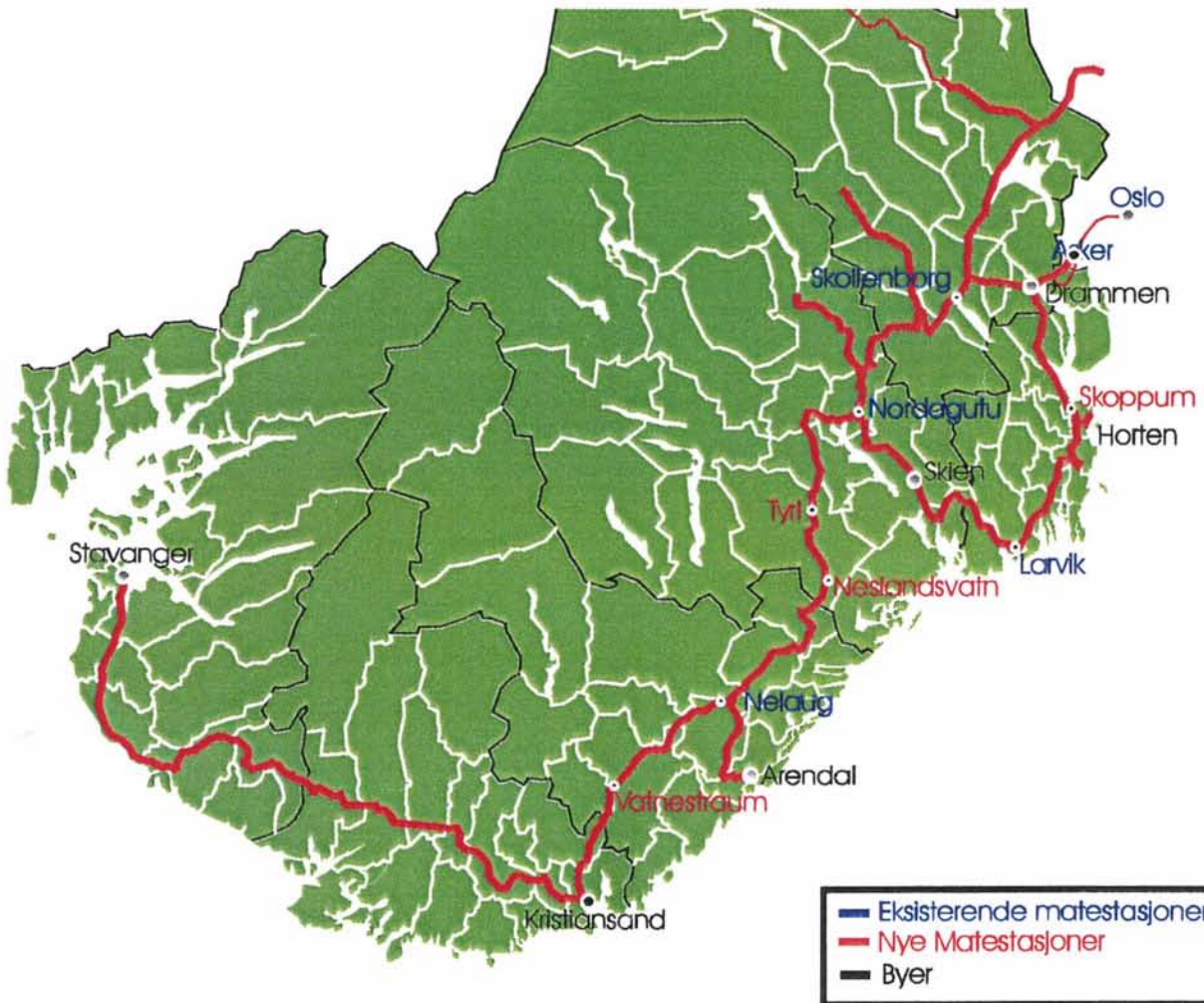


HOVEDPLAN FOR BANESTRØMFORSYNING ASKER - KRISTIANSAND

Vedleggshefte



Utarbeidet av
NSB Bane Region Sør
Juni 1996

Planarbeidning

Hovedplan for banestrømforsyningen, Asker - Kristiansand

VEDLEGG

TUR
12
↓
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 - banestrømforsyningen og overliggende 3-fasenett.

Vedlegg 9: Kommentarer fra høyringsrunde.

VEDLEGG 1

V.1 FORUTSETNINGER FOR SIMULERINGENE	2
V.1.1 DET BAKENFORLIGGENDE NETTET	2
V.1.2 OMFORMERSTASJONER.....	4
V.1.3 MATERIELL	5
V.1.4 KONTAKTLEDNING.....	6
V.1.5 SERIKONDENSATORBATTERIER.....	6
V.1.6 FJERNLEDNINGEN.....	6
V.1.7 HAKAVIK KRAFTSTASJON	7
V.1.8 AVSTANDER.....	7
V.1.9 BELASTNINGER.....	10
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 intelligent 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

NSB 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 NSB'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.

	Spenning i tilknytningspunktet	Vinkel på spenning i tilknytningspunktet.
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. 66 kV	ca. -7 Deg
Tønsberg	ca. 132 kV	ca. -3 Deg
Skoppum	ca. 132 kV	ca. -5 Deg
Asker	ca. 66 kV	ca. -6 Deg

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
Aker	2x10 MVA	roterende

Aktuelle nye omformerstasjoner

Vatnstraum	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 omformereren.

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 omformereren gitt samme virkemåte som roterende omformere. Det er på denne måten de eksisterende statiske omformerene NSB 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 omformereren søker å holde konstant spenning lik 16,5 kV slik det generelt er gjort i NSB 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 overlaster indikerer dermed bare behovet for øket installert ytelse i omformereren. 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:		P _{max} MW	Q _{max} MVA _r	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 ytterligere 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 $1300 \cdot 10E-6$ 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 FJERNLEDNINGEN

Nominell spenning er 55 kV.

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

Hakavik - Sande	17 km	$Z = 0,52 + j0,25 \Omega/\text{km}$
Hakavik - Sundet	10 km	$Z = 0,28 + j0,13 \Omega/\text{km}$
Sundet - Asker	14 km	$Z = 0,53 + j0,14 \Omega/\text{km}$
+	26 km	$Z = 0,39 + j0,25 \Omega/\text{km}$
Sundet - Skollenborg	11 km	$Z = 0,53 + j0,14 \Omega/\text{km}$
Skollenborg - Nordagutu	42 km	$Z = 0,73 + j0,28 \Omega/\text{km}$
Nordagutu - Neslandsvatn	62,6 km	$Z = 0,73 + j0,28 \Omega/\text{km}$

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

I forsterkningstiltak med en forlenget mateledning 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 mateledning.

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 leverer konstant aktiv effekt. Dette er gitt av turtallet på turbinen.

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

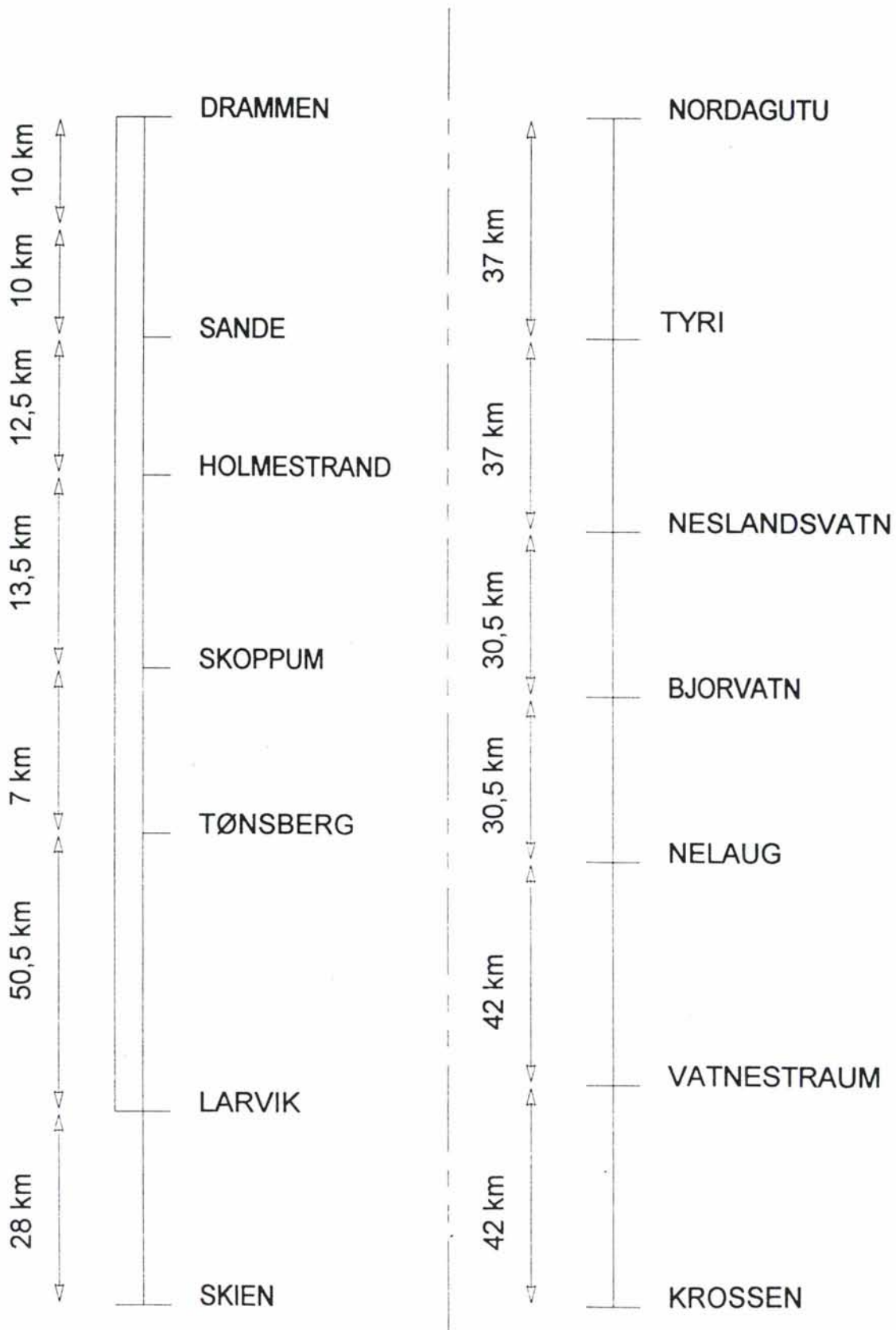
Differanse: ca. 21,1 km

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

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.

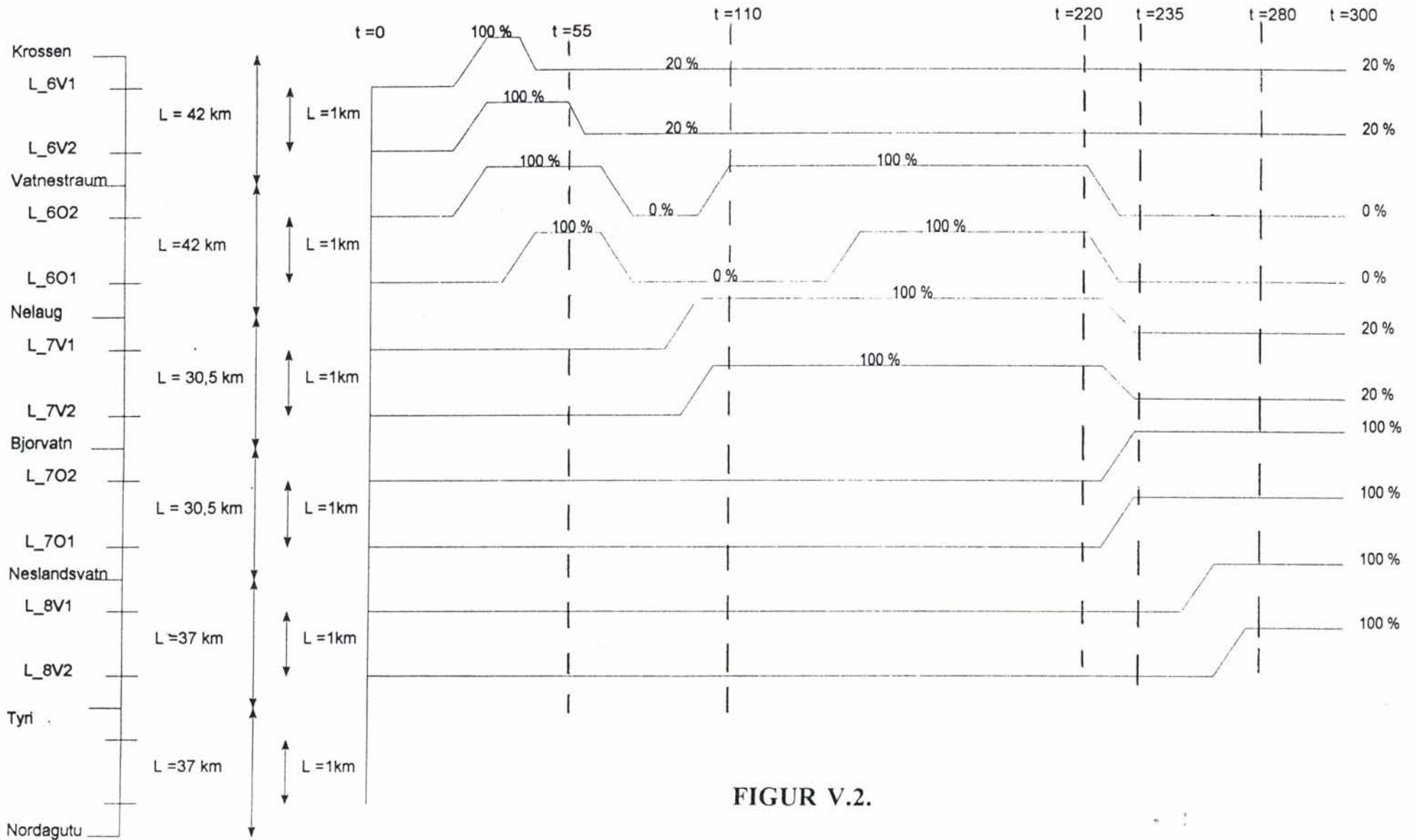
For hvert lastpunkt som er lagt til grunn i simuleringene hører det til et lokomotiv. Dette kan skjematisk vises som under:

Lastpunkt	Lokomotiv	100 % belastning	
		P _{max} MW	Q _{max} MVA _r
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 retardere 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.

