverkene trippet senere i løpet av testperioden, og neste gang kraftverkene ble kjørt ned var det for å gjøre anlegget spenningsløst ved frakobling av DIP LAB.



Figur 48: 8. test, 40 % dipp i 0,5 s.

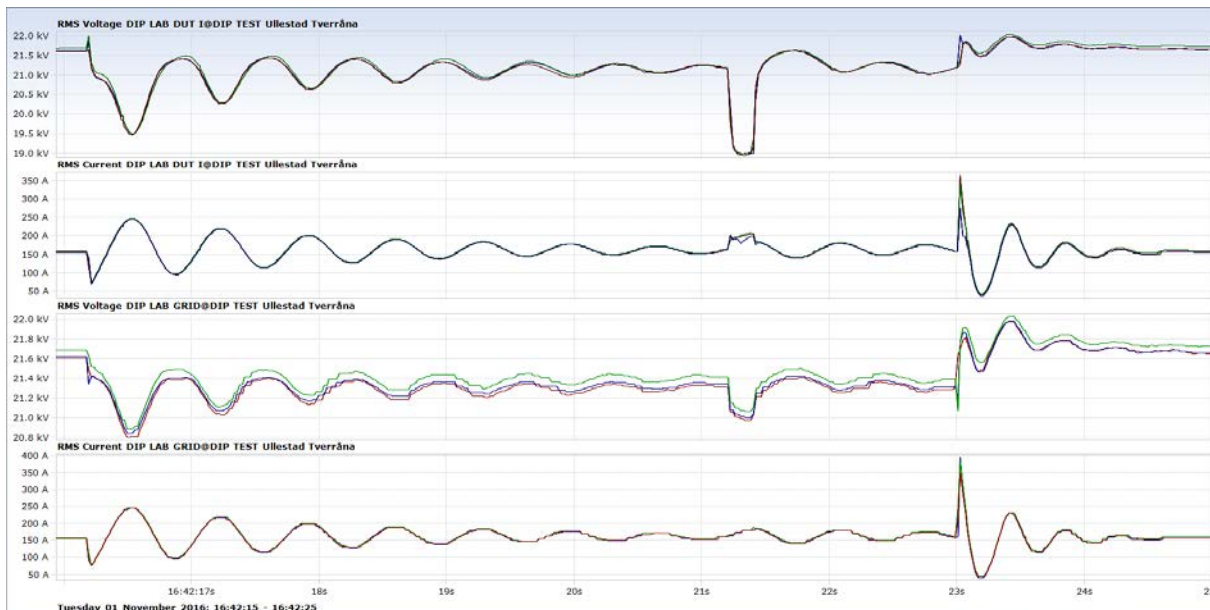


Figur 49: 10. test, 40 % dipp i 2 s.

Figur 48 og figur 49 viser dipper med dybde 40 % med varighet 0,5 s og 2 s. 1 og 2 sekunders dipp var opprinnelig ikke planlagt, men det var ønskelig å prøve å få kraftverket til å trippe på underspenning for å se at vernene fungerte som tiltenkt. Det var forventet tripp på siste test, ettersom trippverdien for underspenning var oppgitt til 0,85 pu i 1,4 sekunder, og dette så vidt er overskredet. Kraftverket forble tilkoblet, og det viste seg i ettertid at dette var fordi utløsetid på underspenningsvernet var satt til 10 sekunder heller enn 1,4 (ifølge leverandøren). Det anbefales derfor at vernene stilles etter releplan, både med tanke på trippverdier og utløsetider, i tillegg til at vern i PLS inkluderes i releplan.

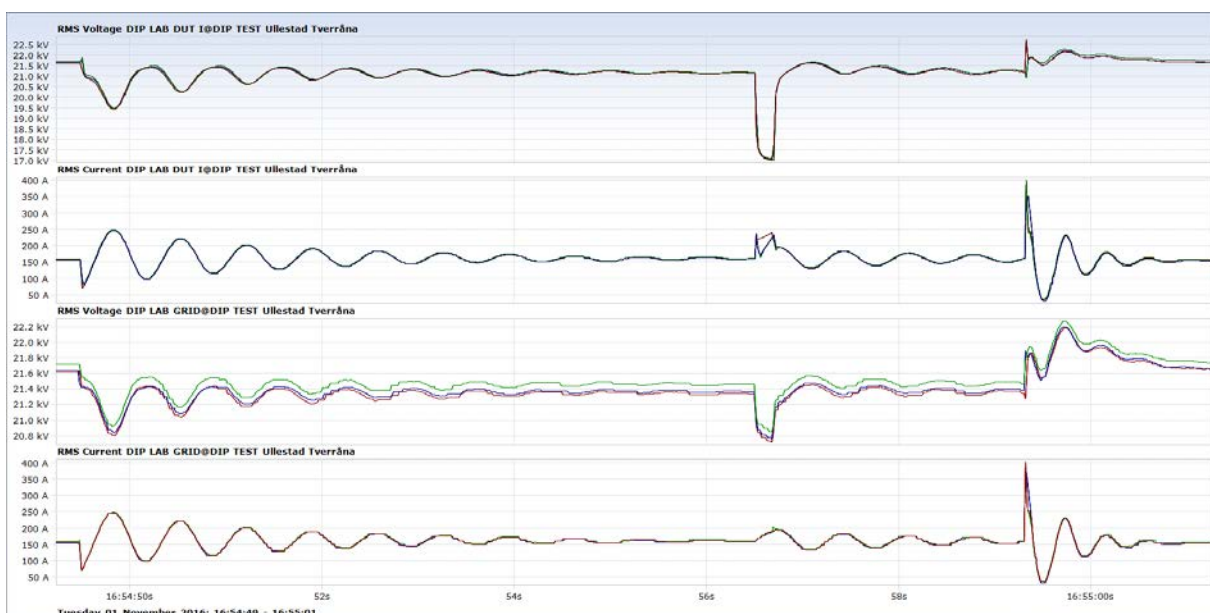
Ettersom det måtte gjøres tidkrevende omkoblinger i DIP LAB for å teste dypere dipp, som også sannsynligvis ville skape spenningsprang i nettet og kraftverket allerede hadde blitt trippet en gang, så ble det besluttet å ikke gjøre flere tester på Ullestad. Tverråna kraftverk ble derfor etter hvert kjørt opp så det kunne gjøres tester på begge kraftverkene samtidig.

6.2.3 Testresultater med begge kraftverk tilkoblet



Figur 50: 11. test, 20 % dipp i 0,2 s.

Som figur 50 viser, så skaper innkoblingen av seriereaktansen en 11 % dipp på kraftverkene. Årsaken til at virkningen blir høyere enn de forrige testene er at den økte effekten skaper økt spenningsfall over seriereaktansen.



Figur 51: 13. test, 40 % dipp i 0,2 s.

Som figur 51 viser skaper innkobling og utkobling av seriereaktansen en endring i driftspunkt for generator som forårsaker en stor strøm, spesielt ved utkobling. Overstrømmen er imidlertid svært kortvarig, og maksverdien på ca. 400 A er et godt stykke under $I_{<<}$ innstillingen i generatorvernet. Om fordelingen mellom generatorene er proporsjonal med ytelse, tilsvarer 240 A fra Ullestad rundt 170 % av merkestrøm for Ullestad, mens trippverdi $I_{<<}$ er 277 % i 0,1 s.

Målingene fra testene viser store avvik fra simuleringsresultatene, mest på grunn av variasjon i driftspunkt som vist i kapittel 7. Simuleringsmodellen ble finjustert on site for å kontinuerlig planlegge hvilke tester som kunne og ikke kunne gjennomføres. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 7.3, som også presenterer simuleringsresultater etter at simuleringsmodellen ble innstilt etter testresultater.

Del IV: Diskusjon

7 Treffsikkerhet av simuleringer av kraftverks FRT-egenskaper

Et av forskningsspørsmålene i DIP TEST har vært å undersøke hvor treffsikke dynamiske simuleringer av FRT-egenskaper er. Dette kapittelet tar for seg vurderinger rundt de erfaringene som har blitt gjort med å gjøre simuleringer, og sammenligning av simuleringresultatene med målinger.

7.1 Utfordringer med underlag og utføring av simuleringer

Datainnsamling i prosjektet har vært krevende. Småkraftselskapene har god oversikt over de viktigste generatorparameterne som er nødvendig for å gjennomføre FRT-simuleringer, men mangler komplette oversikter over nødvendige data. For simuleringmodellen som ble bygd for å gjøre simuleringer av FRT-egenskaper til Bruvoll-elva kraftverk var det flere usikkerhetsmomenter, de fleste knyttet til spenningsregulatoren (Basler DECS-200) og magnetiseringssystemet.

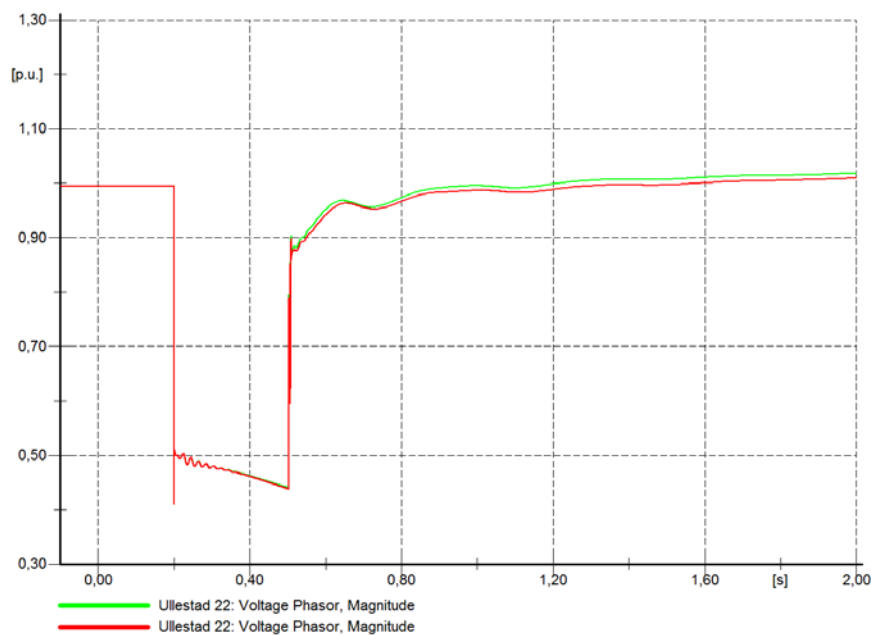
Ettersom spenningsregulatoren tilpasses hvert kraftverk er det stor usikkerhet knyttet til flere parametere, som PID-parametere til spenningsregulatoren og PI-parametere for VAR/cos ϕ -regulatoren. Basert på data som var tilgjengelig før test, virket det som om spenningsregulatorens PID-parametere var stilt inn basert på en kombinasjon av Ziegler Nichols metode [8] og BESTCOMS standardverdier [9]. Disse innstillingene ga imidlertid en ustabil generator, og spenningsregulatoren brukt i simuleringmodellen ble derfor tunet etter IEEEs retningslinjer basert på sprangrespons i tomgang. Da faktiske verdier ble kontrollert i kraftverket viste det seg at det var store avvik mellom oppgitte og reelle innstillinger.

Tabell 16: Estimerte og reelle regulatorparameter-verdier på Bruvoll-elva.

Parameter	Estimert verdi	Reell verdi	Benevning	Forklaring	
AVR-regulator	Kpr	40	177.2	p.u.	Proporsjonalledd
	Kir	40	148.5	p.u.	Integralledd
	Kdr	10	66.2	p.u.	Derivatledd
	Tdr	0,01 s	0,08	[s]	Tidskonstant for derivatledd -
	VRMAX	11.3	Ukjent, men sannsynligvis en del lavere	p.u.	Maximum utgangssignal for kontroller
VAR-reg.	Kpr	1	1	p.u.	Regulatorforsterkning
	Kir	1	3	p.u.	Integralforsterkning
Cos ϕ -reg.	Kpr	1	1	p.u.	Regulatorforsterkning
	Kir	1	10	p.u.	Integralforsterkning

Det ble i flere runder etterspurt data fra småkrafteierne, men for ingen av kraftverkene ble det funnet data på selve magnetiseringssystemene. I simuleringssystemene er det først og fremst magnetiseringssystem-tidskonstanten og maksimum takspenning under feil som er relevant; disse var ikke oppgitt for noen av kraftverkene²⁵. For Bruvollleva ble leverandøren kontaktet for å få tilgang på Te, mens på Ullestad / Tverråna ble Te antatt lik som for Bruvollleva fordi det ikke var tid til å kontakte leverandøren. V_{max} var ikke tilgjengelig i noen av tilfellene. Anbefalte verdier for V_{max} finnes i litteraturen, men variasjonen er stor.

For å kontrollere påvirkningen fra Te på simuleringen som ble gjort på Ullestad og Tverråna, ble kritisk feilklareringstid kontrollert for ulike verdier. Den kritiske feilklareringstiden ble funnet for Te = 0,2 og Te = 0,8 ved å påføre en spenningsdipp på kraftverket skapt av en feil på samleskinnen. Før feilen hadde generatoren følgende driftspunkt: P = merkeeffekt, cosφ = 1 (målt på generatorklemmene), og V = 1 pu. Feilen hadde en X/R-rate på 5 og impedans tilpasset for å gi restspenning lik 30 %²⁶. Resultatene viste at Te har liten direkte påvirkning på FRT-egenskapene til kraftverket²⁷; kritisk feilklareringstid var 0,23 s i begge simuleringene. Påvirkningen kan så vidt sees på kurveformen for spenning under feil, som vist i figur 52 for en forholdsvis kraftig spenningsdipp.



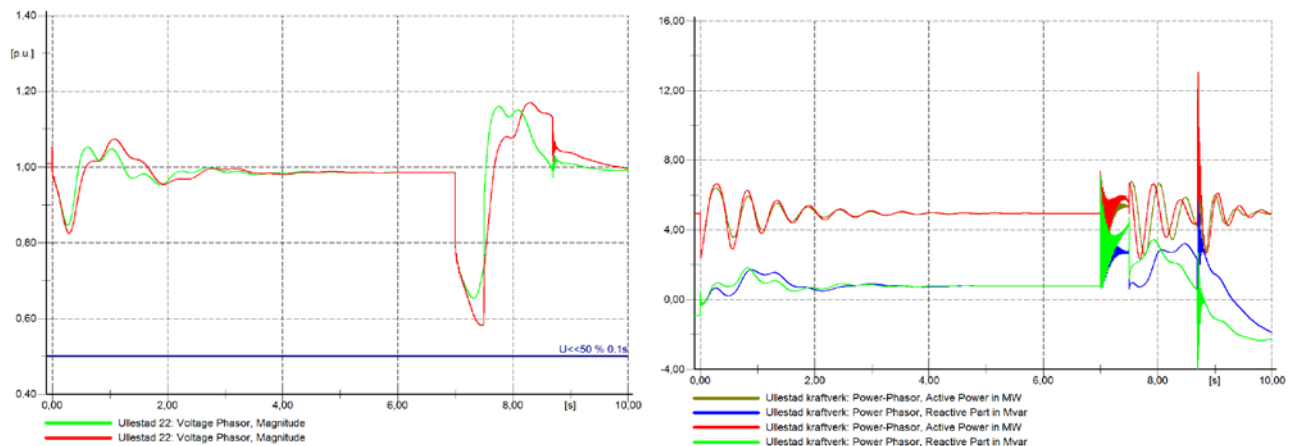
Figur 52: Innvirkning av tidskonstant for magnetiseringssystem ved en 50 % spenningsdipp i 0,3 s. Te = 0,2 s (grønn) og Te = 0,8 s (rød).

Spenningen magnetiseringssystemet kan påtrykke under feil (takspenning) henger direkte sammen med kraftverkets FRT-egenskaper, og har en moderat betydning på kritisk feilklareringstid. Figur 53 viser spenningsprofil og reaktiv effekt for to ulike innstillinger for V_{max}. Figurene viser at økt reaktiv effekt hjelper kraftverket å holde spenningen oppe, og siden kraftverket kan leverer mer reaktiv effekt unngår det ustabilitet. Ved å øke V_{max} til 5 øker kritisk feilklareringstid for den simulerte feilen fra 0,23 s til 0,25 s (9 % økning).

²⁵ I underlaget til Ullestad og Tverråna var den oppgitt til å være under 1 sekund.

²⁶ Øverste verdi av laveste punkt på FRT-kurven for type B generatorer.

²⁷ Te påvirker regulatorinnstillinger, som igjen påvirker spenningsprofilen. I dette tilfellet er disse gitt uavhengig av Te.



Figur 53: Innvirkning av Vrmax innstillingen i simuleringmodellen. Til venstre: Spenning på høyspentsiden av generatortransformator for Vrmax lik 3 (rød) og Vrmax lik 5 (grønn). Til høyre: Aktiv effekt for Vrmax lik 3 (rød) og Vrmax lik 5 (bronse), og reaktiv effekt for Vrmax lik 3 (grønn) og Vrmax lik 5 (blå).

På Bruvollrelva var Te og kortslutningsytelse på kraftverket kjent (mindre mulig variasjon i kortslutningsytelse). Målingene fra testene ble derfor brukt til å stille inn den eneste ukjente parameteren i simuleringmodellen, Vrmax, som har en tydelig påvirkning på spenningsprofilen under feil. På Ullestad og Tverråna var det flere ukjente faktorer, og dermed vanskeligere å fastslå nøyaktig Vrmax ved å innstille simuleringmodellen etter spenningsprofilene vist i målingene fra testene. En verdi på 2,5 for Vrmax er anslått, men gitt den samlede usikkerhetene i parameterne må det sies at FRT-egenskapene til Ullestad og Tverråna ikke kan oppgis med samme sikkerhet som for Bruvollrelva.

I tillegg til Vrmax er det ett annet fenomen relatert til modellering av magnetiseringssystemet det er usikkerhet rundt: modellens begrensning i takspenning. Modellen IEEE AC8B er implementert i flere modeller i PowerFactory; blant annet en forenklet SE-versjon brukt i disse simuleringene. Denne tar ikke hensyn til begrensning for takspenning i magnetiseringssystemet, kun begrensning i utsignal fra kontroller (Vrmax) og metning. I praksis betyr dette at begrensning i takspenning (Vemax) ikke eksisterer i denne modellen, men gis indirekte ut i fra metning og verdien som settes i Vrmax. Dette gir tre uheldige virkninger:

- Dynamikken mellom to integratorledd i modellen neglisjeres; det er med andre ord ikke mulig å tune Vrmax for å få samme respons i både tid og amplitude som når begrensere i begge integratorene modelleres. Dette er en del av årsaken til at Te har liten innvirkning på resultatene i modellen.
- Det er mulig å tune Vrmax til en verdi som gir et utsignal fra spenningsregulator til magnetiseringssystem som resulterer i en magnetiseringsspenning høyere enn magnetiseringssystemet i virkeligheten vil kunne gi. Dette vil i så fall føre til at modellerte FRT-egenskaper blir bedre enn reelle. I praksis kan ulempen omgås ved å begrense Vrmax, og kontrollere at modellert magnetiseringsspenning er innenfor takspenning til magnetiseringssystemet. Benyttes anbefalte verdier i litteraturen for metning²⁸ og Vrmax, vil dette kunne gi svært misvisende resultater.
- Det er ingen aktiv anti windup funksjon i modellen av magnetiseringssystemet. Dette påvirker ikke responsen til magnetiseringssystem / generator under feil, men gjør at modellert respons etter spenningsdipp ikke lenger stemmer med virkeligheten. Årsaken er at integratorblokken i modellen til

²⁸ Metningen av magnetiseringssystemet vil også begrense pådraget i denne modellen, om metningen er modellert slik at den får en signifikant virkning ved lave nivåer av Vr. I dette prosjektet var det ikke tilstrekkelig data til å fastslå metningsverdiene nøyaktig, og standardverdier ble derfor benyttet. Disse undervurderte sannsynligvis metningen relativt kraftig, og begrenset dermed heller ikke magnetiseringsspenningen i simuleringene. Se også appendiks C.

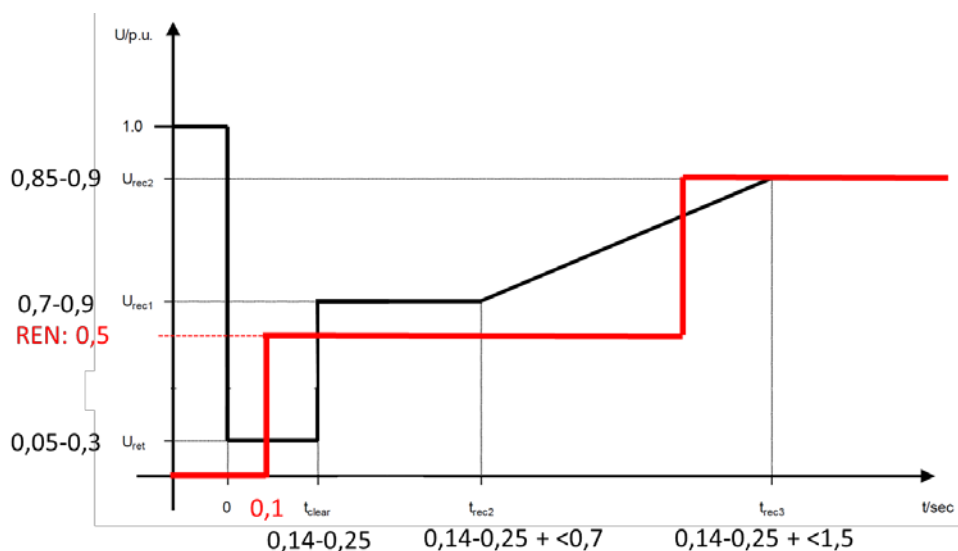
magnetiseringssystemet vil bli "wound up" – dvs. at etter en stor forstyrrelse bruker den lang tid på å tilbake stille seg og gi respons i motsatt retning enn før feilen. Dette fenomenet er klart tydelig når simulerte og målte spenningsprofiler under test sammenlignes, som også diskuteres i kapittel 7.3.

Oppsummert er det usikkerhet i datagrunnlaget som gjør at simuleringsresultater ikke nødvendigvis er helt representative for reelle FRT-egenskaper. Det generelle inntrykket fra arbeidet med simuleringer er også at det er manglende kunnskap vedrørende detaljene rundt responsen til spenningsregulator og magnetiseringssystem ved feil. Dette sees blant annet ved hvor vanskelig det er å få (korrekte) data på komponentene. Ettersom dette har en innvirkning på FRT-egenskapene til kraftverkene er det usikkert hvor treffsikre simuleringer som faktisk blir gjort. Det kunne vært relevant å gjøre en kartlegging av beste praksis hos ulike konsultantselskaper som leverer dynamiske analyser, og se hvordan usikkerheten rundt komponentene blir håndtert. I praksis er de største og viktigste kildene til usikkerhet det resulterende pådraget til spenningsregulatoren under feil, og begrensningen av denne. I dette prosjektet er dette modellert som begrensning av V_{max} , og i virkeligheten begrenset av takspenning under feil (V_{emax}).

Det er viktig å presisere at å korrekt utføre dynamiske simuleringer av transient stabilitet er krevende, og at korrekt utførelse krever et forholdsvis høyt kompetansenivå. Det er mange mulige fallgruver ved modelleringen av både kraftverket og nettet kraftverket står plassert i. Ved usikkerhet rundt resultater kan det være relevant å be om ekstern kvalitetssikring.

7.2 Betydningen av verninnstillinger i kraftverkene for FRT-egenskaper

I praksis er det vernparametrisering som bestemmer småkraftverks reelle FRT-egenskaper. Undersøkelser i DG-nett prosjektet viste at nettselskap nesten utelukkende baserer seg på REN-blad 3000 serien i forbindelse med arbeid relatert til småkraftverk [10]. REN-blad 3008 inneholder anbefalinger til innstillinger vern, og det er underspenningsvern anbefalingene her som primært vil påvirke småkraftverks reelle FRT-egenskaper. Basert på anbefalingene i REN²⁹ vil en forenklet FRT-kurve se ut den røde kurven under, her sammenlignet med kravene i RfGen.



Figur 54: Forenklet FRT-kurve for Type B generatorer, med vanlige verninnstillinger fra REN.

²⁹ Anbefalingen er at nettselskapet velger $U \ll$, men lavere verdier enn 50% velges sannsynligvis i liten grad i praksis.

Figur 54 viser at FRT-kravene i RfGen praksis ikke kan overholdes med nåværende norsk praksis, ettersom utløsetiden til det raskeste underspenningsvernet er kortere enn minimumstiden til det laveste spenningsnivået i RfGen. Det vil derfor være behov for å reevaluere dagens anbefalinger til verninnstillinger ved implementering av RfGen.

En annen faktor som er verdt å merke seg i forbindelse med vern er at det er det mest begrensende vernet som setter føringer for FRT-egenskaper. Korrekt releplanlegging skal sikre selektivitet, men fordrer at alle aktive vern er inkludert i releplan med korrekte innstillinger, og ekskludert om de ikke er aktive. Dette gjelder spesielt vernfunksjoner i spenningsregulator (hvis aktive), eventuelle vern i PLS (som i tilfelle med Ullestad / Tverråna var uselektivt innstilt mot andre vern og heller ikke nevnt i releplan³⁰), og eventuelle vern nettselskapet har i nærmeste nettstasjon. Det var feil og mangler i releplanene til alle kraftverkene testet i prosjektet.

For lengre spenningsdipp kan også andre vern enn underspenningsvern begrense reelle FRT-egenskaper, som diskutert i kapittel 5.1.4.

7.3 Sammenligning av simuleringer med testresultater

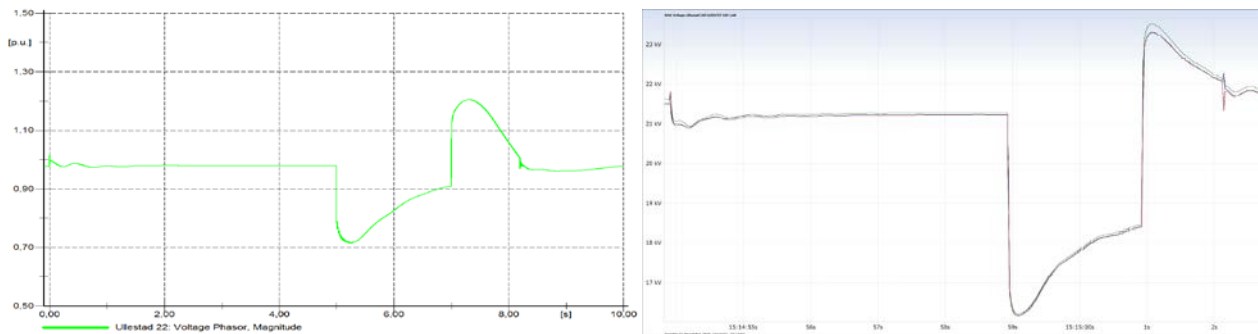
Simuleringsresultater og testresultater ble kontinuerlig sammenlignet under testene på begge kraftverkene. Det viktigste momentet for å gjøre sammenligningen er å sørge for like forhold ved test og simulering, dette gjelder:

- Faktiske innstillinger i DIP LAB under test (ingen endringer i simuleringsresultater i rapporten)
- Driftspunkt, inkludert:
 - Produksjon og forbruk av aktiv og reaktiv effekt
 - Spenning før feil
 - Polhjulsinkel før feil (funksjon av punktene over og nettstyrke)
- Regulatorjustering.

For testene på Bruvolllelva ble det største avviket registrert i form av mindre kraftig respons fra spenningsregulator under målingene enn det som var simulert. Årsaken er at begrensninger i magnetiseringsutrustningen utilstrekkelig er modellert i simuleringsmodellen. En tilpasning av V_{rmax} fra 11,8 til 3 ble gjort, som ga simuleringsresultater tilnærmet det som ble målt under test.

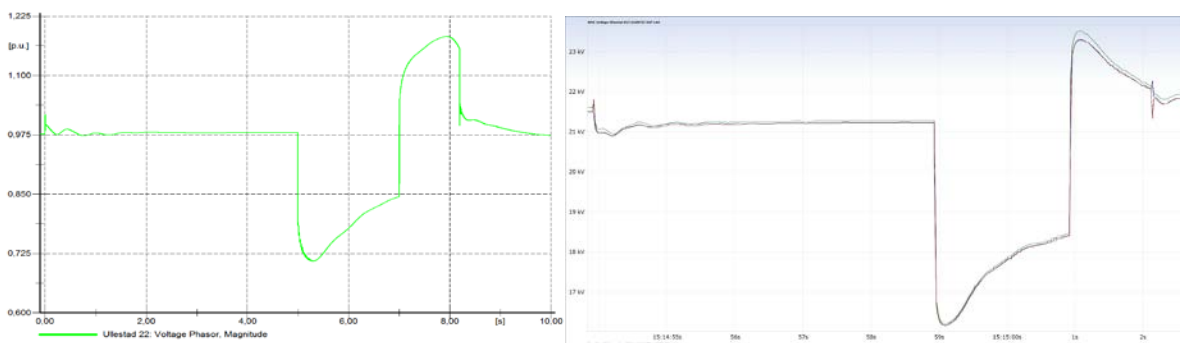
For Ullestad og Tverråna var det også avvik, hovedsakelig relatert til innvirkningen fra spenningsregulatoren. Her var det også flere usikkerhetsmomenter i simuleringsmodellen, ettersom både kortslutningsytelse og magnetiseringstidskonstant er antatte størrelser innenfor et begrenset intervall, i tillegg til V_{rmax} som var mer usikker. Figur 55 viser forskjellen i simulerte og målte spenninger under en 2 sekunders 40 % spenningsdipp på Ullestad, som er testen de største avvikene vil observeres på (lengste test).

³⁰ Alle aktive vern bør være inkludert i releplan. Leverandør har i forbindelse med garanti en egeninteresse av å levere kraftverk beskyttet med konservativt innstilte vern, men dette går på bekostning av kraftverkseiers og nettselskaps interesser om et kraftverk med gode FRT-egenskaper. Det bør derfor være synlig hvilke avveininger som er blitt gjort.



Figur 55: Forskjell i simulert og målt RMS-spenning under en 2 s 40 % spenningsdipp på Ullestad.

Om så lange tester som 2 sekunder hadde blitt utført i testplanleggingen ville det raskt blitt avdekket at responsen fra spenningsregulatoren var for kraftig. Samme resultater som figur 55 for en regulator med V_{rmax} redusert fra 3 til 2,5 er vist i figur 56.



Figur 56: Forskjell i simulert og målt RMS-spenning under en 2 s 40 % spenningsdipp på Ullestad etter at V_{rmax} er tilpasset testresultatene.

Når V_{rmax} er justert er den simulerte responsen under feil praktisk nesten identisk fra reelle testresultater. Avviket i dybde og verdi etter 2 s har under 1 % avvik mellom måling og simulering. Kurveformen viser imidlertid en formforskjell som kan være forårsaket av fysiske fenomener i magnetiseringsutrustningen (metning, nådd takspenning, osv.). Spenningen etter feil er imidlertid mye høyere i simuleringene (ca 17 % overspenning simulert vs 7 % målt). Årsaken er sannsynligvis virkningen av integratoren i magnetiseringssystemet som er modellert uten integratorbegrensning. Denne virkningen har imidlertid lite å si for kritisk feilklareringstid i kraftverket, i motsetning til innstillingen av V_{rmax} .

7.4 Andre simuleringstøytøy

Det er gjort flere studier som sammenligner simuleringer dynamiske simuleringer i ulike verktøy. [11] og [12] beskriver to studier som sammenligner henholdsvis PowerFactory, PSS/E, PSCAD og SIMPOW, og PowerFactory og PSS/E. Det er forskjeller i programmene, spesielt i hvordan modellene er bygd opp, men påvirkningen på resultatene er marginal. Data kan også i noen grad utveksles mellom programmene, men det må ofte gjøres kontroller om dataene har blitt importert med korrekt modellering. Den viktigste forskjellen mellom programmene er at PSS/E ikke har mulighet til å gjennomføre EMT-simuleringer, som er nødvendig ved kortvarige tester og for å kontrollere responsen av hurtigvirkende vern.

