

**SINTEF Energiforskning AS**

Postadresse: 7465 Trondheim
Resepsjon: Sem Sælands vei 11
Telefon: 73 59 72 00
Telefaks: 73 59 72 50

www.energy.sintef.no

Foretaksregisteret:
NO 939 350 675 MVA

ARBEIDSNOTAT**GJELDER**

Distribusjonsnett 2020.
Delprosjekt "Integrasjon av distribuert produksjon".
Resultater fra nettanalyser for Case 1 "DG -tilknytning 22 kV linje Øie – Kvinesdal".

GÅR TIL

ABB, Skien v/Pål Skryten, Gunnar Lehne
Hafslund Nett AS v/Jan Christian Andreassen
Agder Energi Nett AS v/Øivind Håland
Trondheim Energiverk Nett AS v/Leif Haaheim
NTE Nett AS v/Vidar Dale
Helgelandskraft divisjon nett v/Eivind Pærlus
Nortroll AS v/Terje Venseth
Siemens v/Espen Halvorsen
NTNU Institutt for elkraftteknikk v/Hans Kristian Høidalen
SINTEF Energiforskning v/Olve Mogstad, Oddbjørn Gjerde, Astrid Petterteig

AN NR. AN 05.12.106	GRADERING Fortrolig	GJENNOMGÅTT AV Thor Henriksen <i>T. Henriksen</i>	
ELEKTRONISK ARKIVKODE 051111135122		FORFATTERE(E) Trond Toftevaag, Magni Thor Pålsson <i>TT</i>	DATO 2006-03-02
PROSJEKTNR. 12X386.21			ANTALL SIDER 85
AVDELING Energisystemer	BESØKSADRESSE Sem Sælands vei 11, 7465 Trondheim		LOKAL TELEFAKS 73 59 72 50

¹⁾ Revidert og utvidet versjon pr. 2006-03-02.

Sammendrag:

Det er utført stasjonære og dynamiske analyser (datamaskinbaserte simuleringer) for å klarlegge konsekvensene av ulike strategier for spenningsregulering for distribuerte produksjonskilder i 22 kV linjen Øie – Kvinesdal. Hovedfokus for analysene er spenningsprofil og effektflyt i det aktuelle nettet.

Resultatene fra simuleringene indikerer at det kan oppnås tilfredsstillende spenningsforhold i linjen Øie – Kvinesdal både for lettlastsituasjonen og tunglastsituasjonen ved full produksjon i de distribuerte produksjonskildene, når disse drives med spenningsregulering (UP-noder). Utgangspunktet for analysene er valgt slik at synkrongeneratorene skal ha (ca.) nominell klemmespenning under (normal) drift.

Hvordan man i praksis skal forholde seg for å få stilt inn "riktig" settpunktsverdi for spenningsregulatorene for disse enhetene vil være gjenstand for ytterligere vurderinger.

Resultatene indikerer også at det kan være hensiktsmessig å kreve spenningsregulering på de største enhetene i et slikt nett mens de mindre enhetene kjøres som PQ-noder med $Q = 0$ Mvar.

Det kan være aktuelt å foreta ytterligere analyser for å studere effekten av å endre verdien for settpunktsspenningen for en eller flere av DG-kildene, med særlig fokus på reaktiv effektflyt og tap i det aktuelle nettet. Videre kan det være aktuelt å undersøke om det vil være mulig å sette inn andre kilder for reaktiv produksjon i det aktuelle nettet.

I tillegg til de analysene foretatt her vil det være nødvendig å foreta kortslutningsberegninger og analyser av transient og stasjonær stabilitet.

Ut fra det aktuelle eksemplet er det ikke mulig å trekke generelle konklusjoner angående integrasjon av distribuerte produksjonskilder i radielt høyspenningsfordelingsnett. Dette er i tråd med resultater fra analyser av andre nett.

INNHALDSFORTEGNELSE

	Side
1	INNLEDNING3
1.1	Bakgrunn.....3
1.2	Målsetting3
1.3	Arbeidets omfang.....3
1.4	Hovedforutsetninger og begrensninger.....4
1.5	simulator4
2	SYSTEMBESKRIVELSE.....5
2.1	Simuleringsmodell.....5
2.2	komponentdata.....5
3	OM SIMULERINGENE7
3.1	Forutsetninger og antakelser.....7
3.2	Metode7
4	SIMULERINGSRESULTATER.....9
4.1	Beregningstilfeller9
4.1.1	Lastflytberegninger.....9
4.1.2	Dynamiske analyser.....10
4.2	Lastflytanalyser.....10
4.3	Dynamiske analyser.....16
4.4	Kommentarer til resultatene.....16
4.4.1	Lastflytberegninger.....16
4.4.2	Dynamiske analyser.....17
4.4.3	Generelt.....18
5	KONKLUSJON.....19
6	VIDERE ARBEID.....20
7	REFERANSER.....21
	Vedlegg 1 Kart22
	Vedlegg 2 Datagrunnlag25
	Vedlegg 3 Beregningsresultater32
	Vedlegg 4 Simuleringsprogram – SIMPOW®81
	Vedlegg 5 Oversikt over datafiler83

1 INNLEDNING

1.1 BAKGRUNN

Prosjektet "Distribusjonsnett 2020" er et Kompetanseprosjekt med brukermedvirkning (KMB-prosjekt) med hovedfinansiering via Norges forskningsråd, RENERGI programmet.

Prosjektansvarlig er SINTEF Energiforskning AS. Prosjektperioden er fra 2005 til 2009. Totalt budsjett er på 12,5 mill NOK, hvorav 7,5 NOK fra Norges forskningsråd.

Prosjektet ønsker å utvikle nye overordnede vern- og kontrollstrategier for å minimalisere konsekvenser og kostnader ved to av hovedutfordringene for framtidens distribusjonsnett:

- Feilhåndtering for å sikre kraftforsyning med tilstrekkelig kvalitet
 - Intelligente metoder for effektiv feillokalisering, frakobling og gjenoppbygging for alle typer feil
- Integrasjon av distribuert produksjon, hovedsaklig med innmating på 12 - 24 kV nivå
 - Definere netteiers krav for integrasjon i nettet, spesielt m.h.p. vern og spenningsregulering
 - Utvikle vern- og kontrollstrategier som gjør det mulig å utnytte lokal produksjon til å opprettholde forsyning i tilfelle feil

Nærværende Arbeidsnotat gjelder deloppgave "Modellering og simuleringer" under delprosjekt "Spenningsforhold i distribusjonsnett ved integrasjon av distribuert generering" i ovennevnte prosjekt.

Agder Energi Nett (AEN) v/Øivind Håland har utarbeidet et Notat med tittelen "AEN – Case 1 – DG" – tilknytning 22 kV linje Øie – Kvinesdal, datert 2005-08-25. (Det finnes også en oppdatert versjon av notatet, datert 2005-09-26). Nevnte innspill fra AEN samt erfaring fra tidligere, beslektete prosjekter utført ved SINTEF Energiforskning AS utgjør basis for arbeidet.

1.2 MÅLSETTING

Å samordne og videreutvikle kompetanse innenfor området 'Spenningsforhold i distribusjonsnett ved integrasjon av distribuert generering', med utgangspunkt i modellering, simuleringer og analyser av distribusjonsnett (0,23 – 24 kV) med typisk struktur, og for ulike generatortyper. Analysene begrenses (i første omgang) til turbin/generatorsett med vannkraftturbin.

1.3 ARBEIDETS OMFANG

Arbeidet vil inkludere:

- gjennomgang og kontroll av inngangsdata og tilpasning av modeller
- lastflytberegninger
- dynamiske analyser
- rapportering/dokumentasjon

Analysene skal omfatte følgende produksjons- og lasttilfeller:

- Tunglast (evt. ekstrem tunglast) med lav eller ingen distribuert produksjon (TLLP)
- Tunglast (evt. ekstrem tunglast) med høy distribuert produksjon (TLHP)
- Lettlast med lav eller ingen distribuert produksjon (LLLp)
- Lettlast med høy distribuert produksjon (LLHP)

Analysene skal ha hovedfokus på spenning og spenningsendringer i nettet ved variasjon i produksjonen i de distribuerte produksjonskildene og i belastningen i nettet samt effekttap.

For å undersøke betydning av variasjon i den aktive produksjon i DG-kildene og i belastningen vil en benytte dynamiske analyser, men med så langsomme variasjoner at generatorenes og spenningsregulatorenes (hurtige) dynamikk har ubetydelig innvirkning i forhold til en stasjonær lastflyt.

1.4 HOVEDFORUTSETNINGER OG BEGRENSNINGER

Analysene tar utgangspunkt i de data som omfattes av NETBAS-filer mottatt fra AEN.

Hovedfokus for analysene er 22 kV linjen Øie – Kvinesdal og de distribuerte produksjonskildene som er knyttet til denne linjen.

Studien omfatter viserrelaterte beregninger (dvs. ikke momentanverdiberegninger).

Studien omfatter ikke ”klassiske” stabilitetsanalyser eller kortslutningsberegninger. Studien omfatter ikke termiske vurderinger av komponenter og utstyr.

1.5 SIMULATOR

Simulerings- og analyseverktøyet SIMPOW®, versjon 10.2 097, er benyttet i forbindelse med modellering og simuleringer. For nærmere detaljer, se Vedlegg 4 og [SIMPOW®](#).

2 SYSTEMBESKRIVELSE

2.1 SIMULERINGSMODELL

Simuleringsmodellen som er etablert i prosjektet er basert på nett- og lastdata mottatt fra AEN. Disse dataene er på NETBAS format, og er blitt overført til SIMPOW® for bruk i de stasjonære analysene. SINTEF Energiforskning har i tillegg etablert et sett med filer som er benyttet for de dynamiske analysene.

Lastflytdataene gjelder for stadium 2006. Lettlastsituasjonen gjelder for måned 8 (helgedag) – time 2. (Vedrørende tunglastsituasjonen, se kapittel 3). For nærmere beskrivelse av modellen vises til Notat fra AEN, Ref. [1].

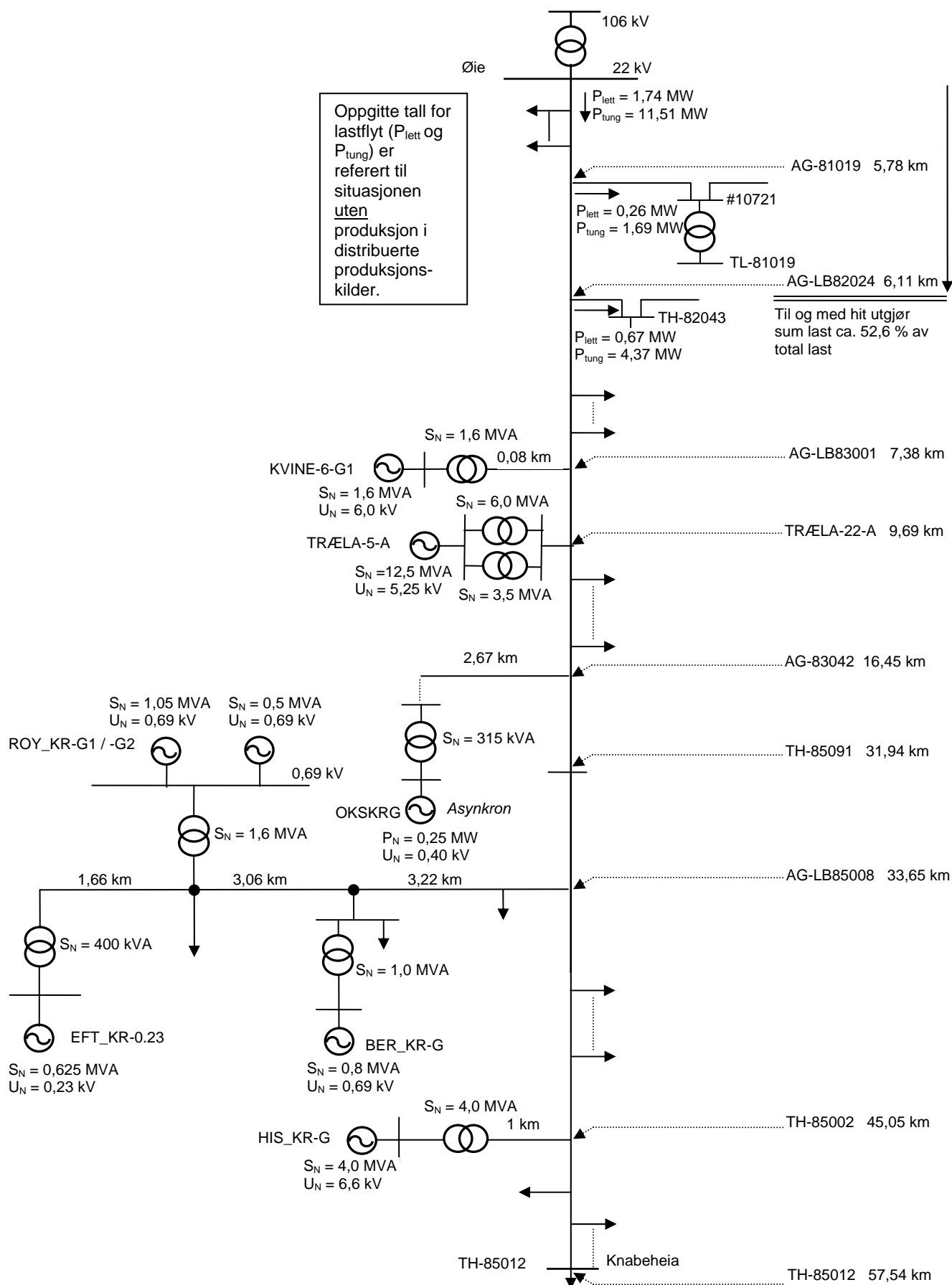
Enlinjeskjema (forenklet) for den aktuelle linjen Øie – Kvinesdal er vist i Figur 2.1. Total lengde for denne linjen er 57 km. Figuren viser de avgangene fra linjen som representerer de største belastningene samt alle de distribuerte produksjonskildene. Det er til sammen 8 produksjonskilder, 7 med synkrongenerator og 1 med asynkrongenerator, tilknyttet den aktuelle linjen. Merkedata for produksjonskildene og lastflyt (aktiv effekt) i ”hovedgrenene” av linjen er angitt på figuren. Kart over det aktuelle området er gjengitt i Vedlegg 1.

Kommentar til belastningsfordelingen: Ca 50 % av belastningen (52,6 %) på den aktuelle linjen er tilknyttet ”foran” de distribuerte produksjonskildene, ref. innmatingspunktet (Øie 110/22 kV transformator). Denne kjensgjerning har betydning for hvordan spenningsforholdene langs den aktuelle linjen blir ved ulike produksjons- og belastningsforhold. (For nærmere detaljer, se kapittel 4).

2.2 KOMPONENTDATA

For nærmere informasjon om data for linjer, kabler, transformatorer og belastninger i det aktuelle nettet vises til den aktuelle NETBAS-filen. For nærmere beskrivelse, se Vedlegg 2.

Informasjon om dynamiske data for produksjonskildene er gitt i Vedlegg 2. Disse dataene er valgt av SINTEF Energiforskning, på grunn av mangelfullt dataunderlag i de opprinnelige NETBAS-filene. Tilsvarende gjelder for spenningsregulatorene for synkronmaskinene og trinnkopler for 110/22 kV transformator i Øie. Se Vedlegg 2 for nærmere detaljer.



Figur 2.1 Enlinjeskjema (forenklet) for linjen Øie – Kvinesdal.

3 OM SIMULERINGENE

3.1 FORUTSETNINGER OG ANTAKELSER

Følgende forutsetninger og antakelser er lagt til grunn for modelleringen/simuleringene:

- Data for linjer, kabler, transformatorer og belastninger er hentet fra NETBAS-filene som er mottatt fra AEN
- **Base-case:** Lettlastsituasjon (hentet fra NETBAS). Ingen lokal produksjon i nettet. Gjelder for år 2006, måned 8 (helgedag), time 02.
- Data for produksjonskildene er hentet fra NETBAS (UN, SN, PN)
- Tomgangstap for fordelingstransformatorer er tatt med
- Alle belastninger er definert som spenningsuavhengig last (P og Q). (Det er gjort slik i NETBAS, også i SIMPOW®).
- $\cos \phi$ for belastningen er i hht. NETBAS-filen 0,98 (ca. samme verdi for alle belastninger)
- Lettlast utgjør 15 % av tunglast.
- I de dynamiske simuleringene (SIMPOW®/dynpow) er alle synkrongeneratorene gitt samme dynamiske data (på grunn av manglende opplysninger). ”Typiske” data er valgt.
- Asynkrongeneratoren er i de dynamiske analysene gitt ”typiske” data.
- Alle synkrongeneratorene er beskrevet med børsteløst magnetiseringssystem
- Alle synkrongeneratorene har samme modell for magnetiseringssystemet i simuleringmodellen.
- Transformator i Øie (110/22 kV) er utstyrt med trinnkopler og trinnkoplerregulator i simuleringene, både i lastflytanalysene (OPTPOW) og i de dynamiske analysene (DYNPOW). Det er utført simuleringer både med og uten trinnkopler.
- Trinnkoplerregulatoren (i dynpow) har en ”typisk” parametrisering (valgt)
- Simuleringene er utført for tre (valgte) verdier for settpunktsspennning for trinnkoplerregulatoren i Øie, hhv. 21,2 kV, 22,2 kV (basiscase) og 23,2 kV.
- Transformatorene for DG-kildene er (i modellen) trinnet slik at klemmespenningen (for DG-kildene) er lik nominell spenning i lettlastsituasjonen. Søker her å oppnå at klemmespenningen blir: $UN \pm 5 \%$ for de distribuerte produksjonskildene. For nærmere informasjon om data for transformatorene for DG-kildene og den trinning som er valgt i simuleringene, se Vedlegg 2, Tabell V2.1. Trinningen for disse transformatorene er holdt konstant for alle produksjons- og lastvariasjoner som omfattes av simuleringene.

3.2 METODE

De dynamiske simuleringene tar utgangspunkt i resultatene fra en bestemt lastflytanalyse (en ”løst lastflyt”). For nærværende studie utgjør lettlastsituasjonen uten produksjon i de distribuerte produksjonskildene utgangspunktet for de dynamiske simuleringene (base case).

For lettlastsituasjonen er det to alternativer: ett hvor settpunktverdi for trinnkoplerregulatoren i Øie er satt til 22,2 kV, ett annet hvor for settpunktverdien er satt til 23,2 kV.

Alle de distribuerte produksjonskildene er i tilkoplett nettet under lastflytberegningene, men både aktiv produksjon (P) og reaktiv produksjon (Q) er satt til null for alle kildene med synkrongeneratorer. For kilde(r) med asynkrongenerator er aktiv produksjon (P) satt til null; her vil maskinen trekke reaktiv effekt i lastflytberegningene.

De dynamiske simuleringene foretas som følger:

- Base case: lettlastsituasjonen, ingen lokal produksjon
- I de dynamiske simuleringene rampes først all produksjon opp (fra null) samtidig og i hht samme "rampe"
- Deretter rampes all belastning (P og Q) opp (fra lettlast) samtidig og i hht samme "rampe"
- Deretter koples all lokal produksjon på den aktuelle 22 kV linjen ut

Produksjon og belastning rampes her hver for seg, men i simulatoren gis det mulighet for at last og produksjon kan rampes samtidig.

Hovedfokus for analysen: effektflyt og spenningsprofil i 22 kV nettet (Øie – Kvinesdal).

4 SIMULERINGSRESULTATER

4.1 BEREKNINGSTILFELLER

Studien omfatter både lastflytberegninger og dynamiske analyser.

4.1.1 Lastflytberegninger

Følgende driftstilfeller omfattes av lastflytberegningene, se Tabell 4.1:

Tabell 4.1 Driftstilfeller som omfattes av lastflytberegningene.

Driftstilfelle	Beskrivelse	
LF_1	Lettlast, null produksjon DG ¹⁾	
LF_2	Lettlast, full produksjon DG	PQ ²⁾ ; Q=0
LF_3		UP ³⁾
LF_4	Tunglast, null produksjon DG ¹⁾	
LF_5	Tunglast, full produksjon DG	PQ ²⁾ ; Q=0
LF_6		UP ³⁾
LF_7	Tunglast, full produksjon DG ⁴⁾	PQ ²⁾ ; Q=0
LF_8		UP ³⁾
LF_9	Lettlast, full produksjon DG ⁵⁾	PQ ²⁾ ; Q=0
LF_10	Lettlast, full produksjon DG	Alle DG kilder PQ ²⁾ ; Q=0, unntatt Trølandsfoss (UP)
LF_11	Lettlast, full produksjon DG	Alle DG kilder PQ ²⁾ ; Q=0, unntatt Trølandsfoss (utkople)

¹⁾ Alle DG (inkl. OKSKRG) utkoblet.

²⁾ Alle produksjonskilder (DG, unntatt OKSKRG) definert som PQ-noder. $P=P_{\max}$, $Q=0$ Mvar.

³⁾ Alle produksjonskilder (DG, unntatt OKSKRG) definert som UP-noder. $P=P_{\max}$, $U_{\text{set}}=U_{\text{nullprod, lettlast}}$

⁴⁾ Settpunktverdi for 110/22 kV transformator i Øie er satt til 23,2 kV.

⁵⁾ Settpunktverdi for 110/22 kV transformator i Øie er satt til 21,2 kV.

I alle lastflytberegningene skjer det en automastisk trinning av 110/22 kV transformator i Øie; det vil si at beregningen ”søker” det trinnet på transformatoren som gir spenningsverdi i Øie (22 kV-nivå) som er nærmest settpunktverdien for spenningen. (Dette skjer altså som en ”dynamisk” prosess, selv om beregningen skjer i en lastflytmodul).

4.1.2 Dynamiske analyser

De dynamiske analysene omfatter (så langt) kun vanlig spenningsregulering (AVR) for de kildene som er utstyrt med synkrongenerator.

Følgende simuleringstilfeller omfattes av de dynamiske analysene, se Tabell 4.2:

Tabell 4.2 Simuleringstilfeller som omfattes av de dynamiske analysene.

Simuleringstilfelle	Beskrivelse
DA_1	Lineær oppramping av last fra lettlast til tunglast. Ingen produksjon i DG. Uten automatisk trinnkoplerregulator på 110/22 kV transformator i Øie. Settpunktverdi for trinnkopler på 110/22 kV transformator i Øie 22,2 kV.
DA_2	Lineær oppramping av last fra lettlast til tunglast. Ingen produksjon i DG. Med automatisk trinnkoplerregulator på 110/22 kV transformator i Øie. Settpunktverdi for trinnkopler på 110/22 kV transformator i Øie 22,2 kV.
DA_3	Lineær oppramping av produksjon i DG fra null til full produksjon. Deretter lineær oppramping av last fra lettlast til tunglast. Uten automatisk trinnkoplerregulator på 110/22 kV transformator i Øie. Settpunktverdi for trinnkopler på 110/22 kV transformator i Øie 22,2 kV.
DA_4	Lineær oppramping av produksjon i DG fra null til full produksjon. Deretter lineær oppramping av last fra lettlast til tunglast. Med automatisk trinnkoplerregulator på 110/22 kV transformator i Øie. Settpunktverdi for trinnkopler på 110/22 kV transformator i Øie 22,2 kV.
DA_5	Lineær oppramping av produksjon i DG fra null til full produksjon. Deretter lineær oppramping av last fra lettlast til tunglast. Uten automatisk trinnkoplerregulator på 110/22 kV transformator i Øie. Settpunktverdi for trinnkopler på 110/22 kV transformator i Øie 23,2 kV.
DA_6	Lineær oppramping av produksjon i DG fra null til full produksjon. Deretter lineær oppramping av last fra lettlast til tunglast. Med automatisk trinnkoplerregulator på 110/22 kV transformator i Øie. Settpunktverdi for trinnkopler på 110/22 kV transformator i Øie 23,2 kV.

4.2 LASTFLYTANALYSER

Resultater fra lastflytberegningene (spenning i utvalgte noder og lastflyt i linjen Øie – Kvinesdal) er gitt i Tabell 4.3 for driftstilfellene LF_1 – LF_11.

Det foreligger også detaljerte lastflytresultater på enlinjeskjema (på papirformat) som kan genereres med basis i lastflytberegningene (i SIMPOW®). Formatet på skjemaet er i dette tilfellet A1, og tas ikke med i notatet. (SINTEF Energiforskning AS har disse skjemaene/utskriftene tilgjengelig).

Tabell 4.4 viser spenning på generatornodene for de driftstilfellene der DG-kildene er definert som PQ-noder, med $Q=0$ Mvar. Resultatene gjelder for henholdsvis lettlast og tunglast med nominell produksjon i DG-kildene (full DG), når verdien for settpunktsspenning for trinnkoplerregulator for transformator i Øie er 22,2 kV. Tabellen inneholder også resultater for driftstilfellene LF_9 (settpunktsspenning 21,2 kV) og LF_11 (Trælandsfoss utkople, settpunktsspenning 22,2 kV).

Tabell 4.3 Resultater fra lastflytberegninger, driftstilfeller LF_1 – LF_11. Spenning i utvalgte noder. Lastflyt i linje Øie-Kvinesdal.

Driftstilfelle			Spenning [kV]/[pu]				Innmating fra linjen Kvinesdal-Øie til node ØIE-22-A		Settpunktverdi for trinnkopler for 110/22 kV transformator Øie [kV]
			ØIE-22-A	AG-LB82024	AG-LB85008	TH-85012	P [MW]	Q [Mvar]	
LF_1	Lettlast, null DG ¹⁾		22,16/1,0073	22,14/1,0064	22,20/1,0091	22,20/1,0091	-1,74	0,51	22,2
LF_2	Lettlast, full DG	PQ ²⁾ ; Q=0	22,29/1,0132	22,74/1,0336	23,93/1,0877	24,49/1,1132	14,91	-2,35	22,2
LF_3		UP ³⁾	22,32/1,0145	22,02/1,0009	21,84/0,9927	22,17/1,0077	14,50	-9,94	22,2
LF_4	Tunglast, null DG ¹⁾		22,36/1,0286	21,72/0,9873	21,01/0,9550	20,72/0,9418	-11,51	-2,32	22,2
LF_5	Tunglast, full DG	PQ ²⁾ ; Q=0	22,00/1,00	21,98/0,9991	22,59/1,0268	22,93/1,0423	5,98	-3,34	22,2
LF_6		UP ³⁾	22,05/1,0023	21,70/0,9864	21,62/0,9827	21,83/0,9923	5,83	-6,66	22,2
LF_7	Tunglast, full DG	PQ ²⁾ ; Q=0	23,36/1,0618	23,37/1,0623	23,98/1,0900	24,31/1,1050	6,04	-3,06	23,2
LF_8		UP ²⁾	23,33/1,0605	22,88/1,0400	22,74/1,0336	22,95/1,0432	5,84	-7,87	23,2
LF_9	Lettlast, full DG, PQ ²⁾ , Q=0		21,06/0,9573	21,49/0,9768	22,68/1,0309	23,26/1,0573	14,79	-2,78	21,2
LF_10	Lettlast, full DG, PQ ⁴⁾ , Q=0, unntatt Trælandsfoss (UP)		22,10/1,0045	22,00/1,0000	22,89/1,0405	23,47/1,0668	14,68	-7,9	22,2
LF_11	Lettlast, full DG, PQ ²⁾ , Q=0, unntatt Trælandsfoss (utkople)		22,07/1,0032	22,24/1,0109	23,20/1,0545	23,77/1,0805	5,3	-0,62	22,2

¹⁾ Alle DG (inkl. OKSKRG) utkoblet.

²⁾ Alle produksjonskilder (DG, unntatt OKSKRG) definert som PQ-noder. $P=P_{\max}$, $Q=0$ Mvar.

³⁾ Alle produksjonskilder (DG, unntatt OKSKRG) definert som UP-noder. $P=P_{\max}$, $U_{\text{set}}=U_{\text{nullprod, lettlast}}$

⁴⁾ Alle produksjonskilder (DG, unntatt OKSKRG) definert som PQ-noder unntatt Trælandsfoss, som er definert som UP-node.

Tabell 4.4 Resultater fra lastflytberegninger. Spenning for generatornoder. $U_{\text{set}} = 22,2$ kV for trinnkobler for 110/22 kV transformator i Øie.

Driftstilfelle		Spenning [kV]/[pu]							
		KVINE-6-G1	TRÆLA-5-A	OKS_KR-0_4	BER_KR-G	ROY_KR-G1	ROY_KR-G2	EFT_KR-0_23	HIS_KR-G
Nom. sp. for gen. ³⁾		6,00	5,25	0,40	0,69	0,69	0,69	0,23	6,60
LF_1	Lettlast, null DG ¹⁾	6,03935/1,0066	5,28395/1,0065	0,401717/1,0043	0,696265/1,0091	0,696333/1,0092	0,696333/1,0092	0,241652/1,0507	6,66038/1,0091
LF_2	Lettlast, full DG, PQ ²⁾ , Q=0	6,24798/1,0413	5,54734/1,0566	0,422790/1,0570	0,758020/1,0986	0,765901/1,1100	0,765963/1,1101	0,267358/1,1624	7,37533/1,1175
LF_4	Tunglast, null DG ¹⁾	5,91062/0,9851	5,14847/0,9807	0,387173/0,9679	0,658790/0,9548	0,658835/0,9548	0,658835/0,9548	0,228625/0,9940	6,25505/0,9477
LF_5	Tunglast, full DG, PQ ²⁾ , Q=0	6,03174/1,0053	5,34385/1,0179	0,403708/1,0093	0,716386/1,0382	0,724653/1,0502	0,724719/1,0503	0,253111/1,1005	6,94192/1,0518
LF_11	Lettlast, full DG unntatt Trølandsfoss (utkoblet), øvrige DG PQ ²⁾ , Q=0	6,09349/1,0156	5,33531/1,0162	0,409382/1,0235	0,735494/1,0659	0,743587/1,0777	0,743652/1,0778	0,259659/1,1290	7,16228/1,0852
$U_{\text{set}} = 21,2$ kV for trinnkobler for 110/22 kV transformator i Øie									
LF_9	Lettlast, full DG, PQ ²⁾ , Q=0	5,90704/0,9845	5,25194/1,0004	0,399727/0,9993	0,719311/1,0425	0,727565/1,0544	0,727631/1,0545	0,254127/1,1049	7,00928/1,0620

¹⁾ Som i Tabell 4.3

²⁾ Som i Tabell 4.3

³⁾ I henhold til NETBAS-fil

De feltene som er markert med blå farge inneholder spenningsverdier som avviker mer enn ± 5 % fra nominell spenning.

Resultatene i Tabell 4.3 viser at for driftstilfelle LF_2 (lettlast, full DG, produksjonskildene definert som PQ-noder) blir spenningen på den ”ytterste” noden (TH-85012) svært høy: 24,49 kV, dvs. + 11,3 % (ref. 22 kV).

For driftstilfelle LF_3 (lettlast, full DG, produksjonskildene definert som UP-noder) er spenningsprofilen for linjen forholdsvis ”flatt” (+ 1,45 / - 0,72 %, ref. 22 kV).

For driftstilfellene LF_5 og LF_6 (tunglast, full DG) er også spenningsprofilen langs linjen forholdsvis ”flatt”.

Tilsvarende gjelder for driftstilfellene LF_7 og LF_8 (tunglast, full DG, settpunktsspenning 23,2 kV), men her blir spenningen på den ”ytterste” noden (TH-85012) forholdsvis høy (24,31 kV / + 10,5 %) for driftstilfelle LF_7.

For driftstilfelle LF_9 (lettlast, full DG, settpunktsspenning 21,2 kV) er spenningsprofilen langs linjen ”senket” med ca. 5 %-poeng, sammenlignet med driftstilfelle LF_2. Spenningen på den ”ytterste” noden (TH-85012) er i dette tilfellet 23,26 kV (+ 5,7 %, ref. 22 kV).

For driftstilfelle LF_10 (lettlast, full DG, alle produksjonskildene definert som PQ-noder unntatt Trælandsfoss (UP), settpunktsspenning 22,2 kV) er spenningen på den ”ytterste” noden (TH-85012) lik 23,47 kV (+ 6,7 %, ref. 22 kV), dvs. vesentlig lavere enn for driftstilfelle LF_2.

For driftstilfelle LF_11 (lettlast, full DG, alle produksjonskildene definert som PQ-noder unntatt Trælandsfoss (utkølet), settpunktsspenning 22,2 kV) er spenningen på den ”ytterste” noden (TH-85012) lik 23,77 kV (+ 8,1 %, ref. 22 kV), dvs. lavere enn for driftstilfelle LF_2, men høyere enn for driftstilfelle LF_10.

Karakteristisk for driftstilfelle LF-3 (UP-noder) er den forholdsvis store reaktive effektflyten (fra Øie mot Kvinesdal) sammenlignet med driftstilfelle LF_2 (PQ-noder). Dette har sammenheng med at DG-kildenes spenningsregulering fører til at synkrongeneratorne ”trekker” reaktiv effekt; denne leveres i hovedsak via 110/11 kV transformator i Øie. Denne økte reaktive effektflyten fører til økte effekttap i den aktuelle linjen.

Resultatene i Tabell 4.4 viser at spenningen på generatornode EFT_KR-0_23 i utgangspunktet (driftstilfelle LF_1, lettlast, null DG) er ca. 5 % høyere enn nominell verdi. Dette indikerer at transformatoren for denne generatoren i utgangspunktet burde vært trinnet på en annen måte i simuleringene; dette ville dog medført en trinning utover det oppgitte trinningsområdet for transformatoren.

Resultatene i Tabell 4.4 viser også at for driftstilfelle LF_2 (lettlast, full DG, produksjonskildene definert som PQ-noder) er spenningen på alle generatornodene, unntatt node KVINE-6-G1, høyere enn 105 % av nominell verdi.

For driftstilfellene LF_4 og LF_5 er spenningen på generatornodene innenfor $100 \% \pm 5 \%$ av nominell verdi, unntatt for node EFT_KR-0_23 for driftstilfelle LF_5 (se kommentar ovenfor).

For driftstilfelle LF_9 (lettlast, full DG, settpunktsspenning 21,2 kV) er spenningen på generatornodene redusert sammenlignet med driftstilfelle LF_2 (som forventet). Spenningen på generatornodene ROY_KR-G1, ROY_KR-G2, EFT_KR-0_23 og HIS_KR-G er høyere enn 105 % av nominell verdi.

For driftstilfelle LF_11 er spenningen på generatornodene noe lavere enn for driftstilfelle LF_2 (men noe høyere enn for driftstilfelle LF_9).

Tabellene 4.5 og 4.6 viser reaktiv effekt produsert i de distribuerte produksjonskildene og klemmespenningen for disse, for hhv driftstilfelle LF_3 og LF_6 (produksjonskildene definert som UP-noder). Den laveste verdien for $\cos \phi$ observeres for kraftverk RØYKRG1 (driftstilfelle LF_3). Denne lave verdien skyldes algoritmen for innstilling av reaktiv produksjon fra kilder som er tilknyttet samme samleskinne i simulatoren. I praksis vil man kunne justere ned den reaktive produksjonen på denne generatoren, slik at den tilsvarer en effektfaktor på (for eksempel) 0,9. Den reaktive produksjonen for RØYKRG2 kan da stilles noe høyere enn det som fremgår av Tabell 4.5. Det antas at alle generatorene på denne måten vil kunne oppnå en effektfaktor $\geq 0,9$ for dette driftstilfellet (kan evt. verifiseres via simuleringer).

Tabell 4.5 Produksjon i DG; lettlast, full produksjon (driftstilfelle LF_3).

Kraftverk	Produsert effekt		Klemme- spenning [kV]/[pu]	$\cos \phi$	$\tan \phi$
	P [MW]	Q [Mvar]			
KVINKRG	1,300	-0,309	5,99/0,9983	0,973	-0,238
TRÆLAKRG	10,30	-3,888	5,20/0,9905	0,936	-0,377
OKSKRG ¹⁾	0,250	-0,142	0,397/0,9925	0,870	-0,568
BERKRG	0,700	-0,171	0,685/0,9928	0,971	-0,244
RØYKRG1	0,420	-0,278	0,685/0,9928	0,834	-0,662
RØYKRG2	0,900	-0,278	0,685/0,9928	0,955	-0,309
EFTKRG	0,440	-0,213	0,238/1,0348	0,900	-0,484
HISKRG	3,500	-1,304	6,55/0,9924	0,937	-0,373

¹⁾ Asynkrongenerator

Tabell 4.6 Produksjon i DG; tunglast, full produksjon (driftstilfelle LF 6).

