



Analyse av kraftnett ved tilkobling
av ladestasjon for elektrisk ferge

Kandidatnummer: 10057, 10043, 10005

Bachelor Elkraftsystemer

IE303612 Bacheloroppgave

Innlevert: 01.06.2018

Hovedveileder: Eike Matthias Garbe, NTNU

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet

Institutt for IKT og realfag

Obligatorisk egenerklæring/gruppeerklæring

Den enkelte student er selv ansvarlig for å sette seg inn i hva som er lovlige hjelpemidler, retningslinjer for bruk av disse og regler om kildebruk. Erklæringen skal bevisstgjøre studentene på deres ansvar og hvilke konsekvenser fusk kan medføre. Manglende erklæring fritar ikke studentene fra sitt ansvar.

Du/dere fyller ut erklæringen ved å klikke i ruten til høyre for den enkelte del 1-6:		
1.	Jeg/vi erklærer herved at min/vår besvarelse er mitt/vårt eget arbeid, og at jeg/vi ikke har brukt andre kilder eller har mottatt annen hjelp enn det som er nevnt i besvarelsen.	<input checked="" type="checkbox"/>
2.	Jeg/vi erklærer videre at denne besvarelsen: <ul style="list-style-type: none">• ikke har vært brukt til annen eksamen ved annen avdeling/universitet/høgskole innenlands eller utenlands.• ikke refererer til andres arbeid uten at det er oppgitt.• ikke refererer til eget tidligere arbeid uten at det er oppgitt.• har alle referansene oppgitt i litteraturlisten.• ikke er en kopi, duplikat eller avskrift av andres arbeid eller besvarelse.	<input checked="" type="checkbox"/>
3.	Jeg/vi er kjent med at brudd på ovennevnte er å <u>betrakte som fusk</u> og kan medføre annullering av eksamen og utestengelse fra universiteter og høgskoler i Norge, jf. Universitets- og høgskoleloven §§4-7 og 4-8 og Forskrift om eksamen §§14 og 15.	<input checked="" type="checkbox"/>
4.	Jeg/vi er kjent med at alle innleverte oppgaver kan bli plagiatkontrollert i Ephorus, se Retningslinjer for elektronisk innlevering og publisering av studiepoenggivende studentoppgaver	<input checked="" type="checkbox"/>
5.	Jeg/vi er kjent med at høgskolen vil behandle alle saker hvor det forligger mistanke om fusk etter høgskolens studieforskrift §31	<input checked="" type="checkbox"/>
6.	Jeg/vi har satt oss inn i regler og retningslinjer i bruk av kilder og referanser på biblioteket sine nettsider	<input checked="" type="checkbox"/>

Publiseringsavtale

Studiepoeng: 20.

Veileder: Eike M. Garbe

Fullmakt til elektronisk publisering av oppgaven

Forfatter(ne) har opphavsrett til oppgaven. Det betyr blant annet enerett til å gjøre verket tilgjengelig for allmennheten ([Åndsverkloven §2](#)).

Alle oppgaver som fyller kriteriene vil bli registrert og publisert i Brage med forfatter(ne)s godkjenning.

Opgaver som er unntatt offentlighet eller båndlagt vil ikke bli publisert.

Jeg/vi gir herved NTNU i Ålesund en vederlagsfri rett til å gjøre oppgaven tilgjengelig for elektronisk publisering:

ja nei

Er oppgaven båndlagt (konfidensiell)?

ja nei

(Båndleggingsavtale må fylles ut)

- Hvis ja:

Kan oppgaven publiseres når båndleggingsperioden er over?

ja nei

Er oppgaven unntatt offentlighet?

ja nei

(inneholder taushetsbelagt informasjon. [Jfr. Offl. §13/Fvl. §13](#))

Dato: 28.05.2018

FORORD

Vi er tre studenter som går på linjen elkraftsystemer ved NTNU Ålesund. Bacheloroppgaven er skrevet våren 2018, for bedriften Mørenett, som eier og drifter store deler av kraftnettet på Sunnmøre. Oppgaven er en analyse som undersøker hvordan lading av elektrisk ferge påvirker kraftnettet i område rundt fergesambandet Eidsdal-Linge.

Oppgaven ble valgt fordi den er relevant for utdanningen vår, og er fremtidsrettet. Den viste seg å være svært interessant med nye utfordringer hver dag.

Vi vil gjerne takke Thore Gagnat, Rune Myklebust og Jan Egil Torvnes hos Mørenett for gode råd, hjelp og interesse i oppgaven. En spesiell takk til vår veileder Eike M. Garbe, ved NTNU, for tre lærerike og hyggelige år. Til slutt vil vi også takke Vebjørn Haukaas i Siemens PTI for teknisk support i PSS Sincal.

Tormod Aarnes



Jan Inge Ostnes



Mathias Remmen



Ålesund, 01.06.2018

INNHALDSFORTEGNELSE

INNHALDSFORTEGNELSE.....	ii
FIGURER.....	v
TABELLER.....	vi
SAMMENDRAG.....	vii
TERMINOLOGI.....	viii
SYMBOLER.....	ix
1 INNLEDNING.....	1
1.1 Problemstilling.....	1
2 TEORETISK GRUNNLAG.....	2
2.1 Energibruk i Norge og fremtidig utvikling.....	2
2.2 Ferger, trafikk og utslipp.....	2
2.3 Teknisk data for fergesambandet Eidsdal-Linge.....	3
2.3.1 Dagens infrastruktur og investeringsbehov.....	4
2.4 Lover og forskrifter.....	4
2.4.1 Energiloven.....	4
2.4.2 Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL).....	5
2.4.3 Krav til DG-enhet med synkrongenerator.....	5
2.4.4 Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS).....	7
2.5 Kraftnettets oppbygging.....	8
2.5.1 Nettnivåer.....	8
2.5.2 Nettyper.....	9
2.5.3 Stabilitetsteori.....	10
2.5.4 Aktiv og reaktiv effekt.....	14
2.5.5 Linjemodell.....	15
2.6 Matematiske utregninger.....	16
2.6.1 Newton-Raphson metode.....	16
2.7 Elektriske komponenter.....	18
2.7.1 Likeretter.....	18
2.7.2 Kondensatorbatteri.....	19
2.7.3 Transformator.....	19
2.7.4 Synkrongenerator.....	23
2.7.5 Automatisk spenningsregulator (AVR).....	26
2.7.6 Batteribank.....	27
2.7.7 Direktelading.....	27

2.8	Investeringskostnad	27
2.8.1	Teknisk og økonomisk levetid	27
2.8.2	Anleggsbidrag	27
2.8.3	Kile-kostnader.....	28
3	METODE.....	29
3.1	Programvarer.....	29
3.2	Data	29
3.3	Bakgrunn for analysen.....	30
3.4	Oppbygging av modell i PSS Sincal	30
3.4.1	Innlegging av komponenter.....	30
3.4.2	Innlegging av generator.....	31
3.4.3	Innlegging av fergelast.....	34
3.4.4	Utbedringer i PSS Sincal.....	37
3.4.5	Innlegging av kortslutning	37
3.4.6	Simuleringer i PSS Sincal.....	38
4	RESULTAT AV ANALYSE.....	39
4.1	Spenningsfall ved direkteledning	39
4.1.1	Forsynes fra regionalnettet	40
4.1.2	Eidsdal kraft utkoblet	40
4.1.3	Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett.....	40
4.1.4	Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett	41
4.2	Spenningsfall ved batteribank.....	41
4.2.1	Forsynes fra regionalnettet	41
4.2.2	Eidsdal kraft utkoblet	41
4.2.3	Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett.....	42
4.2.4	Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett	42
4.3	Sammenligning av spenningsfall med batteribank og direkteledning	42
4.3.1	Forsynes kun fra regionalnettet	42
4.3.2	Eidsdal kraft er utkoblet	43
4.3.3	Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett.....	43
4.3.4	Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett	43
4.4	Polhjulsvinkel på generatorer ved direkteledning	44
4.4.1	Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett	44
4.4.2	Eidsdal kraft utkoblet	45
4.4.3	Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett.....	45
4.5	Polhjulsvinkel på generatorer ved bruk av batteribank.....	46

4.6	Fasespenning til generatorer ved direkteledning.....	46
4.6.1	Forsynes fra samtlige kraftvert og regionalnett.....	46
4.6.2	Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett.....	47
4.6.3	Eidsdal kraft utkoblet	47
4.7	Fasespenning til generatorer ved bruk av batteribank	47
4.8	Aktiv og reaktiv effekt ved direkteledning	48
4.8.1	Eidsdal kraft utkoblet	48
4.8.2	Forsynes kun fra Eidsdal kraft og regionalnett.....	49
4.8.3	Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett	50
4.9	Aktiv og reaktiv effekt ved batteribank.....	50
4.10	Utbedring av spenningsfall mot Geiranger	51
4.10.1	Utbedring av linjer	51
4.10.2	Innlegging av transformator.....	51
4.11	Kortslutning på Linge fergekai.....	52
4.11.1	Forsyning fra Eidsdal kraft og regionalnett.....	52
4.12	Kortslutning mot Geiranger.....	52
4.12.1	Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett	52
4.13	Kortslutning ved samleskinne i Tafjord	53
4.13.1	Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett	53
4.13.2	Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett.....	53
5	DRØFTING.....	54
5.1	Drøfting av resultat	54
5.2	Utbedringer	55
5.3	Begrensning av oppgaven og endringer underveis	56
5.4	Videre arbeid	56
6	KONKLUSJON	57
7	BIBLIOGRAFI	58
8	VEDLEGGSLISTE	61

FIGURER

Figur 1: Skisse av kraftnettets oppbygging.....	8
Figur 2: Skisse av strålenett.....	9
Figur 3: Skisse av ringnett.....	9
Figur 4: Skisse av maskenett.....	9
Figur 5: Ulike stabilitetsanalyser (Yamayee & Bala, 1994).....	10
Figur 6: Enlinjeskjema av en elektrisk krets.....	14
Figur 7: Linjmodell for linjer.....	15
Figur 8: π -ekvivalent og T-ekvivalent.....	15
Figur 9: Newton-Raphson fremgangsmåte.....	16
Figur 10: Newton-Raphson metode fremstilt grafisk ved hjelp av forenklet Taylorrekke (Wolfram Research, inc).....	17
Figur 11: Trefase brokoblet CSC-likereetter med konstant utgangsstrøm (Garbe, 2016).....	18
Figur 12: Trefase brokoblet VSC-likereetter med konstant utspenning (Garbe, 2016).....	18
Figur 13: Viserdiagram av hvordan kondensatorbatteri eliminerer den reaktive effekten.....	19
Figur 14: Generell oppbygging av en enfasetransformator (Electrical4u, 2011).....	20
Figur 15: Trefasetransformator med felles kjerne og transformatorbank. (Garbe, 2016).....	20
Figur 16: Autotransformator (Garbe, 2016).....	22
Figur 17: Generell oppbygging av en synkronmaskin.....	23
Figur 18: Spenningsforløpet for en periode.....	23
Figur 19: Illustrasjon av stjernekobling.....	24
Figur 20: Illustrerer polhjulsvinkelen.....	25
Figur 21: Sammenheng mellom polhjulsvinkel og effekt.....	25
Figur 22: Effektkurve ved bruk av AVR.....	26
Figur 23: En prosess med PID-regulator implementert.....	26
Figur 24: Skisse av batterilading.....	27
Figur 25: Skisse av dirketelading.....	27
Figur 26: Transformator med YNd11 kobling i PSS Sincal.....	31
Figur 27: Komponent som representerer regionalnett i PSS Sincal.....	31
Figur 28: Ikke justert spenningsregulator.....	32
Figur 29: Justert spenningsregulator etter krav i FIKS.....	33
Figur 30: Last for direkteleding (t.v) og last for batteribank (t.h).....	34
Figur 31: Utdrag fra arbeid i PSS Netomac.....	35
Figur 32: Gradvis økning av effekttrekk på Linge-siden.....	35
Figur 33: Aktiv og reaktiv effekt ved fergelastene med gradvis økning.....	36
Figur 34: Aktiv og reaktiv effekt ved fergelastene med batteribank.....	36
Figur 35: Plasseringer av kortslutninger i PSS Sincal.....	37
Figur 36: Samleskinne Tafjord, utdrag fra PSS-Sincal.....	39

TABELLER

Tabell 1: Sambandsdata Eidsdal- Linge.	3
Tabell 2: Oversikt over effektbehov for helelektrisk drift ved bruk av batteribank og direkteledning. ...	3
Tabell 3: Kostnad for nettoppgraderinger.....	4
Tabell 4: Grenseverdiene for spenningsendringer.....	5
Tabell 5: Egenskaper ved synkrongenerator som påvirker stabiliteten.....	13
Tabell 6: Ulike koblinger av transformator.....	21
Tabell 7: Viser reguleringen på de forskjellige kraftverkene.....	33
Tabell 8: Størrelsen på de forskjellige generatorene.	34
Tabell 9: Oversikt over aktiv og reaktiv effekt for de forskjellige fergelastene.	34
Tabell 10: Spenningsfall mot Geiranger med forsyning fra regionalnettet.....	40
Tabell 11: Spenningsfall mot Geiranger når Eidsdal kraft er utkoblet.	40
Tabell 12: Spenningsfall mot Geiranger med forsyning fra regionalnett og Eidsdal kraft.	40
Tabell 13: Spenningsfall mot Geiranger med alle generatorer innkoblet.	41
Tabell 14: Spenningsfall mot Geiranger med forsyning fra regionalnettet.....	41
Tabell 15: Spenningsfall mot Geiranger når Eidsdal Kraft er utkoblet.	41
Tabell 16: Spenningsfall mot Geiranger med forsyning fra regionalnett og Eidsdal kraft.	42
Tabell 17: Spenningsfall mot Geiranger med alle generatorer innkoblet.	42
Tabell 18: Differanser i spenningsfall ved bruk av direkteledning og batteribank.....	42
Tabell 19: Differanser i spenningsfall når Eidsdal Kraft er utkoblet.	43
Tabell 20: Differanser i spenningsfall ved forsyning fra regionalnett og Eidsdal kraft.	43
Tabell 21: Differanser i spenningsfall ved forsyning fra regionalnett og alle generatorer.	43
Tabell 22: Forandring av polhjulsinkel ved alle generatorer og regionalnett innkoblet.	44
Tabell 23: Forandring av polhjulsinkel ved Eidsdal kraft utkoblet.	45
Tabell 24: Forandring av polhjulsinkel ved forsyning fra regionalnett og Eidsdal kraft.	45
Tabell 25: Fasespenning på generatorene ved forsyning fra alle kraftverkene og regionalnettet.	46
Tabell 26: Fasespenning på generatorer ved forsyning fra regionalnett og Eidsdal kraft.	47
Tabell 27: Fasespenning på generatorer ved Eidsdal kraft utkoblet.....	47
Tabell 28: Effekt ved generatorene med Eidsdal kraft utkoblet.	48
Tabell 29: Effekt ved generatorene med forsyning kun fra Eidsdal og regionalnett.	49
Tabell 30: Effekt ved generatorene med forsyning fra alle kraftverk og regionalnett.	50
Tabell 31: Sammenligning av spenningsfall før og etter økt tverrsnitt.	51
Tabell 32: Sammenligning av spenningsfall før og etter bruk av autotransformator.	51
Tabell 33: Endring i polhjulsinkel for generatorer ved kortslutning på Linge fergekai.	52
Tabell 34: Endring i polhjulsinkel for generatorer ved kortslutning mot Geiranger.	52
Tabell 35: Endring i polhjulsinkel for generatorer ved kortslutning på samleskinne i Tafjord.....	53
Tabell 36: Endring i polhjulsinkel for generatorer ved kortslutning på samleskinne i Tafjord.....	53

SAMMENDRAG

Bachelorrapporten omhandler en dynamisk analyse av distribusjonsnett i området rundt fergekaiene på Eidsdal og Linge. Den dynamiske analysen er utført på bakgrunn av planlagt elektrisk ferge på denne strekningen. Analysen gir svar på dagens tilstand i det aktuelle distribusjonsnett og hvordan ulike ladealternativer påvirker nettet.

De to ulike ladealternativene som vurderes er direkteledning fra distribusjonsnett og lading via en batteribank. Direkteledning vil gi større påkjenning på kraftnett, mens en batteribank vil gi mindre påkjenning, men sannsynlig ha høyere drifts-, og vedlikeholdskostnader.

Analysen viser hvordan spenningsfallet, generatorene og andre komponenter blir påvirket. Den tar ikke hensyn til strømvarmetap og termisk belastning. Resultatene viser at distribusjonsnett må oppgraderes uansett valg av ladeløsning.

TERMINOLOGI

DG-enhet:	Alle installasjoner som ligger på innmatingskundens side av tilknytningspunktet.
Dempetilsats:	Et tilleggsverktøy for spenningsregulatoren på generator.
Driftsspennning:	Den faktiske spenningen i nettet.
Nominell spenning:	Den spenningen en komponent er oppgitt med.
Spenningsfall:	Tap av spenning ut i fra den nominelle spenningen.
Fluks:	Fluks sier noe om størrelsen på en strøm som strømmer gjennom et mål, flate eller et objekt.
Produksjonsanlegg:	Kraftledninger som går fra et kraftverk og til et tilknytningspunkt.
Nettanlegg:	Kraftledninger som distribuerer elektrisk energi.
Kraftledninger:	Luftlinjer og kabler.
Line:	Blank luftlinje mellom stolper.
Kabel:	Isolert leder i jord eller luft.
Områdekonsesjon:	Område hvor én netteier er områdekonsesjonær. Områdekonsesjon gjelder kun for nettanlegg, og ikke for produksjonsanlegg.
Induktans:	Energi lagret i magnetfeltet til en spole.
Puls:	Et signal til en komponent.
Tyristor:	En styrbar diode.
Tilbakemating:	Tilbakeføring av energi ol.

SYMBOLER

Navn	Symbol	Benevning
Spenning	U	[V]
Strøm	I	[A]
Resistans	R	[Ω]
Reaktans	X	[Ω]
Impedans	Z	[Ω]
Aktiv effekt	P	[W]
Reaktiv effekt	Q	[VAr]
Tilsynelatende effekt	S	[VA]
Elektrisk effekt	P_e	[W]
Mekanisk effekt	P_m	[W]
Transient reaktans	X_d' og X_q'	[Ω]
Subtransient reaktans	X_d'' og X_q''	[Ω]
Transient kortslutningstidskonstant	T_d' og T_q'	[s]
Subtransient kortslutningstidskonstant	T_d'' og T_q''	[s]
Dreiemoment	M	[Nm]
Elektrisk moment	τ_e	[Nm]
Mekanisk moment	τ_m	[Nm]
Treghetsmoment	J	[kg * m ²]
Turtall	N	[rpm / $\frac{rad}{s}$]
Vinkelaksellerasjon	α	[$\frac{rad}{s^2}$]
Vinkelhastighet	ω	[$\frac{rad}{s}$]
Vinkelposisjon	θ	[rad] / [°]
Polhjulsinkel	δ	[rad] / [°]
Proporsjonalledd i PID-regulator	K_p	Konstant
Integralledd i PID-regulator	T_i	[s]
Derivatledd i PID-regulator	T_d	[s]

1 INNLEDNING

Vi har fått i oppgave av Mørenett AS å se på hvordan fergelading vil påvirke nettet rundt fergesambandet Eidsdal-Linge. Temaet rundt elektrifisering av ferger er viktig, da dette er noe som kommer til å bli mer av i fremtiden. Fergetransporten i Norge vil gå bort fra forbrenningsmotorer og over til et grønnere alternativ med elektrisk fremdrift.

Det er presentert to mulige ladealternativer. Det første alternativet er direkte lading av ferge, her blir fergeladeren koblet til en nettstasjon fra distribusjonsnettet. Det andre alternativet er lading via en batteribank, hvor store batterier blir installert på hver fergekai og fergen lades via disse. Batteriene blir ladet kontinuerlig uavhengig av om fergen ligger til kai eller ikke.

I rapporten undersøkes det hvordan lading av elektrisk ferge vil påvirke kraftverk, spenningsfall og belastning i nettet. Distribusjonsnettet i området forsynes fra kraftverk i Tafjord, regionalnettet og et småkraftverk i Eidsdal.

Mørenett ønsker en analyse som gir svar på hvordan distribusjonsnettet og kraftverkene blir påvirket av de to ulike lademetodene. Det er allerede registrert høyt spenningsfall ved enkelte linjer i området, og disse blir undersøkt grundigere.

1.1 Problemstilling

Hovedfokus i oppgaven blir å se på hvordan det eksisterende kraftnettet påvirkes ved lading av elektrisk ferge. Oppgavens problemstilling har blitt utarbeidet i samarbeid med Mørenett og veileder ved NTNU.

Hvordan vil innkobling av fergelading påvirke kraftnettet og ulike småkraftverk i området?

Med bakgrunn i problemstillingen har det blitt satt opp flere delspørsmål til oppgaven:

- *Hvor stor forskjell blir det mellom lademetodene?*
- *Vil spenningsfallet på linjen mot Geiranger bli for høyt, eventuelt hva kan gjøres for å forbedre dette?*
- *Vil generatorene tåle en eventuell kortslutning mens fergen lader?*

2 TEORETISK GRUNNLAG

2.1 Energibruk i Norge og fremtidig utvikling

Fra 1970-årene har energiforbruket steget med om lag 40 % frem til 2015. Denne voksende utviklingen kommer først og fremst av transport, petroleumssektoren og tjenesteytende næring. På grunn av en ekstrem økning, særlig i fremkomstmidler, er dette den kraftigste stigningen innenfor energiforbruket i Norge på fastlandet. Undersøkelse fra Statistisk sentralbyrå viser at fastlands-Norge hadde et totalt energiforbruk på 225TWh i 2014 (NVE, 2015).

I en studie fra NVE (2016) står det at forbrenningsmotorer i kjøretøy, maskiner og redskaper vil bli erstattet med elektriske batterier. Dette har allerede skjedd i de fleste boliger og industribygg der det er blitt vanlig å bruke elektrisk oppvarming istedenfor parafin og annen fyringsolje.

Undersøkelsen utført av Spilde og Skotland (2015) viser at hvis 50% av alle biler i et nabolag lader samtidig ville det føre til overbelastning i transformator og kraftlinjer. Når det blir flere elektriske biler, lastebiler, og i vårt tilfelle ferger, er det naturlig å stille spørsmål om hvorvidt kraftnettet i Norge er sterkt nok til å tåle en slik økning.

2.2 Ferger, trafikk og utslipp

Fergetrafikken i Norge stod i 2010 for om lag 1% av Norges totale CO₂-utslipp. I Norge er det cirka 180 ferger i drift. Målet med å elektrifisere norske ferger er å redusere de totale CO₂-utslippene med 40% i forhold til utslippene i 1990, innen 2030 (Zero, 2016).

Det vil være lønnsomt å erstatte 84 av dagens ferger til fullelektrisk drift og 43 til hybridferger. Dette tilsvarer 70% av den norske fergeflåten, og vil føre til en reduksjon av dieselforbruket med 100 000 tonn i året. Investeringen i fullelektriske ferger vil være om lag 3,5 milliarder NOK. Dette inkluderer også kostnadene for elektrisk infrastruktur. Det årlige energiforbruket til fergene vil være cirka 237GWh, som tilsvarer 0,002% av norsk energiproduksjon (Bellona og Siemens, 2015).

2.3 Teknisk data for fergesambandet Eidsdal-Linge

I 2018 driftes fergesambandet med to 36 personbilenehet (PBE)-ferger og én suppleringsferge i sommermånedene. Ved neste kontraktsperiode er det planlagt å erstatte disse fergene med én 80 PBE-ferge (DNV-GL, 2017).

Alle videre tabeller i dette delkapittelet viser teknisk data og beregninger utført etter én 80 PBE-ferge med like mange overganger som dagens hovedferger.

Overfartstid [min]	10-11
Liggetid [min]	4-5
Distanse [km]	2,7
Transithastighet [knop]	10-11
Antall overfarter per år *	20 148
Energibehov per overfart [kWh]	130
MGO-forbruk per år [tonn]	576
CO2-utslipp per år [tonn]	1 847
Forbruksandel av totalt 19 samband [%]	5
Forbruksandel av Indre Sunnmøre (4 samband) [%]	36
Enkeltturer per uke i juni-august	594
Enkeltturer per uke resten av året	396

Tabell 1: Sambandsdata Eidsdal- Linge.

*Ikke hensyn til helligdager

Fergestørrelse	Energibehov per overfart [kWh]	Energibehov per overfart [kWh] ved batteribank	Estimert effektbehov ved fullelektrisk drift [MW] Ved elektrisk fremdrift
36 PBE	74	0,15	0,9
80 PBE	130	0,39	1,6

Tabell 2: Oversikt over effektbehov for heelektrisk drift ved bruk av batteribank og direkteledning.

2.3.1 Dagens infrastruktur og investeringsbehov

Følgende kostnader tar ikke hensyn til oppgradering av fergestørrelsen. Dette medfører at videre beregninger er basert på nåværende ferge, 36 PBE.

Ved direkteledning vil dette kreve en nettoppgradering på Linge-siden, ny sjøkabel og nye nettstasjoner. Ved batterilading kreves det to nye nettstasjoner og en batteribank i form av kondensatorbatteri.

Sambandet er innenfor Mørenett sitt konsesjonsområde, dermed vil all forsyning komme fra deres kraftnett. Dette innebærer at opplysningene om kraftnettet er basert på innspill fra Mørenett. I tabell 3 ser man kostnadsfordelingen av begge former for lading. Kostnadene er jevnt fordelt på begge kaiene, Eidsdal og Linge.

	Ladeløsning, Eidsdal	Ladeløsning, Eidsdal	Ladeløsning, Linge	Ladeløsning, Linge
	Batteribank	Direkte 5 min	Batteribank	Direkte 5 min
Nettoppgraderinger* [MNOK]	1,5	21	1,5	21

Tabell 3: Kostnad for nettoppgraderinger.

*Gjelder for fergekapasitet 36 PBE med effektbehovene vist i tabell 2.

For fergesambandet Eidsdal-Linge er det estimert høye kostnader for nettoppgradering ved direkteledning. Som tabell 3 viser er den estimerte kostnaden ved direkteledning for en 36 PBE-ferge omtrent 42 MNOK, og denne kostnaden vil bli enda høyere ved oppgradering av fergestørrelsen. For batteribank på land vil effektuttaket ha en moderat økning, fra 0,3 MW (to 36 PBE-ferge) til 0,39 MW (èn 80 PBE-ferge). (DNV-GL, 2017)

2.4 Lover og forskrifter

2.4.1 Energiloven

Energiloven beskriver reglene for produksjon, omforming og fordeling av elektrisk energi på fastlands-Norge. Hensikten med loven er å sikre at distribusjon, produksjon og omforming av elektrisk energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, og at allmenne og private interesser blir tatt hensyn til, ifølge § 1-2 i Energiloven.

Konsesjon for utbygging av elektrisk anlegg for produksjon, omforming og fordeling av elektrisk energi gis på bakgrunn av Energiloven. Dette gjelder også for utvidelse av eksisterende nett, eller ombygging av bestående anlegg. § 3-1 i Energiloven

Leveringsplikt omfattes også av Energiloven § 3-3: «den som gis områdekonsesjon etter § 3-2 skal levere elektrisk energi til abonnentene innenfor det geografiske området konsesjonen gjelder for». Leveringsplikten kan dispenseres under særskilte grunner av NVE.

2.4.2 Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL)

Hensikten med leveringskvalitetsforskriften er å opprettholde god leveringskvalitet i kraftsystemet på en samfunnsmessig og rasjonell måte. Den skal også være med på å redegjøre utvidelser og ombygginger i kraftnettet. Alle som er tilknyttet kraftnettet plikter å forholde seg til denne forskriften ifølge § 1-1.

Dersom områder er uten fysisk tilkobling til overføringsnettet skal systemansvarlig sørge for at spenningens frekvens holdes innenfor grensen på $50 \text{ Hz} \pm 2 \%$, ifølge § 3-2. Lange variasjoner i spenningens effektivverdi, basert på et gjennomsnittsmål på ett minutt ved et tilknytningspunkt i lavspenningsnettet, skal holdes innenfor $\pm 10\%$ av den nominelle spenningen, i henhold til § 3-3. Denne spenningsgrensen er det nettselskapene som skal sørge for å opprettholde.

Hvis det oppstår kortvarige over- og underspenninger kan NVE pålegge de som inngår i denne forskriften, å gjøre tiltak for å redusere konsekvensene. Tabell 4 er hentet fra § 3-4. Den viser grenseverdiene for spenningsendringer ved kortvarige underspenninger, overspenninger og spenningsprang. Det er nettselskapet sitt ansvar at verdiene ikke blir oversteget i tilknytningspunktet med det respektive nominelle spenningsnivået, U_N , for det gitte tidsintervallet. Dette følger også av § 3-4.

Kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsprang	Maksimalt antall tillatt pr. flytende 24-timersperiode	
	$0,23 \text{ kV} \leq U_N \leq 35 \text{ kV}$	$35 \text{ kV} < U_N$
$\Delta U_{\text{stasjonær}} \geq 3 \%$	24	12
$\Delta U_{\text{maks}} \geq 5 \%$	24	12

Tabell 4: Grenseverdiene for spenningsendringer.

2.4.3 Krav til DG-enhet med synkrogenerator

2.4.3.1 Krav til effektfaktor

For en synkrogenerator med maksimal aktiv effektproduksjon skal den være dimensjonert for en stabil og forsvarlig drift med effektfaktor $\cos \phi$ i område 0,95-1,0 når generatoren trekker reaktiv effekt. Når generatoren produserer reaktiv effekt skal den være dimensjonert for en effektfaktor $\cos \phi$ i området 0,9-1,0. Dette tilsvarer en $\tan \phi$ mellom -0,33 og 0,48 (REN AS [3]).

DG-enhetens generator skal dimensjoneres for større effektfaktorband dersom nettanalyser viser til behov for dette. Generatoren tillates ikke å trekke mer reaktiv effekt enn $\tan \phi < -0,5$ av hensyn til stabilitet og reaktiv reserve i overliggende nett.

For synkrongeneratorer som har en installert ytelse mindre enn 1,0 MVA kan disse utstyres med valgfritt magnetiseringssystem så lenge dette gir en hensiktsmessig regulering av spenning og/eller reaktiv effekt. Årsaken til magnetiseringssystemet er å forhindre effektpendlinger i nettet, som kommer av oscillerende respons på sprang i klemmespenningen til generatoren i normal drift. Magnetiseringssystemet skal ha regulering som sørger for en automatisk, pålitelig og stabil styring av magnetisering/klemmespenning. Disse regulatorene og styringsfunksjonene godkjennes av nettselskapet.

Aktiv spenningsregulering (AVR) skal være utstyrt på DG-enheter med synkrongenerator større enn, eller lik 1,0 MVA. AVR skal alltid være primærregulering. Når avtalt med systemansvarlig kan også sekundærregulering brukes. (REN AS [3])

2.4.3.2 *Krav til egenskaper for aktiv spenningsregulering (AVR)*

Ved bruk av aktiv spenningsregulering skal denne ha følgende egenskaper (REN AS [3]):

- Settpunkt/referansespenning til spenningsregulatoren skal kunne stilles innenfor tillatt spenningsbånd i tilknytningspunktet i normal drift.
- Regulatoren skal være av typen PID med funksjoner og innstillinger for spenningsstatikk, strømbegrensing, polhjulsslippvern og lignende.
- Maksimum aktiv effektproduksjon større enn 5 MW for synkrongenerator med aktiv spenningsregulering skal spenningsregulatoren ha mulighet for installasjon av dempetilsats.
- Med de aktuelle nettforholdene skal spenningsregulator med dynamiske innstillinger og innstilling av referansespenning tilpasses. Dette for å unngå at spenningsregulatorene i nettet ikke skal uheldig samvirke med spenningsregulator for overliggende transformatorstasjon, samt gi en tapsøkonomisk optimal drift med hensyn på DG-enhet og den reaktive effektflyten.

2.4.3.3 *Krav til egenskaper for reaktiv effektregulering (APFC)*

Reguleringen skal ha følgende egenskaper når aktiv regulering av reaktiv effekt benyttes:

- Automatisk regulering av $\tan \phi$ skal ha en tilfredsstillende oppløsning og ikke større enn 0,1.
- Hvis og bare hvis nettselskapet mener spenningen ligger innenfor akseptable grenser kan $\tan \phi$ tillates lik 0.

Dersom spenningen overstiger maksimum tillatt spenning i tilknytningspunktet skal $\tan \phi$ kunne reguleres automatisk helt ned -0,33, samt skal $\tan \phi$ kunne opptil 0,48 hvis spenningen i tilknytningspunktet er under maksimum tillatt spenning. (REN AS [3])

2.4.4 Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS)

FIKS er en veileder for anlegg i kraftsystemer som er nyetablerte, og for anlegg som skal rehabiliteres. Funksjonskravene gjelder for produksjons- og distribusjonsanlegg i sentral- og regionalnettet. De tekniske forholdene i nettet må kunne reguleres for å kunne opprettholde leveringspålidelighet og leveringskvalitet. For å opprettholde kvaliteten er systemansvarlig avhengig av en oversikt over funksjonaliteten i Norges kraftsystem. I Norge er det Statnett som er systemansvarlig, og det innebærer blant annet å opprettholde en balanse i kraftsystemet og sørge for at frekvensreguleringen ivaretas. Statnett skal også passe på at konsesjonærer og sluttbrukere oppnår en effektiv utnyttelse av kraftsystemet, samt en leveringskvalitet som er tilfredsstillende.

Frekvensen er et globalt parameter som styres av systemansvarlig. Den blir påvirket av aktiv effektregulering. Siden reaktiv effekt ikke er transformerbar på samme måte som aktiv effekt, medfører det at produksjon av reaktiv effekt kun påvirker spenningsforholdene innenfor det spesifikke nettet. (Statnett SF)

2.4.4.1 *Reaktiv effekt/spenning: Magnetiseringsutrustning/spenningsregulator for vannkraft*

Funksjoner (Statnett SF):

- Generatorer $\geq 0,5$ MVA skal ha spenningsregulator/utstyr for kontinuerlig spenningsregulering.
- Settpunkt for spenning skal kunne innstilles både lokalt og fra driftssentral.
- Spenningsregulatoren skal virke fritt og uten unødig begrensninger innenfor ytelsesgrensene for generator. Dersom ikke spesielle forhold krever det, forutsettes reaktiv effektutveksling mellom generatorens maks.- og min. grenser.
- MVAR- eller $\cos\phi$ -regulering skal ikke benyttes uten at dette er avtalt og godkjent av systemansvarlig. Ved bruk av MVAR- eller $\cos\phi$ -regulering skal denne kun etterregulere settpunkt langsomt. Små kraftverk i lokale nett kan ha MVAR- eller $\cos\phi$ -regulering.

Innstilling (Statnett SF):

- Spenningsregulatoren skal være av PID-type og ha mulighet for innstilling av statikk for aktiv og reaktiv effekt.
- Minimumskrav er utregulering av en 5% sprangrespons i løpet av en definert tid inntil spenningen har nådd 90% av endelig (stasjonær) verdi.

2.5 Kraftnettets oppbygging

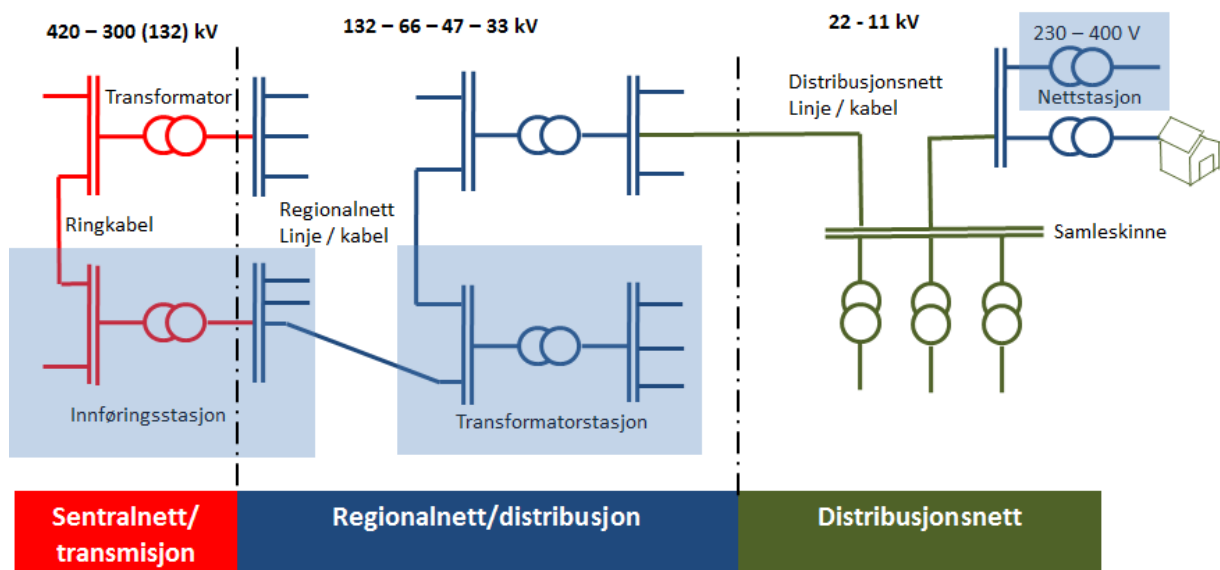
Kraftnettets i Norge er delt inn i tre nivå: Sentral-, regional- og distribusjonsnett.

2.5.1 Nettnivåer

Sentralnett er nettet med høyest nominell spenning i Norge, og brukes for å overføre elektrisk energi over store distanser. Nettets driftes som regel på 420kV eller 320kV og enkelte steder 132kV, og har forbindelser til utlandet. Statnett er dominerende eier og operatør av sentralnettet. Noen nettselskaper har også eierskap i sentralnettet.

Regionalnett er mellomleddet til sentralnettet og distribusjonsnettet. Fra sentralnettet transformeres spenningen ned til en lavere spenning, ofte 132kV og 66kV. Nettets eies og driftes av lokale nettselskaper. Ikke alle regionalnettanleggene kjøres som mellomledd for sentralnettet og distribusjonsnettet, men er en direkte overføring til sluttbruker. Enkelte nettselskaper har også innmating av produksjon på regionalnettet (Olje- og energidepartementet, 2014).

Distribusjonsnett er det lokale nettet som brukes til overføringer fra regionalnett til sluttforbruker. Omfatter både høyspentoverføringer på henholdsvis 22kV og 11kV, samt lavspenntoverføringer på 400V og 230V. Distribusjonsnett eies og driftes av det lokale nettselskapet på samme måte som regionalnett.

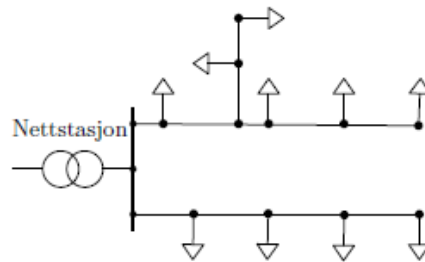


Figur 1: Skisse av kraftnettets oppbygging.

Oppbygging av regionalnettet og distribusjonsnettet kan variere avhengig av hvilket område man undersøker. Typen nett kan variere avhengig av alder, nye tilknytninger av forbrukere og produsenter og geografi. De tre hovedtypene er strålenett, ringnett og maskenett. (EnergiNorge)

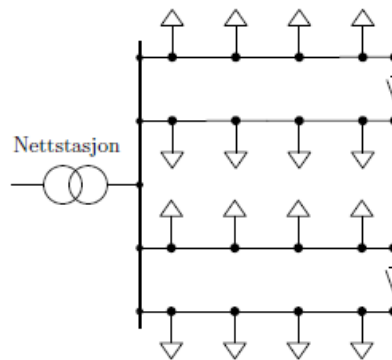
2.5.2 Nettyper

Strålenett brukes der det er lav lasttetthet. Nettet forsynes fra en nettstasjon, der flere forbrukere kan koble seg på. Fordelen med dette er at det er rimelig å bygge, men denne typen nett har lav redundans.



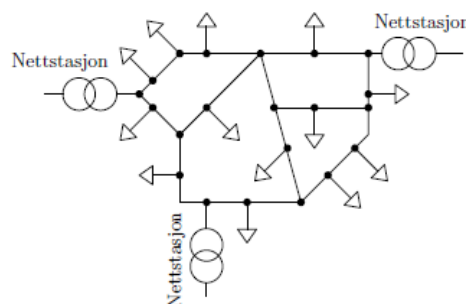
Figur 2: Skisse av strålenett.

I ringnett har nettstasjonen en mulighet til å forsyne forbrukere i ring. Det er en bryter som åpner og lukker ringen avhengig av hva man ønsker å oppnå. Ved vanlig driftssituasjon blir forbrukere forsynt på samme måte som i et strålenett, men oppstår det en feilsituasjon kan man lukke bryteren og forsyne fra motsatt side av ringen. Dette gir høy redundans og et billig vernsystem.



Figur 3: Skisse av ringnett.

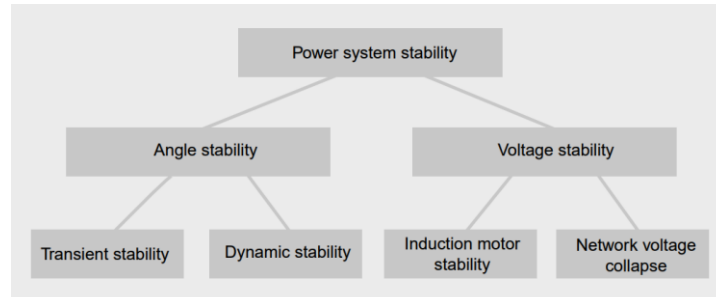
Maskenett er mer komplisert, og ofte en mer uoversiktlig versjon av ringnett. Nettet har flere nettstasjoner som forsyner forbrukere fra hver side av nettet. Dette gir høy redundans og spenningsstapet utover i nettet er svært lav. Ved en feilsituasjon greier ikke en nettstasjon og forsyne hele nettet selv. (Garbe & Tomta, 2017)



Figur 4: Skisse av maskenett.

2.5.3 Stabilitetsteori

Kraftsystemstabilitet defineres som det elektriske systemets evne til å finne tilbake til stasjonær tilstand etter feil og forstyrrelser i systemet. Slike forstyrrelser oppstår ved inn- og utkobling av last, kortslutninger og endring i produksjon. Kraftsystemstabilitet kan deles inn i følgende kategorier:



Figur 5: Ulike stabilitetsanalyser (Yamayee & Bala, 1994).

Induksjonsmotorer inngår ikke i kraftnettet, og vil derfor ikke studeres nærmere i rapporten.

Transient stabilitet er systemets evne til å returnere til stasjonær tilstand etter forandringer i systemet. Disse kan oppstå for eksempel ved forandring av last eller utkobling av generator. Dynamisk stabilitet er generatorens evne til å holde seg i synkrontilstand ved endringer i last og inn- og utkoblinger av linjer.

Endringer i nettet fører til en forandring av det elektriske momentet τ_e . Forandring av dette momentet fører til endringer av det mekaniske momentet τ_m . Det mekaniske momentet er momentet til rotor, og en endring av dette vil føre til en positiv eller negativ akselerasjon av rotor. Akselerasjonen fører til endring av polhjulsvinkelen.

For å studere stabiliteten til en synkrogenerator brukes svingelikningen som beskriver synkrogeneratoren (Vestvind Kraft AS og Siemens PTI). Den utledes ved hjelp Newtons 2. lov.

$$\tau_a = J * \alpha = \tau_m - \tau_e \xrightarrow{\text{med hensyn på vinkelposisjon}} J * \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \tau_a = \tau_m - \tau_e \quad (2.5.1)$$

Både tid, posisjon og relativ hastighet er viktig. Likning (2.5.2) beskriver dette:

$$\theta_{sm} = \omega_{sm}t + \delta_m \quad (2.5.2)$$

ω_{sm} definerer svinghastigheten i kraftnettet og fungerer som et referansepunkt for hver enkelt synkronmaskin som er tilkoblet.

Deriveres likning (2.5.2), gir det:

$$\frac{d\theta_{sm}}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \text{ og } \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2.5.3)$$

Utrykket som kommer frem ved å kombinere likning (2.5.1) og (2.5.3) beskriver posisjon til rotoren og moment som påvirker rotoren.

$$J * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \tau_a = \tau_m - \tau_e \quad (2.5.4)$$

For å oppnå svinglikningen multipliseres vinkelhastigheten inn i alle ledd i likning (2.5.4). Dette gir svingelikningen (2.5.5):

$$M * \frac{d^2\delta_1}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.5.5)$$

Dette er den generelle svingelikningen for en synkronmaskin, som ligger til grunn for beregninger av polhjulsvinkel i PSS Sincal.

Når to synkronmaskiner er tilkoblet det samme systemet gir dette flere svingelikninger i samme system (Yamaye & Bala, 1994):

$$M_1 * \frac{d^2\delta_1}{dt^2} = P_{a1} = P_{m1} - P_{e1} \text{ og } M_2 * \frac{d^2\delta_2}{dt^2} = P_{a2} = P_{m2} - P_{e2} \quad (2.5.6)$$

P_{e1} og P_{e2} er den elektriske effekten som generatorene produserer. Disse kan uttrykkes som:

$$P_{e1} = U_1 * U_2 * Y_{12} * \cos(\delta_1 - \delta_2 - \theta_{12}) + U_1^2 * Y_{11} * \cos \theta_{11} \quad (2.5.7)$$

$$P_{e2} = U_2 * U_1 * Y_{21} * \cos(\delta_2 - \delta_1 - \theta_{21}) + U_2^2 * Y_{22} * \cos \theta_{21} \quad (2.5.8)$$

I et system med flere enn to synkronmaskiner beskrives disse ved hjelp av både vinkelposisjon og vinkelhastighet, slik som vist i likningene under:

$$M_1 = \frac{d^2\delta_1}{dt^2} = P_{m1} - P_{e1}(\delta_1, \delta_2 \dots \delta_n, \omega_1, \omega_2 \dots \omega_n) \quad (2.5.9)$$

$$M_2 = \frac{d^2\delta_2}{dt^2} = P_{m2} - P_{e2}(\delta_1, \delta_2 \dots \delta_n, \omega_1, \omega_2 \dots \omega_n) \quad (2.5.10)$$

$$M_n = \frac{d^2\delta_n}{dt^2} = P_{mn} - P_{en}(\delta_1, \delta_2 \dots \delta_n, \omega_1, \omega_2 \dots \omega_n) \quad (2.5.11)$$

Ved hjelp av disse likningene beregner PSS Sincal polhjulsvinkelen. (Weedy, et al., 2012)

2.5.3.1 Egenskaper ved generator som påvirker stabilitet

Det er flere faktorer ved synkrongeneratorer som påvirker dens evne til å holde seg stabil ved variasjoner i nettet. I dette underkapittelet redegjøres det for noen av egenskapene.

Treghetsmomentet til generatoren forteller hvor mye energi som kreves for å endre momentet til rotoren. Treghetsmomentet er et mål på rotasjonstreggheten til et stivt legeme, og oppgis i $\frac{J}{kgm^2}$. For å rotere en tung rotor er det nødvendig med mer energi enn det som trengs for å rotere en lettere rotor. En rotor med høyt treghetsmoment takler derfor forandringer i det elektriske momentet bedre enn en rotor med lavere treghetsmoment.

En lav transient reaktans er positivt for den transiente stabiliteten. Den transiente reaktansen kan være så lav som 15% av den synkrone reaktansen. Når det legges inn store laster, eller det skjer en kortslutning i nettet, kan det skape problemer for spenningsreguleringen av generatoren, men om den transiente reaktansen er lav blir dette lettere å regulere. (Wildi, 2014)

Tabellen under er hentet fra Haukaas (2017), og lister opp forskjellige egenskaper ved synkrongenerator som påvirker stabiliteten.

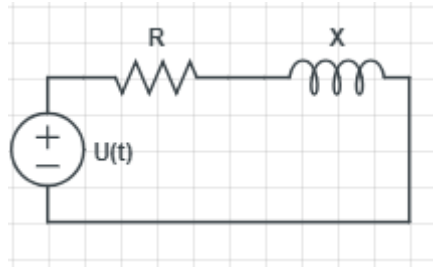
	Parameter	Påvirkning på generatorens transiente stabilitet	Påvirkningskraft
Generator	Treghetsmoment J	Stor svingmasse er positivt	Stor
	Synkronreaktans X_d	Lav synkronreaktans er positivt – gir lav polhjulsinkel før feil	Medium
	Synkronreaktans X_q	Lav synkron reaktans er positivt	Liten
	Transient reaktans X'_d	Lav transient reaktans er positivt – gir høy transient effekt	Stor
	Subtransient reaktans X''_d og X''_q	Lave subtransiente reaktanser er positivt og $X''_d = X''_q$ (godt dempet generator)	Liten
	Aktiv effektproduksjon før feil – P	Lav produksjon av aktiv effekt er positivt	Stor
	Aktiv effektproduksjon før feil – Q	Høy produksjon er positivt. Høyt forbruk er svært negativt.	Stor
	Spenning før feil	Høy spenning er positivt	Medium
	Spenning under feil	Høy spenning er positivt	Stor
	Spenning etter feil	Høy spenning er positivt	Medium
AVR	Spenningsregulator (AVR)	Aktiv spenningsregulator er positivt sett i forhold til ingen spenningsregulator	Stor
	Tidskonstant for magnetisering. T_e	Lav tidskonstant er positivt	Liten (større ved økt feilvarighet)
	Takspenning – VRMAX/VEMAX	Høy takspenning er positivt	Liten (så lenge den er over en viss grense)

	VAR/PF-kontroller	Aktiv VAR/PF-kontroller er negativt	Liten/Medium
	Endring i spenningens fasevinkel under feil	-	(Medium)
Nettverk og feil	Avstand til feil	Stor avstand er positivt – gir høyere spenning under feil	Stor
	Avstand til nettstasjon	Liten avstand er positivt – gir mindre x_s	Liten
	Feilklareringstid	Liten feilklareringstid er positivt – gir mindre tid til akselerering av rotor	Stor
	Feiltype	Tofase feil vesentlig bedre enn trefase – gir høyere spenning under feil	Stor
	X/R-forhold for feil	Lavt X/R-forhold er positivt – høy resistans betyr at generatoren kan levere mer aktiv effekt under feil	(Medium)
	Last i systemet	Lav last er positivt (men er veldig avhengig av lasttype)	(Liten)
	Systemimpedans etter feil	Lav impedans er positivt – Høy impedans kan for eksempel være utfall av linje	Medium

Tabell 5: Egenskaper ved synkrongenerator som påvirker stabiliteten

2.5.4 Aktiv og reaktiv effekt

For å forklare effekt brukes et enlinjeskjema med spenningskilde, og en last bestående av en reell del og en induktiv del.



Figur 6: Enlinjeskjema av en elektrisk krets

Strømmen gjennom kretsen kan uttrykkes som:

$$I(t) = \sqrt{2} * I * \cos\omega t \quad (2.5.12)$$

Spenningen U(t) tilsvarer spenningen over både resistansen og induktansen. Dette gir likningen:

$$U(t) = \sqrt{2} * U * R * \cos\omega t + \sqrt{2} * U_x * \cos(\omega t + 90^\circ) \quad (2.5.13)$$

Spenningen over resistansen og induktansen uttrykkes som:

$$U_R = R * I \quad , \quad U_X = X * I \quad (2.5.14)$$

Ved å kombinere ligning (2.5.13) og (2.5.14) får man uttrykket:

$$U(t) = \sqrt{2} * U * \cos(\omega t + \theta) \quad (2.5.15)$$

Ohms lov gir at «U» kan skrives som:

$$U = \sqrt{U_R^2 * U_X^2} = I\sqrt{R^2 + X^2} = IZ \quad (2.5.16)$$

θ i likning (2.5.15) tilsvarer vinkelen mellom spenning og strøm. Den momentane effekten P(t) som er tilført lasten fra spenningskilden er uttrykt ved:

$$P(t) = U(t) * I(t) = \sqrt{2} * U * \cos(\omega t + \theta) * \sqrt{2} * I \cos \omega t = 2UI * \cos(\omega t + \theta) \cos\omega t \quad (2.5.17)$$

Likning (2.5.17) kan skrives om ved hjelp av trigonometrisk identitet:

$$\cos A * \cos B = \frac{1}{2} * \cos(A - B) + \frac{1}{2} * \cos(A + B) \quad (2.5.18)$$

Dette gir likning:

$$P(t) = U * I * \cos \theta + U * I * \cos(2\omega t + \theta) \quad (2.5.19)$$

Første leddet på høyresiden av likhetstegnet tilsvarer en konstant verdi og siste leddet har en gjennomsnittlig verdi på 0. Den aktive effekten kan derfor uttrykkes:

$$P = U * I * \cos\theta \quad (2.5.20)$$

Cosinus til θ kalles for effektfaktor.

Produktet av effektivverdiene til strøm og spenning kalles tilsynelatende effekt.

$$S = U * I \quad (2.5.21)$$

For en induktiv krets ligger strømmen etter spenningen, og i en kapasitiv krets ligger spenningen etter strømmen.

Likning (2.5.19) kan skrives om til likningen under:

$$P(t) = U * I * (\cos\phi * (1 + \cos(2\omega t)) + U * I * \sin(\theta * \cos(2\omega t + 90^\circ)) \quad (2.5.22)$$

Første leddet etter likhetstegnet er en sinuskurve med amplitude som varierer med aktiv effekt. Det andre leddet den momentane reaktive effekten med gjennomsnittlig verdi lik null. Toppverdien av likning (2.5.22) er reaktiv effekt, og likningen kan forenkles til likning (2.5.23). (Yamayee & Bala)

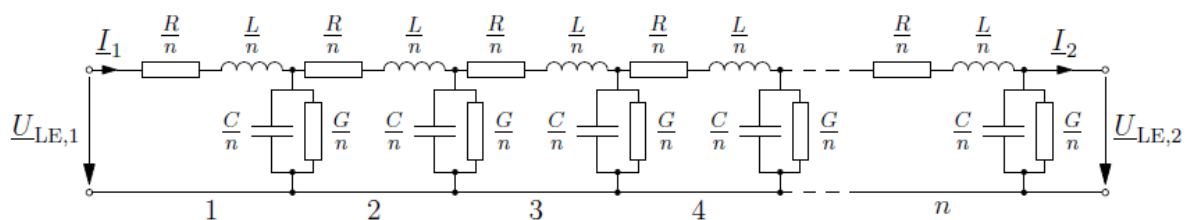
$$Q = U * I * \sin\theta \quad (2.5.23)$$

2.5.5 Linjemodell

I analysen som er utført er det registrert spenningsfall på linjer. Dette underkapittelet forklarer hvorfor spenningsfall oppstår, og hvordan PSS Sincal beregner dette.

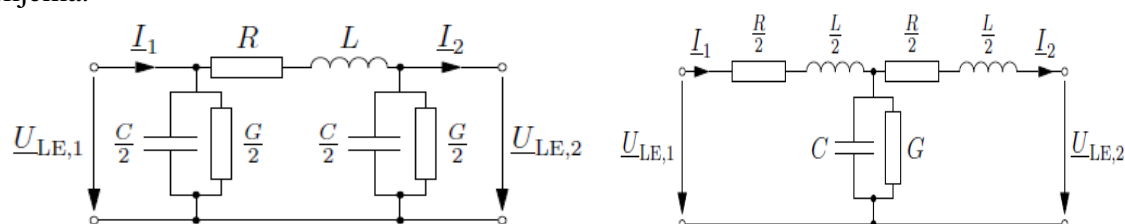
Spenningsfall er begrepet som blir brukt om spenningsstap i kabler, linjer og andre elektriske komponenter som følge av den naturlige motstanden i materialet. Spenningsfall defineres som differansen mellom inn- og utspenning. Hver leder har en motstand som er basert på naturlige egenskaper, frekvens og temperatur. Temperaturen i lederne er avgjørende for strømvarmetap. Høye strømvarmetap oppstår ved linjer med overføringsstrøm nært merkestrømmen. Dette er ikke sett på i analysen, og blir ikke forklart.

De naturlige egenskapene er lik for hele lengden på ledere når man ignorerer variasjoner fra master og kabelinnføringer. Modellen er hentet fra undervisning i elektriske kraftsystemer (Garbe [1], 2017), og gir en nøyaktig representasjon av en vilkårlig linje.



Figur 7: Linjemodell for linjer.

Figur 7 inneholder i teorien uendelig mange ledd. For å gjøre beregningene enklere benytter man enten et π -ekvivalent eller et T-ekvivalent skjema. Disse er nøyaktige på linjer opp til 150km. For linjer under 50km er verdiene lave, og man trenger ikke å bruke et ekvivalent-skjema.



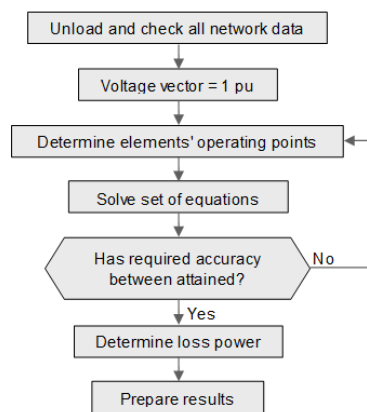
Figur 8: π -ekvivalent og T-ekvivalent.

For beregninger av spenningsfall i PSS Sincal må det utføres en lastflytanalyse. Lastflytanalysen viser spenningsfall i hele modellen og forandring i fasevinkel til spenningen. Beregningsmetoden som ligger til grunn i PSS Sincal er Newton-Raphson.

2.6 Matematiske utregninger

2.6.1 Newton-Raphson metode

Lastflytberegningen i PSS Sincal baserer seg på Newton-Raphsons metode. Newton-Raphson tilnærmingen krever få iterasjoner for å oppnå nøyaktige resultater. Metoden gir ukjente variabler en startverdi, og ved hjelp av iterasjoner regner den seg frem til de faktiske verdiene. *Figur 9* illustrer fremgangsmetoden.



Figur 9: Newton-Raphson fremgangsmåte.

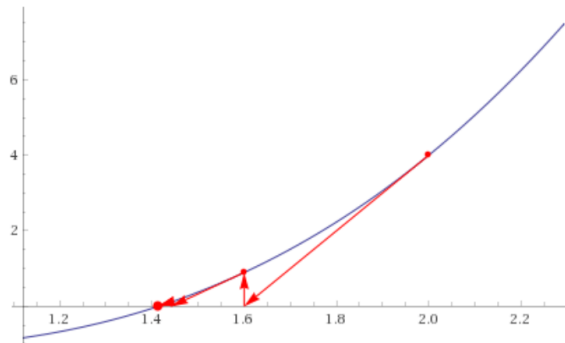
For å beregne trinn 3-5 brukes en forenklet Taylorrekke som kun tar hensyn til første orden. Den forenklete Taylorrekken uttrykkes som vist i likning (2.6.1).

$$y = f(x_n) + f'(x_n)(x_{n+1} - x_n) \quad (2.6.1)$$

Ved å løse likningen (2.6.1) med hensyn på nullpunkt får man likning (2.6.2).

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (2.6.2)$$

Figur 10 fremstiller likningen (2.6.2) grafisk. Figuren viser hvordan Newton-Raphson metoden tilnærmer seg et reelt nullpunkt ved hjelp av flere iterasjoner. (University of British Columbia)



Figur 10: Newton-Raphson metode fremstilt grafisk ved hjelp av forenklet Taylorrekke (Wolfram Research, inc).

PSS Sincal beregner aktiv og reaktiv effekt, og bestemmer spenningen og fasevinkelen ved hjelp av likningene (2.6.3) og (2.6.4).

$$P_{itarget} - P_{iact} = \sum_{k=1}^N \left[\frac{dP_i}{d\phi_k} * \Delta\phi_k + \frac{dQ_i}{dU_k} * \Delta U_k \right] \quad (2.6.3)$$

og

$$Q_{itarget} - Q_{iact} = \sum_{k=1}^N \left[\frac{dQ_i}{d\phi_k} * \Delta\phi_k + \frac{dQ_i}{dU_k} * \Delta U_k \right] \quad (2.6.4)$$

Likningene gir matrisen:

$$\begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta\phi \\ \Delta U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta p \\ \Delta q \end{bmatrix} \quad (2.6.5)$$

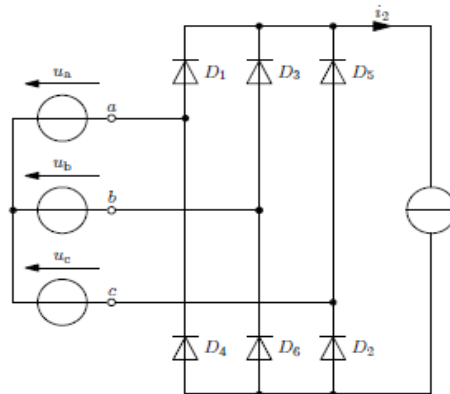
Der: $H = dp/d\phi$, $N = dp/du$, $J = dq/d\phi$, $L = dq/du$

Dette gir kompliserte utregninger som PSS Sincal utfører for å regne ut lastflyten og spenningsfall. (Siemens)

2.7 Elektriske komponenter

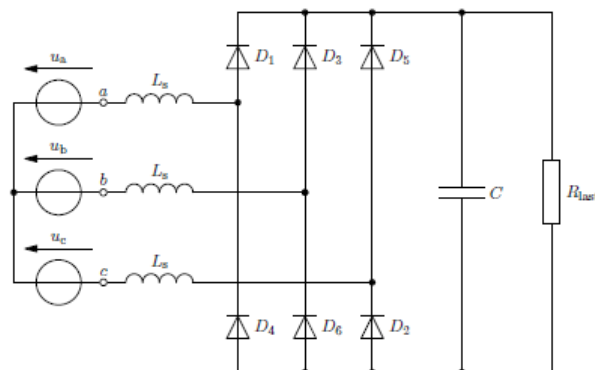
2.7.1 Likeretter

Det finnes to typer likerettere som vanligvis brukes, current source converter (CSC) og voltage source converter (VSC). CSC-likeretter holder utgående strøm konstant ved hjelp av høy induktans på DC-siden. Denne typen brukes vanligvis når det skal overføres energi over lange distanser. Likeretteren er egnet for spenningsnivåer opp til 800kV og kan tåle effekter på opp til 6500MW. Likeretteren er utstyrt med tyristorer som blir styrt av en puls som gjør at de kan lede strøm, når denne strømmen er lik null slutter de å lede. Med en slik brytefunksjon er det lite tap i bryteprosessen.



Figur 11: Trefase brokoblet CSC-likeretter med konstant utgangsstrøm (Garbe, 2016).

VSC-likeretter holder konstant spenning på utgangssiden ved hjelp av høy kapasitans på DC-siden. Strømmen vil alltid flyte i samme retning, mens effekten kan reverseres ved å skifte polariteten til spenningen i DC kretsen. Denne er utstyrt med insulated gate bipolar transistor (IGBT), og brukes på effekter opp til 1000MW. Fordelen med denne typen er at den kan kjøre på flere kombinasjoner mellom aktiv og reaktiv effekt, noe som gjør at den kan brukes som kompensasjon for reaktiv effekt i svake nettsystemer. (Weedy, et al., 2012)



Figur 12: Trefase brokoblet VSC-likeretter med konstant utspenning (Garbe, 2016).

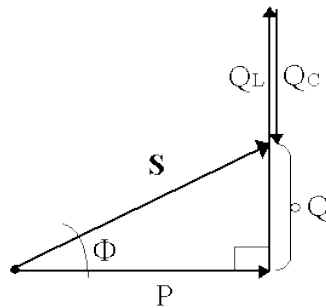
Ved lading av batterier ombord i fergen må det brukes likeretter med konstant utgangsspenning. Likeretteren skal kunne kompensere med reaktiv effekt inn på nettet. Dette for å minske spenningsfallet i området.

2.7.2 Kondensatorbatteri

Det finnes forskjellige måter å kompensere for reaktivt spenningsfall i kraftnettet. En av de måtene er ved bruk av kondensatorbatteri. En særskilt plass i Mørenett sitt høyspenningsnett er det lave spenninger og kan derfor åpne muligheten for bruk av kondensatorbatteri.

Et kondensatorbatteri består av et visst antall kondensatorer. En kondensator er en elektrisk komponent med den egenskapen at den kan lades opp og gi fra seg oppladet spenning på svært kort tid. Når man kobler disse i serie vil man oppnå en høy spenning som kan mates inn på nettet og derved øke nettspenningen ved behov. (Garbe [1], 2017)

Når større laster blir koblet til nettet vil dette påvirke fasevinkelen mellom strøm og spenning, og ved tilfeller kan denne fasevinkelen bli for stor. Det er ønskelig å få en $\cos \phi$ nærmest mulig eller lik 1.



Figur 13: Viserdiagram av hvordan kondensatorbatteri eliminerer den reaktive effekten.

I figur 13 kan en se at Q_C eliminerer Q_L , som er den reaktive effekten som oppstår av den induktive lasten i nettet. Q_C er da den tilførte reaktive effekten fra kondensatorbatteriet. (Datele)

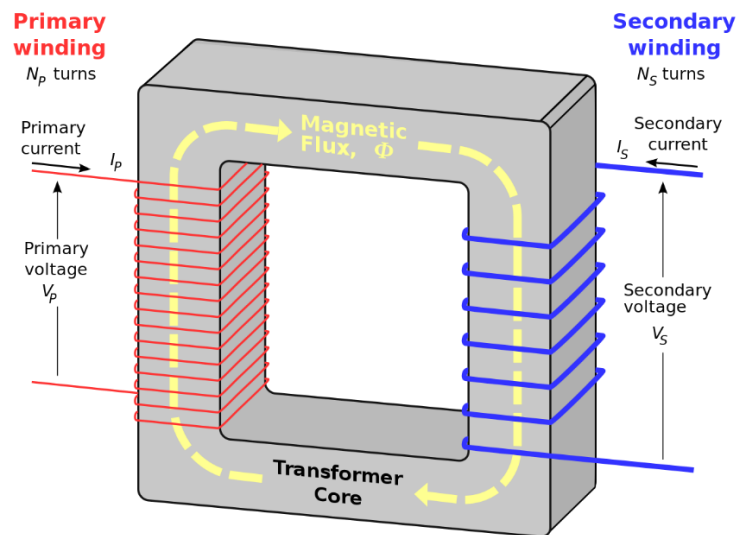
2.7.3 Transformator

Transformatorer brukes til å transformere opp og ned vekselspenning ved hjelp av induksjon. Transformatorens generelle oppbygning består av to eller flere viklinger bundet rundt en kjerne bestående av tynne lag av blikkplater med høy permeabilitet. Disse tynne platene bidrar til å redusere tap. Man deler transformatoren i to kategorier, enfase- og trefasetransformator.