8 Begrensninger vedrørende bruk av DIP LAB til FRT-testing

8.1 Begrensninger i mulige tester

I tillegg til de praktiske begrensningene vedrørende bruk av DIP LAB nevnt i kapittel 3, som adkomstvei, plass foran kraftverket, størrelse på kraftverket, spenningsnivå, mm, så vil også nettstyrke sammen med generatorparametere påvirke hvor omfattende tester det er mulig å gjøre ved kraftverket. På Bruvollleva var det først og fremst generatorens FRT-egenskaper som satte begrensninger på hvilke tester som kunne utføres, mens på Ullestad og Tverråna var det ønsket om å begrense spenningspåvirkningen på overliggende nett som skapte de største begrensningene for hvilke tester som kunne utføres. Ved testplanleggingen ble derfor ikke planlagt for dypere spenningsdipp enn 40 %.

En ting som ikke ble tatt hensyn til ved testplanleggingen var å gjøre simuleringer ved halv produksjon. I praksis var det størrelsen på seriereaktansen som var begrensende faktor, ettersom innkobling av større seriereaktans enn $32,95 \Omega$ ville medføre ustabilitet. Dette gjaldt imidlertid kun for maksproduksjon; ved lavere produksjon er kraftverket mer stabilt, og større seriereaktans kunne dermed bli benyttet. Om seriereaktansen hadde blitt økt hadde det også vært mulig å senke kortslutningsreaktansen uten å få større spenningsendringer i overliggende nett, og dermed å teste dypere spenningsdipp.

Til senere tester med DIP LAB anbefales det derfor å lage testplan for ulike produksjonsnivåer. Produksjonsnivå for vann og vindkraftverk er vanskelig å forutsi nøyaktig selv én uke før test, og i noen case kan det er dermed være behov for å lage ulike testplaner. Dette bør gjøres i forkant, ettersom å finne relevante koblinger i DIP LAB, gode fremgangsmåter for omkoblinger, og å gjøre simuleringer for å kontrollere at responsen er innenfor hva som er akseptabelt er arbeid som krever tid og konsentrasjon. Det er dermed lite egnet å gjøre i felt, hvor det ofte er korte tidsfrister og mye å tenke på.

Selv om det kan gjøres mer krevende tester ved lavere produksjon kan det likevel være vanskelig å teste kraftverket opp mot stabilitetsgrensene, ettersom disse utvides ved lavere produksjon. Det vil være enklere å øke varigheten av testene enn å øke dybden enda mer, men dette vil i mange tilfeller kreve at funksjons- og utløsetid for ulike vern rekonfigureres under testing. En annen svakhet er at FRT-kurven fastsettes ved full produksjon, og testresultatene dermed ikke kan brukes til å lage en FRT-kurve. Som tidligere diskutert i kapittel 3 er det gode grunner til å ikke bruke testresultater med DIP LAB direkte, så dette anses som mindre viktig.

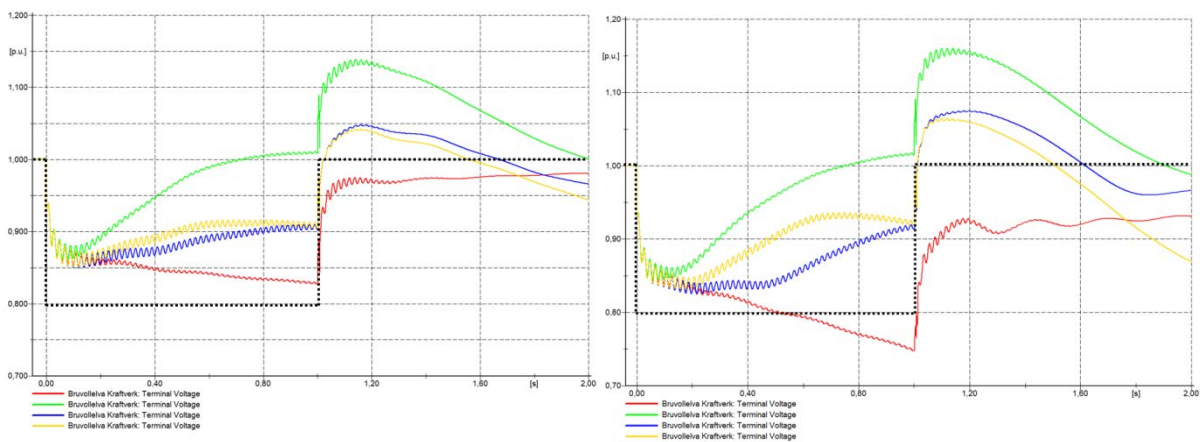
8.2 Forskjeller mellom FRT-tester utført med DIP LAB og reelle spenningsdipp

Som nevnt i kapittel 3 er det flere momenter med DIP LAB som gjør at resultater fra FRT-tester normalt ikke kan brukes direkte til å bestemme FRT-kurver. Noen av disse er kjent fra tester med vindturbiner, og beskrives blant annet i [13]. Her nevnes f.eks. seriereaktansens påvirkning på stasjonær spenning på generatoren før kortslutningstesten, som påvirker FRT-resultatene. I vindturbiner er det imidlertid aldri direktekoblede synkronmaskiner mot nettet³¹, som er vanlig i vannkraftverk, og det blir dermed andre faktorer som også spiller inn når tester skal utføres på vannkraftverk. Etter det SINTEF kjenner til er det ikke blitt utført slike tester tidligere. Dette kapitlet gir en oversikt over ulike faktorer som spiller inn på testresultatene, og vurderer hvorvidt FRT-kurven basert på tester med DIP LAB er representativ for kraftverkets reelle FRT-egenskaper. Simuleringene i kapitlet er utført ved Bruvollleva kraftverk.

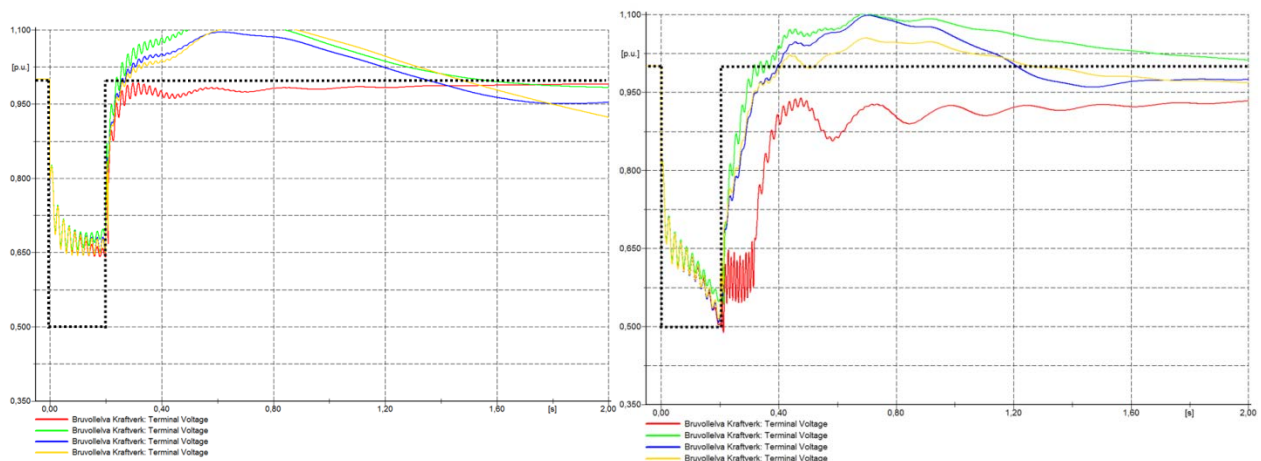
³¹ Synkronmaskiner brukes, men med back to back omformere mot nettet. Det blir da karakteristikken til omformeren som er relevant for påvirkningen fra DIP LAB på turbinens driftspunkt.

8.2.1 Gir kortslutningstestene ønsket spenningsdipp?

Figur 57 og figur 58 viser generatorspenningen ved 20 % og 50 % planlagt spenningsdipp på Bruvollrelva. Figurene viser at det er et avvik mellom planlagt og reell spenningsdipp; i flere tilfeller er spenningsdippen kun omtrent 70-75 % av planlagt verdi. Årsaken er at dipp-kalkulatoren ikke tar hensyn til påvirkningen fra kraftverket på spenningsdippen; kraftverket vil derfor bidra til å heve spenningen over planlagt verdi (se også ligning (1)). Figurene viser også at full produksjon gir en noe dypere spenningsdipp sammenlignet med halv produksjon. Uten spenningsregulator blir spenningsformen mer avtakende – sannsynligvis fordi endringen i kraftverkets polhjulsvinkel under feil endrer balansen mellom aktiv og reaktiv effekt om denne ikke reguleres.



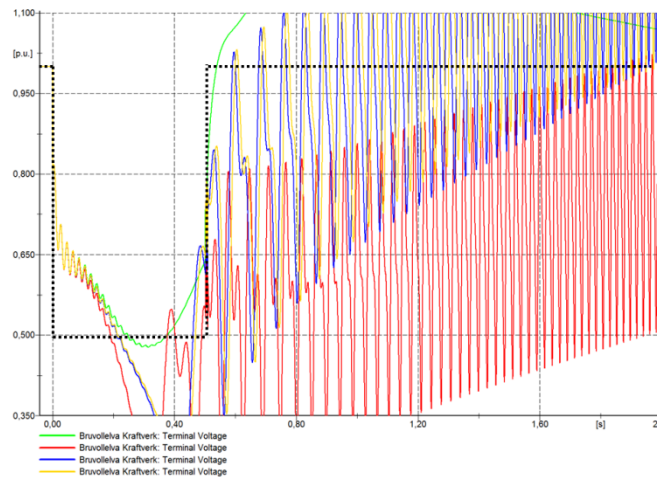
Figur 57: Spenningsdipp – Spenning for kun generator (rød), AVR (grønn), VAr-regulator (blå) og $\cos\phi$ -regulator (gul) ved 20 % spenningsdipp i 1 s. Svart stiplet strek viser planlagt spenningsdipp. Generator med halv produksjon (venstre) og full produksjon (høyre).



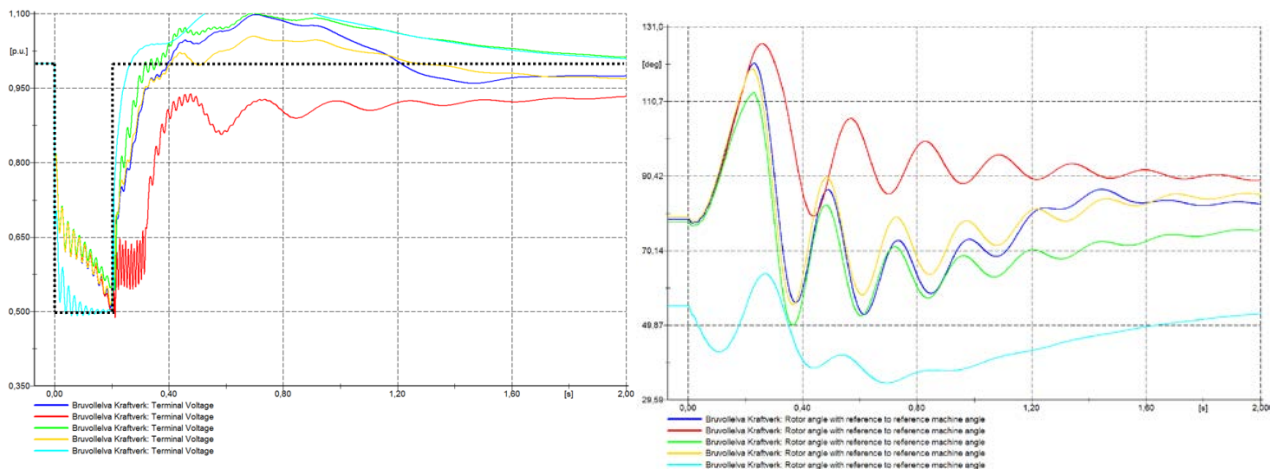
Figur 58: Spenningsdipp – Spenning for kun generator (rød), AVR (grønn), VAr-regulator (blå) og $\cos\phi$ -regulator (gul) ved 50 % spenningsdipp i 0,2 s. Svart stiplet strek viser planlagt spenningsdipp. Generator med halv produksjon (venstre) og full produksjon (høyre).

Figur 58 viser en skarpt avtagende spenningsform ved full produksjon. En mulig forklaring er at generatoren i løpet av feilforløpet får en svært høy polhjulsvinkel, er nær ustabilitet, og dermed ikke er i stand til å regulere reaktiv effekt lenger. Generatoren blir induktiv, og spenningen synker enda lavere enn tidligere.

Dette er vist enda klarere i figur 59 hvor feilklareringstiden er utvidet til 0,5 sekunder for samme spenningsdipp (50 %). Det er da kun generatoren med AVR som beholder synkronismen gjennom testforløpet. Denne teorien er forsterket av figur 60 hvor en kortslutningstest ved halv produksjon (hvor kortslutningsreaktansene er tilpasset) er vist i samme figur. Man kan da se at spenningsformen er ikke knyttet til hvor dyp spenningsdippen er. Halv produksjon gir en relativt flat spenningsdipp.

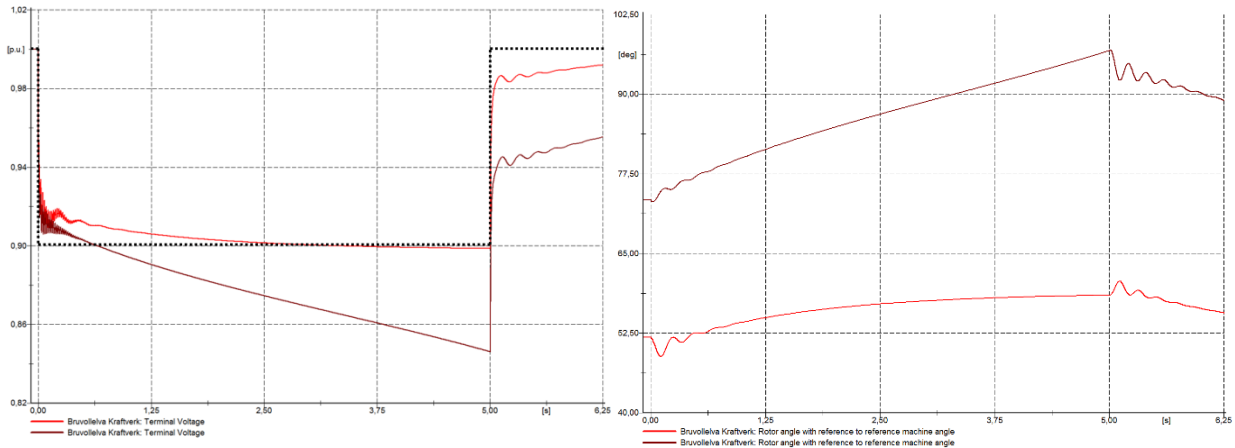


Figur 59: Avtagende spenningsform – Spenning for kun generator (rød), AVR (grønn), VAr-regulator (blå) og $\cos\phi$ -regulator (gul) ved 50 % spenningsdipp i 0,5 s. Svart stiplet strek viser planlagt spenningsdipp. Full produksjon.



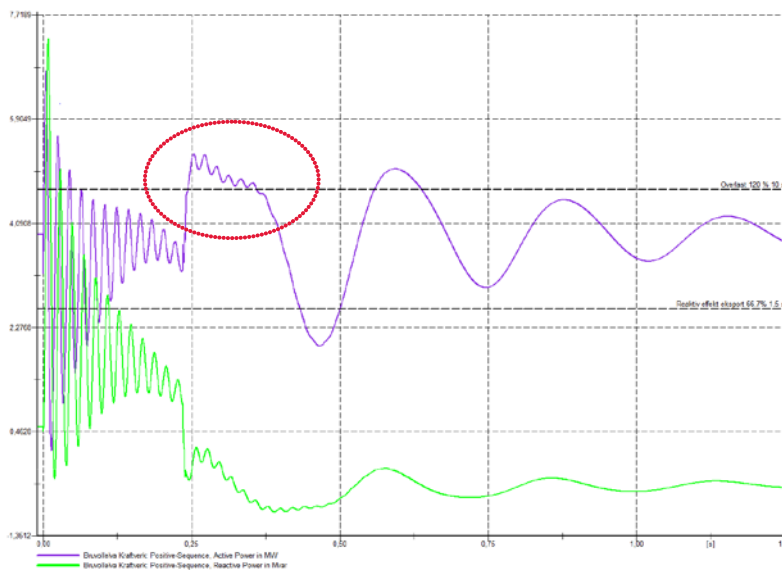
Figur 60: Avtagende spenningsform - Spenning (venstre) og polhjulsvinkel (høyre) for kun generator (rød), AVR (grønn), VAr-regulator (blå) og $\cos\phi$ -regulator (gul) ved 50 % spenningsdipp i 0,2 s med full produksjon. Svart stiplet strek viser planlagt spenningsdipp. Turkis kurve viser en dypere spenningsdipp ved halv produksjon, for sammenligning av spenningsform.

Videre viser figur 61 en kortslutningstest hvor generator uten spenningsregulator er nær ustabilitet ved full produksjon. Full produksjon gir her en jevnt avtagende spenningsform, mens halv produksjon følger planlagt spenningsform nærmere. Årsaken er sannsynligvis at ved full produksjon vil generatoren akselerere raskere mot ustabilitet, dermed påvirkes reaktiv effektlyt mer, og spenningen synker mer enn når kraftverket opplever enn spenningsdipp ved halv produksjon.



Figur 61: Avtagende spenningsform - Spenning (venstre) og polhjulsinkel (høyre) for kun generator ved halv produksjon (rød) og full produksjon (mørk rød) ved 10 % spenningsdipp i 5 s. Svart stiplet strek viser planlagt spenningsdipp.

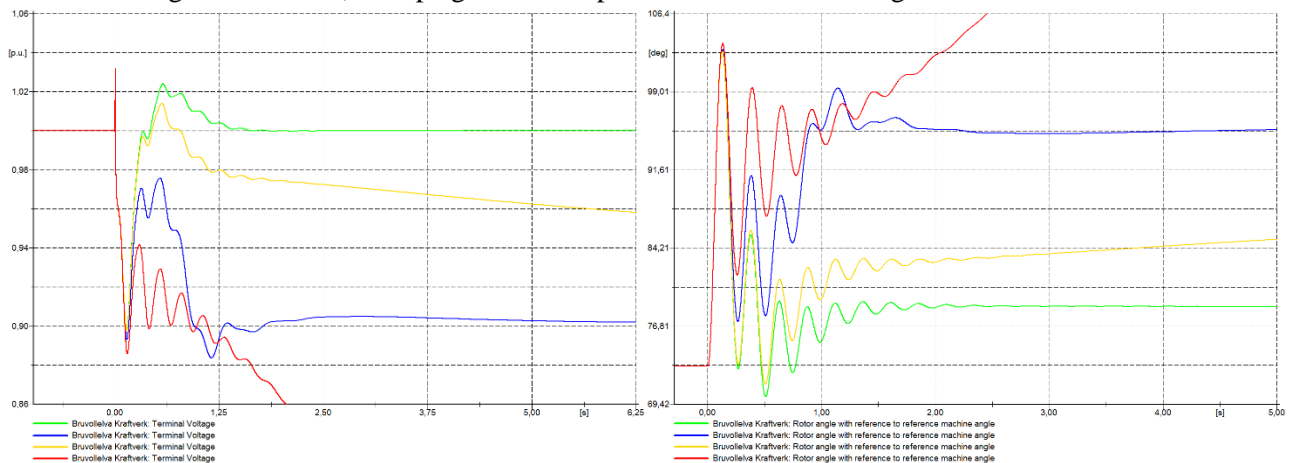
At man får en avtagende spenningsform når man operer nær stabilitetsgrensen kan brukes som en indikator på liten stabilitetsmargin ved reelle kortslutningstester. En annen indikasjon på at man nærmer seg ustabilitet er dersom man får effektpendlinger som ikke er helt sinusformede, men har avkappede topper som vist i figur 62 [14].



Figur 62: Indikasjon på liten stabilitetsmargin – Aktiv effekt (lilla) og reaktiv effekt (grønn) for en kortslutningstest hvor man er nær ustabilitet.

8.2.2 Innkobling av Xsr før kortslutningstest

Xsr er en svært stor reaktans og selv kun innkobling av denne kan gi ustabilitet. Spenning og polhjulsinkel ved innkobling av Xsr lik $32,95 \Omega$ på generatoren på Bruvollrelva er vist i figur 63.



Figur 63: Innkobling av Xsr - Spenning (venstre) og polhjulsinkel (høyre) for kun generator (rød), AVR (grønn), VAR-regulator (blå) og cosφ-regulator (gul) ved innkobling av Xsr. Alle har samme operasjonspunkt før innkobling (full produksjon).

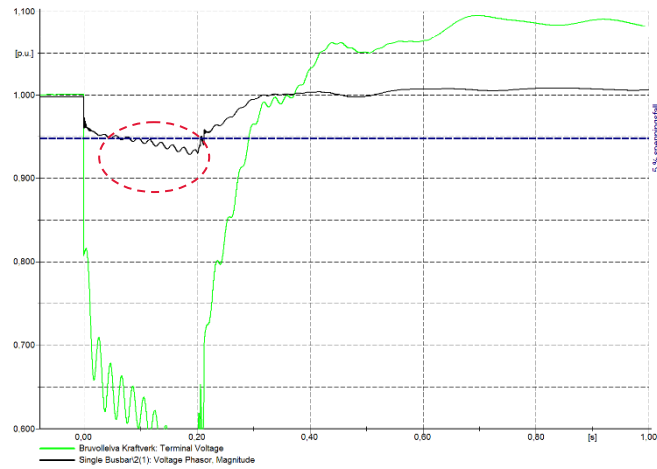
Figuren viser at innkobling av Xsr kan gi en ustabil generator dersom ingen spenningsregulator er aktiv. Samtidig gir AVR en rask gjenoppretting av spenningen til 1,0 p.u. ved å justere reaktiv effekt. VAR- og cosφ-regulatoren vil holde den reaktive effekten konstant som medfører en betydelig lavere generatorspenning på nærmere 0,90 p.u.³². Referert til ligning (5) i appendiks A, fører innkobling av Xsr til økt x_d og samtidig lavere E_q om VAR/cosφ-regulator er aktiv. Dette betyr at polhjulsinkelen må økes for å overføre den samme aktive effekten, spesielt ved VAR- og cosφ-regulator. Generatoren er dermed nærmere ustabilitet etter at seriereaktansen er tilkoblet, og dette forverrer FRT-egenskapene til generatoren betydelig. Økning i polhjulsinkel vil være noe mindre ved lavere produksjon.

8.2.3 Xsr under kortslutningstest

Xsr skal begrense spenningspranget i overliggende nett under kortslutningstesten. Simuleringer viser at enkelte kortslutningstester gir et spenningsprang i overliggende nett som er i overkant av hva dippkalkulatoren forutsier. Testene dette gjelder er typisk kortslutningstester hvor generatoren produserer maks effekt og blir utsatt for så kraftige spenningsdipper at generatoren nærmer seg stabilitetsgrensen, og spenningsdippen dermed blir dypere enn planlagt. Et eksempel på dette er vist i figur 64. Spenningspranget³³ i overliggende nett overgår her 5 % av nominell spenning. I følge Forskrift om leveringskvalitet (FoL) i kraftsystemet kan et nettselskap ha 24 slike spenningsprang i løpet av det siste døgnet [15]. Samtidig sier RENs standardavtale for tilknytning av produksjon i distribusjonsnettet at en DG-enhet kun kan forårsake tre slike spenningsprang i løpet av det siste døgnet [16].

³² På grunn av forhold forklart I.A.1.a)(1)C.4.3 vil cosφ-regulatoren være tregere og bruker her nærmere 60 s til å nå ønsket operasjonspunkt igjen. Dette er ikke vist i figuren.

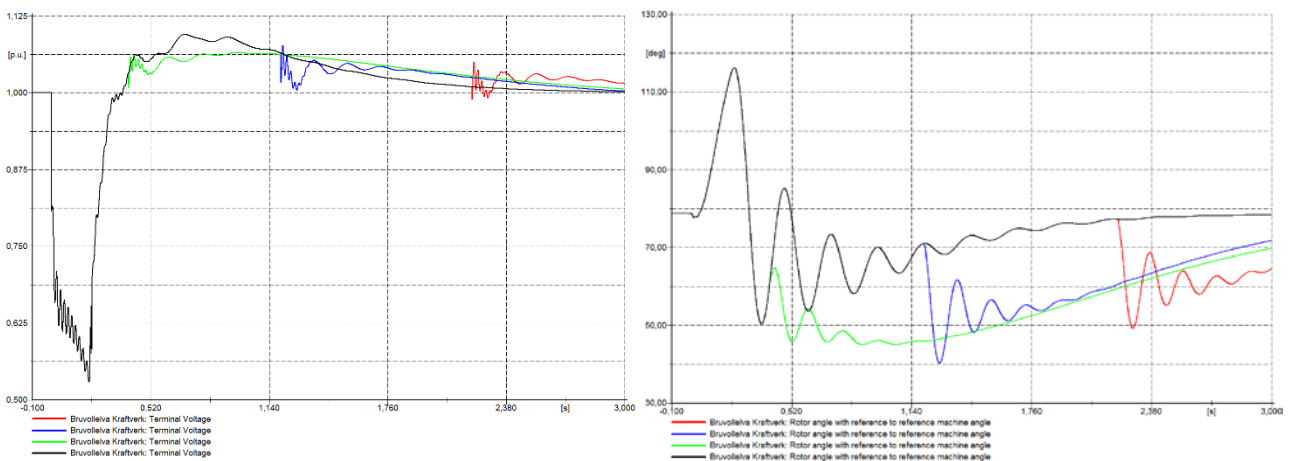
³³ Et spenningsprang er i følge FoL spenningsendringer som skjer hurtigere enn 0,5 % av nominell spenning pr. sekund.



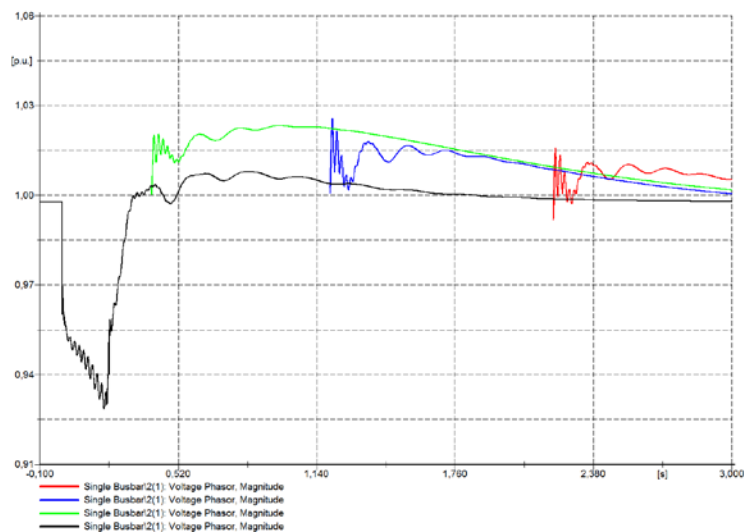
Figur 64: Spenningsprang i overliggende nett - Spenning for generator med AVR (grønn) og overliggende nett (svart) ved 50 % spenningsdipp i 0,2 s. Full produksjon.

8.2.4 Utkobling av Xsr etter kortslutningstest

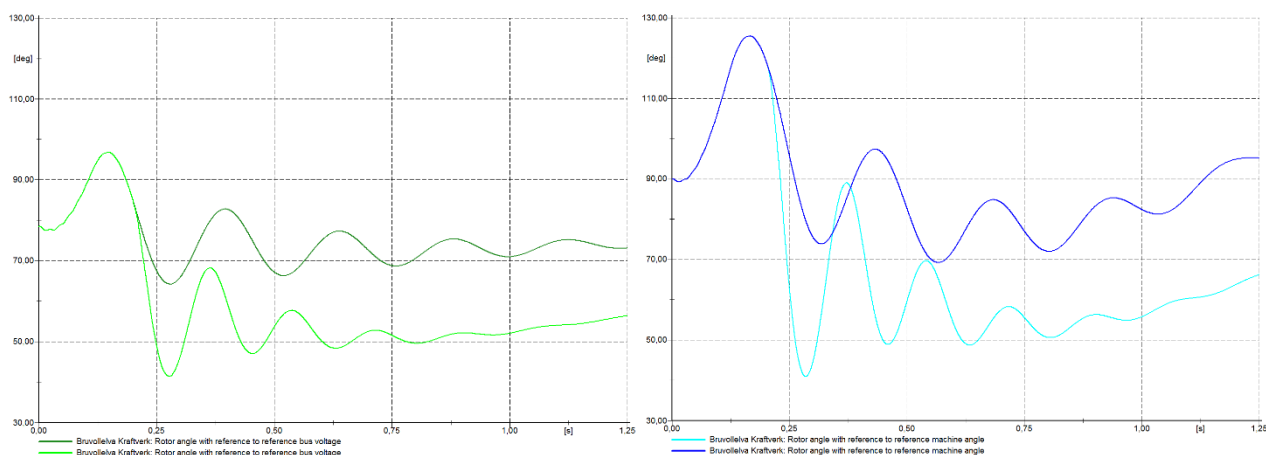
Hvor stor tidsforsinkelse det er etter test før Xsr kobles bort er justerbart, ned til 100 ms. Hvilken verdi denne settes til vil påvirke testresultatene. Innvirkning av dette er vist i figur 65 for generatoren på Bruvollelva. Figuren viser at kort tidsforsinkelse gir lavere polhjulsvinkel. Det betyr at liten tidsforsinkelse vil være positivt for generatorens FRT-egenskaper. Med en tidsforsinkelse lik 100 ms vil man i enkelte tilfeller unngå å miste synkronisme sammenlignet med ingen utkobling. Samtidig kan en kort tidsforsinkelse unngå utløsning av overspenningsvern i enkelte tester. På den andre siden viser figur 66 at hurtig utkobling av Xsr gir større spenningsprang i overliggende nett. Figur 67 viser at tidsforsinkelsen for utkobling har større påvirkning dersom generatoren ikke operer med AVR, tilsvarende som for innkobling av Xsr.



Figur 65: Utkobling av Xsr – Spenning (venstre) og polhjulsvinkel (høyre) for AVR ved 50 % spenningsdipp i 0,2 s med variabel utkoblingstid: 100 ms (grønn), 1000 ms (blå), 2000 ms (rød) og uten utkobling (svart).



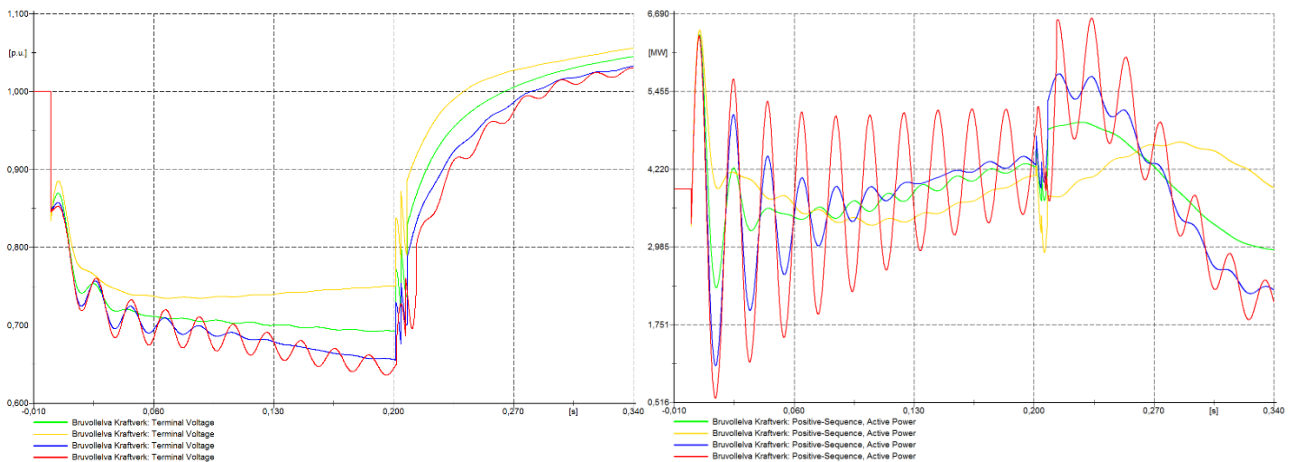
Figur 66: Utkobling av Xsr – Spenningsprang i overliggende nett ved 50 % spenningsdipp i 0,2 s ved AVR med variabel utkoblingstid: 100 ms (grønn), 1000 ms (blå), 2000 ms (rød) og uten utkobling (svart).