Kraftverk	Produsert effekt		Klemme- spenning [kV]/[pu]	cos ϕ	tan ϕ
	P [MW]	Q [Mvar]			
KVINKRG	1,300	-0,033	5,99/0,9983	0,9997	-0,025
TRÆLAKRG	10,30	-1,710	5,20/0,9905	0,986	-0,166
OKSKRG ¹⁾	0,250	-0,141	0,392/0,9800	0,871	-0,564
BERKRG	0,700	-0,020	0,685/0,9928	0,9996	-0,029
RØYKRG1	0,420	-0,165	0,685/0,9928	0,931	-0,393
RØYKRG2	0,900	-0,165	0,685/0,9928	0,984	-0,183
EFTKRG	0,440	-0,149	0,238/1,0348	0,947	-0,339
HISKRG	3,500	-0,647	6,55/0,9924	0,983	-0,185

¹⁾ Asynkrongenerator

Det bemerkes at settpunktsverdien for spenningen på generatornodene her er satt lik (ca.) nominell spenning for de respektive generatorene. (Transformatorene for DG-kildene er i modellen blitt justert slik at (ca.) nominell spenning oppnås i lettlast).

De kan være aktuelt å foreta ytterligere analyser for å studere effekten av å endre verdien for settpunktsspenningen for en eller flere av DG-kildene, med særlig fokus på reaktiv effektflyt.

4.3 DYNAMISKE ANALYSER

Resultater fra de dynamiske analysene, simuleringstilfellene DA_1 – DA_6, er gitt i Vedlegg 3.

Resultatene presenteres som tidsplott for hhv.:

- spenning i utvalgte knutepunkter
- aktiv og reaktiv produksjon i de distribuerte produksjonskildene
- innmating (aktiv og reaktiv effekt) til 22 kV node Øie fra linjen Kvinesdal – Øie.

For nærmere detaljer henvises det til tidsplottene i Vedlegg 3.

4.4 KOMMENTARER TIL RESULTATENE

4.4.1 Lastflytberegninger

Som nevnt er lastflytmodellen i utgangspunktet ”tunet” slik at det for lettlastsituasjonen oppnås ca. nominell spenning på alle 22 kV noder.

I tillegg er transformatorene for de distribuerte produksjonskildene trinnert slik at det i lettlastsituasjonen oppnås ca. nominell spenning for generatorene på sekundærsiden av de aktuelle transformatorene.

I hht. IEC Standard 60034-1 “Rotating electrical machines - Part 1: Rating and performance”, skal en elektrisk maskin kunne levere nominell ytelse innenfor et toleranseband for spenning på $\pm 5\%$, referert nominell spenning. Det bør således være et mål ved drift av nett der det er inngår distribuerte produksjonskilder å holde spenningen på nodene hvor kildene er tilkoplett innenfor nevnte toleranse, uavhengig av produksjonsnivået (aktiv effekt) for kilden.

I nærværende studie er altså (som nevnt) modellen i utgangspunktet tunet slik at det oppnås ca. nominell spenning på nodene for de distribuerte produksjonskildene. Dette innebærer at når kildene defineres som UP-kilder i lastflytberegningene, så er spenningen på nodene for kildene konstant (og lik initiell verdi) uavhengig av produksjons- og lastforhold i det aktuelle nettet.

Resultatene fra lastflytberegningene viser at det i lettlastsituasjonen uten distribuerte produksjon er svært liten variasjon i spenningen langs linjen Øie – Kvinesdal.

I lettlastsituasjonen med nominell distribuert produksjon, der produksjonskildene er definert som PQ-kilder med $Q=0$, vil spenningen ytterst i nettet bli svært høy, $> 111\%$, ref. 22 kV.

I tunglastsituasjonen med nominell distribuert produksjon, der produksjonskildene er definert som PQ-kilder med $Q=0$, skjer det også en økning i spenningen ytterst i nettet, men mindre økning enn i lettlastsituasjonen med nominell distribuert produksjon. Den største spenningsøkningen er nå på ca. $4,2\%$, ref. 22 kV.

Når de distribuerte produksjonskildene defineres som UP-kilder, er det svært liten variasjon i spenningen langs linjen Øie – Kvinesdal, både for lettlastsituasjonen og tunglastsituasjonen.

Resultatene for innmating til Øie (22 kV) fra linjen Kvinesdal – Øie viser at det mates inn en vesentlig større mengde reaktiv effekt til linjen for de driftstilfellene der de distribuerte produksjonskildene er definert som UP-kilder (ved nominell produksjon), sammenlignet med tilfellene der kildene er definert som PQ-kilder (som forventet). Dette innebærer at det også vil oppstå større tap i linjen når kildene defineres som UP-kilder.

4.4.2 Dynamiske analyser

Som nevnt omfatter de dynamiske analysene kun vanlig spenningsregulering (AVR) for de kildene som er utstyrt med synkrongenerator.

Det er utført dynamiske analyser både med og uten trinnkopleerregulator for 110/22 kV transformator i Øie.

Lettlastsituasjonen representerer (som nevnt) utgangspunktet for de dynamiske simuleringene. Simuleringene er foretatt for to ulike settpunktsverdier for trinnkopleerregulatoren for transformatoren i Øie, hhv. 22,2 kV og 23,2 kV.

Både for simuleringstilfellene DA_1 til DA_4 og DA_5 til DA_6 er transformatorene for de distribuerte produksjonskildene trinnet slik at det oppnåes ca. nominell spenning på sekundærsiden av disse transformatorene ved lettlast uten distribuert produksjon. For tilfellene DA_5 og DA_6 innebærer dette at noen av transformatorene er trinnet utover de toleransene som er oppgitt i NETBAS-filen.

Simuleringstilfelle DA_2 kan sammenlignes med lastflyttilfellene LF_1 og LF_4. LF_1 gjelder for starten på det dynamiske forløpet, LF_4 for slutten på det dynamiske forløpet. Det er god overensstemmelse mellom resultatene fra de stasjonære beregningene og de dynamiske beregningene for hhv. ”start”- og ”slutt”verdiene.

Resultatene fra de dynamiske simuleringene viser forløpet for reaktiv produksjon i de distribuerte produksjonskildene under de ulike fasene av opprampingen (for henholdsvis produksjon og last). Resultatene viser - som for lastflytanalysene - at de (fleste av de) distribuerte produksjonskildene ”trekker” reaktiv effekt fra nettet. For ytterligere detaljer vises til tidsplottene i Vedlegg.

For simuleringstilfellene DA_3 og DA-4 (og DA_5 og DA-6) er det interessant å legge merke til forskjellen i forløpet for spenningen på noder som er i nærheten av Øie og de som er lengst ute i nettet. For node Øie-22-A faller spenningen gradvis ved økende distribuert produksjon for tilfelle DA_3, mens forløpet for spenningen i tilfelle DA_4 tydelig viser at trinnkopleren foretar trinning av transformatoren. For node TH-85012, derimot, viser resultatene at spenningen stiger ved økende distribuert produksjon, både for tilfelle DA_3 og tilfelle DA_4. Virkningen av trinningen på spenningen for denne noden er meget beskjedne. Dette indikerer at virkningen av eventuelt kompensereledd i trinnkopleerregulatoren vil kunne ha en motsatt virkning for de nodene som

er lengst ute i nettet (ekstra spenningsstigning) enn det som primært er hensikten med slik kompensering.

Resultatene for simuleringene (DA_3 – DA_6) indikerer at det kan oppnås tilfredsstillende spenningsforhold i linjen Øie – Kvinesdal både for lettlastsituasjonen og tunglastsituasjonen ved full produksjon i de distribuerte produksjonskildene, når disse drives med aktiv spenningsregulering. Hvordan man i praksis skal forholde seg for å få stilt inn ”riktig” settpunktsverdi for spenningsregulatorene for disse enhetene vil være gjenstand for ytterligere vurderinger.

En sammenligning mellom resultatene fra casene DA_3 og DA_5 viser at spenningsverdiene for DA_5 (som forventet) ligger høyere enn for DA_3, men at spenningsforløpene (kurvene) for de ulike nodene er praktisk talt parallellforskjøvet. Tilsvarende gjelder for casene DA_4 og DA_6.

4.4.3 Generelt

Eksemplet viser at det oppstår problemer med for høye eller for lave spenninger i de tilfellene hvor DG-kildene modelleres som PQ-noder med $Q = 0$ Mvar. Å stille krav til spenningen på generatorene er i så måte en bedre løsning. Problemet med dette valget er at det lett kan oppstå en uønsket stor flyt av reaktiv effekt i nettet ved produksjons- og lastendringer som er undersøkt. (Dette gir også økte tap). Denne høye reaktive effektflyten kan gi problemer for enkelte generatorer. For å avklare dette er det nødvendig å foreta detaljerte analyser.

5 KONKLUSJON

Det er utført stasjonære og dynamiske analyser (datamaskinbaserte simuleringer) for å klarlegge konsekvensene av ulike strategier for spenningsregulering for distribuerte produksjonskilder i 22 kV linjen Øie – Kvinesdal. Hovedfokus for analysene er spenningsprofil og effektflyt i det aktuelle nettet.

Resultatene fra simuleringene indikerer at det kan oppnås tilfredsstillende spenningsforhold i linjen Øie – Kvinesdal både for lettlastsituasjonen og tunglastsituasjonen ved full produksjon i de distribuerte produksjonskildene, når disse drives med spenningsregulering (UP-noder). Utgangspunktet for analysene er valgt slik at synkrongeneratorene skal ha (ca.) nominell klemmespenning under (normal) drift.

Hvordan man i praksis skal forholde seg for å få stilt inn ”riktig” settpunktsverdi for spenningsregulatorene for disse enhetene vil være gjenstand for ytterligere vurderinger.

Resultatene indikerer også at det kan være hensiktsmessig å kreve spenningsregulering på de største enhetene i et slikt nett mens de mindre enhetene kjøres som PQ-noder med $Q = 0$ Mvar. (Se driftstilfelle LF_10).

Det kan være aktuelt å foreta ytterligere analyser for å studere effekten av å endre verdien for settpunktsspenningen for en eller flere av DG-kildene, med særlig fokus på reaktiv effektflyt og tap i det aktuelle nettet. Videre kan det være aktuelt å undersøke om det vil være mulig å sette inn andre kilder for reaktiv produksjon i det aktuelle nettet.

I tillegg til de analysene foretatt her vil det være nødvendig å foreta kortslutningsberegninger og analyser av transient og stasjonær stabilitet.

Ut fra det aktuelle eksemplet er det ikke mulig å trekke generelle konklusjoner angående integrasjon av distribuerte produksjonskilder i radielt høyspenningsfordelingsnett. Dette er i tråd med resultater fra analyser av andre nett.

6 VIDERE ARBEID

Følgende oppgaver kan være aktuelle for en evt. videreføring av delprosjektet:

- Samle inn dynamiske data for de distribuerte produksjonskildene i det aktuelle nettet ("klassiske" transiente data for synkron- og asynkronmaskinene)
- Samle inn dynamiske data for spenningsregulatorene og magnetiseringssystemene for de distribuerte produksjonskildene
- Samle inn dynamiske data for turbin og turtallsregulatorer for de distribuerte produksjonskildene
- Studere effekten av å endre verdien for settpunktsspenningen for spenningsregulatorene for en eller flere av DG-kildene, med særlig fokus på reaktiv effektflyt og tap i det aktuelle nettet.
- Studere effekten av å anvende kun asynkrongeneratorer i det aktuelle nettet
- Studere effekten av å anvende ulike strategier for spenningsregulering for de distribuerte produksjonskildene tilpasset ulike produksjons- og belastningssituasjonene.

For ytterligere detaljer, se notatet "Beskrivelse av case (modellering og simulering).doc" fra SINTEF Energiforskning AS, datert 2005-10-26.

7 REFERANSER

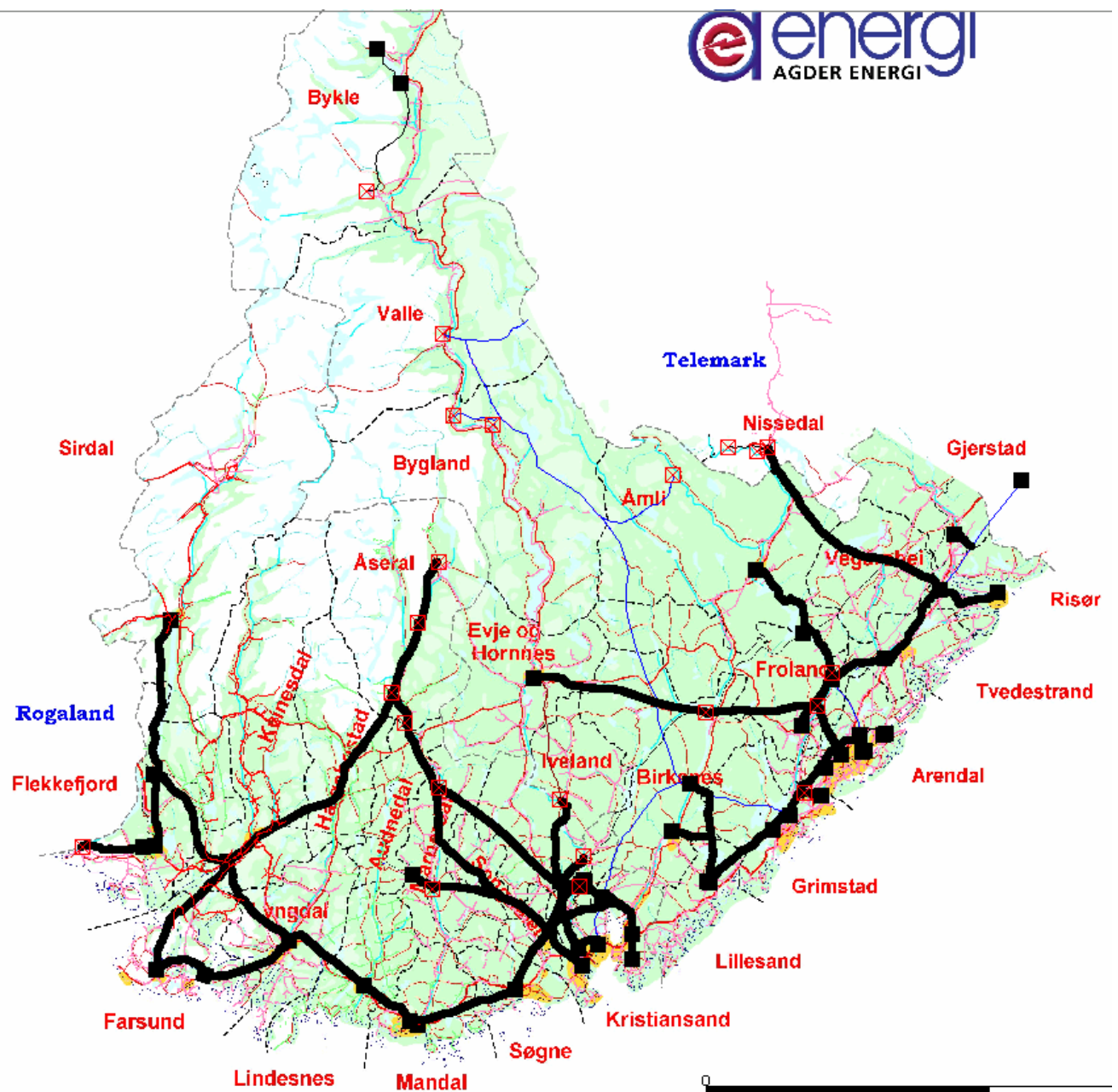
- [1] Øivind Håland: ”AEN – Case 1 – DG” – tilknytning 22 kV linje Øie – Kvinesdal.
Notat, Agder Energi Nett, Kristiansand. 2005-08-25.

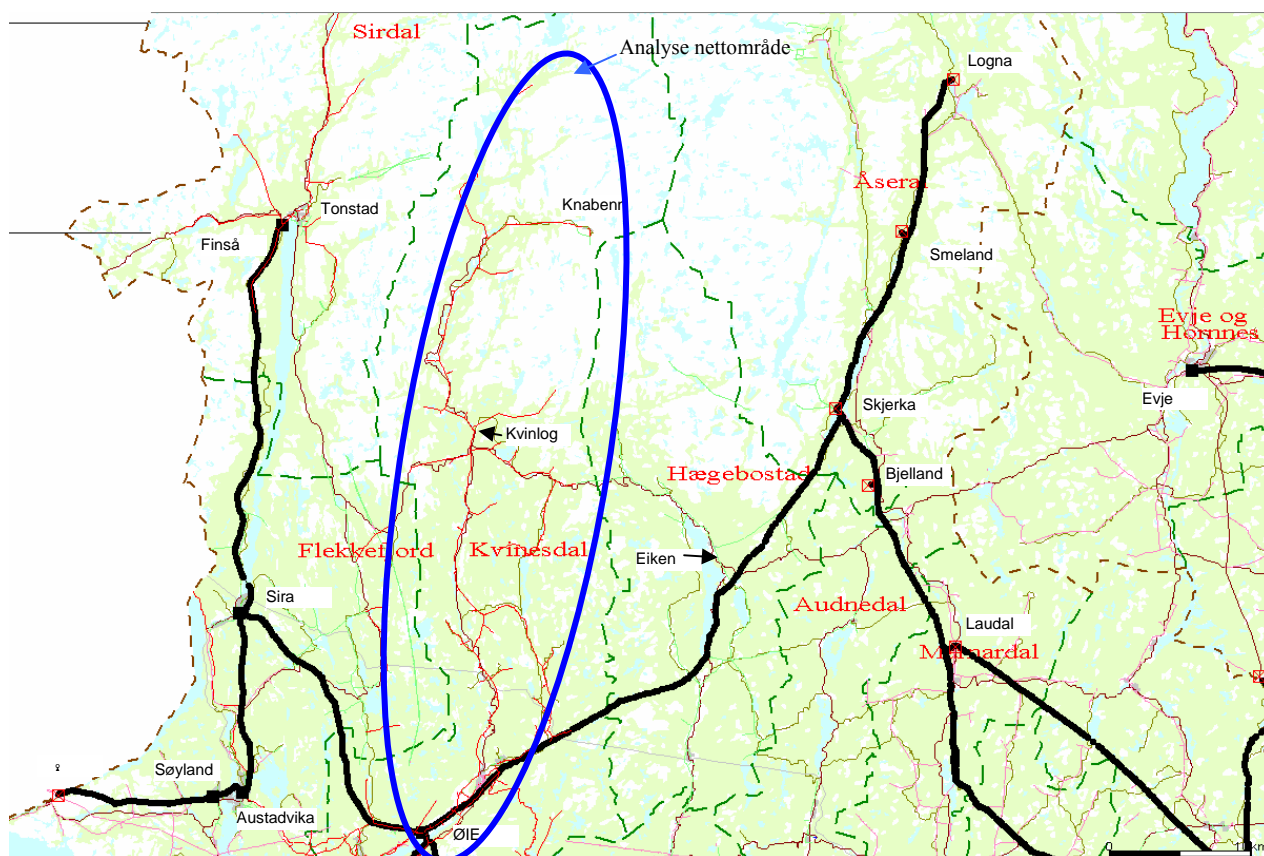
Vedlegg 1

Kart

- **Oversikt Vest Agder**
- **Oversikt Vest Agder indre**

Gjengitt med tillatelse fra Agder Energi Nett v/Øivind Håland





Vedlegg 2

Datagrunnlag

V2.1 Data for linjer, kabler, transformatorer og belastninger

Data for linjer, kabler, transformatorer og belastninger i det aktuelle nettet er hentet fra NETBAS-filen ØIE-T2 og DN-Øie_plmp2006.last. For nærmere detaljer, se denne filen (vhja NETBAS).

Data for transformatorer for DG-kildene og transformator i Øie er gjengitt i Tabell V2.1. Tabellen inneholder opplysninger om den trinning som er benyttet for disse transformatorene i simuleringene.

Tabell V2.1 Data for transformatorer for DG-kildene og transformator i Øie. Angivelse av trinning som er benyttet i simuleringene.

HS-node	LS-node	Synytelse [MVA]	Spenning [kV]		Kortslutningsimpedans [pu]		Trinn	Kommentar
			HS-node	LS-node	er	ex		
KVINA-22-A	KVINE-6-G1	1,600	22,00±2x2,5%	6,00	0,0050	0,0700	-	For kraftverk KVINKRG
TRÆLA-22-A	TRÆLA-5-A	6,000	20,00±6x1,67%	5,25	0,0080	0,0392	+6 (10,02 %)	For kraftverk TRÆLAKRG
TRÆLA-22-A	TRÆLA-5-A	3,500	20,00±6x1,67%	5,25	0,0080	0,0392	+6 (10,02 %)	For kraftverk TRÆLAKRG
TH-83036	TL-83036	0,315	22,00±2x2,5%	0,415	0,0122	0,0496	+1 (2,5 %)	For kraftverk OKSKRG (asynkrongenerator)
BER_KR-22	BER_KR-G	1,000	22,00±4x2,5%	0,69	0,0060	0,0600	-	For kraftverk BERKRG
ROY_KR-22	ROY_KR-0_69	1,600	22,00±2x2,5%	0,69	0,0072	0,0583	-	For generatorene ROYKRG1 og ROYKRG2
TH-85079	TL-85079	0,400	21,00±2x2,5%	0,240	0,0100	0,0500	+2 (5,0 %)	For kraftverk EFTKRG
HIS_KR-22	HIS_KR-6_6	4,000	22,00±2x2,5%	6,600	0,0060	0,0600	-	For kraftverk HISKRG
OIE-22-A	OIE-110-A	25,00	100,00±8x1,88%	22,00	0,0057	0,1239	Automatisk trinning	+step = 8, -step = 8. Stepsize = 1,88 %

V2.2 Oversikt over distribuerte produksjonskilder (DG-kilder)

En oversikt over distribuerte produksjonskilder i det aktuelle nettet (strekningen Øie – Kvinesdal) er gitt i Tabell V2.2.

Tabell V2.2 Oversikt over distribuerte produksjonskilder på strekningen Øie – Kvinesdal.

Tilkoblingsnode	Type	Ytelse [MVA]	Nominell spenning [kV]	Generatortype	Avstand fra Øie [km]
KVINE-6-G1	SG	1,6	6,0	Synkronmaskin	7,46
TRÆLA-5-A	SG	12,5	5,25	Synkronmaskin	9,69
OKS_KR-0.4	AG	0,5	0,69	Asynkronmaskin	19,12
BER_KR-G	SG	0,8	0,69	Synkronmaskin	36,87
RØY_KR-G1	SG	0,5	0,69	Synkronmaskin	39,93
RØY_KR-G2	SG	1,05	0,69	Synkronmaskin	39,93
EFT_KR-G	SG	0,625	0,23	Synkronmaskin	41,59
HIS_KR-G	SG	4,0	6,6	Synkronmaskin	46,05

V2.3 Dynamiske data for distribuerte produksjonskilder (DG)

Antatte (basert på erfaringer fra tidligere prosjekter) dynamiske data for distribuerte produksjonskilder i det aktuelle nettet er gitt i Tabell V2.3.

Alle synkrongeneratormodellene benytter samme parametrisering. De er modellert som SIMPOW TYPE 2, dvs. med en feltvikling, en dempevikling i q-aksen og en dempevikling i d-aksen. Magnetisk metning er inkludert.

Asynkrongeneratoren i Oksefjell kraftstasjon er modellert som SIMPOW TYPE 1A, dvs. transient modell uten magnetisk metning. Antatte dynamiske data for denne er gitt i Tabell V2.4.

Tabell V2.3 Antatte dynamiske data for synkrongeneratorer

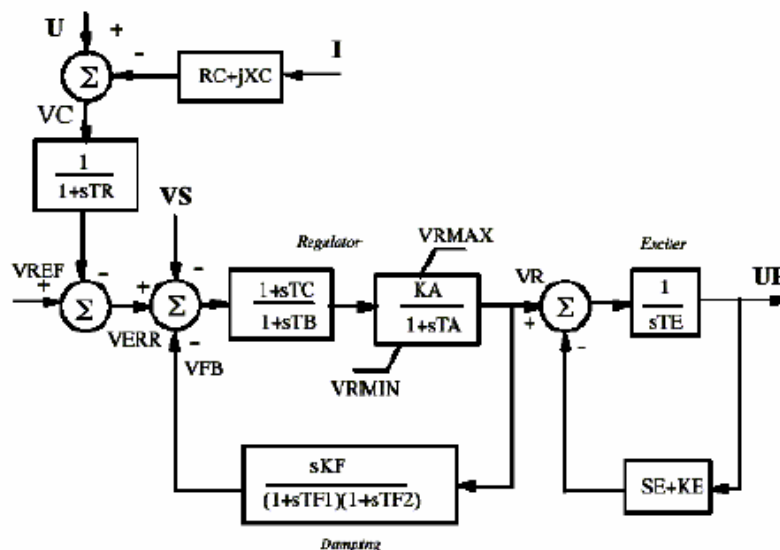
Ratings and parameters	Symbol/Unit	Value
Direct axis synchronous reactance	X_d [p.u.]	2,04
Direct axis transient reactance	X_d' [p.u.]	0,238
Direct axis subtransient reactance	X_d'' [p.u.]	0,143
Quadrature axis synchronous reactance	X_q [p.u.]	1,16
Quadrature axis subtransient reactance	X_q'' [p.u.]	0,137
Armature resistance (°C)	r_a [p.u.]	0,00219
Leakage reactance	X_l [p.u.]	0,130
Direct axis open-circuit transient time constant	T_{d0}' [s]	2,38
Direct axis open-circuit subtransient time constant	T_{d0}'' [s]	0,0117
Quadrature axis open-circuit subtransient time constant	T_{q0}'' [s]	0,11
Direct-axis air-gap flux at which the saturation factor SE1D is given	V1D [p.u.]	1,0
Direct-axis air-gap flux at which the saturation factor SE2D is given	V2D [p.u.]	
The saturation factor at the direct-axis air-gap flux V1D	SE1D [p.u.]	0,1
The saturation factor at the direct-axis air-gap flux V2D	SE2D [p.u.]	0,3
Inertia constant	H [s]	0,3504

Tabell V2.4 Antatte dynamiske data for asynkrongenerator

Ratings and parameters	Symbol/Unit	Value
Stator resistance	R_1 [p.u.]	0,00619
Stator leakage reactance	X_{1s} [p.u.]	0,135952
Rotor leakage reactance	X_{2s} [p.u.]	0,112143
Magnetising reactance	X_M [p.u.]	3,904762
Magnetising resistance	R_M [p.u.]	0,088095
Rotor resistance	R_2 [pu]	0,02
Inertia constant	H [s]	6,3

V2.4 Data for automatisk spenningsregulator for synkrongeneratorene

Spenningsregulatormodellen for synkrongeneratorene som er benyttet i analysene representerer spenningsregulator med børsteløs magnetisering (type IEEE X2). Blokkskjema for denne modellen er vist i Figur V2.1. De benyttede parameterverdiene er gitt i Tabell V2.5.



Figur V2.1 Blokkskjema for automatisk spenningsregulator type IEEEX2.

Tabell V2.5 Antatte data for automatisk spenningsregulator

Parameter	Verdi
Active compensation degree, RC	0
Reactive compensation degree, XC	0
Voltage transducer filter time constant, TR	0,02 s
Regulator gain, KA	400,0
Regulator amplifier time constant, TA	0,02 s
Time constant, TB	0,0 s
Time constant, TC	0,0 s
Filter maximum limit, VRMAX	15,25 pu
Filter minimum limit, VRMIN	0,0 pu
Exciter constant, KE	1,0
Exciter time constant, TE	0,8 s
Regulator stabilising circuit gain, KF	0,03
Regulator stabilising circuit time const., TF1	1,0 s
Regulator stabilising circuit time const., TF2	0,8 s
Design characteristics for the quadratic saturation of the exciter, E1	5,65 pu
Design characteristics for the quadratic saturation of the exciter, SE1	2,44 pu
Design characteristics for the quadratic saturation of the exciter, E2	7,53 pu
Design characteristics for the quadratic saturation of the exciter, SE2	5,24 pu

V2.5 Antatte data for automatisk trinnkoplerregulator

Transformatoren (110/22 kV) i Øie er utstyrt med automatisk trinnkopler. Det er implementert en dynamisk modell av regulator for denne trinnkopleren (kalt TAPCH2RRRX i SIMPOW). Antatte data for denne regulatoren er gitt i Tabell V2.6.

Tabell V2.6 Antatte data for automatisk trinnkoplerregulator

Parameter	Verdi
Target voltage of tap changer, TVOL	22,2 kV
Upper end of dead band, DMAX	1,1 %
Lower end of dead band, DMIN	-1,1 %
Filter time constant for measured voltage, TT	0,05 s
Nominal voltage of first winding, UN1	22,0 kV
Nominal voltage of second winding, UN2	100,0 kV
Base power of transformer, SN	25 MVA
Tap step size	1,88 %
Number of available steps down, NN	8
Number of available steps up, NP	8
Time delay before first step, TD1	60,0 s
Time delay before next step, TD2	30,0 s
Time before order to step is executed, TMAN	1,0 s
Resistive voltage drop of voltage control, R	0,0 pu
Reactive voltage drop of voltage control, X	0,0 pu

Vedlegg 3

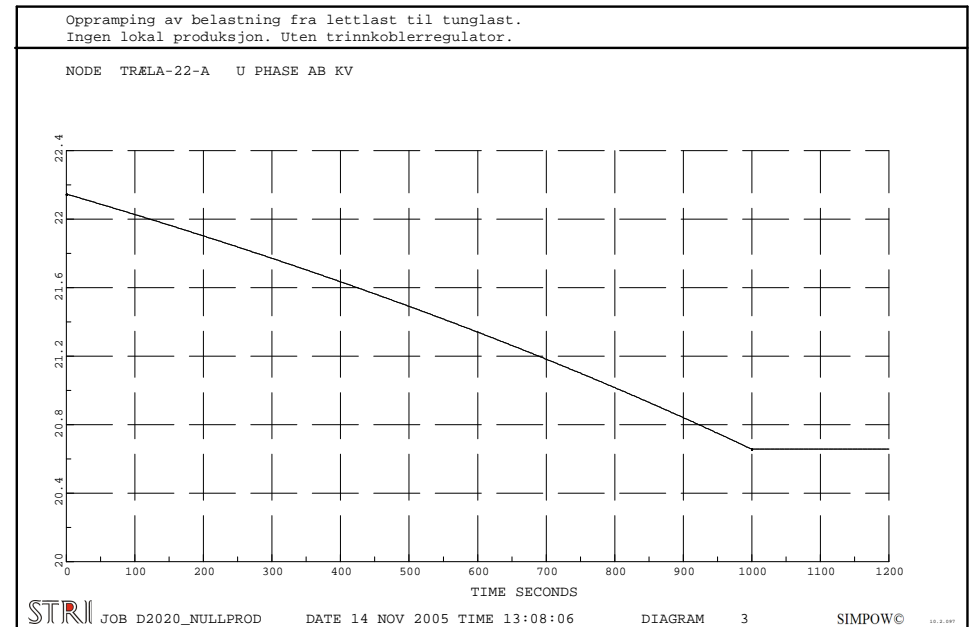
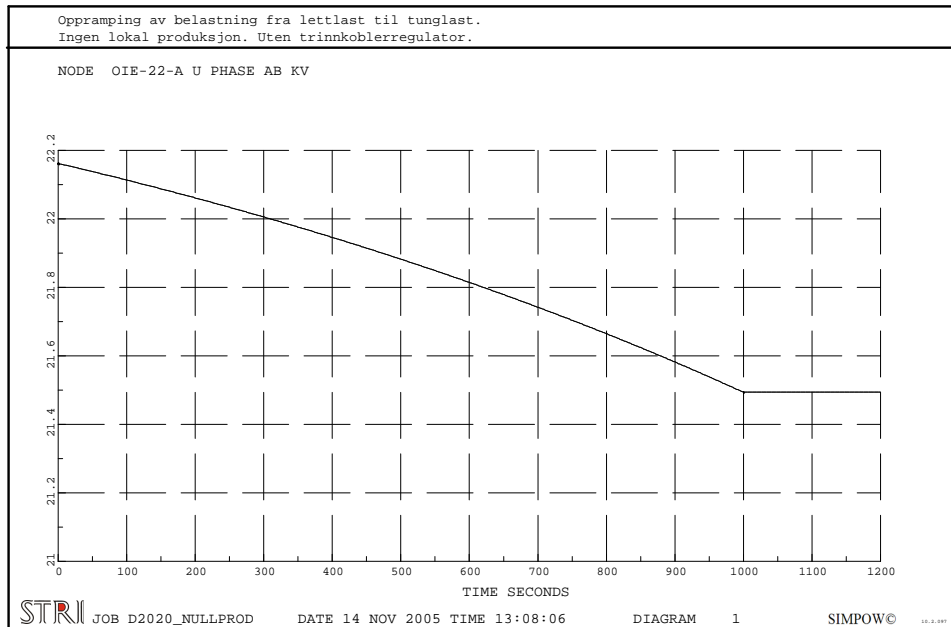
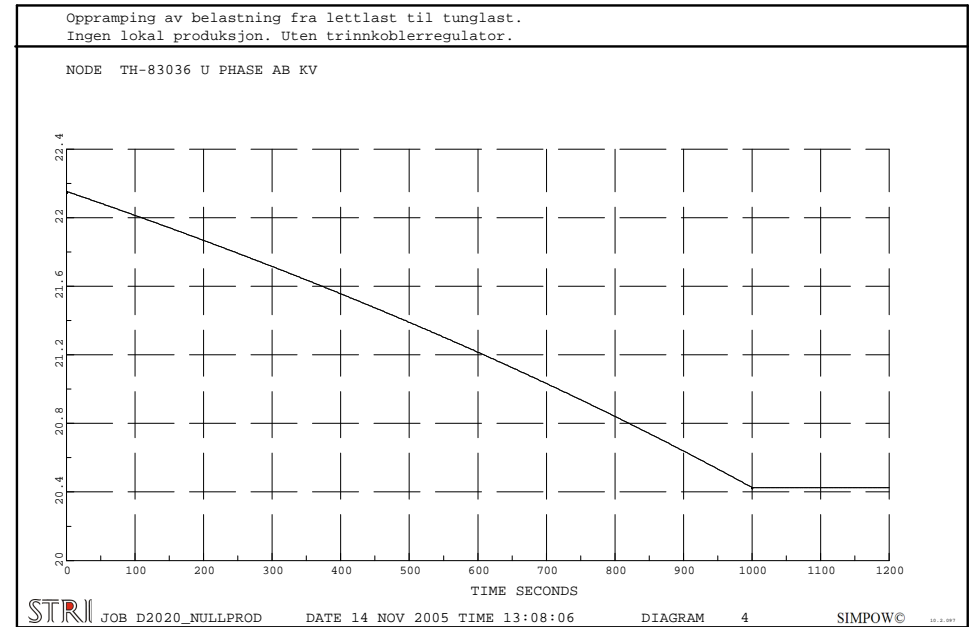
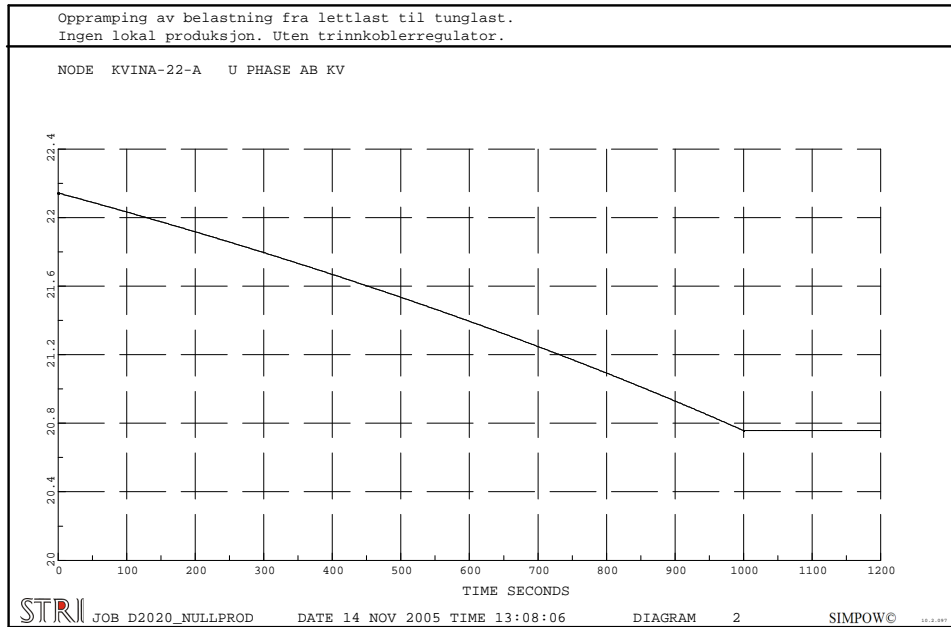
Beregningsresultater

