

Bane Energi



Fremtidig banestrømforsyning

30.09.2005



Jernbaneverket

Eks.1

q 621.33 JBV Fre

SAMMENDRAG

Utredningen er utført som en såkalt top-down-prosess med optimalisering på tre nivåer: systemløsninger, hovedkomponenter og delløsning og delkomponenter. Prosjektet er primært en økonomisk sammenlignende analyse mellom tekniske alternativer. Tekniske utredninger utføres i andre prosjekt.

Ut fra arbeidet som er utført og beskrevet i denne rapport, er konklusjonen at ved fornyelse av kontaktledningsanleggene bygges disse med autotransformatorsystem (AT) fordi det frigir anleggsmasse innenfor matestasjonsanleggene og en vesentlig bedre utnyttelse av disse. Det er vist at AT-system vil være det beste økonomiske alternativet ved fornyelse, eller reinvestering, i fremtidens banestrømforsyning i Norge. Dette gjelder med hensyn til drifts-, vedlikeholds- og reinvesteringskostnader, samlet sett for banestrømforsyningen. Nær halvparten av besparelsene kommer togselskapene til gode i form av reduserte energi- og nettleiekostnader. Således vil innføring av autotransformator på de utvalgte banestrekninger styrke hele jernbanesektorens konkurransekraft i forhold til i dag.

En hovedgrunn til besparelsene ligger i at det samlede systemet kan drives med færre omformerstasjoner, mindre energitap og samtidig gi betydelig kvalitet, i form av stivere spenning og redundans, sammenlignet med videreføring av dagens system. Et sentralt poeng her er at den forbedrede kvaliteten utnyttes til å redusere antall omformerstasjoner. Det sentrale grunnlaget for de samlede besparelsene, er at fornyelse av kontaktledningsanlegg koster, etter det som er kjent i dag, det samme pr. km, enten det bygges konvensjonelt eller med AT. Den ekstra overføringskapasiteten i AT-systemet fås kort og godt på kjøpet når kl-anleggene fornyes.

Muligheter mht. antall omformerstasjoner, plassering og dimensjonering av disse er undersøkt for fjernstrekninger der AT-utbygging forventes å gi besparelser i form av færre omformerstasjoner. Resultatets robusthet er kontrollert ved bruk av følsomhetsanalyser. Alle sammenlignende analyser er basert på likt trafikkgrunnlag. På kortere baner kan andre forhold, for eksempel forbundet med drift og marked, tilsi at det bør satses på AT.

Alternativene som er sammenlignet er:

- Konvensjonell KL: videreføring av dagens løsning med nødvendige kostnader til fornyelse av alle eksisterende omformerstasjoner.
- Full AT-utbygging: omfatter mulighetene AT-utbygging gir på strekningene Eidsvoll – Trondheim, Hønefoss – Bergen og Nelaug – Stavanger.
- Realistisk AT-utbygging: AT-utbygging begrenset til strekningene Eidsvoll – Oppdal, Haugastøl – Bergen og Nelaug – Egersund. Begrensningene følger hovedsaklig av Jernbaneverkets forventede økonomiske rammer for vedlikehold og til en viss grad av produksjonsteknisk kapasitet de nærmeste ti årene.

Resultatene er oppsummert i tabellen nedenfor. Nåverdi er beregnet med 7 % rente over 30 år.

Sammenstilling Dovre-, Bergens-, og Sørlandsbanen for beregnede alternativ	Antall omformerstasjoner	Årlige drifts- og vedlikeholds-kostnader [mill kr/år]	Årlige reinvesteringskostnader [mill kr/år]	Nåverdi årlige vedlikeholds- og reinvesteringskostnader [mill kr]
Konvensjonell KL	21	80,8	90,0	2119
Full AT-utbygging	11	66,6	80,0	1896
Realistisk AT-utbygging	13	70,2	82,6	1825

For andre strekninger, der utbygging av AT-system ikke vil medføre færre omformerstasjoner, vil det gi en gevinst i form av lavere energitap og bedre spenningskvalitet. Energitapet er beregnet redusert med ca. 2 mill kr/år ved en energipris på 20 øre/kWh.

Det er utarbeidet en liste over punkter som følges opp med videre arbeid.

INNHOLDSFORTEGNELSE

SAMMENDRAG

1	INNLEDNING	4
1.1	BAKGRUNN.....	4
1.1.1	Forutsetninger for prosjektet.....	4
1.1.2	Definisjoner.....	4
2	PROSJEKTGJENNOMFØRING	5
2.1	VALG AV FREMGANGSMÅTE.....	5
2.1.1	Overordnet prosess for gjennomføring av prosjektet.....	5
2.1.2	Analyserte alternativer.....	6
2.1.3	Analysen.....	6
3	BESKRIVELSE AV INFRASTRUKTUR	8
3.1	DAGENS SITUASJON.....	8
3.1.1	Matestasjoner.....	8
3.1.2	Bygg.....	10
3.1.3	Transport av energi til matestasjonene.....	10
3.1.4	System for fordeling av energi langs kjørevei.....	10
3.2	FREMTIDIGE LØSNINGER OG ENHETSKOSTNADER.....	11
3.2.1	Matestasjoner.....	11
3.2.2	Bygg.....	12
3.2.3	Transport av energi til matestasjonene.....	12
3.2.4	Transport av energi fra matestasjonene til kjørevei.....	12
4	ØKONOMISKE ANALYSER	14
4.1	BASISMODELL – ALTERNATIV 1 – DAGENS SITUASJON.....	14
4.1.1	Sammenstilling av resultater.....	15
4.2	MODELL - HOVEDALTERNATIV 2 - DET TEORETISK OPTIMALE FORSYNINGSSYSTEMET.....	15
4.2.1	Omformerstasjoner.....	15
4.2.2	Antall omformerstasjoner og installert ytelse.....	17
4.2.3	Energiomsetning pr. stasjon, nettleie og tap:.....	18
4.2.4	Sammenstilling av resultater.....	19
4.2.5	Følsomhetsanalyser.....	23
4.2.6	Teoretisk optimalt forsyningssystem - diskusjon.....	29
4.2.7	Konklusjon teoretisk utredning.....	30
4.3	MODELL - ALTERNATIV 3 – DET OPTIMALE FREMTIDIGE FORSYNINGSSYSTEMET BASERT PÅ AT-LØSNINGEN	31
4.3.1	Dimensjoneringskriterier.....	31
4.3.2	Eksisterende omformerstasjoner.....	32
4.3.3	Simuleringer med kapasitetsoptimal ruteplan.....	32
4.3.4	Dovrebanen.....	33
4.3.5	Sørlandsbanen.....	35
4.3.6	Bergensbanen.....	37
4.3.7	Økonomisk analyse.....	38
5	REALISTISKE UTBYGGINGSPLANER – AT OG OMFORMERSTASJONER	40
5.1	DOVREBANEN.....	40
5.2	SØRLANDSBANEN.....	41
5.3	BERGENSBANEN.....	42
5.4	FORNYELSESTIDSPUNKT OG RESTVERDI.....	43
5.5	ØKONOMISK ANALYSE AV REALISTISK ALTERNATIV.....	43
5.5.1	Reinvesteringer.....	44
6	KONKLUSJON	45
6.1	VIDERE ARBEID – OPPFØLGINGSPUNKTER.....	46

7	LITTERATURREFERANSER	48
8	VEDLEGG.....	49

1 INNLEDNING

1.1 Bakgrunn

Bane Energi fikk i 2003 i oppdrag å vurdere løsninger for fremtidig banestrømforsyning i Norge. Hovedideen med prosjektet er å utrede ulike tekniske løsninger som betrakter omforming og distribusjon, herunder kontaktledningsanlegg, i fellesskap. Målet var å finne en optimal løsning ut i fra kvalitetskrav og levetidskostnader. Sammenligningsgrunnlaget, eller basisalternativet, var dagens banestrømforsyning slik det er beskrevet og modellert i denne rapporten.

Prosjektet har blitt utført av Bane Energi Inge Skaale som prosjektleder og Jan Petter Haugli som prosjektansvarlig. Bane Energi har hatt med støtte fra BanePartner v/Trond Føllesdal og Interconsult ASA v/Peder Gjerde i prosjektgjennomføringen. Jernbaneverket Hovedkontoret har deltatt på prosjektmøter og det er også opprettet et prosjektråd bestående av representanter fra Jernbaneverkets regioner. Prosjektrådet funksjon var å ivareta regionenes syn og behov og gi råd til prosjektet slik at helheten for banestrømforsyningen ble ivaretatt.

Prosjektet er primært en økonomisk sammenlignende analyse mellom tekniske alternativer. Tekniske utredninger utføres i andre prosjekt.

Prosjektet er forankret i Jernbaneverkets Plan- og utredningsprogram, under paraplyen teknologisk strategi.

1.1.1 Forutsetninger for prosjektet

Stikkord for forutsetninger:

- Alle nye anlegg og reinvesteringer er uten sikkerhetsklasse.
- De totale kostnader er basert på sammenlignbare kvalitetsparametre for det samlede system med overføringer (kontaktledning og fjernledning) og omforming.
- Nåverdiberegninger av levetidskostnadene legges til grunn, diskonteringsrente = 7 %.
- Forskjell i levetider for ulike teknologi medregnes. Disse fornyes syklisk etter utgått levetid.
- Alle tall må være sammenlignbare, dvs. at kvalitetsendring, utbyggbarhet, sårbarhet for feil etc. prissettes så langt det er praktisk mulig. Det tall ikke er sammenlignbare er dette påpekt.
- Kostnader for prosjektadministrasjon inkluderes.
- Alle beløp er eksklusive avgifter og nøyaktighetsnivå er tilstrebet å være innenfor ± 20 %.

1.1.2 Definisjoner

Viktige begrep som er brukt i rapporten:

- KL = tradisjonelt kontaktledningsanlegg
- AT = modernisert kontaktledningsanlegg på stålmaster med forsterket overføringskapasitet utført med hjelp av tilstrekkelige forbindelser og tilknyttede autotransformatorer
- Investering = kapital benyttet med formål å øke kapasiteten i eksisterende infrastruktur
- Reinvestering = fornyelse av eksisterende anlegg i Jernbaneverkets terminologi

2 PROSJEKTGJENNOMFØRING

2.1 Valg av fremgangsmåte

Utredning av fremtidig elektrisk energiforsyning til jernbanenettet i Norge er en kompleks og sammensatt problemstilling mht. valg av mulige systemløsninger, valg av komponenter, krav til sikkerhet/pålitelighet, kvalitet på forsyningen, utvidelses-, drifts og vedlikeholdskostnader og fremtidig teknologiutvikling. En optimalisering basert på alle disse frihetsgradene krever en strukturert prosjektgjennomføring som gjør det mulig å foreta mest mulig rettfærdige sammenligninger av løsningene, slik at sammenligningene, og derved de foreslåtte løsningene blir reelle.

I det etterfølgende er det beskrevet den overordnede prosess som har blitt benyttet for gjennomføring av prosjektet. Kapittel 2.1.2 gir en mer detaljert beskrivelse av de hovedalternativene som er analysert for å komme fram til "beste" løsning .

2.1.1 Overordnet prosess for gjennomføring av prosjektet

For å klare å håndtere alle frihetsgradene i prosjektet, har prosjektet benyttet en top-down-prosess. Med dette menes det at det holdes fokus på ulike prosessbilder mht. detaljeringsgrad. Følgende ulike hovednivåer har vært brukt:

Nivå 1. Optimalisering av systemløsninger.

Nivå 2. Optimalisering av hovedkomponenter.

Nivå 3. Optimalisering av deløsninger og delkomponenter.

Med hensyn til framdriften av prosjektet har noen av aktivitetene innenfor de ulike nivåene blitt gjennomført samtidig. Alternativene som har blitt bearbeidet har hele tiden vært styrt i prioritert rekkefølge fra nivå 1 og nedover. De beste løsningene fra de ulike alternativene er satt sammen til ulike alternative løsninger.

Hensikten med og hovedinnholdet innenfor de 3 nevnte nivåer har vært:

Nivå 1:

Å finne en optimal løsning på systemnivå gitt de mulige kombinasjoner som forelå mht. sammenstilling av de hovedkomponentene et elektrisk energiforsyningssystem for banestrøm består av, og ut fra de tjenester som skal leveres.

På dette nivået ble det vurdert som hensiktsmessig å dele opp anleggene i følgende hovedkomponenter:

- Omformere
- Bygg i fjell eller i dagen
- Transport av energi til omformerne
- Transport av energi fra omformerne til kjørevei
- System for fordeling av energi langs kjørevei, inkl. evt. KL.

Optimaliseringen på dette nivå besto i å finne den løsningen som ga lavest total kostnader, og som samtidig tilfredstilte kravene mht. levert ytelse, kvalitet og pålitelighet. Fleksibilitet og robusthet mht. fremtidige utvidelser var også et viktig element.

Analysene for å finne den optimale løsningen ble basert på bruk av enhetskostnader på de foreslåtte hovedkomponentene så langt det var mulig. Enhetskostnadene ble knyttet til ytelse og mengde, avhengig av hva som var mest hensiktsmessig for de ulike typer komponenter.

Nivå 2:

Optimalisering av de nevnte hovedkomponentene hver for seg sett i forhold til enhetspris pr. ytelse, eller tilsvarende hensiktsmessige måltall.

Nivå 3:

Optimalisering av delkomponenter, eller delsystemer som inngikk som en del av de nevnte hovedkomponentene. Eksempelvis kunne dette bestå i å optimalisere de tekniske anleggene knyttet til bygg.

Hele prosjektet ble basert på at det ble brukt måltall på enhetsnivå. Måltall ble satt både på investeringskostnader og drift- og vedlikeholdskostnader. Måltallene ble bygget opp slik at alternativene som ble analysert kunne prises i sin helhet når antall mengde og ytelse var kjent. Eksempelvis ble måltallene for hovedkomponentene bygget opp på følgende måte:

Omformere: kr/mva som funksjon av ytelse

Bygninger: kr/m² som funksjon av ytelse

Transport av energi fra omformere til kjørevei: kr/km som funksjon av ytelse

System for fordeling av energi langs kjørevei inkl. evt. KL: kr/km som funksjon av ytelse.

For å kunne gjenskape totalkostnadene i de ulike hovedalternativene som ble analysert, ble måltall i hovedsak knyttet til ytelse da dette, i tillegg til kvalitet og sikkerhet, er den viktigste parameteren mht. hva som skal leveres til kunden.

2.1.2 Analyserte alternativer

For å komme fram til en mest mulig optimal løsning mht. strømforsyning til jernbanenettet i Norge er følgende hovedalternativ analysert i henhold til den prosessen som er beskrevet i 2.1.1:

Hovedalternativ 1

Dagens løsning med de kostnader og krav til kvalitet som dette systemet har. Dette alternativ utgjør basisen i analysen mht. kostnader, leveringskvalitet og sikkerhet.

Hovedalternativ 2

Analyse av alternative forsyningssystem, gitt at man starter med blanke ark. Det vil si bruk av de beste systemløsninger og komponenter som er tilgjengelig uten å ta hensyn til det eksisterende energiforsyningssystem.

Hovedalternativ 3

Kombinere hovedalternativ 1 og 2 for å komme fram til det optimale fremtidige system for elektrisk energiforsyning til jernbanenettet i Norge.

Innenfor hvert av de skisserte hovedalternativene er det flere alternative tekniske løsninger. Tidligere utførte analyser som er dokumentert i separate dokumenter er benyttet i dette arbeidet. Med den informasjonen som er tilgjengelig og den valgte prosessen for prosjektgjennomføring er det utført følgende aktiviteter innenfor de 3 hovedalternativene:

2.1.3 Analyser

Hovedalternativ 1

Dette er basisalternativet for utgangspunkt i dagens situasjon mht. løsninger, kostnader og levert ytelse og kvalitet. Grunnlaget for kostnader for dette alternativet er gitt i rapport om verdifastsettelse og reinvesteringsanalyse utarbeidet av Interconsult på oppdrag av Bane Energi jf. ref.[1].

En viktig aktivitet knyttet til dette alternativet var å utarbeide måltall i form av enhetspriser i henhold til den inndeling av hovedkomponenter som er gitt i 2.1.1. Disse måltallene er brukt i analysene av de andre alternativene der de er relevante, dette for å kunne sammenligne de ulike alternativene. For

komponenter eller anleggsdeler som ikke er omhandlet i nevnte rapport finnes det en rekke data i rapporter som prosjektet har identifisert i en egen liste, jf. vedlegg [1].

Hovedalternativ 2

Oppgaven her var å finne det optimale forsyningssystemet basert på en best mulig utnyttelse av de aktuelle hovedkomponentene.

Det ville føre alt for langt å utføre analysene på hele jernbanenettet. Analysene er derfor utført på en typisk banestrekning der visse hovedparametere ble vurdert og sammenlignet. Utgangspunktet for den typiske banestrekningen var Dovrebanen på strekningen Eidsvoll – Trondheim.

Av forhold som ble tatt med i analysene nevnes følgende:

Omformere:

- Roterende/statiske omformere, størrelse og antall, ny teknikk og enklere løsninger

Bygg:

- Bygg i fjell eller i dagen og enklere installasjoner

Transport av energi til omformerne:

- Kabel eller linje og enklere løsninger

Transport av energi fra omformere til kjørevei:

- Kabel eller linje og enklere løsninger

System for fordeling av energi langs kjørevei:

- Dagens KL, høyspent forsyning langs banen, eller system basert på autotrafo

Hovedalternativ 3

Her blir det optimale forsyningssystemet sett opp mot eksisterende anleggsmasse. Ut fra alder, tilstand, og plassering av anlegget vurderes det reinvesteringer og reinvesteringstidspunkt i dette anlegget sett opp mot nedleggelse av anlegget og bygge nytt. Det ble vurdert en begrensning i tidshorizonten mht. analyseperioden som ble satt til 30 år fordi reinvesteringer etter 30 år uansett har liten innvirkning på nåverdien. Dessuten er usikkerheten rundt fremtidig drift og teknologiutvikling stor. Problematikken rundt restverdi og teknisk levetid på anleggene blir eliminert forutsatt at den tekniske utrusningen reinvesteres når teknisk levetid går ut, dvs. riktig reinvesteringstidspunkt. Dersom det investeres i anlegget før teknisk levetid går ut, bør restverdi taes med i beregningene, sett i forhold til når det er aktuelt å skifte ut anleggene og evt. hvor mye av anleggene som skal skiftes ut. Det vil alltid være slik at de anleggene som først må skiftes ut vil gjøre størst utslag mht. reinvesteringsbehovet og nåverdien av reinvesteringene.

3 Beskrivelse av infrastruktur

3.1 Dagens situasjon

Dagens banestrømforsyning har omformerstasjoner plassert ute langs banenettet. Omformerstasjonene som mater inn på kontaktledningsanleggene har varierende avstand mellom hverandre. Vanlige avstand er 60 til 80 km. I Osloområdet med mye dobbeltspor og relativt tett trafikk er avstanden typisk 40 km. Det eksisterer også et høyspent nett på 55 kV som forbinder Asker og Nordagutu omformerstasjoner med Hakavik kraftstasjon. Dette nettet har frekvens 16 2/3 Hz og kan mate direkte inn på kl-nettet via transformatorstasjoner. Trafostasjonene befinner seg i Sande i Vestfold, Skollenborg i Buskerud og Neslandsvatn i Telemark. Totalt har Bane Energi 34 omformerstasjoner, 3 transformatorstasjoner og et kraftverk, Kjosfoss i Flåmsdalen, til å forsyne jernbanenettet med elektrisk kraft til togframføring. I tillegg kommer Hakavik kraftstasjon som er eiet av Statkraft.

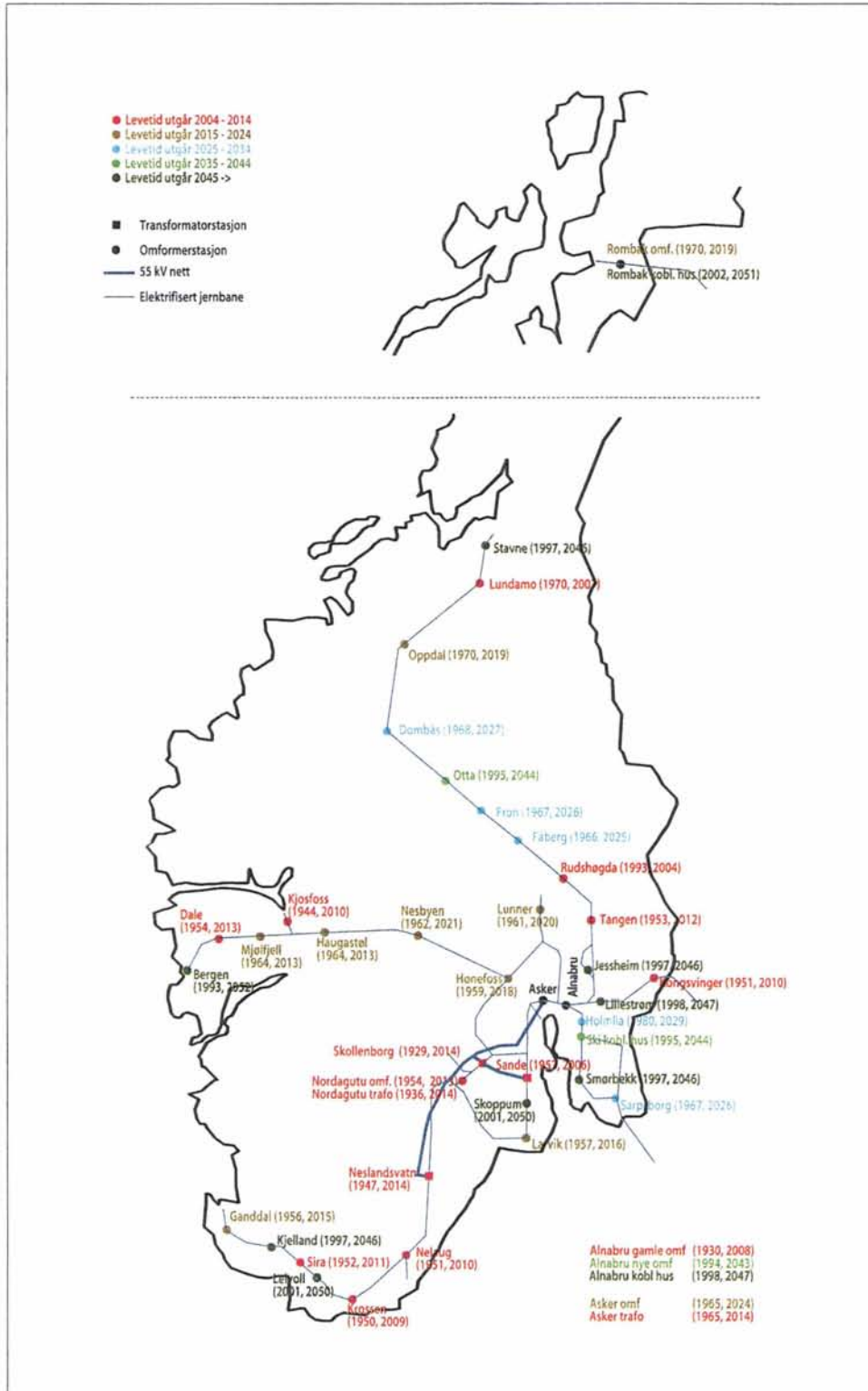
3.1.1 Matestasjoner

Matestasjoner er samlebegrepet for omformer- og transformatorstasjoner. De eldste omformerstasjonene består av to fjellhaller med en roterende synkron-synkron omformer i hver hall. I tilknytning til hver omformer finnes det en transformatorvogn og en apparatvogn. Transformatorvogn transformerer ned innkommende spenning til motorklemmespenning. Motoren driver en generator som via transformator i apparatvogn leverer elektrisk energi på 15 kV og 16 2/3 Hz. Opprinnelig ble disse stasjonene bygget med full redundans. Det betyr at dersom en omformer falt ut ville den gjenværende ha kapasitet til å forsyne all togtrafikk i stasjonens mateområde. På grunn av trafikkøkningen som har funnet sted siden anleggene ble bygget, er det i dag ikke full redundans i anleggene. Det betyr at ved utfall av en omformer vil det ofte bli gitt restriksjoner på trafikkavviklingen, for eksempel ved at alle tog i aktuelt område må begrense sitt pådrag. På grunn av friksjons- og magnetiseringstap har disse omformerne et tap på rundt 15 %, hvilket må betraktes som høyt.

Nyere omformerstasjoner, slike som for eksempel er bygget i forbindelse med Gardermobanen, er bygget opp av kraftelektronikk. Dette medfører at omformingstapene blir vesentlig lavere, typisk 6–7 %.

Transformatorstasjonene henter sin energi fra det omtalte 55 kV-nettet. Spenningen transformeres ned til 15 kV og mates inn på kontaktledningsanleggene. Transformering har relativt lav tapsprosent sammenlignet med omforming, typisk 2 %. Denne tapsprosenten kommer i tillegg til tapene i omformere og evt. vannkraftgeneratorer.

Fremtidig banestrømforsyning



Figur 3-1 Matestasjonenes år for idriftsettelse og levetid utgår

I Figur 3-1 vises, etter navnet på den enkelte matestasjon, først året stasjonen ble satt i drift og deretter året levetiden for stasjonen forventes å utgå. For eksempel "Oppdal (1970,2019)" betyr at Oppdal omformerstasjon ble satt i drift i 1970 og forventes å vare til år 2019.

3.1.2 Bygg

Som beskrevet i kap. 3.1.1, er de fleste omformerstasjoner bygget i fjellhaller. Det er støpt betonghaller inne i utsprengte fjellrom. Disse anleggene har fra opprinnelsen høy sikringsklasse. mht. sabotasje. Nyere omformere er bygget i frittstående bygg i dagen. De nyeste av disse igjen har ingen sikringsklasse.

3.1.3 Transport av energi til matestasjonene

Alle omformerstasjoner er forsynt fra det samkjørte trefasenettet i Norge. Det er stor variasjon på innkommende spenningsnivå mellom de ulike stasjonene, det laveste spenningsnivået er 11 kV og det høyeste er 132 kV. Det er de lokale nettselskaperes spenningsnivåer som i utgangspunktet bestemmer hvilket spenningsnivå den enkelte omformerstasjon skal forsynes fra. Generelt gjelder at tariffene for nettilknytning (nettleie) faller med stigende spenning. Bane Energi eier i dag innkommende linje til noen av omformerstasjonene.

3.1.3.1 Transport av energi fra matestasjonene til kjøreveien

I de aller fleste tilfeller skjer tilknytning mellom omformerstasjonene og kjøreveien ved at relativt korte kabler forbinder den enkelte omformerstasjon til kontaktledningen like utenfor omformerstasjonen.

I en relativt liten andel av anleggsmassen transporteres energien fra omformerstasjonene over lengre strekninger før den tilføres kjøreveien (kl-anlegget). Til dette benyttes mateledning og fjernledning.

3.1.3.2 Mateledning

Mateledning er benyttet ved relativt korte enkeltstående strekninger (noen få km). Dette hvor det på grunn av omformerstasjonens plassering og/eller kl-koblingsbilde er hensiktsmessig å ha et ekstra innmatingspunkt på kontaktledningen et stykke unna omformerstasjonen. Som eksempel kan nevnes Hønefoss omformerstasjon som ligger om 6-7 km vest for stasjonen. Den har som normalt to utgående linjer som mater i hver sin retning, østover og vestover. I tillegg har den en mateledning, fremført på kl-master, som gir mulighet for mating av stasjonsområdet og sporene på andre siden av stasjonen. Hensikten med en mateledning er å gi et mer fleksibelt koblingsbilde og bidra til utfall av et mindre område ved feil.

3.1.3.3 Fjernledning

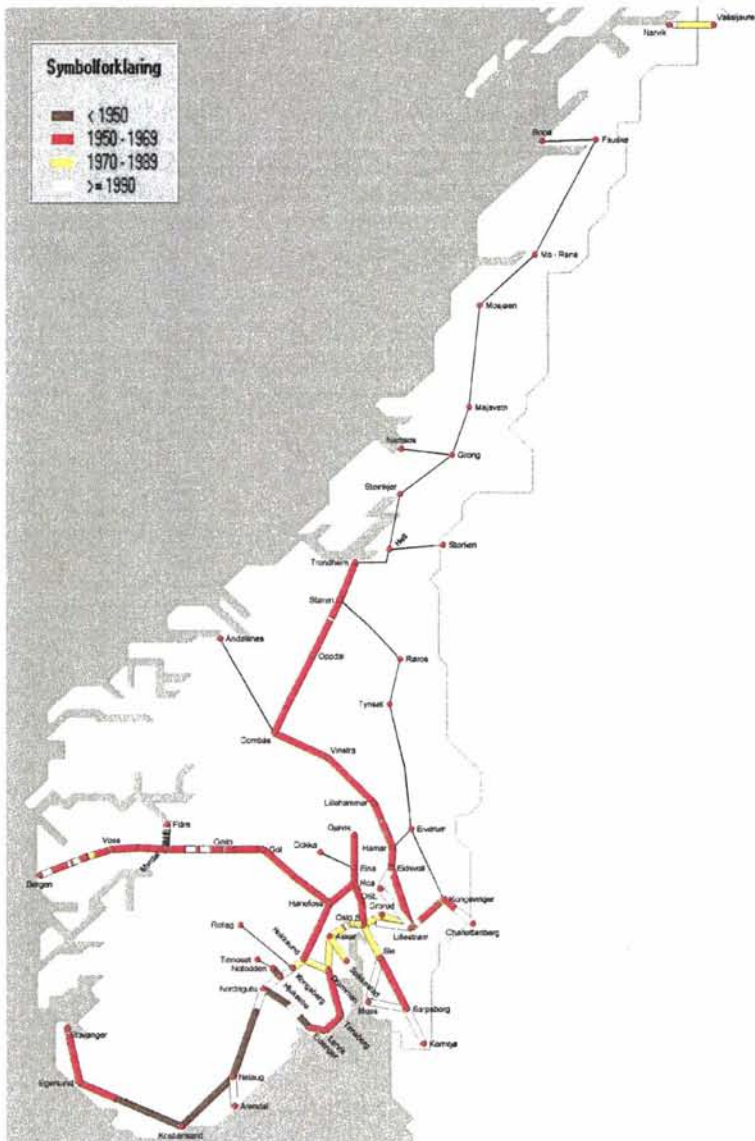
Fjernledning benyttes i kombinasjon med transformatorstasjoner for overføring av energi på et høyere spenningsnivå over lengre strekninger. Den høye spenningen gjør at tap i overføringen blir mindre. Hensikten med fjernledning og transformatorstasjoner er å redusere antall omformerstasjoner, samtidig som man bedrer overføringsevnen mellom omformerstasjoner og last/tog. Jernbaneverket benytter i dag om lag 210 km fjernledning i området mellom Asker og Neslandsvatn. Av disse er 135 km i Jernbaneverkets eie. Resten tilhører Statkraft og nettselskaper.