Transformatoren er en faktor som var avgjørende for at kraftnettet i dag driftes med vekselspenning. Bruk av transformator gir mulighet for overføring og distribusjon av elektrisk energi på en økonomisk gunstig måte, da man enkelt kan regulere spenningen etter behov. (Yamayee & Bala, 1994)

2.7.3.1 Enfasetransformator

For en enfasetransformator er viklingene separert på hver sin side av kjernen med ulikt antall vindinger. De ulike sidene kalles primær- og sekundærsiden, vist i *figur 14*. Når en vikling er koblet til en vekselspenningskilde på primærsiden vil det oppstå en fluks i kjernen. Fluksen er begrenset innenfor kjernen, og åpner en forbindelse mellom de to forskjellige viklingene. En spenning vil da bli induisert på sekundærsiden. (Yamayee & Bala, 1994)



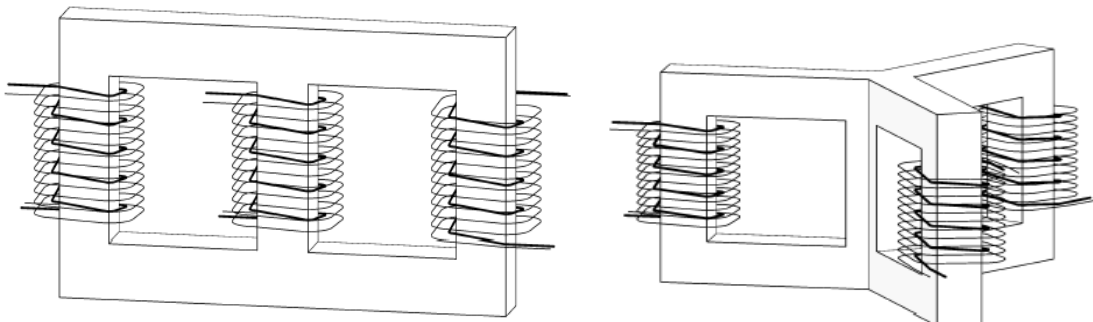
Figur 14: Generell oppbygging av en enfasetransformator (Electrical4u, 2011)

2.7.3.2 Trefasetransformator

Trefasetransformator er hyppig brukt i kraftsystemer for å omforme et balansert sett med fasespenninger til et annet spenningsnivå. Disse transformatorene blir ofte brukt mellom generatorer og overføringsystem. De fleste kommersielle og industrirelaterte belastninger krever trefase transformatorer til å transformere spenningen til det ønsket nivå.

Trefasetransformatorer kan konstrueres på to forskjellige måter. Den ene metoden er å sette sammen tre enfasetransformatorer til det som kalles transformatorbank. Den andre metoden er å bruke en felles kjerne med tre par primær- og sekundærviklinger.

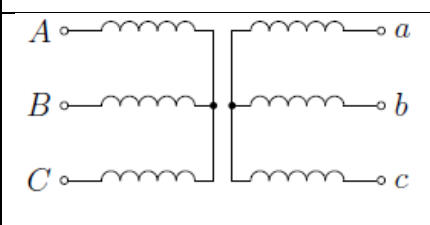
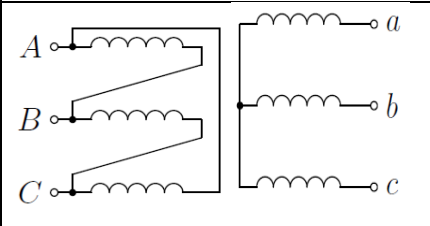
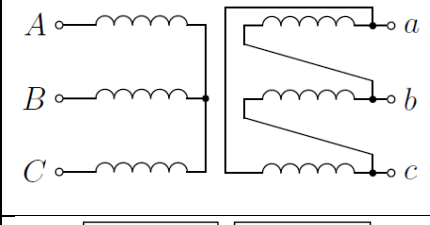
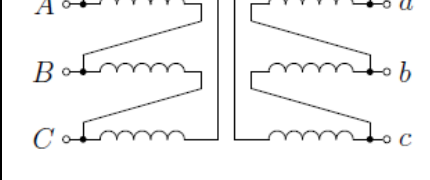
Ved bruk av transformator med felles kjerne kreves det mindre materialer og plass enn ved en transformatorbank. Men i tilfeller hvor det er viktig å ha reservedeler er det mer gunstig med transformatorbank. (Wildi, 2014).



Figur 15: Trefasetransformator med felles kjerne og transformatorbank. (Garbe, 2016)

For trefasetransformatorer kan primær- og sekundærviklingene kobles på forskjellige måter som medfører ulik oppførsel av transformatoren. De ulike koblingene påvirker blant annet faseforskyvning, svingninger og spenningsnivå.

Koblingene på primær- og sekundærsiden kan kobles på tre ulike måter, stjerne (Y), delta (D) og zigzag (Z). Z-kobling er kun brukt i spesialtilfeller. Y- og D-kobling er relevant for oppgaven. *Tabell 6* viser de vanligste kombinasjonene.

Kobling	Primærside	Sekundærside	Fysisk kobling
(Y)-(y)	Stjernekoblet	Stjernekoblet	
(D)-(y)	Deltakoblet	Stjernekoblet	
(Y)-(d)	Stjernekoblet	Deltakoblet	
(D)-(d)	Deltakoblet	Deltakoblet	

Tabell 6: Ulike koblinger av transformator.

A, B, C representerer innkommende faser og a, b, c representerer utgående faser.

I en delta-deltakobling er det ingen faseforskyvning av spenningen på inngående og utgående faser. Primærsiden er koblet til spenningskilden, og sekundærsiden er tilkoblet en eller flere laster. Når sekundærsiden er koblet til en balansert last, er spenningen og strømmen i hver av fasene like stor. Ved bruk av en trefase transformatorbank, gir deltakobling mulighet til å koble vekk en transformator og fortsatt være operativ med 58% merkeeffekt.

I en delta-stjernekobling er primærsiden koblet i delta og sekundærsiden koblet i stjerne, slik at stjernepunktet fungerer som et felles nøytralt punkt. På primærsiden er spenningen over viklingene like stor som den innkommende spenningen. På sekundærsiden er linjespenningen $\sqrt{3}$ ganger høyere enn spenningen over sekundærviklingene. I en delta-stjernekobling er spenningen faseforskjøvet med minimum 30° . Denne koblingen brukes ofte for å transformere spenningen opp, for eksempel fra en generator til et kraftnett.

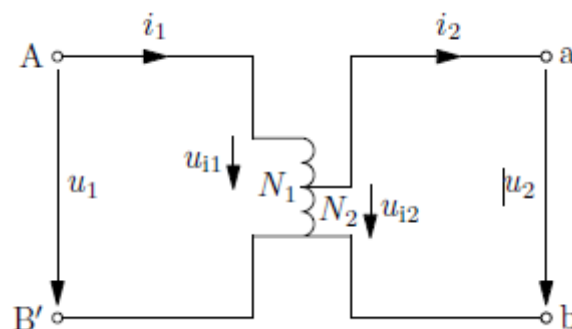
I en stjerne-deltakobling er strømmen og spenningen som blir induisert lik som i en (D)-(y) kobling. Faseforskyvningen er på minimum 30° . Denne koblingen brukes som regel i situasjoner der spenningen skal transformeres til et lavere nivå.

Stjerne-stjernekobling gir ingen faseforskyvning av strøm og spenning. Spenningen kan ofte forvrenses på grunn av to nøytralt punkt. For å unngå dette jordes ofte nøytralt punkt på primærsiden med spenningskilden sitt nøytralt punkt. Koblingen brukes lite, grunnet problem som er relatert til tredjeharmoniske svingninger og ubalanserte spenninger. (Yamayee & Bala, 1994) (Wildi, 2014)

Dette er de fire vanligste koblingene av transformatorer. Det er også mulig å koble fasene på primær- og sekundærsiden om hverandre slik man oppnår ønsket faseforskyvning.

2.7.3.3 Autotransformator

Der transformeringsratioen ikke er så stor, brukes autotransformator. Dette gjelder for eksempel spenningstransformering på 420/300 kV og 66/45 kV. Det brukes bare en vikling per fase, noe som gjør at spenningen på sekundærsiden blir hentet fra de samme viklingene som den innkommende spenningen. Potensialdifferansen på primær- og sekundærsiden er basert på trinning av transformator. Det betyr at uttaket på sekundærviklingen kan justeres etter ønsket behov ved bruk av flere eller færre vindinger. Dette gir kostnadseffektiv sparing på grunn av redusert bruk av material. Autotransformatoren er bygd opp som en stjernekoblet trefase transformatorbank. Fasevinkel mellom innkommende og utgående spenning er null siden primær- og sekundærviklingene er sammenslått (Wildi, 2014). I figur 16 vises prinsippet av en autotransformator bestående av primærviklingen N_1 , og en justerbar trinningsfunksjon for de samme viklingene N_2 , men ved utgangssiden av transformatoren. (Weedy, et al., 2012) (Yamayee & Bala, 1994)



Figur 16: Autotransformator (Garbe, 2016)

2.7.3.4 Problem med transformatorer og store effektsvingninger

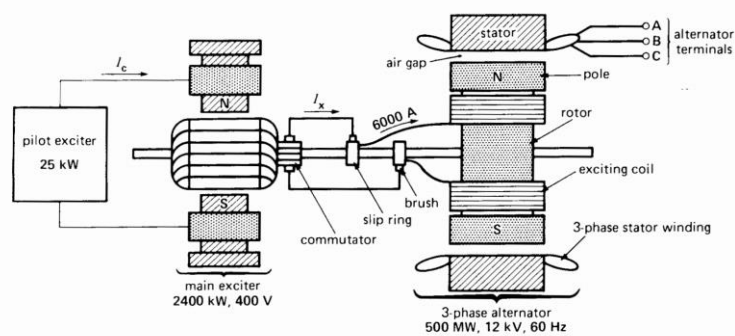
I en vanlig situasjon driftes transformatorer ved 50Hz sinusspenninger, men i enkelte tilfeller blir den utsatt for transiente overspenninger. Disse spenningene er svært kortvarige men har en høy peak-verdi. Spenningene oppstår ved lynnedslag, bryterkoblinger og andre feilsituasjoner, men kan også oppstå ved store forandringer i lasten slik som ved inn og utkobling av lading til elektrisk ferge (SINTEF Energi AS).

2.7.4 Synkrongenerator

Synkronmaskinen kan brukes både som motor og generator. Maskinen skiller seg fra andre roterende maskiner ved at den i driftstilstand har konstant hastighet. I oppgaven analyserer vi hvordan en synkrongenerator blir påvirket av lading av elektrisk ferge, og vil derfor fokusere på teorien om synkrongeneratoren i dette delkapittelet.

Synkrongeneratoren er hovedkilden for nesten all elektrisk energi som blir produsert i verden. For generatorer større enn 5kVA er det normalt å bruke generatorer med roterende felt.

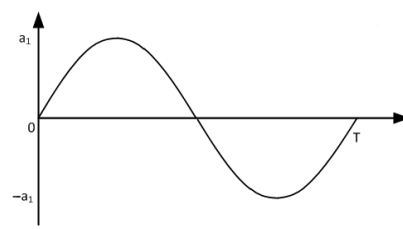
En synkrongenerator består av to deler; stator og rotor. Statoren er stasjonær og er armaturet i generatoren. Rotoren ligger i statoren og roterer ved hjelp av mekanisk energi. Både i stator og rotor ligger det viklinger som utveksler fluks med hverandre for å skape elektrisk energi.



Figur 17: Generell oppbygning av en synkronmaskin.

Viklingene i rotoren kalles feltviklinger. Disse magnetiseres ved hjelp av en DC-strøm for å indukere et elektromagnetisk felt mellom feltviklingene og statorviklingene. Når rotoren roterer, roterer det magnetiske feltet tilsvarende. Hver gang en rotorvikling passerer en statorvikling beveger fluksen seg, og skaper elektrisk energi.

Hver gang en pol på rotoren roterer forbi samme statorvikling, har spenningen fullført en syklus som vist i figur under:

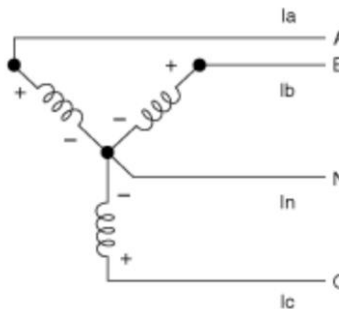


Figur 18: Spenningsforløpet for en periode.

Frekvensen avhenger derfor av både turtall og antall poler på rotoren. Sammenhengen vises i likning (2.7.1):

$$f = \frac{p \cdot n}{120} \quad (2.7.1)$$

Fra statorviklingene går den produserte energien fra tre ledere og ut mot nettet. En synkrongenerator er alltid stjernekoblet med nøytralspunkt.



Figur 19: Illustrasjon av stjernekobling.

Stjernekoblingen fører til at spenningen per fase blir $\frac{1}{\sqrt{3}}$ av linjespenningen. Dette betyr at mengden isolasjon minsker slik man kan bruke større leder og derved øke merkeeffekten. Harmoniske forstyrrelser i generatoren forsvinner fordi støyen på hver fase kansellerer hverandre.

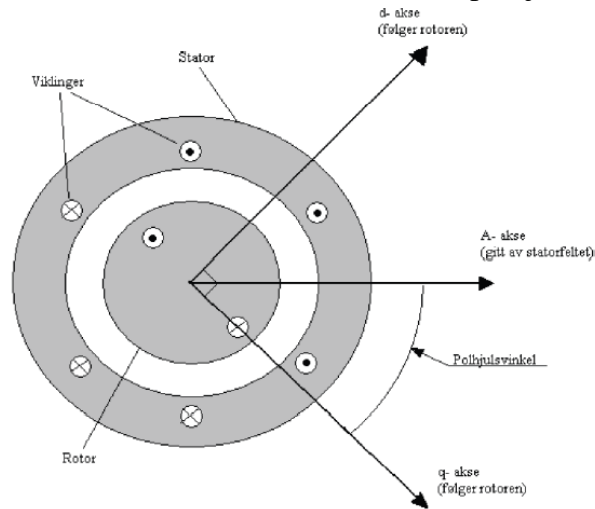
Spenningen induisert i en synkrongenerator uttrykkes i likning (2.7.2). Effektiv-verdien til spenningen er avhengig av fluks per pol (Φ_p), antall statorvindinger per fase (N_a) og statorvindingstallet K_w :

$$U_{rms} = 4.44 K_w * f * N_a * \Phi_p \quad (2.7.2)$$

Fasespenningene U_a, U_b, U_c ligger 120° etter hverandre slik at effektivverdiene til fasespenningene kan uttrykkes på polarform:

$$U_{a,rms} = U_{rms} \angle 0^\circ, U_{b,rms} = U_{rms} \angle -120^\circ, U_{c,rms} = U_{rms} \angle -240^\circ \quad (2.7.3)$$

Effekten produsert av en synkrongenerator er begrenset av tilgjengelig mekanisk energi. Den produserte effekten avhenger også av vinkelen mellom rotorfeltet og statorfeltet. Vinkelen er den samme som vinkelen mellom den induerte spenningen i generatoren (q-akse) og klemmespenningen til generatoren (a-akse). Vinkelen kalles polhjulsinkel δ .



Figur 20: Illustrerer polhjulsvinkelen.

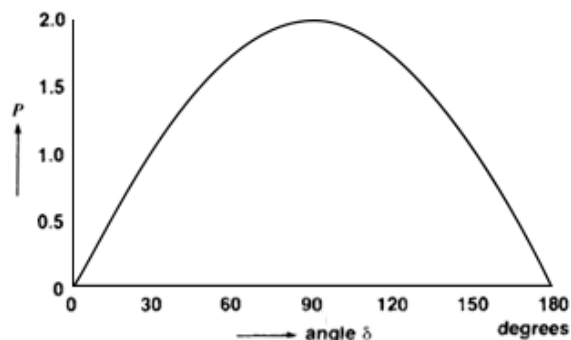
Den aktive effekten uttrykkes ved likning (2.7.4). Maks effektproduksjon oppnås når $\delta = 90^\circ$.

$$P = 3 * \frac{U_a * U_t}{X_s} * \sin \delta \quad (2.7.4)$$

Mengde reaktiv effekt som produseres er også avhengig av polhjulsvinkelen. Den reaktive effekten fra en generator kan uttrykkes ved likning:

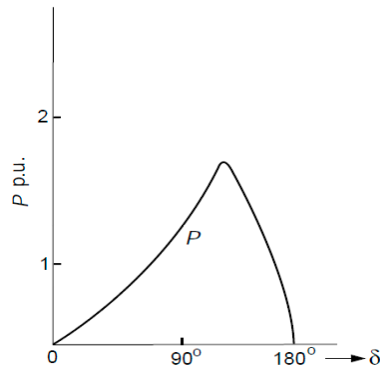
$$Q = 3 * \left(\frac{U_a * U_t}{X_s} * \cos \delta - \frac{U_t^2}{X_s} \right) \quad (2.7.5)$$

Figur 21 kommer fra likning (2.7.4) og viser hvordan effektproduksjonen avhenger av polhjulsvinkelen.



Figur 21: Sammenheng mellom polhjulsinkel og effekt.

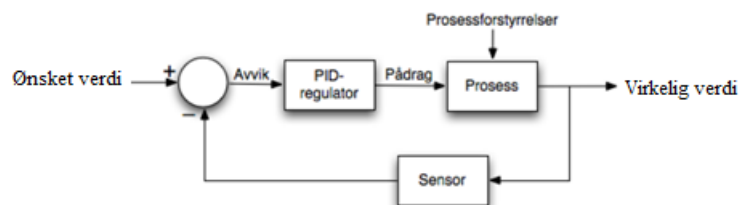
For å styre spenningen på en generator er det vanlig å bruke en spenningsregulator (AVR), som forklart i delkapittel 2.7.5. AVR har mulighet til å regulere U_a , slik at når polhjulsvinkelen øker over 90° minsker ikke effekten. (Yamayee & Bala, 1994) (Weedy, et al., 2012)



Figur 22: Effektkurve ved bruk av AVR.

2.7.5 Automatisk spenningsregulator (AVR)

En AVR er en elektronisk komponent som styrer utgangsspennning på generator. Det settes en verdi for spenningen ut av generator, og den regulerer slik at denne verdien holdes stabil, selv om belastningen varierer. På rotor er det montert dioder som gir signal om å øke magnetiseringsstrømmen i rotor. Denne styres av en PID-regulator.



Figur 23: En prosess med PID-regulator implementert.

En PID-regulator er en elektronisk styreenhet som brukes til regulering. Den jobber kontinuerlig med avviket mellom den gitte verdien og den virkelige verdien. Det sendes et signal til pådragsorganet om hva som må gjøres for å minske avviket. (Mathisen, 2013)

Det proporsjonale leddet i regulatoren registrerer verdien på avviket og ganger dette med en konstant K_p for å minske avviket a .

$$K_p * a \quad (2.7.6)$$

Integralleddet i regulatoren jevner ut proporsjonalforsterkningen over tid med en gitt faktor for T_i .

$$\frac{K_p}{T_i} * \int_0^t a dt \quad (2.7.7)$$

Derivatleddet justeres etter hvor store endringer det er i avviket. T_d er den justerbare derivattiden.

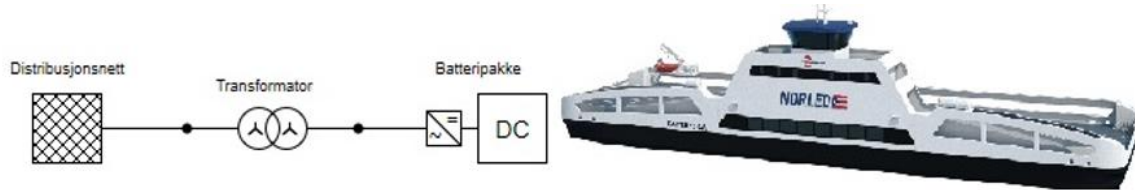
$$K_p * T_d * \frac{da}{dt} \quad (2.7.8)$$

Formelen for PID-regulatoren blir da:

$$U = K_p * a + \frac{K_p}{T_i} * \int_0^t a dt + K_p * T_d * \frac{da}{dt} \quad (2.7.9)$$

2.7.6 Batteribank

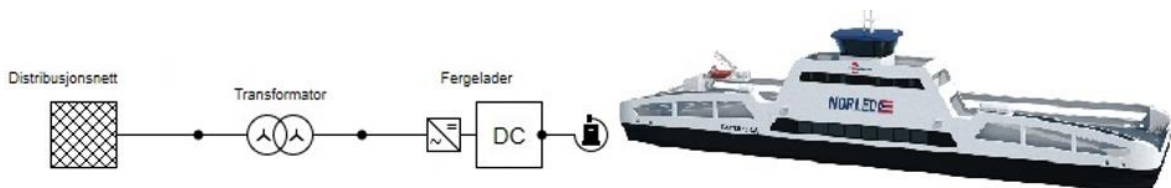
Batteribank er en løsning for å avlaste kraftnettet for store effektsvingninger ved innlegging av fergen. Batteripakken lades konstant mens fergen går over fjorden, og når fergen legger til for å lade så trekker den energi fra batteribanken.



Figur 24: Skisse av batterilading.

2.7.7 Direktelading

Ved bruk av direktelading legger fergen til kai og kobles til en ladestasjon der den trekker effekt direkte fra nettet.



Figur 25: Skisse av dirketelading

2.8 Investeringskostnad

2.8.1 Teknisk og økonomisk levetid

Teknisk levetid blir beregnet ut fra hvor mange år fra ferdigstillelse til en eventuell reinvestering er nødvendig av tekniske årsaker. Det er ofte vanskelig å vite hvor lang den tekniske levetiden er, og dermed vanskelig å bruke dette som grunnlag for verdisetting. Om dette skal brukes må det dokumenteres på komponentnivå.

Økonomisk levetid beregnes ut fra ferdigstillelse av anlegget til det er nedbetalt. Som oftest er økonomisk levetid vesentlig kortere enn teknisk levetid fordi det er en mer objektiv og kontrollerbar størrelse. Dersom brukt økonomisk levetid er lagt til grunn for beregningene innebærer dette at nettselskapet vil kreve mindre anleggsbidrag enn ved teknisk levetid. (REN AS [1])

2.8.2 Anleggsbidrag

Anleggsbidrag er en kostnad som påløper forbruker enten ved ny tilknytning, eller ved behov for økt kapasitet som krever utbedringer i nettet. Bidraget skal beregnes etter nettselskapets kostnader som følge av de to ovennevnte situasjonene. Dersom det er kostnader som ikke dekkes av kunden, må det da bli dekket gjennom nettleien. Formålet er å avdekke de samfunnsøkonomiske kostnadene ved en ny tilknytning eller en forespørsel om økt kvalitet, samt fordele kostnadene mellom investeringsutløser og øvrige kunder (Mørenett AS). Anleggsbidrag kan maksimalt settes til anleggskostnad minus tilknytningsgebyr, og skal fastsettes uavhengig av kundens forventede effektuttak.

Anleggsbidraget blir delt opp mellom kunder som blir tilknyttet ved ferdigstillelsen, og eventuelle kunder som blir tilknyttet i senere tid, inntil ti år. Kunden skal på forhånd informeres om innkreving av, og beregningsgrunnlaget for, anleggsbidrag (Garbe [2], 2017).

Hvis nettselskap skal utføre utbedring eller fornyelse av eksisterende nett kan de ikke kreve finansiering gjennom anleggsbidrag, dette følger indirekte av § 17-5 i kontrollforskriften og NVE sin forvaltningspraksis. Dersom nettselskapet skal forsterke eller oppgradere en eksisterende ledning som for eksempel er 30 år gammel, men kunne brukes i 20 år til, skal grunnlaget for anleggsbidrag beregnes ut fra økonomisk eller teknisk restlevetid. (REN AS [1])

2.8.3 Kile-kostnader

Kile-kostnader (Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi) er en kostnad som NVE pålegger nettselskaper ved brudd i strømlleveringen. Dette er fordi det skal være lønnsomt å vedlikeholde og oppgradere nettet. Den avhenger av både mengde energi ikke levert, og tidsperioden på utkoblingen, i henhold til § 9 i forskrift om kontroll av nettvirksomhet.

3 METODE

3.1 Programvarer

I oppgaven er det brukt forskjellige elektrotekniske verktøy for å gjennomføre analysen med påfølgende simuleringer.

Netbas brukes av Mørenett til overvåking og analyse av kraftnettet. Her finnes teknisk data som ble brukt til å lage forenklet enlinjeskjema, og til å utføre dynamisk lastflytberegning.

PSS Sincal er et beregningsverktøy for elektro som er utviklet av Siemens. Vi har lagt inn data fra netbas og brukt forskjellige metoder for å utarbeide en modell.

PSS Netomac er et tilleggsverktøy til PSS Sincal som gir mulighet for å programmere lasttyper, lastprofiler og elektriske komponenter med mer. Vi har brukt dette til å lage opprampingsfunksjonen til fergelasten.

3.2 Data

Data som er benyttet i denne oppgaven kommer hovedsakelig fra Mørenett sin database i netbas.

Usikkerheten som er knyttet til disse dataene er knyttet opp mot at Mørenett har lagt inn riktig data for de ulike komponentene i netbas. Siden dette er databasen Mørenett bruker daglig anses usikkerheten som liten.

Det er også forsøkt hentet inn data om generatorer fra Tafjord kraft. På grunn av manglende informasjon i deres datablad kan analysen ha avvik i forbindelse med generatorene.

3.3 Bakgrunn for analysen

Analysen gjøres på bakgrunn av at det er planlagt elektrisk ferge på strekningen Eidsdal-Linge. Den dynamiske analysen skal gi svar på hvordan de to ulike ladealternativene påvirker nettet, og hvilket alternativ som er gunstig for netteier.

For å utføre den dynamiske analysen er det utarbeidet en modell som representerer distribusjonsnettet i området rundt fergestrekningen. Modellen er utarbeidet i PSS Sincal, hvor informasjonen hovedsakelig er hentet fra netbas.

I analysen undersøkes forskjellige forhold som blir påvirket av ladestasjonene. Forhold som blir undersøkt er:

- Lastflyt
- Spenningsfall
- Polhjulsinkel
- Fasespenning til de forskjellige generatorene
- Aktiv og reaktiv effekt i småkraftverk.

I dette kapittelet blir fremgangsmåten for å utarbeide modellen i PSS Sincal forklart. Hensikten med dette er at de som leser rapporten skal kunne ha en formening om gyldigheten til resultatene.

3.4 Oppbygging av modell i PSS Sincal

I dette delkapittelet blir det forklart hvordan forskjellige komponent blir lagt inn i PSS Sincal. Data som er hentet fra netbas kommer fra et enlinjeskjema utarbeidet av Mørenett for det aktuelle området.

3.4.1 Innlegging av komponenter

Enlinjeskjemaet inneholder informasjon om hver enkelt abonnent, alle linjer, transformatorer og generatorer. For å lage en modell i PSS Sincal er flere abonnenter i samme område slått sammen til en last. Det betyr at en last i PSS Sincal representerer et antall abonnenter i netbas. Dette er gjort for å få en oversiktlig og ryddig modell. Informasjon som er lagt inn for lastene er aktivt og reaktivt effekttrekk og geografisk plassering.

Overføringsenhetene i distribusjonsnettet består av luftlinjer og kabler. Linjer og kabler ble eksportert til Excel for å lage en oversikt over typebetegnelser og tverrsnitt. Data som er lagt inn i PSS Sincal er følgende:

- Plassering (luft, jord)
- Linjetype (line, kabel)
- Tverrsnitt
- Resistans, reaktans og kapasitet mot jord

Transformatorene som er lagt inn i PSS Sincal med følgende data:

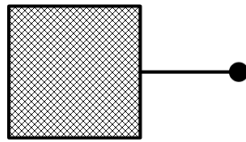
- Merkeeffekt
- Spenning primær- og sekundærside
- YNd11-kobling
- Ohmsk-kortslutningsspenning.

Informasjon for de ulike transformatorkoblingene ligger ikke i netbas. YNd11-kobling er valgt fordi dette er en vanlig kobling ut mot distribusjonsnett. Siden denne oppgaven bare tar høyde for høyspenningsnettet, blir ikke transformatorer som inngår på lavspennings siden tatt med i analysen.



Figur 26: Transformator med YNd11 kobling i PSS Sincal.

Regionalnettet blir simulert ved hjelp av en komponent i PSS Sincal som kalles «infeeder». For regionalnettet er det lagt inn kortslutningsytelse og merkespenning.



Figur 27: Komponent som representerer regionalnett i PSS Sincal.

Innlegging av generatorer og fergelast er mer omfattende, og blir beskrevet i egne underkapitler.

3.4.2 Innlegging av generator

I distribusjonsnettet ligger det flere småkraftverk med totalt åtte forskjellige generatorer i ulike størrelser. For å simulere disse i inn- og utkoblingsøyeblikket er det nødvendig å legge inn stasjonære og dynamiske egenskaper. Det skilles mellom stasjonære og dynamiske egenskaper i PSS Sincal.

Stasjonære egenskaper som er lagt inn, er som følger:

- Generatortype
- Merkespenning
- Merkeeffekt, aktiv og reaktiv
- Effektfaktor

På flere generatorer manglet det datablad, eller databladene var mangelfulle. For å beregne polhjulsinkel er treghetsmoment viktig. Generatorene i Tafjord 2 og Tafjord 8 manglet treghetsmoment. Her ble det estimert en verdi ut fra andre generatorer av samme størrelse. Innlagt verdi er lagt inn lavere enn estimert verdi. Grunnen til dette er at lavere treghetsmoment vil gi større forandring av polhjulsinkel som beskrevet i kapittel 2.5.3.1.

Dynamiske egenskaper som er lagt inn i PSS Sincal er følgende:

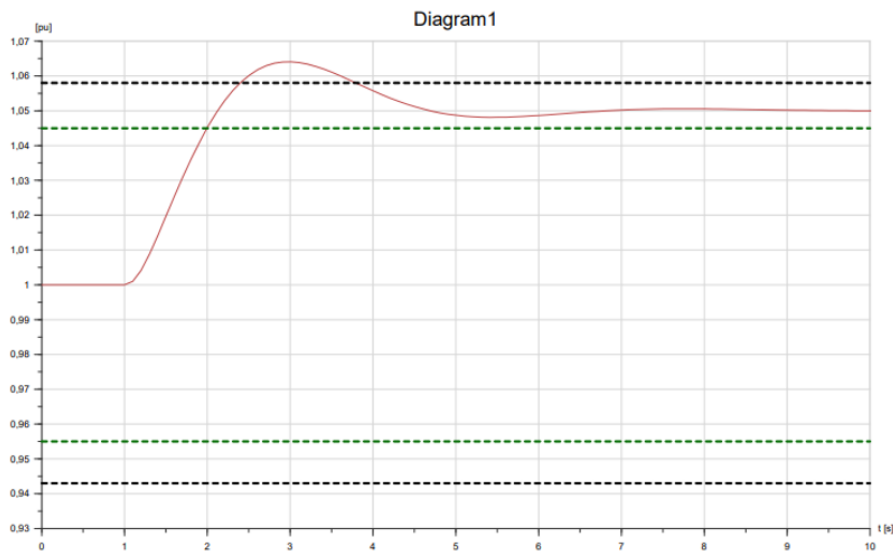
- Driftsturtall
- Tregghetsmoment
- Subtransient reaktans, x_d'' og x_q''
- Transient reaktans, x_q' og x_d'
- Synkron reaktans, x_d og x_q
- Subtransient kortslutningstidskonstant, T_d'' og T_q''
- Transient kortslutningstidskonstant, T_d' og T_q'

Generatorer som mangler datablad eller har mangelfulle datablad har dynamiske konstanter som er hentet fra tabellen i Haukaas (2017, p. 26).

I PSS Sincal er det lagt inn AVR på alle generatorene. Dette gjøres for å kontrollere at spenningen ikke overstiger en gitt verdi i simuleringene. Spenningsregulatorene er laget i PSS Netomac og er justert etter kravene til FIKS vist til i delkapittel 2.4.4.1.

Spenningsregulatorene består av en PID-kontroller. For å justere disse, må hver enkelt generator testes i tomgang. Dette gjøres ved å koble ut generatoren fra nettet.

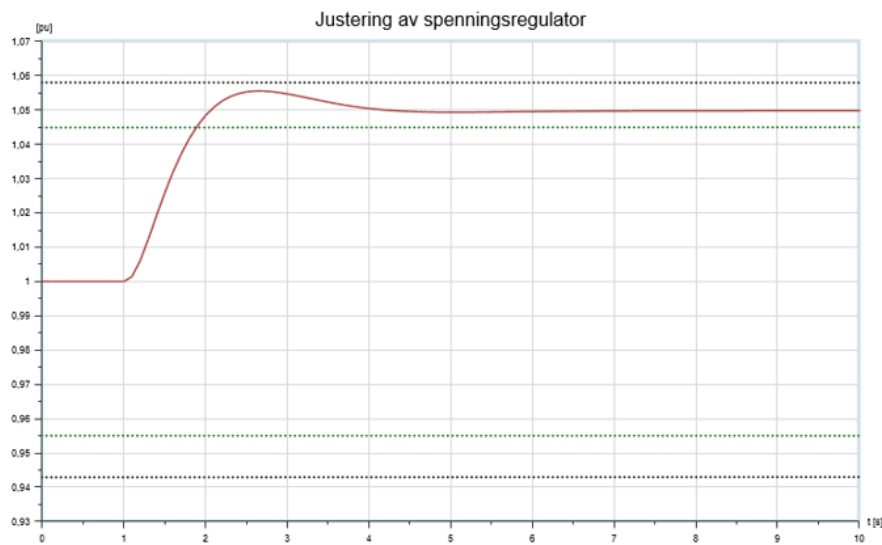
AVR er plassert på generatoren. For at denne skal regulere spenningen når generatoren er koblet fra nettet, sendes det et signal fra sekundærsiden på transformatoren til regulatoren. I PSS Sincal er det lagt inn et data-plot som registrerer signalet.



Figur 28: Ikke justert spenningsregulator.

Figur 28 viser spenningsregulatoren til en generator før justering.

Figur 29 viser samme spenningsregulator etter at spenningsregulator er riktig innstilt. Alle generatorer i modellen er stilt inn etter kravene i FIKS. AVR er justert ved å forandre PID-verdiene som beskrevet i (2.7.5).



Figur 29: Justert spenningsregulator etter krav i FIKS.

Det er forskjellige måter å regulere produksjonen til en generator. I netbas ligger det ikke informasjon om hvordan generatorene i området reguleres. Ifølge Mørenett reguleres de som vist i tabell under.

Generator	Regulering
Eidsdal Kraft G1	Aktiv effekt og effektfaktor på -0,95
Eidsdal Kraft G2	Aktiv effekt og effektfaktor på -0,95
Tafjord 2 G1	Aktiv effekt og reaktiv effekt
Tafjord 2 G2	Aktiv effekt og reaktiv effekt
Tafjord 6 G1	Aktiv effekt og effektfaktor på -0,95
Tafjord 7 G1	Aktiv effekt og effektfaktor på -0,95
Tafjord 7 G2	Aktiv effekt og effektfaktor på -0,95
Tafjord 8 G1	Aktiv effekt og effektfaktor på -0,95

Tabell 7: Viser reguleringen på de forskjellige kraftverkene.

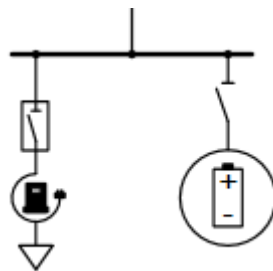
Alle kraftverkene unntatt Tafjord 2, reguleres ved hjelp av å kontrollere aktiv effekt ut på nettet, med en konstant effektfaktor på -0,95. I følge Mørenett er dette vanlig for mindre kraftverk. Tafjord 2 forsyner hovedsakelig regionalnettet og reguleres kun ved å kontrollere aktiv og reaktiv effekt.

Generator:	Generatorstørrelse: [MVA]
Eidsdal G1	4
Eidsdal G2	3,60
Tafjord 2 G1	16
Tafjord 2 G2	16
Tafjord 6 G1	2
Tafjord 7 G1	2,75
Tafjord 7 G1	1,20
Tafjord 8 G1	3,20

Tabell 8: Størrelsen på de forskjellige generatorene.

3.4.3 Innlegging av fergelast

I PSS Sincal er det lagt inn to forskjellige fergelaster, en for direkteledning og en for batteribank. Lasten for direkteledning har både muligheten til gradvis å øke effekttrekket og legges inn momentant. Batteribanken blir lagt inn som en fast last der den trekker konstant effekt fra nettet.



Figur 30: Last for direkteledning (t.v) og last for batteribank (t.h).

I PSS Sincal er det lagt inn tilbakemating av reaktiv effekt tilsvarende $\cos \phi$ på -10° . Dette tilsvarer:

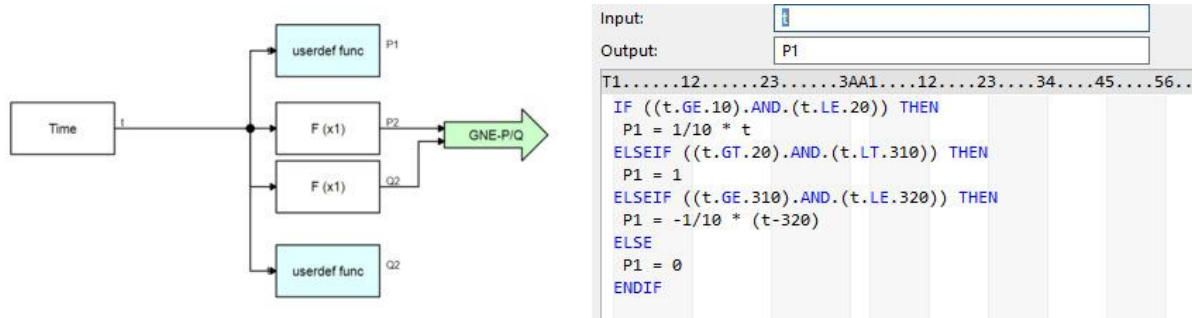
$$S = \frac{P}{\cos \phi} \quad (3.4.1)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (3.4.2)$$

Type lading:	Aktiv effekt [MW]	Effekt faktor [°]	Reaktiv effekt levert tilbake til nettet [Mvar]
Direkteledning	2	-10	0,3527
Batteribank	0,5	-10	0,0882

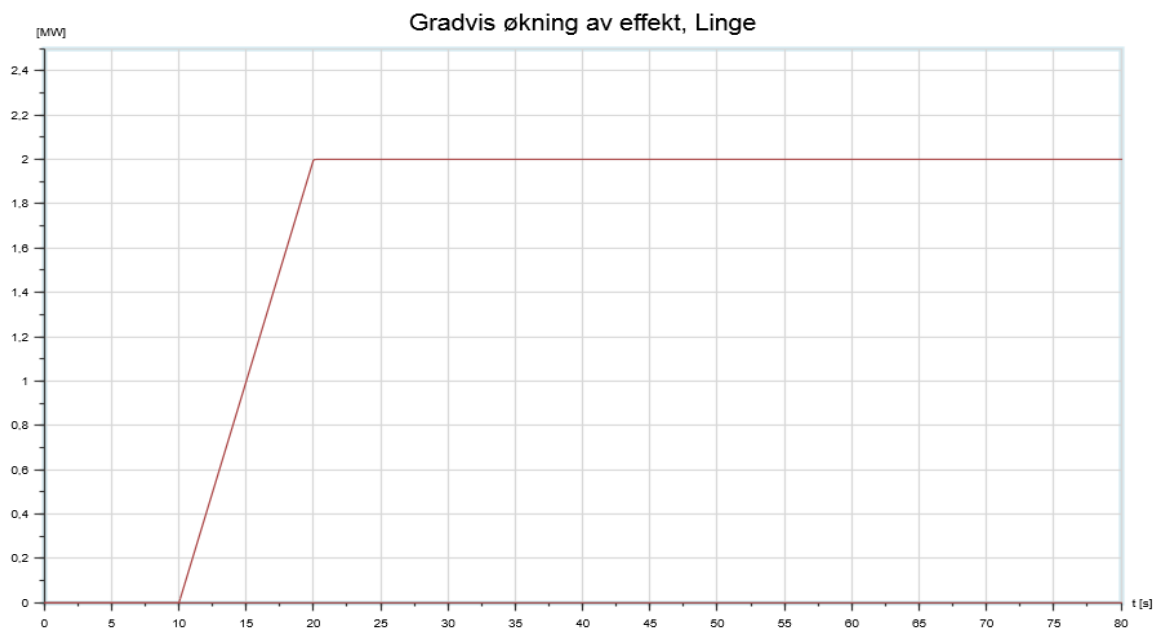
Tabell 9: Oversikt over aktiv og reaktiv effekt for de forskjellige fergelastene.

For lasten som brukes til direkteledning er det lagt inn en gradvis økning og nedtrapping på 10 sekund. Lasten bruker de 10 første sekundene etter innkobling til å øke effekttrekket, og de 10 siste sekundene før utkobling til å trappe ned effekttrekket. Dette gjør at man kan sammenligne nettet og generatorene både før, under og etter lading. Dette er gjort ved hjelp av script i PSS Netomac som vist i figur 31. For at dette skal fungere i PSS Sincal er det i tillegg lagt inn tidsstyrte brytere som slår inn når lasten skal koble seg inn.



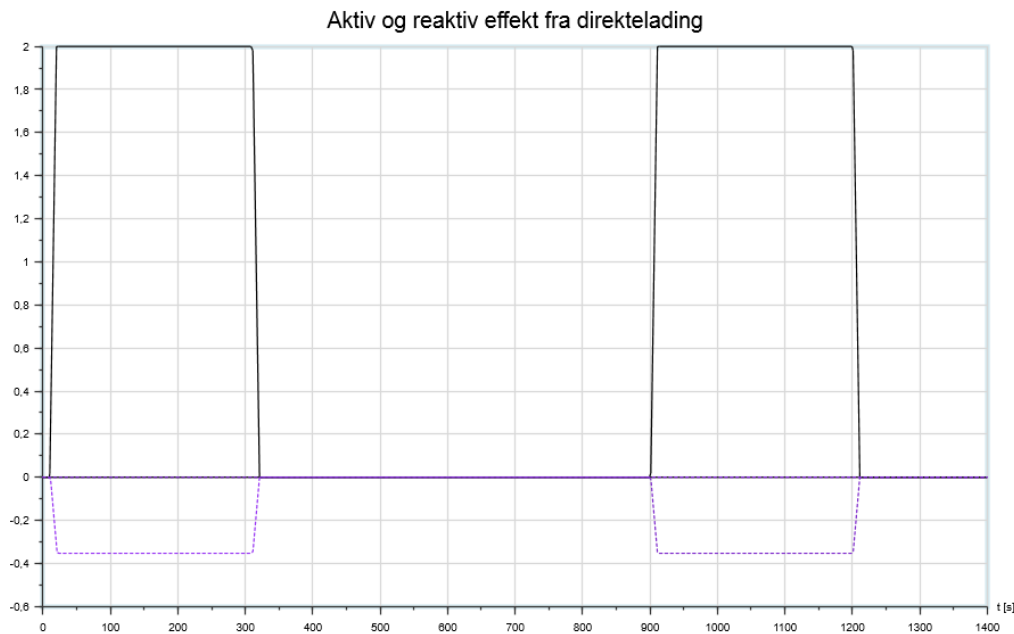
Figur 31: Utdrag fra arbeid i PSS Netomac.

Figur 32 viser hvordan gradvis økning av last fungerer i PSS Sincal. I simuleringene tar det 10 sekund fra lasten kobles inn til lasten når full effekt.



Figur 32: Gradvis økning av effekttrekk på Linge-siden

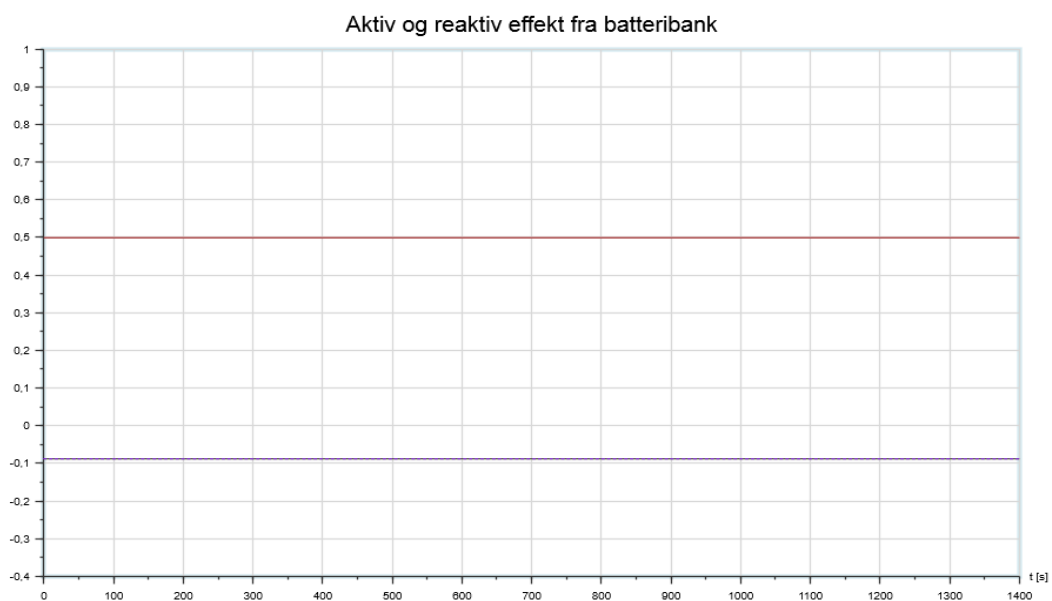
Figur 33 viser aktiv og reaktiv effekt fra fergelastene gjennom hele simuleringen. På positiv side av y-aksen viser aktiv effekt, og på negativ side av y-aksen vises reaktiv effekt som leveres tilbake på nettet.



Figur 33: Aktiv og reaktiv effekt ved fergelastene med gradvis økning.

Det er også simulert direkteledning med momentan innkobling. Dette er gjort ved hjelp av tidsinnstilte brytere som åpner og lukker seg slik det blir simulert en overfart med lading på begge sider.

Ved bruk av batteribank er aktiv og reaktiv effekt konstant. Batteribanken trekker konstant aktiv effekt gjennom simuleringen, og leverer konstant reaktiv effekt tilbake på nettet, som vist på figur 34.



Figur 34: Aktiv og reaktiv effekt ved fergelastene med batteribank.

3.4.4 Utbedringer i PSS Sincal

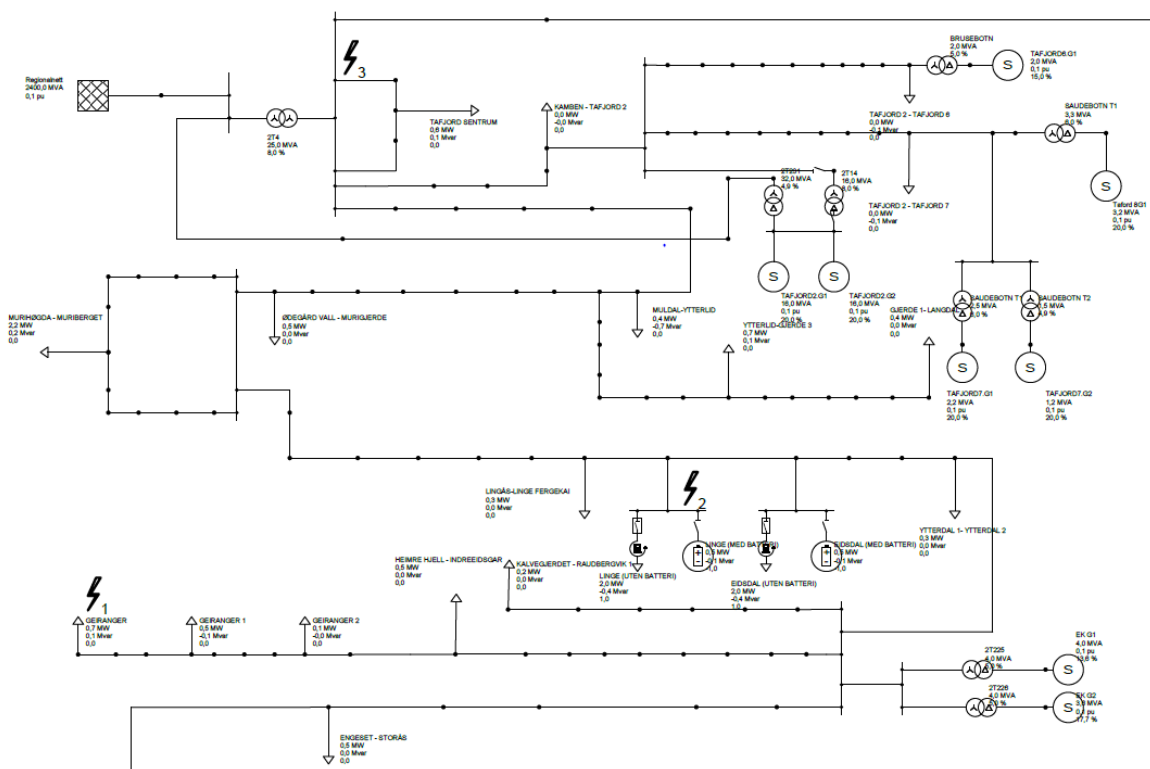
Det er gjort to forskjellige forsøk på å utbedre modellen i PSS Sincal. Oppgradering av linjer mot Geiranger, og innlegging av transformator ved Indreeide.

For å undersøke hvilken effekt oppgradering av linjer har, ble alle luftlinjer og kabler fra Indreeide og oppover mot Geiranger byttet ut. Alle kablene ble erstattet med TSLF 3x1x150mm², og alle luftlinjer ble erstattet med FEAL 1x150mm².

I modellen ble det lagt inn en transformator ved Indreeide. Transformatoren justerte opp spenningen fra 20,5kV til 22kV med en merkeytelse på 4MVA. Merkeytelsen på transformatoren ble valgt etter standarder til Møre Trafo. Det ble ikke lagt inn transformator med autotrinning.

3.4.5 Innlegging av kortslutning

Det er lagt inn mulighet for å simulere med kortslutninger på bestemte steder i modellen. Dette er trefasekortslutninger med en varighet på 200ms og med restspenning på 20%. For å oppnå riktig restspenninger må lysbueimpedansen tilpasses. Tilpassingen er gjort ved å sjekke spenningsfallet ved kortslutningen, og deretter justert lysbueimpedansen slik at restspenningen havnet på 20%.



Figur 35: Plasseringer av kortslutninger i PSS Sincal.

Kortslutning 1 er plassert ytterst på linjen mot Geiranger. Dette er et område med lav spenning og vi ønsket å undersøke hvordan en kortslutning langt ute i nettet påvirker resten av distribusjonsnettet.

Kortslutning 2 er plassert ved lasten for fergelading.

Kortslutning 3 er plassert ved samleskinnen i Tafjord. Dette er gjort etter Mørenett sin standard ved dimensjonering av nye kraftverk.

Alle kortslutningene blir simulert mens fergelasten ligger inne. Kortslutningene er simulert separat.

3.4.6 Simuleringer i PSS Sincal

For å verifisere at modellen er bygget opp riktig, er det kjørt forskjellige dynamiske simuleringer i PSS Sincal. Det skilles mellom dynamisk lastflyt- og stabilitetsanalyse.

Dynamisk lastflytanalyse viser effektflyt, spenningsfall og fasevinkel på spenningen. Den viser også utgangsspenning på sekundærsiden til generatorene og regionalnettet. Dynamisk stabilitetsanalyse viser endringer av polhjulsinkel, aktiv og reaktiv effekt og fasespenning produsert av generator.

Resultat av relevante simuleringer blir presentert i kapittel 4.

4 RESULTAT AV ANALYSE

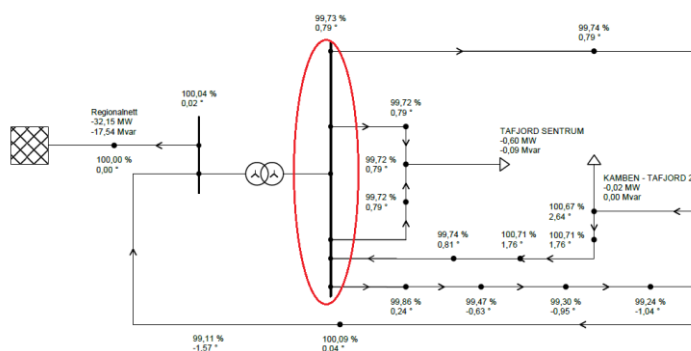
Denne delen av rapporten inneholder de konkrete resultatene av den dynamiske analysen som er utført både ved bruk av direkte- og batterilading. Analysen tar ikke hensyn til varmetvikling og strømvarmetap i kabler og linjer. Fergelastene er bryterstyrte og legges inn og ut slik som beskrevet i kapittel 3. Resultatene viser spenningsfall i kraftnettet, forandring i polhjulsvinkel, fasespenning og aktiv og reaktiv effekt produsert av generatorene. Det er også simulert tre forskjellige trefasekortslutninger.

Som nevnt i kapittel 3.4.3 er det ved direkteledning to muligheter for lading, momentan innkobling og gradvis økning av last. Det er testet begge former for direkteledning, og avviket er minimalt. Vi har derfor valgt å vise resultatene for momentan innkobling. I Vedlegg B.3.6 vises forskjellene i polhjulsvinkel mellom momentan innkobling og gradvis økning av last.

Data for resultatene som er representert i dette kapittelet finnes som vedlegg bakerst i rapporten. Usikkerhetene i resultatene er manglende data på enkelte generatorer. Resultatene som blir representert her, og som ligger til grunn for konklusjonene, er såpass klare at man kan neglisjere usikkerhetene.

4.1 Spenningsfall ved direkteledning

Den mest kritiske driftssituasjonen er når distribusjonsnettet kun blir forsynt av regionalnettet. Det betyr at ingen kraftverk produserer energi. Dette er den situasjonen det bør dimensjoneres etter ved utbedring av nettet. Strekingen mot Geiranger er det område i kraftnettet med lavest spenning, og derfor har vi valgt å ta utgangspunkt i dette område for analysen av spenningsfall.



Figur 36: Samleskinne Tafjord, utdrag fra PSS-Sincol.

I dette delkapittelet er spenningsfallet i forskjellige driftssituasjoner ved direkteledning og batteribank representert. I henhold til FOL som nevnt i delkapittel 2.4.2, kan ikke spenningspranget overstige 3% ved en flytende driftssituasjon på 24 timer. Derfor vil det i hvert tilfelle vise til om spenningspranget overstiger tillatt verdi. Spenningsverdiene i tabellene under tar utgangspunkt i samleskinnen i Tafjord, som markert med rødt på figur 36.

4.1.1 Forsynes fra regionalnettet

Når distribusjonsnettet kun forsynes fra regionalnettet og alle generatorer er i stillstand, er spenningsfallet i Geiranger på 11,97% når fergelasten er utkoblet, og på 13,75% når fergelasten er innkoblet. Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.2.1.

Område	Spenningsfall ved innkoblet last [%]	Spenningsfall ved innkoblet last [kV]	Spenningsfall ved utkoblet last [%]	Spenningsfall ikke utkoblet last [kV]	Spennings-sprang over 3%
Linje mot Geiranger	13,75	3,03	11,97	2,63	Nei

Tabell 10: Spenningsfall mot Geiranger med forsyning fra regionalnettet.

4.1.2 Eidsdal kraft utkoblet

Høyeste spenningsfall i simuleringene oppstår når generatorene til Eidsdal kraft er utkoblet. I dette tilfellet er alle generatorene i Tafjord i drift. Spenningsfallet blir høyere enn når distribusjonsnettet kun forsynes fra regionalnettet, noe som skyldes at flere generatorer trekker mye reaktiv effekt. Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.1.1.

Område	Spenningsfall ved innkoblet last [%]	Spenningsfall ved innkoblet last [kV]	Spenningsfall ved utkoblet last [%]	Spenningsfall ved utkoblet last [kV]	Spennings-sprang over 3%
Linje mot Geiranger	15,25	3,35	13,50	2,97	Nei

Tabell 11: Spenningsfall mot Geiranger når Eidsdal kraft er utkoblet.

4.1.3 Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett

Når distribusjonsnettet forsynes fra regionalnettet og generatorene ved Eidsdal kraft, er spenningsfallet på linjen mot Geiranger 7,40% når fergelasten er utkoblet, og 6,88% når fergelasten er innkoblet. Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.3.1.

Område	Spenningsfall ved innkoblet last [%]	Spenningsfall ved innkoblet last [kV]	Spenningsfall ved utkoblet last [%]	Spenningsfall ved utkoblet last [kV]	Spennings-sprang over 3%
Linje mot Geiranger	7,40	1,63	6,88	1,51	Nei

Tabell 12: Spenningsfall mot Geiranger med forsyning fra regionalnett og Eidsdal kraft.

4.1.4 Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett

Distribusjonsnettet forsynes fra regionalnettet og alle generatorene i området. Dette er ikke en situasjon man kan ta utgangspunkt i, men er fortsatt verdt å ta med i rapporten for å sammenligne denne situasjonen mot andre.

Spenningsfallet mot Geiranger er 8,40% før innkobling av fergelasten, og 8,90% når fergelasten er innkoblet. I dette tilfellet utgjør direktelading av ferge 0,5% forskjell i spenningsfallet. Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.4.1.

Område	Spenningsfall ved innkoblet last [%]	Spenningsfall ved innkoblet last [kV]	Spenningsfall ved utkoblet last [%]	Spenningsfall ved utkoblet last [kV]	Spennings-sprang over 3%
Linje mot Geiranger	8,90	1,96	8,40	1,85	Nei

Tabell 13: Spenningsfall mot Geiranger med alle generatorer innkoblet.

4.2 Spenningsfall ved batteribank

Ved bruk av batteribank er effekttrekket fra nettet konstant. Tabellene viser hvor stort spenningsfallet er når batteripakkene lader og spenningsfallet når batteripakkene er utkoblet.

4.2.1 Forsynes fra regionalnettet

Tabelldata er hentet fra Vedlegg A.2.1.

Område	Spenningsfall ved innkoblet last [%]	Spenningsfall ved innkoblet last [kV]	Spenningsfall ved utkoblet last [%]	Spenningsfall ved utkoblet last [kV]
Linje mot Geiranger	13,11	2,88	11,98	2,64

Tabell 14: Spenningsfall mot Geiranger med forsyning fra regionalnettet.

4.2.2 Eidsdal kraft utkoblet

Når distribusjonsnettet forsynes fra regionalnettet og generatorene i Tafjord, er spenningsfallet lavere enn ved direktelading. Tabelldata er hentet fra Vedlegg A.1.1.

Område	Spenningsfall ved innkoblet last [%]	Spenningsfall ved innkoblet last [%]	Spenningsfall ved utkoblet last [%]	Spenningsfall ved utkoblet last [%]
Linje mot Geiranger	14,7	3,23	13,5	2,97

Tabell 15: Spenningsfall mot Geiranger når Eidsdal Kraft er utkoblet.

4.2.3 Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett

Tabelldata er hentet fra Vedlegg A.3.1.

Område	Spenningsfall ved innkoblet last [%]	Spenningsfall ved innkoblet last [%]	Spenningsfall ved utkoblet last [%]	Spenningsfall ved utkoblet last [%]
Linje mot Geiranger	7,70	1,69	6,89	1,52

Tabell 16: Spenningsfall mot Geiranger med forsyning fra regionalnett og Eidsdal kraft.

4.2.4 Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett

Tabelldata er hentet fra Vedlegg A.4.1.

Område	Spenningsfall ved innkoblet last [%]	Spenningsfall ved innkoblet last [%]	Spenningsfall ved utkoblet last [%]	Spenningsfall ved utkoblet last [%]
Linje mot Geiranger	9,30	2,05	8,40	1,85

Tabell 17: Spenningsfall mot Geiranger med alle generatorer innkoblet.

4.3 Sammenligning av spenningsfall med batteribank og direkteledning

Dette underkapittelet består av tabeller og tekst som sammenligner spenningsfallet mellom direkteledning og batteribank.

4.3.1 Forsynes kun fra regionalnettet

Område	Høyeste spenningsfall med direkteledning	Høyeste spenningsfall med batteribank	Differanse
Linje mot Geiranger	13,75% 3,03kV	13,11% 2,88kV	0,64% 0,15kV

Tabell 18: Differanser i spenningsfall ved bruk av direkteledning og batteribank.

Spenningsfallet som oppstår når fergen lader er 0,64% høyere enn ved bruk av batteribank. Den lave differansen som oppstår ved bruk av direkteledning forklares ved at det mates reaktiv effekt tilbake på nettet i tidsrommet fergen ligger til lading.

4.3.2 Eidsdal kraft er utkoblet

Område	Høyeste spenningsfall med direkteledning	Høyeste spenningsfall med batteribank	Differanse
Linje mot Geiranger	15,25% 3,35kV	14,70% 3,23kV	0,55% 0,12kV

Tabell 19: Differanser i spenningsfall når Eidsdal Kraft er utkoblet.

Når Eidsdal kraft er utkoblet er differansen i spenningsfallet ved bruk av direkteledning 0,55% sammenlignet med bruk av batteribank.

4.3.3 Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett

Område	Høyeste spenningsfall med direkteledning	Høyeste spenningsfall med batteribank	Differanse
Linje mot Geiranger	7,40% 1,63kV	7,70% 1,69kV	-0,30% -0,06kV

Tabell 20: Differanser i spenningsfall ved forsyning fra regionalnett og Eidsdal kraft.

Differansen i spenningsfall når distribusjonsnettet forsynes fra regionalnettet og Eidsdal kraft er liten. Ved innkobling av direkteledning er spenningsforskjellen -0,3% i forhold til batteribank.

4.3.4 Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett

Område	Høyeste spenningsfall med direkteledning	Høyeste spenningsfall med batteribank	Differanse
Linje mot Geiranger	8,90% 1,96kV	9,30% 2,05kV	-0,40% -0,09kV

Tabell 21: Differanser i spenningsfall ved forsyning fra regionalnett og alle generatorer.

Tilfellene 4.3.3 og 4.3.4 har høyere spenningsfall ved bruk av batteribank enn direkteledning.

4.4 Polhjulsvinkel på generatorer ved direkteledning

Fra simuleringene kommer det frem at generatorene blir mest påvirket ved direkteledning når fergelasten kobles inn momentant, og det er dette tilfellet som blir vist i tabellene under. Når direkteledning kobles inn med gradvis økning av lasten blir påvirkningen mindre.

4.4.1 Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett

Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.4.3 – B.4.7.

Generator	Polhjulsvinkel før/etter lading [°]	Polhjulsvinkel under lading [°]	Forskjell i Polhjulsvinkel [°]	Stabil
Eidsdal kraft G1	108/108	100	8	Ja
Eidsdal kraft G2	107,5/107,5	98,5	9	Ja
Tafjord 2 G1	71,4/71,4	71,55	-0,15	Ja
Tafjord 2 G2	71,4/71,4	71,4	0	Ja
Tafjord 6 G1	105,6/105,6	107,5	-1,9	Ja
Tafjord 7 G1	120,2/120,2	121	-0,8	Ja
Tafjord 7 G2	118,5/118,5	120 – 119	-0,5 – -1,5	Ja
Tafjord 8 G1	103,2/103,2	103,8	-0,6	Ja

Tabell 22: Forandring av polhjulsvinkel ved alle generatorer og regionalnett innkoblet.

Tabell 22 viser forandring i polhjulsvinkel når distribusjonsnettet forsynes fra regionalnettet og alle kraftverkene. Høyeste endring av polhjulsvinkel er cirka 9°.

4.4.2 Eidsdal kraft utkoblet

Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.1.3 – B.1.6.

Generator	Polhjulsinkel før/etter lading [°]	Polhjulsinkel under lading [°]	Forskjell i Polhjulsinkel [°]	Stabil
Tafjord 2 G1	71,19/71,19	71,10	0,09	Ja
Tafjord 2 G2	71,19/71,19	71,10	0,09	Ja
Tafjord 6 G1	103,25/103,25	102,90	0,35	Ja
Tafjord 7 G1	117,80/117,80	117,50	0,30	Ja
Tafjord 7 G2	116/116	115,75	0,25	Ja
Tafjord 8 G1	100,60/100,60	100,25	0,35	Ja

Tabell 23: Forandring av polhjulsinkel ved Eidsdal kraft utkoblet.

Nettet blir mest påvirket av direktelading når Eidsdal kraft er utkoblet. Kraftverkene blir i liten grad påvirket av utkobling av Eidsdal kraft.

4.4.3 Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett

Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.3.3.

Generator	Polhjulsinkel før/etter lading [°]	Polhjulsinkel under lading [°]	Forskjell i Polhjulsinkel [°]	Stabil
Eidsdal kraft G1	104,75/104,75	97	7,75	Ja
Eidsdal kraft G2	104/104	96,75	7,25	Ja

Tabell 24: Forandring av polhjulsinkel ved forsyning fra regionalnett og Eidsdal kraft.

Tabell 24 viser at største forandringen av polhjulsinkel når distribusjonsnettet forsynes fra regionalnettet og Eidsdal kraft er 7,75°.

4.5 Polhjulsvinkel på generatorer ved bruk av batteribank

Analysen viser at polhjulsvinkelen til generatorene ikke blir påvirket ved bruk av batteribank. Uavhengig av driftsituasjon er alle generatorene stabil ved bruk av batteribank. Det er ingen forandring i polhjulsvinkel, og lading av elektrisk ferge påvirker ikke generatorene nevneverdig.

4.6 Fasespenning til generatorer ved direkteading

Analysen viser utgangsspenningen til fasene på generatoren. Dette viser hvorvidt generatorene greier å levere riktig spenning ved, under og etter innlegging av fergelast. Det gir også informasjon om belastningen fergelasten har på de ulike generatorene.

De forskjellige simuleringene viser generatorens evne til å levere samme spenning i forskjellige situasjoner. Spenningene blir presentert i p.u. som er regnet ut etter fasespenningen til hver generator, som er $\frac{U_n}{\sqrt{3}}$. I alle simuleringene leverte generatorene omtrent samme spenning før, under og etter innkobling av fergelast.

4.6.1 Forsynes fra samtlige kraftvert og regionalnett

Tabell 25 viser fasespenningen til alle generatorene gjennom hele simuleringen. Alle generatorene i denne situasjonen holder samme fasespenning, bortsett fra ved inn- og utkobling av fergelasten. Ved inn- og utkobling får spenningen en liten peak-verdi som varer i cirka 10 sekunder. Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.4.8 – B.4.12.

Generator	Fasespenning før/etter lading [p.u.]	Fasespenning under lading [p.u.]	Peak-verdi over 1,1 p.u.
Eidsdal kraft G1	0,97	0,97	Nei
Eidsdal kraft G2	0,97	0,97	Nei
Tafjord 2 G1	1,03	1,03	Nei
Tafjord 2 G2	1,03	1,03	Nei
Tafjord 6 G1	1,02	1,02	Nei
Tafjord 7 G1	1,04	1,04	Nei
Tafjord 7 G2	1,05	1,05	Nei
Tafjord 8 G1	1,05	1,05	Nei

Tabell 25: Fasespenning på generatorene ved forsyning fra alle kraftverkene og regionalnettet.

4.6.2 Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett

Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.3.4.

Generator	Fasespenning før/etter lading [p.u.]	Fasespenning under lading [p.u.]	Peak-verdi over 1,1 p.u.
Eidsdal kraft G1	0,99	0,99	Nei
Eidsdal kraft G2	0,99	0,99	Nei

Tabell 26: Fasespenning på generatorer ved forsyning fra regionalnett og Eidsdal kraft.

4.6.3 Eidsdal kraft utkoblet

Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.1.7 – B.1.10.

Generator	Fasespenning før/etter lading [p.u.]	Fasespenning under lading [p.u.]	Peak-verdi over 1,1 p.u.
Tafjord 2 G1	1,03	1,03	Nei
Tafjord 2 G2	1,03	1,03	Nei
Tafjord 6 G1	1,02	1,02	Nei
Tafjord 7 G1	1,05	1,05	Nei
Tafjord 7 G2	1,05	1,05	Nei
Tafjord 8 G1	1,06	1,06	Nei

Tabell 27: Fasespenning på generatorer ved Eidsdal kraft utkoblet.

4.7 Fasespenning til generatorer ved bruk av batteribank

Ved bruk av batteribank endres ikke fasespenningen til generatorene, fordi batteribank trekker konstant effekt fra distribusjonsnettet.

4.8 Aktiv og reaktiv effekt ved direkteledning

I dette tilfellet legger fergelasten inn 2MW momentant etter 10 sekund. Tabellene bruker benevnningen [p.u], som tilsvarer forholdet mellom effekten i det gitte tidspunktet, og merkeeffekten til generatorene.