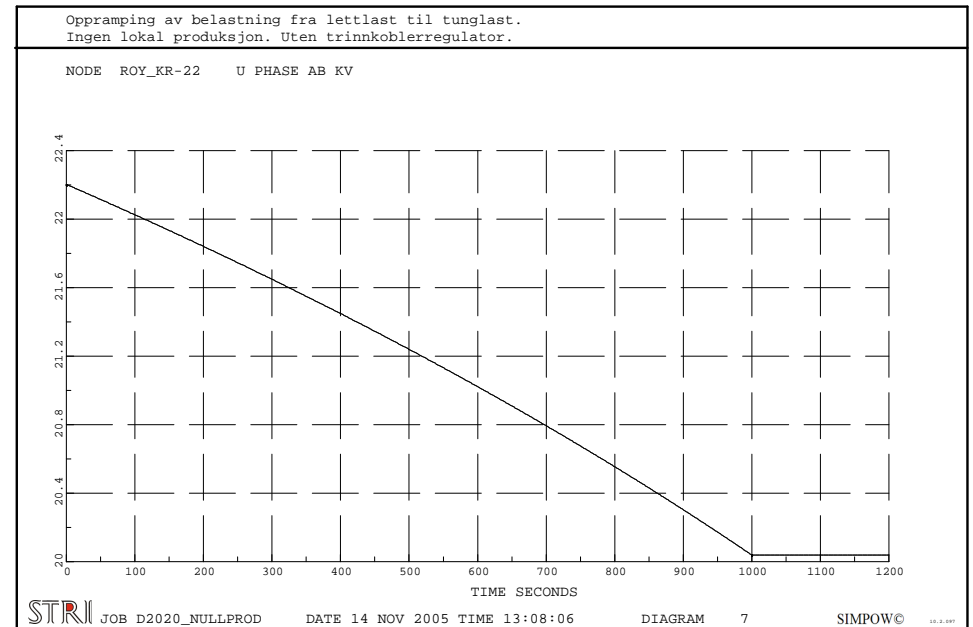
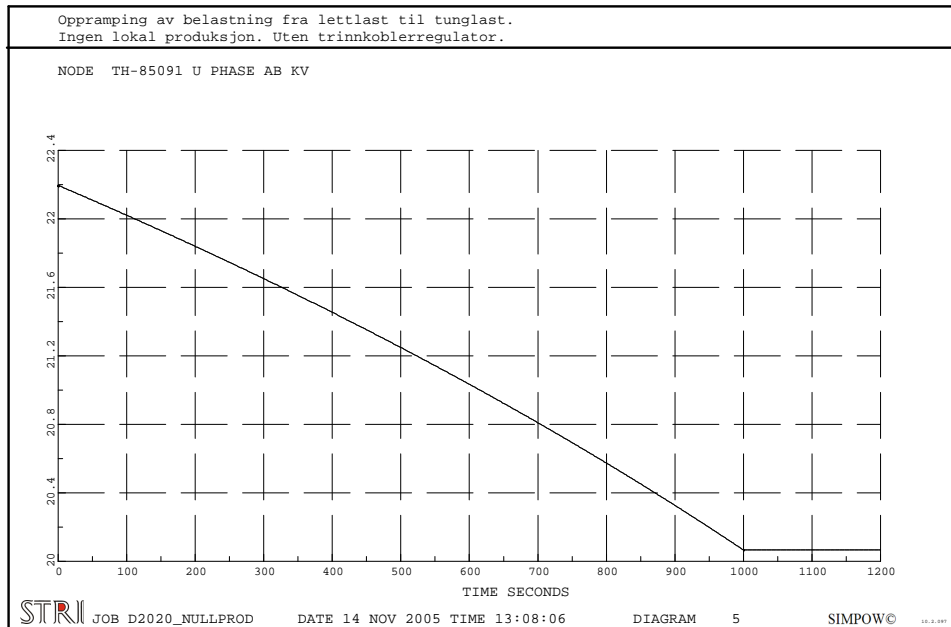
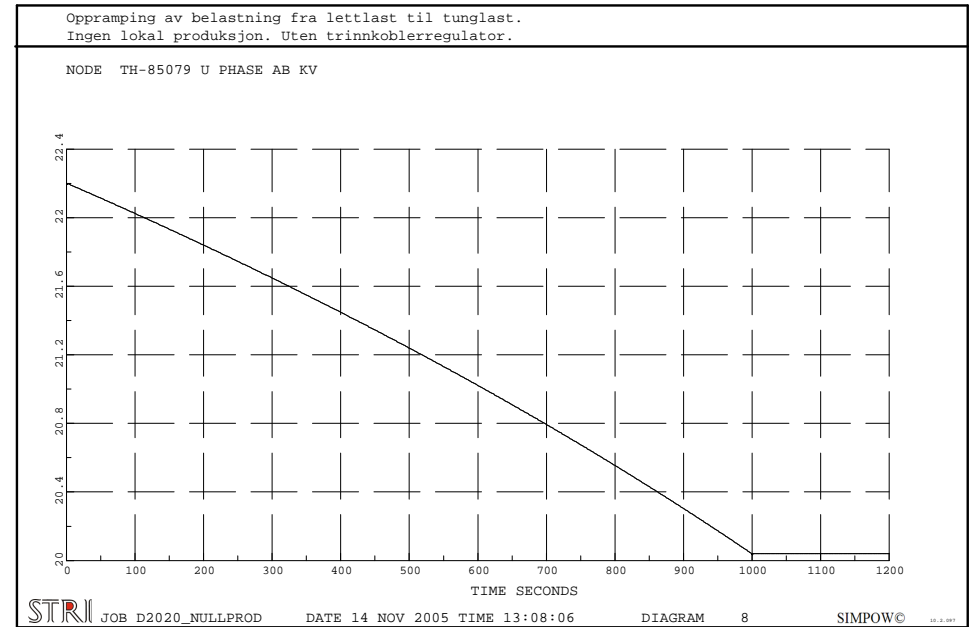
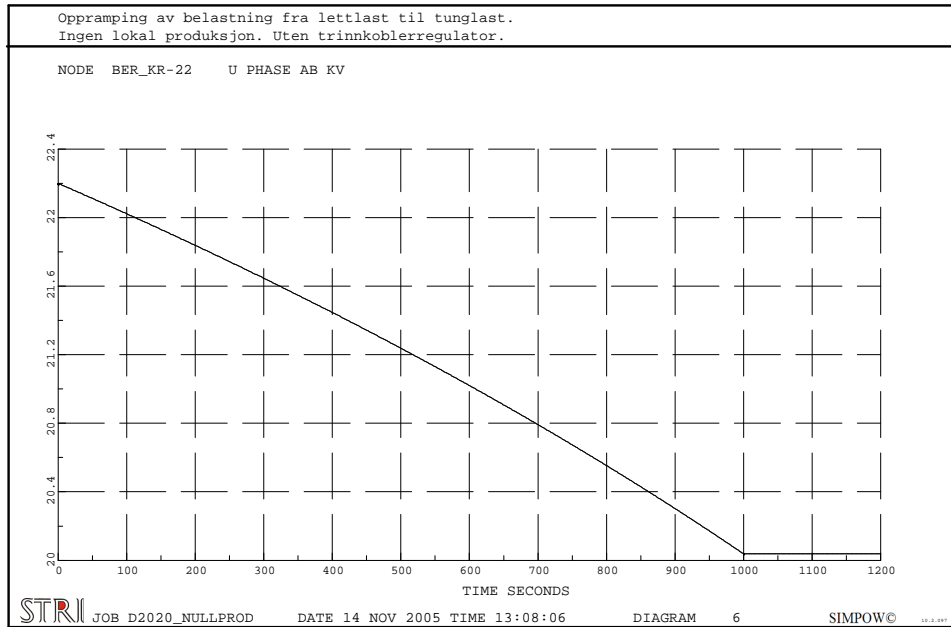
- **Tidsplott simuleringstilfelle DA_1**
- **Tidsplott simuleringstilfelle DA_2**
- **Tidsplott simuleringstilfelle DA_3**
- **Tidsplott simuleringstilfelle DA_4**
- **Tidsplott simuleringstilfelle DA_5**
- **Tidsplott simuleringstilfelle DA_6**

Simuleringstilfelle DA_1

- **Lineær oppramping av last fra lettlast til tunglast.**
- **Ingen produksjon i DG.**
- **Uten automatisk trinnkoplerregulator på 110/22 kV transformator i Øie.**
- **Settpunksverdi for trinnkopler på 110/22 kV transformator i Øie 22,2 kV.**

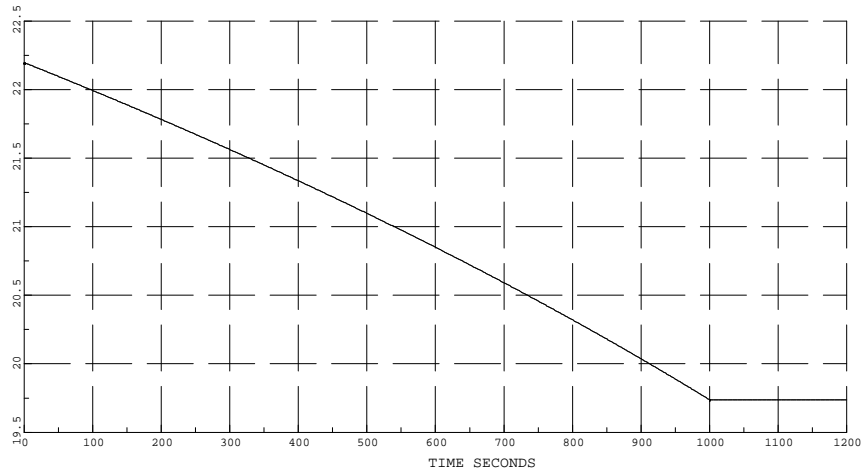
Diagram nr.			
1	Spenning [kV] i node OIE-22-A	22 kV node i Øie	
2	Spenning [kV] i node KVINA-22-A	22 kV node for kraftverk KVINKRG	
3	Spenning [kV] i node TRÆLA-22-A	22 kV node for kraftverk TRÆLAKRG	
4	Spenning [kV] i node TH-83036	22 kV node for kraftverk OKSKRG	
5	Spenning [kV] i node TH-85091	22 kV node 31,94 km fra Øie	
6	Spenning [kV] i node BER_KR-22	22 kV node for kraftverk BERKRG	
7	Spenning [kV] i node ROY_KR-22	22 kV node for kraftverk ROYKRG	
8	Spenning [kV] i node TH-85079	22 kV node for kraftverk EFTKRG	
9	Spenning [kV] i node HIS_KR-22	22 kV node for kraftverk HISKRG	
10	Spenning [kV] i node TH-85012	22 kV node i Knabeheia	
11	Aktiv effekt [MW] i OKSKRG	Produsert aktiv effekt i OKSKRG kraftverk	
12	Reaktiv effekt [Mvar] i OKSKRG	Produsert reaktiv effekt i OKSKRG kraftverk	
13	Aktiv effekt [MW] fra OIE-22-A til OIE-22-KV	Aktiv effekt fra Øie mot Kvinesdal	
14	Reaktiv effekt [Mvar] fra OIE-22-A til OIE-22-KV	Reaktiv effekt fra Øie mot Kvinesdal	





Oppramping av belastning fra lettlast til tunglast.
Ingen lokal produksjon. Uten trinnkoblerregulator.

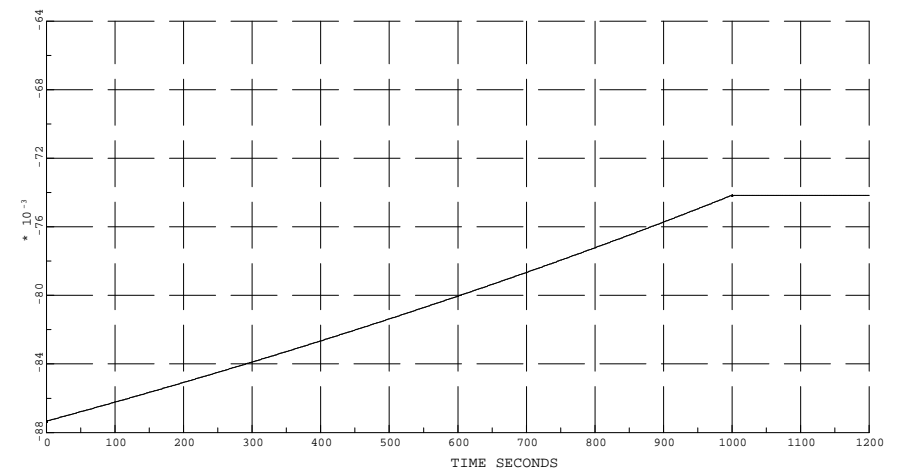
NODE TH-85012 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_NULLPROD DATE 14 NOV 2005 TIME 13:08:06 DIAGRAM 10 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av belastning fra lettlast til tunglast.
Ingen lokal produksjon. Uten trinnkoblerregulator.

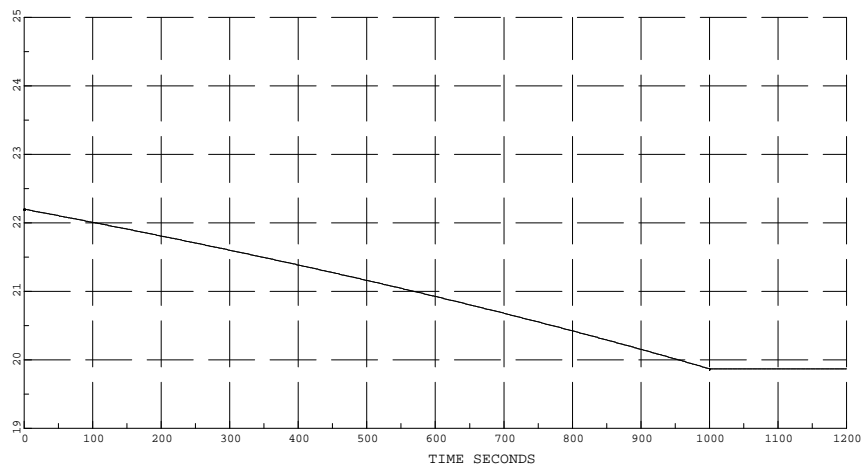
ASYNC OKSKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_NULLPROD DATE 14 NOV 2005 TIME 13:08:06 DIAGRAM 12 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av belastning fra lettlast til tunglast.
Ingen lokal produksjon. Uten trinnkoblerregulator.

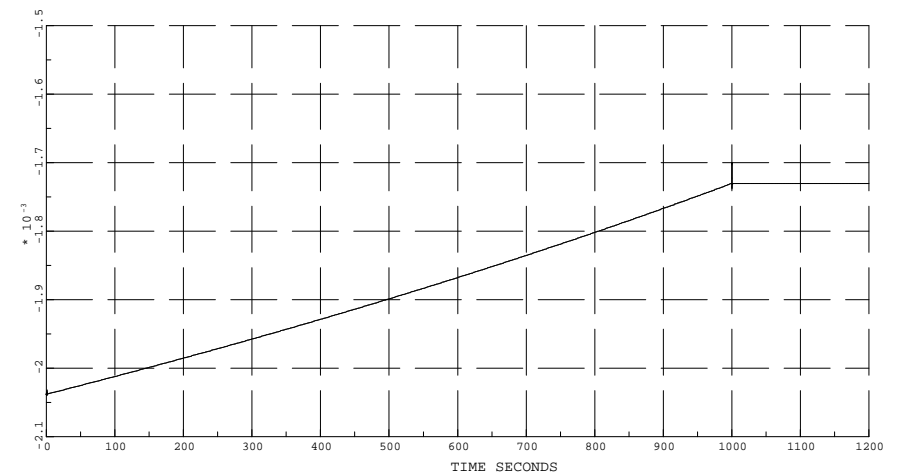
NODE HIS_KR-22 U PHASE AB KV



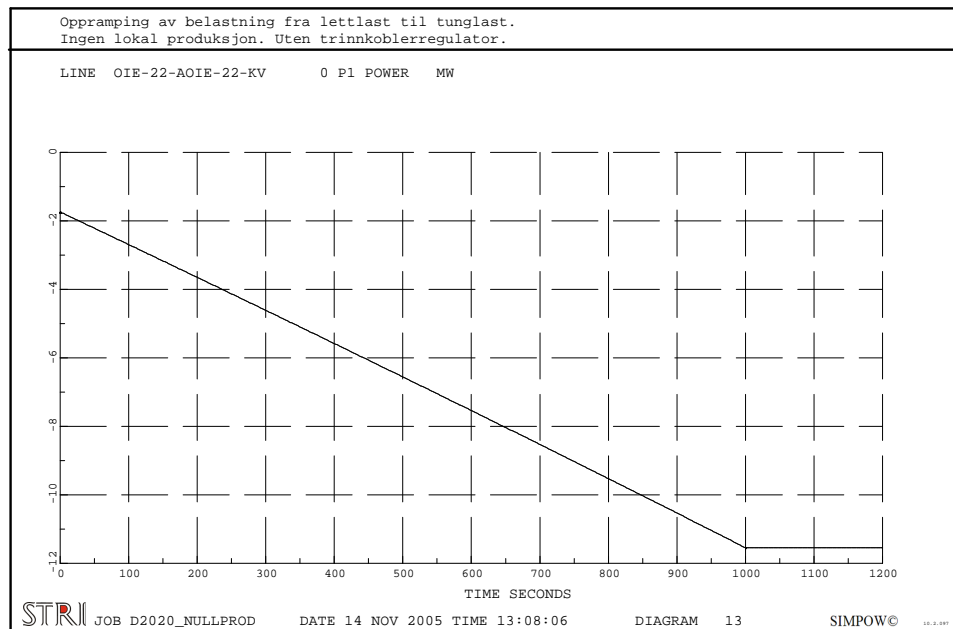
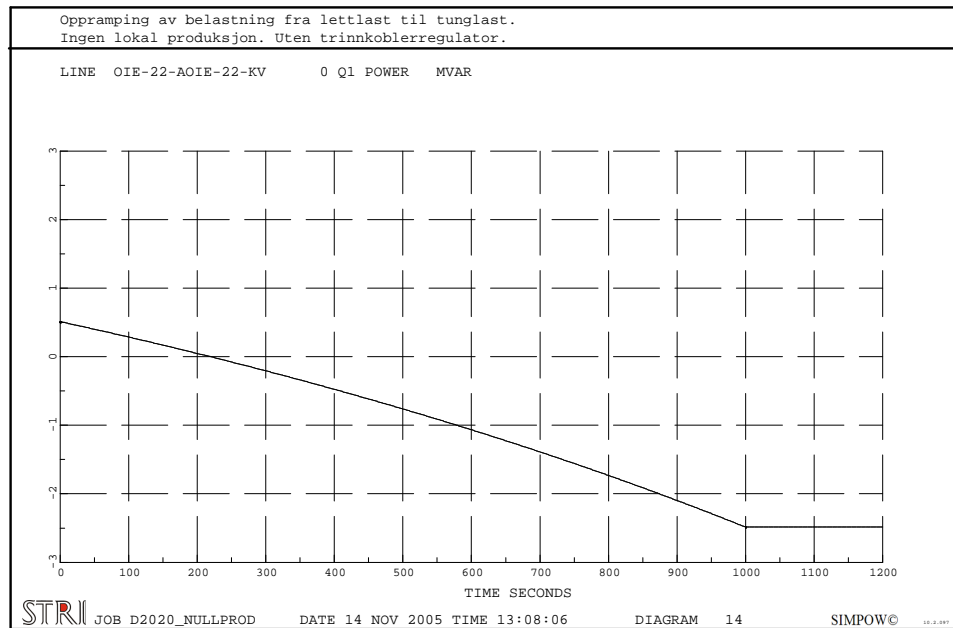
STRI JOB D2020_NULLPROD DATE 14 NOV 2005 TIME 13:08:06 DIAGRAM 9 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av belastning fra lettlast til tunglast.
Ingen lokal produksjon. Uten trinnkoblerregulator.

ASYNC OKSKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_NULLPROD DATE 14 NOV 2005 TIME 13:08:06 DIAGRAM 11 SIMPOW® 10.2.007



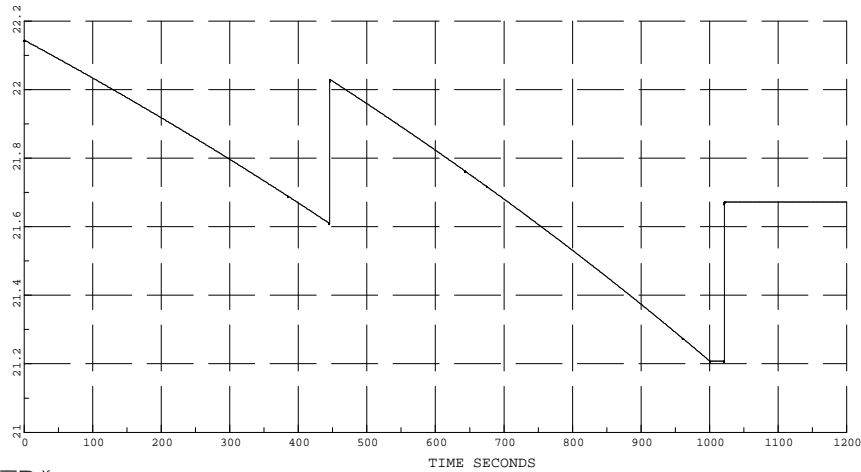
Simuleringstilfelle DA_2

- **Lineær oppramping av last fra lettlast til tunglast.**
- **Ingen produksjon i DG.**
- **Med automatisk trinnkoplerregulator på 110/22 kV transformator i Øie.**
- **Settpunksverdi for trinnkopler på 110/22 kV transformator i Øie 22,2 kV.**

Diagram nr.			
1	Spenning [kV] i node OIE-22-A	22 kV node i Øie	
2	Spenning [kV] i node KVINA-22-A	22 kV node for kraftverk KVINKRG	
3	Spenning [kV] i node TRÆLA-22-A	22 kV node for kraftverk TRÆLAKRG	
4	Spenning [kV] i node TH-83036	22 kV node for kraftverk OKSKRG	
5	Spenning [kV] i node TH-85091	22 kV node 31,94 km fra Øie	
6	Spenning [kV] i node BER_KR-22	22 kV node for kraftverk BERKRG	
7	Spenning [kV] i node ROY_KR-22	22 kV node for kraftverk ROYKRG	
8	Spenning [kV] i node TH-85079	22 kV node for kraftverk EFTKRG	
9	Spenning [kV] i node HIS_KR-22	22 kV node for kraftverk HISKRG	
10	Spenning [kV] i node TH-85012	22 kV node i Knabeheia	
11	Aktiv effekt [MW] i OKSKRG	Produsert aktiv effekt i OKSKRG kraftverk	
12	Reaktiv effekt [Mvar] i OKSKRG	Produsert reaktiv effekt i OKSKRG kraftverk	
13	Aktiv effekt [MW] fra OIE-22-A til OIE-22-KV	Aktiv effekt fra Øie mot Kvinesdal	
14	Reaktiv effekt [Mvar] fra OIE-22-A til OIE-22-KV	Reaktiv effekt fra Øie mot Kvinesdal	

Oppramping av belastning fra lettlast til tunglast.
Ingen lokal produksjon. Med trinnkoblerregulator.

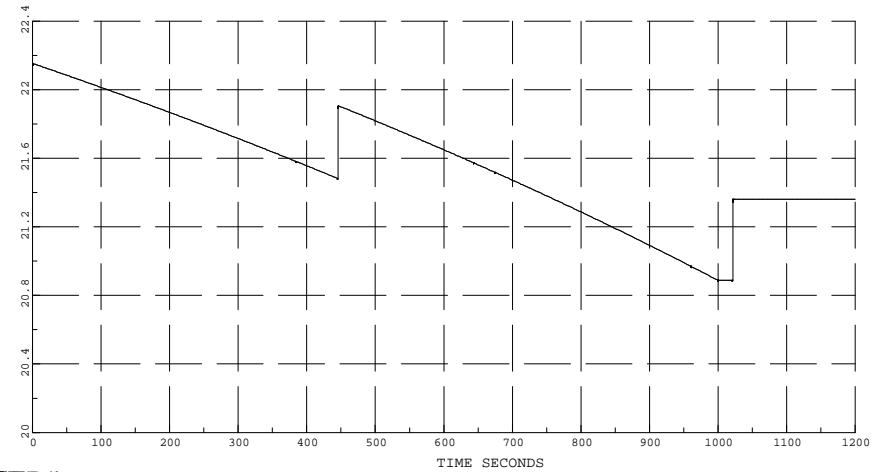
NODE KVINA-22-A U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_NULLPROD DATE 14 NOV 2005 TIME 13:14:42 DIAGRAM 2 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av belastning fra lettlast til tunglast.
Ingen lokal produksjon. Med trinnkoblerregulator.

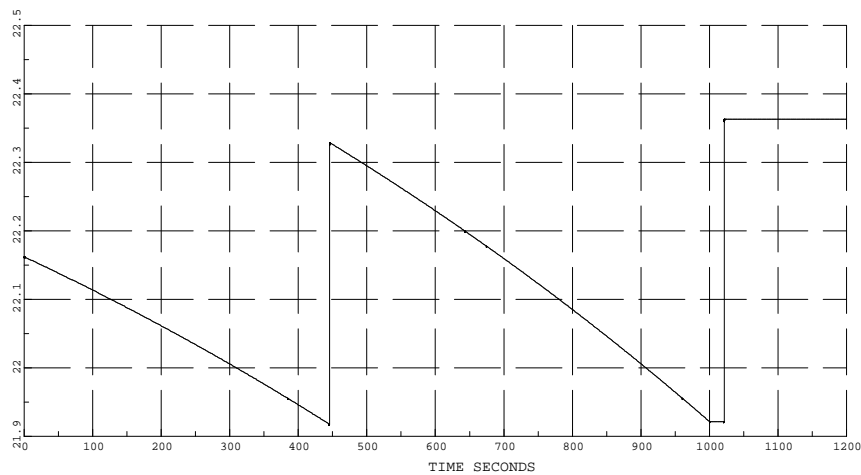
NODE TH-83036 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_NULLPROD DATE 14 NOV 2005 TIME 13:14:42 DIAGRAM 4 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av belastning fra lettlast til tunglast.
Ingen lokal produksjon. Med trinnkoblerregulator.

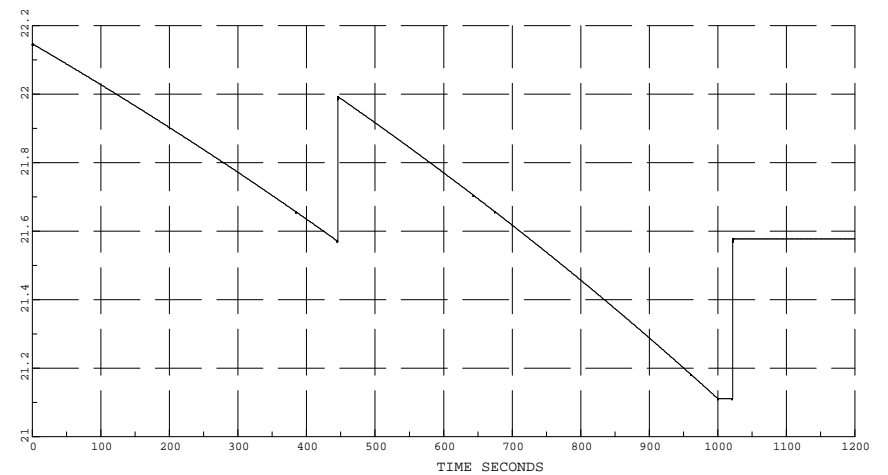
NODE OIE-22-A U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_NULLPROD DATE 14 NOV 2005 TIME 13:14:42 DIAGRAM 1 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av belastning fra lettlast til tunglast.
Ingen lokal produksjon. Med trinnkoblerregulator.

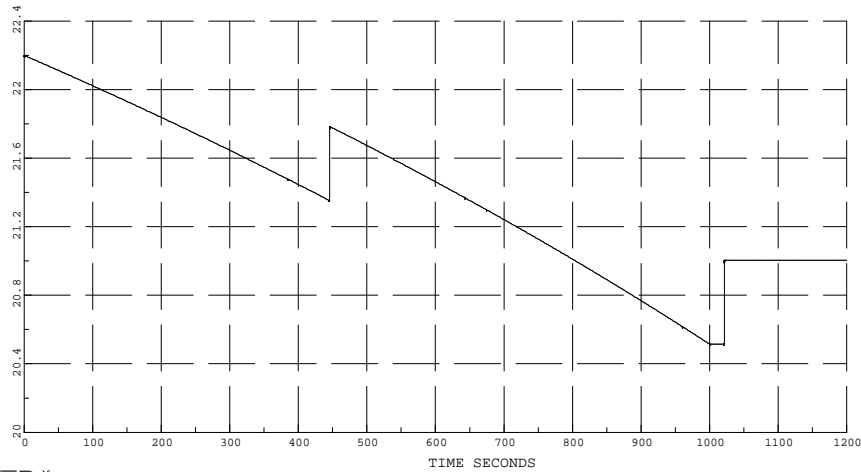
NODE TRÆLA-22-A U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_NULLPROD DATE 14 NOV 2005 TIME 13:14:42 DIAGRAM 3 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av belastning fra lettlast til tunglast.
Ingen lokal produksjon. Med trinnkoblerregulator.

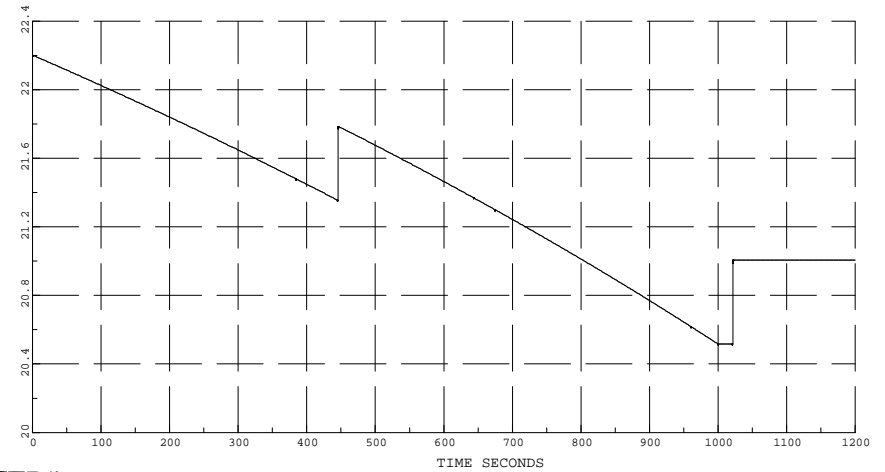
NODE BER_KR-22 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_NULLPROD DATE 14 NOV 2005 TIME 13:14:42 DIAGRAM 6 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av belastning fra lettlast til tunglast.
Ingen lokal produksjon. Med trinnkoblerregulator.

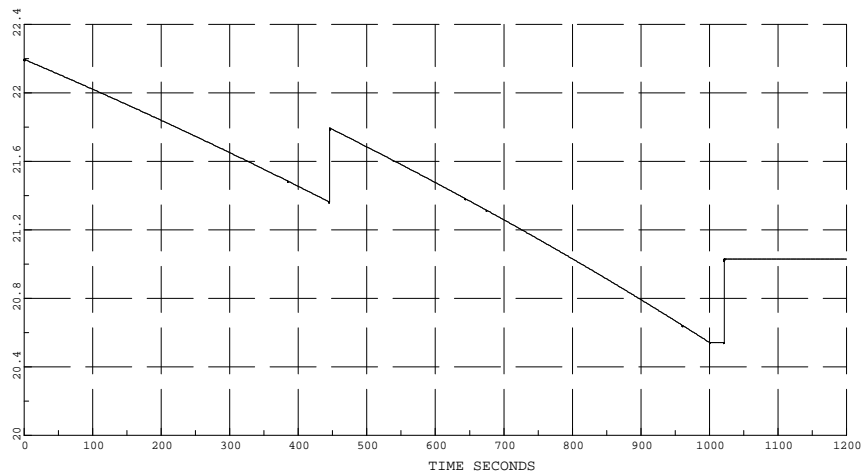
NODE TH-85079 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_NULLPROD DATE 14 NOV 2005 TIME 13:14:42 DIAGRAM 8 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av belastning fra lettlast til tunglast.
Ingen lokal produksjon. Med trinnkoblerregulator.