3.1.4 System for fordeling av energi langs kjørevei

3.1.4.1 Kontaktledning

Jernbaneverkets kontaktledningsanlegg er på de fleste strekningene enkeltsporet og type tabell 54, eller system 35. På nyere KL er det i stor grad benyttet system 20, til dels i kombinasjon med system 35 (Gardermobanen er bygget med system 25). Det er vanlig med sugetransformator for hver 3 - 4km og forbigangsledning i forbindelse med stasjoner. Returledning og forsterkningsledning er å finne i ganske liten grad, og da fortrinnsvis i forbindelse med nye anlegg (fortrinnsvis returledning).

Jernbaneverkets kontaktledningsanlegg stammer i stor grad fra den gang de enkelte banestrekningene ble elektrifisert, og det vil si at en stor andel av anleggene nå er i nærheten av å ha oppnådd teknisk levealder. Se Figur 3-2 for oversikt over alder på kontaktledningsnettet. Kartet er ikke 100 % oppdatert, men gir en like fullt et relevant bilde av anleggenes alder.



Figur 3-2 Kontaktledningsnettets alder

3.2 Fremtidige løsninger og enhetskostnader

For styring og kontroll med Jernbaneverkets høyspenningsanlegg vil det alltid være behov for en eller flere elkraft-/driftssentraler. Antall og størrelse på dem vil i liten grad påvirkes av hvilke løsninger som velges for fremtidig banestrømforsyning. I denne rapporten har man derfor sett bort fra kostnader forbundet med elkraft-/driftssentraler.

3.2.1 Matestasjoner

Fremtidige matestasjoner vil i fremtiden i prinsippet ha de samme komponenter som i dag. De vil kunne utstyres med både roterende og statiske omformere. Hva som velges av disse alternativene er et kostnadsspørsmål. Det finnes løsninger hvor koblingsanlegg og transformatorer flyttes utendørs for derigjennom å gi plass til to omformervogner i de fjellhallene som i dag rommer en transformator-, apparat- og omformervogn. Dette gir mulighet for en dobling av omformerkapasiteten i mange

eksisterende omformerstasjoner. En slik ombygging kan også benyttes ved bruk av statiske omformere. Stasjoner som ombygges til roterende omformer bør være forberedt, så langt det er økonomisk forsvarlig, på fremtidig installasjon av statisk omformer.

Transformatorstasjoner kan forventes å bli bygget med relativt enkle bygninger og utendørs plassering av både transformatorer og koblingsanlegg.

3.2.2 Bygg

Eksisterende fjellanlegg som benyttes videre må vedlikeholdes og fjellet må før eller siden sikres for å sikre videre drift. Nedklassifisering mht. sikringsklasse kan forenkle og redusere kostnadene knyttet reinvestering i hallporter. Fremtidige frittstående bygg for omformerstasjoner bygges uklassifisert og således i samme prisklasse som de nyeste omformerstasjonene.

3.2.3 Transport av energi til matestasjonene

Dette vil i prinsippet være uendret i forhold til i dag. Det kan forventes at nettselskapene på sikt vil standardisere seg på 132 kV nivå og at det må foretas tilpasninger i en del av dagens omformerstasjoner i forhold til dette. Kostnader for omlegging til 132 kV vil bli initiert av nettselskapene som også i utgangspunktet må bære kostnadene for dette.

3.2.4 Transport av energi fra matestasjonene til kjørevei

I likhet med det som er beskrevet i kapittel 3.1.3.1 Transport av energi fra omformerstasjonene til kjørevei, er kontaktledning med mateledning og fjernledning aktuelle. Mateledning er omtalt tidligere og er i så liten grad benyttet at det ikke er tatt med i modellen for sammenligning av alternativer i Hovedalternativ 2.

I tillegg har det de senere årene dukket opp et tredje interessant alternativ; overføring vha. autotransformatorer og negativledere også kalt AT-system, se kap. 3.2.4.3.

3.2.4.1 Fjernledning

Fjernledning i et fremtidig system er kostnadsberegnet av ELTEL Networks til å koste 25 % mindre enn tilsvarende linje utført som trefase luftlinje, jf. 0. Dette er lagt inn kostnadskatalogen i modell for beregning gjennomsnittlige årlige reinvesterings- drifts- og vedlikeholdskostnader. Totale tap i det samlede overføringssystemet kl- og fjernledning er omtalt nærmere i kapittel om nevnte modell, jf. kap. 4.

3.2.4.2 Kontaktledning

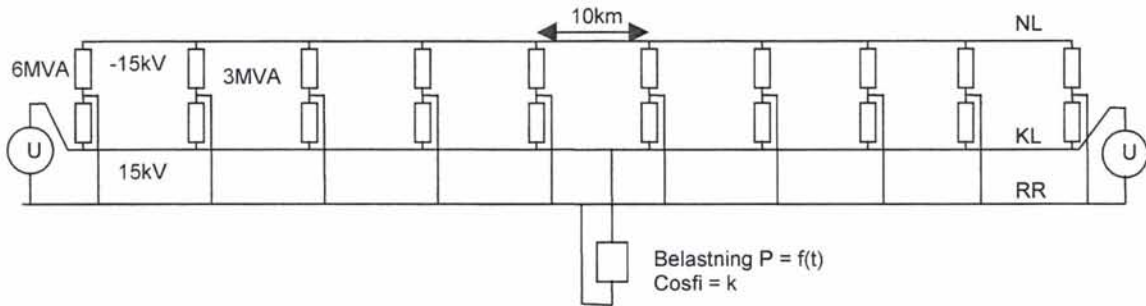
I forbindelse med nye kl. er det tre systemer det er aktuelt å velge mellom:

- System 35 (for strekninger med lite trafikk eller lave hastigheter pga krappe kurver)
- System 20 (for strekninger med hastighet inntil 200 km/t ved én pantograf)
- System 25 (for strekninger med hastighet inntil 250 km/t ved én pantograf)

De viktigste kriterier for systemvalg ligger i hastighetsprofil, strømvaktakerkonfigurasjon for togene, togettetthet og overbygningsklasse. System 20 og eventuelt system 35 (bygget med system 20 deler), synes å være det systemvalg som er mest aktuelt for norske banestrekninger ved en fornyelse av KL. Det er lagt samme reinvesteringskostnad pr. km for hvert av disse systemene. De er med andre ord ikke vurdert opp mot hverandre som økonomiske alternativer.

Mer utfyllende informasjon om kl-systemer er blant annet å finne i vedlegg [3].

3.2.4.3 Kontaktledning med AT-system



Figur 3-3 Prinsippkisse for AT-system

Figur 3-3 viser prinsipielt hvordan systemet er bygget opp (NL = negativleder = minus 15kV, KL = kontaktledning = pluss 15kV, RR = skinnegang = 0kV). Det finnes flere forskjellige løsninger, men prinsipielt er løsningene like.

Prismessig må AT-system sees i sammenheng med bygging av/fornyelse av kl. Dette som en følge av at AT-systemet og kontaktledningsanlegget fysisk bygges sammen. Skal man bygge et AT-system må man sette opp nye master som kan bære negativleder og evt. forsterkningsleder. Et nytt kontaktledningsanlegg med AT er i reinvesteringstkostnader beregnet til å koste noen få prosent mer enn KL (forenklet årsak: AT-system har negativleder i stedet for returleder og autotransformatorer i stedet for sugetransformatorer).

Tap av energi i AT-system er beskrevet nærmere i kap. om økonomisk modellering av reinvesteringssdrifts- og vedlikeholdskostnader jf. kap 4.

Mer utfyllende informasjon om AT-system er blant annet å finne i vedlegg [4] og referanse [3], [4] og [7].

4 ØKONOMISKE ANALYSER

Med utgangspunkt i Interconsults modell for bokførte og historiske verdier, jf. ref. [1], er det gjort tilpasninger i modellen slik at det i tillegg til nyverdier, referert til 2003, fremkommer årlige drifts- og vedlikeholdskostnader og årlige reinvesteringstkostnader. Referanse [1] omfatter kun Bane Energis anlegg og ikke KL eller AT. Bane Energi har utvidet modellen med tap i omforming, distribusjon og kontaktledning og nettleie. Modellen står således frem som en økonomisk modell som dekker jernbanesektorens samlede kostnader til banestrømforsyning til og med kl, på de strekninger som er innlagt. Valg av referanseår er ubetydelig mht. sammenligning mellom alternativene.

Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader fremkommer ved å benytte nøkkeltall fra kraftforsyningsbransjen hvor disse kostnader er i prosent av nyverdi. Nøkkeltallene er spesifikke for de enkelte delanleggene. Det er gjort inndeling i stasjoner, apparat- og omformervogner, linjer, kabler og nettstasjoner. Revisjon av apparat- og omformervogner er inkludert i driftskostnadene.

I Interconsults modell er årlige drifts- og vedlikeholdskostnader i 2002 års prisnivå beregnet på nevnte anleggsdeler til 68,2 mill. kr. Tap og nettleie er holdt utenfor. Bane Energi har ved gjennomgang av regnskapet for 2002 og resultatet beskrevet i Bane Energis årsrapport for 2002, jf. ref.[2], gjort en beregning av de samme kostnadene og kommet til 67,8 mill. kr. Det understrekes at disse to fremgangsmåtene er uavhengige av hverandre og viser en svært god overensstemmelse mellom resultatene og at dette prinsippet for økonomisk modellering av drifts – og vedlikeholdskostnadene også er tilfredsstillende for Bane Energis anlegg. Det viser også at Bane Energis drifts- og vedlikeholdskostnader er på linje med kraftforsyningsbransjen for øvrig, og at erfaringstall fra bransjen kan benyttes der det er manglende underlag. Modellen kan i fremtiden vise seg å bli meget nyttig i forbindelse med budsjettarbeidet.

Et forhold som må tas i betraktning er at Bane Energi til nå har brukt forholdsvis lite midler på tyngre vedlikehold av bygninger. Gjennom 2004 er det imidlertid opparbeidet erfaringstall fra fjellsikring og betongvedlikehold i fjellstasjoner som kan benyttes for videre analyser. Et forhold som delvis veier opp for dette er at alle apparatvogner er ferdig ombygget om relativt få år og dermed opphører i hovedsak denne spesielle driftskostnaden. På denne bakgrunn brukes modellen med akseptabel trygghet i dette prosjektet.

Årlige reinvesteringstkostnader fremkommer som nyverdi dividert med teknisk levetid. I modellen er i utgangspunktet teknisk og økonomisk levetid satt like. Følgelig vil en forlengelse av alle tekniske levetider med for eksempel 10 %, medføre en reduksjon av årlige reinvesteringstkostnader på 10 %.

Kostnader for tap i omformerstasjoner og nettleie er lagt inn i modell under kategorien "Stasjoner" og fordelt pr. stasjon. Tap i den enkelte stasjon tar utgangspunkt i det samlede transportarbeidet for 2002 målt i MWh. Nettleie er lagt inn med de kostnader som påløp for nettleie i 2002. Her må det ved justering av modellen tas hensyn til de ledd som inngår i nettleien: fast-, energi- og effektledd. Tap og nettleie prisjusteres. Kostnader for tap i kontaktledning og overføring mellom omformerstasjoner og kontaktledning er lagt inn med spesifikke tapsprosent.

4.1 Basismodell – alternativ 1 – dagens situasjon

Det ble valgt å ta utgangspunkt i Dovrebanen, som en generell fjernstrekning, for å sammenligne forskjellige tekniske løsninger mht. ulike parametere. Kontaktledningsstrekning i modellen er Eidsvoll-Trondheim, totalt 481,5 km.

Dagens trafikkbelastning er lagt til grunn i beregningene. Dette gir bl.a. mulighet til å referere resultatene til en reell situasjon og som slik sett er en kjent størrelse. Dette er i noe grad omtalt nærmere i [4]. De ulike løsningenes robusthet i forhold til iboende kapasitet er også omtalt.

Omformerstasjoner som inngår er Tangen (2x7MVA), Rudshøgda (3,1MVA), Fåberg (2x5,8MVA), Fron (2x5,8MVA), Otta (3,1MVA), Dombås (2x7MVA), Oppdal (2x5,8MVA), Lundamo (2x7MVA)

og Stavne (2x6MVA). Stavne (statisk) og Lundamo (roterende) har stasjonære aggregat. Bestykning fra parken med transportable aggregat er 4x7MVA, 6x5,8MVA og 2x3,1MVA. I tillegg er det 2 stasjonsvogner, jf. Rudshøgda og Otta som er midlertidige stasjoner. Sum installert ytelse er 95MVA. For tap og nettleie for stasjonene er det benyttet reelle tall fra 2002. Som utgangspunkt for beregning er det benyttet en energipris på 20 øre/kWh og 4,5 % tap i kl.

4.1.1 Sammenstilling av resultater

Sammenstilling av resultater fra modellen for dagens løsning er gitt i Tabell 4-1. Denne basismodell danner utgangspunkt for alle hovedalternativene. Tilpassing av modellen til de øvrige hovedalternativ er beskrevet i egne kapitler.

Sammenstilling av resultater Dagens løsning	Nyverdi referert til 2003	Årlige drifts- og vedlikeholds- kostnader	Årlige reinvesterings- Kostnader
Anleggsdeler	(kkr)	(kkr/år)	(kkr/år)
Stasjoner	210 228	12 046	5 347
Apparat- og omformervogner	256 152	7 685	3 966
Linjer	2 190	44	63
Kontaktledning	1 203 645	12 682	24 073
Kabler	1 962	39	56
Nettstasjoner	0	0	0
Sum	1 674 176	32 495	33 505

Tabell 4-1 Sammenstilling av resultater for dagens løsning

4.2 Modell - Hovedalternativ 2 - det teoretisk optimale forsyningssystemet

Som sagt ble Dovrebanen på strekningen Eidsvoll-Trondheim benyttet for å se på en prinsipiell analyse og sammenligning av alternative systemer for banestrømforsyningsanlegg, gitt at man starter med blanke ark (hovedalternativ 2). Denne strekningen utgjør da en generell banestrekning som benyttes til å finne det teoretisk optimale energiforsyningssystemet, og i denne analysen tas det ikke hensyn til spesielle lokale forhold. Som beskrevet i kapittel 2.1.1, er det valgt en fremgangsmåte med optimalisering på systemnivå, hovedkomponentnivå, og optimalisering av delløsninger og delkomponenter.

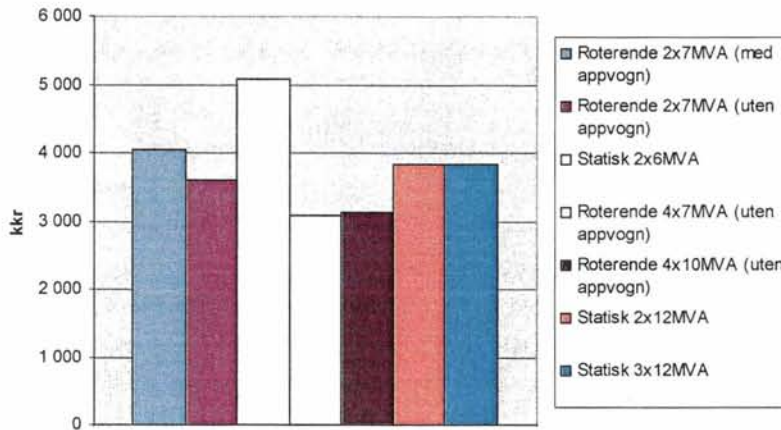
For å utrede beste løsning for fordeling av energi, ble det laget en modell for hver løsning, konvensjonell KL, AT og fjernledning. Kostnads kataloger for KL, AT og fjernledning lå inne, for den valgte 481 km lange strekningen, og modellene ble bestykt med omformerstasjoner (og trafostasjoner og fjernledning). Det henvises til vedlegg [6] for benyttede økonomiske byggeklosser for matestasjoner benyttet i denne sammenhengen.

4.2.1 Omformerstasjoner

På systemnivå kan omformerstasjoner deles inn i roterende og statiske aggregat. Ved fjernledningsalternativet vil det også inngå trafostasjoner, men dette påvirker ikke valget mellom de to. I første omgang ble stasjoner av forskjellig type i dagens eksisterende anleggsmasse analysert hver for seg.

For optimalisering av hovedkomponenter ble det benyttet tidligere utført analyser fra rapport "Forenkling av roterende omformerstasjoner i Bane Energis anlegg", jf. ref. [5] for omformerstasjoner med roterende omformere. For statiske omformerstasjoner finnes det ikke tilsvarende underlag, og en tilsvarende grundig optimalisering var ikke mulig for alle hovedkomponenter. For begge alternativene er det med bakgrunn i eksisterende modell for dagens anlegg, erfaringstall fra BE og elektrobransjen generelt, utarbeidet økonomiske byggeklosser for roterende og statiske omformerstasjoner med et representativt utvalg mht. ytelse. Optimalisering av hovedkomponenter for de forskjellige alternativ er beskrevet utfyllende i vedlegg [5]. Benyttede økonomiske byggeklosser er gitt i vedlegg [6].

Det ble beregnet måltall [kkr/MVA] for reinvesteringskostnader og årlige kostnader for de forskjellige alternativene. Investering (nyverdi) som funksjon av installert ytelse er vist i figur 4-1. For å undersøke forskjellen mellom konvensjonell løsning med transportabel apparatvogn og apparatvognfunksjonalitet i stasjonen, er alternativet dimensjonert for 2x7MVA undersøkt med begge alternativ.

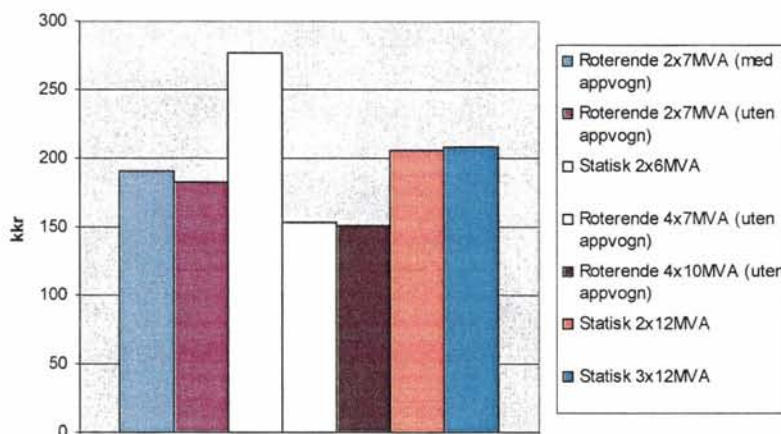


Figur 4-1 Reinvesteringskostnader pr. MVA for forskjellig teknikk og installert ytelse

Ut fra figuren kan det sees at stasjoner med stor ytelse gir generelt bedre måltall enn stasjoner med liten ytelse. De tre søylene til venstre i figuren har ytelse 12-14MVA, mens de 4 søylene til høyre har ytelse 24-40MVA.

Innenfor sammenlignbar ytelse gir roterende generelt bedre måltall enn statiske omformere. Markant høyest investering (nyverdi) pr. MVA av de undersøkte alternativene har statisk med ytelse på 2x6MVA. Laveste investering (nyverdi) pr. MVA har roterende med 4x7MVA og 4x10MVA. Roterende med forenklet løsning med apparatvognfunksjonalitet i stasjonen har lavere investering (nyverdi) pr. MVA enn tradisjonell løsning med transportabel apparatvogn for undersøkt tilfelle 2x7MVA.

Totale årlige kostnader, kan ses på som en sum av årlige drifts- og vedlikeholdskostnader og årlige reinvesteringskostnader. Summen av disse er vist i figur 4-2 for de forskjellige løsningene.



Figur 4-2 Årlige reinvesterings- og DV-kostnader pr MVA for forskjellig teknikk og ytelse

Figuren gir samme hovedkonklusjon som figur 4-1. Innenfor sammenlignbar ytelse har roterende bedre måltall enn statiske. Hovedårsaken til at statiske omformere har høyere årlige kostnader er høyere reinvesteringer på grunn av kortere levetid. Sammenlignes stasjoner med lik teknikk, oppnås det bedre måltall for stasjoner med stor ytelse enn med mindre ytelse.

Roterende med forenklet løsning med apparatvognfunksjonalitet i stasjonen har noe lavere årlige kostnader pr. MVA enn tradisjonell løsning med transportabel apparatvogn for undersøkt tilfelle 2x7MVA, men forskjellen er liten og må antas innenfor usikkerhet i beregningene.

4.2.2 Antall omformerstasjoner og installert ytelse

Følgende formuleringer angående dimensjonering og redundans finnes pr dags dato i Jernbaneverkets tekniske regelverk, JD546 kapittel 5.2:

- Energiforsyningen skal dimensjoneres slik at spenningen på strømvaktaker ikke underskrider 13,5 kV i en normal driftssituasjon.
- Energiforsyningen dimensjoneres slik at utfall av en mateenhet i én matestasjon ikke fører til overbelastning av andre mateenheter i samme stasjon eller nabostasjoner. Dimensjonerende belastning legges her til grunn.
- Energiforsyningen dimensjoneres slik at spenningen på strømvaktaker ikke underskrider 12,0 kV ved utfall av en mateenhet i en matestasjon. Dersom stasjonen kun består av en mateenhet vil kravet ikke gjelde.

Ut i fra rapport ref. [4] ble det funnet følgende maksimale avstander mellom hver omformerstasjon for å tilfredsstille gjeldende spenningskrav:

- Ved konvensjonell KL bør det være maksimalt ca. 80km mellom hver omformerstasjon
- Ved AT bør det være maksimalt ca. 160km mellom hver omformerstasjon
- Ved fjernledning bør det være maksimalt ca. 250 km mellom omformere og ca. 50 km mellom trafostasjonene

På bakgrunn av ref [4] ble følgende konfigurasjon valgt som utgangspunkt i modellene:

- Ved konvensjonell KL installeres det 7 omformerstasjoner (ca. 70km mellom hver)
- Ved AT installeres det 4 omformerstasjoner (ca. 120km mellom hver)
- Ved fjernledning installeres det 3 omformerstasjoner (ca. 160km mellom hver) og 40 km mellom trafostasjonene

Sett fra togene vil dette gi tilnærmet sammenlignbare spenningsforhold, dvs. tilnærmet sammenlignbar kvalitet.

Ved fjernledning (3 omformerstasjoner) og AT (4 omformerstasjoner) er det behov for større installert ytelse i hver stasjon enn ved konvensjonell KL (7 omformerstasjoner). Følgende byggeklosser for omformerstasjoner er benyttet i modellene (ref kapittel 4.2.1):

- Konvensjonell KL: stasjon for roterende aggregat dimensjonert for 2x7MVA med apparatvognfunksjonalitet i stasjonen.
- AT og fjernledning: stasjon for roterende aggregat dimensjonert for 4x7MVA med apparatvognfunksjonalitet i stasjonen.

For å få mest mulig sammenlignbare resultater i modellene, ble det kun benyttet 5,8MVA aggregater i alle modeller. For konvensjonell KL er det i modellen installert 2x5,8MVA i alle stasjoner, men det for både AT og fjernledning er vurdert som tilstrekkelig med 3x5,8MVA.

Total installert ytelse og mulig utbyggbarhet for hver modell er vist i tabell 4-2.

Konsept	Sum ytelse modell [MVA]	Mulig maksimal ytelse [MVA]	Utbyggbarhet [%]
Konvensjonell kl	81,2	98	121
AT	69,6	112	161
Fjernledning	52,2	84	161

Tabell 4-2 Ytelse og utbyggbarhet for modellene

Benyttet installert ytelse i disse beregningene er ikke utredet i detalj, men basert på erfaring. Benyttede byggeklosser for omformerstasjoner gir imidlertid god fleksibilitet, da de er dimensjonert for hhv 2x7MVA og 4x7MVA. Usikkerheten blir da kun relatert til hvor mange og hvor store transportable aggregat som må benyttes i hver enkelt stasjon.

Verdi og tilhørende årlige kostnader for linjer og kabler varierer fra stasjon til stasjon avhengig av eierskap, lengde og spenningsnivå. Som vist i tabell 4-1, for dagens anlegg, utgjør linjer og kabler forholdsvis små deler av totalsummene, men det er valgt å benytte gjennomsnittsverdier fra eksisterende anlegg for Dovrebanen for hver stasjon i modellene. Det er ikke tatt hensyn til at stasjoner med større ytelse sannsynligvis får kraftigere tverrsnitt på linjer og kabler, men dette er vurdert å utgjøre forsvinnende lite i denne sammenheng.

4.2.3 Energiomsetning pr. stasjon, nettleie og tap:

I modell for dagens anlegg er energiomsetning pr. omformerstasjon reelle målte verdier fra 2002, og tap i omformerstasjonen beregnet direkte ut fra mottatt energi og avlevert energi. Nettleie er reelle verdier. For å kunne sammenligne de forskjellige systemene konvensjonell KL, AT og fjernledning, innbyrdes og med dagens anleggsmasse, må det etableres sammenlignbare kriterier og kvalitetsmål. Derfor er det for alle fiktive stasjoner i modellene beregnet energiomsetning, tap, nettleie på et mest mulig sammenlignbart grunnlag.

For mest mulig korrekt sammenligning ble det i modell for dagens bane beregnet energi relatert til transportarbeidet for Dovrebanen ref. til 2002. Dette ble beregnet i modellen som avlevert energi fra omformerstasjoner minus tap i overføring (kontaktledning). Denne energibelastningen ble holdt konstant som referansepunkt i alle modellene, og med utgangspunkt i dette ble det regnet tilbake til omformerstasjonene ved å legge til tap. Total energi er fordelt likt pr. omformerstasjon i modellene.

Med bakgrunn i rapport fra Prosjekttjenester jf. ref. [6] og et visst skjønn er gjennomsnittlig energitap i konvensjonell KL satt til 4,5 % av utmatet energi fra omformerstasjoner som utgangspunkt for de økonomiske bergningene. Det er i nevnte rapport simulert effekttap i kontaktledningen ved maksimalbelastning for de forskjellige løsningene med de gitte avstandene mellom omformerne, og dette er funnet til å være 12,8 % tap ved konvensjonell kl, 11,9 % ved AT og 9,7 % ved fjernledning. Den prosentvise forskjellen i effekttap kan med stor grad av riktighet overføres til energitap, og energitap ved AT og fjernledningsalternativet er dermed beregnet med bakgrunn i dette:

for AT-løsningen tilsvarer effekttapet ca. 90 % av tapet i konvensjonell kl, og energitapet benyttet i modellen settes dermed til $0,9 \times 4,5 \%$ som tilsvarer ca. 4 %.

For fjernledning tilsvarer effekttapet ca. 75 % av tapet i konvensjonell kl, og energitapet benyttet i modellen settes dermed til $0,75 \times 4,5 \%$ som tilsvarer ca. 3,4 %

Det understrekes at disse tallene er beregnet i dette prosjektet for å benyttes som sammenligningsgrunnlag for de forskjellige løsningene, og ikke nødvendigvis er korrekt å benytte ukritiske i andre sammenhenger. Videre understrekes her at det er benyttet likt trafikkgrunnlag for å sammenligne alternativene.

Antatte tap i omformerstasjoner er basert på tall fra eksisterende modell, der det er utvist skjønn ut fra valgt løsning. Snittet for Dovrebanen med dagens løsning, som benyttet i beregning i dette kapittel, er ca. 20 % av innmatet energi. De stasjoner med roterende aggregater med best virkningsgrad fra eksisterende modell har ca. 10 % tap, som antas som det beste oppnåelige med roterende aggregater. Dette er stasjoner nær Oslo-området, som over tid har jevnere belastning nærmere stasjonenes merkelast, mindre tomgangskjøring og tilhørende mindre tap. Ved færre omformerstasjoner, der hver stasjon dekker et større forsyningsområde, vil dette gjøre seg gjeldende og følgende tap i omformerstasjoner er lagt til grunn i modeller:

Ved fjernledningsalternativet (3 omformerstasjoner) antas det lite tomgangskjøring, jevn belastning og tap på 10 % i omformerne.

Ved konvensjonell KL (7 omformerstasjoner) antas det ca. 15 % tap i omformerstasjoner. Ved AT (4 omformerstasjoner) antas det ca. 12 % tap i omformerstasjoner.

Det understrekes at disse tallene er beregnet i dette prosjektet for å benyttes som sammenligningsgrunnlag for de forskjellige løsningene, og ikke nødvendigvis er korrekt å benytte ukritiske i andre sammenhenger.

Det er store lokale variasjoner i nettleie for omformerstasjoner. Dette består av fastledd, energiledd og effektledd. I modell for dagens løsning er reelle tall fra 2002 benyttet. For de alternative løsningene med fiktive stasjoner er det lagt inn gjennomsnittsverdier, basert på eksisterende stasjoner på Dovrebanen, for hver stasjon. For fastleddet er det benyttet en ren gjennomsnittsverdi, for energiledd en gjennomsnittsfaktor for kr/MWh og for effektledd er det benyttet gjennomsnittsverdi for kr/MW. Sum effekt- og energiforbruk for Dovrebanen i dag (tall fra 2002) er lagt til grunn, og dette er fordelt pr. stasjon slik at kostnader med økt effekt- og energiuttak for hver stasjon er tatt med. Overførings- og omformertap er medregnet. Som utgangspunkt for beregning er det benyttet en energipris på 20 øre/kWh.

Som beskrevet ble energi til transportarbeid holdt konstant. I modellen vil dermed energitap i overføring beregnes som angitt prosentverdi av transportarbeidet. Dette tapet blir en årlig driftskostnad for overføring. Utmatet energi fra omformerstasjoner blir da transportarbeidet pluss tap i overføring. På samme måte er prosentandel tap i omformerstasjoner referert til transportarbeidet. Dette blir en årlig driftskostnad for omformerstasjoner, og innmatet energi til omformerstasjoner blir utmatet energi fra omformerstasjonen pluss tap i stasjonen. Innmatet energi benyttes til å beregne energileddet for nettleien.

4.2.4 Sammenstilling av resultater

Sammenstilling av resultater fra økonomisk modellering av alternativene er gitt i Tabell 4-3, Tabell 4-4, og Tabell 4-5.

Fiktiv konvensjonell KL	Nyverdi referert til 2003	Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader	Årlige reinvesteringskostnader
Anleggsdeler	(kkr)	(kkr/år)	(kkr/år)
Stasjoner	183 960	11 507	6 076
Apparat- og omformervogner	115 933	3 478	1 656
Linjer	1 112	22	32
Kontaktledning	1 203 645	12 682	24 073
Kabler	1 102	22	31
Nettstasjoner	0	0	0
Sum	1 505 751	27 711	31 868

Tabell 4-3 Sammenstilling av resultater for fiktiv konvensjonell KL

Av de årlige drifts og vedlikeholdskostnader på ca. 27,7 millioner inngår nettleie på ca. 4,5 millioner og energitap på ca. 3,1 millioner.

Fremtidig banestrømforsyning

AT	Nyverdi referert til 2003	Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader	Årlige reinvesteringskostnader
Anleggsdeler	(kk)	(kk/år)	(kk/år)
Stasjoner	150 204	9 390	4 980
Apparat- og omformervogner uten rev.	99 371	2 981	1 420
Linjer	635	13	18
Kontaktledning	1 203 645	12 607	24 073
Kabler	629	13	18
Nettstasjoner	0	0	0
Sum	1 454 485	25 003	30 508

Tabell 4-4 Sammenstilling av resultater for AT

Av de årlige drifts og vedlikeholdskostnader på ca. 25 millioner inngår nettleie på ca. 3,8 millioner og energitap på ca. 2,5 millioner.