4.8.1 Eidsdal kraft utkoblet

I dette tilfellet kjører alle generatorer utenom Eidsdal kraft på 100% sammen med regionalnettet. Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.1.11 – B.1.14.

Generatorer	Effekt ved innkobling av last [p.u]		Effekt under lading [p.u]		Effekt etter lading [p.u]	
	Aktiv effekt	Reaktiv effekt	Aktiv effekt	Reaktiv effekt	Aktiv effekt	Reaktiv effekt
Tafjord 2 G1	0,892	0,439 – 0,440	0,899	0,440	0,899	0,439
Tafjord 2 G2	0,898 – 0,903	0,438 – 0,439	0,899	0,439	0,899	0,438
Tafjord 6 G1	0,880 – 0,921	-0,300 – -0,293	0,888	-0,295	0,888	-0,294
Tafjord 7 G1	0,970 – 1,020	-0,475 – -0,480	0,990	-0,475	0,990	-0,475
Tafjord 7 G2	0,960 – 1,010	-0,475 – -0,480	0,980	-0,475	0,980	-0,475
Tafjord 8 G1	0,830 – 0,849	-0,276 – -0,274	0,835	-0,275	0,835	-0,275

Tabell 28: Effekt ved generatorene med Eidsdal kraft utkoblet.

Tabell 28 viser at alle innkoblede generatorene produserer aktiv effekt, men med en variert produksjon. De fleste generatorene har en produksjon på underkant omtrent 90% merkeeffekt. Tafjord 7 skiller seg ut med en produksjon som er 0,1 p.u høyere enn de resterende kraftverkene.

4.8.2 Forsynes kun fra Eidsdal kraft og regionalnett

I dette tilfellet produserer Eidsdal kraft 100% sammen med regionalnettet. Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.3.5.

Generatorer	Effekt ved innkobling av last [p.u]		Effekt under lading [p.u]		Effekt etter lading [p.u]	
	Aktiv effekt	Reaktiv effekt	Aktiv effekt	Reaktiv effekt	Aktiv effekt	Reaktiv effekt
Eidsdal kraft G1	0,850 – 0,990	-0,300 – -0,170	0,910	-0,190	0,910	-0,300
Eidsdal kraft G2	0,850 – 0,980	-0,300 – -0,170	0,900	-0,170	0,900	-0,300

Tabell 29: Effekt ved generatorene med forsyning kun fra Eidsdal og regionalnett.

Eidsdal kraft holder seg stabil i produksjon av aktiv effekt gjennom hele simuleringen. En kan se at generatorene trekker mindre reaktiv effekt når fergelasten ligger inne, fordi fergelasten tilfører reaktiv effekt inn på nettet.

4.8.3 Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett

I dette tilfellet produserer alle generatorene 100% sammen med regionalnettet. Tabelldata er hentet fra Vedlegg B.4.13 – B.4.17.

Generatorer	Effekt ved innkobling av last [p.u]		Effekt under lading [p.u]		Effekt etter lading [p.u]	
	Aktiv effekt	Reaktiv effekt	Aktiv effekt	Reaktiv effekt	Aktiv effekt	Reaktiv effekt
Eidsdal kraft G1	0,850 – 0,990	-0,300 – -0,160	0,910	-0,180	0,910	-0,300
Eidsdal kraft G2	0,850 – 0,980	-0,300 – -0,170	0,900	-0,170	0,900	-0,300
Tafjord 2 G1	0,896 – 0,902	0,439 – 0,430	0,899	0,430	0,899	0,439
Tafjord 2 G2	0,896 – 0,902	0,439 – 0,435	0,899	0,435	0,899	0,439
Tafjord 6 G1	0,880 – 0,910	-0,295 – -0,341	0,895	-0,332	0,895	-0,295
Tafjord 7 G1	0,980 – 1,010	-0,480 – -0,500	0,990	-0,500	0,990	-0,480
Tafjord 7 G2	0,970 – 1,000	-0,480 – -0,500	0,980	-0,500	0,980	-0,480
Tafjord 8 G1	0,832 – 0,843	-0,275 – -0,295	0,835	-0,293	0,835	-0,275

Tabell 30: Effekt ved generatorene med forsyning fra alle kraftverk og regionalnett.

Siden dette scenarioet er utført med full produksjon på alle kraftverkene, er det minimale endringer av effekt for generatorene i Tafjord. Eidsdal kraft har derimot en endring på mer enn 10 %.

4.9 Aktiv og reaktiv effekt ved batteribank

Den dynamiske analysen viser at ved bruk av batteribank er det ingen utslag på aktiv eller reaktiv effekt ved generatorene. Dette gjelder alle tilfellene uavhengig av hvilket kraftverk som er innkoblet.

4.10 Utbedring av spenningsfall mot Geiranger

I dette delkapittelet ser vi på de ulike resultatene for utbedring av spenningsfall mot Geiranger. Alternativene som er undersøkt er enten å oppgradere linjen, eller å sette inn en transformator ved Indreeide. Resultatene kommer fra simuleringer med kun regionalnett som forsyning, og med direktelading som ladeløsning. Spenningen som blir presentert i tabellene tilsvarer så langt som konsesjonsområdet til Mørenett strekker seg.

4.10.1 Utbedring av linjer

I dette tilfellet er alle linjer utbedret slik som beskrevet i kapittel 3. Alle kabler er erstattet med TSLF 3x1x150mm², og alle luftlinjer er erstattet med FEAL 1x150mm². Tabelldata er hentet fra Vedlegg C.1.1.

Område	Høyeste spenningsfall før økt tverrsnitt [%]	Høyeste spenningsfall etter økt tverrsnitt [%]	Differanse [%]
Linje mot Geiranger	13,75	9,53	4,22

Tabell 31: Sammenligning av spenningsfall før og etter økt tverrsnitt.

4.10.2 Innlegging av transformator

I denne simuleringen er det lagt inn transformator som beskrevet i kapittel 3. Transformatoren justerer spenningen fra 20,5kV til 22kV. Tabelldata er hentet fra Vedlegg C.2.1.

Område	Høyeste spenningsfall før transformator [%]	Høyeste spenningsfall etter transformator [%]	Differanse [%]
Linje mot Geiranger	13,75	4,98	8,77

Tabell 32: Sammenligning av spenningsfall før og etter bruk av autotransformator.

4.11 Kortslutning på Linge fergekai

Simuleringen av kortslutningen ble gjort både når Eidsdal kraft ligger inne sammen med regionalnettet, og når alle generatorer ligger inne sammen med regionalnettet. Kortslutningen er på 200ms og med 20% restspenning. Feilen blir lagt inn mens fergen lader på Linge fergekai.

4.11.1 Forsyning fra Eidsdal kraft og regionalnettet

Ved fergelasten ble det lagt inn en trefasekortslutning under lading for å se om generatorene holder seg synkron. Det vises kun resultat fra generatorene i Eidsdal kraft siden utslagene på generatorene i Tafjord var små. Tabelldata er hentet fra Vedlegg D.2.1.

Generator	Endring i polhjulsinkel ved kortslutning [°]	Stabil?
Eidsdal G1	115 – 87	Ja
Eidsdal G2	113 – 85	Ja

Tabell 33: Endring i polhjulsinkel for generatorer ved kortslutning på Linge fergekai.

4.12 Kortslutning mot Geiranger

4.12.1 Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnettet

Kortslutningen er plassert i kraftnettet hvor den laveste spenningen befinner seg, som er mot Geiranger. Det blir kun tatt analyse av generatorene i Eidsdal kraft siden utslagene i polhjulsinkelen til de resterende kraftverkene er små. Tabelldata er hentet fra Vedlegg D.1.1.

Generator	Endring i polhjulsinkel ved kortslutning [°]	Stabil?
Eidsdal G1	100,5 – 90,5	Ja
Eidsdal G2	99,2 – 89	Ja

Tabell 34: Endring i polhjulsinkel for generatorer ved kortslutning mot Geiranger.

4.13 Kortslutning ved samleskinne i Tafjord

4.13.1 Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett

Kortslutningen er plassert på samleskinne i Tafjord siden Mørenett bruker dette som en standard ved dimensjonering av nye kraftverk. Tabell 35 viser endring i polhjulsinkel på alle generatorene utenom Tafjord 2 ved kortslutning. Tafjord 2 er ikke vist på grunn av små utslag. Tabelldata er hentet fra Vedlegg D.4.1. – D.4.4.

Generatorer	Endring i polhjulsinkel ved kortslutning [°]	Stabil?
Eidsdal G1	115 – 89	Ja
Eidsdal G2	115 – 86	Ja
Tafjord 6 G1	124 – 96	Ja
Tafjord 7 G1	144 – 107	Ja
Tafjord 7 G2	144 – 104	Ja
Tafjord 8 G1	111 – 64	Ja

Tabell 35: Endring i polhjulsinkel for generatorer ved kortslutning på samleskinne i Tafjord.

4.13.2 Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnett

Det ble utført en analyse hvor bare Eidsdal kraft var innkoblet i samme situasjon. Tabelldata er hentet fra Vedlegg D.3.1.

Generatorer	Endring i polhjulsinkel ved kortslutning [°]	Stabil?
Eidsdal G1	111 – 85	Ja
Eidsdal G2	112 – 82	Ja

Tabell 36: Endring i polhjulsinkel for generatorer ved kortslutning på samleskinne i Tafjord.

5 DRØFTING

5.1 Drøfting av resultat

I dette kapittelet drøftes resultatene, og hvorvidt disse er reelle, og om de var slik vi forventet. Det drøftes mye med hensyn til generatorene, da det er knyttet mest usikkerhet opp mot disse.

Distribusjonsnettet dimensjoneres etter det mest kritiske driftstilfelle. Dette er når nettet kun forsynes fra regionalnettet. Mørenett ønsker ikke spenning under 20kV i høyspenningsnettet. Når nettet kun forsynes fra regionalnettet ser man at spenningen mot Geiranger ikke er innenfor Mørenett sine krav, uavhengig av ladeløsning.

Det er viktig å merke seg at spenningsfallet i Geiranger er høyere dersom samtlige kraftverk forsyner nettet, enn ved produksjon kun fra regionalnettet og Eidsdal. Det kommer av at generatorene i Tafjord 6, 7 og 8 trekker mye reaktiv effekt som vist i *tabell 30*. I simuleringene er generatorene innstilt med en cosinus ϕ på -0,95. Slik vi har forstått det er dette en god tilnærming til hvordan det er i virkeligheten. Verdiene kan ha avvik fra hvordan det faktisk er, men Mørenett bekrefter at de trekker reaktiv effekt.

Krav til effektfaktor 2.4.3.1 sier at generatorene kan trekke reaktiv effekt med en $\tan \phi < -0,5$. Vedlegg B.4.2 viser aktiv og reaktiv effekt produsert av alle generatorene og det kommer tydelig frem at våre generatorer er innenfor denne grensen.

Ingen av generatorene opplever endring av polhjulsinkel på over 150°. Generatorene har små utslag på under 10° ved bruk av direkteledning uavhengig av hvilke generatorer som er inn- og utkoblet. Polhjulsinkelen til alle generatorene ligger over 100° unntatt Tafjord 2 G1 og G2 som ligger på rundt 71°. For generatorer med AVR er ikke dette et problem.

Ved bruk av batteribank er det ingen utslag i polhjulsinkel, noe som er naturlig da batteribank er lagt inn som en konstant last.

Generatorene svinger uavhengig av transformator kobling, men størrelsen på polhjulsinkelen vil derimot bli påvirket. For transformatorene som er brukt i vårt område er de fleste av kobling YNd11. Denne koblingen gir den høyeste polhjulsinkelen etter det vi har erfart.

Simulerte kortslutninger på gitte punkt i modellen viser at alle kraftverk med tilhørende generatorer opprettholder synkron tilstand i kortslutningsintervallet. Det som regnes å være den mest kritiske kortslutningen er ved fergekaien når last for direkteledning ligger inne. Ved denne kortslutningen svinger Eidsdal Kraft sine generatorer med rundt 30°. Dette er lave svingninger i forhold til polhjulsslipp-grensen på 150°.

Uavhengig av hendelse og simulering, kommer det frem i resultatene at Eidsdal kraft blir påvirket mest, og har også størst påvirkning i nettet. Dette er fordi Eidsdal kraft ligger om lag 5km unna fergelastene, mens generatorene i Tafjord ligger om lag 40km unna.

Det er foretatt simuleringer med gradvis økning og momentan innkobling av last. Påvirkningen på kraftverkene og lastflyt er nesten helt identiske. I vedlegg B.3.6 ser man at momentan innkobling har litt større påvirkning kun i innkoblingsøyeblikket. Det er ingen forskjell på spenningsfall. Grunnen til dette er at et de fleste generatorene er en del større enn fergelasten, og generatorene som er mindre ligger svært langt unna.

5.2 Utbedringer

Det er flere mulige måter å utbedre nettet på. Økt tverrsnitt av eksisterende linjer, eller sette inn en transformator som hever spenningen, er alternativer vi har vurdert.

Transformator kan brukes for å heve spenningen på linjen til ønsket nivå. Dette gir et bedre spenningsbilde på overføringslinjene mot Geiranger. Løsningen er testet i PSS Sincal og gir gode resultater. I PSS Sincal testet vi ikke med autotringning, men justerte spenningen på inngangssiden slik at den passer spenningsnivået ved Indreeide. Møre Trafo har autotransformatorer på opptil 4,6MVA, og hvis den totale lasten mot Geiranger holder seg under dette, bør denne løsningen fungere fint i praksis.

Data fra Mørenett viser at linjen mot Geiranger er en god blanding av forskjellige kabler og luftlinjer med varierende tverrsnitt fra $25mm^2 \rightarrow 150mm^2$. Det er ikke kjent hvor gamle kablene er, men det er rimelig å anta at de er gamle. Ved å bytte ut alle kablene til *TSLF 3x1x150mm²*, og luftlinjer til *FEAL 1x150mm²*, blir spenningsfallet lavere. Den nye linjen gir et spenningsfall mot Geiranger på 4,22%. Dette er det beste alternativet vi har sett på, men også det dyreste.

Geiranger er på UNESCOs verdensarvliste, og har besøk av svært mange cruiseskip hvert år. Mer fokus på det grønne skiftet, og vedtak i Stortinget som krever nullutslipp fra cruiseskip og turistbåter i verdensarvfjorder fra 2026, gjør at man kan vurdere å bytte ut linjen med tanke på utbygging av ladestasjoner og landstrøm til skipene i Geiranger.

5.3 Begrensning av oppgaven og endringer underveis

I startfasen av bacheloroppgaven var det noe uklart hvor stort omfang oppgaven skulle ha. Oppgaven skulle i utgangspunktet omfatte både oppbygging og analyse av modell i PSS Sincal, tolking av analysedata, undersøke utbedringsalternativer og de økonomiske aspektene ved utbygging.

Vi har brukt mye tid på å tilegne oss kunnskap fra dataprogrammene PSS Sincal og netbas. Det ble også brukt en del tid på å prøve og hente inn riktige generatordata fra kraftverkene. Med bakgrunn i dette har vi valgt å se vekk fra kostnadene ved utbygging, og heller referere til estimat utarbeidet av DNV-GL, vist i *tabell 3*.

Oppgaven omhandler ved levering:

- Oppbygging av PSS Sincal
- Forskjellige simuleringer i PSS Sincal
- Analyse av data fra PSS Sincal
- Utbedringsalternativer simulert i PSS Sincal

Det har vært en bratt læringskurve gjennom hele oppgaveperioden med nye utfordringer hver dag. Vi er fornøyd med innholdet i oppgaven, og føler selv at resultatet er godt.

5.4 Videre arbeid

Videre arbeid basert på denne bachelorrapporten kan være:

- Å undersøke utbedringsalternativer grundigere. Kostnader, gjennomføring og generelt andre alternativer enn det som er presentert i denne rapporten.
- Implementering av autotransformator i PSS Sincal. Dette er noe gruppen vurderte å gjøre, ved å få en detaljert funksjonsbeskrivelse fra leverandør og implementere dette som en egen funksjon i PSS Sincal, via PSS Netomac.
- Legge inn APFC i PSS Sincal, for å bedre regulere den reaktive effekten relatert til generatorene i Tafjord.

6 KONKLUSJON

Analysen sitt hovedfokus har vært spenningsfall på linjen mot Geiranger og generatorenes påkjenning ved to ulike ladealternativer for elektrisk ferge. Vi har også sett på hvordan eventuelle kortslutninger påvirker distribusjonsnettet.

Fra kapittel 4 kommer det godt frem at spenningsfallet mot Geiranger er for høyt. Utbedringsalternativer er diskutert i kapittel 5. Det vises også at samtlige generatorer holder seg i synkrontilstand ved begge ladealternativer, og nettet tåler kortslutninger som er simulert.

Med bakgrunn i problemstillingen kan vi konkludere:

Hvor stor forskjell blir det mellom lademetodene?

Det er svært liten forskjell i spenningsfall ved de to ulike lademetodene. Direktelading gir imidlertid endringer i polhjulsvinkel på generator, men endringene er små.

Vil spenningsfallet på linjen mot geiranger bli for høyt, og hva kan eventuelt gjøres for å forbedre dette?

Spenningsfallet mot Geiranger blir for høyt uavhengig ladeløsning. Det er forsøkt utbedring ved bruk av transformator og økt tverrsnitt på linjen. Begge alternativene har gitt gode resultater i modellen vår. Disse er presentert i kapittel 4 og 5.

Vil generatorene tåle en eventuell kortslutning mens fergen lader?

Alle generatorene tåler en kortslutning på ulike punkter i nettet når lasten for direktelading ligger inne. Dette er vist i kapittel 4, og diskutert i kapittel 5.

Det konkluderes med at linjen mot Geiranger må oppgraderes uavhengig av ladeløsning. Siden kraftverkene og resten av distribusjonsnettet tåler direktelading, er dette et naturlig alternativ da det gir lavere drifts- og vedlikeholdskostnader.

7 BIBLIOGRAFI

Bellona og Siemens, 2015. *Syv av ti ferger er lønsomme med Elektrisk drift*, Oslo: Siemens.

Datele, u.d. *Fasekompensering*. [Internett]

Available at: <http://www.datele.no/HTML/MEK.%201/Mek%201-filer/HUSKELAPPEN-filer/ELEKTROTEKNIKK-filer/ELEKTROTEKNIKK/027-FASEKOMPENSERING.htm>

[Funnet 07 Mai 2018].

DNV-GL, 2017. *Kartlegging av energibehov og infrastrukturens situasjon på kaiene for fire fergesamband i Indre Sunnmøre*, s.l.: DNV-GL.

Electrical4u, 2011. [Internett]

Available at: <https://www.electrical4u.com/single-phase-transformer/>

[Funnet 25 April 2018].

Energiloven, 1991. *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* [Internett]

Available at: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50?q=energiloven>

[Funnet 23 Mars 2018].

EnergiNorge, u.d. *Nettstruktur og organisering*. [Internett]

Available at: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/>

[Funnet 16 Februar 2018].

Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999. *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier*. [Internett]

Available at: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302#KAPITTEL_4

[Funnet 15 Februar 2018].

Garbe [1], E. M., 2017. *Elektriske kraftsystemer*, Ålesund: NTNU.

Garbe [2], E. M., 2017. *High voltage systems*, Ålesund: NTNU.

Garbe, E. M., 2016. *Elektriske maskiner og kraftelektronikk*, Ålesund: NTNU.

Garbe, E. M. & Tomta, G., 2017. *Grunnlag i elektrisk energiforsyning*, Ålesund: NTNU.

Haukaas, V. V., 2017. *Dynamiske analyse for nettintegrasjon av småkraft*, Trondheim: NTNU.

Leveringskvalitetsforskriften, 2005. *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. [Internett]

Available at: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557?q=Forskrift%20om%20leveringskvalitet>

[Funnet 24 April 2018].

Mathisen, R., 2013. *ndla*. [Internett]

Available at: <https://ndla.no/nb/node/115681?fag=35>

[Funnet 09 Mai 2018].

Mørenett AS, u.d. [Internett]

Available at: <http://www.morenett.no/tekniske-tenester/bygge-og-grave/anleggsbidrag/>

[Funnet 04 April 2018].

NVE, 2015. *Energibruk i Norge*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/energibruk-og-effektivisering/energibruk-i-norge/>
[Funnet 02 Mai 2018].

NVE, 2016. *Elektrisitetsbruk i Norge mot 2030*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/energibruk-og-effektivisering/energibruk-i-norge/elektrisitetsbruk-i-norge-mot-2030/>
[Funnet 02 Mai 2018].

Olje- og energidepartementet, 2014. *Et bedre organisert strømnnett*, Oslo: Olje- og energidepartementet.

REN AS [1], 2011. *Anleggsbidrag, investeringstilskudd og tariffer ved tilknytning av produksjon, 3007*. [Internett]

Available at: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/renblad/3007>
[Funnet 04 April 2018].

REN AS [2], 2011. *Definisjoner, 301*. [Internett]

Available at: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/renblad/301>
[Funnet 04 Mai 2018].

REN AS [3], 2011. *Tekniske funksjonskrav, 303*. [Internett]

Available at: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/renblad/303>
[Funnet 23 Mars 2018].

Siemens, u.d. *PSS-sinca "help" funksjon*, s.l.: Siemens.

SINTEF Energi AS, u.d. *ProTrafo- Neste generasjon beskyttelse av transformatorer*. [Internett]

Available at: <https://www.sintef.no/prosjekter/protrafo-neste-generasjons-beskyttelse-av-tranformatorer/>
[Funnet 16 Februar 2018].

Spilde, D. & Skotland, C., 2015. *Hvordan vil en omfattende elektrifisering av transportsektoren påvirke kraftsystemet?*, s.l.: NVE.

Statistisk sentralbyrå, u.d. *Produksjon og forbruk av energi, energibalanse*. [Internett]

Available at: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/energibalanse/aar-endelige>
[Funnet 02 Mai 2018].

Statnett SF, 2012. *Funksjonskrav i kraftsystemet*, s.l.: Statnett SF.

University of British Columbia, u.d. *The Newton-Raphson Method*. [Internett]

Available at: <http://www.math.ubc.ca/~anstee/math104/newtonmethod.pdf>
[Funnet 03 Mars 2018].

Vestvind Kraft AS og Siemens PTI, 2015. *Transient analyse for tilknytning av småkraftverk i Vanylvenområde*, s.l.: Håvard Nordvik.

Weedy, B. M. et al., 2012. *Electric Power Systems*. Fifth edition red. s.l.: John Wiley & sons Ltd.

Wildi, T., 2014. *Electrical Machines, Drives, and Power Systems*. Sixth edition red. Harlow: Pearson Education Limited.

Wolfram Research, inc, u.d. *Newton raphson method*. [Internett]
Available at: <http://www.wolframalpha.com/input/?i=newton+raphson+method>
[Funnet 09 Mars 2018].

Yamayee, Z. A. & Bala, J. L., 1994. *Electromechanical Energy Devices and Power Systems*. s.l.:John Wiley & sons, inc.

Zero, 2016. *Batteridrift av ferger*. [Internett]
Available at: https://www.zero.no/publikasjoner_new/batteridrift-av-ferger/
[Funnet 12 Februar 2018].

8 VEDLEGGSLISTE

VEDLEGG A BATTERIPAKKE.....	64
Vedlegg A.1 Eidsdal kraft utkoblet.....	65
Vedlegg A.1.1 Spenning Geiranger	65
Vedlegg A.1.2 Lastflyt	66
Vedlegg A.1.3 Polhjulsvinkel Tafjord 2 G1 G2	67
Vedlegg A.1.4 Polhjulsvinkel Tafjord 6 G1.....	68
Vedlegg A.1.5 Polhjulsvinkel Tafjord 7 G1 G2	69
Vedlegg A.1.6 Polhjulsvinkel Tafjord 8 G1.....	70
Vedlegg A.1.7 Fasespenning Tafjord 2 G1 G2.....	71
Vedlegg A.1.8 Fasespenning Tafjord 6 G1	72
Vedlegg A.1.9 Fasespenning Tafjord 7 G1 G2.....	73
Vedlegg A.1.10 Fasespenning Tafjord 8 G1.....	74
Vedlegg A.2 Forsynes fra regionalnettet	75
Vedlegg A.2.1 Spenning Geiranger	75
Vedlegg A.2.2 Lastflyt	76
Vedlegg A.3 Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnettet.....	77
Vedlegg A.3.1 Spenning Geiranger	77
Vedlegg A.3.2 Lastflyt	78
Vedlegg A.3.3 Polhjulsvinkel Eidsdal kraft G1 G2	79
Vedlegg A.3.4 Fasespenning Eidsdal kraft G1 G2	80
Vedlegg A.3.5 Aktiv og reaktiv effekt Eidsdal kraft G1 G2.....	81
Vedlegg A.4 Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett.....	82
Vedlegg A.4.1 Spenning Geiranger	82
Vedlegg A.4.2 Lastflyt	83
Vedlegg A.4.3 Polhjulsvinkel Tafjord 2 G1 G2	84
Vedlegg A.4.4 Polhjulsvinkel Tafjord 6 G1.....	85
Vedlegg A.4.5 Polhjulsvinkel Tafjord 7 G1 G2	86
Vedlegg A.4.6 Polhjulsvinkel Tafjord 8 G1.....	87
Vedlegg A.4.7 Polhjulsvinkel Eidsdal kraft G1 G2.....	88
Vedlegg A.4.8 Fasespenning Tafjord 2 G1 G2.....	89
Vedlegg A.4.9 Fasespenning Tafjord 6 G1	90
Vedlegg A.4.10 Fasespenning Tafjord 7 G1 G2	91

Vedlegg A.4.11	Fasespenning Tafjord 8 G1.....	92
Vedlegg A.4.12	Fasespenning Eidsdal kraft G1 G2.....	93
Vedlegg A.4.13	Aktiv og reaktiv effekt Tafjord 2 G1 G2.....	94
Vedlegg A.4.14	Aktiv og reaktiv effekt Tafjord 6 G1.....	95
Vedlegg A.4.15	Aktiv og reaktiv effekt Tafjord 7 G1 G2.....	96
Vedlegg A.4.16	Aktiv og reaktiv effekt Tafjord 8 G1.....	97
Vedlegg A.4.17	Aktiv og reaktiv effekt Eidsdal kraft G1 G2.....	98
VEDLEGG B DIREKTELADING.....		99
Vedlegg B.1	Eidsdal kraft utkoblet	100
Vedlegg B.1.1	Spenning Geiranger.....	100
Vedlegg B.1.2	Lastflyt.....	101
Vedlegg B.1.3	Polhjulsvinkel Tafjord 2 G1 G2.....	102
Vedlegg B.1.4	Polhjulsvinkel Tafjord 6 G1.....	103
Vedlegg B.1.5	Polhjulsvinkel Tafjord 7 G1 G2.....	104
Vedlegg B.1.6	Polhjulsvinkel Tafjord 8 G1.....	105
Vedlegg B.1.7	Fasespenning Tafjord 2 G1 G2.....	106
Vedlegg B.1.8	Fasespenning Tafjord 6 G1.....	107
Vedlegg B.1.9	Fasespenning Tafjord 7 G1 G2.....	108
Vedlegg B.1.10	Fasespenning Tafjord 8 G1.....	109
Vedlegg B.1.11	Aktiv og reaktiv effekt Tafjord 2 G1 G2.....	110
Vedlegg B.1.12	Aktiv og reaktiv effekt Tafjord 6 G1.....	111
Vedlegg B.1.13	Aktiv og reaktiv effekt Tafjord 7 G1 G2.....	112
Vedlegg B.1.14	Aktiv og reaktiv effekt Tafjord 8 G1.....	113
Vedlegg B.2	Forsynes fra regionalnettet	114
Vedlegg B.2.1	Spenning Geiranger.....	114
Vedlegg B.2.2	Lastflyt.....	115
Vedlegg B.3	Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnettet	116
Vedlegg B.3.1	Spenning Geiranger.....	116
Vedlegg B.3.2	Lastflyt.....	117
Vedlegg B.3.3	Polhjulsvinkel Eidsdal kraft G1 G2.....	118
Vedlegg B.3.4	Fasespenning Eidsdal kraft G1 G2.....	119
Vedlegg B.3.5	Aktiv og reaktiv effekt Eidsdal kraft G1 G2.....	120
Vedlegg B.3.6	Sammenligning av polhjulsvinkel med/uten gradvis økning av last.....	121
Vedlegg B.4	Forsynes fra samtlige kraftvert og regionalnett	122
Vedlegg B.4.1	Spenning Geiranger.....	122
Vedlegg B.4.2	Lastflyt.....	123

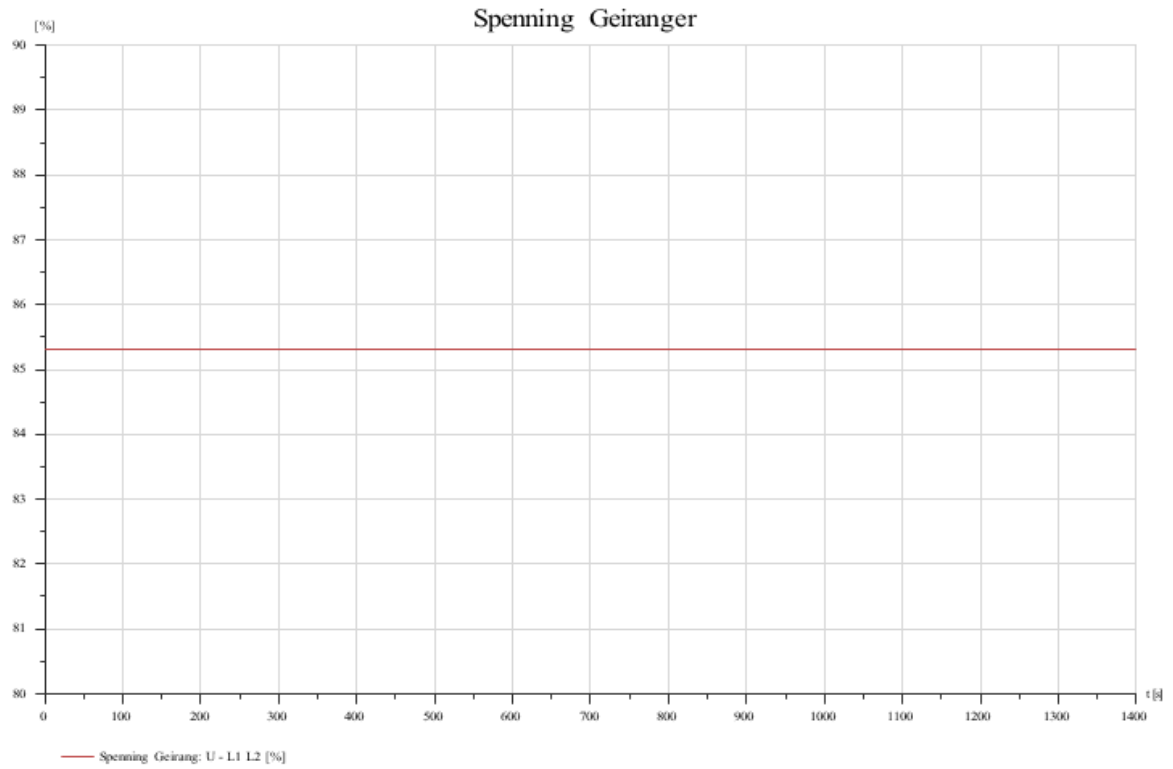
Vedlegg B.4.3	Polhjulsvinkel Tafjord 2 G1 G2.....	124
Vedlegg B.4.4	Polhjulsvinkel Tafjord 6 G1.....	125
Vedlegg B.4.5	Polhjulsvinkel Tafjord 7 G1 G2.....	126
Vedlegg B.4.6	Polhjulsvinkel Tafjord 8 G1.....	127
Vedlegg B.4.7	Polhjulsvinkel Eidsdal kraft G1 G2.....	128
Vedlegg B.4.8	Fasespenning Tafjord 2 G1 G2.....	129
Vedlegg B.4.9	Fasespenning Tafjord 6 G1.....	130
Vedlegg B.4.10	Fasespenning Tafjord 7 G1 G2.....	131
Vedlegg B.4.11	Fasespenning Tafjord 8 G1.....	132
Vedlegg B.4.12	Fasespenning Eidsdal kraft G1 G2.....	133
Vedlegg B.4.13	Aktiv og reaktiv effekt Tafjord 2 G1 G2.....	134
Vedlegg B.4.14	Aktiv og reaktiv effekt Tafjord 6 G1.....	135
Vedlegg B.4.15	Aktiv og reaktiv effekt Tafjord 7 G1 G2.....	136
Vedlegg B.4.16	Aktiv og reaktiv effekt Tafjord 8 G1.....	137
Vedlegg B.4.17	Aktiv og reaktiv effekt Eidsdal kraft G1 G2.....	138
VEDLEGG C	UTBEDRINGER.....	139
Vedlegg C.1	Utbedring av linjer.....	140
Vedlegg C.1.1	Forsynes fra regionalnett.....	140
Vedlegg C.2	Innlegging av transformator.....	141
Vedlegg C.2.1	Forsynes fra regionalnett.....	141
VEDLEGG D	KORTSLUTNING VED DIREKTELADING.....	142
Vedlegg D.1	Kortslutning Geiranger med forsyning fra Eidsdal kraft og regionalnett.....	143
Vedlegg D.1.1	Polhjulsvinkel Eidsdal kraft G1 G2.....	143
Vedlegg D.2	Kortslutning fergelast Linge med forsyning fra Eidsdal kraft og regionalnett..	144
Vedlegg D.2.1	Polhjulsvinkel Eidsdal kraft G1 G2.....	144
Vedlegg D.3	Kortslutning samleskinne Tafjord med forsyning fra Eidsdal kraft og regionalnett .	145
Vedlegg D.3.1	Polhjulsvinkel Eidsdal kraft G1 G2.....	145
Vedlegg D.4	Kortslutning samleskinne Tafjord med forsyning fra samtlige kraftverk og regionalnett.....	146
Vedlegg D.4.1	Polhjulsvinkel Eidsdal kraft G1 G2.....	146
Vedlegg D.4.2	Polhjulsvinkel Tafjord kraft 6 G1.....	147
Vedlegg D.4.3	Polhjulsvinkel Tafjord 7 G1 G2.....	148
Vedlegg D.4.4	Polhjulsvinkel Tafjord 8 G1.....	149

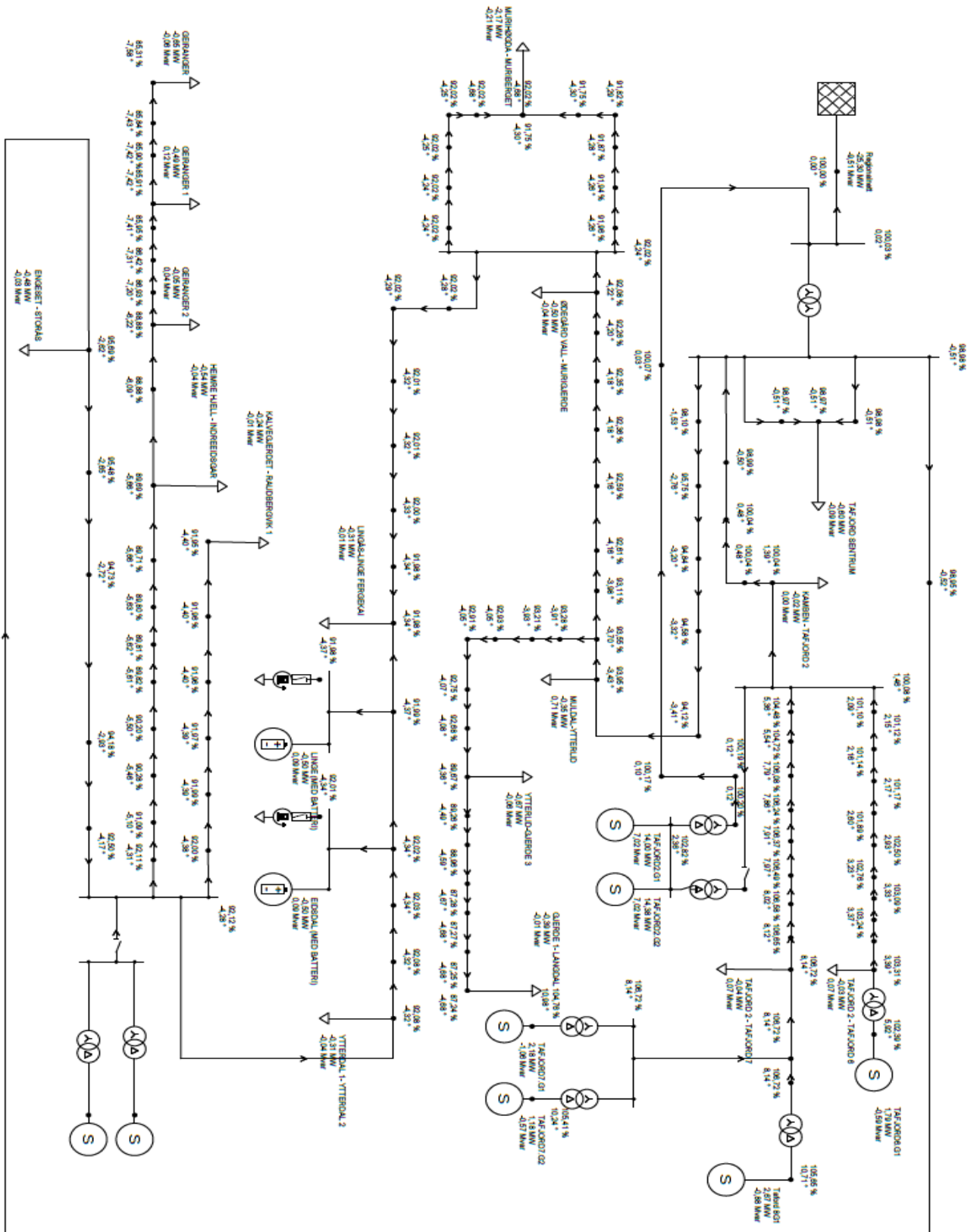
VEDLEGG A
BATTERIPAKKE

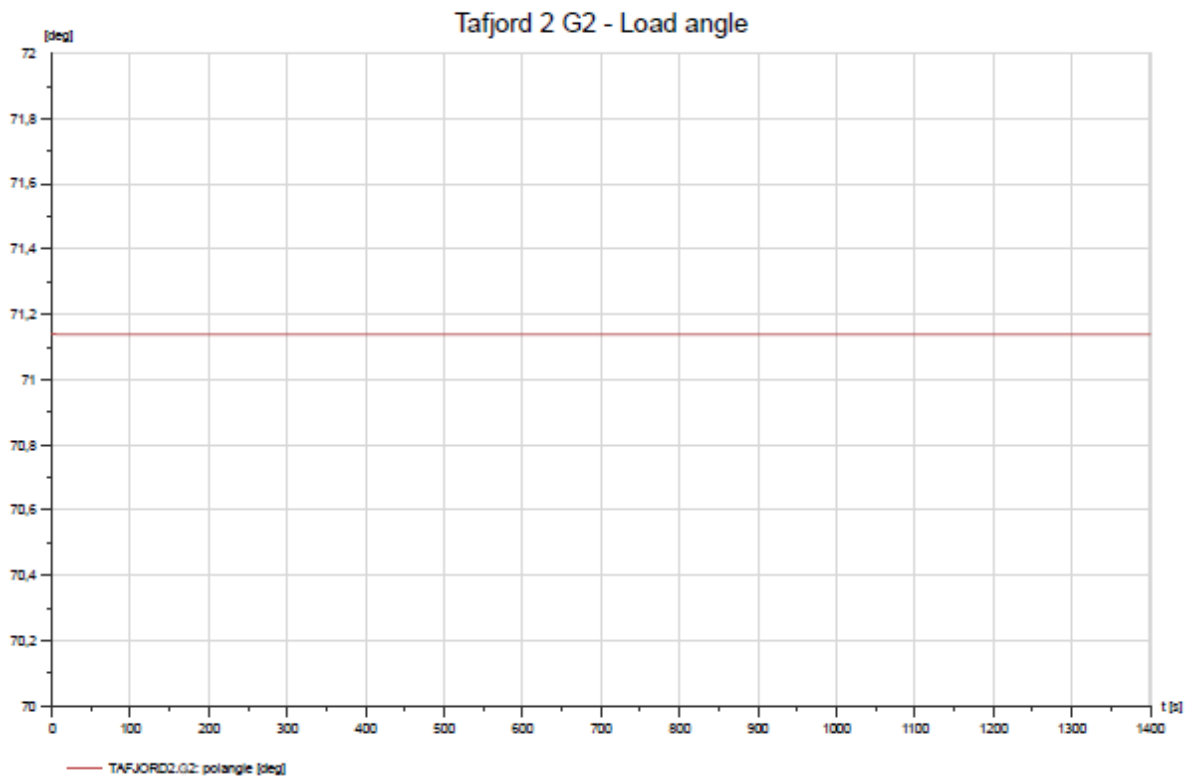
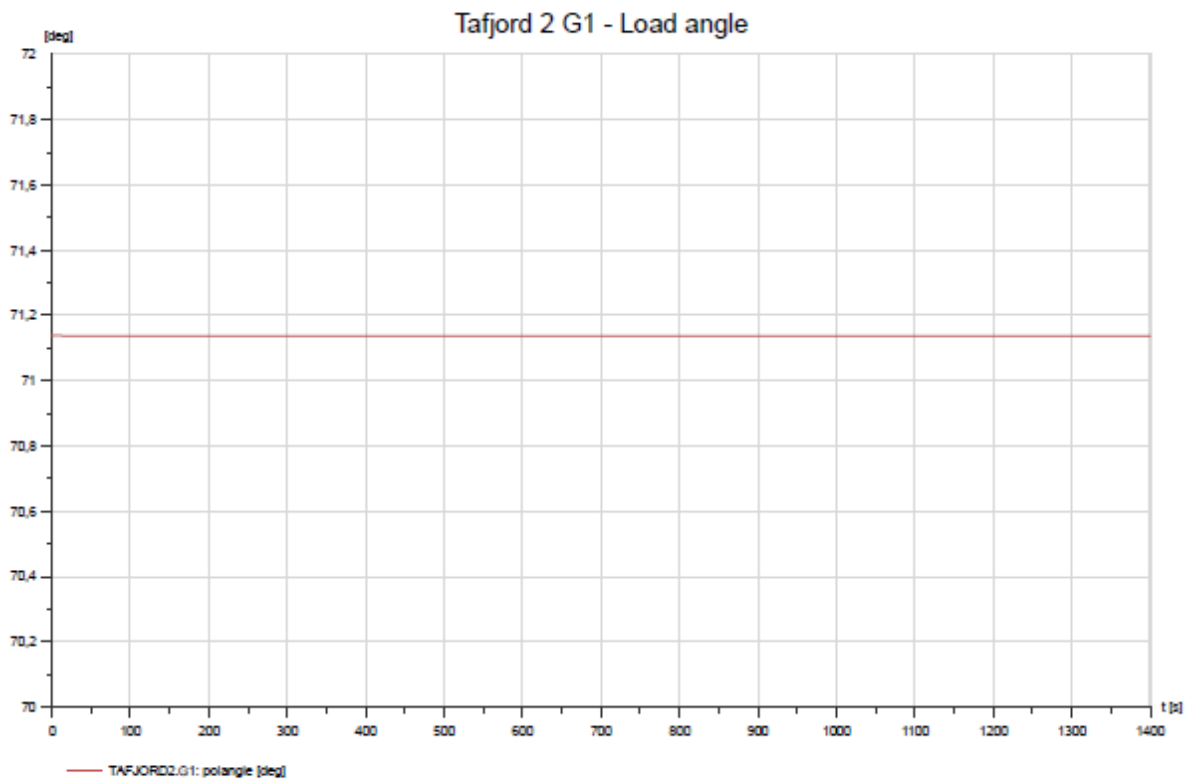
Vedlegg A.1 Eidsdal kraft utkoblet

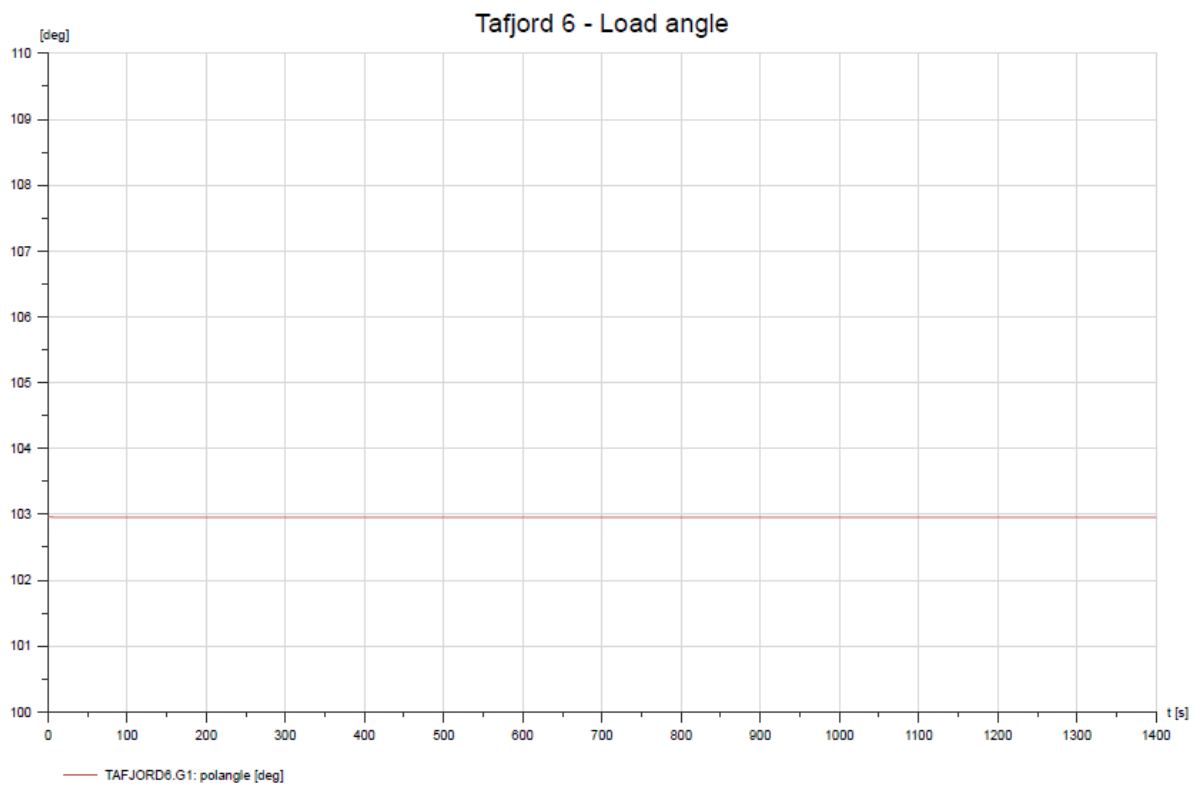
Vedlegg A.1.1

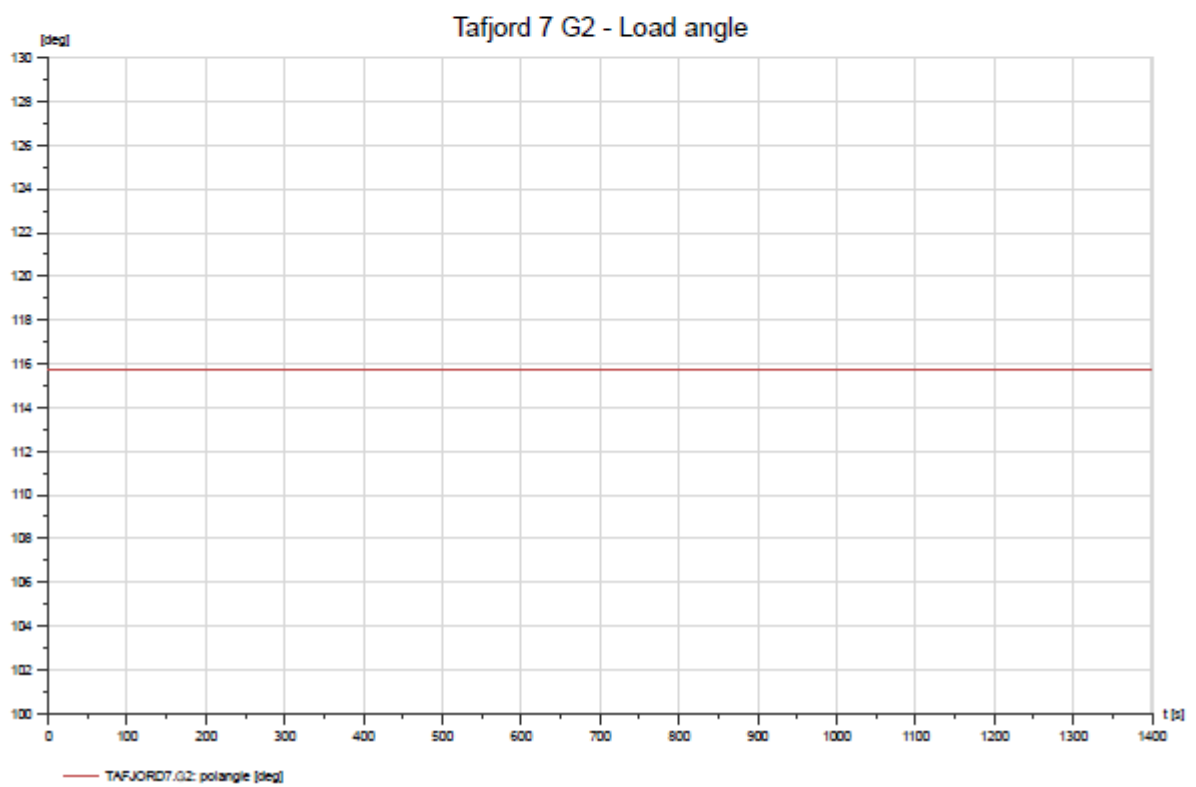
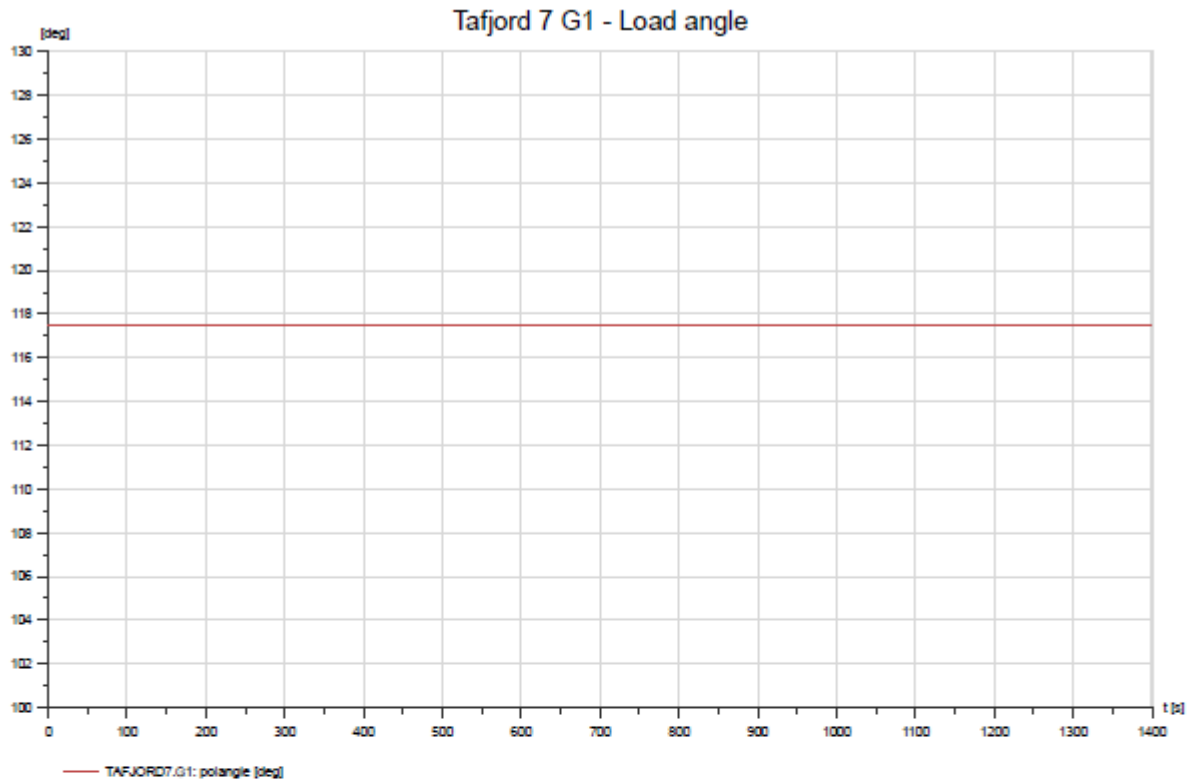
Spenning Geiranger

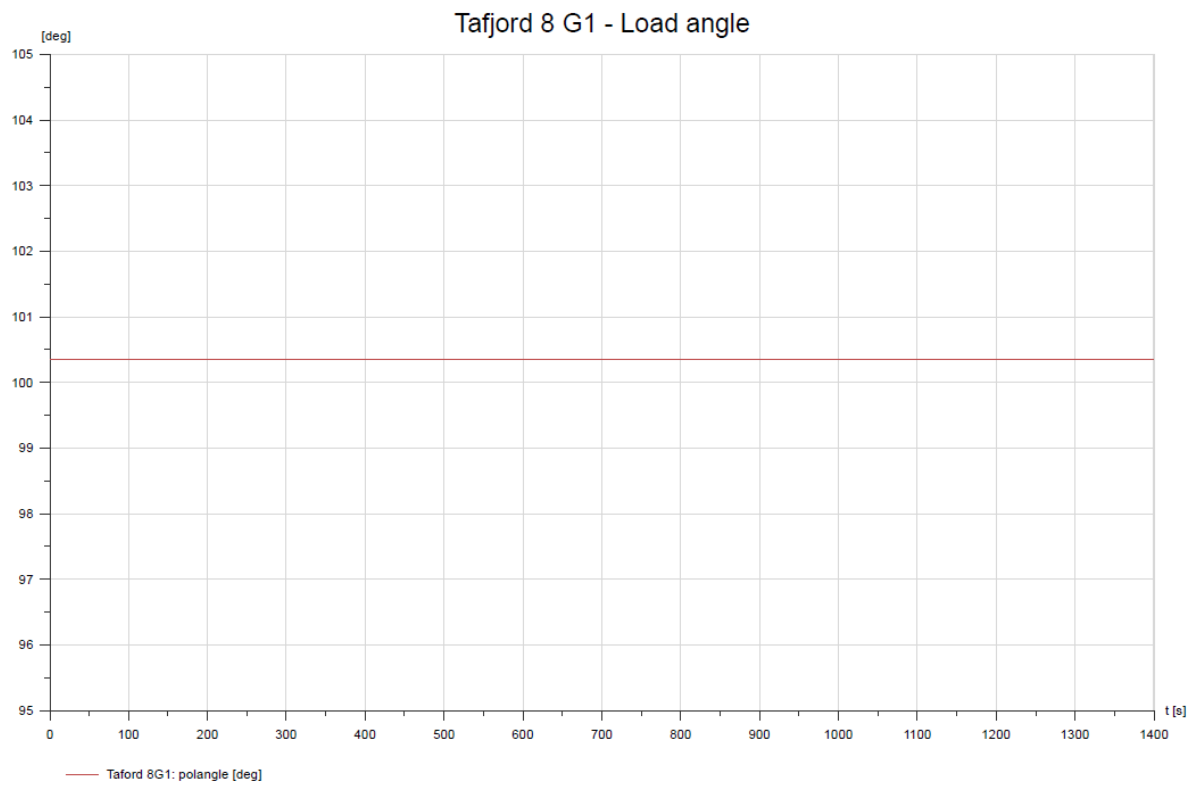


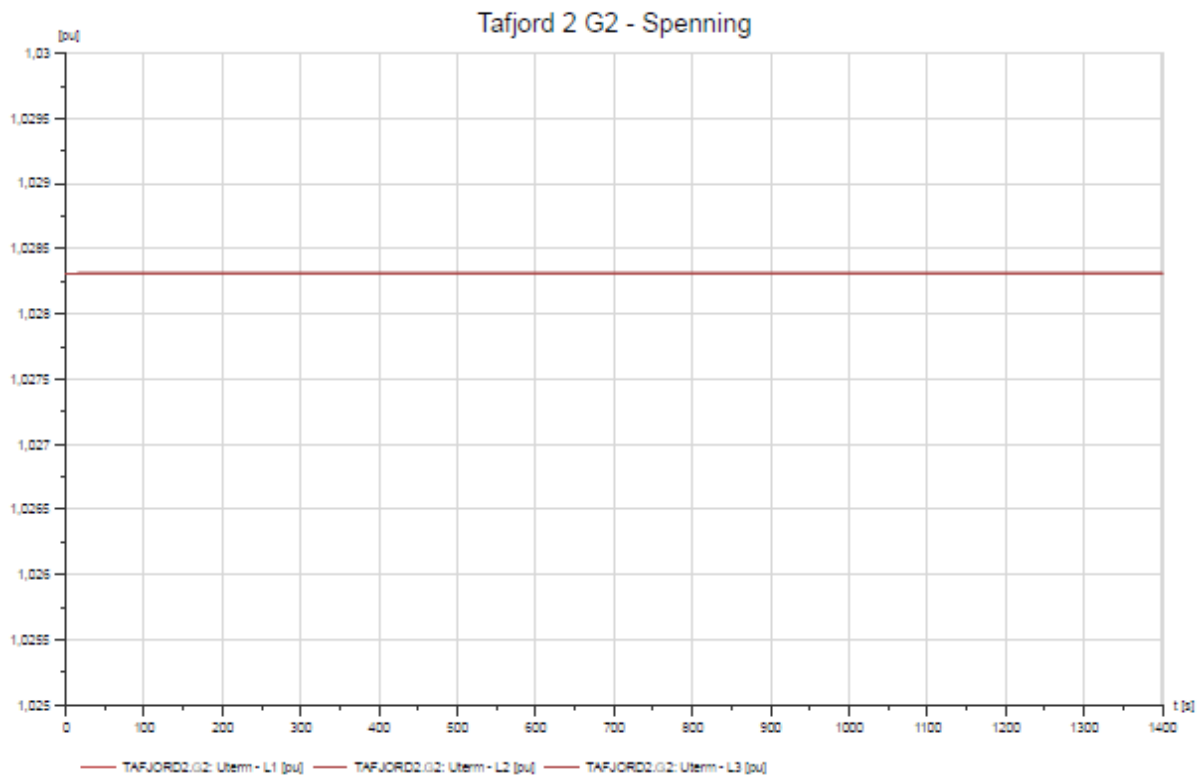
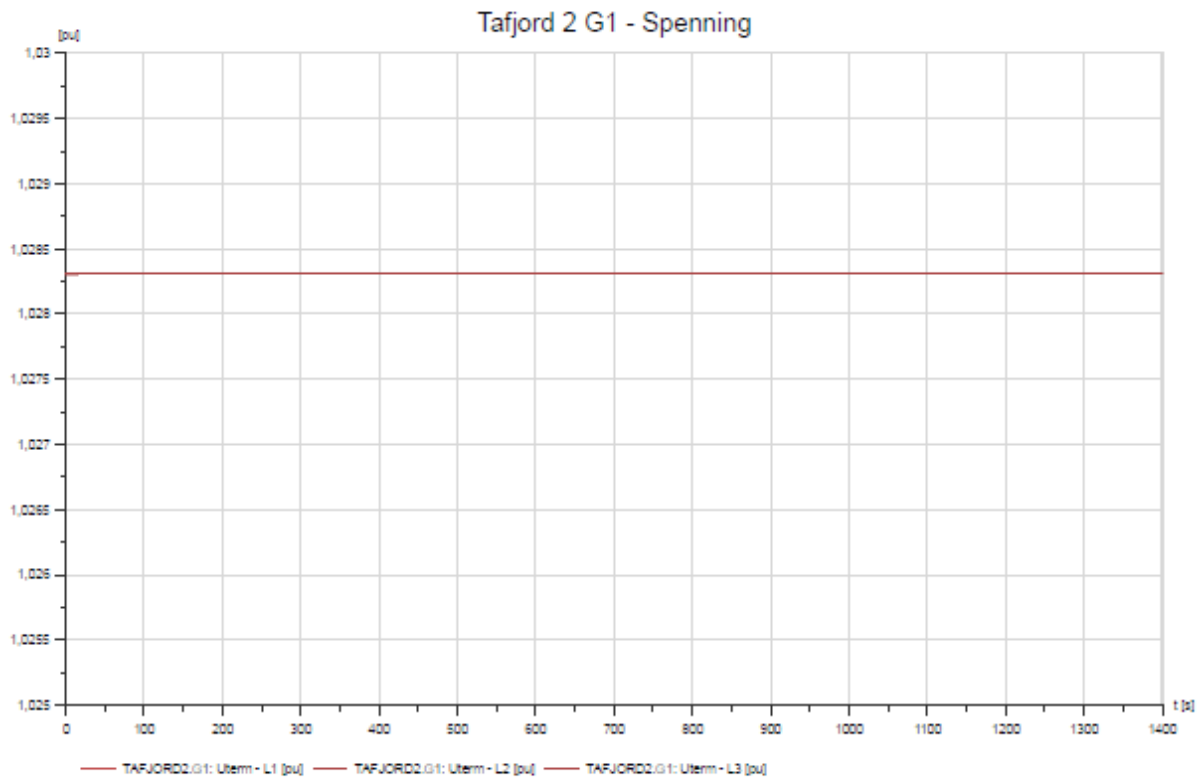


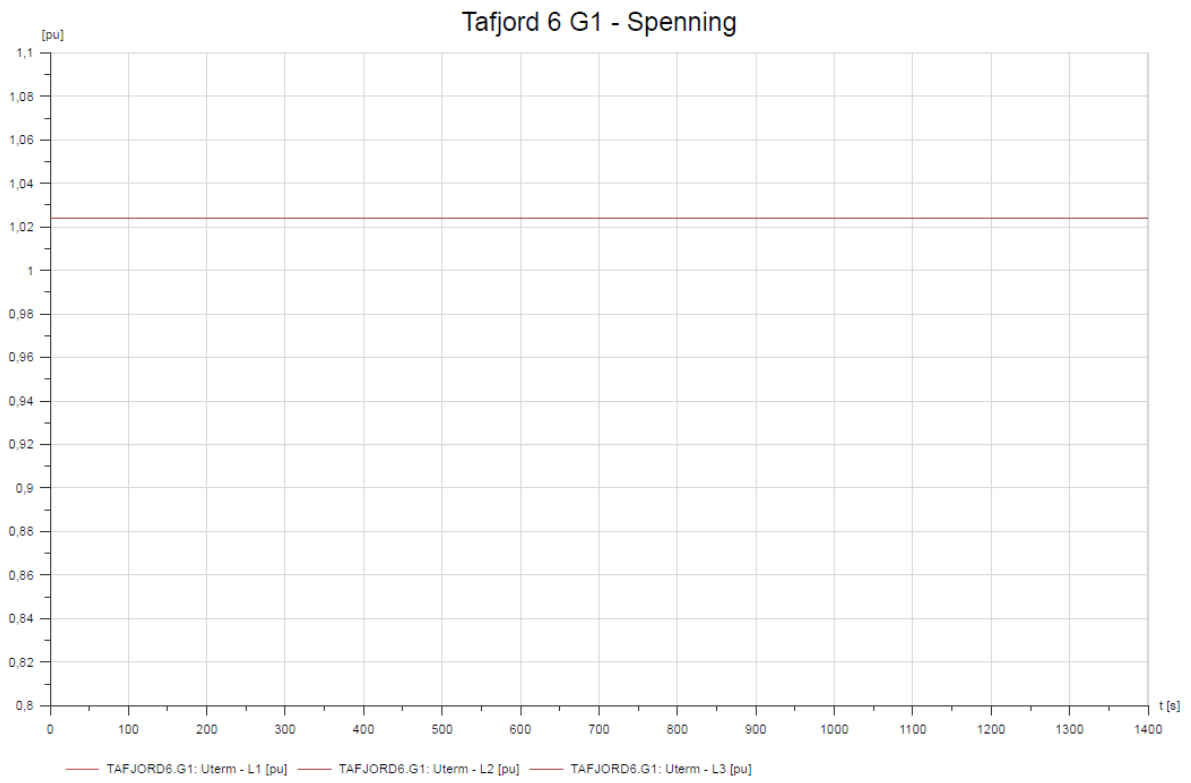


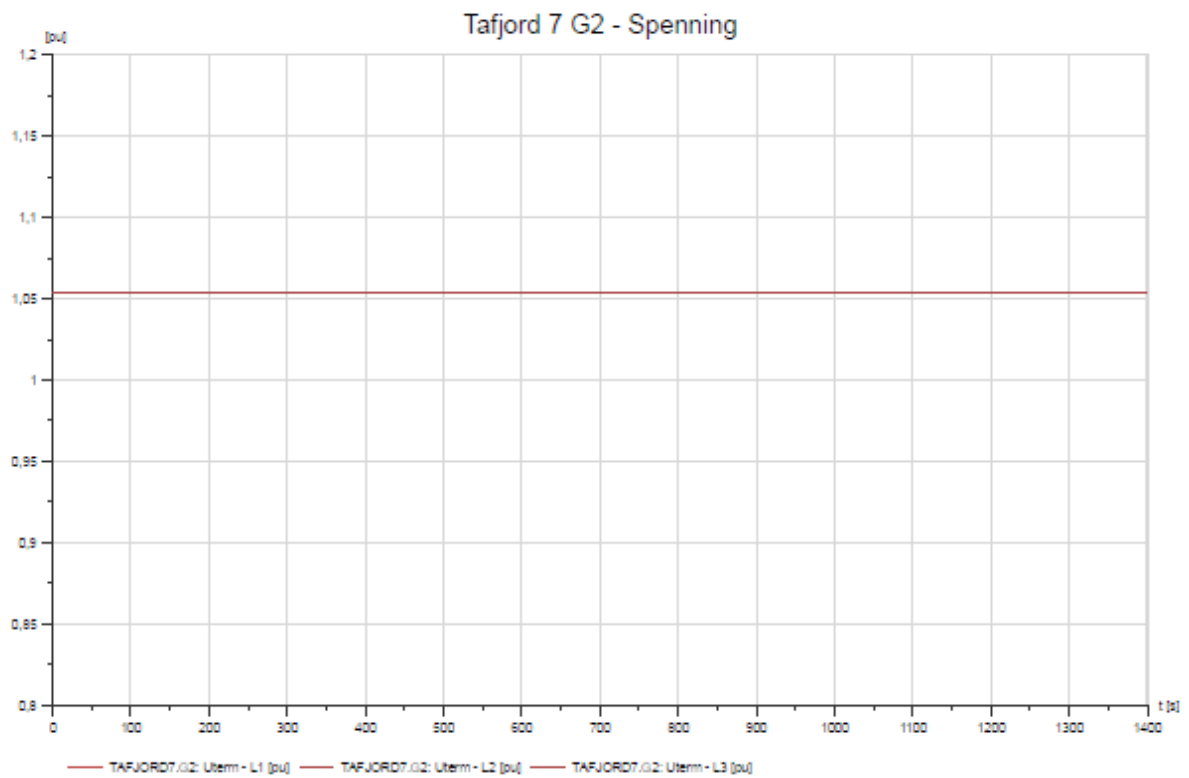
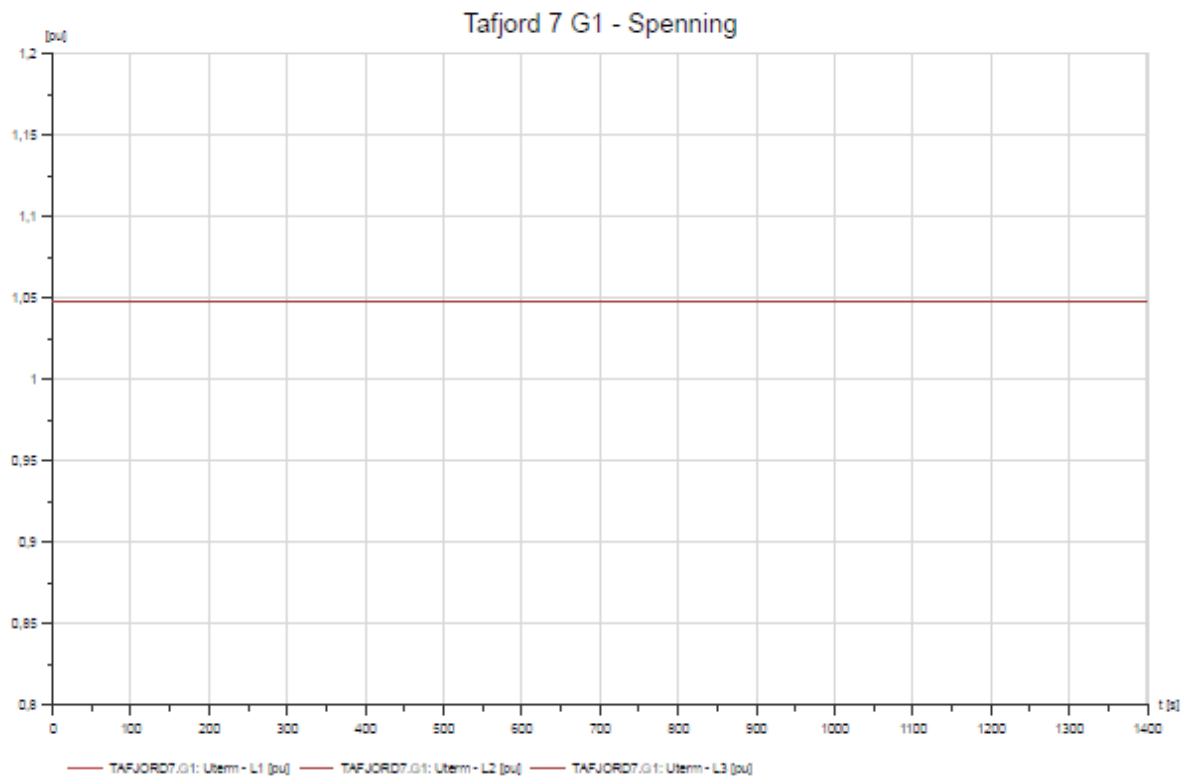