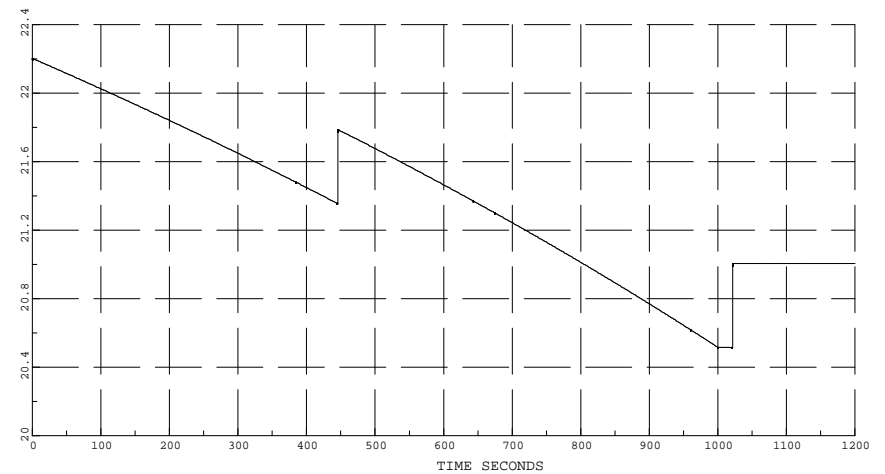
NODE TH-85091 U PHASE AB KV



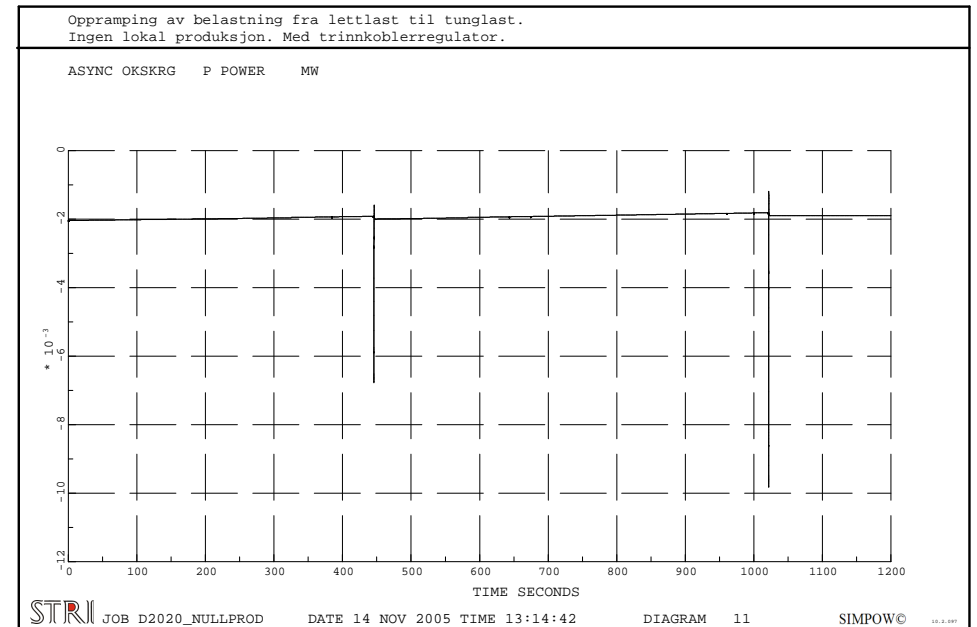
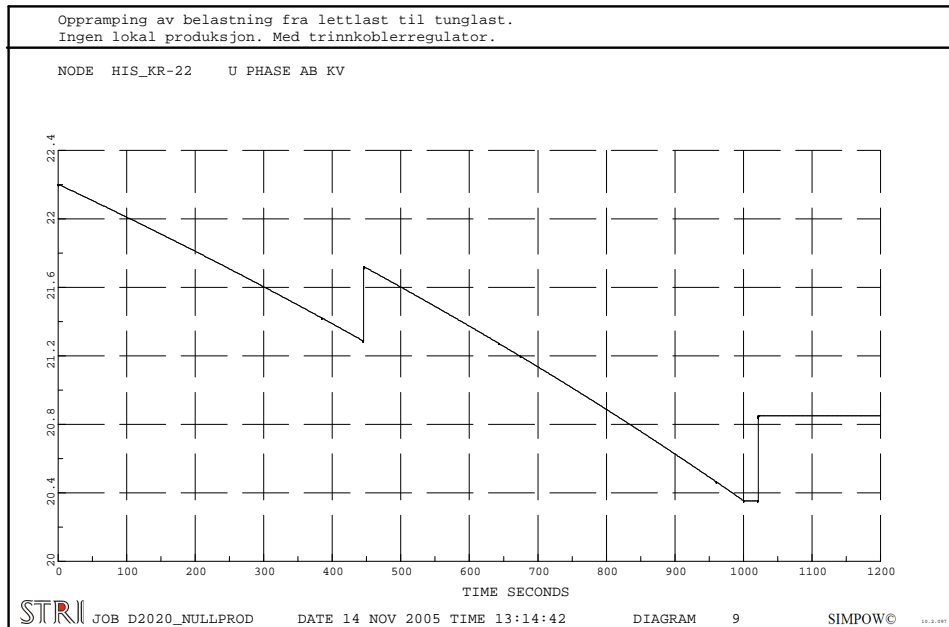
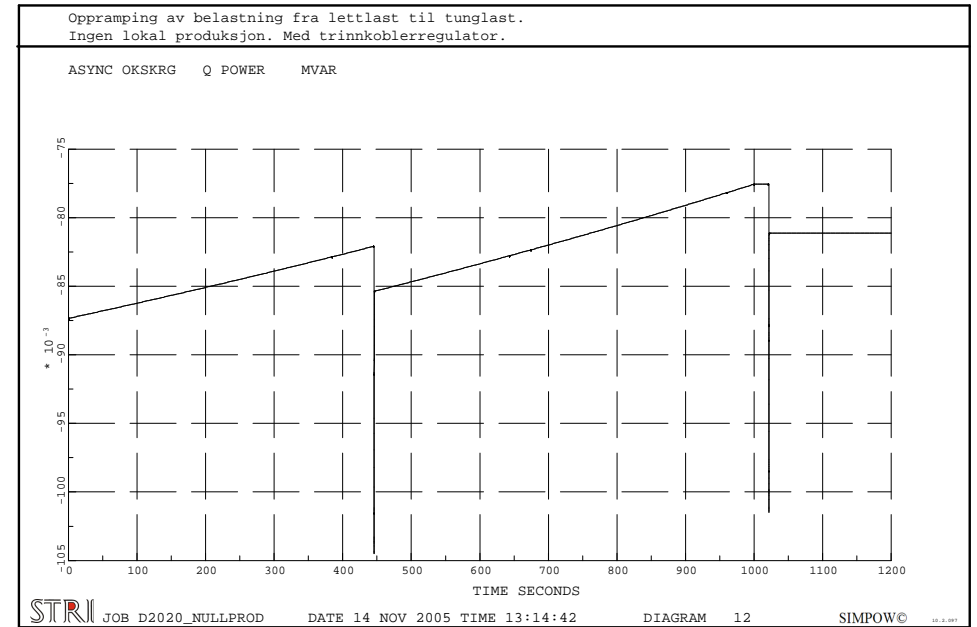
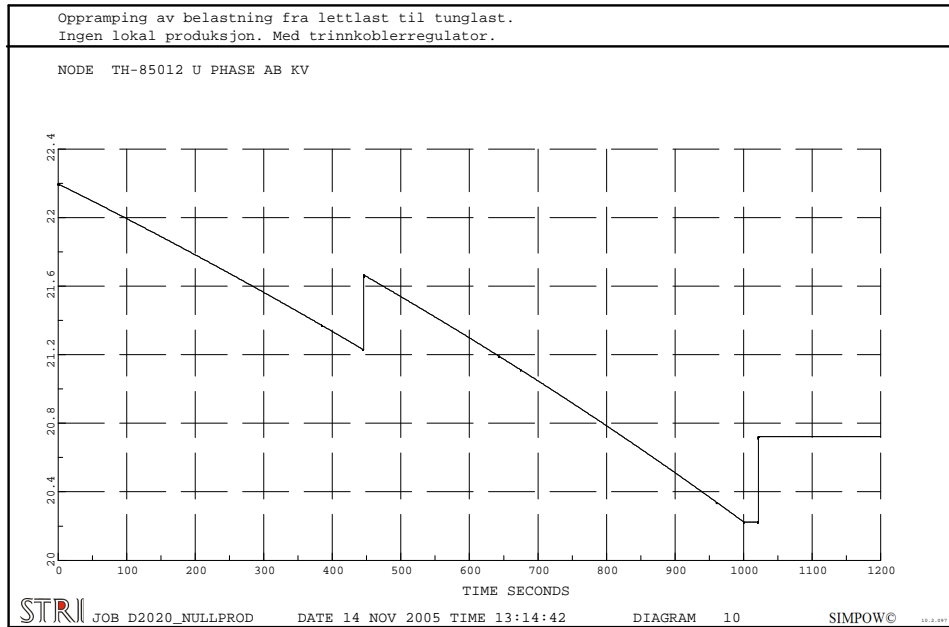
STRI JOB D2020_NULLPROD DATE 14 NOV 2005 TIME 13:14:42 DIAGRAM 5 SIMPOW® 10.2.007

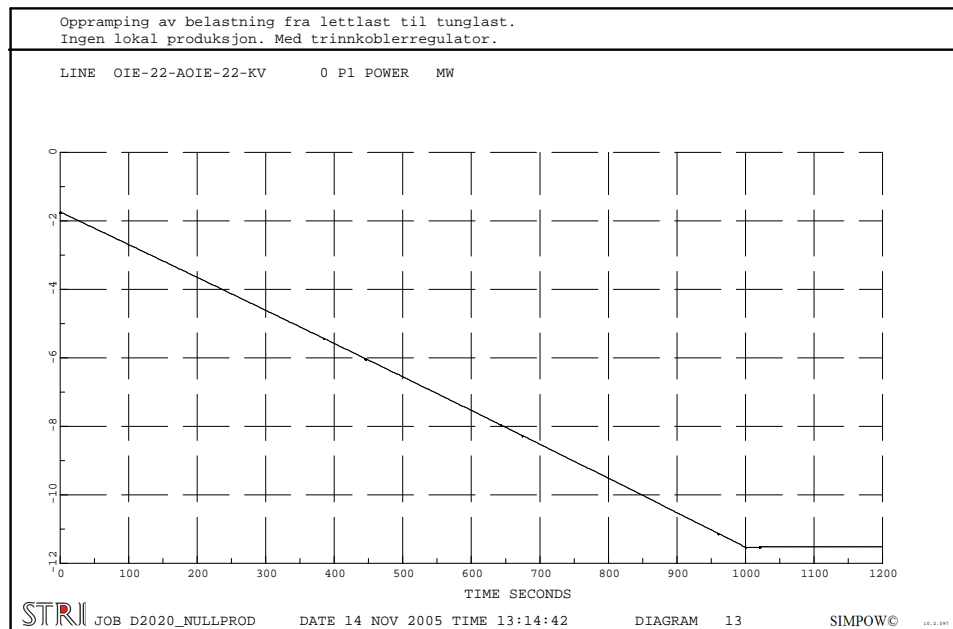
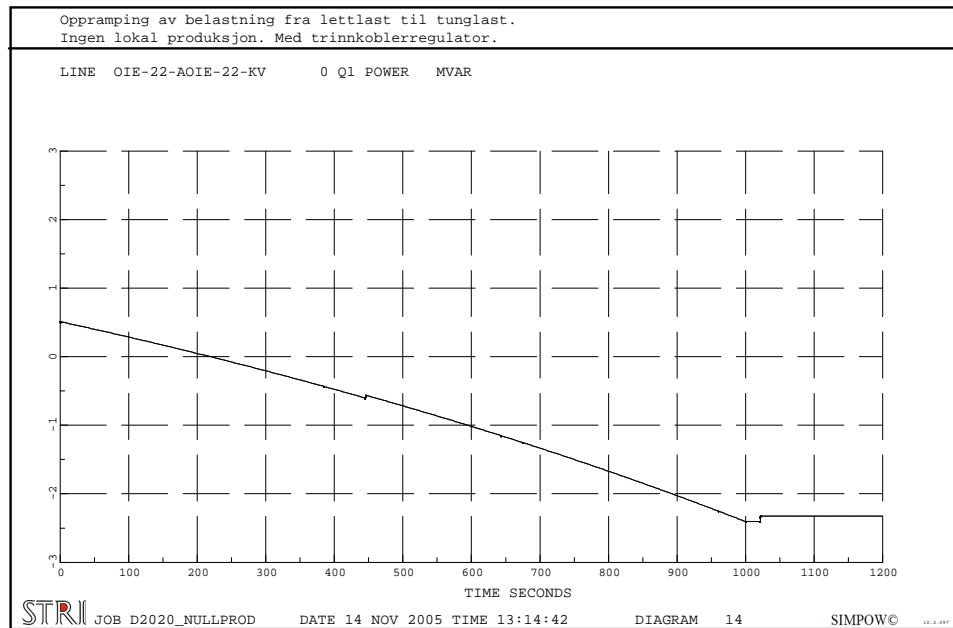
Oppramping av belastning fra lettlast til tunglast.
Ingen lokal produksjon. Med trinnkoblerregulator.

NODE ROY_KR-22 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_NULLPROD DATE 14 NOV 2005 TIME 13:14:42 DIAGRAM 7 SIMPOW® 10.2.007





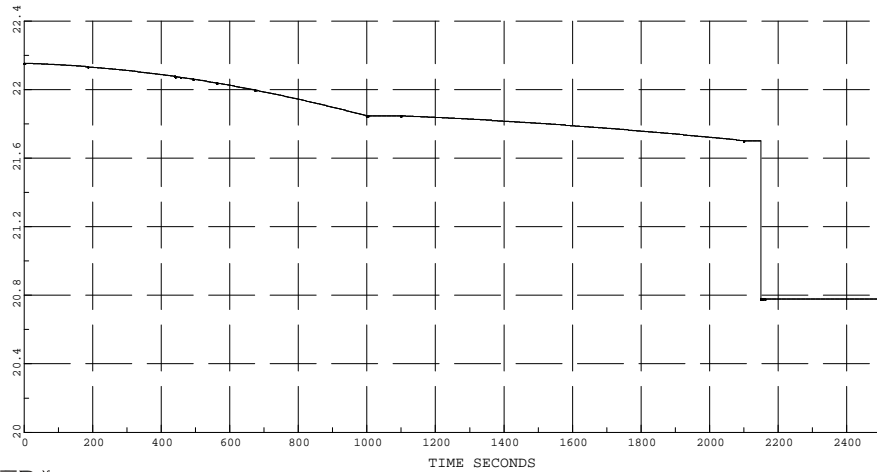
Simuleringstilfelle DA_3

- **Lineær oppramping av produksjon i DG fra null til full produksjon.**
- **Deretter lineær oppramping av last fra lettlast til tunglast.**
- **Uten automatisk trinnkoplerregulator på 110/22 kV transformator i Øie.**
- **Settpunksverdi for trinnkopler på 110/22 kV transformator i Øie 22,2 kV.**

Diagram nr.			
1	Spenning [kV] i node OIE-22-A	22 kV node i Øie	
2	Spenning [kV] i node KVINA-22-A	22 kV node for kraftverk KVINKRG	
3	Spenning [kV] i node TRÆLA-22-A	22 kV node for kraftverk TRÆLAKRG	
4	Spenning [kV] i node TH-83036	22 kV node for kraftverk OKSKRG	
5	Spenning [kV] i node TH-85091	22 kV node 31,94 km fra Øie	
6	Spenning [kV] i node BER_KR-22	22 kV node for kraftverk BERKRG	
7	Spenning [kV] i node ROY_KR-22	22 kV node for kraftverk ROYKRG	
8	Spenning [kV] i node TH-85079	22 kV node for kraftverk EFTKRG	
9	Spenning [kV] i node HIS_KR-22	22 kV node for kraftverk HISKRG	
10	Spenning [kV] i node TH-85012	22 kV node i Knabeheia	
11	Aktiv effekt [MW] i BERKRG	Produsert aktiv effekt i BERKRG kraftverk	
12	Aktiv effekt [MW] i EFTKRG	Produsert aktiv effekt i EFTKRG kraftverk	
13	Aktiv effekt [MW] i HISKRG	Produsert aktiv effekt i HISKRG kraftverk	
14	Aktiv effekt [MW] i KVINKRG	Produsert aktiv effekt i KVINKRG kraftverk	
15	Aktiv effekt [MW] i ROYKRG1	Produsert aktiv effekt i ROYKRG1 kraftverk	
16	Aktiv effekt [MW] i ROYKRG2	Produsert aktiv effekt i ROYKRG2 kraftverk	
17	Aktiv effekt [MW] i TRÆLAKRG	Produsert aktiv effekt i TRÆLAKRG kraftverk	
18	Aktiv effekt [MW] i OKSKRG	Produsert aktiv effekt i OKSKRG kraftverk	
19	Reaktiv effekt [Mvar] i BERKRG	Produsert reaktiv effekt i BERKRG kraftverk	
20	Reaktiv effekt [Mvar] i EFTKRG	Produsert reaktiv effekt i EFTKRG kraftverk	
21	Reaktiv effekt [Mvar] i HISKRG	Produsert reaktiv effekt i HISKRG kraftverk	
22	Reaktiv effekt [Mvar] i KVINKRG	Produsert reaktiv effekt i KVINKRG kraftverk	
23	Reaktiv effekt [Mvar] i ROYKRG1	Produsert reaktiv effekt i ROYKRG1 kraftverk	
24	Reaktiv effekt [Mvar] i ROYKRG2	Produsert reaktiv effekt i ROYKRG2 kraftverk	
25	Reaktiv effekt [Mvar] i TRÆLAKRG	Produsert reaktiv effekt i TRÆLAKRG kraftverk	
26	Reaktiv effekt [Mvar] i OKSKRG	Produsert reaktiv effekt i OKSKRG kraftverk	
27	Aktiv effekt [MW] fra OIE-22-A til OIE-22-KV	Aktiv effekt fra Øie mot Kvinesdal	
28	Reaktiv effekt [Mvar] fra OIE-22-A til OIE-22-KV	Reaktiv effekt fra Øie mot Kvinesdal	

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

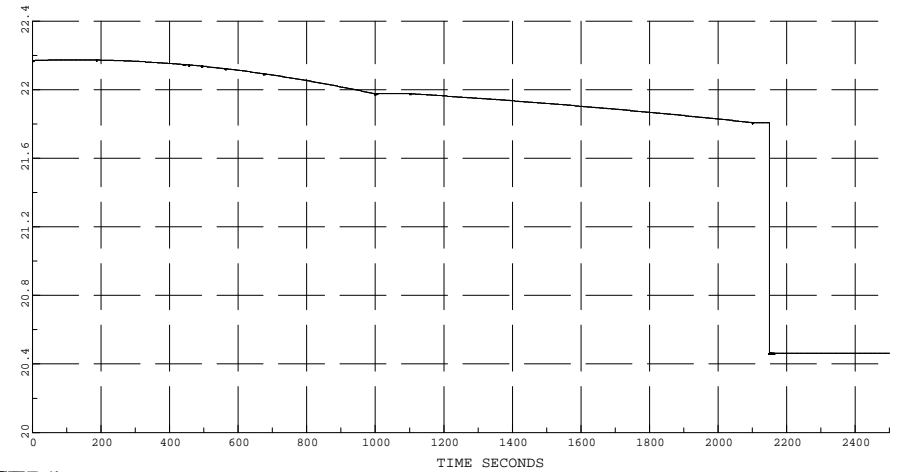
NODE KVINA-22-A U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 2 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

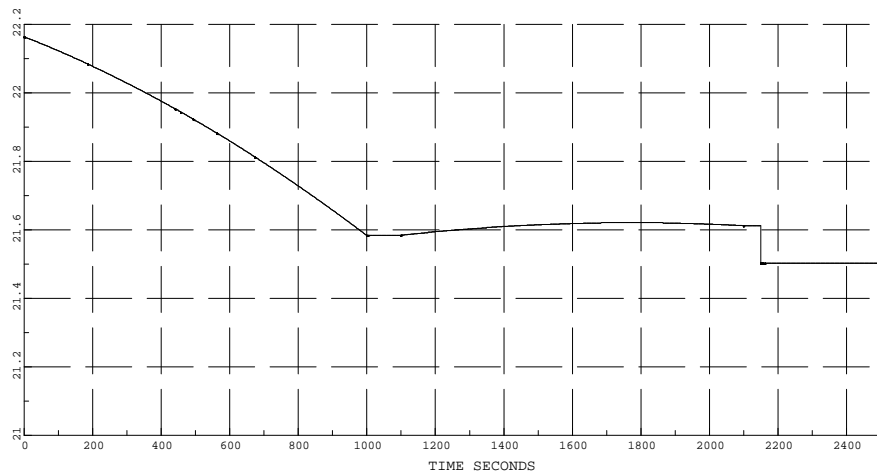
NODE TH-83036 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 4 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

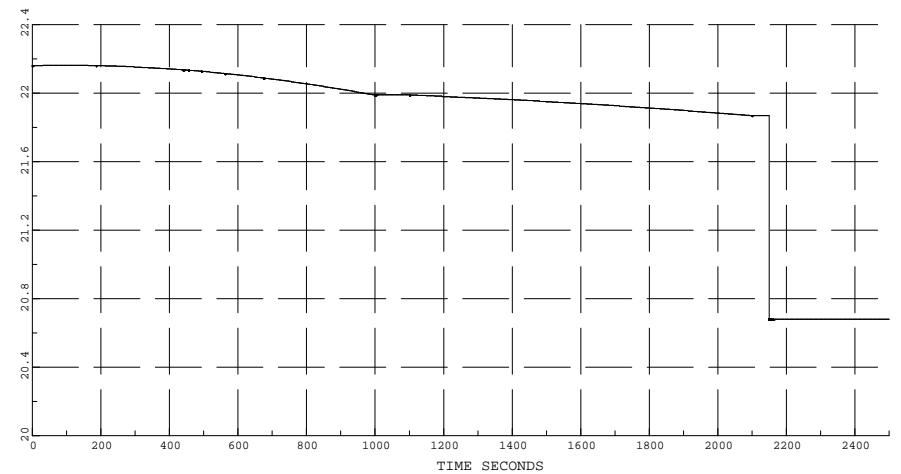
NODE OIE-22-A U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 1 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

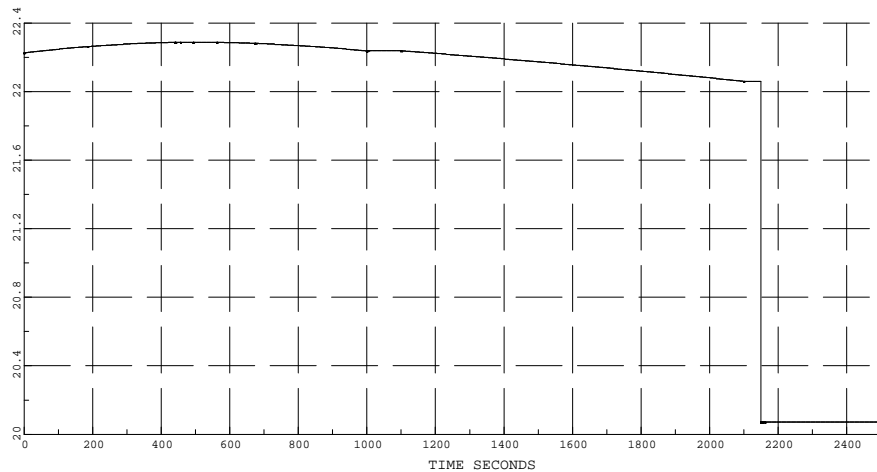
NODE TRÆLA-22-A U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 3 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

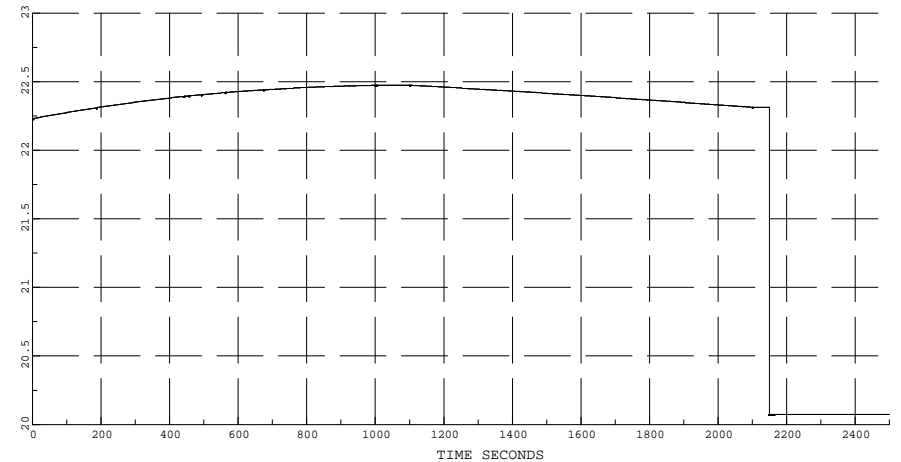
NODE BER_KR-22 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 6 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

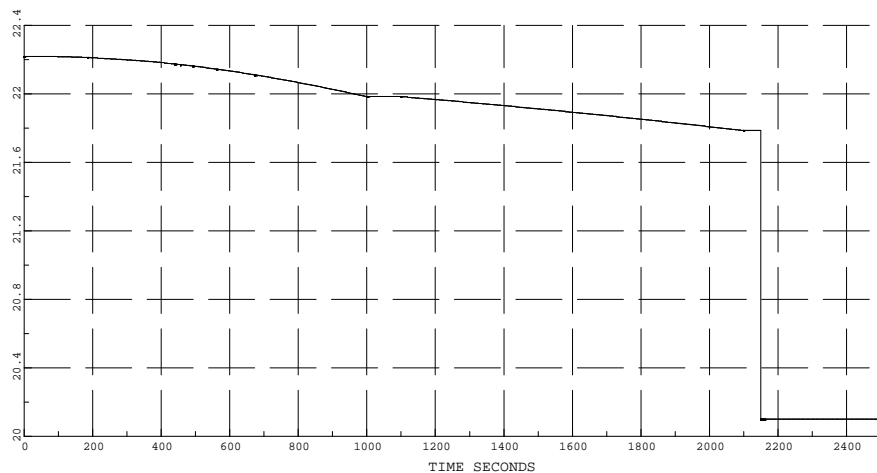
NODE TH-85079 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 8 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

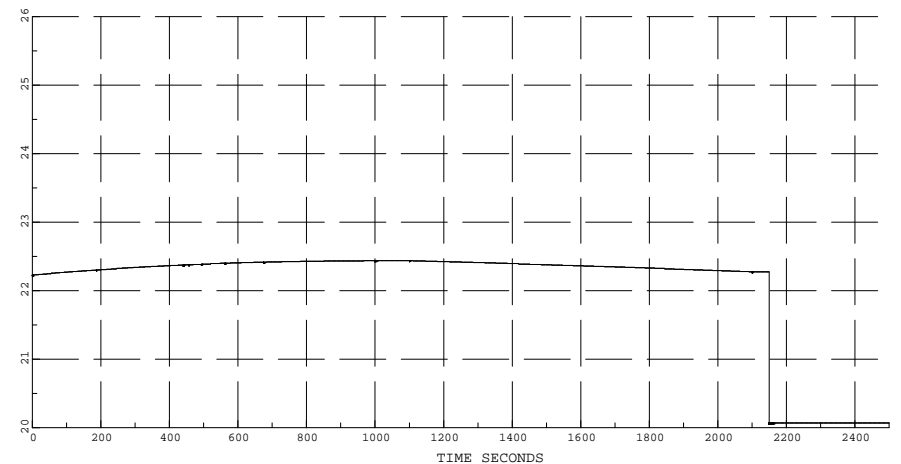
NODE TH-85091 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 5 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

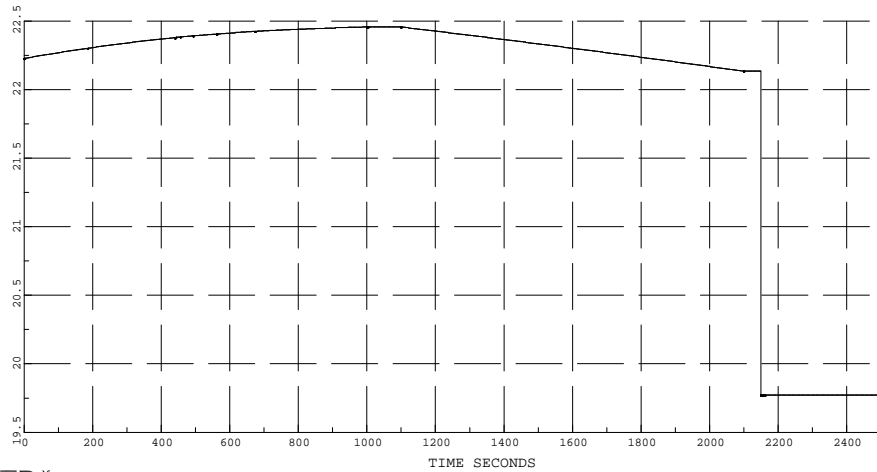
NODE ROY_KR-22 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 7 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

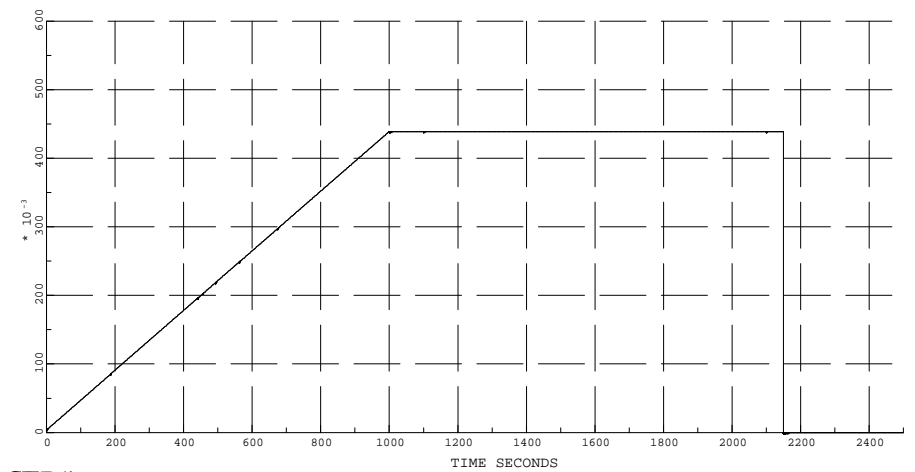
NODE TH-85012 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 10 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

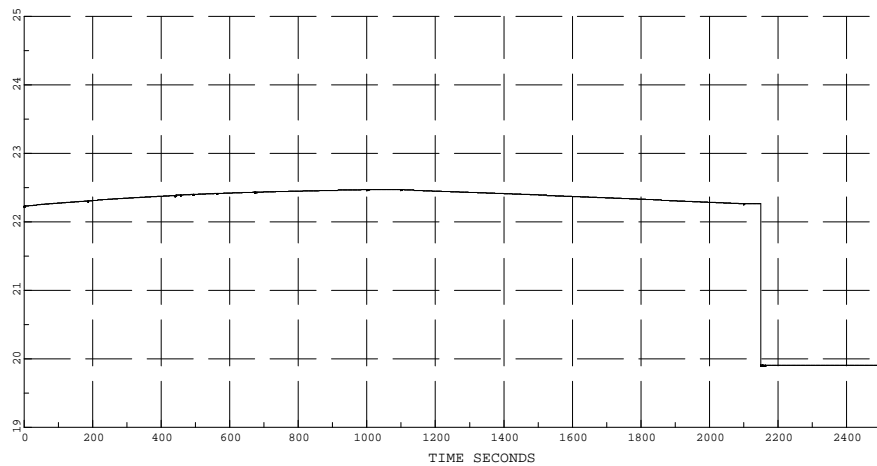
SYNC EFTKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 12 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

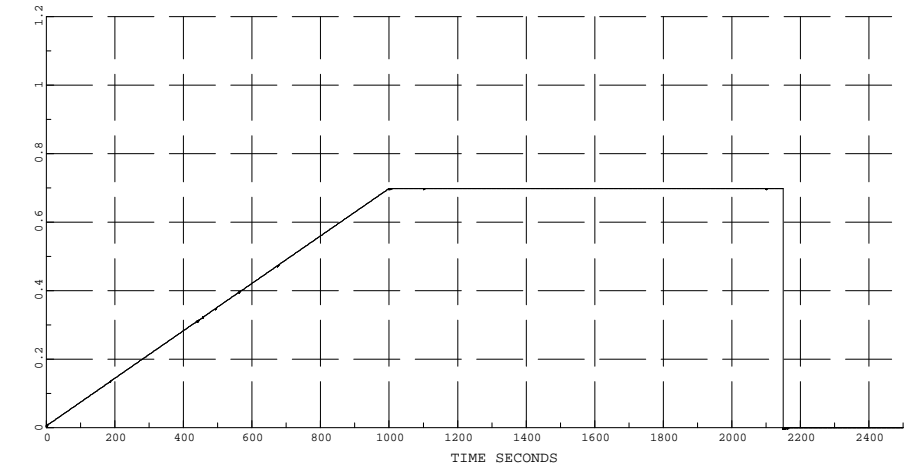
NODE HIS_KR-22 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 9 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

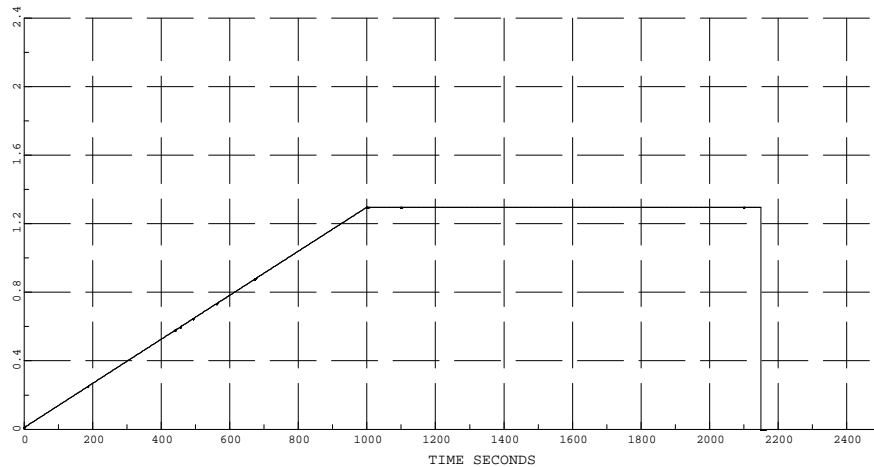
SYNC BERKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 11 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

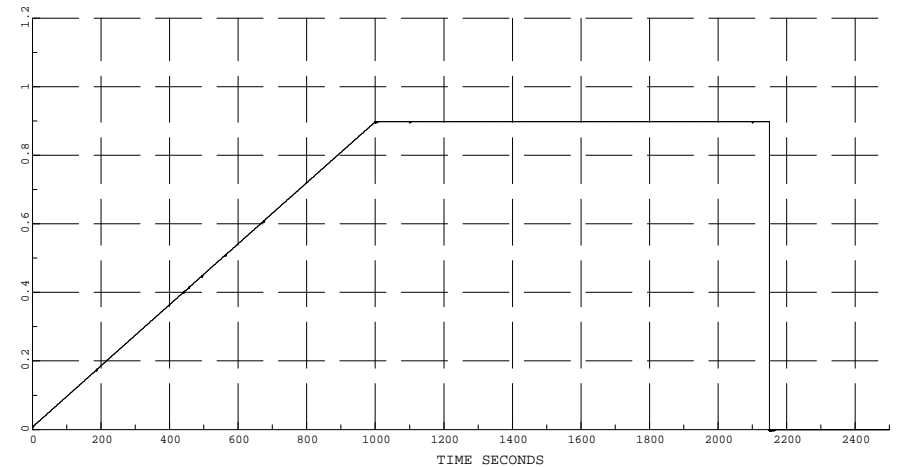
SYNC KVINKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 14 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

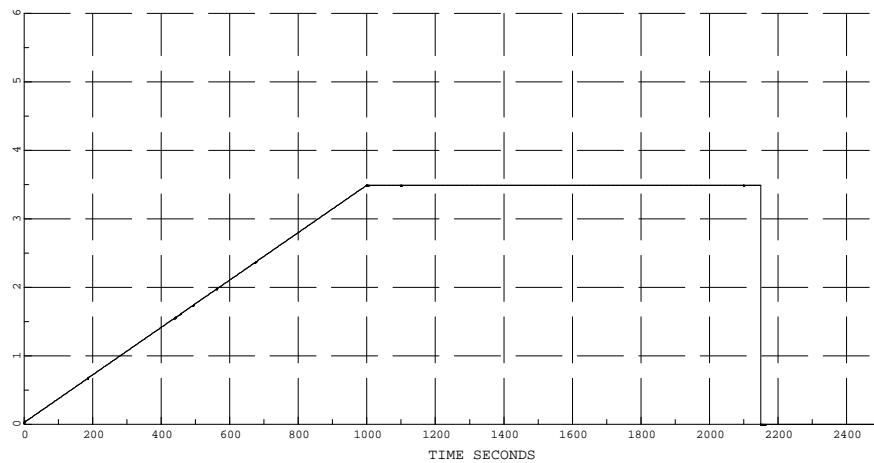
SYNC ROYKRG2 P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 16 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

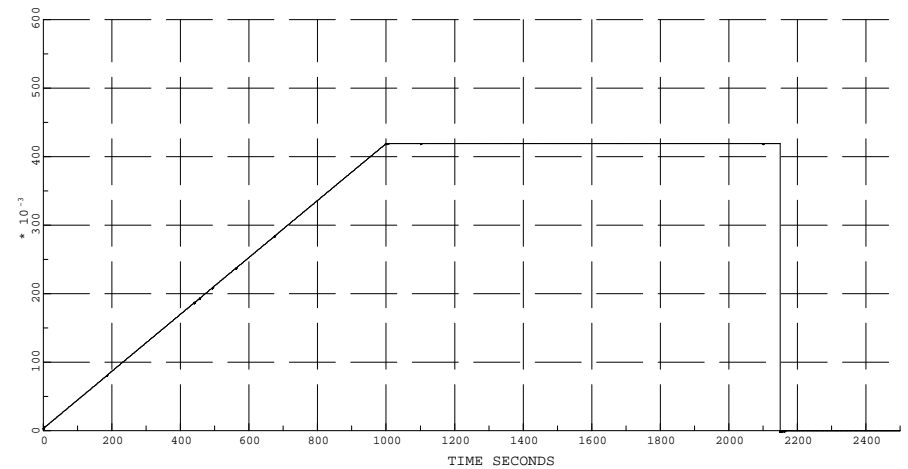
SYNC HISKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 13 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

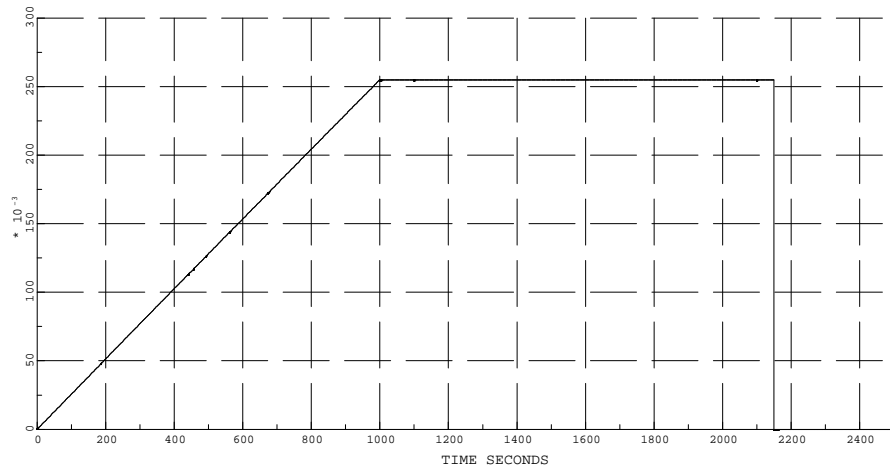
SYNC ROYKRG1 P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 15 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

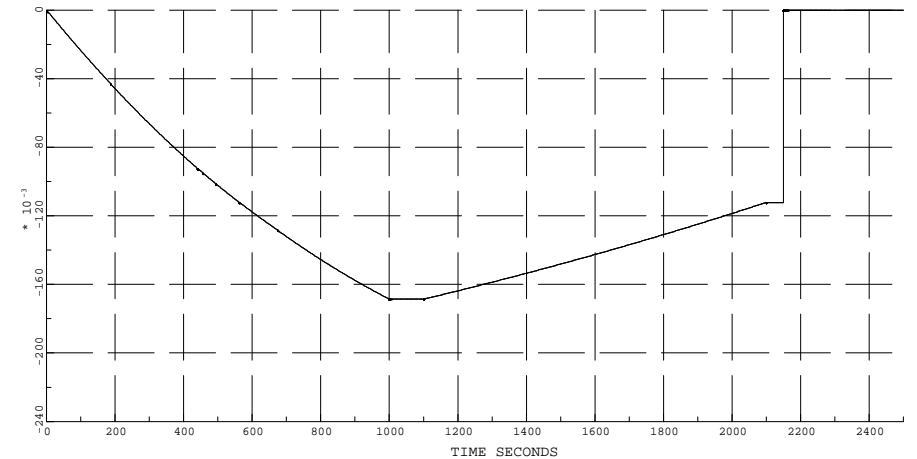
ASYNK OKSKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 18 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