Fjernledning	Nyverdi referert til 2003	Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader	Årlige reinvesteringskostnader
Anleggsdeler	(kk)	(kk/år)	(kk/år)
Stasjoner	167 530	8 377	5 434
Apparat- og omformervogner uten rev.	74 535	2 236	1 065
Linjer	162 332	3 247	3 247
Kontaktledning	1 203 645	12 518	24 073
Kabler	4 563	91	91
Nettstasjoner	0	0	0
Sum	1 612 606	26 469	33 910

Tabell 4-5 Sammenstilling av resultater for Fjernledning

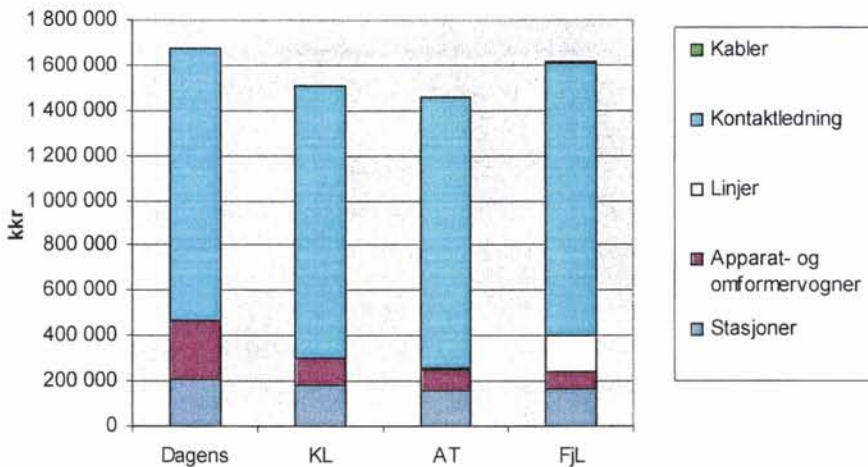
Av de årlige drifts og vedlikeholdskostnader på ca. 26,5 millioner inngår nettleie på ca. 3 millioner og energitap på ca. 2 millioner.

AT-løsningen skiller seg ut som den økonomisk beste løsningen i den teoretisk optimale modellen med lavest nyverdi, lavest årlige drifts- og vedlikeholdskostnader og årlige reinvesteringskostnader.

Fjernledningsalternativet har høyest nyverdi og tilhørende årlige reinvesteringskostnader, mens konvensjonell KL har høyest årlige drifts- og vedlikeholdskostnader.

I figur 4-3 er nyverdien av anleggsmassen og hvordan de forskjellige anleggsdelene bidrar til totalsummen vist grafisk.

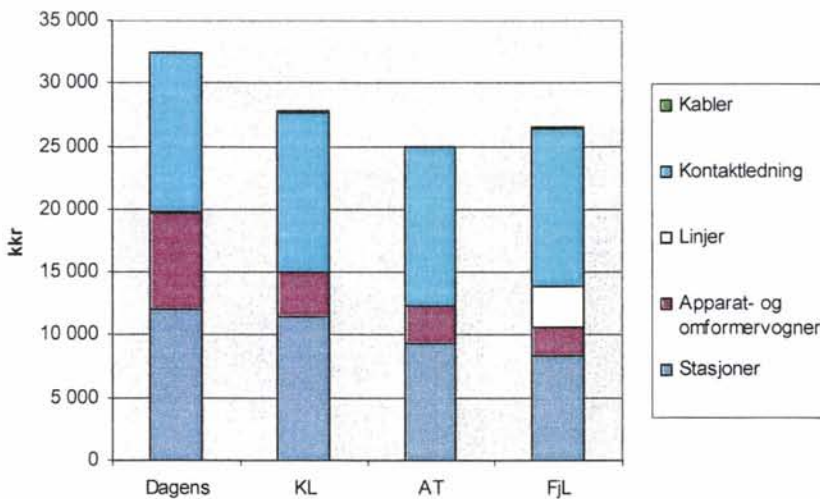
Fremtidig banestrømforsyning



Figur 4-3 Nyverdi anleggsmasse fordelt pr. anleggsdel

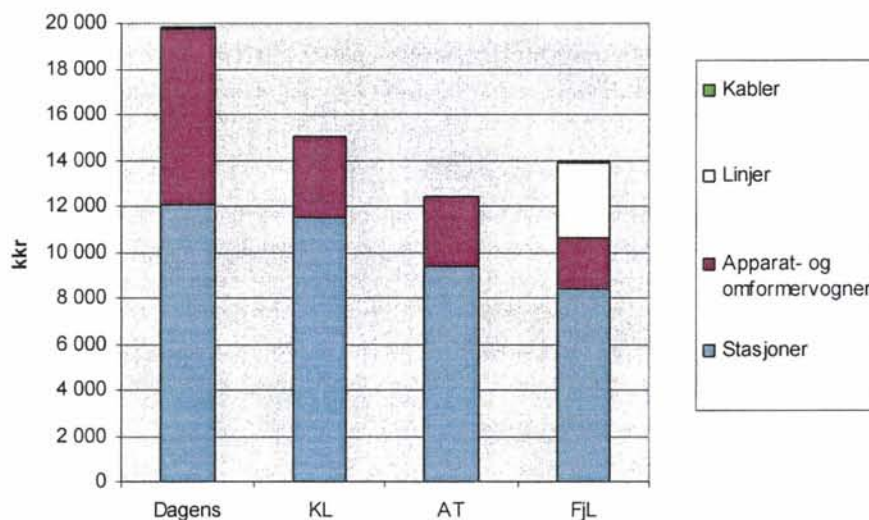
Dagens løsning har høyest nyverdi, med fjernledningsalternativet som nummer 2. AT-alternativet har lavest nyverdi. Totalsummen domineres av KL som det største kostnadselementet. Ettersom det i beregningen er benyttet samme reinvesteringskostnad og DV-kostnad for KL og AT, er imidlertid dette kostnadselementet konstant for løsningene.

En tilsvarende grafisk fremstilling av årlige drifts- og vedlikeholdskostnader, med fordeling pr. anleggsdel er vist i figur 4-.



Figur 4-4 Årlige DV-kostnader for anleggsmasse fordelt pr. anleggsdel inkl. nettleie og tap

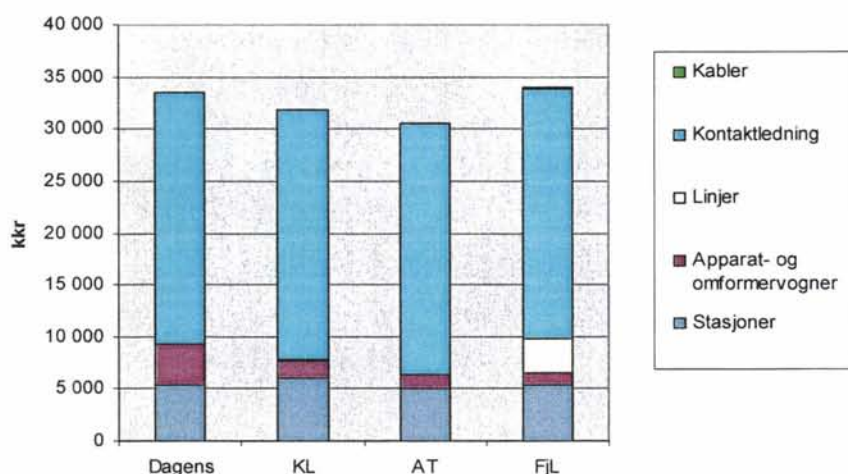
I modellen er drifts- og vedlikeholdskostnadene proporsjonale med investeringskostnadene med unntak av tapskostnadene, og figuren gir dermed samme hovedkonklusjon som figur 4-3: AT-løsningen har lavest årlige DV-kostnader, og dagens løsning de høyeste. Tapene gir utslag i at Fjernledningsalternativet vil gi lavere årlige drifts- og vedlikeholdskostnader enn fiktiv KL-løsning, Også her er kostnadselementet kontaktledning konstant for løsningene, ettersom det i beregningene er benyttet samme reinvesteringskostnad og DV-kostnad for KL og AT. Hva som skiller de forskjellige løsningene mht anleggsdeler kommer også her lettere fram ved å skissere dette grafisk uten dette elementet, som vist i figur 4-5.



Figur 4-5 Årlige DV-kostnader anleggsdeler utenom kl

Med AT-løsningen oppnås de laveste årlige DV-kostnader, da dette er mulig å drifte med forholdsvis få stasjoner og aggregat. Fjernledningsalternativet har noe lavere DV-kostnader for stasjoner og aggregater, men kostnader for linjene gjør løsningen totalt sett dyrere enn AT mht årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. Årsaken til at drifts- og vedlikeholdskostnader for posten "Stasjoner" er lavere for fjernledningsalternativet er at transformatorene, som utgjør en forholdsvis stor verdi, medfører forholdsvis små årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. I tillegg er tapene, som er den del av disse kostnadene, fordelaktige for denne løsningen.

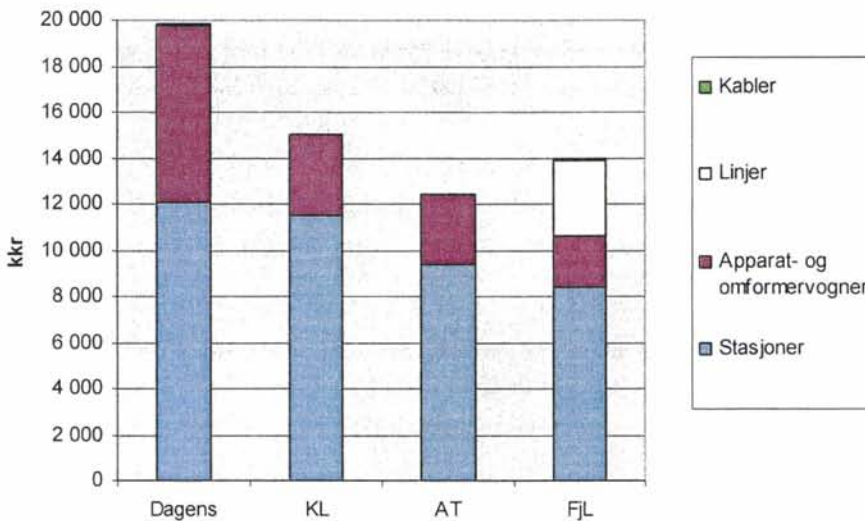
Årlige reinvesteringskostnader med fordeling pr. anleggsdel er vist i figur 4-6.



Figur 4-6 Årlige reinvesteringer for anleggsmasse fordelt pr. anleggsdel

AT-løsningen har også de laveste årlige reinvesteringskostnadene, mens fjernledningsløsningen gir kostnader høyere, eller i samme størrelsesorden som dagens løsning, i hovedsak på grunn av reinvesteringskostnader for linjer.

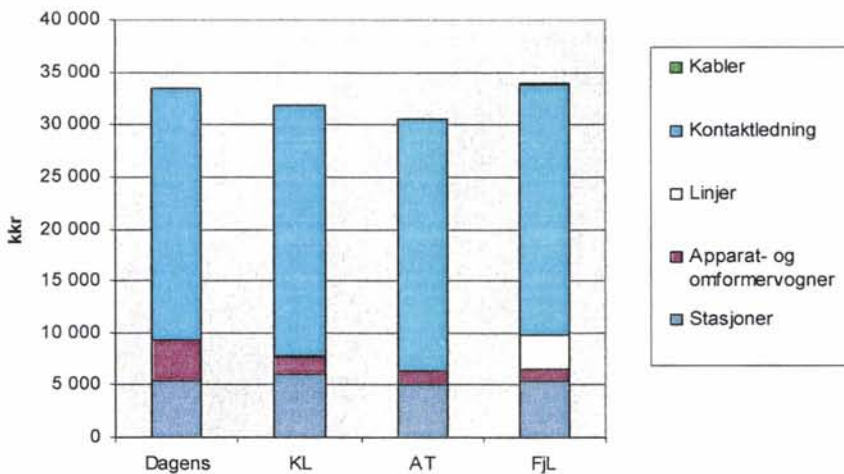
Årlige reinvesteringskostnader med fordeling pr. anleggsdel uten KL er vist i figur 4-7.



Figur 4-5 Årlige DV-kostnader anleggsdeler utenom kl

Med AT-løsningen oppnås de laveste årlige DV-kostnader, da dette er mulig å drifte med forholdsvis få stasjoner og aggregat. Fjernledningsalternativet har noe lavere DV-kostnader for stasjoner og aggregater, men kostnader for linjene gjør løsningen totalt sett dyrere enn AT mht årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. Årsaken til at drifts- og vedlikeholdskostnader for posten "Stasjoner" er lavere for fjernledningsalternativet er at transformatorene, som utgjør en forholdsvis stor verdi, medfører forholdsvis små årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. I tillegg er tapene, som er den del av disse kostnadene, fordelaktige for denne løsningen.

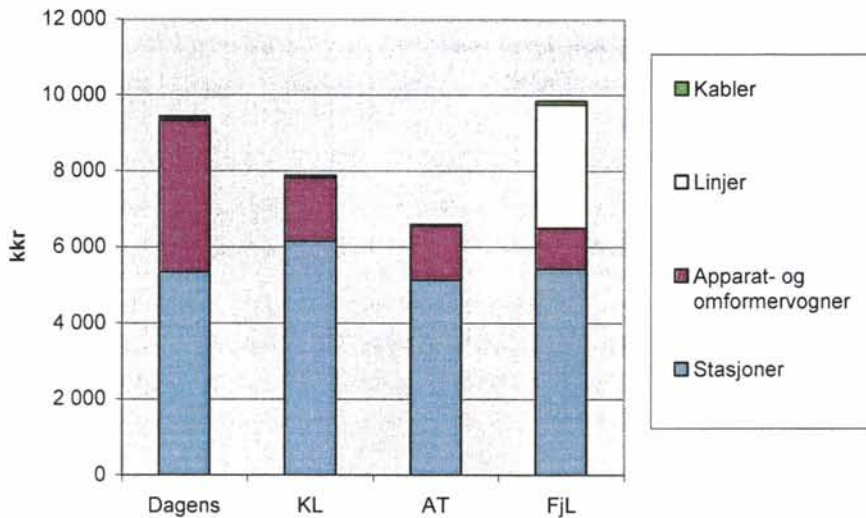
Årlige reinvesteringskostnader med fordeling pr. anleggsdel er vist i Figur 4-12.



Figur 4-6 Årlige reinvesteringer for anleggsmasse fordelt pr. anleggsdel

AT-løsningen har også de laveste årlige reinvesteringskostnadene, mens fjernledningsløsningen gir kostnader høyere, eller i samme størrelsesorden som dagens løsning, i hovedsak på grunn av reinvesteringskostnader for linjer.

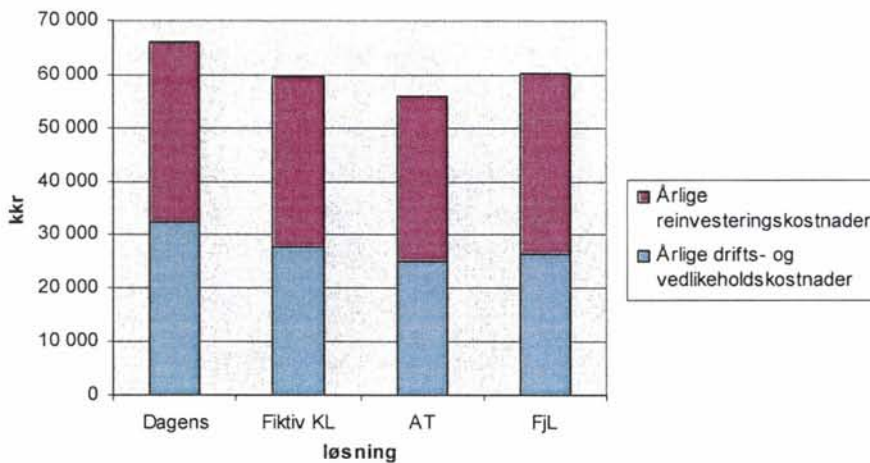
Årlige reinvesteringskostnader med fordeling pr. anleggsdel uten KL er vist i figur 4-7.



Figur 4-7 Årlige reinvesteringer, anleggsdeler utenom kl

Av figuren kan det ses at AT-løsningen skiller seg ut med lavest verdi. Fiktiv KL gir, totalt sett, høyere verdi i hovedsak på grunn av flere omformerstasjoner. Høye reinvesteringskostnader for linjer bidrar til at fjernledningsalternativet har høye årlige reinvesteringskostnader.

Totale årlige kostnader vil være summen av årlige reinvesteringskostnader og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. Summen av disse for de forskjellige løsningene vil fordele seg som vist i figur 4-8.



Figur 4-8 Totale gjennomsnittlige årlige kostnader

Av figuren kan det ses at AT gir lavest årlige kostnader, mens KL- og fjernledningsalternativet gir årlige kostnader i omtrentlig samme størrelsesorden. Dagens løsning gir høyest årlige kostnader.

4.2.5 Følsomhetsanalyser

For å kontrollere i hvilken grad variasjon av parametere beheftet med usikkerhet påvirker resultatene, og eventuelt konklusjonen, er det utført følsomhetsanalyser.

De parametere beheftet med størst usikkerhet, og som antas kan påvirke resultatene i størst grad er:

- Antall innmatingspunkt
- Tap i omformerstasjoner og KL ved forskjellige løsninger.

- Energipris
- Reinvestering og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader
- Kostnader ved varierende antall km tunnel på strekningen

Det er utført følsomhetsanalyser med variasjon av disse parametrene for å undersøke hvordan dette påvirker resultatene og eventuelt konklusjonen. I figurene er alle sammenlignbare kurver gitt samme skala på y-aksen slik at sammenligning av hvor mye parameterne påvirker resultatet enklere kan gjøres.

4.2.5.1 Nødvendig antall innmatingspunkt:

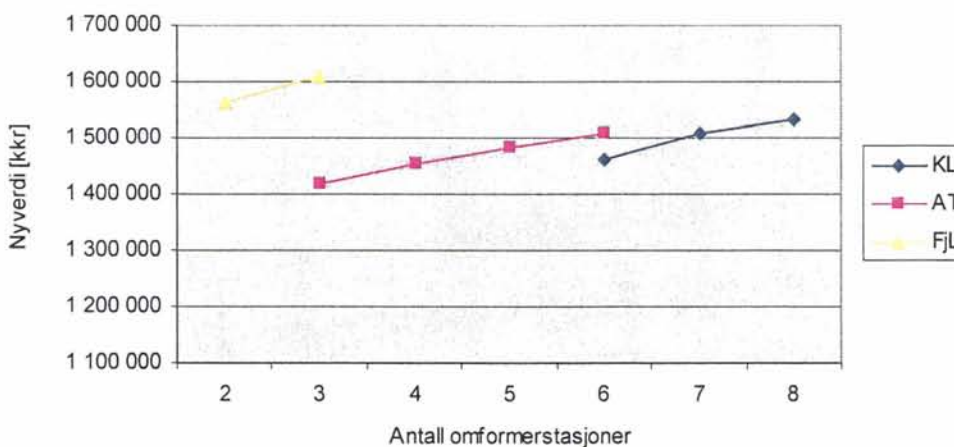
Nødvendig antall omformere med forskjellige systemer er hentet fra Rapport, ref. [4] fra Prosjektjenester. For omtrentlig lik kvalitet på strømforsyningssystemene er følgende utgangspunkt benyttet i modellen:

- KL: 7 omformerstasjoner med 2x5,8MVA, tilsvarende ca. 70km mellom hver
- AT: 4 omformerstasjoner med 3x5,8MVA, tilsvarende ca. 120km mellom hver
- Fjernledning: 3 omformerstasjoner med 3x5,8MVA, tilsvarende ca. 160km mellom hver

Det er utført følsomhetsanalyser for å sjekke i hvilken grad antall innmatingspunkt slår ut for de forskjellige løsningene, der aktuelt variasjonsområde er vurdert til:

- 6-8 omformerstasjoner for KL (80-60km mellom hver)
- 3-6 omformerstasjoner for AT (160-80km mellom hver)
- 2-3 omformerstasjoner for fjernledning (FjL) (240-160km mellom hver)

Variierende antall omformere vil påvirke både nyverdi (investering), årlige drifts- og vedlikeholdskostnader og årlige reinvesteringskostnader. Hvordan variasjon av antall omformerstasjoner påvirker nødvendig reinvestering er vist i figur 4-9.

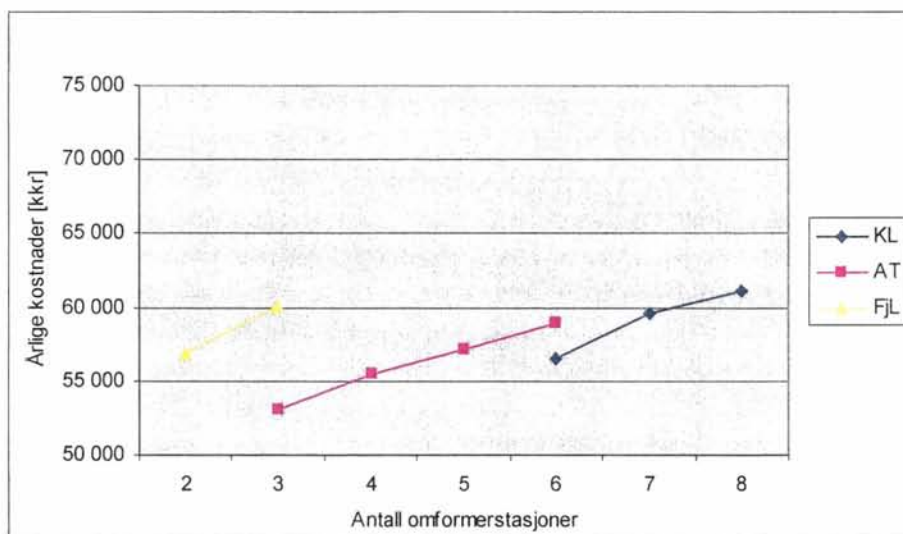


Figur 4-9 Nyverdi (investering) ved varierende antall omformerstasjoner

Dersom AT med 4 omformerstasjoner (utgangspunktet for modell) sammenlignes med alternativene, er det bare KL-løsning med 6 omformerstasjoner som gir reinvestering i samme størrelsesorden som denne. Fjernledningsalternativet gir høye reinvesteringskostnader selv med bare 2 omformerstasjoner. Begge disse alternativ antas å gi dårligere kvalitet enn AT med 4 omformerstasjoner. AT-løsning med 5 omformerstasjoner gir lavere reinvesteringer enn KL-løsning med 7 omformerstasjoner og fjernledning med 3 omformerstasjoner som beregnet i utgangspunktet.

Årsaken til at AT-alternativet med 6 omformerstasjoner har høyere reinvestering enn KL med likt antall stasjoner (6), er at det i AT-modellen er 4 stasjoner dimensjonert for 4 aggregat og 2 stasjoner dimensjonert for 2 aggregat, mens alle 6 stasjonene ved KL kun er dimensjonert for 2 aggregat. Det er ikke lineære forhold med variasjon av antall omformerstasjoner. Dette skyldes overnevnte grunner og at det i hvert enkelt tilfelle er gjort vurderinger mht. antall aggregater og installert ytelse.

Hvordan variasjon av antall omformerstasjoner påvirker totale årlige kostnader (summen av årlige drifts- og vedlikeholdskostnader og årlige reinvesteringskostnader) er vist i figur 4-10.



Figur 4-10 Årlige kostnader ved varierende antall omformerstasjoner

Figuren fremstiller totale årlige kostnader beregnet i modellen, dvs. summen av årlige drifts- og vedlikeholdskostnader og årlige reinvesteringskostnader. Av figuren kan det ses at AT-løsning med 4 omformerstasjoner (utgangspunktet for modell) gir lavere årlige kostnader enn alternativene, selv med reduksjon av antall omformerstasjoner ved disse alternativene.

Det er ikke lineære forhold med variasjon av antall omformerstasjoner. Dette skyldes overnevnte grunner og at det i hvert enkelt tilfelle er gjort vurderinger mht. antall aggregater og installert ytelse. Antall aggregat i analysen er beholdt på opprinnelig antall, eller maksimalt mulig antall. For KL er det i utgangspunktet benyttet 7 stasjoner med 2x5,8MVA, dvs. totalt 14 aggregat. Når antall stasjoner økes til 8, beholdes 14 aggregat og det antas at det er tilstrekkelig med 1x5,8MVA i to av stasjonene. For KL med 6 stasjoner er det 2x5,8MVA i hver, og dermed 12 aggregat totalt. For AT er utgangspunktet 4 stasjoner med 3x5,8MVA, dvs. 12 aggregat. Når antall stasjoner økes til 5, er det lagt til en konvensjonell stasjon med plass til 2 aggregat, og det blir da 2 stasjoner med 3 aggregat installert, og 3 stasjoner med 2 aggregat installert. Ved 6 stasjoner er det 2x5,8MVA i alle stasjoner. Når antall stasjoner reduseres til 3 er det benyttet 4 aggregater i alle stasjoner, dvs. 12 aggregat. For fjernledningsalternativet er antall aggregat redusert fra 9 (3 stasjoner med 3x5,8MVA) til 8 (2 stasjoner med 4x5,8MVA).

4.2.5.2 Tap

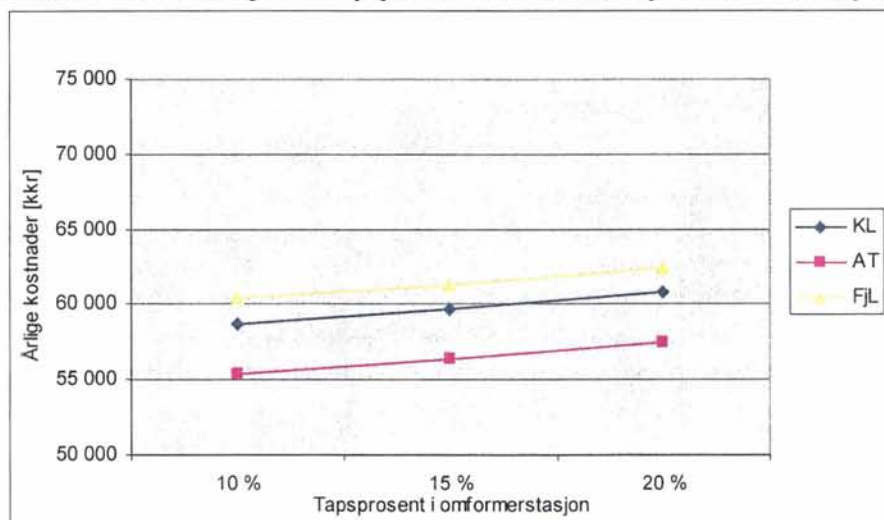
Utgangspunktet for analysen er:

- KL: tap i omformere 15 %, tap i overføring 4,5 %
- AT: tap i omformere 12 %, tap i overføring 4 %
- FjL: tap i omformere 10 %, tap i overføring 3,4 %

Alle tapsprosent er referert til transportarbeidet.

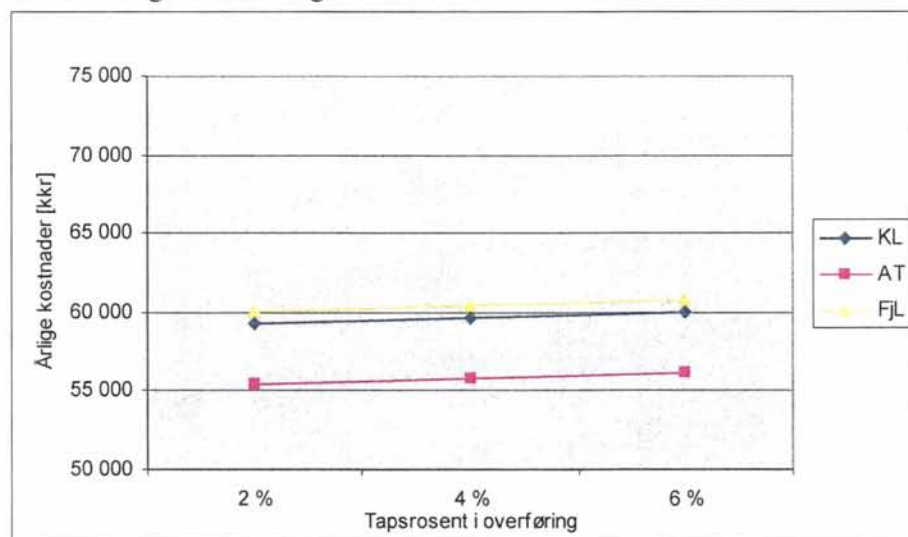
Det er utført følsomhetsanalyser på tapsprosent med variasjonsområde 10-20 % tap i omformer og 2-6 % tap i overføring. Variasjon av tap vil i modellen kun påvirke årlige drifts- og

vedlikeholdskostnader. Resultat for variasjon av omformertap er vist i figur 4-11, der totale årlige kostnader er en funksjon av tapsprosent i omformerstasjoner for de forskjellige løsningene.



Figur 4-11 Årlige kostnader ved varierende tapsprosent i omformerstasjoner

Av figuren kan det ses at AT-løsningen vil gi lavest årlige kostnader selv ved det mest urealistiske ytterpunktet: Dersom det er 20 % tap i omformerstasjoner ved AT-alternativet og 10 % tap ved andre alternativ. En så stor forskjell i tapsprosentene for disse to alternativene anses imidlertid urealistisk. Variasjon av tapsprosent i overføring innenfor valgt variasjonsområdet gir tilsvarende kurver, men mindre utslag som vist i figur 4-12.



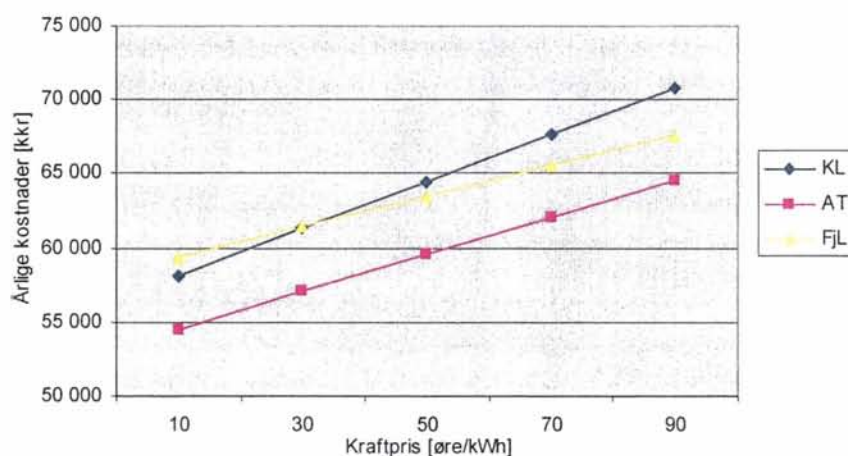
Figur 4-12 Årlige kostnader ved varierende tapsprosent i overføring

Variasjon av tap i overføring innenfor dette variasjonsområdet gir forholdsvis små utslag. AT-systemet gir laveste årlige kostnader innenfor variasjonsområdet.