SØRLANDBANEN



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.

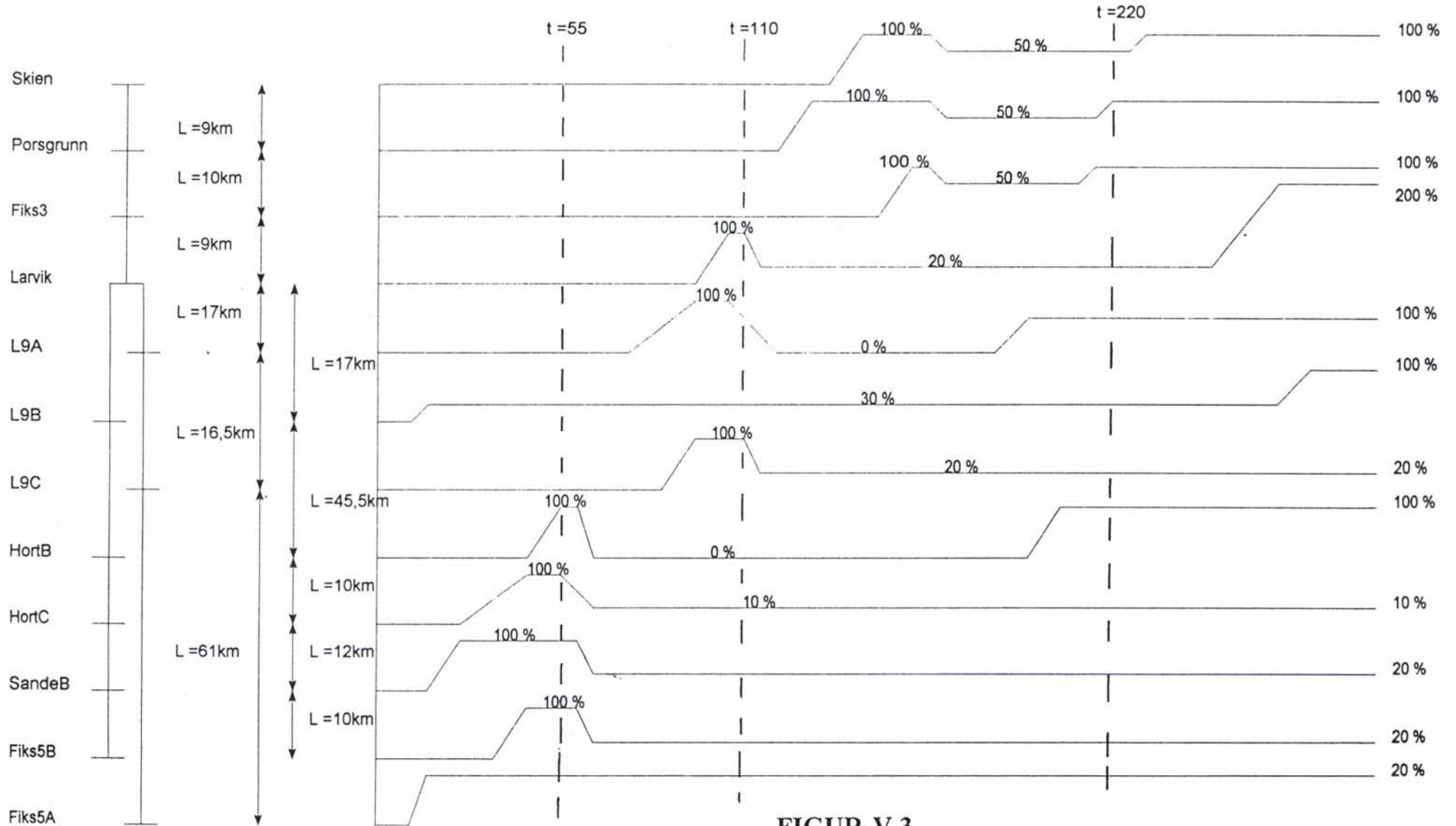
Figur v.3. til figur v.5. gjengir h.h.v klokkeslettene 06:30 , 10:00 og kl 10:20.

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
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 doble sett motorvogner.

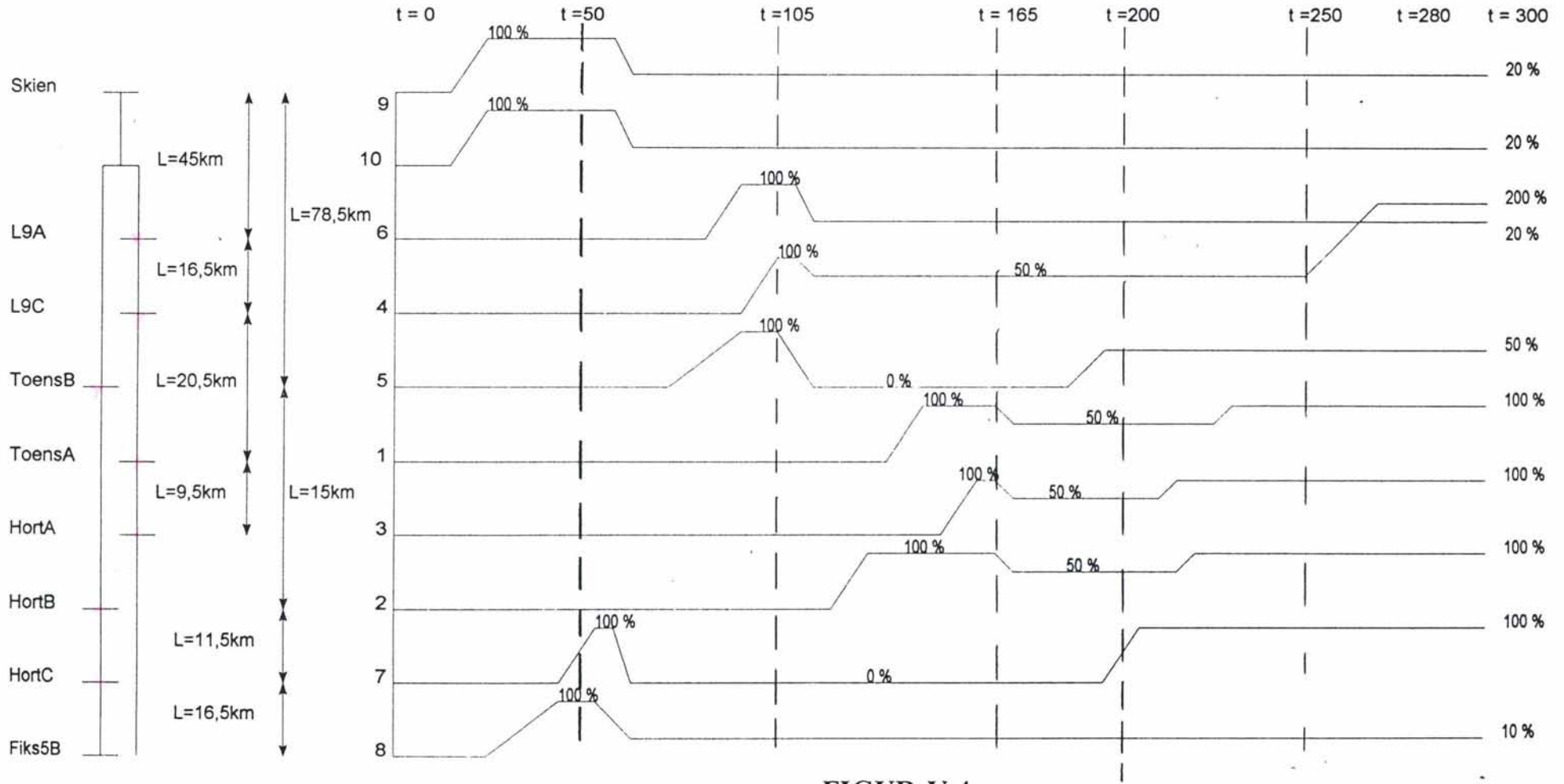
kl 10:20 Refererer seg til figur v.5.

Lastpunkt	Lokomotiv	100 % belastning	
		Pmax MW	Qmax MVA
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 doble sett.

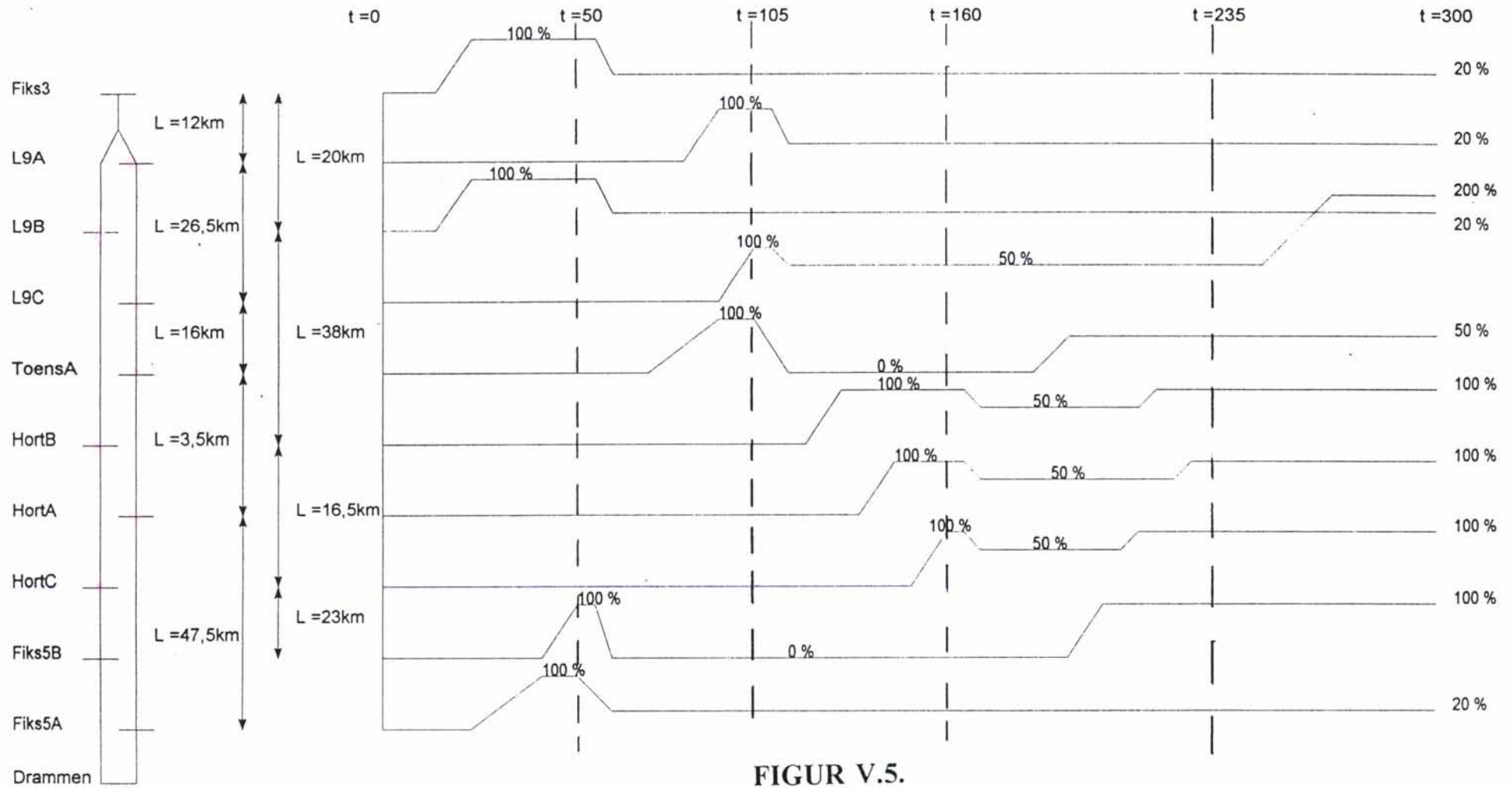
I simuleringen for dette klokkeslettet er det ingen motorvognsett kjørt med doble sett.

VESTFOLDBANEN kl 10,00



FIGUR V.4.

VESTFOLDBANEN kl 10,20



FIGUR V.5.