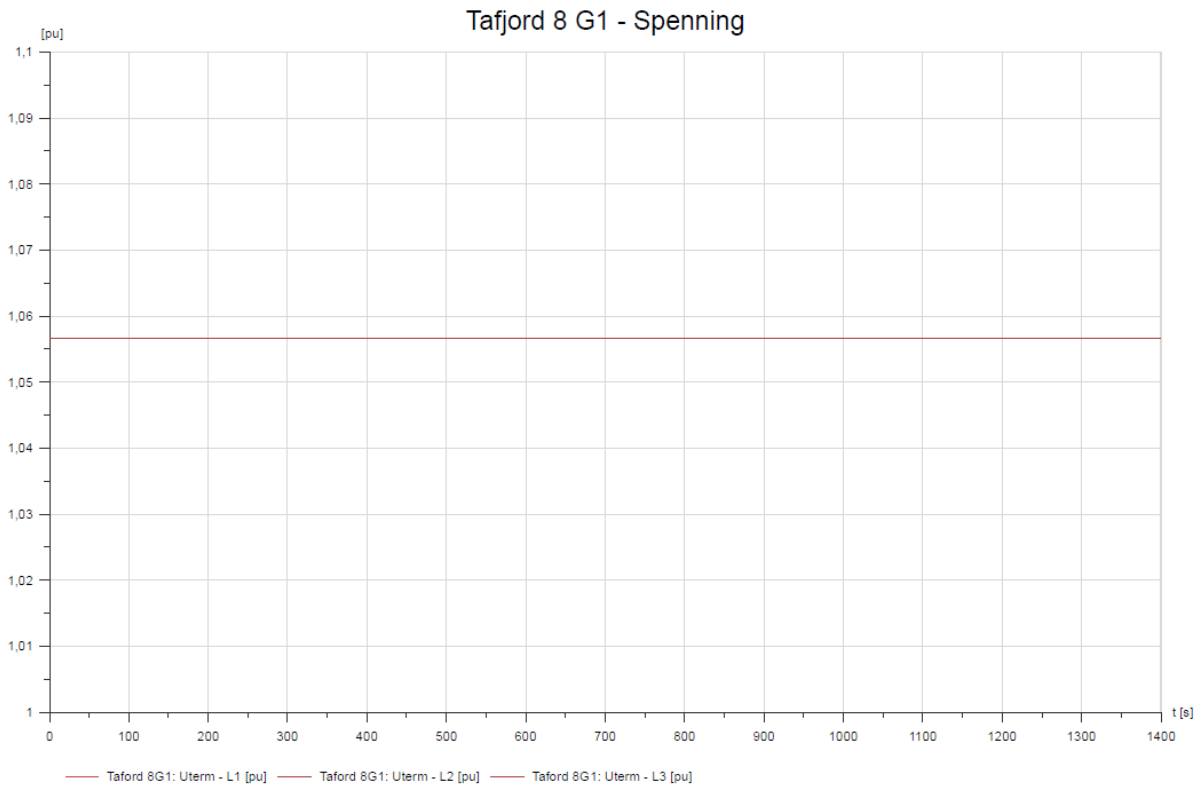








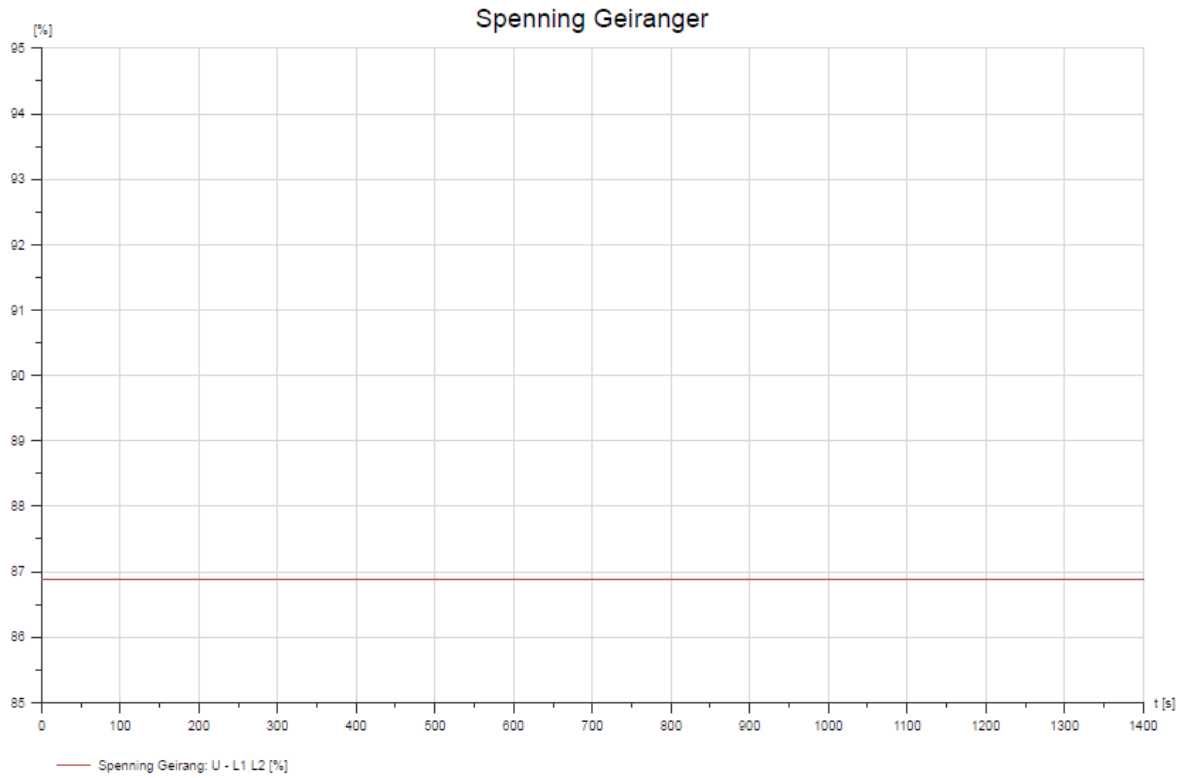




Vedlegg A.2 Forsynes fra regionalnettet

Vedlegg A.2.1

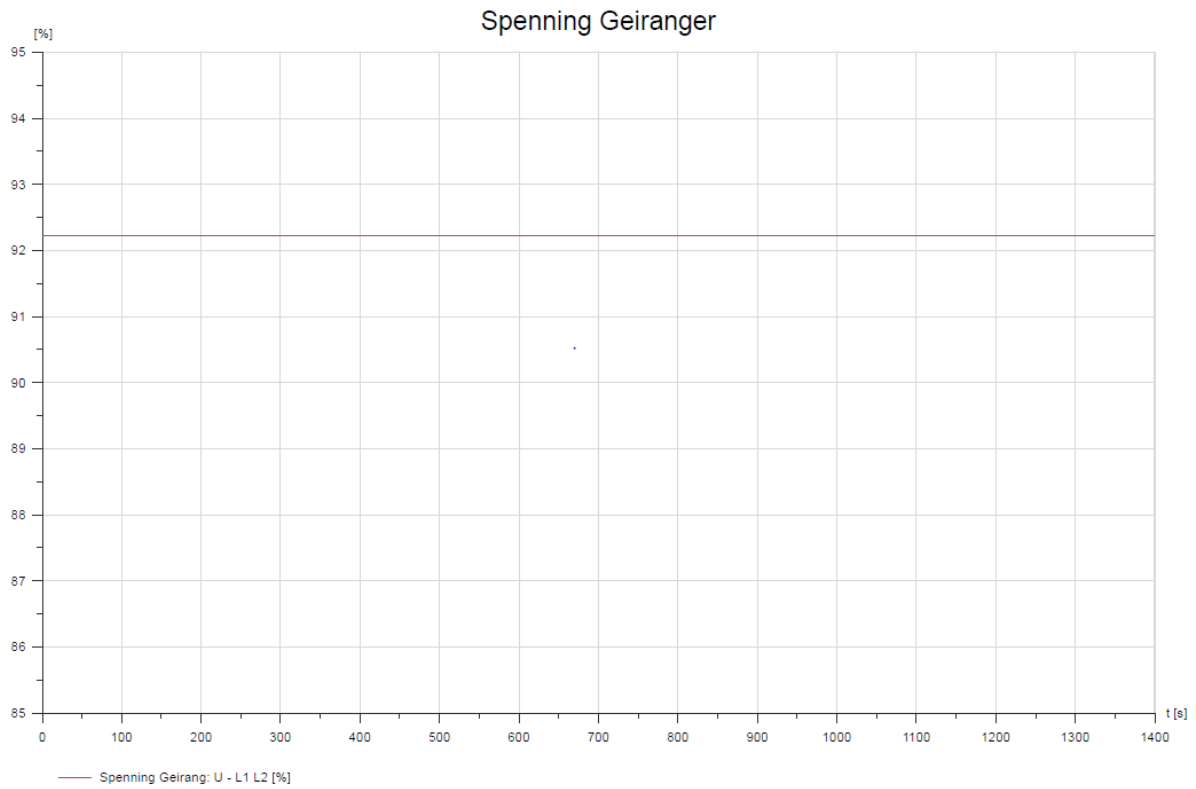
Spenning Geiranger

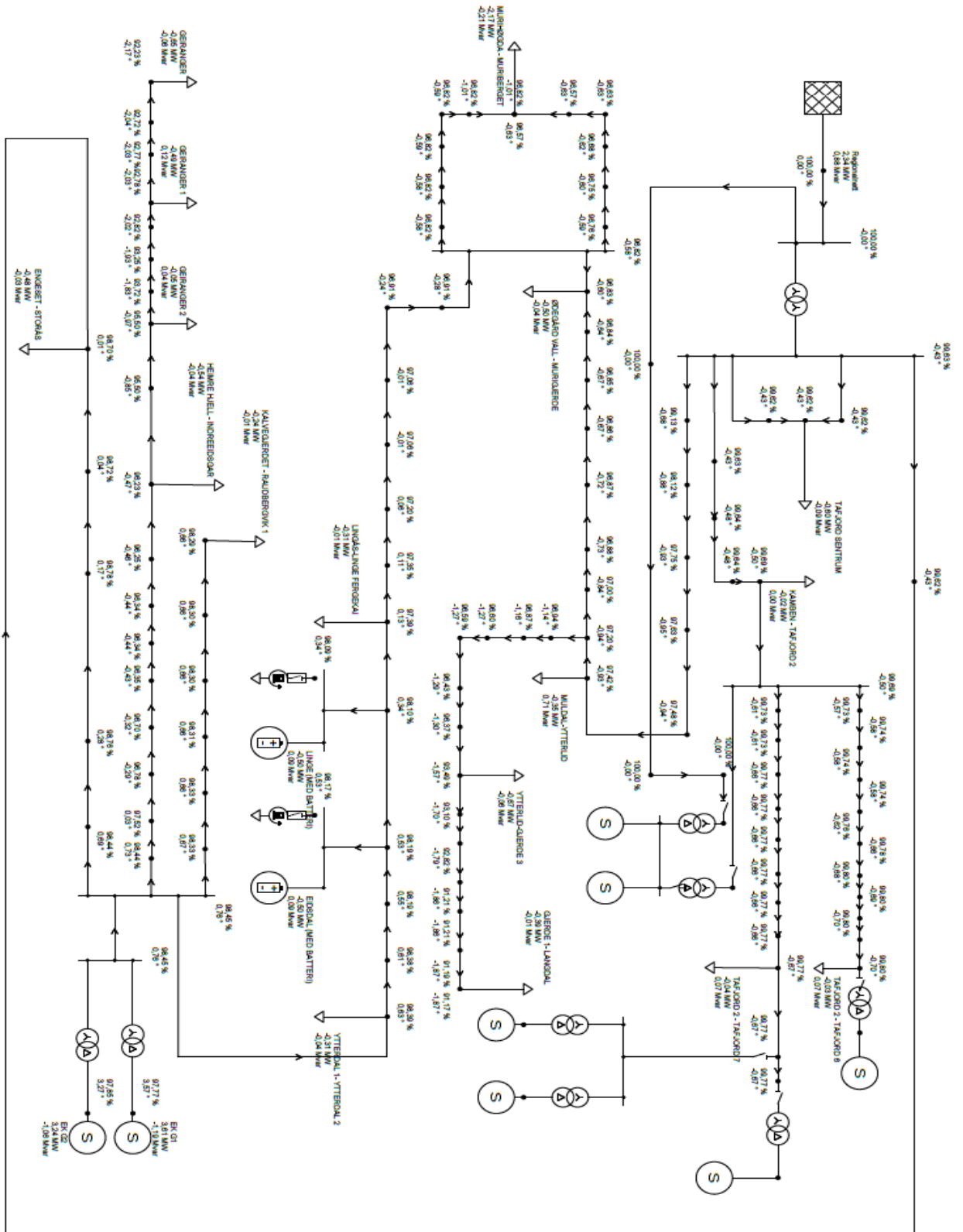


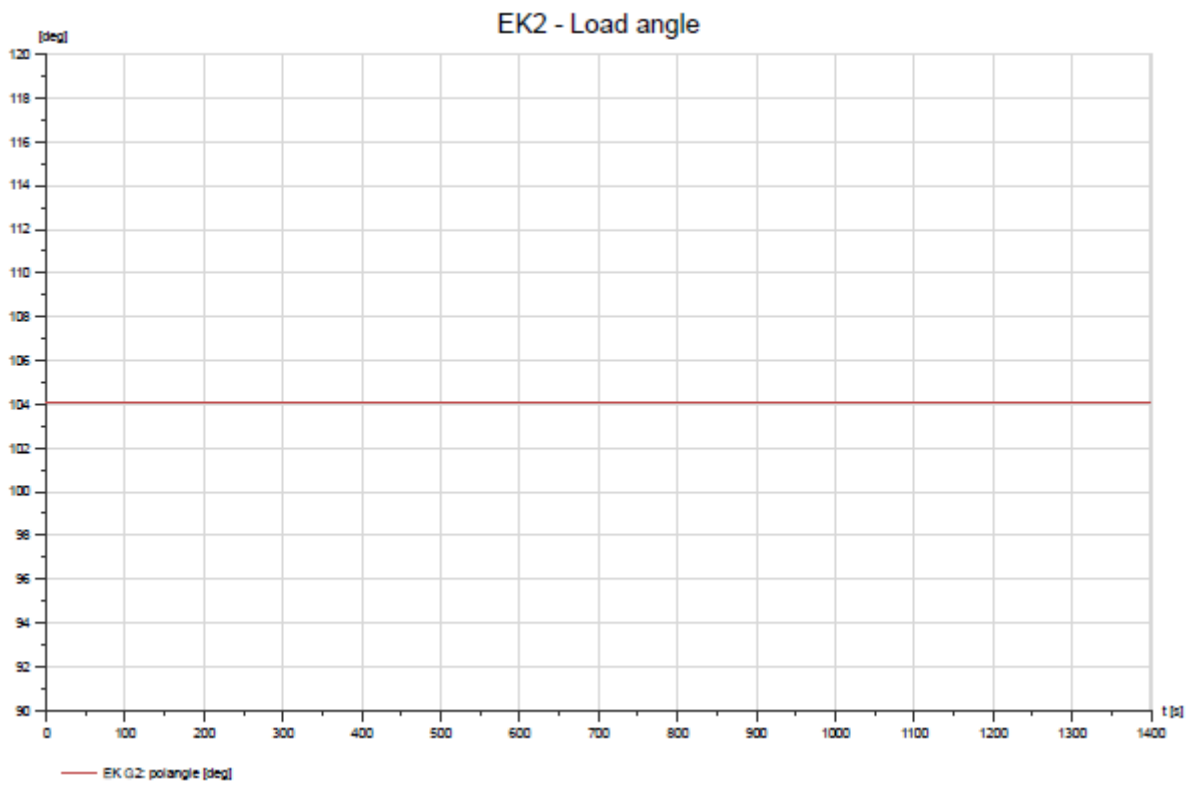
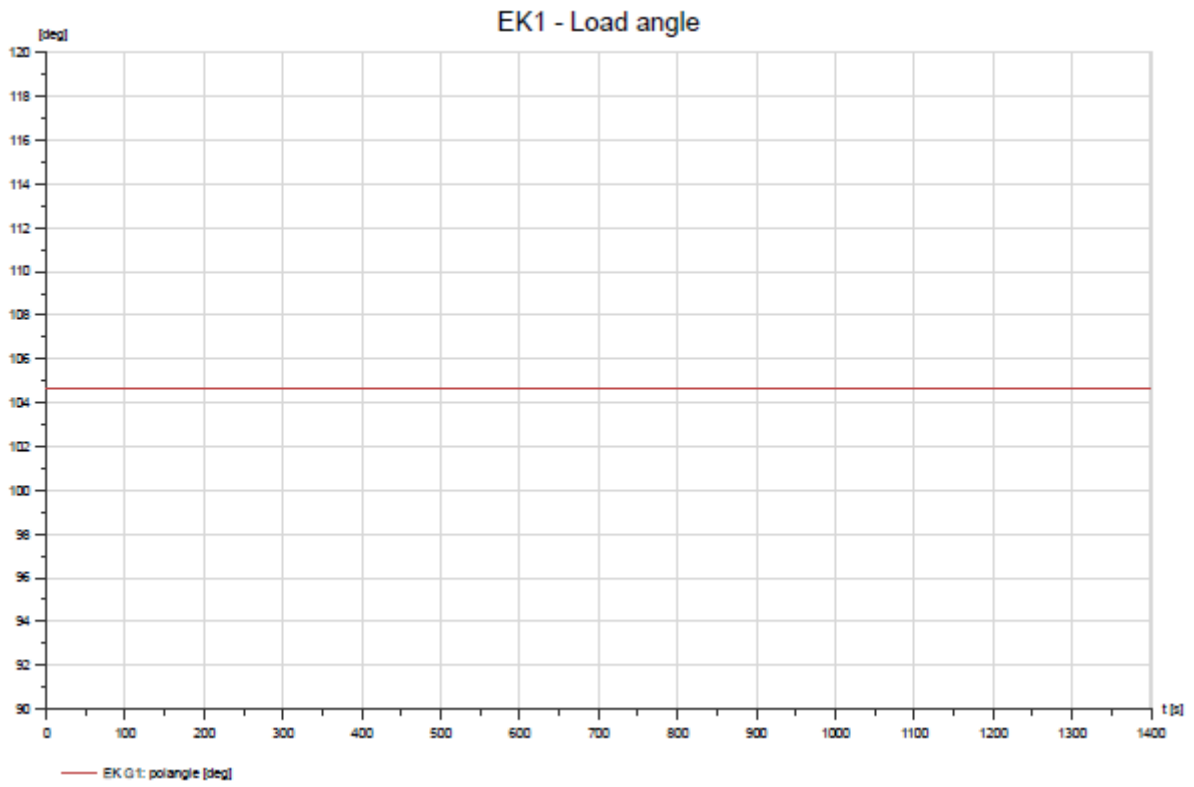
Vedlegg A.3 Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnettet

Vedlegg A.3.1

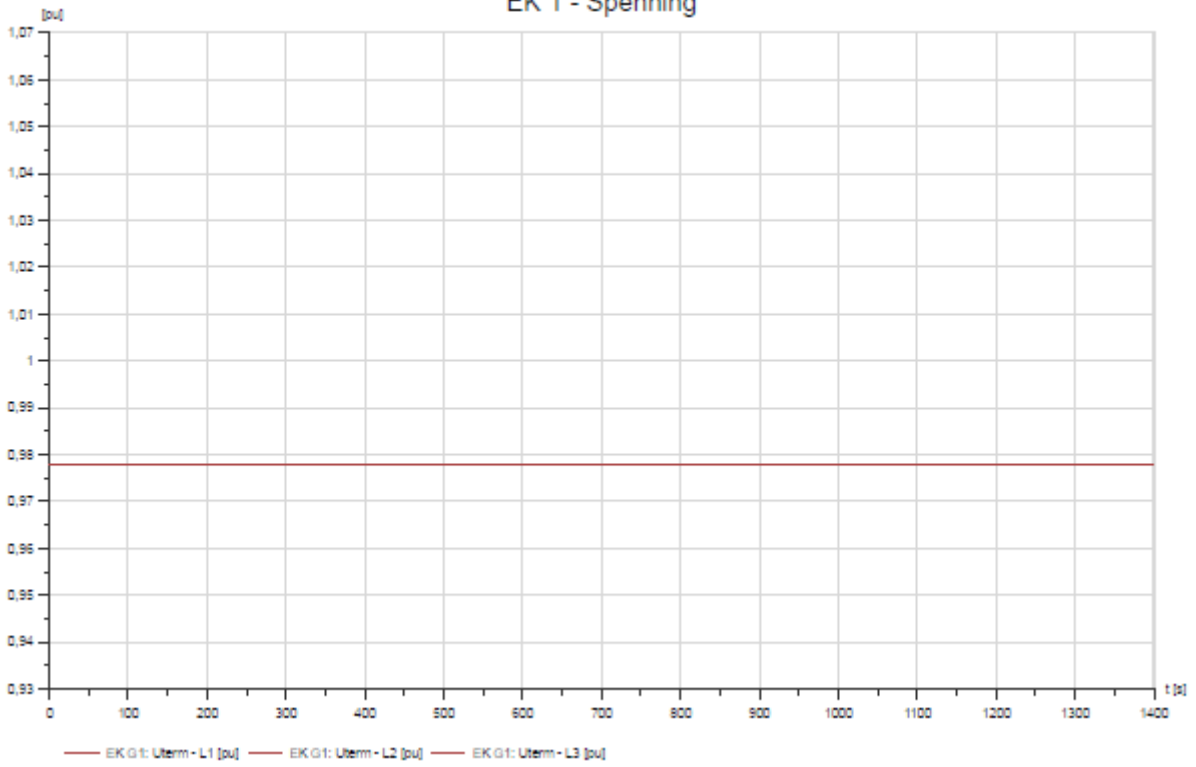
Spenning Geiranger



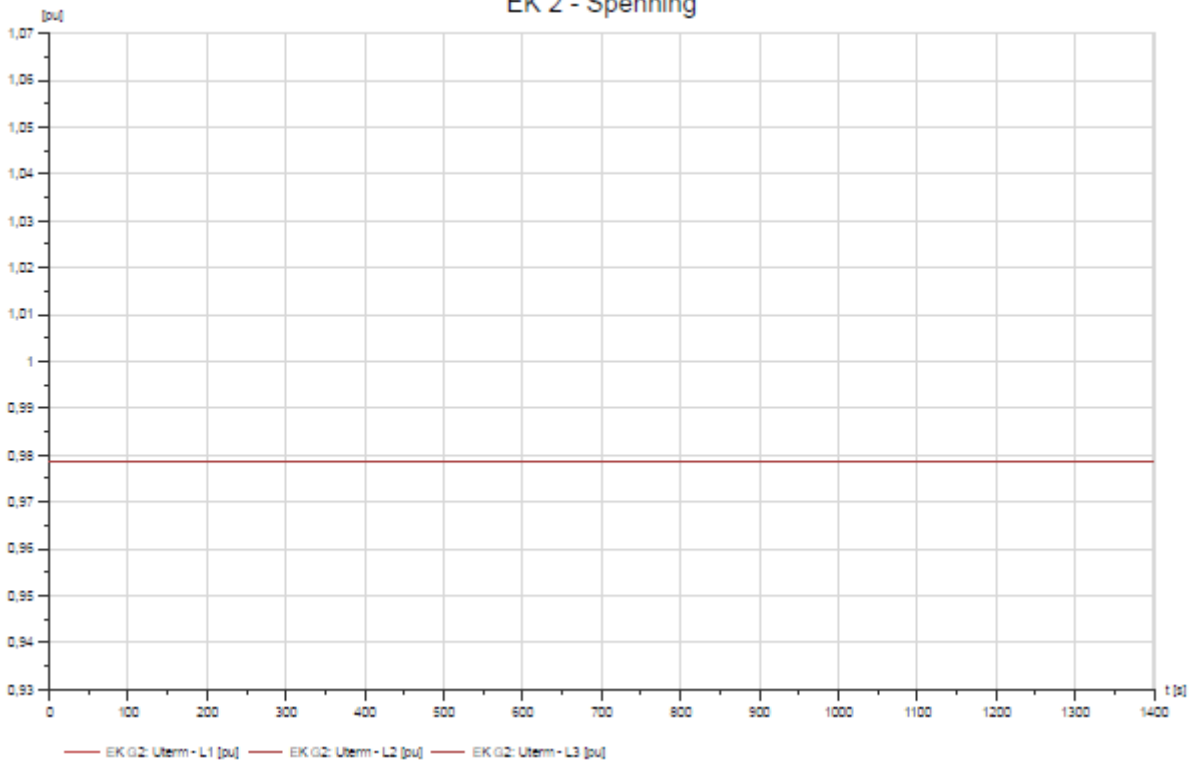




EK 1 - Spenning

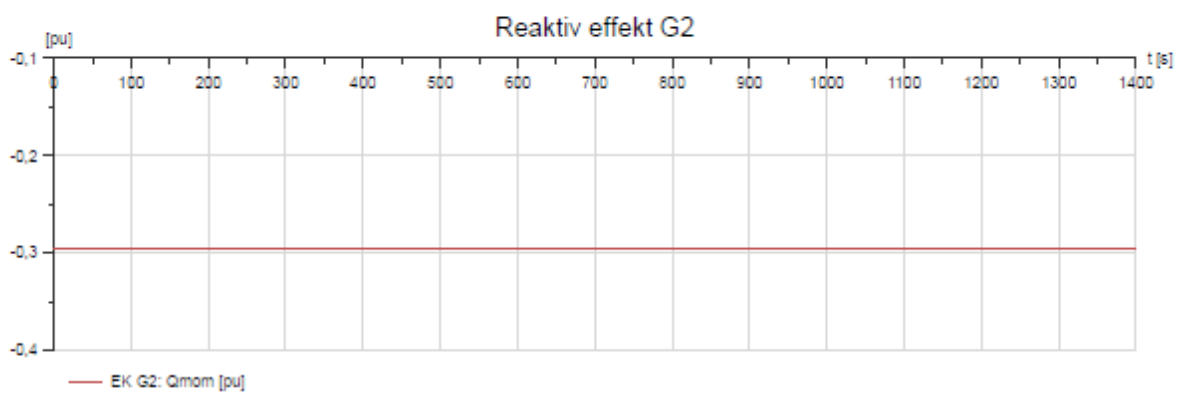
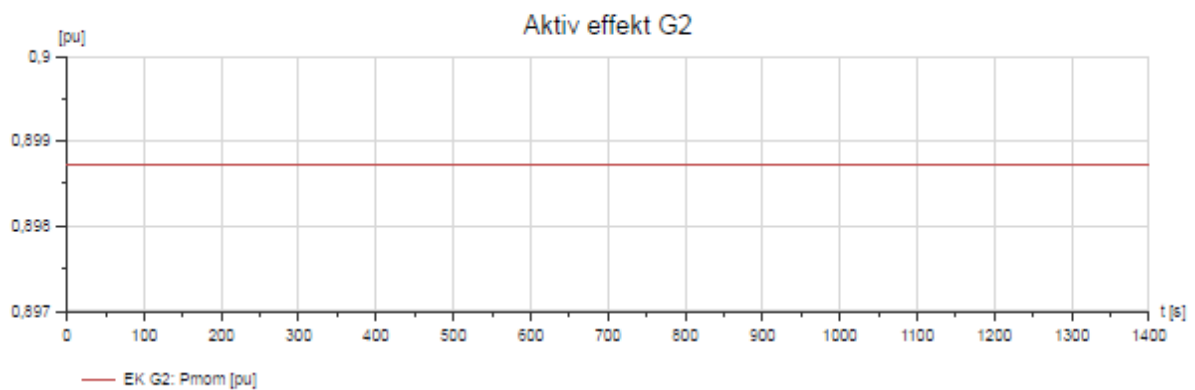
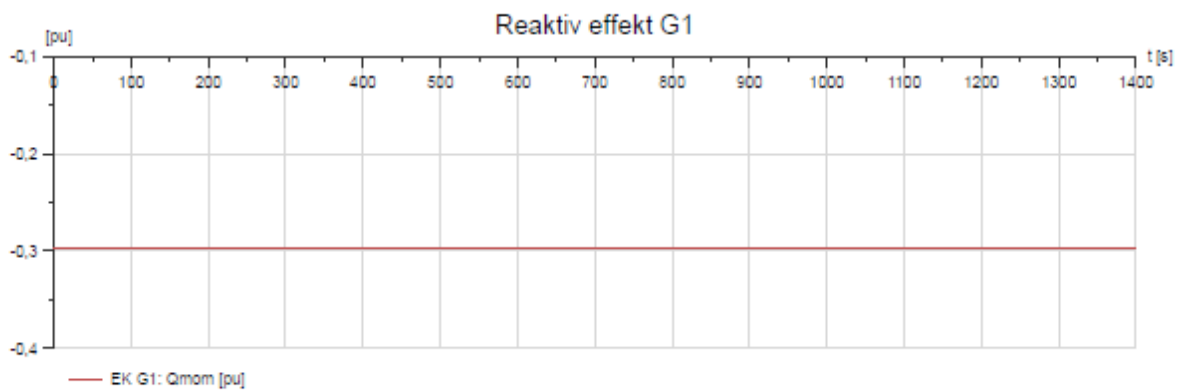
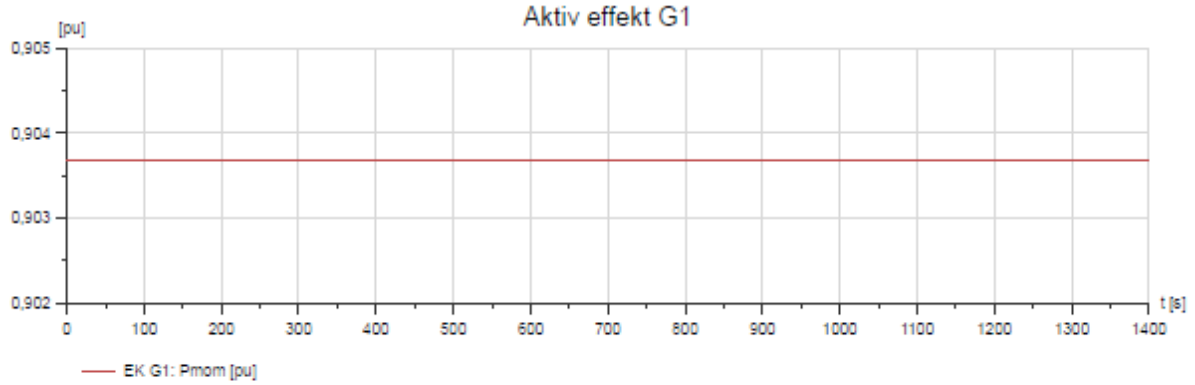


EK 2 - Spenning



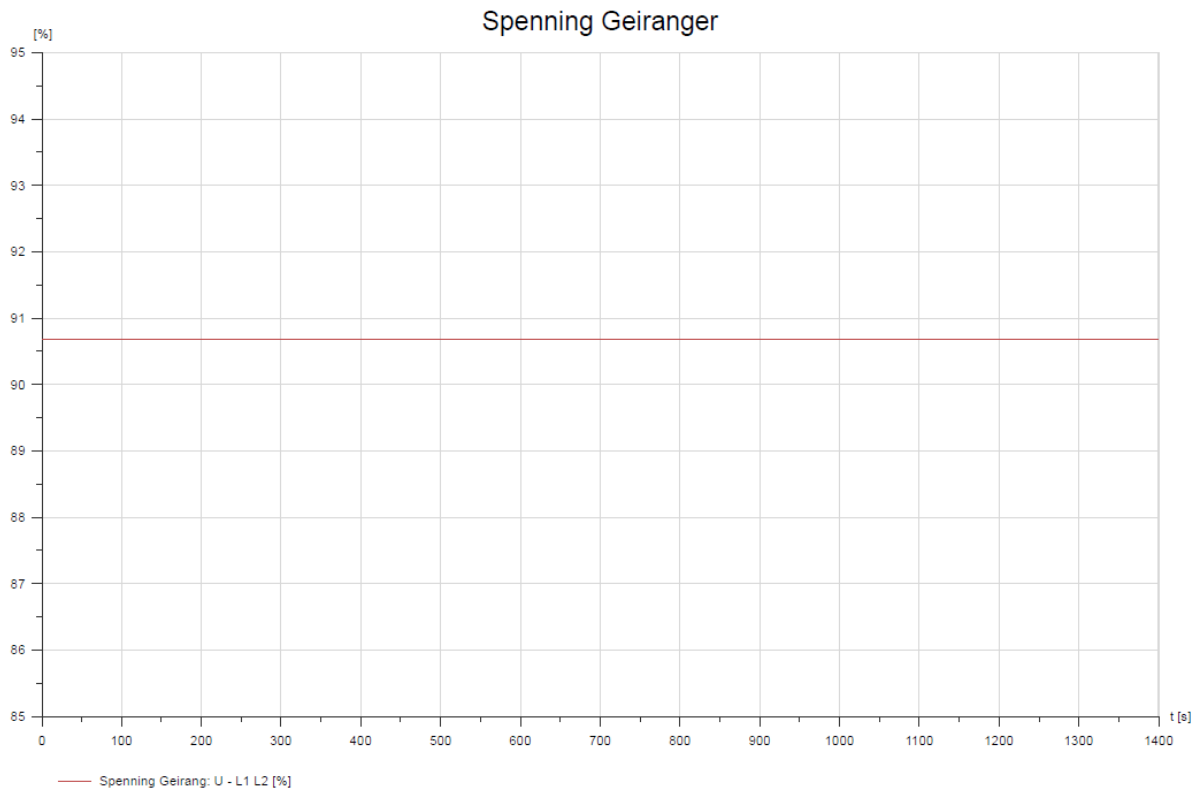
Vedlegg A.3.5

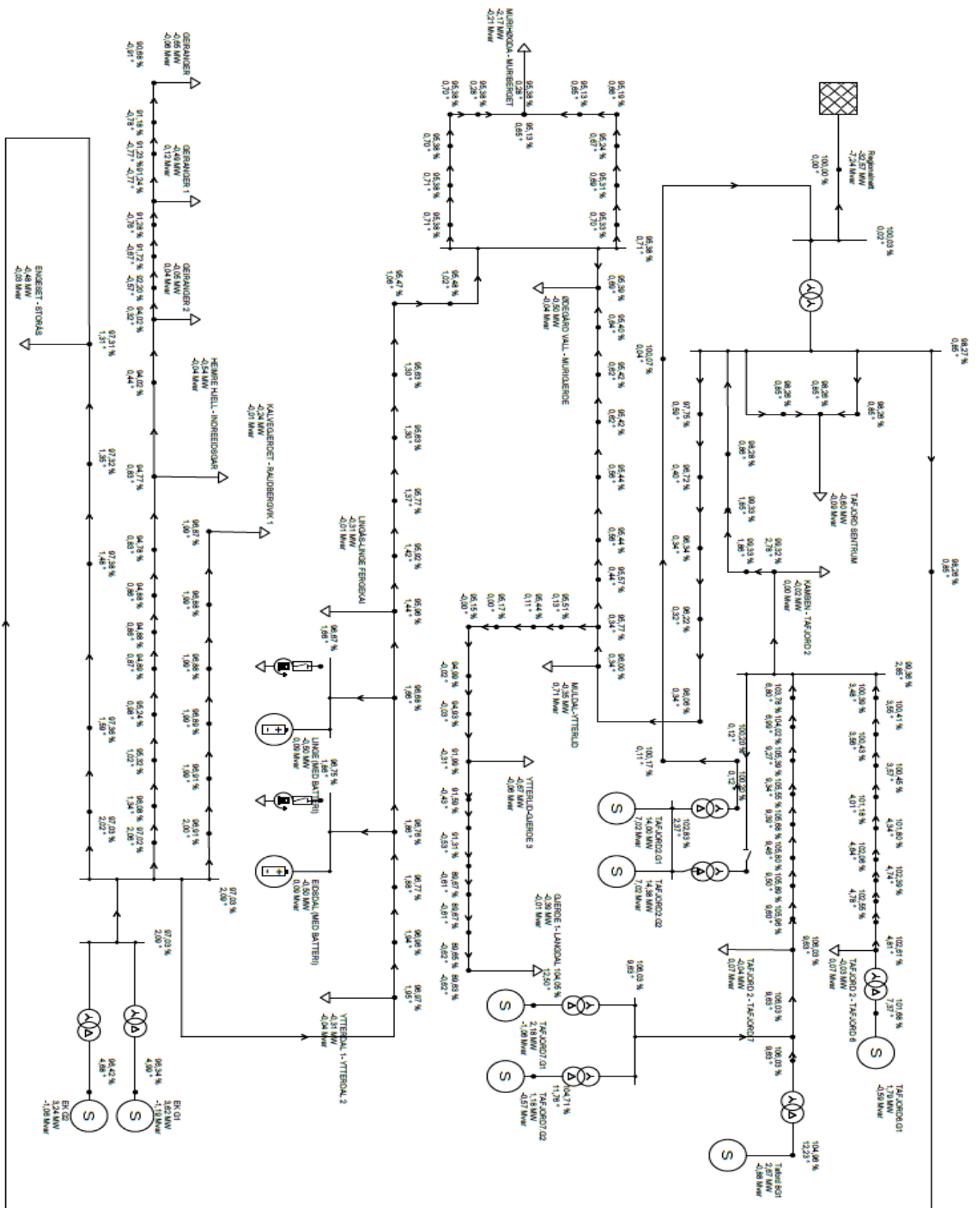
Aktiv og reaktiv effekt Eidsdal kraft G1 G2

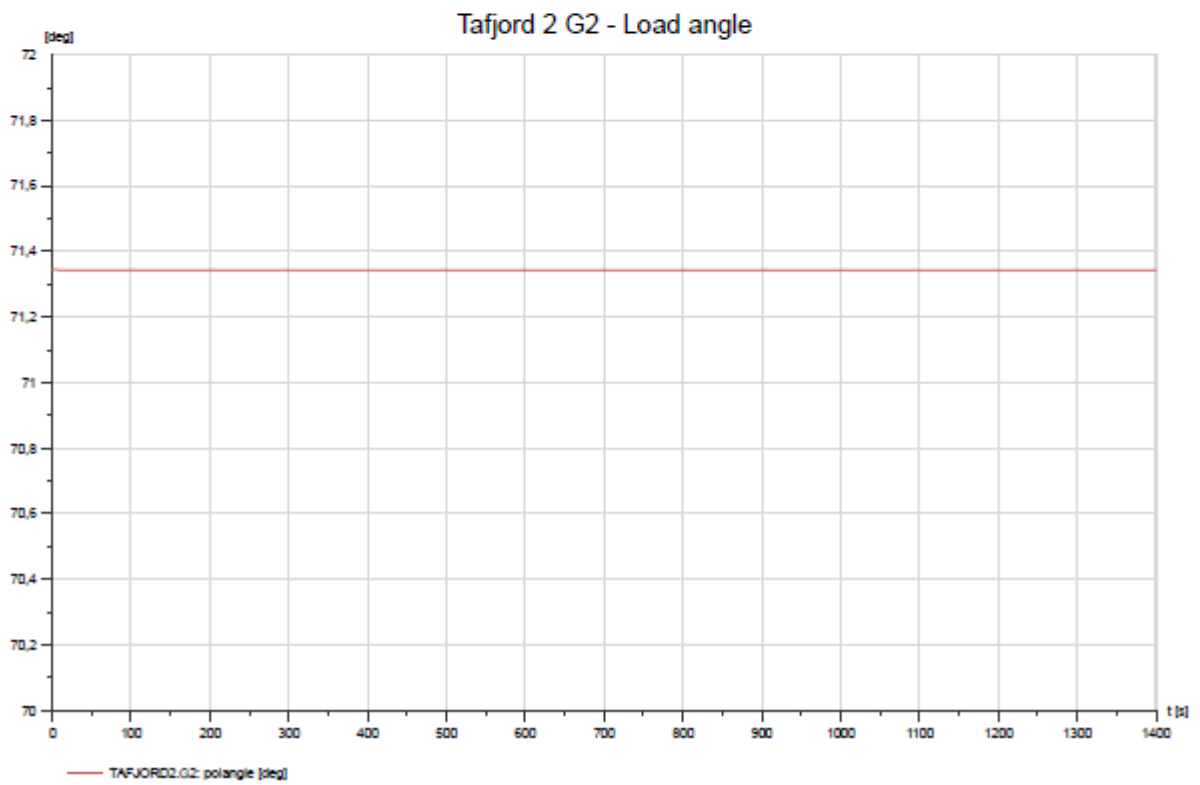
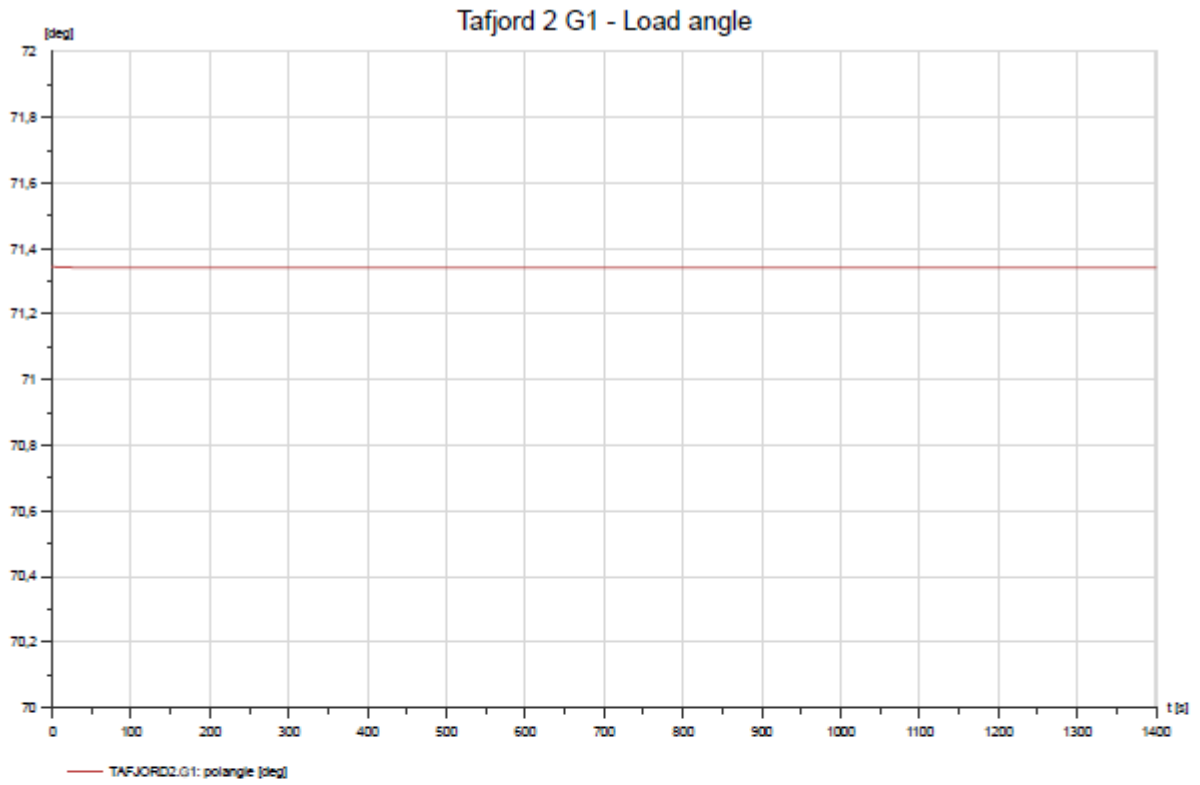


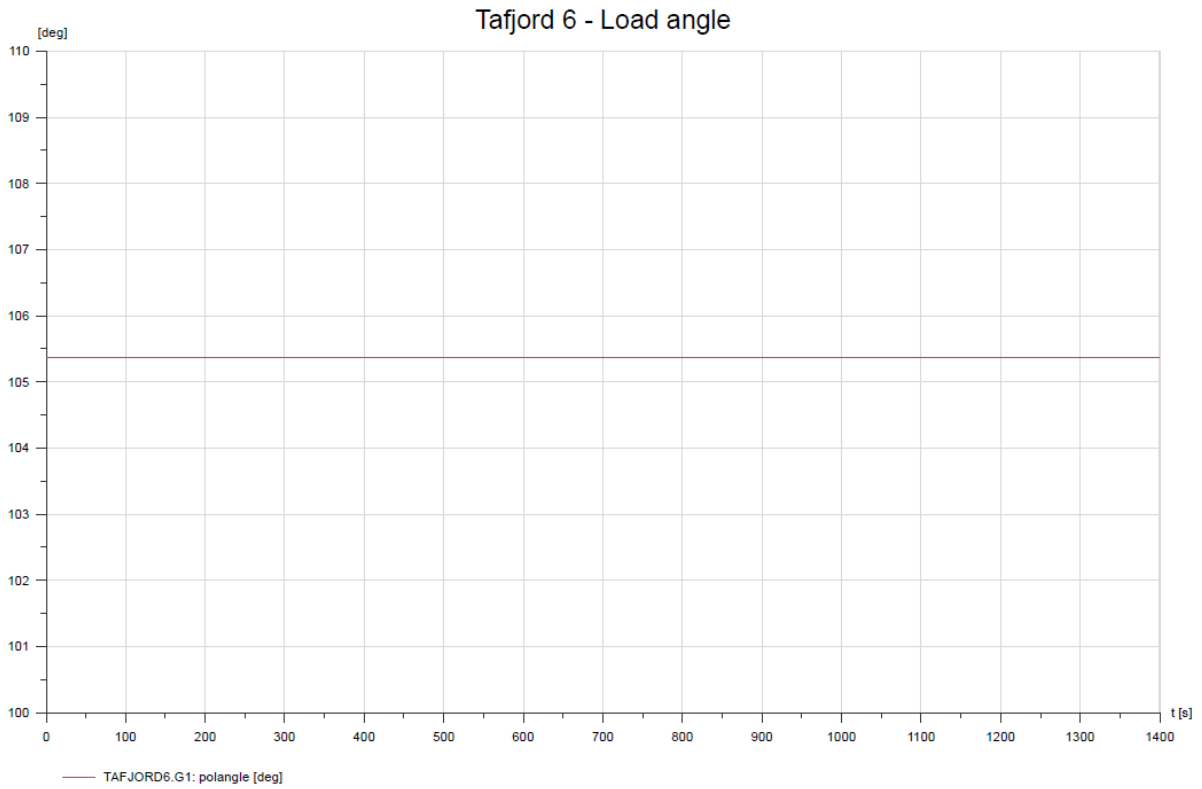
Vedlegg A.4 Forsynes fra samtlige kraftverk og regionalnett

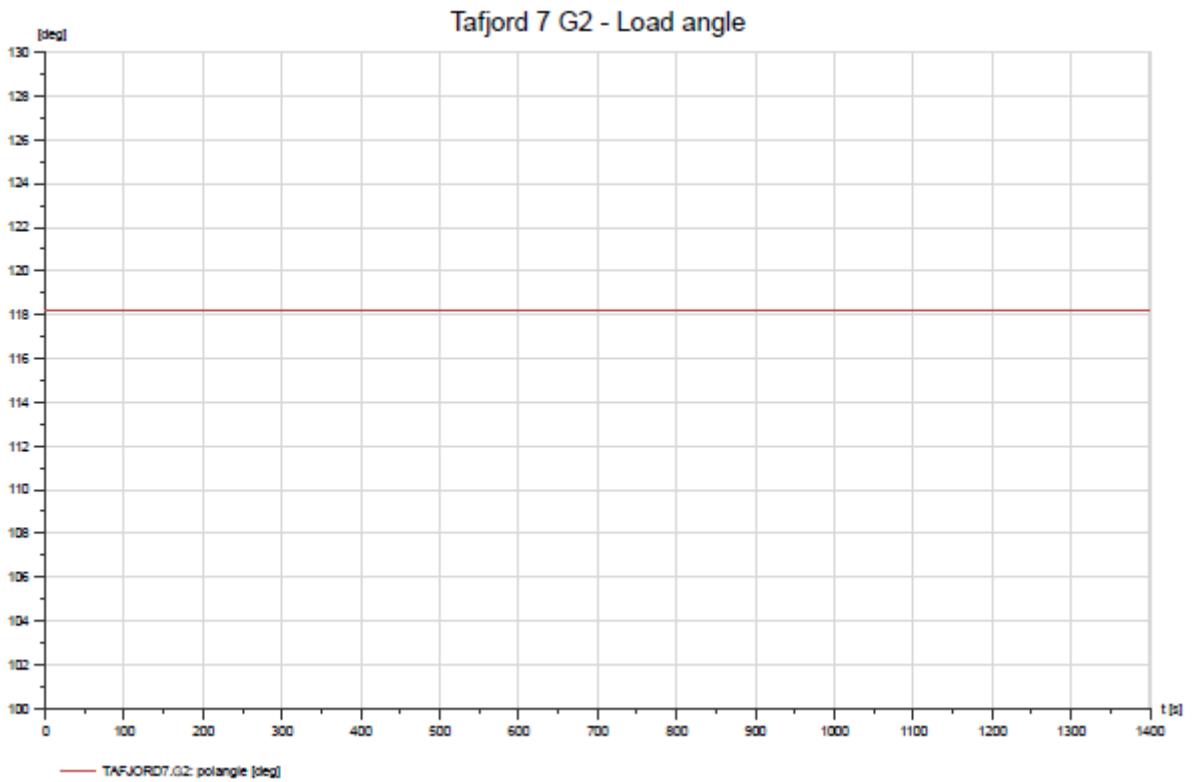
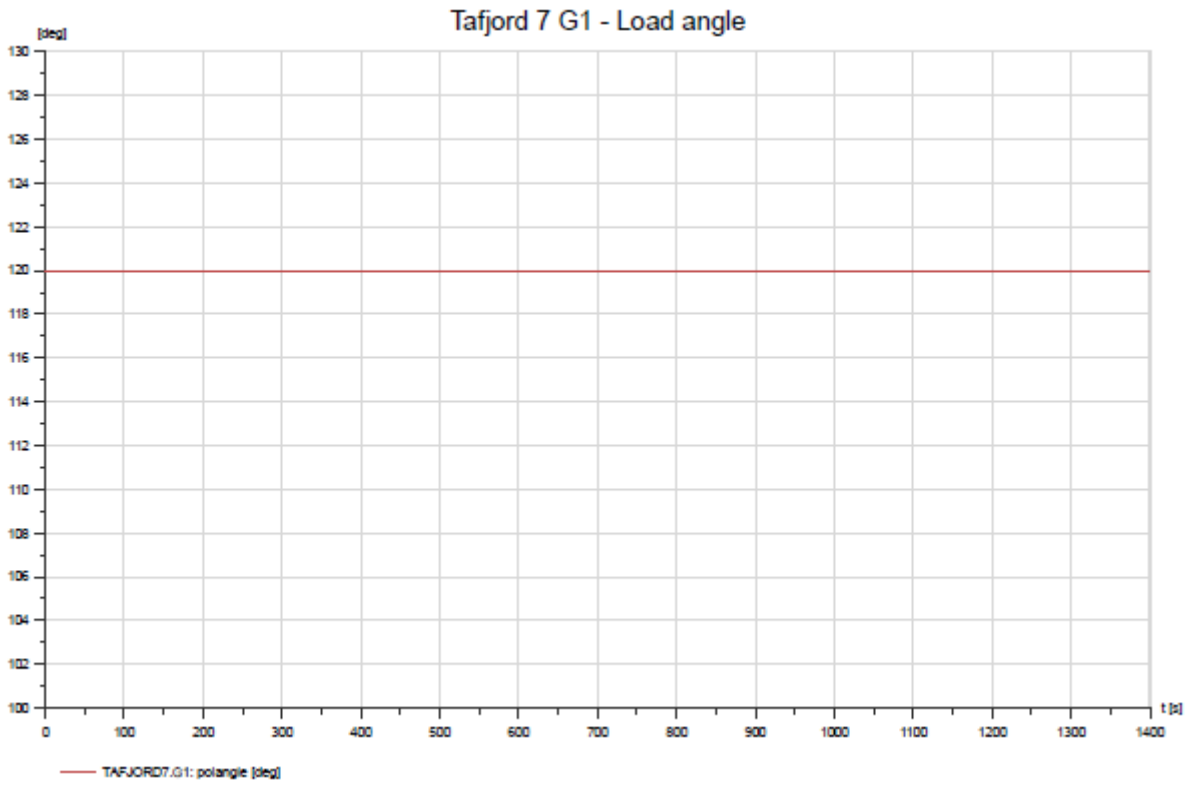
Vedlegg A.4.1 Spenning Geiranger

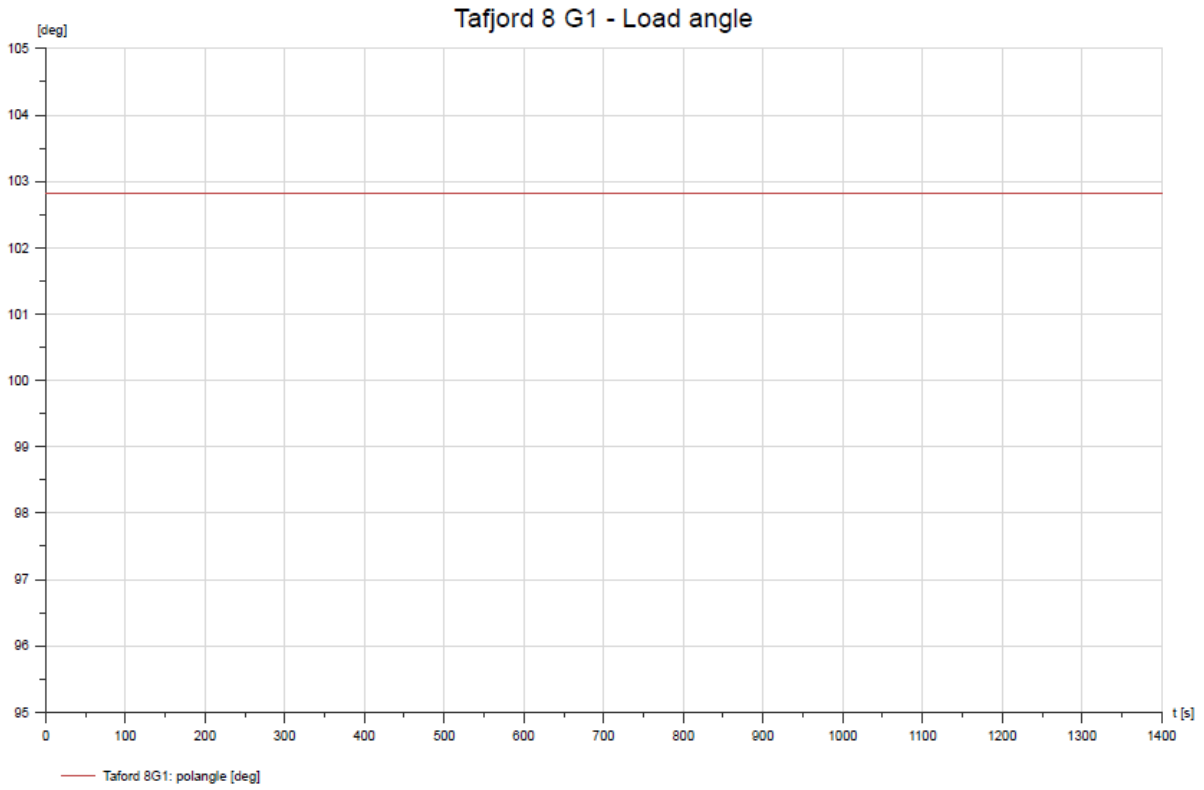


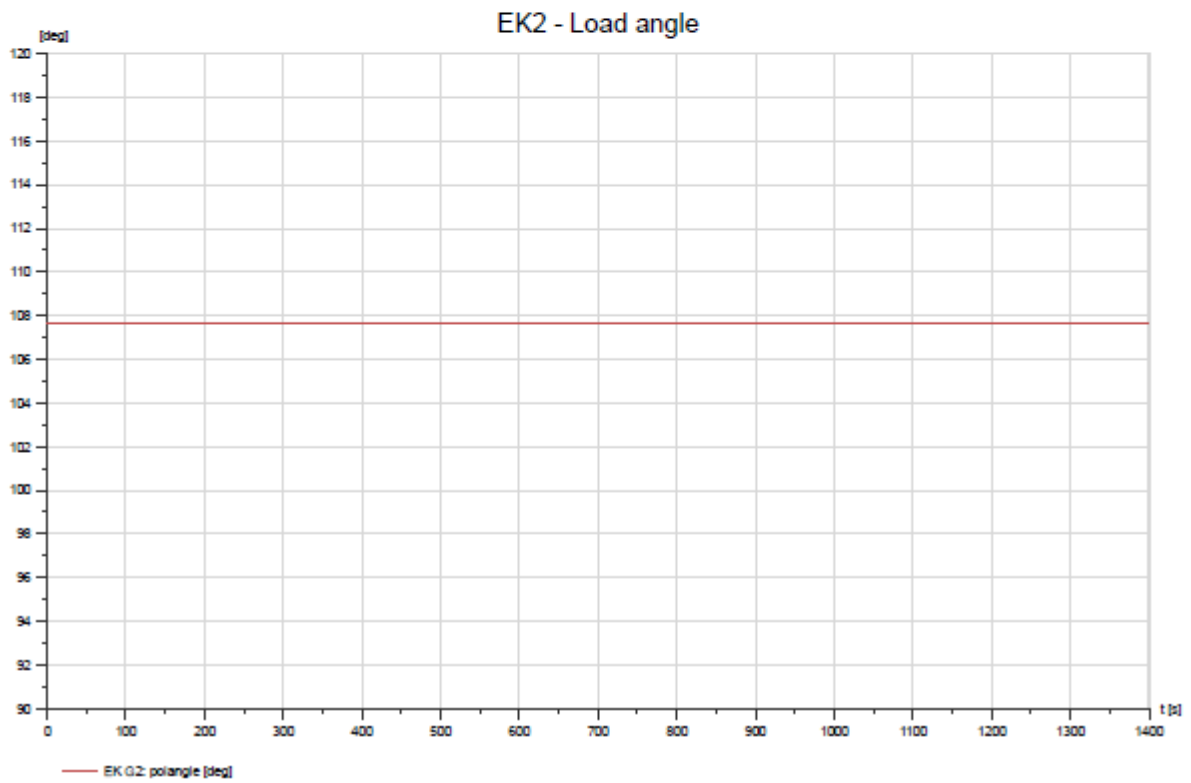
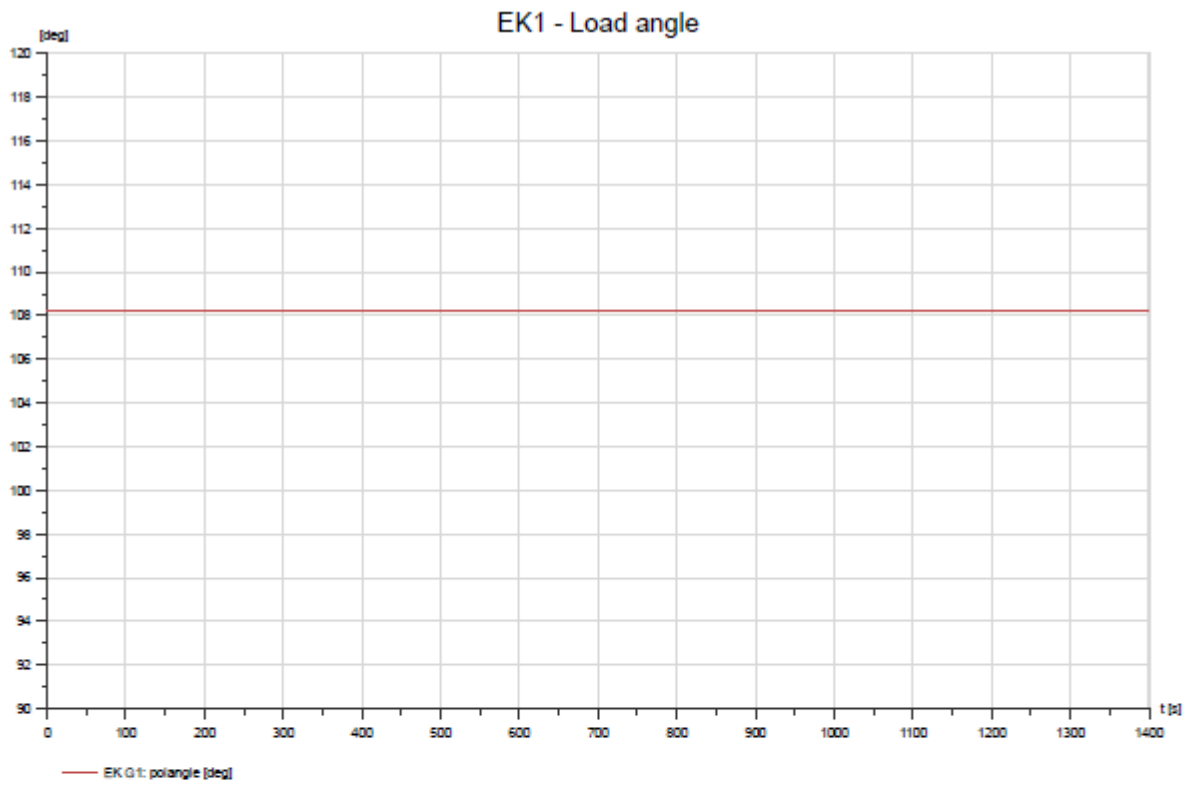