4.2.5.3 Energipris:

Som utgangspunkt i analysen er det benyttet en energipris på 20 øre/kWh.

Det er utført følsomhetsanalyser på energipris med variasjonsområde 10-90 øre/kWh for å kontrollere i hvilken grad dette slår ut for de forskjellige løsningene. Variasjon av energipris vil i modellen kun påvirke årlige drifts- og vedlikeholdskostnader, og resultat er vist i figur 4-13, der årlige kostnader er en funksjon av energipris.



Figur 4-13 Årlige kostnader ved varierende energipris

Av figuren kan det ses at alle løsningene varierer lineært med energiprisen, men at økende energipris gir minst utslag for fjernledningsalternativet (få stasjoner og minst tap), og mest for konvensjonell KL (mange stasjoner og mest tap). AT-alternativet har lavest årlige kostnader innenfor variasjonsområdet. Fjernledningsalternativet gir lavere årlige kostnader enn KL-alternativet for energipriser over ca. 30 øre/kWh, mens skjæringspunktet med AT ligger på ca. 210 øre/kWh.

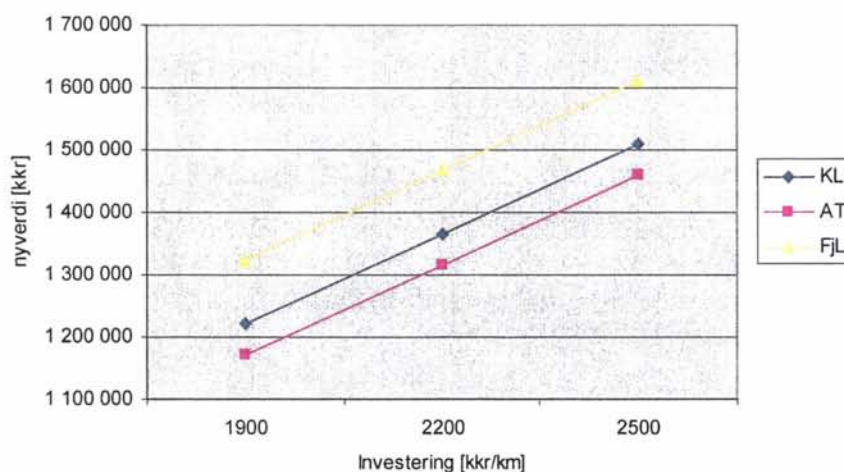
4.2.5.4 Investering og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader for KL og AT

Det er i utgangspunktet for analysen benyttet like kostnadselementer for KL og AT; reinvesteringskostnad er satt til 2,5 mill/km og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er satt til 1 % av investering.

Det er utført følsomhetsanalyser på reinvesteringskostnad med variasjonsområdet 1,8 - 2,5 mill/km og prosentsats for årlige DV-kostnader er variert mellom 1 - 1,4 %.

Variierende investeringskostnader for KL og AT vil påvirke både nyverdi (investering), årlige drifts- og vedlikeholdskostnader og årlige reinvesteringskostnader.

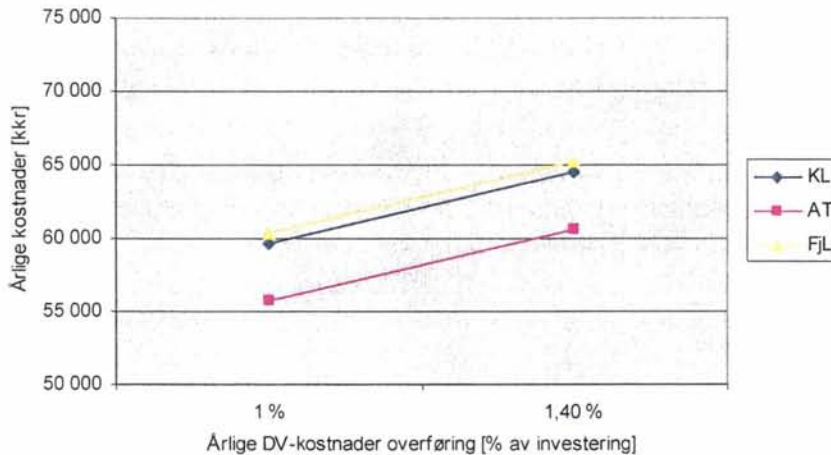
Resultater for variasjon i reinvesteringskostnad er vist i figur 4-14, der nyverdi (investering) er en funksjon av reinvesteringskostnad for overføringen (KL og AT).



Figur 4-14 Nyverdi ved varierende reinvesteringskostnad for overføringssystem

Av figuren kan det ses at variasjon av reinvesteringskostnad for overføringssystemet gir kraftig utslag på reinvesteringen totalt sett. Dersom reinvesteringskostnad for AT er 2,5 mill/km, mens reinvesteringskostnad for KL er 2,2 mill/km, vil AT-løsningen gi omtrentlig 75 millioner høyere reinvestering totalt sett i forhold til KL, forutsatt at begge løsningene er teoretisk optimalt oppbygget. Reinvesteringskostnad for overføringssystem er derfor en kritisk parameter.

Resultat for variasjon av årlige DV-kostnader for overføringssystemet er vist i figur 4-15, der årlige kostnader (totalt sett for løsningen) er en funksjon av årlige DV-kostnader for overføring (angitt som prosent av investering).



Figur 4-15 Årlige kostnader ved varierende DV-kostnader for overføringssystem

Av figuren kan det ses at små variasjoner i DV-kostnader for KL og AT gir forholdsvis store utslag på totale årlige kostnader. Dersom årlige drifts- og vedlikeholdskostnad for AT er 1,4 % av investering, og drifts- og vedlikeholdskostnad for KL er 1 % (forutsatt samme investeringskostnad), vil årlige kostnader for både konvensjonell KL og fjernledning bli i samme størrelsesorden som AT-løsningen.

Det er og gjort en enkel undersøkelse av hva investeringskostnaden på AT kan være i forhold til de reduserte, årlige drifts og vedlikeholdskostnadene for dette systemet sammenlignet med KL. Med utgangspunkt i 2 500 kkr/km for KL: AT kan ha en km-pris på inntil 3 041 kkr/km, eller en margin på 21,6 % før årlige DV-kostnader blir like tilsvarende kostnader for KL. Med utgangspunkt i 2 200 kkr/km for KL: AT kan ha en km-pris på inntil 2 741 kkr/km, dvs. en margin på 24,6 %, før årlige DV-kostnader blir like tilsvarende kostnader for KL. Marginen øker med avtagende km-pris fordi besparelsene knyttet til energi og nett (matestasjoner) er like store, mens øvrige vedlikeholdskostnader synker proporsjonalt med investeringskostnadene.

4.2.5.5 KL og AT kostnader ved varierende antall km tunnel på strekningen

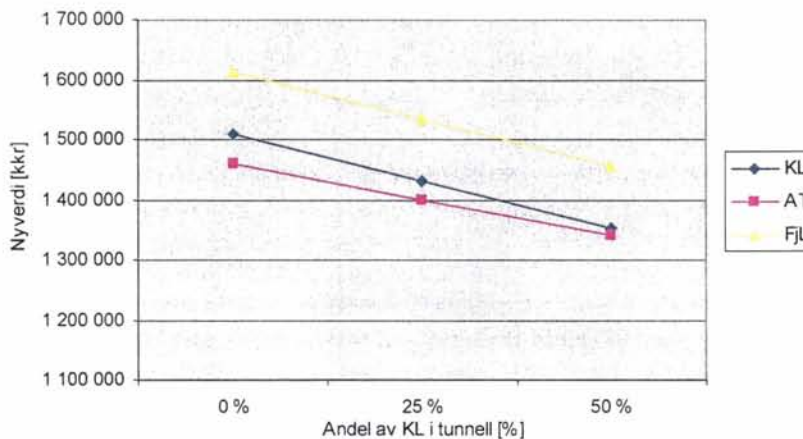
Ettersom reinvesteringskostnad for overføringssystem er den parameter som gir kraftigst utslag for løsningen totalt sett, og den eneste parameter som kan snu konklusjonen, er det sett på i hvor stor grad andel tunnel på strekningen slår ut. Som utgangspunkt for beregningene er det benyttet kostnadskatalog vist i Tabell 4-6 for reinvesteringskostnad, jf. kap. 3.2.4.3, for KL og AT på henholdsvis fri linje og i tunnel.

Kontaktledningsanlegg			
Type	Referanse- år	fri linje (kkr/km)	tunnel (kkr/km)
AT	2003	2500	2000
Kl	2003	2500	1850

Tabell 4-6 kostnadskatalog for KL og AT

Ved stor andel tunnel på strekningen, vil KL komme fordelaktig ut i forhold til AT, ettersom det er lavere reinvesteringskostnad for KL enn for AT i tunnel. For å kontrollere i hvilken grad dette slår ut for konvensjonell KL og AT, er det utført beregninger der 0 %, 25 % og 50 % av strekningen går i tunnel.

Resultat for variasjon av andel tunnel på strekningen angitt som prosentandel er vist i figur 4-16.



Figur 4-16 Nyverdi (investering) ved varierende andel tunnel på strekningen

Av figuren kan det ses at AT-løsningen er rimeligst innenfor det analyserte variasjonsområdet, og først ved en andel tunnel på 50 % gir KL-løsningen reinvesteringskostnader i samme størrelsesorden som AT-løsningen med det benyttede tallmateriale, og forutsatt begge løsninger teoretisk optimalt oppbygget.

4.2.6 Teoretisk optimalt forsyningssystem - diskusjon

Utredningene så langt har tatt for seg det teoretisk optimale forsyningssystemet, og det er funnet at dersom energiforsyningen på en fjernstrekning skulle vært bygget fra start, er AT-systemet å foretrekke. AT vil for de undersøkte forhold gi lavest reinvestering og laveste årlige kostnader av de undersøkte alternativ. For å forsyne undersøkt strekning på ca 480 km er det tilstrekkelig med 4 omformerstasjoner, dvs. ca. 120km mellom hver, for å oppnå tilsvarende spenningskvalitet som dagens anlegg.

Av utførte følsomhetsanalyser er det i hovedsak kostnadsparametere knyttet til AT-systemet som kan påvirke konklusjonen innenfor analyserte variasjonsområder. Dette skyldes at disse kostnadselementene utgjør en stor andel av totalen, og tilsynelatende små variasjoner kan gi store utslag totalt sett. Forutsetningen som er lagt til grunn i utgangspunktet er at AT-system og konvensjonell KL har samme reinvesteringskostnad, årlige reinvesteringskostnad (avhengig av levetid) og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. Forholdsvis små variasjoner, dvs. dersom AT-løsningen medfører høyere reinvesteringskostnad, har kortere levetid, eller krever høyere årlige drifts- og vedlikeholdskostnader, gir store utslag på kostnadene for løsningen totalt sett.

Under gitte forutsetninger vil AT- løsningen gi en nyverdi på ca. 1,45 Mrd kr, jf. Tabell 4-4 Sammenstilling av resultater for AT, mens nyverdien til dagens anlegg er på ca. 1,67 Mrd, jf. Tabell 4-1 Sammenstilling av resultater for dagens løsning. Forskjellen er dermed på ca. 0,22 Mrd. Nyverdiene danner i modellene grunnlaget for beregning av årlige kostnader (årlige drifts- og vedlikeholdskostnader + årlige reinvesteringer) for anleggsmassen. En teoretisk optimal AT- løsning vil etter beregningene gi årlige DV-kostnader på ca. 25 millioner. Dagens løsning gir årlige kostnader på ca. 32,5 millioner, jf. nevnte tabeller. Differansen er på 7,5 millioner kr/år. Undersøkt strekning er på ca. 480 km. Dermed oppnås en årlig besparelse på 15 625 kr/km. Overføres beregnet årlig besparelse til andre banestrekningene Dovrebanen (Eidsvoll-Trondheim: ca.480km), Bergensbanen (Hønefoss-Bergen: ca 380km) og vestre deler av Sørlandsbanen (Nelaug-Stavanger: ca. 320 km) vil dette kunne gi en besparelse på totalt:

$(480km + 380km + 320km) \cdot 15625kr / km = 18.437.500kr$. Dette gir en teoretisk besparelse på ca.18,5 millioner årlig. Nåverdien av en årlig besparelse på 18,5 mill. kr over 30 år med 7 % rente er 230 mill kr.

Det understrekes at dette er et relativt grovt overslag, basert på at disse strekningene kan elektrifiseres fra bunn av (eksisterende anlegg har ingen restverdi) og bygges teoretisk optimalt. Mer reelle besparelser og muligheter beregnes i senere kapitler.

For andre banestrekninger der utbygging av AT ikke direkte gir besparelser i form av færre omformerstasjoner, vil AT gi fordeler i form av økt spenningskvalitet og mindre energitap.

I modell for Dovrebanen med AT og 6 omformerstasjoner er det beregnet en besparelse på ca. 1,6 millioner årlig i energikostnader i forhold til dagens anlegg. Det utgjør ca. 3400 kr/km, noe som tilsier en årlig besparelse på (585km x 3400kr/km) dvs. ca. 2 millioner årlig i sparte energiutgifter på grunn av tap dersom AT bygges også på disse strekningene også. Denne besparelsen varierer proporsjonalt med kraftprisen.

Samles de årlige besparelsene, over beregnet til 18,5 + 2 mill kr pr. år, gir det en nåverdi på 254 mill. kr.

4.2.7 Konklusjon teoretisk utredning

For sammenligning av system for fordeling av energi langs spor, er det funnet at AT-løsningen skiller seg ut som den økonomisk beste løsningen i den teoretisk optimale modellen med lavest nyverdi, lavest årlige drifts- og vedlikeholdskostnader og årlige reinvesteringer på enkeltsporede fjernstrekninger. Dette gir muligheter for å forsyne nettet med færre og større omformerstasjoner, noe som er klart fordelaktig rent økonomisk. Omformerstasjoner med roterende aggregat gir bedre måltall enn statiske, men med avtagende forskjell ved økende ytelse. Følsomhetsanalysene viser at det er reinvesteringer og årlige kostnader til selve AT-systemet som er de mest kritiske parameterne. Merk at disse kostnadene bør sjekkes dersom det er noe som tilsier at reelle kostnader avviker fra kostnadselementer benyttet i denne analysen.

På kortere, enkeltsporede baner hvor mulighetene for reduksjon i antall omformerstasjoner er begrenset, vil eventuelt overgang til AT ha andre begrunnelser enn de som er forbundet med nedlegging av omformerstasjoner.

Underlag for drifts- og vedlikeholdskostnader av KL har vært vanskeligere å frembringe og er dermed beheftet med større grad av usikkerhet. Det har betydning for hvilken prosentsats drifts- og vedlikeholdskostnader utgjør i % av investeringen, men er uten betydning for konklusjonen så lenge forutsetningen om at KL og AT koster det samme i investering. Merk videre at forutsetningen for å velge omformerstasjoner med roterende omformere, er at roterende aggregat fra eksisterende beholdning benyttes.

4.3 Modell - alternativ 3 – det optimale fremtidige forsyningssystemet basert på AT-løsningen

Som nevnt ble strekningen Eidsvoll-Trondheim benyttet for å se på en prinsipiell analyse og teoretisk optimalisering i kapittel 4.2. I dette kapitlet trekker man inn spesifikke lokale forhold for omformerstasjonene på aktuelle banestrekninger. Eksisterende omformerstasjoner, slik de står i dag, tas med i analysen. Plassering av omformere veies mellom det teoretisk optimale mht. avstand mellom omformerstasjoner og de eksisterende omformerstasjoner. Valg mellom å bygge om eksisterende anlegg til å romme større ytelse og å bygge nye omformerstasjoner på en ny lokasjon bestemmes av hvor hensiktsmessig eksisterende stasjon er plassert geografisk, alder og tilstand.

Kontaktledningsanleggene betraktes i dette tilfellet forenklet sett som utgått på teknisk levetid.

Valgene er styrt av optimalisert fornyelsesbehov i omformerstasjoner. For planer hvor Infrastrukturdivisjonens behov innenfor kontaktledningsområdet er også er tatt hensyn til, vises det til kapittel 5. Mindre baner som Gjøvikbanen og Ofotbanen er ikke med i nedenforstående, jf. kap. 4.2.7. Antall og geografisk plassering av omformerstasjonene i det etterfølgende må betraktes som forslag som skal anskueliggjøre potensialet i løsningene. Ytterligere detaljering blir nødvendig i forhold til de enkelte strekningene.

4.3.1 Dimensjoneringskriterier

I utgangspunktet ble det benyttet 120 km mellom omformerstasjoner ved AT og 70km mellom omformerstasjoner med konvensjonell KL i teoretisk modell for sammenligning under tilnærmet lik kvalitet. Tallene var basert på nesekurver i ref [4]. Sannsynligvis er disse tallene svært konservative i disfavør av AT, noe som kan underbygges ved følgende beregning:

Et grovt overslag på avstand mellom omformere kan være at impedans i AT-system er omtrentlig 1/3 av impedansen pr. km av konvensjonell KL, selvfølgelig avhengig av valgt tverrsnitt etc.

Det vil si at selv med å øke avstanden til 160km mellom omformere ved innføring av AT-system på en strekning der det i dag er ca. 80km mellom omformere og konvensjonell KL, vil dette teoretisk gi bedre kvalitet og mindre konsekvenser ved utfall av en omformerstasjon, da den elektriske avstanden mellom gjenværende omformere blir mindre. Grovt anslått kan dermed avstanden mellom omformerstasjonene teoretisk økes 3 ganger opprinnelig avstand for å gi tilsvarende elektriske avstand mellom omformere som dagens løsning og tilsvarende konsekvenser ved utfall. Ved å benytte 120-160 km mellom hver omformerstasjon og AT-system, vil en dermed oppnå bedre kvalitet og mindre konsekvenser ved utfall enn 70-80 km mellom omformere og konvensjonell KL, jf også kap. 4.6 i ref. [4]. I praksis vil det kunne komme til å vise seg at man ønsker kortere avstand mellom omformerne av hensyn til redundans. Tilsvarende kan driftshensyn føre til at praksis blir å unngå lange endematinger.

Ved eventuell omlegging til AT må de gjenværende omformerstasjoner ombygges for å kunne øke installert ytelse. I tillegg må antall gjenværende omformerstasjoner og deres utforming være tilpasset gjeldende krav til tilgjengelighet og konsekvenser i forhold til trafikken.

Det understrekes at det i ref. [4] er benyttet AT-system med dobbel negativleder og ikke med negativ- og positivleder, som i senere arbeider, jf ref. [7], er funnet å være bedre mht. overføringskapasitet og mer fleksibelt i forhold til arbeid og utkobling.

Det ble beregnet kostnader for tenkt strekning med 160km mellom hver i forbindelse med følsomhetsanalyser.

Det ble i prosjektet foreslått at kapasitetsoptimal ruteplan legges til grunn for dimensjonering for Dovrebanen. Det kan nevnes at hovedplan for Dovrebanen [8] viser at dagens løsning ikke gir tilfredsstillende kvalitet ved kapasitetsoptimal ruteplan. Dette krever nye omformerstasjoner på strekningen, samt oppgradering av Otta og Rudshøgda. Utbygging av AT-system og 120-160km mellom hver omformer vil gi økt kvalitet i forhold til beregnet tilfelle med videreføring av dagens anlegg. Kvalitetsmessig vil løsningene ikke være like, og kostnadene dermed ikke være direkte

sammenlignbare ettersom en tar ut en del av mulig økonomisk gevinst i økt kvalitet. Dette kan imidlertid forsvares med at dette sannsynligvis blir de mest realistiske alternativene.

Det finnes foreløpig ikke konkrete planer om investering i nye omformerstasjoner, og disse blir sannsynligvis ikke aktuelle før det eventuelt blir økning i trafikkmengden. Dersom en velger å bygge AT-system vil en kunne legge ned enkelte omformerstasjoner. Dersom en velger en løsning med for dårlig kvalitet, og som senere krever forsterkningstiltak, vil deler av beregnet økonomiske gevinst falle bort. Endelig landsdekkene dimensjoneringskriterier er foreløpig ikke utarbeidet, så det ble i prosjektet besluttet å overføre passende omformeravstand funnet ut fra simuleringer for Dovrebanen til andre fjernstrekninger. Dette vil være konservative anslag som tar høyde for eventuell økt trafikkmengde i fremtiden. En tilsvarende trafikøkning som det er tatt høyde for i utarbeidede forslag ved AT-system vil ved videreføring av dagens anlegg kunne kreve investering i ytterligere omformerstasjoner også på andre banestrekninger.

Dersom tidligere sammenligning av systemene ble gjort med bedre kvalitet for AT-system enn for de andre, vil dette styrke konklusjonen om at valg av AT er fordelaktig. AT kom best ut av de økonomiske beregningene til tross for at sammenligningen ble gjort under ufordelaktige forutsetninger for AT-systemet. Beregningene videre anses dermed som svært konservative, da det er lagt til grunn strengere dimensjoneringskrav for innføring av AT-system enn videreføring konvensjonell KL. Det er dermed i det videre vurdert å beholde omformerstasjoner slik at det blir 120-160km mellom hver ved AT-system.

4.3.2 Eksisterende omformerstasjoner

Et hovedmoment til vurdering blir om en skal benytte seg av eksisterende fjellhaller eller bygge nye frittstående bygg. Dette vil bli en vurdering mellom kostnader for bygget og hvor hensiktsmessig stasjonen ligger plassert i forhold til en helhetlig planlegging for banestrekningen for å tilnærme seg det teoretisk optimale.

Erfaringstall for fjellsikring i stasjonene tilsier kostnader på ca. 3 millioner kr per omformerstasjon. I tillegg vil det ved foreslått løsning være behov for reinvestering utomhus på ca. 1 million kr. Byggkostnader for et frittstående bygg er anslått til nesten 10 millioner. Fordelen med å bygge frittstående bygg er at det kan bygges uten at det påvirker eksisterende drift, men denne friheten kan ikke forsvares på grunn av den store kostnadsforskjellen. Konklusjonen blir å benytte eksisterende fjellhaller der dette er hensiktsmessig, men å bygge frittstående bygg ved behov der helhetlig planlegging tilsier at plassering av omformerstasjon bør legges et annet sted enn en eksisterende fjellhall.

Det ble utarbeidet nye byggeklosser som for ombygging av eksisterende fjellhall til stasjon dimensjonert for 4 aggregat. Opprinnelige byggeklosser benyttet i teoretisk utredning ble revidert noe basert på diskusjoner og erfaringstall.

Reviderte og nye byggeklosser benyttet i videre analyser er gitt i vedlegg [7].

Et annet moment til vurdering er at beregninger i kapittel 4.2.1 viser at omformerstasjoner med roterende aggregat er rimeligere enn statiske forutsatt at aggregat fra eksisterende park med aggregat benyttes. Verdien til aggregatet er tatt med i beregningen, da det representerer en tapt verdi ettersom det ikke kan benyttes andre steder, men det er ikke tatt med eventuelt kjøp av flere aggregat. I modellering er det derfor tatt utgangspunkt i at det ikke bygges flere stasjoner for roterende aggregat enn det allerede finnes i eksisterende park.

4.3.3 Simuleringer med kapasitetsoptimal ruteplan

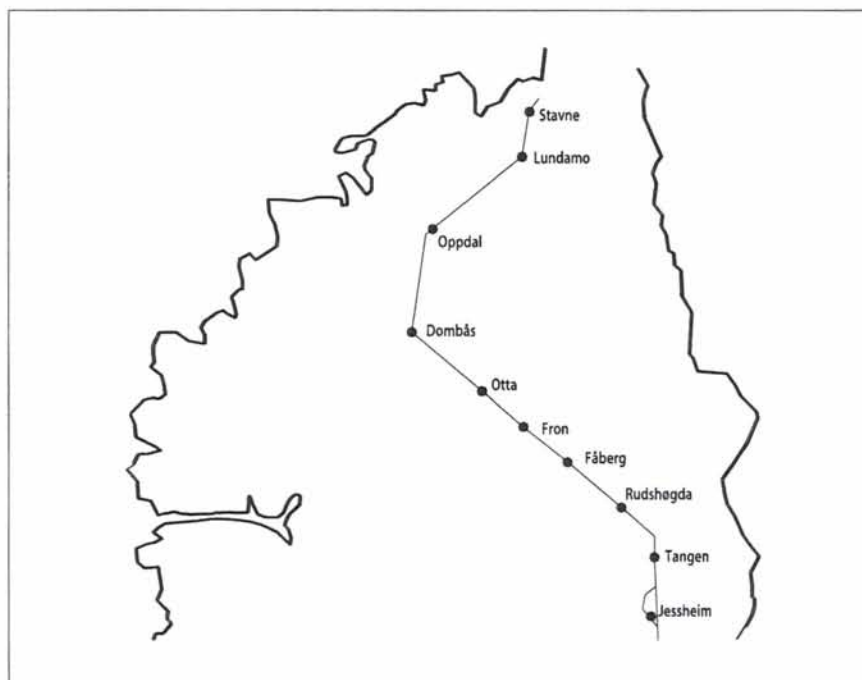
Det er utført simuleringer med kapasitetsoptimal ruteplan med utgangspunkt i Dovrebanen, jf. ref. [7] Disse simuleringene viser at dette alternativet har tilstrekkelig kapasitet til å takle kapasitetsoptimal ruteplan selv ved utfall av en omformerstasjon, og dermed god kapasitet til å takle eventuell fremtidig lastøkning. Det er også simulert alternativ med 160km mellom omformerstasjonen og AT-system. Dette gir tilfredsstillende kvalitet ved normal drift, men det kan oppstå problemer ved utfall av en omformerstasjon. Simuleringer utført i forbindelse med Hovedplan banestørforsyning på

Dovrebanen viser at dagens anleggsmasse ikke er tilstrekkelig ved kapasitetsoptimal ruteplan, og det kreves investering i flere omformerstasjoner. AT-system vil dermed uansett gi bedre kvalitet på banestrømforsyningen enn dagens løsning selv om det benyttes inntil 160km mellom omformerstasjonene.

Dels tas potensiell økonomisk gevinst ved innføring av AT-system ut i økt kvalitet, og dels tas den ut i reduserte kostnader ved å benytte 120-160km mellom omformerstasjonene.

4.3.4 Dovrebanen

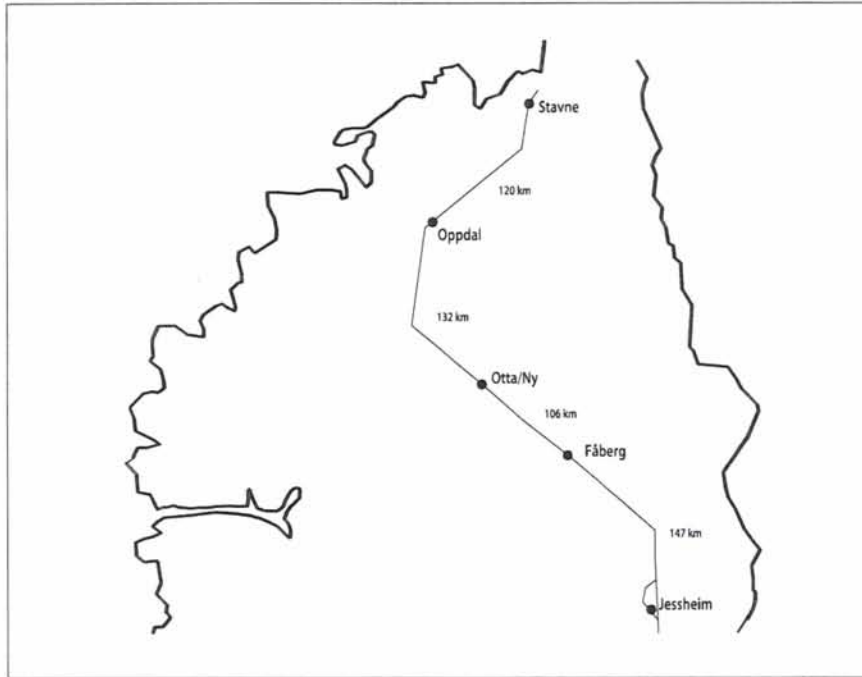
Eksisterende omformerstasjoner på Dovrebanen er vist i figur 4-17.



Figur 4-17 Dovrebanen med dagens omformerstasjoner

Den lengste strekningen mellom to omformerstasjoner er strekningen Oppdal – Dombås på ca. 86 km. Den korteste er Stavne - Lundamo på ca. 34 km. I følge hovedplan for banestrømforsyningen vil ikke denne løsningen kunne håndtere kapasitetsoptimal ruteplan.

Foreslått alternativ ved utbygging av AT-system på strekningen er vist i Figur 4-18.

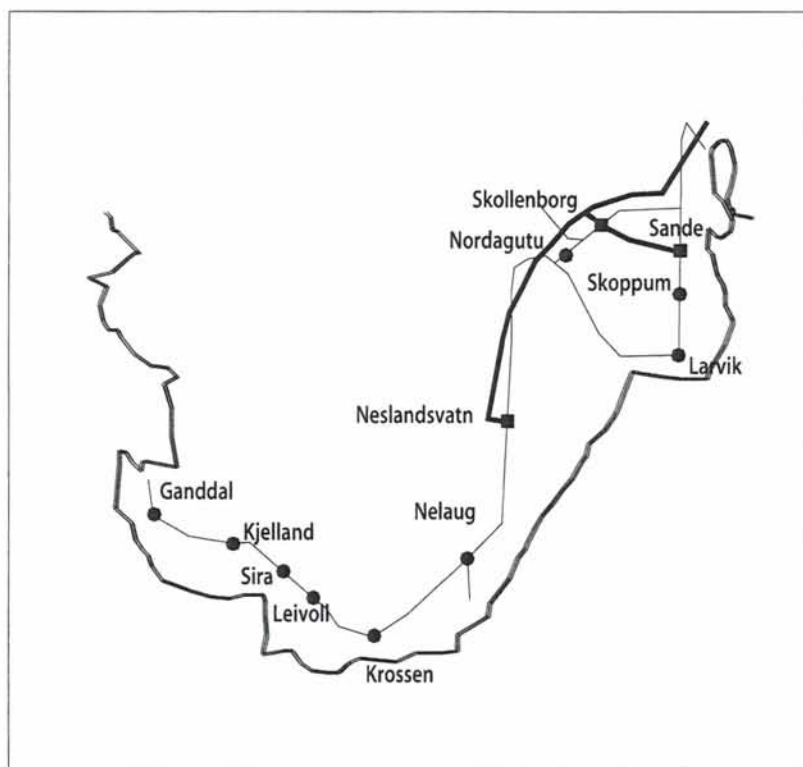


Figur 4-18 Dovrebanen og foreslått omformerplassering ved AT

Løsningen omfatter å beholde Stavne omformerstasjon, Oppdal, Otta og Fåberg dimensjoneres fysisk for 4x7MVA aggregat, men bestykses med mindre omformere i utgangspunktet. Resterende omformerstasjoner nedlegges. Oppdal og Fåberg bygges i eksisterende fjellhaller, mens Otta er forutsatt en ny stasjon i uklassifisert bygg. Den lengste strekningen blir i dette tilfelle strekningen Fåberg – Jessheim på ca 147km og den korteste Fåberg – Otta på ca 106 km. Strekningen Oppdal - Otta over Dovre er på ca. 132km. Eksisterende omformerstasjon på Otta er en midlertidig stasjon som må bygges fra grunn av og det antas mindre økonomiske konsekvenser å bygge denne på et annet sted som eventuelt gir mer teknisk optimal plassering, ettersom usikre kostnader kun er knyttet til tomt og nettilknytning. Strekningen Fåberg – Oppdal er på ca 240km, og en lokasjon midt mellom vil føre til at det er ca. 120km mellom omformere. Dette blir da i området Sel – Rosten.

