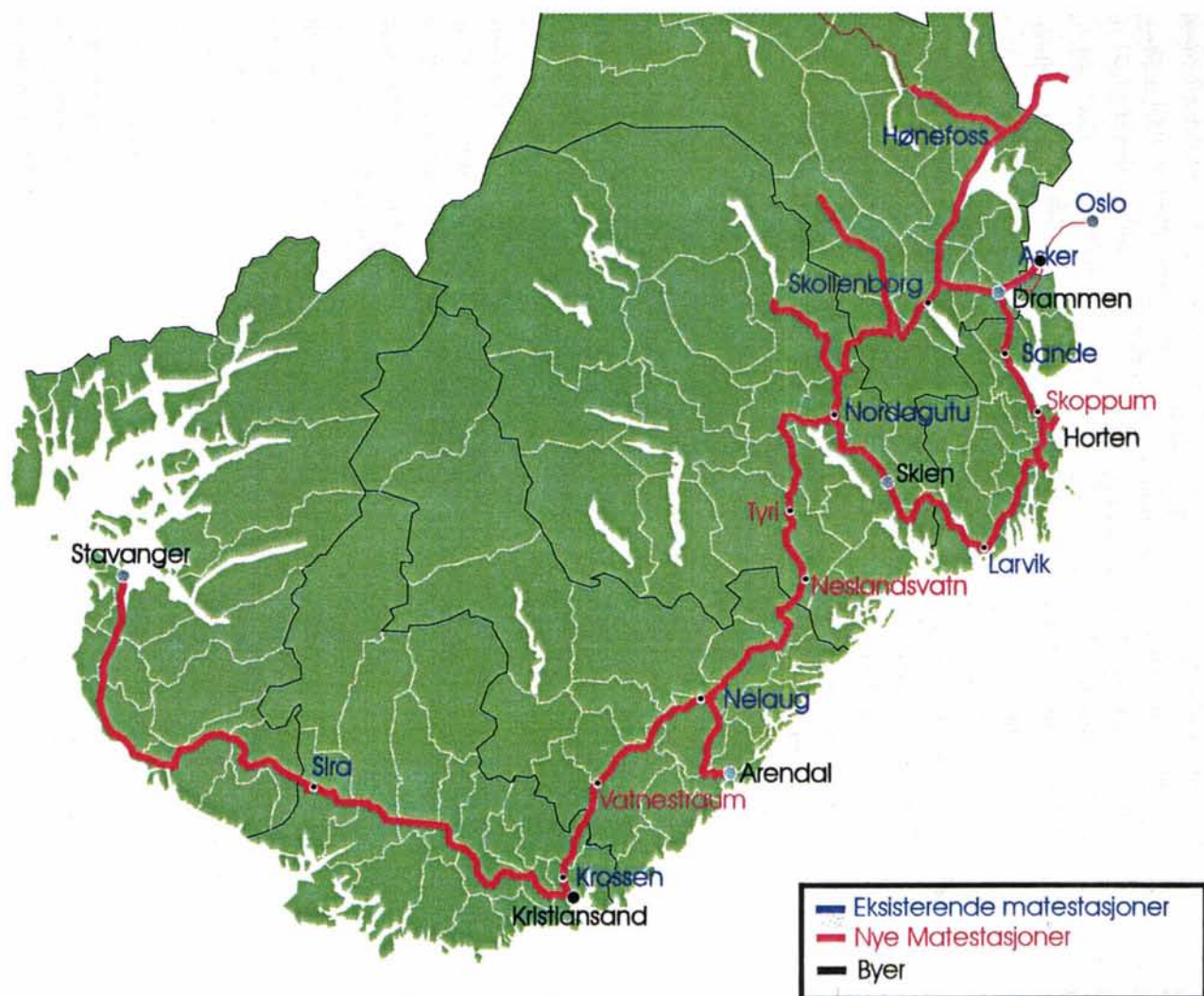


# PLANUTREDNING FOR BANESTRØMFORSYNING ASKER - KRISTIANSAND

## VEDLEGG SHEFTE



## VEDLEGG

- Vedlegg 1: Forutsetninger for simuleringene/lastflytberegningene.
- Vedlegg 2: Lastflytanalyser
- Vedlegg 3: Vurderinger av forsterkningstiltakene/lastflytberegningene.
- Vedlegg 4: Kostnadsoverslag.
- Vedlegg 5: Resultater, nytte-/kostnadsanalyse.
- Vedlegg 6: Krav i forb. med mateledning.
- Vedlegg 7: Grafisk ruteplan for fremtidig trafikk på Vestfoldbanen.
- Vedlegg 8: Oversiktskjema - banestrømsforsyningen og det overliggende 3- fasenettet.

## **VEDLEGG 1**

<b>V.1 FORUTSETNINGER FOR SIMULERINGENE .....</b>	<b>2</b>
<b>V.1.1 DET BAKENFORLIGGENDE NETTET.....</b>	<b>2</b>
<b>V.1.2 OMFORMERSTASJONER .....</b>	<b>4</b>
<b>V.1.3 MATERIELL .....</b>	<b>5</b>
<b>V.1.4 KONTAKTLEDNING .....</b>	<b>6</b>
<b>V.1.5 SERIKONDENSATORBATTERIER .....</b>	<b>6</b>
<b>V.1.6 EKSISTERENDE FJERNLEDNING .....</b>	<b>6</b>
<b>V.1.7 HAKAVIK KRAFTSTASJON .....</b>	<b>7</b>
<b>V.1.8 AVSTANDER.....</b>	<b>7</b>
<b>V.1.9 BELASTNINGER.....</b>	<b>10</b>
V.1.9.1 Sørlandsbanen .....	10
V.1.9.2 Vestfoldbanen.....	12



## **V.1 FORUTSETNINGER FOR SIMULERINGENE**

I simuleringene er programpakken SIMPOW brukt. Dette programmet er utviklet av ABB og er spesielt laget for lastflytberegninger av større kompliserte nett.

I tillegg til lastflytberegninger er programmet videreutviklet for nesten alle typer dynamiske analyser, og stort sett kan man si at i ekstreme tilfeller vil det være datakraften og ikke programmet som er begrensningen.

Den store fordelen med dette programmet er at man kan detaljmodellere de enkelte komponenter som inngår i nettet. I vår sammenheng betyr det at man kan detaljmodellere omformerstasjoner og kraftverk, og på den måten få frem alle de aspekter ved analysene som ønskes.

I forhold til mange andre programmer er dette et intellegent simuleringsverktøy. Man har her ikke fastsatte tidsskritt som følges slavisk. Programmet generer hele tiden en såkalt "look - ahead" iterasjon som gir en svært bra oppløsning. Dess raskere variasjoner i verdiene dess mindre tidsskritt gir programmet. Eksempler på bruk hvor dette særlig er gjeldende er effektfordelingen mellom statiske og roterende omformere ved lastpåslag og lastavslag ellers i nettet. Dvs at også begrensninger i momentane verdier kan taes hensyn til her.

Programmet er Window-basert og er utviklet for UNIX - maskiner. Den mest iøyenfallende fordelen med dette programmet for brukeren, er de mange mulighetene man har, samt at man hele tiden har mulighet for å få grafiske tegninger av de nett man ønsker å analysere. På disse tegningene får man frem de elektriske parameterene man normalt søker, og det er derfor lettere å vurdere resultater fra et slikt program. Av de grafiske tegningene får man raskt overblikk over nettet, og kan på den måten også raskt vurdere samspillet i det nettet man har modellert.

### **V.1.1 DET BAKENFORLIGGENDE NETTET**

Jernbaneanverket driver idag nettet med samkjøring mellom alle matestasjoner på strekningen mellom Asker og Kristiansand. En nøyaktig modell må da ta hensyn til det bakenforliggende nettet for å gi riktig bilde av lastflyten på strekningen.

Utgangspunktet for det modellerte bakenforliggende nettet er et tunglasttilfelle gitt av Statnett. Fra Statnett og frem til de forskjellige omformerstasjoner er forsyningslinjene knyttet sammen i ringnett og maskenett. Linjelengder, spenningsnivåer, effektuttak, transformatorer, kortslutningsytelser samt vinkelen på spenninger er alt bakt inn i modellen for på best mulig måte å etterligne det eksisterende nettet.

I modellen er det tatt med alle kjente fremtidig planlagte endringer for nettkonfigurasjonen som vil få betydelig innvirkning på lastflyten i Jernbaneanverket`s nett.

Simulerte kortslutningseffekter inn til eksisterende og aktuelle omformerstasjoner:

*	Krossen	350 MVA
**	Vatnestraum	350 MVA
*	Nelaug	780 MVA
**	Bjorvatn	460 MVA
**	Neslandsvatn	360 MVA
*	Nordagutu	250 MVA
*	Larvik	130 MVA
**	Tønsberg	1600 MVA
**	Skoppum	670 MVA
*	Asker	160 MVA

\* eksisterende omformerstasjoner.

\*\* aktuelle nye omformerstasjoner.

Spenningsnivå og vinkel på spenningen i tilknytningspunktet mellom omformerstasjonene og det bakenforliggende nettet er gitt nedenfor. Disse parameterene har i likhet med kortslutningsytelsen innvirkning på effektfordelingen på enfasesiden mellom de forskjellige omformerstasjonene.

	<b>Spenning i tilknytningspunktet</b>	<b>Vinkel på spenning i tilknytningspunktet.</b>
Krossen	ca. 50 kV	ca. -0.2 Deg
Vatnestraum	ca. 132 kV	ca. 11 Deg
Nelaug	ca. 132 kV	ca. 6 Deg
Bjorvatn	ca. 132 kV	ca. 5 Deg
Neslandsvatn	ca. 132 kV	ca. 9 Deg
Nordagutu	ca. 66 kV	ca. 4 Deg
Larvik	ca. 11 kV	ca. -7 Deg
Tønsberg	ca. 132 kV	ca. -3 Deg
Skoppum	ca. 132 kV	ca. -5 Deg
Asker	ca. 22 kV	ca. -6 Deg

I Asker er det simulert med en ekstra transformering fra 22 kV til 66 kV før spenningen i omformerstasjonen transformeres ned igjen til 6,3 kV. Spenningsfallet over den ekstra transformatoren er kompensert i simuleringene ved å justere viklingstallet på 66/6,3 kV trafoen.

I Larvik er det installert en ekstra 11/66 kV trafo før spenningen igjen transformeres ned til 6,3 kV.

Nettkonfigurasjonen som er lagt til grunn i simuleringene er i sin helhet vist i vedlegg 8.

## V.1.2 OMFORMERSTASJONER

### Eksisterende omformerstasjoner

Krossen	2x5,8 MVA	roterende
Nelaug	2x5,8 MVA	roterende
Nordagutu	(5,8 + 7,0) MVA	roterende
Larvik	2x5,8 MVA	roterende
Asker	2x10 MVA	roterende

### Aktuelle nye omformerstasjoner

Vatnestraum	2x5,8 MVA	roterende
Bjørvatn	2x5,8 MVA	roterende
Neslandsvatn	2x5,8 MVA	roterende
Skoppum	2x6,0 MVA	statisk
Tønsberg	2x6,0 MVA	statisk

En roterende omformer har en karakteristisk vinkeldreining av spenningsvinkelen fra det bakenforliggende nettet og ut til kontaktledningen. Denne vinkeldreiningen er som funksjon av belastningen av omformeren.

En statisk omformer har til en viss grad mulighet for å gjøre denne vinkeldreiningen uavhengig av belastningen, og har dermed en større reguleringsfrihet i forhold til en roterende omformer.

I de simuleringer hvor det er brukt statiske omformere er denne omformeren gitt samme virkemåte som roterende omformere. Det er på denne måten de eksisterende statiske omformerene Jernbaneverket har i dag er innstilt. Dette gir at resultatene fra simuleringene er uavhengig av om man bruker statiske eller roterende omformere, bare ytelsen er det den skal være.

Utgangsspenningen av omformerstasjonene er regulert på en slik måte at omformeren søker å holde konstant spenning lik 16,5 kV slik det generelt er gjort i Jernbaneverket idag.

Effektfordelingen mellom to aggregater/omformerenheter i samme stasjon er regulert slik at effekten blir fordelt prosentvis etter ytelsen til hver av aggregatene/omformerenheter.

I denne simuleringen er det ikke lagt inn overstrømsvern i modellen for roterende omformere. En overlast indikerer dermed bare behovet for øket installert ytelse i omformeren. Modellen gir rom for slike vern, og ved andre anledninger kan det være svært hensiktsmessig å simulere også med vernutrustning. Ved å legge inn slike vern har man en glimrende mulighet for å undersøke hva som skjer ellers i nettet om et aggregat skulle falle ut pga vern. Dette er et moment som bør vurderes ved en senere anledning og da særlig i forbindelse med test av ruteplaner.



### V.1.3 MATERIELL

I belastningsmodellene er det ut fra fremtidige skisserte ruteplaner lagt til grunn følgende bruk av materiell på Vestfoldbanen og Sørlandsbanen.

Effektuttak:		Pmax MW	Qmax MVA	MP	MQ
<u>Sørlandsbanen.</u>					
Godstog :	EL - 14:	5.2	2.6	1.86	0
m/Skorstøl	EL - 18:	7.25	-	1	0
Persontog:	X2000:	5.0	-	1	0
<u>Vestfoldbanen.</u>					
Godstog :	Kjøres med EL - 18	7.25	-	1	0
Persontog:					
ICE-tog	X2000	5.0	-	1	0
IC-tog	BM70	2.33	-	1	0
Reservetog	BM69	2.25	1.8	1	1
Lokal-tog	BM69	2.25	1.8	1	1

I simuleringsmodellen er det enda ikke mulig å variere hastigheten og plasseringen av lokomotivet. Det vi har lagt til grunn er at lok'et har den hastigheten hvor maksimalt effektuttak er mulig og fra den tilstanden variere effektuttaket. Dette er det samme som å akselerere/retardere lok'et ut fra denne tilstanden.

Tidligere har det ikke blitt tatt hensyn til effektuttakets spenningsavhengighet. Det er her tatt hensyn til på en tilnærmet måte med to konstanter MP og MQ. Formlene under gjengir hva de betyr:

$$P_1 = (U_1 / U_N)^{MP} \times P_N$$

$$Q_1 = (U_1 / U_N)^{MQ} \times Q_N$$

$U_1$  er spenning ved last-stedet

$U_N$  er nominell spenning

MP og MQ er faktorer som angir spenningsavhengigheten for effektuttakene.

$P_N$  og  $Q_N$  er hhv aktivt og reaktivt effektuttak ved nominell spenning.

$P_1$  og  $Q_1$  er da hhv faktisk aktivt og reaktivt effektuttak med spenningen  $U_1$ .

MP = 0 betyr spenningsuavhengighet.

MP = 1 betyr at uttaket er lineært med spenningen, lavere spenning gir lavere mulig effektuttak.....osv.

MP = 2 betyr en enda sterkere avhengighet. Et spenningsfall gir sterkt utslag på mulig effektuttaket. Samme gjelder for MQ.

## V.1.4 KONTAKTLEDNING

Kontaktledningslengdene som er lagt til grunn i simuleringene er vist grafisk i figur v.1.

Impedansen som er lagt til grunn for simuleringene er  $Z = 0,21 + j0,21$  ohm/km langs hele strekningen fra Asker til Kristiansand, og implementerer både tur- og returliner.

Sugetransformatorer kan for enkelte deler erfaringsmessig øke impedansen i kontaktledningen ytterlige til  $Z = 0,23 + j0,23$  ohm/km, men dette er det ikke tatt hensyn til i simuleringene.

## V.1.5 SERIKONDENSATORBATTERIER

De kondensatorbatteriene som er brukt i simuleringen har en størrelse på  $1300 \cdot 10^{-6}$  F.

Dette gir  $Z = -j7,35 \Omega$

Disse reduserer dermed impedansen i kontaktledningen i de forsterkningstiltakene hvor de er brukt.

Med seriekondensatorbatterier er det forutsatt at det brukes to stk mellom de aktuelle matepunktene. Hvert av de to kondensatorbatteriene plasseres da i en avstand fra matepunktene lik 25 % av den totale avstanden mellom matepunktene.

## V.1.6 EKSISTERENDE FJERNLEDNING

Nominell spenning er 55 kV.

Impedansen i enlederene som er lagt til grunn i simuleringen tilsvarer tur og retur.

Hakavik - Sande	17 km	2xFeAl nr. 70	$Z = 0,52 + j0,25 \Omega/\text{km}$
Hakavik - Sundet	10 km	2x2x70 mm <sup>2</sup> CU	$Z = 0,28 + j0,13 \Omega/\text{km}$
Sundet - Asker	14 km	2x2x35 mm <sup>2</sup> CU	$Z = 0,53 + j0,14 \Omega/\text{km}$
+	26 km	2xFeAl nr. 95	$Z = 0,39 + j0,25 \Omega/\text{km}$
Sundet - Skollenborg	11 km	2x2x35 mm <sup>2</sup> CU	$Z = 0,53 + j0,14 \Omega/\text{km}$
Skollenborg - Nordagutu	42 km	2x50 mm <sup>2</sup> Cu	$Z = 0,73 + j0,28 \Omega/\text{km}$
Nordagutu - Neslandsvatn	62,6 km	2x50 mm <sup>2</sup> Cu	$Z = 0,73 + j0,28 \Omega/\text{km}$

Forlenget fjernledning er forutsatt bygget på kontaktledningsmastene og avstandene på denne delen av fjernledningen er derav gitt.

I forsterkningstiltak med en forlenget fjernledning er det valgt FeAl nr. 95. Denne har en impedans lik  $Z = 0,39 + j0,25 \Omega/\text{km}$ . Det er her forutsatt i simuleringene at man til enhver tid kan bruke luftlinjer for en forlenget fjernledning.

## V.1.7 HAKAVIK KRAFTSTASJON

Installert ytelse er på 4x2,7 MVA

Kraftstasjonen drives idag normalt bare med ett eller to aggregater i drift samtidig.

Reguleringen av Hakavik kraftstasjon er slik at den normalt leverer konstant aktiv effekt.

Dette er gitt av en konstant referanse for turtallet på turbinen, og samkjørt konstant 16 2/3 Hz frekvens på avlevert effekt .

Med ett aggregat i drift leveres 2 MW

Med to aggregater i drift leveres 4 MW

I simuleringene har vi brukt to aggregater som til sammen leverer 2,8 MW konstant ut på fjernledningen. Dette er gjort for å vurdere hele nettet uansett om man betrakter nettet med ett eller to aggregater i Hakavik i drift.

Spenningsreguleringen av Hakavik kraftstasjon er gjort slik at den i tomgang skal gi 16,5 kV ut på kontaktledningen. Ved et pådrag på kraftstasjonen vil denne øke spenningen for å holde spenningen ut av maskinene konstant. En spenningsøkning på maskinene gir en økning av den reaktive belastningen på maskinene og den totale belastningen øker. Et resultat av en ytterligere belastningsøkning vil være at maskinene kommer til et punkt da feltspenningen ikke kan økes mer. Dette forekommer normalt med 20-30 % overlast.

Det som skjer da ved en ytterlige belastningsøkning er at utgangsspenningen på maskinene faller og dermed faller også spenningen på kontaktledningen i de matepunktene Hakavik leverer effekten.

## V.1.8 AVSTANDER

Modellen som er lagt til grunn for simuleringene tar utgangspunkt i de etterfølgende figurene. Figur V.1. er en skjematisk oversikt over fremtidige faktiske avstander mellom knutepunkter på h.h.v. Vestfoldbanen og Sørlandsbanen.

Med nye parseller og omlegging av eksisterende sporvei blir avstandene en del forandret fra det man kan måle idag. I figur V.1 og simuleringene er den fremtidige planlagte sporveien for den aktuelle perioden (frem til år 2005 ) lagt til grunn.

Avstanden mellom Skien og Larvik blir forkortet pga ny tunnell på strekningen. Med en omlegging av kjøreveien inn til Larvik stasjon blir imidlertid kjøreveien fra Larvik stasjon til Skien øket. Total avstand mellom Larvik og Skien regnes lik 28 km.

Plasseringen av Tønsberg omformerstasjon regnes for programmets del der hvor en fremtidig omformer kan være aktuell. I programmet er denne plassen forutsatt i nærheten av Tveiten transformatorstasjon. Avstanden mellom Larvik og Tønsberg blir da 50,5 km.

Beliggenheten for en omformerstasjon nær Horten er ved Skoppum. Det er her kort avstand til Trollaldalen transformatorstasjon.



Dagens avstand fra Drammen til Skien : ca. 152,6 km.

Fremtidig avstand fra Drammen til Skien: ca. 131,5 km

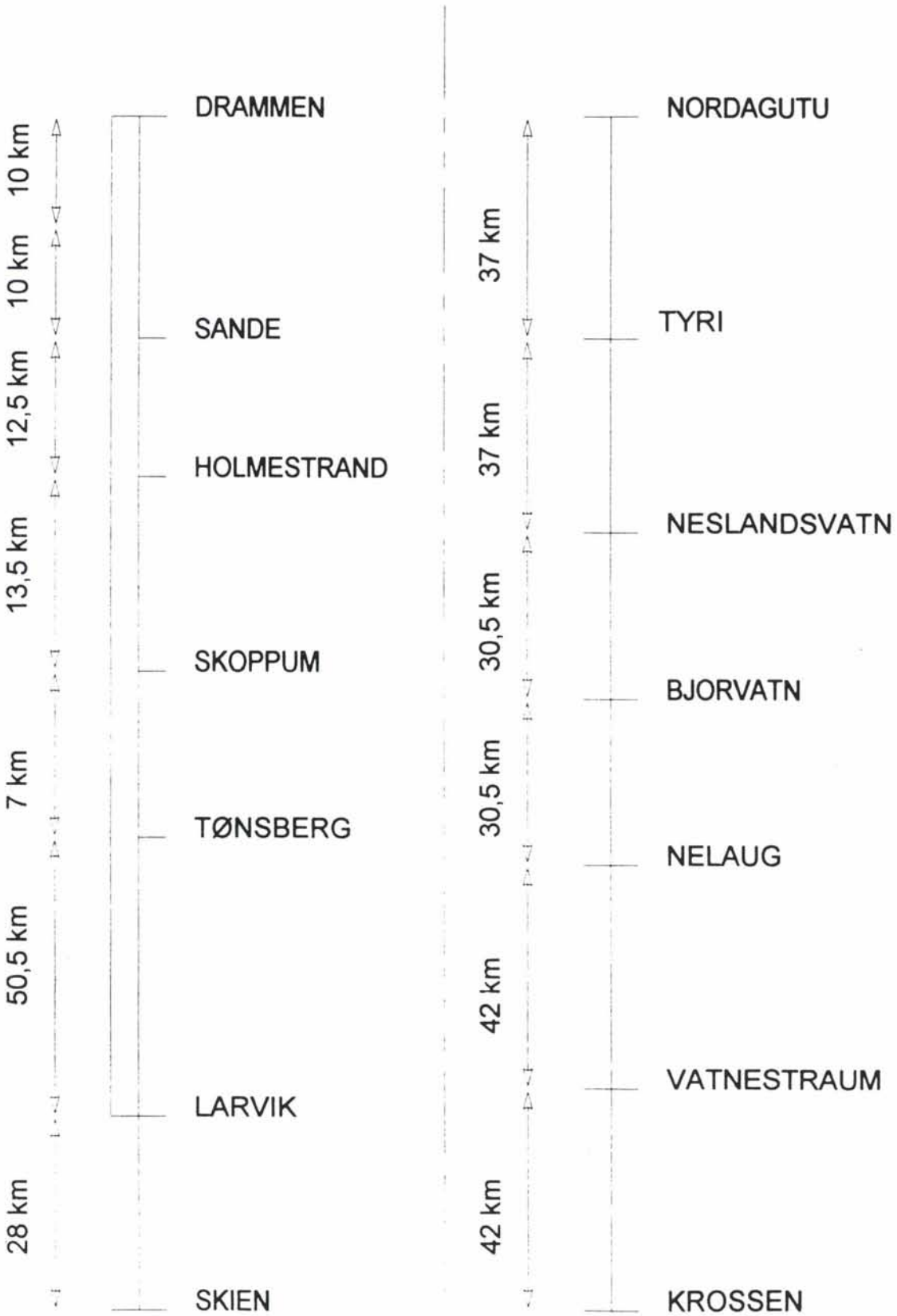
Differanse: ca. 21,1 km

På Sørlandsbanen regnes ikke med de store innskrenkninger i avstander. Simuleringene tar utgangspunkt i dagens faktiske avstander mellom knutepunktene. Ikke før man bygger ny parsell mellom Vestfoldbanen og Sørlandsbanen vil det her bli snakk om vesentlige innskrenkninger i sporveien og derav kontaktledningen.

Forsterkninger på Sørlandsbanen er tenkt ca. midt mellom de eksisterende matepunktene og stedsnavnene Vatnestraum, Bjorvatn og Tyri ligger så godt som alle midt mellom eksisterende matepunkter kun med 1-2 km avvik.