VEDLEGG 2

V.2 LASTFLYTANALYSER	2
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
V.2.10 BEREGNINGER FOR TILTAK I	13
V.2.10.1 Minimale spenninger på kontaktledningen	13
V.2.10.2 Maksimale belastninger på omformerne	13
V.2.11 BEREGNINGER FOR TILTAK J	14
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 maksimale 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

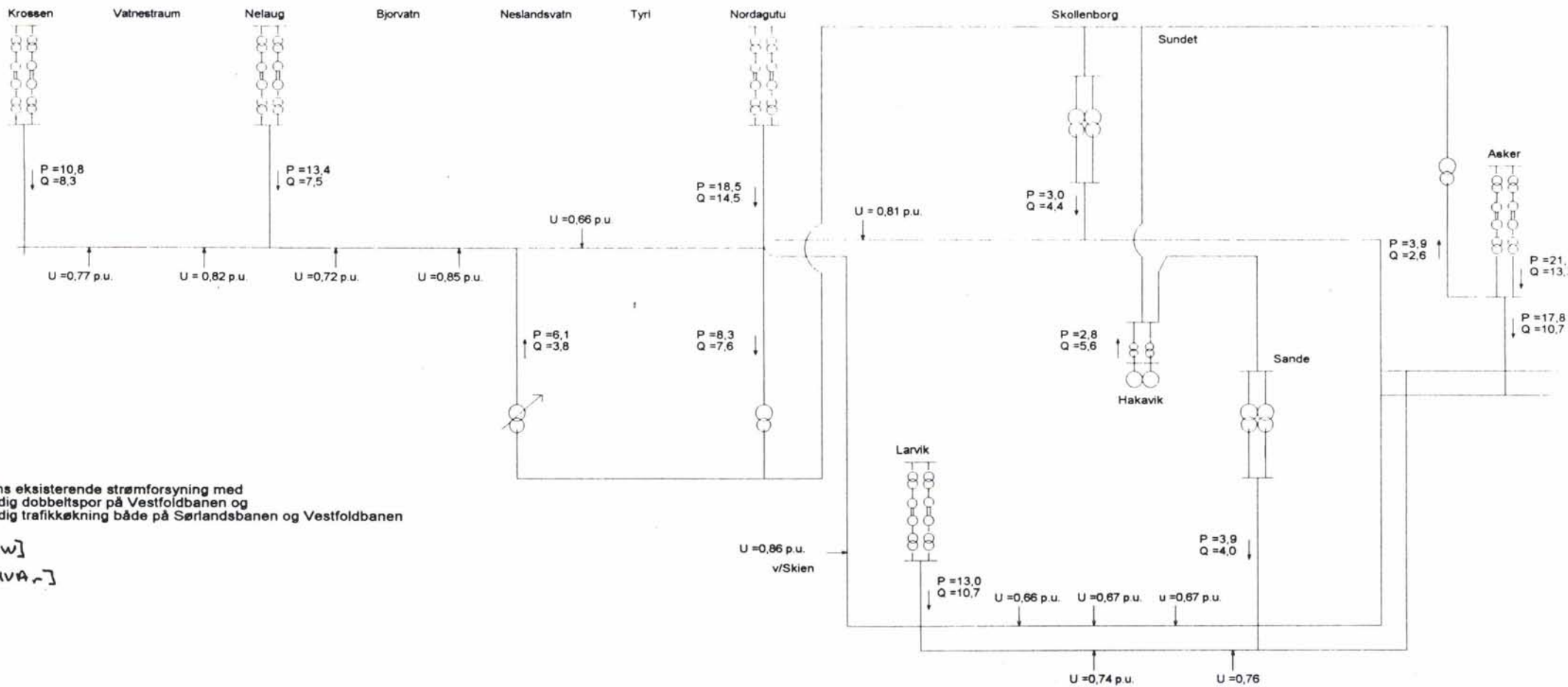
I p.u. blir NSB's fastsatte minimums - spenning lik: $13,5 \text{ kV} / 16,5 \text{ kV} = 0,82 \text{ p.u.}$

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.

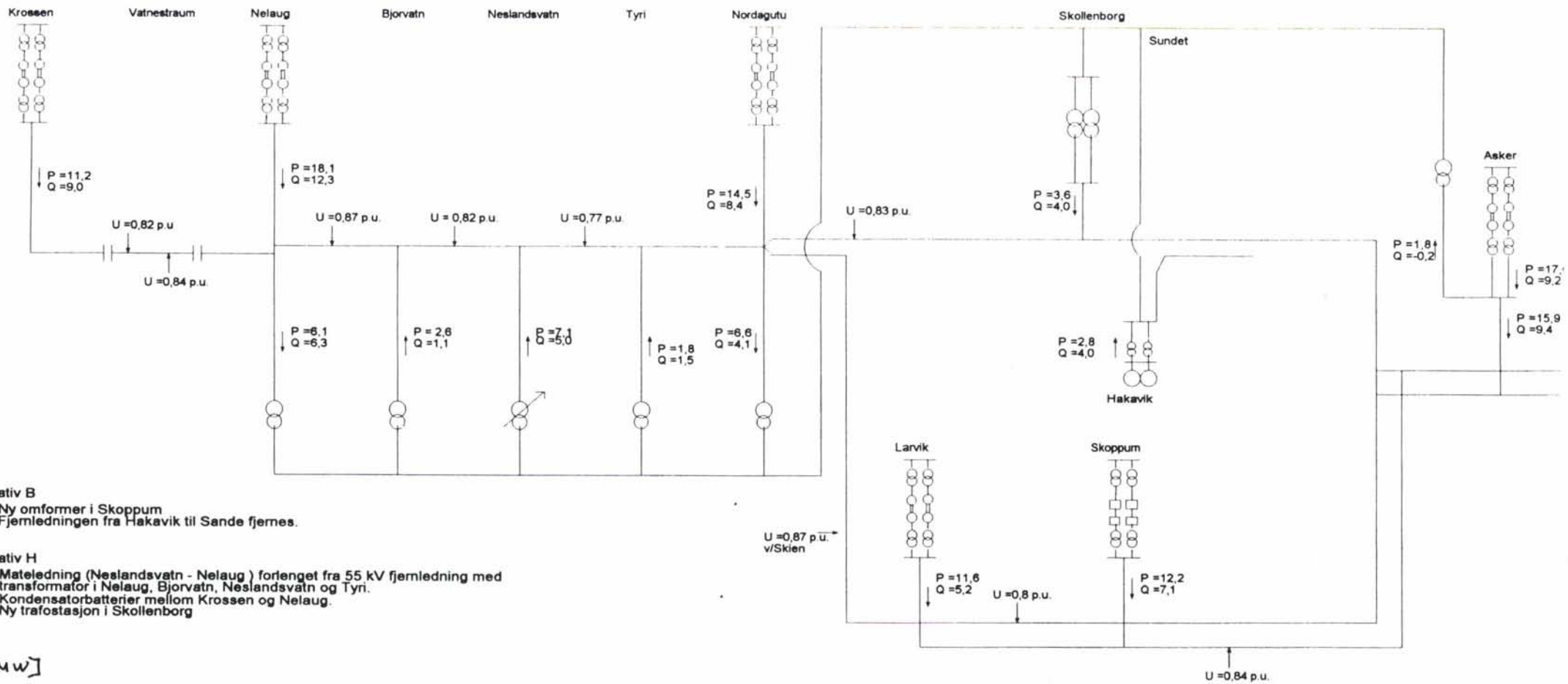
Effektverdier kan leses direkte av figurene.



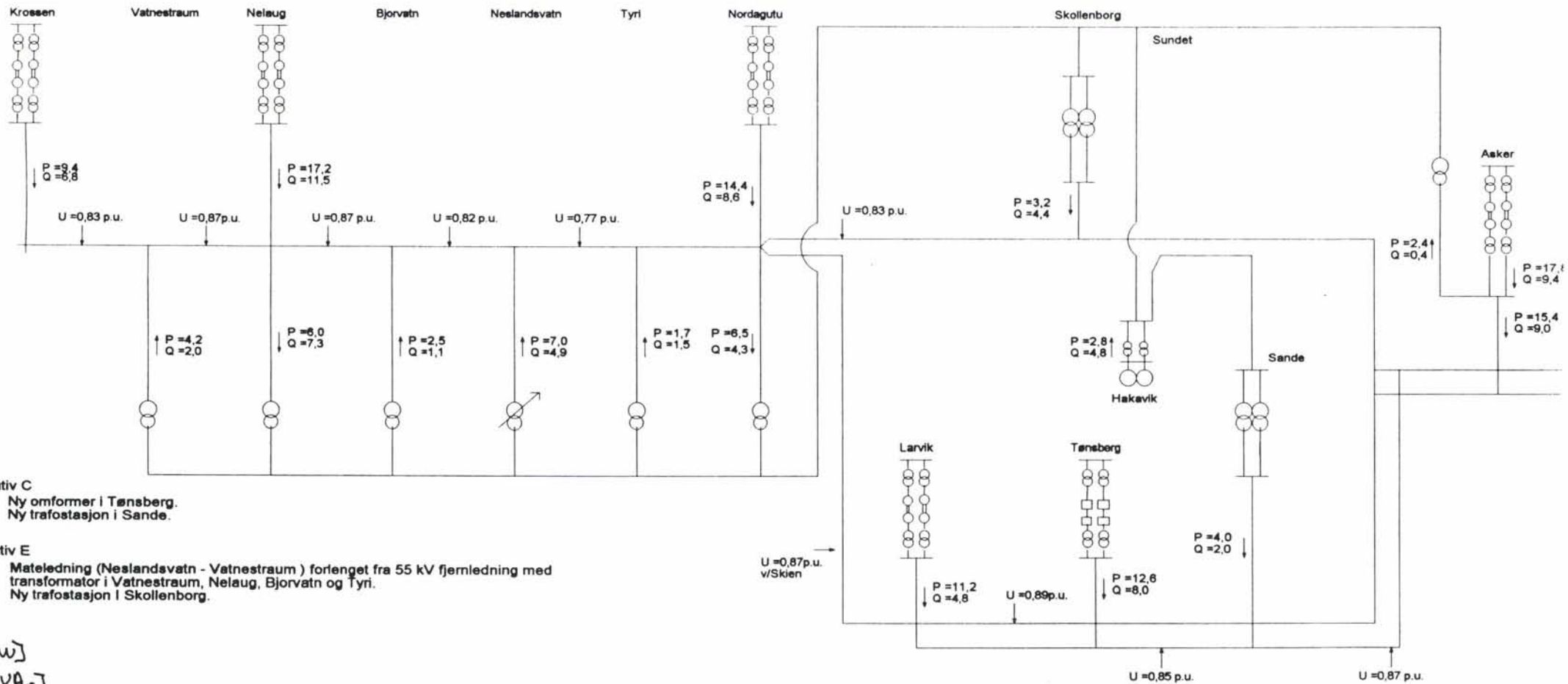
Dagens eksisterende strømforsyning med fremtidig dobbeltspor på Vestfoldbanen og fremtidig trafikkøkning både på Sørlandsbanen og Vestfoldbanen

P [MW]
Q [MVA]

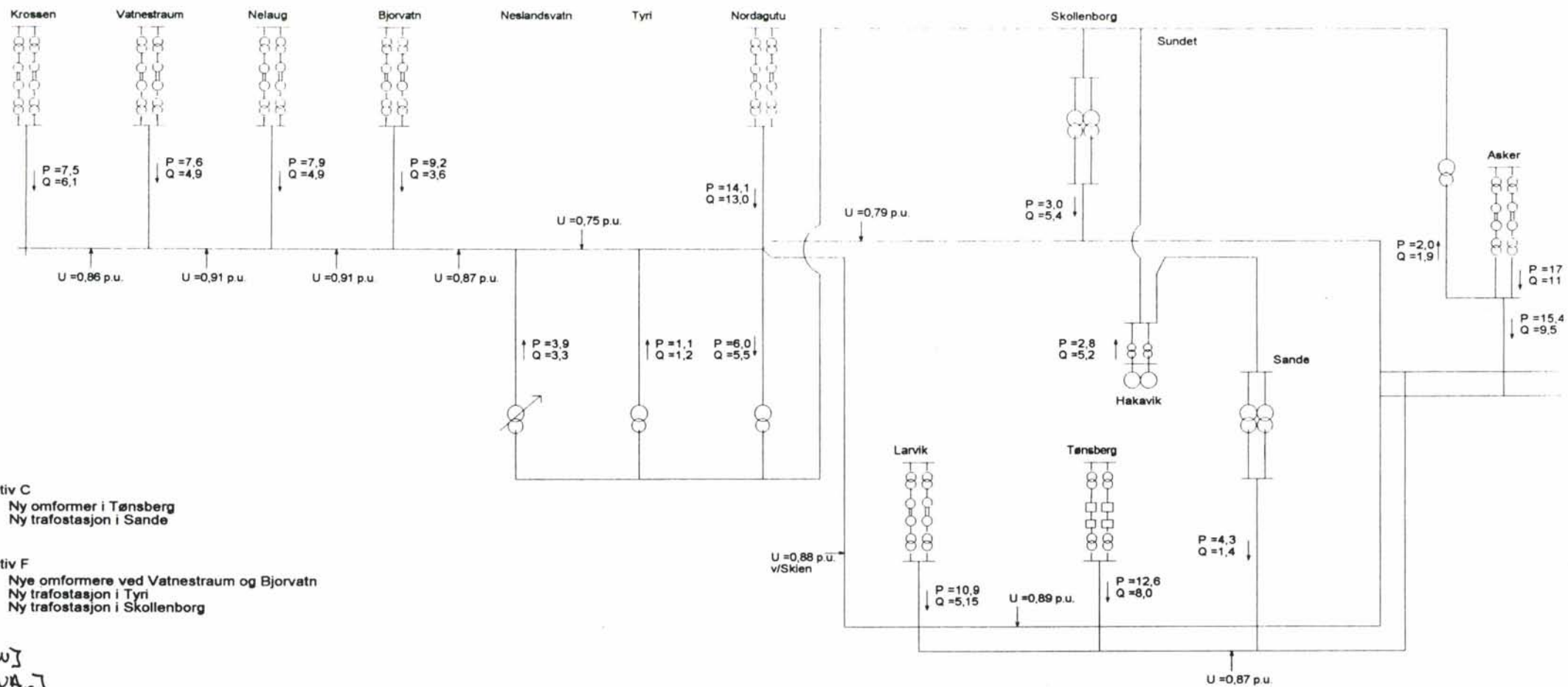
FIGUR V.6.