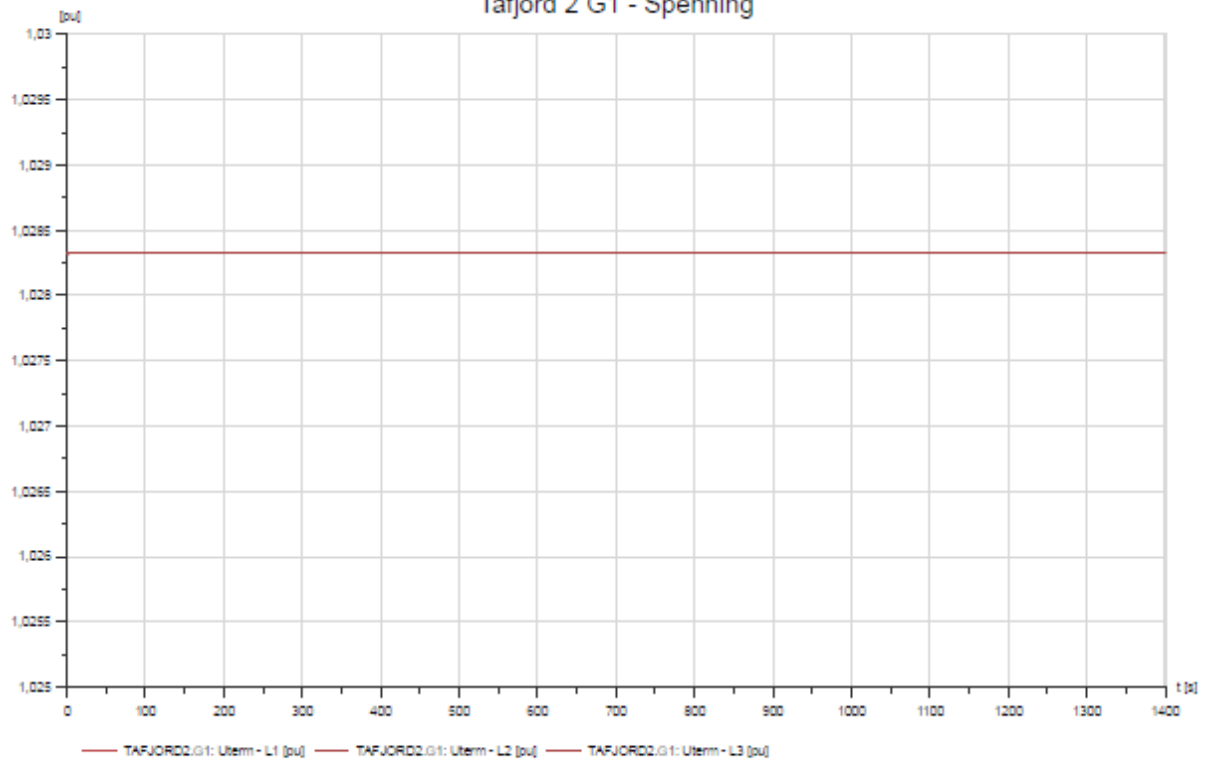




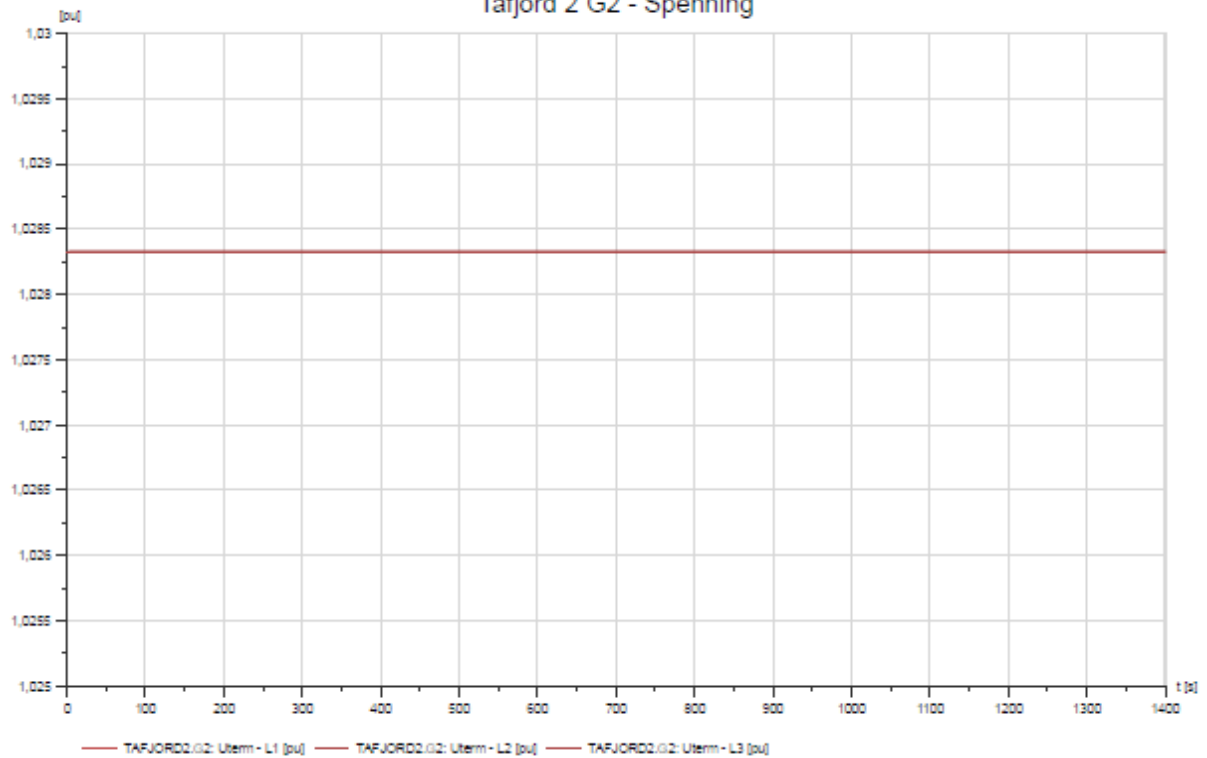




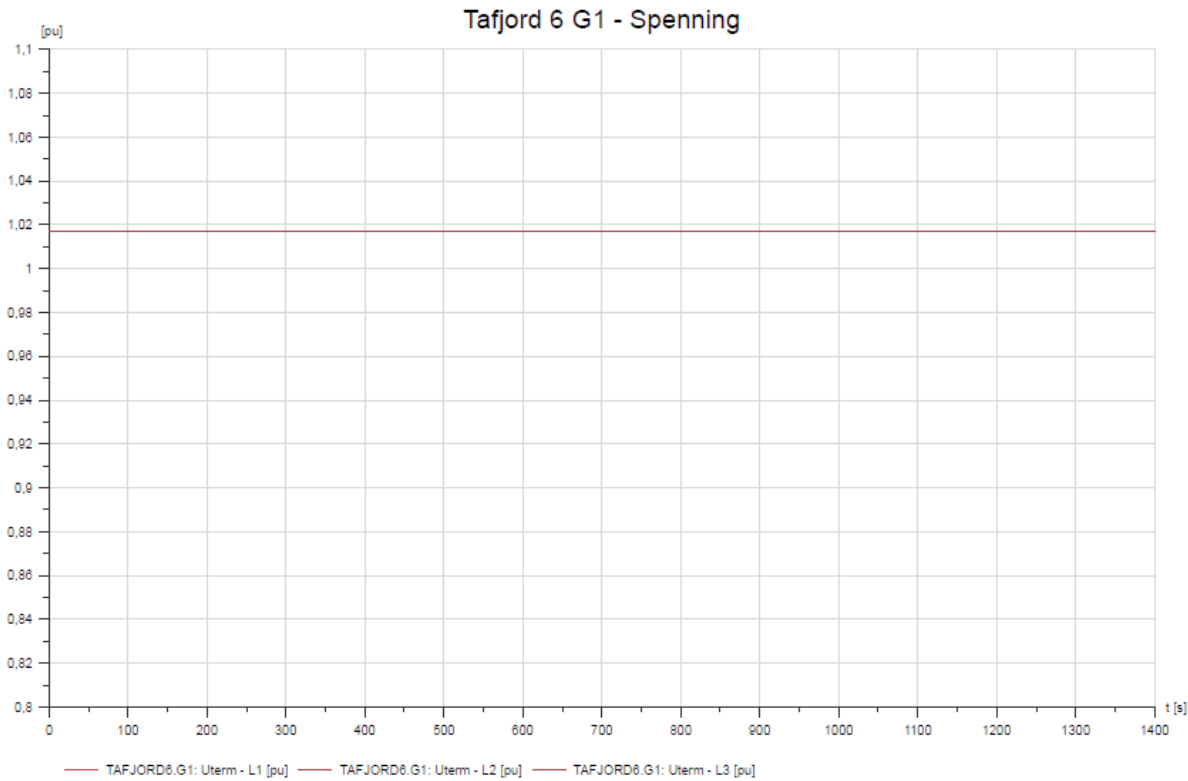
Tafjord 2 G1 - Spenning

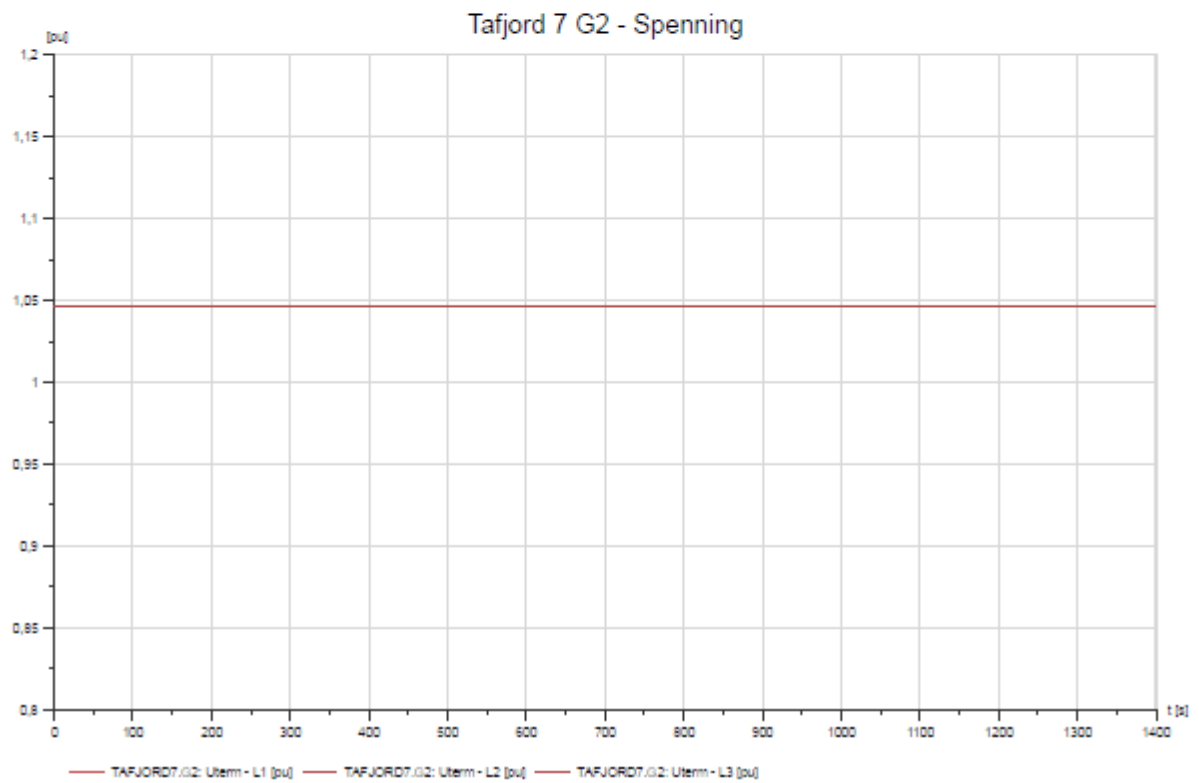
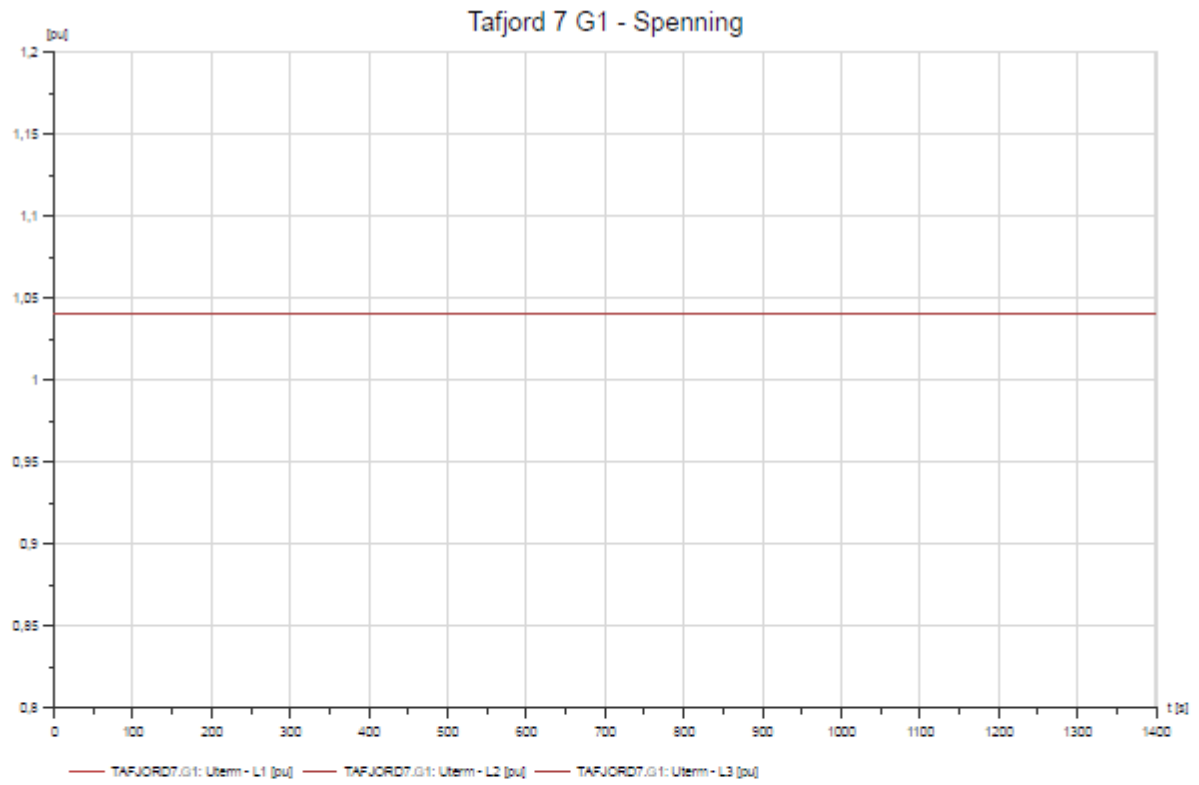


Tafjord 2 G2 - Spenning

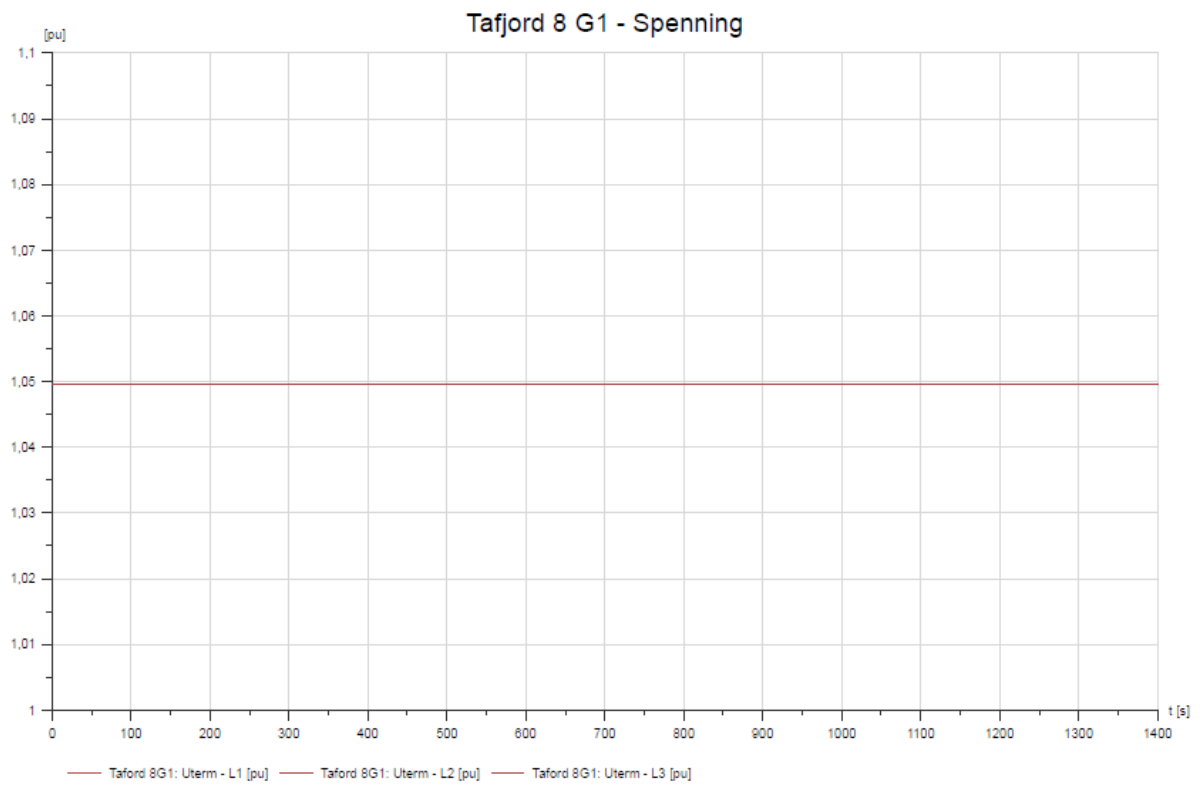


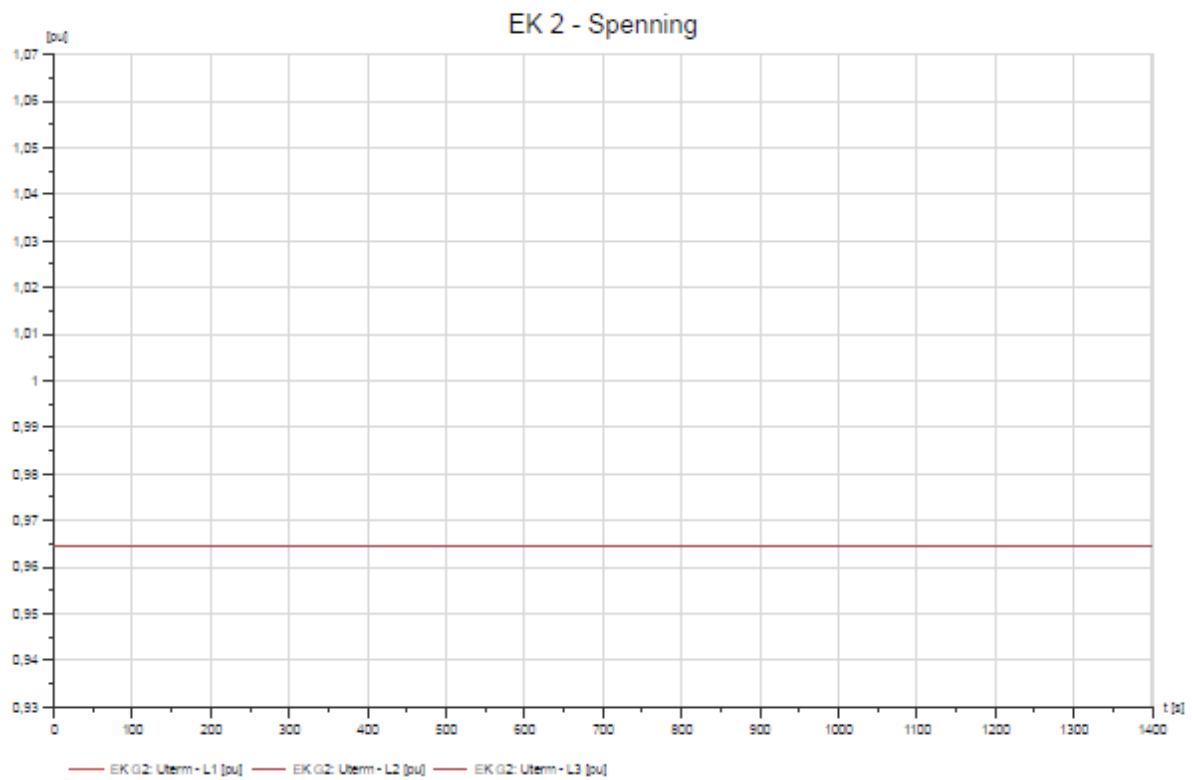
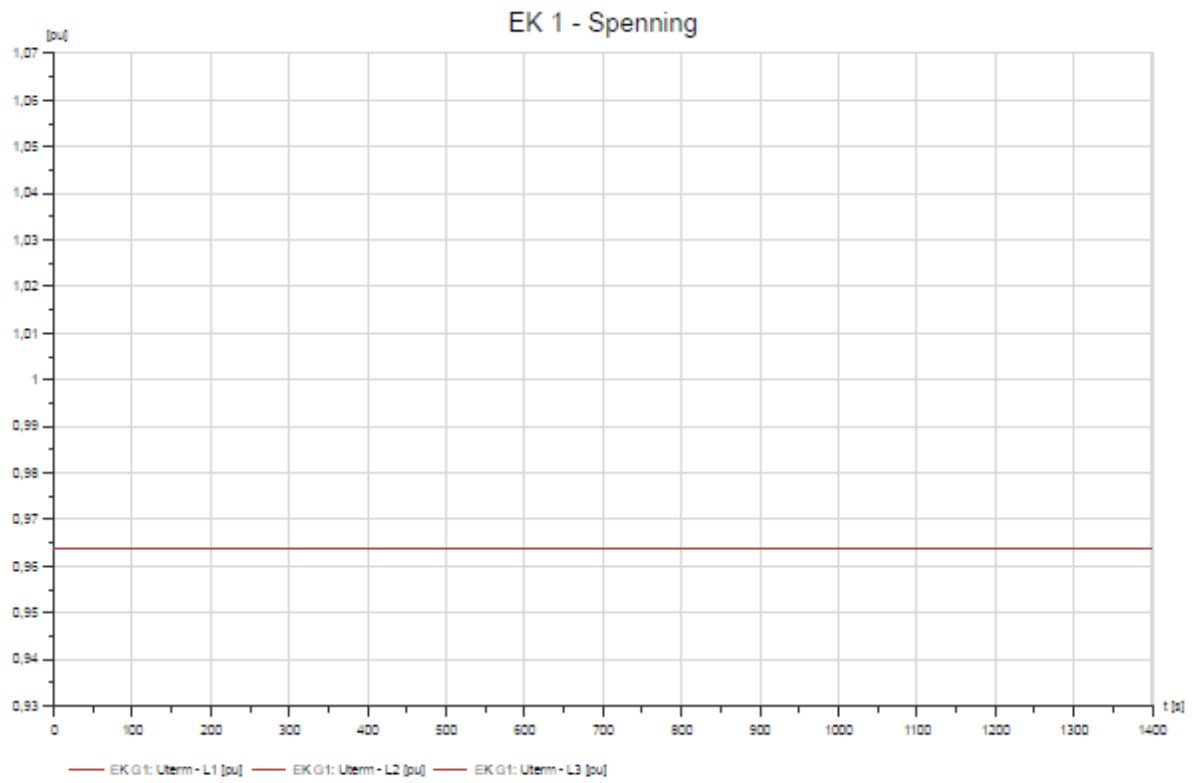
Vedlegg A.4.9 Fasespenning Tafjord 6 G1

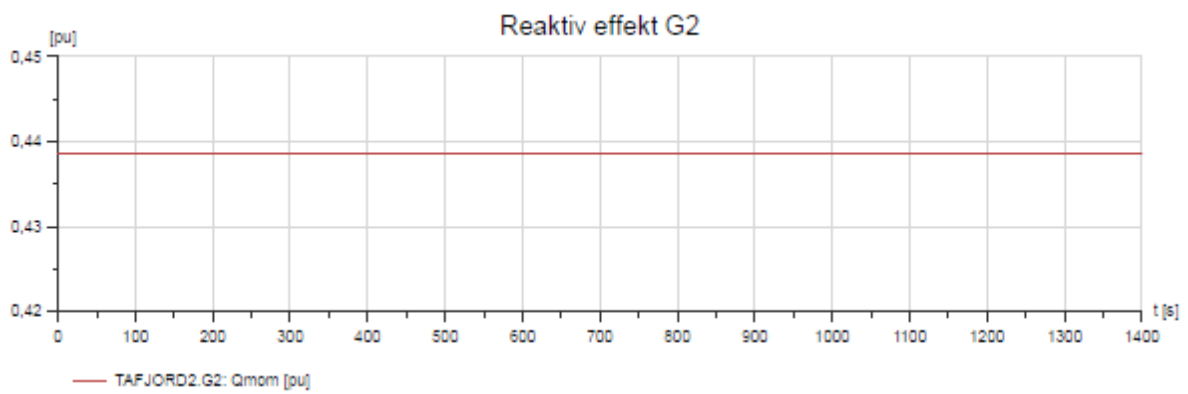
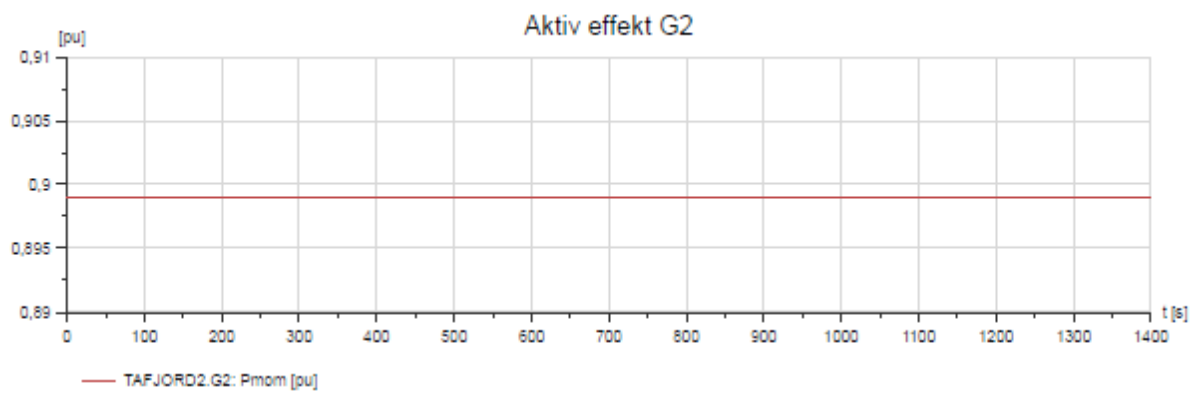
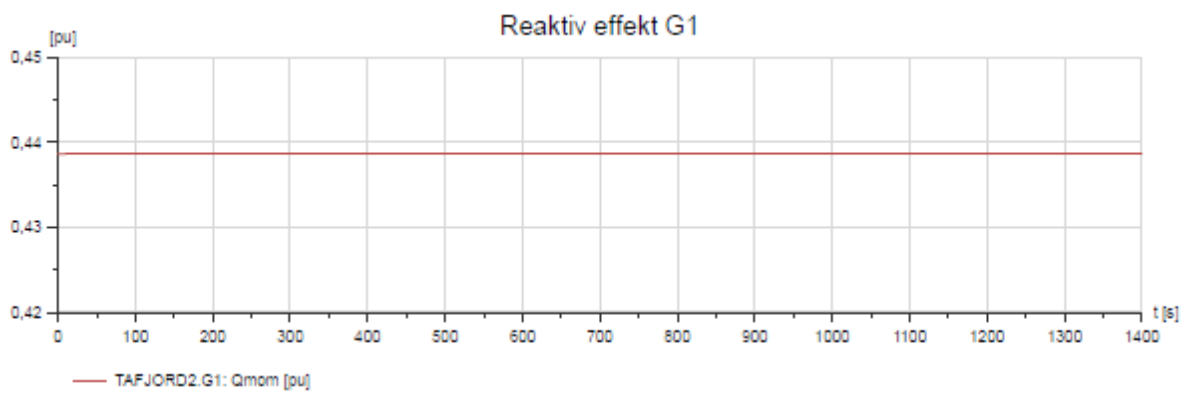
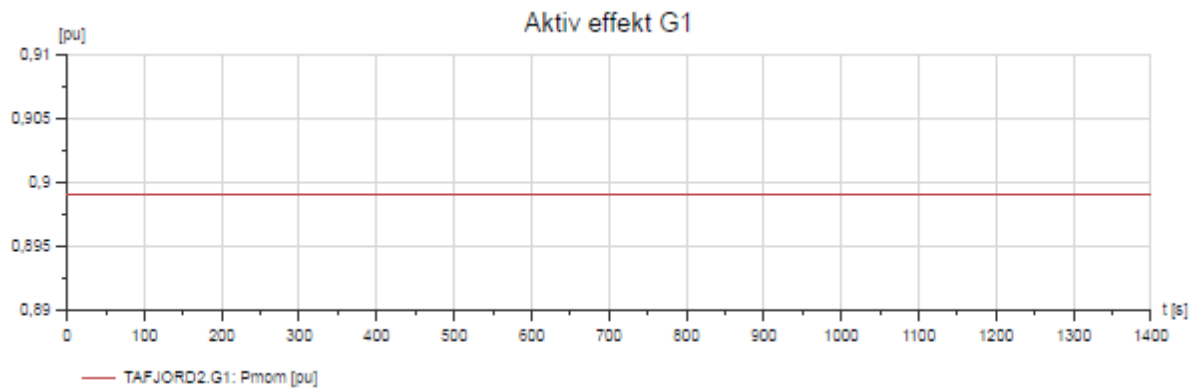


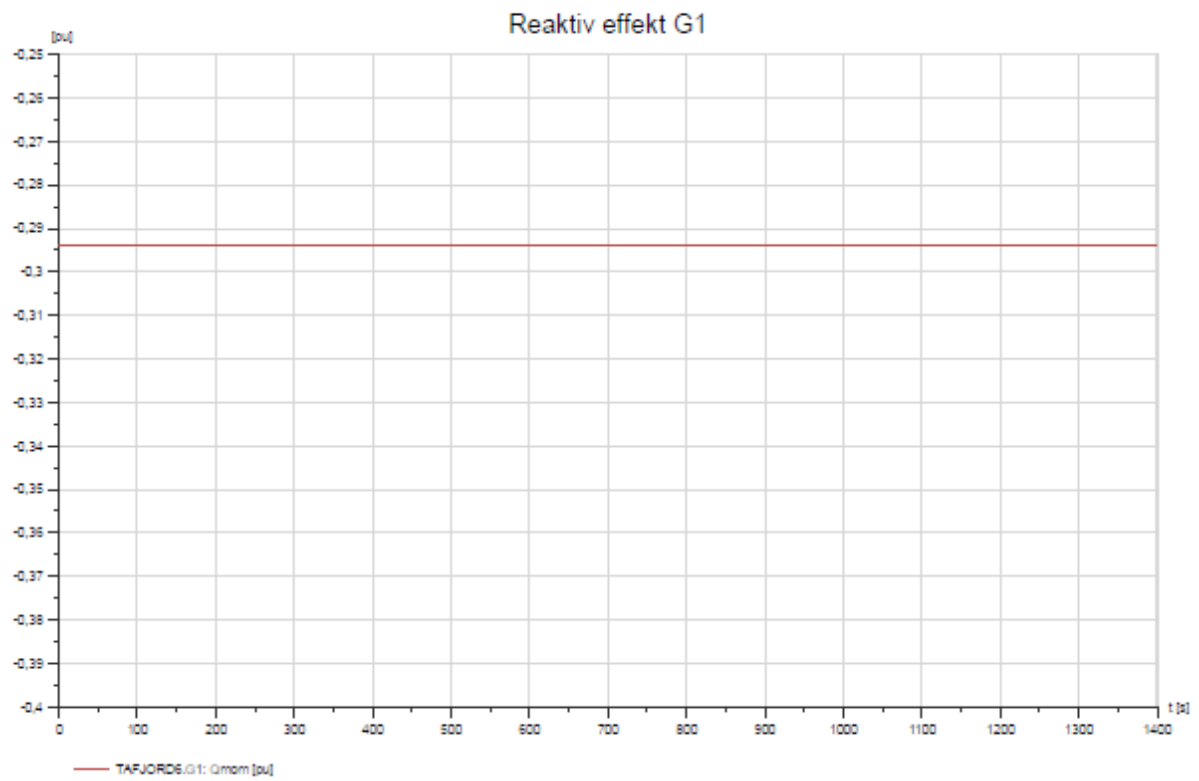
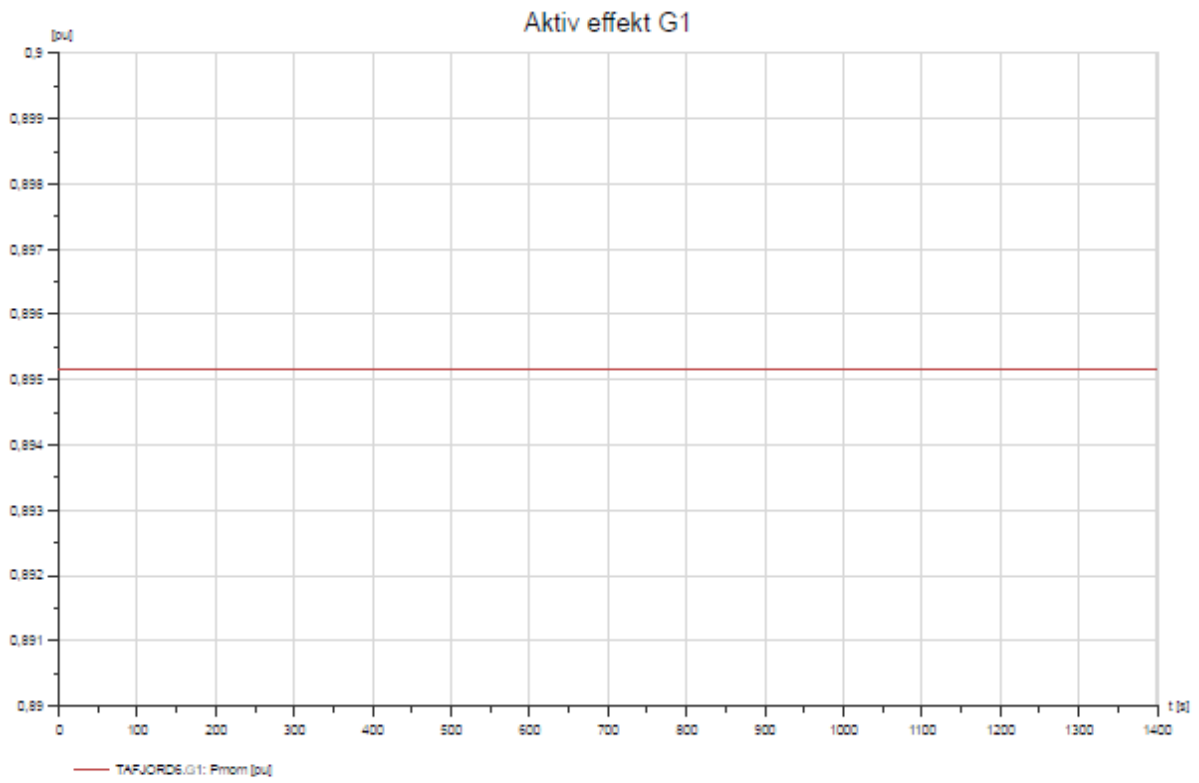


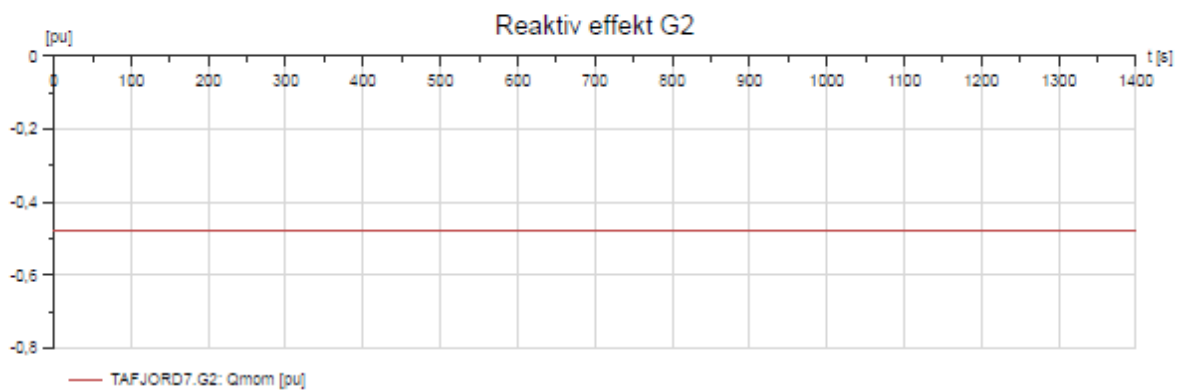
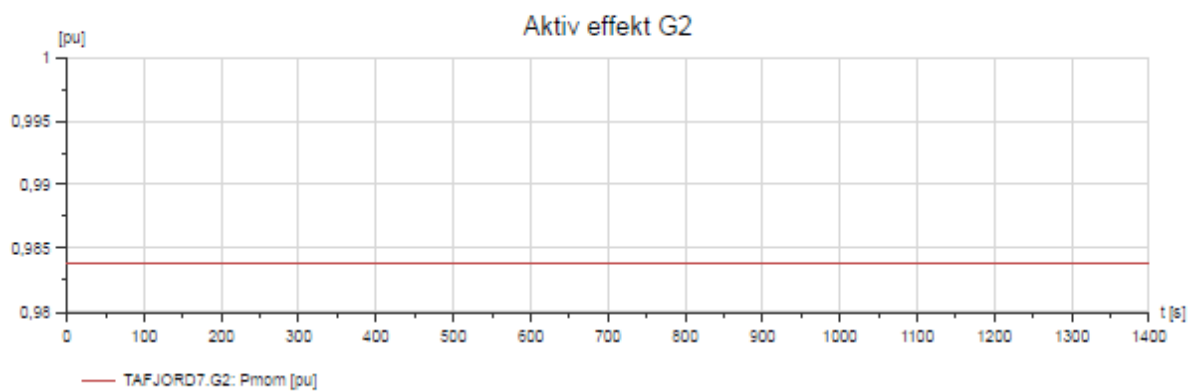
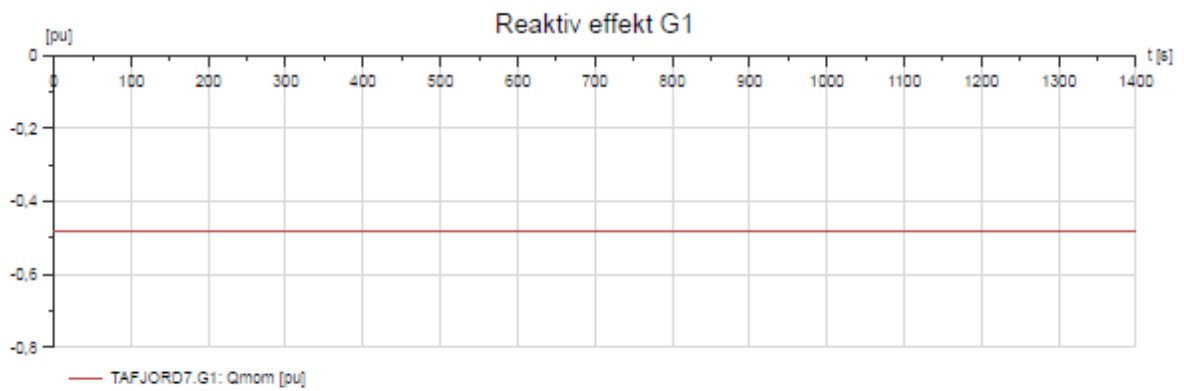
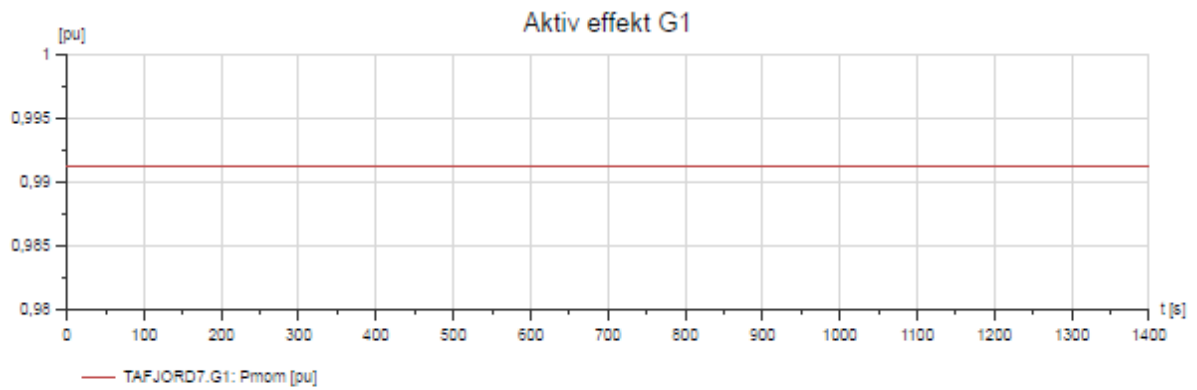
Vedlegg A.4.11 Fasespenning Tafjord 8 G1

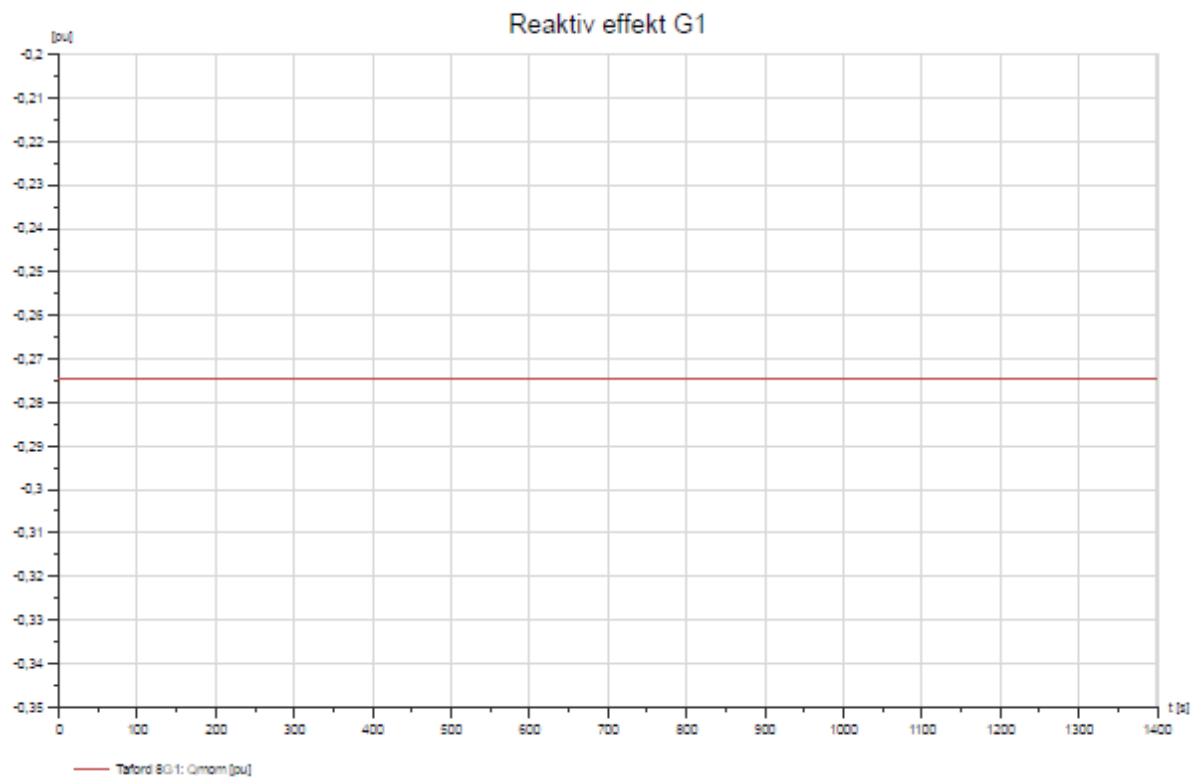
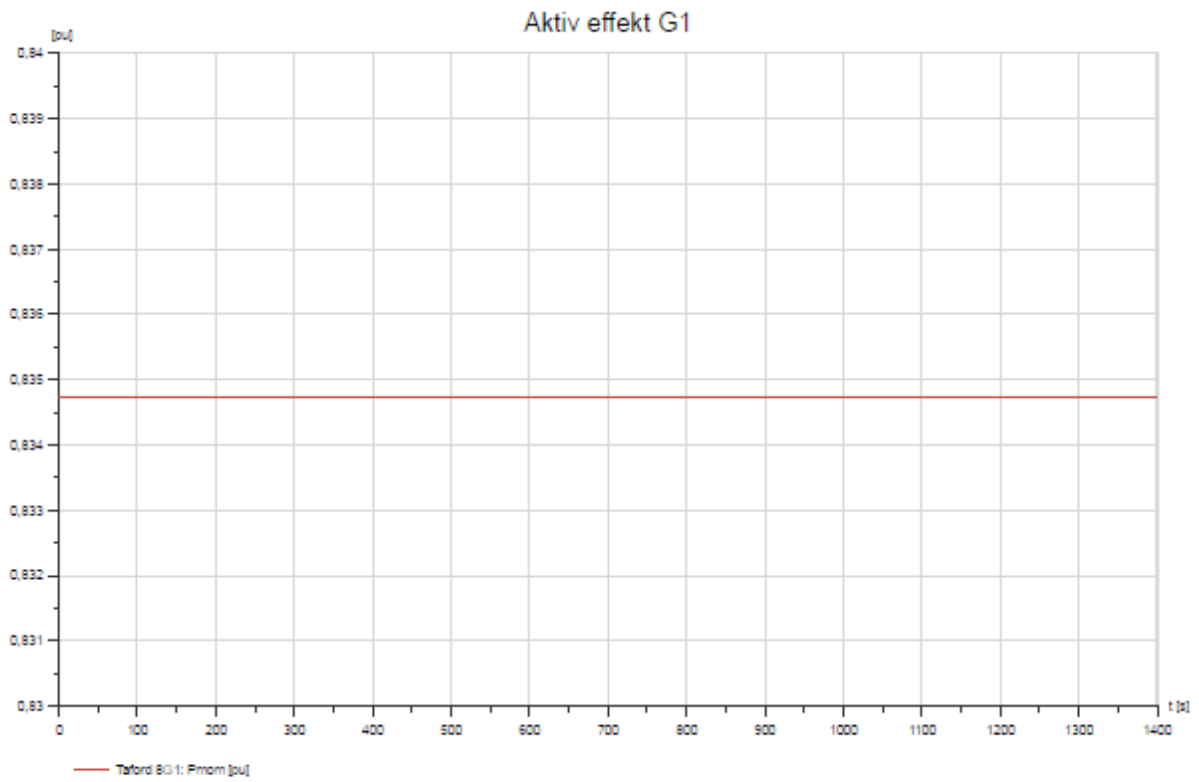


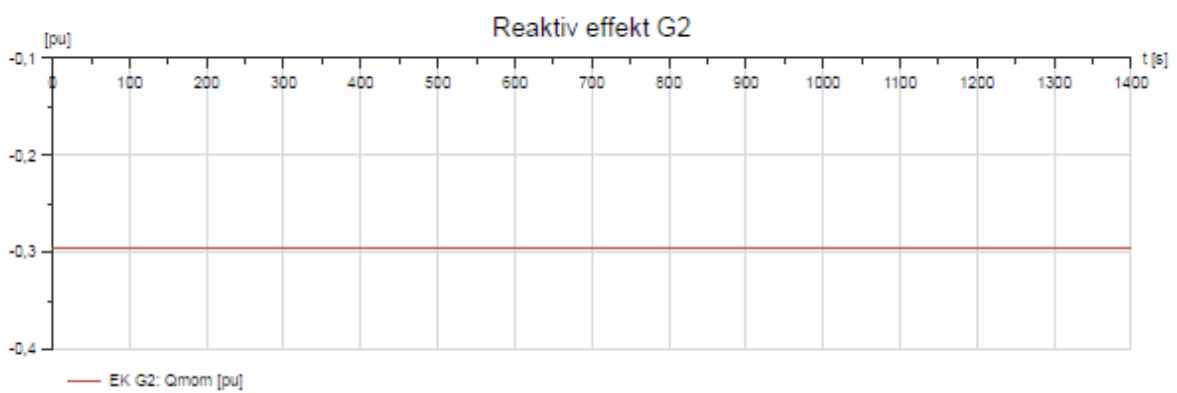
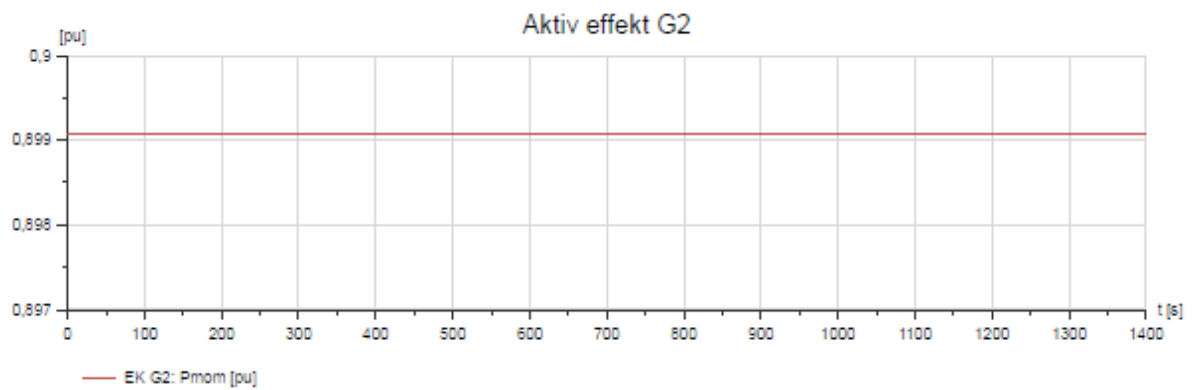
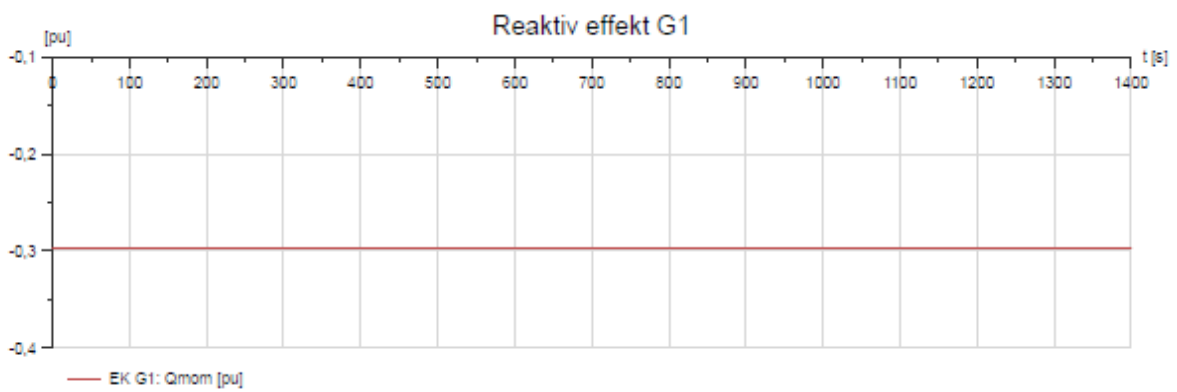
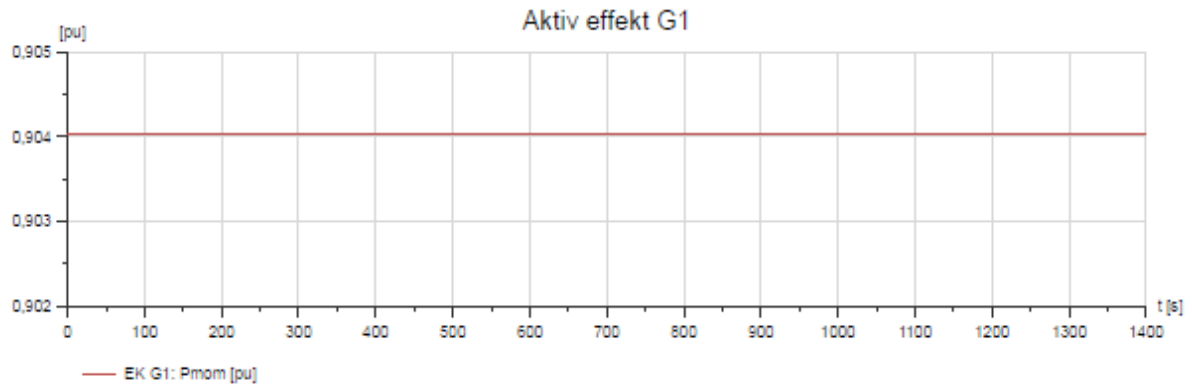








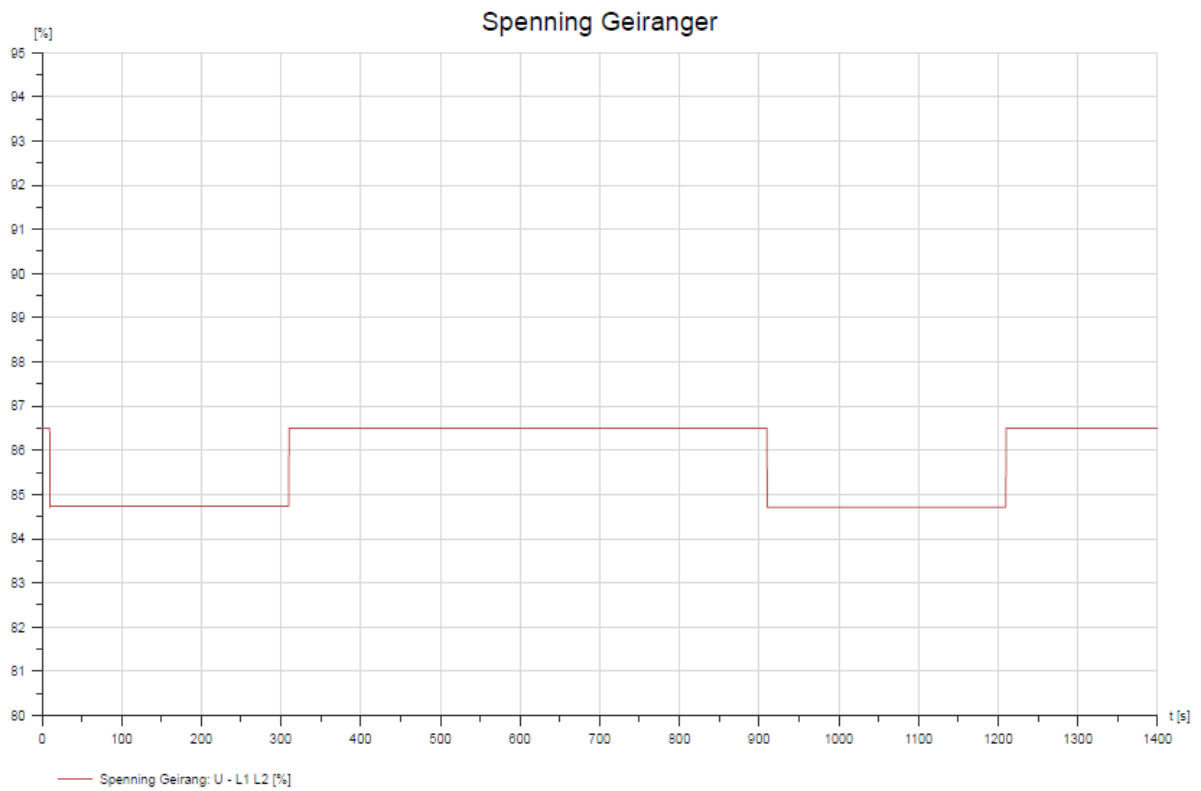




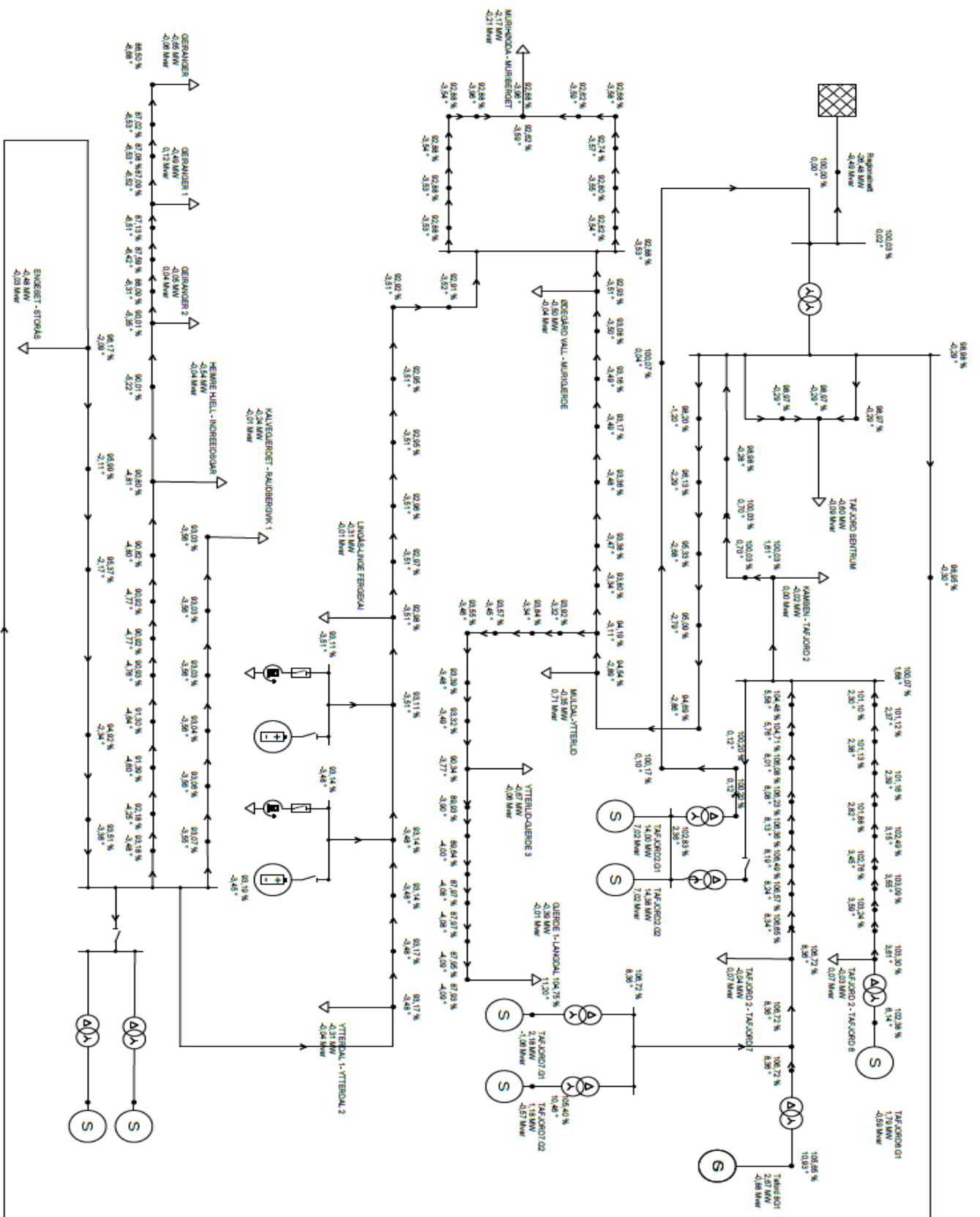
VEDLEGG B
DIREKTELADING

Vedlegg B.1 Eidsdal kraft utkoblet

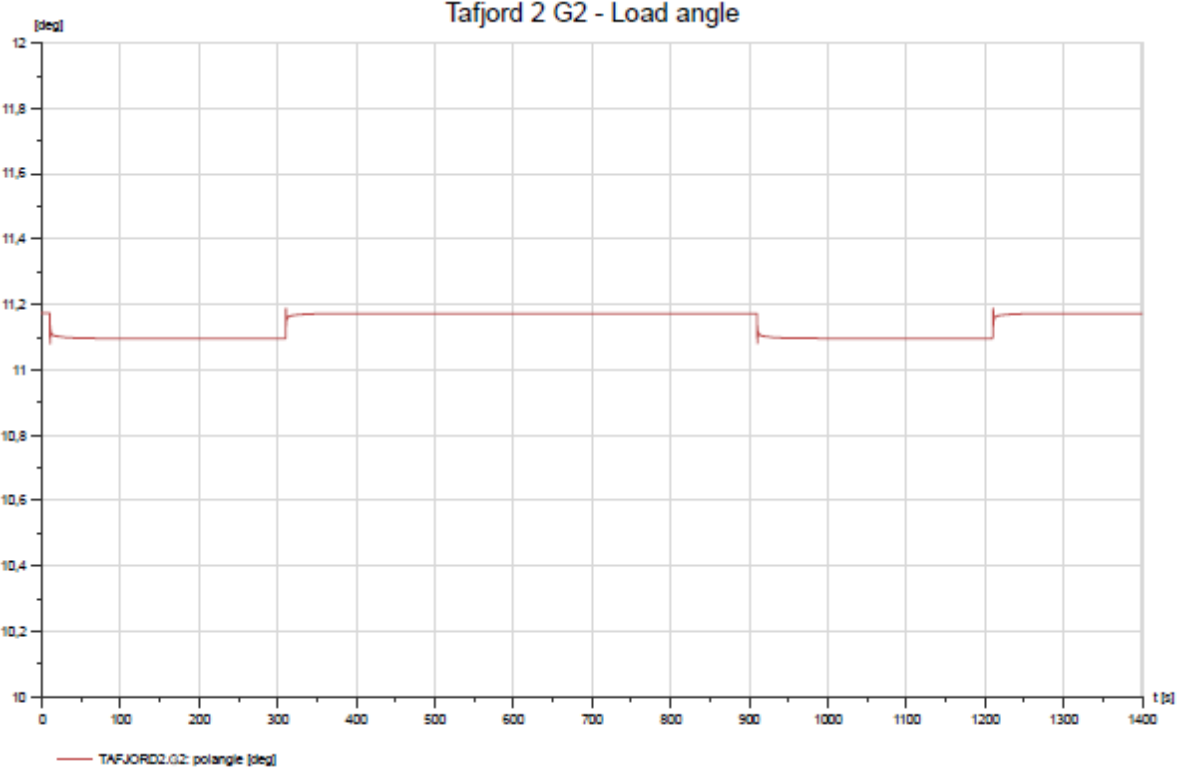
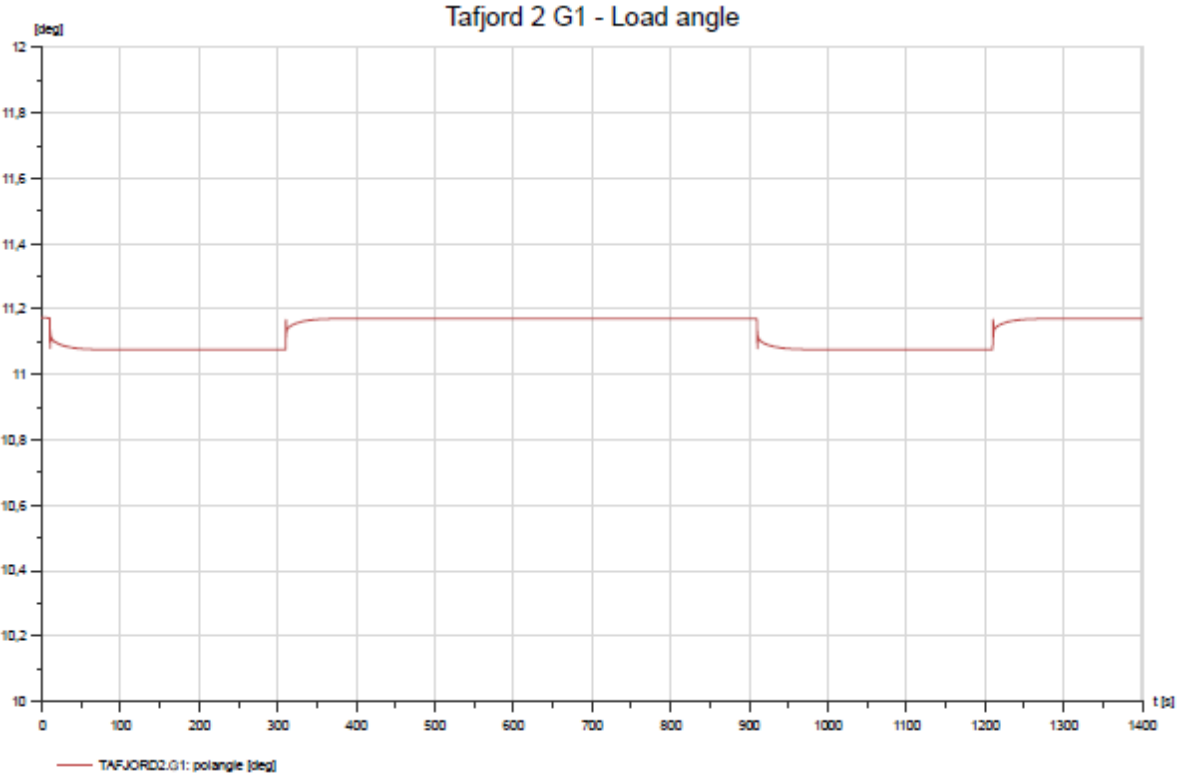
Vedlegg B.1.1 Spenning Geiranger



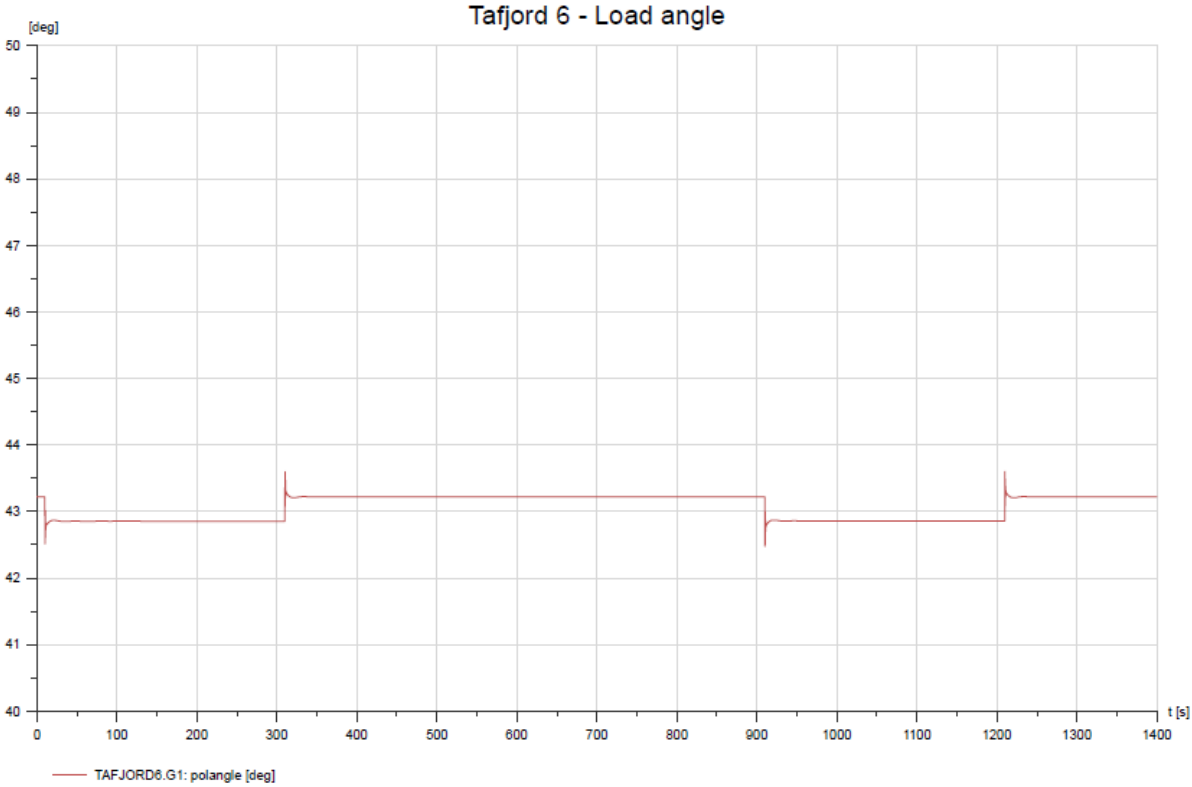
Vedlegg B.1.2 Lastflyt



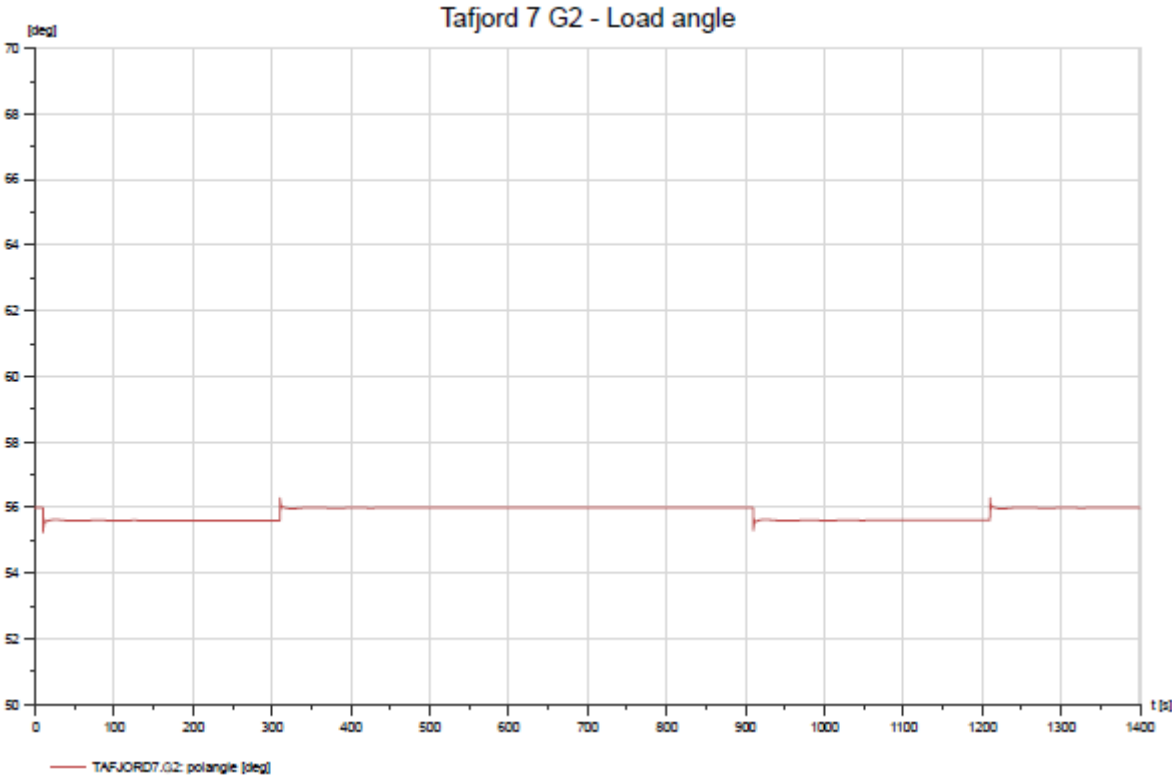
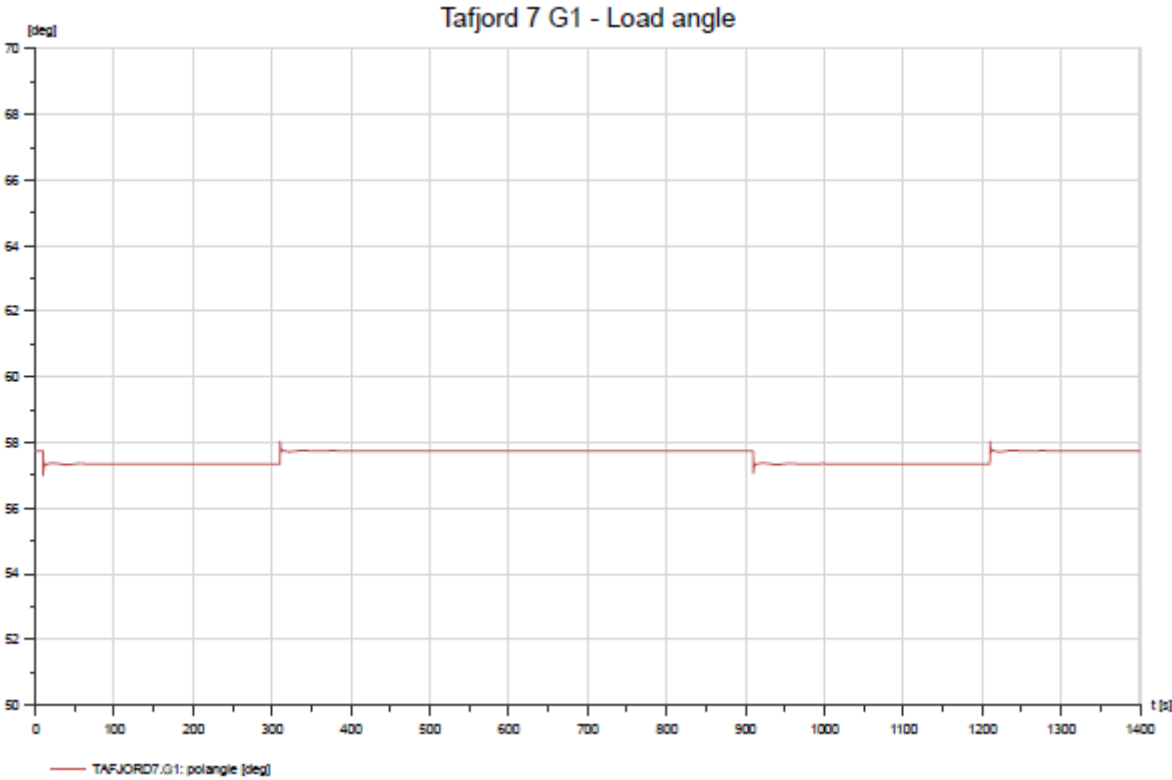
Vedlegg B.1.3 Polhjulsinkel Tafjord 2 G1 G2