# VESTFOLDBANEN

# SØRLANDSBANEN



FIGUR V.1.

## V.1.9 BELASTNINGER

### V.1.9.1 Sørlandsbanen

Strekningen mellom Asker og Nordagutu er ikke simulert spesielt. Ekvivalente elektriske avstander mellom matepunktene Nordagutu, Skollenborg og Asker er hhv 53,6 km og 48,4 km. Dette er såpass lave avstander mellom matepunktene at det ikke skulle være nødvendig med flere matepunkter på strekningen. Det kan derimot stilles et lite spørsmål til størrelsen på Skollenborg transformatorstasjon. Denne er idag på 2X2,5 MVA og vil for økende belastning ha betydelig spenningsfall over seg.

Figur V.2. viser opplastingen av forskjellige laster på banestrekningen mellom Nordagutu og Krossen. En last representerer her et gitt lokomotiv.

For det aktuelle lokomotivet regnes at det har en hastighet som til enhver tid gjør det mulig å ta ut maksimal effekt. Avhengig av spenningen på kontaktledningen og spenningsavhengigheten for det aktuelle lokomotivet trekker lokomotivet den aktive og reaktive effekten det har mulighet for. Se vedlegg V.1 kapittel 3.

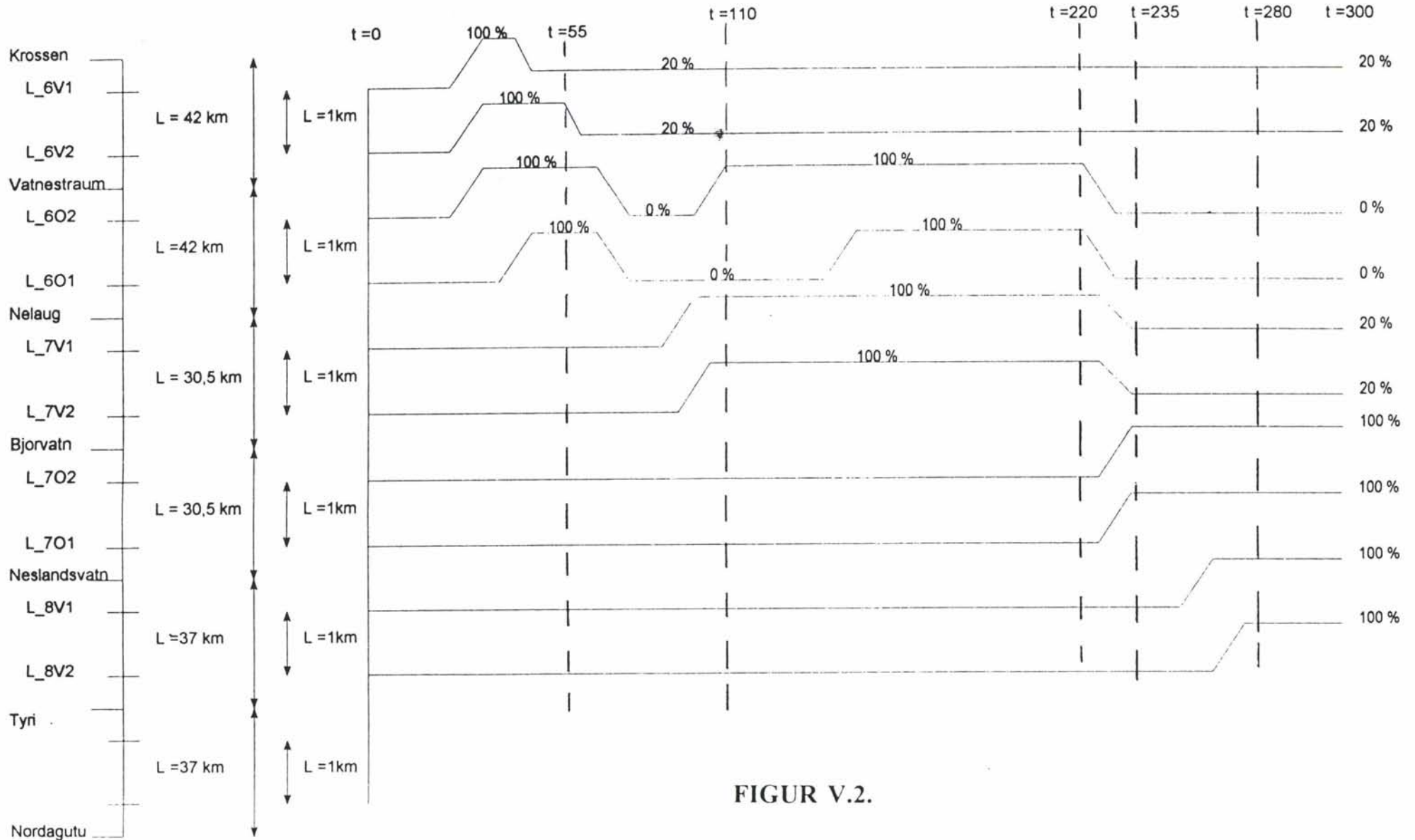
For hvert lastpunkt som er lagt til grunn i simuleringene hører det til et lokomotiv. Dette kan skjematisk vises som under:

Lastpunkt	Lokomotiv	100 % belastning	
		Pmax MW	Qmax MVA <sub>r</sub>
L_6V1	EL-14	5,2	2,6
L_6V2	EL-14	5,2	2,6
L_6O2	X2000	5,0	---
L_6O1	X2000	5,0	---
L_7V1	EL-14	5,2	2,6
L_7V2	EL-14	5,2	2,6
L_7O2	X2000	5,0	---
L_7O1	X2000	5,0	---
L_8V1	EL-14	5,2	2,6
L_8V2	EL-14	5,2	2,6

I simuleringene har man latt hvert lokomotiv akselerere og retarderer som en funksjon av tiden. Dette er gjort for å få frem lastdelingen mellom omformerene og spenningsforhold på kontaktledning for hvert enkelt forsterkningstiltak.

Øverst på figuren er det påført tidsskritt. Eks  $t = 0$ ,  $t = 55$  ..osv. I disse tidsskrittene er det tatt ut lastflytskjemaer for hele nettet. Her kan man da se spenninger, lastdeling og hvor stort lastuttak man har for de enkelte lastpunktene også avhengig av spenningen på kontaktledningen. Tidsskrittene har derfor ingenting med faktiske tider å gjøre, men er bare en hjelp i simuleringene for å behandle resultater.

SØRLANDSBANEN



FIGUR V.2.

### V.1.9.2 Vestfoldbanen

For Vestfoldbanen er det kjørt tre forskjellige simuleringer for å dekke både rushtider og normaltider. Klokkeslettene det her er snakk om refererer seg til fremtidig ruteplan vedlagt i figur v.15. i vedlegg.

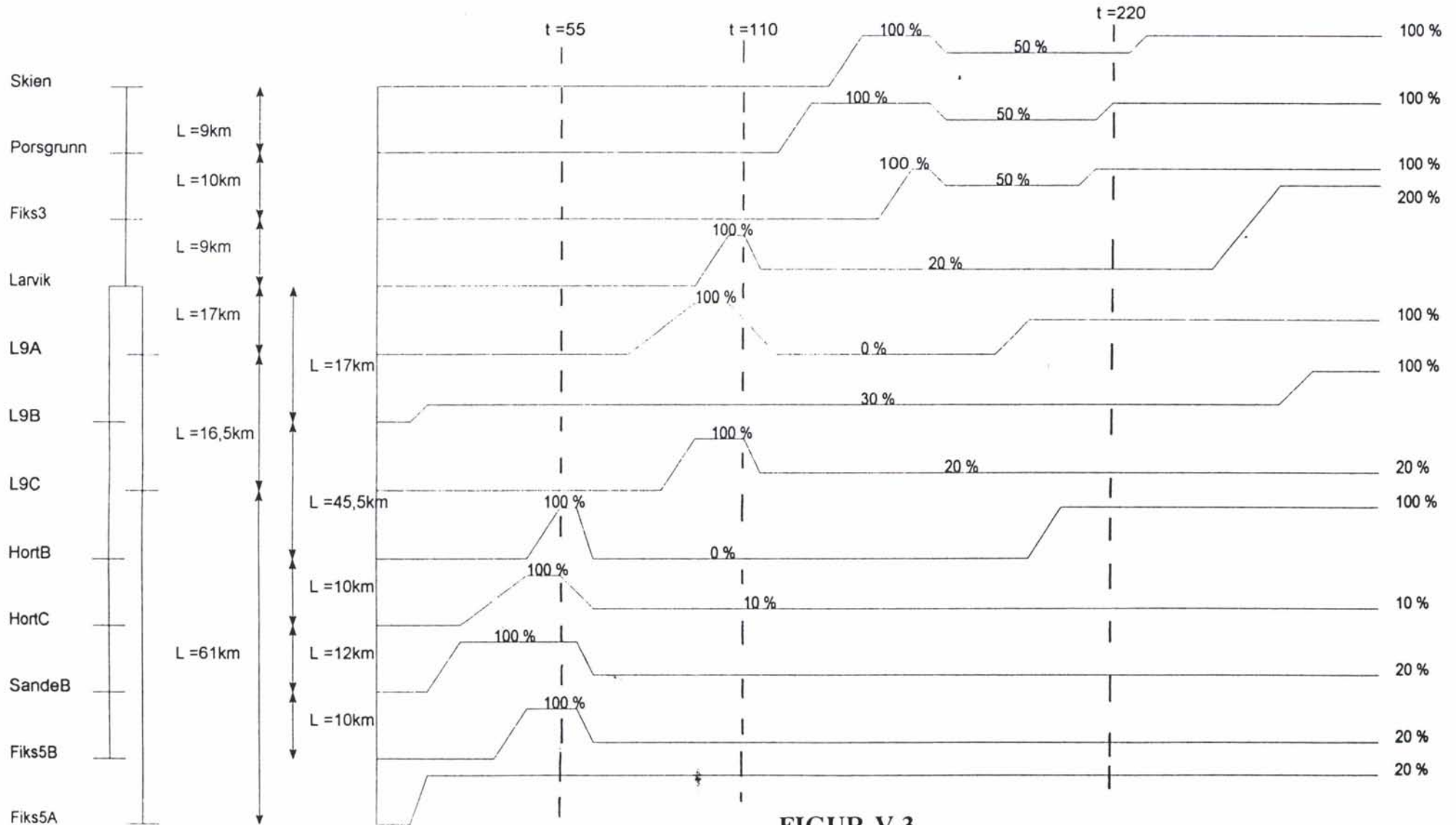
Figur v.3. til figur v.5. gjengir h.h.v klokkeslettene 06:30 , 10:00 og kl 10:20.

De samme forutsetninger som for figur v.2. for Sørlandsbanen gjelder også for disse figurene som viser belastningene på Vestfoldbanen. Nedenfor følger skjematisk hvilket lokomotiv som hver enkelt last og lastpunkt representerer for de tre klokkeslettene.

kl 06:30 Refererer seg til figur v.3.

Lastpunkt	Lokomotiv	100 % belastning	
		Pmax MW	Qmax MVA
Skien	BM70	2,33	---
Porsgrunn	2xBM70	4,66	---
Fiks3	BM70	2,33	---
Larvik	2xBM69	5,50	3,6
L9A	BM69	2,25	1,8
L9B	X2000	5,00	---
L9C	BM69	2,25	1,8
HortB	BM70	2,33	---
HortC	BM70	2,33	---
SandeB	2xBM70	4,66	---
Fiks5B	2xBM69	5,50	3,6
Fiks5A	EL-14	5,20	2,6

Her er det i simuleringene et lite avvik fra ruteplanen. Lasten i punktet Fiks5A skulle vært et X2000, mens det for simuleringene er simulert med et EL -14 lokomotiv. Dette har ikke så stor betydning, siden vi her også har valgt å ikke laste dette fullt opp.



FIGUR V.3.



kl 10:00 Refererer seg til figur v.4.

Lastpunkt	Lokomotiv	100 % belastning	
		Pmax MW	Qmax MVA <sub>r</sub>
Skien, no 1	X2000	5,00	---
Skien, no 2	BM69	2,25	1,8
L9A	EL-18	7,25	---
L9C	BM70	2,33	---
ToensB	2xBM70	4,66	---
ToensA	BM69	2,25	1,8
HortA	BM70	2,33	---
HortB	2xBM69	5,50	3,6
HortC	BM70	2,33	---
Fiks5B	EL-18	7,25	---

Det er også her tatt med muligheten for å kjøre med dobbelte sett motorvogner.

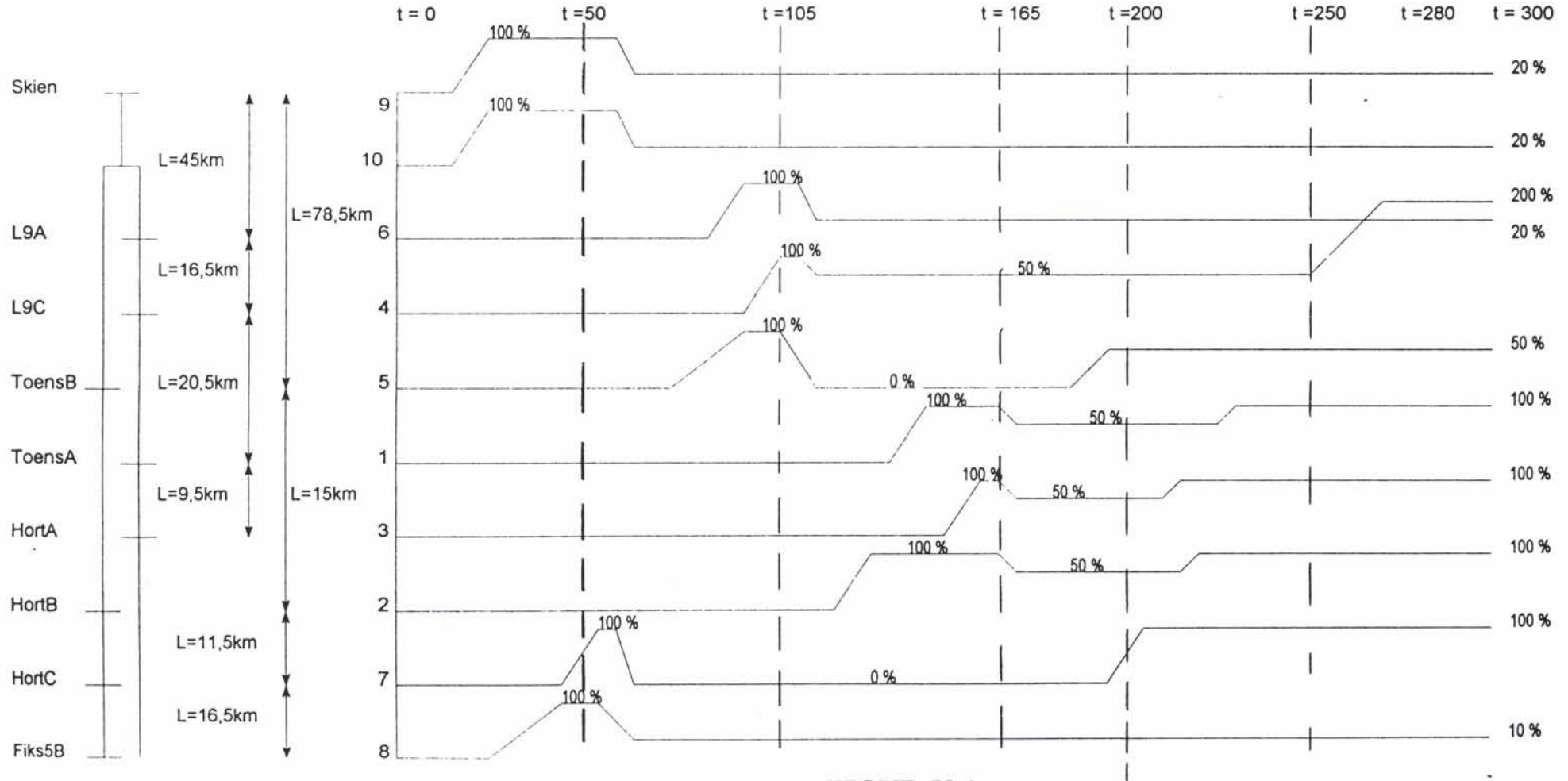
kl 10:20 Refererer seg til figur v.5.

Lastpunkt	Lokomotiv	100 % belastning	
		Pmax MW	Qmax MVA <sub>r</sub>
Fiks3	BM69	2,25	1,8
L9A	BM69	2,25	1,8
L9B	X2000	5,00	---
L9C	BM69	2,25	1,8
ToensA	BM70	2,33	---
HortB	EL-18	7,25	---
HortA	EL-18	7,25	---
HortC	BM70	2,33	---
Fiks5B	BM69	2,25	1,8
Fiks5A	X2000	5,00	---

I " Forstudie til forsterkning av Vestfoldbanen" refereres det til at godstogene i størst mulig utstrekning skal holdes utenfor rushtrafikken og at det stort sett også er i rushtrafikken man kjører med dobbelte sett.

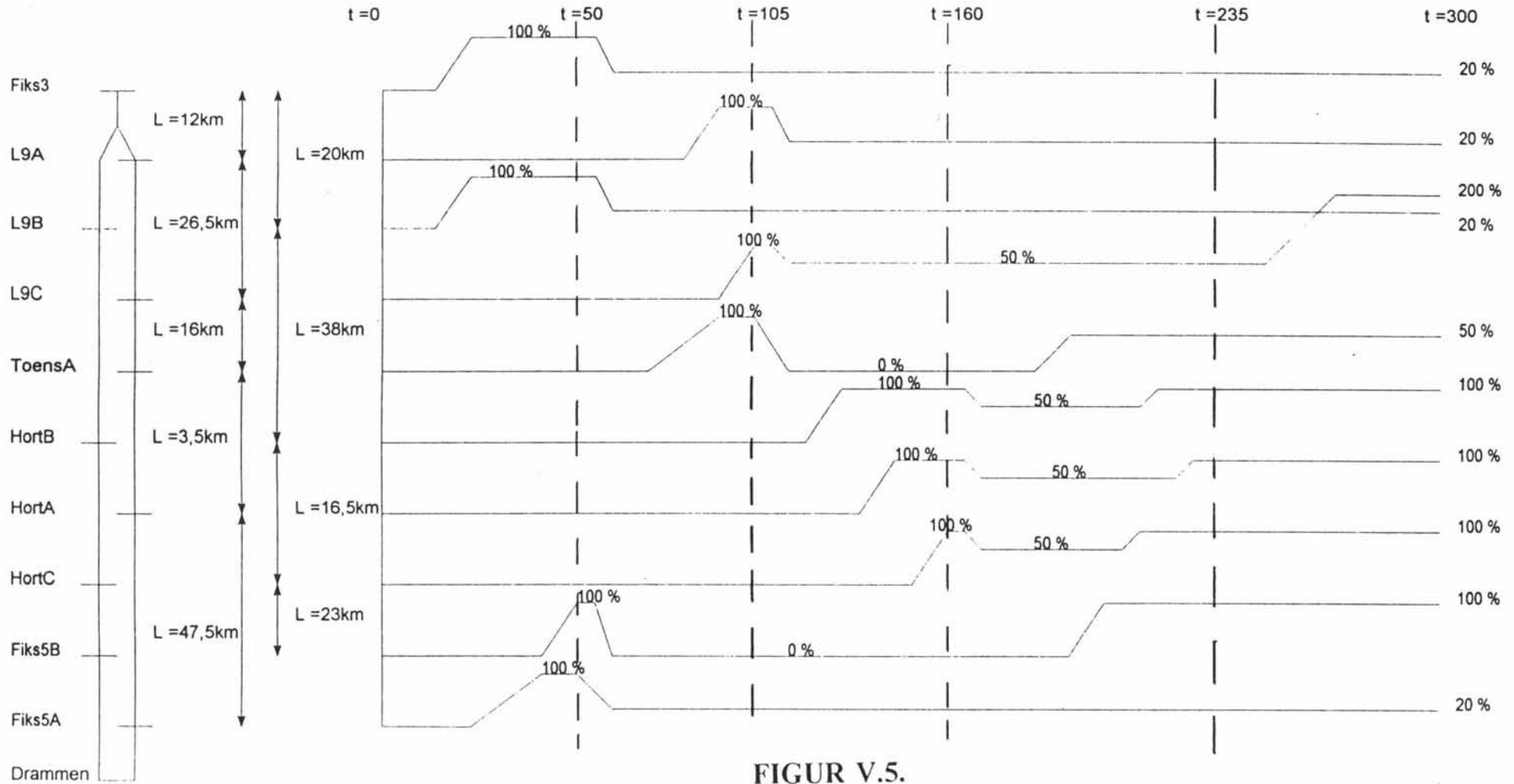
I simuleringen for dette klokkeslettet er det ingen motorvognsett kjørt med dobbelte sett.

VESTFOLDBANEN KI 10,00



FIGUR V.4.

VESTFOLDBANEN kl 10,20



FIGUR V.5.

## **VEDLEGG 2**

<b>V.2 LASTFLYTANALYSER.....</b>	<b>2</b>
V.2.1 FIGUR V.6, EKSISTERENDE STRØMFORSYNING .....	4
V.2.2 FIGUR V.7, TILTAK B & H.....	5
V.2.3 FIGUR V.8, TILTAK C & E .....	6
V.2.4 FIGUR V.9, TILTAK C & F .....	7
V.2.5 FIGUR V.10, TILTAK A & E .....	8
V.2.6 FIGUR V.11, TILTAK D & I .....	9
V.2.7 FIGUR V.12, TILTAK B & G .....	10
V.2.8 FIGUR V.13, TILTAK D & J.....	11
V.2.9 FIGUR V.14, TILTAK B & J.....	12
<b>V.2.10 BEREGNINGER FOR TILTAK I .....</b>	<b>13</b>
V.2.10.1 Minimale spenninger på kontaktledningen .....	13
V.2.10.2 Maksimale belastninger på omformerne.....	13
<b>V.2.11 BEREGNINGER FOR TILTAK J .....</b>	<b>14</b>
V.2.11.1 Spenningen på kontaktledningen .....	14
V.2.11.2 Maksimale belastninger på omformerne.....	15

## V.2 LASTFLYTANALYSER

Alle simuleringer som er gjort er sammenholdt i de påfølgende figurene v.6. til v.14. Disse viser ikke lastflytskjemaer på vanlig måte. Enhver simulering som er gjort har en belastning som funksjon av «tiden» vist i figurene v.2. til v.5. Figurene v.6. til v.14. viser maksimal belastninger for alle matepunkter for de enkelte forsterkningstiltakene og minimale påregnelige spenninger på kontaktledningen for de enkelte tiltakene.

Som tidligere nevnt gjelder tiltak A til D kun for Vestfoldbanen, mens tiltak E til J tar for seg Sørlandsbanen. Av alle mulige kombinasjoner av forsterkningstiltak ( A...D \* E...J =24 ), vises kun et fåtall av disse kombinasjonene, siden man kan se separat på tiltakene som gjelder for hhv. Vestfoldbanen og Sørlandsbanen.

Figur v.6. viser eksisterende nett med fremtidig dobbeltspor på Vestfoldbanen og fremtidig belastning for både Vestfold- og Sørlandsbanen.

Figur V.8 viser tiltak C & E, inkludert Hakavik kraftstasjon i tiltak E.

Figur V.10 viser tiltak A & E, men uten Hakavik kraftstasjon i tiltak E.

Figur V.14 viser tiltak B & J. En hovedkonklusjon basert på sammenligning med samtlige tiltak.

Forsterkningstiltak I og J er ikke simulert spesielt, men er en kombinasjon av flere andre simulerte tiltak. Verdiene som er påført for Sørlandsbanen i figur v.11 og v.13 er hentet/beregnet ut ifra resultater fra andre simuleringer. Se side 13 - 16.

### Eks.

For å se på minimale spenninger og maksimale belastninger av matepunktene i tiltak C, må en se på figur v.8 eller v.9, og man må da konsentrere seg om Vestfoldbanen siden tiltak C gjelder Vestfoldbanen.

Likeledes for alle tiltak for Sørlandsbanen.