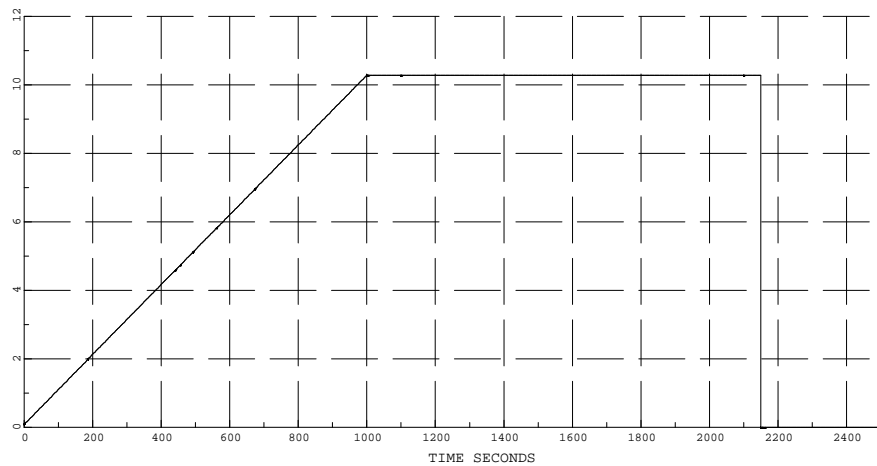
SYNCR EFTKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 20 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

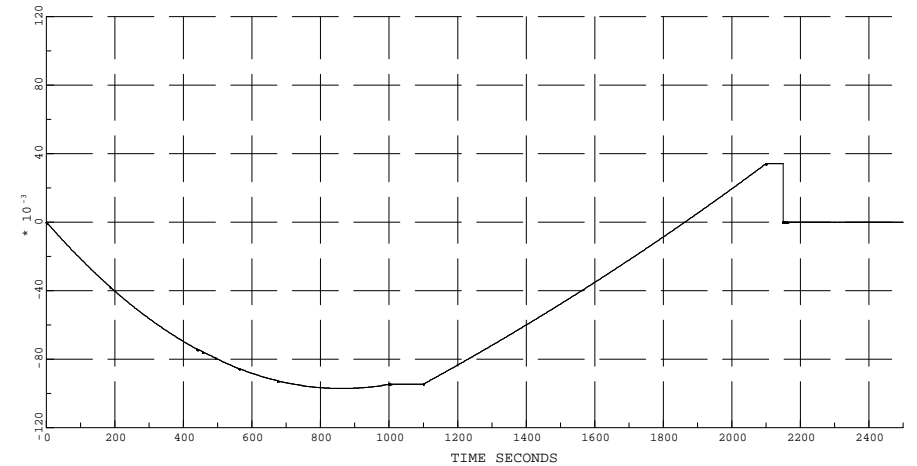
SYNCR TRÆLAKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 17 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

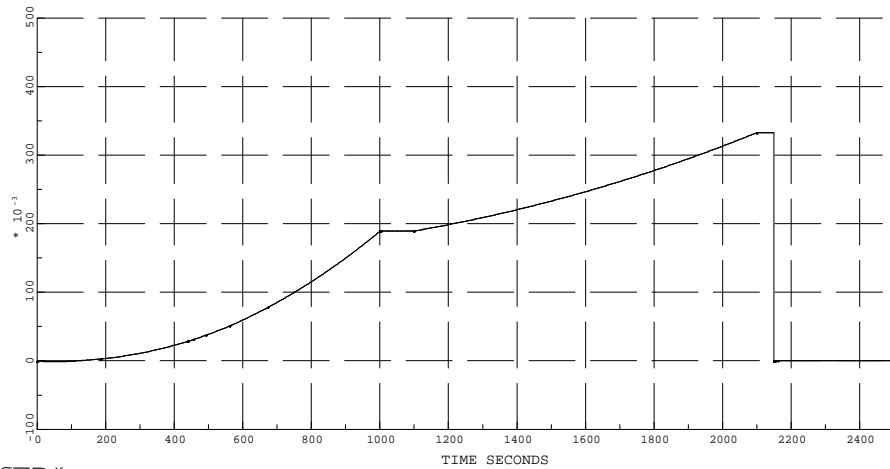
SYNCR BERKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 19 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

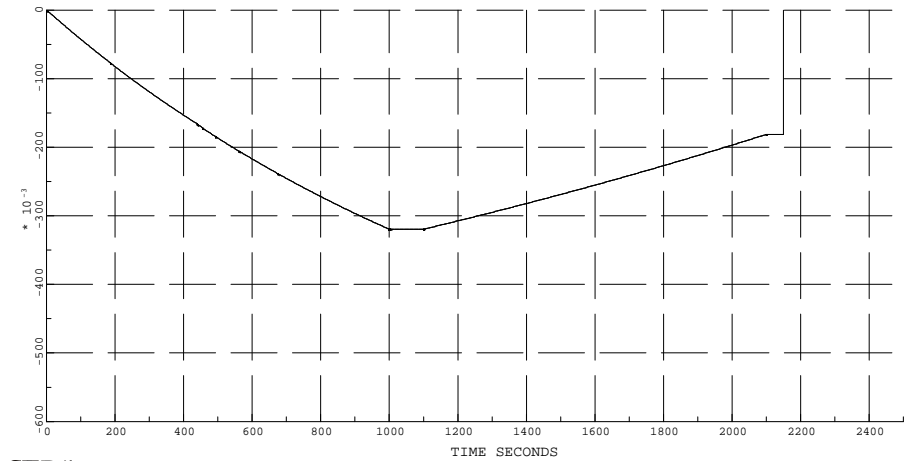
SYNC KVINKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 22 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

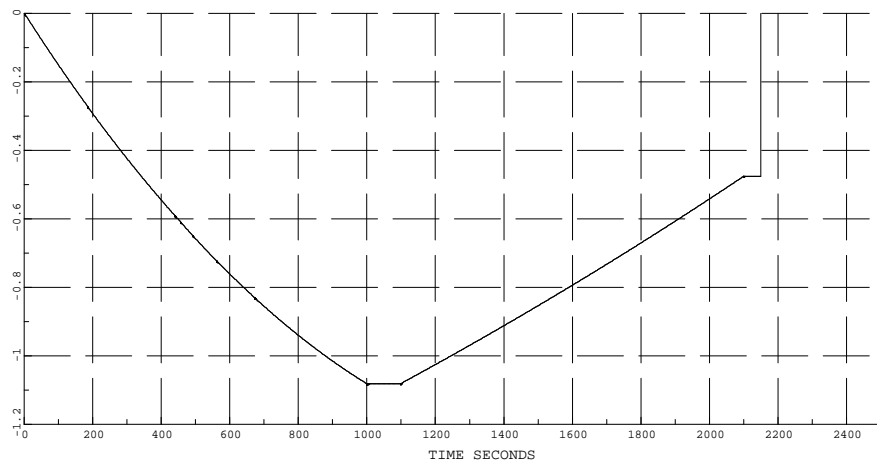
SYNC ROYKRG2 Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 24 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

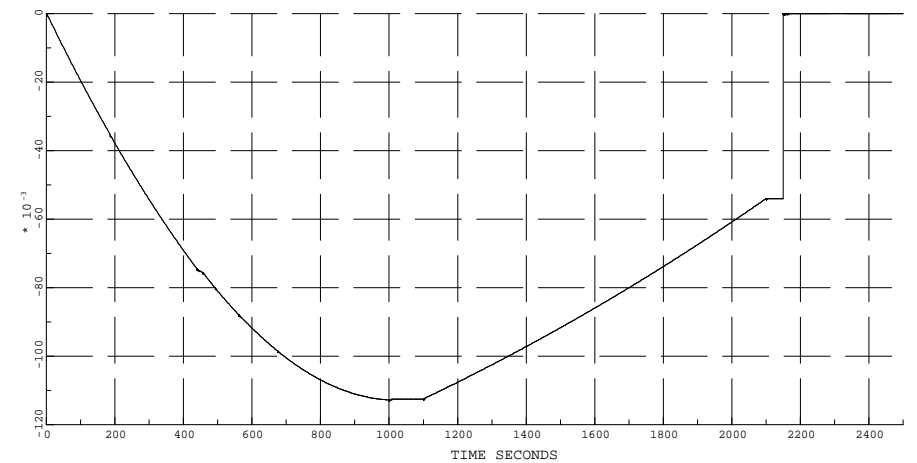
SYNC HISKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 21 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

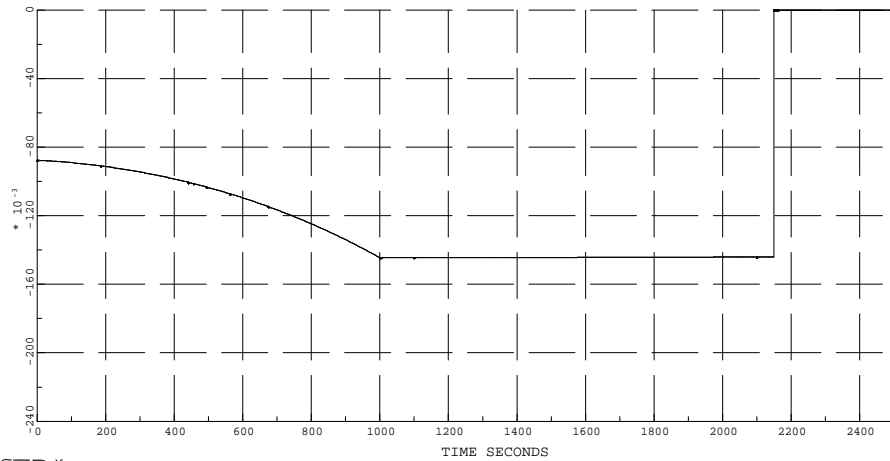
SYNC ROYKRG1 Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 23 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

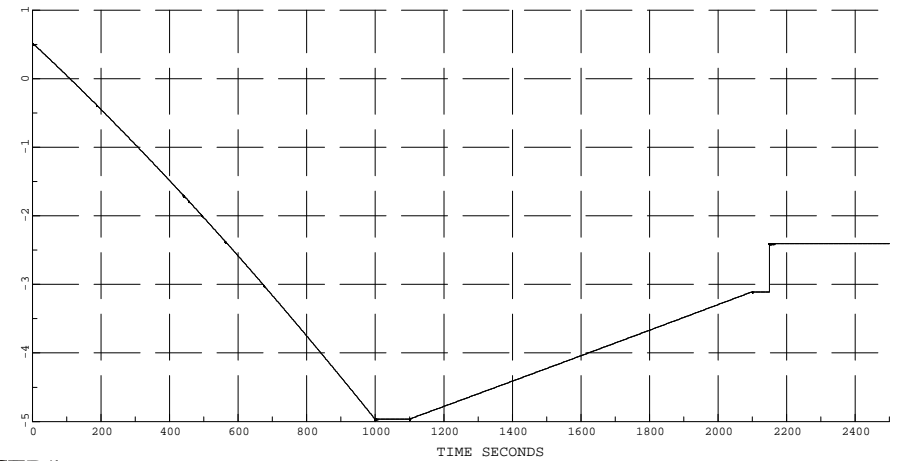
ASYNC OKSKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 26 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

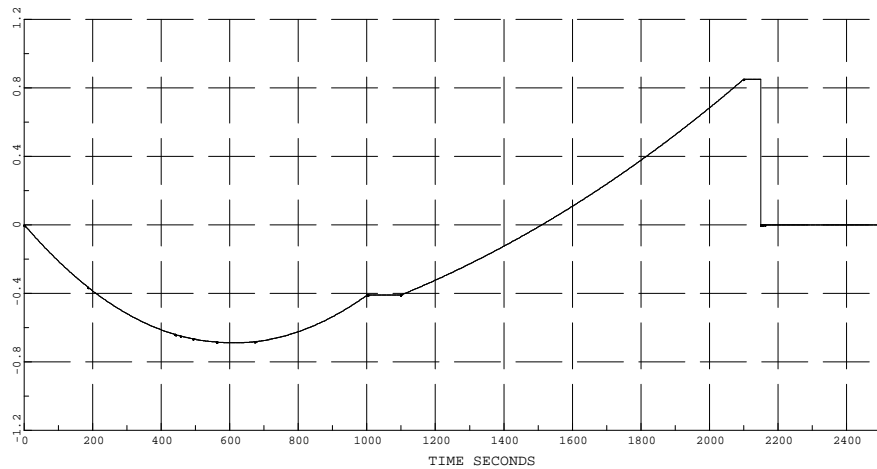
LINE OIE-22-AOIE-22-KV 0 QI POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 28 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

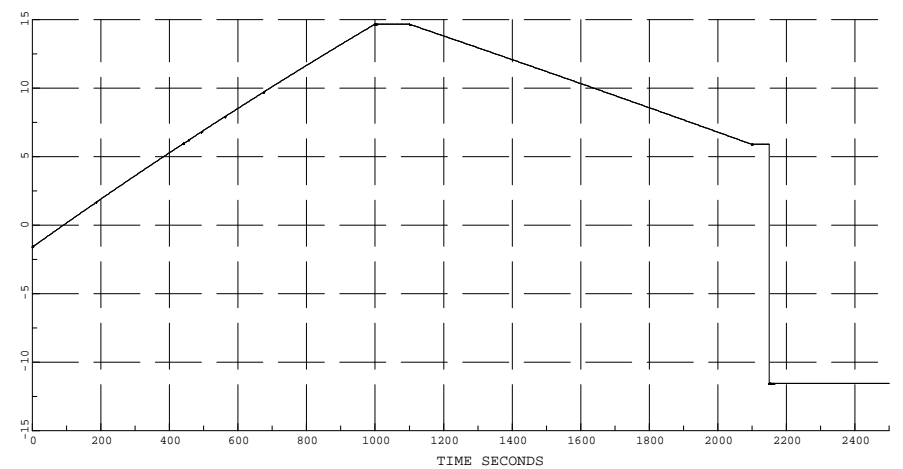
SYNC TRÆLAKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 25 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

LINE OIE-22-AOIE-22-KV 0 P1 POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:39:43 DIAGRAM 27 SIMPOW© 10.2.007

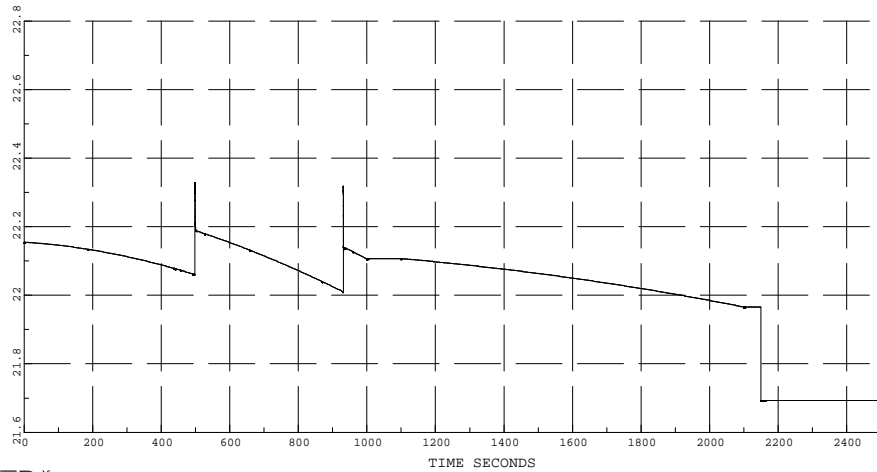
Simuleringstilfelle DA_4

- **Lineær oppramping av produksjon i DG fra null til full produksjon.**
- **Deretter lineær oppramping av last fra lettlast til tunglast.**
- **Med automatisk trinnkoplerregulator på 110/22 kV transformator i Øie.**
- **Settpunksverdi for trinnkopler på 110/22 kV transformator i Øie 22,2 kV.**

Diagram nr.			
1	Spenning [kV] i node OIE-22-A	22 kV node i Øie	
2	Spenning [kV] i node KVINA-22-A	22 kV node for kraftverk KVINKRG	
3	Spenning [kV] i node TRÆLA-22-A	22 kV node for kraftverk TRÆLAKRG	
4	Spenning [kV] i node TH-83036	22 kV node for kraftverk OKSKRG	
5	Spenning [kV] i node TH-85091	22 kV node 31,94 km fra Øie	
6	Spenning [kV] i node BER_KR-22	22 kV node for kraftverk BERKRG	
7	Spenning [kV] i node ROY_KR-22	22 kV node for kraftverk ROYKRG	
8	Spenning [kV] i node TH-85079	22 kV node for kraftverk EFTKRG	
9	Spenning [kV] i node HIS_KR-22	22 kV node for kraftverk HISKRG	
10	Spenning [kV] i node TH-85012	22 kV node i Knabeheia	
11	Aktiv effekt [MW] i BERKRG	Produsert aktiv effekt i BERKRG kraftverk	
12	Aktiv effekt [MW] i EFTKRG	Produsert aktiv effekt i EFTKRG kraftverk	
13	Aktiv effekt [MW] i HISKRG	Produsert aktiv effekt i HISKRG kraftverk	
14	Aktiv effekt [MW] i KVINKRG	Produsert aktiv effekt i KVINKRG kraftverk	
15	Aktiv effekt [MW] i ROYKRG1	Produsert aktiv effekt i ROYKRG1 kraftverk	
16	Aktiv effekt [MW] i ROYKRG2	Produsert aktiv effekt i ROYKRG2 kraftverk	
17	Aktiv effekt [MW] i TRÆLAKRG	Produsert aktiv effekt i TRÆLAKRG kraftverk	
18	Aktiv effekt [MW] i OKSKRG	Produsert aktiv effekt i OKSKRG kraftverk	
19	Reaktiv effekt [Mvar] i BERKRG	Produsert reaktiv effekt i BERKRG kraftverk	
20	Reaktiv effekt [Mvar] i EFTKRG	Produsert reaktiv effekt i EFTKRG kraftverk	
21	Reaktiv effekt [Mvar] i HISKRG	Produsert reaktiv effekt i HISKRG kraftverk	
22	Reaktiv effekt [Mvar] i KVINKRG	Produsert reaktiv effekt i KVINKRG kraftverk	
23	Reaktiv effekt [Mvar] i ROYKRG1	Produsert reaktiv effekt i ROYKRG1 kraftverk	
24	Reaktiv effekt [Mvar] i ROYKRG2	Produsert reaktiv effekt i ROYKRG2 kraftverk	
25	Reaktiv effekt [Mvar] i TRÆLAKRG	Produsert reaktiv effekt i TRÆLAKRG kraftverk	
26	Reaktiv effekt [Mvar] i OKSKRG	Produsert reaktiv effekt i OKSKRG kraftverk	
27	Aktiv effekt [MW] fra OIE-22-A til OIE-22-KV	Aktiv effekt fra Øie mot Kvinesdal	
28	Reaktiv effekt [Mvar] fra OIE-22-A til OIE-22-KV	Reaktiv effekt fra Øie mot Kvinesdal	

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

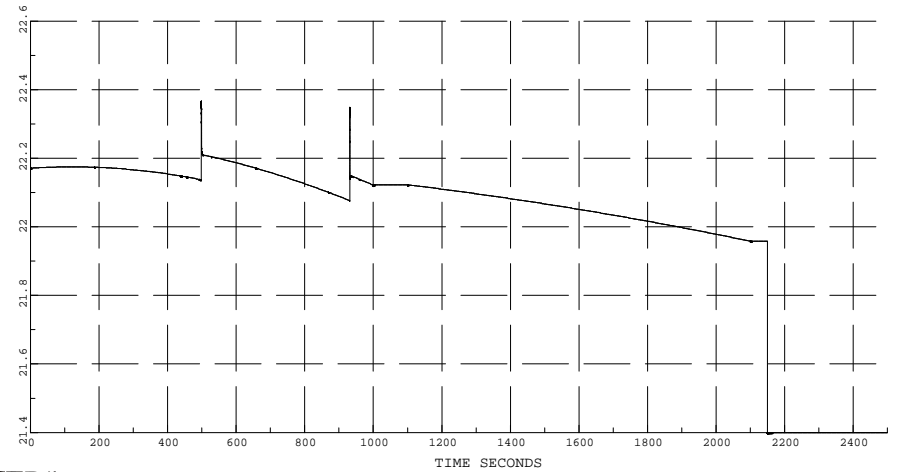
NODE KVINA-22-A U PHASE AB KV



STR1 JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 2 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

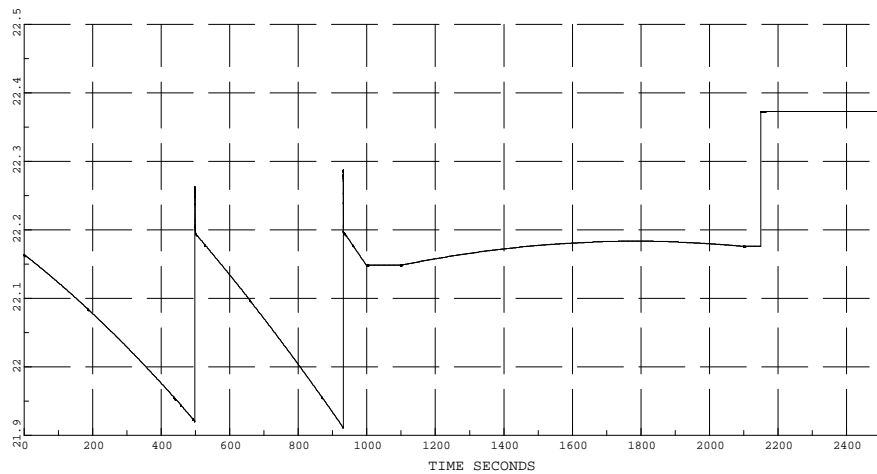
NODE TH-83036 U PHASE AB KV



STR1 JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 4 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

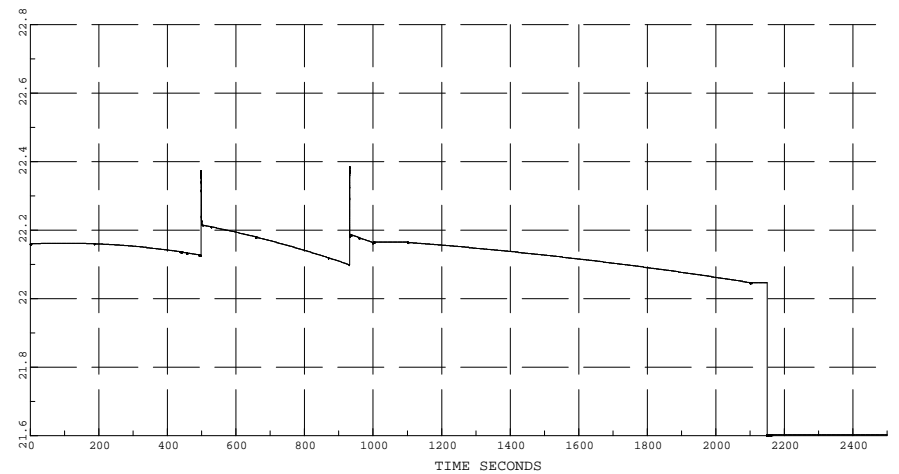
NODE OIE-22-A U PHASE AB KV



STR1 JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 1 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

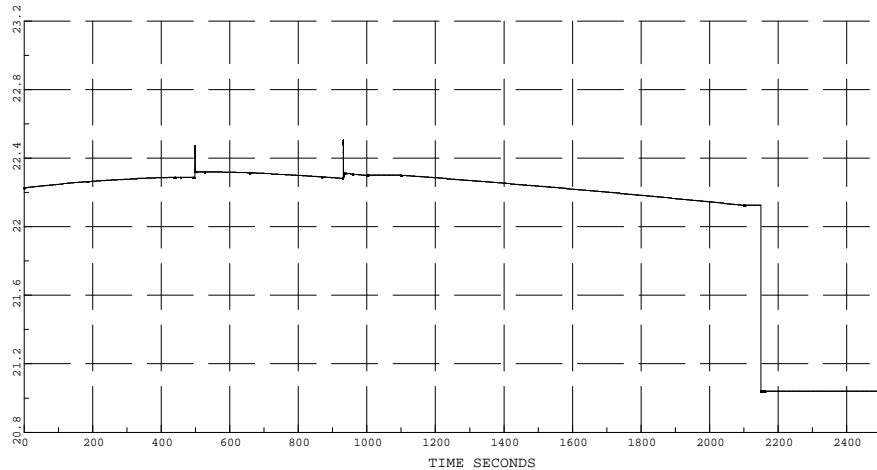
NODE TRÆLA-22-A U PHASE AB KV



STR1 JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 3 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

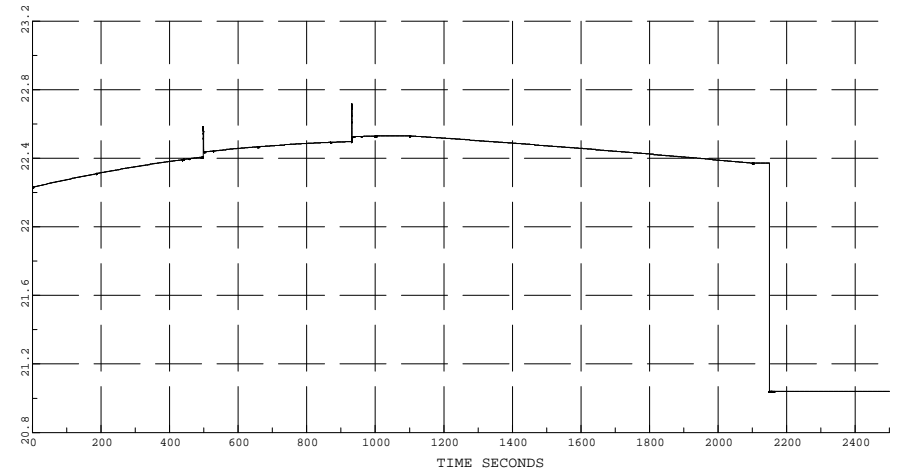
NODE BER_KR-22 U PHASE AB KV



STR1 JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 6 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

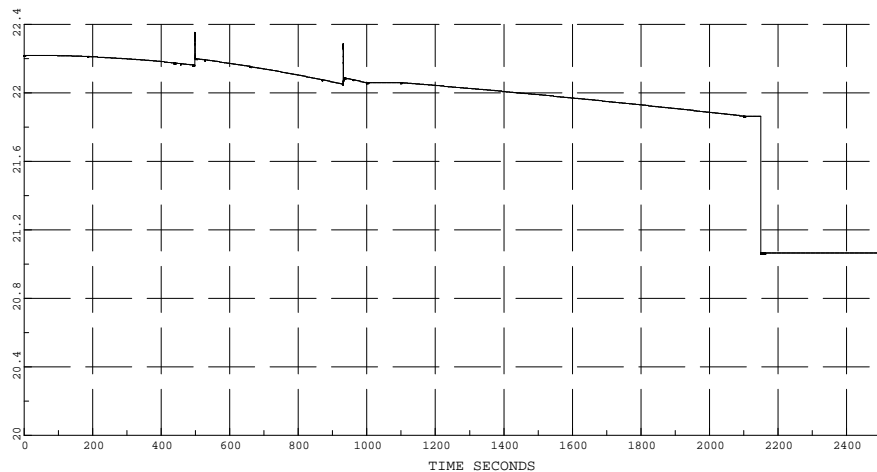
NODE TH-85079 U PHASE AB KV



STR1 JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 8 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

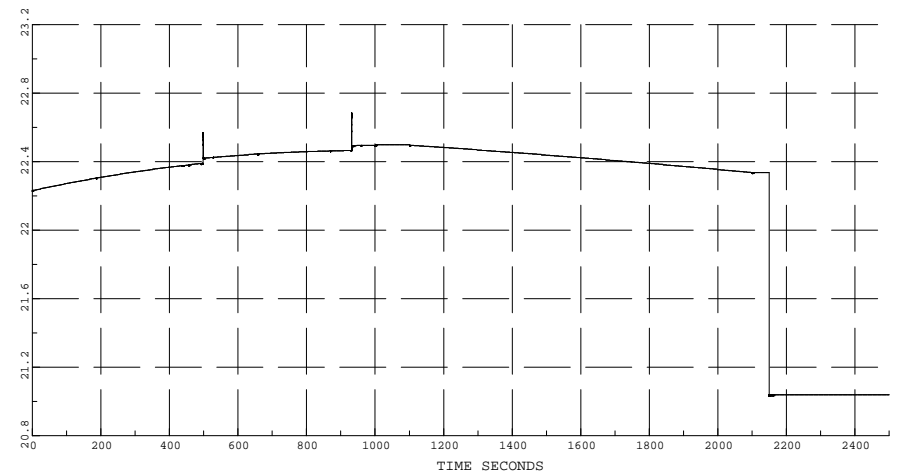
NODE TH-85091 U PHASE AB KV



STR1 JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 5 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

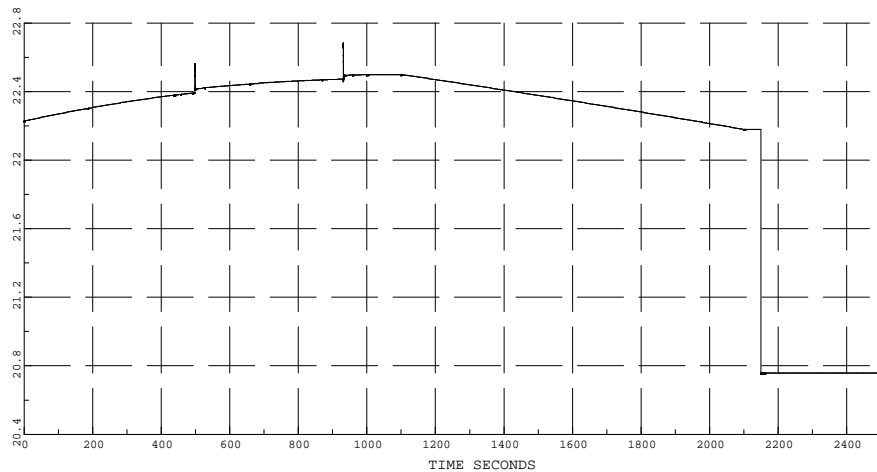
NODE ROY_KR-22 U PHASE AB KV



STR1 JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 7 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

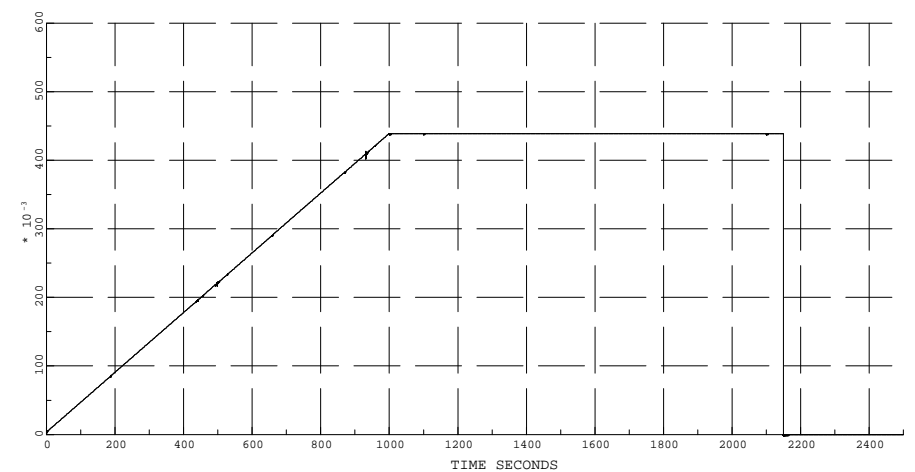
NODE TH-85012 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 10 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

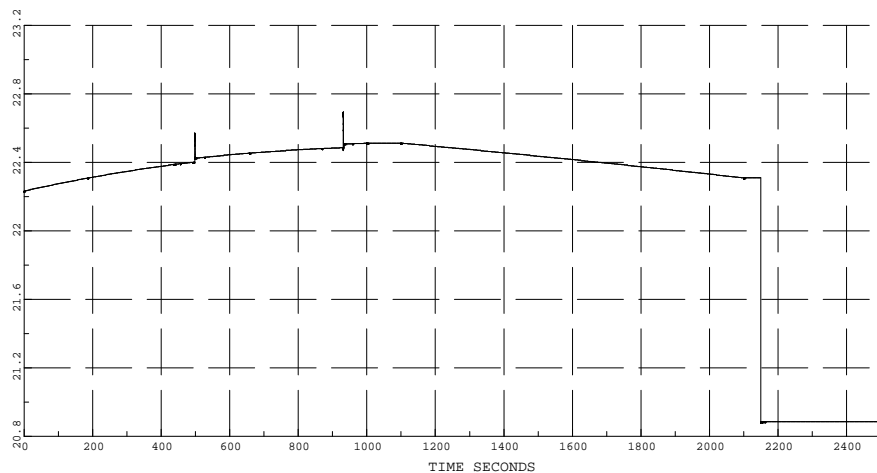
SYNC EFTKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 12 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

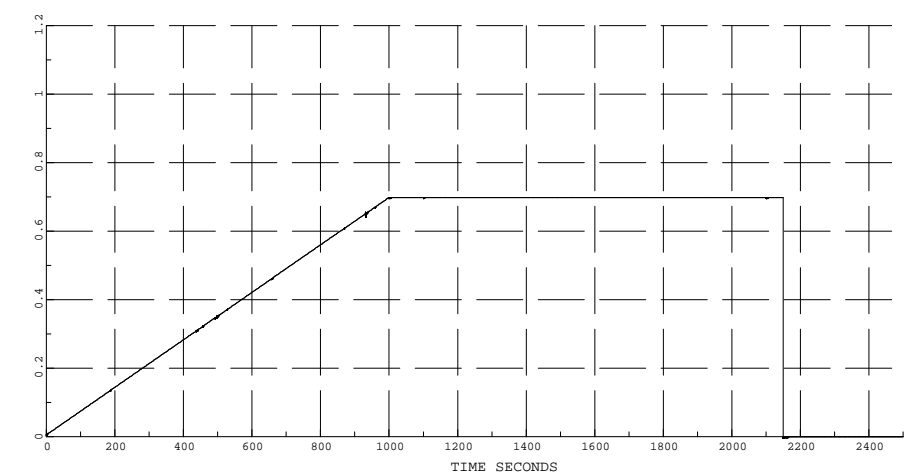
NODE HIS_KR-22 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 9 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

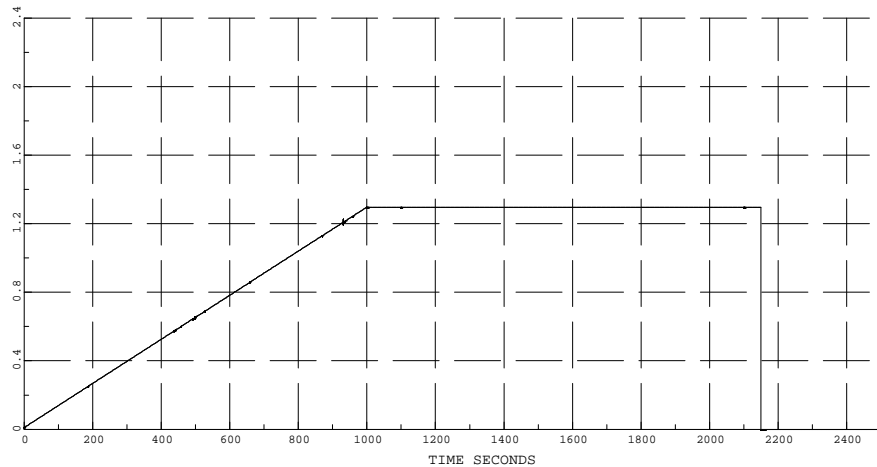
SYNC BERKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 11 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

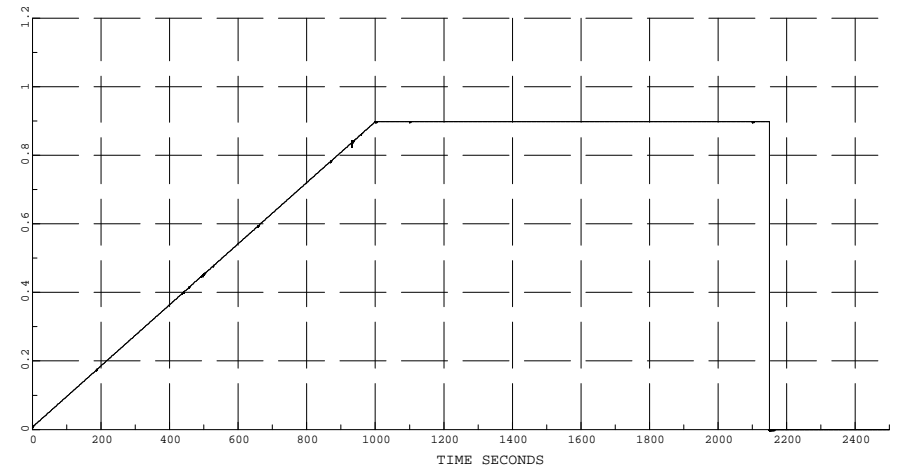
SYNC KVINKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 14 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