Figur 67: Utkobling av Xsr – Polhjulsinkel ved 50 % spenningsdipp i 0,2 s for AVR (grønn til venstre) og VAR (blå til høyre) ved 100 ms utkoblingstid (lys) og uten utkobling (mørk)

8.2.5 Innvirkning av X/R-forhold for Xsc

Innvirkningen av endret X/R-forhold for Xsc ble undersøkt som vist i figur 68. Figuren viser spenningsdippen for samme impedans, men ved ulike X/R-forhold. Økt resistans gir en flatere spenningsdipp, fordi endringen i reaktiv effekt får mindre betydning, og demper svingninger. Dette er også vist for aktiv effekt.

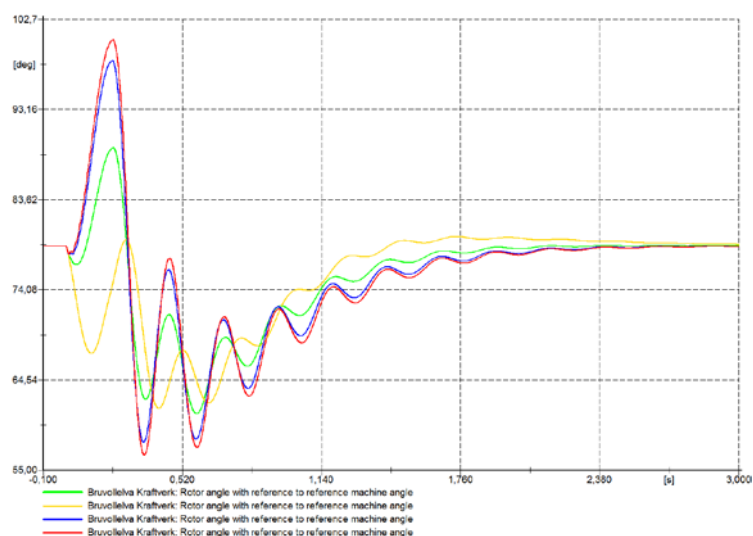


Figur 68: Innvirkning av resistans for Xsc – Spenning (venstre) og aktiv effekt (høyre) ved 40 % spenningsdipp med ulike X/R-forhold (samme impedans): ingen resistans (rød), X/R=20 (blå), X/R=5 (grønn) og X/R=2 (gul).

Størrelsen av de transiente svingningene bestemt av den transiente kortslutningstidskonstanten (T'_d) for generatoren [17]:

$$T'_d \cong T'_{do} * \frac{\frac{R_n^2}{X_d + X_n} + X'_d + X_n}{\frac{R_n^2}{X_d + X_n} + X_d + X_n} \quad (2)$$

Resistansen påvirker også hvor fort DC-komponenten i feilstrømmen avtar. Ved høyere resistans vil denne avta ekstremt mye raskere [17]. Dette kan også delvis forklare hvorfor man ser en flatere spenningsdipp ved høyere resistans. Figur 69 viser også at økt resistans gir mindre polhjulsinkel ettersom generatoren leverer mer aktiv effekt under feilen. Høy resistans under feil er dermed positivt for generatorens stabilitet. X/R-forholdet for Xsr har ikke den samme påvirkningskraft på spenningsformen.

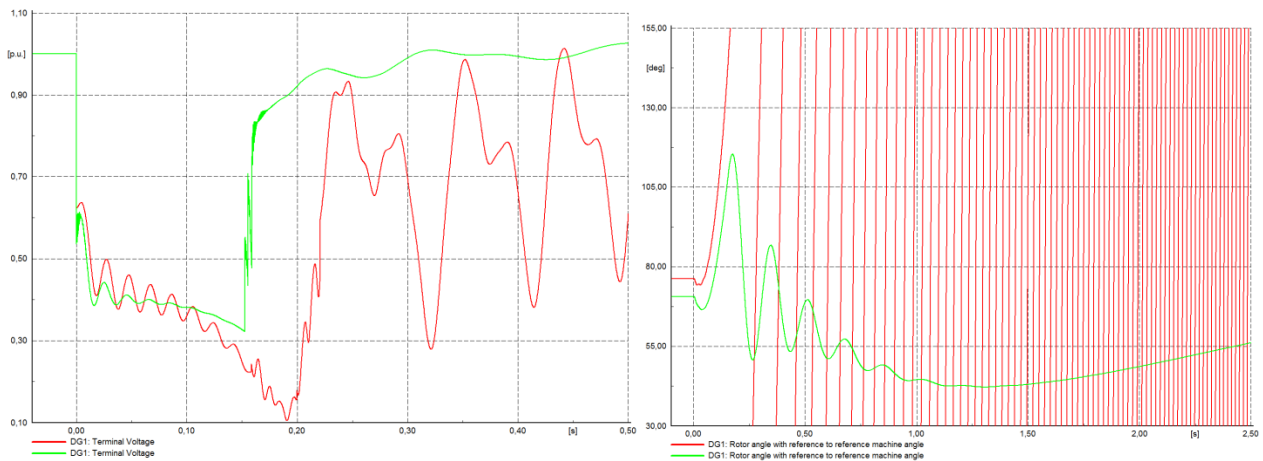


Figur 69: Innvirkning av resistans i Xsc – Polhjulsinkel ved 40 % spenningsdipp med ulike X/R-forhold (samme impedans): ingen resistans (rød), X/R=20 (blå), X/R=5 (grønn) og X/R=2 (gul).

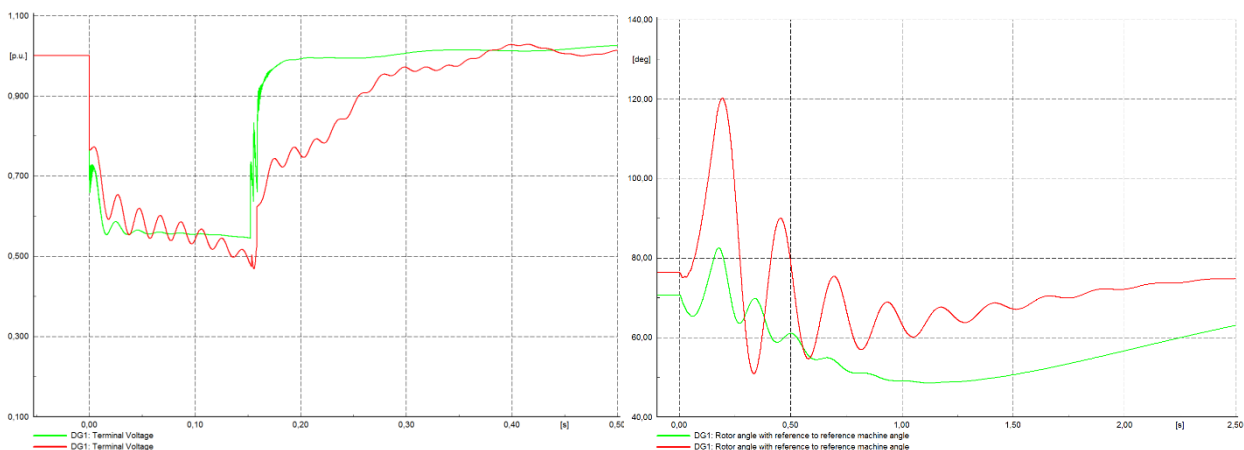
8.2.6 Sammenligning med/uten DIP LAB

Det er gjennomført simuleringer for en trefase 0 ohms kortslutning 5, 10 og 50 km fra trafostasjonen i en naboavgang for generator på Bruvollleva. Videre er det forsøkt å tilpasse Xsr slik at man får mer eller mindre den samme spenningsdippen ved bruk av DIP LAB'en. Dette er vist i figur 70, figur 71 og figur 72.

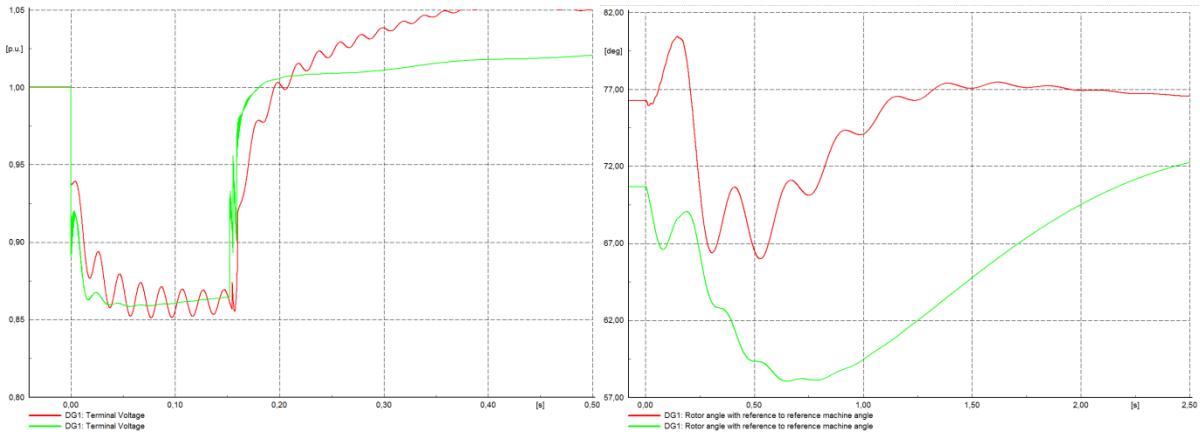
Først og fremst viser figurene at DIP LAB gir økt polhjulsinkel og en mer ustabil generator. Figur 70 viser at generatoren mister synkronismen under kortslutningstesten, men beholder synkronisme ved en feil i overliggende nett. Samtidig viser spenningsforløpene en mer oscillerende spenningsform ved kortslutningstester. Dette er fordi X/R-forholdet for DIP LAB'en er høyere enn ved en feil i overliggende nett. I figur 73, figur 74 og figur 75 er derfor X/R-forholdet for kortslutningsreaktansen X_{sc} nedjustert og tilpasset spenningsformen for en feil. Med et X/R-forhold på 4 (opprinnelig 48,7) får man mer like oscillasjoner. Spenningsdippen er da nærmest identisk, men kun for de første svingningene. Spenningen for DIP LAB får etter dette en mer avtakende spenningsform siden generatoren nærmer seg ustabilitet.



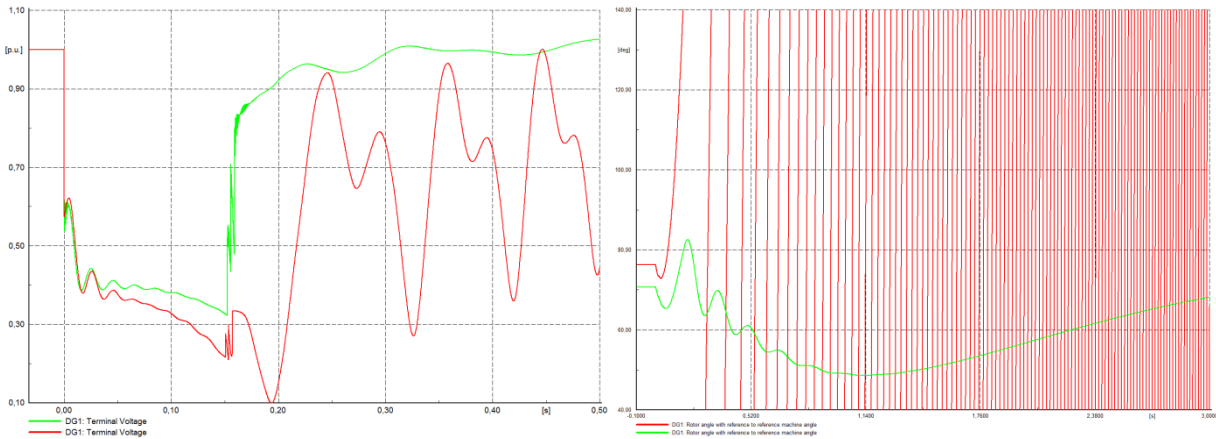
Figur 70: Med/uten DIP LAB: Spenning (venstre) og polhjulsinkel (høyre) ved feil 5 km på naboavgang med 0,15 s feilvarighet (grønn) og tilpasset kortslutningstest med DIP LAB (rød). AVR.



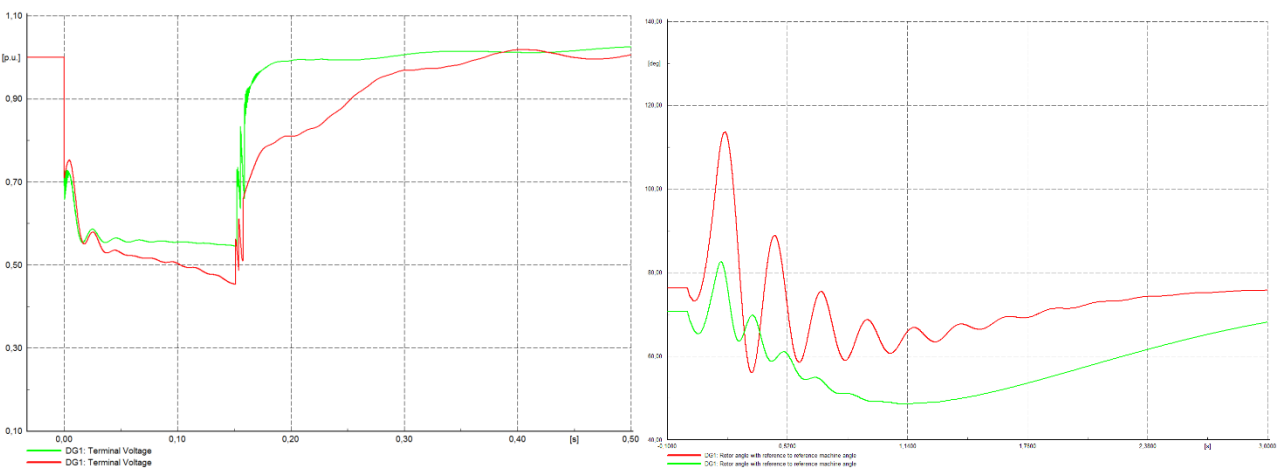
Figur 71: Med/uten DIP LAB: Spenning (venstre) og polhjulsinkel (høyre) ved feil 10 km på naboavgang med 0,15 s feilvarighet (grønn) og tilpasset kortslutningstest med DIP LAB (rød). AVR.



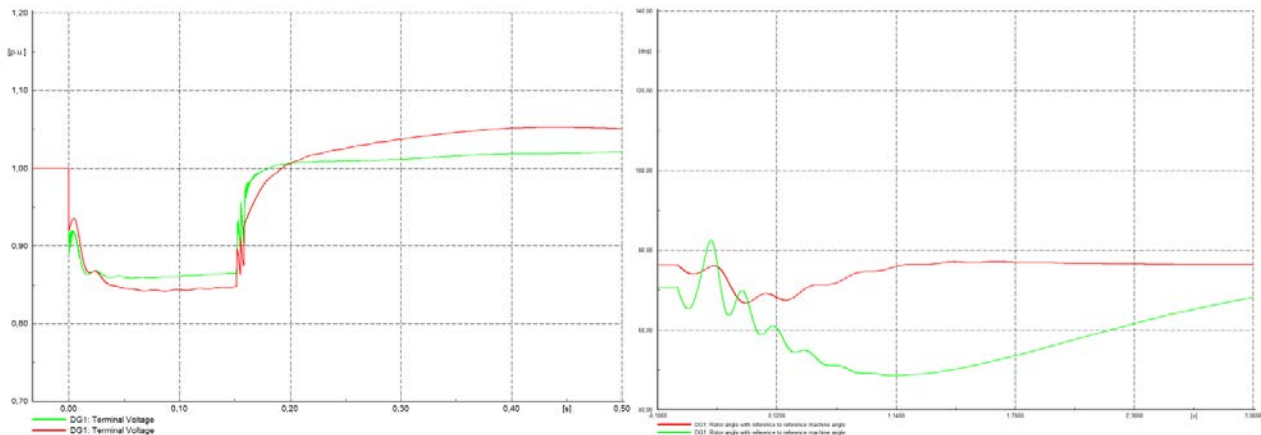
Figur 72: Med/uten DIP LAB: Spenning (venstre) og polhjulsvinkel (høyre) ved feil 50 km på naboavgang med 0,15 s feilvarighet (grønn) og tilpasset kortslutningstest med DIP LAB (rød). AVR



Figur 73: Med/uten DIP LAB: Spenning (venstre) og polhjulsvinkel (høyre) ved feil 5 km på naboavgang med 0,15 s feilvarighet (grønn) og tilpasset kortslutningstest med DIP LAB med X/R-forhold=4 (rød). AVR.



Figur 74: Med/uten DIP LAB: Spenning (venstre) og polhjulsvinkel (høyre) ved feil 10 km på naboavgang med 0,15 s feilvarighet (grønn) og tilpasset kortslutningstest med DIP LAB med X/R-forhold=4 (rød). AVR.



Figur 75: Med/uten DIP LAB: Spenning (venstre) og polhjulsinkel (høyre) ved feil 50 km på naboavgang med 0,15 s feilvarighet (grønn) og tilpasset kortslutningstest med DIP LAB med X/R-forhold=4 (rød). AVR.

8.2.7 Oppsummering om DIP LABs påvirkning på FRT-egenskaper

Resultatene viser at kortslutningstester ved bruk av DIP LAB medfører mindre stabilitetsmargin. Først og fremst fordi seriereaktansen gir en stor økning i systemreaktans sett fra generatoren, som gjør at generator må operere ved en høyere polhjulsinkel for å overføre samme aktive effekt, som gitt av ligning (5) i appendiks A. Generatoren operer da før testen nærmere den stasjonære stabilitetsgrensen og det synkroniserende momentet er lavere. Denne sideeffekten av DIP LAB vil være større jo større Xsr er. Altså vil denne effekten være mindre signifikant i et sterkere nett (som krever lavere Xsr).

Denne effekten kan bli forsterket dersom spenningsregulatoren ikke opererer i AVR-modus. Dette er også vist i [18] hvor simuleringer er gjennomført med/uten kortslutningsemulator ved samme spenningsdipp, kortslutningsytelse og operasjonspunkt³⁴. Det ble da funnet at DIP LAB forverrer generatorens FRT-egenskaper. Bakgrunnen er at innføring av Xsr gir økt spenningsfall fra overliggende nett, altså en lavere generatorspenning (E_q) før kortslutningstesten. Dette betyr at generatoren må operere med en høyere polhjulsinkel for å levere samme effekt. Dette må ses i sammenheng med anbefalingen om å unngå VAR/cos ϕ -regulator med sterkt overmagnetisert eller undermagnetisert settpunkt.

Det er også observert en forskjell i X/R-forhold for en kortslutningstest med DIP LAB og en feil på naboavgangen i høyspenningsdistribusjonsnettet. Det høye X/R-forholdet for DIP LABs kortslutningstester medfører at de induerte strømmene avtar saktere ettersom mindre resistans betyr mindre demping. Dette gir større og mer vedvarende oscillasjoner og en spenningsdipp som ikke er like flat sammenlignet med en feil i høyspenningsdistribusjonsnett. Mindre resistans betyr også at generatoren ikke kan levere like mye aktiv effekt under feil, som er negativt for stabiliteten.

Alt i alt betyr dette at DIP LAB har en negativ påvirkning på generatorens FRT-egenskaper, og ikke direkte kan brukes for å anslå et kraftverks FRT-egenskaper. Påvirkningen fra DIP LAB øker ved økt generatorbelastning og ved bruk av VAR/cos ϕ -regulator. Selv om resultatene fra kortslutningstester ikke kan direkte overføres for å beskrive generatorens FRT-egenskaper, vil de sammen med simuleringresultater kunne validere simuleringmodellen som deretter brukes for å beskrive faktiske FRT-resultater.

³⁴ Identisk operasjonspunkt betyr at generatoren ikke operer i AVR-modus. En spenningsendring vil da være etterfulgt av en endring i reaktiv effekt.

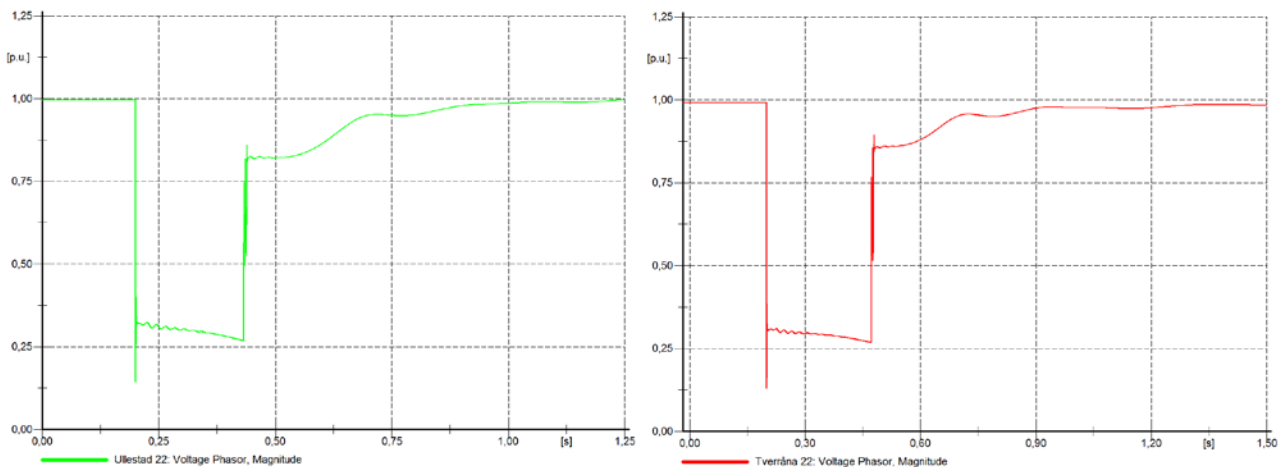
9 Norske småkraftverks FRT-egenskaper

9.1 FRT-egenskaper til testobjektene

For å evaluere FRT-egenskapene til småkraftverkene i prosjektet har kritisk feilklareringstid ved en spenningsdipp på 70 % blitt benyttet. Spenningsdippen har blitt modellert som en feil på samleskinna i kraftverket med X/R rate på 5, med impedans som tilsvarer spenningsdipp på 70 %. Dette tilsvarer det mildeste kravet i de nye FRT-kravene i RfGen. Driftspunktet til generatorene ved dette tilfellet er valgt til nominell drift; det vil si merkeeffekt, 1 pu spenning, og $\cos\phi = 1$. Gitt disse forutsetningene har kraftverkene følgende kritisk feilklareringstid:

- Bruvollelva: 0,16 s
- Ullestad: 0,23 s
- Tverråna: 0,27 s

I praksis betyr dette at alle kraftverkene testet i prosjektet oppfyller de teoretiske minstekravene i RfGen på 30 % restspenning i 0,14 s. Det er noe usikkerhet knyttet til resultatene, som diskutert i kapittel 7, men samtidig viser beregninger at relativt store endringer (fra 3 til 5) i V_{max} fører til moderate endringer i kritisk feilklareringstid. Det kan virke overraskende at Bruvollelva, med en klart lettere generator og høyere synkronreaktans, ikke har større forskjell i feilklareringstid enn Ullestad og Tverråna. Noe av årsaken er den sterkere nettilknytningen på Bruvollelva, som gjør at generatoren før feil har et driftspunkt lengre unna ustabilitet enn Ullestad og Tverråna.



Figur 76: Spenningsprofil for Ullestad (t.v.) og Tverråna (t.h.) for 70 % spenningsdipp med kritiske feilklareringstider.

9.2 Eksisterende anbefalinger og krav i FIKS og REN vedrørende transient stabilitet

Det har i den siste tiden blitt økende forståelse i bransjen om at nåværende krav til småkraftverk både i FIKS (kraftverk tilknyttet regionalnett) og REN er uheldig utformet. Spesifikt vil kravene kunne føre til unødvendige strenge krav til svingmasse i kraftverkene.

Kravene i REN-blad 303 viser til at kraftverket skal tåle en kortslutning på en naboavgang i trafostasjonen som blir klarert med normal klareringstid. I praksis betyr dette at kraftverk nær trafostasjon skal tåle en langvarig spenningsdipp med tilnærmet null restspenning. I prosjektet DG-nett ble det ved en intervjurunde om praksis vedrørende tilknytning av småkraftverk henvist til flere tilfeller av at nettselskap hadde ønsket at kraftverket skulle være transient stabilt i henhold til disse kravene, men at beregninger viste at det ga urealistisk store og tunge generatorer.

Tilsvarende har Statnett erkjent at kravene i FIKS om at kraftverk tilknyttet regionalnett skal tåle en 0,4 s spenningsdipp med restspenning 30 %, er for strenge (se også figur 78). Egne beregninger utført av Statnett viser at få kraftverk tilknyttet regionalnettet tilfredsstiller dette kravet i dag. Kravene er utformet basert på hvor langvarige spenningsdipp kan bli med dagens selektivitetsgrenser for vern, men vil bli for krevende å håndheve i praksis.

På bakgrunn av betraktningene rundt dagens krav er det viktig at nettselskap har et bevisst forhold på hvilke krav de stiller til utbygger. Å stille krav til transient stabilitet er positivt, ettersom det gjør at det unngås å bygge ustabile kraftverk, men å bestille en rapport fra en 3. part og direkte videreformidle kravene fra denne til utbygger kan føre til unødvendig dyre kraftverk.

9.3 Vurderinger rundt kommende FRT-krav i Network Codes

Dette kapittelet er i stor grad basert på en workshop gjennomført i DIP TEST i samarbeid med prosjektet DG-nett, på Gardermoen 7. desember 2016.

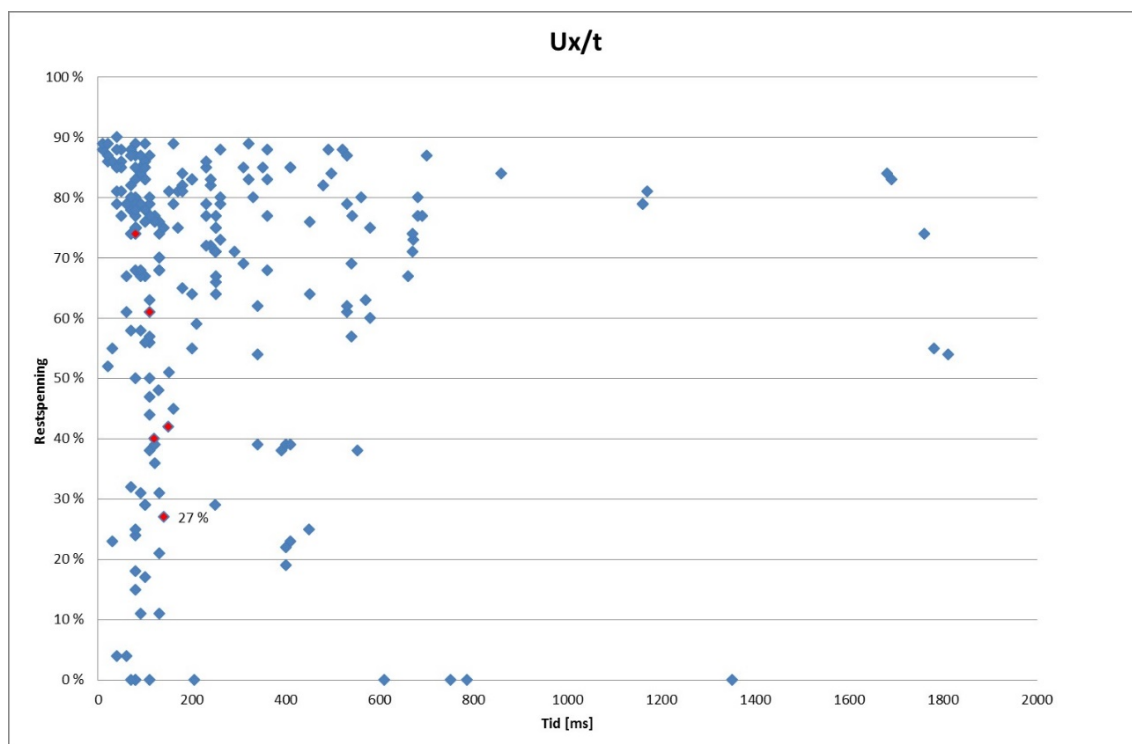
Ved implementering av Network codes er det rom for å gjøre nasjonale tilpasninger. En av mulighetene er gitt ved hvor strenge FRT-krav som skal settes for type B, C og D generatorer. Både netteier og småkraftfeier har nytte av gode FRT-egenskaper, ettersom kraftverket forblir tilknyttet under forstyrrelser (og dermed ikke bidrar til større forstyrrelser) og kan fortsette å produsere. Ulempen, som bæres av småkraftseier, er den økte kostnaden til økt H-verdi og lavere synkronreaktans ved strengere FRT-krav. Tall fra to individuelle kilder (Voith Hydro og Norconsult) viser til at økte kostnader ved en signifikant økning i H-verdi tilsvarer økte generatorkostnader på ca. 10 %. Denne kostnadsøkningen inkluderer ikke kostnader forbundet med at generatoren blir større og tyngre, som øker kostnader forbundet med bygg og installasjon. Å senke synkronreaktans er ikke like kostbart.

I tillegg til H-verdi og synkronreaktans er det mange faktorer som påvirker de reelle FRT-egenskapene til småkraftverk i distribusjonsnettet. En av de viktigste er plasseringen til småkraftverket: Om småkraftverket er plassert langt ute i et svakt distribusjonsnett driftes kraftverket typisk med spenningsregulering, og vil da i mange tilfeller trekke reaktiv effekt for å holde spenningen nede. Dette vil bidra til å redusere FRT-egenskapene. Kraftverk som ligger nærmere krafttransformator vil driftes lenger fra stabilitetsmarginen.

Desto lenger unna overliggende nett et kraftverk ligger, desto høyere blir restspenning under feil ved kraftverkene. Å stille veldig strenge krav til FRT-egenskaper til kraftverk langt ute i distribusjonsnettet for å

sikre stabiliteten til storkraftsystemet virker dermed unødvendig: Det er lokale feil, som ikke påvirker resten av systemet, som stiller størst krav til gode FRT-egenskaper i disse kraftverkene.

Til en viss grad gjelder dette alle småkraftverk i distribusjonsnett, og til en viss grad også regionalnett. Feilstatistikk, som f.eks. i figur 77, viser at restspenninger på trafostasjonene ved feil i regional og sentralnett normalt er ganske høye. I tilfeller hvor restspenningen er lav, er det ofte fordi feilen er plassert nær denne transformatorstasjonen, og normalt vil feilen være mindre viktig for stabiliteten i storkraftsystemet.



Figur 77: Restspenning og varighet for spenningsdipp for målepunkt i trafostasjoner i SFEs nett. De røde punktene viser spenningen ved fem trafostasjoner ved samme feil. Kilde: SFE Nett.

Statnett har utført arbeid for å finne hvor lang varighet som skal være på minimum restspenning i FRT-kurven i RfGen. Dagens FRT-egenskaper til kraftverk ved null restspenning er blitt undersøkt av Statnett, og de foreløpige resultatene fra arbeidet viser at de fleste kraftverk vil takle minimums tidskravene for spenningsdipp i RfGen, mens de færreste vil takle de strengeste tidskravene. Feilklareringstider er typisk høyere i distribusjonsnettet enn på høyere spenningsnivå, og dette skulle potensielt tilsi at strengere krav for feilklareringstid skulle settes for kraftverk på lavere spenningsnivå enn høyere (dette gjenspeiles også i dagens krav i FIKS). Økt bruk av distansevern i distribusjonsnett kan likevel bidra til å redusere feilklareringstidene i distribusjonsnett.