4.3.5 Sørlandsbanen

Dagens anlegg er vist i figur 4-19.



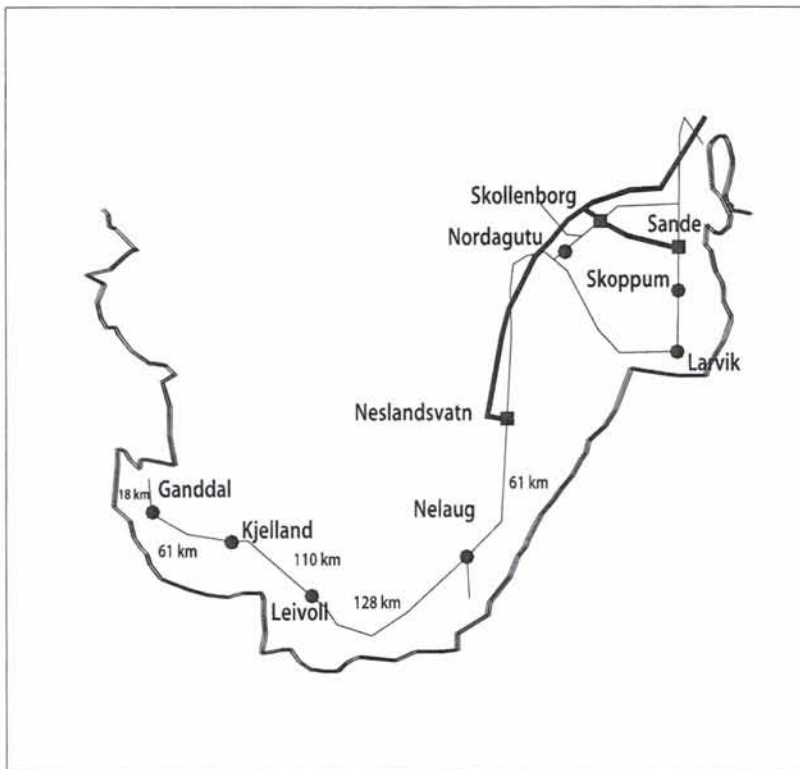
Figur 4-19 Sørlandsbanen med eksisterende omformerstasjoner

Den lengste strekningen mellom to omformerstasjoner på vestlige deler av strekningen er Nelaug – Krossen på ca. 86 km. Den korteste er Leivoll - Krossen på ca. 42 km.

Det er ikke utført simuleringer for denne banestrekningen. Valg er basert på prinsippene fra utført studie av Dovrebanen og det er tatt utgangspunkt i en avstand på ca. 120 – 160 km mellom omformerstasjoner. Dette kan forsvares med at denne avstanden er funnet å være konservativ, siden den gir bedre kvalitet enn dagens løsning.

Ved å utføre simuleringer på strekningen tilsvarende som for Dovrebanen kan det være mulig å avdekke flere muligheter enn skissert her.

Med utgangspunkt i utførte arbeider på Dovrebanen, der ca. 120-160km mellom omformerstasjoner er vurdert som mest aktuelt, er følgende konfigurasjon, der Sira og Krossen nedlegges, se figur 4-20, den mest aktuelle.



Figur 4-20 Sørlandsbanen og foreslått omformerplassering ved AT

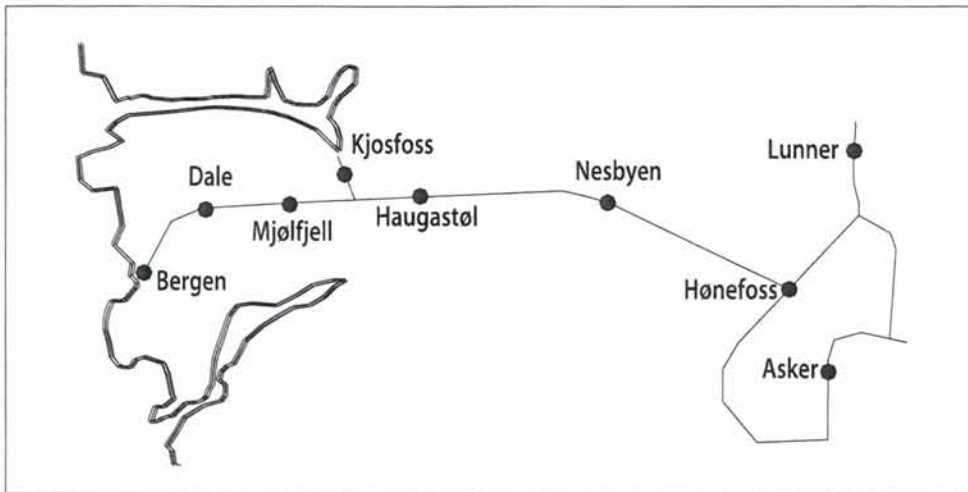
Løsningen omfatter å beholde Gaddal og Kjelland omformerstasjon, Sira og Krossen nedlegges og Nelaug og Leivoll¹ dimensjoneres fysisk for 4x7MVA aggregat men bestykses med mindre omformere i utgangspunktet. Den lengste strekningen blir i dette tilfelle strekningen Leivoll – Nelaug på ca 128km og den korteste Kjelland – Gaddal på ca 61km.

Det er også vurdert muligheter for Kjelland og Gaddal, men ingen som det er mulig å gi konkrete anbefalinger på, uten at det er studert i detalj med simuleringer, eller når driftserfaringer er på plass. Strekningen Leivoll – Kjelland er på ca. 110 km, Kjelland – Gaddal på ca. 61km, og Gaddal – Stavanger på ca. 18 km. Strekningen Leivoll – Stavanger er dermed på ca. 189 km, noe som tilsier at Kjelland og Gaddal burde kunne erstattes av en omformerstasjon. En nedleggelse av Kjelland medfører at strekningen Leivoll – Gaddal blir på ca. 171km, mens en nedleggelse av Gaddal medfører at strekningen Kjelland – Stavanger blir på ca. 79km med ensidig mating. Det mest optimale teknisk sett, ville dermed vært en omformerstasjon et sted mellom disse to eksisterende, mens det sannsynligvis beste, økonomisk sett, vil være nedleggelse av Gaddal omformerstasjon. Simuleringer fra Dovrebanen tilsier at ensidig mating over 79km sannsynligvis gir tilfredsstillende kvalitet, men er ikke utredet i detalj. Det blir også et spørsmål om installert ytelse i Kjelland bør økes av enten effektbehov eller redundansbehov. Alternativer bør utredes både teknisk og økonomisk i detalj før eventuell avgjørelse, og i denne omgang er alternativet med å beholde begge omformerstasjonene med sin nåværende ytelse vurdert som det mest hensiktsmessige inntil andre muligheter er utredet.

¹ Det er mulig løsningen krever oppgradering av Leivoll til 4 aggregater for å sikre redundans ved utfall. Det bør undersøkes om 2x7MVA er tilstrekkelig installert ytelse, eller alternativt om muligheten for å benytte 2x10MVA aggregat i Leivoll er en rimeligere løsning. Leivoll bør uansett undersøkes mht nødvendig installert effekt ved denne løsningen. Økonomisk modellering er konservativ, da det er tatt med kostnader for dimensjonering av Leivoll til 4x7MVA.

4.3.6 Bergensbanen

Dagens anlegg er vist i figur 4-21.

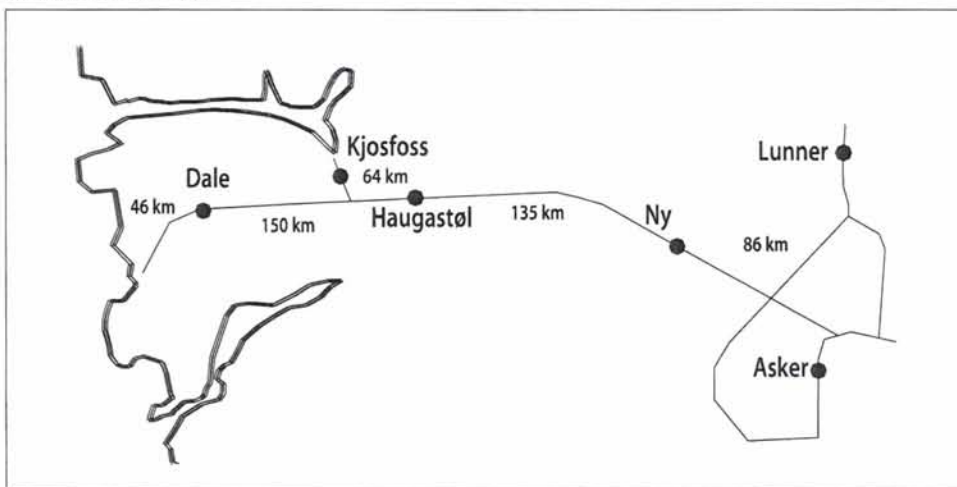


Figur 4-21 Bergensbanen med eksisterende omformerstasjoner

Den lengste strekningen mellom to omformerstasjoner på strekningen er Hønefoss – Nesbyen og Nesbyen – Haugastøl, begge på ca. 96km. Den korteste, dersom en ser bort fra Kjosfoss, er Dale – Bergen på ca. 46km.

Tilsvarende vurdering som for Sørlandsbanen er lagt til grunn for avstand mellom omformerstasjoner. En avstand på 120-160km mellom omformere er overført til Bergensbanen, og muligheter vurdert ut fra dette.

Forutsatt AT-system på strekningen Hønefoss – Bergen, er følgende alternativ som vist i figur 4-22 vurdert som det beste.



Figur 4-22 Bergensbanen og foreslått omformerplassering ved AT

I figuren er mulig fremtidig Ringeriksbane stiple. Denne vil kunne påvirke valget mellom løsninger da "Hønefossområdet" får mye sterkere elektrisk tilknytning til "Osloområdet".

Løsningen omfatter nedleggelse av Bergen, Mjølfjell, Nesbyen og Hønefoss. Dale og Haugastøl dimensjoneres fysisk for 4x7MVA aggregater i eksisterende fjellhaller. Det bygges en ny omformer med tilsvarende ytelse et sted mellom Nesbyen og Hønefoss. Ut fra teoretisk optimal plassering, vil dette eksempelvis være ved Gulsvik. På Kjosfoss er det planlagt oppgradering av kraftstasjonen uavhengig av dette prosjektet. Strekningen Lunner – Gulsvik blir da på ca 86 km. Gulsvik – Haugastøl

Fremtidig banestrømforsyning

på ca. 135 km, Haugastøl – Kjosfoss på ca. 64 km, Kjosfoss – Dale ca. 95 km. Strekingen Haugastøl – Dale er på ca. 150 km. Det er ensidig mating mot Bergen fra Dale over strekingen ca. 46 km.

4.3.7 Økonomisk analyse

Resultater fra økonomisk modell av de to alternativene; videreføring av dagens løsning (KL) og AT på strekningene er vist i tabell 4-7 og tabell 4-8.

Dovre-, Bergens- og Sørlandsbanen med konvensjonell KL	Anleggsmas- sens nyverdi referert til 2003	Årlige drifts- og vedlikeholds- kostnader	Årlige reinvesterings- kostnader
	(kkkr)	(kkkr/år)	(kkkr/år)
Anleggsdeler			
Stasjoner	836 292	37 169	23 406
Apparat- og omformervogner	376 799	11 304	5 997
Linjer	55 455	1 109	1 584
Kontaktledning	2 946 613	31 120	58 932
Kabler	3 496	70	100
Nettstasjoner	0	0	0
Sum	4 218 654	80 772	90 019

Tabell 4-7 Sammenstilling av resultater ved videreføring av dagens løsning

Av de årlige drifts og vedlikeholdskostnader på ca. 80,7 millioner inngår nettleie på ca. 13,7 millioner og energitap på ca. 10 millioner.

Dovre-, Bergens- og Sørlandsbanen ved AT-utbygging	Nyverdi referert til 2003	Årlige drifts- og vedlikeholds- kostnader	Årlige reinvesterings- kostnader
	(kkkr)	(kkkr/år)	(kkkr/år)
Anleggsdeler			
Stasjoner	548 412	26 608	16 207
Apparat- og omformervogner	289 136	8 674	4 743
Linjer	17 421	348	498
Kontaktledning	2 946 613	30 929	58 932
Kabler	2 257	45	64
Nettstasjoner	0	0	0
Sum	3 803 839	66 604	80 445

Tabell 4-8 Sammenstilling av resultater ved utbygging av AT

Av de årlige drifts og vedlikeholdskostnader på ca. 66,6 millioner inngår nettleie på ca. 10,7 millioner og energitap på ca. 6,2 millioner.

Det understrekes at skissert AT-løsning vil gi betraktelig bedre kvalitet på banestrømforsyningen enn videreføring av dagens løsning med konvensjonell KL. Deler av den mulige økonomiske potensielle gevinsten er tatt ut i økt kvalitet for å ivareta eventuelle fremtidige belastningsøkninger. Dersom tilsvarende belastningsøkninger skal forsynes av dagens anlegg kan det sannsynligvis ikke gjøres uten investering i ytterligere omformerstasjoner. I kostnadsberegning for videreføring av dagens løsning er det tatt med nødvendige reinvesteringer i eksisterende anlegg.

Forskjellen i nyverdi mellom videreføring av dagens løsning med konvensjonell KL og AT-utbygging er på ca. 414,8 millioner kr. i ATs favør.

Forskjellen i årlige drifts- og vedlikeholdskostnader for de to er på ca. 14,2 millioner kr. Forskjellen i årlige reinvesteringskostnader er på ca. 9,6 millioner kr.

Av mulige beregnede besparelser i årlige drifts- og vedlikeholdskostnader på ca. 14,2 millioner, tilfaller ca. 6,7 mill. togselskapene, og 7,5 mill. Jernbaneverket.

Det understrekes at i disse tallene inngår kun de undersøkte strekningene. Et overslag på øvrige mulige besparelser er gitt i kapittel 4.2.6.

I kapittel 4.2.6 ble det gjort et overslag på en mulig årlig besparelse på ca. 18,5 millioner ved å oppskalere tallene fra teoretisk optimal omformerplassering på Dovrebanen. Dette er i modeller beregnet til ca. 14,2 millioner kr. Forskjellen skyldes at tall for Dovrebanen forutsatte teoretisk optimal omformerplassering, mens det her er tatt hensyn til eksisterende anlegg. Dovrebanen er også den banen der det er mulig med størst reduksjon da antall omformerstasjoner er redusert fra 9 til 4, mens Bergensbanen er reduksjonen fra 6 til 3 og Sørlandsbanen fra 6 til 4.

4.3.7.1 Reinvesteringer

Beregningene omfatter strekningene Eidsvoll – Trondheim, Hønefoss – Bergen og Nelaug – Stavanger.

For videreføring av dagens løsning med konvensjonell KL er dermed følgende omformerstasjoner med:

Stavne, Lundamo, Oppdal, Dombås, Otta, Fron, Fåberg, Rudshøgda og Tangen for Dovrebanen, Bergen, Dale, Mjølfjell, Haugastøl, Nesbyen og Hønefoss for Bergensbanen og Ganddal, Kielland, Sira, Leivoll, Krossen og Nelaug for Sørlandsbanen. Totalt 21 omformerstasjoner.

I beregningen for AT er følgende omformerstasjoner med:

Stavne, Oppdal, Otta/Ny, Fåberg, for Dovrebanen, Dale, Haugastøl, og en ny som erstatter Hønefoss og Nesbyen for Bergensbanen og Ganddal, Kielland, Leivoll og Nelaug for Sørlandsbanen. Totalt 11 omformerstasjoner.

Det forutsettes at det utføres nødvendige reinvesteringer av anleggsdeler i alle omformerstasjoner som er med i analysen. For anskueliggjøre dette har vi her valgt å se på reinvesteringsbehovet kun summert over de neste 20 år (ikke en nåverdibetraktning). Hvilke anleggsdeler som bør reinvesteres, og hvilke som kan beholdes i perioden er vurdert i hvert enkelt tilfelle ut fra alder og kjennskap om tilstand.

Under beregnede forutsetninger at kostnaden for KL og AT er like, vil forskjellen i kostnader forbundet med fornyelse av de aktuelle omformerstasjoner også representere forskjellen i kostnader mellom de to løsningene:

- For videreføring av dagens KL er det beregnet reinvesteringer på totalt ca. 450 millioner kroner i omformerstasjonene.
- Ved AT-system er det beregnet reinvesteringer på totalt ca. 330 millioner kr i omformerstasjonene.

Forskjellen i reinvesteringer vil dermed være ca. 120 millioner kroner, summert over perioden 2005 til 2025.

AT-løsningen som beskrevet vil gi en betydelig bedre kvalitet på banestrømforsyningen enn videreføring av dagens løsning med KL.

I tillegg til dette anses selve beregningen som konservativ, da det er tatt med oppgradering av anlegg det foreløpig er usikkert om det er behov for (Eksempelvis oppgradering av Leivoll til 4x7MVA og oppgradering av eksisterende utrustning i Ganddal). Videre utredninger kan sannsynligvis finne andre løsninger som kan medføre at løsningen ved AT blir rimeligere enn beregnet her.

5 Realistiske utbyggingsplaner – AT og omformerstasjoner

Sett fra Bane Energis ståsted, gir figur 3-1 et overordnet bilde på reinvesteringstidspunkt for omformerstasjoner og dermed en prioritering av hvilke strekninger som bør utbygges når. Ombygging til AT vil ikke kunne gi full økonomisk gevinst før AT er bygget ut mellom alle stasjoner der det er mulig å legge ned omformerstasjoner. Det samlede potensialet forutsetter full AT-utbygging på de aktuelle banene Dovrebanen, Bergensbanen og vestre deler av Sørlandsbanen, og dette er behandlet i kapittel 4.3. I dette kapitlet er imidlertid Jernbaneverkets prioriterte behov og produksjonskapasitet for fornyelse av kontaktledningsanlegg koordinert med ombyggingsplanene for omformerstasjoner som omtalt i kapittel 4.3. Fornyelse av kontaktledning innebærer her teknisk løsning med autotransformator.

Koordinering og prioritering av baner og omfang er foretatt i samarbeid med Infrastruktur Vedlikehold. I prioriteringen er det i hovedsak tatt hensyn til anleggenes alder, økonomiske rammer for vedlikehold og produksjonskapasitet tilsvarende dagens nivå. For perioden 2005-2015 er det satt opp følgende prioriterte rekkefølge for ombygging til AT-system og ombygging av omformerstasjoner:

- 1) Nelaug – Egersund
- 2) Minnesund – Fåberg
- 3) Otta – Oppdal
- 4) Fåberg – Otta
- 5) Haugastøl – Bergen

Dette inkluderer dermed Dovrebanen, Bergensbanen og Sørlandsbanen som beregnet. Unntakene er strekningene Oppdal – Trondheim, Hønefoss – Haugastøl og Egersund – Stavanger hvor fornyelse av KL med autotransformator ikke er planlagt innenfor perioden primært pga. produksjonstekniske og sekundært pga. økonomiske begrensninger.

5.1 Dovrebanen

Utbygging av AT på delstrekninger som angitt i kapittel 5, som totalt sett inkluderer strekningen Minnesund – Oppdal, gir en begrensning i forhold til beregninger angitt i kapittel 4.3.4, ved at strekningen Oppdal – Trondheim ikke utbygges og at Lundamo omformerstasjon sannsynligvis må beholdes.

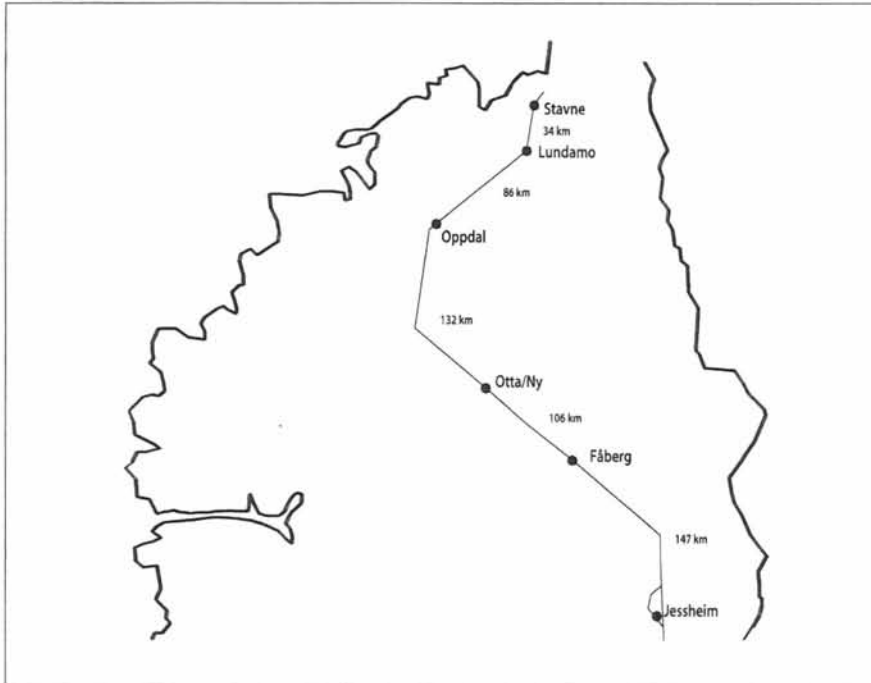
Utbygging av AT på strekningen Minnesund – Fåberg vil medføre at det er mulig å fjerne den midlertidige omformereren på Rudshøgda. En utvidelse av Fåberg i samme periode vil medføre at Tangen kan legges ned. Om AT bør bygges lengre sør enn Minnesund slik at større andel av belastningen på strekningen Jessheim – Fåberg belastes Jessheim omformerstasjon som har god kapasitet kan vurderes. Foreløpige planer skisserer utbygging av Fåberg 2009/2010, nedleggelse av Rudshøgda og Tangen i 2013.

Utbygging av AT på strekningen Otta – Oppdal vil medføre at Oppdal dimensjoneres for 4 omformeraggregat, og Otta erstattes av ny omformerstasjon med tilstrekkelig ytelse. Det vil da være mulig å legge ned Dombås omformerstasjon. Foreløpige planer skisserer oppgradering av Oppdal i 2011/2012, Ny omformerstasjon som erstatter Otta i 2010/2011 og nedleggelse av Dombås i 2014.

Utbygging av AT på strekningen Fåberg - Otta vil medføre at Fron omformerstasjon kan legges ned i 2015.

Ettersom det ikke er planer for utbygging av AT på strekningen Oppdal – Trondheim, må sannsynligvis både Lundamo og Stavne beholdes. For at Lundamo skal kunne opprettholdes, er det antatt at det bør reinvesteres i deler av anlegget innen 2013.

Forutsatt AT-system på strekningen Minnesund – Oppdal, er følgende alternativ som vist i figur 5-1 vurdert som det beste.



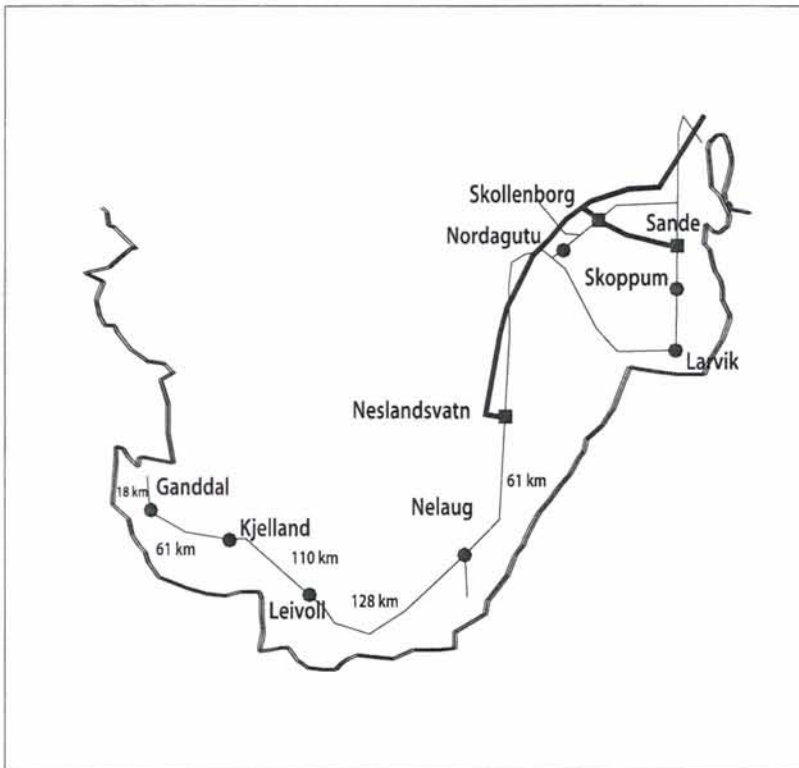
Figur 5-1 Omformerstasjoner på Dovrebanen med AT-system Minnesund - Oppdal

5.2 Sørlandsbanen

Skisserte muligheter ved utbygging av AT på strekningen Nelaug – Egersund er sammenfallende med muligheter skissert i kapittel 4.3.5 ettersom det er 55 kV nett øst for Nelaug og det foreløpig ikke er vurdert endringer for omformerstasjoner på strekningen Kielland – Ganddal.

Foreløpige planer tilsier Sira og Krossen nedlegges (2009). Nelaug dimensjoneres for 4 omformeraggregater (2006/2007). Det er mulig løsningen krever oppgradering av Leivoll til 4 aggregater for å sikre redundans ved utfall. Alternativt kan muligheten for å benytte 2x10MVA aggregat i Leivoll undersøkes. Leivoll bør uansett undersøkes mht nødvendig installert effekt ved denne løsningen. I økonomisk modell er det tatt med oppgradering av Leivoll til å romme installert ytelse på 4x7MVA, så beregningene er konservative dersom det viser seg at andre muligheter er aktuelle.

Forutsatt AT-system på strekningen Nelaug – Egersund, er følgende alternativ som vist i figur 5-2 vurdert som det beste.



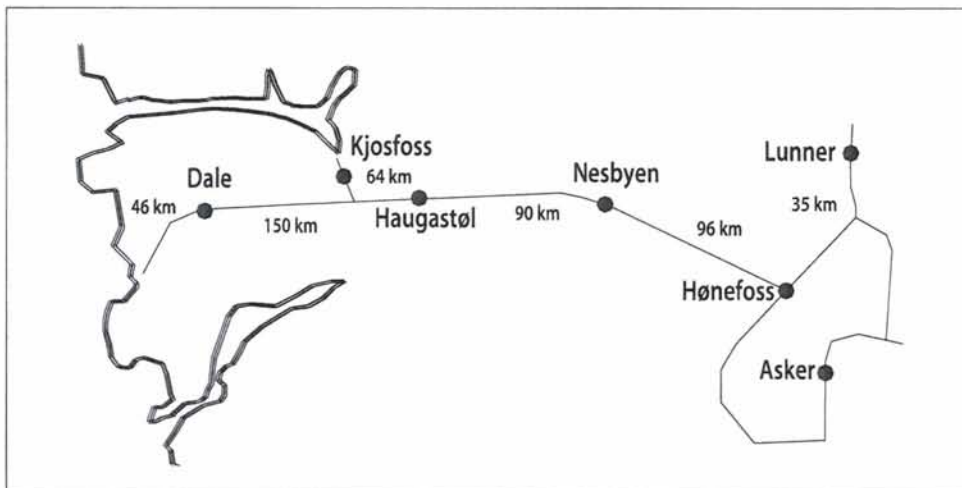
Figur 5-2 Omformerstasjoner på Sørlandsbanen med AT-system Nelaug - Egersund

5.3 Bergensbanen

En utbygging av AT-system på strekningen Haugastøl – Bergen legger begrensninger på løsning skissert i kapittel 4.3.6 i form av at omformerstasjoner på Hønefoss og Nesbyen må beholdes inntil videre. Løsningen medfører dermed nedleggelse av Mjølfjell (2015) og Bergen (2015) og dimensjonering av Dale til 4 aggregater (2013/2014). Dette skyldes også at en reinvestering i Kjosfoss gir positiv nåverdi. Strekningen Haugastøl – Dale er på ca. 160 km, men Kjosfoss vil bidra til å holde spenningen oppe ved Myrdal.

En fremtidig Ringeriksbane kan påvirke plassering av eventuell plassering av ny omformer som kan erstatte Nesbyen og Hønefoss ved videre utbygging av AT på strekningen.

Forutsatt AT-system på strekningen Haugastøl – Bergen, er følgende alternativ som vist i figur 5-3 vurdert som det beste.



Figur 5-3 Omformerstasjoner på Bergensbanen med AT-system Haugastøl - Bergen

5.4 Fornyelsestidspunkt og restverdi

Ved utbygging av AT-system etter prioritert liste i kapittel 5, vil dette medføre at anleggene ikke reinvesteres ut fra overordnet bilde gitt i figur 3-1, der årstall for når levetid går ut er angitt overordnet ut fra en antatt levetid på 60 år for omformerstasjonene.

I de økonomiske modellene er alle hovedkomponenter gitt sin spesifikke levetid med stor variasjon for eksempelvis mellom fjellhall (75 år) og kontrollanlegg (25 år). Dersom en beregner gjennomsnittlig levetid for den tekniske utrustningen i en typisk omformerstasjon og ser bort fra selve fjellhallen, vil dette se noe annerledes ut da gjennomsnittlig levetid for dette er ca. 30 år. Dersom dette legges til grunn, vil ikke den tekniske utrustningen i aktuelle omformerstasjoner ha noen restverdi dersom fornyelsen inntreffer i 2005-2015, da nær alle tekniske komponenter vil være avskrevet innen reinvesteringstidspunktet. Gjenværende restverdier ved nedlegging betraktes som kompensert for ved at andre anlegg er i bruk til etter utgått levetid. I snitt antas derfor restverdiene = 0 ved nedleggingstidspunkt.

5.5 Økonomisk analyse av realistisk alternativ

Resultater fra økonomisk modellering av det realistiske alternativet med AT-utbygging på strekninger som angitt i kapittel 5 er vist i tabell 5-1.