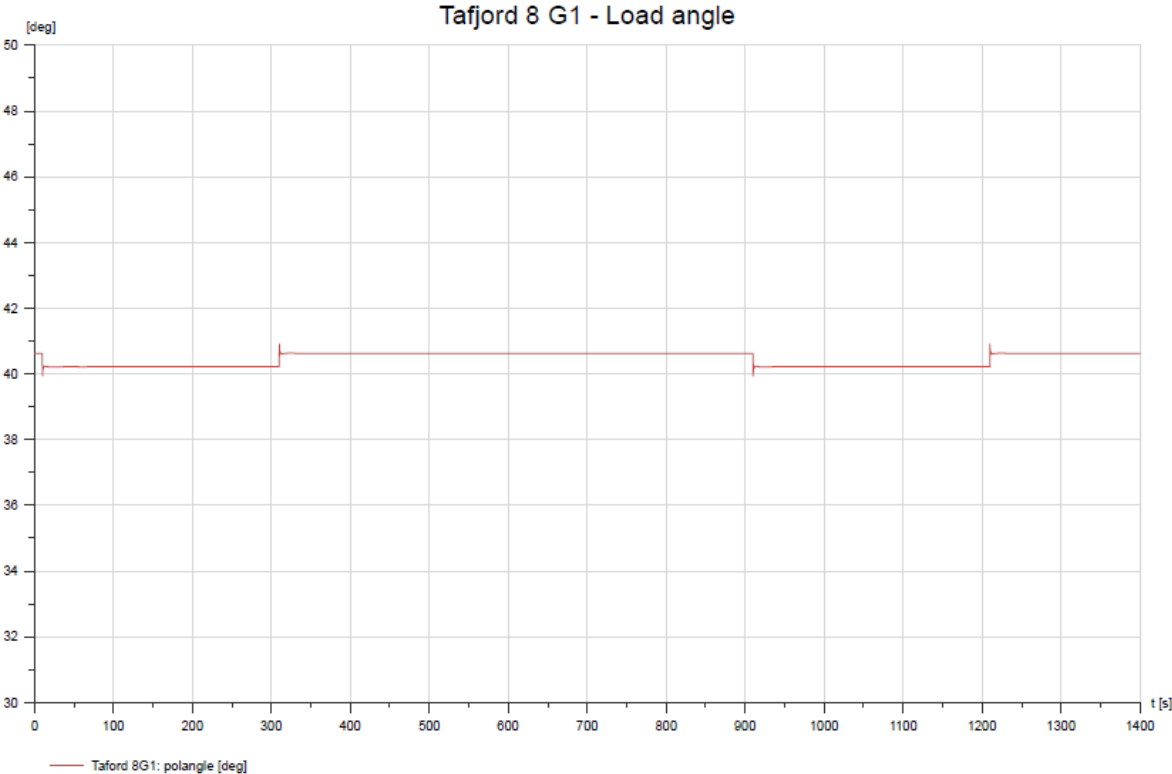
Vedlegg B.1.4 Polhjulsinkel Tafjord 6 G1



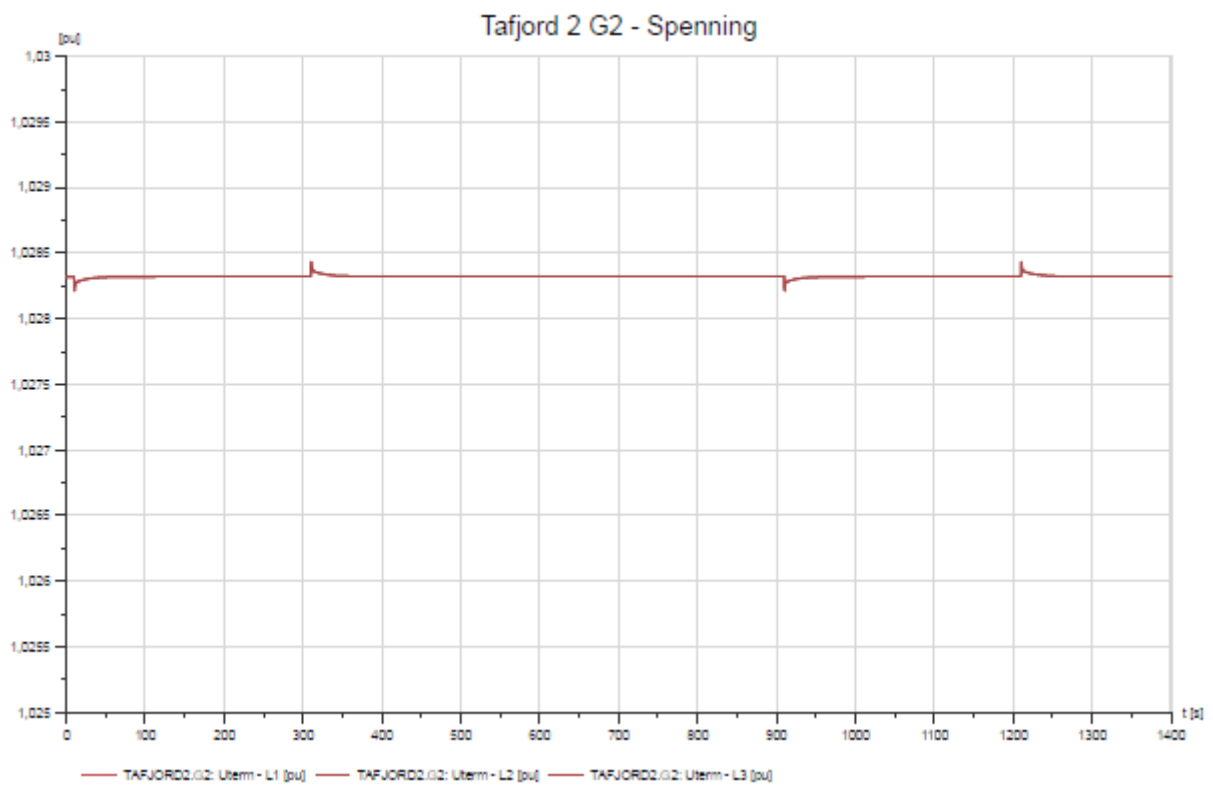
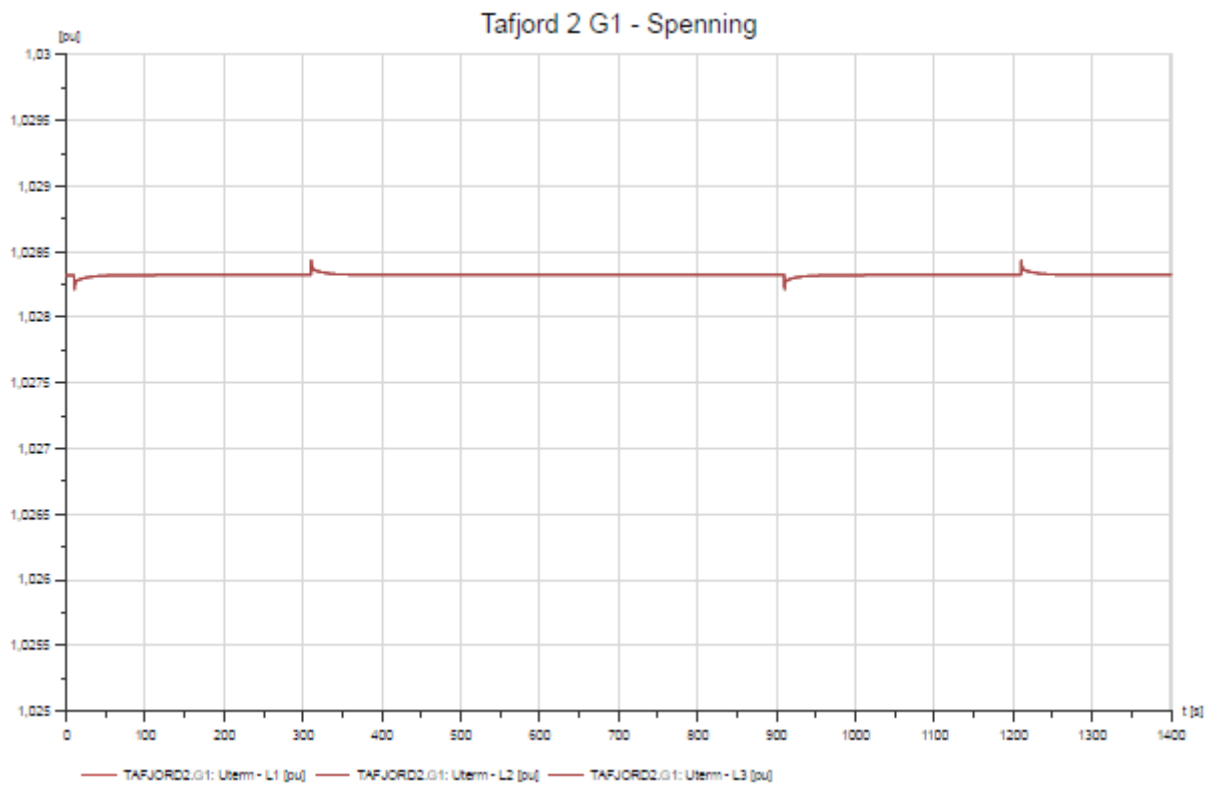
Vedlegg B.1.5 Polhjulsinkel Tafjord 7 G1 G2



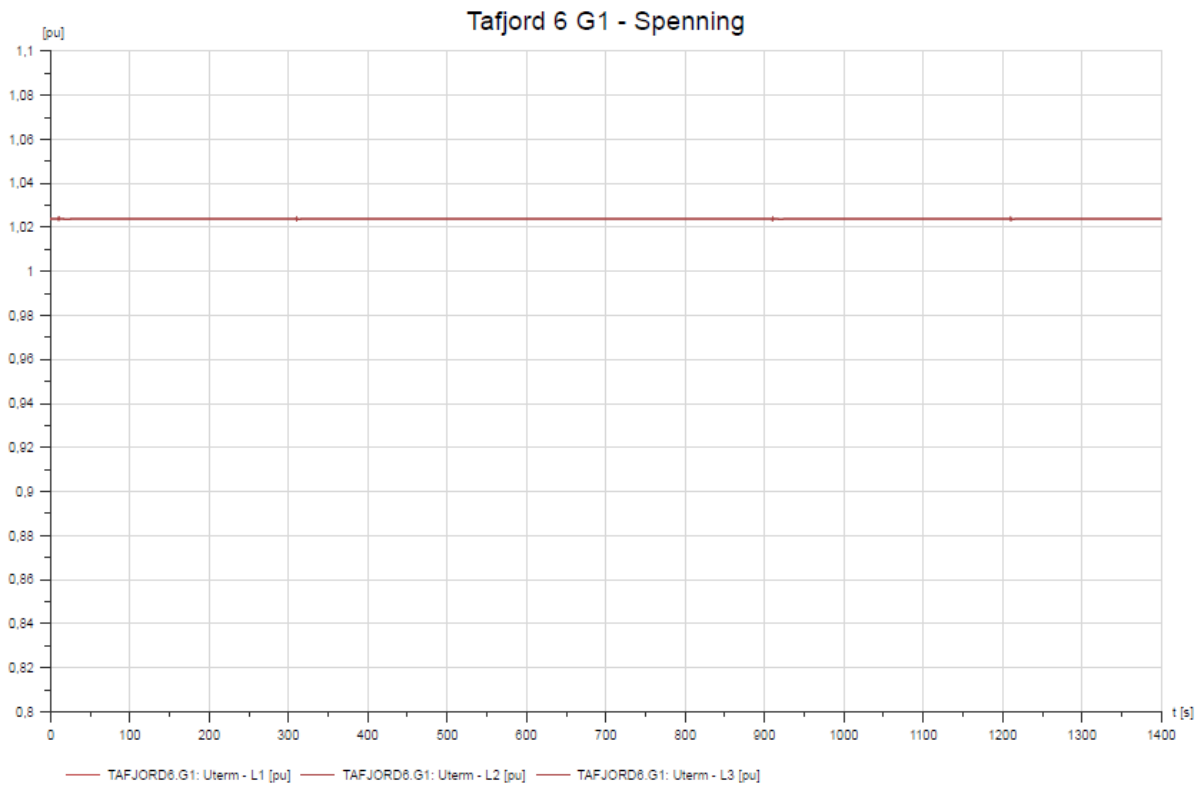
Vedlegg B.1.6 Polhjulsinkel Tafjord 8 G1



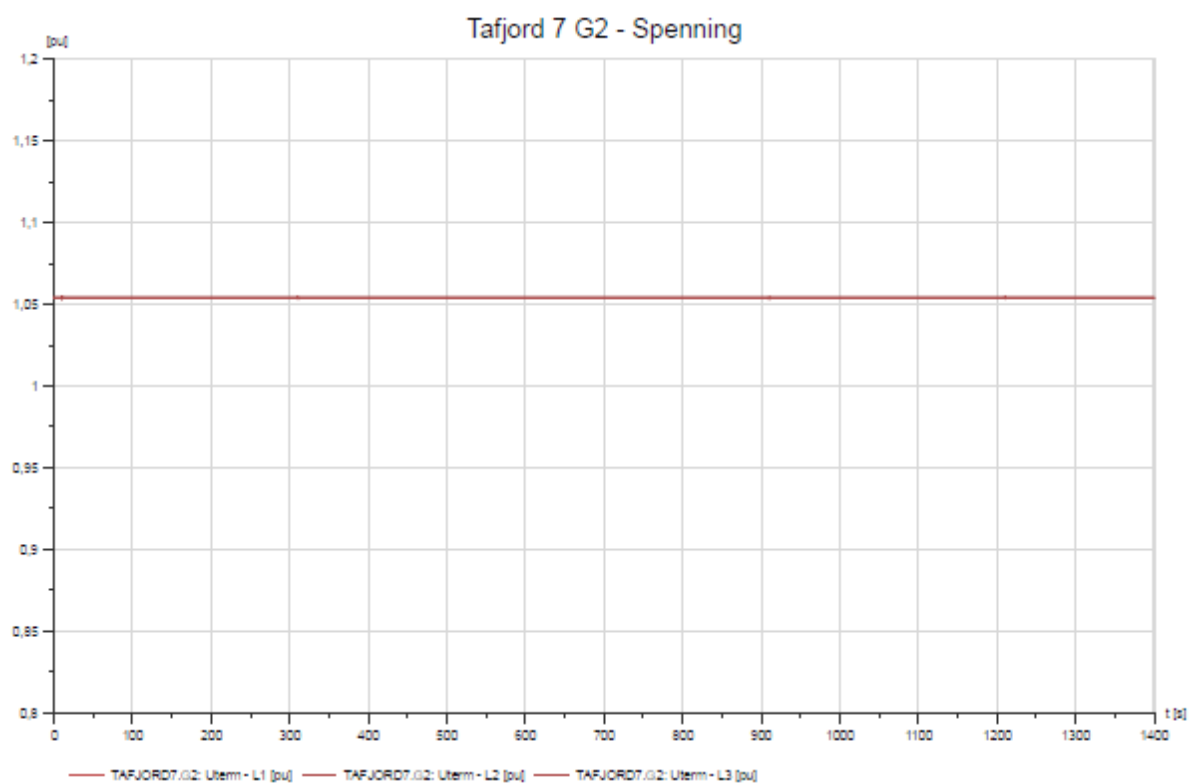
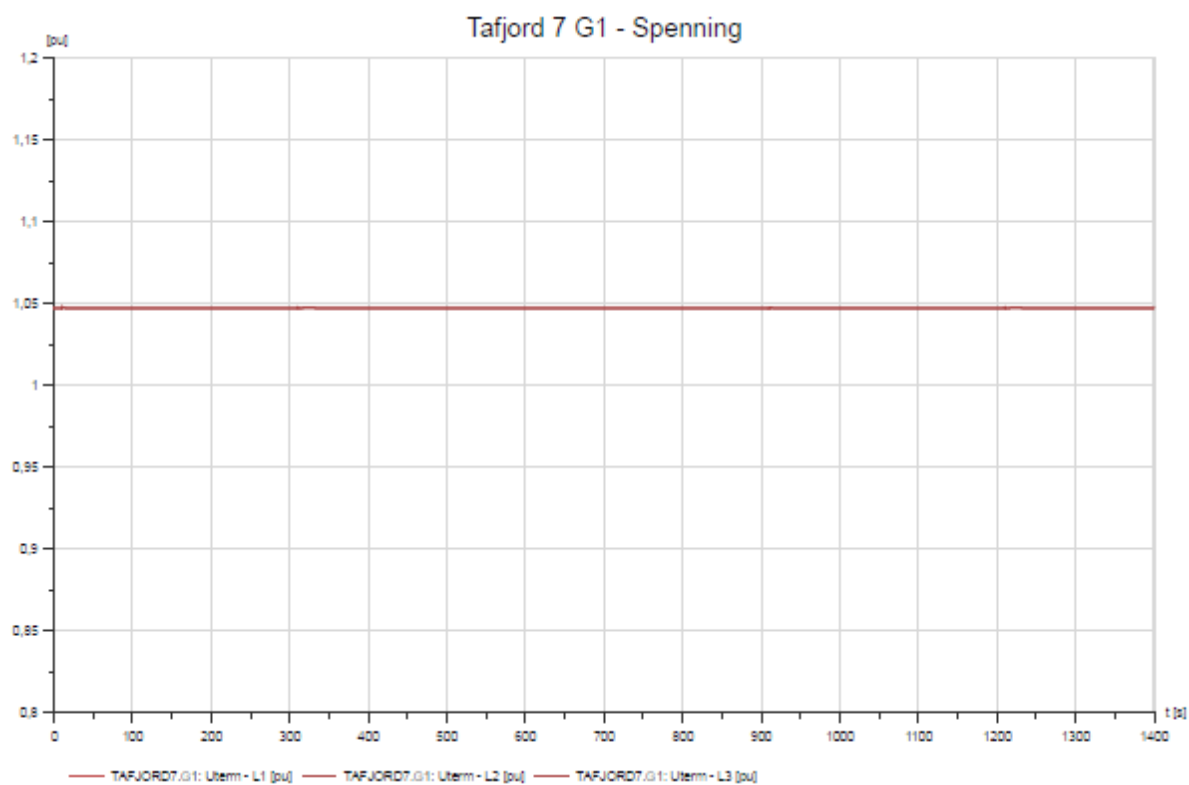
Vedlegg B.1.7 Fasespenning Tafjord 2 G1 G2



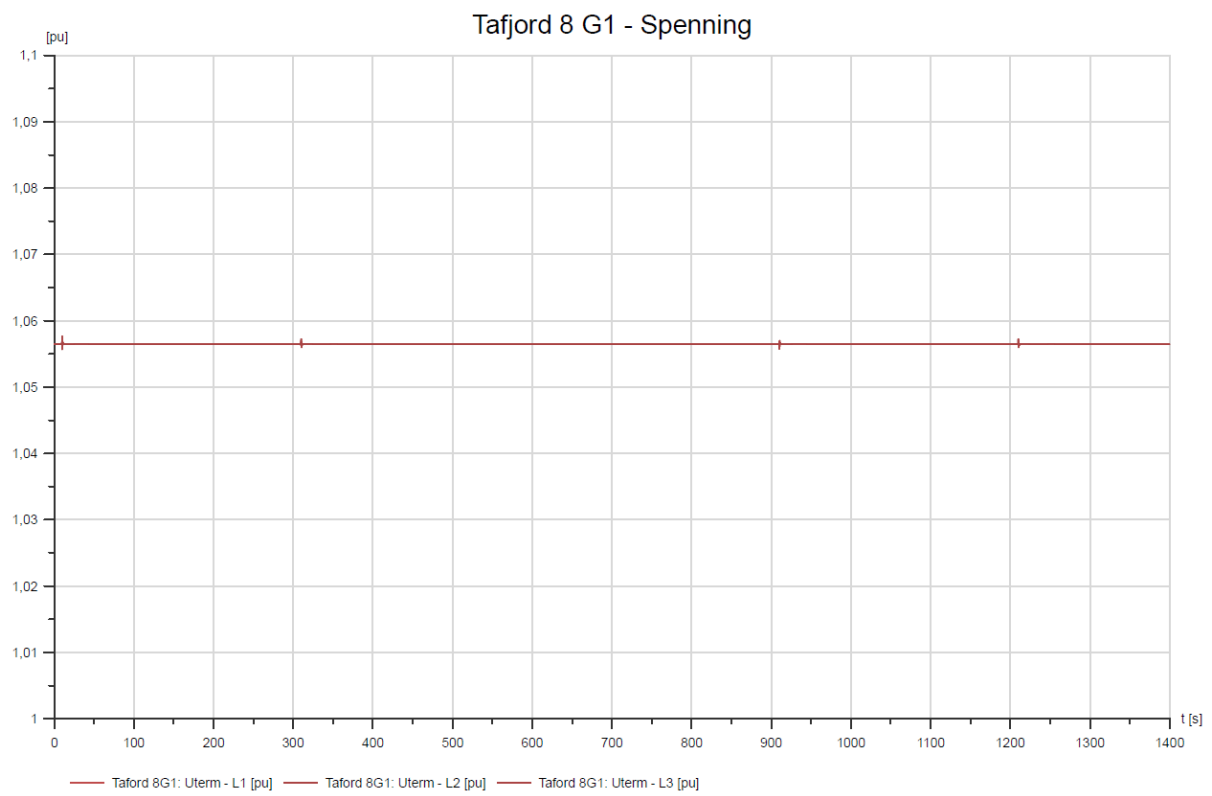
Vedlegg B.1.8 Fasespenning Tafjord 6 G1

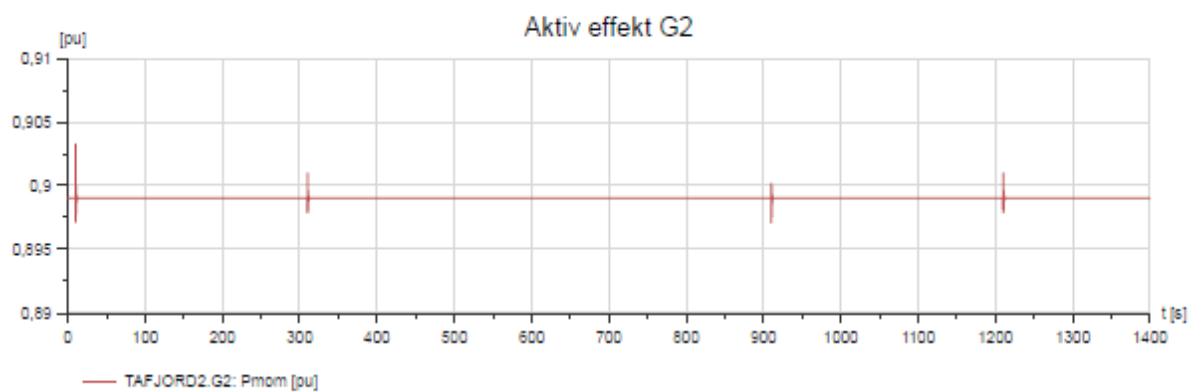
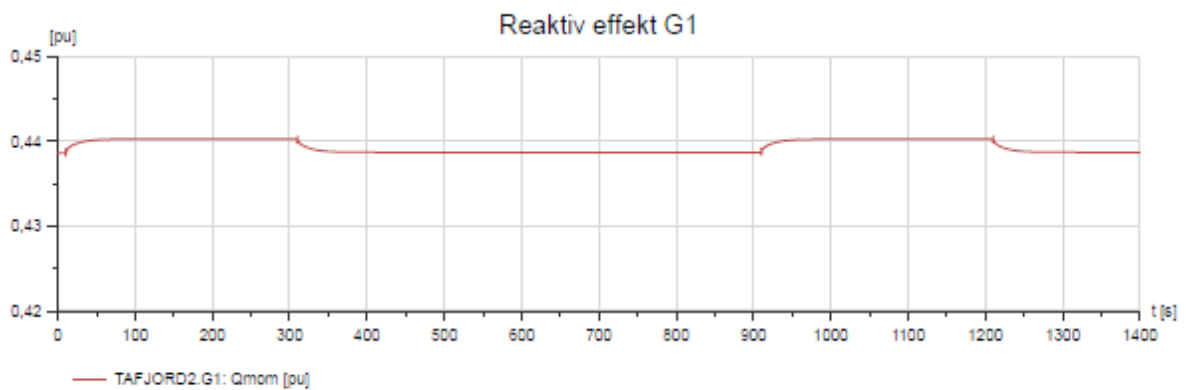
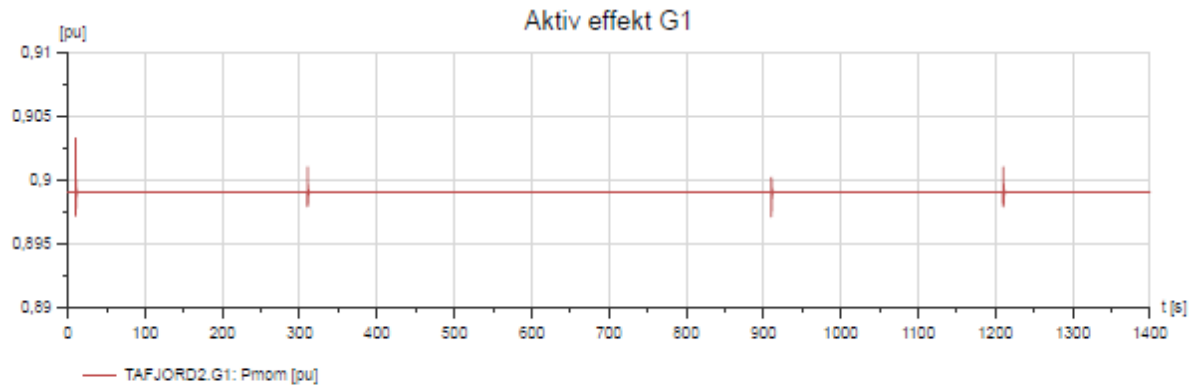


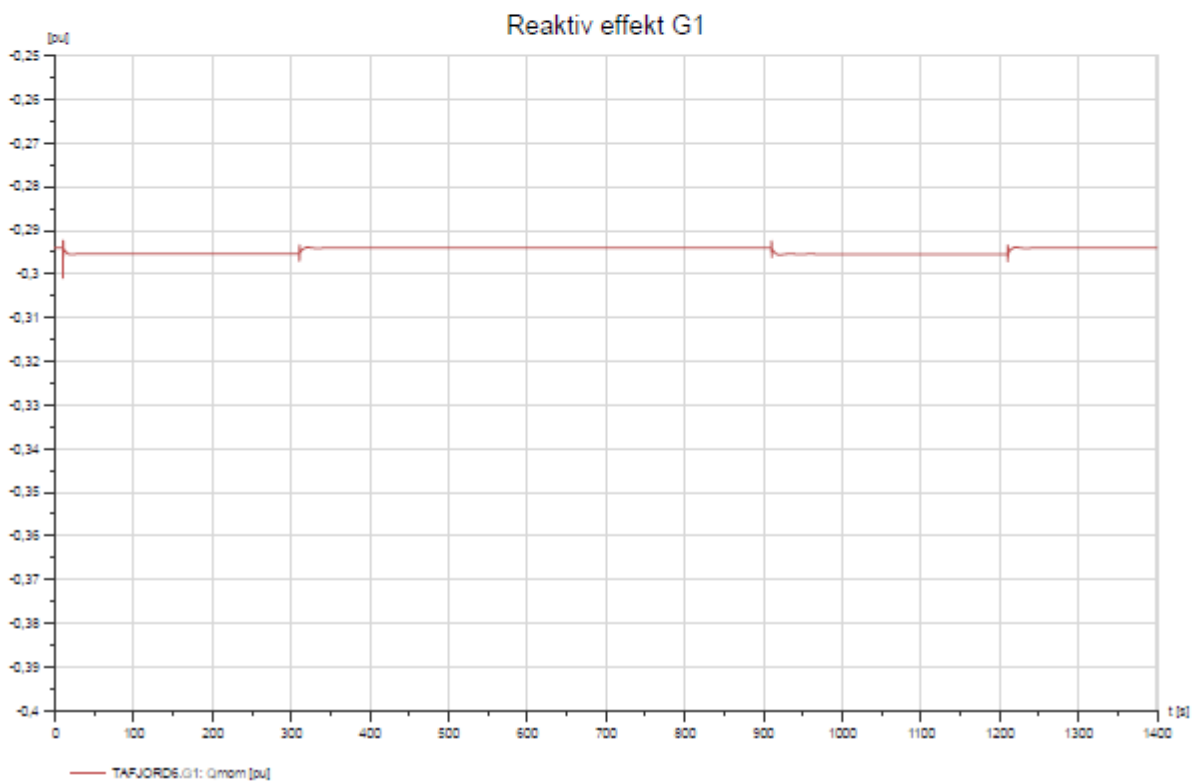
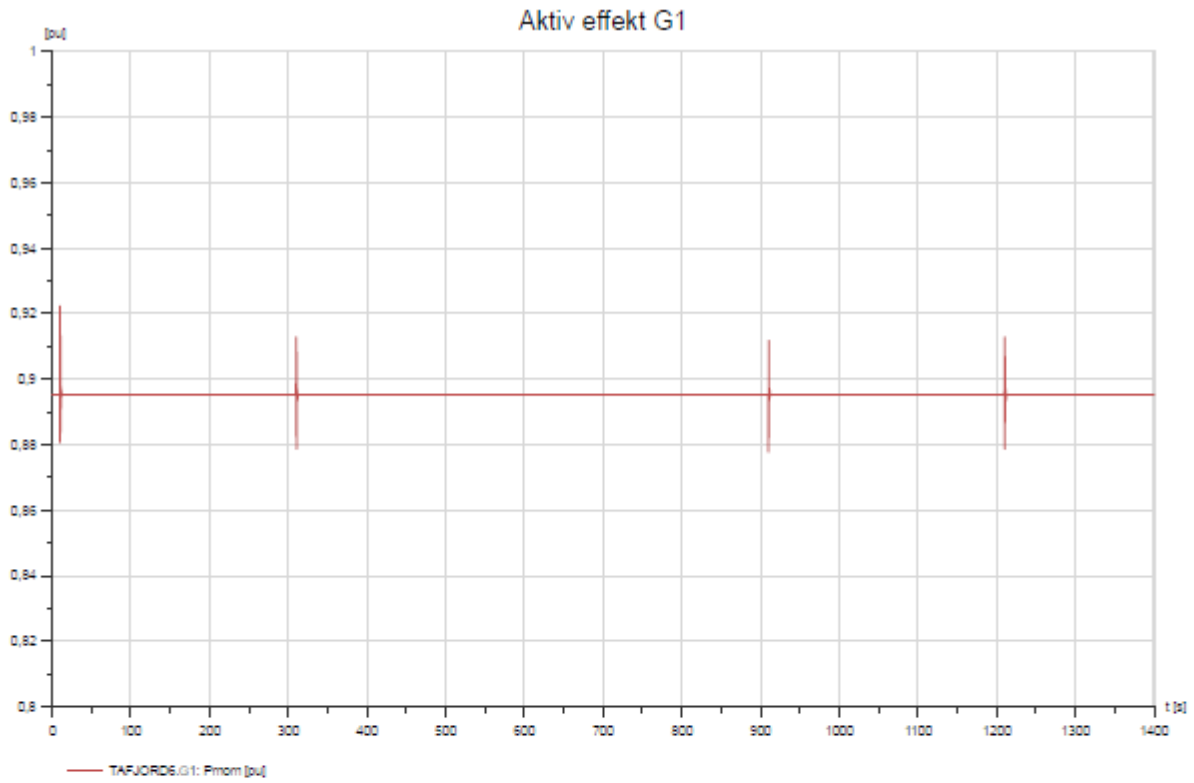
Vedlegg B.1.9 Fasespenning Tafjord 7 G1 G2

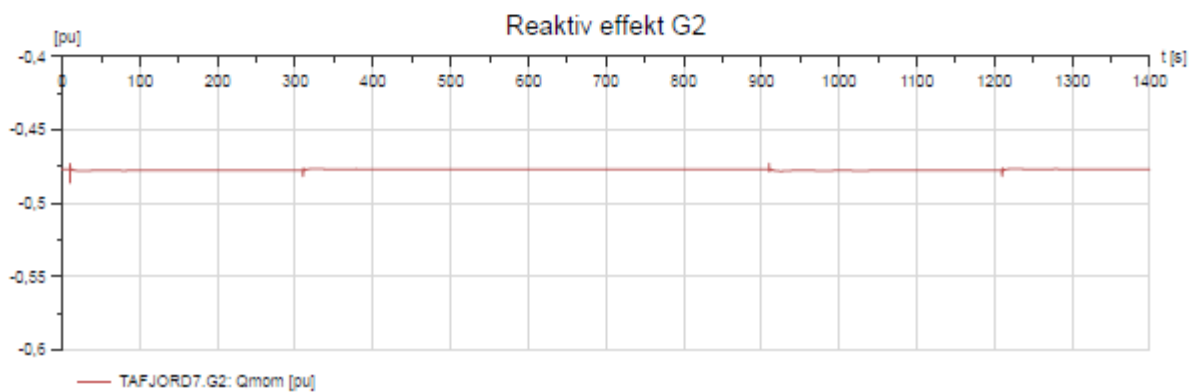
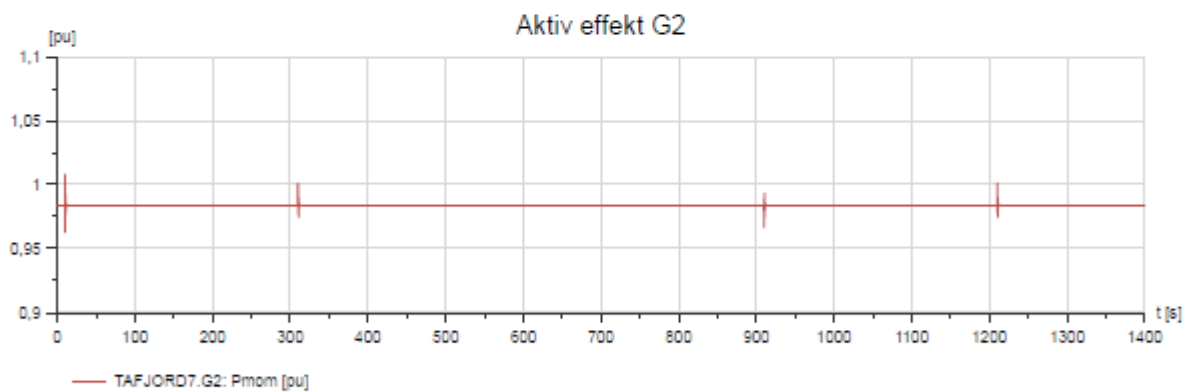
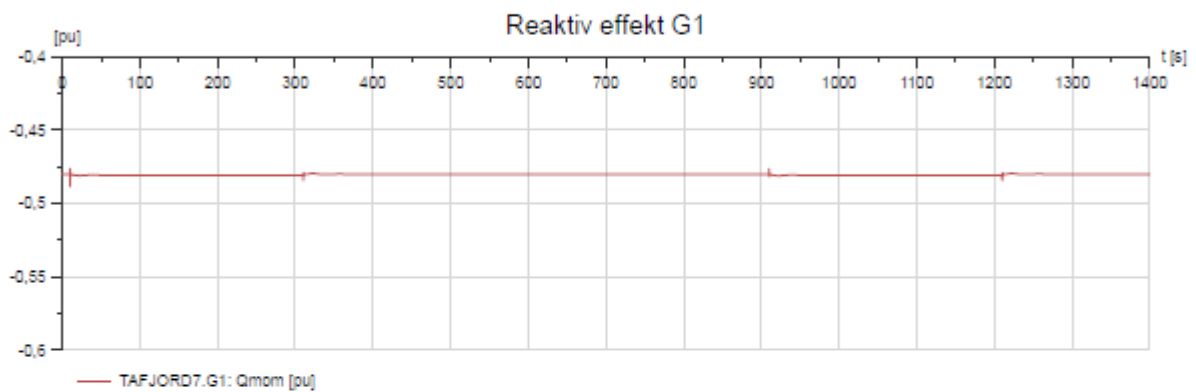
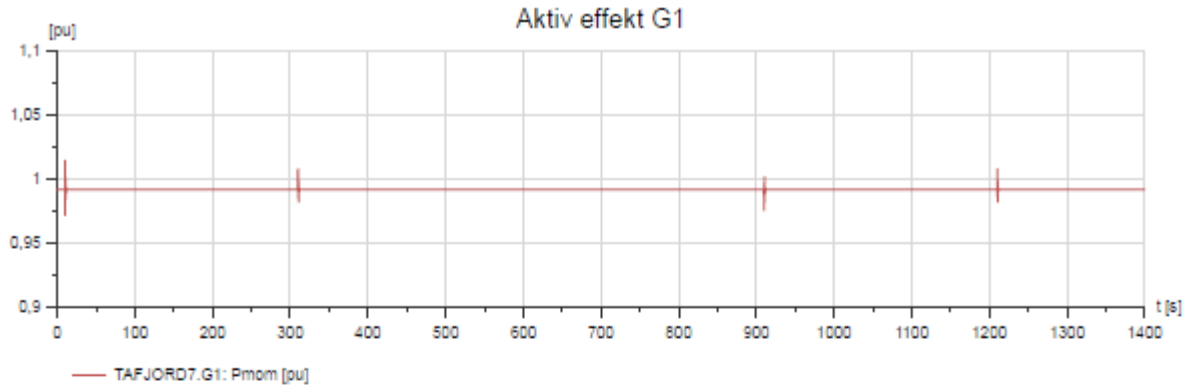


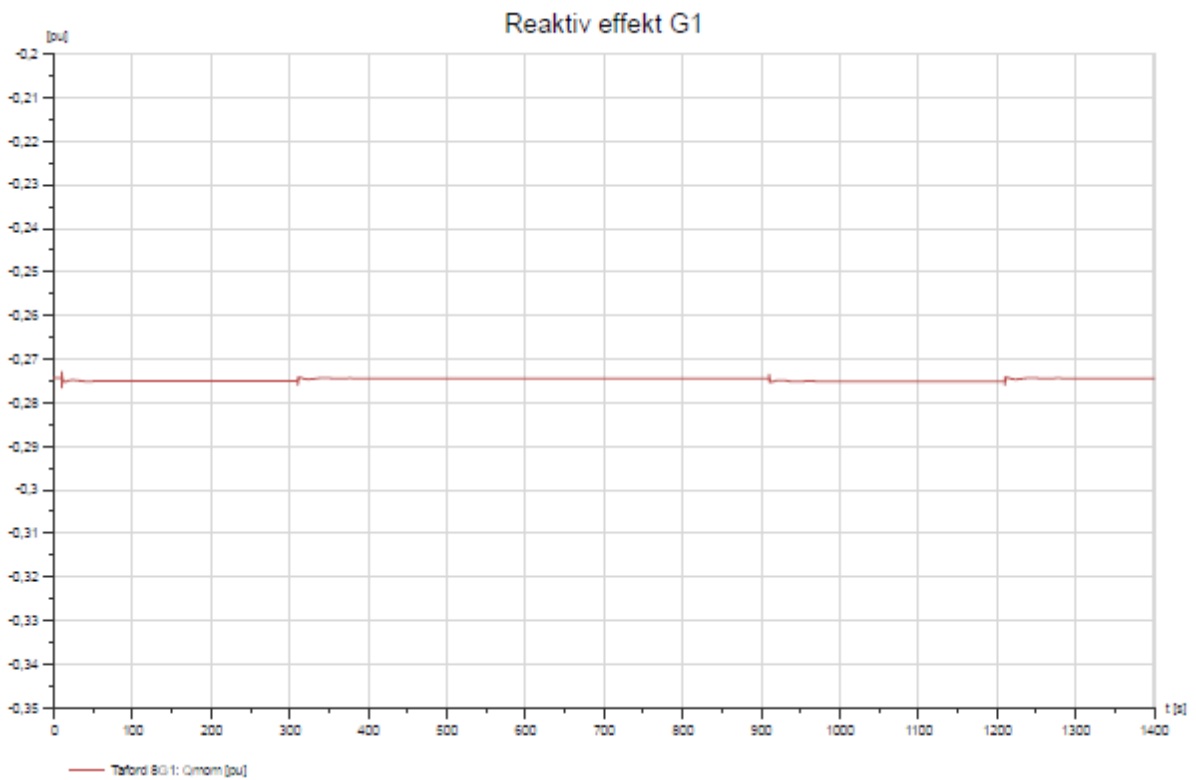
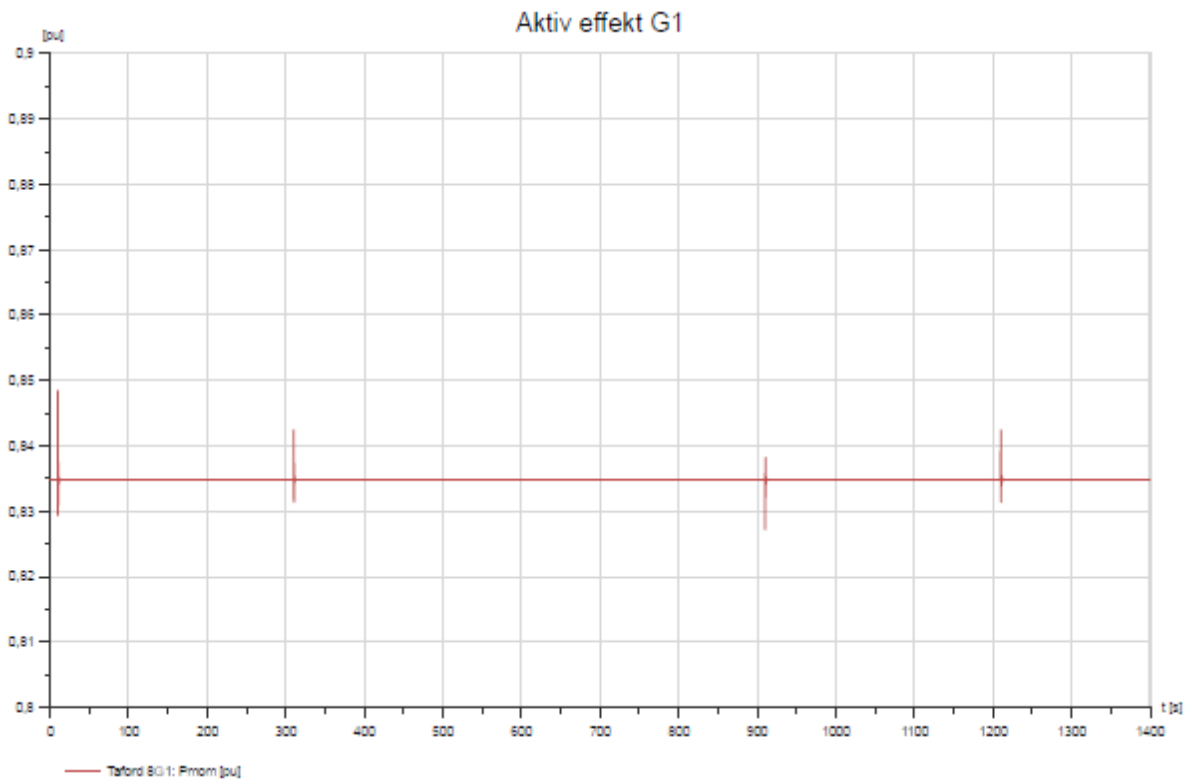
Vedlegg B.1.10 Fasespenning Tafjord 8 G1





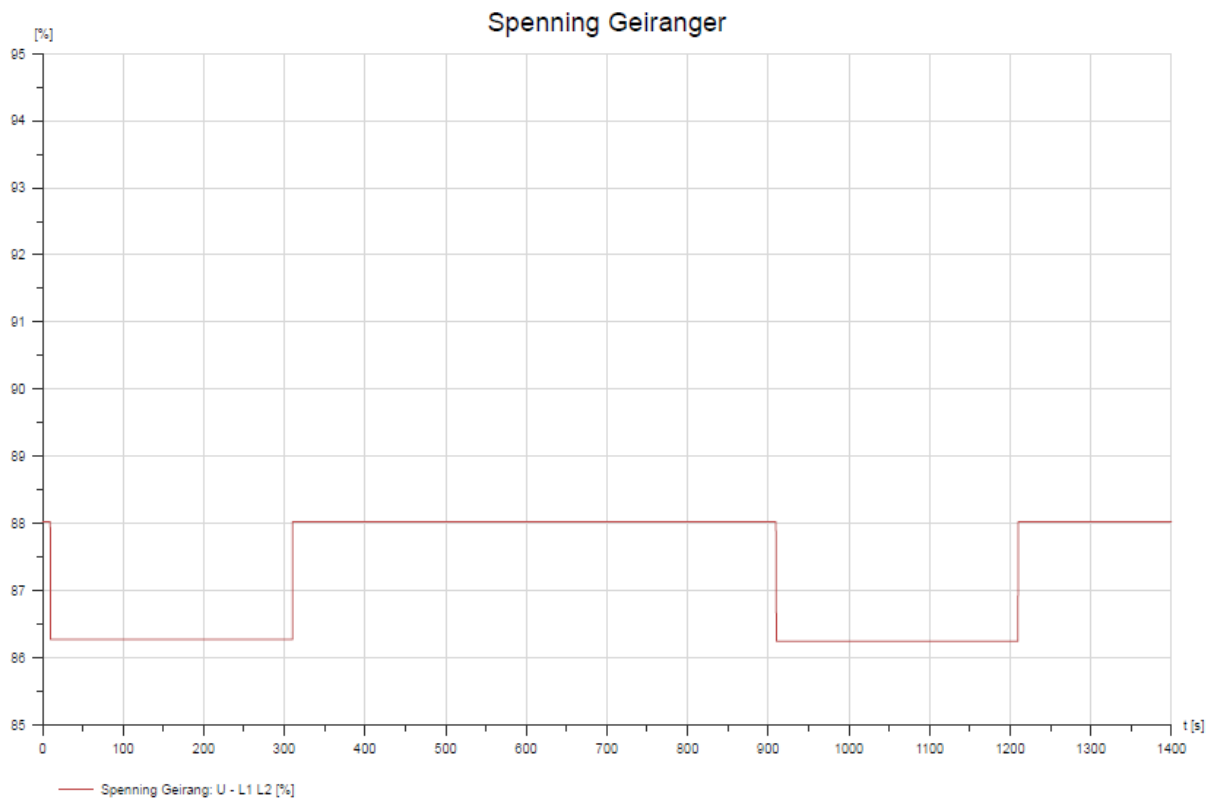




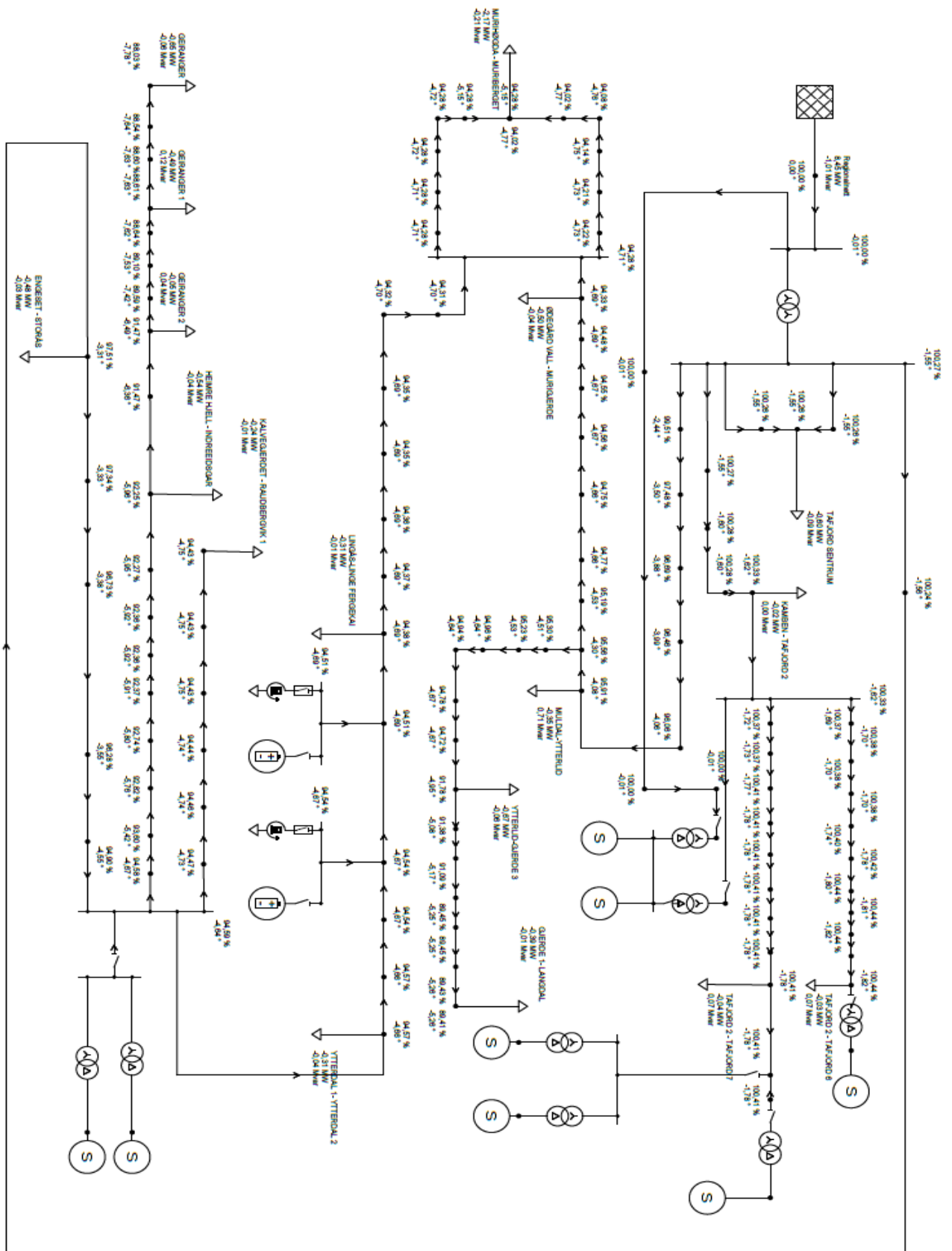


Vedlegg B.2 Forsynes fra regionalnettet

Vedlegg B.2.1 Spenning Geiranger

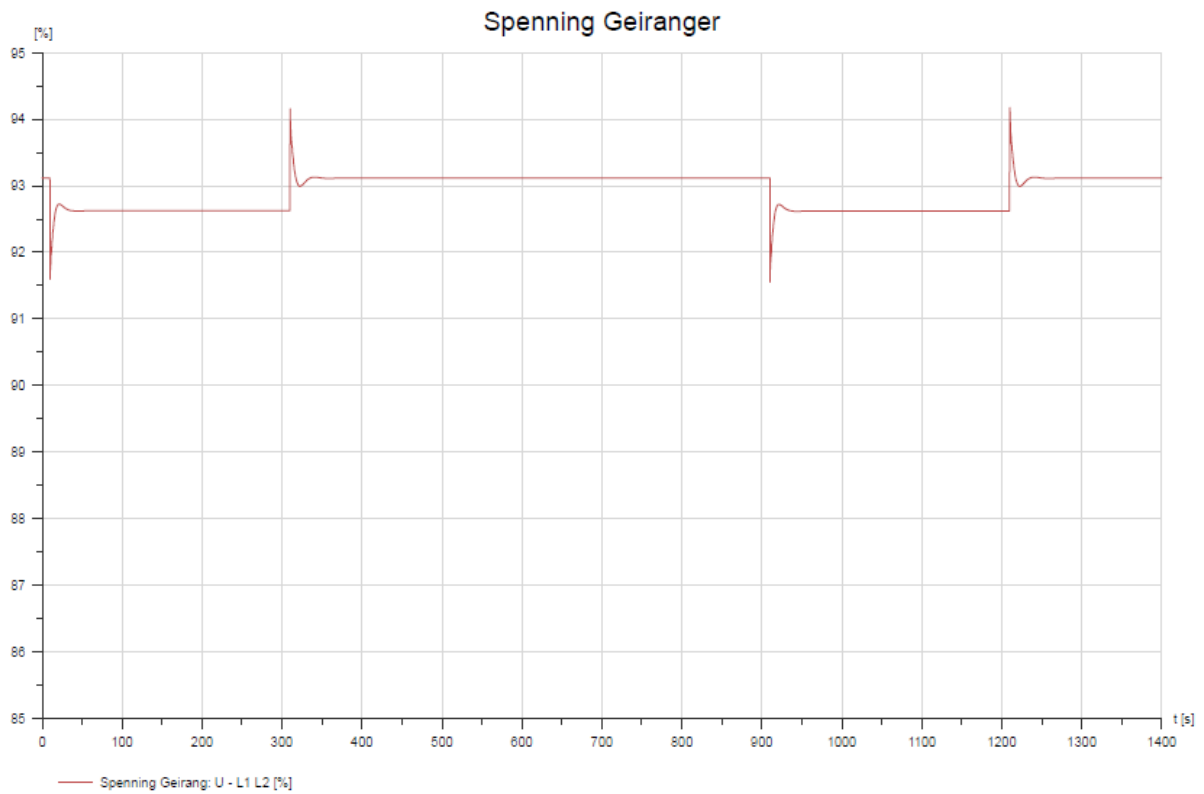


Vedlegg B.2.2 Lastflyt

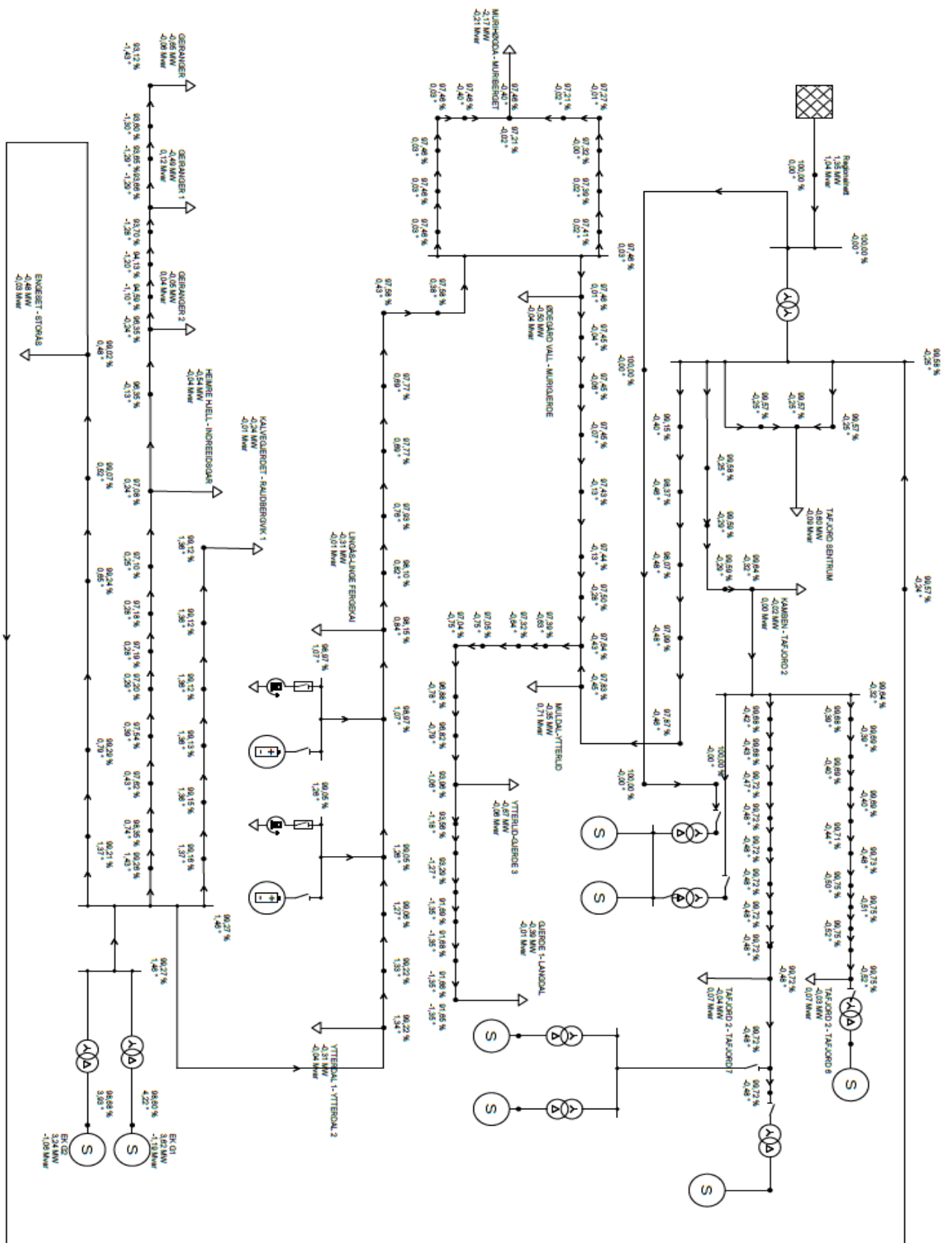


Vedlegg B.3 Forsynes fra Eidsdal kraft og regionalnettet

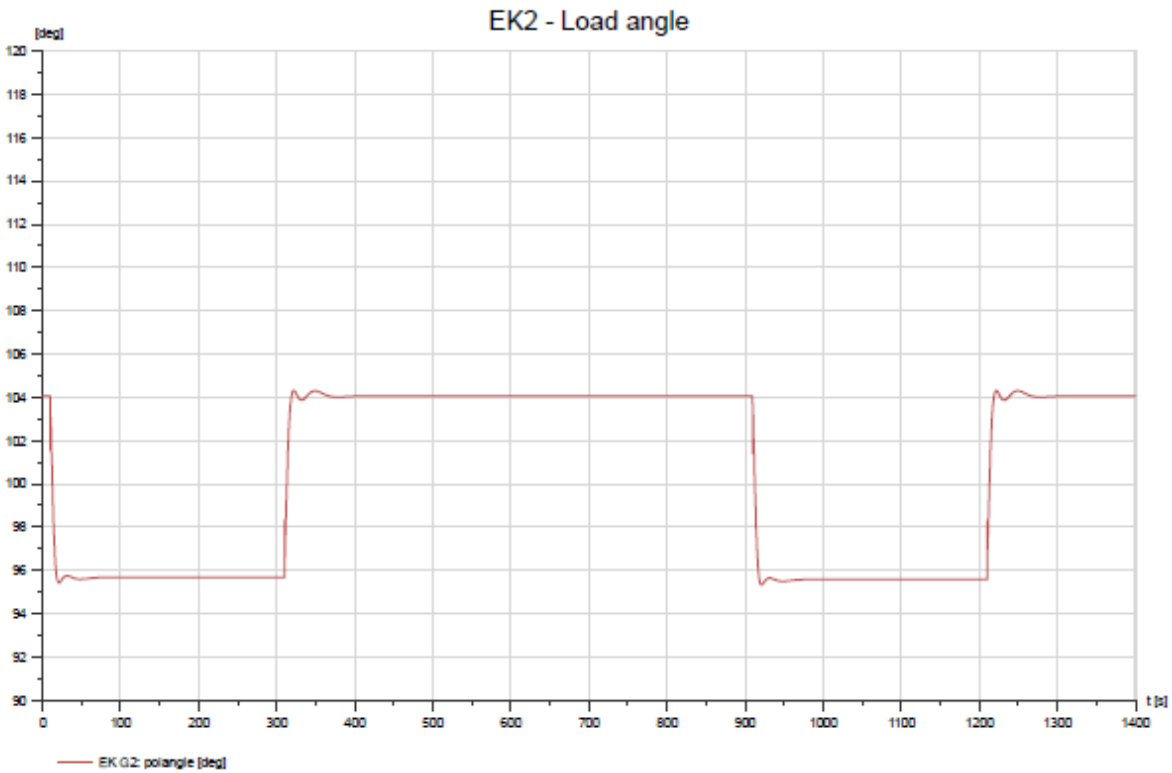
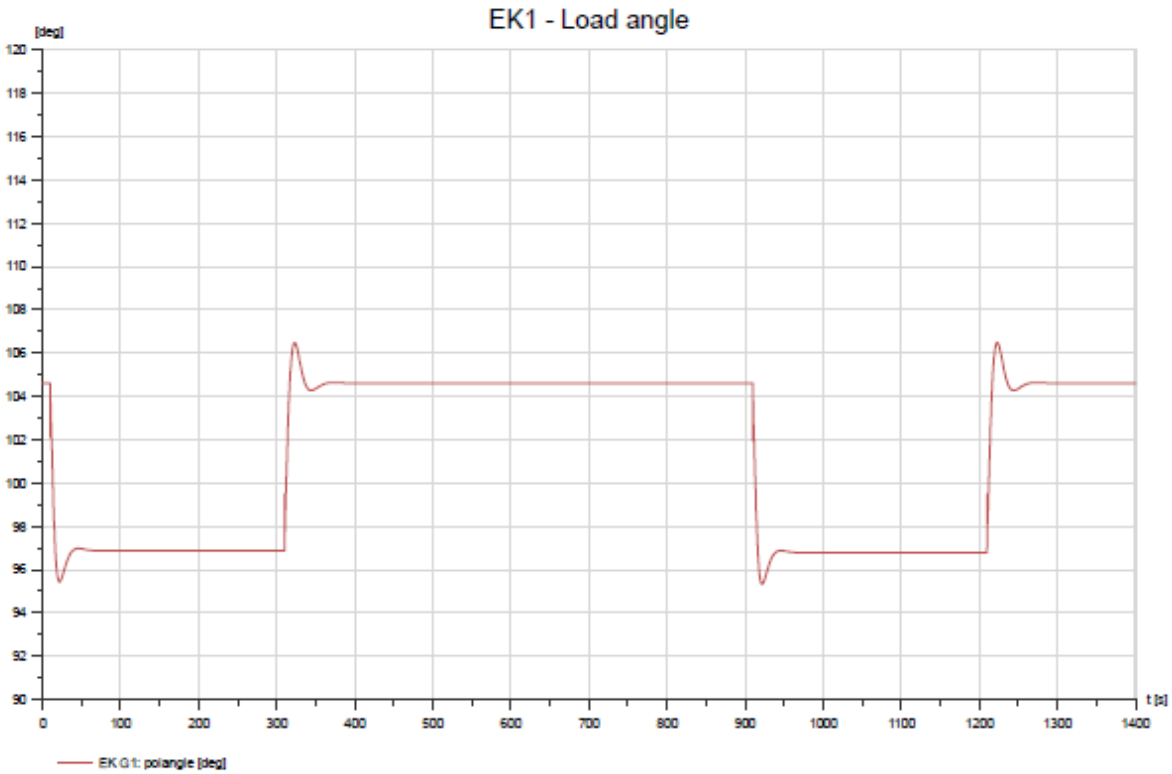
Vedlegg B.3.1 Spenning Geiranger