I tillegg til vurderinger rundt varighet og dybde for minimumsspenning i FRT-kurven i RfGen, er det også et behov for å vurdere hvordan kravene i RfGen skal håndheves i praksis. Dette gjelder blant annet:

- Når gjelder kravene for transient stabilitet? Ved merkedrift (Produksjon = merkeeffekt, effektfaktor = 1, $V = 1$ pu), eller ved faktiske driftsforhold? Et poeng her er som nevnt tidligere at kraftverk som driftes med å trekke mye reaktiv effekt vil typisk ha dårligere FRT-egenskaper, men normalt også utsettes for mindre alvorlige spenningsdipp.

- Hvordan sikres overholdelse av FRT-krav? Må det gjøres dynamiske simuleringer for hvert enkelt kraftverk, eller kan det drives typegodkjenning basert på merkedrift eller et spesifisert driftsområde? Typegodkjenning vil være mer økonomisk for utbygger, men det må i så fall informeres om når typegodkjenningen gjelder (for hvilke kortslutningsytelse, merkedrift vs driftsområde osv.) Om det må gjøres simuleringer i enkelttilfeller kan det være ønskelig at nettselskap ansvarlig for å utføre kraftsystemutredninger (KSUer) bygger opp fagmiljøer for dette.
- Datainnsamling blir viktigere framover når det blir økt behov for å utføre dynamiske analyser. Det bør sikres at data kan deles med relevante nettselskap, Statnett og eventuell tredjepart som skal gjøre dynamiske analyser, samt at data som registreres ved idriftsettelse (blant annet regulator tuning) inkluderes i underlaget. Det bør også lages en spesifisering av hvilke data som skal inkluderes i underlaget, i dag oppgir f.eks. retningslinjene i REN kun at det skal foreligge tilstrekkelige data for å kunne foreta dynamiske beregninger, men ikke hvilke data dette gjelder. Erfaringsmessig fører dette til underdokumentasjon av f.eks. magnetiseringssystemet.
- Retningslinjer for innstillinger av vern i blant annet REN-blader må endres for å sikre at vern ikke begrenser FRT-egenskapene mer enn gjeldende FRT-kurve i nettkodene. Retningslinjene kan også inneholde rutiner / sjekklister for utarbeidelse av releplan.

Del V: Konklusjon

10 Konklusjon

10.1 Treffsikkerheten til dynamiske simuleringer av småkraftverks FRT-egenskaper

Å utføre nøyaktige dynamiske simuleringer av transient stabilitet krever høy kompetanse. Det kan være vanskelig å få tilgang på nødvendige data, spesielt tuning av spenningsregulator og detaljer rundt magnetiseringssystem i kraftverkene. De forenklede modellene som brukes i noen programmer gir heller ikke et fullgodt bilde av magnetiseringssystemets respons under og etter feil, selv om de kan stilles til å gi et forholdsvis godt bilde av responsen under selve spenningsdippen. Om respons fra regulatoren overvurderes, er likevel innvirkningen på FRT-egenskaper moderat. Responsen fra regulatoren etter spenningsdipp blir i mange tilfeller overdrevet, men er mindre viktig for kraftverkets FRT-egenskaper. Dynamiske simuleringer av småkraftverks FRT-egenskaper som gjennomført før test i prosjektet virker derfor totalt sett å være noe unøyaktige, men likevel forholdsvis treffsikre med tanke på kritisk feilklareringstid.

10.2 Bruk av DIP LAB til testing av småkraftverks FRT-egenskaper

Det er betydelige begrensninger vedrørende bruk av DIP LAB til å bestemme småkraftverks FRT-egenskaper. Dette kommer av begrensninger i hvilke tester som kan gjennomføres, som avhenger av kraftverkets størrelse, fysiske plassering, og plassering i nettet, men også i påvirkningen DIP LAB har på testresultatene. Spesielt innvirkningen av DIP LABs synkronreaktans på kraftverks driftspunkt, og kortslutningsreaktansens X/R rate gjør at testene med DIP LAB er lite representative for kraftverks reelle FRT-egenskaper. Tester gjennomført med DIP LAB kan likevel være nyttige fordi de kan bekrefte dynamiske simuleringer som kan benyttes til å bestemme småkraftverks reelle FRT-egenskaper. Testene utført i prosjektet avdekket også ureglementerte forhold ved alle kraftverkene, og har dermed også en sekundær nytteverdi ved å være en form for compliance testing.

10.3 Norske småkraftverks FRT-egenskaper

Tre kraftverk har blitt testet i prosjektet. Variasjonen i H-verdi, synkronreaktans og dermed også kritisk feilklareringstid er stor mellom kraftverkene. Dette er som forventet, ettersom det ofte ikke stilles krav til transient stabilitet i småkraftverk. 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 med 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.

10.4 Implementering av network codes

Vurderinger rundt implementering av network codes pågår enda. For småkraftverk kan det være at minimumskravene i RfGen vil gi gode nok FRT-egenskaper, sett fra et storkraftsystemperspektiv. Hvordan kravene håndheves må også bestemmes. Ved implementering av kravene vil det være behov for å endre dagens anbefalinger ikke bare for transient stabilitet, men også innstillinger av vern.

11 Videre arbeid

Følgende oppgaver er ansett som interessante å gjennomføre etter prosjektets slutt:

- Grov kartlegging av norske småkraftverks FRT-egenskaper ved å samle inn synkronreaktans og H-verdi for alle norske småkraftverk.
- Videre arbeid med feilstatistikk, resulterende restspenninger ved feil, og konsekvenser for anbefalte krav til FRT-egenskaper.
- Implementering av en mer nøyaktig dynamisk simuleringsmodell, som inkluderer:
 - Lastkompensering.
 - Reaktiv statikk.
 - Begrensning både for V_{rmax} og takspenning (V_{emax}).
- Undersøkelse av beste praksis hos konsulenter som utfører FRT-simuleringer i dag.
- Videre arbeid med sensitivitetsanalyser av ulike generator parametere for å bestemme hvilke parametere som bør inkluderes som krav i dokumentasjon.
- FRT-testing (målinger og simuleringer) av flere småkraftverk for å øke kunnskapen om småkraftverks reelle FRT-egenskaper.

Kilder

1. ENTSO-E, *Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG)*. 2016.
2. Kundur, P., et al., *Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions*. Power Systems, IEEE Transactions on, 2004. **19**(3): p. 1387-1401.
3. Astrid Ånestad, N., *Tilknytningskoder*, in *Workshop om transient stabilitet i DG-nett og DIP TEST*. 2016.
4. FGH, *Mobile LVRT Test Laboratory, 8 MVA 10 - 30 kV. Product Information*. 2014.
5. Vaage, B., *Simulation of hydraulic transients of operation at two hydro power plants*, in *Department of Energy and Process Engineering*. 2016, NTNU.
6. Statnett, *Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS)*. 2012.
7. Antonsen, K.M., *Fault Ride Through Capability Analysis of Small-Scale Hydro Power Plants*, in *Department of Electric Power Engineering*. 2016, NTNU.
8. Marvik, J., *Innstilling av spenningsregulator*. 2011.
9. KONČAR Generators and Motors, *GENERATOR 6SBV6 710M2-8 Bruvøllelva - Documentation for customer*. 1999.
10. Kolstad, M., *Dagens praksis for planlegging og prosjektering av nett med DG*. 2015.
11. Lund, T.E., Jarle; Uski, Sanna; Perdana, Abram, *Dynamic fault simulation of wind turbines using commercial simulation tools*. Proceedings of the 5. International workshop on large-scale integration of wind power and transmission networks for offshore wind farms, 2005.
12. Karlsson, B., *Comparison of PSSE & PowerFactory*. 2013, Uppsala Universitet.
13. Norbert Essl, H.R. *Influence of LVRT test equipment characteristics on the dynamic performance of a power generation unit*. in *CIREN*. 2015. Lyon.
14. Machowski, J., J. Bialek, and J. Bumby, *Power System Dynamics - Stability and Control*. 2008.
15. Norges vassdrags- og energidirektorat, *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. 2004.
16. Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet, *Tilknytnings- og nettleieavtale for innmatingskunder i distribusjonsnettet - Tekniske funksjonskrav*. 2011.
17. Roepfer, R., *Short-Circuit Currents in Three-Phase Networks* 1972.
18. ESSL, N. and H. RENNER, *Influence of LVRT test equipment characteristics on the dynamic performance of a power generation unit*. 2015.
19. Kundur, P., *Power System Stability and Control*. 1993.
20. Johanson, E. and A. Petterteig, *Study of Fault-Ride-Through Levels for Distributed Generation*, in *Distribusjonsnett 2020*. 2011.
21. Marvik, J. and A. Petterteig, *Eksempler på transient stabilitet for småkraftverk i distribusjonsnettet in Distribusjonsnett 2020*. 2011.
22. Statnett, *Veileder til krav i FIKS om "Fault-Ride-Through" egenskaper for produksjonsanlegg*. 2014.
23. Marvik, J., *Stasjonær stabilitet i småkraftverk og innvirkning av høye reaktansverdier i synkrongenerator*, in *Distribusjonsnett 2020*. 2010.
24. Toftevåg, T., J. Marvik, and T.N. Preda, *Impact of voltage phase angle changes on low-voltage ride through performance of DG-units*. 2012.
25. European Commission, *Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators* 2015
26. Seljseseth, H., *TR A5883 Spenningskvalitet og kortvarige avbrudd i Norge Rikets tilstand 1993 - 2003*, SINTEF, Editor. 2004: EBL Kompetanse.
27. Lars Ström, M.B., Rémy Kolessar, *Voltage Quality Regulation in Sweden*, in *CIREN*. 2011: Frankfurt.
28. RS Thallam, G.H., *Power Acceptability and Voltage Sag Indices in the Three Phase Sense*, in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. 2000.

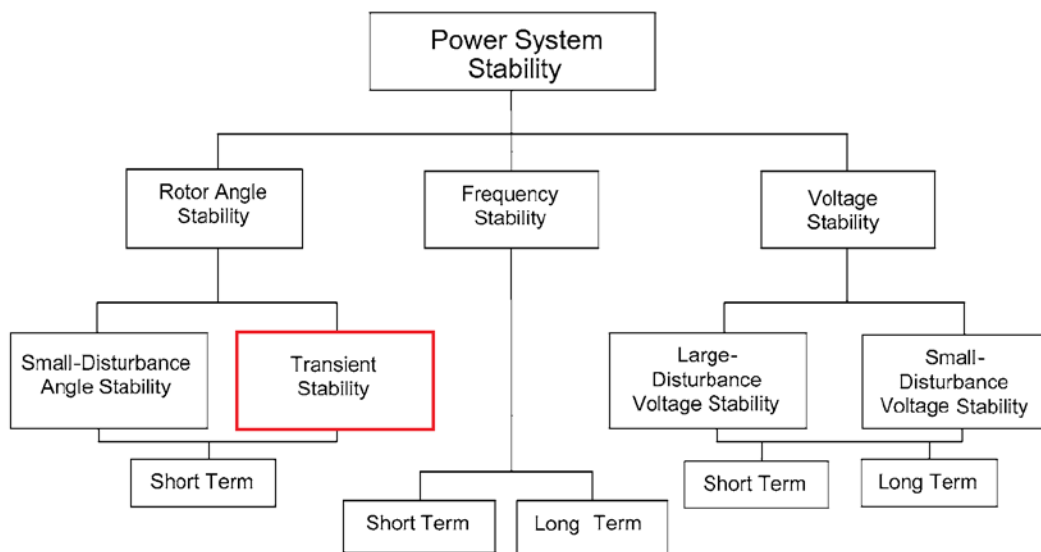
29. C4.110, C.W.G., *Voltage Dip Immunity of Equipment and Installations*, in *CIGRE*. 2010.
30. Essl, N. and H. Renner, *LVRT-Retardation-Device for Decentralized Power Plants*. 2014.
31. DIgSILENT, *PowerFactory 15 User Manual*. 2015.
32. Peppas, D., *Development and Analysis of Nordic32 Power System Model in PowerFactory*. 2008, KTH
33. Gjerde, O., *AN 09.12.35: Spenningsregulering og tap i nett med flere synkrogeneratorer*. 2010.
34. T.N.Preda, K. Uhlen, and T. Toftevåg, *External Grid Representation for Assessing Fault Ride Through Capabilities of Distributed Generation Units*, in *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe) 2012*: Berlin.
35. Johansson, E. and TrondToftevaag, *Small signal stability problems in distribution network induced by a generator with high synchronous impedance*. D2020, 2011.
36. SINTEF Energi, *Typical generator data for small hydro generator (5 – 10 MVA)*. 2008.
37. Toftevaag, T., E. Johansson, and A. Petterteig, *The influence of impedance values and excitation system tuning on synchronous generator stability in distribution grids*. 2008.
38. DIgSILENT, *Technical Reference Documentation - Synchronous Machine*. 2015.
39. *Technical Reference Documentation - Synchronous Machine*. 2015.
40. IEEE Working Group, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. IEEE Standard, 2005. **421**.
41. Voith Siemens, *Sjekkliste for igangsetting av spenningsregulator*.
42. *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. 2006.
43. Kim, K., *Mathematical Per-Unit Model of the DECS-100 Digital Excitation Control Systems*. 2000.
44. Kim, K., *Mathematical Per-Unit Model of the DECS-200 Excitation System*. 2005.
45. Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee, and Task Force on Turbine-Governor Modeling, *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies*. 2013, IEEE Power & Energy Society.
46. Ukjent, *Bruvollelva Power Plant*. Ukjent.
47. Småkraft AS, *Telefonsamtale med Sigbjørn Rabbe*. 2016.

VEDLEGG

A Transient stabilitet

A.1 Definisjon av transient stabilitet

En generators evne til å beholde synkronisme etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse refereres til som polhjulsinkelstabilitet (rotor angle stability i figur 78). Det skilles mellom små forstyrrelser (f.eks. mindre endringer i last) og alvorlige forstyrrelser (f.eks. kortslutning av en linje). Det er polhjulsinkelstabilitet ved alvorlige forstyrrelser som er hovedtema for DIP TEST-prosjektet, også kjent som transient stabilitet [19]. Polhjulsinkelstabilitet ved små forstyrrelser (stasjonær stabilitet) er nødvendig bakgrunn, og det er her forsøkt å gi en kort introduksjon til både stasjonær og transient stabilitet.



Figur 78: Definisjon av stabilitet [2].

For en synkrongenerator med utpregede poler tilknyttet et stivt nett er den elektriske aktive effekt (P_{Eq}) er gitt av følgende forenklete ligning ved stasjonære tilstander [14]:

$$P_{Eq} = \frac{E_q V_s}{x_d} \sin \delta + \frac{V_s^2 (x_d - x_q)}{2 x_d x_q} \sin 2\delta \quad (3)$$

Resistans er her neglisjert. Effekten levert av generatoren er en funksjon av polhjulsvinkelen (δ)³⁵, indusert generatorspenning (E_q), systemspenningen (V_s). Her er x_d og x_q er den totale reaktansen sammensatt av generator (X_d og X_q), generatortransformator (X_t) og reaktansen til systemekvivalenten (X_s):

$$x_d = X_d + X_t + X_s \quad (4)$$

³⁵ Polhjulsvinkelen er forskjellen i spenningsvinkel mellom generatorens indre induserte spenning E_q (ikke klemmespenningen) og systemspenningen V_s , også kalt "power angle". Samtidig representerer polhjulsvinkelen vinkelforskjellen mellom generatorens rotor og den fiktive systemgeneratoren, kalt "rotor angle". I simuleringsprogrammet PowerFactory er polhjulsvinkelen gitt av parameterne "c:firel" eller "c:dfrot".

$$x_q = X_q + X_t + X_s$$

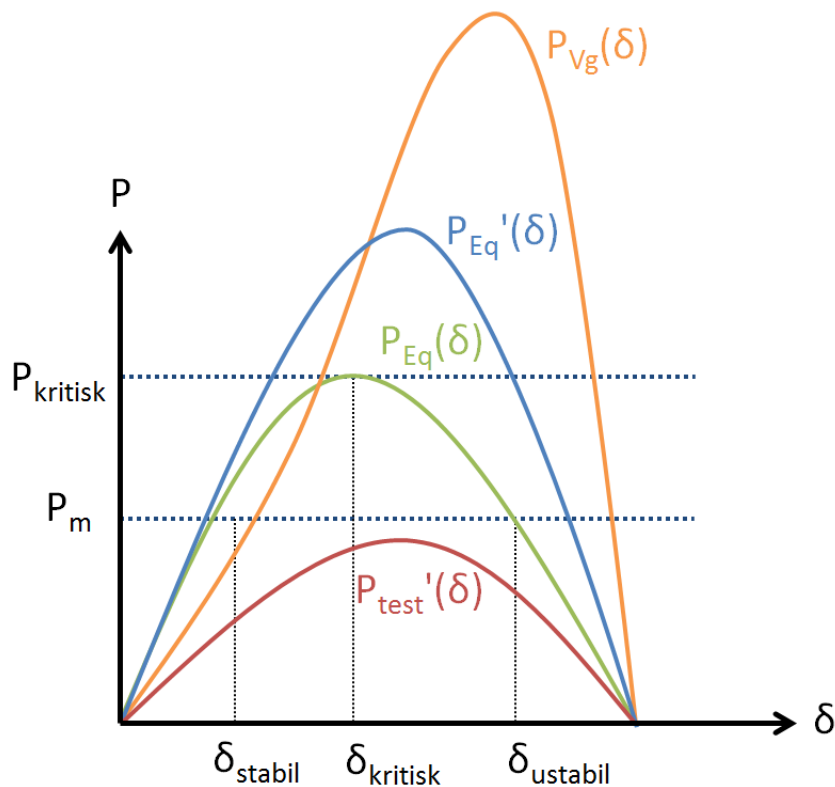
Dette viser at dersom en generator er tilknyttet et svakt nett (høy X_s) vil den ikke kunne overføre like mye aktiv effekt for et gitt arbeidspunkt, og må da operere med høyere polhjulsvinkel. Samtidig betyr en høy X_s at andre halvdel av ligning (3) blir neglisjerbar og ligningen kan forenkles til sin klassiske form:

$$P_{Eq} \approx \frac{E_q V_s}{x_d} \sin \delta \quad (5)$$

Figur 79 viser P_{Eq} som funksjon av polhjulsvinkelen ved stasjonære tilstander. For en bestemt mekanisk effekt fra turbinen P_m , vil man ha to likevektspunkt hvor $P_m = P_{Eq}$. Det er da kun punktet ved δ_{stabil} som er stasjonært stabilt. Her vil en liten økning i mekanisk effekt gi en akselerering av rotoren som gitt av svingligningen:

$$\frac{2HS_n}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e - P_D \quad (6)$$

Her er H treghetskonstanten til generatoren, S_n generatorytelsen, ω_s er synkronhastigheten og P_D er dempingeffekten. En større treghetskonstant og en lavere generatorbelastning gir da en tregere akselerering av rotoren. Akselereringen av rotoren vil føre til at polhjulsvinkelen øker. Dette gir en tilsvarende økning i elektrisk effekt og likevekten gjenopprettes etter flere svingninger. For $\delta_{ustabil}$ vil en økning i polhjulsvinkel være fulgt av en reduksjon i elektrisk effekt. Det betyr at rotor akselereres ytterligere og generatoren mister synkronisme.



Figur 79: Aktiv effekt som funksjon av polhjulsvinkel for ulike tilstander: $P_{Eq}(\delta)$ = stasjonær effekt, $P_{Eq}'(\delta)$ = transient effekt, $P_{test}'(\delta)$ = transient effekt ved kortslutningstest med DIP LAB og $P_{Vg}(\delta)$ = stasjonær effekt ved spenningsregulator (AVR).

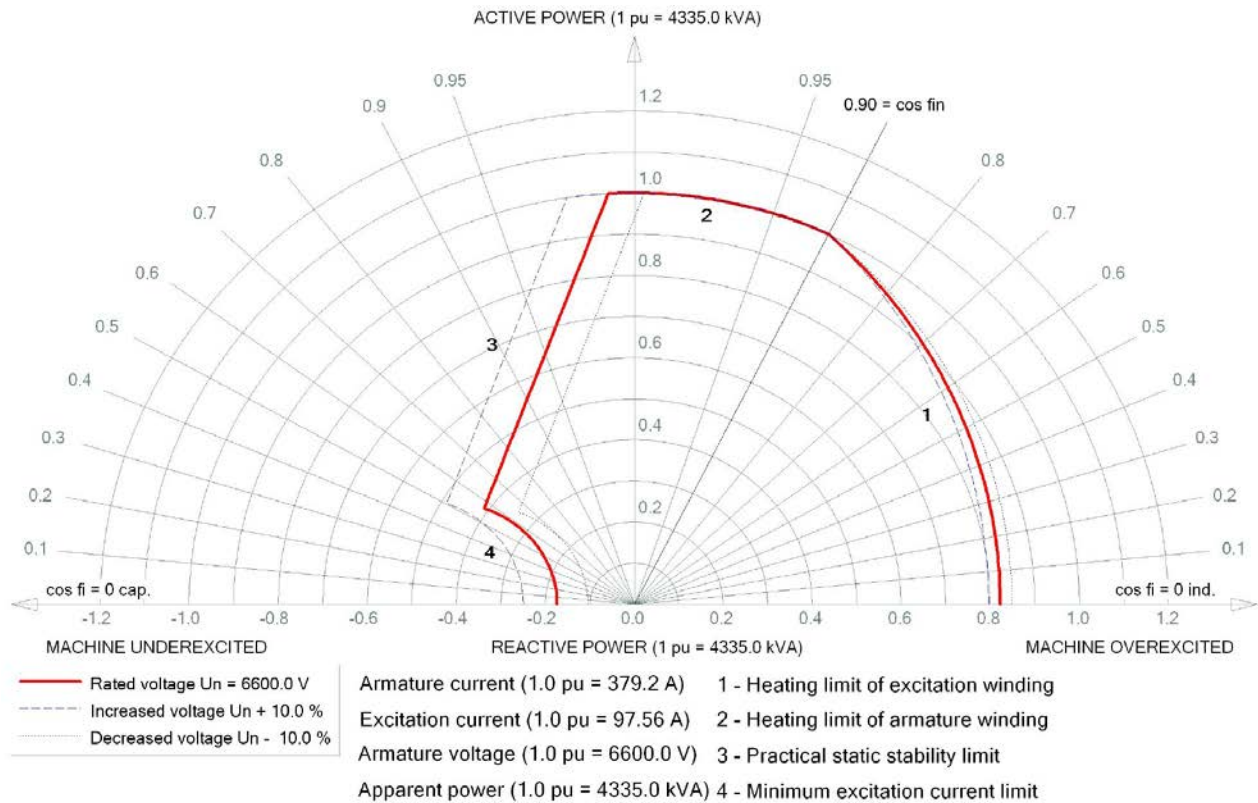
Den maksimale effekten som generatoren teoretisk kan levere er gitt av $P_{kritisk}$ ved polhjulsvinkelen $\delta_{kritisk}$ i figur 79. Denne vil i utgangspunktet ligge i nærheten av en polhjulsvinkel på 90 grader. Men for dette arbeidspunktet vil selv en liten forstyrrelse føre til tap av synkronisme, og punktet er i praksis stasjonært ustabil. Det er ved dette punktet at det synkroniserende momentet (momentet som holder generatoren i synkronisme) ved stasjonære tilstander er lavest. Det synkroniserende momentet i stasjonær tilstand samsvarer med stigningstallet til grafen til $P_{Eq}(\delta)$.

Det er tydelig at en generator som er høyt belastet har en mindre stasjonær stabilitetsmargin. En generators praktiske stasjonære stabilitetsgrense vil ligge i underkant av $P_{kritisk}$ og $\delta_{kritisk}$. Dette fordi generatoren må kunne håndtere små forstyrrelser. Via diverse omgjøringar kan dette presenteres i et kapabilitetsdiagram som vist i figur 80. Her er den tredje begrensningen den praktiske stasjonære stabilitetsgrensen. Figuren viser at begrensningen blir mer restriktiv ved lavere generatorspenning og motsatt ved høyere generatorspenning. Begrensningen inntrer ved undermagnetisert generator. Generatorens reaktive effekt er gitt av følgende forenklete ligning som ignorerer resistans og påvirkningen fra utpregede poler [14]:

$$Q_s = \frac{E_q V_s}{x_d} \cos \delta - \frac{V_s^2}{x_d} \quad (7)$$

Ligningen viser at generatoren produserer reaktiv effekt ved lav polhjulsvinkel ($\cos \delta \approx 1$) og forbruker reaktiv effekt ved høy polhjulsvinkel ($\cos \delta \approx 0$). Forbruk av reaktiv effekt er da altså negativt for

generatorens stasjonære stabilitet. Krysningspunktet mellom den stasjonære stabilitetsgrensen og Q-aksen er gitt av $-1/X_d$ ved merkespenning. For en gitt aktiv effekt vil en større synkronreaktans gi en større polhjulsinkel og en lavere stasjonær stabilitetsgrense.



Figur 80: Kapabilitetsdiagram for Bruvollleva generator [9].

Ved store forstyrrelser er det de transiente reaktansene X'_d og X'_q som beskriver generatoren. De transiente ekvivalente reaktansene blir da:

$$\begin{aligned} x'_d &= X'_d + X_t + X_s \\ x'_q &= X'_q + X_t + X_s \end{aligned} \quad (8)$$

De transiente reaktansene X'_d og X'_q har mye lavere verdier enn synkronreaktansene. Dette betyr at generatoren i en kort periode (noen få sekunder) kan operere utenfor det stasjonære kapabilitetsdiagrammet og levere en ekstra høy effekt under kortslutningstesten. Dette er vist i figur 79 hvor man kan sammenligne den transiente elektriske effekten $P_{Eq}'(\delta)$ med den stasjonære $P_{Eq}(\delta)$. Dette betyr at det synkroniserende momentet vil være mye høyere i denne tidsperioden. Følgelig er de transiente reaktansene viktige for generatorens transiente stabilitet og hvorvidt generator tåler en større forstyrrelse.

På den andre siden vil en kortslutningstest ved bruk av DIP LAB vil gi en mye høyere ekvivalent reaktans (se kapittel 3 for design og virkemåte til DIP LAB). Utfra ligning (5) betyr dette at generatoren ikke vil kunne levere like mye aktiv effekt under kortslutningsforløpet for samme arbeidspunkt. Dette er illustrert med kurven til $P_{rest}'(\delta)$ i figur 79. Resultatet er en ubalanse mellom mekanisk og elektrisk effekt som gir en akselerering av rotoren og økende polhjulsinkel. Dersom spenningen gjenopprettes innen rimelig tid vil rotoren retarderes til opprinnelig polhjulsinkel etter flere svingninger. Ustabilitet eller tap av synkronisme

oppstår dersom polhjulsvinkelen økes til et visst punkt hvor $P_m > P_e$ samtidig som generatoren har et overskudd av kinetisk energi. Rotoren vil da akselereres ukontrollert og miste synkronisme. Fra dette kan man forstå at lang feilvarighet er negativt for stabiliteten ettersom rotoren får bedre tid til å akselereres. Den lengste feilklareringstiden en generator kan tåle uten å miste synkronisme refereres til som kritisk feilklareringstid.

Frem til nå er det antatt konstant feltspenning. Men dette er ikke tilfellet med en spenningsregulator (AVR) til stede. Denne vil justere feltspenningen for å holde E_q konstant. Dette vil gi en stor forbedring av generatoren stasjonære stabilitet, som illustrert med $P_{Vg}(\delta)$ i figur 79. Det synkroniserende momentet vil da være signifikant høyere for et gitt arbeidspunkt og generatoren kan i enkelte tilfeller operere med polhjulsinkel større enn $\delta_{ustabil}$. Hvorvidt spenningsregulatoren påvirker de transiente elektriske effektene $P_{Eq}(\delta)$ og $P_{test}(\delta)$ er avhengig av tidskonstantene og maksspenningen til feltgeneratoren og spenningsregulatoren. Ved store tidsforsinkelser vil ikke spenningsregulatoren ha tid til å reagere under store forstyrrelser. For mer informasjon om generatorstabilitet vises det til [14, 19].

A.2 Ulike parameteres påvirkning på transient stabilitet

Tabell 17 gir en oversikt over ulike parametere og deres påvirkning på generatorens stabilitet. Tabellen er kun ment til å gi en indikasjon på hvilke parametere som er viktige. Påvirkningskraft gitt i parentes er spesielt usikre. Generelt kan man si at d-akse parametere er viktigere enn q-akse (q-akse får mer innflytelse jo mer belastet generatoren er), samtidig som subtransiente parametere er uvesentlige ettersom denne tidsperioden er svært kort [14]. Flere av parameterne henger sammen, for eksempel har spenning etter feil en sterk sammenheng med systemimpedans etter feil. Tabellen er i hovedsak basert på lærebøker [14, 19] og arbeid gjort i prosjektet "Distribusjonsnett 2020" (se gjerne [20]). Eksempler på parameterverdier for småkraftverk finner man i tabell 27.

Tabell 17: Ulike parameteres påvirkning på generatorens transiente stabilitet.

Parameter	Påvirkning på generatorens transiente stabilitet	Påvirkningskraft	Kilde
Tregghetskonstanten H	Stor tregghetskonstant er positivt	Stor	[19-22]
Synkronreaktans – X_d	Lav synkronreaktans er positivt – gir lav polhjulsinkel før feil	Medium	[19-23]
Synkronreaktans – X_q	Lav synkronreaktans er positivt	Liten	[23]
Transient reaktans - X_d'	Lav transient reaktans er positivt – gir høy transient effekt	Stor	[21, 22]
Subtransient reaktans - X_d'' og X_q''	Lave subtransiente reaktanser er positivt og $X_d'' = X_q''$ (godt dempet generator)	Liten	[14, 21]
Aktiv effektproduksjon før feil - P	Lav produksjon av aktiv effekt er positivt	Stor	[14, 19, 21, 22]
Reaktiv effektproduksjon før feil - Q	Høy produksjon positivt. Høyt forbruk svært negativt	Stor	[20-22]
Spenning før feil	Høy spenning er positivt	Medium	[22]
Spenning under feil	Høy spenning er positivt	Stor	[20,

	Spenning etter feil	Høy spenning er positivt	Medium	[19, 22]
Feltgenerator og spenningsregulator	Spenningsregulator (AVR)	Aktiv spenningsregulator er positivt sett i forhold til ingen spenningsregulator	Stor	[14, 20]
	Proporsjonalledd - Kpr	Stilles inn (se app. C)	-	
	Integralledd, Kir (Tir)	Stilles inn. (se app. C)	-	
	Derivatledd, Kdr og Tdr	Stilles inn. (se app. C)	-	
	Tidskonstant for magnetisering, Te -	Lav tidskonstant er positivt	Liten (større ved økt feilvarighet)	[21]
	Takspenningen – VRMAX / VEMAX	Høy takspenning er positivt	Liten (så lenge den er over en viss grense)	[21]
	VAR/PF- kontroller	Aktiv VAR/PF- kontroller er negativt	Liten/Medium	[21]
Nettverk og feil	Endring i spennings fasevinkel under feil	-	(Medium)	[24]
	Avstand til feil	Stor avstand positivt – gir høyere spenning under feil	Stor	[14, 19-21]
	Avstand til nettstasjon	Liten avstand positivt – gir mindre Xs	Liten	[21, 22]
	Feilklareringstid	Liten feilklareringstid er positivt – gir mindre tid til akselerering av rotor	Stor	[14, 19-22]
	Feiltype	Tofase feil vesentlig bedre enn trefase – gir høyere spenning under feil	Stor	[19, 21]
	X/R-forhold for feil	Lavt X/R-forhold er positivt – høy resistans betyr at generatoren kan levere mer aktiv effekt under feil	(Medium)	[20, 24]
	Last i systemet	Lav last er positivt (men er veldig avhengig av lasttype)	(Liten)	[20]
	Systemimpedans etter feil	Lav impedans er positivt - Høy impedans kan f.eks. være utfall av linje	Medium	[19]

A.3 Kommende krav til fault ride through egenskaper

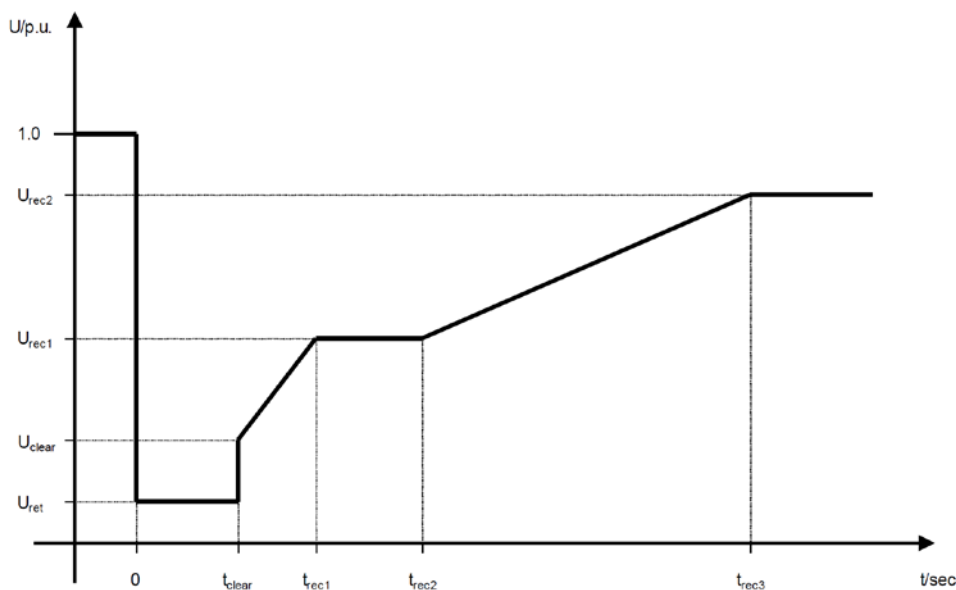
Fault ride through-egenskapene til et produksjonsanlegg beskriver evnen til å beholde synkronisme og levere effekt ved spenningsfall i tilknytningspunktet. Formål med kravet er å forhindre at produksjonsanlegg faller ut ved normal feil-klarering i nett. Dermed skal det potensielle produksjonstapet etter slike feil begrenses for å unngå mer alvorlige forstyrrelser, som frekvenskollaps i et synkronområde eller overlast på ledninger som i sin tur f.eks. kan gi kaskaderende utkoblinger [22].