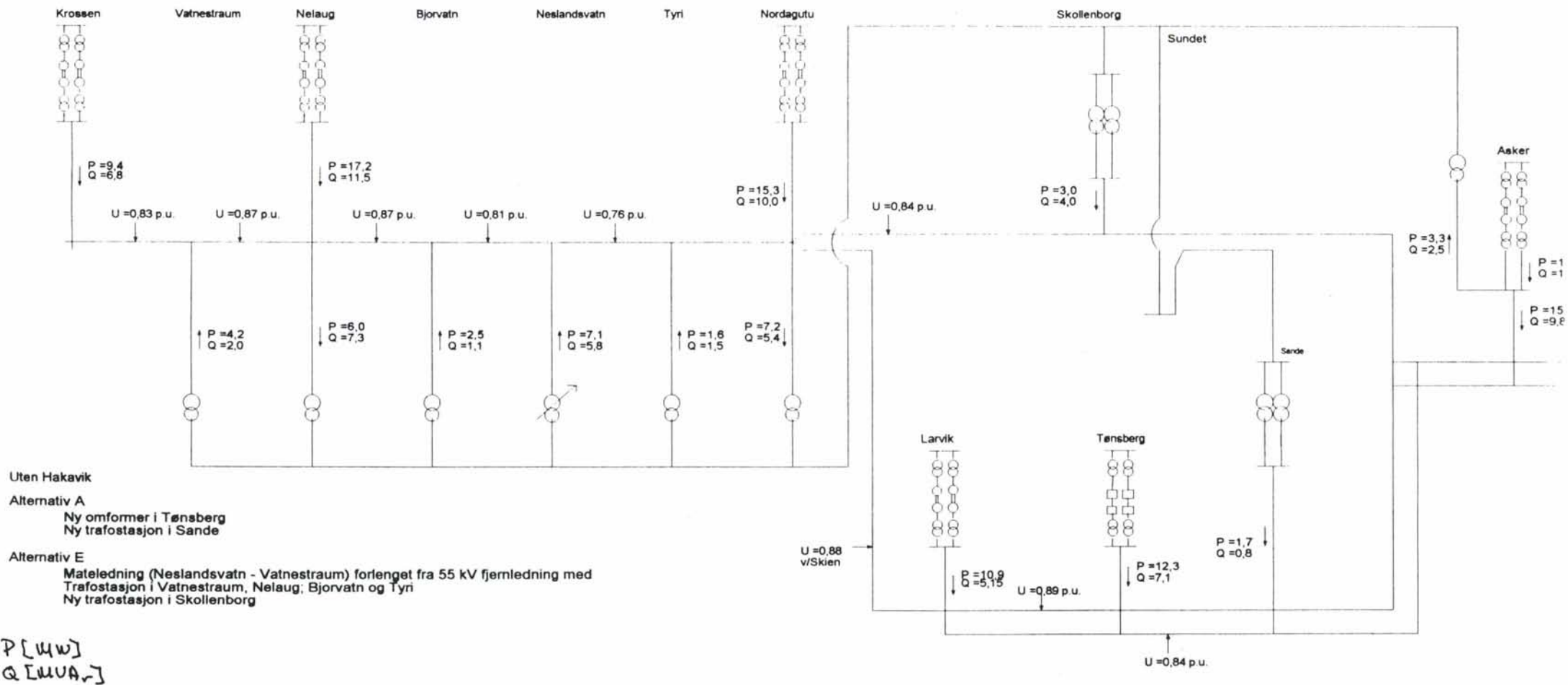
FIGUR V.7.



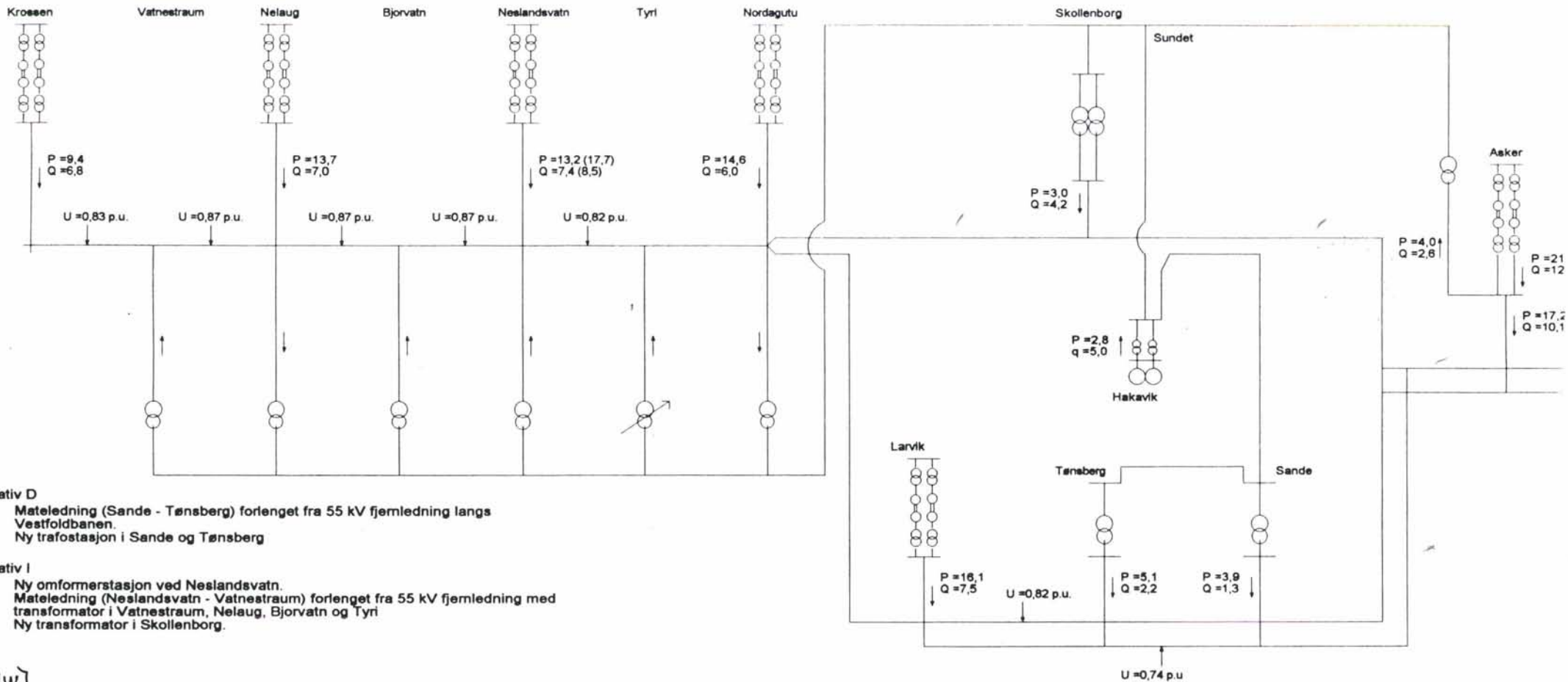
FIGUR V.8.



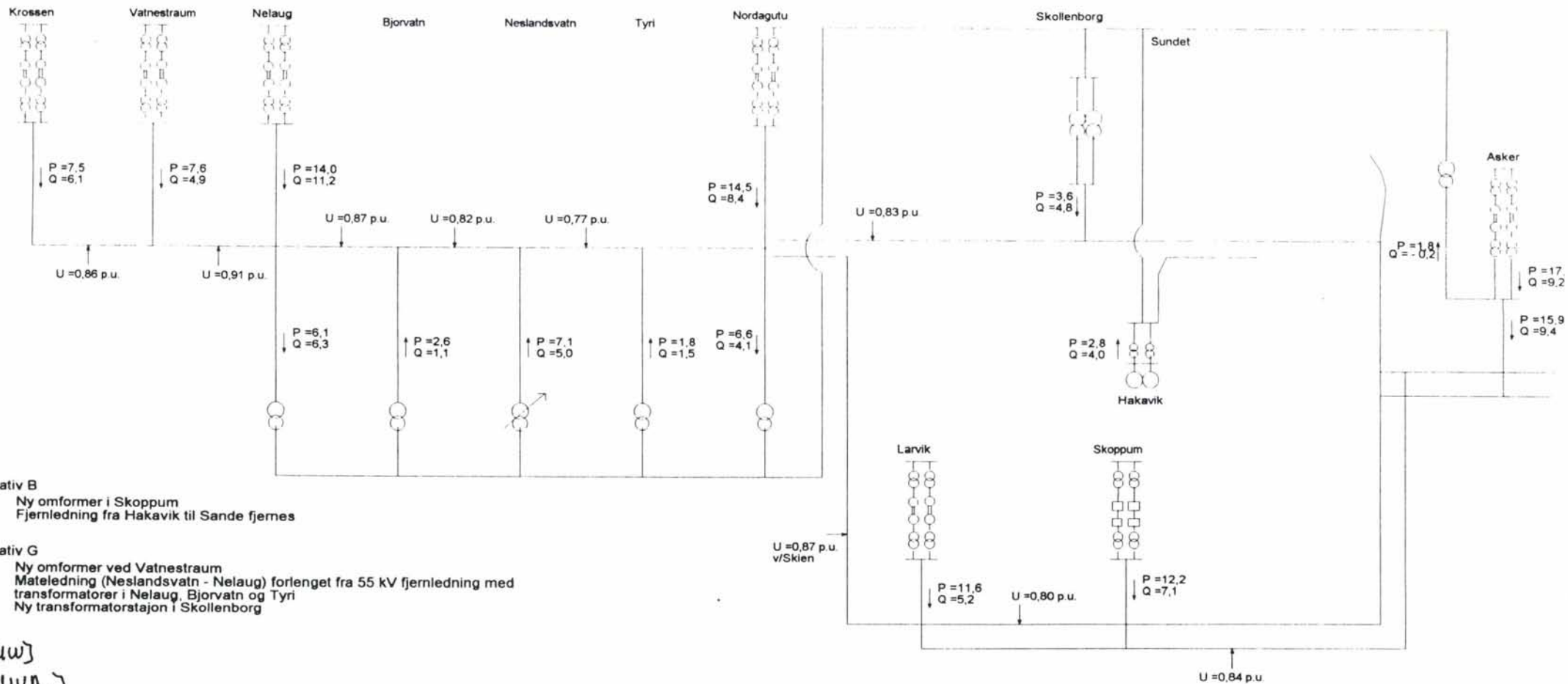
FIGUR V.9.



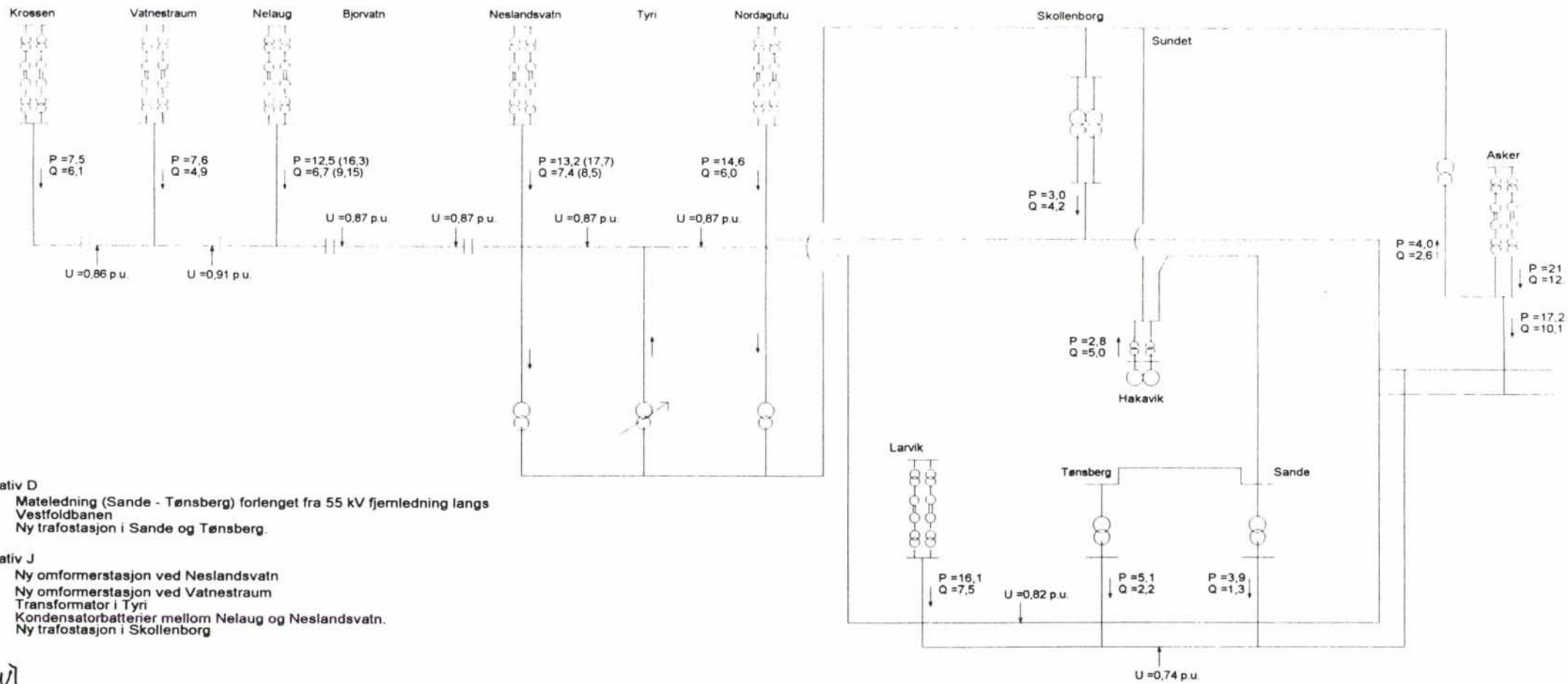
FIGUR V.10.



FIGUR V.11.

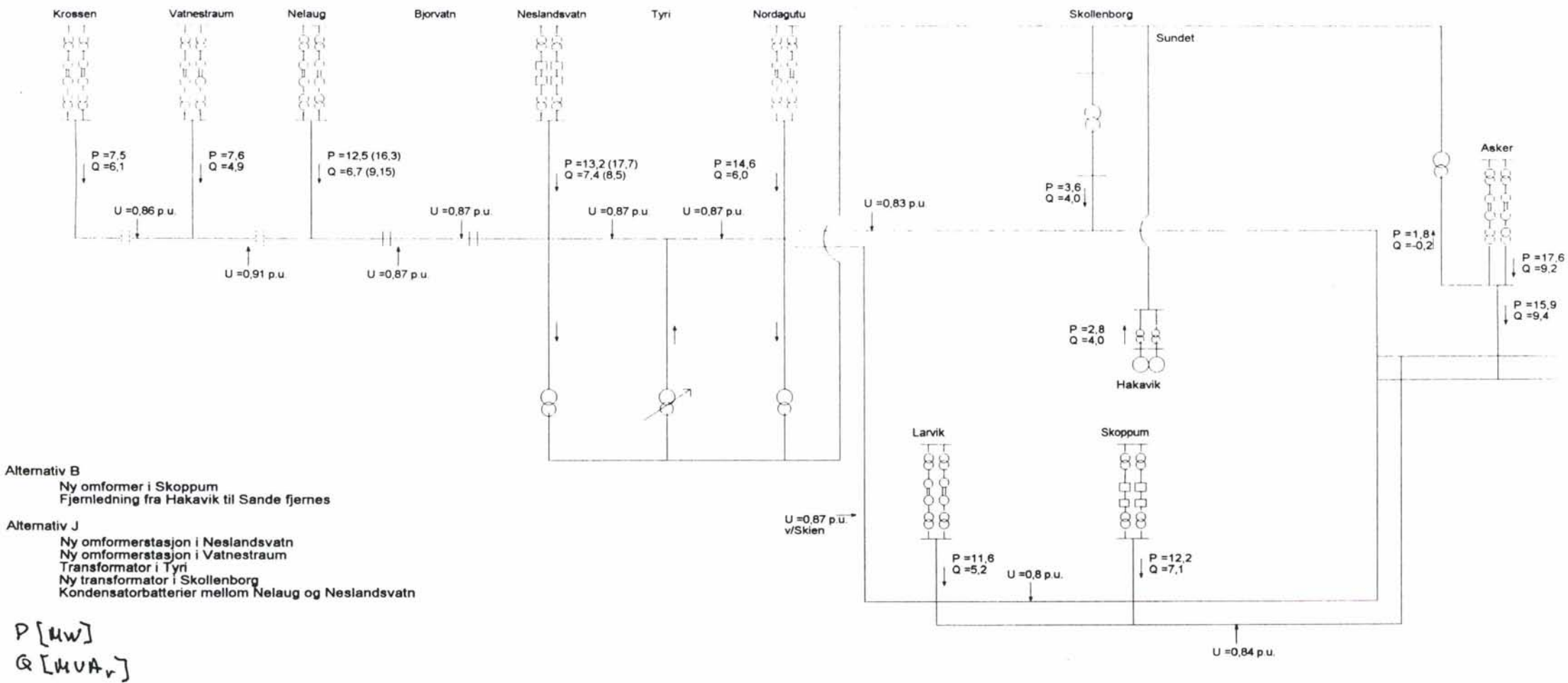


FIGUR V.12.