Spenninger som er oppgitt på figurene, er gitt i "per unit" (p.u). Disse kan regnes om etter følgende tabell:

1,0 p.u	=	16,5 kV,
0,9 p.u.	=	14,9 kV
0,8 p.u.	=	13,2 kV
0,7 p.u.	=	11,6 kV
0,6 p.u.	=	9,9 kV

I p.u. blir Jernbanelikens fastsatte minimums - spenning lik:  $13,5 \text{ kV} / 16,5 \text{ kV} = 0,82 \text{ p.u.}$

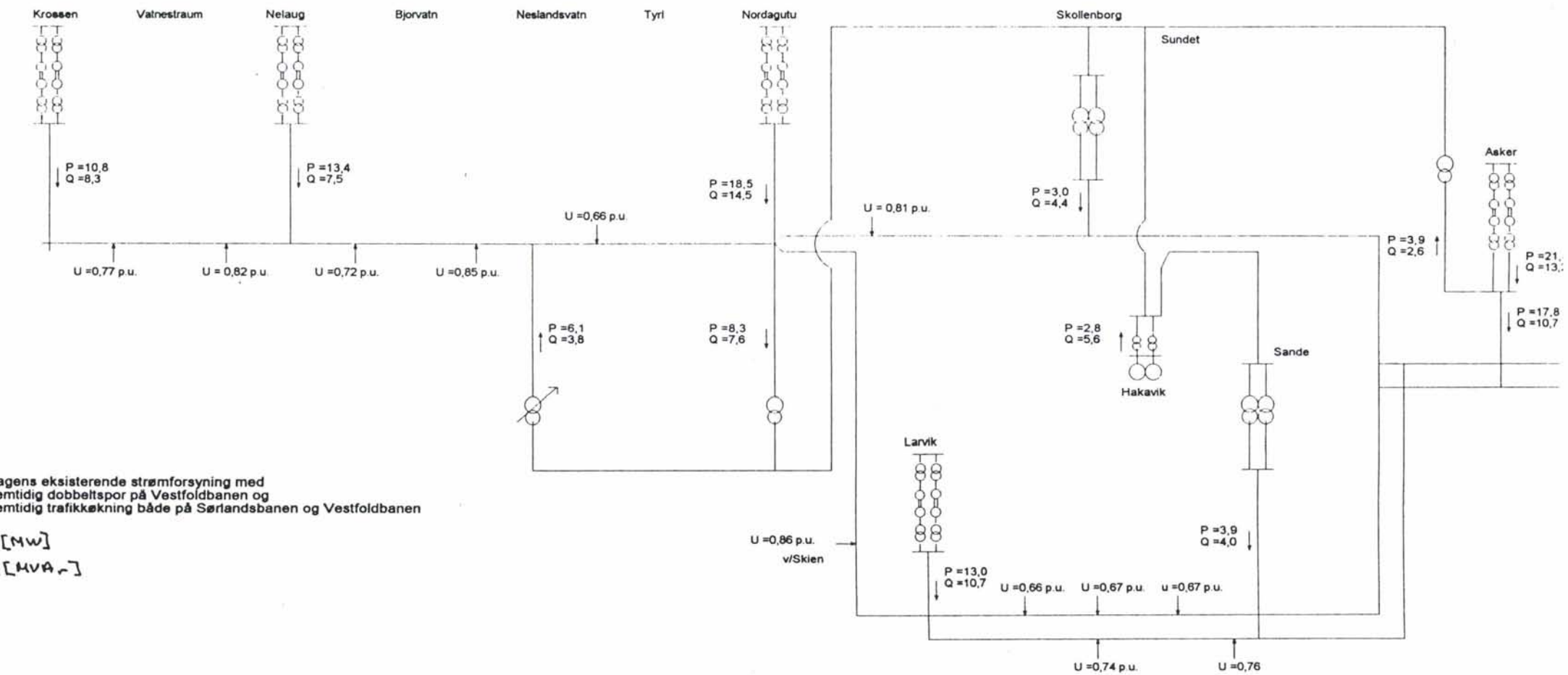


I de etterfølgende figurene er effekter oppgitt uten benevning, men gjennomgående gjelder for disse figurene:

Aktiv effekt P har benevning MW.

Reaktiv effekt Q har benevning MVar.

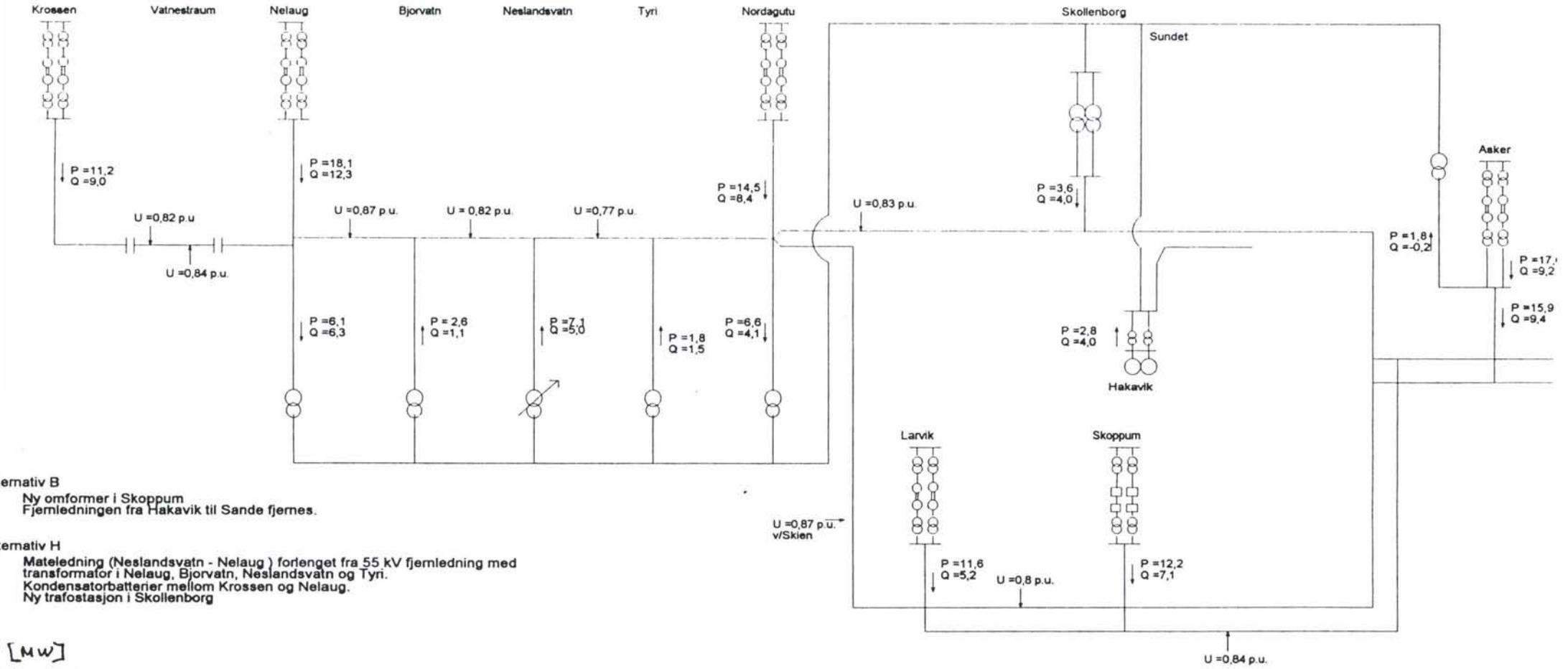
Effektverdier kan leses direkte av figurene.



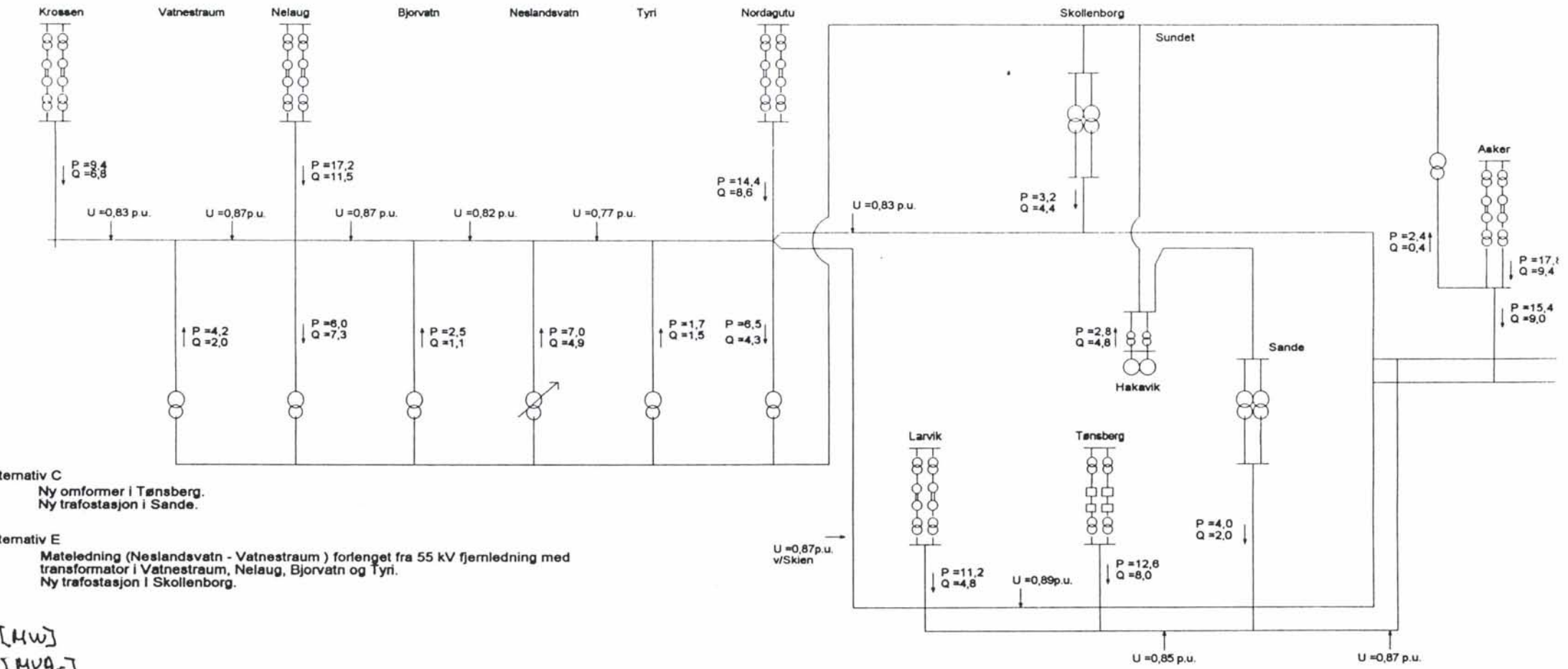
agens eksisterende strømforsyning med  
 samtidig dobbeltspor på Vestfoldbanen og  
 samtidig trafikkøkning både på Sørlandsbanen og Vestfoldbanen

[MW]  
 [MVA]

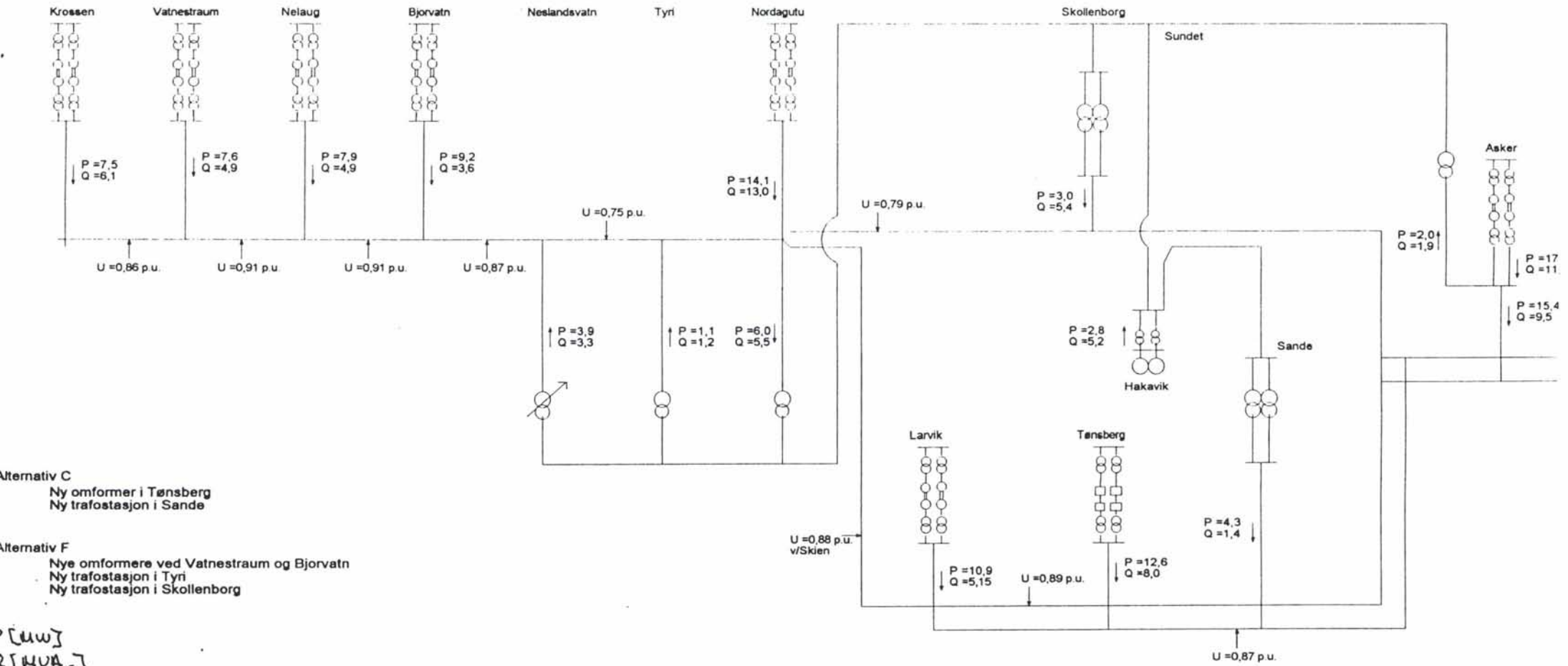
FIGUR V.6.



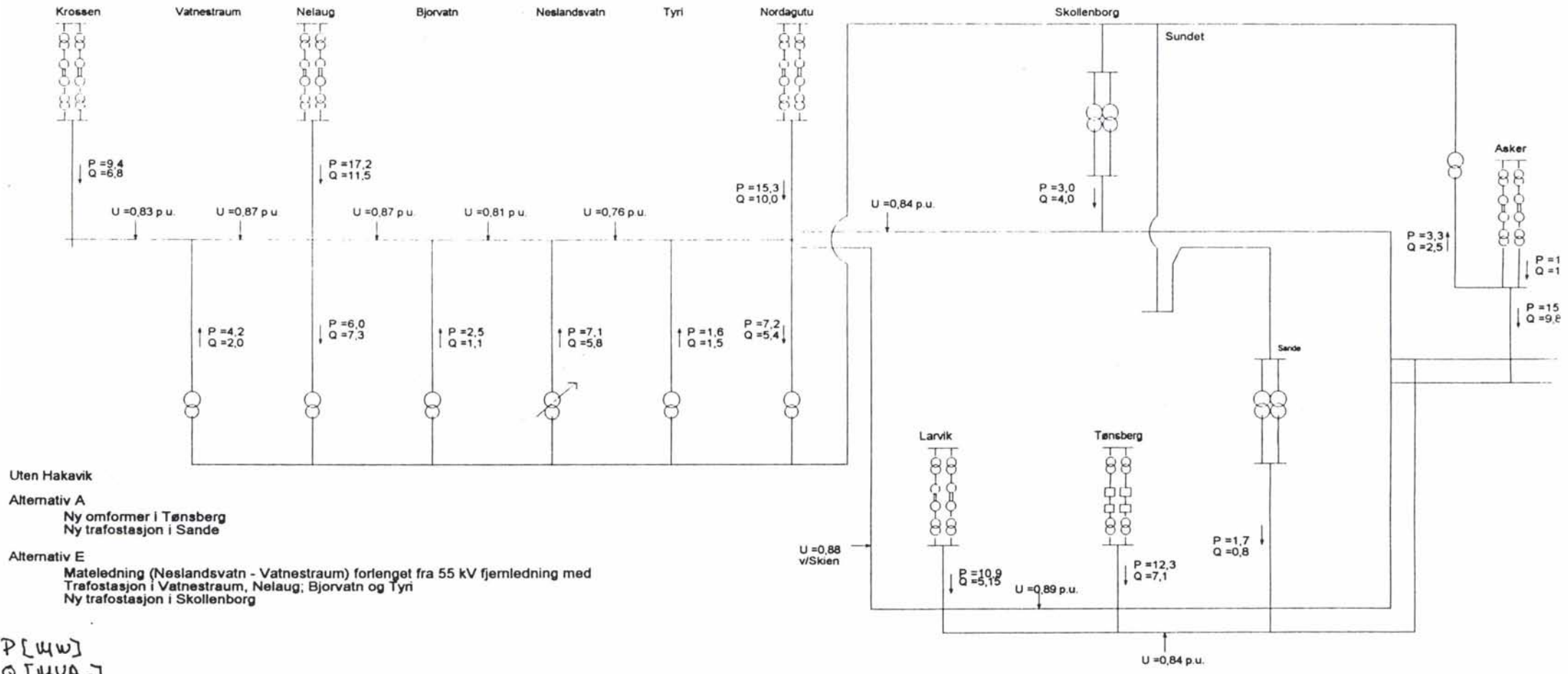
FIGUR V.7.



FIGUR V.8.

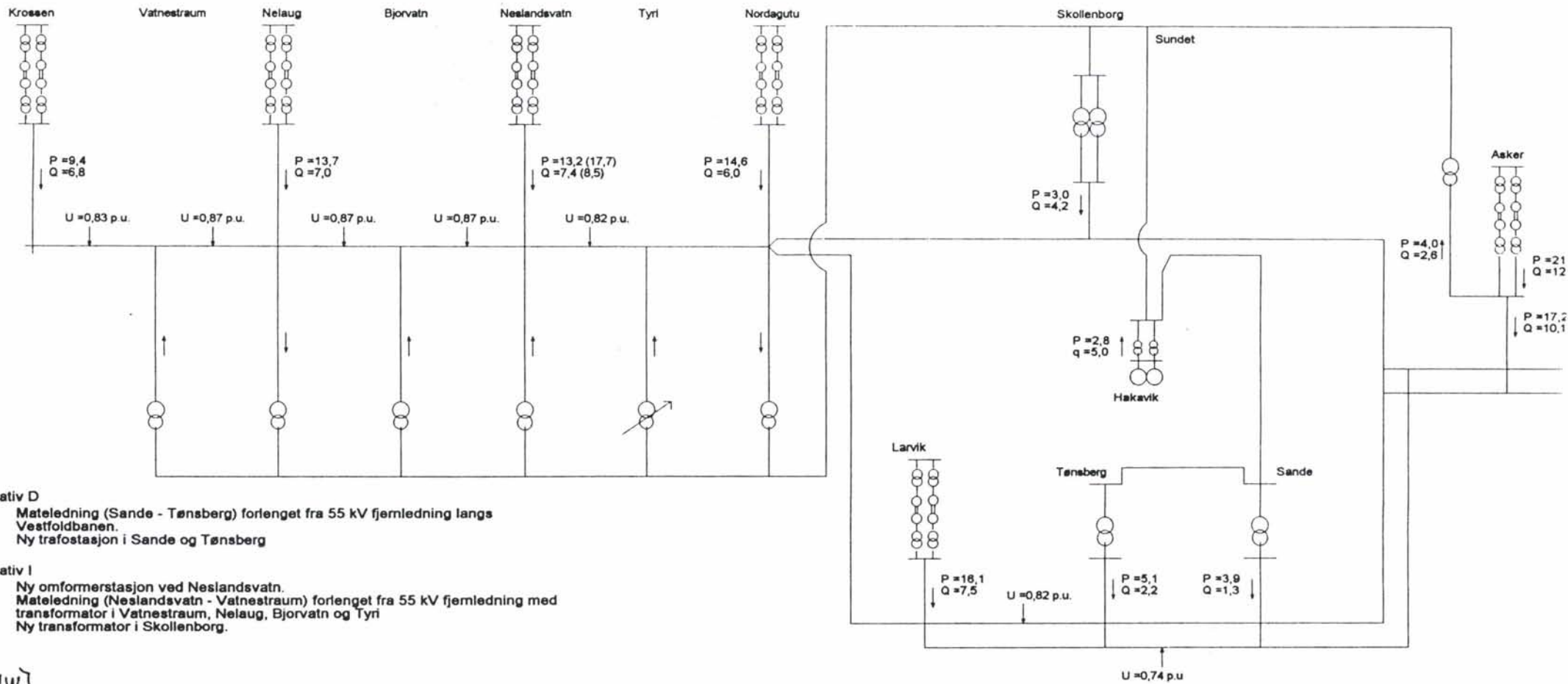


FIGUR V.9.



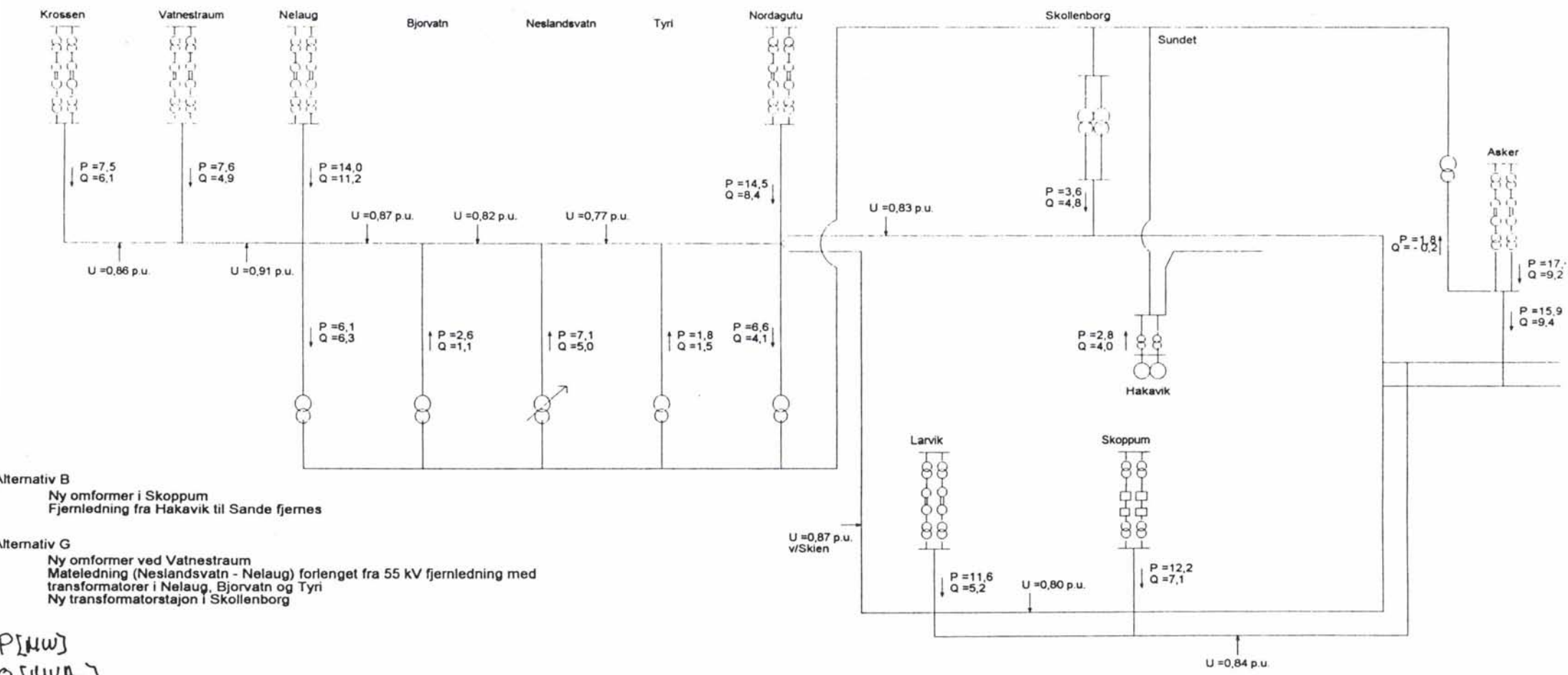
FIGUR V.10.