I dag stiller Statnett gjennom sine Funksjonskrav til kraftsystemet (FIKS) krav til kraftverk som skal tilknyttes kraftsystemet [6]. Mens det er de lokale nettselskapene har ansvaret for tilknytninger i distribusjonsnett. Ved tilknytninger i distribusjonsnett, har det normalt ikke blitt stilt krav om å kunne gi støtte ved hendelser i kraftsystemet, men snarere vært krav om hurtig frakopling. Rasjonell Elektrisk

Nettvirksomhet (REN) sin standardavtale for nettilknytning av produksjon i distribusjonsnettet stiller følgende krav til DG-enheten [16]:

- Frakoblingstid mindre enn 1,5 sekunder ved spenninger under 85 % av nominell spenning
- Frakoblingstid mindre enn 0,2 sekunder ved spenninger under 50 % nominell spenning. Denne kan være lavere med grunnlag i utførte stabilitets- og kortslutningsberegninger.

Dette vil endre seg ved innføringen av RfGen. RfGens FRT-krav for synkrongenerator fra 1,5 til 10 MW (produksjonsanlegg type B) er illustrert i figur 81 og tilhørende parametertabell tabell 18. Området over spenningsprofilen vist i figuren definerer driftspunkt hvor generatoren skal operere og levere effekt. For alle driftspunkt under grafen stilles det ingen krav.



Figur 81: RfGens FRT-krav for synkrongenerator type B (1,5-10 MW) [25].

Tabell 18: Parameterverdier for FRT-kravet illustrert i Figur 81 [25].

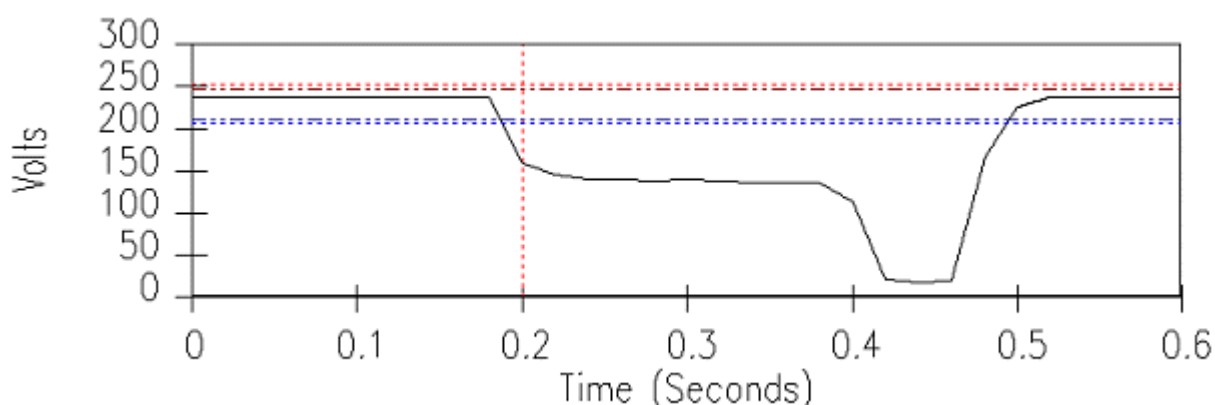
Spenningsparametere [p.u.]		Tidsparametere [s]	
U_{ret}	0,05-0,3	t_{clear}	0,14-0,15 (eller 0,14-0,25 om vern og sikker drift krever det)
U_{clear}	0,7-0,9	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2}	0,85-0,9 og $\geq U_{clear}$	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$

Det er Statnett på vegne av NVE som sammen med industrien skal bestemme hvilke verdier innenfor intervallene i tabell 18 som skal benyttes.

B Spenningsdipp i det norske kraftsystemet

B.1 Årsak til, og konsekvens og håndtering av spenningsdipp

Spenningsdipp er en uønsket, men normal forstyrrelse i kraftsystemet hvor spenningen mellom i 10 ms og 1 minutt faller mellom 10 og 95 % fra nominell spenning (tilsvarende en restspenning på 5 – 90 %). Spenningsdipp er normalt forårsaket av forbigående kortslutninger i nettet, oppstart av større motorer, omkoblinger, spenningssetting av krafttransformatorer, og i noen tilfeller lastpåslag.



Figur 82: Eksempel på totrinns spenningsdipp. En feil utvikler seg til full trefase kortslutning, med utkobling i vern som resultat. Målepunktet ligger i den "friske" delen av nettet og får ikke avbrudd som følge av klarering av feilen [26]

Spenningsdipp er et av spenningskvalitetsfenomenene som forårsaker størst kostnader for forbrukere, sammen med kortvarige- og langvarige avbrudd [26]. Responen til utstyr som blir utsatt for en spenningsdipp (vanlig forbrukslektronikk, produksjonsenheter og generelt utstyr tilkoblet nettet) avhenger hovedsakelig av design av utstyret, og størrelse og varighet på spenningsdippen. Ved spenningsdipp kan utstyret forbli tilkoblet nettet og fungere som normalt, det kan også oppstå feilfunksjon i utstyret, låsing, frakobling (tripp), og utstyret kan i verste fall bli ødelagt. De største kostnadene i forbindelse med spenningsdipp oppstår pga. tapt produksjon ved stans eller låsing i prosessindustri [26]

For generatorer kan spenningsdipp ha ulike negative virkninger, men det mest alvorlige fenomenet er tap av synkronisme. Ved mer langvarige underspenninger (flere sekunder til minutter) kan overoppheting i ulike komponenter forårsaket av høy og kapasitiv generatorstrøm eller høy feltstrøm i noen tilfeller også skape utfordringer. Tap av synkronisme oppstår i det generatorens polhjulsvinkel øker forbi maksimum transient stabil polhjulsvinkel forårsaket av at generatoren under feil får levert mindre effekt til nettet, mens påtrykt effekt fra turbinen er konstant (som beskrevet i kapittel A). Tap av synkronisme er en uønsket hendelse, både for nettets del (negativ spenningskvalitetspåvirkning) og generatorens del (kraftige vibrasjoner som kan forårsake skader på generator). For å unngå tap av synkronisme stilles underspenningsvern slik at kraftverket trippes ved feil som er forventet å forårsake tap av synkronisme³⁶.

Antall spenningsdipp kan reduseres ved nettforsterkning, overgang fra luft til kabelnett, bedre skogrydding rundt kraftlinjer, installere mykstartere på større motorer, og mer forsiktig bruk av gjeninnkobling (GIK). Å beskytte berørt utstyr er vanskelig, og kun UPS er et fullgodt alternativ (aktive filtre bedrer situasjonen noe).

³⁶ I realiteten stilles underspenningsvern mer konservativt enn nødvendig for å oppnå dette. Årsaken er at dynamiske analyser må gjennomføres å se når tap av synkronisme vil oppstå, og det er dermed enklere å stille vern konservativt.

B.2 Forventede spenningsdipp i kraftsystemet

Det er per dags dato ingen krav til antall spenningsdipp i forskrifter eller IEC-standarder, i motsetning til de fleste andre spenningskvalitetsparametere. Men selv om det ikke finnes direkte krav, er det forventning om at nettselskapene bidrar til å redusere de dypeste og mest langvarige spenningsdippene, samtidig som at utstyr skal tåle mindre og mer kortvarige spenningsdipp.

B.2.1 Klassifisering av spenningsdipp

For å beskrive hvilke dipp det er forventet at normalt utstyr skal tåle er det nødvendig å klassifisere spenningsdipp. Tabell 19 fra EN 50160 viser en metode basert på varighet og dybde av spenningsdippen.

Tabell 19: Klassifisering av dipp og avbrudd i henhold til restspenning og varighet i EN 50160.

Restspenning U [%]	Varighet [s]				
	0,01 - 0,2	0,2 - 0,5	0,5 - 1	1 - 5	5 - 20
$90 > u \geq 80$	Cell A1	Cell A2	Cell A3	Cell A4	Cell A5
$80 > u \geq 70$	Cell B1	Cell B2	Cell B3	Cell B4	Cell B5
$70 > u \geq 40$	Cell C1	Cell C2	Cell C3	Cell C4	Cell C5
$40 > u \geq 5$	Cell D1	Cell D2	Cell D3	Cell D4	Cell D5
$5 > u$	Cell X1	Cell X2	Cell X3	Cell X4	Cell X5

I noen land brukes klassifiseringen som utgangspunkt for å si hvilke spenningsdipp det er forventet at nettselskapet skal arbeide for å eliminere, og hvilke det er forventet at utstyr tilknyttet nettet skal tåle. I Sverige brukes blant annet en variant av tabellen som omtales som en ansvarsfordelingskurve [27]. Denne er vist i tabell 20. For hver av de tre kategoriene A, B og C gjelder følgende:

- A: Spenningsdipp det er forventet alt utstyr skal tåle, og som må påregnes i kraftsystemet. Ingen begrensning på antall dipper.
- B: Spenningsdipp mellom A og C. Ingen begrensninger, men nettselskapet bør arbeide med å begrense antallet etter hva som er realistisk med gjeldende teknologi, og innenfor rimelige kostnader.
- C: Alvorlige spenningsdipp som angir dårlig spenningskvalitet.

Tabell 20: Ansvarsfordelingskurve for spenningsdipp (< 45 kV).

U [%]	Varighet [s]				
	0,02 - 0,1s	0,1 - 0,5s	0,5 - 1s	1 - 5s	5 - 60s
90 - 85%	A				
85 - 70%					
70 - 40%	B		C		
40 - 5%					
5 - 0%					

En tilsvarende internasjonalt mye brukt kurve er CBEMA kurven [28] som angir hvilke spenningsvariasjoner datamaskiner er forventet å tåle.

B.2.2 Statistikk over spenningsdipp

Mellom 1993 og 2003 utarbeidet SINTEF statistikk på spenningsdipp fra over 800 målepunkter i Norge [26]. Gjennomsnittlig antall spenningsdipp for alle målepunktene mellom 1 kV og 35 kV, samt 5 % og 95 % kvantilene, er gjengitt i tabell 21, tabell 22 og tabell 23. Merk at varigheten for de langvarige spenningsdippene i denne undersøkelsen er valgt med annen varighet enn tabell 20, og det er brukt 1 % restspenning som grense mot avbrudd, i henhold til en eldre definisjon som var gjeldende da undersøkelsen ble gjort.

Tabell 21: Gjennomsnittlig antall spenningsdipp per målepunktår.

U [%]	Varighet [s]					
	0,02 - 0,1s	0,1 - 0,5s	0,5 - 1s	1 - 3s	3 - 20s	20 - 60s
90 - 85%	13	9	3	1	0	0
85 - 70%	5	2	1	0	0	0
70 - 40%	7	2	0	0	0	0
40 - 1%	4	0	0	0	0	0
1 - 0%	1	2	1	0	0	4

Tabell 22: Gjennomsnittlig antall spenningsdipp for 5 % kvantilen, per år.

U [%]	Varighet [s]					
	0,02 - 0,1s	0,1 - 0,5s	0,5 - 1s	1 - 3s	3 - 20s	20 - 60s
90 - 85%	2	1	1	0	0	0
85 - 70%	1	0	0	0	0	0
70 - 40%	1	0	0	0	0	0
40 - 1%	0	0	0	0	0	0
1 - 0%	0	0	0	0	0	1

Tabell 23: Gjennomsnittlig antall spenningsdipp for 95 % kvantilen, per år.

U [%]	Varighet [s]					
	0,02 - 0,1s	0,1 - 0,5s	0,5 - 1s	1 - 3s	3 - 20s	20 - 60s
90 - 85%	24	19	5	1	0	0
85 - 70%	13	8	3	0	0	0
70 - 40%	9	3	1	0	0	0
40 - 1%	3	2	0	0	0	0
1 - 0%	2	3	1	0	0	8

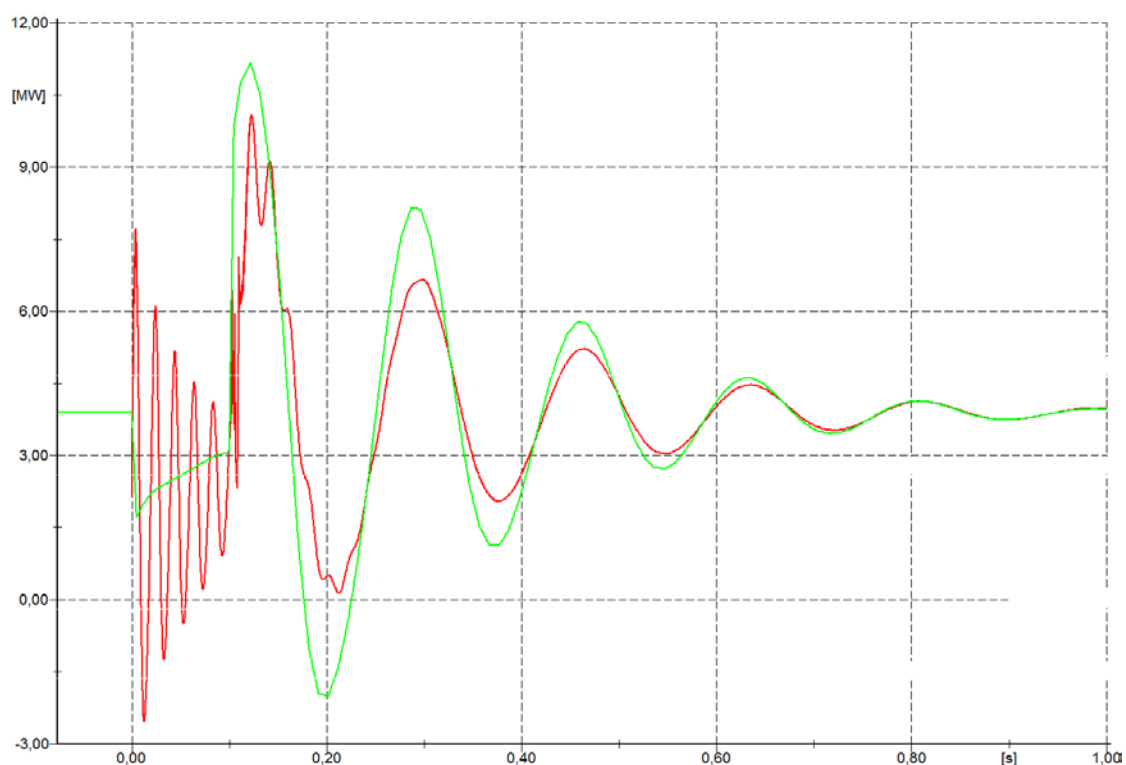
Tabellene viser at det normal ikke vil oppstå svært alvorlige spenningsdipp. For de beste målepunktene var det nesten kun målt mindre og kortvarige spenningsdipp, mens et gjennomsnittlig målepunkt vil ha noen type dypere og mer langvarige spenningsdipper, og de verste målepunktene vil ha mange av de lengre og dypere spenningsdippene.

En samarbeidsgruppe mellom CIGRE, CIRED og UIE, WG C4.110, kom i 2010 med en rapport om apparaters immunitet for spenningsdipp [29]. Denne inneholder også omfattende statistikk på spenningsdipp i flere europeiske land, som viser lignende statistikk som i Norge.

C Simuleringsmodeller

C.1 PowerFactory

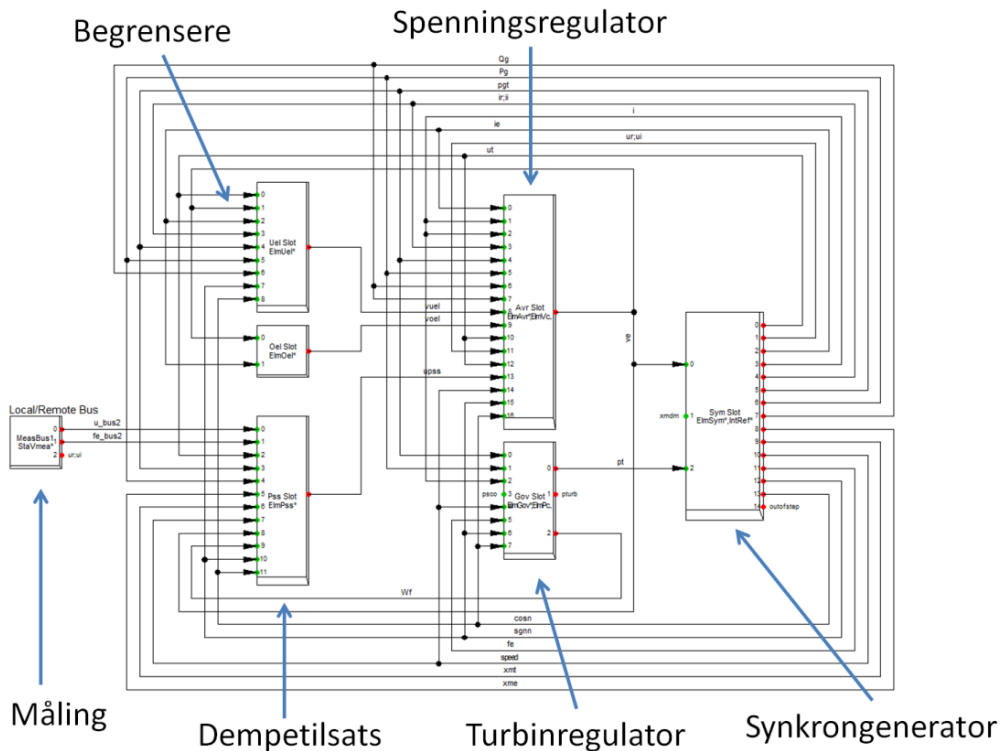
I de fleste kraftsystemanalyseprogram har man to alternative metoder for dynamisk simulering: RMS-simulering og EMT-simulering³⁷. Forskjellen ligger hovedsakelig i at en RMS-simulering ignorerer høyfrekvente komponenter [30]. En EMT-simulering vil derimot gi momentanverdier for alle spenninger og strømmer. En sammenligning er vist i figur 83 for effektpendlinger ved samme feilforløpet med RMS- (grønn kurve) og EMT-simulering (rød kurve). Av figuren kan man se at RMS-simulering gir unøyaktige resultater for de første 100 ms. På den andre siden har RMS-simuleringen mye kortere kjøretid og passer dermed bedre for lengre og mer sammensatte simuleringer. I dette prosjektet valgt å basere seg på EMT-metoden. Bakgrunnen er at ved testing vil man operere med testvarigheten ned mot 100 ms. Det er da hensiktsmessig med en simulering som er så detaljert som mulig for å kunne sammenligne med faktiske testresultater. For andre formål kan RMS-simulering gi et tilfredsstillende resultat.



Figur 83: Sammenligning av EMT- og RMS-simulering.

Det er i prosjektet valgt å bruke simuleringsverktøyet DIGSILENT PowerFactory. PowerFactory bruker en hierarkisk objekt-orientert database hvor man finner standardmodeller for de fleste spenningsregulatorer, turbinregulatorer osv. Et eksempel er vist i figur 84 for en modell av en spenningsregulator med børsteløs feltgenerator.

³⁷ RMS = Root Mean Square, EMT = Electromagnetic Transient



Figur 86: Rammeverk for synkrongenerator.

[31] og [32] inneholder mer informasjon om modellering i PowerFactory. Videre i kapittelet følger en gjennomgang av hele simuleringsmodellen brukt for småkraftverkene simulert i prosjektet.

C.2 Nettverk

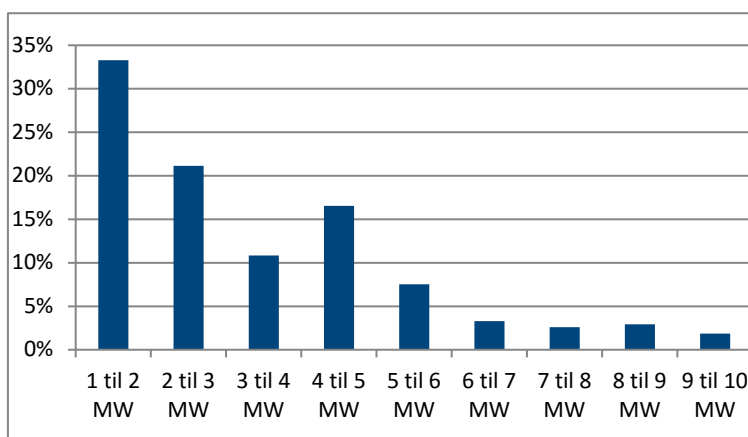
I dynamiske simuleringer av transient stabilitet blir et spørsmål hvor stor del av nettet man bør modellere. I [24] vises det at en enkel modell hvor en generator påtrykkes en spenningsendring ikke er tilstrekkelig for FRT-simuleringer. Dette fordi en slik modell ikke tar hensyn til endring i spenningsvinkel ved en feil i systemet. En annen problemsstilling er hvorvidt det er en gyldig antakelse å modellere overliggende nett med en Thevenin-ekvivalent. Generelt er denne typen modellering (hvor generatoren modelleres tilkoblet til et stivt nett) kun gyldig dersom feilen bare påvirker denne generatoren og har liten effekt på andre generasjoner i systemet [14]. Ved kortslutningstester utført med DIP LAB vil en stor seriereaktans føre til akkurat dette og Thevenin-ekvivalenten dermed en god antakelse. For Bruvolluelva er det gjort noen simuleringer med feil i overliggende nett også, hvor en forenklet modell av det høyspente distribusjonsnettet i Snåsa er blitt brukt. Denne nettmodellen er beskrevet i [33], men i den implementerte versjonen av modellen er det ikke modellert andre DG-enheter i distribusjonsnettet.

Dersom DIP LAB ikke var tilkoblet vil et feilforløp i større grad påvirke andre generasjoner i systemet. Ideelt sett burde man da inkludere modeller fra andre småkraftverk i 22 kV-nettet og hatt en mer avansert ekvivalent for overliggende nett. Dette fordi Thevenin-ekvivalenten ikke gir en korrekt representasjon av den elektromekaniske dynamikken til overliggende nett. Dette er vist i [34] hvor FRT-simuleringer med Thevenin-ekvivalent sammenlignes mer detaljerte modeller. Thevenin-ekvivalenten gir da unøyaktige resultater for de fleste av småkraftverkets parametere. For eksempel har de første svingningene for aktiv og reaktiv effekt for lav amplitude. Samtidig gir Thevenin-ekvivalenten større svingninger i polhjulsvinkel enn

for de mer detaljerte modellene. Men disse mer detaljerte modellene er svært tidkrevende å gjøre simuleringer med, og brukes sjeldent.

C.3 Generator

Ifølge data fra NVE har man 575 småkraftverk (1-10 MW) i drift i Norge. Fordelingen vist i figur 87 viser tydelig virkningen av at man tidligere har hatt en grense for grunnrenteskatt ved 5,5 MVA for småkraftverk. Nå er denne grensen hevet til 10 MVA som betyr at det i større grad vil bygges småkraftverk i størrelsen 5 til 9 MW.



Figur 87: Generatorytelse for småkraftverk (1-10 MW) i Norge i prosentandel.

Generatoren i Bruvollrelva kraftverk er levert av KONČAR Generators and Motors fra Kroatia og er på 3,9 MW. Generatorene på Bruvollrelva er levert av spanske INDAR, og er på 4,94 og 3,16 MW. Generatorene er modellert med parameterverdier som oppgitt i tabell 27³⁸. Det er også oppgitt et verdiområde for å gi en indikasjon på typiske parameterverdier for småkraftverk. Tallene er basert på tidligere arbeid i prosjektet *Distribusjon 2020* [20, 23, 24, 35-37], datablad fra representative generatorer og informasjon fra småkraftutbyggere. Se gjerne også [36] for typiske parameterverdier antatt i prosjektet *Distribusjon 2020*.

En detalj ved oppgitte verdier i tabell 27 er at generatorens demping ikke oppgis eksplisitt, men blir automatisk beregnet utfra andre parameterverdier. Man bør dermed ikke legge inn en verdi for demping i PowerFactory med mindre det er snakk om en meget lav verdi for å ta hensyn til friksjon.

C.3.1 Generatormetning

Av parameterne i tabell 27 er det kun de subtransiente reaktansene X''_d og X''_q som PowerFactory anbefaler å oppgi mettet (saturated) [38]. Alle andre generatorparametere (transiente og synkronreaktanser) oppgis

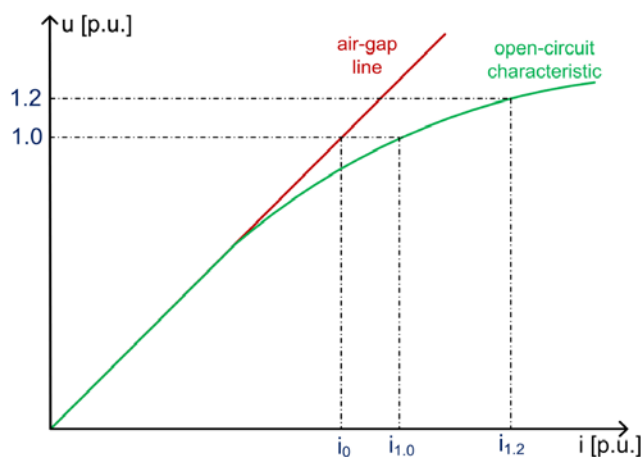
³⁸ I utgangspunktet skulle alle verdier være oppgitt i generator-databladet, men for Bruvollrelva viste dokumentet seg å være mangelfullt. Blant annet manglet verdier for treghetskonstant og flere andre viktige parametere. Senere ble et nytt datablad for generatoren som inneholdt alle de ønskede verdiene tilsendt. Disse verdiene fravek noe fra det opprinnelige databladet. Bakgrunnen for dette er ikke kjent. Verdiene ble kontrollert mot dokumentasjon tilgjengelig i småkraftverket. Det ble da funnet at det nye databladet stemte overens og disse verdiene ble brukt videre. Kun data for metning i generatoren ble brukt fra det opprinnelige databladet, ettersom dette ikke var oppgitt i det nye databladet.

umettet (unsaturated) mens den magnetiske metningen approksimeres ved en metningskurve. Det finnes tre metoder for å estimere metningskurven for en synkrongenerator i PowerFactory: kvadratisk, eksponentiell og tabellbasert.

For Bruvolllelva ble eksponentiell metningskurve vurdert å gi best tilpasning til oppgitt kurve fra produsent basert på en grov sammenligning. Den eksponentielle metningskurven beregnes utfra to parametere SG10 og SG12. Disse kan finnes fra generatorens oppgitte metningskurve ved bruk av ligning (9) og figur 88. Her er i_0 magnetiseringsstrømmen som kreves for å oppnå 1,0 p.u. spenning uten metning (luftgaplinjen), mens $i_{1,0}$ og $i_{1,2}$ er magnetiseringsstrømmen som kreves for å oppnå henholdsvis 1,0 og 1,2 p.u. spenning med metning³⁹. Det er i modelleringen antatt at det kun er metning i d-aksen. Dette er vanlig praksis for en synkrongenerator med utpregede poler [39], ettersom q-akse fluksen hovedsakelig går gjennom luft og ikke er påvirket av metningen i jernet [19].

$$SG_{10} = \frac{i_{1,0}}{i_0} - 1 \quad (9)$$

$$SG_{12} = \frac{i_{1,2}}{1.2 * i_0} - 1$$



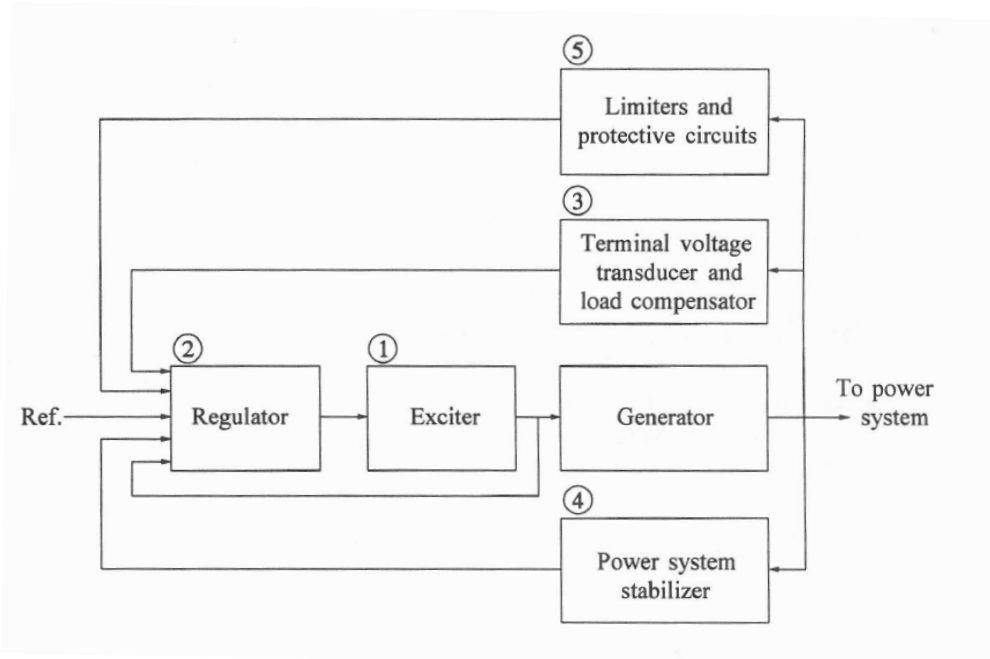
Figur 88: Åpenkrets-metningskarakteristikk for en generator [39].

For Ullestad og Tverråna var data fra no-load test oppgitt i dokumentasjonen, og disse ble brukt til å beregne SG10 og SG12.