FIGUR V.13.

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



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 MVA_r 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.

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

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

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 tas 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 $1 - (0,17 * (72/84)) = 0,85$ p.u. = 14,0 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.

Vatnstraum 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 Vatnstraum må man fordele denne belastningen mellom Nelaug og Krossen omformer. Dette vil gjelde før man har bygget Vatnstraum 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 $P = 13,2$ MW og $Q = 7,4$ MVar

Belastning av Nordagutu omformer $P = 14,6$ MW og $Q = 6,0$ MVar

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

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

Belastning av Nordagutu omformer $P = 14,6$ MW og $Q = 6,0$ 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

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

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 2x5,8 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 2x2,5 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 rushtrafikken 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 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:

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

De høyeste beregnede belastningen i Larvik omformerstasjon er:

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

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

Det må imidlertid påpekes at den gjennomsnittelige 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 $2 \times 5,8 \text{ MVA}$ 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 $2 \times 7 \text{ MVA}$ 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 $2 \times 14 \text{ MVA}$ 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:

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

Den høyeste beregnede belastningen i Larvik omformerstasjon er:

$$\begin{aligned} P &= 11,6 \text{ MW} \\ Q &= 5,2 \text{ MVA} \\ \text{som gir } S &= 12,7 \text{ MVA.} \end{aligned}$$

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 2×14 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:

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

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

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 mateledning 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:

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

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

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

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

Den maksimale beregnede belastningene i Nordagutu:

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

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

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

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

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

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

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 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:

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

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

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
Forlenget 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 omformer i Vatnestraum avlaster Nelaug og Krossen omformer en del. Mateledningen 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)

Forlenget mateledning 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. Mateledningen 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.

Kortslutningsytelsen inn på Krossen og Nelaug omformerstasjoner er/blir så store at sannsynligheten for effektpendlinger mellom kondensatorbatteriene og det bakenforliggende trefasenettet synes i første omgang som små. Om pendlinger mellom kondensatorbatteriene og lokomotivene på strekningen vil forekomme 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.
Fornytt 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:

$$\begin{aligned} P &= 17.7 \text{ MW} \\ Q &= 8.5 \text{ MVA} \\ \text{dette gir } S &= 19,6 \text{ MVA} \end{aligned}$$

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 riktig bilde av forskjellen mellom tiltak I og J når det gjelder belastningen i Nelaug og Krossen omformer. Dette har med hvordan belastningen for strekningen er satt opp.

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:

$$\begin{aligned} P &= 7,5 \text{ MW} \\ Q &= 6,1 \text{ MVA} \\ \text{som gir } S &= 9,7 \text{ MVA.} \end{aligned}$$

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

Den høyeste beregnede belastningen i Vatnestraum:

$$\begin{aligned} P &= 7,6 \text{ MW} \\ Q &= 4,9 \text{ MVA} \\ \text{som gir } S &= 9,0 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Den høyeste beregnede belastningen i Nelaug:

$$\begin{aligned} \text{Før Vatnestraum:} \quad P &= 16,3 \text{ MW} \\ Q &= 9,2 \text{ MVA} \\ \text{dette gir } S &= 18,7 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Etter Vatnestraum:} \quad P &= 12,5 \text{ MW} \\ Q &= 6,7 \text{ MVA} \\ \text{dette gir } S &= 14,2 \text{ MVA} \end{aligned}$$

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

Dette setter tidsperspektivet for når en omformer i Vatnestraum må bygges. Skal man slippe å øke ytelsen til Nelaug omformer utover 2x7,0 MVA, må Vatnestraum omformer bygges før man får denne trafikksituasjonen. Vi vurderer en installert effekt på 2x7MVA 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:

$$\begin{aligned} P &= 14,6 \text{ MW} \\ Q &= 6,0 \text{ MVA} \\ \text{som gir } S &= 15,8 \text{ MVA.} \end{aligned}$$

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

Dagens installerte ytelse i Krossen er tilstrekkelig. (2x5.8 MVA)

Vatnestraum omformerstasjon bygges med en installert ytelse på 2x6 MVA.

Den installerte ytelsen i Nelaug bør minimum være 2x7 MVA med den forutsatte trafikken.

Den installerte ytelsen i Nordagutu bør minimum være 2x7 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:

$$\begin{aligned} P &= 13,2 \text{ MW} \\ Q &= 7,4 \text{ MVA} \\ \text{som gir } S &= 15,1 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Neslandsvatn har i dag installert 1x8 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 SØRLANDBANEN 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 Kondensatorbatterier mellom Nelaug og Krossen.
- 4 Ny trafostasjon ved Tyri.
- 5 Ny omformerstasjon ved Neslandsvatn på 2x14 MVA.
- 6 Ny omformerstasjon ved Vatnestraum.
- 7 Ny transformatorstasjon ved Skollenborg
- 8 Ny trafostasjon ved Tyri.
- 9 Kondensatorbatterier mellom Neslandsvatn og Nelaug.

Kondensatorbatteriene mellom Krossen og Nelaug fjernes når Vatnestraum omformer er bygget.

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

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

VEDLEGG 4

V.4 KOSTNADSOVERSLAG.....	2
V.4.1 BESKRIVELSE/FORUTSETNINGER.....	2
V.4.2 TEKNISK BESKRIVELSE.....	2
V.4.2.1 Omformerstasjoner.....	2
V.4.2.2 Mateledning.....	3
V.4.2.3 Transformatorstasjoner.....	4
V.4.3 INVESTERINGSKOSTNADER.....	4
V.4.3.1 Omformerstasjon inkl. høyspenningstilførsel.....	4
V.4.3.2 Mateledning.....	6
V.4.3.3 Transformatorstasjon.....	10
V.4.3.4 Kondensatorbatteri.....	11
V.4.4 TOTALE KOSTNADER PR. TILTAK.....	11
V.4.5 DRIFTKOSTNADER.....	15
V.4.5.1 Driftskostnader for matestasjoner.....	15
V.4.5.2 Driftskostnader for fjernledning/mateledning.....	16
V.4.5.3 Driftskostnader for kondensatorbatteri.....	16
V.4.5.4 Driftsintekter ved å opprettholde Hakavik kraftstasjon.....	16
V.4.5.5 Driftskostnader fordelt pr. tiltak.....	17

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 forlenge 55 kV mateledningen 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 Mateledning

- I alternativene med mateledning er det forutsatt at mateledningen festes på kontaktledningsmastene. Mateledningen må henge minst 10,5 m over skinnetopp i henhold til brev i vedlegg 6. NSB har bare dispensasjon for å fremføre 15 kV-anlegg lavere enn påbudt minstehøyde.
- Mateledning er fremført som 55 kV 1-fase anlegg. Det er forutsatt å forlenge mateledningen fra eksisterende fjernledning fra Hakavik kraftstasjon.
- Spenning benyttet for mateledningen er 55 kV. Dette har sammenheng med at mateledningen skal kobles sammen med eksisterende 55 kV mateledning 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 mateledningen sørover fra Neslandsvatn transformatorstasjon er det benyttet FeAl nr. 95. Som kabel gjennom tunneler og over bruer er det benyttet $240 \text{ mm}^2 \text{ Al}$.
- Tilsvarende er det ved forlengelse av mateledningen fra Sande på Vestfoldbanen til Tønsberg, forutsatt FeAl nr. 95. Som kabel gjennom tunneler og over bruer er det benyttet $240 \text{ mm}^2 \text{ Al}$.

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.
- Transformatorhetene er ikke dubberte slik at konsekvensene ved feil på transformatorene vil være store. Krafttransformatorer er normalt meget driftsikre.
- 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 NSB 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 Trollaldalen transformatorstasjon til omformerstasjonen. Det er tatt utgangspunkt i FeAl nr. 95 med tremaster og "normalt terreng".

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

Tabell 1.1: Kostnader for omformerstasjon på 2*6 MVA ved Tønsberg/Skoppum.

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

Tabell 1.2: 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"

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

Tabell 1.3: Kostnader for omformerstasjon på 2*6 MVA ved Vatnestraum, Bjorvatn eller Neslandsvatn.

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

Tabell 1.4: Kostnader for omformerstasjon på 2*14 MVA ved Neslandsvatn.

V.4.3.2 Mateledning

For kostnader med 55 kV mateledning er det tatt utgangspunkt i kostnadsoverslag for elektrifisering av Trondheim - Steinkjer og Meråkerbanen [7].

I tabell 1.5 for mateledning fremført på KL-master er det antatt en tilleggspris på en H3 mast (8 m) på 25 %. Tillegget tar høyde for forsterkning av fundament, høyere mast, bardunering etc. som følge av fremføring av mateledning på H3 - mast.

I kostnadsoverslaget er det forutsatt at det bygges nytt kontaktledningsanlegg. Det er derfor kun tatt hensyn til ekstra kostnader som følge av å bygge en kraftigere mast i forhold til B3 som vist i tabell 1.5.

Komponent	Antall	Enhetspris	Totalpris	Tillegg
Materiell	stk	NOK	NOK	NOK
H3 mast (8m) + 25 %	200	7 811	1 562 200	
B3 mast	200	5 230	1 046 000	
Differanse				516 200
Ståltravers	210	600	126 000	126 000
Isolatorer	420	1 200	504 000	504 000
FeAl nr. 95	20000		300 000	300 000
Materialkostnad eks. avg.				1 446 200
Materialkostnad inkl. 15,96% inv. avg.				1 677 014
Arbeidskostnader				
Montasje				300 000
Lett teknisk materiell				150 000
Tungt teknisk materiell				400 000
Sum arbeidskostnader				850 000
Sum materiell og arbeid / 10 km.				2 527 014
Sum materiell og arbeid / km				252 701

Tabell 1.5: Kostnader for mateledning fremført på kontaktledningsmaster

Anlegg	Prisoverslag
	NOK
Endeavslutninger, ETSU 72 kV 1x240 mm ² 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
Sum kostnader eks. avgift	114 000
Sum kostnader inkl 15.96% investeringsavgift.	132 194

Tabell 1.6: Enhetskostnader for kabelforbindelse av 55 kV mateledningen ved bru og tunnel ekskl. per meter kostnader for kabele og kabelkanal.

Tabell 1.7 til 1.9 viser totale kostnader for fremføring av mateledning på henholdsvis strekningene, Neslandsvatn-Vatnestraum, Neslandsvatn-Nelaug og Sande-Tønsberg.

Det er 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.

Anlegg: Mateledning Neslandsvatn -	Prisoverslag	Kommentar
Vatnestraum, 110 km	KNOK	
Faste kostnader per bru og tunnel, Neslandsvatn- Watnestraum(antall bruer+antall tunneler) x enhetspris = (4+38) X 132.194	5 552	Forutsatt 4 bruer med overbygg, 38 tunneller
Kabel TSLE 72 kV 1x240 mm ² , Neslandsvatn- WatnestraumKabelpris/m X (antall meter tunnel+antall meter bru)220 x ((5000+4560) +(800+480))	2 385	
Kabelkanal tunnel (ferdig lagt med skilleplater) Neslandsvatn - Watnestraum.(5000+1140) x 500 kr/m	3 070	
Kabelkanal bru (ferdig lagt med skilleplater) Neslandsvatn - Watnestraum. (800+120) x 400 kr/m	368	
Totalt kostnader for fremføring av mateledning på mast Neslandsvatn - Watnestraum. 252.701 kr/km	27 797	
<i>Sum kostnader eks. avg.</i>	<i>39 172</i>	
Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift.	45 424	

Tabell 1.7: Totale kostnader for fremføring av mateledning på strekningen Neslandsvatn -
Watnestraum.

Anlegg : Mateledning, Neslandsvatn -	Prisoverslag	Kommentar
Nelaug, 60 km	KNOK	
Faste kostnader per bru og tunnel, Neslandsvatn- Nelaug(antall bruer+antall tunneler) x enhetspris = (2+23) X 132.194	3 305	Forutsatt 2 bruer med overbygg, 23 tunneller
Kabel TSLE 72 kV 1x240 mm ² , Neslandsvatn- NelaugKabelpris/m x (antall meter tunnel+antall meter bru)220 x ((2700+2760) + (400+240))	1 342	
Kabelkanal tunnel (ferdig lagt med skilleplater) Neslandsvatn - Nelaug.(2700+690) x 500 kr/m.	1 695	
Kabelkanal bru (ferdig lagt med skilleplater) Neslandsvatn - Nelaug.(400+60) x 400 kr/m	184	
Totalt kostnader for fremføring av mateledning på mast Neslandsvatn - Nelaug. 252.701 kr/km	15 162	
<i>Sum kostnader eks. avg.</i>	<i>21 688</i>	
Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift.	25 149	

Tabell 1.8: Totale kostnader for fremføring av mateledning på strekningen Neslandsvatn -
Nelaug.