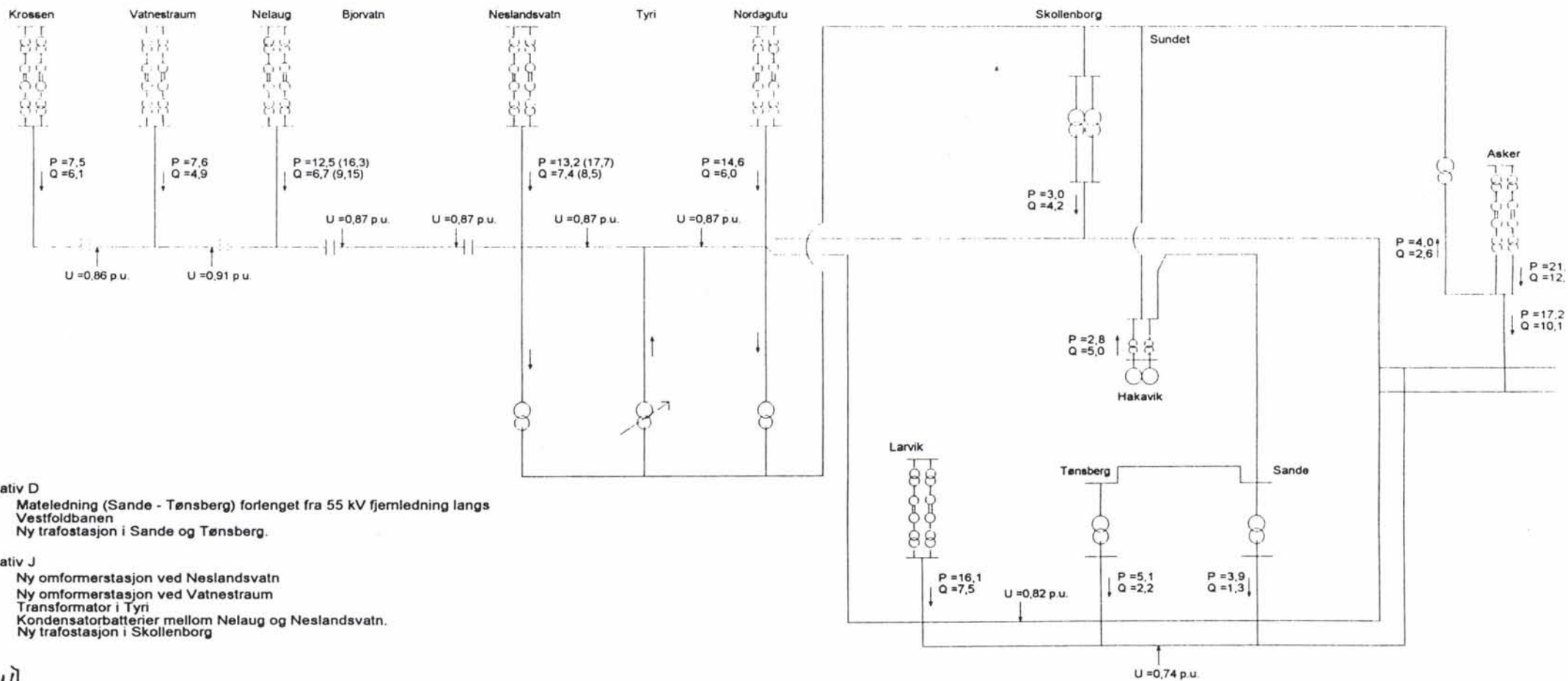


P [MW]  
 Q [MVar]

FIGUR V.11.



FIGUR V.12.

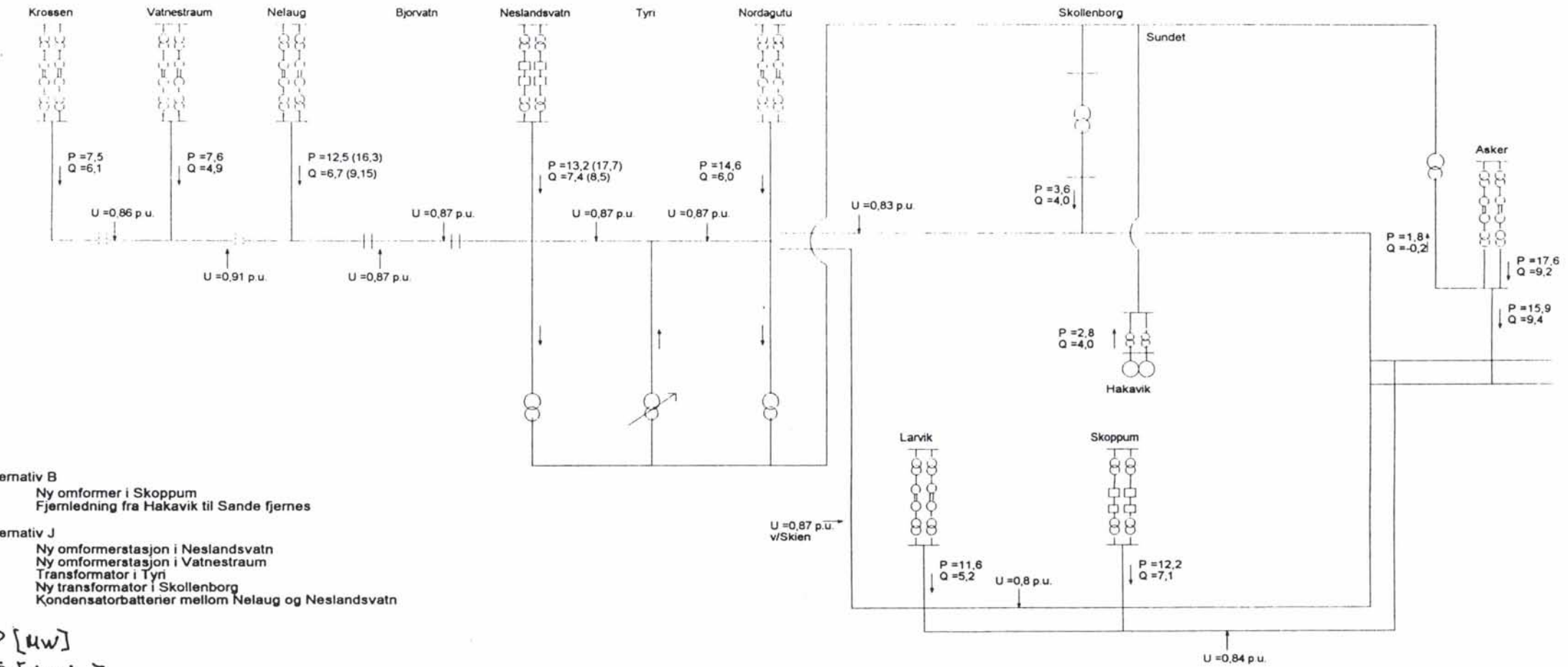


Alternativ D  
 Mateledning (Sande - Tønsberg) forlenget fra 55 kV fjernledning langs Vestfoldbanen  
 Ny trafostasjon i Sande og Tønsberg.

Alternativ J  
 Ny omformerstasjon ved Neslandsvatn  
 Ny omformerstasjon ved Vatnstraum  
 Transformator i Tyri  
 Kondensatorbatterier mellom Nelaug og Neslandsvatn.  
 Ny trafostasjon i Skollenborg

$P [MW]$   
 $Q [MVA_r]$

FIGUR V.13.



FIGUR V.14.

## V.2.10 BEREGNINGER FOR TILTAK I

(Se figur V.11)

Dette tiltaket er ikke simulert spesielt, men er et resultat av de andre tiltakene.

Deler man opp banestrekningen fra Krossen til Nordagutu, kan man på en hensiktsmessig måte anslå minimale spenninger på kontaktledningen og maksimale effekter i matepunktene ut fra de andre tiltakene.

### V.2.10.1 Minimale spenninger på kontaktledningen

Minimale spenninger mellom Krossen og Nelaug kan tas direkte fra tiltak E i figur v.8.

$$U_{\min} = 0,83 \text{ p.u.} = 13,7 \text{ kV} \text{ og } U_{\min} = 0,87 \text{ p.u.} = 14,4 \text{ kV}$$

Minimale spenninger mellom Nelaug og Neslandsvatn:

Bruker her igjen tiltak E.

Regner pessimistisk ingen spenningsøkning mellom Nelaug og Bjorvatn

$$U_{\min} = 0,87 \text{ p.u.} = 14,4 \text{ kV}$$

Minimumsspenningen mellom Bjorvatn og Neslandsvatn er i tiltak E;

$$U_{\min} = 0,82 \text{ p.u.} = 13,5 \text{ kV}$$

Spenningen i Neslandsvatn vil for tiltak I være ca 0,98 - 1,0 p.u. i motsetning til 0,88 p.u. i tiltak E.

Regner dermed en spenningsøkning midt mellom Bjorvatn og Neslandsvatn lik

$$\frac{(0,98 - 0,88)}{2} * 100\% = 5\%$$

Dette gir at minimumsspenningen økes mellom Bjorvatn og Neslandsvatn til

$$U_{\min} = 0,82 + 0,05 = 0,87 \text{ p.u.} = 14,4 \text{ kV}$$

Minimale spenninger mellom Neslandsvatn og Nordagutu:

Antar igjen en økning av minimumsspenningen mellom Neslandsvatn og Tyri på 5 %

Minimumsspenningen blir da 0,77 p.u fra tiltak E til 0,82 p.u. = 13,5 kV i tiltak I.

### V.2.10.2 Maksimale belastninger på omformerne

Krossen omformer: Regner med samme belastning som i tiltak E

Nelaug omformer: Bruker igjen tiltak E.

Ved maksimal belastning av Nelaug omformer i tiltak E flyter det:

2,5 MW + 0,4 MVar i Bjorvatn trafo. Dette vil i tiltak I bli delt mellom Nelaug og Neslandsvatn omformerstasjoner.

2,25 MW + 4,35 MVar flyter videre på fjernledningen mot Neslandsvatn fra Nelaug.

Med en ny omformer i Neslandsvatn kan en regne at dette i sin helhet blir dekket av



Neslandsvatn omformerstasjon.

$$P = 17,2 - (2,5/2 + 2,25) = 13,7 \text{ MW}$$

$$Q = 11,5 - (0,4/2 + 4,35) = 7,0 \text{ MVar}$$

Neslandsvatn omformer:

Regner at man direkte kan bruke tiltak J, med samme begrunnelse som man har for beregnede verdier i det tiltaket. Se beregninger senere.

Nordagutu omformer:

Regner at man direkte kan bruke tiltak J, med samme begrunnelse som man har for beregnede verdier i det tiltaket. Se beregninger senere.

## V.2.11 BEREGNINGER FOR TILTAK J

(Se figur V.13)

Dette tiltaket er ikke simulert spesielt, men er også et resultat av andre tiltak, og man gjør tilsvarende som for tiltak I, der man delte opp banestrekningen mellom Krossen og Nordagutu for å finne minimale spenninger på kontaktledningen og maksimale belastninger av omformerne.

### V.2.11.1 Spenningen på kontaktledningen

Minimale spenninger mellom Krossen og Nelaug kan taes direkte fra tiltak F i figur v.9.

$$U_{\min} = 0,86 \text{ p.u.} = 14,2 \text{ kV} \text{ og } 0,91 \text{ p.u.} = 15,0 \text{ kV.}$$

Minimale spenninger mellom Nelaug og Neslandsvatn:

Bruker her tiltak H i figur V.7., og ser på banestrekningen mellom Krossen og Nelaug. Tiltak H har minimumsspenning her lik 0,82 p.u. Dette gir et spenningsfall lik 0,18 p.u.

Avstand mellom Krossen og Nelaug : 84 km

Avstand mellom Nelaug og Neslandsvatn : 61 km

Formelen  $u = Z * I$  og tilsvarende belastning for begge tiltakene gir oss da et spenningsfall her lik  $0,18 * (61/84) = 0,13 \text{ p.u.}$

Minimumsspenningen blir da  $U_{\min} = 1 - 0,13 = 0,87 \text{ p.u.} = 14,4 \text{ kV.}$

Minimale spenninger mellom Neslandsvatn og Nordagutu:

Bruker her tiltak E i figur v.8. og ser på banestrekningen mellom Krossen og Nelaug.

Tiltak E har minimumsspenning her lik 0,83 p.u. Dette gir et spenningsfall lik 0,17 p.u. i kontaktledningen.

Avstand mellom Krossen og Nelaug : 84 km

Avstand mellom Neslandsvatn og Nordagutu : 72 km

Formelen  $U = Z * I$  og tilsvarende belastning for begge tiltakene gir oss da et spenningsfall her lik  $1 - (0,17 * (72/84)) = 0,85 \text{ p.u.} = 14,0 \text{ kV.}$

Disse to tiltakene kan ikke sammenlignes direkte på denne måten, siden tiltak H bare har ensidig mating til trafoen mellom omformerstasjonene Krossen og Nelaug. Med tosidig mating kan man nok regne ytterligere økninger i spenningene mellom Neslandsvatn og Nordagutu. I tiltak J er det også skissert en trintrafo i Tyri og dette vil gi en ekstra økning i spenningen mellom omformerstasjonene Neslandsvatn og Nordagutu.

Setter derfor pessimistisk minimumsspenningen ikke høyere enn 0,87 p.u. = 14,4 kV.

### V.2.11.2 Maksimale belastninger på omformerne

Krossen omformer: Regner samme belastning som i tiltak F, se figur v.9.

Vatnestraum omformer: Regner samme belastning som i tiltak F, se figur v.9.

Nelaug omformer: Bruker igjen tiltak F.

For å sammenligne de to tiltak J og F må man fordele belastningen som Bjorvatn omformer har i tiltak F mellom Nelaug og Neslandsvatn omformer i tiltak J.

Belastning av Nelaug omformer blir

$$P = 7,9 + 9,2/2 = 12,5 \text{ MW og } Q = 4,9 + 3,6/2 = 6,7 \text{ MVar.}$$

Uten en omformer i Vatnestraum må man fordele denne belastningen mellom Nelaug og Krossen omformer. Dette vil gjelde før man har bygget Vatnestraum omformer og mens man har kondensatorbatteriene på denne strekningen.

Belastning av Nelaug omformer blir

$$P = 12,5 + 7,6/2 = 16,3 \text{ MW og } Q = 6,7 + 4,9/2 = 9,15 \text{ MVar.}$$

Neslandsvatn og Nordagutu omformer:

Bruker her en simulering med nesten samme nettkonfigurasjon mellom Nelaug og Nordagutu. Eneste forskjell er at i simuleringen har man utelatt fjernledningen fra Nordagutu til Neslandsvatn og derav også transformatorene på denne strekningen. I hovedsak kan man si at uansett om det er fjernledning eller ikke på strekningen vil Neslandsvatn og Nordagutu omformer dekke en eventuell last mellom disse omformerne. Av tidligere lastflytberegninger viser det seg at Nordagutu omformer også leverer effekt ut på fjernledningen mot Skollenborg og derfor kan man gjøre denne betraktningen.

Uten «Skorstølsparsell»

Belastning av Neslandsvatn omformer  $P = 13,2 \text{ MW}$  og  $Q = 7,4 \text{ MVar}$

Belastning av Nordagutu omformer  $P = 14,6 \text{ MW}$  og  $Q = 6,0 \text{ MVar}$

Med «Skorstølsparsell» og et godstog EL-18 fullt opplastet på denne parsellen:

Belastning av Neslandsvatn omformer  $P = 17,7 \text{ MW}$  og  $Q = 8,5 \text{ MVar}$

Belastning av Nordagutu omformer  $P = 14,6 \text{ MW}$  og  $Q = 6,0 \text{ MVar}$

Her kunne man også regnet en viss marginal økning i belastningen av Nordagutu omformerstasjon , men dette kommer ikke med i simuleringen som er lagt til grunn.

### **VEDLEGG 3**

<b>V.3 VURDERING AV FORSTERKNINGSTILTAKENE.....</b>	<b>2</b>
<b>V.3.1 EKSISTERENDE STRØMFORSYNING UTEN FORSTERKNINGER .....</b>	<b>2</b>
V.3.1.1 Vestfoldbanen.....	2
V.3.1.2 Sørlandsbanen .....	3
<b>V.3.2 TILTAK A.....</b>	<b>4</b>
<b>V.3.3 TILTAK B.....</b>	<b>5</b>
<b>V.3.4 TILTAK C.....</b>	<b>6</b>
<b>V.3.5 TILTAK D.....</b>	<b>6</b>
<b>V.3.6 TILTAK E.....</b>	<b>7</b>
<b>V.3.7 TILTAK F .....</b>	<b>8</b>
<b>V.3.8 TILTAK G .....</b>	<b>9</b>
<b>V.3.9 TILTAK H .....</b>	<b>10</b>
<b>V.3.10 TILTAK I.....</b>	<b>11</b>
<b>V.3.11 TILTAK J.....</b>	<b>12</b>
<b>V.3.12 FORSLAG FOR SØRLANDSBANEN OG VESTFOLDBANEN .....</b>	<b>15</b>



## V.3 VURDERING AV FORSTERKNINGSTILTAKENE

I vedlegg V.1.9 er det beskrevet hvordan de enkelte lastpunktene er lastet opp og ned samtidig som plasseringen av lasten er vist grafisk for både Sørlandsbanen og Vestfoldbanen.

*Figurerer påført spenningsverdier, aktiv og reaktiv effekt finnes i vedlegg 2.*

Det man først kan merke seg er at det er langt flere tog enn det som er tilfelle idag. Dette gir en økning av belastningen på de eksisterende matepunktene og under vil hovedpunkter med kommentarer fra lastflytsimuleringene bli gjengitt for hvert av tiltakene.

Trafikkmengden er beskrevet i andre deler av rapporten og er tilsvarende ambisjonssnivået i rammeplaner for Vestfoldbanen og Sørlandsbanen.

### V.3.1 EKSISTERENDE STRØMFORSYNING UTEN FORSTERKNINGER

Figur v.6. viser eksisterende nettkonfigurasjon og det er der påført spenninger på kontaktledningen og belastninger av eksisterende matestasjoner.

#### V.3.1.1 Vestfoldbanen

Den høyeste beregnede belastningen i Larvik omformerstasjon er:

$$P = 13,0 \text{ MW}$$

$$Q = 10,7 \text{ MVA}$$

$$\text{som gir } S = 16,8 \text{ MVA.}$$

Larvik omf. har idag  $2 \times 5,8$  MVA aggregater.

Den høyeste beregnede belastningen i Sande trafostasjon er:

$$P = 3,9 \text{ MW}$$

$$Q = 4,0 \text{ MVAr}$$

$$\text{som gir } S = 5,6 \text{ MVA}$$

Sande trafo har i dag installert  $2 \times 2,5$  MVA.

Begge disse matestasjonene er overbelastet. Et like stort problem er stor avstand mellom matestasjonene. Dette gjør at spenningen på kontaktledningen generelt er for dårlig. Laveste beregnede spenning i russtrafikken på Vestfoldbanen er mellom Larvik og Sande, og vil på denne strekningen være nede i 10,9 kV. Dette forekom i våre beregninger under maksimal belastning på Vestfoldbanen, men også med lavere trafikk blir spenningene generelt for lave.

Spenningsfallet på kontaktledningen indikerer effekttapet i kontaktledningen. Uten forsterkninger og med fremtidig planlagt trafikk på Vestfoldbanen vil tapene bli store sammenlignet med hva man har på eksisterende anlegg med dagens trafikk.

Togfremføringen vil også stå i fare med så lave spenninger. En minste konsekvens vil være forsinkelser i trafikken p.g.a at materiellet normalt ikke kan aksellere godt nok til å følge rutetabellene med disse spenningene. Ytterlige konsekvenser er totale stopp p.g.a for lav spenning. Dette er avhengig av materiellet ( I hht. UIC-normer skal materiellet kunne betjenes med spenninger ned til 12 kV).

### V.3.1.2 Sørlandsbanen

Denne sammenstillingen er en vurdering av strekningen mellom Krossen og Asker, og er spesielt konsentrert om strekningen Krossen - Nordagutu siden avstandene mellom matepunktene er lengst her.

Den høyeste beregnede belastningen i Krossen omformerstasjon er:

$$P = 10,8 \text{ MW}$$

$$Q = 8,3 \text{ MVAr}$$

$$\text{som gir } S = 13,6 \text{ MVA}$$

Installert ytelse i dag er  $2 \times 5,8 = 11,6$  MVA i Krossen.

Den høyeste beregnede belastningen i Nelaug omformerstasjon er:

$$P = 13,4 \text{ MW}$$

$$Q = 7,5 \text{ MVAr}$$

$$\text{som gir } S = 15,4 \text{ MVA.}$$

Installert ytelse i dag er  $2 \times 5,8 = 11,6$  MVA i Nelaug.

Den høyeste beregnede belastningen i Neslandsvatn trafostasjon er:

$$P = 6,1 \text{ MW}$$

$$Q = 3,8 \text{ MVAr}$$

$$\text{som gir } S = 7,19 \text{ MVA.}$$

Trafoytelsen er idag 8 MVA i Neslandsvatn

Den høyeste beregnede belastningen i Nordagutu omformerstasjon er:

$$P = 18,5 \text{ MW}$$

$$Q = 14,5 \text{ MVAr}$$

$$\text{som gir } S = 23,5 \text{ MVA.}$$

Installert ytelse i dag er  $(5,8 + 7,0 = 12,8)$  MVA i Nordagutu.

Alle omformerstasjonene blir overbelastet. Dette gjelder særlig Nordagutu omformerstasjon som må dekke effektbehovet mellom Bjorvatn og Skollenborg.

Laveste beregnede spenning på kontaktledningen mellom Krossen og Nordagutu er 10,9 kV. Dette er ved maksimal belastning på denne banestrekningen og oppstår litt øst for Neslandsvatn.

Generelt ser man også at spenningene for resten av banestrekningen er forholdsvis lavt.

Minimal spenning mellom Krossen og Nelaug: 12,7 kV

Minimal spenning mellom Nelaug og Neslandsvatn : 11,9 kV

Minimal spenning mellom Neslandsvatn og Nordagutu : 10,9 kV

Med samme begrunnelse som for Vestfoldbanen er dette for lave spenninger for å sikre togfremføringen.

### V.3.2 TILTAK A

(Se figur V.10)

Ny omformerstasjon ved Tønsberg.  
Beholder Sande transformatorstasjon.  
Hakavik kraftstasjon legges ned.

Den høyeste beregnede belastningen i Tønsberg omformerstasjon er:

$$\begin{aligned} P &= 12,3 \text{ MW} \\ Q &= 7,1 \text{ MVar} \\ \text{dette gir } S &= 14,2 \text{ MVA} \end{aligned}$$

De høyeste beregnede belastningen i Larvik omformerstasjon er:

$$\begin{aligned} P &= 10,9 \text{ MW} \\ Q &= 5,15 \text{ MVar} \\ \text{dette gir } S &= 12,1 \text{ MVA.} \end{aligned}$$

Installert ytelse i Larvik er  $2 \times 5,8$  MVA i dag.

Det må imidlertid påpekes at den gjennomsnittlige belastningen i Larvik omformerstasjon er vesentlig mer redusert enn reduksjonen i toppbelastningen uten Tønsberg omformerstasjon.

Den laveste spenningen på Vestfoldbanen (fra Skien til Asker) er på 13,9 kV.

I dag er det installert  $2 \times 5,8$  MVA i Larvik omformerstasjon.

Med dagens innstilling av overstrømsvern på ett 5.8 MVA aggregat løser vernet ut på 600 A etter 3 sekunder. På grunn av termiske forhold bør ikke ett 5.8 MVA aggregat belastes mer enn 8 MVA i 6 minutter. Dette forutsetter at grunnlasten for aggregatet ligger under 4 MVA. Reguleringsløyfen i omformerstasjonen vil normalt ikke klare å fordele lasten likt mellom aggregatene, slik at grunnbelastningen i praksis må ligge på ca. 6-7 MVA for hele stasjonen.

Med en fremtidig trafikk på Vestfoldbanen som gitt i vedlegg 7 vil Larvik omformerstasjon gå med en høy gjennomsnittlig belastning. Det anbefales derfor å plassere  $2 \times 7$  MVA aggregater i omformerstasjonen. I tillegg må den statiske omformerstasjonen ved Tønsberg reguleres slik at den avlaster Larvik omformerstasjon mest mulig. Med en installert ytelse lik  $2 \times 14$  MVA i Tønsberg omformerstasjon vil det være kapasitet til å overta last fra Larvik omformerstasjon.

Ved eventuell utfall av ett aggregat i Larvik omformerstasjon må utmatet spenning for omformerstasjonen reduseres slik at ikke det siste aggregatet også kjøres ut. Dersom begge aggregatene i Larvik omformerstasjon kjøres ut vil det ikke være mulig å opprettholde normal trafikk på Vestfoldbanen i en tunglastperiode for dette tiltaket. Dette setter visse krav til utrustningen i Larvik omformerstasjon.



Sande trafostasjon må utvides med 2 utgående linjefelt. I tillegg er 55 kV bryter- anlegget i transformatorstasjonen i dårlig forfatning. Det anbefales derfor å bygge en ny transformatorstasjon ved Sande på 8 MVA.

### V.3.3 TILTAK B

(Se figur V.7.)

Ny omformerstasjon ved Skoppum  
Sande transformatorstasjon legges ned.

Denne løsningen gir små endringer i den maksimale belastningen i ny statisk omformerstasjon og i Larvik omformerstasjon i forhold til tiltak A.

Den høyeste beregnede belastningen i Skoppum omformerstasjon er:

$$P = 12,2 \text{ MW}$$

$$Q = 7,1 \text{ MVar}$$

som gir  $S = 14,1 \text{ MVA}$

Den høyeste beregnede belastningen i Larvik omformerstasjon er:

$$P = 11,6 \text{ MW}$$

$$Q = 5,2 \text{ MVar}$$

som gir  $S = 12,7 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Larvik er 2x5,8 MVA idag.

Den laveste registrerte spenningen på Vestfoldbanen (fra Skien til Asker) er 13,2 kV.