C.4 Magnetiseringssystemet

Dette delkapittelet er i stor grad basert på [19, 40]. Et generelt blokkdiagram for magnetiseringssystemet til en synkrongenerator er vist i figur 89. Systemet består av synkrongenerator, magnetiseringsmaskin/feltgenerator (1), regulator (2), signalbehandler og lastkompensering (3), dempetilsats (4) og begrenser og vern (5). I tillegg har man i figuren tegnet inn referansesignalet (Ref) til regulatoren.

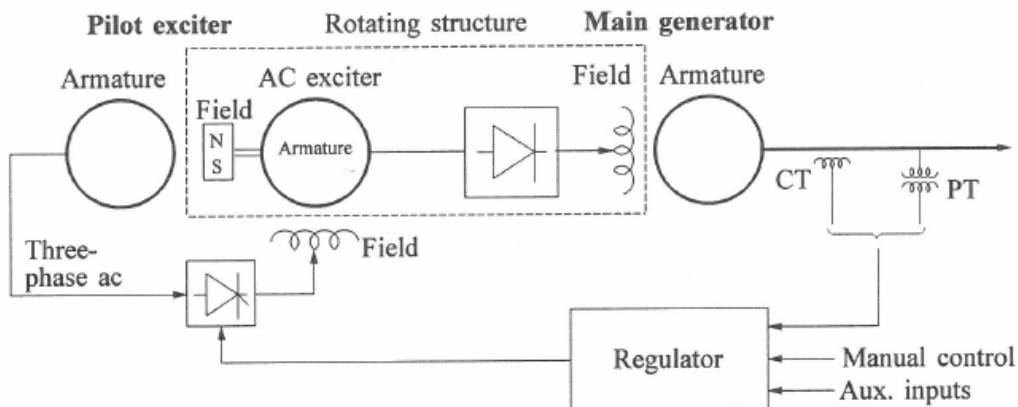
³⁹ PowerFactory krever at stigningstallet til luftgaplinjen skal være 1 ved beregning av metningsparameterne.



Figur 89: Overordnet modell av et magnetiseringssystem for en synkrongenerator [19].

C.4.1 Feltgenerator (exciter)

Et småkraftverk har stort sett alltid børsteløst magnetiseringssystem som vist i figur 90. Et børsteløst magnetiseringssystem unngår vedlikeholdskostnader relatert til børster og sleperinger, men introduserer en tidskonstant i magnetiseringssystemet. Dette fordi strømmen i feltviklingene til generatoren kan kun styres indirekte via kontroll over feltviklingene til feltgeneratoren som vist i figuren. På figuren er feltviklingene til feltgeneratoren forsynt av en pilotfeltgenerator med permanentmagneter, alternativt kan forsyning fra nettet brukes.



Figur 90: Børsteløst magnetiseringssystem [19].

Spenningsregulatoren og feltgeneratoren modelleres typisk i samme blokkdiagram. IEEE-modell AC8B representerer en PID-spenningsregulator anvendt på en børsteløs feltgenerator [40]. Denne er vist i figur 91, hvor feltgeneratoren utgjør høyre halvdel av figuren. Her er TE er tidskonstanten for tidsforsinkelsen i magnetiseringskretsen, KE er forsterkning i magnetiseringskretsen, SE[VE] er metningsfunksjonen som funksjon av feltgeneratorspenningen og EFD er feltspenningen.

I PowerFactory ble regulator og feltgenerator modellert med den innebygde modellen ESAC8B som er laget spesifikt for en Basler digital spenningsregulator anvendt på en børsteløs feltgenerator. Denne modellen er en forenklet versjon av AC8B hvor K_d og K_c er satt lik null⁴⁰ [31]. Parametere og verdier for magnetiseringssystemet til Bruvollrelva kraftverk er oppgitt i tabell 24.

Metningsfunksjonen defineres utfra to punkt på metningskurven. Dersom metningskurve for feltgeneratoren er tilgjengelig kan metningsfunksjonen beregnes som beskrevet i [40]. For Bruvollrelva kraftverk ble metningskurven oppgitt etter forespørsel til generatorprodusent. Denne viste kun verdier for relativt lave feltgeneratorspenninger (opptil 1,5 p.u.) hvor metning i feltgenerator var neglisjerbar. Oppgitt metningskurve kunne dermed ikke brukes for å definere metningsfunksjonen. Standardverdier for metningsfunksjonen for modell AC8B varierer veldig som vist i tabell 24. Det ble her valgt å bruke PowerFactorys standardverdier på bakgrunn av at oppgitt metningskurve ikke viste tegn til metning ved lave spenningsverdier, samtidig som modell ESAC8B er laget spesifikt for den aktuelle spenningsregulatoren anvendt på en børsteløs feltgenerator. Det er allikevel usikkerhet knyttet til metningsfunksjonen.

Tabell 24: Standardverdier for metningsfunksjonen i AC8B.

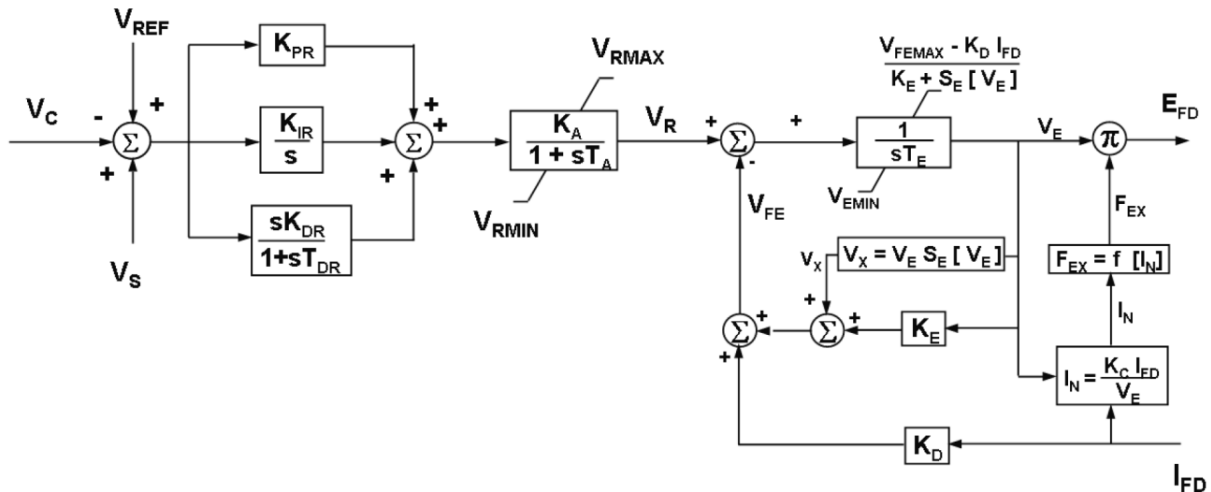
	IEEE Std 421.5 (2005) - Standardverdier for modell AC8B	IEEE Std 421.5 (1992) – Standardverdier for modell AC8B	PowerFactory - Standardverdier for modell ESAC8B	PSSE - Standardverdier for modell ESAC8B	Distribusjon 2020 – Verdier brukt i simuleringer
E1	6,5	4,5	3,9	4	2,222
SE1	0,3	1,5	0,1	0,4	1,346
E2	9,0	3,38	5,2	5	2,962
SE2	3,0	1,36	0,5	0,5	1,9

C.4.2 Spenningsregulator (AVR)

For Bruvollrelva kraftverk er regulatoren et digitalt magnetiseringskontrollsystem med navn Basler DECS-200, som er vanlig for småkraftverk. For Ullestad og Tverråna var det benyttet samme type, men en senere modell: DECS-250. Dersom en annen spenningsregulator eller feltgenerator er anvendt finnes det standardiserte modeller for andre typer magnetiseringssystem i [40]. Basler DECS består i hovedsak av en spenningsregulator (AVR) som er vist i venstre halvdel av AC8B-modellen i figur 91 med proporsjonalledd (KPR), integrasjonsledd (KIR) og derivatledd (KDR, TDR). I figuren er inngangssignalene V_{ref} referansespenningen, V_c målt spenning fra signalbehandleren og V_s er signal fra dempetilsats, vern eller begrenser. Utgangssignalet fra spenningsregulatoren (V_r) brukes til å styre feltgeneratoren. K_a er sløyfeforsterkningen i reguleringssløyfen, også kalt kontrollerforsterkning eller KG. VRMIN og VRMAX definerer henholdsvis laveste og høyeste utgangssignal fra spenningsregulatoren. Verdien for VRMAX var

⁴⁰ Det må også defineres et rammeverk for synkrongeneratoren. "SYM_Frame_no_droop" ble valgt, ettersom det var antatt at det ikke var lastkompensering eller droop. Dette viste seg å være feil for begge kraftverkene, og ideelt sett skulle "SYM_Frame" vært brukt i stedet.

ukjent og ble justert slik at feltspenningen ved feil var minimum 200 % av merkefeltspenning⁴¹, som er kravet gitt i både RENS standardavtale og FIKS. Ved å definere VRMAX slik at feltgeneratoren minimum oppfyller kravene, har ikke valg av metningsfunksjonen i C.4.1 så stor påvirkning på resultatene. Parametere og verdier for Bruvollrelva kraftverk er oppgitt i tabell 28.



Figur 91: IEEE-modell AC8B.

Forsterkningsparametere til PID-regulatoren (K_{pr} , K_{ir} , K_{dr} og T_{dr}) er parametere som stilles inn etter ønsket respons og som tilpasses hver produksjonsenhet. For kraftverk tilkoblet høyere spenningsnivå må sprangresponsen oppfylle krav satt i FIKS [6]. Sprangresponsen gjennomføres da med åpne klemmer ettersom dette representerer generatoren på sitt mest ustabile. Når generatoren kobles til nett vil spenningsregulatoren reagere tregere. Større generatore har gjerne endrede parameterverdier når generator er koblet til nettet for å kompensere for dette. REN standardavtale sier at synkrogenerators magnetiseringssystem/spenningsregulering skal sørge for en ikke-oscillerende respons på sprang i klemmespenning i normal drift slik at det ikke oppstår effektpendlinger i nettet [16]. Men ifølge [8] vil ikke spenningsregulatoren for et småkraftverk ta hensyn til om generatoren er koblet til nettet eller ikke. Dermed vil spenningsregulatoren være stilt inn til det som gir en stabil regulator i tomgang.

I prosjektet Distribusjon 2020 utarbeidet man et prosjektnotat om innstilling av spenningsregulator som typisk benyttes i småkraftverk [8]. Dette notatet forteller også om innvirkningen de ulike PID-parametere har på spenningsregulatorens respons. Voith Hydro bruker ofte Baslers program BESTCOMS til å gi et utgangspunkt for videre regulatortuning. Programmet gir ut forhåndsdefinerte K_{pr} , K_{ir} og K_{dr} basert på generatorens T_{d0} og T_e . Alternativt kan Ziegler Nichols tommelfingerregel for PID-regulator brukes. Ved å finne kritisk forsterkning og kritisk periodetid kan man få et utgangspunkt for videre regulatortuning.

Vanlig fremgangsmåte for å innstille spenningsregulatoren basert på sprangresponsen er å starte med kun proporsjonalforsterkning [41]. K_{pr} økes da til man har oppnådd best mulig sprang uten for mye oscillasjon. Videre reduseres K_{pr} med 10 % og integratorleddet justeres for å eliminere stasjonært avvik innen ønsket tidsperiode. Ved børsteløs magnetisering er det anbefalt med derivatorledd som motvirker raske endringer og demper støy. Denne kan være vanskelig å stille inn og regulatoren kan fort bli ustabil ved for stor K_{dr} .

⁴¹ Nærmere undersøkelser viste at pu systemet til modellen i PowerFactory ikke sammenheng med reell merkespenning, og VRMAX ble modellert for høyt før første test. Dette ble korrigert i simuleringene før andre test.

Generelt gir Basler høye verdier for K_{dr} og Ziegler Nichols kan da brukes. Det vil også være hensiktsmessig med større K_{dr} for større generatorer.

For Bruvollrelva kraftverk ble både BESTCOMS og Ziegler Nichols brukt. Det viste seg da at BESTCOMS foreslåtte verdier ga veldig ustabil regulator, selv ved justeringer. Samtidig ga heller ikke Ziegler Nichols tilfredsstillende sprangrespons. Det var da spesielt høy K_{ir} som førte til oscillasjoner. Tidligere nevnte fremgangsmåte basert på sprangrespons ble da brukt til å finne initielle verdier brukt i simuleringsmodellen. Da testene ble gjennomført ble reelle innstillinger kontrollert i kraftverket, og disse brukt i oppdaterte simuleringer. For Ullestad og Tverråna var korrekte innstillinger angitt i oversendt dokumentasjon. Parameterverdiene som ble brukt for simuleringene er oppgitt i tabell 28⁴².

I PowerFactory kan man gjennomføre automatisk sprangrespons, se "Step Response Test" i [31]. Et viktig poeng er at spenningsregulatoren (slik den er implementert i PowerFactory) tar inn generatorens klemmespenning ved simuleringsstart som settpunkt. Dette betyr at dersom man har for eksempel 1,02 p.u. generatorspenning ved simuleringsstart vil spenningsregulatoren prøve å holde denne spenningen gjennom simuleringen.

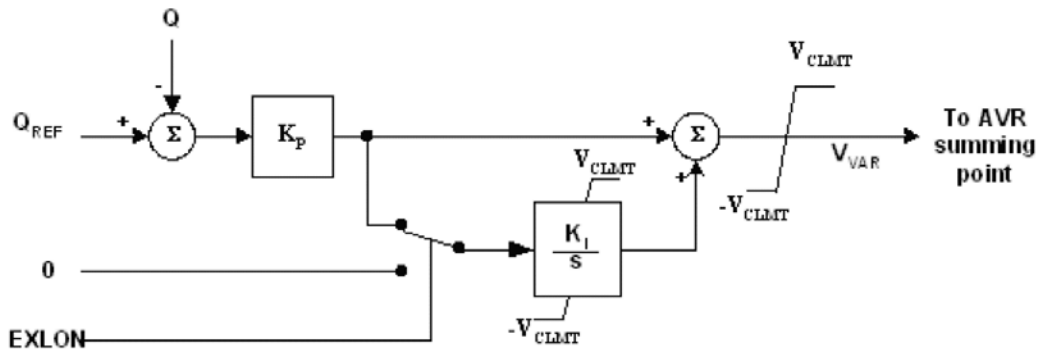
C.4.3 VAR/cosφ-regulator

Om småkraftverket opererer med konstant reaktiv effekt/konstant effektfaktor må man inkludere en VAR/cosφ-regulator, og for simuleringsmodellen til Bruvollrelva ble også VAR- og cosφ-regulatorer implementert. For Basler DECS-200 og 250 er denne implementert som en PI-regulator som utgjør en treg ytre reguleringsløyfe for spenningsregulatoren. I praksis betyr dette at ved en forstyrrelse vil den raskere spenningsregulatoren (AVR) reagere først, før VAR/cosφ-regulatoren sakte justerer operasjonspunktet tilbake til settpunktet. Denne typen regulator kalles en type II regulator [42]. Type I er en VAR/cosφ-regulator som direkte styrer referansespenningen og har dermed ikke en ytre reguleringsløyfe. Denne typen er som oftest ikke brukt for generatorer ettersom den ikke tillater dynamisk spenningsstøtte ved feil. Blokkdiagrammet for type II regulator er vist i figur 92 for en VAR-regulator og figur 93 for en cosφ-regulator.

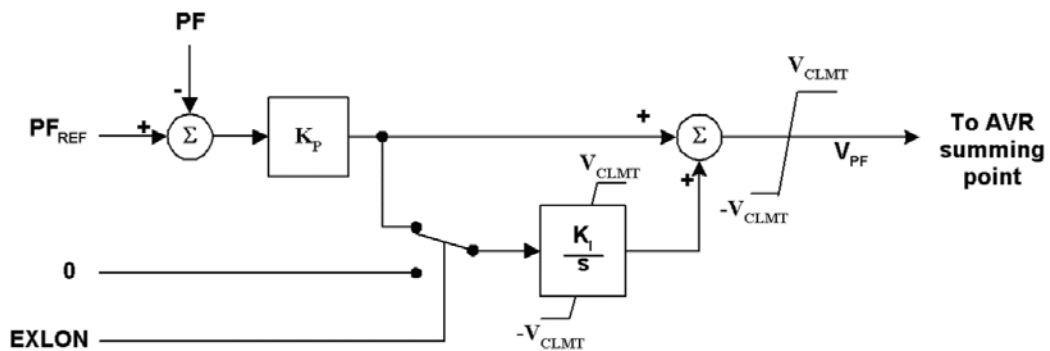
PowerFactory har i nåværende versjon (15.2) ikke modeller for VAR/cosφ-regulator tilgjengelig⁴³. Disse modellene måtte da bygges opp fra grunnen av utfra blokkdiagrammene ved bruk av DSL som forklart i C.1. Samtidig måtte et nytt rammeverk konstrueres med en dedikert plass til VAR- eller cosφ-regulatoren. En viktig detalj ved modellering av VAR/cosφ-regulatoren er at integrasjonsblokken har integratorbegrensning (anti-windup). Enkelt forklart betyr det at integralet tilbakestilles ved fortegnssendring i inngangssignalet for å unngå oversving.

⁴² Ved gjennomføring av testen på Bruvollrelva ble det observert en annen respons fra spenningsregulator enn forventet. Tuningen ble derfor kontrollert, og det viste seg at regulatoren var annerledes innstilt enn forventet. Dette belyste to viktige problemstillinger: Tuning av ulike spenningsregulatorer kan være utført svært forskjellig og tidvis utradisjonelt, og at å få riktige parameterverdier på regulatorer kan være vanskelig om det ikke er retningslinjer for å dokumentere tuningen etter driftsettelse, og samle dette med annen dokumentasjon.

⁴³ I PowerFactory har man for generatoren en valgmeny for innstillingen av spenningsregulatoren. Denne finner man under fanen "Load Flow" hvor man kan velge mellom konstant spenning og konstant reaktiv effekt. Disse innstillingene påvirker kun resultatene i vanlig lastflyt og er ikke aktive ved dynamiske simuleringer.



Figur 92: IEEE-modell av VAr-regulator [40].



Figur 93: IEEE-modell av Cosφ-regulator [40].

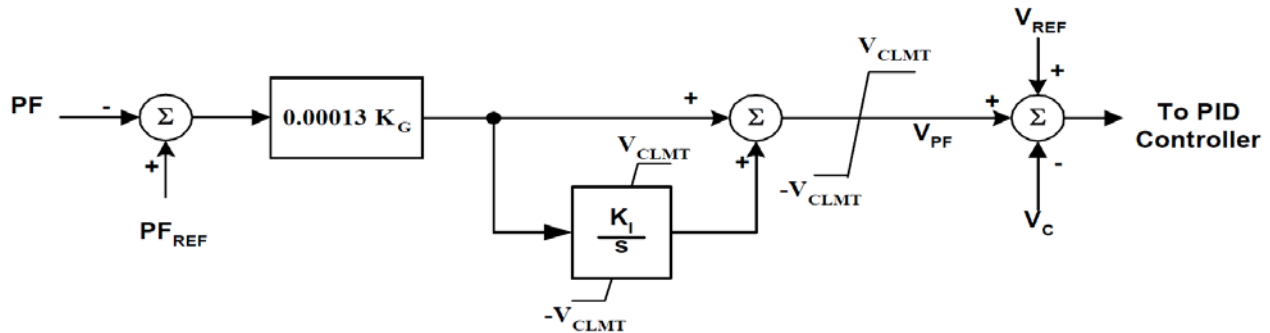
Cosφ-regulatoren ble implementert med to inngangssignaler: aktiv og reaktiv effekt fra generatoren. Effektfaktoren ble da beregnet og sammenlignet med referansen. Man er nødt til å ta hensyn til om effektfaktoren er kapasitiv eller induktiv. Dette ble oppnådd ved hjelp av følgende ligninger [43].

$$PF = \begin{cases} -(1 + \cos \phi) & \text{for } \cos \phi < 0 \\ 1 - \cos \phi & \text{ellers} \end{cases} \quad (10)$$

$$PF_{ref} = \begin{cases} -(1 + \cos \phi_{ref}) & \text{for } \cos \phi < 0 \\ 1 - \cos \phi_{ref} & \text{ellers} \end{cases} \quad (11)$$

Parametere og verdier for VAr/cosφ-regulatoren er gitt i tabell 29. Disse verdiene er kun standardverdier fra IEEE [40] og det er stor usikkerhet knyttet til disse parameterverdiene. Voith Hydro oppgir å bruke Baslers standardverdier i de få tilfeller hvor VAr/cosφ-regulator er aktuelt. Baslers standardverdier fra manualen til Basler DECS-200 er $K_{pr}=1$ og $K_{ir}=120$, men disse verdier gir stående svingninger for reaktiv effekt. Det ble da videre undersøkt oppbygningen til Baslers VAr og cosφ-regulator, denne er vist i figur 94 for cosφ-regulatoren. Den viser at Baslers proporsjonalledd er forskjellig fra IEEE-modellen i figur 93. Tilsvarende gjelder også for VAr-regulatoren, men da med "0,0023 K_{pr} " som proporsjonalledd. Denne endringen gir et svært lav proporsjonalledd som gjør at cosφ-regulator bruker nærmere 20 minutter på å gjenopprette opprinnelig operasjonspunkt etter en forstyrrelse. Det er derfor brukt standardverdier fra IEEE i simuleringene. Et viktig poeng er da at VAr-regulatoren vil nødvendigvis være raskere enn cosφ-regulatoren.

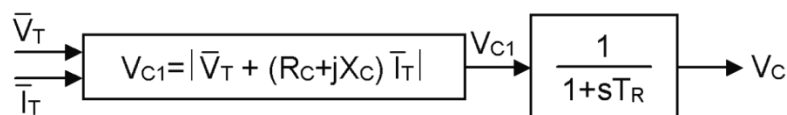
Dette ettersom et gitt avvik fra settpunktet fører til et større avvikssignal for VAR-regulatoren enn for $\cos\phi$ -regulatoren.



Figur 94: Modell av Baslers $\cos\phi$ -regulator [44].

C.4.4 Signalbehandling og lastkompensering

Inngangssignalet V_c i Figur 95 kommer fra en spenningsmåling på generatorklemlene. Men først går det igjennom signalbehandling og eventuelt lastkompensering som vist i Figur 95. Generelt er lastkompensering aktuelt ved parallelle generatore som ønsker å dele reaktiv effekt eller ved ønske om å regulere spenningen et annet sted enn generatorklemlene (f.eks. høyspentsiden av generatortransformator). Lastkompenseringen bestemmes ved å justere parameterne R_c og X_c [40].



Figur 95: Signalbehandling og lastkompensering.

For Bruvollleiva kraftverk ble det antatt at lastkompensering ikke var aktivert. Da testene ble utført og innstillingene i regulator ble kontrollert viste det seg imidlertid at dette ikke var tilfelle; det var implementert lastkompensering for å kompensere for spenningsfall over generatortransformator tilsvarende $X_c = 5\%$. Ullestad og Tverråna kraftverk hadde tilsvarende innstillinger som Bruvollleiva. Lastkompensering ble likevel neglisjert i simuleringene, ettersom innvirkningen på testresultatene er liten, og å inkludere droop krevde en del arbeid med å endre rammeverk i simuleringmodellen.

Signalbehandlingen likeretter og filtrerer også generatorspenningen til et likespenningssignal. Denne prosessen er kompleks, men kan forenkles til en enkel tidskonstant T_r som vist i figur 95. Denne tidskonstanten er svært liten og kan ofte neglisjeres [40]. I PowerFactory er signalbehandling inkludert i ESAC8B-modellen for Basler spenningsregulator. Verdi for T_r er gitt i tabell 28.

C.5 Andre reguleringsystemer

C.5.1 Dempetilsats (Power system stabiliserer - PSS)

Dempetilsats gir effektiv demping av effektpendlinger med høy frekvens som ikke kan dempes av turbinregulator. Dempetilsats er ifølge FIKS kun et krav for produksjonsenheter større eller lik 25 MVA [6]. Men RENs tekniske funksjonskrav for tilknytning i distribusjonsnettet sier at nettselskapet kan kreve installasjon av dempetilsats ved effektpendlinger [16]. Et poeng er da at dempetilsats krever statisk magnetisering, ettersom børsteløs magnetisering er for treg.

Modellering av dempetilsats har ikke vært nødvendig ettersom det aktuelle småkraftverket ikke har installert dette. Dersom dempetilsats skulle være aktuelt kan man finne de ulike IEEE-modellene med forklaring i [40]. Her er det også oppgitt hvilke dempetilsatser som passer med hvilke spenningsregulatorer. IEEE-modellene og flere andre modeller er tilgjengelig i PowerFactory.

C.5.2 Turbinregulator

Ifølge FIKS skal produksjonsenheter større enn 10 MW, samt mindre aggregat der det er mulig, ha fullverdig turbinregulator utstyrt for aktiv frekvensregulering [6]. For småkraftverk (1-10 MW) stilles det et minimumskrav til forenklet turbinregulator eller automatisk pådragsstyring når forholdene ligger til rette for dette (vannvei/svingesystem). En forenklet turbinregulator har lavere krav til respons og nøyaktig, mens automatisk pådragsstyring regulerer effekten trinnvis opp/ned som følge av at gitte betingelser inntreffer [6].

Turbinregulator for småkraftverk blir stadig vanligere grunnet lavere priser. En mye brukt løsning er Hymatec sin HYMAREG-10B. Dette er en aggregatregulator som fungerer som både spenningsregulator, turbinsregulator i tillegg til flere andre funksjoner. Hverken Bruvoll-elva eller Ullestad og Tverråna kraftverk har fullverdig turbinregulator, men bruker programmerbar logisk styring (PLS) for å koble seg på nett. Dette betyr at det er antatt konstant pådrag i den dynamiske simuleringen.

Dersom turbinregulator er aktuelt kan man finne IEEE-modeller for dynamiske simuleringer i [45]. Flere modeller av turbinregulatorer er enkelt tilgjengelig i PowerFactory. Generelt har turbinregulatorer en relativt treg respons (gjør gjerne rundt 0,5 sekunder etter forstyrrelse), men regnes allikevel som viktige ved studier av frekvensstabilitet og polhjulsvinkelstabilitet ved store forstyrrelser [45]. Turbinregulator er strengt talt ikke så viktig i småkraftverk, ettersom inntaksdam er uvanlig fordi miljøsyn fordrer så lite inngrep som mulig.

C.6 Begrensere og vern

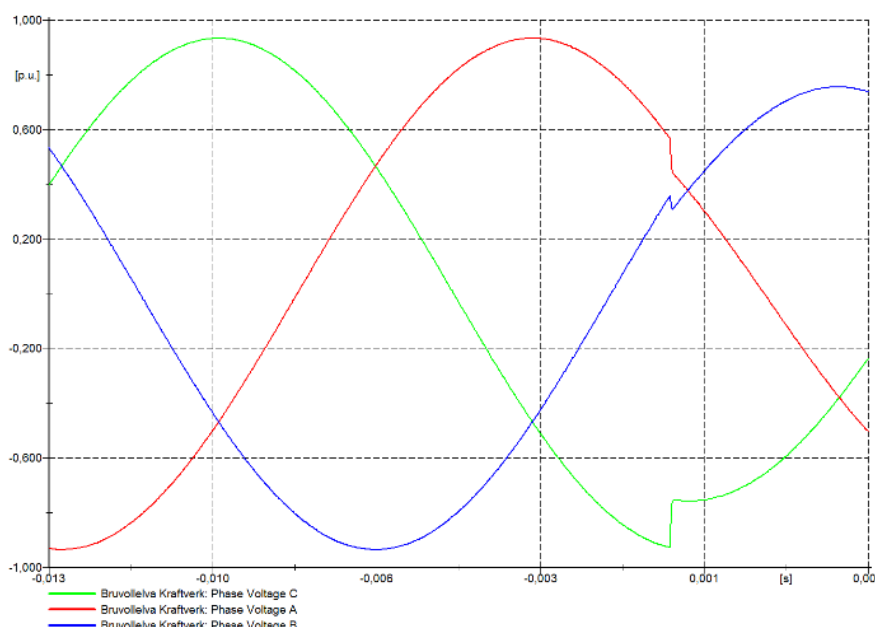
Basler DECS har mulighet for flere begrensere og vern. Av begrensere har man overmagnetiseringsbegrensere (OEL), undermagnetiseringsbegrensere (UEL) og underfrekvensbegrensere. OEL og UEL skal begrense magnetiseringsstrømmen ved henholdsvis over- og undermagnetisering over lengre tid. Begrensere operer som oftest med en tidsforsinkelse på flere sekunder for å tillate feilklarering [19]. Modellering av OEL/UEL er dermed ikke aktuelt for korte dynamiske simuleringer. OEL og UEL har ikke blitt modellert, men avhengig av innstillingene kan disse spille inn ved lengre kortslutningstester. Se [19, 40] for mer informasjon om OEL og UEL. Underfrekvensbegrensere er heller ikke relevant i denne type simulering.

Basler DECS har mulighet for over- og underspenningsvern for generator, overspennings- og overstrømsvern for feltviklinger, vern for tap av magnetisering og flere andre vern. Hvorvidt disse var aktive og hvilke innstillinger som var satt var på forhånd ukjent før testene på Bruvollrelva, men det viste seg når det ble undersøkt at alle vernfunksjoner var deaktivert. De har heller ikke blitt tatt hensyn til i simuleringene.

I tillegg til vern i spenningsregulator benyttes ofte generatorvern. Bruvollrelva var utstyrt med vern av typen DEIF-GPU-C1-A3 plassert på 22 kV-siden av transformatoren. Aktive vern og tilhørende innstillinger er hentet fra dokumentasjon tilgjengelig i Bruvollrelva og er oppgitt i tabell 30. Det er langt fra alle vern som er relevante for testing av FRT-egenskapene, men alle funksjoner er allikevel listet opp for å gi et fullstendig bilde. Vernene ble ikke implementert i PowerFactory. Det ble i stedet gjort en manuell sjekk ved at funksjonsverdiene i tabellen ble plottet sammen med simuleringsresultatene. I tillegg er det differensialvern på transformator som kan være aktuelt ved fase-fase kortslutning. Man har også et urettet overstrømsvern på 22 kV siden av transformatoren som er oppgitt i tabell 31.

Ullestad og Tverråna var i tillegg til vern i spenningsregulator utstyrt med Siemens 7UM6215 generatorvern på 6,6 kV siden av generatoren, som også hadde strømmåling på 22 kV siden av generatortransformatoren, og et Siemens 7SJ80 samleskinnevern på 22 kV samleskinnen i kraftverket. Aktive vern og mest relevante innstillinger er hentet fra tilsendt releplan og dokument om magnetiseringsutrustning for Ullestad og Tverråna, og er oppgitt i tabell 32⁴⁴.

Et relevant vern i forbindelse med FRT-tester er vektorhoppvern. Dette baserer seg på spenningsmålinger i alle tre fasene. Ved en plutselig tidsendring i sinuskurven til spenningen (vektorhopp) som er større enn 20 elektriske grader vil vernet løses ut. Dette vil kunne skje når systemimpedansen sett fra generatoren endres som f.eks. ved en kortslutning. Figur 96 viser et eksempel på en tidsendring i spenningsformen ved $t=0$ hvor vektorhoppvernet vil løse ut. Vektorhoppvernet har ingen utløsetid, kun reaksjonstid for utløsning. Vektorhoppvern er kjent for å kunne ha mange uønskede utløsninger og er ofte deaktivert. Vernet vil løse ut ved de fleste FRT-tester, og må derfor deaktiveres for å få gjennomført testene.



Figur 96: Illustrasjon av vektorhopp.

⁴⁴ Det var flere mangler og feil ved tilsendt releplan. Samleskinnevernet manglet i den ene utgaven, og ved test viste det seg at reelle verninnstillinger ikke samstemte med oppgitte verdier.

C.7 Parameterverdier

Tabell 25: Parameterverdier for transformator og kabel til tilknytningspunkt (nærmeste nettstasjon).