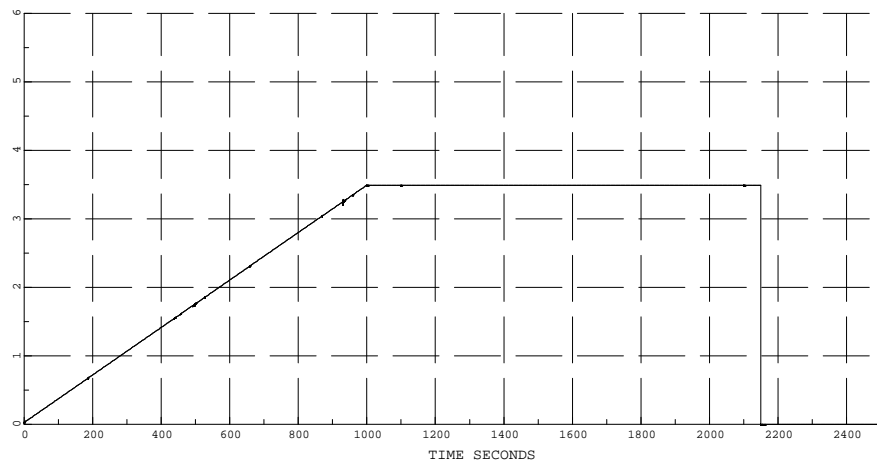
SYNC ROYKRG2 P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 16 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

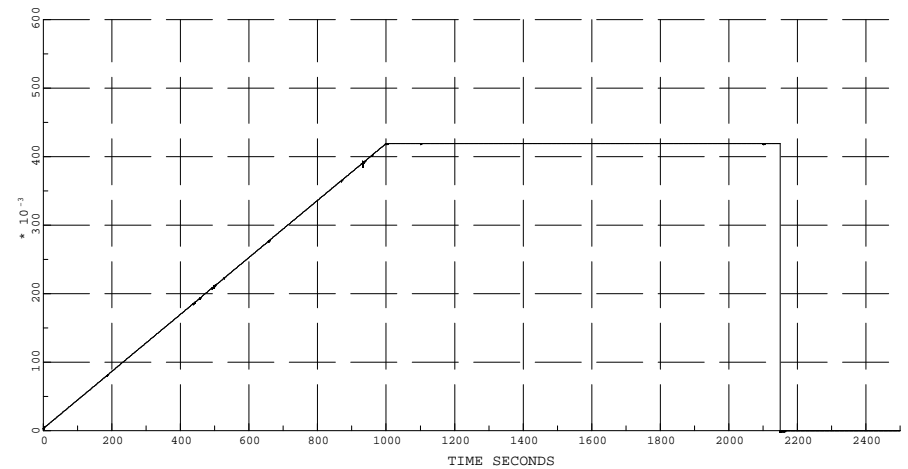
SYNC HISKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 13 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

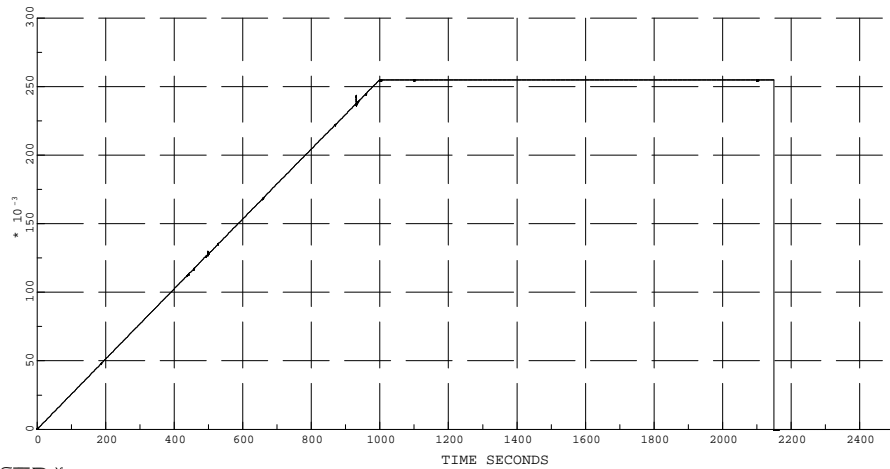
SYNC ROYKRG1 P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 15 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

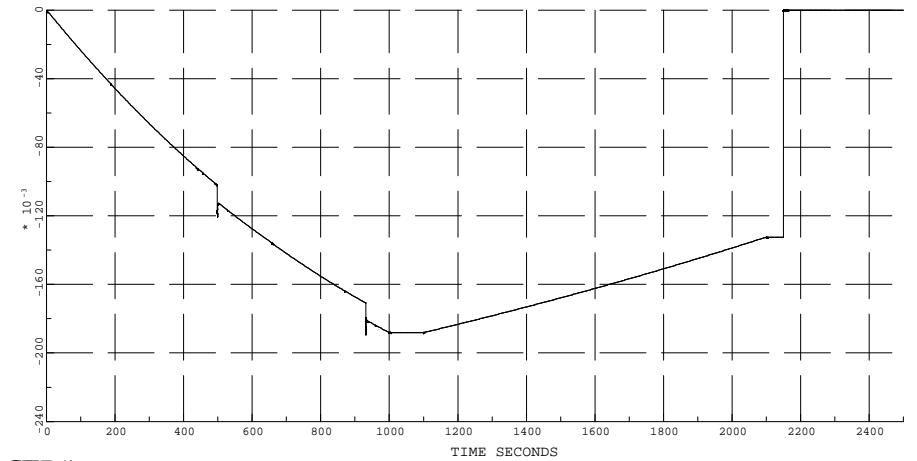
ASYNK OKSKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 18 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

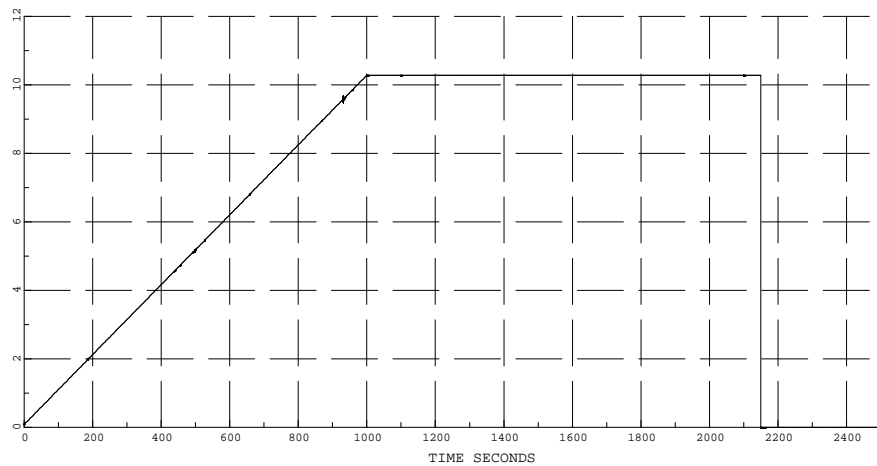
SYNCR EFTKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 20 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

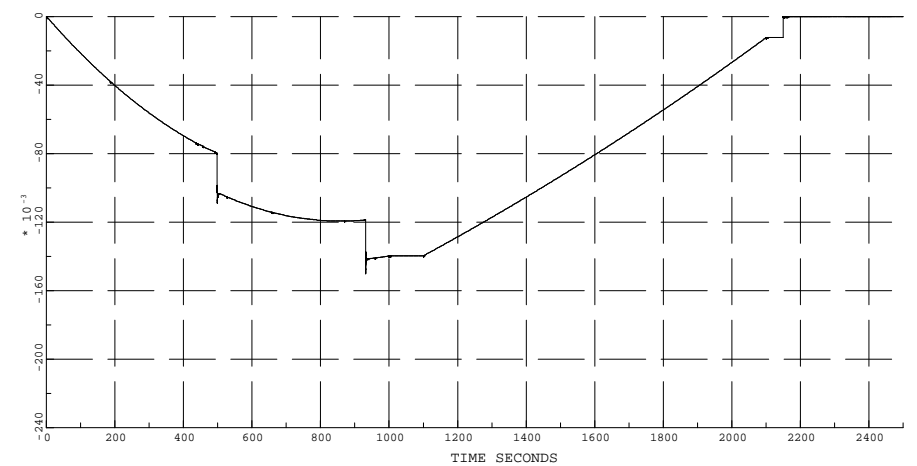
SYNCR TRÆLAKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 17 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

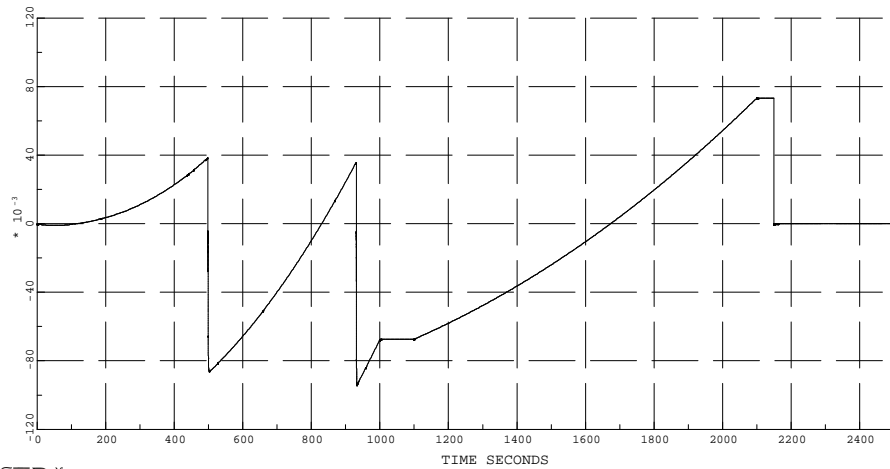
SYNCR BERKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 19 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

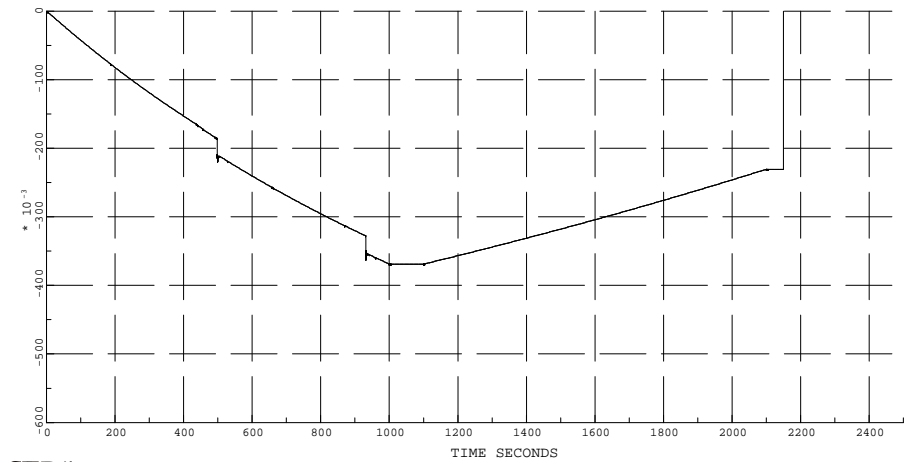
SYNC KVINKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 22 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

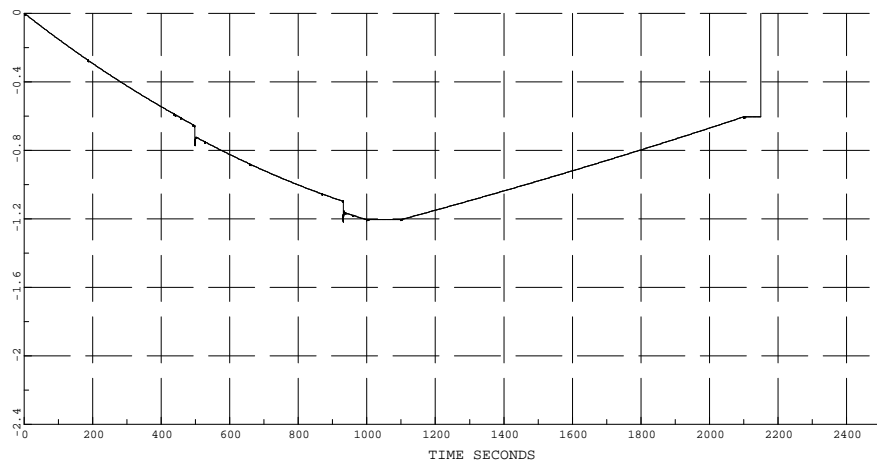
SYNC ROYKRG2 Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 24 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

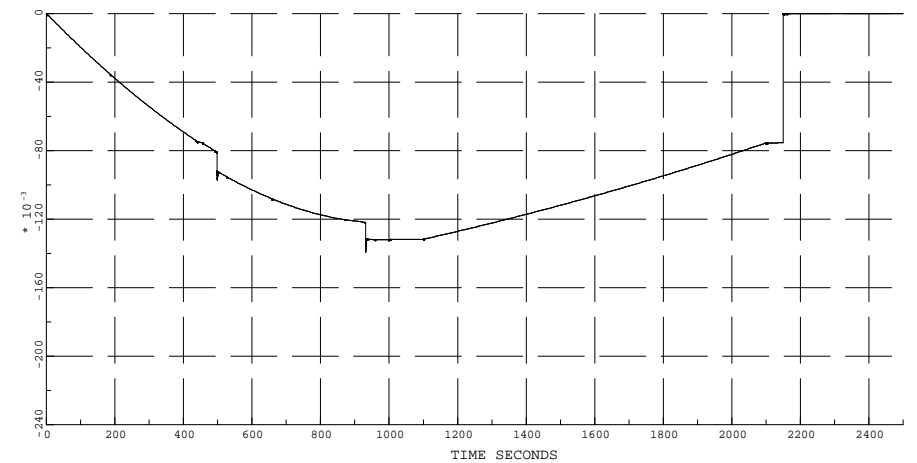
SYNC HISKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 21 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

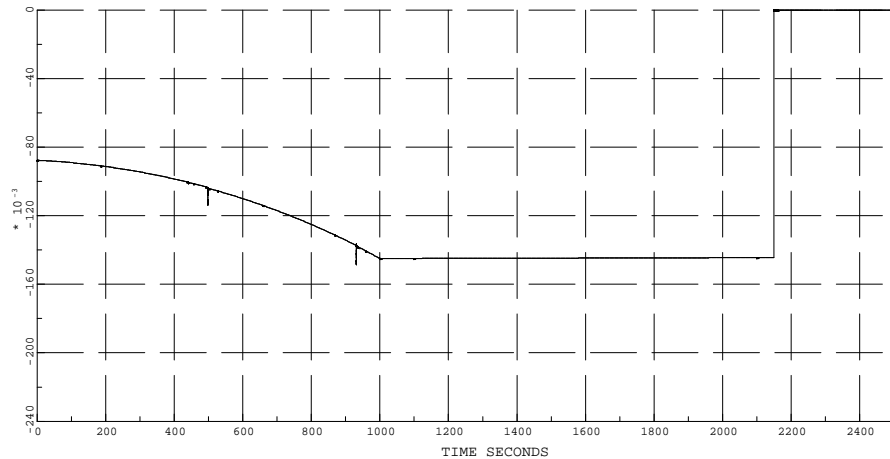
SYNC ROYKRG1 Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 23 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

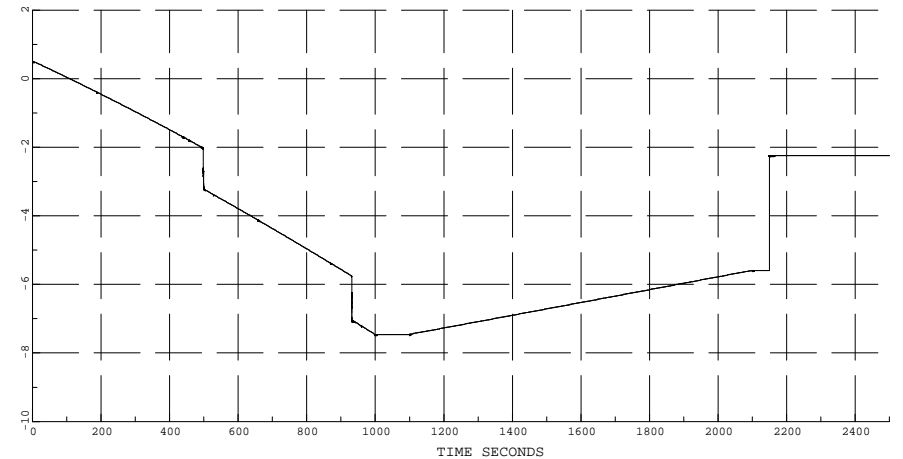
ASYNK OKSKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 26 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

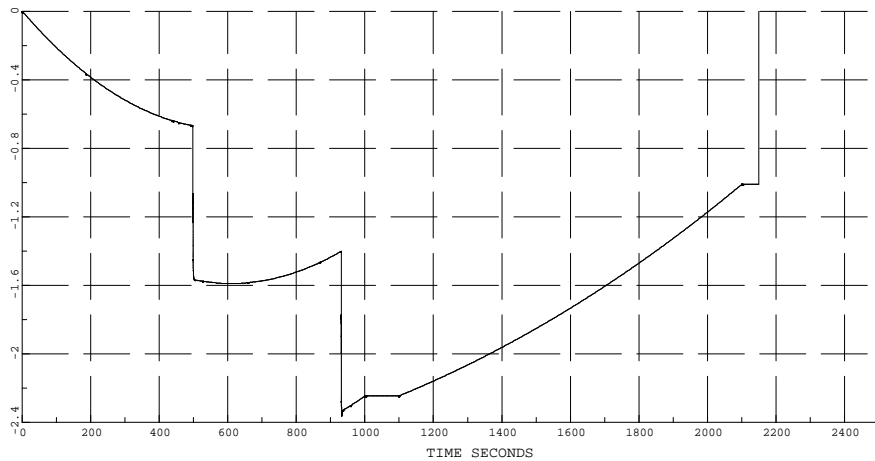
LINE OIE-22-AOIE-22-KV 0 QI POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 28 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

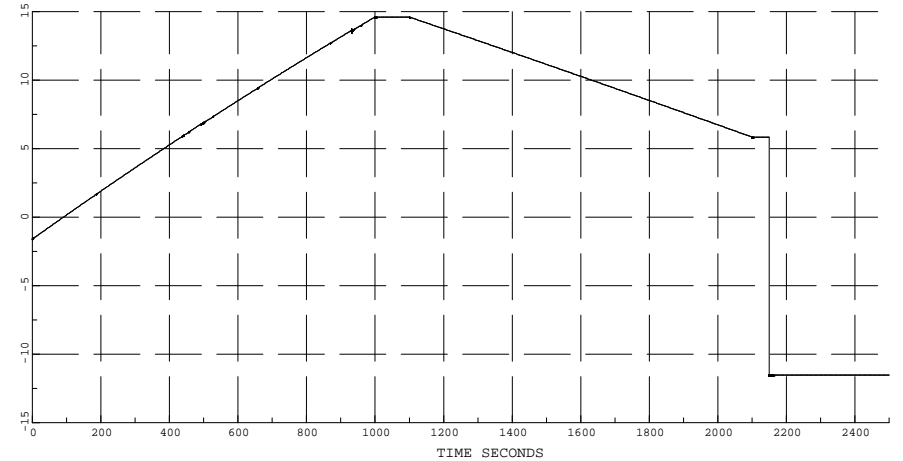
SYNC TRÆLAKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 25 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last.

LINE OIE-22-AOIE-22-KV 0 P1 POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 13:42:21 DIAGRAM 27 SIMPOW© 10.2.007

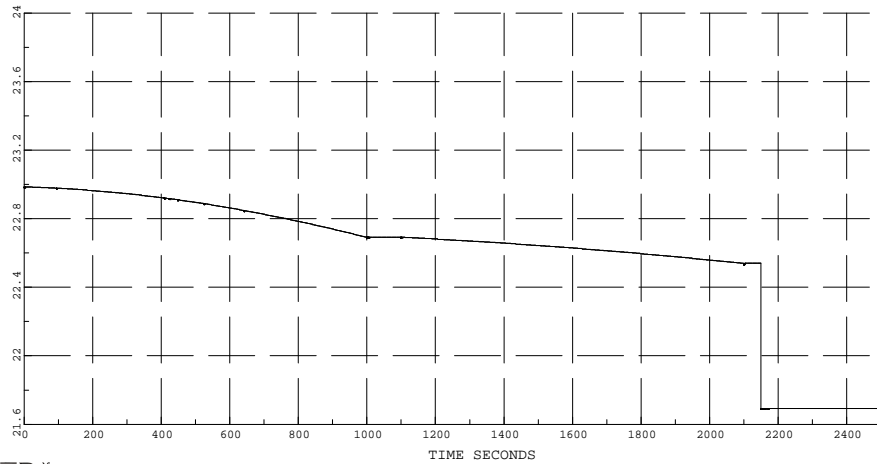
Simuleringstilfelle DA_5

- **Lineær oppramping av produksjon i DG fra null til full produksjon.**
- **Deretter lineær oppramping av last fra lettlast til tunglast.**
- **Uten automatisk trinnkoplerregulator på 110/22 kV transformator i Øie.**
- **Settpunksverdi for trinnkopler på 110/22 kV transformator i Øie 23,2 kV.**

Diagram nr.			
1	Spenning [kV] i node OIE-22-A	22 kV node i Øie	
2	Spenning [kV] i node KVINA-22-A	22 kV node for kraftverk KVINKRG	
3	Spenning [kV] i node TRÆLA-22-A	22 kV node for kraftverk TRÆLAKRG	
4	Spenning [kV] i node TH-83036	22 kV node for kraftverk OKSKRG	
5	Spenning [kV] i node TH-85091	22 kV node 31,94 km fra Øie	
6	Spenning [kV] i node BER_KR-22	22 kV node for kraftverk BERKRG	
7	Spenning [kV] i node ROY_KR-22	22 kV node for kraftverk ROYKRG	
8	Spenning [kV] i node TH-85079	22 kV node for kraftverk EFTKRG	
9	Spenning [kV] i node HIS_KR-22	22 kV node for kraftverk HISKRG	
10	Spenning [kV] i node TH-85012	22 kV node i Knabeheia	
11	Aktiv effekt [MW] i BERKRG	Produsert aktiv effekt i BERKRG kraftverk	
12	Aktiv effekt [MW] i EFTKRG	Produsert aktiv effekt i EFTKRG kraftverk	
13	Aktiv effekt [MW] i HISKRG	Produsert aktiv effekt i HISKRG kraftverk	
14	Aktiv effekt [MW] i KVINKRG	Produsert aktiv effekt i KVINKRG kraftverk	
15	Aktiv effekt [MW] i ROYKRG1	Produsert aktiv effekt i ROYKRG1 kraftverk	
16	Aktiv effekt [MW] i ROYKRG2	Produsert aktiv effekt i ROYKRG2 kraftverk	
17	Aktiv effekt [MW] i TRÆLAKRG	Produsert aktiv effekt i TRÆLAKRG kraftverk	
18	Aktiv effekt [MW] i OKSKRG	Produsert aktiv effekt i OKSKRG kraftverk	
19	Reaktiv effekt [Mvar] i BERKRG	Produsert reaktiv effekt i BERKRG kraftverk	
20	Reaktiv effekt [Mvar] i EFTKRG	Produsert reaktiv effekt i EFTKRG kraftverk	
21	Reaktiv effekt [Mvar] i HISKRG	Produsert reaktiv effekt i HISKRG kraftverk	
22	Reaktiv effekt [Mvar] i KVINKRG	Produsert reaktiv effekt i KVINKRG kraftverk	
23	Reaktiv effekt [Mvar] i ROYKRG1	Produsert reaktiv effekt i ROYKRG1 kraftverk	
24	Reaktiv effekt [Mvar] i ROYKRG2	Produsert reaktiv effekt i ROYKRG2 kraftverk	
25	Reaktiv effekt [Mvar] i TRÆLAKRG	Produsert reaktiv effekt i TRÆLAKRG kraftverk	
26	Reaktiv effekt [Mvar] i OKSKRG	Produsert reaktiv effekt i OKSKRG kraftverk	
27	Aktiv effekt [MW] fra OIE-22-A til OIE-22-KV	Aktiv effekt fra Øie mot Kvinesdal	
28	Reaktiv effekt [Mvar] fra OIE-22-A til OIE-22-KV	Reaktiv effekt fra Øie mot Kvinesdal	

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

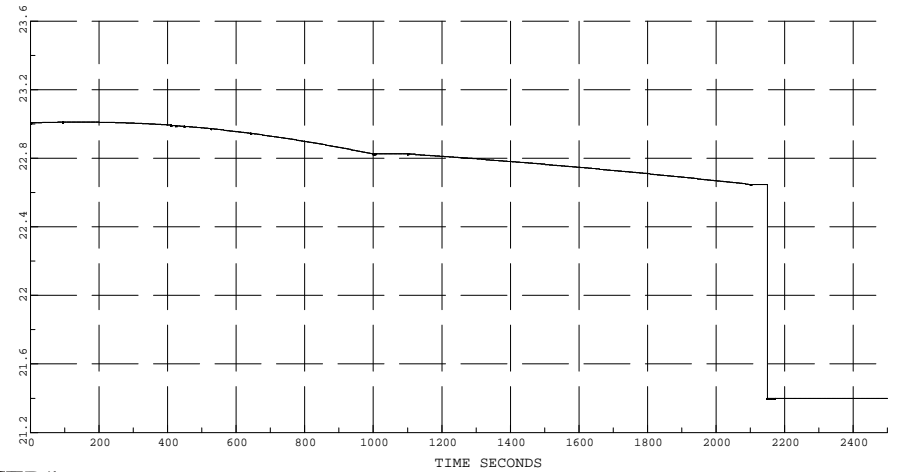
NODE KVINA-22-A U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 2 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

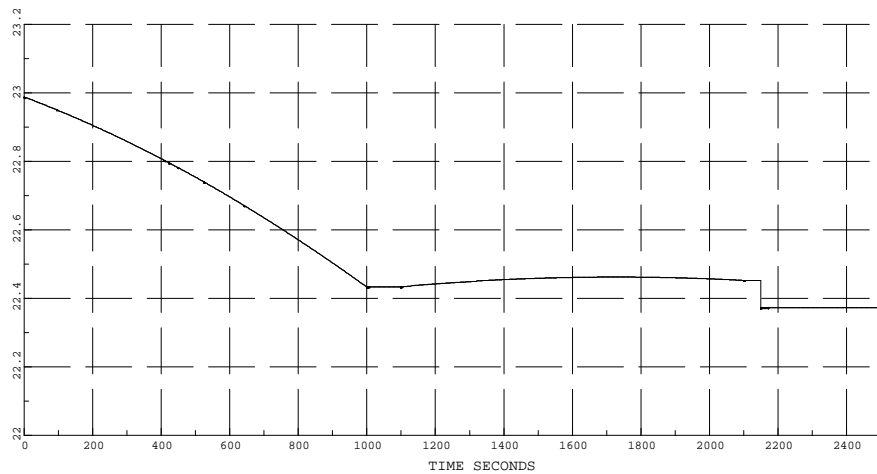
NODE TH-83036 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 4 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

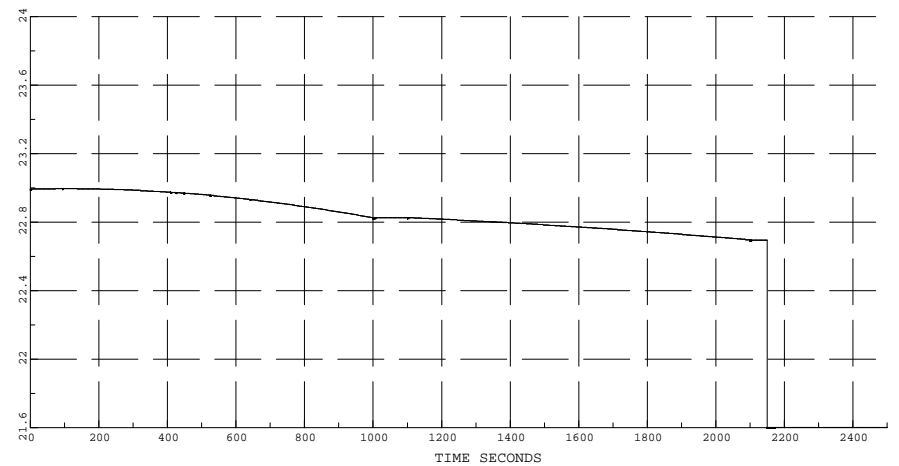
NODE OIE-22-A U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 1 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

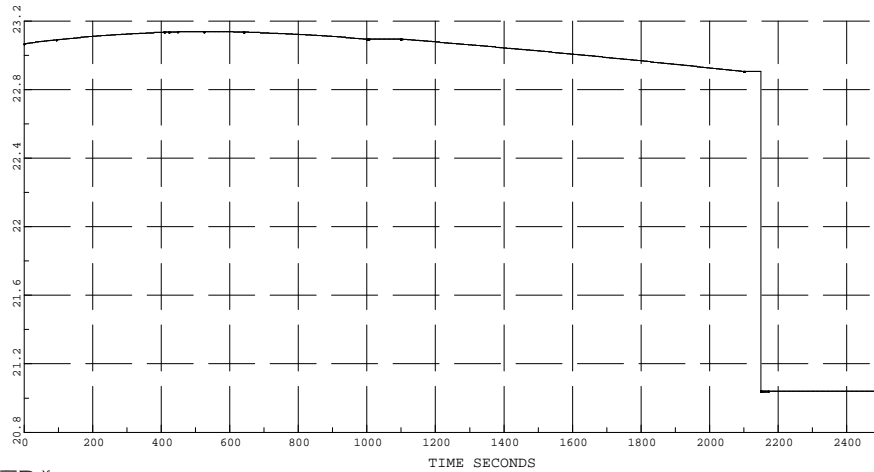
NODE TRÆLA-22-A U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 3 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

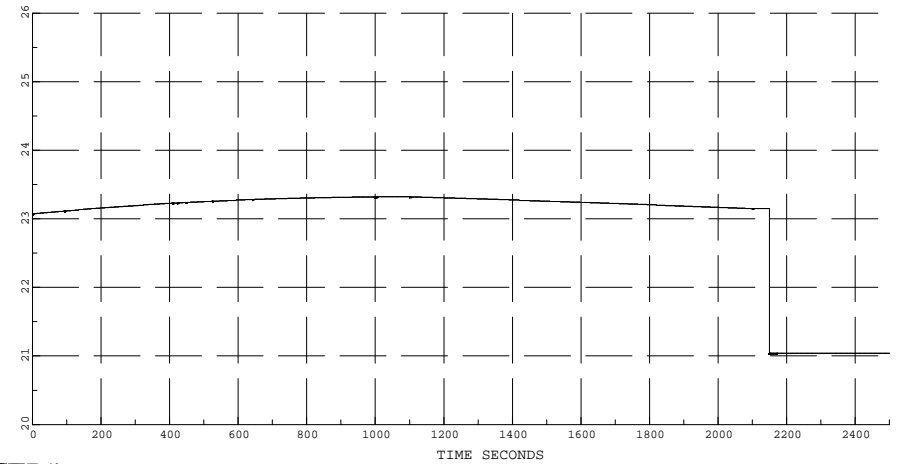
NODE BER_KR-22 U PHASE AB KV



STR I JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 6 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

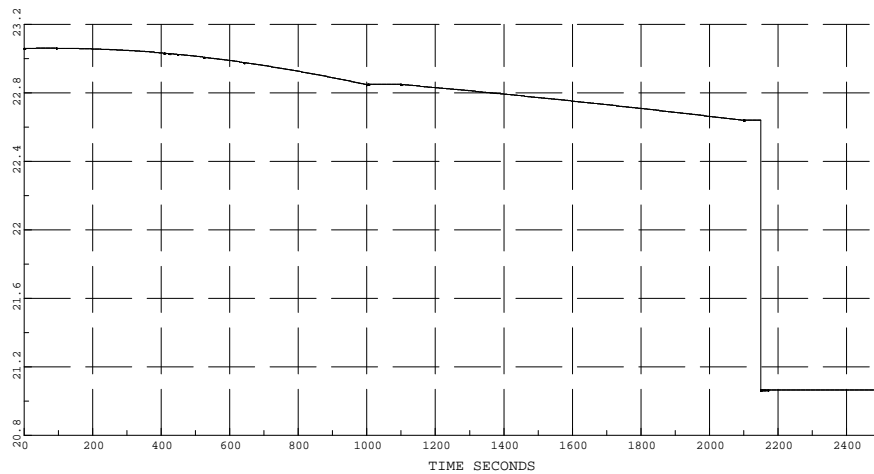
NODE TH-85079 U PHASE AB KV



STR I JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 8 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

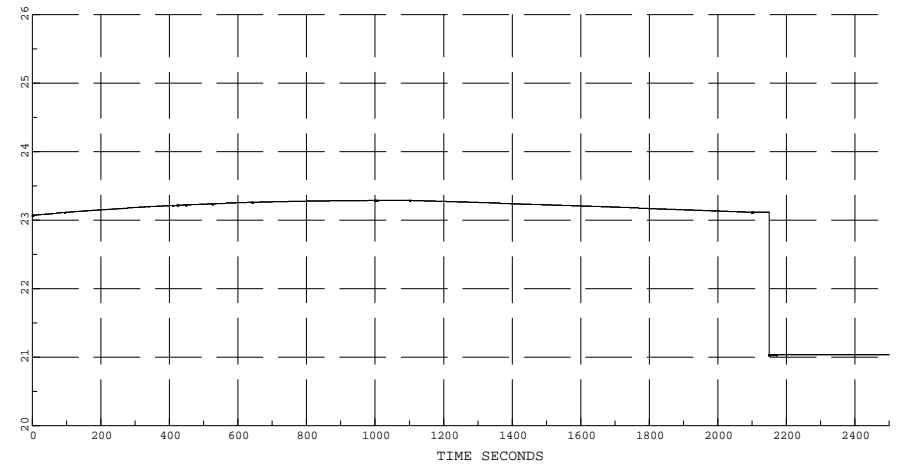
NODE TH-85091 U PHASE AB KV



STR I JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 5 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

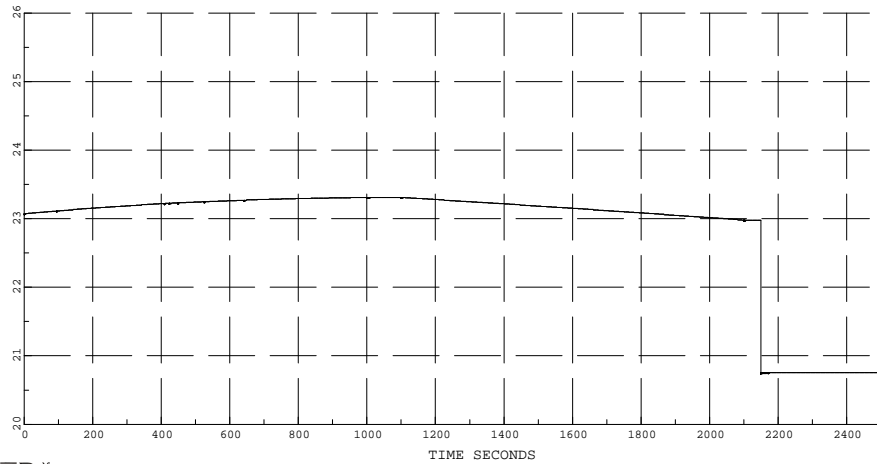
NODE ROY_KR-22 U PHASE AB KV



STR I JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 7 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

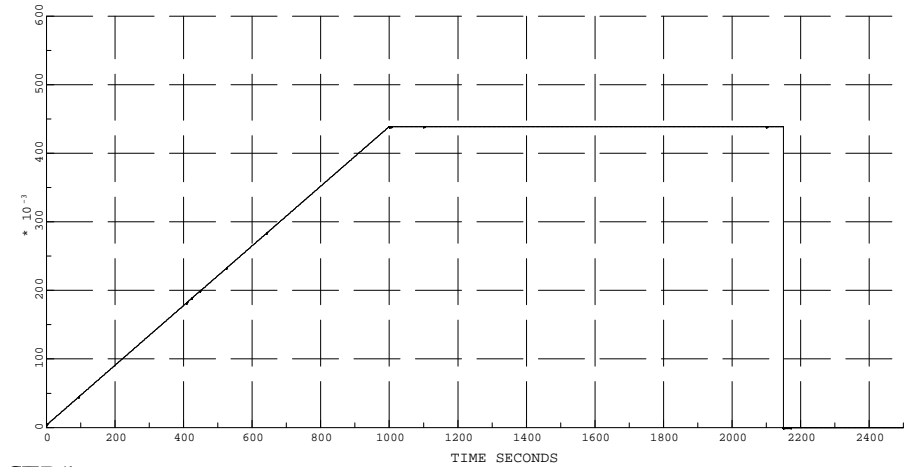
NODE TH-85012 U PHASE AB KV



STR1 JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 10 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