Tilsvarende som under tiltak A anbefales det å installere 2x7 MVA i Larvik omformerstasjon. Dersom begge aggregatene i Larvik omformerstasjon kjøres ut vil det ikke være mulig å opprettholde normal trafikk på Vestfoldbanen i en tunglastperiode, og tilsvarende som for tiltak A stiller dette krav til utrustningen av Larvik omformerstasjon.

### V.3.4 TILTAK C

(Se figur v.8.)

Ny omformerstasjon ved Tønsberg  
Beholder Sande transformatorstasjon.

I forhold til tiltak A, det vil si uten Hakavik kraftstasjon i drift, endres ikke toppbelastningene i Tønsberg og Larvik omformerstasjon vesentlig. Selv om Sande trafostasjon beholdes vil det ikke være mulig å redusere installert ytelse i Tønsberg omformerstasjon til mindre enn  $2 \times 14$  MVA. (M.h.p energiuttaket totalt har Hakavik kraftstasjon en positiv innflytelse på systemet).

Den laveste registrerte spenningen på Vestfoldbanen (fra Skien til Asker) er 14 kV.

En statisk omformerstasjon i Tønsberg gir en helt spesiell og ny konfigurasjon på banestrømforsyningen langs Vestfoldbanen med en roterende, en statisk omformersstasjon i tillegg til innmating fra 55 kV fjernledning via en trafostasjon i Sande. Dersom denne løsningen velges må det utredes nærmere hvordan den nye statiske omformerstasjonen skal reguleres for å oppnå en optimal lastflyt på Vestfoldbanen. Det er i denne studien lagt til grunn at en statisk omformerstasjon reguleringsmessig oppfører seg likt med en roterende omformerstasjon. Ett forslag til en videre studie vil være å bruke de mulighetene en har i en statisk omformerstasjon for å oppnå en best mulig lastdeling/lastflyt mellom matepunktene på Vestfoldbanen. Viktige aspekter her er minimalisering av tap og utnyttelse av installert ytelse i både Larvik og Tønsberg omformerstasjon.

### V.3.5 TILTAK D

(Se figur v.11)

Forlenget fjernledning fra Sande med nytt matepunkt i Tønsberg.

Med nytt dobbeltspor og tilhørende trafikkøkning er det behov for tilført effekt langs Vestfoldbanen. Med ny transformator i Tønsberg er det Nordagutu og Asker omformerstasjon i tillegg til Hakavik kraftstasjon som via fjernledningen forsyner Vestfoldbanen. Hakavik kraftstasjon går allerede i dag med en jevn belastning på ca 4 MVA. Dette er opp mot det kraftstasjonen kan levere over lengre perioder.

Larvik omformerstasjon går med en toppbelastning lik:

$$P = 16,1 \text{ MW}$$

$$Q = 7,5 \text{ MVA}_r$$

som gir  $S = 17,8 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Larvik er  $2 \times 5,8 \text{ MVA}$  idag.

Ved normal driftssituasjon er det beregnet spenning på Vestfoldbanen ned mot 12,4 kV.

Med ny trafostasjon i Tønsberg vil lasten skyves over til Larvik omformerstasjon. Ved utfall av ett aggregat i Larvik omformerstasjon vil det sannsynligvis ikke være mulig å opprettholde driften i ett aggregat. Dette stiller krav til høyere installert effekt i Larvik omformerstasjon eller på andre deler av Vestfoldbanen.



En ny statisk omformerstasjon ved Tønsberg eller Skoppum vil gi større driftssikkerhet i banestrømforsyningen langs Vestfoldbanen i forhold til dette tiltaket med trafostasjon ved Tønsberg.

### V.3.6 TILTAK E

(Se figur v.8)

- Forlenget fjernledning fra Neslandsvatn til Vatnestraum.
- Nye trafostasjoner i Vatnestraum, Bjorvatn og Tyri.
- Fornytt trafostasjon i Skollenborg.

Dette tilfellet vil ikke gi en høyere installert ytelse langs Sørlandsbanen (Kristiansand - Asker ) enn dagens banestrømforsyning dersom samme aggregater beholdes i Nordagutu og Nelaug omformerstasjon. Det vil imidlertid resultere i lavere tap og forbedret kontaktledningsspenning.

Både Nelaug og Nordagutu omformerstasjoner er sentrale matestasjoner for banestrømforsyningen på Sørlandsbanen. På grunn av alder og tilstanden til Nordagutu og Nelaug anbefales det ikke å basere strømforsyningen langs Kristiansand til Asker over Kongsberg på disse omformerstasjonene alene.

Den maksimale beregnede belastningene i Nelaug:

$$P = 17,2 \text{ MW}$$

$$Q = 11,5 \text{ MVAr}$$

dette gir  $S = 20,7 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Nelaug i dag er  $2 \times 5,8 \text{ MVA}$ .

Den maksimale beregnede belastningene i Nordagutu:

Med Hakavik kraftstasjon  $P = 14,4 \text{ MW}$

$$Q = 8,6 \text{ MVAr}$$

dette gir  $S = 16,8 \text{ MVA}$

Uten Hakavik kraftstasjon  $P = 15,3 \text{ MW}$

$$Q = 10,0 \text{ MVAr}$$

dette gir  $S = 18,3 \text{ MVA}$

Installert ytelse i Nordagutu er  $5,8 + 7,0 \text{ MVA}$  idag.

Dette tiltaket krever langt større ytelse og minimum  $2 \times 10 \text{ MVA}$  i både Nelaug og Nordagutu omformerstasjoner. Dette for å beholde en viss sikkerhet i banestrømforsyningen ved utfall av ett aggregat i en av stasjonene. Det påpekes at det også må annordnes en regulering for å opprettholde drift av gjenværende aggregat ved utfall av ett aggregat. Utfall av ett aggregat i enten Nordagutu eller Nelaug fører til at det vil være vanskelig å føre frem trafikken i en tunglastperiode, og dette er selvfølgelig helt uakseptabelt.

Mellom Neslandsvatn og Nordagutu er det registrert en spenning ned mot  $12.5 \text{ kV}$ . For å heve spenningen ved Tyri anbefales det å sette inne en trafostasjon med trinnkobling. For å unngå en skjev fordeling av belastningene mellom Neslandsvatn og Bjorvatn trafostasjoner, anbefales det også å bygge Bjorvatn med trinnkobler.

### V.3.7 TILTAK F

(Se figur v.9)

Nye statiske omformerstasjoner ved Vatnestraum og Bjorvatn  
Ny trafostasjon ved Tyri.  
Fornyet trafostasjon ved Skollenborg.

Tiltaket gir en kort mateavstand mellom de forskjellige matepunktene, og det er tilstrekkelig med en installert ytelse på 2x6 MVA i Vatnestraum og Bjorvatn omformerstasjoner. Også i dette tilfellet bør en videre studie se på forskjellige metoder for å få en optimal lastdeling mellom omformerstasjonene.

Med en ny omformerstasjon ved Vatnestraum og Bjorvatn avlastes Nelaug omformerstasjon. Det er derfor ikke nødvendig å øke installert ytelse i Nelaug i forhold til dagens ytelse.

Nordagutu omformerstasjon vil fortsatt være sentral for banestrømforsyningen på Sørlandsbanen.

Den maksimale beregnede belastningen i Nordagutu:

$$P = 14,1 \text{ MW}$$

$$Q = 13,0 \text{ MVAr}$$

$$\text{dette gir } S = 19,2 \text{ MVA.}$$

Installert ytelse i Nordagutu er 5,8 + 7,0 MVA idag.

Det anbefales en installert ytelse på minimum 2x10 MVA i Nordagutu omformerstasjon.

Krossen og Nelaug kan drives med 2x5,8MVA under forutsetning at nye statiske omformere i Vatnestraum og Bjorvatn reguleres for å ta en større del av topplasten.

Løsningen gir tilsvarende spenning mellom Neslandsvatn og Nordagutu som for tiltak E. Også her anbefales en trafostasjon ved Tyri med trinnkobler. Dette ville også for dette tiltaket øket spenningen ytterligere. I simuleringene med dette tiltaket er ikke trinnkobler i Tyri trafostasjon tatt med i simuleringsmodellen.

Nye statiske omformerstasjoner ved Vatnestraum og Bjorvatn krever en lang (ca. 10 km) trefase forsyningslinje til hver av omformerstasjonene. Dette er tatt med i kostnadene forutsatt at det kan bygges høyspentlinje på vanlig måte.

### V.3.8 TILTAK G

(Se figur v.12)

Ny omformerstasjon i Vatnestraum  
Forlengt fjernledning fra Neslandsvatn til Nelaug  
Nye transformatorstasjoner i Bjorvatn, Tyri.  
Fornytt trafostasjon i Skollenborg.

Den maksimale beregnede belastningen i Krossen:

$$P = 7,5 \text{ MW}$$

$$Q = 6,1 \text{ MVAr}$$

dette gir  $S = 9,7 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Krossen er  $2 \times 5,8 \text{ MVA}$  idag.

Den maksimale beregnede belastningen i Vatnestraum:

$$P = 7,6 \text{ MW}$$

$$Q = 4,9 \text{ MVAr}$$

dette gir  $S = 9,0 \text{ MVA}$

Den maksimale beregnede belastningen i Nelaug:

$$P = 14,0 \text{ MW}$$

$$Q = 11,2 \text{ MVAr}$$

dette gir  $S = 17,9 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Nelaug er  $2 \times 5,8 \text{ MVA}$  idag.

Den maksimale beregnede belastningen i Nordagutu:

$$P = 14,5 \text{ MW}$$

$$Q = 8,4 \text{ MVAr}$$

dette gir  $S = 16,8 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Nordagutu er  $5,8 + 7,0 \text{ MVA}$  idag.

Den anbefalte ytelsen for omformerstasjonene blir som et minimum:

Krossen :	$2 \times 5,8 \text{ MVA}$
Vatnestraum:	$2 \times 6,0 \text{ MVA}$
Nelaug:	$2 \times 10 \text{ MVA}$
Nordagutu:	$2 \times 10 \text{ MVA}$

Den ekstra omformeren i Vatnestraum avlaster Nelaug og Krossen omformer en del. Fjernledningen frem til Nelaug gjør likevel til at Nelaug omformerstasjon blir belastet med deler av effektbehovet på strekningen Nelaug - Nordagutu.

Den laveste registrerte spenningen på strekningen mellom Krossen og Nordagutu blir for dette tilfellet  $12,7 \text{ kV}$ . Denne spenningen kunne vært høyere om man hadde brukt trintrafoer også i Bjorvatn og Tyri.



### V.3.9 TILTAK H

(Se figur v.7)

Forlengt fjernledning fra Neslandsvatn til Nelaug.  
Nye matepunkter i Bjorvatn og Tyri.  
Kondensatorbatterier mellom Krossen og Nelaug.  
Ny trafostasjon ved Nelaug, Bjorvatn, Tyri.  
Fornyet trafostasjon i Skollenborg.

Med dette tiltaket får en ikke mer effekt inn i systemet. Fjernledningen gir en vesentlig spenningsforbedring og gjør at belastningene nå blir fordelt mer mellom Nordagutu og Nelaug enn hva som er tilfelle for eksisterende strømforsyningsanlegg på strekningen.

Den maksimale beregnede belastningen i Krossen:

$$P = 11,2 \text{ MW}$$

$$Q = 9,0 \text{ MVar}$$

dette gir  $S = 14,4 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Krossen er  $2 \times 5,8 \text{ MVA}$  idag.

Den maksimale beregnede belastningen i Nelaug:

$$P = 18,1 \text{ MW}$$

$$Q = 12,3 \text{ MVar}$$

dette gir  $S = 21,9 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Nelaug er  $2 \times 5,8 \text{ MVA}$  idag.

Den maksimale beregnede belastningen i Nordagutu:

$$P = 14,5 \text{ MW}$$

$$Q = 8,4 \text{ MVar}$$

dette gir  $S = 16,8 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Nordagutu er  $5,8 + 7,0 \text{ MVA}$  idag.

Ytelsen i Krossen bør økes til  $2 \times 10 \text{ MVA}$

Ytelsen i Nelaug bør økes til  $2 \times 10 \text{ MVA}$

Ytelsen i Nordagutu bør økes til  $2 \times 10 \text{ MVA}$

Beregningene viser at kondensatorbatterier mellom Krossen og Nelaug omformerstasjon gir tilfredsstillende spenning på denne strekningen. Det er beregnet en spenning ned mot 13,5 kV med en høy belastning på strekningen (se vedlegg 2 figur v.7.). Kondesatorbatterier mellom Krossen og Nelaug vil være aktuelt som en trinnvis utbygging av strømforsyning langs Sørlandsbanen dersom også effektpendlinger kan utelukkes.

Problematikken med effektpendlinger ved bruk av kondensatorbatterier på strekningen er det ikke tatt stilling til her. Ved en varig forsterkning med kondesatorbatterier bør en undersøke nærmere denne problematikken med muligheter for effektpendlinger i systemet.

### V.3.10 TILTAK I

(Se figur v.11)

Ny omformerstasjon i Neslandsvatn.  
Forlenget fjernledning fra Neslandsvatn til Vatnestraum.  
Ny trafostasjon i Vatnestraum, Nelaug, Bjorvatn og Tyri.  
Fornyet trafostasjon i Skollenborg.

En ny omformerstasjon ved Neslandsvatn gir en bedre sikkerhet i strømforsyningen på Sørlandsbanen. Ut i fra at det skal bygges ny parsell mellom Sørlands- og Vestfoldbanen må en ny statisk omformerstasjon ved Neslandsvatn bygges med en installert ytelse på 2x14 MVA.

Den høyeste beregnede belastningen i Krossen:

$$P = 7,5 \text{ MW}$$

$$Q = 6,1 \text{ MVAr}$$

som gir  $S = 9,7 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Krossen er 2x5,8 MVA idag.

Den høyeste beregnede belastningen i Nelaug:

$$P = 13,7 \text{ MW}$$

$$Q = 7,0 \text{ MVAr}$$

som gir  $S = 15,4 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Nelaug er 2x5,8 MVA idag.

Den høyeste beregnede belastningen i Nordagutu:

$$P = 14,6 \text{ MW}$$

$$Q = 6,0 \text{ MVAr}$$

som gir  $S = 15,8 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Nordagutu er 5,8 + 7,0 MVA idag.

#### 1 Uten Skorstølparsellen

Den høyeste beregnede belastningen i Neslandsvatn:

$$P = 13,2 \text{ MW}$$

$$Q = 7,4 \text{ MVAr}$$

som gir  $S = 15,1 \text{ MVA}$



## 2 Med Skorstølparsellen

Med Skorstølparsellen vil Neslandsvatn omformerstasjon mate mer effekt inn mot Vestfoldbanen via den nye parsellen.

Den høyeste beregnede belastningen i Neslandsvatn:

$$P = 17.7 \text{ MW}$$

$$Q = 8.5 \text{ MVAr}$$

dette gir  $S = 19,6 \text{ MVA}$

Kapasiteten for Neslandsvatn omformerstasjon er forutsatt 2x14 MVA

Kapasiteten i Krossen omformerstasjon er pr. idag stor nok for dette tiltaket. Den installerte ytelsen i Nelaug omformerstasjon bør minimum være 2x10 MVA med den forutsatte trafikken. Den installerte ytelsen i Nordagutu omformerstasjon bør minimum være 2x7 MVA. Nordagutu vil avlastes av en ny omformerstasjon ved Neslandsvatn.

Denne løsningen gir en høy belastning på Nelaug omformer som blir veldig sentral i strømforsyningen med et høyt gjennomsnittlig effektuttak (energiuttak). Dette ansees som en ulempe med tanke på de høye påkjenninger dette påfører omformerstasjonen termisk.

De simulerte verdiene gir ikke et helt riktig bilde av forskjellen mellom tiltak I og J, vedrørende belastningen i Nelaug og Krossen omformer. Hadde det vært simulert en faktisk ruteplan og sett på belastningen over tid, ville man sett at Nelaug omformerstasjon ble langt høyere belastet over tid i tiltak I enn i tiltak J.

### **V.3.11 TILTAK J**

(Se figur v.13.)

Nye omformerstasjoner ved Neslandsvatn og Vatnestraum.

Kondensatorbatterier mellom Krossen og Nelaug som første utbyggingstrinn.

Spenningsforbedrende tiltak med kondensatorbatterier mellom Nelaug og Neslandsvatn om nødvendig.

Ny trafostasjon ved Tyri.

Fornytt trafostasjon ved Skollenborg.

En ny omformerstasjon ved Neslandsvatn gir en bedre sikkerhet i strømforsyningen på Sørlandsbanen. Ut i fra at det skal bygges ny parsell mellom Sørlands- og Vestfoldbanen må en ny statisk omformerstasjon ved Neslandsvatn bygges med en installert ytelse på 2x14 MVA.

Den høyeste beregnede belastningen i Krossen:

$$P = 7,5 \text{ MW}$$

$$Q = 6,1 \text{ MVAr}$$

som gir  $S = 9,7 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Krossen er 2x5,8 MVA idag.

Den høyeste beregnede belastningen i Vatnestraum:

$$P = 7,6 \text{ MW}$$

$$Q = 4,9 \text{ MVAr}$$

som gir  $S = 9,0 \text{ MVA}$

Den høyeste beregnede belastningen i Nelaug:

Før Vatnestraum:  $P = 16,3 \text{ MW}$

$$Q = 9,2 \text{ MVAr}$$

dette gir  $S = 18,7 \text{ MVA}$

Etter Vatnestraum:  $P = 12,5 \text{ MW}$

$$Q = 6,7 \text{ MVAr}$$

dette gir  $S = 14,2 \text{ MVA}$

Installert ytelse i Nelaug er  $2 \times 5,8 \text{ MVA}$  idag.

Dette setter tidsperspektivet for når en omformer i Vatnestraum må bygges. Skal man slippe å øke ytelsen til Nelaug omformer utover  $2 \times 7,0 \text{ MVA}$ , må Vatnestraum omformer bygges før man får denne trafikksituasjonen. Vi vurderer en installert effekt på  $2 \times 7 \text{ MVA}$  i Nelaug til å være tilstrekkelig p.g.a. at denne ved utfall av et aggregat kan avlastes vesentlig v.h.a. de store reguleringsmulighetene en statisk omformer i Vatnestraum har.

Den høyeste beregnede belastningen i Nordagutu:

$$P = 14,6 \text{ MW}$$

$$Q = 6,0 \text{ MVAr}$$

som gir  $S = 15,8 \text{ MVA}$ .

Installert ytelse i Nordagutu er  $5,8 + 7,0 \text{ MVA}$  idag.

Dagens installerte ytelse i Krossen er tilstrekkelig. ( $2 \times 5,8 \text{ MVA}$ )

Vatnestraum omformerstasjon bygges med en installert ytelse på  $2 \times 6 \text{ MVA}$ .

Den installerte ytelsen i Nelaug bør minimum være  $2 \times 7 \text{ MVA}$  med den forutsatte trafikken.

Den installerte ytelsen i Nordagutu bør minimum være  $2 \times 7 \text{ MVA}$  med den forutsatte trafikken.

Denne vil i ekstrem tunglast kunne avlastes v.h.a. Neslandsvatn omformer ved å regulere fasevinkelkarakteristikken.

### 1 Uten Skorstølparsellen

Den høyeste beregnede belastningen i Neslandsvatn:

$$P = 13,2 \text{ MW}$$

$$Q = 7,4 \text{ MVAr}$$

som gir  $S = 15,1 \text{ MVA}$

Neslandsvatn har i dag installert  $1 \times 8 \text{ MVA}$ .

## 2 Med Skorstølparsellen

Med Skorstølparsellen vil Neslandsvatn omformerstasjon mate mer effekt inn mot Vestfoldbanen via den nye parsellen.

Den høyeste beregnede belastningen i Neslandsvatn:

$$P = 17.7 \text{ MW}$$

$$Q = 8.5 \text{ MVAr}$$

dette gir  $S = 19,6 \text{ MVA}$

Neslandsvatn har i dag installert 1x8 MVA.

Banestrømforsyningen er mindre sårbar for utfall i Nelaug omformerstasjon med en ny omformerstasjon ved Neslandsvatn og Vatnestraum. Ved utfall av ett aggregat i Nelaug vil det være mulig å opprettholde driften av gjenværende aggregat med en spenningsregulering i omformerstasjon.

Ved utfall av begge aggregatene i Nelaug omformerstasjon vil kondensatorbatteriene mellom Neslandsvatn og Nelaug hjelpe til med å opprettholde spenningen på strekningen slik at det med restriksjoner om forsiktig kjøring er mulig å opprettholde trafikken i en tunglastperiode.

Ved utfall av Nordagutu omformerstasjon vil Neslandsvatn omformerstasjon mate inn effekt via fjernledning til Tyri, Nordagutu og Skollenborg. Med restriksjoner om forsiktig kjøring vil det da være mulig å opprettholde trafikken.

Med utfall av et aggregat i Nordagutu er det med en spenningsregulering i omformerstasjonen mulig å opprettholde driften av omformerstasjonen.

Med en ny parsell mellom Sørlands- og Vestfoldbanen vil trafikken hovedsaklig kjøres over Vestfoldbanen til/fra Oslo. Med denne forutsetningen vil det da være tilstrekkelig med 2x7 MVA i Nordagutu omformerstasjon.

Løsningen gir tilfredsstillende spenning fra Kristiansand til Asker over Kongsberg og på den nye Skorstølparsellen.

Spenningsforholdene på kontaktledningen mellom Krossen og Nordagutu vil ikke være særlig innfluert av en Skorstølparsell. I beregningene for Sørlandsbanen har man hele tiden simulert med **krysninger** av godstog eller X2000 mellom eksisterende matepunkter. Dermed vil ikke en Skorstølparsell øke belastningen ytterligere på kontaktledningen på denne strekningen utover den effekten som vil flyte i kontaktledningen fra Sørlandsbanen og inn på den nye parsellen.

Laveste beregnede spenning på kontaktledningen mellom Krossen og Nordagutu blir 14,4 kV. Dette ansees som mer enn tilstrekkelig for å sikre kvaliteten på togfremføringen på denne strekningen.

De forutsetninger som er lagt til grunn for resultatene i dette tiltaket er beskrevet i detalj i vedlegg V.2. og resultatene er vist i figur v.13.



### V.3.12 FORSLAG FOR SØRLANDSBANEN OG VESTFOLDBANEN

En rent teknisk konklusjon bygd på diskusjonen for hvert av tiltakene både for Sørlandsbanen og for Vestfoldbanen.

#### **Anbefalt trinnvis utbygging:**

- 1 Ny omformerstasjon på 2x14 MVA ved Skoppum.
- 2 Legg ned fjernledning fra Hakavik til Sande.
- 3 Spenningsforbedrende tiltak mellom Nelaug og Krossen.
- 4 Ny trafostasjon ved Tyri.
- 5 Ny omformerstasjon ved Neslandsvatn på 2x14 MVA.
- 6 Ny omformerstasjon ved Vatnestraum.
- 7 Fornyet transformatorstasjon ved Skollenborg
- 8 Spenningsforbedrende tiltak mellom Neslandsvatn og Nelaug.

Eventuelle kondensatorbatteriene mellom Krossen og Nelaug fjernes når Vatnestraum omformer er bygget.

Den installerte effekten i Nelaug og Nordagutu må videre økes til 2x7 MVA eller tilsvarende.

Den installerte effekten i Larvik bør på sikt økes til 2x7 MVA eller tilsvarende.

## **VEDLEGG 4**



<b>V.4 KOSTNADSOVERSLAG.....</b>	<b>2</b>
<b>V.4.1 BESKRIVELSE/FORUTSETNINGER.....</b>	<b>2</b>
<b>V.4.2 TEKNISK BESKRIVELSE.....</b>	<b>2</b>
V.4.2.1 Omformerstasjoner .....	2
V.4.2.2 Fjernledning .....	3
V.4.2.3 Transformatorstasjoner .....	4
<b>V.4.3 INVESTERINGSKOSTNADER.....</b>	<b>5</b>
V.4.3.1 Omformerstasjon inkl. høyspenningstilførsel .....	5
V.4.3.2 Ny Fjernledning.....	6
V.4.3.3 Eksisterende fjernledning .....	11
V.4.3.4 Transformatorstasjon.....	12
V.4.3.5 Kondensatorbatteri .....	13
<b>V.4.4 TOTALE KOSTNADER PR. TILTAK .....</b>	<b>13</b>
<b>V.4.5 DRIFTKOSTNADER .....</b>	<b>17</b>
V.4.5.1 Driftskostnader for matestasjoner.....	17
V.4.5.2 Driftskostnader for fjernledning.....	18
V.4.5.3 Driftskostnader for kondensatorbatteri .....	18
V.4.5.4 Driftsintekter ved å opprettholde Hakavik kraftstasjon. ....	18
V.4.5.5 Driftskostnader fordelt pr. tiltak.....	19

## V.4 KOSTNADSOVERSLAG

### V.4.1 BESKRIVELSE/FORUTSETNINGER

Matestasjonsløsningen inneholder 2 forskjellige forsyningsmåter. En er å bygge ut nye matepunkter med statiske omformerstasjoner. Den andre er å forleng 55 kV fjernledningen langs henholdsvis Sørlands- og Vestfoldbanen. I tillegg er det en mulighet med spenningsforbedrende tiltak på enkelte strekninger som forsterkningsledning eller kondensatorbatterier.