Dovre-, Bergens- og Sørlandsbanen ved realistisk AT-utbygging	Nyverdi referert til 2003	Årlige drifts- og vedlikeholds-kostnader	Årlige reinvesteringskostnader
Anleggsdeler	(kkr)	(kkr/år)	(kkr/år)
Stasjoner	608 707	28 691	17 715
Apparat- og omformervogner	335 406	10 062	5 404
Linjer	18 256	365	522
Kontaktledning	2 946 613	30 998	58 932
Kabler	2 555	51	73
Nettstasjoner	0	0	0
Sum	3 911 537	70 168	82 646

Tabell 5-1 Sammenstilling av resultater ved realistisk utbygging av AT

Av de årlige drifts og vedlikeholdskostnader på ca. 70,2 millioner inngår nettleie på ca. 11,8 millioner og energitap på ca. 6,4 millioner.

I forhold til videreføring av dagens løsning med konvensjonell KL, jf. tabell 4-7, er forskjellen i nyverdi ca. 307 millioner kr i ATs favør.

Forskjellen i årlige drifts- og vedlikeholdskostnader mellom de to er på ca 10,6 millioner per år. Forskjellen i årlige reinvesteringskostnader utgjør ca. 7,4 millioner kr per år i ATs favør.

Dersom det av ulike grunner ikke lar seg gjøre å bygge AT sammenhengende mellom alle omformerstasjoner på en strekning, vil det ha som konsekvens at nytten reduseres. Reduksjonenes størrelse vil avhenge av omfanget av ikke-ombyggbare strekninger.

Av mulige beregnede besparelser i årlige drifts- og vedlikeholdskostnader tilfaller 5,5 mill/år togselskapene, og 5,1 mill/år Jernbaneverket. Besparelsene består i reduserte tap i omforming og overføring og redusert nettleie, pga. færre omformerstasjoner, til lokale nettselskap.

Forskjellen i nyverdi mellom løsning ved full AT utbygging på undersøkte strekninger, jf. tabell 4-8, og realistisk utbygging som vist i tabell 5-1 er på ca. 108 millioner.

Forskjellen i årlige drifts- og vedlikeholdskostnader mellom de to er på ca 3,5 millioner per år.

Forskjellen i årlige reinvesteringskostnader utgjør ca. 2,2 millioner per år.

De siste tallene representerer besparelser som ikke realiseres når det ikke gjennomføres full AT-utbygging på de undersøkte strekningene.

5.5.1 Reinvesteringer

Forskjellen mellom beregninger i kapittel 4.3.7.1 og dette alternativ, her kalt realistisk alternativ, er i hovedsak at Lundamo, Nesbyen og Hønefoss omformerstasjoner beholdes.

Det forutsettes at det utføres nødvendige reinvesteringer av anleggsdeler i alle omformerstasjoner som er med i analysen. For anskueliggjøre dette har vi her valgt å se på reinvesteringsbehovet kun summert over de neste 20 år (ikke en nåverdibetraktning). Hvilke anleggsdeler som bør reinvesteres, og hvilke som kan beholdes i perioden er vurdert i hvert enkelt tilfelle ut fra alder og kjennskap om tilstand.

Under beregnede forutsetninger at kostnaden for KL og AT er like, vil forskjellen i kostnader forbundet med fornyelse av de aktuelle omformerstasjoner også representere forskjellen i kostnader mellom de to løsningene:

- For videreføring av dagens KL er det beregnet reinvesteringer på totalt ca. 450 millioner kroner i omformerstasjonene.
- Ved realistisk alternativ er det beregnet reinvesteringer på totalt ca. 340 millioner kr i omformerstasjonene

Forskjellen i reinvesteringer vil dermed være ca. 110 millioner kr, summert over perioden 2005 til 2025. Forskjellen mellom full AT-utbygging på strekningene og realistisk alternativ er på 10 millioner kr.

Beregningen anses som konservativ, da det er tatt med oppgradering av Leivoll, Haugastøl og Oppdal til 4x7MVA. Det er foreløpig ikke utredet om det er behov for dette. Det er også tatt med oppgradering av eksisterende utrustning i Ganddal. Andre løsninger kan medføre at det ikke er behov for store reinvesteringer i Leivoll eller at Ganddal og/eller Kielland kan fjernes kan gjøre løsningen rimeligere.

Det gjøres særlig oppmerksom på at kilometerkostnader for fornyelse av kontaktledningsanlegg, benyttet i vedlegg 8, er 1,8 kkr/km og at det følgelig ikke kan foretas en direkte sammenligning med for eksempel tabellene i kap. 4 og 5.

6 KONKLUSJON

Ut fra arbeidet som er utført og beskrevet i denne rapport, er konklusjonen at ved fornyelse av kontaktledningsanleggene bygges disse med autotransformatorsystem (AT) fordi det frigir anleggsmasse innenfor matestasjonsanleggene og en vesentlig bedre utnyttelse av disse. Det er vist at AT-system vil være det beste økonomiske alternativet ved fornyelse, eller reinvestering, i fremtidens banestrømforsyning i Norge. Dette gjelder med hensyn til drifts-, vedlikeholds- og reinvesteringskostnader, samlet sett for banestrømforsyningen. Nær halvparten av besparelsene kommer togselskapene til gode i form av reduserte energi- og nettleiekostnader. Således vil innføring av autotransformator på de utvalgte banestrekninger styrke hele jernbanesektorens konkurransekraft i forhold til i dag.

En hovedgrunn til besparelsene ligger i at det samlede systemet kan drives med færre omformerstasjoner, mindre energitap og samtidig gi betydelig kvalitet, i form av stivere spenning og redundans, sammenlignet med videreføring av dagens system. Et sentralt poeng her er at den forbedrede kvaliteten utnyttes til å redusere antall omformerstasjoner. Det sentrale grunnlaget for de samlede besparelsene er at fornyelse av kontaktledningsanlegg koster, etter det som er kjent i dag, det samme pr. km, enten det bygges konvensjonelt eller med AT. Den ekstra overføringskapasiteten i AT-systemet fås kort og godt på kjøpet når kl-anleggene fornyes.

Muligheter mht. antall omformerstasjoner, plassering og dimensjonering av disse er undersøkt for fjernstrekninger der AT-utbygging forventes å gi besparelser i form av færre omformerstasjoner. Analysen omfatter strekningene Eidsvoll – Trondheim, Hønefoss – Bergen og Nelaug – Stavanger. En sammenstilling av nøkkeltall for utredete løsninger er gitt i tabell 6-1.

Sammenstilling Dovre-, Bergens-, og Sørlandsbanen for beregnede alternativ	Total nyverdi for anleggsmasse [kkr]	Årlige drifts- og vedlikeholds-kostnader [kkr/år]	Årlige reinvesteringskostnader [kkr/år]	Antall omformer stasjoner
Konvensjonell KL	4 218 654	80 772	90 019	21
Full AT-utbygging	3 803 839	66 604	80 445	11
Realistisk AT-utbygging	3 911 537	70 168	82 646	13

Tabell 6-1 Sammenstilling nøkkeltall

Konvensjonell KL innebærer videreføring av dagens løsning og dermed nødvendige kostnader til fornyelse av alle eksisterende omformerstasjoner.

Full AT-utbygging omfatter mulighetene AT-utbygging gir på strekningene Eidsvoll – Trondheim, Hønefoss – Bergen og Nelaug – Stavanger.

Realistisk AT-utbygging omfatter mulighetene AT-utbygging gir på strekningene Eidsvoll – Oppdal, Haugastøl – Bergen og Nelaug – Egersund. Begrensningene i Realistisk AT-utbygging følger hovedsaklig av Jernbaneverkets forventede økonomiske rammer for vedlikehold og til en viss grad av produksjonsteknisk kapasitet de nærmeste ti årene. Det må forventes at strekningene bygges fullt ut etter denne perioden, tilsvarende alternativet Full AT-utbygging. tabell 6-1 viser nyverdi og årlige drifts- og vedlikeholds- og reinvesteringskostnader. Beskrivelse og beregninger for disse alternativ er gitt i kapittel 4.3 og kapittel 5.

Ved utbygging av AT-system i samsvar med alternativet Realistisk AT-utbygging, sett i forhold til videreføring av dagens løsning med konvensjonell KL, er det beregnet følgende besparelser (tilsvarende tall for Full AT-utbygging er vist i parentes):

- Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader for AT- løsningen er beregnet til ca. 10,6 mill/år (eller 14,2 mill/år) lavere enn for videreføring av dagens løsning. Av disse besparelser tilfaller ca. 5,5 millioner kr. togselskapene og ca. 5,1 millioner Jernbaneverket.
- Nyverdien til nødvendig anleggsmasse er beregnet til ca. 307 mill kr lavere for realistisk AT-alternativ (eller ca 415 mill kr) enn for videreføring av dagens løsning.

- Årlige reinvesteringskostnader er beregnet til ca. 7,4 mill kr lavere (eller 9,6 mill kr) enn for videreføring av dagens system.
- Nåverdiene av de årlige beløpene i tabell 6-1 (når alle reinvesteringene er gjennomført) for de årlige drifts-, vedlikeholds og reinvesteringer er for alternativene Konvensjonell KL, Full AT-utbygging og Realistisk AT-utbygging er hhv.: 2119 mill kr, 1825 mill kr og 1896 mill kr. Full AT-utbygging og Realistisk AT-utbygging gir en besparelse i nåverdi i forhold til Konvensjonell KL på hhv: 294 mill kr. og 223 mill kr. Forskyvning ut i tid av reinvesteringstidspunktene (uavhengig av årsak) vil redusere nåverdiene.

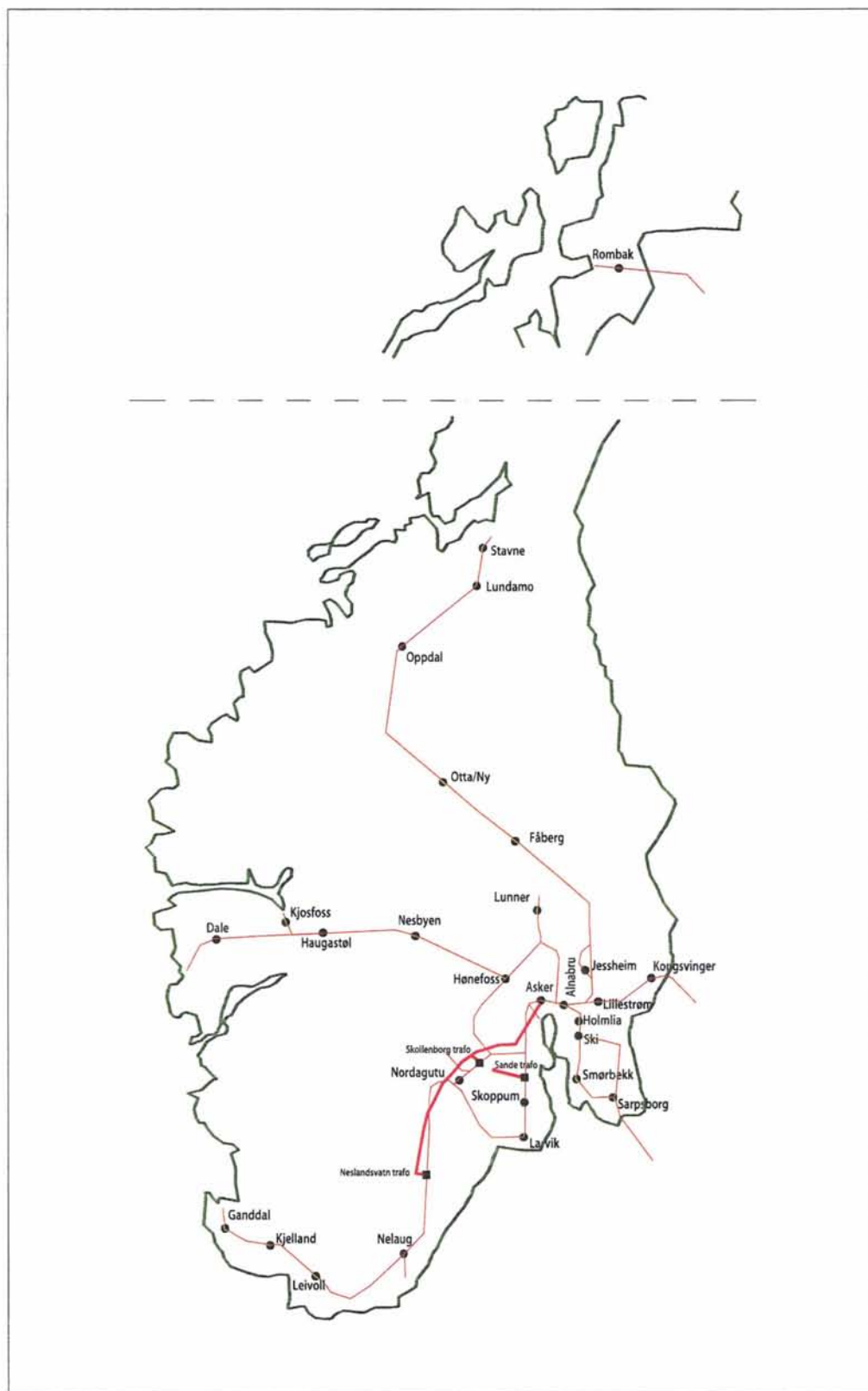
For andre strekninger, der utbygging av AT-system ikke vil medføre færre omformerstasjoner, vil det oppnås gevinster i form av lavere energitap og bedre spenningskvalitet. Energitapet er beregnet redusert med ca. 2 mill kr/år med en energipris på 20 øre/kWh.

Ved fornyelse på strekningene som i Realistisk AT-utbygging, vil anleggsmassen kunne reduseres med 8 omformerstasjoner og plassering av de gjenværende som vist i figur 6-1. Skissert løsning gir betraktelig bedre kvalitet enn videreføring av dagens anlegg, da det er god margin i forhold til eventuelle fremtidige økninger i belastningen. En slik økning i belastningen ved videreføring av dagens anlegg med konvensjonell KL, kan medføre at det må investeres i ytterligere omformerstasjoner. Økonomisk beregning er dermed å betrakte som svært konservativ.

6.1 Videre arbeid – oppfølgingspunkter

Nedenfor er det punktvis oppsummert momenter som gjenstår som ønskelige å avklare i forhold til mer konkrete løsninger på den enkelte banestrekning:

- Strekningsvise planer basert på trafikksimuleringer med såkalt dimensjonerende ruteplaner og utfallsanalyser og avvikssituasjoner for å fastslå optimale plasseringer av omformerstasjoner og deres innbyrdes avstand. I disse vil også banenes topografi inngå.
- Strekningsvise planer som vurderer hensyn til andre kriterier for ombygging AT. Dette kan være trafikk, topografi, annen infrastrukturfornyelse, markeds- og driftsmessige behov. Eksempel på det siste kan være at ensidig mating søkes unngått, for eksempel at Bergen omformer ikke legges ned.
- Strekningsvise planer vil også være forankret i Plan- og utredningsprogrammet.
- Strekningsvise planer hvor det søkes å finne maksimal/optimal avstand mellom omformerstasjonene på den enkelte bane og vurdere dette opp mot redundans og dimensjoneringskriterium.
- Avstander sett opp mot stabilitetsproblematikken kan være en del av en større studie eller en enklere utredningsoppgave, avhengig av sakens kompleksitet.



Figur 6-1 Matestasjoner ved realistisk AT-utbygging

7 LITTERATURREFERANSER

- [1] **Verdifastsettelse og reinvesteringsanalyse**
Verdifastsettelse og reinvestering av anlegget
Peder Gjerde
Interconsult ASA, 06.06.2002
- [2] **Årsrapport 2002 – En strøm av fornyelse**
Årsrapport 2002 for Bane Energi
- [3] **Autotransformatorsystem for norske forhold - negativleder i tunneler**
Utredning tekniske løsninger for fremføring av AT-system (og spesielt negativleder) i tunneler.
Rapporten ser også på kostnader i denne forbindelsen.
Frank Martinsen
Banepartner, 2003-04-04
- [4] **Konsepter for fremtidig banestrømforsyning**
Med utgangspunkt i dagens trafikksituasjon på Dovrebanen er nesekurver for spenningsstabilitet og tapskurver utarbeidet for sammenligning av eksisterende banestrømforsyning, AT og fjernledning.
Frank Martinsen og Steinar Danielsen
Jernbaneverket Infrastruktur Utbygging Prosjekttjenester, juni/juli 2004.
- [5] **Forenkling av roterende omformerstasjoner i Bane Energis anlegg**
Med bakgrunn i forventet teknologiutvikling og jernbanens forventede behov ble det utarbeidet konsepter for forenkling og utvikling av matestasjoner.
E-Co Partner v/Karstein Brekke og Bane Energi v/Inge Skaale og Jan Petter Haugli
- [6] **Utredning av virkningsgrad for matestasjoner og fjernledning**
Utredning og anbefaling av tapsprosent til bruk i energiavregning
Steinar Danielsen
Prosjekttjenester
- [7] **Autotransformatorsystem for norske forhold - systemvalg**
Simuleringer med kapasitetsoptimal ruteplan på Dovrebanen som ser på spenning på togenes strømtaker, nødvendig omformerytelse, samt belastningsgrad av viktige komponenter ved forskjellige AT-system og forskjellige aktuelle konfigurasjoner av omformerstasjoner.
Normalsituasjoner og avvikssituasjoner.
Frank Martinsen
Jernbaneverket Utbygging Prosjekttjenester, 2004
- [8] **Simuleringsrapport Banestrømforsyningen på Dovrebanen**
Simuleringer av forskjellige alternativer i forbindelse med Hovedplan
Frank Martinsen
BanePartner, 2001

8 VEDLEGG

- [1] **Oversikt over tilgjengelige og relevante rapporter**
- [2] **Kostnadsberegning av enfase 66 kV luftlinje**
Brev fra ELTEL Networks med underlag og resultater fra kostnadsdifferanse mellom en- og trefase luftlinjer på prinsipielt grunnlag jf. dokumentnr. 21 på sak 03/6881.
- [3] **Beskrivelse av kontaktledningsanlegg**
- [4] **Beskrivelse av kontaktledningsanlegg med autotransformator**
- [5] **Omformerstasjoner - optimalisering av hovedkomponenter**
- [6] **Økonomiske byggeklosser for omformerstasjoner – teoretisk utredning**
- [7] **Økonomiske byggeklosser for omformerstasjoner – reviderte og inkludert fjellhaller og aggregater**
- [8] **Samordnede reinvesteringsplaner for fornyelse av omformerstasjoner og kontaktledningsanlegg JL-sak 309/04**

Vedlegg 1

Oversikt over tilgjengelige og relevante rapporter

Vedlegg 1

Oversikt over tilgjengelige og relevante rapporter

Relevante rapporter

Eier	Rapport	Utarb. av/år	Status	Stikkord
	Generelle for hele landet			
NSB/ JBV	25 kV, 50 Hz banestrømforsyning.	NSB Bane/1995		<ul style="list-style-type: none">• kostnadsmodeller• infrastrukturoversikt: bruer, tunneller• inv.- og driftskostnader
BE	Landsdekkende kraftsystemplan, delrapport 1 og 2	BanePartner og BE/1999		<ul style="list-style-type: none">• omformeranlegg, fjernledning inv. kostnader• div. tekniske løsninger inkl. inv. kostnader
BE	Landsdekkende kraftsystemplan, delrapport 7 av 7	BanePartner / des 1999		<ul style="list-style-type: none">• Tar for seg de regionvise kraftsystemplanene og oppsummerer dem
BE	Verdifastsettelse og reinvesteringanalyse	Interconsult og BE/2002		<ul style="list-style-type: none">• syklisk reinvesteringsplan• verdivurderinger/-fastsettelse av dagens anlegg• kostnadsunderlag (også historisk)• avskrivninger• vurderinger knyttet til kostnadsutvikling• kostnadmessig fordeling pr. delanlegg
BE	Forenkling av roterende omformerstasjoner i BEs anlegg	E-Co Partner og BE/2002		<ul style="list-style-type: none">• forslag til tekniske forenklinger av omformerstasjoner• risikovurderinger
	Kostnadskataloger			
Hk	Autotransformatorsystem for norske forhold, negativleder i tunneller	BanePartner / mar 2003		<ul style="list-style-type: none">• Ser på tekniske løsninger og priser i forbindelse med tunneller
	Region Østs område			
RØ	Systemstudie, Samkjøring og trafikk-simuleringar	Adtranz / 1997		
BE	Landsdekkende kraftsystemplan, Kraftsystemplan Oslo området (rev. 2)	BanePartner og BE / des 1999		<ul style="list-style-type: none">• Simulerer og vurderer situasjonen i Oslo-området• Anbefaler ny stor omf.st. sentralt i Oslo• Anbefaler lokalisering i Lodalen
RØ/ BE	Simulering av banestrømforsyningen i Oslo-området	BanePartner / nov 2000		<ul style="list-style-type: none">• Tar utgangspunkt i kraftsystemplan for Oslo-omr., av 1998

Vedlegg 1

Oversikt over tilgjengelige og relevante rapporter

Eier	Rapport	Utarb. av/år	Status	Stikkord
				<ul style="list-style-type: none">• anbefaler ny stor omf.st. sentralt i Oslo
RØ	Hovedplan Oslo omformer	mars 2001		
BE	Utnyttelse av omformerkapasiteten i Oslo-området	BanePartner / feb 2003		<ul style="list-style-type: none">• Ser nok en gang på behovet for en ny stor omf.st. sentralt i Oslo• Utgangspunkt er krav til redundans, forventet trafikkvekst m.m.• Tar hensyn til aktiv bruk av spenningsregulatorer
RØ	Landsdekkende kraftsystemplaner, Kraftsystemplan RØ 3/7	BanePartner / des 1999		<ul style="list-style-type: none">• Tar utgangspunkt i eksisterende hovedplaner som er gjort for det aktuelle området• anbefaler nærmere studier av Gjøvik- og Dovrebanen før tiltak bestemmes• anbefaler studie av reg.innstillinger• Ny Oslo omf.st. anbefales innen 2005
	Region Nords område			
RN/ RØ	Hovedplan for banestrømforsyningen på Dovrebanen, Fase 1 (& 2)	BanePartner / nov 2001 og okt 2002		<ul style="list-style-type: none">• Tar utgangspunkt i landsdekkende kraftsystemplan, ny ruteplan og vektøkning for godstog• Vurderer spesielt AT som alternativ forsterkningsmetode
RN	Hovedplan Banestrømforsyning Ofofbanen	Ingeniørtjenesten / jul 1999		<ul style="list-style-type: none">• Tar hensyn til innføring av 30 tonn aksellast• anbefaler forsterkninger i kl og mateledning
	Region Sørs område			
RS	Landsdekkende kraftsystemplaner, Kraftsystemplan RS	Ingeniørtjenesten / apr 1999		<ul style="list-style-type: none">• Nordagutu–Kristiansand : Spenningshevende tiltak som forsterkningsledning, auto-transformator-system og fjernledning som erstatning for tidligere planlagte Neslandsvatn omformerstasjon og Vatnestraum omformer-stasjon er vurdert i hovedplannotat av 28.08.00.• Oppgradering av rørgate i Hakavik,

Vedlegg 1

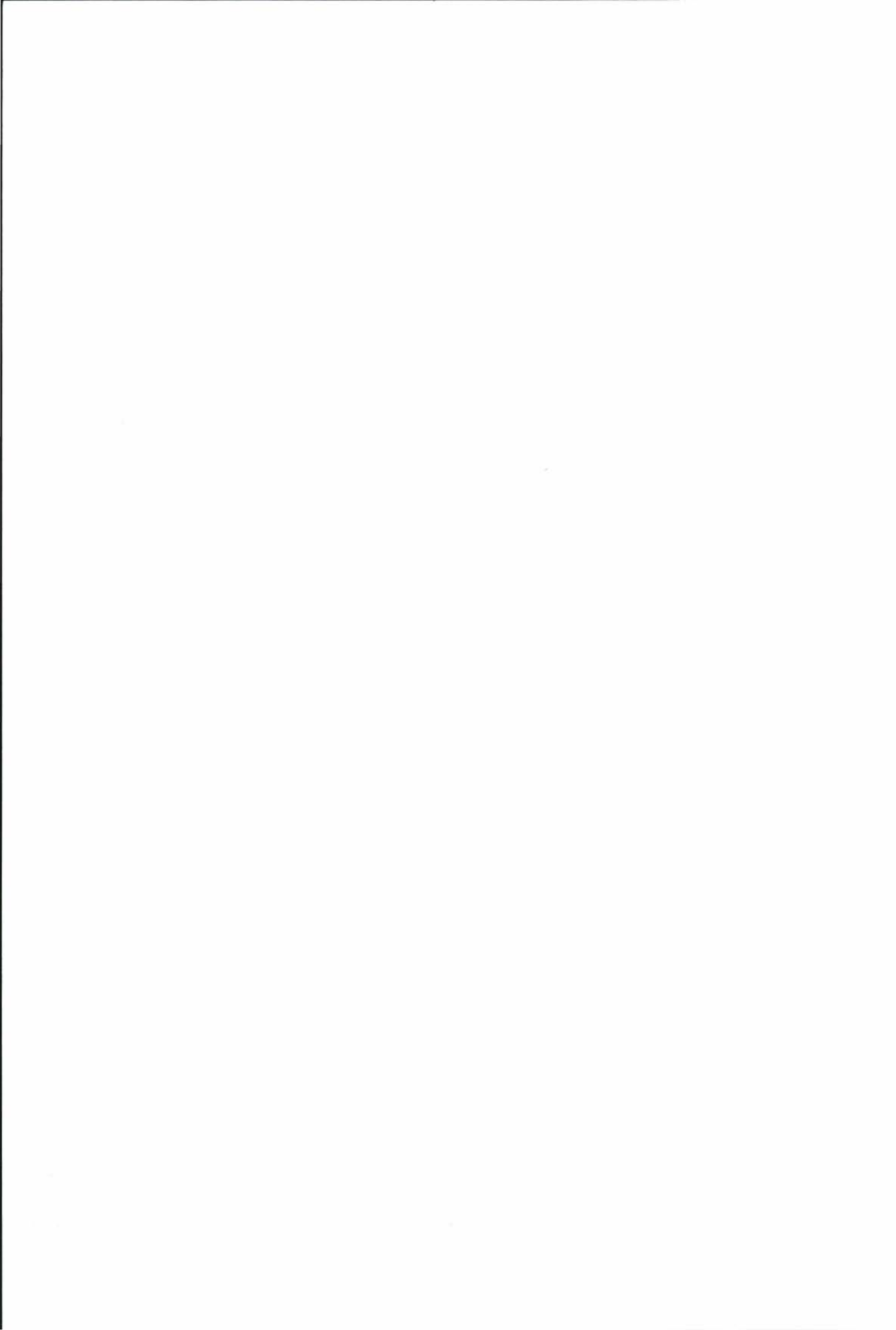
Oversikt over tilgjengelige og relevante rapporter

Eier	Rapport	Utarb. av/år	Status	Stikkord
				oppgradering av fjernledning Sundet - Neslandsvatn, flytting av transformator fra Neslandsvatn til Skollenborg og ny transformator på Tyri anbefales av RS.
RS	Simulering av banestrømforsyning Hokksund - Hønefoss	BanePartner / nov 2000		<ul style="list-style-type: none">• Konkluderer med at det ikke er behov for styrking av banestrømforsyningen.• Tar hensyn til kjøring av krengetog
BE	Simuleringsrapport. Simulering av banestrømforsyning på Sørlandsbanen og betydningen av Hakavik kraftstasjon	BanePartner / des 2002		<ul style="list-style-type: none">• Ser på betydningen av Hakavik kraftstasjon og mulighetene til å klare seg uten denne.
RS	Hovedplan for banestrømforsyning Asker - Kristiansand	Ingeniørtjenesten / jun 1996		<ul style="list-style-type: none">• Anbefaler trinnvis utbygging av nye omformerstasjoner: Skoppum, Tyri (transf.st.), Neslandsvatn, Vatnestraum• I tillegg anbefales 2 stk kond.batt. mellom Neslandsvatn og Nelaug
BE	Utredning av virkningsgrad for fjernledningen	BanePartner / mai 2003		<ul style="list-style-type: none">• Ser på ulike metoder for å redusere tap i fjernledningen, deriblant å heve spenningen fra 55 til 66 kV• Tekniske løsninger og kostnader• Simuleringer
	Region Vests område			
RV	Landsdekkende kraftsystemplaner, Kraftsystemplan RV	apr 1999		<ul style="list-style-type: none">• Øking av kapasitet i Nesbyen og Haugastøl omformerstasjon. BE har vurdert og funnet ut at en skal ha 2x7,0 på Haugastøl og 2x5,8 i Nesbyen• Redundanskrav er ikke oppfylt med dagens trafikk. (Hvis f.eks det største aggregatet i Nesbyen faller ut så greier ikke det andre aggregatet å forsyne strekningen tilfredsstillende)
BE	Landsdekkende kraftsystemplaner, Simuleringsrapport Bergensbanen	apr 1999		<ul style="list-style-type: none">• Tar utgangspunkt i normalsituasjon• Avdekket i liten grad tilfeller av lav kl-spenning

Vedlegg 1

Oversikt over tilgjengelige og relevante rapporter

Eier	Rapport	Utarb. av/år	Status	Stikkord
RV	Simulering av banestrømforsyningen på Bergensbanen	aug 2000		<ul style="list-style-type: none">• Det synes som det er effekt nok, men lav spenning på bl.a. på Gulsvik gjør at banestrømforsyningen ikke er robust.
BE	Rapport "Kjosfoss kraftstasjon, fremtidig løsning" av 20.09.00			<ul style="list-style-type: none">• Spenningsforhold på Flåmsbanen.• Spenningen på Flåmsbanen er økt med Kjosfoss innkoblet.



Vedlegg 2

Kostnadsberegning av enfase 66 kV luftlinje

03 MARS 2004

Saksnr. 03 / 6881
Arkivbet. SBE 762Vår ref.....: 75-9990.1/AS
Deres ref.....: 03/6881 SBE 762Bane Energi
Postboks 1162 Sentrum

0107 OSLO

Molde.....: 19.02.2004

Att.: Jan Petter Haugli

BANE ENERGI
KOSTNADESBEREGNING ENFASE 66 kV LUFTLINJE.

Vi viser til Deres bestilling datert 06.02.2004.

1. **Kostnadsbesparelse:**

Vi har tatt utgangspunkt og gjennomgått flere tidligere 66kV trefaset luftlinje prosjekt, som vi har hatt til utførelse. Dette er prosjekt med linetyper Feral 95, Feral 120 og Feral 150. Prisenivået i disse prosjektene er lagt til grunn i vår vurdering.

Videre har vurdert dette mot kalkulerte kostnadsbesparelser ved bygging av enfaset (2 liner) 66kV luftledning med de samme linetverrsnittene.

Momenter som har stor påvirkning på besparelsene er :

- Bruk av enkelt master istedenfor H-master ved bæremaster
- Bruk av 2A-master istedenfor 3A-master ved forankringsmaster.
- En fase mindre som igjen medfører færre isolatorer og armatur.

Vi har foretatt en oppdeling av kostnadene for materielleveranse og arbeid / transport og satt dette opp i en tabell.

I vår vurdering ligger besparelsene på bygging av enfaset linje på ca. 25% i forhold til bygging av en trefaset linje.

Vi mener at besparelsene som er oppgitt i % ikke vil bli særlig endret fra prosjekt til prosjekt selv om km kostnadene for linjene vil variere en del.