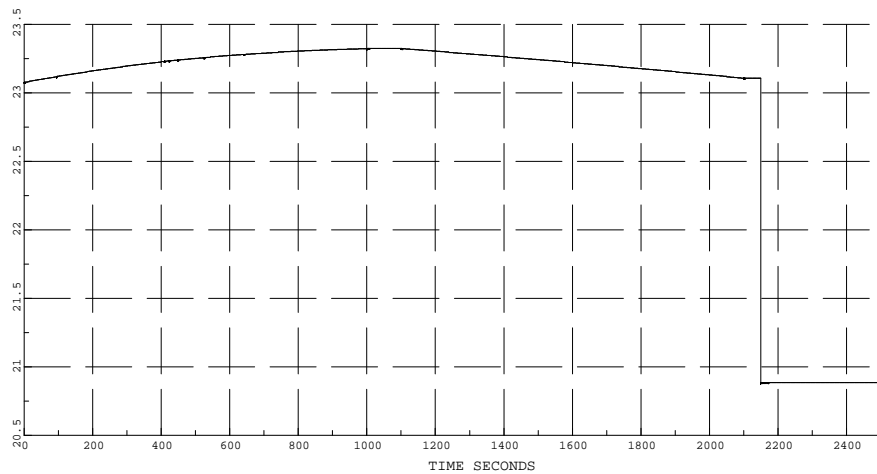
SYNC EFTKRG P POWER MW



STR1 JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 12 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

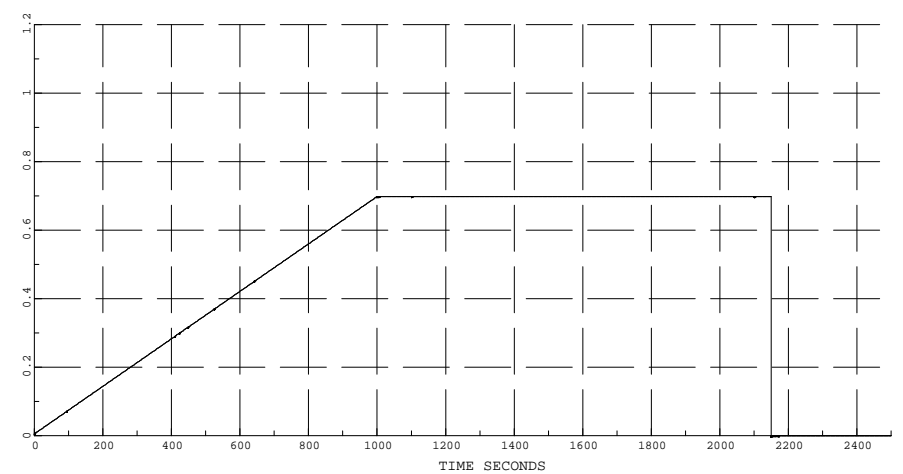
NODE HIS_KR-22 U PHASE AB KV



STR1 JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 9 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

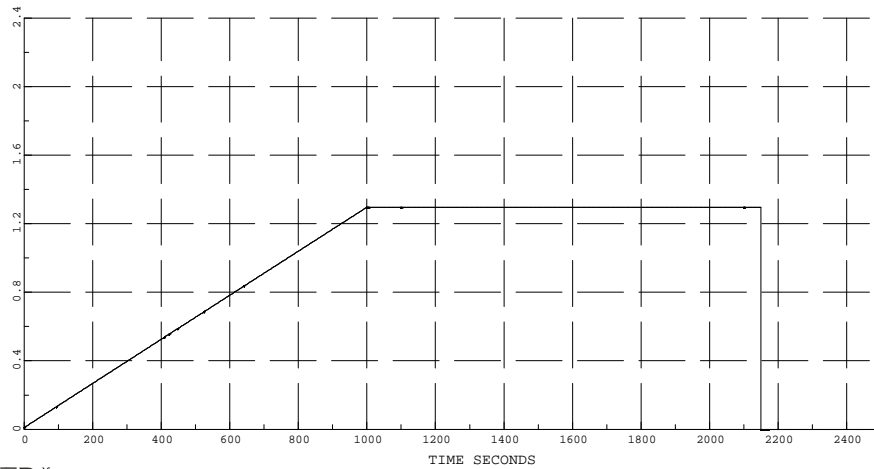
SYNC BERKRG P POWER MW



STR1 JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 11 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

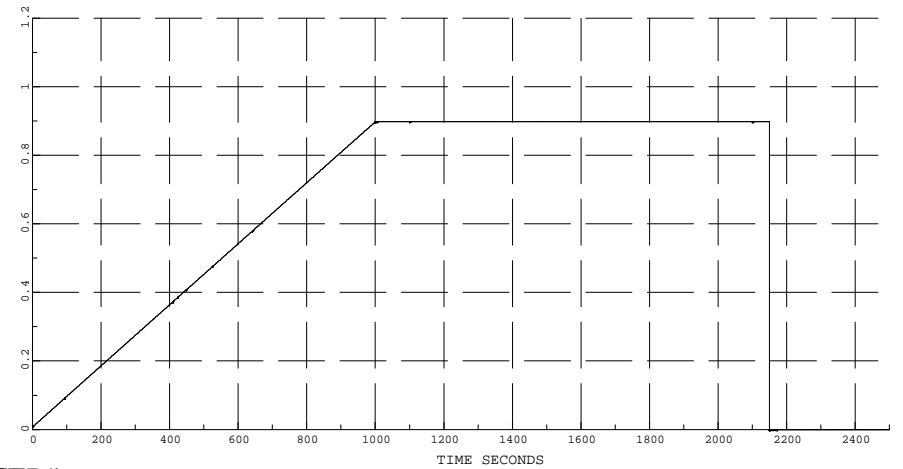
SYNC KVINKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 14 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

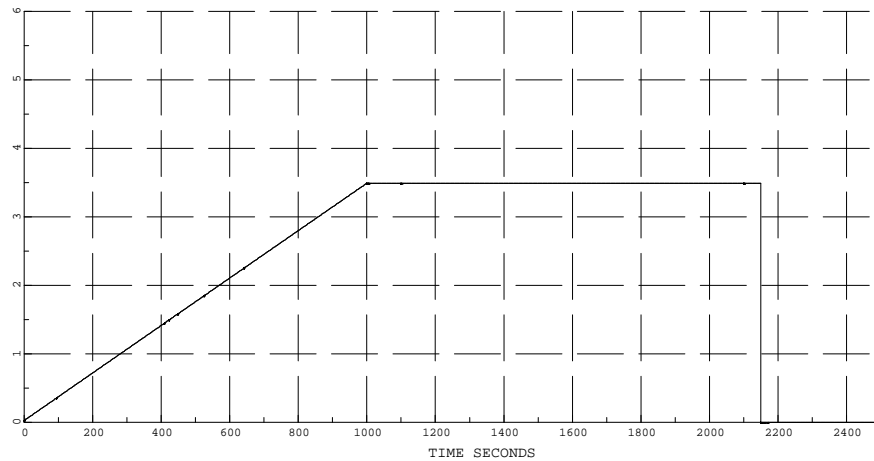
SYNC ROYKRG2 P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 16 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

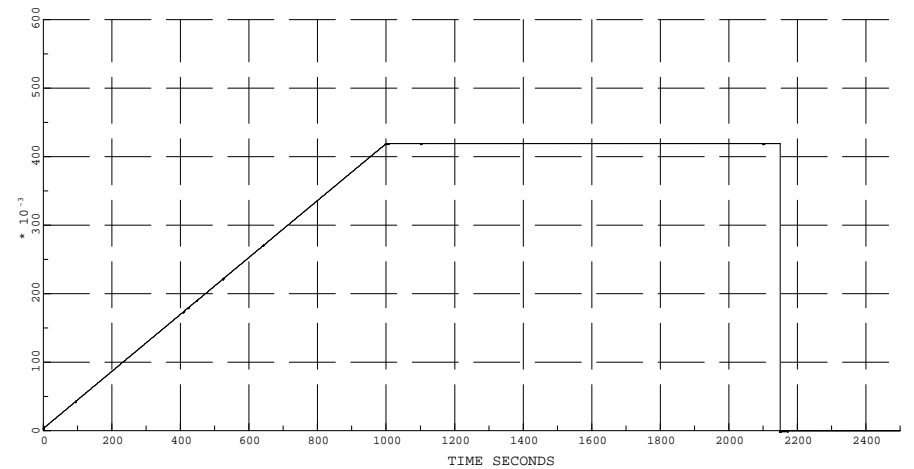
SYNC HISKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 13 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

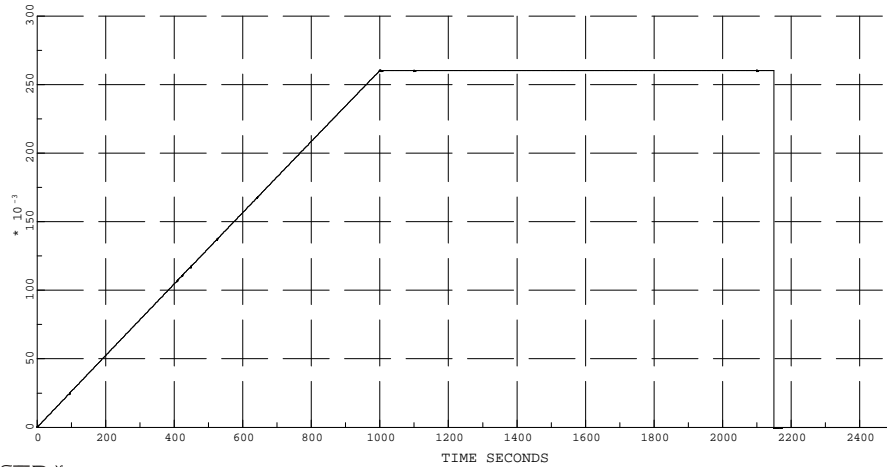
SYNC ROYKRG1 P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 15 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

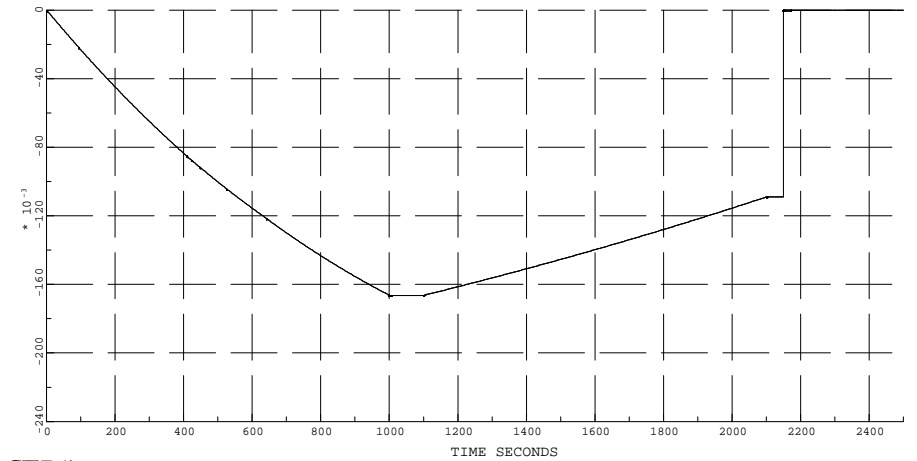
ASYNK OKSKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 18 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

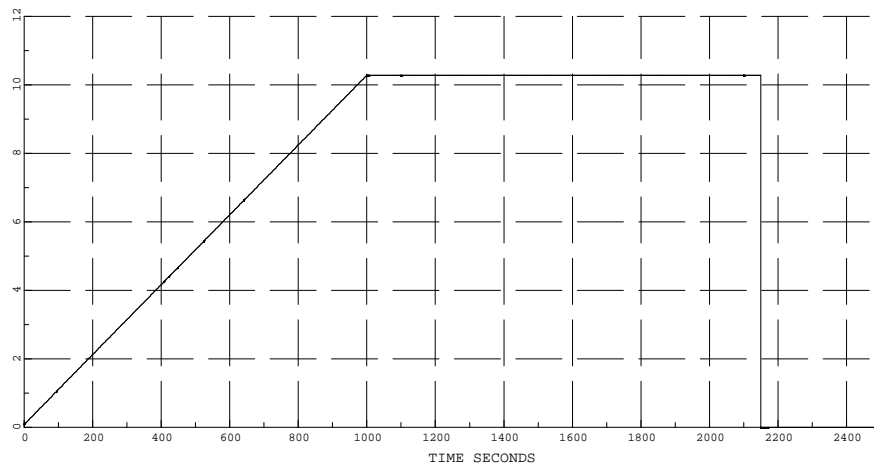
SYNCR EFTKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 20 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

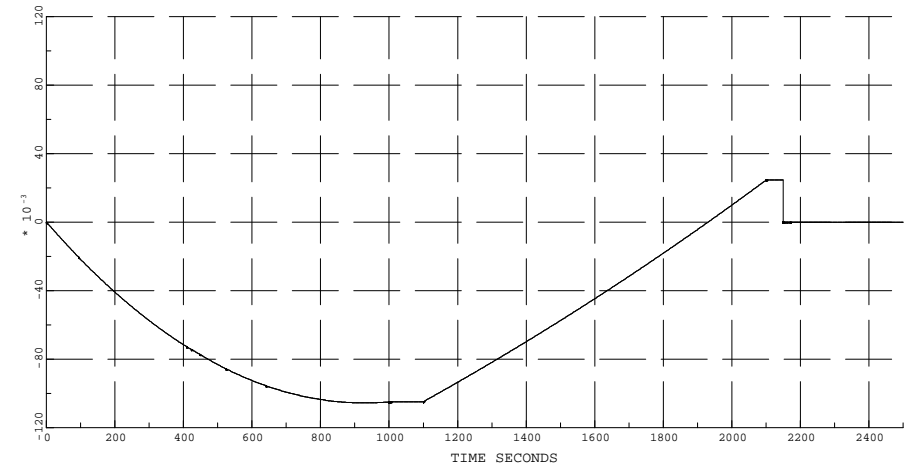
SYNCR TRÆLAKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 17 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

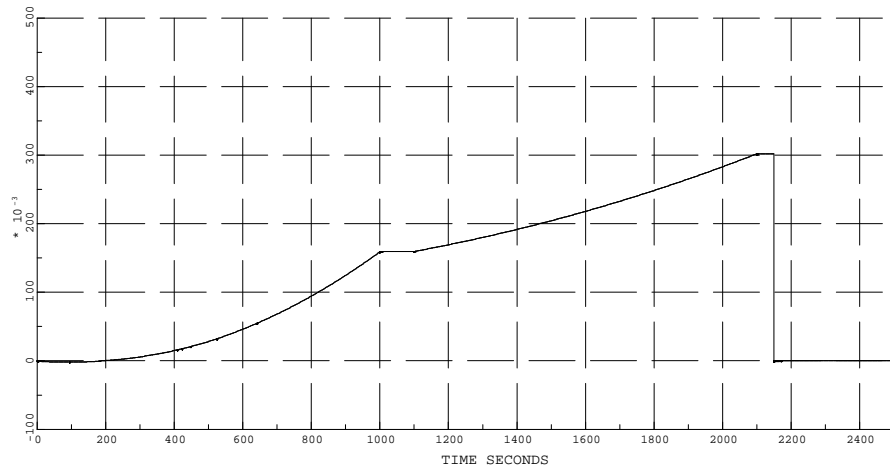
SYNCR BERKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 19 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

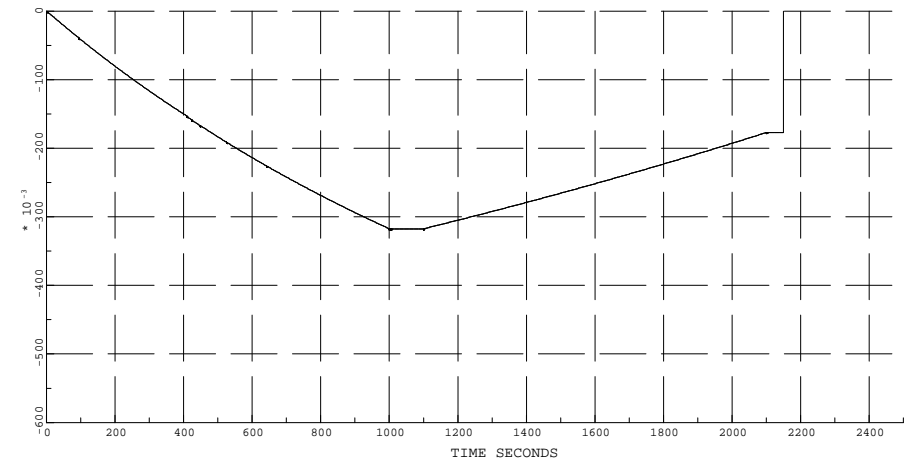
SYNC KVINKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 22 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

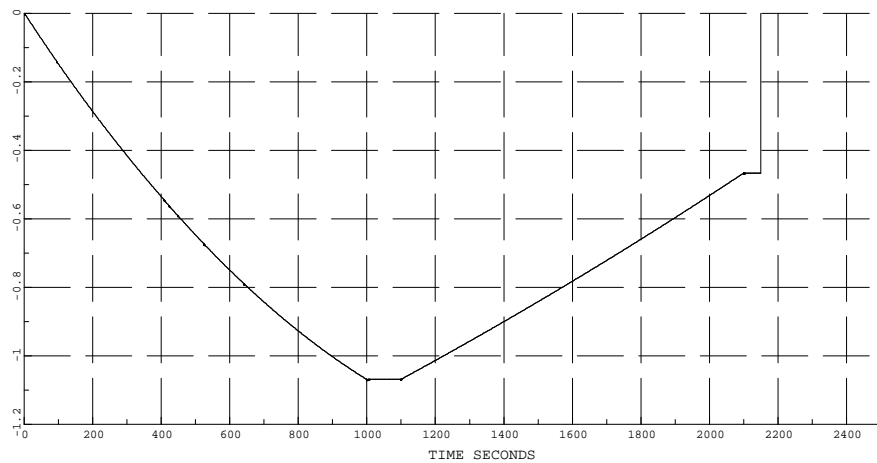
SYNC ROYKRG2 Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 24 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

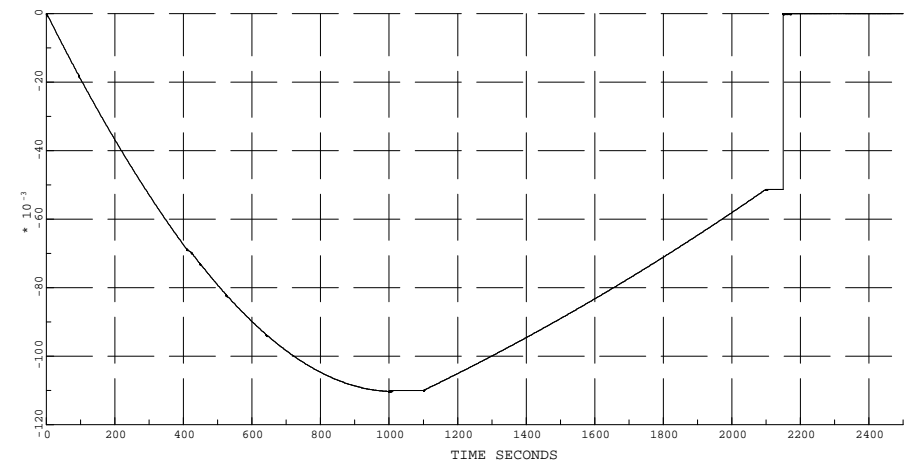
SYNC HISKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 21 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

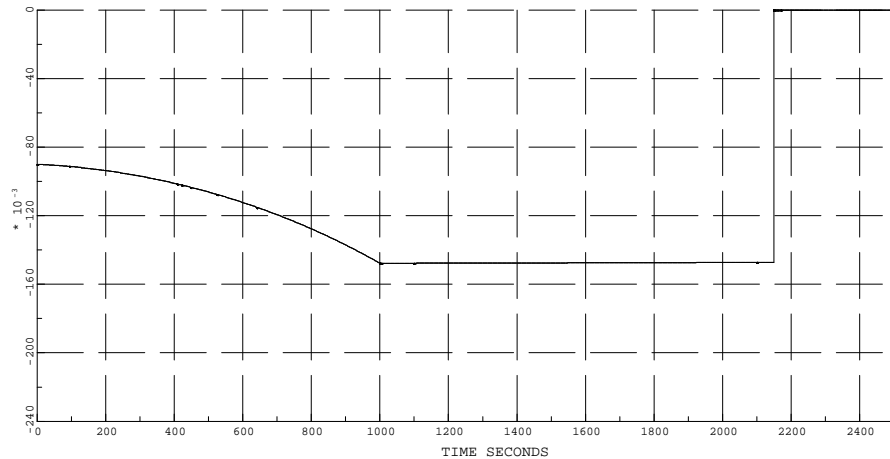
SYNC ROYKRG1 Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 23 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

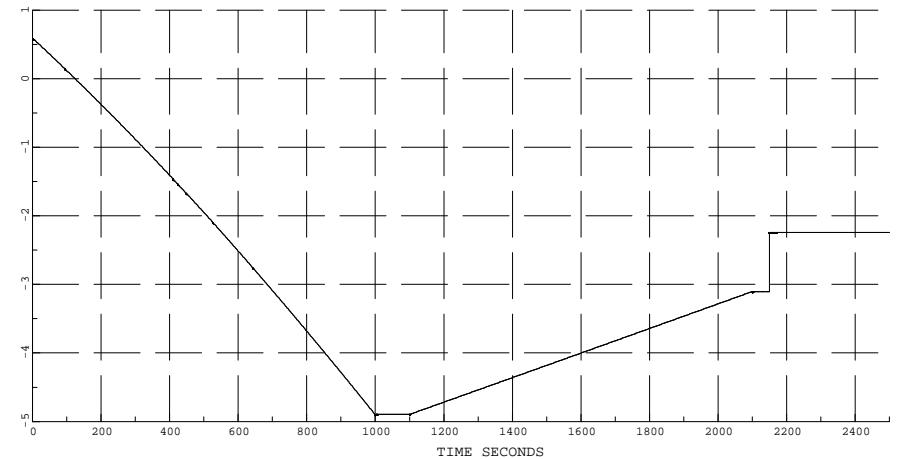
ASYNC OKSKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 26 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

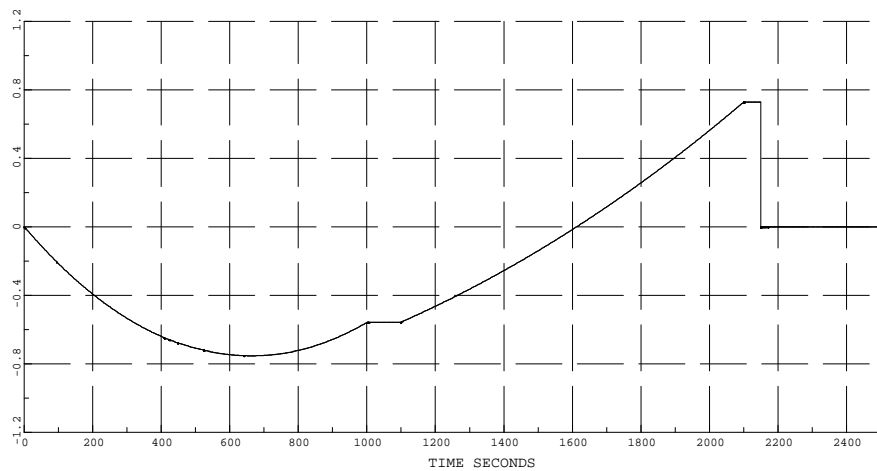
LINE OIE-22-AOIE-22-KV 0 QI POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 28 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

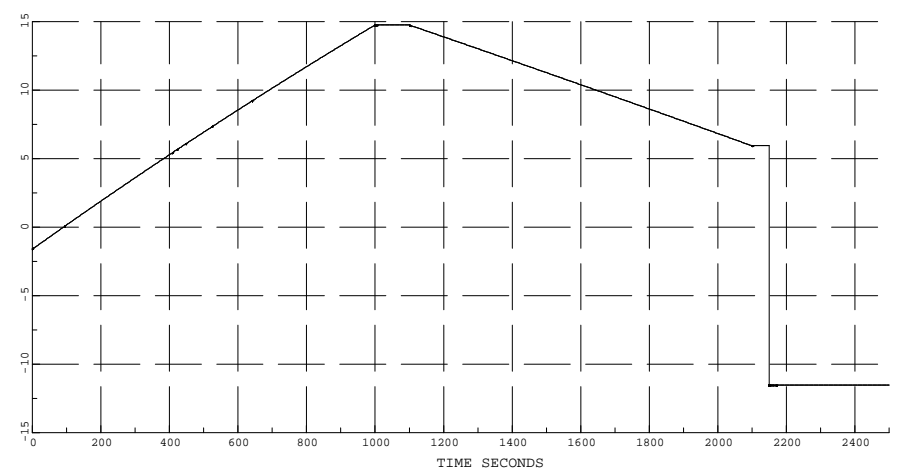
SYNC TRÆLAKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 25 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Uten trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

LINE OIE-22-AOIE-22-KV 0 P1 POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:10:34 DIAGRAM 27 SIMPOW© 10.2.007

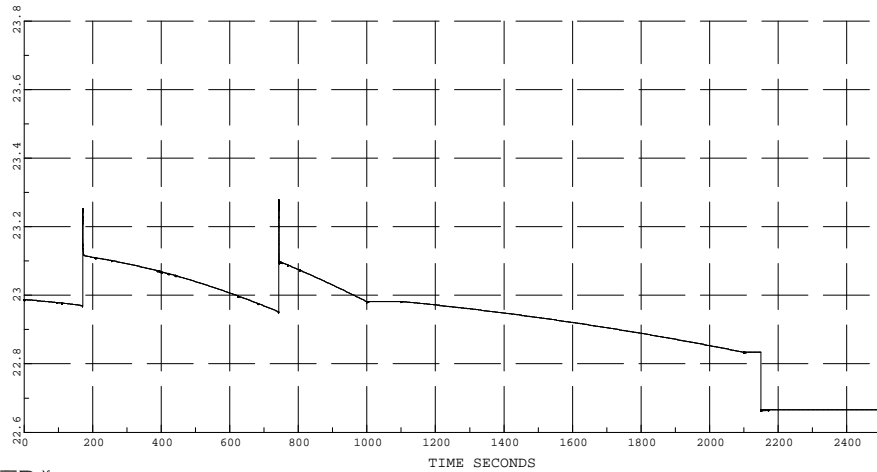
Simuleringstilfelle DA_6

- **Lineær oppramping av produksjon i DG fra null til full produksjon.**
- **Deretter lineær oppramping av last fra lettlast til tunglast.**
- **Med automatisk trinnkoplerregulator på 110/22 kV transformator i Øie.**
- **Settpunksverdi for trinnkopler på 110/22 kV transformator i Øie 23,2 kV.**

Diagram nr.			
1	Spenning [kV] i node OIE-22-A	22 kV node i Øie	
2	Spenning [kV] i node KVINA-22-A	22 kV node for kraftverk KVINKRG	
3	Spenning [kV] i node TRÆLA-22-A	22 kV node for kraftverk TRÆLAKRG	
4	Spenning [kV] i node TH-83036	22 kV node for kraftverk OKSKRG	
5	Spenning [kV] i node TH-85091	22 kV node 31,94 km fra Øie	
6	Spenning [kV] i node BER_KR-22	22 kV node for kraftverk BERKRG	
7	Spenning [kV] i node ROY_KR-22	22 kV node for kraftverk ROYKRG	
8	Spenning [kV] i node TH-85079	22 kV node for kraftverk EFTKRG	
9	Spenning [kV] i node HIS_KR-22	22 kV node for kraftverk HISKRG	
10	Spenning [kV] i node TH-85012	22 kV node i Knabeheia	
11	Aktiv effekt [MW] i BERKRG	Produsert aktiv effekt i BERKRG kraftverk	
12	Aktiv effekt [MW] i EFTKRG	Produsert aktiv effekt i EFTKRG kraftverk	
13	Aktiv effekt [MW] i HISKRG	Produsert aktiv effekt i HISKRG kraftverk	
14	Aktiv effekt [MW] i KVINKRG	Produsert aktiv effekt i KVINKRG kraftverk	
15	Aktiv effekt [MW] i ROYKRG1	Produsert aktiv effekt i ROYKRG1 kraftverk	
16	Aktiv effekt [MW] i ROYKRG2	Produsert aktiv effekt i ROYKRG2 kraftverk	
17	Aktiv effekt [MW] i TRÆLAKRG	Produsert aktiv effekt i TRÆLAKRG kraftverk	
18	Aktiv effekt [MW] i OKSKRG	Produsert aktiv effekt i OKSKRG kraftverk	
19	Reaktiv effekt [Mvar] i BERKRG	Produsert reaktiv effekt i BERKRG kraftverk	
20	Reaktiv effekt [Mvar] i EFTKRG	Produsert reaktiv effekt i EFTKRG kraftverk	
21	Reaktiv effekt [Mvar] i HISKRG	Produsert reaktiv effekt i HISKRG kraftverk	
22	Reaktiv effekt [Mvar] i KVINKRG	Produsert reaktiv effekt i KVINKRG kraftverk	
23	Reaktiv effekt [Mvar] i ROYKRG1	Produsert reaktiv effekt i ROYKRG1 kraftverk	
24	Reaktiv effekt [Mvar] i ROYKRG2	Produsert reaktiv effekt i ROYKRG2 kraftverk	
25	Reaktiv effekt [Mvar] i TRÆLAKRG	Produsert reaktiv effekt i TRÆLAKRG kraftverk	
26	Reaktiv effekt [Mvar] i OKSKRG	Produsert reaktiv effekt i OKSKRG kraftverk	
27	Aktiv effekt [MW] fra OIE-22-A til OIE-22-KV	Aktiv effekt fra Øie mot Kvinesdal	
28	Reaktiv effekt [Mvar] fra OIE-22-A til OIE-22-KV	Reaktiv effekt fra Øie mot Kvinesdal	

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

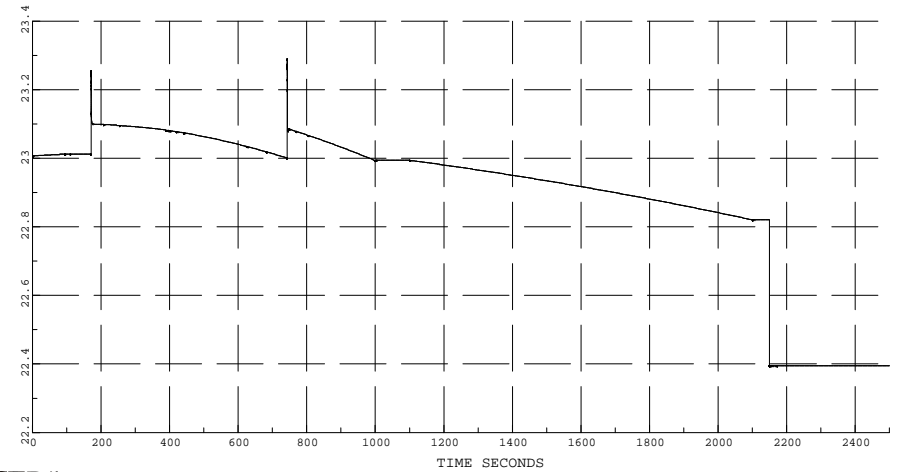
NODE KVINA-22-A U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 2 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

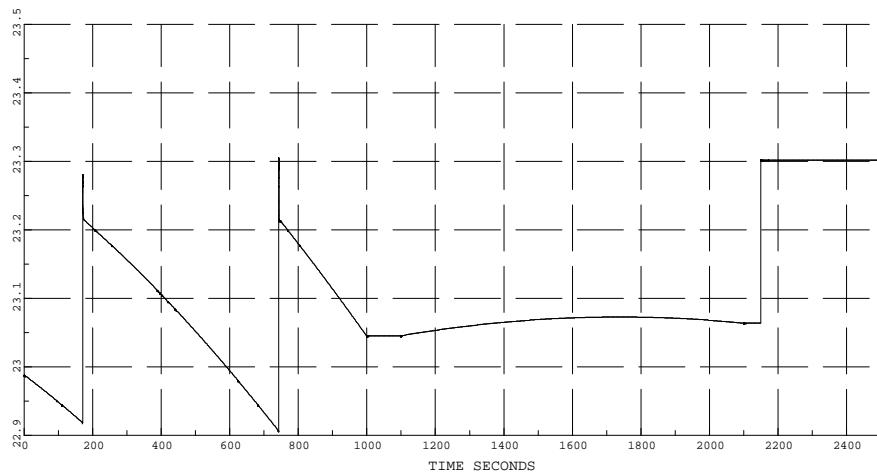
NODE TH-83036 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 4 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

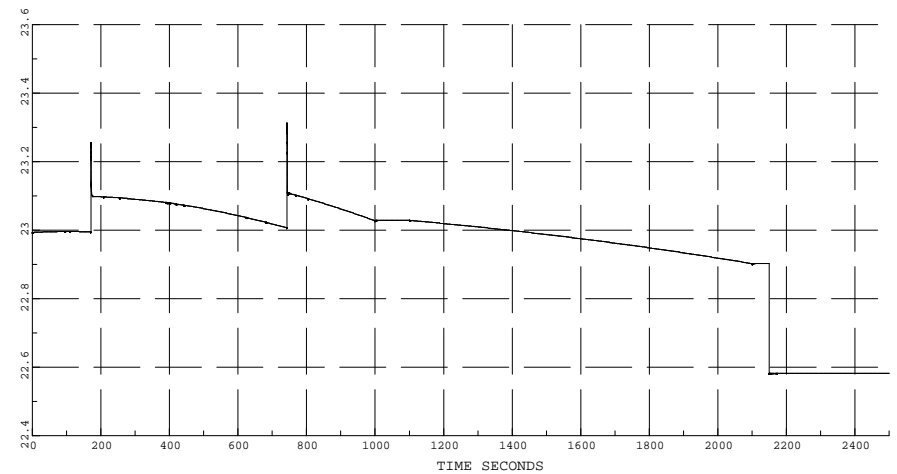
NODE OIE-22-A U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 1 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

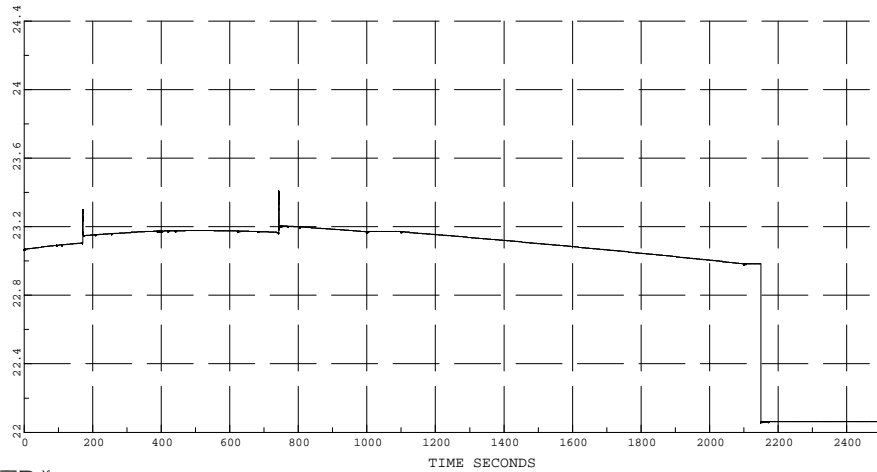
NODE TRÆLA-22-A U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 3 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

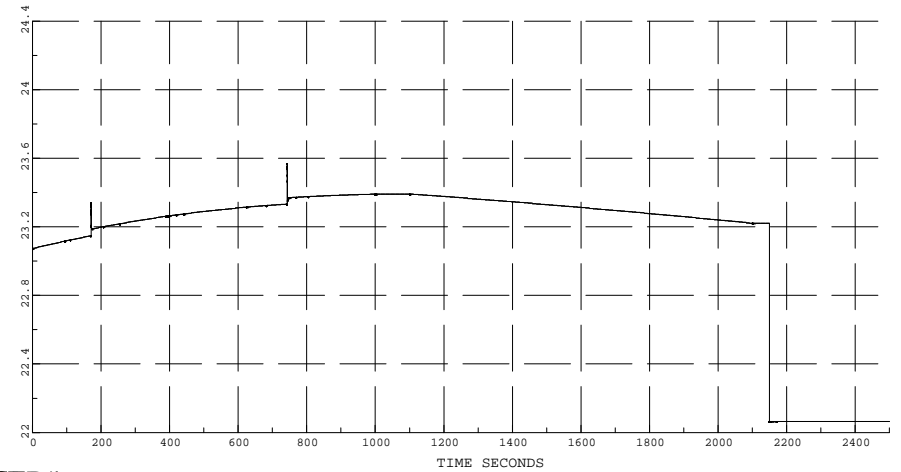
NODE BER_KR-22 U PHASE AB KV



STRIB JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 6 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