Plassering av innmatningspunkt og effektbehov for matestasjonene bygger på simuleringer utført ved hjelp av datamaskinprogrammet SIMPOW. I programmet er det lagt inn dynamiske modeller for transformatorstasjoner, statiske og roterende omformerstasjoner.

I programmet blir det lagt inn statiske laster (det er pr. idag ikke mulig å legge inn last som flytter seg langs jernbanen). Det er lagt inn flere forskjellige lastsituasjoner avhengig av hvilke forhold som er av interesse i banestrømforsyningen (spenningsforhold, belastning av omformerstasjoner etc.)

### V.4.2 TEKNISK BESKRIVELSE

#### V.4.2.1 Omformerstasjoner

Følgende forutsetninger er gjort for tekniske løsninger:

- Det er forutsatt bruk av statiske omformerstasjoner. Statisk omformerstasjon gir mindre vedlikehold, har bedre virkningsgrad og har større mulighet til å regulere effekt og spenning i forhold til roterende omformerstasjoner. En ulempe med statiske omformerstasjoner er at de produserer mer overharmonisk støy på 3-fasenettet. En statisk omformerstasjon har heller ikke samme mulighet som en roterende til å regulere produksjon/forbruk av reaktiv effekt til/fra 3-fasenettet.
- Bygging av klasse 2 for omformerstasjoner etter NVE's "Retningslinjer for sikring av kraftforsyningsanlegg" [4]. Bygging av fjellanlegg er ikke vurdert. En oppgradering av omformerstasjonen til klasse 1 har liten betydning for total kostnadene. Hovedforskjellen på klasse 1 og klasse 2-anlegg er i dag at klasse 1-anlegg skal for utvendige vegger gis en sidedekning av enten fjell, eksisterende eller tilfylt masse i en høyde som tilsvarer topp omformeranlegg og tykkelse på minst 1,5 m ved toppen. Det antas at økning i kostnadene for omformerstasjonen vil være i størrelse 5% av kostnadene for selve bygget.

Utgående linjeutrustning er antatt av samme konsept som ved dagens omformerstasjoner. Dette medfører blant annet:

- Ett reservefelt
- Prøvemotstand og prøvebryter for hvert utgående linjefelt.

I omformerstasjonen er følgende inkludert:

- Brannvarslingsanlegg
- Brannslukkingsanlegg
- Nødfrakoblingsutstyr for stasjonen
- Kontrollrom, verksted, oljebu, toalett, dusj, kjøkkenkrok
- Fjernkontrolltilpasning
- Redundans i 110V - forsyningen
- Opplæring
- Dokumentasjon
- FAT, SAT og 1/2 års prøvedrift
- Reservedeler
- Vedlikeholds- og feilrettingsutstyr

Oljeoppsamling for 1-fase og 3-fase hovedtransformatorer er også inkludert

For mer informasjon om hva som ligger i prisoverslaget for omformerstasjonene henvises det til innkomne tilbud fra leverandører i forbindelse med Smørbekk og Kjelland omformerstasjoner. [5]

#### **V.4.2.2 Fjernledning**

- I alternativene med forlenget fjernledning er det forutsatt at denne festes på kontaktledningsmastene. Fjernledningen må henge minst 10,5 m over skinnetopp i henhold til brev i vedlegg 6. Jernbaneverket har bare dispensasjon for å fremføre 15 kV-anlegg lavere enn påbudt minstehøyde.
- Fjernledningen er fremført som 55 kV 1-fase anlegg. Det er forutsatt å forlenge fjernledningen fra eksisterende fjernledning fra Hakavik kraftstasjon.
- Spenning benyttet for en forlenget er 55 kV. Dette har sammenheng med at ny fjernledning skal kobles sammen med eksisterende 55 kV fjernledning langs Sørlandsbanen. Høyere spenning enn 66 kV kan ikke benyttes etter FEA-F § 75.3.2. Der står det bl.a. at fremføring av to ledningssett på felles masterekke må oppfylle følgende betingelse:
- "Den høyeste nominelle spenningen ikke over 66 kV og den laveste nominelle spenningen ikke under 3 kV."

- Ved bruer med overbygg og tunneler er mateledningen forutsatt lagt i kabel. Det skal brukes ventilavledere/ overspenningsvern ved alle overganger mellom kabel og line. Dette skal gjøres for å unngå spenningsbølger som vil oppstå mellom kabel og line ved kortslutninger.
- Ved en alternativ forlengelse av fjernledningen sørover fra Neslandsvatn transformatorstasjon er det benyttet FeAl nr. 95. Som kabel gjennom tunneler og over bruer er det benyttet 240 mm<sup>2</sup> Al .
- Tilsvarende er det ved forlengelse av fjernledningen fra Sande på Vestfoldbanen til Tønsberg, forutsatt FeAl nr. 95. Som kabel gjennom tunneler og over bruer er det benyttet 240 mm<sup>2</sup> Al .

#### **V.4.2.3 Transformatorstasjoner**

- Det er forutsatt at nye transformatorstasjoner har en nominell ytelse på 8 MVA.
- For Sande transformatorstasjon er det forutsatt 4 utgående linjefelt i tillegg til reservefelt. For Vatnestraum, Bjorvatn, Nelaug, Tyri og Skollenborg transformatorstasjon er det forutsatt 2 utgående linjefelt i tillegg til ett reservefelt.
- Transformatorenheterne er ikke dubberte slik at konsekvensene ved feil på transformatorene vil være store. Krafttransformatorer er imidlertid meget driftssikre.
- Koblingsanlegg for 55 kV er antatt bygd som utendørsanlegg.
- Bygning av klasse 2 for transformatorstasjoner etter NVE's "Retningslinjer for sikring av kraftforsyningsanlegg".
- Utgående linjeutrustning er antatt av samme konsept som ved dagens omformerstasjoner. Det medfører bl.a.:
  - Et reservefelt
  - Prøvemotstand og prøvebryter for hvert utgående linjefelt
- Oljeoppsamlingsanlegg til hovedtransformator er inkludert.
- Levetid for transformatorstasjonene er erfaringsmessig 40 år.



## V.4.3 INVESTERINGSKOSTNADER

### V.4.3.1 Omformerstasjon inkl. høyspenningstilførsel

Prisene på omformerstasjonene bygger på tilbudspriser fra ABB og SIEMENS. Prisen for høyspenttilførsel er hentet fra "Kostnader for hovedkomponenter i kraftsystemet".[6]

Høyspenningstilførselen har egen linjebryter for Jernbaneverket fra aktuell transformatorstasjon, utført som utvidelse av eksisterende anlegg. For nye forsyningspunkter til Vestfoldbanen, er det forutsatt 2-brytersystem. For nye forsyningspunkter langs Sørlandsbanen er det forutsatt 1-brytersystem.

Det er forutsatt en kort (0.5-1.0 km) 132 kV trefase forsyningslinje fra Tveiten transformatorstasjon til Tønsberg. Med en ny omformerstasjon ved Skoppum er det forutsatt en kort 132 kV trefase forsyningslinje fra Trolldalen transformatorstasjon til omformerstasjonen. Det er tatt utgangspunkt i FeAl nr. 95 med tremaster og "normalt terreng".

<b>Anlegg: Tønsberg/Skoppum omformerstasjon</b>	<b>Prisoverslag</b>
	<b>KNOK</b>
Høyspenttilførsel	5 000
Omformerstasjon, komplett anlegg 2 x 6 MVA	62 000
Dødseksjon i KL-anlegget	200
Sum kostnader	67 200
<b>Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift</b>	<b>77 925</b>

Tabell 4.1: Kostnader for omformerstasjon på 2\*6 MVA ved Tønsberg/Skoppum.

<b>Anlegg: Tønsberg/Skoppum omformerstasjon</b>	<b>Prisoverslag</b>
	<b>KNOK</b>
Høyspenttilførsel	5 000
Omformerstasjon, komplett anlegg 2 x 14 MVA	85 000
Dødseksjon i KL-anlegget	200
Sum kostnader	90 200
<b>Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift</b>	<b>104 596</b>

Tabell 4.2: Kostnader for omformerstasjon på 2\*14 MVA ved Tønsberg/Skoppum.

For Bjorvatn, Vatnestraum og Neslandsvatn er det forutsatt en ca. 10 km lang 132 kV fremføring av 3-fase forsyningslinje til omformerstasjonene. Det er tatt utgangspunkt i FeAl nr. 95 med tremaster og "normalt terreng"



<b>Anlegg: Bjorvatn/Vatnestraum/</b>	<b>Prisoverslag</b>
<b>Neslandsvatn omformerstasjon</b>	<b>KNOK</b>
Høyspenttilførsel	9 000
Omformerstasjon, komplett anlegg 2 x 6 MVA	60 000
Dødseksjon i KL-anlegget	200
Sum kostnader	69 200
<b>Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift</b>	<b>80 244</b>

Tabell 4.3: Kostnader for omformerstasjon på 2\*6 MVA ved Vatnestraum, Bjorvatn eller Neslandsvatn.

<b>Anlegg: Neslandsvatn omformerstasjon</b>	<b>Prisoverslag</b>
	<b>KNOK</b>
Høyspenttilførsel	9 000
Omformerstasjon, komplett anlegg 2 x 14 MVA	85 000
Dødseksjon i KL-anlegget	200
Sum kostnader	94 200
<b>Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift</b>	<b>109 234</b>

Tabell 4.4: Kostnader for omformerstasjon på 2\*14 MVA ved Neslandsvatn.

#### V.4.3.2 Ny Fjernledning

En forutsetning for å bygge nytt kontaktledningsanlegg med fjernledning er at det samtidig skulle vært bygget nytt kl-anlegg. Av denne grunn vil det her vises både kostnadene for nytt kl og for nytt kl m/fjernledning. Differansen mellom disse kostnadene kan da tillegges det enkelte forsterkningstiltaket.

##### Nytt kontaktledningsanlegg:

Et nytt kontaktledningsanlegg med system 20 innebærer 100 mm CU kontakttråd, 50 mm Cu bæreline 2x240 mm Al returledere. Mastetyperne B3 og H3 forutsettes brukt for ett nytt kl-anlegg.

Tabell 4.5 viser et kostnadsoverslag for materiell for nytt kontaktledningsanlegg system 20.

Tabell 4.6 viser et kostnadsoverslag for arbeid for nytt kontaktledningsanlegg system 20

Kostnader kl-anlegg 10 km daglinje, NSB System 20				
Komponent	Antall	Enhet	Enhetspris	Total pris.
Master type B3	174	stk.	5 210	906 540
Master type H3	16	stk.	6 225	99 600
Fundament for mast type B3	174	stk.	12 000	2 088 000
Fundament for mast type H3	16	stk.	12 000	192 000
Spir	30	stk.	1 200	36 000
Normalutligger m/isolatorer	174	stk.	2 090	363 660
Seksjonsutligger	16	stk.	5 000	80 000
Fix. pkt. komplett	8	stk.	6 000	48 000
Avspenningsbarduner	30	stk.	2 500	75 000
Loddavspenning komplett	15	stk.	26 890	403 350
To returledere m/isolatorer, komplett.	10 000	m	90	900 000
Bæreline type BzII 50 mm <sup>2</sup>	10 000	m		
Hengetråd type BzII 10 mm <sup>2</sup>	1 800	m		
Kontakttråd type RiS 100 mm <sup>2</sup>	10 000	m		
Kontaktledning inkl. hengetråder		m	110	1 100 000
<b>Sum materiell pr. 10 km, ekskl. påslag</b>				<b>6 292 150</b>
<b>Sum materiell pr km [kr], ekskl. påslag</b>				<b>629 215</b>

Tabell 4.5 Materialkostnader for nytt kl-anlegg, system 20.

Montasjekostnader				8 500 000
Leie lett teknisk utstyr				500 000
Leie tungt teknisk utstyr				2 500 000
<b>Sum arbeid pr. 10 km, ekskl. påslag</b>				<b>11 500 000</b>
<b>Sum arbeid pr km [kr], ekskl. påslag</b>				<b>1 150 000</b>
<b>Sum materiell og arbeid pr km [kr], ekskl. påslag</b>				<b>1 779 215</b>

Tabell 4.6 Arbeidskostnader for nytt kl-anlegg, system 20.

#### Nytt kontaktledningsanlegg m/fjernledning:

Det er her en forutsetning at det kan brukes nye typer master som bærer både nytt kl-anlegg og i tillegg bærer fjernledningen. Dette medfører en noe sterkere konstruksjon enn de mastene som tidligere er lagt til grunn for kl-anlegg. De nye mastene er i tillegg noe høyere for å tilfredstille minimumshøyde for høyspent fremføring av liner på kl-master.

Tabell 4.7 viser kostnadsoverslag for materiell for nytt kontaktledningsanlegg m/fjernledning fri linje, system 20.

Tabell 4.8 viser kostnadsoverslag for arbeid for nytt kontaktledningsanlegg m/fjernledning fri linje, system 20.

Kostnader kl-anlegg m/fjernledning 10 km daglinje, NSB System 20				
Komponent	Antall	Enhet	Enhetspris	Total pris.
Master type S1	174	stk.	11 320	1 969 680
Master type S2	16	stk.	18 880	302 080
Fundament for mast type S1	174	stk.	12 000	2 088 000
Fundament for mast type S2	16	stk.	12 000	192 000
Spir	30	stk.	1 200	36 000
Normalutligger m/isolatorer	174	stk.	2 090	363 660
Seksjonsutligger	16	stk.	5 000	80 000
Fix. pkt. komplett	8	stk.	6 000	48 000
Avspenningsbarduner	30	stk.	2 500	75 000
Loddavspenning komplett	15	stk.	26 890	403 350
To returledere m/isolatorer, komplett.	10 000	m	90	900 000
Bæreline type BzII 50 mm <sup>2</sup>	10 000	m		
Hengetråd type BzII 10 mm <sup>2</sup>	1 800	m		
Kontakttråd type RiS 100 mm <sup>2</sup>	10 000	m		
Kontaktledning inkl. hengetråder		m	110	1 100 000
Fjernledning, FeAl nr. 95.	20 000	m	12	240 000
Isolatorer K 33648 50	380	m	1 900	722 000
<b>Sum materiell pr. 10 km, ekskl. påslag</b>				<b>8 519 770</b>
<b>Sum materiell pr km [kr], ekskl. påslag</b>				<b>851 977</b>

Tabell 4.7 Materialkostnader for nytt kl-anlegg, system 20, m/fjernledning på fri linje.

Arbeidskostnader: Kr/10 km og Kr/km				
Montasjekostnader				9 000 000
Leie lett teknisk utstyr				700 000
Leie tungt teknisk utstyr				3 000 000
<b>Sum arbeid pr. 10 km, ekskl. påslag</b>				<b>12 700 000</b>
<b>Sum arbeid pr km [kr], ekskl. påslag</b>				<b>1 270 000</b>
<b>Sum materiell og arbeid pr km [kr], ekskl. påslag</b>				<b>2 121 977</b>

Tabell 4.8 Arbeidskostnader for nytt kl-anlegg, system 20, m/fjernledning på fri linje.

Tabell 4.9 og 4.10 viser tillegg for kabelforbindelser i forbindelse med tunneler og bruer ved bruk av fjernledning.

Faste kostnader pr. kabelforbindelse	Prisoverslag
	kr
Endeavslutninger, ETSU 72 kV 1x240 mm <sup>2</sup> Al 4 stk.	40 000
Ventilavledere type 3EP2096 3PN, 72 kV, 4 stk.	52 000
Koblingsforbindelse. 4.stk.	2 000
Div. koblingsutstyr	2 000
Arbeid	8 000
Maskinleie	10 000
<b>Sum kostnader eks. avgifter og tillegg</b>	<b>114 000</b>

Tabell 4.9 Faste kostnader pr. kabelforbindelse.



<b>Variable kostnader pr. kabelforbindelse pr. m.</b>	<b>Prisoverslag</b>
	<b>kr/m</b>
2 stk kabler, TSLE 72,5 kV (2x240)	520
Kabelkanal tunnel og bru. (ferdig lagt med skilleplater)	500
<b>Sum kostnader pr. m. eks. avgifter og tillegg</b>	<b>1 020</b>

Tabell 4.10 Variable kostnader pr. kabelforbindelse

Det er her antatt at avstanden fra tunnel til nærmeste mast er 15 m og at det trengs 15 meter fra mastefot og opp mot tilknytningspunkt. Det er forutsatt kabelkanal 15 m ut fra tunnelåpning.

Tabell 4.11 viser totale kostnader for fremføring av fjernledning på strekningen Neslandsvatn-Vatnestraum.

<b>Anlegg: Fjernledning: Neslandsvatn - Vatnestraum, 110 km</b>	<b>Prisoverslag KNOK</b>	<b>Kommentar</b>
Faste kostnader per bru og tunnel (antall bruer+antall tunneler) x enhetspris = (4+38) x 114 000	4 788	Forutsatt 4 bruer med overbygg, 38 tunneller
Variable kostnader ( bru + tunnel): Pris/m x (antall meter tunnel+antall meter bru)=1020 x ((5000+4560) +(800+480 ))	11 057	
Nytt KL-anlegg u/fjernledning (110 - 5- 4,56 - 0,8 - 0,48) * 1 779, 2	-176 427	
Nytt KL-anlegg m/fjernledning (110 - 5 - 4,56 - 0,8 - 0,48 ) * (2 121,977)	210 415	
<i>Sum kostnader eks. avg.</i>	49 833	
<b>Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift.</b>	<b>57 786</b>	

Tabell 4.11 Totale kostnader for fjernledning på strekningen Neslandsvatn - Vatnestraum.

Tabell 4.12 viser totale kostnader for fremføring av fjernledning på strekningen Neslandsvatn-Nelaug.

<b>Anlegg: Fjernledning: Neslandsvatn - Nelaug, 60 km</b>	<b>Prisoverslag KNOK</b>	<b>Kommentar</b>
Faste kostnader per bru og tunnel (antall bruer+antall tunneler) x enhetspris = (2+23) x 114 000	2 850	Forutsatt 2 bruer med overbygg, 23 tunneler
Variable kostnader ( bru + tunnel): Pris/m x (antall meter tunnel+antall meter bru)=1020 x (2700+2760 +400+240)	6 222	
Nytt KL-anlegg u/fjernledning: (60 - 2,7 - 2,76 - 0,4 -0,24) * ( 1 779,2)	-95 900	
Nytt KL-anlegg m/fjernledning (60 - 2,7 - 2,76 - 0,4 - 0,24 ) * (2 121,977)	114 375	
<i>Sum kostnader eks. avg.</i>	<i>27 547</i>	
<b>Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift.</b>	<b>31 943</b>	

Tabell 4.12: Kostnader for fjernledning på strekningen Neslandsvatn - Nelaug.

Tabell 4.13 viser totale kostnader for fremføring av fjernledning på strekningen Sande - Tønsberg.

<b>Anlegg : Fjernledning: Sande - Tønsberg, 33 km</b>	<b>Prisoverslag KNOK</b>	<b>Kommentar</b>
Nytt KL-anlegg u/fjernledning: 33 * 1 779,2	-58 714	Usikkerhet m/antall bruer og tunneler
Nytt KL-anlegg m/fjernledning 33 * 2121,977	70 025	
<i>Sum kostnader eks. avg.</i>	<i>11 311</i>	
<b>Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift.</b>	<b>13 116</b>	

Tabell 4.13 Totale kostnader for fjernledning på strekningen Sande -Tønsberg.



### V.4.3.3 Eksisterende fjernledning

For Hakavik kraftstasjon må rørgaten oppgraderes i år 2006. Dette innebærer en kostnad på 11 mill. kr. Etter at Jernbaneverket har inngått en avtale med Statkraft, betaler Jernbaneverket en pris på ca. 20 øre/kWh for kraften fra Hakavik kraftstasjon. Med en fremtidig kraftpris på ca. 35 øre/kWh gir dette en differanse på 15 øre/kWh. I 1995 produserte Hakavik kraftstasjon 33 000 MWh som i fremtiden gir en redusert driftskostnad i forhold til å legge ned Hakavik på 5 MNOK. pr. år. Dette forutsetter at Jernbaneverket kan opprettholde avtalen med Statkraft utover år 2005.

Anlegg: Eksisterende 55 kV fjernledning	Prisoverslag KNOK	Kommentar
Sundet - Nordagutu	1 500	Kostnader er eks.
Nordagutu - Neslandsvatn	2 500	investeringsavgift
Hakavik - Sande	500	

Tabell 4.14: Kostnader for rehabilitering av eksisterende fjernledning.

#### Sundet- Nordagutu, Hakavik - Sande:

Kostnader for rehabilitering av eksisterende fjernledning bygger på en befaring utført av Berdal Strømme. Befaringen var av stikkprøvekarakter og er ikke god nok til å gi en entydig bedømmelse av kraftlinjens totale tekniske tilstand. Berdal Strømme påpekte at på grunn av fjernledningens alder kan det være behov for å skifte ut jordline. Dette ble ikke undersøkt nærmere under befaringen. Skifte av liner, isolatorer og festearmatur er ikke tatt med i kostnadsoverslaget. Ytterligere resultater er gitt i [1].

Ut ifra de skader og utbedringsbehov som Berdal Strømme fant under stikkprøvekontrollen anbefalte de å bruke en gjennomsnittspris på utbedringskostnader for strekningen Sundet - Nordagutu på 1.25 mill kr og for strekningen Hakavik - Sande på 0.3 mill kr. I tabell 4.14 er det i tillegg tatt med kostnader til rigg, drift etc.

For de forsterkningstiltakene der det er en forutsetning at fjernledningen mellom Hakavik og Sande legges ned er det forbundet en kostnad. Den totale strekningen er på 17,5 km og har totalt 120 master. Man regner 4 måneder og 4 mann for rivningen. I tillegg må det påregnes bruk av minimum en tunglaster i hele perioden.

#### Fjerning av fjernledningen: Hakavik - Sande.

4 mnd à 160 timer/mnd	=	640 timer
4 mann à 250 kr/timer	=	640 000 kr
1 maskin à 1000 kr/timer	=	640 000 kr
totalt	=	1 280 000 kr
10 % uforusatte kostnader	=	128 000 kr
<b>Totalt</b>	=	<b>1 408 000 kr</b>

#### Nordagutu - Neslandsvatn:

Kostnader for utbedring av Nordagutu - Neslandsvatn bygger på en tilstandsvurdering utført av Multiconsult A.S i 1991. Fra tidligere er de mastene med størst skade allerede utbedret. For utbedring av master med mindre alvorlige skader er det satt en kostnad lik 2.5 mill. kr.

I tabell 4.14 er det ikke inkludert drift-og vedlikeholdskostnader for de forskjellige linjene, da dette er angitt i kapittel 4.5.2.

Kostnader i forbindelse med utbedring av luker, dam etc. ved Hakavik er ikke tatt med på grunn av at det i Jernbaneverket allerede er vedtatt å gjennomføre disse utbedringene.

#### V.4.3.4 Transformatorstasjon

<b>Anlegg: Sande og Tønsberg trafostasjon</b>	<b>Prisoverslag</b>	<b>Tillegg</b>
	<b>KNOK</b>	<b>KNOK</b>
Transformatorstasjon, komplett anlegg 1*8 MVA	13 000	
Trinnekobler, 4 trinns		4 000
Dødseksjon i KL-anlegget	200	
<i>Sum kostnader eks. avgift</i>	<i>13 200</i>	<i>4 000</i>
<b>Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift</b>	<b>15 307</b>	<b>4 638</b>

Tabell 4.15: Kostnader for Sande og Tønsberg transformatorstasjon.

<b>Anlegg: Vatnestraum, Bjorvatn, Nelaug, Tyri og Skollenborg transformatorstasjoner</b>	<b>Prisoverslag</b>	<b>Tillegg</b>
	<b>KNOK</b>	<b>KNOK</b>
Transformatorstasjon, komplett anlegg 1*8 MVA	10 000	
Trinnekobler, 4 trinns		4 000
Dødseksjon i KL-anlegget	200	
<i>Sum kostnader eks. avgift</i>	<i>10 200</i>	<i>4 000</i>
<b>Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift</b>	<b>11 828</b>	<b>4 638</b>

Tabell 4.16: Kostnader for Vatnestraum, Bjorvatn, Nelaug, Tyri og Skollenborg transformatorstasjoner.

Basert på tidligere erfaringer er det for transformatorstasjoner lagt på ca. 20 % på budsjettpriser fra leverandør.

Transformatorene på Sande og Tønsberg er kostnadsberegnet noe høyere enn for Vatnestraum, Nelaug, Tyri og Skollenborg. Dette henger sammen med antall bryterfelt for trafoene.