2. **Tegninger:**

Vi har lagt ved tegninger av aktuell mastetyper for både trefasc- og enfase linje.

3. **Linetyper:**

Vi har sett på følgende tre linetyper som typiske for 66kV: Feral 95 26/7, Feral 120 26/7 og Feral 150 26/7. Se vedlagte linetabell.

4. Spennlengder:

Spennlengdene vil selvsagt variere med hva slags terreng linjen går i.

Vi har imidlertid satt opp aktuelle gjennomsnittlige spennlengder for de forskjellige linetverrsnittene for ett gjennomsnitts prosjekt.

Trefase linje:

Feral 95 26/7 : Ca. 145 m

Feral 120 26/7 : Ca. 155 m

Feral 150 26/7 : Ca. 170 m

Enfase linje:

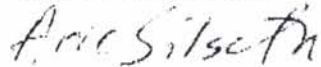
Feral 95 26/7 : Ca. 145 m

Feral 120 26/7 : Ca. 150 m

Feral 150 26/7 : Ca. 155 m

Vi takker for oppdraget.

Med hilsen
ELTEL Networks AS

A handwritten signature in cursive script that reads "Arve Silseth".

Arve Silseth
Prosjektleder

Vedlegg: Mastetegninger
Tabell vedrørende kostnadsbesparelse
Linjetabell



Vedlegg 3

Beskrivelse av kontaktledningsanlegg

Vedlegg 3

Beskrivelse av kontaktledningsanlegget

Vedlegg 3 Beskrivelse av kontaktledningsanlegg

I forbindelse med nye kl-anlegg er det tre systemer det er aktuelt å velge mellom:

- system 35 (for strekninger med lite trafikk eller lave hastigheter pga krappe kurver)
- system 20 (for strekninger med hastighet inntil 200 km/t ved én pantograf)
- system 25 (for strekninger med hastighet inntil 250 km/t ved én pantograf)

De viktigste kriterier for systemvalg ligger i hastighetsprofil, strømvaktakerkonfigurasjon for togene, togtetthet og overbygningsklasse. System 20 og eventuelt system 35 (bygget med system 20 deler), synes å være det systemvalg som er mest aktuelt for norske banestrekninger ved en fornyelse av kl-anlegget.

For å finne mest mulig reelle kostnadstall for kl-anlegg er det tatt utgangspunkt i erfaringstall som BanePartner tidligere har opparbeidet og søkt å supplere disse med tall fra nyere byggeprosjekter. Generelt kan det sies at erfaringsgrunnlaget for kostnadstall er relativt tynt da antall nybyggingsprosjekter er få og ansvaret for dem har vært spredd på mange enheter innen JBV. En annen ting som er interessant å ta med er forskjelligheten mellom kostnader for nettselskapenes linjer og kl-anlegg. For nettselskapene er kostnadstallene differensiert bl.a. etter terreng- og værforhold, ledningsdata og mastetyper. For kl-anlegg er det derimot kostnadmessig avgjørende om byggingen skjer i (eller nær) trafikkert spor, eller på jomfruelig mark. I tillegg har systemvalg en del å si. Dersom bygging skjer i, eller nær trafikkert spor er det helt avgjørende for prisen hvor lange disponeringstider som kan påregnes for den aktuelle strekningen. Ved kostnadsberegninger i dette prosjektet er det tatt utgangspunkt i bygging av system 20 i trafikkert spor, med disponering 4,5t på hverdager og 12t på lørdager og søndager. Med disse forutsetningene er det antatt en pris for nytt kl-anlegg på 2,5 mill. kr. per km (referert 2004).

For tunneler vil prisen være påvirket av blant annet at master og fundamenter utgår mens festing av utliggerne og flere utliggerne inngår. Beregninger på grunnlag av [4] gir en kostnad for konvensjonelt kl-anlegg (med returleder) i tunnel på om lag 1,85 mill. kr (referert 2003). For broer med overbygning er det i de fleste tilfeller liten plass til master og sannsynlig at man sveiser til en festeanordning for utliggerne direkte på broen. Kostnadmessig er dette sammenlignbart med vanlig strekning uten fundament. Det vil si 1,5 mill. kr. per km (referert 2004).

For drifts- og vedlikeholdstall er det innhentet erfaringstall fra flere faglig leder strømforsyning. Gjennomsnittlig tall for kl-anlegg er 25.000 kr per km per år (referert 2002).

Tap av energi i et kl-anlegg er beregnet til om lag 4,5 % i gjennomsnitt.

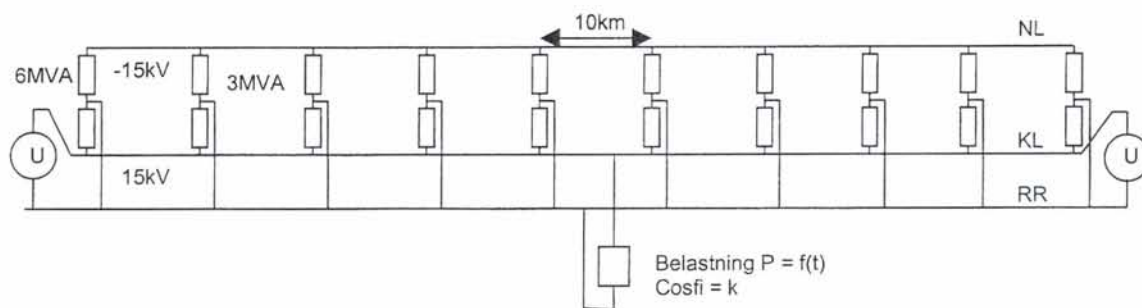
Vedlegg 4

Beskrivelse av kontaktledningsanlegg med autotransformator

Vedlegg 4

Beskrivelse av kontaktledningsanlegg med autotransformator

Vedlegg 4 Beskrivelse av kontaktledningsanlegg med autotransformator



Prinsippkisse for AT-system

Figur 3-3 viser prinsipielt hvordan systemet er bygget opp (NL = negativleder = minus 15kV, KL = kontaktledning = pluss 15kV, RR = skinnegang = 0kV). Det finnes flere forskjellige løsninger, men prinsipielt er løsningene like.

Prismessig må AT-system sees i sammenheng med bygging av/fornyelse av kl-anlegg. Dette som en følge av at AT-systemet og kl-anlegget fysisk bygges sammen. Skal man bygge et AT-system må man sannsynligvis sette opp nye master som tåler montasje av negativleder(e) og evt. forsterkningsledning. Og i praksis bygger/fornyer man da også kl-anlegget. Et nytt kl-anlegg med AT-system er i investeringskostnader beregnet til å koste noen få prosent mer enn et konvensjonelt kl-anlegg. (forenklet årsak: AT-system har negativleder(e) i stedet for returleder(e) og autotransformatorer i stedet for sugetransformatorer, se vedlegg 3). Med forutsetninger tilsvarende som for konvensjonelt kl-anlegg er det antatt en pris for nytt AT-system på 2,5 mill. kr. per km (referert 2004).

I rapporten "Autotransformatorer for norske forhold, negativleder i tunneler" [4] er blant annet kostnadene ved AT-system i tunneler vurdert. Ut i fra de kostnadsoverslagene som er gjort i denne rapporten kan man finne at i tunneler vil et konvensjonelt kl-anlegg (med returleder) koste om lag 1,85 mill. kr, mens et AT-system system vil koste om lag 2,00 mill. kr (referert 2003). For broer med overbygning er det grunn til å anta at prisforskjellen blir tilsvarende i forhold til konvensjonelt kl-anlegg. Det vil si 1,65 mill. kr. per km (referert 2004).

Det finnes ingen tilgjengelige erfaringstall for drift- og vedlikeholdskostnader for AT-system, men det er rimelig å anta at det er sammenlignbart med konvensjonelt kl-anlegg. Dette gir gjennomsnittlige årlige drifts- og vedlikeholdskostnader på 25.000 kr per km per år (referert 2002).

Tap av energi i et kl-anlegg med AT-system er beskrevet nærmere i kap. om økonomisk modellering av investerings- drifts- og vedlikeholdskostnader jf. kap. 4.

Vedlegg 5

Omformerstasjoner - optimalisering av hovedkomponenter

Vedlegg 5

Omformerstasjoner – optimalisering av hovedkomponenter

Vedlegg 5 Omformerstasjoner - optimalisering av hovedkomponenter

På systemnivå kan omformerstasjoner deles inn mellom roterende og statiske aggregat. Ved fjernledningsalternativet vil det også inngå trafostasjoner, men dette påvirker ikke valget mellom de to. I første omgang ble stasjoner av forskjellig type i dagens eksisterende anleggsmasse analysert hver for seg. I modellene er omformerstasjoner delt inn med kostnadselementer for følgende hovedkomponenter (det er noen delkomponenter under enkelte hovedkomponenter som ikke er nevnt her):

- Innkommende bryterfelt
- Utgående bryterfelt
- Kontrollanlegg (inkludert fjernkontroll)
- Bygg
- Teknisk anlegg (i bygg) som ventilasjon, vvs, etc.
- Tomt
- Diverse

Aggregat (statisk eller omformervogn og apparatvogn) er gitt i egen post

For optimalisering av hovedkomponenter ble det benyttet tidligere utført analyser fra rapport ”Forenkling av roterende omformerstasjoner i Bane Energis anlegg”, jf. ref. **Feil! Fant ikke referanseskilden.** for omformerstasjoner med roterende omformere. For statiske omformerstasjoner finnes det ikke tilsvarende underlag, og en tilsvarende grundig optimalisering var ikke mulig for alle hovedkomponenter. Optimalisering av hovedkomponenter for de forskjellige alternativ er beskrevet utfyllende nedenfor.

Det ble tatt utgangspunkt i noen anlegg fra anleggsmassen mht å utarbeide optimaliserte økonomiske byggeklosser av forskjellig type med forskjellig ytelse:

- omformerstasjon med roterende aggregat og bygg i dagen ble basert på gjennomsnittskostnader fra eksisterende modell for Skoppum og Leivoll. Med kostnadselementer fra **Feil! Fant ikke referanseskilden.**, mht forenklede løsninger, antall aggregat og ytelse ble det utarbeidet en anvendelig plattform, som dekker et stort variasjonsområde for installert ytelse ved å flytte forskjellig størrelse transportable aggregater til stasjonen og endre kostnadselementer som avhenger av ytelse.
- omformerstasjon med statisk aggregat og bygg i dagen, ble basert på gjennomsnittskostnader fra Stavne og Kielland, Smørbekk og Jessheim, og Lillestrøm, og gav dermed et tilfredsstillende variasjonsområde for forskjellig ytelse.

Fjellhall som alternativt bygg ble tidlig forkastet i denne sammenheng på grunn av høye kostnader for utsprengning av fjell. I **Feil! Fant ikke referanseskilden.** er det for øvrig gitt løsning for ombygging av eksisterende fjellhall til forenklet anlegg med plass til 4 aggregater, slik at dette alternativet eventuelt kan analyseres i hovedalternativ 3 i kapittel **Feil! Fant ikke referanseskilden.**

For å gjøre valg mellom de forskjellige alternativene under mest mulig like forhold, er det for standard kostnadselementer som i utgangspunktet er forholdsvis like, benyttet samme kostnader:

- Innkommende bryterfelt: for eksisterende stasjoner er det variasjoner spesielt mht. spenningsnivå. For roterende omformere er det i **Feil! Fant ikke referanseskilden.** gitt en forenklet løsning med kostnadselementer, som ble benyttet for optimalisering på komponentnivå for det roterende. For statiske er det ikke utført tilsvarende forenkling, gjennomsnittstall for eksisterende anlegg er benyttet.
- Utgående bryterfelt: det er variasjoner for kostnader for 15 kV koblingsanlegg i eksisterende stasjoner, spesielt mht. antall utgående linjer. I modellen er det benyttet standard kostnadselement uavhengig av løsning. Kostnadselementet representerer koblingsanlegg med 2 utgående linjer og reserveavgang.

Vedlegg 5

Omformerstasjoner – optimalisering av hovedkomponenter

- Kontrollanlegg: for roterende omformere er det hentet underlag fra **Feil! Fant ikke referanseskilden.** for optimalisering. For statiske er det ikke utført tilsvarende øvelse, og i utgangspunktet benyttet kostnadselementer fra eksisterende anlegg i modell.
- Byggkostnader: det er store variasjoner mht. kr/m² for de forskjellige eksisterende byggene, som spesielt avhenger av om bygningene er klassifisert eller uklassifisert ihht. Retningslinjer for Sikring av Kraftforsyningsanlegg (RSK). Det ble besluttet at det for det teoretisk optimale alternativet skulle fristilles fra dette kravet. For å kunne sammenligne de forskjellige alternativene under mest mulig like omstendigheter ble det besluttet å benytte samme kostnad [kr/m²] for alle bygg. Totalkostnad for bygg ble skalert opp med vurdert arealbehov for de forskjellige anleggene.
- Teknisk anlegg: Med utgangspunkt i kostnader fra eksisterende anlegg i modell, er disse vurdert opp mot løsning, antall aggregater og areal.
- Tomt: Det er benyttet samme kostnad for alle alternativene
- Diverse: Omfatter kostnadselementer som ikke er spesifisert med egne poster. Det er variasjon i størrelse på tall i eksisterende modell, men det er antatt i videre arbeid at kostnaden vil være omtrentlig proporsjonalt med prosjektets størrelse. Basert på tall fra Skoppum og Leivoll er kostnaden satt til 18 % av øvrige poster.

Aggregat: I **Feil! Fant ikke referanseskilden.** er det beskrevet en løsning for å bygge funksjonaliteten til eksisterende apparatvogn inn i stasjonen med kostnadselementer. I modellen gjøres dette med å legge inn et nytt kostnadselement i hver stasjon, og å fjerne kostnadselementet som apparatvognen utgjør for hvert aggregat i modellen. Valg mellom de to løsningene blir valg på hovedkomponentnivå.

Med bakgrunn i ovenstående ble det laget kostnadselementer eller "økonomiske byggeklosser" som da kunne benyttes i oppbygging av modellen for den optimale energiforsyningssystemet for den fiktive banen.

- Statisk 2 x 6 MVA (basert på Stavne og Kielland)
- Statisk 2 x 12 MVA (basert på Jessheim og Smørbekk)
- Statisk 3 x 12 MVA (basert på Lillestrøm og Jessheim*)
- Roterende dimensjonert for maksimalt 2 x 7 MVA (basert på Skoppum og Leivoll)
- Roterende dimensjonert for maksimalt 2 x 10 MVA (basert på Skoppum og Leivoll)
- Roterende dimensjonert for maksimalt 4 x 7 MVA (basert på Skoppum og Leivoll)
- Roterende dimensjonert for maksimalt 4 x 10 MVA (basert på Skoppum og Leivoll)

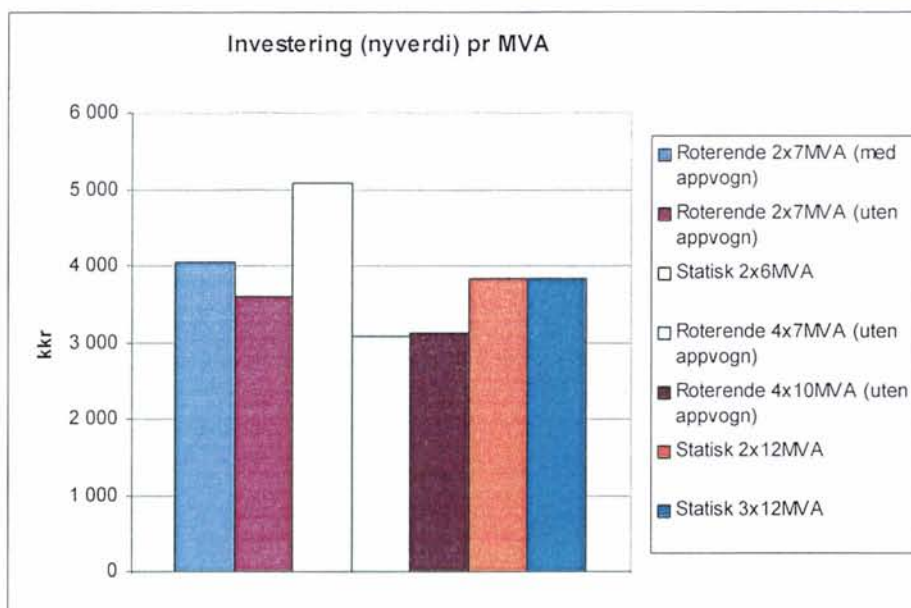
*Lillestrøm omformer anses som "spesiell" mht. areal og enkelte kostnadselementer. Denne byggeklossen er derfor delvis vurdert ut fra eksisterende og delvis en tenkt utvidelse av Jessheim med et ekstra aggregat.

Det ble beregnet måltall [kk/MVA] for investeringskostnader og årlige kostnader for de forskjellige alternativene. Investering (nyverdi) som funksjon av installert ytelse er vist i Figur V6-1. For å undersøke forskjellen mellom konvensjonell løsning med transportabel apparatvogn og apparatvognfunksjonalitet i stasjonen, er alternativet dimensjonert for 2x7MVA undersøkt med begge alternativ.

Vedlegg 5

Omformerstasjoner – optimalisering av hovedkomponenter

Figur V6-Feil! Det er ingen tekst med den angitte stilen i dokumentet.-I Investering pr. MVA for forskjellig teknikk og



installert ytelse

Ut fra figuren kan det sees at stasjoner med stor ytelse gir generelt bedre måltall enn stasjoner med liten ytelse. De tre søylene til venstre i figuren har ytelse 12-14MVA, mens de 4 søylene til høyre har ytelse 24-40MVA.

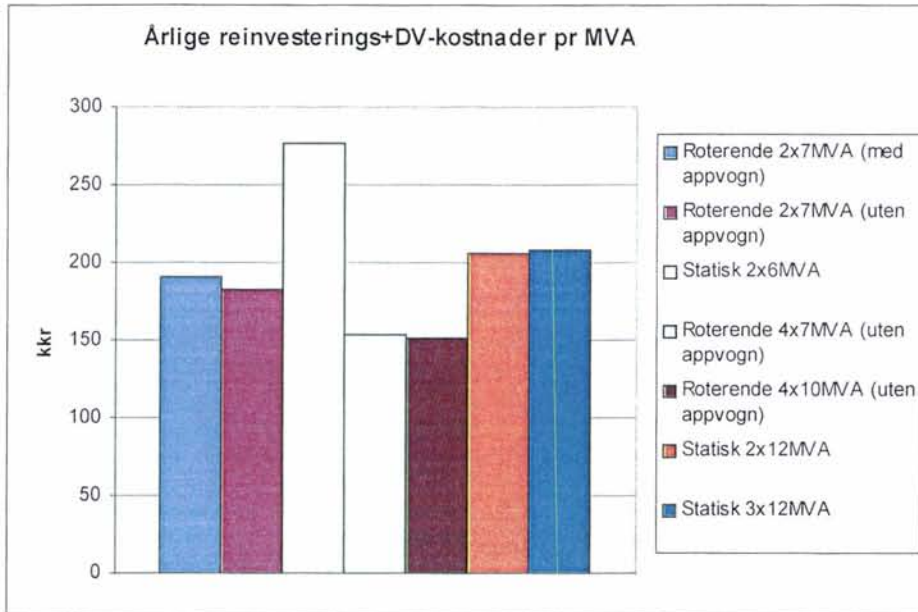
Innenfor sammenlignbar ytelse gir roterende generelt bedre måltall enn statiske.

Markant høyest investering (nyverdi) pr. MVA av de undersøkte alternativene har statisk med ytelse på 2x6MVA. Laveste investering (nyverdi) pr. MVA har roterende med 4x7MVA og 4x10MVA. Roterende med forenklet løsning med apparatvognfunksjonalitet i stasjonen har lavere investering (nyverdi) pr. MVA enn tradisjonell løsning med transportabel apparatvogn for undersøkt tilfelle 2x7MVA.

Totale årlige kostnader, kan ses på som en sum av årlige drifts- og vedlikeholdskostnader og årlige reinvesteringskostnader. Summen av disse er vist i Figur V6-2 for de forskjellige løsningene.

Vedlegg 5

Omformerstasjoner – optimalisering av hovedkomponenter



Figur V6-Feil! Det er ingen tekst med den angitte stilen i dokumentet.-2 Årlige reinvesterings- og DV-kostnader pr MVA for forskjellig teknikk og ytelse

Figuren gir samme hovedkonklusjon som Figur V6-1. Innenfor sammenlignbar ytelse har roterende bedre måltall enn statiske. Hovedårsaken til forskjellen er høyere årlige reinvesteringer på grunn av kortere levetid og høyere investering. Sammenlignes stasjoner med lik teknikk, oppnås det bedre måltall for stasjoner med stor ytelse enn med mindre ytelse.

Roterende med forenklet løsning med apparatvognfunksjonalitet i stasjonen har noe lavere årlige kostnader pr. MVA enn tradisjonell løsning med transportabel apparatvogn for undersøkt tilfelle 2x7MVA, men forskjellen er liten og må antas innenfor usikkerhet i beregningene.

Vedlegg 5

Omformerstasjoner – optimalisering av hovedkomponenter

Vedlegg 5 Omformerstasjoner - optimalisering av hovedkomponenter

På systemnivå kan omformerstasjoner deles inn mellom roterende og statiske aggregat. Ved fjernledningsalternativet vil det også inngå trafostasjoner, men dette påvirker ikke valget mellom de to. I første omgang ble stasjoner av forskjellig type i dagens eksisterende anleggsmasse analysert hver for seg. I modellene er omformerstasjoner delt inn med kostnadselementer for følgende hovedkomponenter (det er noen delkomponenter under enkelte hovedkomponenter som ikke er nevnt her):

- Innkommende bryterfelt
- Utgående bryterfelt
- Kontrollanlegg (inkludert fjernkontroll)
- Bygg
- Teknisk anlegg (i bygg) som ventilasjon, vvs, etc.
- Tomt
- Diverse

Aggregat (statisk eller omformervogn og apparatvogn) er gitt i egen post

For optimalisering av hovedkomponenter ble det benyttet tidligere utført analyser fra rapport "Forenkling av roterende omformerstasjoner i Bane Energis anlegg", jf. ref. [6] for omformerstasjoner med roterende omformere. For statiske omformerstasjoner finnes det ikke tilsvarende underlag, og en tilsvarende grundig optimalisering var ikke mulig for alle hovedkomponenter. Optimalisering av hovedkomponenter for de forskjellige alternativ er beskrevet utfyllende nedenfor.

Det ble tatt utgangspunkt i noen anlegg fra anleggsmassen mht å utarbeide optimaliserte økonomiske byggeklosser av forskjellig type med forskjellig ytelse:

- omformerstasjon med roterende aggregat og bygg i dagen ble basert på gjennomsnittskostnader fra eksisterende modell for Skoppum og Leivoll. Med kostnadselementer fra [6], mht forenklede løsninger, antall aggregat og ytelse ble det utarbeidet en anvendelig plattform, som dekker et stort variasjonsområde for installert ytelse ved å flytte forskjellig størrelse transportable aggregater til stasjonen og endre kostnadselementer som avhenger av ytelse.
- omformerstasjon med statisk aggregat og bygg i dagen, ble basert på gjennomsnittskostnader fra Stavne og Kielland, Smørbekk og Jessheim, og Lillestrøm, og gav dermed et tilfredsstillende variasjonsområde for forskjellig ytelse.

Fjellhall som alternativt bygg ble tidlig forkastet i denne sammenheng på grunn av høye kostnader for utsprenning av fjell. I [6] er det for øvrig gitt løsning for ombygging av eksisterende fjellhall til forenklet anlegg med plass til 4 aggregater, slik at dette alternativet eventuelt kan analyseres i hovedalternativ 3 i kapittel 4.3.

For å gjøre valg mellom de forskjellige alternativene under mest mulig like forhold, er det for standard kostnadselementer som i utgangspunktet er forholdsvis like, benyttet samme kostnader:

- Innkommende bryterfelt: for eksisterende stasjoner er det variasjoner spesielt mht. spenningsnivå. For roterende omformere er det i [6] gitt en forenklet løsning med kostnadselementer, som ble benyttet for optimalisering på komponentnivå for det roterende. For statiske er det ikke utført tilsvarende forenkling, gjennomsnittstall for eksisterende anlegg er benyttet.
- Utgående bryterfelt: det er variasjoner for kostnader for 15 kV koblingsanlegg i eksisterende stasjoner, spesielt mht. antall utgående linjer. I modellen er det benyttet standard kostnadselement uavhengig av løsning. Kostnadselementet representerer koblingsanlegg med 2 utgående linjer og reserveavgang.
- Kontrollanlegg: for roterende omformere er det hentet underlag fra [6] for optimalisering. For statiske er det ikke utført tilsvarende øvelse, og i utgangspunktet benyttet kostnadselementer fra eksisterende anlegg i modell.

Vedlegg 5

Omformerstasjoner – optimalisering av hovedkomponenter

- Byggkostnader: det er store variasjoner mht. kr/m² for de forskjellige eksisterende byggene, som spesielt avhenger av om bygningene er klassifisert eller uklassifisert ihht. Retningslinjer for Sikring av Kraftforsyningsanlegg (RSK). Det ble besluttet at det for det teoretisk optimale alternativet skulle fristilles fra dette kravet. For å kunne sammenligne de forskjellige alternativene under mest mulig like omstendigheter ble det besluttet å benytte samme kostnad [kr/m²] for alle bygg. Totalkostnad for bygg ble skalert opp med vurdert arealbehov for de forskjellige anleggene.
- Teknisk anlegg: Med utgangspunkt i kostnader fra eksisterende anlegg i modell, er disse vurdert opp mot løsning, antall aggregater og areal.
- Tomt: Det er benyttet samme kostnad for alle alternativene
- Diverse: Omfatter kostnadselementer som ikke er spesifisert med egne poster. Det er variasjon i størrelse på tall i eksisterende modell, men det er antatt i videre arbeid at kostnaden vil være omtrentlig proporsjonalt med prosjektets størrelse. Basert på tall fra Skoppum og Leivoll er kostnaden satt til 18 % av øvrige poster.

Aggregat: I [6] er det beskrevet en løsning for å bygge funksjonaliteten til eksisterende apparatvogn inn i stasjonen med kostnadselementer. I modellen gjøres dette med å legge inn et nytt kostnadselement i hver stasjon, og å fjerne kostnadselementet som apparatvognen utgjør for hvert aggregat i modellen. Valg mellom de to løsningene blir valg på hovedkomponentnivå.

Med bakgrunn i ovenstående ble det laget kostnadselementer eller "økonomiske byggeklosser" som da kunne benyttes i oppbygging av modellen for den optimale energiforsyningssystemet for den fiktive banen.

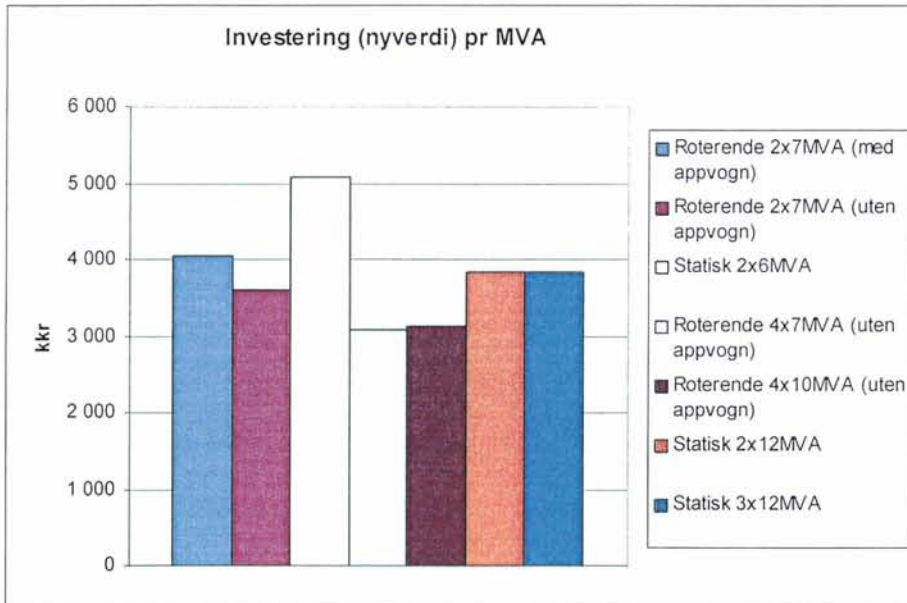
- Statisk 2 x 6 MVA (basert på Stavne og Kielland)
- Statisk 2 x 12 MVA (basert på Jessheim og Smørbekk)
- Statisk 3 x 12 MVA (basert på Lillestrøm og Jessheim*)
- Roterende dimensjonert for maksimalt 2 x 7 MVA (basert på Skoppum og Leivoll)
- Roterende dimensjonert for maksimalt 2 x 10 MVA (basert på Skoppum og Leivoll)
- Roterende dimensjonert for maksimalt 4 x 7 MVA (basert på Skoppum og Leivoll)
- Roterende dimensjonert for maksimalt 4 x 10 MVA (basert på Skoppum og Leivoll)

*Lillestrøm omformer anses som "spesiell" mht. areal og enkelte kostnadselementer. Denne byggeklossen er derfor delvis vurdert ut fra eksisterende og delvis en tenkt utvidelse av Jessheim med et ekstra aggregat.

Det ble beregnet måltall [kk/MVA] for investeringskostnader og årlige kostnader for de forskjellige alternativene. Investering (nyverdi) som funksjon av installert ytelse er vist i Figur V6-1. For å undersøke forskjellen mellom konvensjonell løsning med transportabel apparatvogn og apparatvognfunksjonalitet i stasjonen, er alternativet dimensjonert for 2x7MVA undersøkt med begge alternativ.

Vedlegg 5

Omformerstasjoner – optimalisering av hovedkomponenter



Figur V6-1 Investering pr. MVA for forskjellig teknikk og installert ytelse

Ut fra figuren kan det sees at stasjoner med stor ytelse gir generelt bedre måltall enn stasjoner med liten ytelse. De tre søylene til venstre i figuren har ytelse 12-14MVA, mens de 4 søylene til høyre har ytelse 24-40MVA.

Innenfor sammenlignbar ytelse gir roterende generelt bedre måltall enn statiske.