Parameter	Bruvoll-elva	Ullestad	Tverråna	
Transformator	Merkeytelse	5 MVA	5,5	3,6
	Merkespenning HS side	22kV	22kV	22kV
	Merkespenning LS side	6,6 kV	6,6 kV	6,6 kV
	Transformatorimpedans Z_k (ref. 22kV)	7,744 Ω	6,6 Ω	9,41 Ω
	Transformatorimpedans Z_k (ref. 6,6kV)	0,696 Ω	0,594 Ω	0,847 Ω
	Koblingsgruppe	Ynd11	Ynd11	Ynd11
	Relativ kortslutningsimpedans E_k	8 %	7,5 %	7 %
	Relativ kortslutningsreaktans E_x	8,0 % (Antatt)	7,5 % (Antatt)	7,0 % (Antatt)
	Relativ kortslutningsresistans E_r	0,8 % (Antatt)	0,75 % (Antatt)	0,7 % (Antatt)
Kabel	R – Resistans	0,320 Ω /km		0,125 Ω /km
	X – Reaktans	0,12 Ω /km		0,11 Ω /km
	C_d – Driftskapasitans	0,28 μ F/km		0,28 μ F/km

Tabell 26: Reaktansverdier DIP LAB.

	Planlagt spenningsdipp	X_{sr}	R_{sr}	X_{sc}	R_{sc}
Bruvoll-elva	20 %	32,95 Ω	0,58 Ω	144,15 Ω	2,96 Ω
	30 %	32,95 Ω	0,58 Ω	85,58 Ω	1,76 Ω
	40 %	32,95 Ω	0,58 Ω	55,19 Ω	1,13 Ω
	50 %	32,95 Ω	0,58 Ω	41,11 Ω	0,84 Ω
Ullestad / Tverråna	20 %	32,95 Ω	0,58 Ω	120,34 Ω	2,46 Ω
	40 %	32,95 Ω	0,58 Ω	60,17 Ω	1,23 Ω

Tabell 27: Generator.

Parameter	Bruvoll-elva	Ullestad	Tverråna	Verdi-område	Forklaring	Kilde
S_N [MVA]	4,335	5,5	3,5	1-10	Merkeytelse	[46]
P_N [MW]	3,90	4,94	3,16	1-9	Merkeeffekt	[46]
U_N [kV]	6,6	6,6	6,6	0,69-6,6	Merkespenning	[46]
f_N [Hz]	50	50	50	50	Nominell frekvens	[46]
$\cos\varphi_N$	0,9	0,9	0,9	0,9	Nominell effektfaktor	[46]
p	8	12	6	6-8	Antall poler (2x antall polpar) (evt. synkronhastighet)	[46]
X_d [p.u.]	2,36	1,372	1,413	Typisk 2,0-2,5, men kan være 1,1-3,0	Direct axis synchronous reactance	[46]
X_d' [p.u.]	0,249	0,287	0,255	0,2-0,3	Direct axis transient reactance	[46]
X_d'' [p.u.]	0,161	0,176	0,16	0,14-0,20	Direct axis subtransient reactance	[46]

Xq [p.u.]	2,32	1,335	1,401	0,6-2,7	Quadrature axis synchronous reactance	[46]
Xq' [p.u.]	2,32	1,335	1,401	0,6-2,7	Quadrature axis transient reactance	[46]
Xq'' [p.u.]	0,189	0,21	0,192	0,14-0,40	Quadrature axis subtransient reactance	[46]
Ra [p.u.]	0,0068	0,0053	0,0055	0,002-0,007	Armature resistance (evt. armature time constant, Ta [s]: Ta=1/[ra · π · fN · (1/ Xd'' +1/ Xq'')])	[46]
Xl [p.u.]	0,151	0,122	0,104	0,06-0,25	Leakage reactance	[46]
Xrld [p.u.]		Neglisjert		-	Coupling reactance between field and damper winding	[19]
Xrlq [p.u.]		Neglisjert		-	Coupling reactance between q-axis damper windings	[19]
Td' [s]	0,184	0,35	0,28	0,2-0,6	Direct axis short-circuit transient time constant	[46]
Td'' [s]	0,059	0,02	0,02	0,02-0,06	Direct axis short-circuit subtransient time constant	[46]
Tq' [s]	-	-	-	-	Quadrature axis short-circuit transient time constant	
Tq'' [s]	0,007	0,03	0,02	-	Quadrature axis short-circuit subtransient time constant	[46]
Tdo' [s]	1,75	-	-	2,5-5,0	Direct axis open-circuit transient time constant	[46]
Tdo'' [s]	0,092	-	-	0,01-0,30	Direct axis open-circuit subtransient time constant	[46]
Tqo' [s]	-	-	-	-	Quadrature axis open-circuit transient time constant	
Tqo'' [s]	0,090 s	-	-	-	Quadrature axis open-circuit subtransient time constant	[46]
H [s] ⁴⁵	0,370	1,21	1,25	Typisk 0,5-0,8	Tregghetskonstant < 1 for høytrykksgenerator, kan være høyere for lavtrykksgenerator.	[46] [47]
RO [p.u.] ⁴⁶	0,0069	0,0053	0,0055	-	Zero sequence resistance	[46]
XO [p.u.]	0,092.	0,116	0,116	0,03-0,16	Zero sequence reactance	[46]
Re [Ω]		Ikke relevant		-	Neutral earthing resistor	
Rotor utforming	Utpregede poler (salient poles)			-	Rotor utformingen er enten sylindrisk (round rotor) eller utpregede poler (salient poles)	
SG10 [p.u.]	0,07864 2	0,12	0,14	0,1	Metningsparameter	Bere gnet
SG12 [p.u.]	0,20589	0,36	0,45	0,3	Metningsparameter	Bere gnet

⁴⁵ Skal gjelde for samlet roterende masse; turbin, aksling, generator og eventuelt svinghjul og magnetiseringsmaskin. Eventuelt kan tregghetsmomentet J for samlet roterende masse oppgis med følgende sammenheng: $H = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_0^2 / S_N = 8 \cdot \pi^2 \cdot f_N^2 \cdot J / (S_N \cdot p^2)$

⁴⁶ Gjelder kun ved en forbindelse mellom jord og nøytralpunkt

I tillegg har man følgende sammenhenger for enkelte generatorparametere:

$$T_d'' \cong T_{do}'' \frac{X_d''}{X_d'}$$

$$T_q'' \cong T_{qo}'' \frac{X_q''}{X_q'}$$

$$T_d' \cong T_{do}' \frac{X_d'}{X_d}$$

$$T_q' \cong T_{qo}' \frac{X_q'}{X_q}$$

$$X_d'' < X_d' < X_d$$

$$X_q < X_d$$

$$X_q' = X_q$$

$$X_q'' > X_d'' \quad (\text{a})$$

$$X_q'' \approx X_d'' \quad (\text{b})$$

(12)

a) Ved kun d-akse demperviklinger (dårlig dempet)

b) Ved både d-akse og q-akse demperviklinger (godt dempet)

$$X_2 = X_2' = X_2'' = \sqrt{X_d'' \times X_q''}$$

$$X_0 = X_0' = X_0''$$

(13)

Tabell 28: Magnetiseringssystem: Feltgenerator, spenningsregulator og signalbehandling.

Parameter	Bruvoll- elva	Ullestad	Tverråna	Benevning	Forklaring	Kommentar/kilde
TR	0,005	0,005	0,005	[s]	Tidskonstant for måling	[44]
R_C	0	0	0	p.u.	Aktiv effektkompensering	Typisk verdi fra [42]
X_C⁴⁷	0,05	0,05	0,05	p.u.	Reaktiv effektkompensering	Typisk verdi fra [42]
K_{pr}	177,2	102,515	20,98	p.u.	Proporsjonalledd	Stilles inn.
K_a	1	0,217	0,137	p.u.	Kontrollerforsterkning	Øker total forsterkning i reguleringsløyfen [41]
T_a	0	0,001	0,001	s	Kontroller tidskonstant	⁴⁸ [44]
K_e	1	1	1	p.u.	Forsterkning magnetiseringskrets	Typisk verdi fra [42]
K_{ir}	148,5	212,313	10,99	p.u.	Integralledd	Stilles inn.
T_e	0,455			s	Tidskonstant for magnetiseringskrets	Vanligvis ikke tilgjengelig verdi - oppgitt fra produsent ved henvendelse.
E₁	3,9	3,9	3,9	p.u.	Metningsfaktor 1	Standardverdi for PowerFactory
SE₁	0,1	0,1	0,1	p.u.	Metningsfaktor 2	Standardverdi for PowerFactory
E₂	5,2	5,2	5,2	p.u.	Metningsfaktor 3	Standardverdi for PowerFactory
SE₂	0,5	0,5	0,5	p.u.	Metningsfaktor 4	Standardverdi for PowerFactory
K_{dr}	66,2	14,262	6,76	p.u.	Derivatledd	Stilles inn.
T_{dr}	0,08	0,001	0,001	s	Tidskonstant for derivatledd -	Stilles inn. Typisk verdi er 0,01-0,03 [9]
VRMIN	0	0	0	p.u.	Minimum utgangssignal for kontroller	
VRMAX	11,8/3 ⁴⁹	3/2,5	3/2,5	p.u.	Maximum utgangssignal for kontroller ⁵⁰	Verdi som gir feltspenning lik 200 % av merkeverdi ved feil ⁵¹

⁴⁷ Neglisjert i modellen pga. utfordringer med implementering. Påvirkningen vil være liten i FRT-sammenheng, ettersom de store spenningsendringene i en spenningsdipp gjør den relative påvirkningen fra lastkompenseringen liten.

⁴⁸ I PowerFactory kunne ikke T_a settes lik 0, ble derfor satt til 0,001

⁴⁹ Før test / justert basert på måledata etter test.

Tabell 29: VAR/cosφ-regulator.

	Parameter	Bruvoll-elva	Ullestad	Tverråna	Benevning	Forklaring	Kommentar/kilde
VAR-regulator	Kpr	1	3	3	p.u.	Regulatorforsterkning	IEEE [40]
	Kir	10	10	10	p.u.	Integralforsterkning	IEEE [40]
	Vclmt	0,10	0,10	0,10	p.u.	Maksimalt utgangssignal	Ønsker ikke for stort spenningsavvik fra referansen
	Vref	1,00	-	-	p.u.	Referansespenning	
Cosφ-regulator	Kpr	1	3	3	p.u.	Regulatorforsterkning	IEEE [40]
	Kir	3	10	10	p.u.	Integralforsterkning	IEEE [40]
	Vclmt	0,10	0,10	0,10	p.u.	Maksimalt utgangssignal	Ønsker ikke for stort spenningsavvik fra referansen
	PFref	0,99	-0,9	-0,9	Positiv pf = produksjon	Referanseeffektfaktor	

Tabell 30: Generator- og samleskinnevern på Bruvoll-elva.

Relebeskrivelse	Funksjonsverdier	Funksjon	Kommentar
Retureffekt (ANSI 32)	$-P \leq -5 \% P_n$ Utløsetid = 2 s	Stopp	Stopp. Innstilling i % av generator merkeeffekt.
Overstrøm (ANSI 50/51)	$OC1 = \frac{1,10 * 100 \%}{0,95}$ = 116 % I_n Utløsetid = 1,5 s	Frakobling	Innstilling i % av generator merkestrøm. Stilles inn etter 10 % overlast på generator med trinnkobler i midtstilling.
Overstrøm (ANSI 50/51)	$OC2 = 350 \% I_n$ Utløsetid = 0,5 s	Stopp	OC2 lavere enn I_k'' og 2% høyere enn generator ved kortslutning på HS-side
Generator overspenning (ANSI 59)	$GenOV1 = 107 \% U_n$ Utløsetid = 1,4 s Frakoblingstid = utløsetid + effektbrytertid	Stopp	Innstilling i % av generator merkespenning. Aksepterer 7 % overspenning. Frakoblingstid skal være i henhold til TR A6343.01 < 1,5 s. Antatt effektbrytertid < 0,1 s
Generator overspenning (ANSI 59)	$GenOV2 = 115 \% U_n$ Utløsetid = 0,1 s	Stopp	Frakoblingstid skal være i henhold til TR A6343.01 < 0,2 s. Antatt

⁵⁰ Pga. valgt simuleringsmodell er dette i praksis også Vemax – maksimum utgangssignal fra magnetiseringssystemet. Vanlige anbefalte verdier for Vmax (10 – 35) kan dermed ikke benyttes.

⁵¹ Per unit systemet samstemmer ikke med merkespenning i magnetiseringssystemet, valgte verdier etter test (3 og 2,5) tilsvarer i realiteten i nærheten av 200 % av merkespenning. Stor usikkerhet knyttet til verdien, se kapittel 7.

	Frakoblingstid = utløsetid + effektbrytertid		effektbrytertid < 0,1 s
Generator underspenning (ANSI 27)	GenUV1 = 90 % Un Utløsetid = 1,4 s Frakoblingstid = utløsetid + effektbrytertid	Frakobling	Aksepterer 10 % underspenning. Frakoblingstid skal være i henhold til TR A6343.01 < 1,5 s. Antatt effektbrytertid < 0,1 s
Generator underspenning (ANSI 27)	GenUV2 = 80 % Un Utløsetid = 0,1 s Frakoblingstid = utløsetid + effektbrytertid	Frakobling	Frakoblingstid skal være i henhold til TR A6343.01 < 0,2 s. Antatt effektbrytertid < 0,1 s
Samleskinne overspenning (ANSI 59)	BusOV1 = 107 % U bus Utløsetid = 1,4 s Frakoblingstid = utløsetid + effektbrytertid	Stopp	Aksepterer 7 % overspenning. Frakoblingstid skal være i henhold til TR A6343.01 < 1,5 s. Antatt effektbrytertid < 0,1 s
Samleskinne overspenning (ANSI 59)	BusOV2 = 115 % U bus Utløsetid = 0,1 s Frakoblingstid = utløsetid + effektbrytertid	Stopp	Frakoblingstid skal være i henhold til TR A6343.01 < 0,2 s. Antatt effektbrytertid < 0,1 s
Samleskinne underspenning (ANSI 27)	BusUV1 = 92 % U bus Utløsetid = 5 s	Frakobling	Krav fra NTE.
Samleskinne underspenning (ANSI 27)	BusUV1 = 80 % U bus Utløsetid = 0,1 s Frakoblingstid = utløsetid + effektbrytertid	Frakobling	Frakoblingstid skal være i henhold til TR A6343.01 < 0,2 s. Antatt effektbrytertid < 0,1 s
Generator overfrekvens (ANSI 81O)	GenOF1 = 102 % = 51 Hz Utløsetid = 0,2 s	Stopp	Utløsenivå er i henhold til TR A6343.01
Generator underfrekvens (ANSI 81U)	GenUF1 = 98 % = 49 Hz Utløsetid = 0,2 s	Stopp	Krav fra NTE.
Samleskinne overfrekvens (ANSI 81O)	BusOF1 = 102 % = 51 Hz Utløsetid = 0,1 s	Stopp	Utløsenivå og frakoblingstid i henhold til TR A6343.01
Samleskinne underfrekvens (ANSI 81U)	BusUF1 = 98 % = 49 Hz Utløsetid = 0,2 s	Stopp	Krav fra NTE.
Samleskinne underfrekvens (ANSI 81U)	BusUF2 = 96 % = 48 Hz Utløsetid = 0,1 s	Stopp	Utløsenivå og frakoblingstid i henhold til TR A6343.01
Generator overlast (ANSI 32)	$P \geq 120 \% P_n$ Utløsetid = 10 s	Alarm	Aksepterer 20 % overlast.
Ubalanse strøm (ANSI 46)	Unb. OC = 8 % In Utløsetid = 10 s	Stopp	Innstilling i henhold til IEC 60034-1.
Ubalanse spenning (ANSI 47)	Unb. OV = 20 % Un Utløsetid = 12 s	Stopp	Benyttet som reservevern for fasebrudd i anlegget.

Reaktiv effekt import (ANSI 32)	VAr import = 42,2 % Pn Utløsetid = 1,5 s	Stopp	Innstilling i % av generator merkeeffekt. Stilt inn etter antatt driftsdiagram. ⁵²
Reaktiv effekt eksport (ANSI 32)	VAr eksport = 66,7 % Pn Utløsetid = 1,5 s	Stopp	Innstilling i % av generator merkeeffekt. Stilt inn etter antatt driftsdiagram.
Vektorhopp (ANSI 78)	V.jump = 20 grader	Stopp	Hensikt å detektere utfall av nett.

Tabell 31: Overstrømsvern plassert på 22 kV siden av transformator på Bruvollelva.

Relebeskrivelse	Funksjonsverdier	Funksjon	Kommentar
Overstrøm	OC1 = 125 % In Utløsetid = 1,5 s	Frakobling	Lavest mulig innstilling tilsvarer 25 % overlast på generator med trinnkobler i midtstilling (ønskelig er 10 %).
Overstrøm	OC2 = 397 % In Utløsetid = 0,05 s	Frakobling	OC2 er 30 % lavere enn Ik" LS side.
Jordfeilretningsvern	U ₀ ≥ 22,73 % U _{on} Utløsetid = 3 s	Stopp	Vil koble ut jordfeil med overgangsmotstand inntil 3 kΩ i nett med inntil 18A jordstrøm.

⁵² Det kan merkes at funksjonsverdien for reaktiv effekt import fraviker ganske kraftig fra grensene i oppgitt driftsdiagram for generatoren.

Tabell 32 Oversikt over aktive vern og mest relevante funksjoner på Ullestad / Tverråna.

Vern	Relebeskrivelse	Ullestad		Tverråna	
		Tripverdi	Utløsetid	Tripverdi	Utløsetid
Samleskinnevern Siemens 7SJ80	Overspenning	110 %	1,7 s	Felles	
	Underspenning	85 %	10 s		
	Underspenning	50 %	0,2 s		
	Overfrekvens	N/A			
	Underfrekvens	N/A			
	Jordfeil	N/A			
Generatorvern Siemens 7UM6215	Overstrøm m undervoltage seal in	120% I og 70 % U	1,5 s og 2 s	Likt	
	Overstrøm lavspentside av trafo	277 % av I	0,05 s		
	Trafodiff	Flere verdier			
	95 % statorjordfeil	0,5 A	0,1 s		
	Overspenning	115 %	0,1 s		
	Overspenning	106 %	1,4 s		
	Underspenning	85 %	1,4 s		
	Underspenning <<	50 %	0,1 s		
	Overfrekvens	51 Hz	0,1 s		
	Underfrekvens	48 Hz	0,1 s		
	Returlast	5 % av Sn	10 / 2 s		
	Tap av magn.	Karakteristikk	2 / 0,5 s		
	Skjevlast	12 8 % av In	3 s		
Spenningsregulator Basler DECS 250	Overspenning	110 %	5 s	Likt	
	Underspenning	90 %	5 s		
	Loss of sensing	N/A			
	Overfrekvens	N/A			
	Underfrekvens	N/A			
	Loss of excitation	75 % av Q_f	2 s		
	Field overvoltage	116 V	5 s		
	Field overcurrent	11,7 A	5 s		
Exciter diode monitor					

D Vurderingsskjema for FRT-testing av småkraftverk

Kraftverk som ikke tilfredsstillende en eller flere av kravene er ikke relevante i prosjektet, og kan utelates fra skjemaene.

Parameter	Krav	Fyll inn
Navn på kraftverket		
Spenning HS side av transformator [kV]	11 til 22 kV	
Merkeytelse [MVA]	Helst større enn 3 MVA, opp til 8 MVA (22 kV) eller 4,5 MVA (11 kV).	
Geografisk lokasjon	Norge. For like kraftverk prioriteres kraftverk med lave transportkostn.	
Adkomstvei	Stor/god nok for stor lastebil? (ja/nei)	
Plass ved kraftverket og mulighet til å grave	Plass til 2 12x40 fots containere og kranbil? Kan containerne settes noenlunde plant? (ja/nei).	
Avstand mellom mulig plassering av DIP LAB og punktet hvor DIP LAB kan kobles til (nettstasjon eller høyspenningsselle).	Må være under 50 m.	
Kabelterminering (type og merke) i punktet DIP LAB skal tilkobles (SOT, berøringsikkert / pluggbart, osv.)	Ekstrakostnader ved andre typer endeavslutninger enn pluggbare Euromold endeavslutninger.	
H-verdi / svingmasse [s]		
Synkronreaktans X_d [pu]		
Magnetiseringsutrustning (børsteløs eller statisk magnetisering)		
Spenningsregulator (AVR)? (Ja/nei)		
Generatordata tilgjengelig?	Må være tilgjengelig	
AVR-parametre tilgjengelig?	Må være tilgjengelig om kraftverket har AVR	
Ledig celle? (Ja / nei)		
Inntaksdam? (antall timer full produksjon) Turbinregulator? (Ja / nei)		

E Sjekkliste befaring av småkraftverk

Befaring gjennomføres på kraftverk som er aktuelle for testing etter at det er kontrollert at obligatoriske krav i *Vurderingsskjema for FRT-testing av småkraftverk* er overholdt, nettselskap og kraftverkseier kan stille med nødvendige ressurser, samt at SINTEFs interne retningslinjer for bruk av DIP LAB kan overholdes. Befaring gjennomføres av person fra SINTEF med høyspenningsanleggskompetanse som også har kjennskap til bruk av DIP LAB.

Før befaringen gjennomføres må følgende gjøres:

- Avtal befaringdato med:
 - Småkraftverkseier
 - Tilsynsvakt / kontaktperson på kraftverket
 - Aller helst også person fra nettselskapet som blir LfS for nettselskapets anlegg ved test.
- Under befaringen skal høyspenningsanlegget inspiseres. Dette krever:
 - Avtale om å stenge ned produksjon
 - Tillatelse til å gå inn i høyspenningsanlegget

Formålet med befaringen er todelt:

- **Avdekke om det er momenter som kan gjøre at testen ikke kan gjennomføres.**
- **Planlegge gjennomføringen av testen slik at alt går så raskt og enkelt som mulig.**

Under befaringen:

- Er det tilstrekkelig plass til DIP LAB?
 - Hvordan skal konteinerne stilles opp, og hvordan plasseres mobilkran og trailere før løft?
 - Er det parkeringsplasser til andre biler; hvor bør bilene i så fall stå?
 - Er grunnen stabil? Hvor mye planker etc. trengs for å bygge opp så laben blir plan? Får vi kablene ut?
- Går det greit å få kablene fra dipplaben og inn til inntaket?
 - Behov for gravemaskin? Store nok inntak til å få inn kabler?
 - Er kablene lange nok?
- Om det ikke er plass til tre sett med kabler fra høyspenningsanlegget og ut -> går det greit å få kablene fra nettet og inn til kraftverket ut? Hvor skal kablene strekkes?
- Hva slags endeavslutninger er det i kraftverket? Merke og dimensjoner?
- Hvor god plass er det i høyspenningsanlegget? I hver enkelt celle? Er det en ledig celle til å koble til kabler? Får vi bøyd kabler på plass?
- Er det trefase 32 A (eventuelt 16 A) 5-pins strømuttak? Er det 230 V IT eller 400 V TN?
- Samle informasjon:
 - Kontroller vern- og regulatorinnstillinger i kraftverket
 - Vet anleggseier hvordan vern og regulatorer kan stilles?
- Sted å oppholde seg for å spise, legge utstyr osv.?
- Nærmeste sted hvor prosjektteamet kan overnatte? Transport mellom dette stedet og kraftverket?
- **Viktig: Ta mye bilder!**
 - Høyspenningsanlegg
 - Kontrollanlegg
 - Ute- og inne områder

Befaringen dokumenteres i form av et kort notat eller en epost, bildefiler legges i relevant prosjektmappe.

F Testrapport for omkoblingsboks

Test utført og rapportert av Erik Roger Jonsson.

F.1 Introduction

A metal box has been built for connecting six 24 kV cables (junction of a 3 phase system) on site. To ensure proper safety distances inside the box it has been tested in agreement with standard for indoor MV equipment. The box is designed for joining cables with various types of slip over terminations for 24 kV or lower.

F.2 Test Equipment

Transformer	MessWandler Bau	500 kV	B1-437
Control Desk	MessWandler Bau	NSP	B1-437-3
Voltmeter:	MessWandler Bau	DSM	C6-033
Measuring Capacitor:	Micafil	100 pF	M2-29

Next calibration: October 2016

F.3 Test Procedure

Each connection point (each phase) inside the connection box were tested with 50 kV AC for one minute. While one phase was tested the other two phases and the cabinet were grounded.

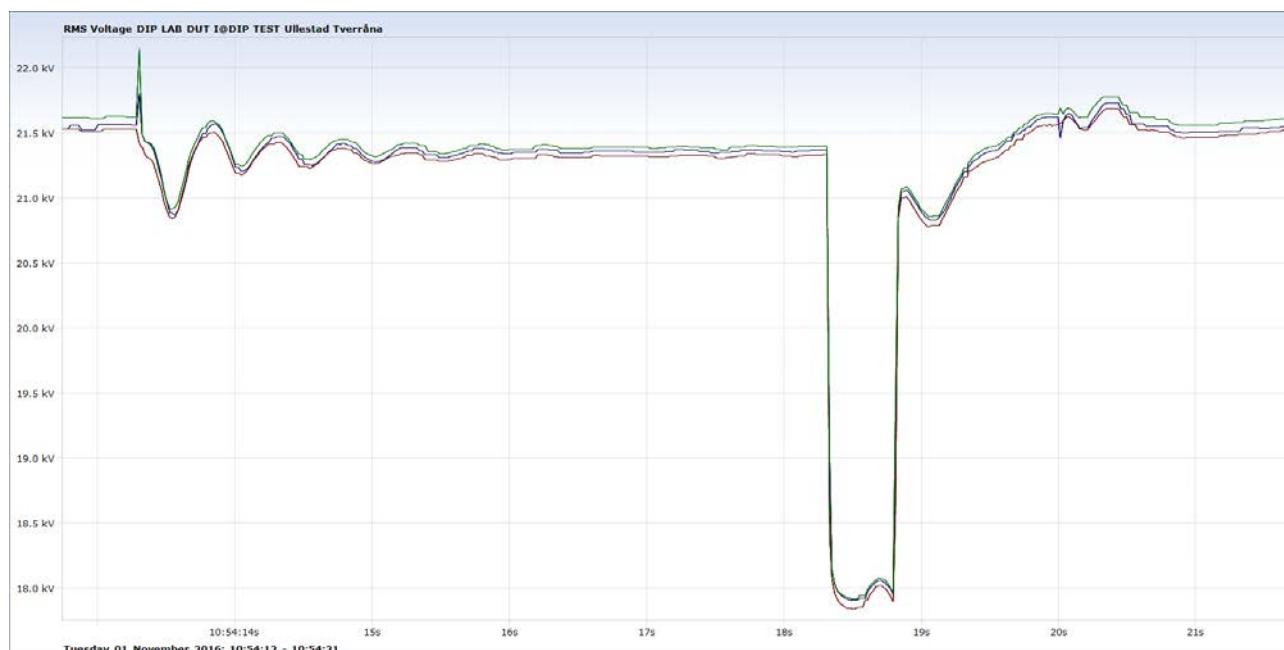
F.4 Results

All three phases in the connection box withstood the applied voltage tests.

G Testresultater fra Ullestad og Tverråna kraftverk

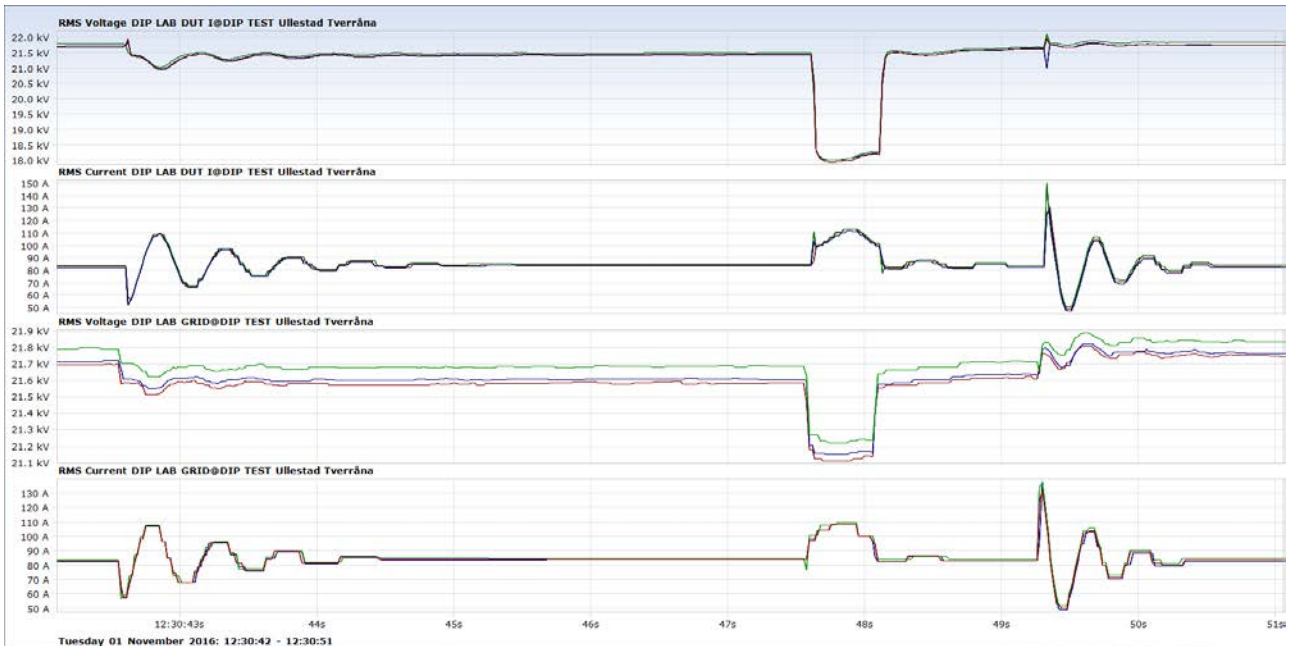
Tabell 33: Oppsummering av utførte tester.

Kraftverk	Dipp-dybde [%]	Dipp-lengde [s]	Produksjon [MW] ⁵³	Tripp av kraftverk?
Tverråna	20 %	0,5	~3	Nei
		0,5	~3	Nei
	40 %	0,2	~3	Nei
		0,5	~3	Tripp fra underspenningsvern i PLS
Ullestad	20 %	0,2	~2,4	Nei
		0,5	~2,5	Tripp fra underspenningsvern i PLS
		0,5	~2,3	Nei
	40 %	0,2	~2,5	Nei
		0,5	~2,8	Nei
		1	~2,9	Nei
		2	~3	Nei
Ullestad og Tverråna	20 %	0,2	~6	Nei
		0,5	~6	Nei
	40 %	0,2	~6	Nei

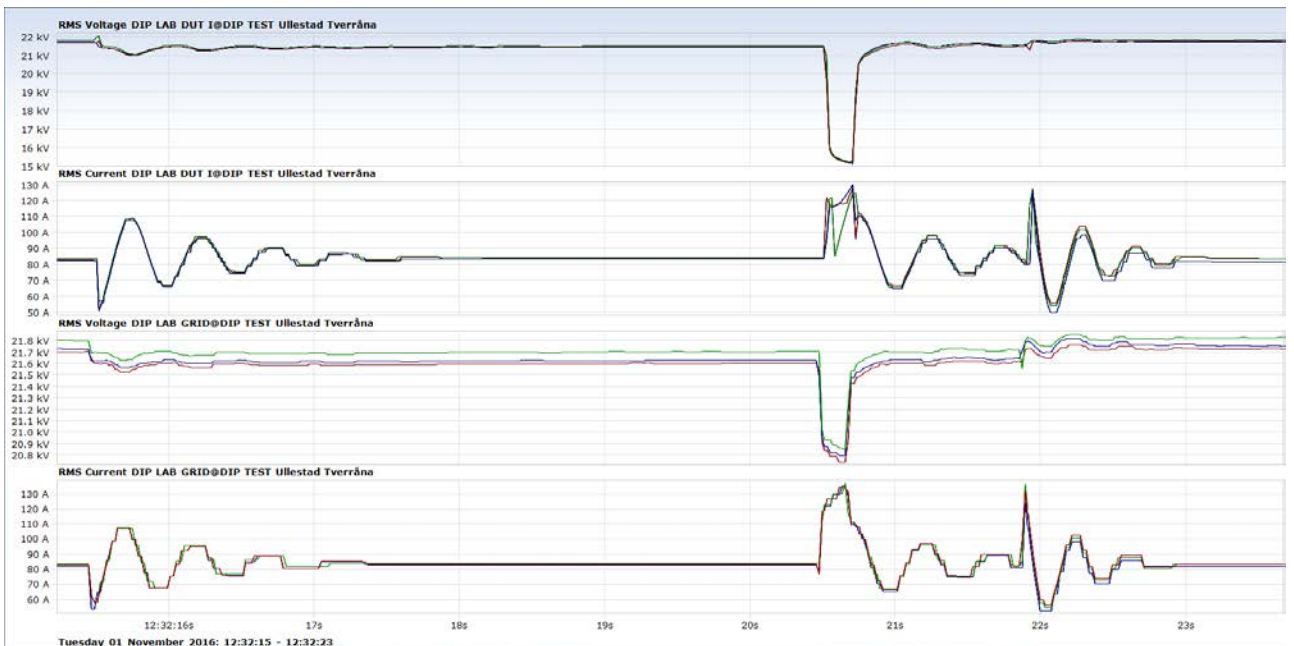


Figur 97: Prøvetest, 20 % dipp i 0,5 s.