#### V.4.3.5 Kondensatorbatteri

Kostnadene er basert på å montere opp igjen ett friggitt kondensatorbatteri, samt bygging av ny dødseksjon i kontaktledningsanlegget.

<b>Anlegg: Kondensatorbatteri</b>	<b>Prisoverslag</b>
	<b>NOK</b>
Komplett inkl. dødseksjon i KL-anlegg	900
<i>Sum kostnader eks. avgift</i>	900
<b>Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift</b>	<b>1 044</b>

Tabell 4.17: Kostnader for komplett kondensatorbatteri

#### V.4.4 TOTALE KOSTNADER PR. TILTAK

Alle kostnader er gitt i KNOK.

##### Tiltak A

<b>Anlegg</b>	<b>Vedlikehold</b>	<b>Investering</b>
Komplett omformerstasjon i Tønsberg 2x14 MVA		104 596
Transformatorstasjon i Sande u/trinnekobler, 1x8 MVA	15 307	
Utbedring av fjernledning fra Hakavik til Sande	500	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 2 stk		2 667
<b>Kostnad matestasjonsanlegg.</b>	<b>15 807</b>	<b>107 263</b>

Tabell 4.18: Totale kostnader i NOK

##### Tiltak B

<b>Anlegg</b>	<b>Vedlikehold</b>	<b>Investering</b>
Komplett omformerstasjon i Skoppum 2x14 MVA		104 596
Fjerning av fjernledning, Hakavik - Sande		1 408
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 1 stk		1 334
<b>Kostnad matestasjonsanlegg.</b>	<b>0</b>	<b>107 337</b>

Tabell 4.19: Totale kostnader i NOK



### Tiltak C

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Komplett omformerstasjon i Tønsberg 2x14 MVA		104 596
Transformatorstasjon i Sande u/trinnekobler, 1x8MVA	15 307	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 2 stk		2 667
Utbedring av fjernledning fra Hakavik til Sande.	500	
<b>Kostnad matestasjonsanlegg.</b>	<b>15 807</b>	<b>107 263</b>

Tabell 4.20: Totale kostnader i NOK

### Tiltak D

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Transformatorstasjon m/ trinnekobler, 1x8MVA, 2 stk.	19 945	19 945
Fjernledning: Totalkostnader Sande - Tønsberg.33 km.		13 116
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 2 stk		2 667
Utbedring av fjernledning fra Hakavik til Sande	500	
<b>Kostnad matestasjonsanlegg.</b>	<b>20 445</b>	<b>35 729</b>

Tabell 4.21: Totale kostnader i NOK

### Tiltak E

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Fjernledning: Neslandsvatn - Vatnestraum 110 km.		57 786
Transformatorstasjon u/trinnekobler, 3 stk.	11 828	23 656
Transformatorstasjon m/trinnekobler, 2 stk.		32 933
Oppgradering av Hakavik (rørgate)	11 000	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 6 stk		8 001
Utbedring av fjernledning fra Sundet til Neslandsvatn.	4 000	
<b>Kostnad matestasjonsanlegg.</b>	<b>26 828</b>	<b>122 376</b>

Tabell 4.22: Totale kostnader i NOK

Bjorvatn og Tyri transformatorstasjoner bygges med trinnekobler.

### Tiltak F

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Komplett omformerstasjon 2*6 MVA, 2 stk.		160 489
Transformatorstasjon u/trinnekobler, 1 stk.	11 828	
Transformatorstasjon m/trinnekobler, 1 stk		16 466
Oppgradering av Hakavik (rørgate)	11 000	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 6 stk		8 001
Utbedring av fjernledning fra Sundet til Neslandsvatn.	4 000	
<b>Kostnad matestasjonsanlegg.</b>	<b>26 828</b>	<b>184 956</b>

Tabell 4.23: Totale kostnader i NOK

Tyri transformatorstasjon bygges med trinnekobler, mens Skollenborg er tenkt bygget uten trinnekobler.

### Tiltak G

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Komplett omformerstasjon 2*6 MVA, 1 stk.		80 244
Fjernledning: total kostnader Neslandsvatn - Nelaug 60 km.		31 943
Transformatorstasjon u/trinnekobler, 2 stk.	11 828	11 828
Transformatorstasjon m/trinnekobler, 2 stk		32 933
Oppgradering av Hakavik (rørgate)	11 000	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 6 stk		8 001
Utbedring av fjernledning fra Sundet til Neslandsvatn.	4 000	4 000
<b>Kostnad matestasjonsanlegg.</b>	<b>26 828</b>	<b>168 949</b>

Tabell 4.24: Totale kostnader i NOK

Bjorvatn og Tyri transformatorstasjoner bygges med trinnekobler. Nelaug og Skollenborg trafostasjoner bygges uten trinnekobler.



### Tiltak H

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Fjernledning: total kostnader Neslandsvatn - Nelaug 60 km.		31 943
Transformatorstasjon u/trinnkobler, 2 stk.	11 828	11 828
Transformatorstasjon m/trinnkobler, 2 stk		32 933
Oppgradering av Hakavik (rørgate)	11 000	
Utbedring av fjernledning fra Sundet til Neslandsvatn.	4 000	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 5 stk		6 668
2 stk. kondensatorbatteri		2 087
<b>Kostnad matestasjonsanlegg.</b>	<b>26 828</b>	<b>85 459</b>

Tabell 4.25: Totale kostnader i NOK

Bjorvatn og Tyri transformatorstasjoner bygges med trinnkobler.

### Tiltak I

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Komplett omformerstasjon 2x14 MVA, 1 stk.		109 234
Fjernledning: tot.kostn. Nesl.svatn - Vatnestraum 110 km.		57 786
Transformatorstasjon u/trinnkobler, 5 stk.	11 828	47 312
Oppgradering av Hakavik (rørgate)	11 000	0
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 6 stk		8 001
Utbedring av fjernledning fra Sundet til Neslandsvatn.	4 000	0
<b>Kostnad matestasjonsanlegg.</b>	<b>26 828</b>	<b>222 334</b>

Tabell 4.26: Totale kostnader i NOK

### Tiltak J

Anlegg	Vedlikehold	Kostnad
Komplett omformerstasjon 2*6 MVA, 1 stk.		80 244
Komplett omformerstasjon 2*14 MVA, 1 stk.		109 234
Oppgradering av Hakavik (rørgate)	11 000	
Transformatorstasjon u/trinnkobler, 2 stk.	11 828	11 828
Utbedring av fjernledning fra Sundet til Neslandsvatn.	4 000	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 4 stk		5 334
2 stk. kondensatorbatteri		2 087
<b>Kostnad matestasjonsanlegg.</b>	<b>26 828</b>	<b>208 728</b>

Tabell 4.27: Totale kostnader i NOK

## V.4.5 DRIFTKOSTNADER

### V.4.5.1 Driftskostnader for matestasjoner

Anleggstype	Ant.årsverk
Transformatorstasjon	0.3
Omformerstasjon2x6 MVA	0.5
Omformerstasjon2x14 MVA	0.5

Tabell 4.28: Antall årsverk for de forskjellige anleggene.

Ved beregning av lønnsutgifter for maskinsjef og maskinsjefassistent er det tatt høyde for overtid på 100 timer pr. årsverk. Dette resulterer at de totale lønnsutgiftene pr. årsverk blir ca. 250.000.-

Det vil gå med noe materiell til vedlikehold og feil, som er anleggs- og leverandøravhengig. De tallene som er brukt i analysen er gitt i tabell 4.29.

Anleggstype	Kostnader
Transformatorstasjon	30 000
Omformerstasjon2x6 MVA	60 000
Omformerstasjon 2x14 MVA	65 000

Tabell 4.29: Materialkostnader til drift av de forskjellige anleggene i NOK.

De totale driftskostnadene for de forskjellige anleggene er gitt i tabell 4.30 til tabell 4.32.

Transformatorstasjon	Kostnader
0.3 årsverk à 250.000.-	75 000
Deler	30 000
<b>Totale kostnader</b>	<b>105 000</b>

Tabell 4.30: Totale driftskostnader for transformatorstasjoner i NOK

Omformerstasjon 2x6 MVA	Kostnader
0.5 årsverk à 250.000.-	125 000
Deler	60 000
<b>Totale kostnader</b>	<b>185 000</b>

Tabell 4.31: Totale driftskostnader for 2x6 MVA omformerstasjon i NOK

<b>Omformerstasjon 2x14 MVA</b>	<b>Kostnader</b>
0.5 årsverk à 250.000.-	125 000
Deler	65 000
<b>Totale kostnader</b>	<b>190 000</b>

Tabell 4.32: Totale driftskostnader for 2x14 MVA omformerstasjon i NOK.

I tillegg kommer driftsutgifter i forbindelse med tjenestebil, telefon, strøm etc., til ca. kr. 120.000.-

#### **V.4.5.2 Driftskostnader for fjernledning**

Driftskostnader for fjernledning fra Hakavik til Sande er ca. 800 kr./mast. Det gir totale kostnader for fjernledningen Hakavik - Sande på ca. 100 000 kr/år.

Drift av ny fjernledning fremført på kontaktledningsmaster er forutsatt sett sammen med drift av kontaktledningsanlegget, uten at dette medfører noen spesiell økning i driftskostnadene for kontaktledningsanlegget. Det er derfor ikke tatt hensyn til kostnadene for fjernledning fremført på kontaktledningsmaster.

#### **V.4.5.3 Driftskostnader for kondensatorbatteri**

Driftskostnader for kondensatorbatteri og sonegrensebryter er satt til 60.000 kr/år.

#### **V.4.5.4 Driftsintekter ved å opprettholde Hakavik kraftstasjon.**

Etter at Jernbaneverket har inngått en avtale med Statkraft betaler Jernbaneverket en pris på ca. 20 øre/kWh for kraften fra Hakavik kraftstasjon. Med en fremtidig kraftpris på ca. 35 øre/kWh, gir dette en differanse på 15 øre/kWh. I 1995 produserte Hakavik kraftstasjon 33 000 MWh som i fremtiden gir en redusert driftskostnad i forhold til å legge ned Hakavik på 5,0 MNOK pr. år. For tiltak A er det en forutsetning at Hakavik kraftstasjon legges ned i år 2005, og dette gir dermed en ekstra driftskostnad på 5,0 MNOK pr. år. Dette er synliggjort i vedlegg 5.

#### V.4.5.5 Driftskostnader fordelt pr. tiltak

Alle driftskostnadene er ekstra kostnader forbundet med de respektive forsterkningstiltakene sett i sammenheng med 0-tiltakene for hhv. Vestfold- og Sørlandsbanen.

Alle kostnader er gitt i NOK.

##### Tiltak A

<b>Anlegg</b>	<b>Kostnad</b>
Omformerstasjon 2x14 MVA	190 000
Transformatorstasjon 1x8MVA, 1 stk.	105 000
Fjernledning fra Hakavik til Sande	100 000
Årlige ekstra energikostnader	-1 763 500
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
<b>Totale ekstra driftskostnader.</b>	<b>-1 248 500</b>

Tabell 4.33: Ekstra driftskostnader for tiltak A i NOK

##### Tiltak B

<b>Anlegg</b>	<b>Kostnad</b>
Omformerstasjon 2x14 MVA	190 000
Årlige ekstra energikostnader	-1 483 150
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
<b>Totale ekstra driftskostnader.</b>	<b>-1 173 150</b>

Tabell 4.34: Ekstra driftskostnader for tiltak B i NOK

##### Tiltak C

<b>Anlegg</b>	<b>Kostnad</b>
Omformerstasjon 2x14 MVA	190 000
Transformatorstasjon 1x8MVA, 1 stk.	105 000
Årlige ekstra energikostnader	-1 763 500
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
Fjernledning fra Hakavik til Sande	100 000
<b>Totale ekstra driftskostnader.</b>	<b>-1 248 500</b>

Tabell 4.35: Ekstra driftskostnader for tiltak C i NOK



Tiltak D

<b>Anlegg</b>	<b>Kostnad</b>
Transformatorstasjon 1x8MVA, 2 stk.	210 000
Fjernledning fra Hakavik til Sande	100 000
Årlige ekstra energikostnader	-1 063 500
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
<b>Totale ekstra driftskostnader.</b>	<b>-633 500</b>

Tabell 4.36: Ekstra driftskostnader for tiltak D i NOK

Tiltak E

<b>Anlegg</b>	<b>Kostnad</b>
Transformatorstasjon 1x8 MVA, 4 stk.	420 000
Årlige ekstra energikostnader	-1 413 700
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
<b>Totale ekstra driftskostnader.</b>	<b>-873 700</b>

Tabell 4.37: Ekstra driftskostnader for tiltak E i NOK

Tiltak F

<b>Anlegg</b>	<b>Kostnad</b>
Omformerstasjon 2*6 MVA, 2 stk.	370 000
Transformatorstasjon 1x 8 MVA 1 stk.	105 000
Årlige ekstra energikostnader	-1 413 700
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon.	120 000
<b>Totale ekstra driftskostnader.</b>	<b>-818 700</b>

Tabell 4.38: Ekstra driftskostnader for tiltak F i NOK

Tiltak G

<b>Anlegg</b>	<b>Kostnad</b>
Omformerstasjon 2*6 MVA, 1 stk.	185 000
Transformatorstasjon 1x8 MVA, 3 stk.	315 000
Årlige ekstra energikostnader	-1 413 700
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
<b>Totale ekstra driftskostnader.</b>	<b>-793 700</b>

Tabell 4.39: Ekstra driftskostnader for tiltak G i NOK



### Tiltak H

<b>Anlegg</b>	<b>Kostnad</b>
Transformatorstasjon 1x8 MVA, 3 stk.	315 000
Kondensatorbatteri, 2 stk.	120 000
Årlige ekstra energikostnader	-811 700
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
<b>Totale ekstra driftskostnader.</b>	<b>-256 700</b>

Tabell 4.40: Ekstra driftskostnader for tiltak H i NOK

### Tiltak I

<b>Anlegg</b>	<b>Kostnad</b>
Omformerstasjon 2x14 MVA, 1 stk.	190 000
Transformatorstasjon 1x8 MVA, 4 stk.	420 000
Årlige ekstra energikostnader	-1 763 700
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
<b>Totale ekstra driftskostnader.</b>	<b>-1 033 700</b>

Tabell 4.41: Ekstra driftskostnader for tiltak I i NOK

### Tiltak J

<b>Anlegg</b>	<b>Kostnad</b>
Omformerstasjon 2x14 MVA, 1 stk.	190 000
Omformerstasjon 2x6 MVA, 1 stk.	185 000
Transformatorstasjon 1x8 MVA, 1 stk.	105 000
Kondensatorbatteri 2 stk.	120 000
Årlige ekstra energikostnader	-1 620 000
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon.	120 000
<b>Totale ekstra driftskostnader.</b>	<b>-900 000</b>

Tabell 4.42: Ekstra driftskostnader for tiltak J i NOK

## **VEDLEGG 5**

## Kun strømforsyning

Nåverdi mill. 1996 kroner

	A		B		C		D	
	Nytter	Kostnadsart	Inntektsart	Kostnadsart	Inntektsart	Kostnadsart	Inntektsart	Kostnadsart
Inntektsart								
Persontrafikkinntekter	5		5		5		5	
Restverdi materiell persontrafikk	0		0		0		0	
Inntekter godstrafikk	0		0		0		0	
Restverdi godsinvesteringer	0		0		0		0	
Restverdi kjøreveg	1		1		1		1	
Tidsgevinster persontrafikk	13		13		13		2	
Tidsgevinster godstrafikk	0		0		0		0	
Gevinster overført vegtrafikk	3		3		3		3	
Besparelse, fjernledning til Sande			0,1					
Kostnadsart								
Drift persontrafikk		-1		-1		-1		-1
Materiellinvestering, persontrafikk		-1		-1		-1		-1
Kostnader, gods		0		0		0		0
Materiellinvestering gods		0		0		0		0
Investering bane		0		0		0		0
Drift/vedlikehold kjørevei		1		1		1		1
Endrede driftsutgifter		-5,9		5,6		5,9		3,0
SUM	15	26	27	23	27	26	12	12
<b>Nytte/kostnad</b>		<b>0,58</b>		<b>1,17</b>		<b>1,03</b>		<b>1,04</b>

**Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning**  
**Banestrømforsyning Asker -Kristiansand**  
**Alternativ E**  
**Sørlandsbanen**

Beregningsdato :		10.02.97		Disk.rente :		7 % N/K :		0,9		Anleggets levetid, år:			40			Beregningsperiode, år			25		
Beregn.år	Investeringer			Eksterne effekter							Interne effekter			Resultat / år, diskontert							
	År	Beløp (1)	Restverdi (1)	Miljøgevinst Overført trafikk (2)	Ulykker PLO (3)	Støy (4)	Reisetid (5)	Personkunder Punktlighet (6)	Godskunder Frakttid (5)	Punktlighet (6)	Persontrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Godstrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Bane vedlikehold (8)	Disk.faktor	Investering	Effekter					
	2002	15 356												1,50	10 232	0					
	2003	15 356												1,61	9 563	0					
	2004	30 712												1,72	17 875	0					
	2005	57 068												1,84	31 041	0					
	2006	15 356												1,97	7 806	0					
	2007	15 356												2,10	7 296	0					
1	2008	0		376	0	0	1 560	4 600	0	1	725	437	4 774	2,25	0	5 538					
2	2009			379	0	0	1 576	4 646	0	1	732	437	4 774	2,41	0	5 206					
3	2010			383	0	0	1 592	4 693	0	1	739	437	4 774	2,58	0	4 894					
4	2011			387	0	0	1 608	4 740	0	1	747	437	4 774	2,76	0	4 600					
5	2012			391	0	0	1 624	4 787	0	1	754	437	4 774	2,95	0	4 325					
6	2013			395	0	0	1 640	4 835	0	1	762	437	4 774	3,16	0	4 066					
7	2014			399	0	0	1 656	4 883	0	1	769	437	4 774	3,38	0	3 822					
8	2015			403	0	0	1 673	4 932	0	1	777	437	4 774	3,62	0	3 594					
9	2016			407	0	0	1 690	4 981	0	1	785	437	4 774	3,87	0	3 379					
10	2017			411	0	0	1 707	5 031	0	1	793	437	4 774	4,14	0	3 177					
11	2018			415	0	0	1 724	5 081	0	1	801	437	4 774	4,43	0	2 987					
12	2019			419	0	0	1 741	5 132	0	1	809	437	4 774	4,74	0	2 808					
13	2020			423	0	0	1 758	5 184	0	1	817	437	4 774	5,07	0	2 641					
14	2021			428	0	0	1 776	5 235	0	1	825	437	4 774	5,43	0	2 483					
15	2022			432	0	0	1 794	5 288	0	1	833	437	4 774	5,81	0	2 335					
16	2023			436	0	0	1 812	5 341	0	1	842	437	4 774	6,21	0	2 195					
17	2024			441	0	0	1 830	5 394	0	1	850	437	4 774	6,65	0	2 064					
18	2025			445	0	0	1 848	5 448	0	1	859	437	4 774	7,11	0	1 941					
19	2026			449	0	0	1 866	5 502	0	1	867	437	4 774	7,61	0	1 826					
20	2027			454	0	0	1 885	5 558	0	1	876	437	4 774	8,15	0	1 717					
21	2028			458	0	0	1 904	5 613	0	1	885	437	4 774	8,72	0	1 615					
22	2029			463	0	0	1 923	5 669	0	1	893	437	4 774	9,33	0	1 518					
23	2030			468	0	0	1 942	5 726	0	1	902	437	4 774	9,98	0	1 428					
24	2031			472	0	0	1 962	5 783	0	1	911	437	4 774	10,68	0	1 343					
25	2032		55 952	477	0	0	1 981	5 841	0	1	920	437	4 774	11,42	0	6 161					
Sum ikke diskontert		149 204	55 952	10 610	0	0	44 070	129 923	1	31	20 473	10 917	119 343								
<b>Alle kostnader i tusen 1995-kroner</b>																					
Sum diskontert		38 847	4 898	2 272	0	0	9 436	27 818	0	7	4 384	2 418	26 430	<b>SUM</b>	83 813	77 662					



**Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning**  
**Banestrømforsyning Asker -Kristiansand**  
**Alternativ F**  
**Sørlandsbanen**

Beregningsdato :		10.02.97		Disk.rente :	7 % N/K :		0,8		Anleggets levetid, år:	40		Beregningsperiode, år	25			
Beregn.år	Investeringer			Eksterne effekter							Interne effekter			Resultat / år, diskontert		
	År	Beløp (1)	Restverdi (1)	Miljøgevinst Overført trafikk (2)	Ulykker PLO (3)	Støy (4)	Reisetid (5)	Personkunder Punktlighet (6)	Godskunder Frakttid (5)	Punktlighet (6)	Persontrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Godstrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Bane vedlikehold (8)	Disk.faktor	Investering	Effekter
	2002	25 098											1,50	16 724	0	
	2003	25 098											1,61	15 630	0	
	2004	25 098											1,72	14 607	0	
	2005	61 196											1,84	33 287	0	
	2006	50 196											1,97	25 517	0	
	2007	25 098											2,10	11 924	0	
1	2008	0		376	0	0	1 560	8 280	0	1	725	437	4 388	2,25	0	7 001
2	2009			379	0	0	1 576	8 363	0	1	732	437	4 388	2,41	0	6 588
3	2010			383	0	0	1 592	8 447	0	1	739	437	4 388	2,58	0	6 200
4	2011			387	0	0	1 608	8 531	0	1	747	437	4 388	2,76	0	5 835
5	2012			391	0	0	1 624	8 617	0	1	754	437	4 388	2,95	0	5 492
6	2013			395	0	0	1 640	8 703	0	1	762	437	4 388	3,16	0	5 168
7	2014			399	0	0	1 656	8 790	0	1	769	437	4 388	3,38	0	4 864
8	2015			403	0	0	1 673	8 878	0	1	777	437	4 388	3,62	0	4 578
9	2016			407	0	0	1 690	8 966	0	1	785	437	4 388	3,87	0	4 309
10	2017			411	0	0	1 707	9 056	0	1	793	437	4 388	4,14	0	4 056
11	2018			415	0	0	1 724	9 147	0	1	801	437	4 388	4,43	0	3 817
12	2019			419	0	0	1 741	9 238	0	1	809	437	4 388	4,74	0	3 593
13	2020			423	0	0	1 758	9 330	0	1	817	437	4 388	5,07	0	3 382
14	2021			428	0	0	1 776	9 424	0	1	825	437	4 388	5,43	0	3 184
15	2022			432	0	0	1 794	9 518	0	1	833	437	4 388	5,81	0	2 997
16	2023			436	0	0	1 812	9 613	0	1	842	437	4 388	6,21	0	2 821
17	2024			441	0	0	1 830	9 709	0	1	850	437	4 388	6,65	0	2 655
18	2025			445	0	0	1 848	9 806	0	1	859	437	4 388	7,11	0	2 500
19	2026			449	0	0	1 866	9 904	0	1	867	437	4 388	7,61	0	2 353
20	2027			454	0	0	1 885	10 004	0	1	876	437	4 388	8,15	0	2 215
21	2028			458	0	0	1 904	10 104	0	1	885	437	4 388	8,72	0	2 086
22	2029			463	0	0	1 923	10 205	0	1	893	437	4 388	9,33	0	1 963
23	2030			468	0	0	1 942	10 307	0	1	902	437	4 388	9,98	0	1 849
24	2031			472	0	0	1 962	10 410	0	1	911	437	4 388	10,68	0	1 740
25	2032		79 419	477	0	0	1 981	10 514	0	1	920	437	4 388	11,42	0	8 591
Sum ikke diskontert		211 784	79 419	10 610	0	0	44 070	233 862	1	31	20 473	10 917	109 710			
<b>Alle kostnader i tusen 1995-kroner</b>																
Sum diskontert		58 804	6 952	2 272	0	0	9 436	50 073	0	7	4 384	2 418	24 296	<b>SUM</b>	117 688	99 837

**Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning**  
**Banestrømforsyning Asker -Kristiansand**  
**Alternativ G**  
**Sørlandsbanen**