Vedlegg B.3.2 Lastflyt

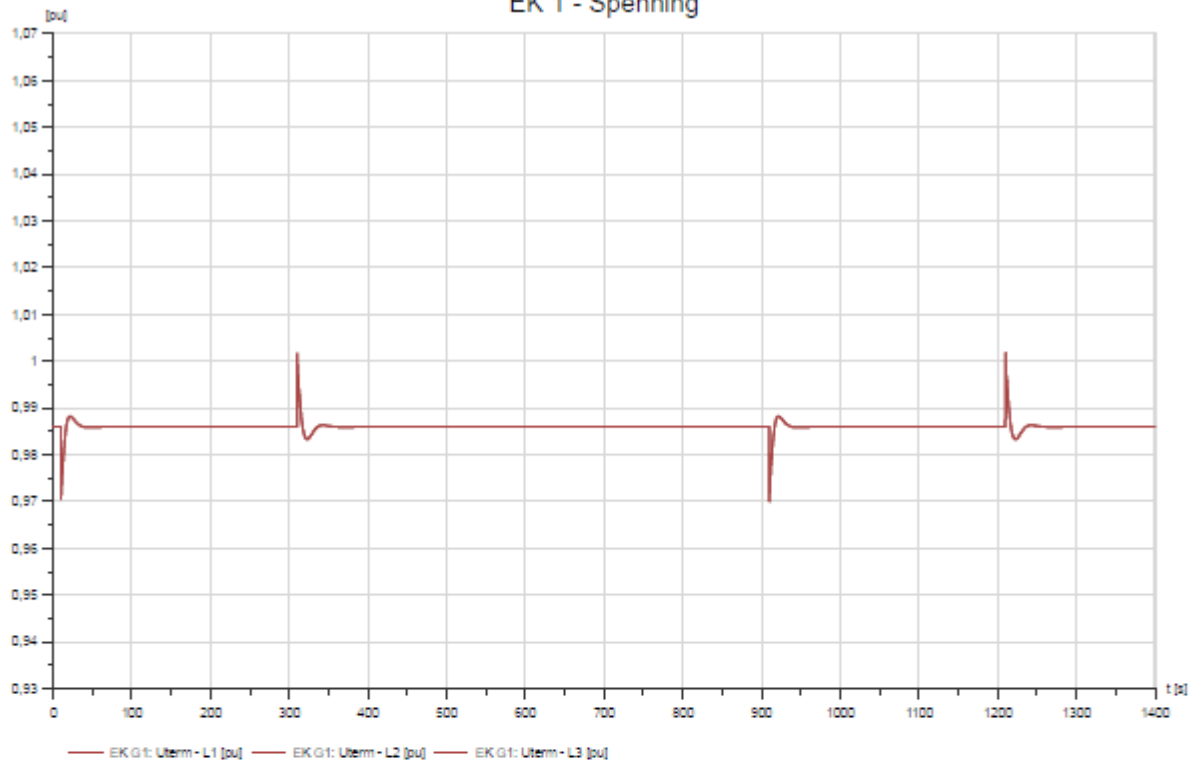


Vedlegg B.3.3 Polhjulsinkel Eidsdal kraft G1 G2

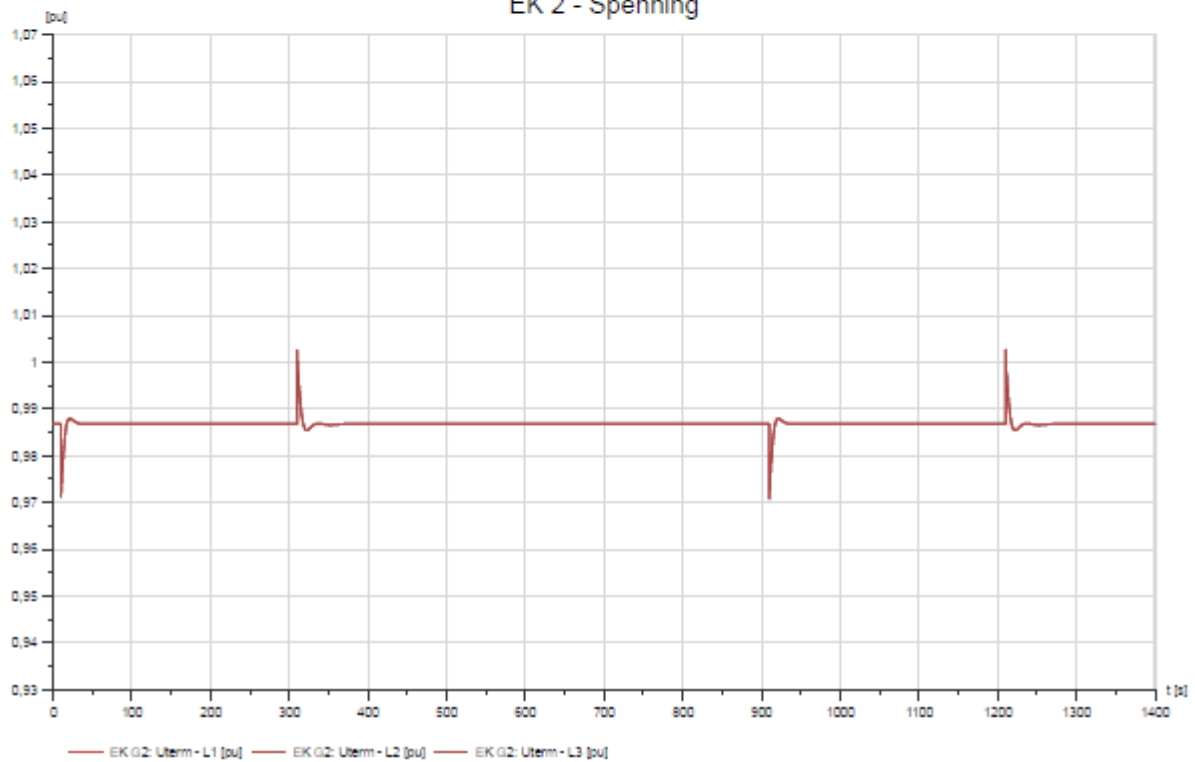


Vedlegg B.3.4 Fasespenning Eidsdal kraft G1 G2

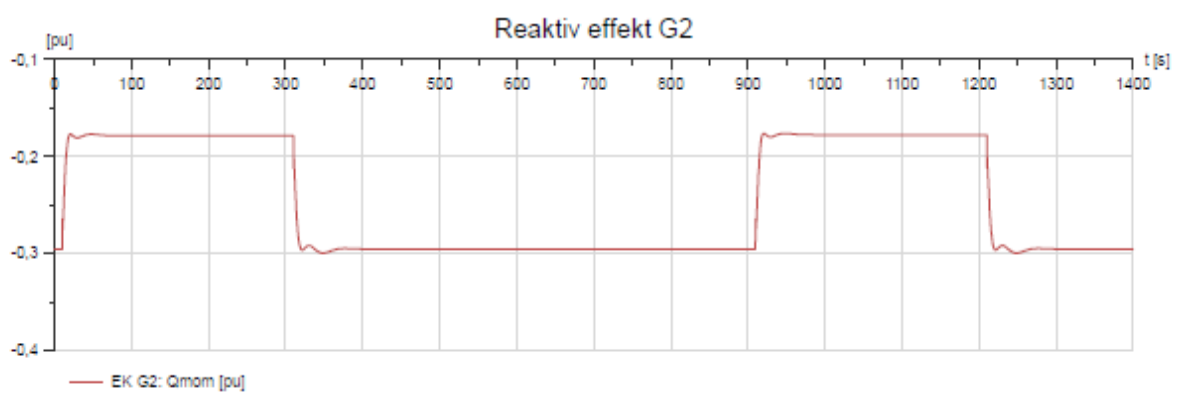
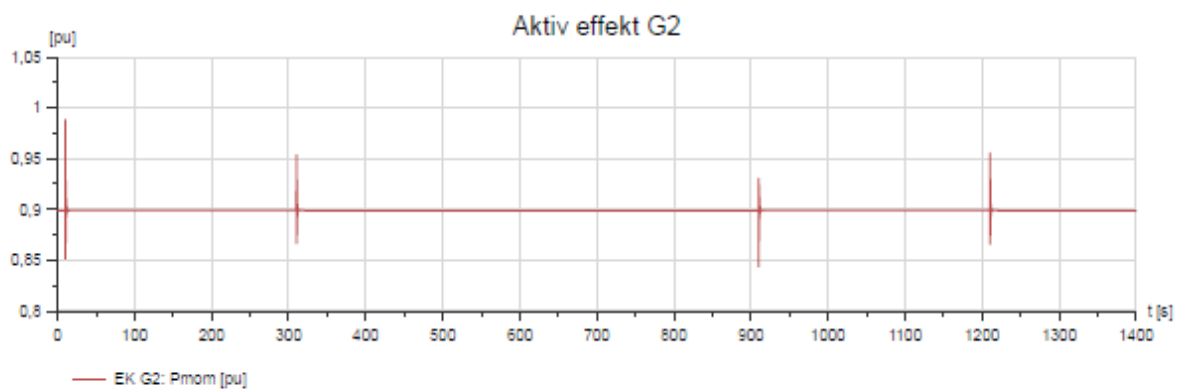
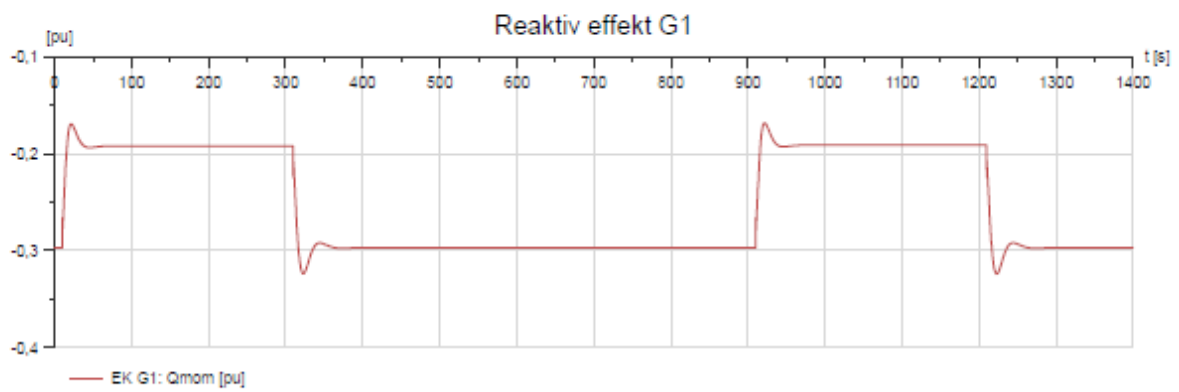
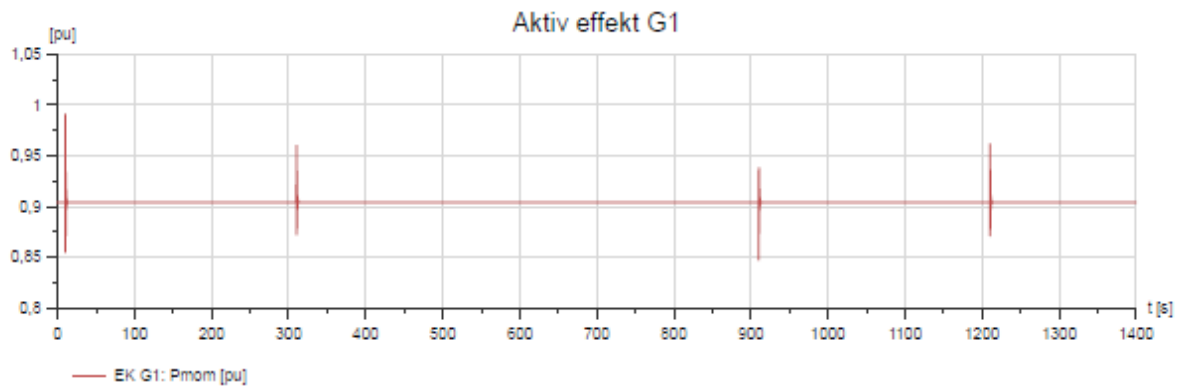
EK 1 - Spenning



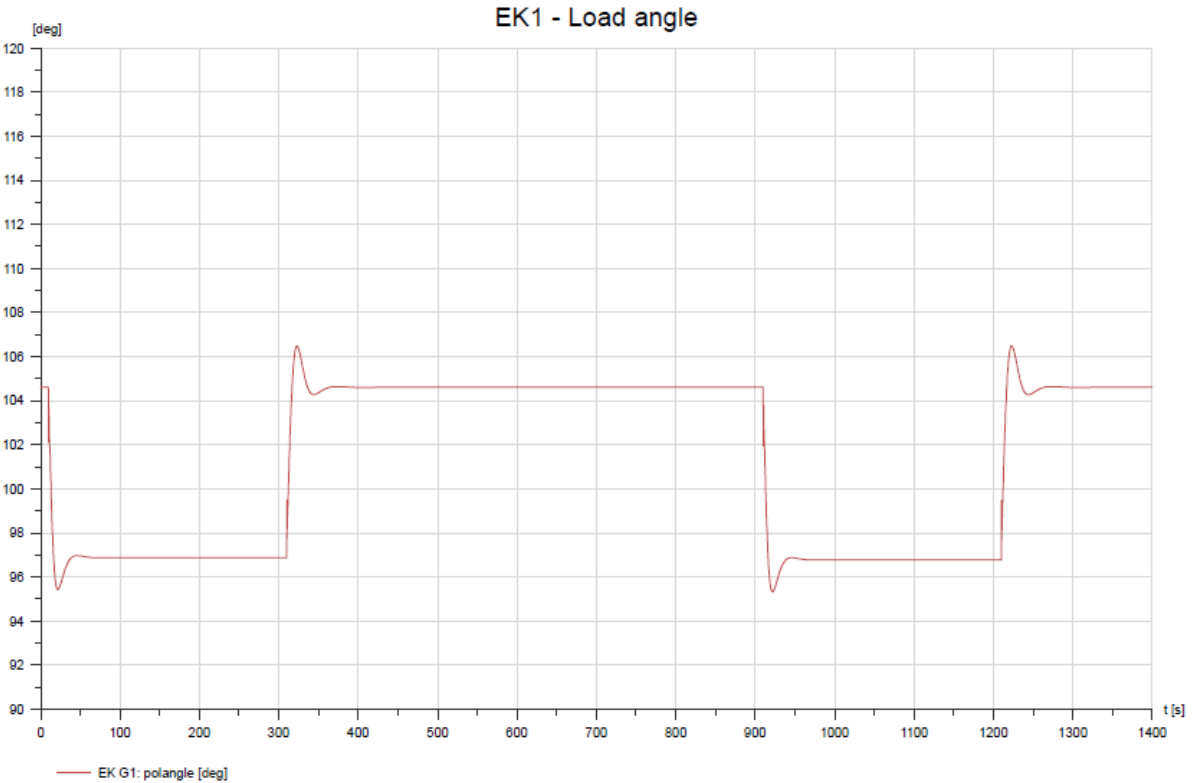
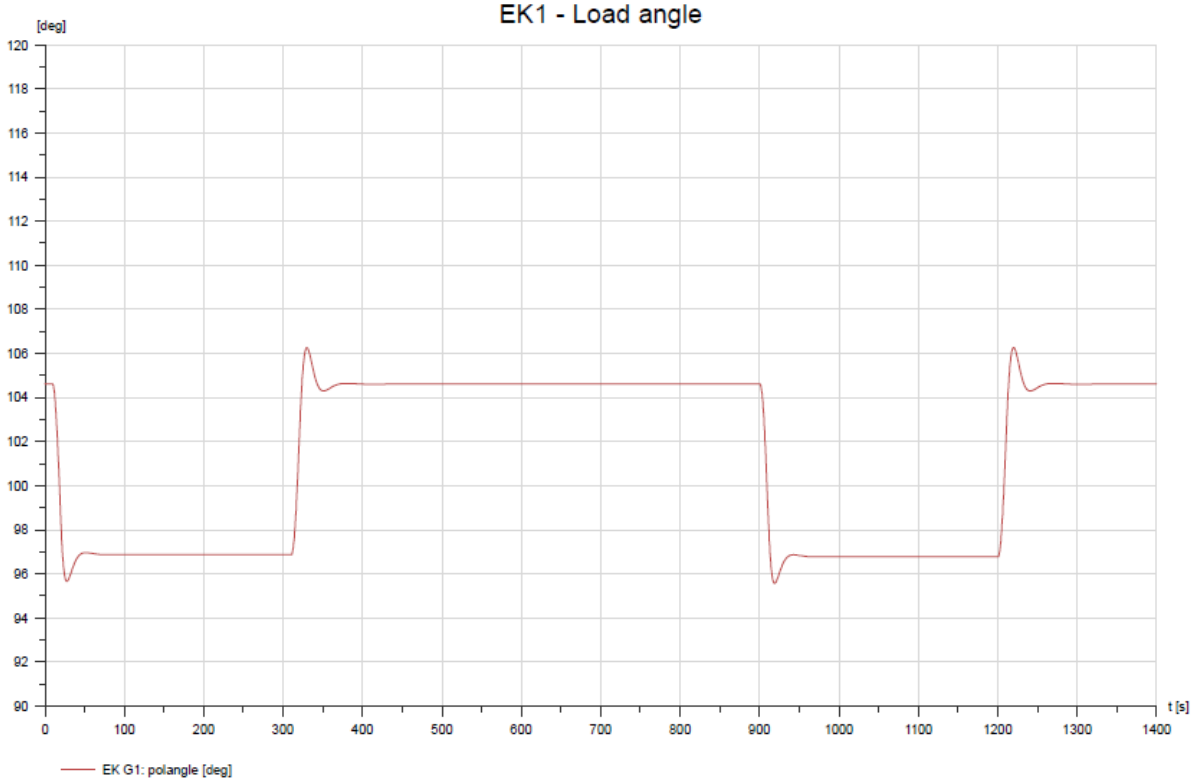
EK 2 - Spenning



Vedlegg B.3.5 Aktiv og reaktiv effekt Eidsdal kraft G1 G2

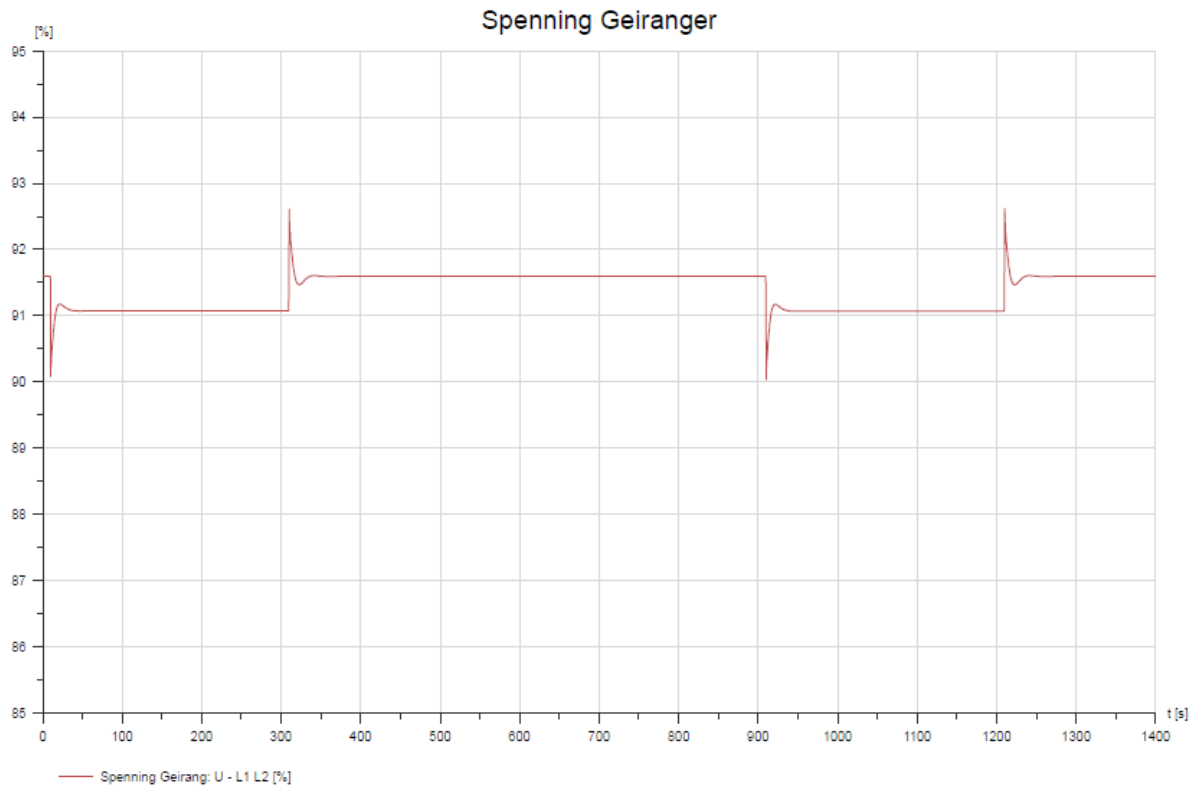


Vedlegg B.3.6 Sammenligning av polhjulsinkel med/uten gradvis økning av last

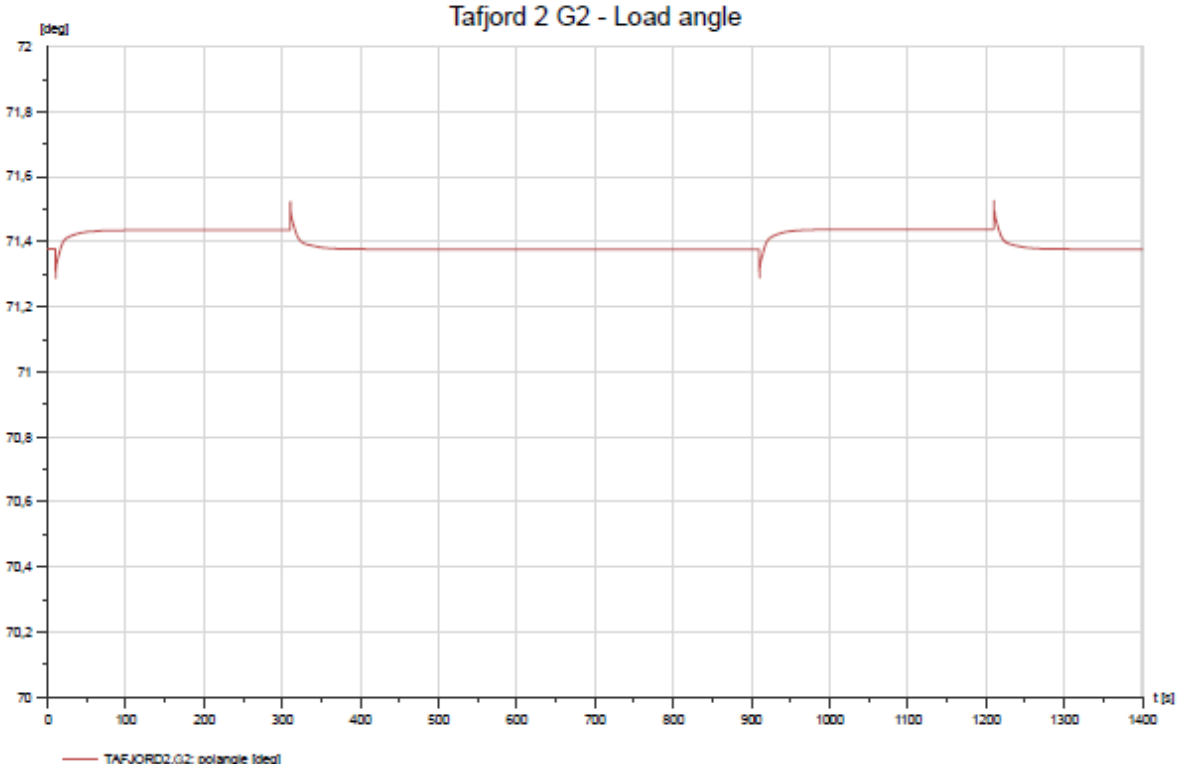
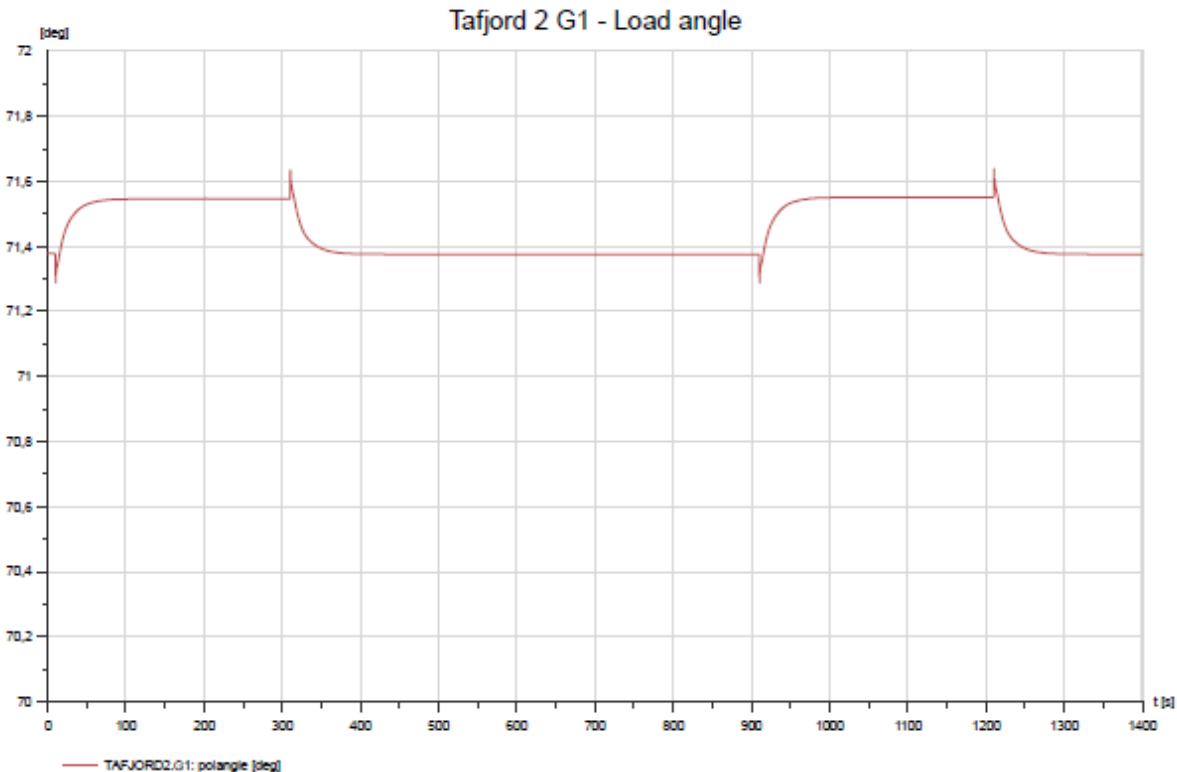


Vedlegg B.4 Forsynes fra samtlige kraftvert og regionalnett

Vedlegg B.4.1 Spenning Geiranger

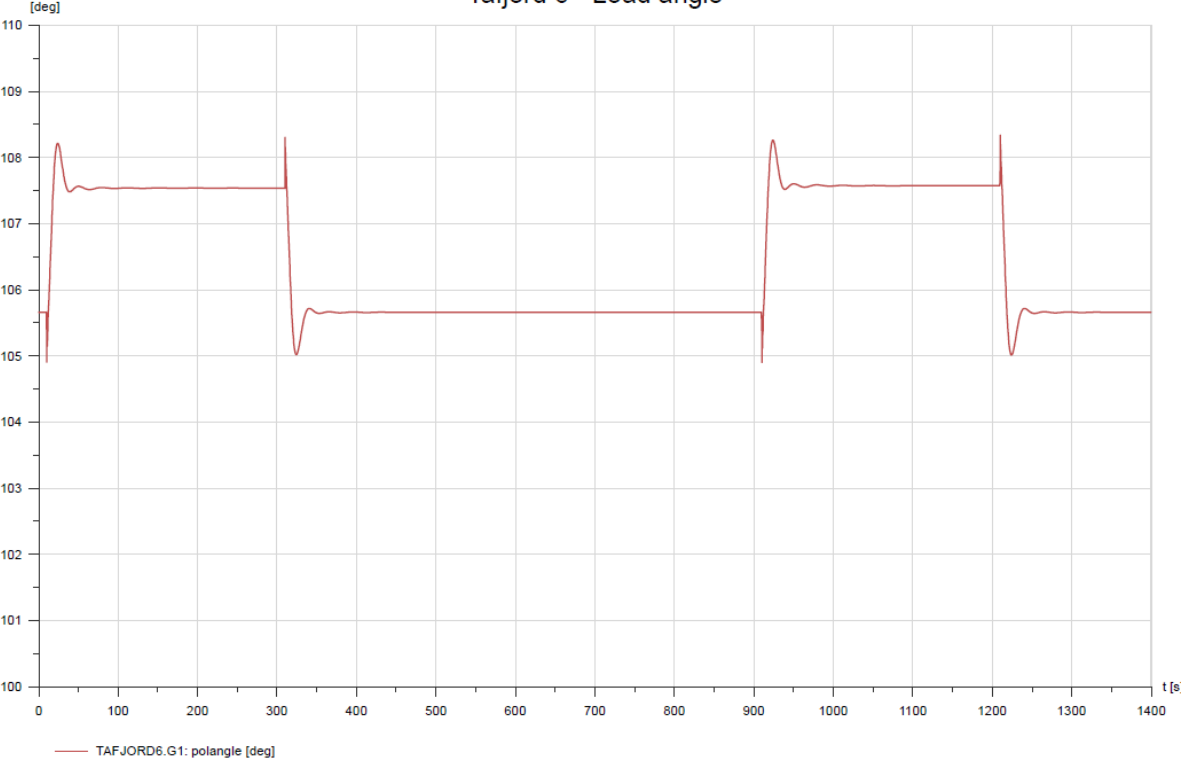


Vedlegg B.4.3 Polhjulsinkel Tafjord 2 G1 G2

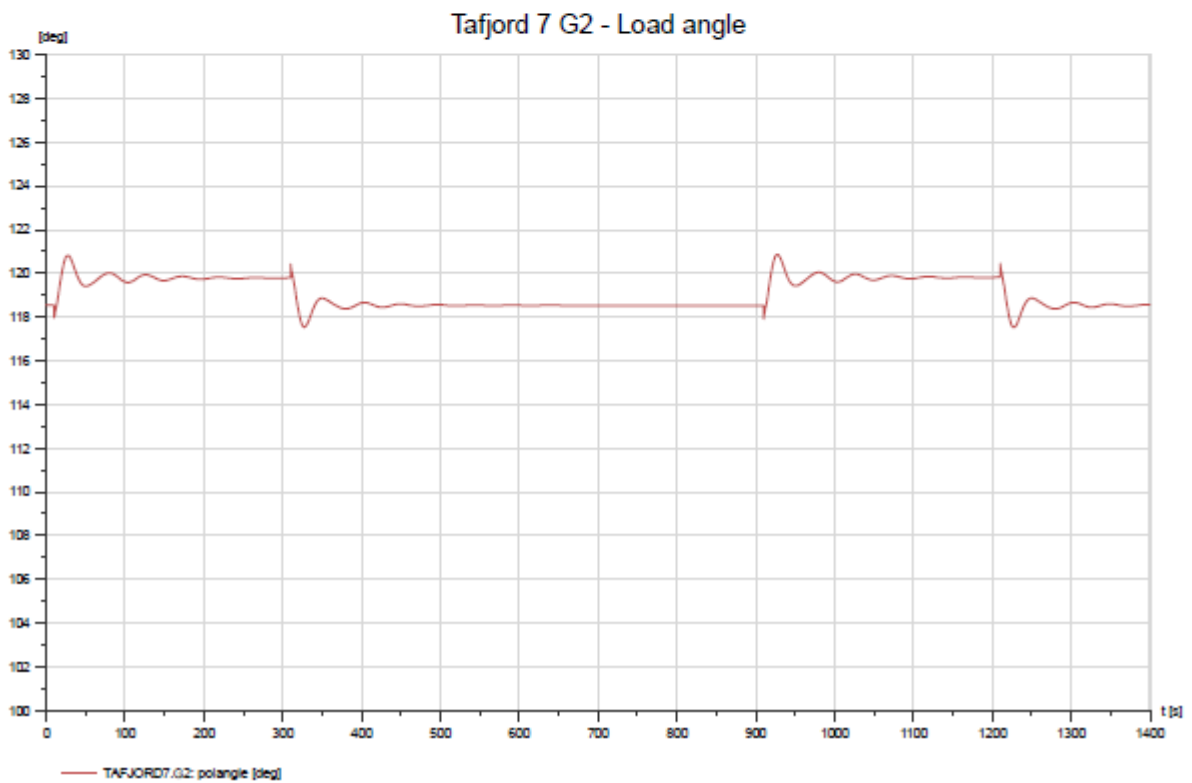
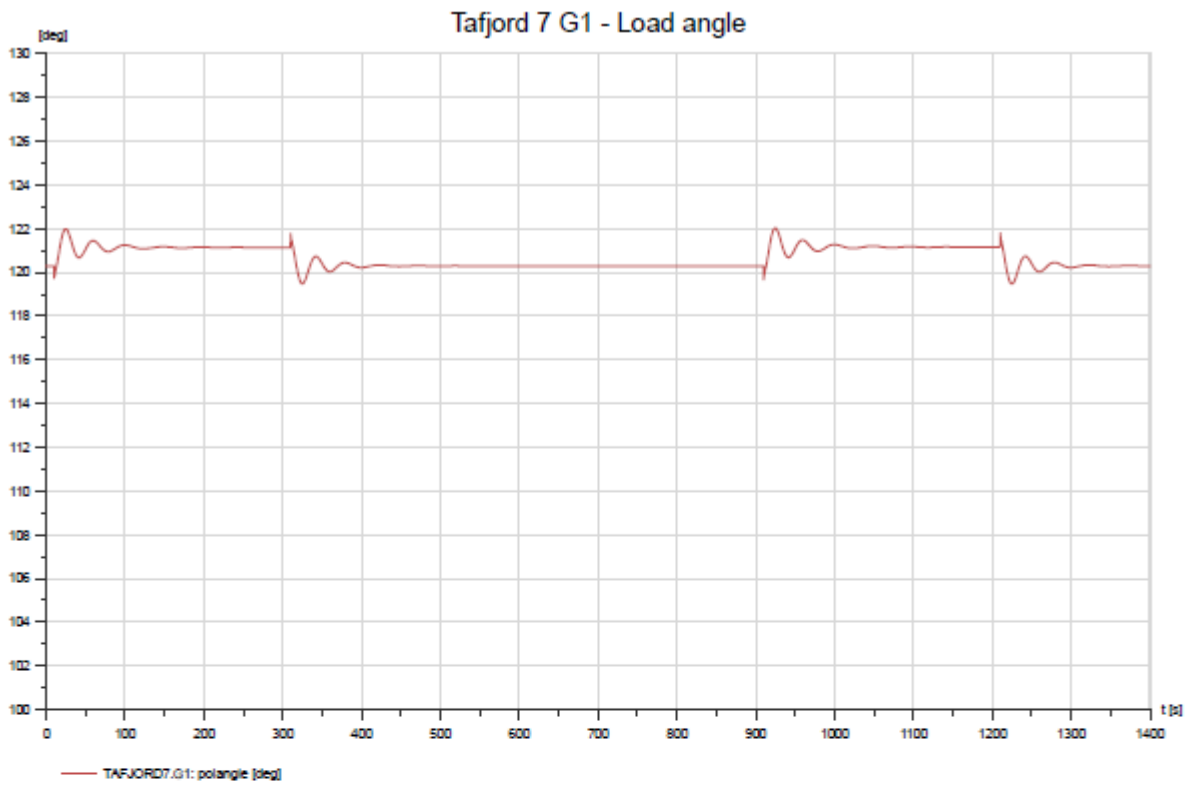


Vedlegg B.4.4 Polhjulsinkel Tafjord 6 G1

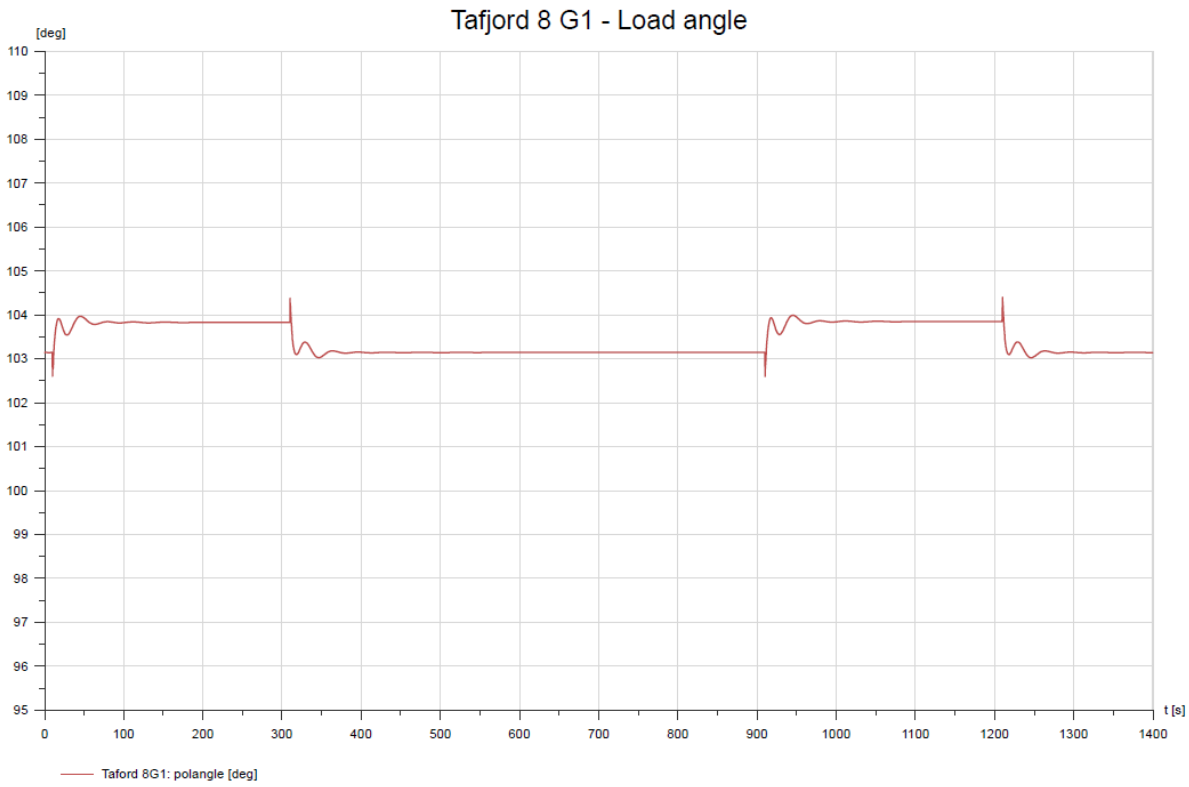
Tafjord 6 - Load angle



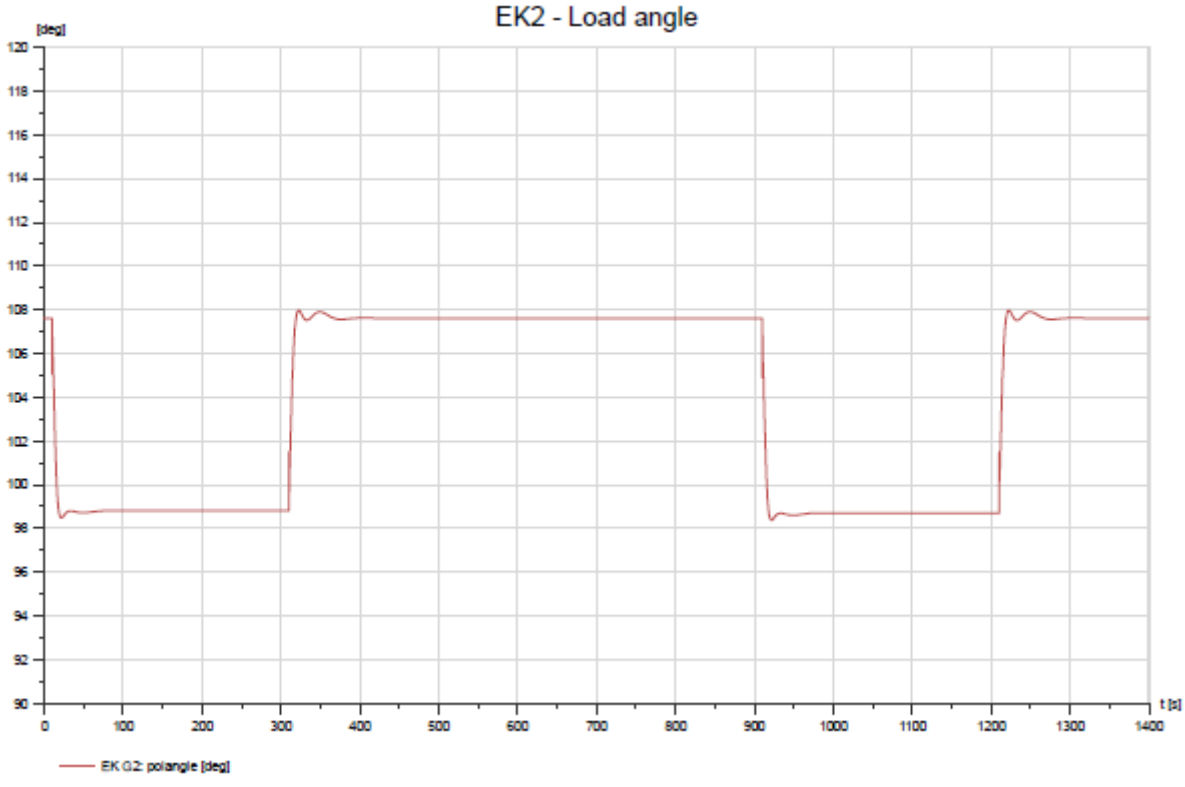
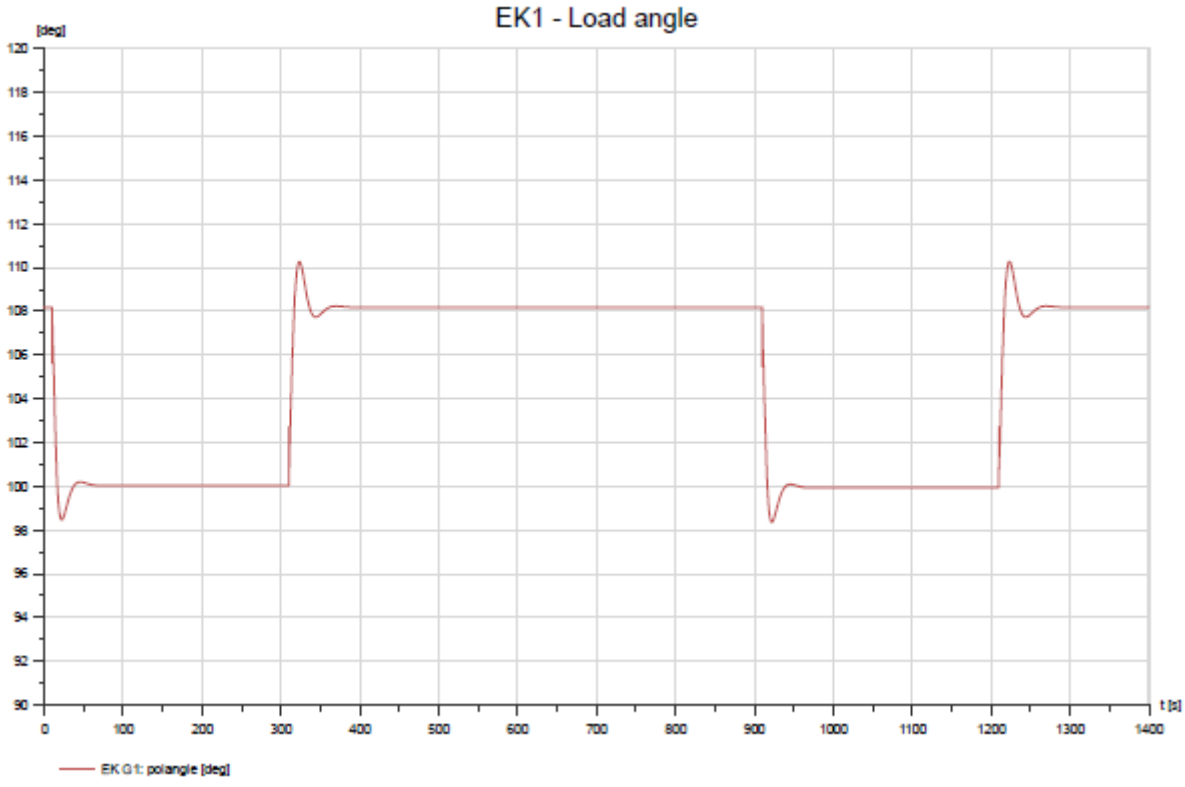
Vedlegg B.4.5 Polhjulsinkel Tafjord 7 G1 G2



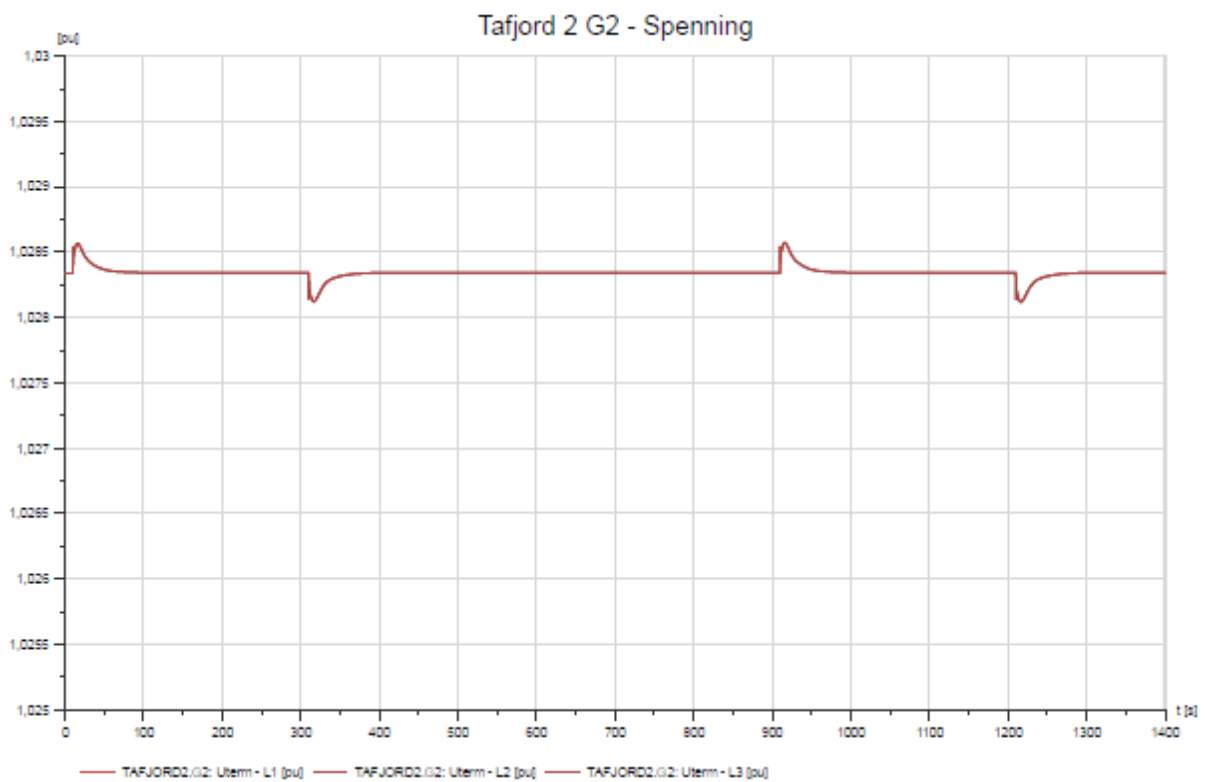
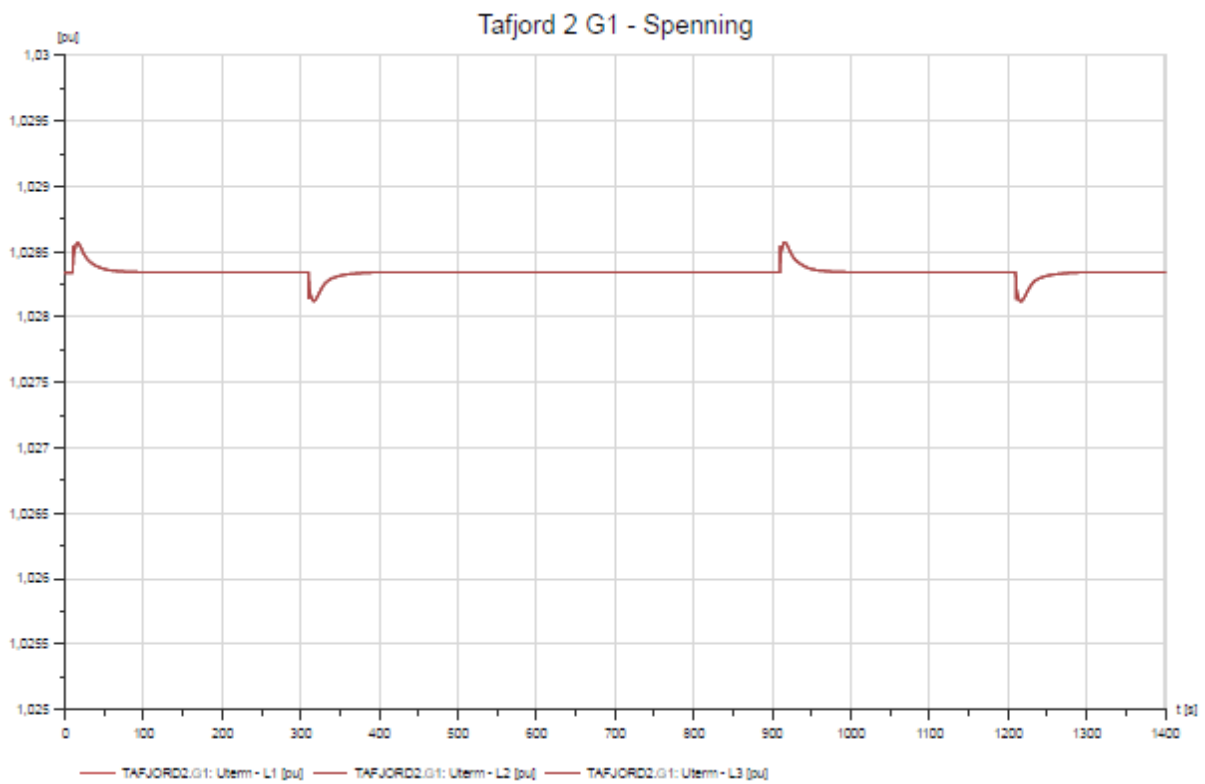
Vedlegg B.4.6 Polhjulsinkel Tafjord 8 G1



Vedlegg B.4.7 Polhjulsinkel Eidsdal kraft G1 G2

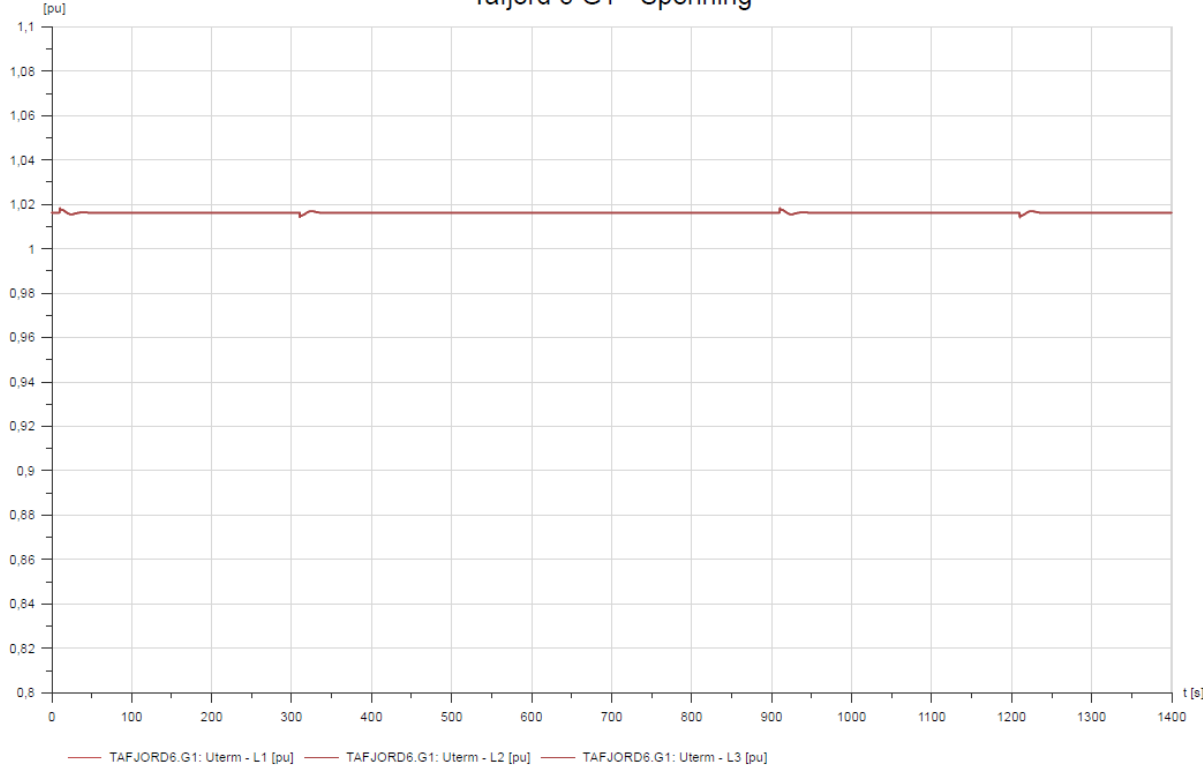


Vedlegg B.4.8 Fasespenning Tafjord 2 G1 G2

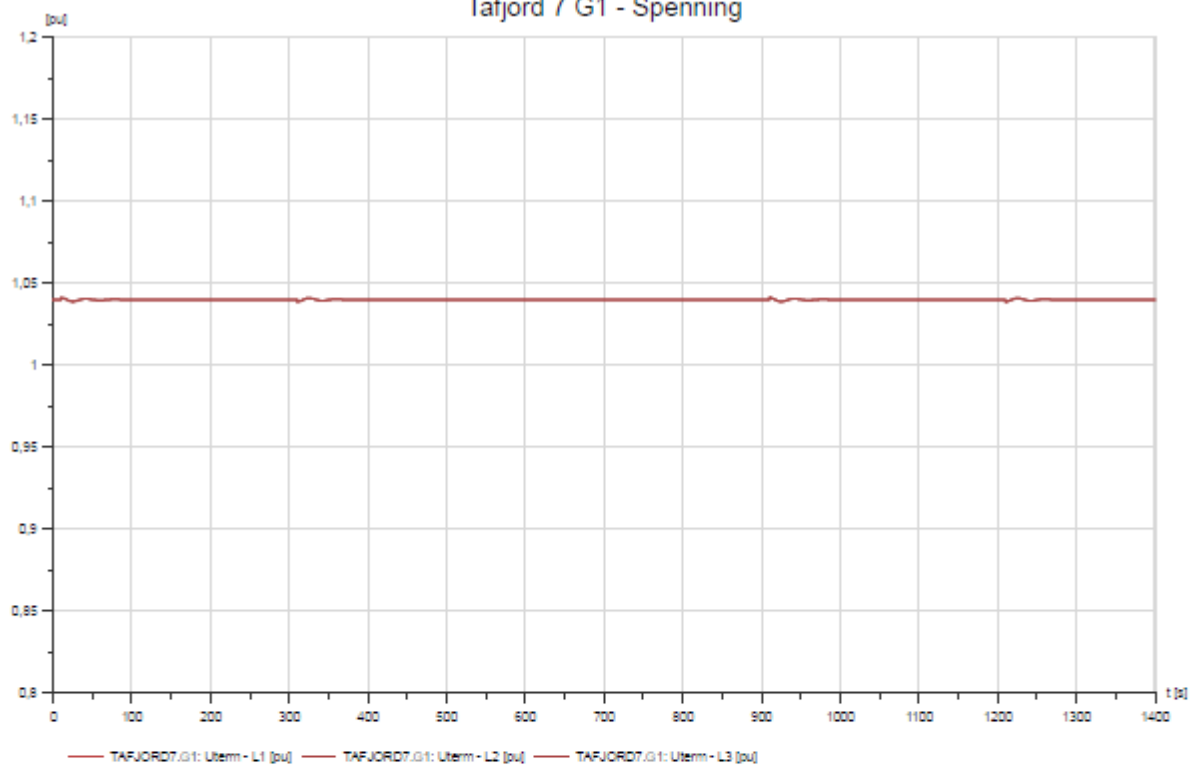


Vedlegg B.4.9 Fasespenning Tafjord 6 G1

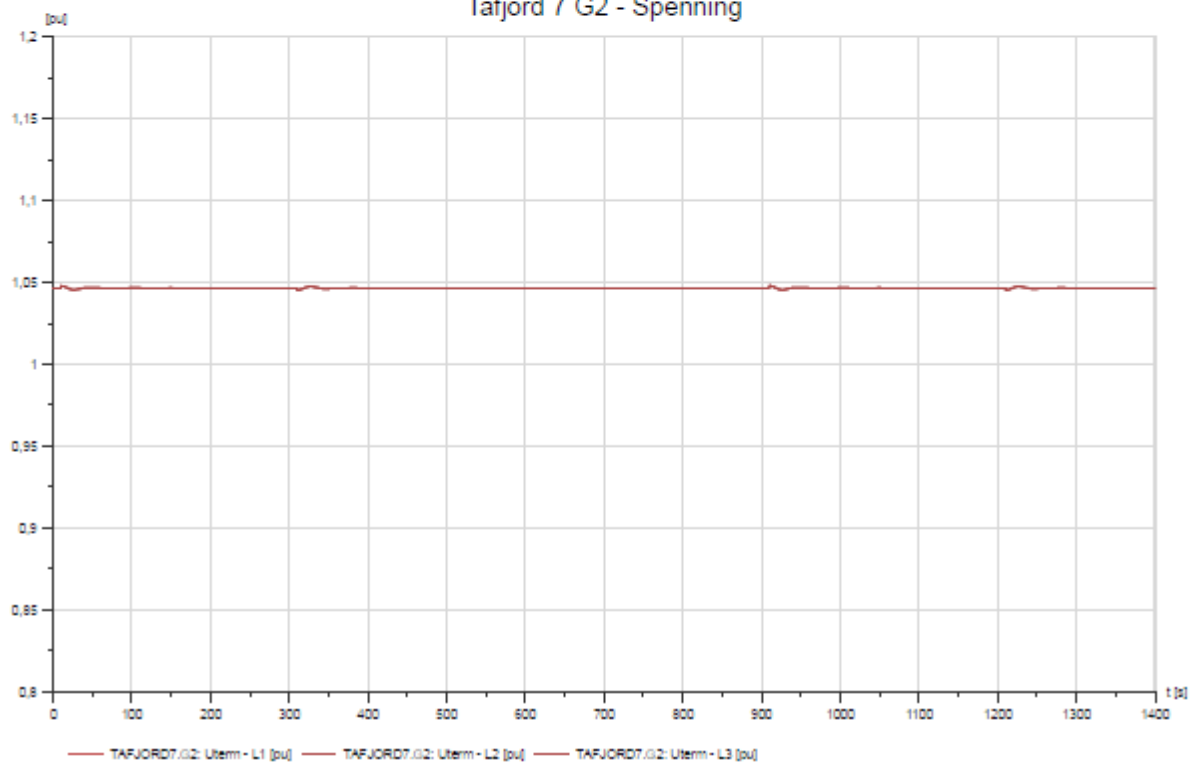
Tafjord 6 G1 - Spenning

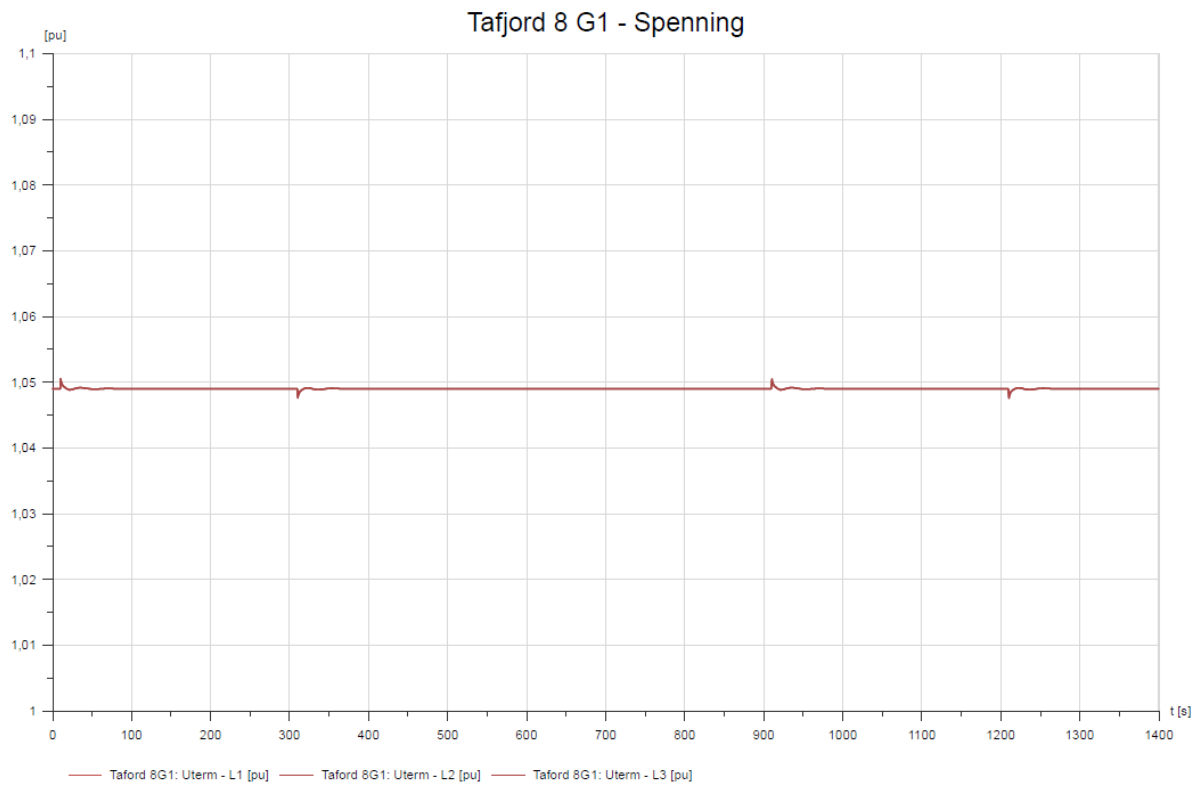


Tafjord 7 G1 - Spenning

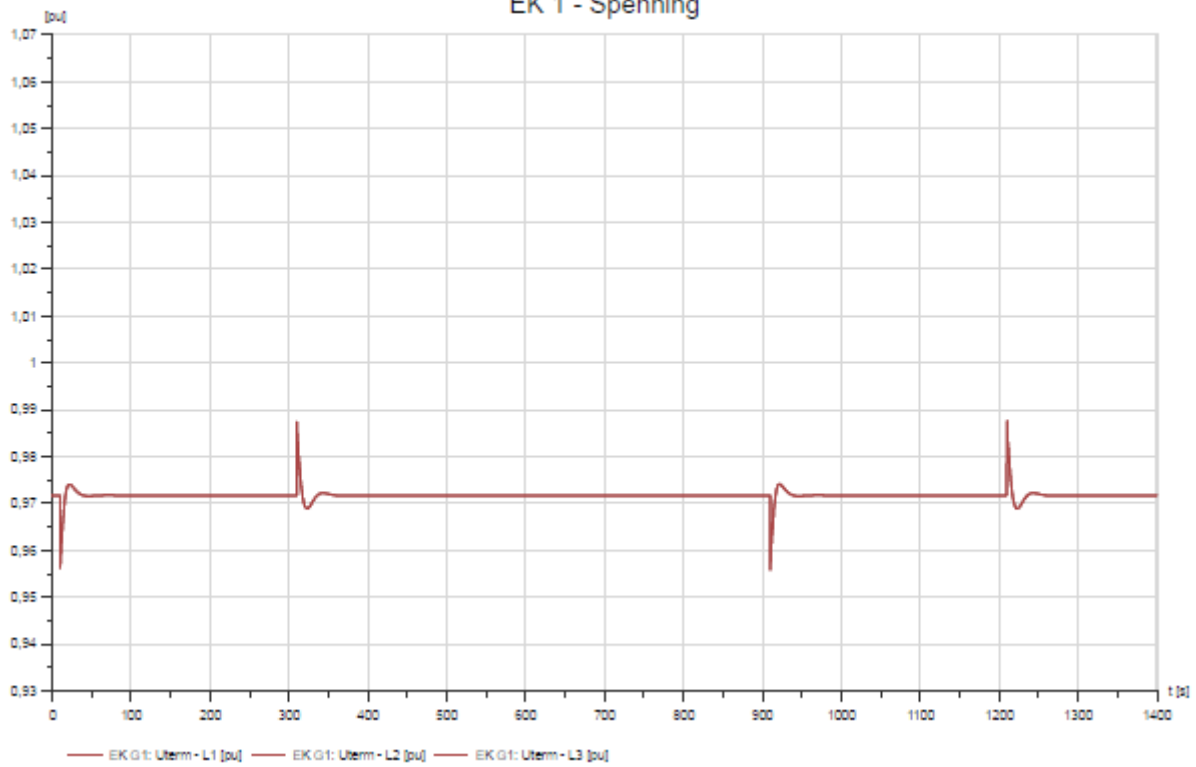


Tafjord 7 G2 - Spenning

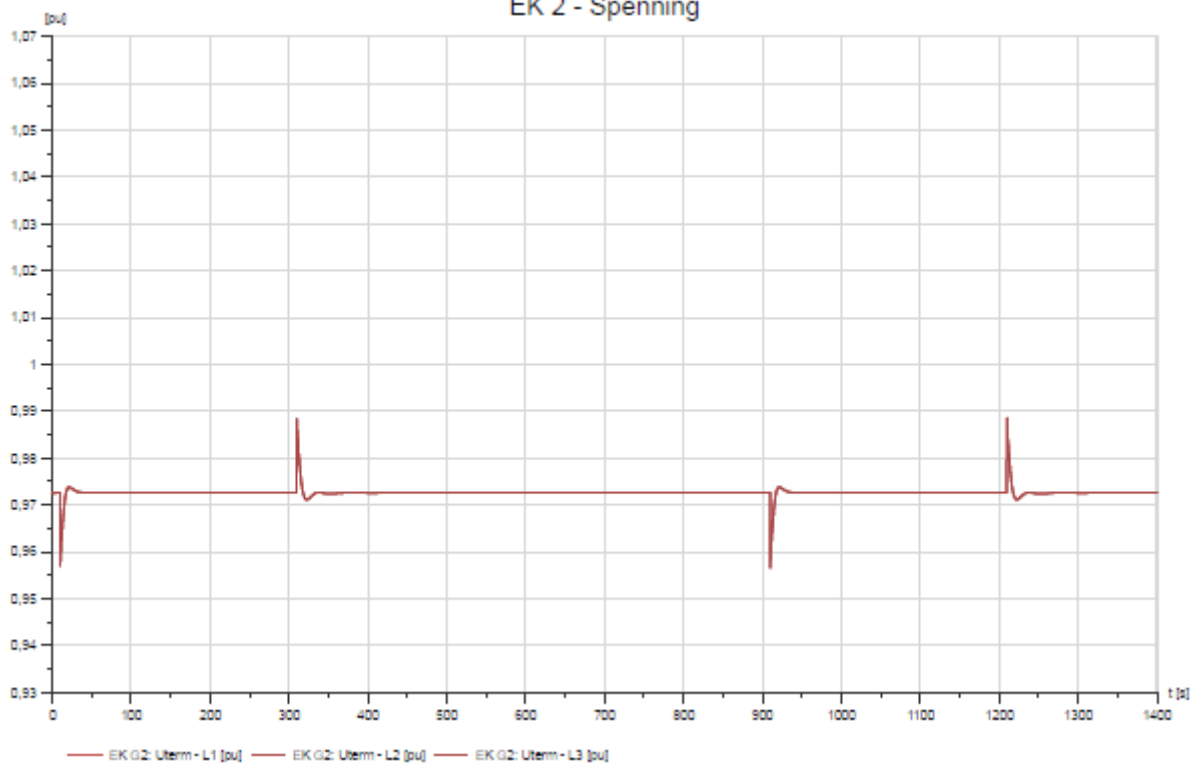


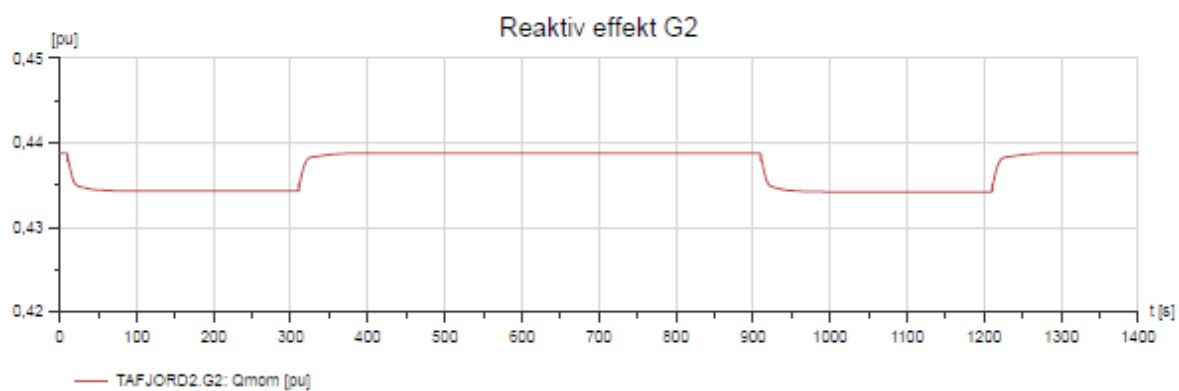
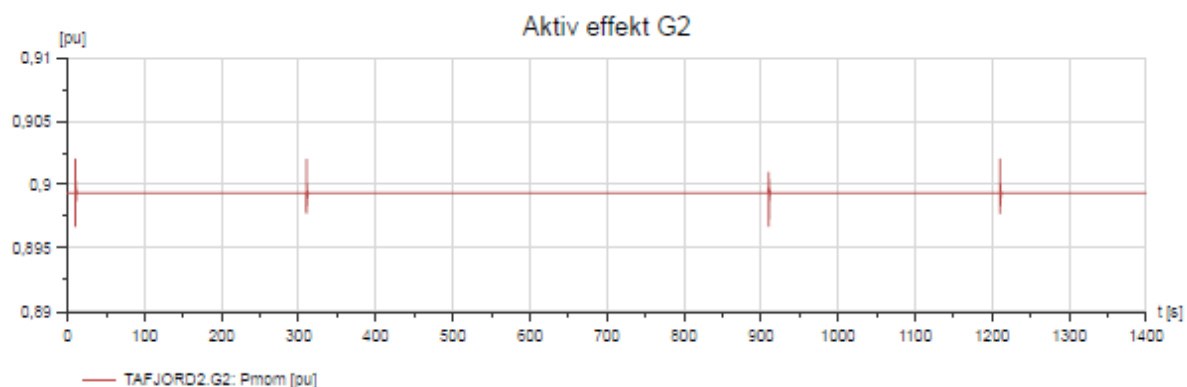
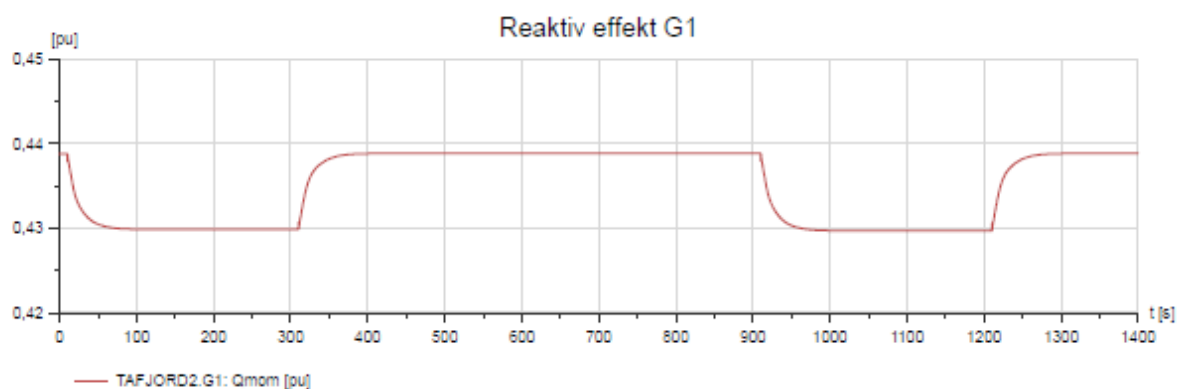
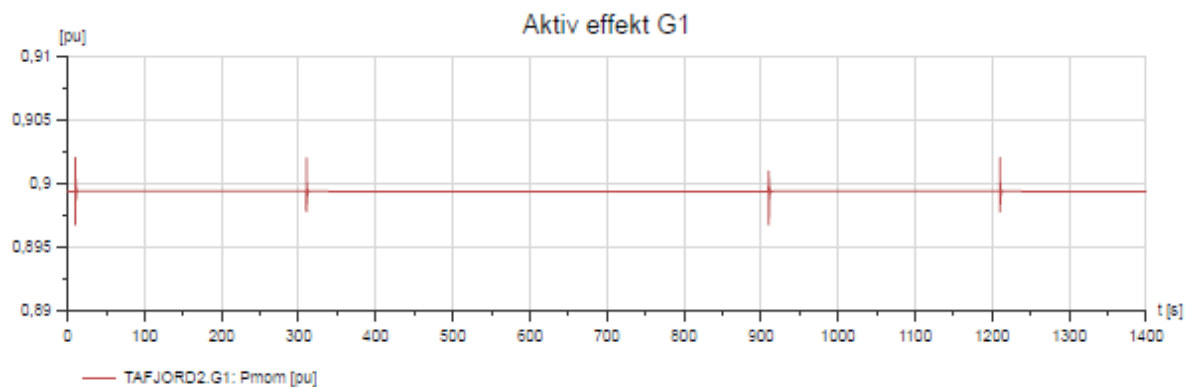