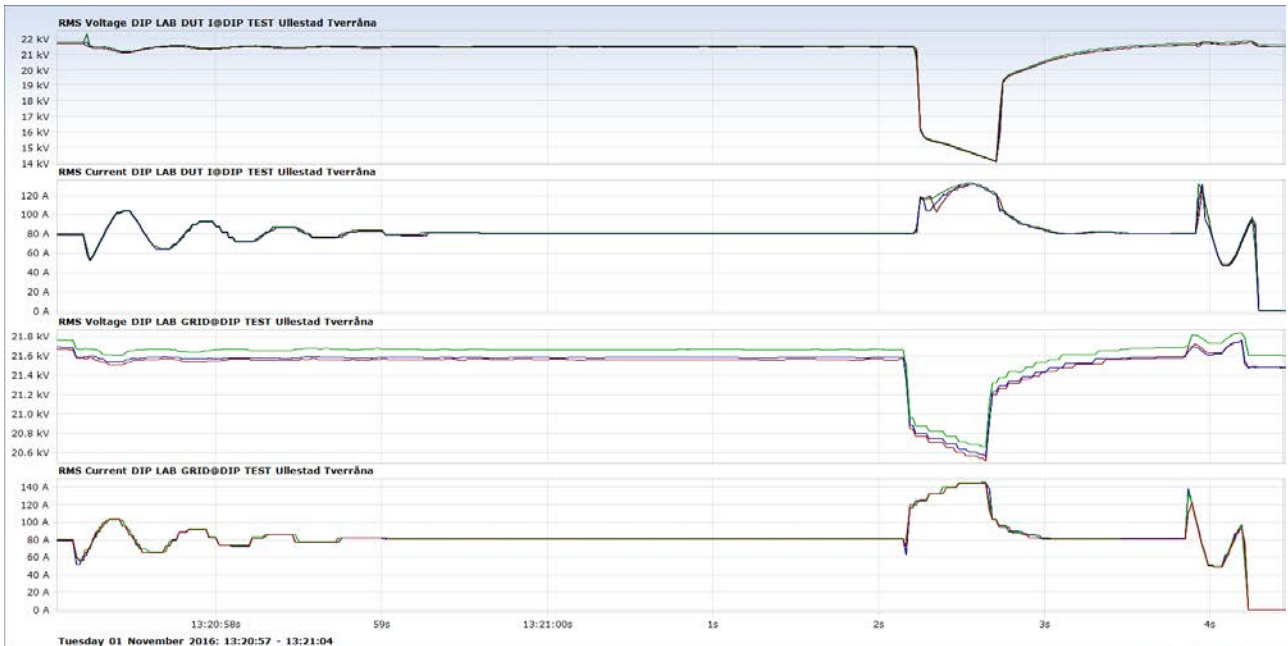
⁵³ Nettspenning har størstedelen av perioden vært mellom 22,4–22,8 kV.



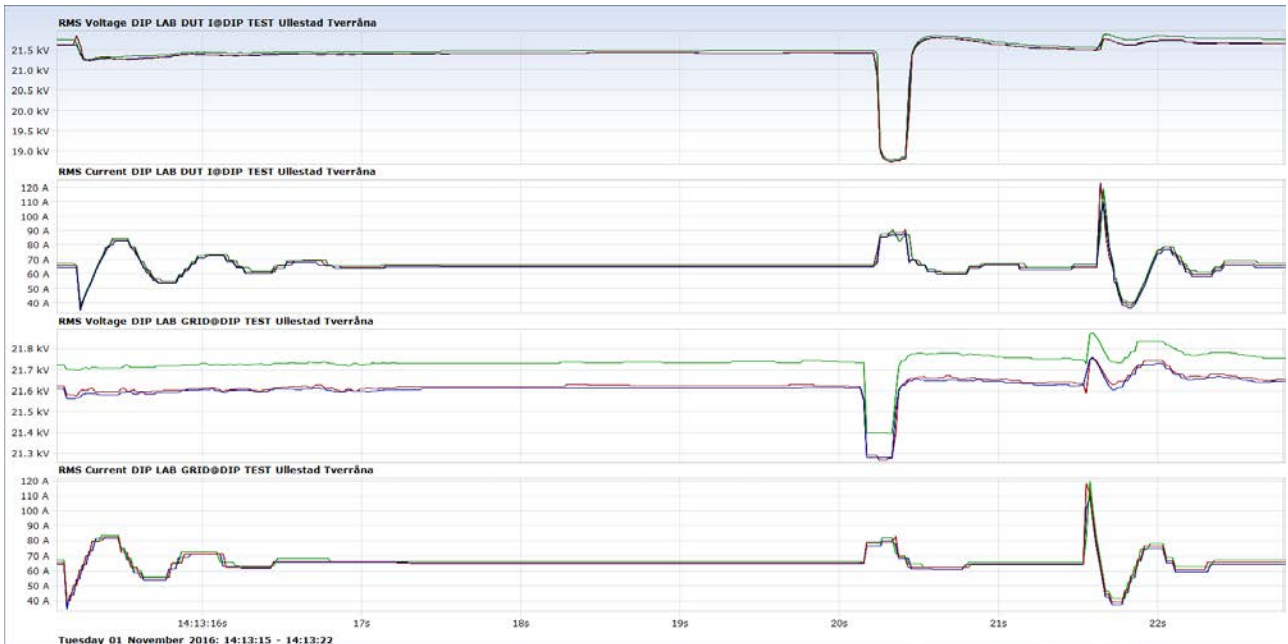
Figur 98: 1. test, 20 % dipp i 0,5 s.



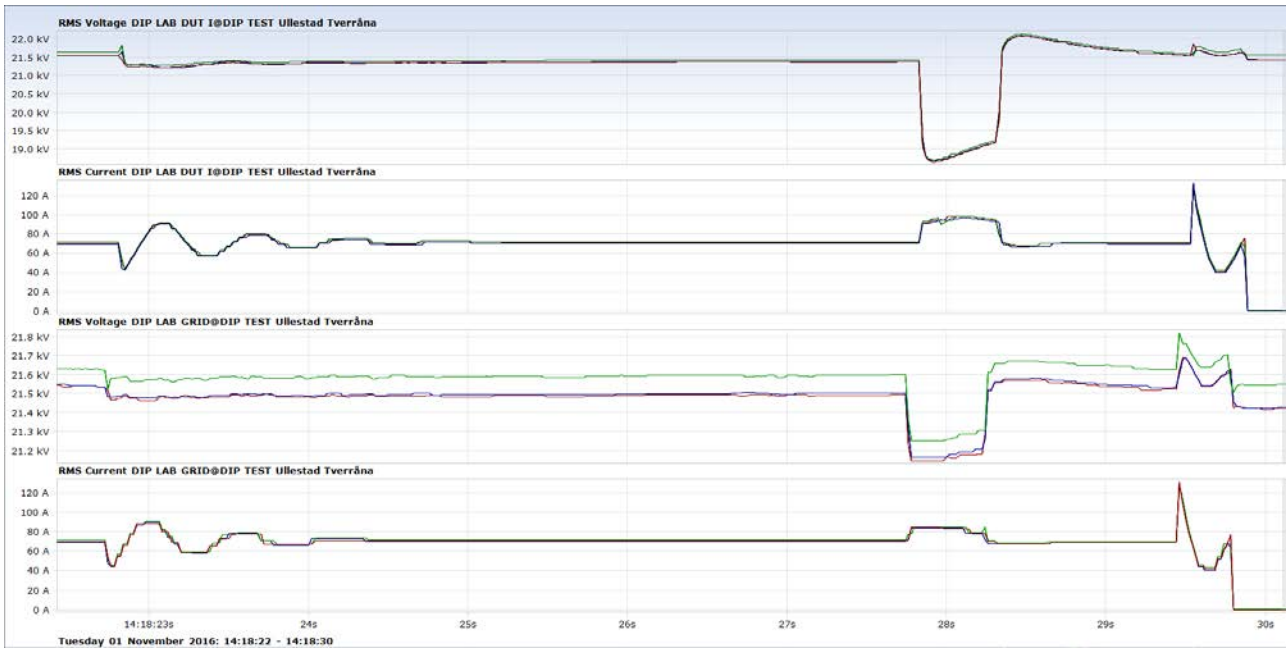
Figur 99: 2. test, 40 % dipp i 0,2 s.



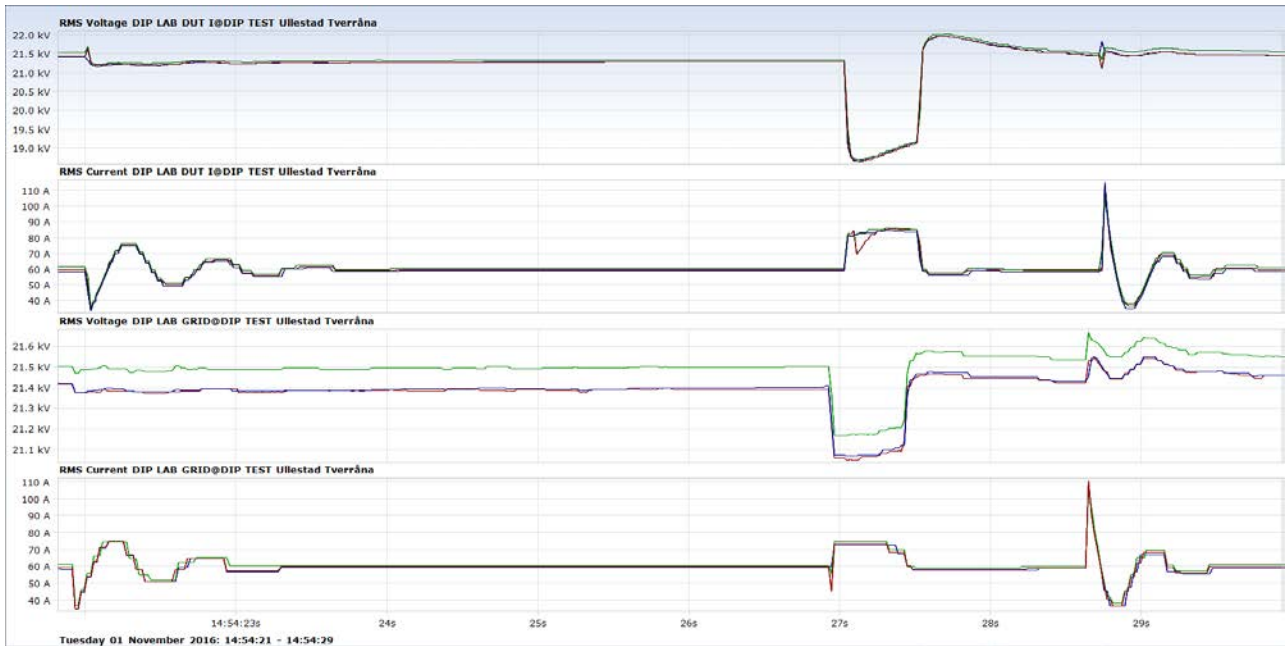
Figur 100: 3. test, 40 % dipp i 0,5 s. Tripp ca. 1,5 sekunder etter klarert dipp.



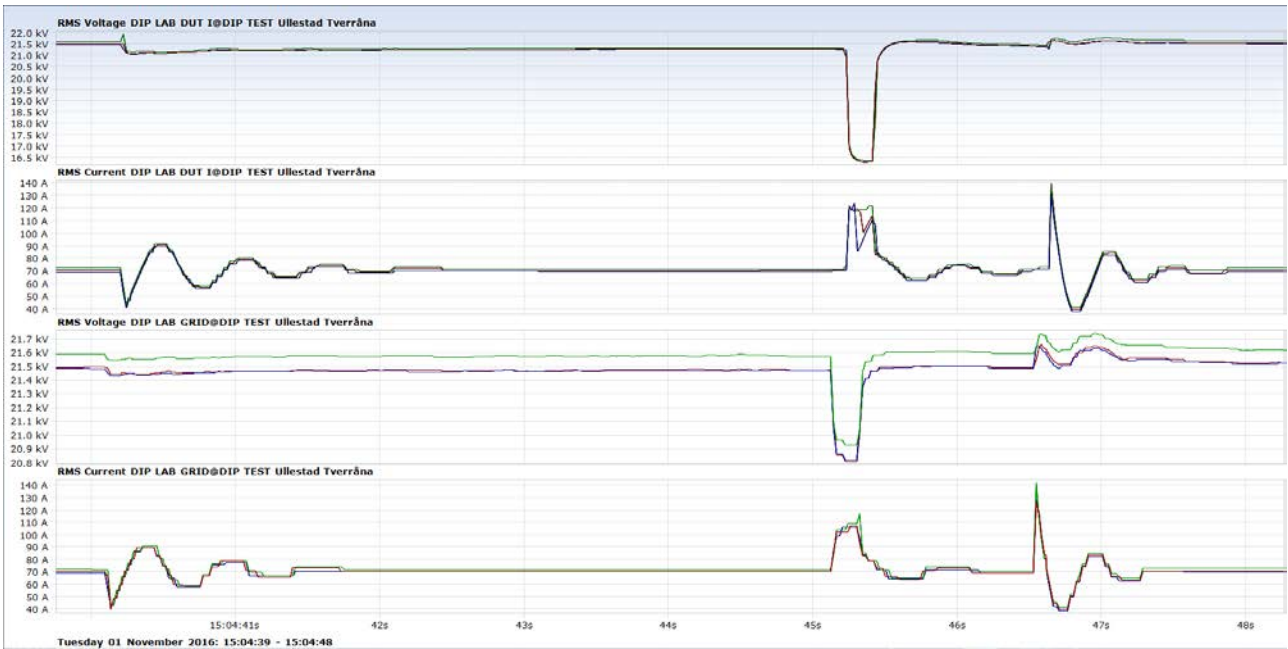
Figur 101: 4. test: 20 % dipp i 0,2 s.



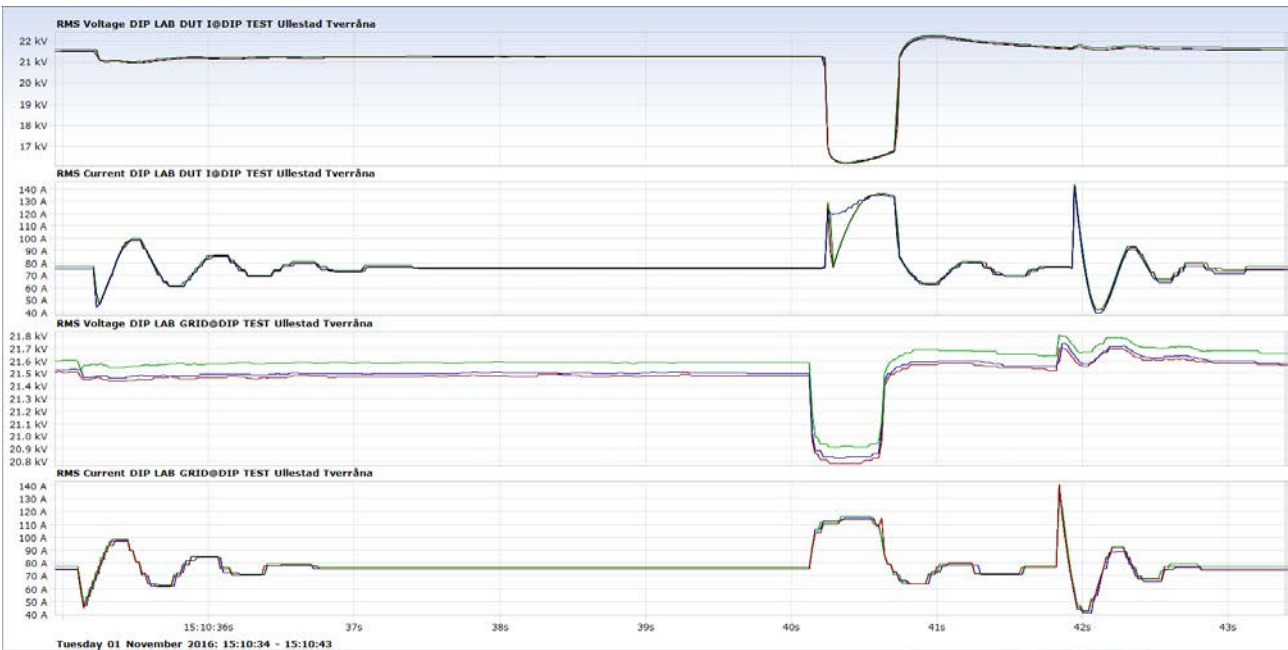
Figur 102: 5. test, 20 % dipp i 0,5 s. Tripp ca. 1,5 sekund etter klarert dipp.



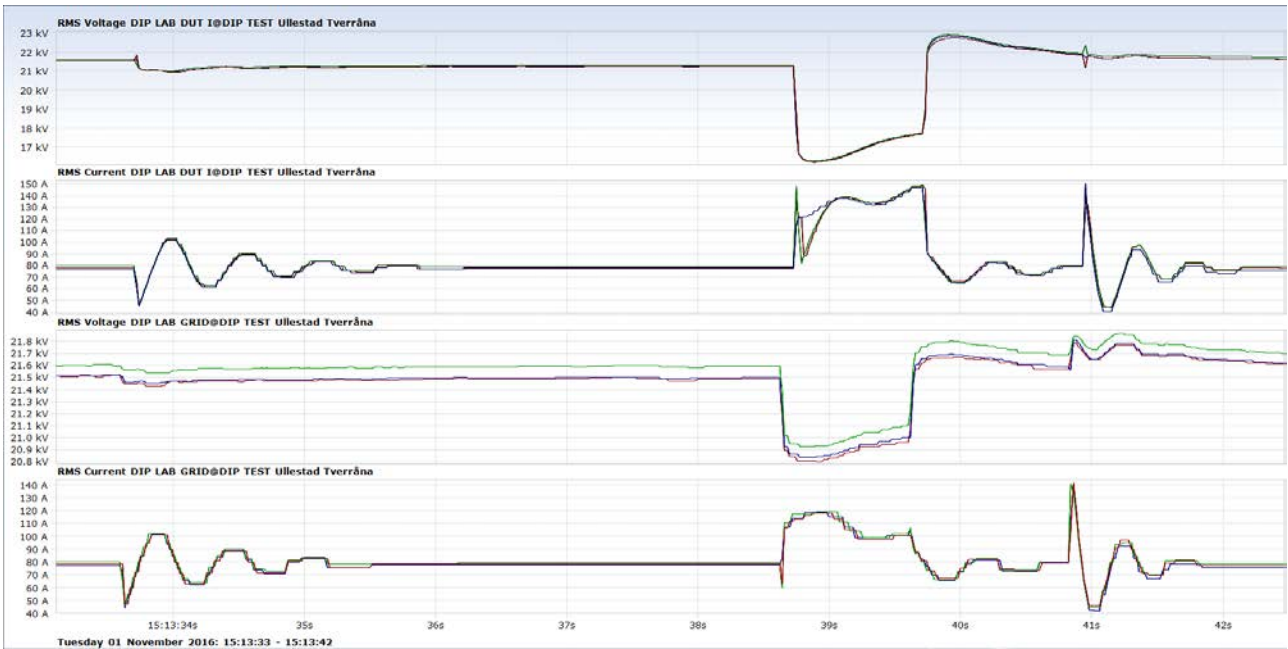
Figur 103: 6. test, 20 % dipp i 0,5 s.



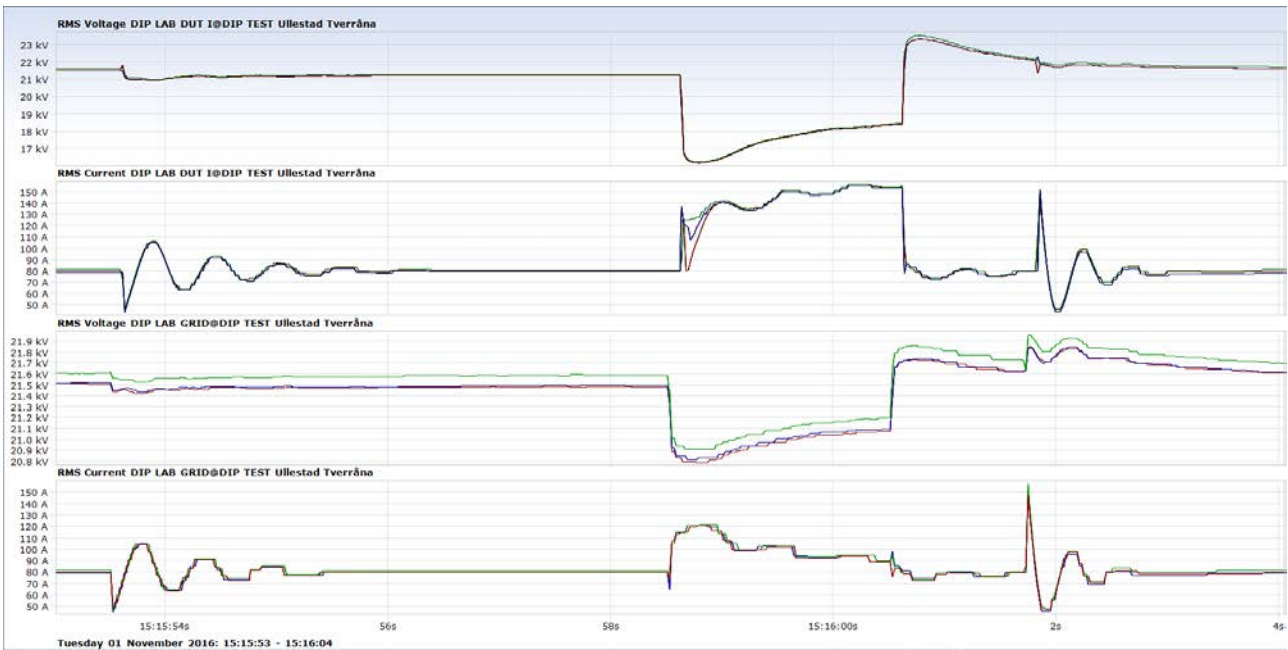
Figur 104: 7. test, 40 % dipp i 0,2 s.



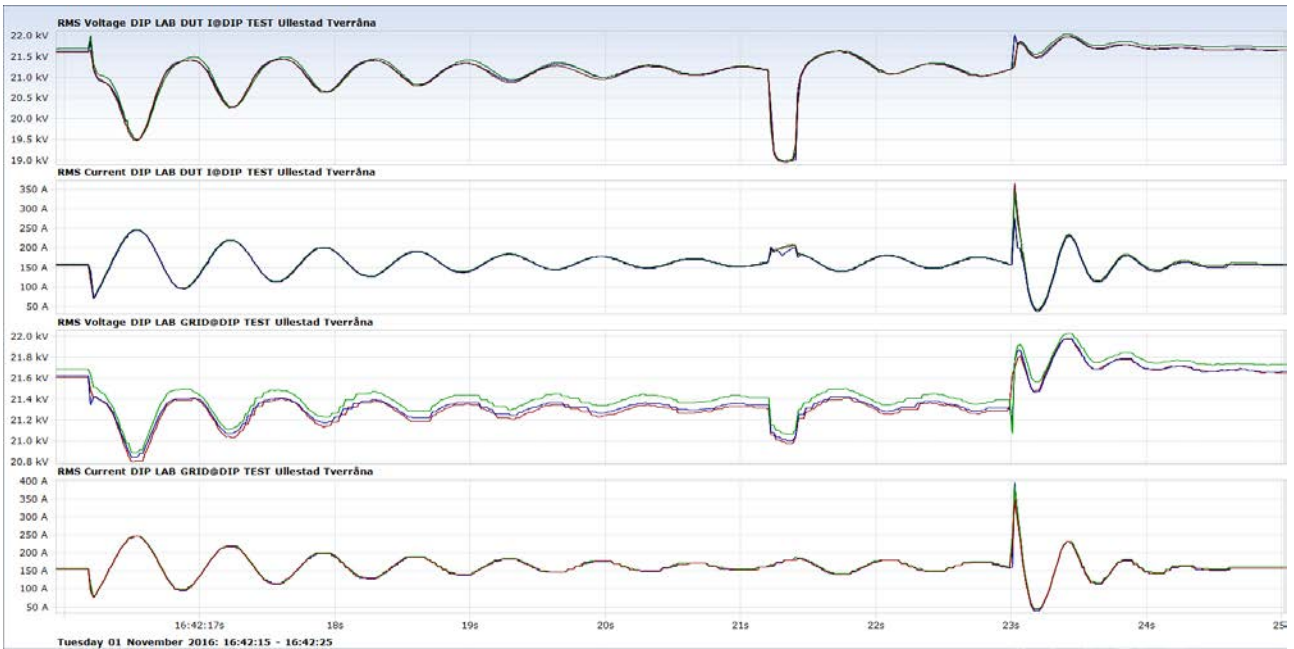
Figur 105: 8. test, 40 % dipp i 0,5 s.



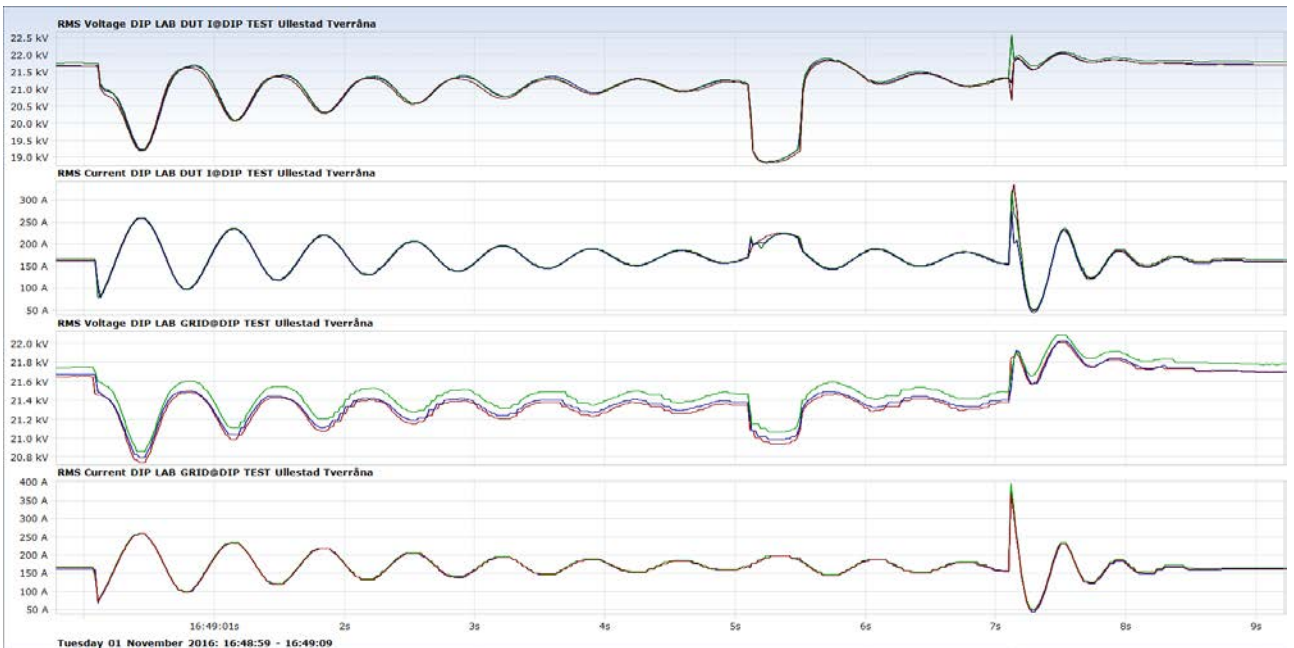
Figur 106: 9. test, 40 % dipp i 1 s.



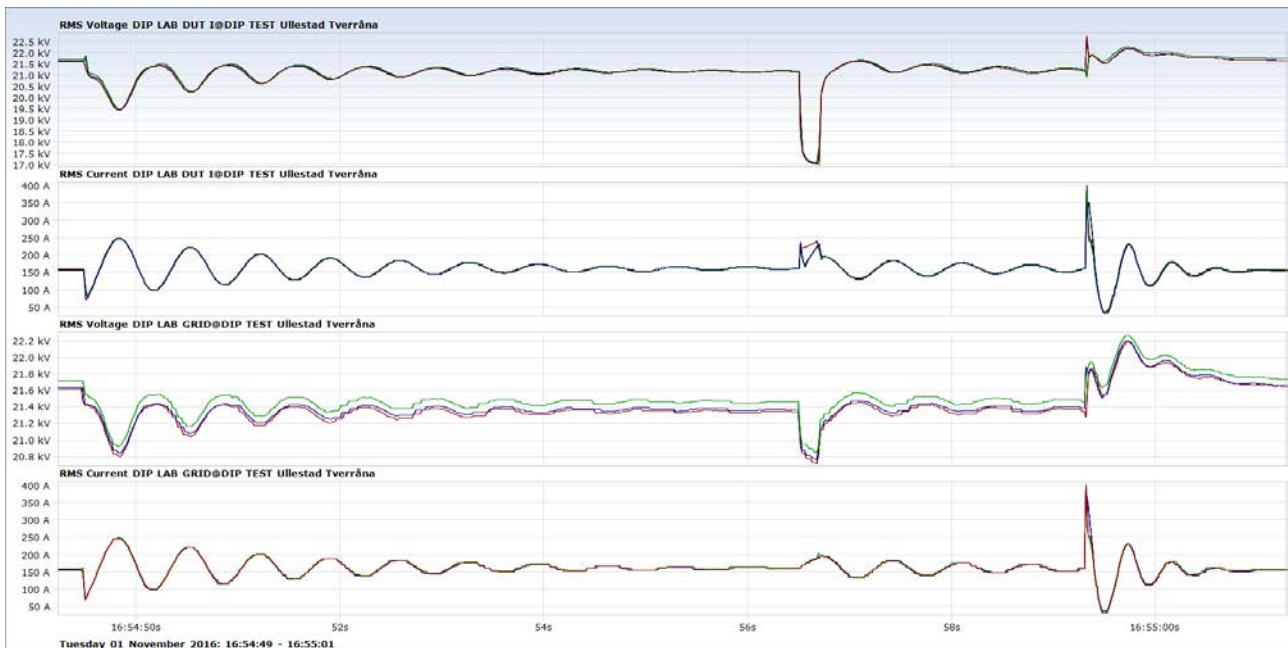
Figur 107: 10. test, 40 % dipp i 2 s.



Figur 108: 11. test, 20 % dipp i 0,2 s.



Figur 109: 12. test, 20 % dipp i 0,5 s.



Figur 110: 13. test, 40 % dipp i 0,2 s.

Teknologi for et bedre samfunn
www.sintef.no