Beregningsdato :		10.02.97		Disk.rente :	7 % N/K :		0,9		Anleggets levetid, år:	40		Beregningsperiode, år	25			
Beregn.år	Investeringer			Eksterne effekter							Interne effekter			Resultat / år, diskontert		
	År	Beløp (1)	Restverdi (1)	Miljøgevinst Overført trafikk (2)	Ulykker PLO (3)	Støy (4)	Reisetid (5)	Personkunder Punktlighet (6)	Godskunder Frakttid (5)	Punktlighet (6)	Persontrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Godstrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Bane vedlikehold (8)	Disk.faktor	Investering	Effekter
	2002	20 531											1,50	13 681	0	
	2003	20 531											1,61	12 786	0	
	2004	41 062											1,72	23 898	0	
	2005	72 592											1,84	39 485	0	
	2006	20 531											1,97	10 437	0	
	2007	20 531											2,10	9 754	0	
1	2008	0		376	0	0	1 560	8 280	0	1	725	437	4 694	2,25	0	7 137
2	2009			379	0	0	1 576	8 363	0	1	732	437	4 694	2,41	0	6 715
3	2010			383	0	0	1 592	8 447	0	1	739	437	4 694	2,58	0	6 319
4	2011			387	0	0	1 608	8 531	0	1	747	437	4 694	2,76	0	5 946
5	2012			391	0	0	1 624	8 617	0	1	754	437	4 694	2,95	0	5 595
6	2013			395	0	0	1 640	8 703	0	1	762	437	4 694	3,16	0	5 265
7	2014			399	0	0	1 656	8 790	0	1	769	437	4 694	3,38	0	4 955
8	2015			403	0	0	1 673	8 878	0	1	777	437	4 694	3,62	0	4 663
9	2016			407	0	0	1 690	8 966	0	1	785	437	4 694	3,87	0	4 388
10	2017			411	0	0	1 707	9 056	0	1	793	437	4 694	4,14	0	4 129
11	2018			415	0	0	1 724	9 147	0	1	801	437	4 694	4,43	0	3 886
12	2019			419	0	0	1 741	9 238	0	1	809	437	4 694	4,74	0	3 657
13	2020			423	0	0	1 758	9 330	0	1	817	437	4 694	5,07	0	3 442
14	2021			428	0	0	1 776	9 424	0	1	825	437	4 694	5,43	0	3 240
15	2022			432	0	0	1 794	9 518	0	1	833	437	4 694	5,81	0	3 049
16	2023			436	0	0	1 812	9 613	0	1	842	437	4 694	6,21	0	2 870
17	2024			441	0	0	1 830	9 709	0	1	850	437	4 694	6,65	0	2 701
18	2025			445	0	0	1 848	9 806	0	1	859	437	4 694	7,11	0	2 543
19	2026			449	0	0	1 866	9 904	0	1	867	437	4 694	7,61	0	2 393
20	2027			454	0	0	1 885	10 004	0	1	876	437	4 694	8,15	0	2 253
21	2028			458	0	0	1 904	10 104	0	1	885	437	4 694	8,72	0	2 121
22	2029			463	0	0	1 923	10 205	0	1	893	437	4 694	9,33	0	1 996
23	2030			468	0	0	1 942	10 307	0	1	902	437	4 694	9,98	0	1 879
24	2031			472	0	0	1 962	10 410	0	1	911	437	4 694	10,68	0	1 769
25	2032		73 416	477	0	0	1 981	10 514	0	1	920	437	4 694	11,42	0	8 092
Sum ikke diskontert		195 777	73 416	10 610	0	0	44 070	233 862	1	31	20 473	10 917	117 343			
<b>Alle kostnader i tusen 1995-kroner</b>																
Sum diskontert		49 922	6 427	2 272	0	0	9 436	50 073	0	7	4 384	2 418	25 987	<b>SUM</b>	110 041	101 002

**Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning**  
**Banestrømforsyning Asker -Kristiansand**  
**Alternativ H**

Sørlandsbanen

Beregningsdato :		10.02.97		Disk.rente :		7 % N/K :		0,9		Anleggets levetid, år:			40			Beregningsperiode, år		25	
Beregn.år	Investeringer			Eksterne effekter							Interne effekter			Resultat / år, diskontert					
	År	Beløp (1)	Restverdi (1)	Miljøgevinst Overført trafikk (2)	Ulykker PLO (3)	Støy (4)	Reisetid (5)	Personkunder Punktighet (6)	Godskunder Frakttid (5)	Punktighet (6)	Persontrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Godstrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Bane vedlikehold (8)	Disk.faktor	Investering	Effekter			
	2001	0											1,40	0	0				
	2002	18 548											1,50	12 359	0				
	2003	16 548											1,61	10 305	0				
	2004	33 096											1,72	19 262	0				
	2005	44 096											1,84	23 985	0				
1	2006			376	0	0	1 560	2 415	0	1	725	437	3 118	1,97	0	4 388			
2	2007			379	0	0	1 576	2 439	0	1	732	437	3 118	2,10	0	4 125			
3	2008			383	0	0	1 592	2 464	0	1	739	437	3 118	2,25	0	3 878			
4	2009			387	0	0	1 608	2 488	0	1	747	437	3 118	2,41	0	3 646			
5	2010			391	0	0	1 624	2 513	0	1	754	437	3 118	2,58	0	3 427			
6	2011			395	0	0	1 640	2 538	0	1	762	437	3 118	2,76	0	3 222			
7	2012			399	0	0	1 656	2 564	0	1	769	437	3 118	2,95	0	3 030			
8	2013			403	0	0	1 673	2 589	0	1	777	437	3 118	3,16	0	2 848			
9	2014			407	0	0	1 690	2 615	0	1	785	437	3 118	3,38	0	2 678			
10	2015			411	0	0	1 707	2 641	0	1	793	437	3 118	3,62	0	2 518			
11	2016			415	0	0	1 724	2 668	0	1	801	437	3 118	3,87	0	2 368			
12	2017			419	0	0	1 741	2 694	0	1	809	437	3 118	4,14	0	2 226			
13	2018			423	0	0	1 758	2 721	0	1	817	437	3 118	4,43	0	2 094			
14	2019			428	0	0	1 776	2 749	0	1	825	437	3 118	4,74	0	1 969			
15	2020			432	0	0	1 794	2 776	0	1	833	437	3 118	5,07	0	1 851			
16	2021			436	0	0	1 812	2 804	0	1	842	437	3 118	5,43	0	1 741			
17	2022			441	0	0	1 830	2 832	0	1	850	437	3 118	5,81	0	1 637			
18	2023			445	0	0	1 848	2 860	0	1	859	437	3 118	6,21	0	1 540			
19	2024			449	0	0	1 866	2 889	0	1	867	437	3 118	6,65	0	1 448			
20	2025			454	0	0	1 885	2 918	0	1	876	437	3 118	7,11	0	1 362			
21	2026			458	0	0	1 904	2 947	0	1	885	437	3 118	7,61	0	1 281			
22	2027			463	0	0	1 923	2 976	0	1	893	437	3 118	8,15	0	1 205			
23	2028			468	0	0	1 942	3 006	0	1	902	437	3 118	8,72	0	1 133			
24	2029			472	0	0	1 962	3 036	0	1	911	437	3 118	9,33	0	1 066			
25	2030		42 108	477	0	0	1 981	3 067	0	1	920	437	3 118	9,98	0	5 222			
Sum ikke diskontert		112 287	42 108	10 610	0	0	44 070	68 210	1	31	20 473	10 917	77 938						
<b>Alle kostnader i tusen 1995-kroner</b>																			
Sum diskontert		43 247	4 220	2 601	0	0	10 803	16 721	0	8	5 019	2 768	19 761	<b>SUM</b>	65 911	61 901			



**Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning**  
**Banestrømforsyning Asker -Kristiansand**  
**Alternativ I**  
**Vestfold-/Sørlandsbanen**

Beregningsdato :		10.02.97		Disk.rente :	7 % N/K :		0,9		Anleggets levetid, år:	40		Beregningsperiode, år	25			
Beregn.år	Investeringer			Eksterne effekter							Interne effekter			Resultat / år, diskontert		
	År	Beløp (1)	Restverdi (1)	Miljøgevinst Overført trafikk (2)	Ulykker PLO (3)	Støy (4)	Reisetid (5)	Punktlighet (6)	Godskunder Frakttid (5)	Punktlighet (6)	Persontrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Godstrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Bane vedlikehold (8)	Disk.faktor	Investering	Effekter
	2000	37 868											1,31	28 889	0	
	2001	37 868											1,40	26 999	0	
	2002	37 868											1,50	25 233	0	
	2003	31 033											1,61	19 325	0	
	2004	31 033											1,72	18 061	0	
	2005	47 391											1,84	25 778	0	
	2006	13 051											1,97	6 635	0	
	2007	13 051											2,10	6 201	0	
1	2008	0		706	0	0	2 016	11 998	0	1	1 448	464	4 934	2,25	0	9 576
2	2009			713	0	0	2 036	12 118	0	1	1 463	464	4 934	2,41	0	9 017
3	2010			720	0	0	2 056	12 239	0	1	1 477	464	4 934	2,58	0	8 490
4	2011			727	0	0	2 077	12 362	0	1	1 492	464	4 934	2,76	0	7 994
5	2012			735	0	0	2 098	12 485	0	1	1 507	464	4 934	2,95	0	7 528
6	2013			742	0	0	2 119	12 610	0	1	1 522	464	4 934	3,16	0	7 089
7	2014			750	0	0	2 140	12 736	0	1	1 537	464	4 934	3,38	0	6 675
8	2015			757	0	0	2 161	12 864	0	1	1 553	464	4 934	3,62	0	6 286
9	2016			765	0	0	2 183	12 992	0	1	1 568	464	4 934	3,87	0	5 920
10	2017			772	0	0	2 205	13 122	0	1	1 584	464	4 934	4,14	0	5 575
11	2018			780	0	0	2 227	13 254	0	1	1 600	464	4 934	4,43	0	5 250
12	2019			788	0	0	2 249	13 386	0	1	1 616	464	4 934	4,74	0	4 944
13	2020			796	0	0	2 271	13 520	0	1	1 632	464	4 934	5,07	0	4 656
14	2021			804	0	0	2 294	13 655	0	1	1 648	464	4 934	5,43	0	4 385
15	2022			812	0	0	2 317	13 792	0	1	1 665	464	4 934	5,81	0	4 130
16	2023			820	0	0	2 340	13 930	0	1	1 681	464	4 934	6,21	0	3 890
17	2024			828	0	0	2 364	14 069	0	1	1 698	464	4 934	6,65	0	3 663
18	2025			836	0	0	2 387	14 210	0	1	1 715	464	4 934	7,11	0	3 450
19	2026			845	0	0	2 411	14 352	0	1	1 732	464	4 934	7,61	0	3 250
20	2027			853	0	0	2 435	14 495	0	1	1 750	464	4 934	8,15	0	3 061
21	2028			862	0	0	2 460	14 640	0	1	1 767	464	4 934	8,72	0	2 883
22	2029			870	0	0	2 484	14 787	0	1	1 785	464	4 934	9,33	0	2 716
23	2030			879	0	0	2 509	14 934	0	1	1 803	464	4 934	9,98	0	2 558
24	2031			888	0	0	2 534	15 084	0	1	1 821	464	4 934	10,68	0	2 409
25	2032		93 436	897	0	0	2 559	15 235	0	1	1 839	464	4 934	11,42	0	10 449
Sum ikke diskontert		249 162	93 436	19 942	0	0	56 930	338 869	1	33	40 906	11 592	123 343			
<b>Alle kostnader i tusen 1995-kroner</b>																
Sum diskontert		150 920	8 179	4 270	0	0	12 189	72 556	0	7	8 759	2 567	27 316	<b>SUM</b>	157 121	135 843



**Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning**  
**Banestrømforsyning Asker -Kristiansand**  
**Alternativ J**  
**Vestfold-/Sørlandsbanen**

Beregningsdato :		10.02.97		Disk.rente :		7 % N/K :		1,2		Anleggets levetid, år:			40			Beregningsperiode, år		25	
Beregn.år	Investeringer			Eksterne effekter								Interne effekter			Resultat / år, diskontert				
	År	Beløp (1)	Restverdi (1)	Miljøgevinst Overført trafikk (2)	Ulykker PLO (3)	Støy (4)	Reisetid (5)	Personkunder Punktlighet (6)	Godskunder Frakttid (5)	Punktlighet (6)	Persontrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Godstrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Bane vedlikehold (8)	Disk.faktor	Investering	Effekter			
	2000	36 922												1,31	28 168	0			
	2001	36 922												1,40	26 325	0			
	2002	36 922												1,50	24 603	0			
	2003	7 623												1,61	4 747	0			
	2004	7 623												1,72	4 436	0			
	2005	38 098												1,84	20 723	0			
	2006	34 723												1,97	17 652	0			
	2007	34 723												2,10	16 497	0			
1	2008	2 000		706	0	0	4 031	15 358	0	1	1 448	464	4 800	2,25	888	11 903			
2	2009			713	0	0	4 072	15 511	0	1	1 463	464	4 800	2,41	0	11 214			
3	2010			720	0	0	4 112	15 666	0	1	1 477	464	4 800	2,58	0	10 565			
4	2011			727	0	0	4 154	15 823	0	1	1 492	464	4 800	2,76	0	9 953			
5	2012			735	0	0	4 195	15 981	0	1	1 507	464	4 800	2,95	0	9 377			
6	2013			742	0	0	4 237	16 141	0	1	1 522	464	4 800	3,16	0	8 835			
7	2014			750	0	0	4 279	16 303	0	1	1 537	464	4 800	3,38	0	8 324			
8	2015			757	0	0	4 322	16 466	0	1	1 553	464	4 800	3,62	0	7 843			
9	2016			765	0	0	4 365	16 630	0	1	1 568	464	4 800	3,87	0	7 389			
10	2017			772	0	0	4 409	16 797	0	1	1 584	464	4 800	4,14	0	6 962			
11	2018			780	0	0	4 453	16 965	0	1	1 600	464	4 800	4,43	0	6 560			
12	2019			788	0	0	4 498	17 134	0	1	1 616	464	4 800	4,74	0	6 181			
13	2020			796	0	0	4 543	17 306	0	1	1 632	464	4 800	5,07	0	5 824			
14	2021			804	0	0	4 588	17 479	0	1	1 648	464	4 800	5,43	0	5 488			
15	2022			812	0	0	4 634	17 653	0	1	1 665	464	4 800	5,81	0	5 171			
16	2023			820	0	0	4 680	17 830	0	1	1 681	464	4 800	6,21	0	4 872			
17	2024			828	0	0	4 727	18 008	0	1	1 698	464	4 800	6,65	0	4 591			
18	2025			836	0	0	4 774	18 188	0	1	1 715	464	4 800	7,11	0	4 326			
19	2026			845	0	0	4 822	18 370	0	1	1 732	464	4 800	7,61	0	4 077			
20	2027			853	0	0	4 870	18 554	0	1	1 750	464	4 800	8,15	0	3 842			
21	2028			862	0	0	4 919	18 739	0	1	1 767	464	4 800	8,72	0	3 620			
22	2029			870	0	0	4 968	18 927	0	1	1 785	464	4 800	9,33	0	3 412			
23	2030			879	0	0	5 018	19 116	0	1	1 803	464	4 800	9,98	0	3 215			
24	2031			888	0	0	5 068	19 307	0	1	1 821	464	4 800	10,68	0	3 030			
25	2032		88 334	897	0	0	5 119	19 500	0	1	1 839	464	4 800	11,42	0	10 588			
Sum ikke diskontert		235 556	88 334	19 942	0	0	113 860	433 752	1	33	40 906	11 592	120 000						
<b>Alle kostnader i tusen 1995-kroner</b>																			
Sum diskontert		127 541	7 732	4 270	0	0	24 379	92 872	0	7	8 759	2 567	26 575	<b>SUM</b>	144 038	167 162			

## Følsomhetsanalyse

Alt	Beregnet verdi	Investering		Effekter/nytter	
		+20%	-20 %	+20%	-20 %
A	0,58	0,49	0,73	0,70	0,47
B	1,17	0,98	1,48	1,42	0,95
C	1,03	0,87	1,30	1,25	0,83
D	1,04	0,92	1,37	1,32	0,88
E	0,93	0,78	1,14	1,10	0,76
F	0,85	0,72	1,05	1,00	0,69
G	0,92	0,77	1,13	1,09	0,75
H	0,94	0,79	1,16	1,11	0,77
I	0,86	0,73	1,07	1,02	0,70
J	1,16	0,97	1,44	1,38	0,94

## **VEDLEGG 6**

Gjenpart til: Bd's forv., Bt, Bk, Bkt (2), saken

NSB Bane  
Ingeniørtjenesten

Henvendelse til  
Geir Eriksen  
22 36 67 64

Deres referanse  
94/2826  
B 553

Saksreferanse

Dato 27.06.94

### MATELEDNING PÅ KONTAKTLEDNINGSMASTER

Det er stilt spørsmål om hvilken minimumshøyde over spor som kreves for mateledninger fremført på kontaktledningsmaster.

Mateledninger med spenning over kontaktledningsspenning skal fremføres på NSBs grunn i henhold til FEF §§ 40502.4.1, 40502.7.1, 40503.1.1.

Dette medfører følgende:

Mateledninger med spenning opp til og med 66 kV kan fremføres på kontaktledningsmaster med minimum ledningshøyde på 10,5 m. Mateledninger med spenning over 66 kV tillates ikke fremført på felles master med kl-anlegget

Til orientering kan nevnes at mateledninger fremført på egne master innenfor en avstand på 6 m fra spormidtd må ha en minimumshøyde på 10,5 m + s. Utenfor avstanden på 6 m fra spormidtd kan mateledninger fremføres med en høyde på 6 m + s (s = spenningsavhengig tillegg)

For øvrig er det Bane, Teknisk kontor som godkjenner de tekniske løsninger som skal benyttes ved NSBs infrastruktur. Disse tekniske løsninger må som minimum tilfredsstille gjeldende forskrifter, men Teknisk kontor kan stille krav utover forskriftenes minimumsbestemmelser

Med hilsen



Geir Rismyhr

1/6-94/HK

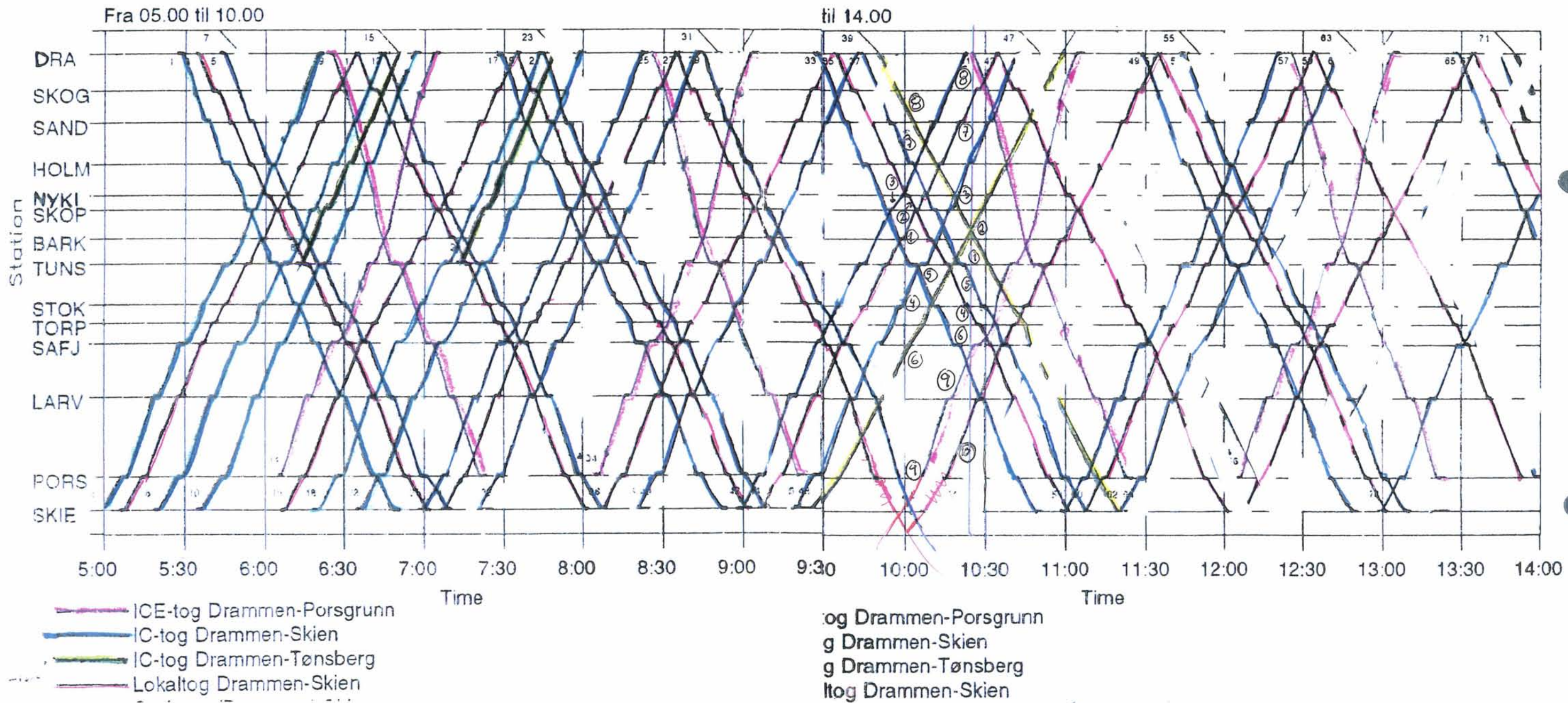
DKC: 29/6-94 ULR

~~Spør~~ Kopi beredt til FD og JAR



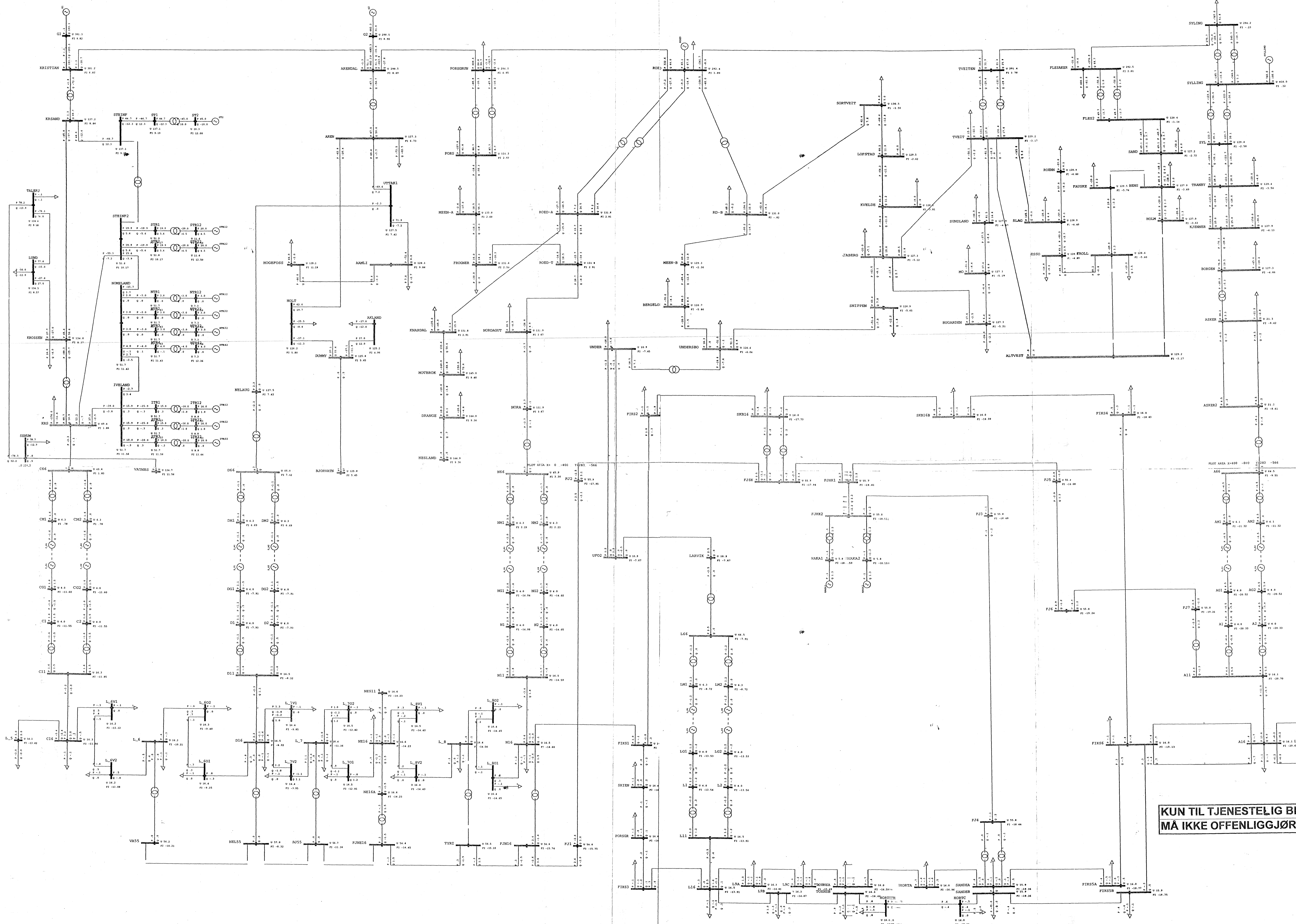
## **VEDLEGG 7**

Figur 2.10. Grafisk rulle alla tåg riktning



## **VEDLEGG 8**





**KUN TIL TJENESTELIG BRUK  
MÅ IKKE OFFENLIGGJØRES**