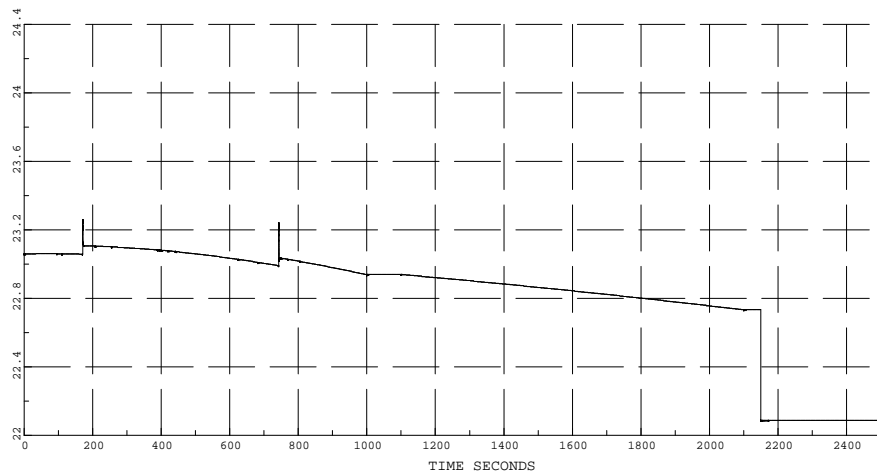
NODE TH-85079 U PHASE AB KV



STRIB JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 8 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

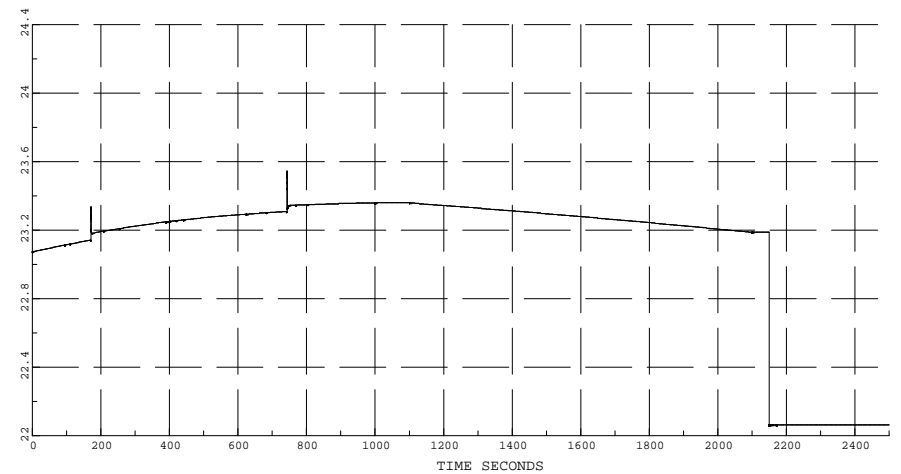
NODE TH-85091 U PHASE AB KV



STRIB JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 5 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

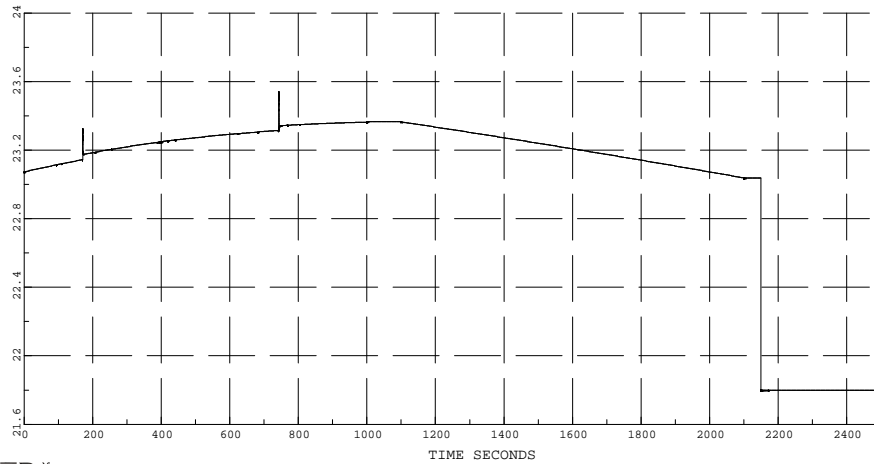
NODE ROY_KR-22 U PHASE AB KV



STRIB JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 7 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

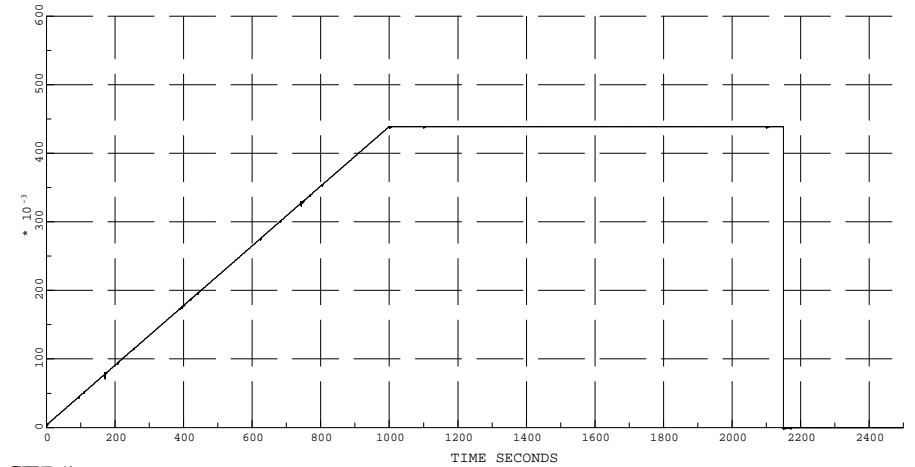
NODE TH-85012 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 10 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

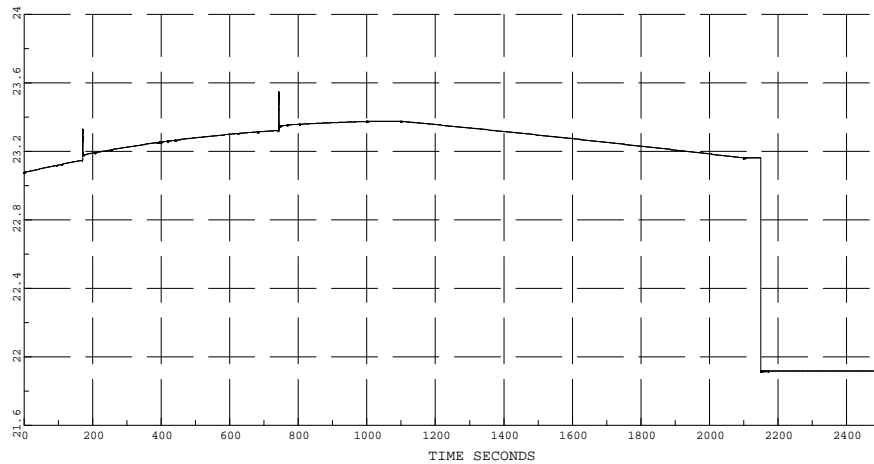
SYNC EFTKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 12 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

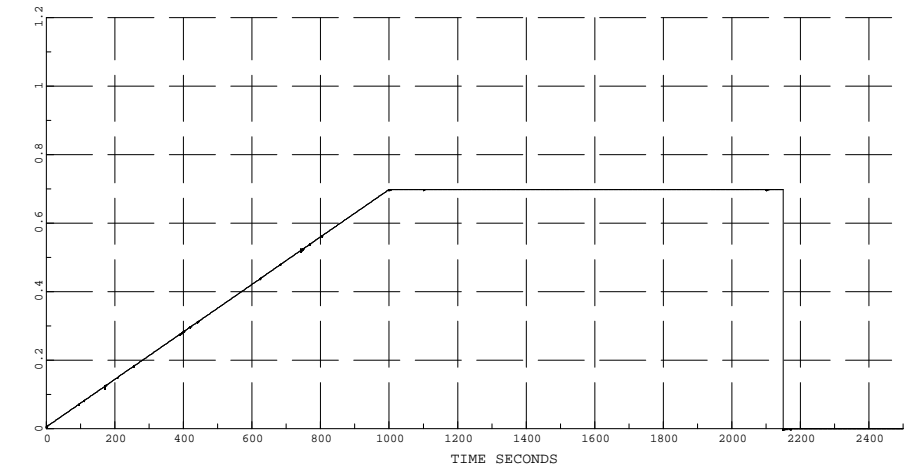
NODE HIS_KR-22 U PHASE AB KV



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 9 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

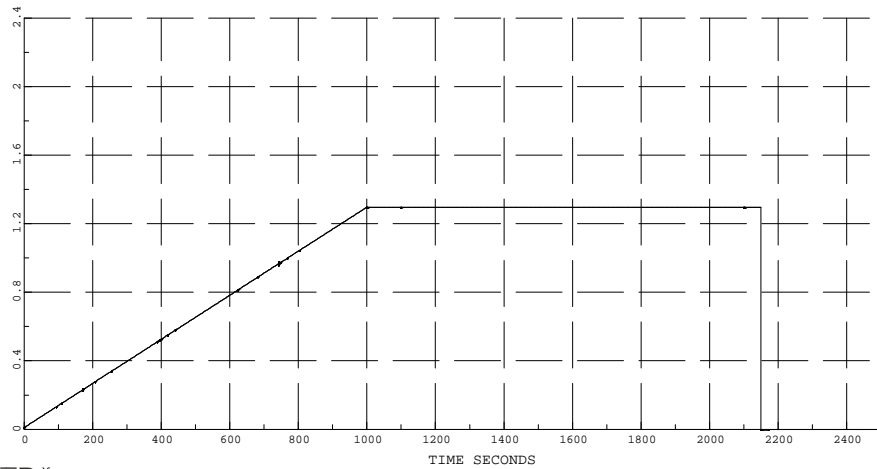
SYNC BERKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 11 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

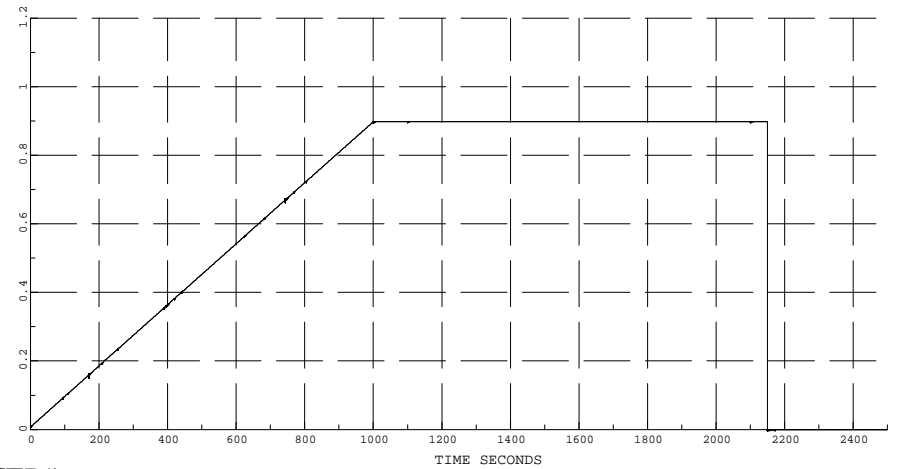
SYNC KVINKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 14 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

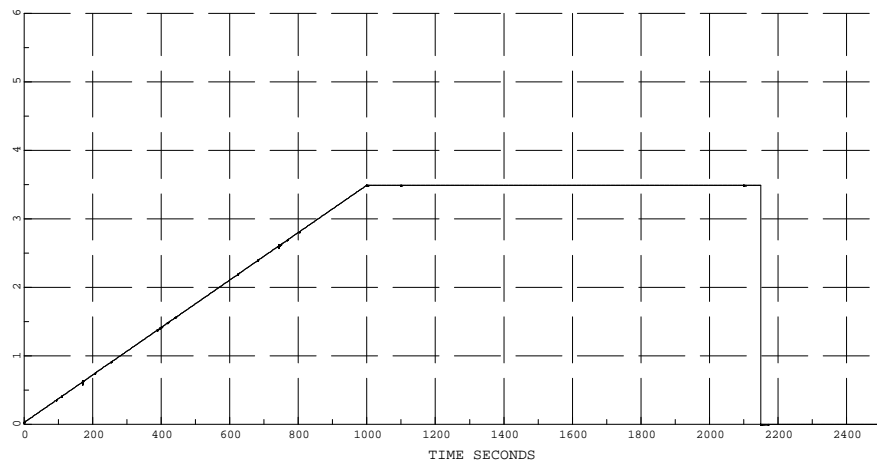
SYNC ROYKRG2 P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 16 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

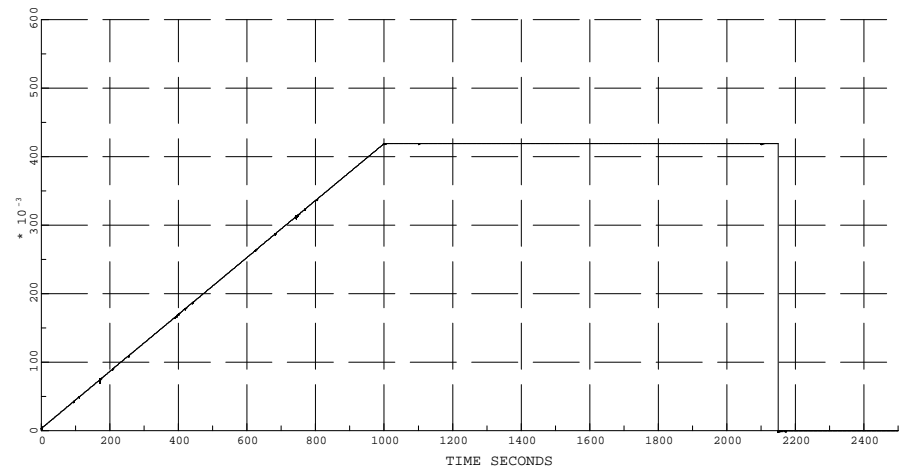
SYNC HISKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 13 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

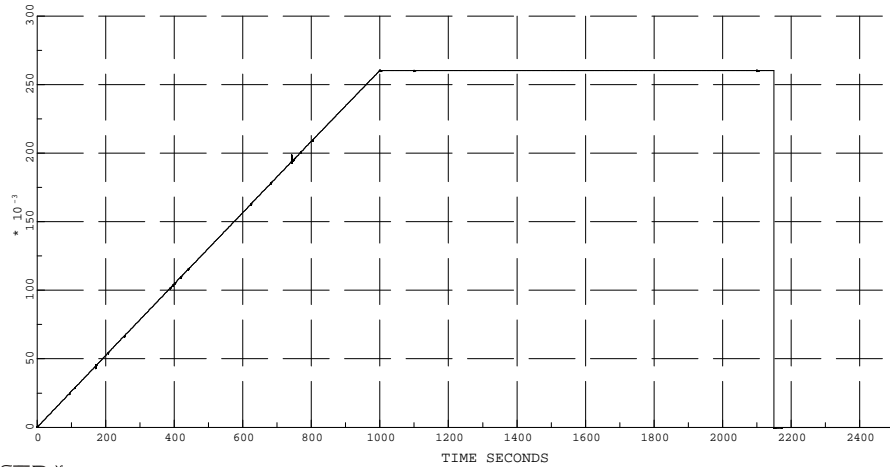
SYNC ROYKRG1 P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 15 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

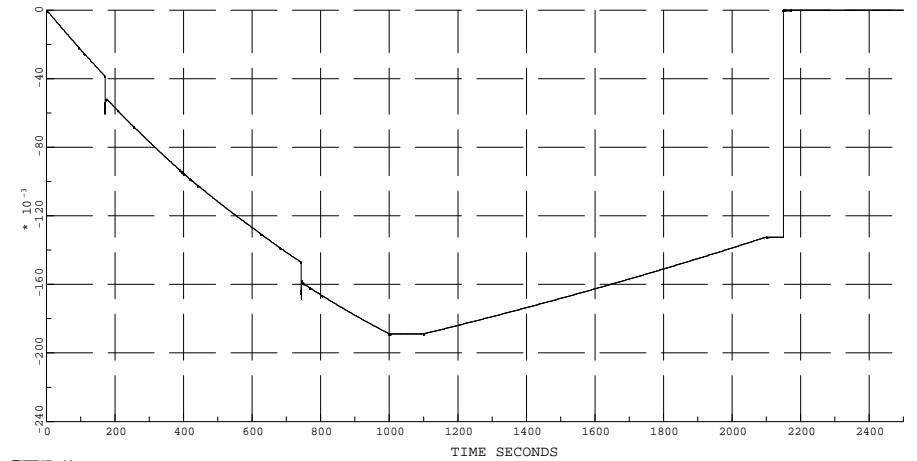
ASYNK OKSKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 18 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

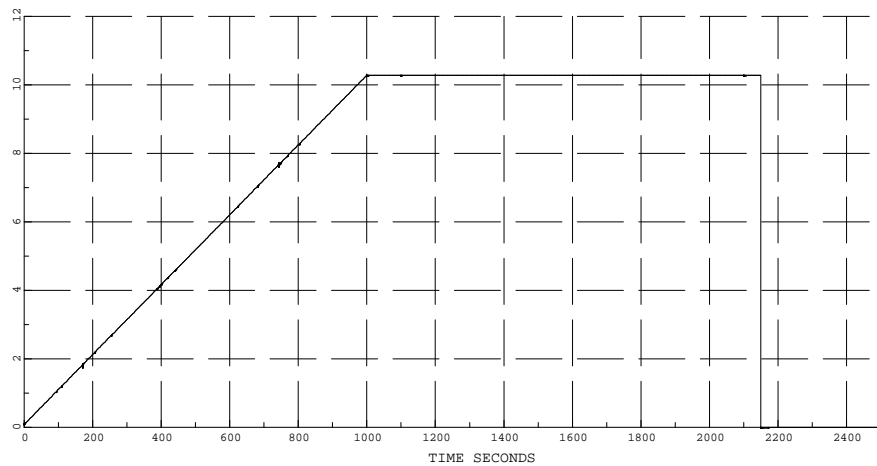
SYNCR EFTKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 20 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

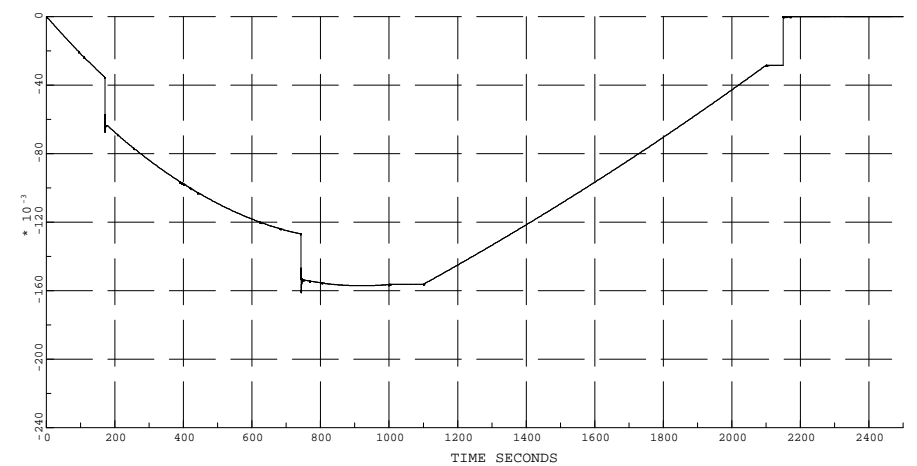
SYNCR TRÆLAKRG P POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 17 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

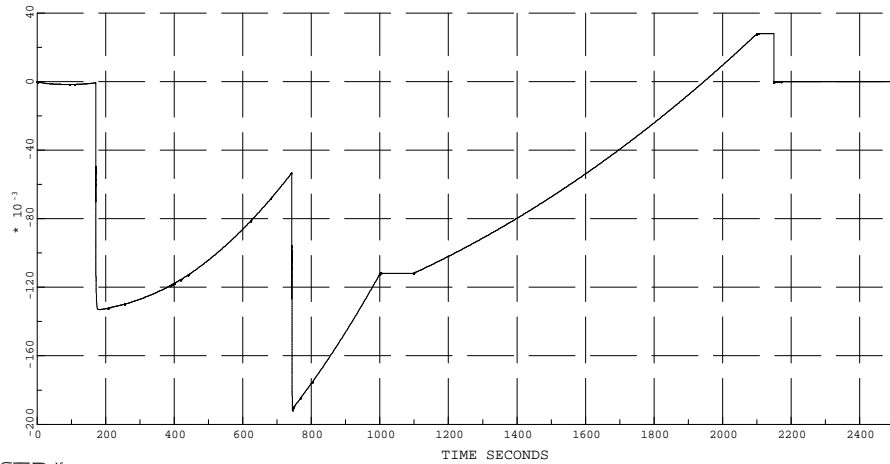
SYNCR BERKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 19 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

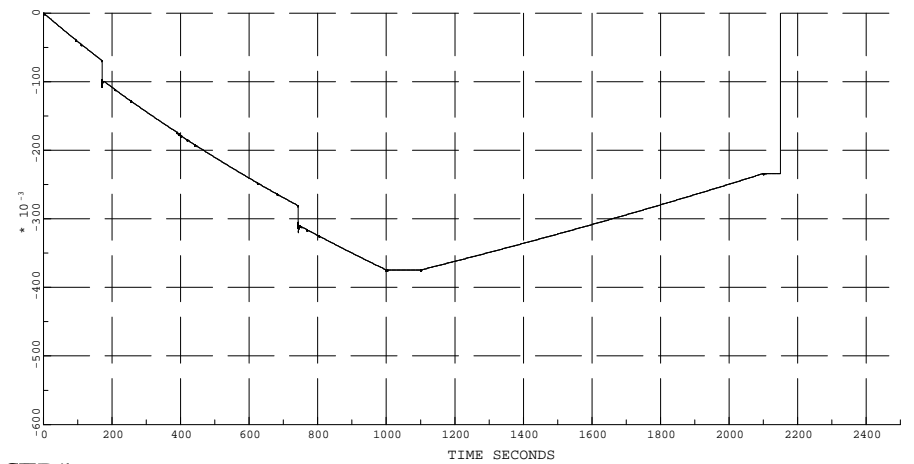
SYNC KVINKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 22 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

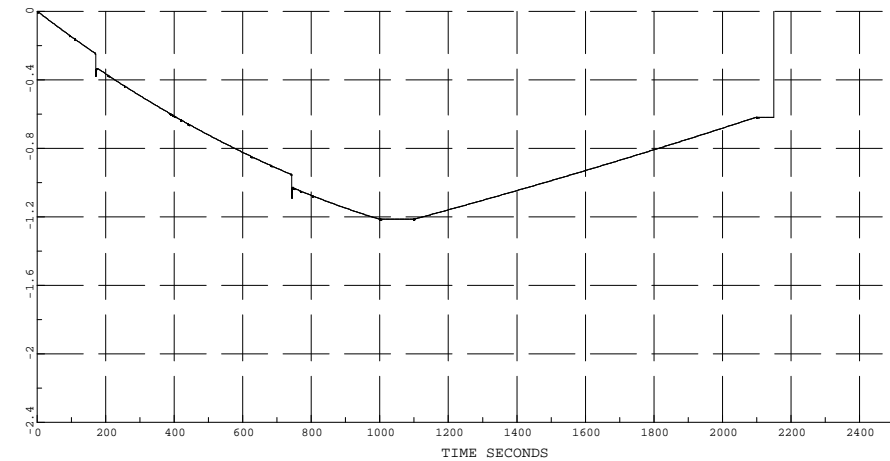
SYNC ROYKRG2 Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 24 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

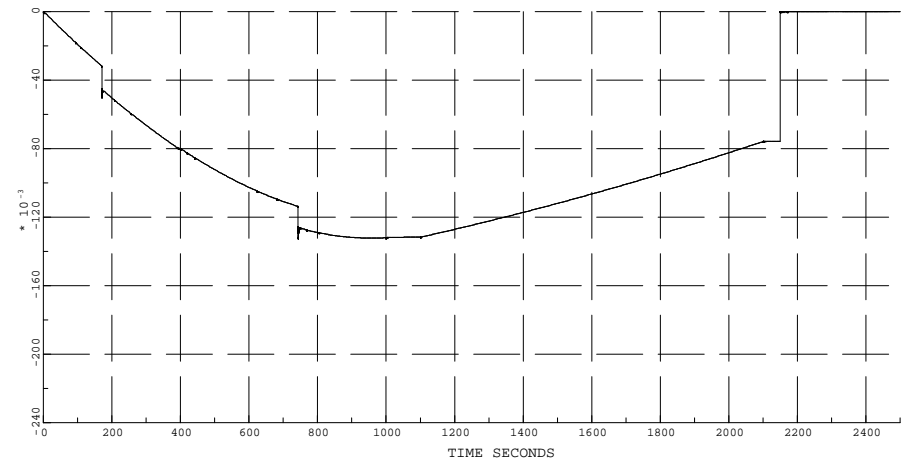
SYNC HISKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 21 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

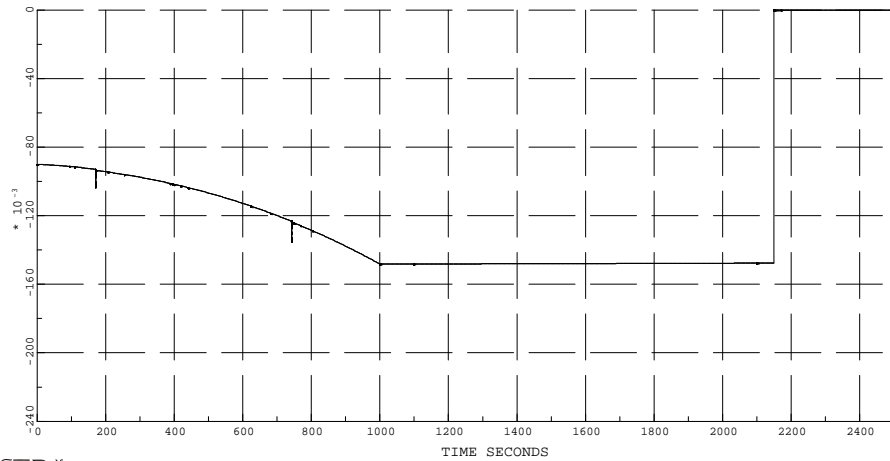
SYNC ROYKRG1 Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 23 SIMPOW® 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

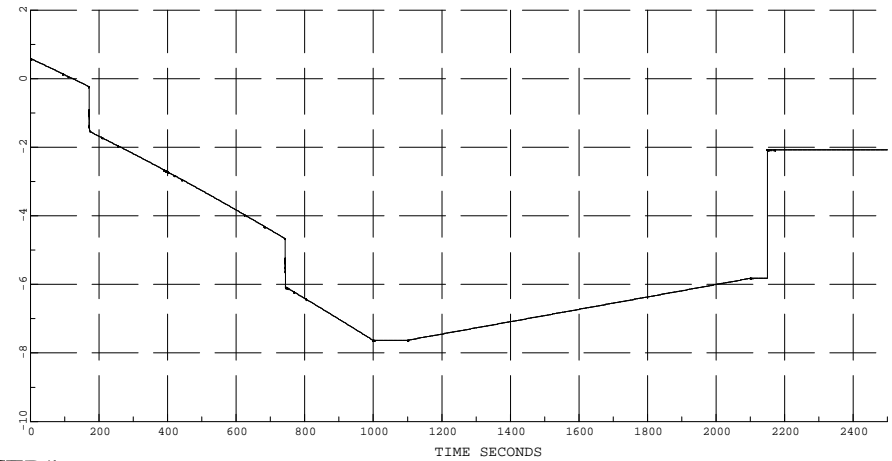
ASYNC OKSKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 26 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

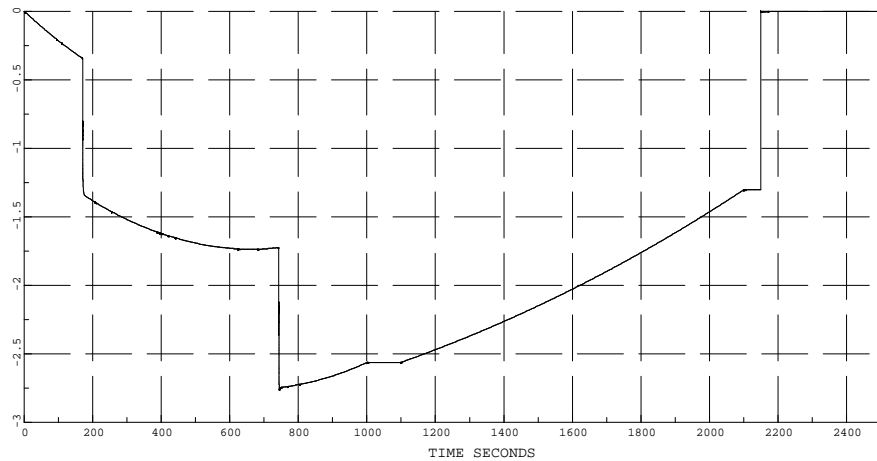
LINE OIE-22-AOIE-22-KV 0 QI POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 28 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

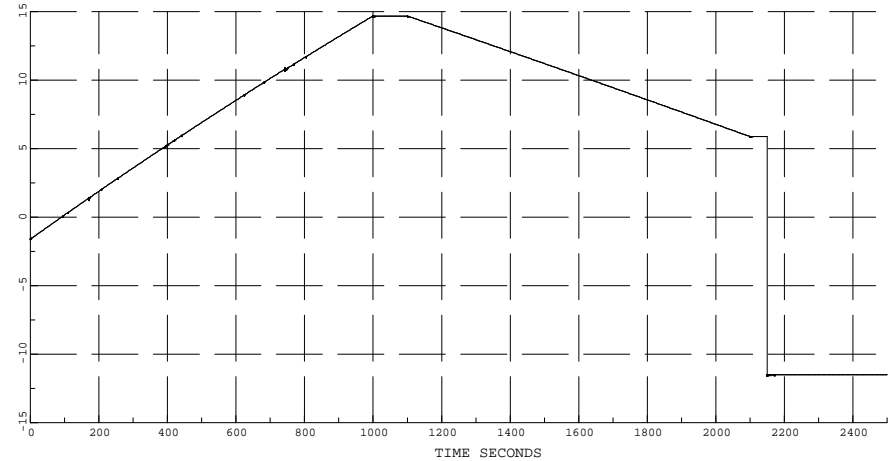
SYNC TRÆLAKRG Q POWER MVAR



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 25 SIMPOW© 10.2.007

Oppramping av lokal produksjon fra ca. null til full, $0 < t < 1000$.
Oppramping av last fra lettlast til tunglast, $1100 < t < 2100$. Med trinnk.reg.,
med AVR. Utkobling av DG etter oppramping av last. Oppj. settp.sp. 23,2 kV.

LINE OIE-22-AOIE-22-KV 0 P1 POWER MW



STRI JOB D2020_MED_DG DATE 14 NOV 2005 TIME 15:16:03 DIAGRAM 27 SIMPOW© 10.2.007

Vedlegg 4

Simuleringsprogram – SIMPOW®

I dette prosjektet er datamaskinprogrammet SIMPOW[®] (release 10.2. revision 097 for Windows NT) benyttet for alle simuleringer og analyser.

SIMPOW er et programsystem utviklet av ABB Power Systems i Västerås, Sverige¹. Programmet kan benyttes for en rekke ulike typer nettanalyser, som f.eks. analyser av lastflyt, transient stabilitet, maskindynamiske forhold og feil i nettet. I tillegg gir programmet mulighet for å beregne stasjonær stabilitet (egenverdier) og å undersøke utbredelsen av harmoniske komponenter generert av utstyr tilkoplek kraftsystemet.

Programsystemet SIMPOW består av flere moduler, bl.a.:

- OPTPOW
- DYNPOW
- DYNPOST
- SEDIT

OPTPOW utgjør lastflytdelen, og beregner en stasjonær lastflytsituasjon. Denne lastflytsituasjonen gir initialbetingelser for de dynamiske analysene.

DYNPOW beregner dynamisk systemrespons som funksjon av tiden etter en transient forstyrrelse. Responsen kan beskrives ved polhjulsvinkelen til generatorer, frekvens, spenning på hver samleskinne, samt sakking, strøm, aktivt- og reaktivt effektopptak i asynkronmotorer, osv.

DYNPOST utfører plottingen av resultatene fra den dynamiske analysen. Variablene som ønskes undersøkt, kan plottes i absoluttverdier eller i per unit-verdier.

SEDIT er et verktøy (integrert i SIMPOW) for å lage enlinjeskjemaer av simuleringsmodellene.

For ytterligere detaljer, se [SIMPOW[®]](#).

¹ Since May 1st, 2004, the copyright, development and customer services of Simpow has been transferred to STRI from ABB

Vedlegg 5

Oversikt over datafiler

OPTPOW

Filnavn	Beskrivelse	Kommentar
d2020_nullprod_lettlast.optpow	Null produksjon i DG. Lettlastsituasjon. UP (eller utkoblet)	For lastflytberegninger kommenteres produksjonskildene ut (på filen). For å lage basis for oppramping av produksjon, ligger de inne med liten produksjon (som UP)
d2020_nullprod_tunglast.optpow	Null produksjon i DG. Tunglastsituasjon. UP (eller utkoblet)	
d2020_med_DG_PQ_lettlast.optpow	Full produksjon i DG. Lettlastsituasjon. PQ, $P=P_{\max}$, $Q=0$ Mvar	
d2020_med_DG_PQ_tunglast.optpow	Full produksjon i DG. Tunglastsituasjon. PQ, $P=P_{\max}$, $Q=0$ Mvar	
d2020_med_DG_UP_lettlast.optpow	Full produksjon i DG. Lettlastsituasjon. UP, $P=P_{\max}$, $U=U_{\text{ønsket}}$ kV	
d2020_med_DG_UP_tunglast.optpow	Full produksjon i DG. Tunglastsituasjon. UP, $P=P_{\max}$, $U=U_{\text{ønsket}}$ kV	
d2020_nullprod_lettlast_opjustert.optpow	Null produksjon i DG. Lettlastsituasjon. UP (eller utkoblet)	Settpunkt for trinnkobler-regulator for 22/110 kV transformator i Øie satt til 23,2 kV (sammenlignet med 22,2 kV for de øvrige casene).
d2020_med_DG_PQ_tunglast_opjustert.optpow	Full produksjon i DG. Tunglastsituasjon. PQ, $P=P_{\max}$, $Q=0$ Mvar	
d2020_med_DG_UP_tunglast_opjustert.optpow	Full produksjon i DG. Tunglastsituasjon. UP, $P=P_{\max}$, $U=U_{\text{ønsket}}$ kV	
d2020_lettlast_QREG.optpow	Full produksjon i DG. Lettlastsituasjon. PQ, $P=P_{\max}$, $Q=0$ Mvar	Lastflyttil, forberedt på å bruke sekundærregulator (QREG) på sp.regulatorene for SG.

DYNPOW

Filnavn	Beskrivelse
d2020_med_DG.dynpow	“Generell” dynamisk model med alle DG innkoblet. Benyttes for opp-/nedramping av produksjon/last.
d2020_nullprod.dynpow	“Generell” dynamisk model med alle DG frakoblet (ikke med på filen). Benyttes for opp-/nedramping av last.
d2020_med_QREG.dynpow	“Generell” dynamisk model med alle DG innkoblet. Inkluderer sekundærregulator (QREG) for justering av settpunkt for spenningsregulator for SG.

DYNPOST

Filnavn	Beskrivelse
profil.dynpost	“Plott”-fil. Spenning i utvalgte noder, P og Q i DG, P og Q ut fra 22 kV Øie mot Kvinesdal.
profil_nullprod.dynpost	“Plott”-fil. Spenning i utvalgte noder, P og Q ut fra 22 kV Øie mot Kvinesdal. Brukes sammen med “...nullprod. dynpow”.

GRAPHIC

Filnavn	Beskrivelse
oie_kvinesdal.graphic	Enlinjeskjema over det aktuelle nettet.
oie_kvines_qreg.graphic	Enlinjeskjema over det aktuelle nettet. Brukes sammen med "... <i>lettlast_QREG.optpow</i> ".