Anlegg : Mateledning, Sande - Tønsberg, 33 km	Prisoverslag	Kommentar
	KNOK	
Totale kostnader for fremføring av mateledning på mast Sande- Tønsberg. 252.701 kr/km	8 339	Usikkerhet m/antall bruer og tunneller
<i>Sum kostnader eks. avg.</i>	8 339	
Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift.	9 670	

Tabell 1.9: Totale kostnader for fremføring av mateledning på strekningen Sande- Tønsberg.

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

Tabell 1.10: Kostnader for rehabilitering av eksisterende fjernledning.

For Hakavik kraftstasjon må rørgaten oppgraderes i år 2006. Dette innebærer en kostnad på 11 mill. kr. Etter at NSB har inngått en avtale med Statkraft, betaler NSB 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 mill.kr. pr. år. Dette forutsetter at NSB kan opprettholde avtalen med Statkraft utover år 2005.

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 1.10 er det i tillegg tatt med kostnader til rigg, drift etc.

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 1.10 er det ikke inkludert drift-og vedlikeholdskostnader for de forskjellige linjene. Kostnader i forbindelse med utbedring av luker, dam etc. ved Hakavik er ikke tatt med på grunn av at det i NSB allerede er vedtatt å gjennomføre disse utbedringene.

V.4.3.3 Transformatorstasjon

Anlegg: Sande og Tønsberg trafostasjon	Prisoverslag	Tillegg
	KNOK	KNOK
Transformatorstasjon, komplett anlegg1*8 MVA	16 000	
Trinnkobler, 4 trinns		2 000
Dødseksjon i KL-anlegget	200	
<i>Sum kostnader eks. avgift</i>	<i>16 000</i>	<i>2 000</i>
Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift	18 554	2 319

Tabell 1.11: Kostnader for Sande og Tønsberg transformatorstasjon.

Anlegg: Vatnestraum, Bjorvatn, Nelaug, Tyri og Skollenborg transformatorstasjoner	Prisoverslag	Tillegg
	KNOK	KNOK
Transformatorstasjon, komplett anlegg1*8 MVA	13 000	
Trinnkobler, 4 trinns		2 000
Dødseksjon i KL-anlegget	200	
<i>Sum kostnader eks. avgift</i>	<i>13 000</i>	<i>2 000</i>
Sum kostnader inkl. 15.96 % investeringsavgift	15 075	2 319

Tabell 1.12: 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.

V.4.3.4 Kondensatorbatteri

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

Tabell 1.13: Kostnader for komplett kondensatorbatteri

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

V.4.4 TOTALE KOSTNADER PR. TILTAK

Alle kostnader er gitt i KNOK.

Tiltak A

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Komplett omformerstasjon i Tønsberg 2x14 MVA		104 596
Transformatorstasjon i Sande u/trinnkobler, 1x8 MVA	18 554	
Utbedring av fjernledning fra Hakavik til Sande	500	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 2 stk		2 667
Kostnad matestasjonsanlegg.	19 054	107 263

Tabell 2.1: Totale kostnader

Tiltak B

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Komplett omformerstasjon 2x14 MVA		104 596
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 1 stk		1 334
Kostnad matestasjonsanlegg.	0	105 929

Tabell 2.2: Totale kostnader

Tiltak C

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Komplett omformerstasjon 2x14 MVA		104 596
Transformatorstasjon i Sande u/trinnekobler, 1x8MVA	18 554	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 2 stk		2 667
Utbedring av fjernledning fra Hakavik til Sande.	500	
Kostnad matestasjonsanlegg.	19 054	107 263

Tabell 2.3: Totale kostnader

Tiltak D

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Transformatorstasjon m/ trinnekobler, 1x8MVA, 2 stk.		41 746
Mateledning. Totalkostnader Sande - Tønsberg.33 km.	9 670	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 2 stk		2 667
Utbedring av fjernledning fra Hakavik til Sande	500	
Kostnad matestasjonsanlegg.	10 170	44 413

Tabell 2.4: Totale kostnader

Tiltak E

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Mateledning, Neslandsvatn - Vatnestraum 110 km.		45 424
Transformatorstasjon u/trinnekobler, 3 stk.	15 075	30 150
Transformatorstasjon m/trinnekobler, 2 stk.		34 788
Oppgradering av Hakavik (rørgate)	11 000	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 6 stk		8 001
Utbedring av fjernledning fra Sundet til Neslandsvatn.	4 000	
Kostnad matestasjonsanlegg.	30 075	118 363

Tabell 2.5: Totale kostnader

Bjorvatn og Tyri transformatorstasjoner bygges med trinnekobler.

Tiltak F

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Komplett omformerstasjon 2*6 MVA, 2 stk.		160 489
Transformatorstasjon u/trinnkobler, 1 stk.	15 075	
Transformatorstasjon m/trinnkobler, 1 stk		17 394
Oppgradering av Hakavik (rørgate)	11 000	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 6 stk		8 001
Utbedring av fjernledning fra Sundet til Neslandsvatn.	4 000	
Kostnad matestasjonsanlegg.	30 075	185 884

Tabell 2.6: Totale kostnader

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

Tiltak G

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Komplett omformerstasjon 2*6 MVA, 1 stk.		80 244
Mateledning, total kostnader Neslandsvatn - Nelaug 60 km.		25 149
Transformatorstasjon u/trinnkobler, 2 stk.	15 075	15 075
Transformatorstasjon m/trinnkobler, 2 stk		34 788
Oppgradering av Hakavik (rørgate)	11 000	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 6 stk		8 001
Utbedring av fjernledning fra Sundet til Neslandsvatn.	4 000	4 000
Kostnad matestasjonsanlegg.	30 075	167 258

Tabell 2.7: Totale kostnader

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

Tiltak H

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Mateledning, total kostnader Neslandsvatn - Nelaug 60 km.		25 149
Transformatorstasjon u/trinnekobler, 2 stk. <i>Nelaug + sk</i>	15 075	15 075
Transformatorstasjon m/trinnekobler, 2 stk <i>Bj + Tyri</i>		34 788
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
Kostnad matestasjonsanlegg.	30 075	83 767

Tabell 2.8: Totale kostnader

Bjorvatn og Tyri transformatorstasjoner bygges med trinnekobler.

Tiltak I

Anlegg	Vedlikehold	Investering
Komplett omformerstasjon 2x14 MVA, 1 stk.		109 234
Mateledning, tot.kostn. Neslandsvatn - Vatnestraum 110 km.		45 424
Transformatorstasjon u/trinnekobler, 5 stk.	15 075	60 299
Oppgradering av Hakavik (rørgate)	11 000	0
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 6 stk		8 001
Utbedring av fjernledning fra Sundet til Neslandsvatn.	4 000	0
Kostnad matestasjonsanlegg.	30 075	222 959

Tabell 2.9: Totale kostnader

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/trinnekobler, 2 stk.	15 075	15 075
Utbedring av fjernledning fra Sundet til Neslandsvatn.	4 000	
Dødseksjon m/sonegrensebryter, 4 stk		5 334
2 stk. kondensatorbatteri		2 087
Kostnad matestasjonsanlegg.	30 075	211 975

Tabell 2.10: Totale kostnader

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 3.1: 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 3.2.

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

Tabell 3.2: Materialkostnader til drift av de forskjellige anleggene i NOK.

De totale driftskostnadene for de forskjellige anleggene er gitt i tabell 3.3 til tabell 3.5.

Transformatorstasjon	Kostnader
0.3 årsverk à 250.000.-	75 000
Deler	30 000
Totale kostnader	105 000

Tabell 3.3: Totale driftskostnader for transformatorstasjoner i NOK

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

Tabell 3.4: Totale driftskostnader for 2x6 MVA omformerstasjon i NOK

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

Tabell 3.5: 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/mateledning

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 mateledning 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 mateledning 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 NSB har inngått en avtale med Statkraft betaler NSB 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 MNOK 5.000,- i året.

V.4.5.5 Driftskostnader fordelt pr. tiltak

Alle kostnader er gitt i NOK.

Tiltak A

Anlegg	Kostnad
Omformerstasjon 2x14 MVA	190 000
Transformatorstasjon 1x8MVA, 1 stk.	105 000
Fjernledning fra Hakavik til Sande	100 000
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
Kostnad matestasjonsanlegg.	515 000

Tabell 4.1: Driftskostnader

Tiltak B

Anlegg	Kostnad
Omformerstasjon 2x14 MVA	190 000
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
Kostnad matestasjonsanlegg.	310 000

Tabell 4.2: Driftskostnader

Tiltak C

Anlegg	Kostnad
Omformerstasjon 2x14 MVA	190 000
Transformatorstasjon 1x8MVA, 1 stk.	105 000
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
Fjernledning fra Hakavik til Sande	100 000
Kostnad matestasjonsanlegg.	515 000

Tabell 4.3: Driftskostnader

Tiltak D

Anlegg	Kostnad
Transformatorstasjon 1x8MVA, 2 stk.	210 000
Fjernledning fra Hakavik til Sande	100 000
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
Kostnad matestasjonsanlegg.	430 000

Tabell 4.4: Driftskostnader

Tiltak E

Anlegg	Kostnad
Transformatorstasjon 1x8 MVA, 4 stk.	420 000
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
Kostnad matestasjonsanlegg.	540 000

Tabell 4.5: Driftskostnader

Tiltak F

Anlegg	Kostnad
Omformerstasjon 2*6 MVA, 2 stk.	370 000
Transformatorstasjon 1x 8 MVA 1 stk.	105 000
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon.	120 000
Kostnad matestasjonsanlegg.	595 000

Tabell 4.6: Driftskostnader

Tiltak G

Anlegg	Kostnad
Omformerstasjon 2*6 MVA, 1 stk.	185 000
Transformatorstasjon 1x8 MVA, 3 stk.	315 000
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
Kostnad matestasjonsanlegg.	620 000

Tabell 4.7: Driftskostnader

Tiltak H

Anlegg	Kostnad
Transformatorstasjon 1x8 MVA, 3 stk.	315 000
Kondensatorbatteri, 2 stk.	120 000
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
Kostnad matestasjonsanlegg.	555 000

Tabell 4.8: Driftskostnader

Tiltak I

Anlegg	Kostnad
Omformerstasjon 2x14 MVA, 1 stk.	190 000
Transformatorstasjon 1x8 MVA, 4 stk.	420 000
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon	120 000
Kostnad matestasjonsanlegg.	730 000

Tabell 4.9: Driftskostnader

Tiltak J

Anlegg	Kostnad
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
1 stk. tjenestebil, strøm, telefon.	120 000
Kostnad matestasjonsanlegg	720 000

Tabell 4.10: Driftskostnader

VEDLEGG 5

Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning Banestrømforsyning Asker -Kristiansand

Vestfoldbanen

	Hele utredningen				Kun strømforsyning								
	Nåverdi mill. 1992 kroner		Nåverdi mill. 1996 kroner		A		B		C		D		
Inntektsart	Alt. 1E, beregnet 1992	Ny metodikk, Alt. 1E											
	Inntektsart	Kostnadsart	Inntektsart	Kostnadsart	Inntektsart	Kostnadsart	Inntektsart	Kostnadsart	Inntektsart	Kostnadsart	Inntektsart	Kostnadsart	
Persontrafikkinntekter	1426		1668		28		28		28		28		
Restverdi materiell persontrafikk	-28		-33		-1		-1		-1		-1		
Inntekter godstrafikk	0		0		0		0		0		0		
Restverdi godsinvesteringer	-4		-5		0		0		0		0		
Restverdi kjøreveg	406		475		8		8		8		8		
Tidsgevinster persontrafikk	3978		4654		79		79		79		10		
Tidsgevinster godstrafikk	80		94		2		2		2		0		
Gevinster overført vegtrafikk	949		1110		19		19		19		19		
Besparelse, fjernledning til Sande							0,1						
Kostnadsart													
Drift persontrafikk		449		-525		-9		-9		-9		-9	
Materiellinvestering, persontrafikk		435		-509		-9		-9		-9		-9	
Kostnader, gods		-14		16		0		0		0		0	
Materiellinvestering gods		-31		36		1		1		1		1	
Investering bane		6047			7074	0	126,32	0	105,93	0	126,32	0	54,58
Drift/vedlikehold kjørevei		-374		438		7		7		7		7	
Økte driftsutgifter						-0,5		-0,3		-0,5		-0,4	
SUM	6807	6512	7419	7074	125	126	125	106	125	126	55	55	
Nytte/kostnad		1,05		1,05		0,99		1,18		0,99		1,01	

Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning
Banestrømforsyning Asker -Kristiansand
Alternativ E
Sørlandsbanen