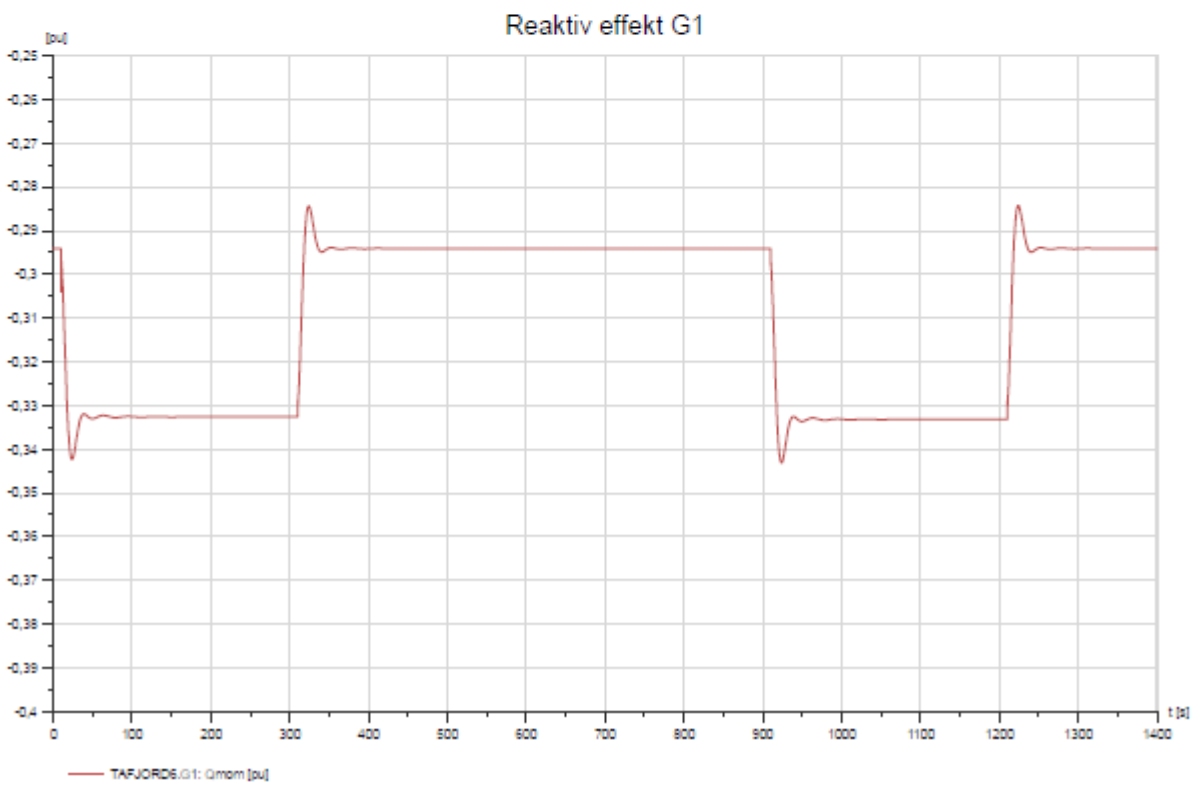
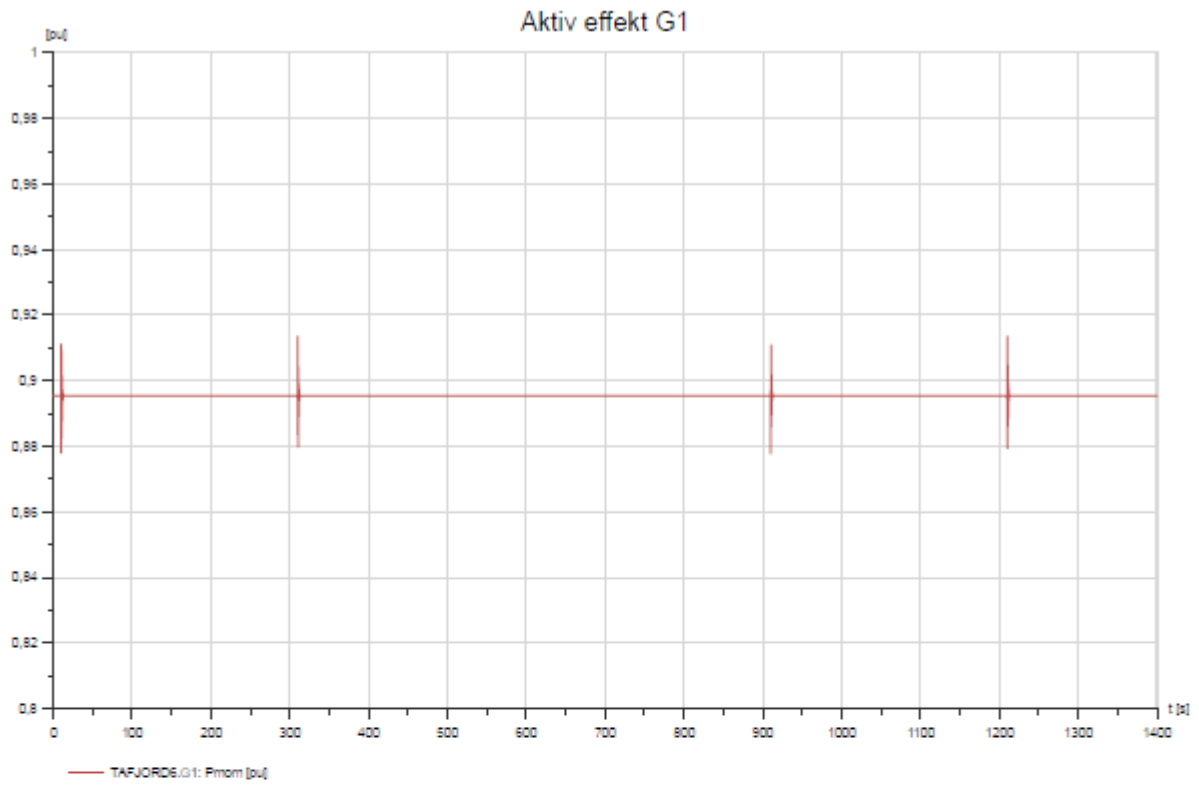
EK 1 - Spenning

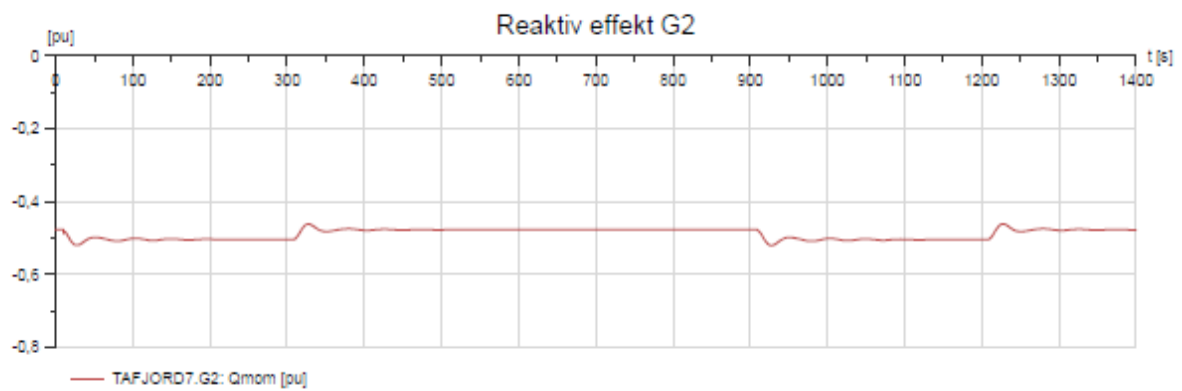
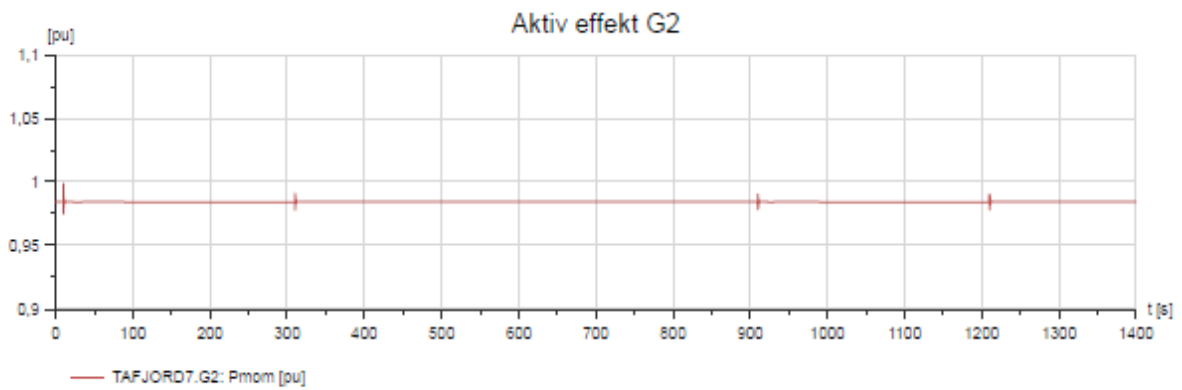
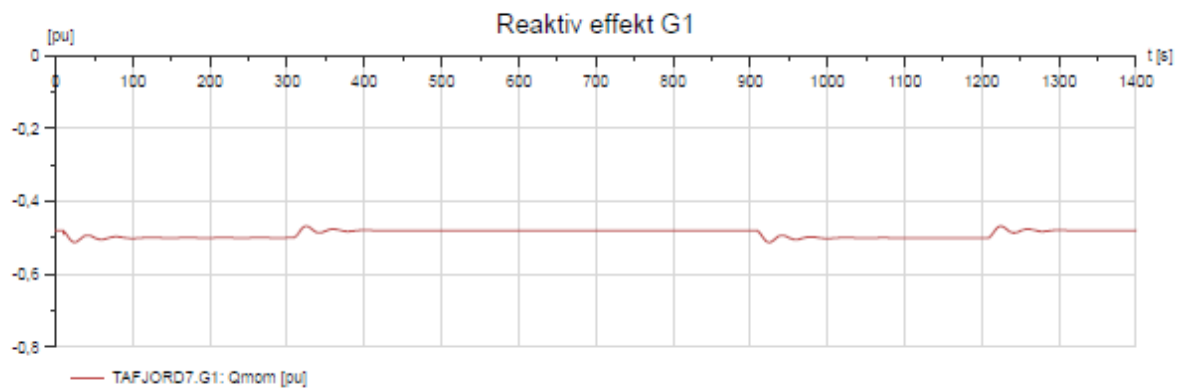
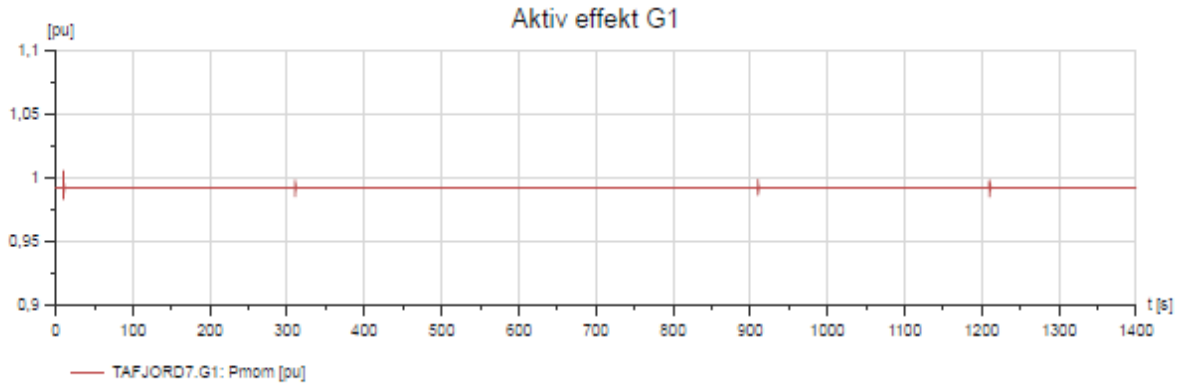


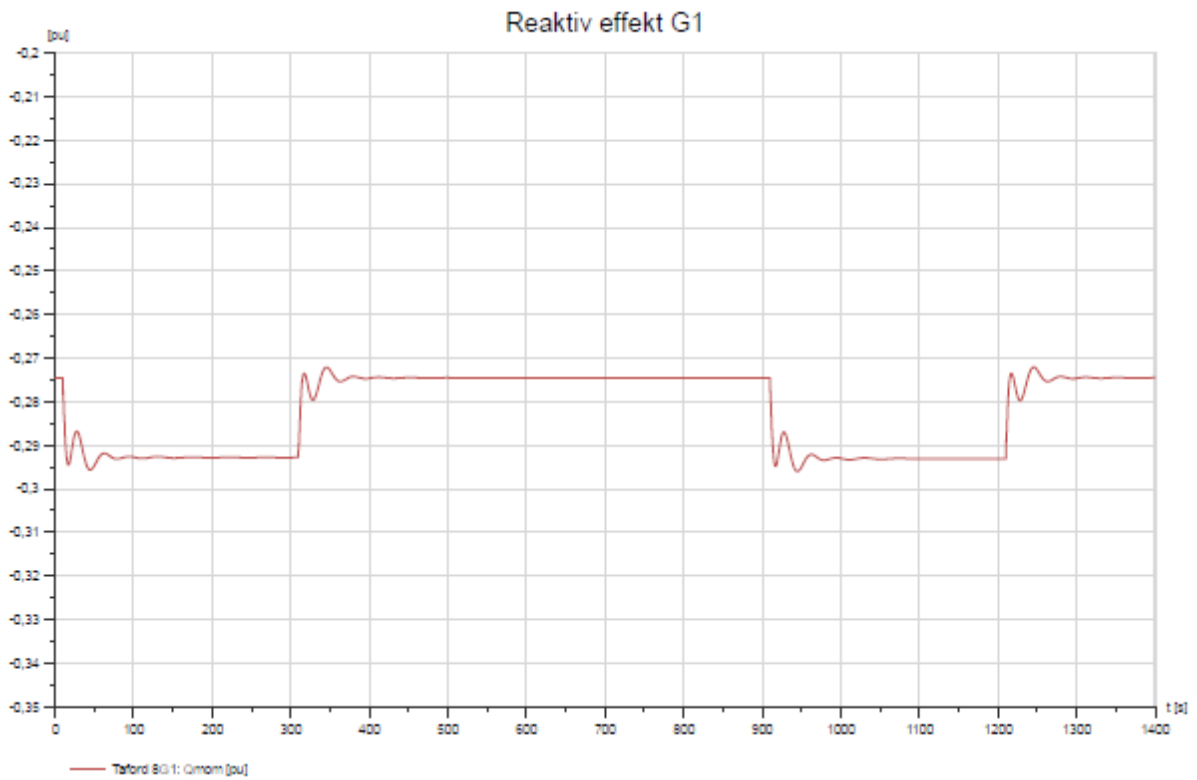
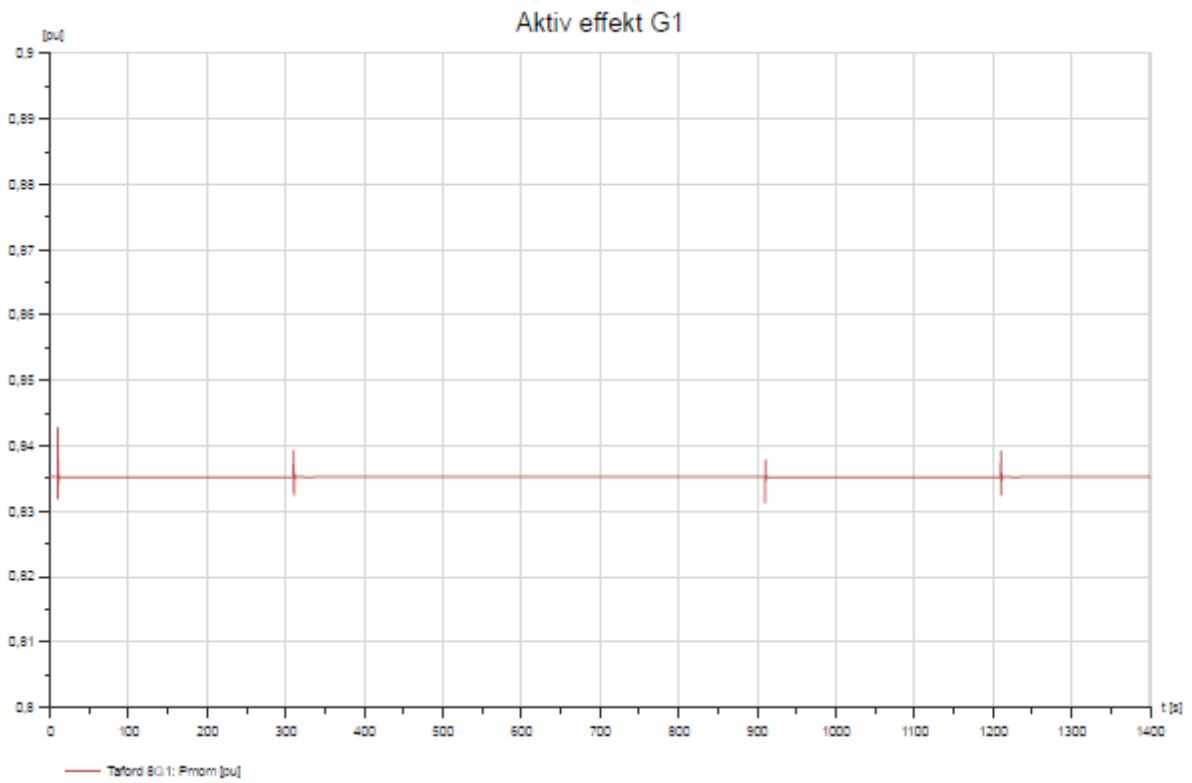
EK 2 - Spenning

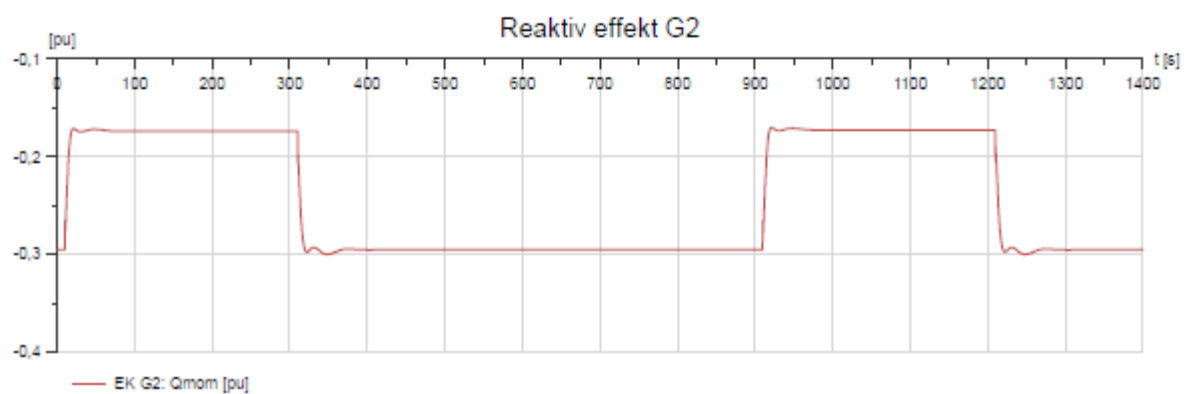
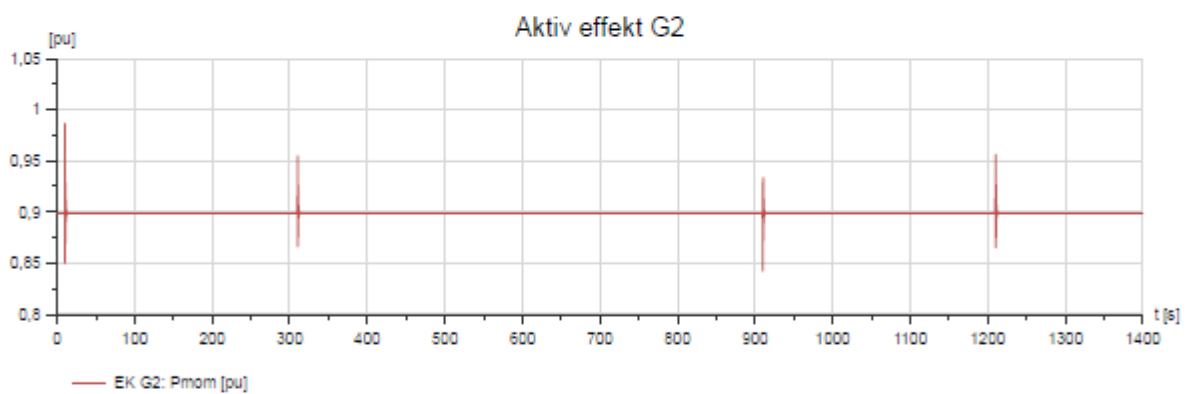
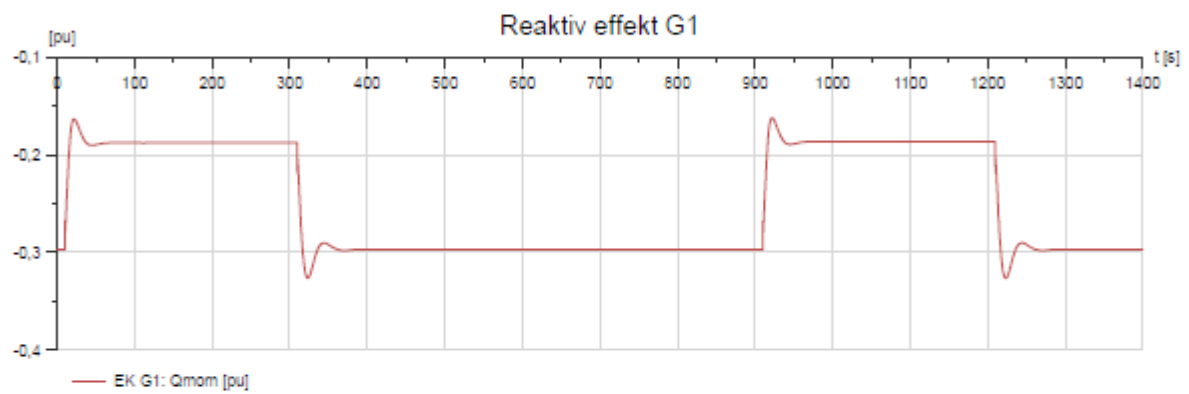
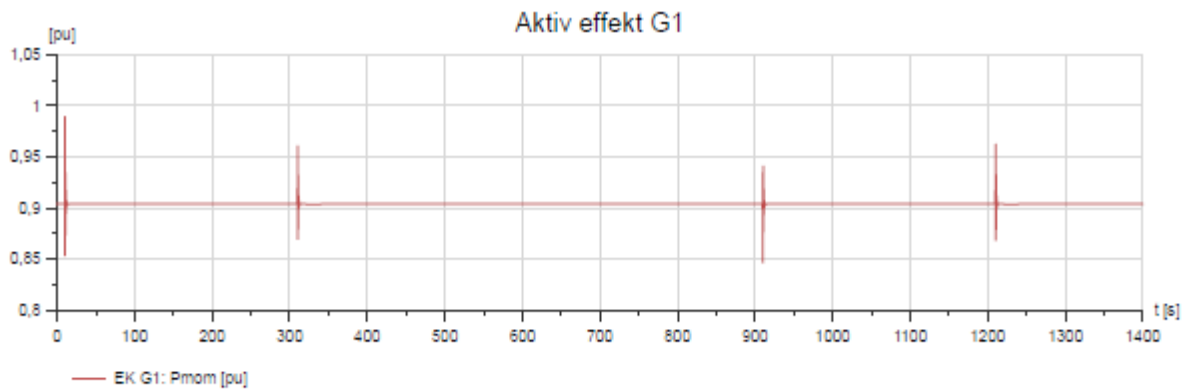










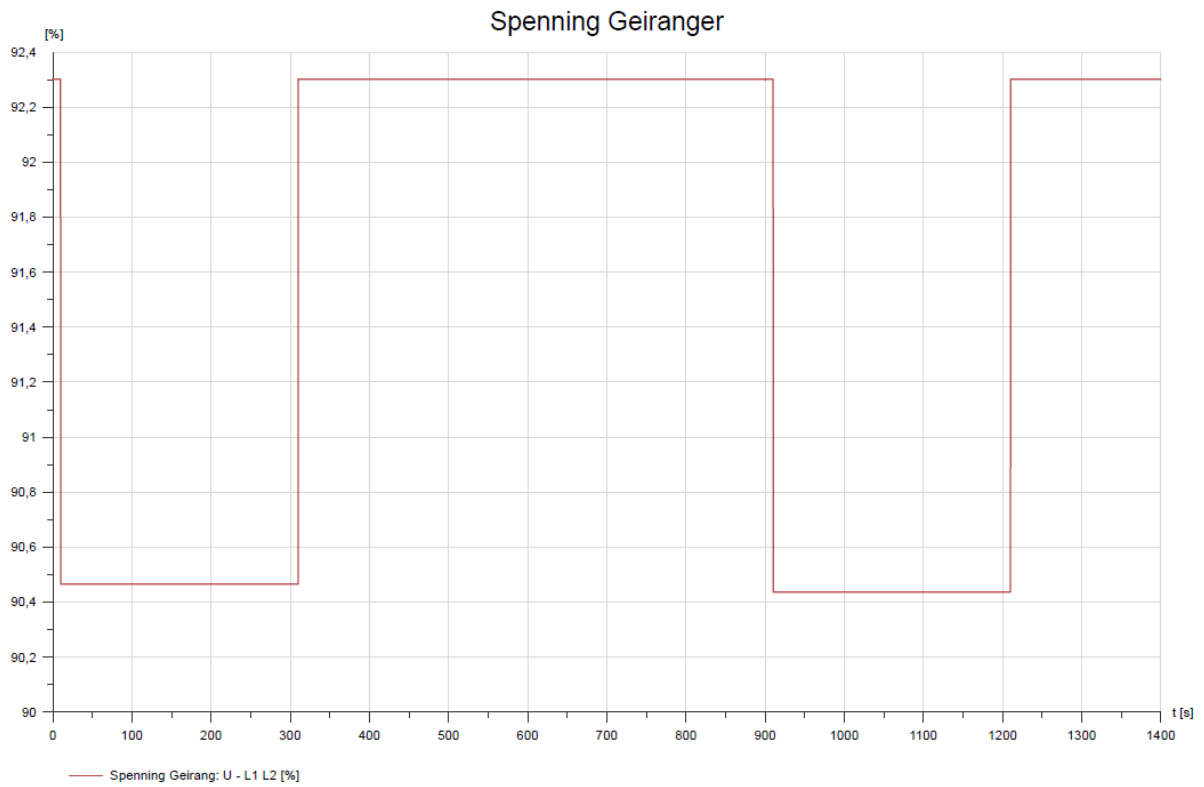


VEDLEGG C
UTBEDRINGER

Vedlegg C.1 Utbedring av linjer

Vedlegg C.1.1

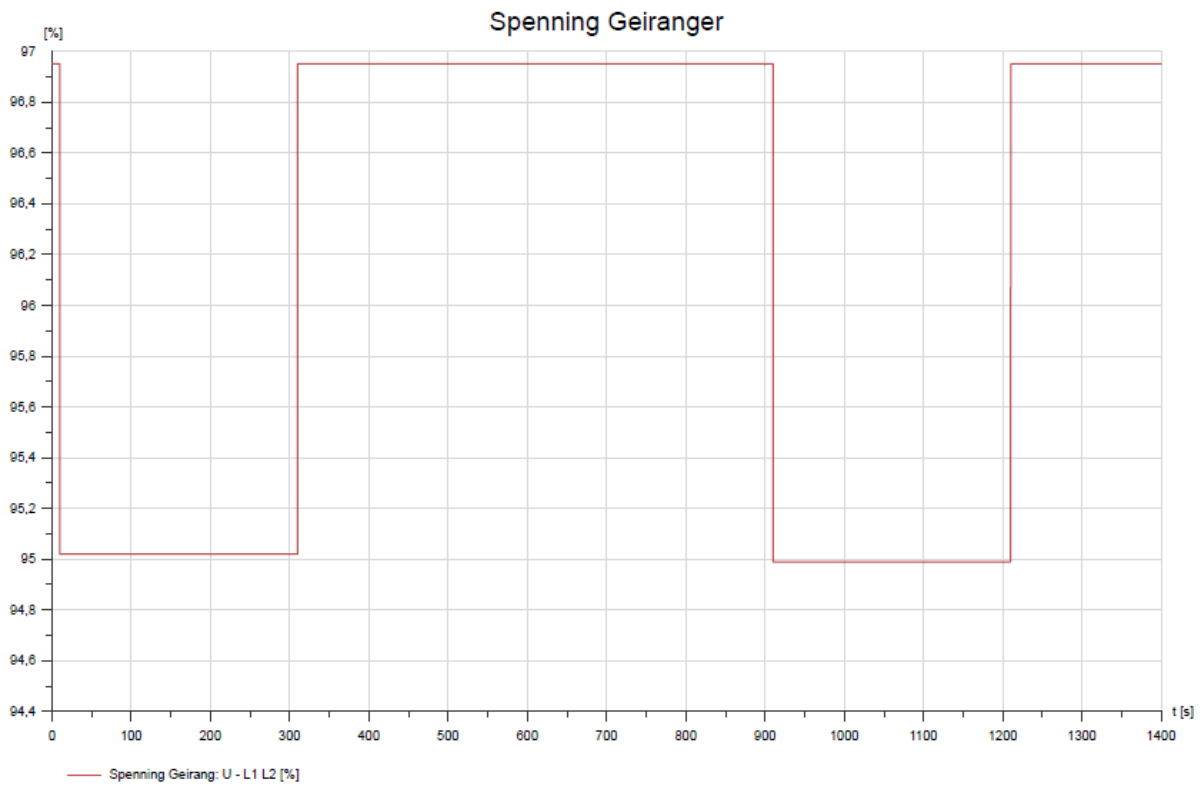
Forsynes fra regionalnett



Vedlegg C.2 Innlegging av transformator

Vedlegg C.2.1

Forsynes fra regionalnett



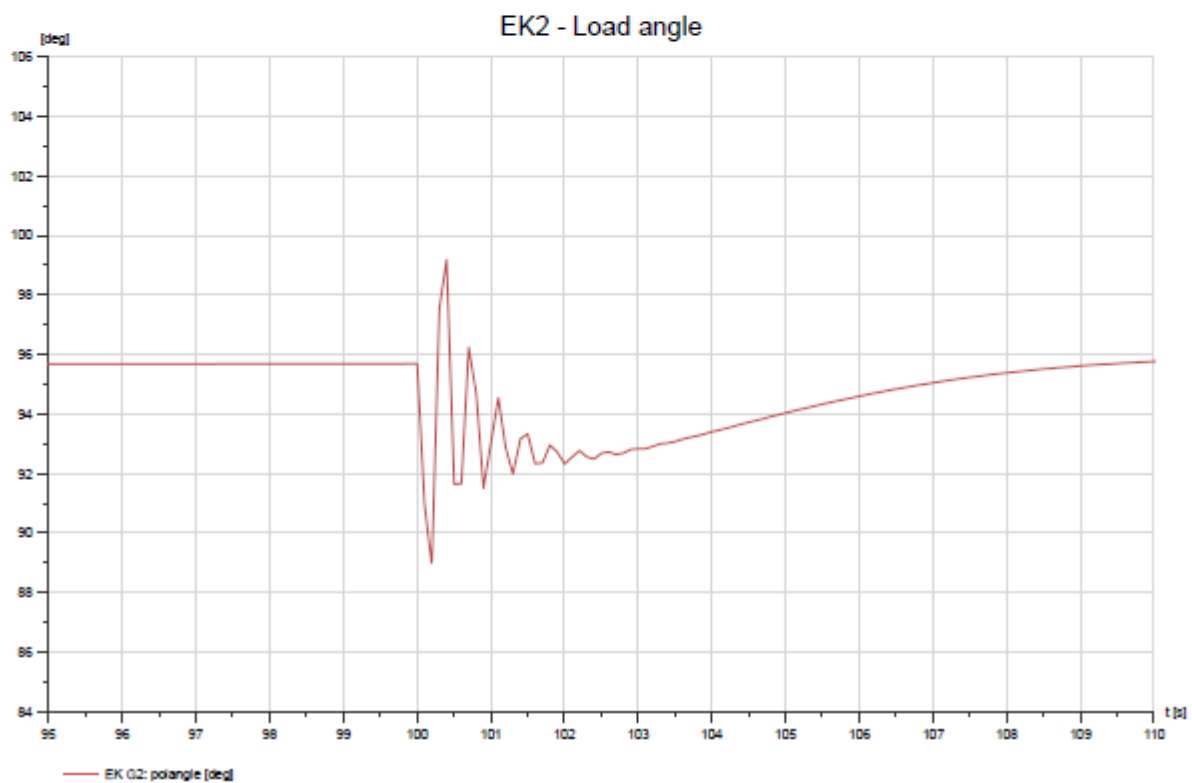
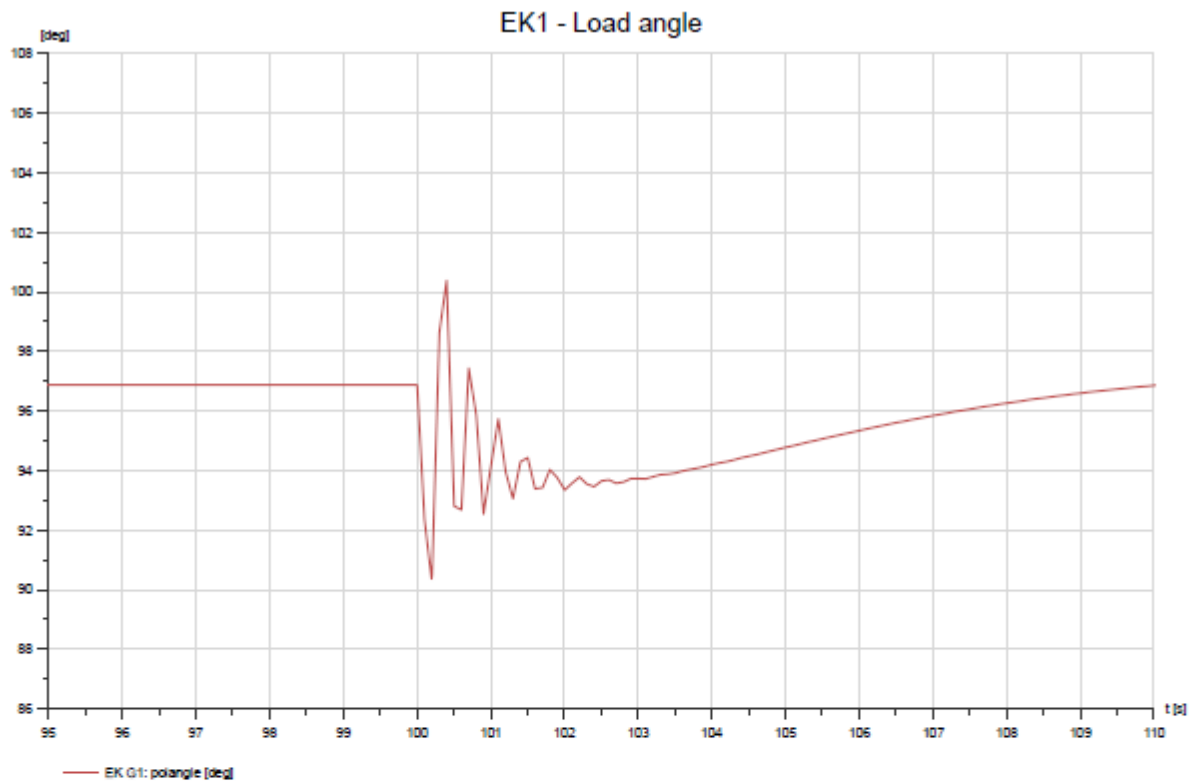
VEDLEGG D

**KORTSLUTNING VED
DIREKTELADING**

Vedlegg D.1 Kortslutning Geiranger med forsyning fra Eidsdal kraft og regionalnett

Vedlegg D.1.1

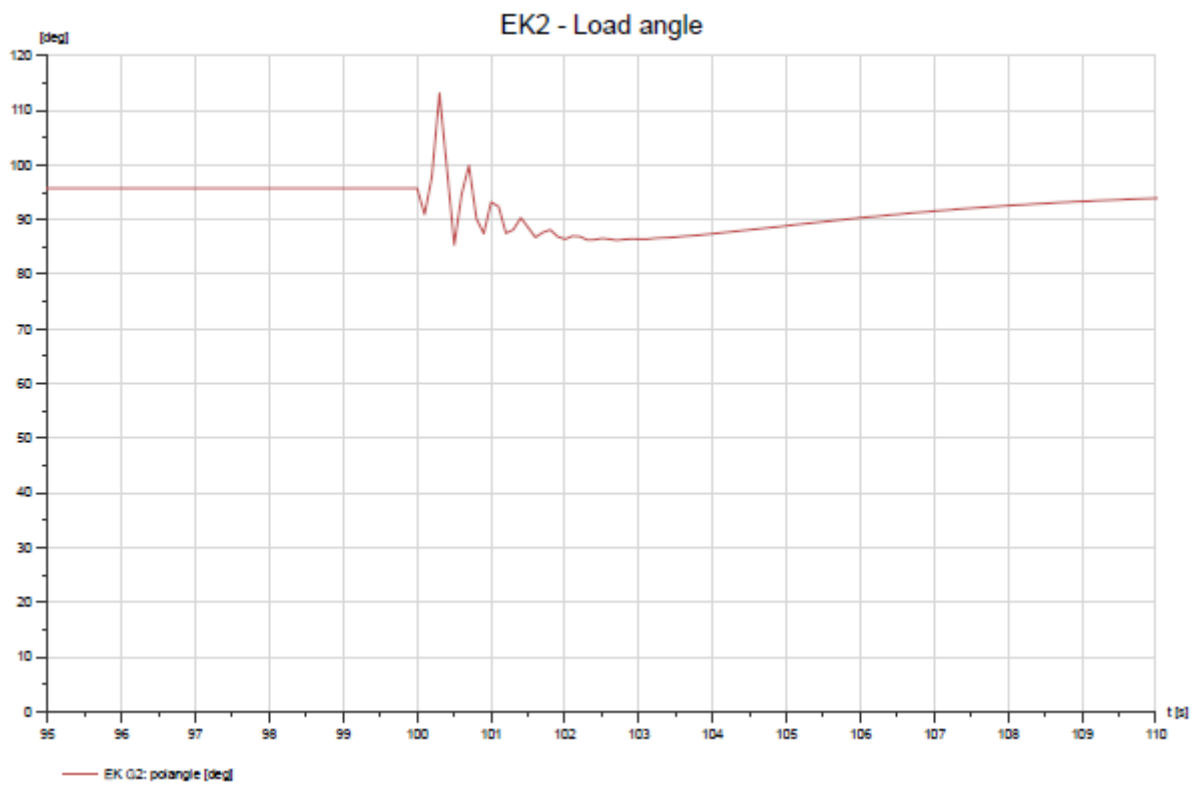
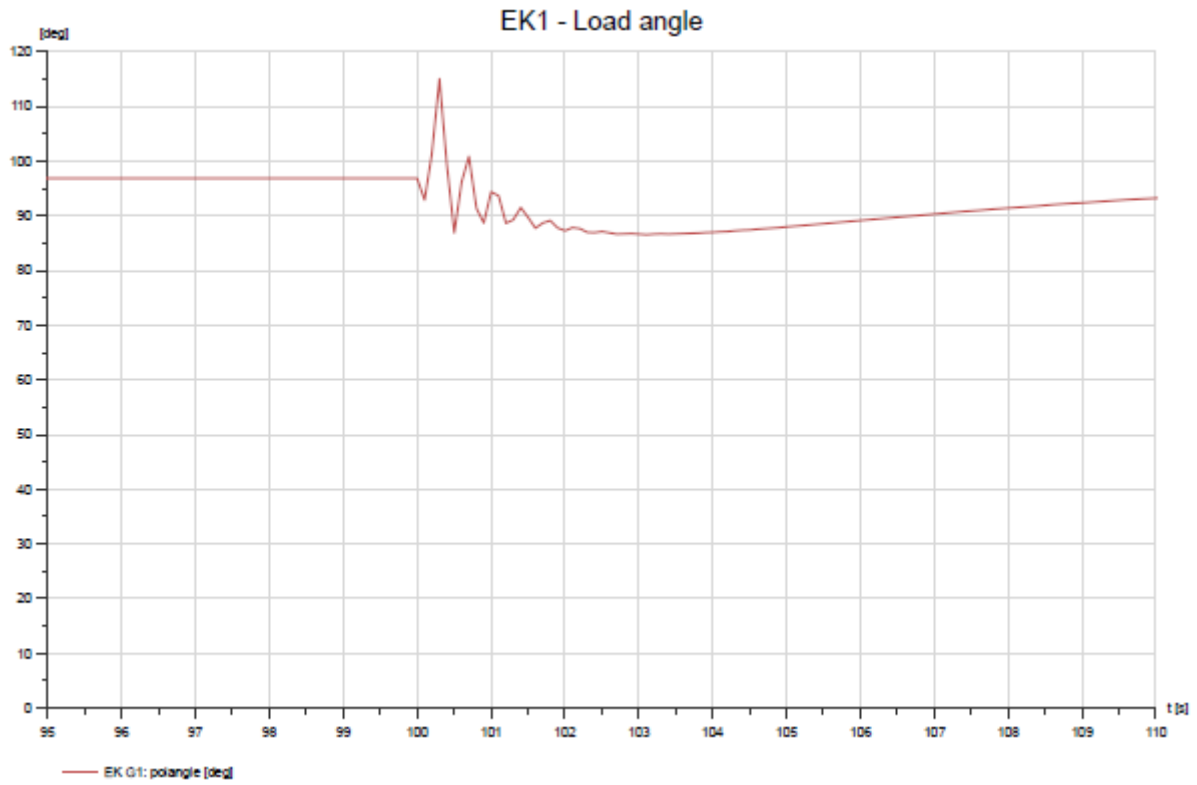
Polhjulsinkel Eidsdal kraft G1 G2



Vedlegg D.2 Kortslutning fergelast Linge med forsyning fra Eidsdal kraft og regionalnett

Vedlegg D.2.1

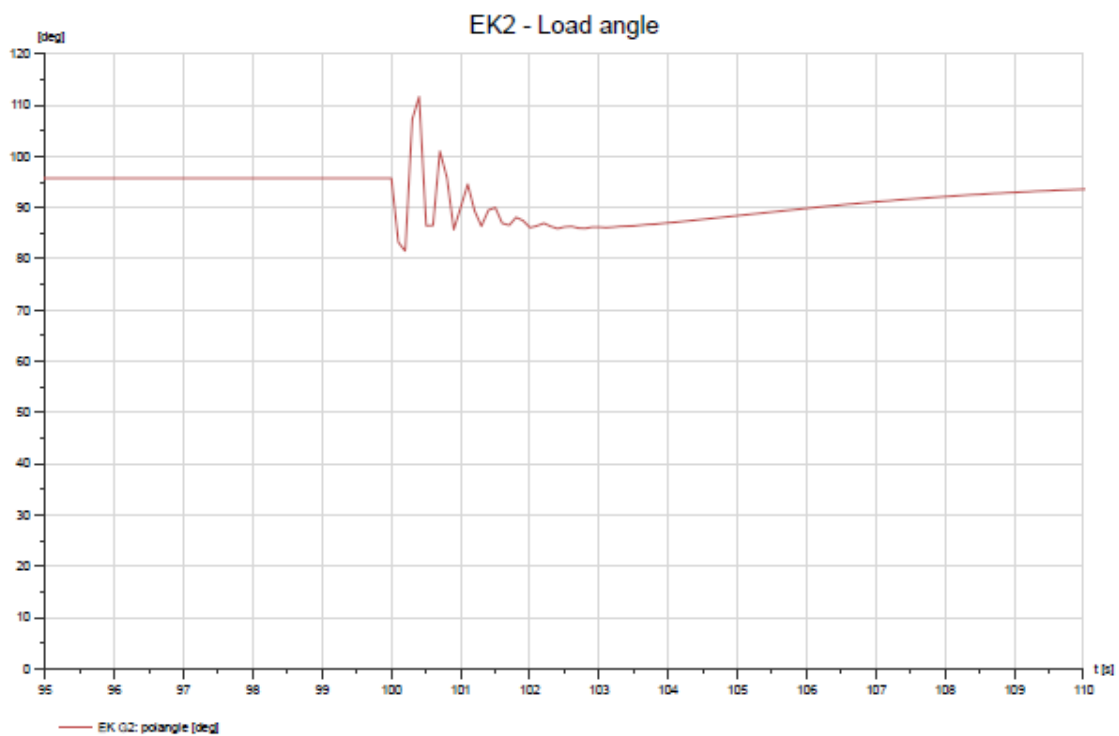
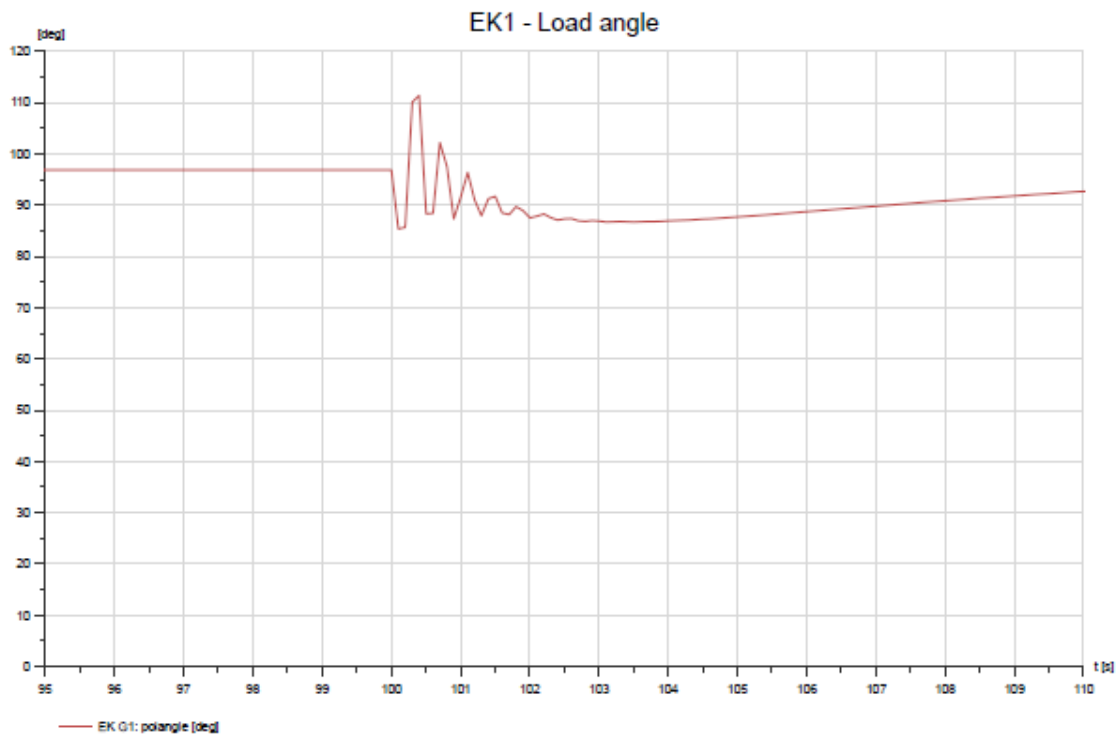
Polhjulsinkel Eidsdal kraft G1 G2



Vedlegg D.3 Kortslutning samleskinne Tafjord med forsyning fra Eidsdal kraft og regionalnett

Vedlegg D.3.1

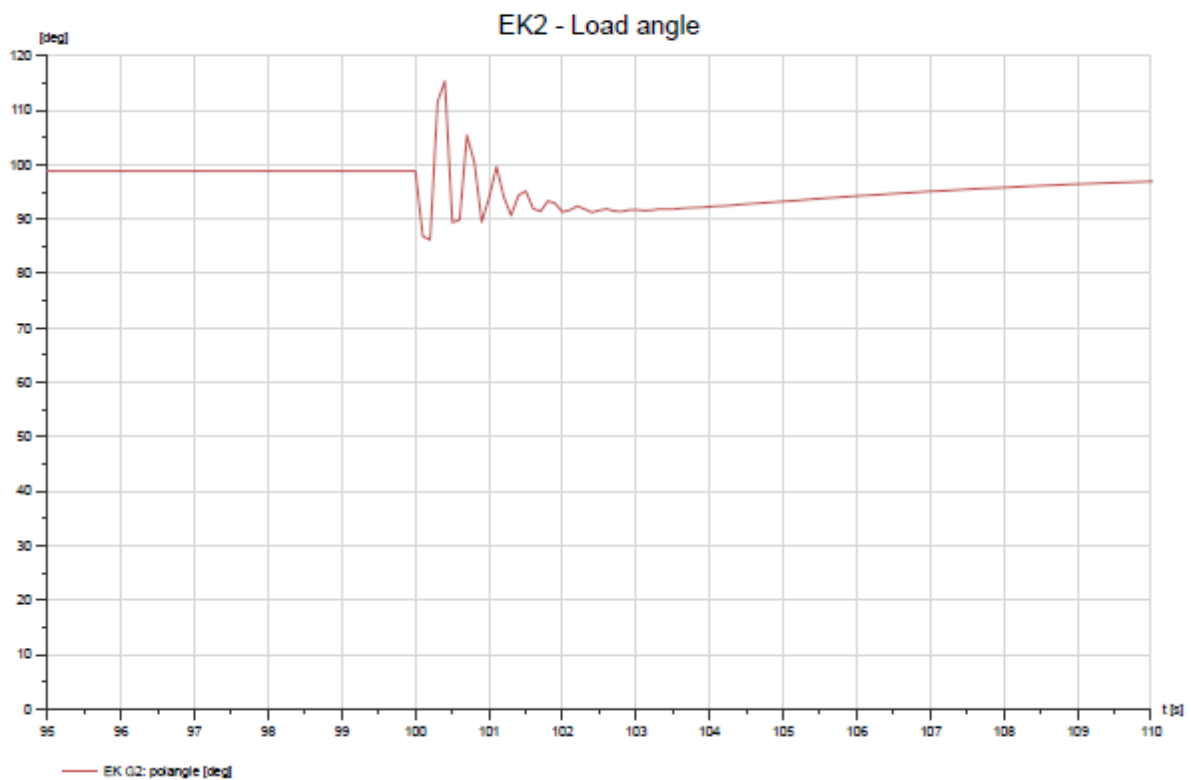
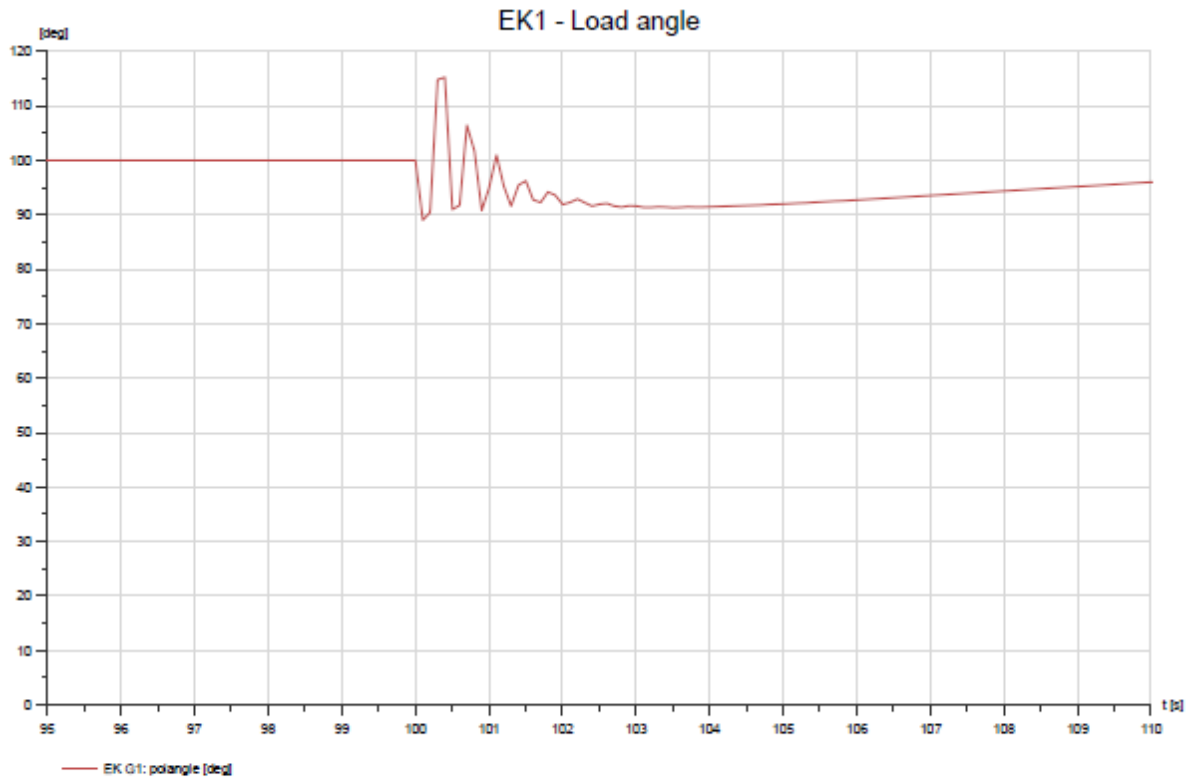
Polhjulsinkel Eidsdal kraft G1 G2

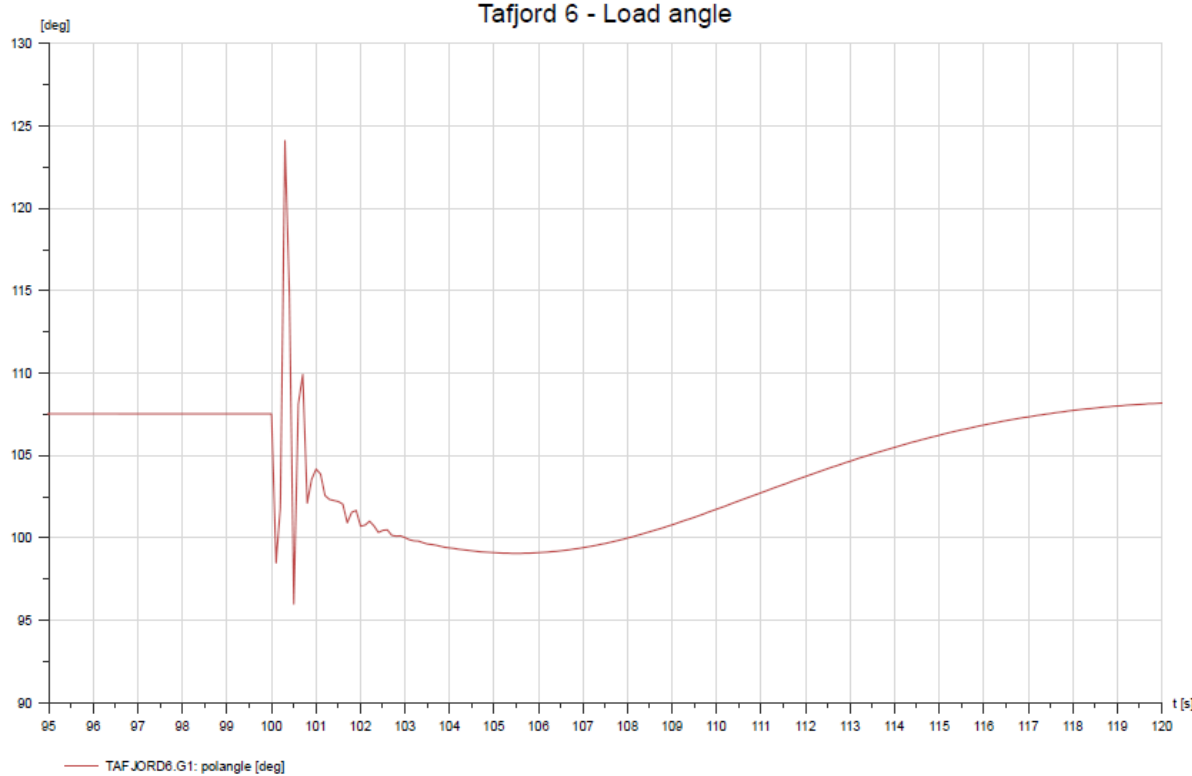


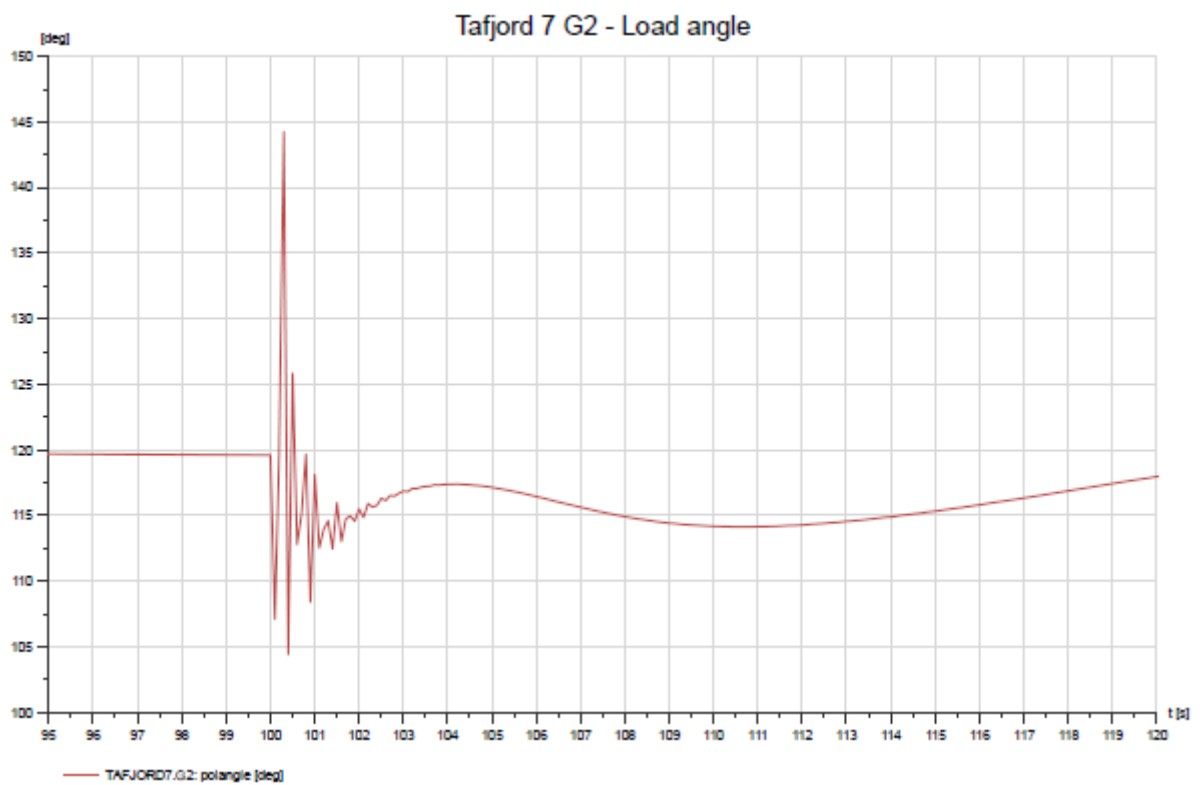
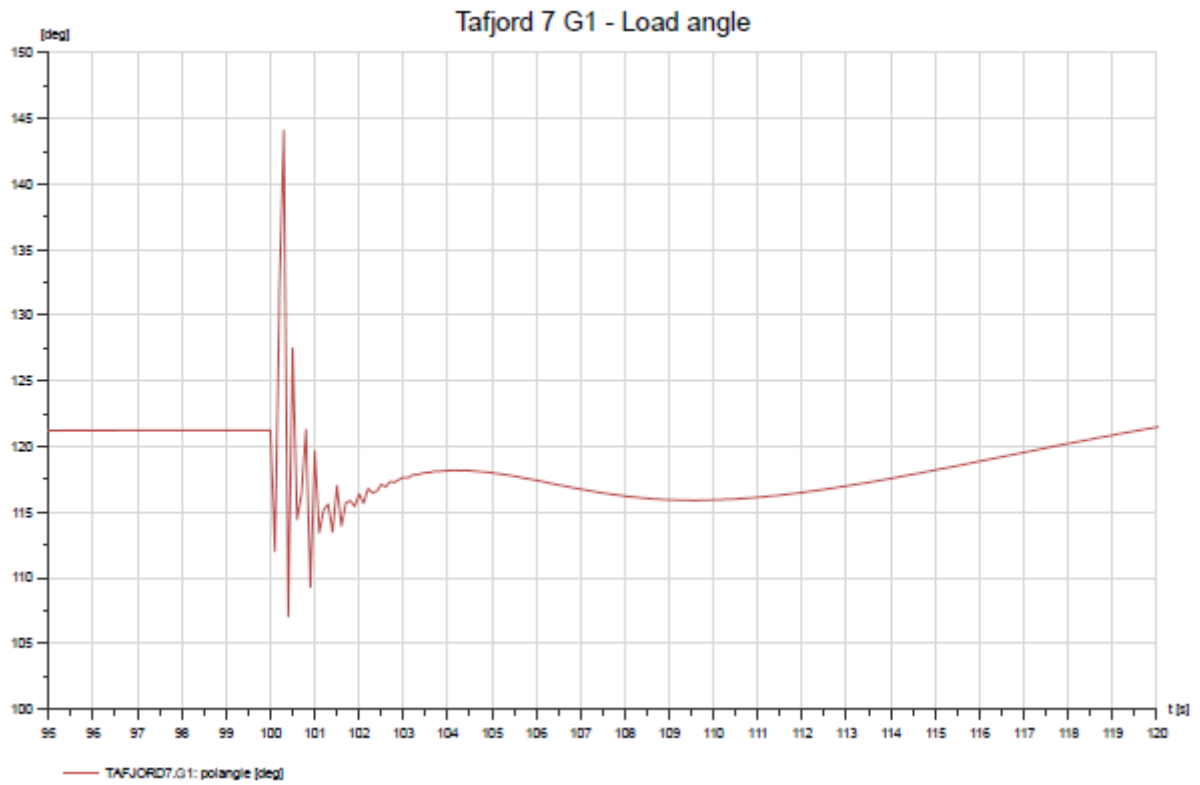
Vedlegg D.4 Kortslutning samleskinne Tafjord med forsyning fra samtlige kraftverk og regionalnett

Vedlegg D.4.1

Polhjulsinkel Eidsdal kraft G1 G2







Taffjord 8 G1 - Load angle