Beregningsdato :		11.06.96		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)	Punktlighet (6)	Personkunder Frakttid (5)	Godskunder Punktlighet (6)	Persontrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Godstrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Bane vedlikehold (8)	Disk.faktor	Investering	Effekter			
	2002	15 271												1,50	10 176	0			
	2003	15 271												1,61	9 510	0			
	2004	30 542												1,72	17 776	0			
	2005	56 813												1,84	30 902	0			
	2006	15 271												1,97	7 763	0			
	2007	15 271												2,10	7 255	0			
1	2008	0		376	0	0	1 560	4 600	0	1	725	437	3 360	2,25	0	4 910			
2	2009			379	0	0	1 576	4 646	0	1	732	437	3 360	2,41	0	4 619			
3	2010			383	0	0	1 592	4 693	0	1	739	437	3 360	2,58	0	4 345			
4	2011			387	0	0	1 608	4 740	0	1	747	437	3 360	2,76	0	4 088			
5	2012			391	0	0	1 624	4 787	0	1	754	437	3 360	2,95	0	3 846			
6	2013			395	0	0	1 640	4 835	0	1	762	437	3 360	3,16	0	3 618			
7	2014			399	0	0	1 656	4 883	0	1	769	437	3 360	3,38	0	3 404			
8	2015			403	0	0	1 673	4 932	0	1	777	437	3 360	3,62	0	3 203			
9	2016			407	0	0	1 690	4 981	0	1	785	437	3 360	3,87	0	3 013			
10	2017			411	0	0	1 707	5 031	0	1	793	437	3 360	4,14	0	2 835			
11	2018			415	0	0	1 724	5 081	0	1	801	437	3 360	4,43	0	2 668			
12	2019			419	0	0	1 741	5 132	0	1	809	437	3 360	4,74	0	2 510			
13	2020			423	0	0	1 758	5 184	0	1	817	437	3 360	5,07	0	2 362			
14	2021			428	0	0	1 776	5 235	0	1	825	437	3 360	5,43	0	2 222			
15	2022			432	0	0	1 794	5 288	0	1	833	437	3 360	5,81	0	2 091			
16	2023			436	0	0	1 812	5 341	0	1	842	437	3 360	6,21	0	1 968			
17	2024			441	0	0	1 830	5 394	0	1	850	437	3 360	6,65	0	1 852			
18	2025			445	0	0	1 848	5 448	0	1	859	437	3 360	7,11	0	1 743			
19	2026			449	0	0	1 866	5 502	0	1	867	437	3 360	7,61	0	1 640			
20	2027			454	0	0	1 885	5 558	0	1	876	437	3 360	8,15	0	1 543			
21	2028			458	0	0	1 904	5 613	0	1	885	437	3 360	8,72	0	1 452			
22	2029			463	0	0	1 923	5 669	0	1	893	437	3 360	9,33	0	1 367			
23	2030			468	0	0	1 942	5 726	0	1	902	437	3 360	9,98	0	1 286			
24	2031			472	0	0	1 962	5 783	0	1	911	437	3 360	10,68	0	1 211			
25	2032		55 664	477	0	0	1 981	5 841	0	1	920	437	3 360	11,42	0	6 012			
Sum ikke diskontert		148 438	55 664	10 610	0	0	44 070	129 923	1	31	20 473	10 917	84 000						
Alle kostnader i tusen 1995-kroner																			
Sum diskontert		38 665	4 873	2 272	0	0	9 436	27 818	0	7	4 384	2 418	18 603	SUM	83 381	69 810			

Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning
Banestrømforsyning Asker -Kristiansand
Alternativ F
Sørlandsbanen

Beregningsdato :		11.06.96		Diskk.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)	Personkunder Reisetid (5)	Personkunder Punktlighet (6)	Godskunder Frakttid (5)	Godskunder Punktlighet (6)	Persontrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Godstrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Bane vedlikehold (8)	Disk.faktor	Investering	Effekter			
	2002	25 620											1,50	17 072	0				
	2003	25 620											1,61	15 955	0				
	2004	25 620											1,72	14 911	0				
	2005	62 240											1,84	33 854	0				
	2006	51 240											1,97	26 048	0				
	2007	25 620											2,10	12 172	0				
1	2008	0		376	0	0	1 560	9 200	0	1	725	437	3 305	2,25	0	6 928			
2	2009			379	0	0	1 576	9 292	0	1	732	437	3 305	2,41	0	6 524			
3	2010			383	0	0	1 592	9 385	0	1	739	437	3 305	2,58	0	6 144			
4	2011			387	0	0	1 608	9 479	0	1	747	437	3 305	2,76	0	5 786			
5	2012			391	0	0	1 624	9 574	0	1	754	437	3 305	2,95	0	5 449			
6	2013			395	0	0	1 640	9 670	0	1	762	437	3 305	3,16	0	5 131			
7	2014			399	0	0	1 656	9 766	0	1	769	437	3 305	3,38	0	4 833			
8	2015			403	0	0	1 673	9 864	0	1	777	437	3 305	3,62	0	4 551			
9	2016			407	0	0	1 690	9 963	0	1	785	437	3 305	3,87	0	4 286			
10	2017			411	0	0	1 707	10 062	0	1	793	437	3 305	4,14	0	4 037			
11	2018			415	0	0	1 724	10 163	0	1	801	437	3 305	4,43	0	3 802			
12	2019			419	0	0	1 741	10 265	0	1	809	437	3 305	4,74	0	3 581			
13	2020			423	0	0	1 758	10 367	0	1	817	437	3 305	5,07	0	3 373			
14	2021			428	0	0	1 776	10 471	0	1	825	437	3 305	5,43	0	3 177			
15	2022			432	0	0	1 794	10 576	0	1	833	437	3 305	5,81	0	2 992			
16	2023			436	0	0	1 812	10 681	0	1	842	437	3 305	6,21	0	2 818			
17	2024			441	0	0	1 830	10 788	0	1	850	437	3 305	6,65	0	2 655			
18	2025			445	0	0	1 848	10 896	0	1	859	437	3 305	7,11	0	2 501			
19	2026			449	0	0	1 866	11 005	0	1	867	437	3 305	7,61	0	2 356			
20	2027			454	0	0	1 885	11 115	0	1	876	437	3 305	8,15	0	2 219			
21	2028			458	0	0	1 904	11 226	0	1	885	437	3 305	8,72	0	2 090			
22	2029			463	0	0	1 923	11 338	0	1	893	437	3 305	9,33	0	1 969			
23	2030			468	0	0	1 942	11 452	0	1	902	437	3 305	9,98	0	1 855			
24	2031			472	0	0	1 962	11 566	0	1	911	437	3 305	10,68	0	1 747			
25	2032		80 985	477	0	0	1 981	11 682	0	1	920	437	3 305	11,42	0	8 735			
Sum ikke diskontert		215 959	80 985	10 610	0	0	44 070	259 847	1	31	20 473	10 917	82 625						
Alle kostnader i tusen 1995-kroner																			
Sum diskontert		59 902	7 089	2 272	0	0	9 436	55 637	0	7	4 384	2 418	18 298	SUM	120 011	99 540			

Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning
Banestrømforsyning Asker -Kristiansand
Alternativ G
Sørlandsbanen

Beregningsdato :		11.06.96		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)	Personkunder Reisetid (5)	Personkunder Punktlighet (6)	Godskunder Frakttid (5)	Godskunder Punktlighet (6)	Persontrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Godstrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Bane vedlikehold (8)	Disk.faktor	Investering	Effekter							
	2002	20 704											1,50	13 796	0								
	2003	20 704											1,61	12 893	0								
	2004	41 407											1,72	24 099	0								
	2005	73 111											1,84	39 767	0								
	2006	20 704											1,97	10 525	0								
	2007	20 704											2,10	9 836	0								
1	2008	0		376	0	0	1 560	9 200	0	1	725	437	3 280	2,25	0	6 917							
2	2009			379	0	0	1 576	9 292	0	1	732	437	3 280	2,41	0	6 514							
3	2010			383	0	0	1 592	9 385	0	1	739	437	3 280	2,58	0	6 134							
4	2011			387	0	0	1 608	9 479	0	1	747	437	3 280	2,76	0	5 777							
5	2012			391	0	0	1 624	9 574	0	1	754	437	3 280	2,95	0	5 440							
6	2013			395	0	0	1 640	9 670	0	1	762	437	3 280	3,16	0	5 124							
7	2014			399	0	0	1 656	9 766	0	1	769	437	3 280	3,38	0	4 825							
8	2015			403	0	0	1 673	9 864	0	1	777	437	3 280	3,62	0	4 544							
9	2016			407	0	0	1 690	9 963	0	1	785	437	3 280	3,87	0	4 280							
10	2017			411	0	0	1 707	10 062	0	1	793	437	3 280	4,14	0	4 031							
11	2018			415	0	0	1 724	10 163	0	1	801	437	3 280	4,43	0	3 797							
12	2019			419	0	0	1 741	10 265	0	1	809	437	3 280	4,74	0	3 576							
13	2020			423	0	0	1 758	10 367	0	1	817	437	3 280	5,07	0	3 368							
14	2021			428	0	0	1 776	10 471	0	1	825	437	3 280	5,43	0	3 172							
15	2022			432	0	0	1 794	10 576	0	1	833	437	3 280	5,81	0	2 988							
16	2023			436	0	0	1 812	10 681	0	1	842	437	3 280	6,21	0	2 814							
17	2024			441	0	0	1 830	10 788	0	1	850	437	3 280	6,65	0	2 651							
18	2025			445	0	0	1 848	10 896	0	1	859	437	3 280	7,11	0	2 497							
19	2026			449	0	0	1 866	11 005	0	1	867	437	3 280	7,61	0	2 352							
20	2027			454	0	0	1 885	11 115	0	1	876	437	3 280	8,15	0	2 216							
21	2028			458	0	0	1 904	11 226	0	1	885	437	3 280	8,72	0	2 087							
22	2029			463	0	0	1 923	11 338	0	1	893	437	3 280	9,33	0	1 966							
23	2030			468	0	0	1 942	11 452	0	1	902	437	3 280	9,98	0	1 852							
24	2031			472	0	0	1 962	11 566	0	1	911	437	3 280	10,68	0	1 745							
25	2032		74 000	477	0	0	1 981	11 682	0	1	920	437	3 280	11,42	0	8 121							
Sum ikke diskontert		197 332	74 000	10 610	0	0	44 070	259 847	1	31	20 473	10 917	82 000										
Alle kostnader i tusen 1995-kroner																							
Sum diskontert		50 292	6 478	2 272	0	0	9 436	55 637	0	7	4 384	2 418	18 160	SUM	110 916	98 790							

Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning
Banestrømforsyning Asker -Kristiansand
Alternativ H
Sørlandsbanen

Beregningsdato :		11.06.96		Disk.rente :		7 %		N/K :		1,0		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)	Personkunder Reisetid (5)	Personkunder Punktlighet (6)	Godskunder Frakttid (5)	Godskunder Punktlighet (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	18 807											1,50	12 532	0				
	2003	16 807											1,61	10 467	0				
	2004	33 614											1,72	19 564	0				
	2005	44 614											1,84	24 267	0				
1	2006			376	0	0	1 560	2 760	0	1	725	437	3 345	1,97	0	4 679			
2	2007			379	0	0	1 576	2 788	0	1	732	437	3 345	2,10	0	4 399			
3	2008			383	0	0	1 592	2 816	0	1	739	437	3 345	2,25	0	4 135			
4	2009			387	0	0	1 608	2 844	0	1	747	437	3 345	2,41	0	3 887			
5	2010			391	0	0	1 624	2 872	0	1	754	437	3 345	2,58	0	3 655			
6	2011			395	0	0	1 640	2 901	0	1	762	437	3 345	2,76	0	3 436			
7	2012			399	0	0	1 656	2 930	0	1	769	437	3 345	2,95	0	3 231			
8	2013			403	0	0	1 673	2 959	0	1	777	437	3 345	3,16	0	3 038			
9	2014			407	0	0	1 690	2 989	0	1	785	437	3 345	3,38	0	2 856			
10	2015			411	0	0	1 707	3 019	0	1	793	437	3 345	3,62	0	2 685			
11	2016			415	0	0	1 724	3 049	0	1	801	437	3 345	3,87	0	2 525			
12	2017			419	0	0	1 741	3 079	0	1	809	437	3 345	4,14	0	2 374			
13	2018			423	0	0	1 758	3 110	0	1	817	437	3 345	4,43	0	2 233			
14	2019			428	0	0	1 776	3 141	0	1	825	437	3 345	4,74	0	2 099			
15	2020			432	0	0	1 794	3 173	0	1	833	437	3 345	5,07	0	1 974			
16	2021			436	0	0	1 812	3 204	0	1	842	437	3 345	5,43	0	1 857			
17	2022			441	0	0	1 830	3 236	0	1	850	437	3 345	5,81	0	1 746			
18	2023			445	0	0	1 848	3 269	0	1	859	437	3 345	6,21	0	1 642			
19	2024			449	0	0	1 866	3 301	0	1	867	437	3 345	6,65	0	1 544			
20	2025			454	0	0	1 885	3 335	0	1	876	437	3 345	7,11	0	1 452			
21	2026			458	0	0	1 904	3 368	0	1	885	437	3 345	7,61	0	1 366			
22	2027			463	0	0	1 923	3 402	0	1	893	437	3 345	8,15	0	1 285			
23	2028			468	0	0	1 942	3 436	0	1	902	437	3 345	8,72	0	1 208			
24	2029			472	0	0	1 962	3 470	0	1	911	437	3 345	9,33	0	1 136			
25	2030		42 691	477	0	0	1 981	3 505	0	1	920	437	3 345	9,98	0	5 347			
Sum ikke diskontert		113 842	42 691	10 610	0	0	44 070	77 954	1	31	20 473	10 917	83 625						
Alle kostnader i tusen 1995-kroner																			
Sum diskontert		43 831	4 278	2 601	0	0	10 803	19 110	0	8	5 019	2 768	21 203	SUM	66 829	65 790			

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

Beregningsdato :		11.06.96		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)	Personkunder Reisetid (5)	Personkunder Punktighet (6)	Godskunder Frakttid (5)	Godskunder Punktighet (6)	Persontrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Godstrafikk Endr.innt. &utg. (7)	Bane vedlikehold (8)	Disk.faktor	Investering	Effekter			
2002	20 169												1,50	13 440	0				
2003	20 169												1,61	12 561	0				
2004	60 508												1,72	35 216	0				
2005	91 678												1,84	49 867	0				
2006	40 339												1,97	20 506	0				
2007	20 169												2,10	9 582	0				
1 2008	0			706	0	0	2 016	10 998	0	1	1 448	464	3 170	2,25	0	8 349			
2 2009				713	0	0	2 036	11 108	0	1	1 463	464	3 170	2,41	0	7 866			
3 2010				720	0	0	2 056	11 219	0	1	1 477	464	3 170	2,58	0	7 411			
4 2011				727	0	0	2 077	11 332	0	1	1 492	464	3 170	2,76	0	6 982			
5 2012				735	0	0	2 098	11 445	0	1	1 507	464	3 170	2,95	0	6 578			
6 2013				742	0	0	2 119	11 559	0	1	1 522	464	3 170	3,16	0	6 198			
7 2014				750	0	0	2 140	11 675	0	1	1 537	464	3 170	3,38	0	5 839			
8 2015				757	0	0	2 161	11 792	0	1	1 553	464	3 170	3,62	0	5 502			
9 2016				765	0	0	2 183	11 910	0	1	1 568	464	3 170	3,87	0	5 184			
10 2017				772	0	0	2 205	12 029	0	1	1 584	464	3 170	4,14	0	4 885			
11 2018				780	0	0	2 227	12 149	0	1	1 600	464	3 170	4,43	0	4 602			
12 2019				788	0	0	2 249	12 271	0	1	1 616	464	3 170	4,74	0	4 337			
13 2020				796	0	0	2 271	12 393	0	1	1 632	464	3 170	5,07	0	4 086			
14 2021				804	0	0	2 294	12 517	0	1	1 648	464	3 170	5,43	0	3 850			
15 2022				812	0	0	2 317	12 642	0	1	1 665	464	3 170	5,81	0	3 628			
16 2023				820	0	0	2 340	12 769	0	1	1 681	464	3 170	6,21	0	3 419			
17 2024				828	0	0	2 364	12 896	0	1	1 698	464	3 170	6,65	0	3 222			
18 2025				836	0	0	2 387	13 025	0	1	1 715	464	3 170	7,11	0	3 036			
19 2026				845	0	0	2 411	13 156	0	1	1 732	464	3 170	7,61	0	2 861			
20 2027				853	0	0	2 435	13 287	0	1	1 750	464	3 170	8,15	0	2 696			
21 2028				862	0	0	2 460	13 420	0	1	1 767	464	3 170	8,72	0	2 541			
22 2029				870	0	0	2 484	13 554	0	1	1 785	464	3 170	9,33	0	2 394			
23 2030				879	0	0	2 509	13 690	0	1	1 803	464	3 170	9,98	0	2 256			
24 2031				888	0	0	2 534	13 827	0	1	1 821	464	3 170	10,68	0	2 127			
25 2032			94 888	897	0	0	2 559	13 965	0	1	1 839	464	3 170	11,42	0	10 310			
Sum ikke diskontert	253 033	94 888		19 942	0	0	56 930	310 630	1	33	40 906	11 592	79 250						
Alle kostnader i tusen 1995-kroner																			
Sum diskontert	70 373	8 306		4 270	0	0	12 189	66 510	0	7	8 759	2 567	17 551	SUM	141 172	120 159			

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

Beregningsdato :		11.06.96		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)	Personkunder 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		
	2002	28 631											1,50	19 078	0			
	2003	28 631											1,61	17 830	0			
	2004	28 631											1,72	16 664	0			
	2005	68 262											1,84	37 130	0			
	2006	57 262											1,97	29 109	0			
	2007	28 631											2,10	13 602	0			
1	2008	2 000		706	0	0	4 031	15 398	0	1	1 448	464	3 180	2,25	888	11 202		
2	2009			713	0	0	4 072	15 552	0	1	1 463	464	3 180	2,41	0	10 559		
3	2010			720	0	0	4 112	15 707	0	1	1 477	464	3 180	2,58	0	9 952		
4	2011			727	0	0	4 154	15 864	0	1	1 492	464	3 180	2,76	0	9 381		
5	2012			735	0	0	4 195	16 023	0	1	1 507	464	3 180	2,95	0	8 843		
6	2013			742	0	0	4 237	16 183	0	1	1 522	464	3 180	3,16	0	8 335		
7	2014			750	0	0	4 279	16 345	0	1	1 537	464	3 180	3,38	0	7 857		
8	2015			757	0	0	4 322	16 508	0	1	1 553	464	3 180	3,62	0	7 406		
9	2016			765	0	0	4 365	16 674	0	1	1 568	464	3 180	3,87	0	6 982		
10	2017			772	0	0	4 409	16 840	0	1	1 584	464	3 180	4,14	0	6 581		
11	2018			780	0	0	4 453	17 009	0	1	1 600	464	3 180	4,43	0	6 204		
12	2019			788	0	0	4 498	17 179	0	1	1 616	464	3 180	4,74	0	5 849		
13	2020			796	0	0	4 543	17 351	0	1	1 632	464	3 180	5,07	0	5 513		
14	2021			804	0	0	4 588	17 524	0	1	1 648	464	3 180	5,43	0	5 198		
15	2022			812	0	0	4 634	17 699	0	1	1 665	464	3 180	5,81	0	4 900		
16	2023			820	0	0	4 680	17 876	0	1	1 681	464	3 180	6,21	0	4 619		
17	2024			828	0	0	4 727	18 055	0	1	1 698	464	3 180	6,65	0	4 355		
18	2025			836	0	0	4 774	18 236	0	1	1 715	464	3 180	7,11	0	4 105		
19	2026			845	0	0	4 822	18 418	0	1	1 732	464	3 180	7,61	0	3 870		
20	2027			853	0	0	4 870	18 602	0	1	1 750	464	3 180	8,15	0	3 649		
21	2028			862	0	0	4 919	18 788	0	1	1 767	464	3 180	8,72	0	3 440		
22	2029			870	0	0	4 968	18 976	0	1	1 785	464	3 180	9,33	0	3 243		
23	2030			879	0	0	5 018	19 166	0	1	1 803	464	3 180	9,98	0	3 058		
24	2031			888	0	0	5 068	19 357	0	1	1 821	464	3 180	10,68	0	2 883		
25	2032		90 769	897	0	0	5 119	19 551	0	1	1 839	464	3 180	11,42	0	10 663		
Sum ikke diskontert		242 050	90 769	19 942	0	0	113 860	434 882	1	33	40 906	11 592	79 500					
Alle kostnader i tusen 1995-kroner																		
Sum diskontert		67 128	7 945	4 270	0	0	24 379	93 114	0	7	8 759	2 567	17 606	SUM	134 302	158 648		

Følsomhetsanalyse

	Beregnet verdi	Investering		Effekter/nytter		Med tap
		+20%	-20 %	+20%	-20 %	
Alt						
A	1,0	0,8	1,2	1,2	0,8	
B	1,2	1,0	1,5	1,4	0,9	1,2
C	1,0	0,8	1,2	1,2	0,8	1,0
D	1,0	0,9	1,3	1,3	0,8	1,0
E	0,8	0,6	1,4	1,2	0,7	0,8
F	0,8	0,6	1,3	1,0	0,7	
G	0,9	0,7	1,5	1,1	0,8	
H	1,0	0,7	1,6	1,3	0,8	
I	0,9	0,6	1,4	1,1	0,7	0,9
J	1,2	0,8	1,9	1,5	1,0	1,2

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 spormidt må ha en minimumshøyde på 10,5 m + s. Utenfor avstanden på 6 m fra spormidt 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 tilfredsstillende gjeldende forskrifter, men Teknisk kontor kan stille krav utover forskriftenes minimumsbestemmelser

Med hilsen



Geir Rismyr

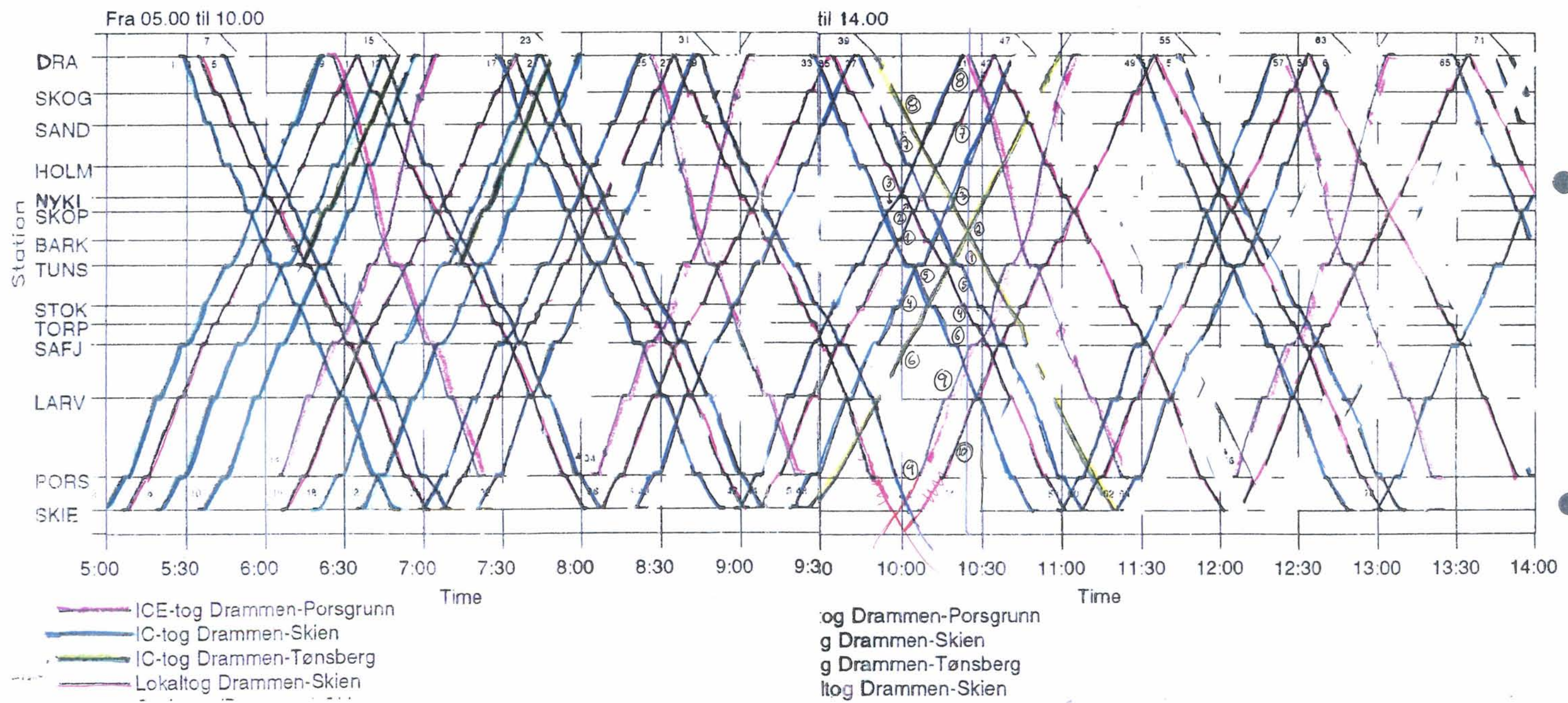
29/6-94/HCE

BLK C: 29/6-94 U17

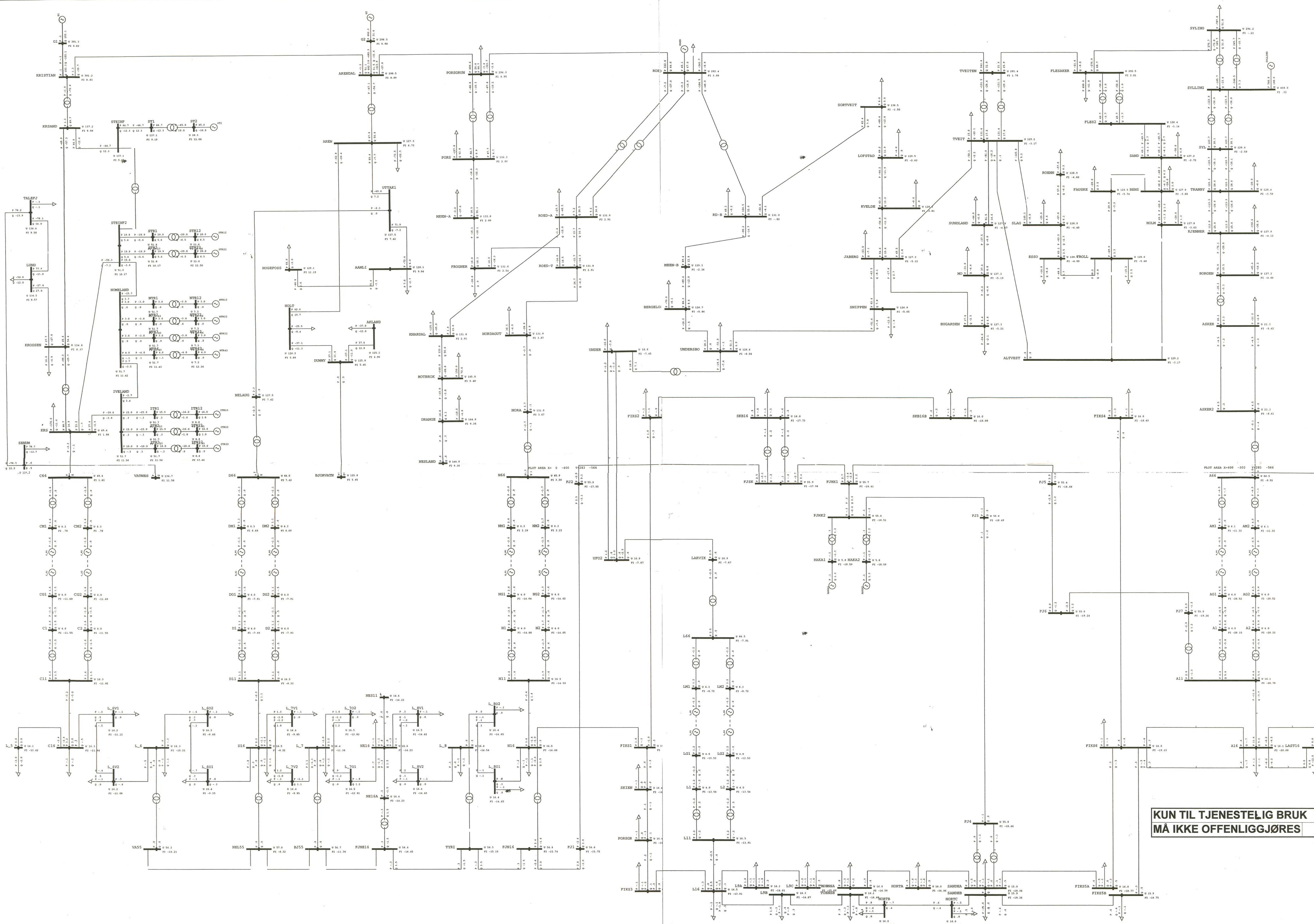
Spør Kopi beredt til FJ og JAR

VEDLEGG 7

Figur 2.10, grafikk rute alle tog, rushtid



VEDLEGG 8



**KUN TIL TJENESTELIG BRUK
MÅ IKKE OFFENLIGGJØRES**

JERNBANEVERKET
BIBLIOTEKET



104112