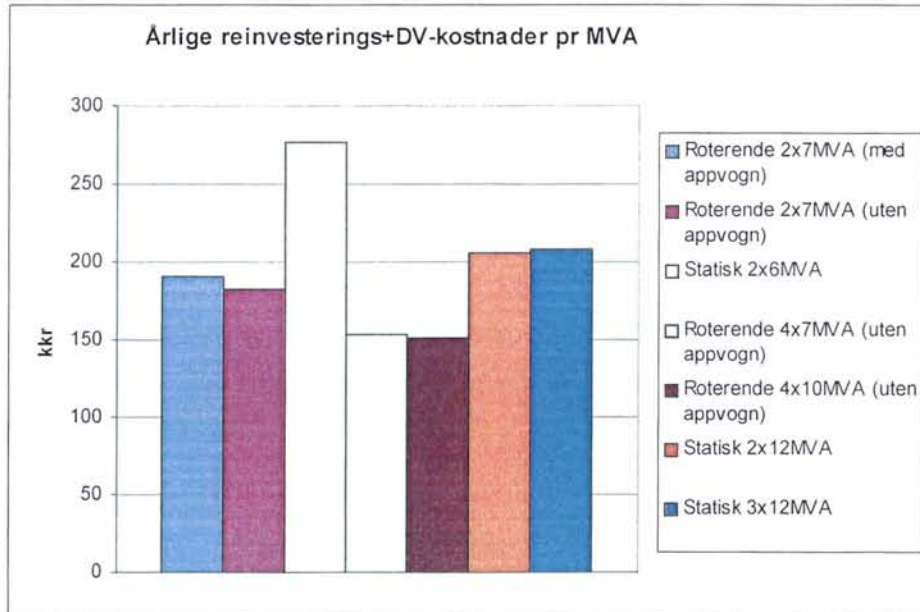
Markant høyest investering (nyverdi) pr. MVA av de undersøkte alternativene har statisk med ytelse på 2x6MVA. Laveste investering (nyverdi) pr. MVA har roterende med 4x7MVA og 4x10MVA.

Roterende med forenklet løsning med apparatvognfunksjonalitet i stasjonen har lavere investering (nyverdi) pr. MVA enn tradisjonell løsning med transportabel apparatvogn for undersøkt tilfelle 2x7MVA.

Totale årlige kostnader, kan ses på som en sum av årlige drifts- og vedlikeholdskostnader og årlige reinvesteringskostnader. Summen av disse er vist i Figur V6-2 for de forskjellige løsningene.

Vedlegg 5

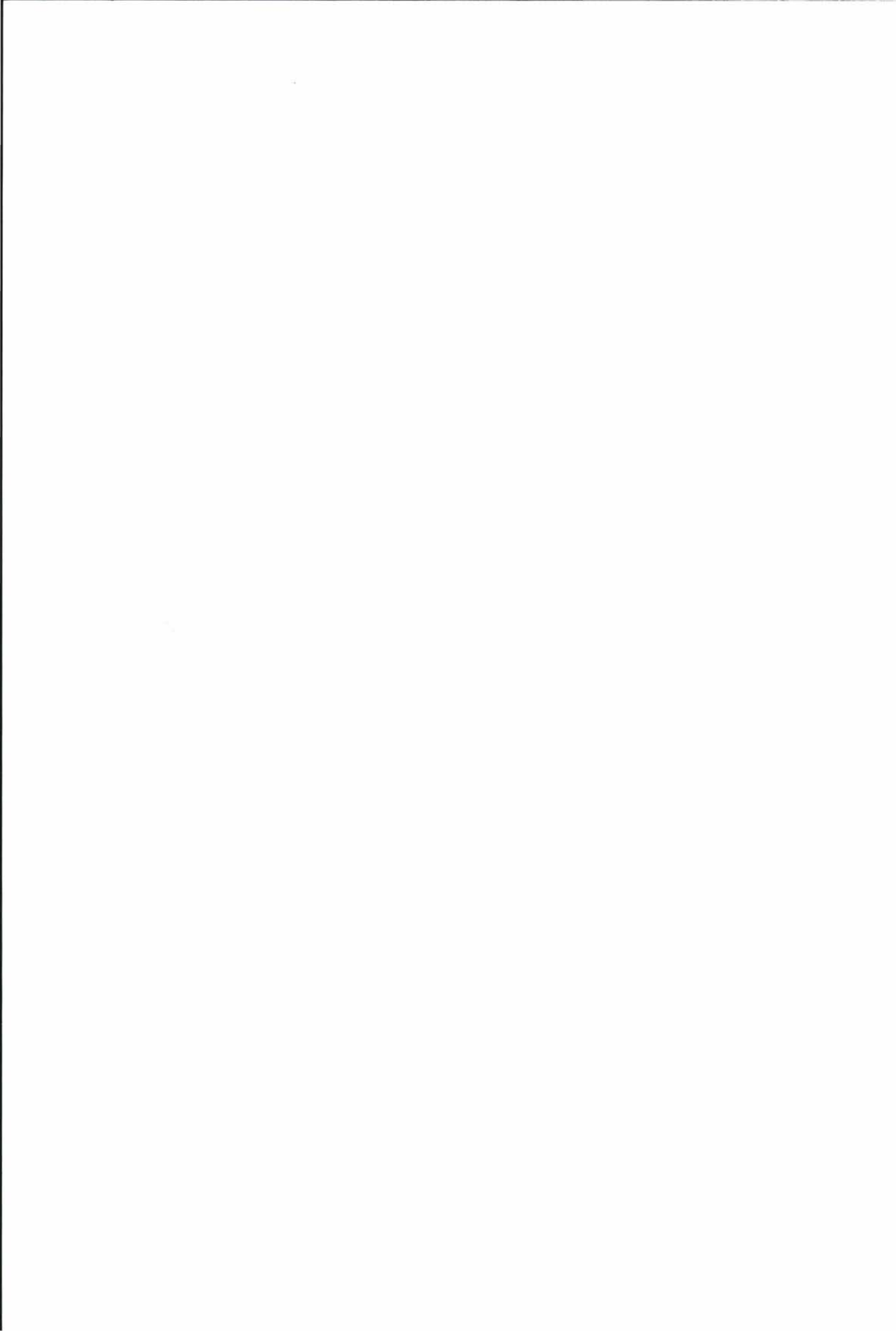
Omformerstasjoner – optimalisering av hovedkomponenter



Figur V6-2 Årlige reinvesterings- og DV-kostnader pr MVA for forskjellig teknikk og ytelse

Figuren gir samme hovedkonklusjon som Figur V6-1. Innenfor sammenlignbar ytelse har roterende bedre måltall enn statiske. Hovedårsaken til forskjellen er høyere årlige reinvesteringer på grunn av kortere levetid og høyere investering. Sammenlignes stasjoner med lik teknikk, oppnås det bedre måltall for stasjoner med stor ytelse enn med mindre ytelse.

Roterende med forenklet løsning med apparatvognfunksjonalitet i stasjonen har noe lavere årlige kostnader pr. MVA enn tradisjonell løsning med transportabel apparatvogn for undersøkt tilfelle 2x7MVA, men forskjellen er liten og må antas innenfor usikkerhet i beregningene.



Vedlegg 6

Økonomiske byggeklosser for omformerstasjoner – teoretisk utredning

Stasjoner	Referanseår for beregning	2003	Øk. levetid		DV-kostnader		Øk. levetid		Andel DV-kostnader		Øk. levetid		Andel DV-kostnader		Øk. levetid		Andel DV-kostnader		Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003	Summer				
			Øk. levetid	DV-kostnader	Øk. levetid	DV-kostnader	FJELLANLEGG	Øk. levetid	Andel DV-kostnader	Fjell og sikring	Øk. levetid	Andel DV-kostnader	Øk. levetid	Andel DV-kostnader	Øk. levetid	Andel DV-kostnader	Øk. levetid	Andel DV-kostnader							
Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Vurderet rev. år (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses-kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kk)	(kk)	(kk)	(kk)		
2 x 7 MVA	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	2 015	2003	1,00	2 015	2 015	2,5 %	50	67	30	2032	30	2032	67	1 648	2 015	1 948	2 015	1 948	Nyverdi referert til 2003	20 820	
roterende	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	4 447	2003	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 298	4 447	4 298	4 447	4 298	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	20 181	
med appvoen	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	1 450	2003	1,00	1 450	1 450	3,0 %	44	58	25	2027	25	2027	58	1 392	1 450	1 392	1 450	1 352	Historisk anskaffelses-kostnad	20 820	
nytt bygg	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk.kostn. 31.12.2003	20 181
	-grunn og betong	2003	2003	2003	4 200	2003	1,00	4 200	4 200	0,5 %	21	84	50	2052	50	2052	84	4 116	4 200	4 116	4 200	4 116			
	-stål, rør, tre, biikk	2003	2003	2003	1 500	2003	1,00	1 500	1 500	0,5 %	8	38	40	2042	40	2042	38	1 463	1 500	1 463	1 500	1 463			
	-ulomhus	2003	2003	2003	300	2003	1,00	300	300	0,5 %	2	6	50	2052	50	2052	6	294	300	294	300	294			
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003	20 820
	-ventilasjon	2003	2003	2003	1 241	2003	1,00	1 241	1 241	3,0 %	37	50	25	2027	25	2027	50	1 191	1 241	1 191	1 241	1 191			
	-stasjonsfordeling	2003	2003	2003	1 241	2003	1,00	1 241	1 241	3,0 %	37	31	40	2042	40	2042	31	1 210	1 241	1 210	1 241	1 210			
	-sikker kraft	2003	2003	2003	620	2003	1,00	620	620	3,0 %	19	41	15	2017	15	2017	41	579	620	579	620	579			
	-vvs	2003	2003	2003	1 034	2003	1,00	1 034	1 034	3,0 %	31	28	40	2042	40	2042	28	1 008	1 034	1 008	1 034	1 008			
	Tomter	2003	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	=	=	=	=	0	57	57	57	57	57	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknol.	20 181	
	Diverse	2003	2003	2003	2 716	2003	1,00	2 716	2 716	3,0 %	81	91	30	2032	30	2032	91	2 625	2 716	2 625	2 716	2 625			

Stasjon	Referanseår for beregning	2003	Øk. levetid DV-kostnader		0,00 %		Andel DV-kostnader		FJELLANLEGG		Øk. levetid		Andel DV-kostnader																																
			30 år	2,5 %	30 år	2,5 %	Fjell og sikring	75 år	25 %	0,5 %	Grunn og betong	50 år	50 %	0,5 %	Stål, tre, rør	40 år	20 %	0,5 %	Utomhus og spor	50 år	5 %	0,5 %	TEKNISKE ANLEGG, snitt	30 år	3,0 %	TEKNISKE ANLEGG, snitt	25 år	30 %	3,0 %	Stasjonsfordeling	40 år	30 %	3,0 %	Sikret kraft	15 år	15 %	3,0 %	VVS	40 år	25 %	3,0 %	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	Historisk anskaffelses-kostnad	Avskrevet historisk ansk.kostn.
Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi- rev.år (årstall)	Kostnader (kkkr)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kkkr)	Nyverdi referert til 2003 (kkkr)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kkkr/år)	Gj.snittlig reinvest. (kkkr/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kkkr)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kkkr)	Historisk anskaffelses-kostnad (kkkr)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kkkr)	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kkkr)	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kkkr)	Summer (kkkr)																						
2 x 7 MVA	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	2 015	2003	1,00	2 015	2 015	2,5 %	50	67	30	2032	30	2032	67	1 948	2 015	1 948	2 015	1 948	1 948	Nyverdi referert til 2003	26 841																				
roterende	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	4 447	2003	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 298	4 447	4 298	4 447	4 298	4 298	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	25 961																				
uten appvogn	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	1 450	2003	1,00	1 450	1 450	3,0 %	44	58	25	2027	25	2027	58	1 392	1 450	1 392	1 450	1 392	1 392	Historisk anskaffelses-kostnad	26 841																				
nytt bygg	App.vogn funk. i faste st	2003	2003	2003	5 100	2003	1,00	5 100	5 100	3,0 %	153	204	25	2027	25	2027	204	4 896	5 100	4 896	5 100	4 896	4 896	Avskrevet historisk ansk.kostn. 31.12.200	25 961																				
	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk.kostn. 31.12.200	25 961																				
	-grunn og betong	2003	2003	2003	3 850	2003	1,00	3 850	3 850	0,5 %	19	77	50	2052	50	2052	77	3 773	3 850	3 773	3 850	3 773	3 773																						
	-stål, rør, tre, blikk	2003	2003	2003	1 375	2003	1,00	1 375	1 375	0,5 %	7	34	40	2042	40	2042	34	1 341	1 375	1 341	1 375	1 341	1 341																						
	-utomhus	2003	2003	2003	275	2003	1,00	275	275	0,5 %	1	6	50	2052	50	2052	6	270	275	270	275	270	270																						
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referer	26 841																			
	-ventilasjon	2003	2003	2003	1 241	2003	1,00	1 241	1 241	3,0 %	37	50	25	2027	25	2027	50	1 191	1 241	1 191	1 241	1 191	1 191	1 191																					
	-stasjonsfordeling	2003	2003	2003	1 241	2003	1,00	1 241	1 241	3,0 %	37	31	40	2042	40	2042	31	1 210	1 241	1 210	1 241	1 210	1 210	1 210																					
	-sikret kraft	2003	2003	2003	620	2003	1,00	620	620	3,0 %	19	41	15	2017	15	2017	41	579	620	579	620	579	579	579																					
	-vvs	2003	2003	2003	1 034	2003	1,00	1 034	1 034	3,0 %	31	26	40	2042	40	2042	26	1 008	1 034	1 008	1 034	1 008	1 008	1 008																					
	Tomter	2003	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	∞		∞		0	57	57	57	57	57	57	57	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. tekno	25 961																			
	Diverse	2003	2003	2003	4 136	2003	1,00	4 136	4 136	3,0 %	124	138	30	2032	30	2032	138	3 998	4 136	3 998	4 136	3 998	3 998	3 998																					

Stasjoner	Referanseår for beregning	2003		0,00 %		Andel DV-kostnader		FJELLANLEGG		Øk levetid	Andel DV-kostnader																											
		Øk levetid	DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Fjell og sikring	75 år	25 %	0,5 %	Grunn og betong	50 år	50 %	0,5 %	Stål, tre, rør	40 år	20 %	0,5 %	Utomhus og spor	50 år	5 %	0,5 %	TEKNISKE ANLEGG, snitt	30 år	30 %	3,0 %	Stasjonsfordeling	40 år	30 %	3,0 %	Sikret kraft	15 år	15 %	3,0 %	VVS	40 år	25 %	3,0 %	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003
Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi-vurdert rev.år (årstall)	Kostnader (kkkr)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kkkr)	Nyverdi referert til 2003 (kkkr)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kkkr/år)	Gj.snittlig reinvest. (kkkr/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utgåår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgåår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kkkr)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kkkr)	Historisk anskaffelses-kostnad (kkkr)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kkkr)	Avskrevet teknologi referert til 2003 (kkkr)	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kkkr)	Summer (kkkr)															
2 x 6 MVA	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	3 218	2003	1,00	3 218	3 218	2,5 %	80	107	30	2032	30	2032	107	3 111	3 218	3 111	3 218	3 111	Nyverdi referert til 2003	30 439														
statisk	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	4 447	2003	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 299	4 447	4 299	4 447	4 299	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	29 476														
nytt bygg	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	5 000	2003	1,00	5 000	5 000	3,0 %	150	200	25	2027	25	2027	200	4 800	5 000	4 800	5 000	4 800	Historisk anskaffelses-kostnad	30 439														
	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk kostn. 31.12.200	29 476														
	-grunn og betong	2003	2003	2003	5 600	2003	1,00	5 600	5 600	0,5 %	28	112	50	2052	50	2052	112	5 488	5 600	5 488	5 600	5 488																
	-stål, rør, tre, bikk	2003	2003	2003	2 000	2003	1,00	2 000	2 000	0,5 %	10	50	40	2042	40	2042	50	1 950	2 000	1 950	2 000	1 950																
	-utomhus	2003	2003	2003	400	2003	1,00	400	400	0,5 %	2	8	50	2052	50	2052	8	392	400	392	400	392																
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	3,0 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi refere	30 439														
	-ventilasjon	2003	2003	2003	1 724	2003	1,00	1 724	1 724	3,0 %	52	69	25	2027	25	2027	69	1 655	1 724	1 655	1 724	1 655																
	-stasjonsfordeling	2003	2003	2003	1 724	2003	1,00	1 724	1 724	3,0 %	52	43	40	2042	40	2042	43	1 681	1 724	1 681	1 724	1 681																
	-sikret kraft	2003	2003	2003	862	2003	1,00	862	862	3,0 %	26	57	15	2017	15	2017	57	805	862	805	862	805																
	-vvs	2003	2003	2003	1 437	2003	1,00	1 437	1 437	3,0 %	43	36	40	2042	40	2042	36	1 401	1 437	1 401	1 437	1 401																
	Tomter	2003	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	∞		∞		0	57	57	57	57	57	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. tekno	29 476														
	Diverse	2003	2003	2003	3 970	2003	1,00	3 970	3 970	3,0 %	119	132	30	2032	30	2032	132	3 838	3 970	3 838	3 970	3 838																

Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi-vurdert rev. år (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utgår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses-kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kk)	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kk)	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kk)	Summer (kk)		
																								Øk. levetid	DV-kostnader
4 x 7 MVA roterende uten appvogn nytt bygg	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	4 030	2003	1,00	4 030	4 030	2,5 %	101	134	30	2032	30	2032	134	3 896	4 030	3 896	4 030	3 896	Nyverdi referert til 2003	38 887	
	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	4 447	2003	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 298	4 447	4 298	4 447	4 298	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	37 599	
	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	2 200	2003	1,00	2 200	2 200	3,0 %	66	88	25	2027	25	2027	88	2 112	2 200	2 112	2 200	2 112	Historisk anskaffelses-kostnad	38 887	
	App vogn funk. i faste st	2003	2003	2003	10 200	2003	1,00	10 200	10 200	3,0 %	306	408	25	2027	25	2027	408	9 792	10 200	9 792	10 200	9 792			
	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk.kostn. 31.12.2003	37 599
	-grunn og betong	2003	2003	2003	5 688	2003	1,00	5 688	5 688	0,5 %	28	114	50	2052	50	2052	114	5 574	5 688	5 574	5 688	5 574			
	-stål, rør, tre, blikk	2003	2003	2003	2 031	2003	1,00	2 031	2 031	0,5 %	10	51	40	2042	40	2042	51	1 980	2 031	1 980	2 031	1 980			
	-utomhus	2003	2003	2003	406	2003	1,00	406	406	0,5 %	2	8	50	2052	50	2052	8	398	406	398	406	398			
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad alt teknologi referert	38 887
	-ventilasjon	2003	2003	2003	1 551	2003	1,00	1 551	1 551	3,0 %	47	39	40	2042	40	2042	39	1 512	1 551	1 512	1 551	1 512			
	-stasjonsfordeling	2003	2003	2003	1 551	2003	1,00	1 551	1 551	3,0 %	47	39	40	2042	40	2042	39	1 512	1 551	1 512	1 551	1 512			
	-sikret kraft	2003	2003	2003	620	2003	1,00	620	620	3,0 %	19	41	15	2017	15	2017	41	579	620	579	620	579			
	-vvs	2003	2003	2003	1 034	2003	1,00	1 034	1 034	3,0 %	31	26	40	2042	40	2042	26	1 008	1 034	1 008	1 034	1 008			
	Tomter	2003	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	∞		∞		0	57	57	57	57	57	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt tekno	37 599	
	Diverse	2003	2003	2003	5 072	2003	1,00	5 072	5 072	3,0 %	152	169	30	2032	30	2032	169	4 903	5 072	4 903	5 072	4 903			

Stasjon	Anleggsdel (navn)	Referanseår for beregning: 2003		Øk levetid DV-kostnader		Øk levetid		Andel DV-kostnader		FJELLANLEGG		Øk levetid		Andel DV-kostnader		Historisk anskaffelses-kostnad (kkkr)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kkkr)	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kkkr)	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kkkr)	Summer (kkkr)					
		Øk levetid	DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader												
Stasjon (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi-vurdert rev.år (årstall)	Kostnader (kkkr)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kkkr)	Nyverdi referert til 2003 (kkkr)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kkkr/år)	Gj.snittlig reinvest. (kkkr/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utgåår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgåår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kkkr)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kkkr)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kkkr)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kkkr)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kkkr)					
	Inngående bryterfelt	2003	2003	4 430	2003	1,00	4 430	4 430	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 282	4 430	4 282	4 430	4 282	Nyverdi referert til 2003	40 267		
	Utgående bryterfelt	2003	2003	4 447	2003	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 298	4 447	4 298	4 447	4 298	4 447	4 298	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	38 626
	Kontrollanlegg	2003	2003	2 200	2003	1,00	2 200	2 200	3,0 %	66	88	25	2027	25	2027	88	2 112	2 200	2 112	2 200	2 112	2 200	2 112	Historisk anskaffelses-kostnad	40 267
	Bygg	2003	2003	11 000	2003	1,00	11 000	11 000	3,0 %	330	440	25	2027	25	2027	440	10 560	11 000	10 560	11 000	10 560	11 000	10 560		
	Bygg med spor og veier	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	0	0		
	-grunn og betong	2003	2003	5 688	2003	1,00	5 688	5 688	0,5 %	28	114	50	2052	50	2052	114	5 674	5 688	5 674	5 688	5 674	5 688	5 674	Avskrevet historisk ansk.kostn. 31.12.2003	38 928
	-stål, rør, tre, bikk	2003	2003	2 031	2003	1,00	2 031	2 031	0,5 %	10	51	40	2042	40	2042	51	1 980	2 031	1 980	2 031	1 980	2 031	1 980		
	-utomhus	2003	2003	406	2003	1,00	406	406	0,5 %	2	8	50	2052	50	2052	8	398	406	398	406	398	406	398		
	Tekniske anlegg	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	0		
	-ventilasjon	2003	2003	1 551	2003	1,00	1 551	1 551	3,0 %	47	62	25	2027	25	2027	62	1 489	1 551	1 489	1 551	1 489	1 551	1 489		
	-stasjonsfordeling	2003	2003	1 551	2003	1,00	1 551	1 551	3,0 %	47	39	40	2042	40	2042	39	1 512	1 551	1 512	1 551	1 512	1 551	1 512		
	-skret kraft	2003	2003	620	2003	1,00	620	620	3,0 %	19	41	15	2017	15	2017	41	579	620	579	620	579	620	579		
	-vvs	2003	2003	1 034	2003	1,00	1 034	1 034	3,0 %	31	26	40	2042	40	2042	26	1 008	1 034	1 008	1 034	1 008	1 034	1 008		
	Tomter	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	∞		∞		0	57	57	57	57	57	57	57		
	Diverse	2003	2003	5 252	2003	1,00	5 252	5 252	3,0 %	158	175	30	2032	30	2032	175	5 077	5 252	5 077	5 252	5 077	5 252	5 077	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. tekno	38 928

Stasjon	Referanseår for beregning	2003		0,00 %		FJELLANLEGG		Øk. levetid		Andel DV-kostnader		Økon. levetid		Andel DV-kostnader		Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003	Summer								
		Øk. levetid	DV-kostnader	Øk. levetid	Andel DV-kostnader	Fjell og sikring	Øk. levetid	Andel DV-kostnader	Økon. levetid	Tekn. levetid	Økon. levetid	Tekn. levetid	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	Historisk anskaffelses-kostnad				Avskrevet historisk ansk. kostn.							
Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år rev. år (årstall)	Verdi-vurdert rev. år (årstall)	Kostnader (kr)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år	Nyverdi referert til 2003 (kr)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kr/år)	Gj.snittlig reinvest. (kr/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utgår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kr)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kr)	Historisk anskaffelses-kostnad (kr)	Avskrevet historisk ansk. kostn. (kr)	Summer (kr)						
2 x 12 MVA	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	6 294	2003	1,00	6 294	6 294	2,5 %	157	210	30	2032	30	2032	210	6 084	6 294	6 084	6 294	6 084	Nyverdi referert til 2003	42 769		
statisk	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	4 446	2003	1,00	4 446	4 446	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 298	4 446	4 298	4 446	4 298	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	41 452		
nytt bygg	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	5 686	2003	1,00	5 686	5 686	3,0 %	171	227	25	2027	25	2027	227	5 459	5 686	5 459	5 686	5 459	Historisk anskaffelses-kostnad	42 769		
	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk. kostn. 31.12.200	41 452	
	-grunn og betong	2003	2003	2003	8 400	2003	1,00	8 400	8 400	0,5 %	42	168	50	2052	50	2052	168	8 232	8 400	8 232	8 400	8 232		8 232		
	-stål, rør, tre, blikk	2003	2003	2003	3 000	2003	1,00	3 000	3 000	0,5 %	15	75	40	2042	40	2042	75	2 925	3 000	2 925	3 000	2 925		3 000		
	-utornhus	2003	2003	2003	600	2003	1,00	600	600	0,5 %	3	12	50	2052	50	2052	12	588	600	588	600	588		600		
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referer	42 769
	-ventilasjon	2003	2003	2003	2 612	2003	1,00	2 612	2 612	2,5 %	65	104	30	2032	25	2027	87	2 525	2 612	2 525	2 612	2 525		2 612		
	-stasjonsfordeling	2003	2003	2003	2 612	2003	1,00	2 612	2 612	2,5 %	65	65	30	2032	40	2042	87	2 525	2 612	2 525	2 612	2 525		2 612		
	-sikret kraft	2003	2003	2003	1 306	2003	1,00	1 306	1 306	2,5 %	33	87	30	2032	15	2017	44	1 262	1 306	1 262	1 306	1 262		1 306		
	-vvs	2003	2003	2003	2 177	2003	1,00	2 177	2 177	2,5 %	54	54	30	2032	40	2042	73	2 104	2 177	2 104	2 177	2 104		2 177		
	Tomter	2003	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	∞		∞		0	57	57	57	57	57		57		
	Diverse	2003	2003	2003	5 579	2003	1,00	5 579	5 579	3,0 %	167	186	30	2032	30	2032	186	5 393	5 579	5 393	5 579	5 393		5 579		
																								Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. tekno	41 452	

Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi- vurdert rev.-år (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV- kostnader (%/år)	DV- kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utof år (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utof år (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses-kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk. kostn. (kk)	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kk)	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kk)	Summer	(kk)	
																									0,00 %
3 x 12 MVA statisk nytt bygg	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	7 868	2003	1,00	7 868	7 868	2,5 %	197	262	30	2032	30	2032	262	7 606	7 868	7 606	7 868	7 606	Nyverdi referert til 2003	58 786	
	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	4 447	2003	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	146	30	2032	30	2032	148	4 299	4 447	4 299	4 447	4 299	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	56 422	
	Kontrallanlegg	2003	2003	2003	9 222	2003	1,00	9 222	9 222	3,0 %	277	369	25	2027	25	2027	369	8 853	9 222	8 853	9 222	8 853	Historisk anskaffelses-kostnad	58 786	
	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk.kostn. 31.12.2003	56 922
	-grunn og betong	2003	2003	2003	11 200	2003	1,00	11 200	11 200	0,5 %	56	224	50	2052	50	2052	224	10 976	11 200	10 976	11 200	10 976			
	-stål, rør, tre, blokk	2003	2003	2003	4 000	2003	1,00	4 000	4 000	0,5 %	20	100	40	2042	40	2042	100	3 900	4 000	3 900	4 000	3 900			
	-utomhus	2003	2003	2003	800	2003	1,00	800	800	0,5 %	4	16	50	2052	50	2052	16	784	800	784	800	784			
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert	58 786
	-ventilasjon	2003	2003	2003	3 689	2003	1,00	3 689	3 689	3,0 %	111	148	25	2027	25	2027	148	3 541	3 689	3 541	3 689	3 541			
	-stasjonsfordeling	2003	2003	2003	3 689	2003	1,00	3 689	3 689	3,0 %	111	92	40	2042	40	2042	92	3 597	3 689	3 597	3 689	3 597			
	-sikret kraft	2003	2003	2003	2 305	2003	1,00	2 305	2 305	3,0 %	69	154	15	2017	15	2017	154	2 151	2 305	2 151	2 305	2 151			
	-vvs	2003	2003	2003	3 842	2003	1,00	3 842	3 842	3,0 %	115	96	40	2042	40	2042	96	3 746	3 842	3 746	3 842	3 746			
	Tomter	2003	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	∞	∞	∞	∞	57	57	57	57	57	57			
	Diverse	2003	2003	2003	7 668	2003	1,00	7 668	7 668	3,0 %	230	256	30	2032	30	2032	256	7 412	7 668	7 412	7 668	7 412	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. tekno	59 922	

Stasjoner	Referanseår for beregning 2003		Øk levetid DV-kostnader		0,00 % Øk levetid		Andel DV-kostnader		FJELLANLEGG		Øk levetid		Andel DV-kostnader														
	Inn-/utgående bryterfelt	Kontrollanlegg	Bygg	Bygg i fjell	Tekniske anlegg	Tomter	Diverse	Sentral driftskontroll	Fjell og sikring	Grunn og betong	Stål, tre, rør	Utomhus og spor	TEKNISKE ANLEGG, snitt	ventilasjon, omformerhaller	Stasjonsfordeling	Sikret kraft	VVS	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003	Summer	(kk)						
Stasjon (navn)	Anleggsgdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi-vurdert rev.år (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utgår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses-kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kk)	referert til 2003 (kk)	til 2003 (kk)	(kk)	(kk)			
4 x 7 MVA	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	4 030	2003	1,00	4 030	4 030	2,5 %	101	134	30	2032	30	2032	134	3 896	4 030	3 896	4 030	3 896	3 896	3 896	Nyverdi referert til 2003	38 824	
roterende	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	4 447	2003	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 298	4 447	4 298	4 447	4 298	4 447	4 298	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	37 538	
* trafo	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	2 200	2003	1,00	2 200	2 200	3,0 %	66	88	25	2027	25	2027	88	2 112	2 200	2 112	2 200	2 112	2 200	2 112	Historisk anskaffelses-kostnad	38 824	
uten appvogn	Appvogn funk. i faste str	2003	2003	2004	10 200	2004	1,00	10 200	10 137	3,0 %	304	405	25	2027	25	2027	405	9 731	10 137	9 731	10 137	9 731	10 137	9 731	Historisk anskaffelses-kostnad	37 151	
nytt bygg	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	60	2062	60	2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk kostn. 31.12.200	37 538
	-grunn og betong	2003	2003	2003	5 688	2003	1,00	5 688	5 688	0,5 %	28	114	50	2052	50	2052	114	5 574	5 688	5 574	5 688	5 574	5 688	5 574	5 688		
	-stål, rør, tre, blikk	2003	2003	2003	2 031	2003	1,00	2 031	2 031	0,5 %	10	51	40	2042	40	2042	51	1 980	2 031	1 980	2 031	1 980	2 031	1 980			
	-utomhus	2003	2003	2003	406	2003	1,00	406	406	0,5 %	2	8	50	2052	50	2052	8	398	406	398	406	398	406	398			
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referere	38 824
	-ventilasjon	2003	2003	2003	1 551	2003	1,00	1 551	1 551	3,0 %	47	62	25	2027	25	2027	62	1 489	1 551	1 489	1 551	1 489	1 551	1 489			
	-stasjonsfordeling	2003	2003	2003	1 551	2003	1,00	1 551	1 551	3,0 %	47	39	40	2042	40	2042	39	1 512	1 551	1 512	1 551	1 512	1 551	1 512			
	-sikret kraft	2003	2003	2003	620	2003	1,00	620	620	3,0 %	19	41	15	2017	15	2017	41	579	620	579	620	579	620	579			
	-vvs	2003	2003	2003	1 034	2003	1,00	1 034	1 034	3,0 %	31	26	40	2042	40	2042	26	1 008	1 034	1 008	1 034	1 008	1 034	1 008			
	Tomter	2003	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	=		=		0	57	57	57	57	57	57	57	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. tekno	37 538	
	Diverse	2003	2003	2003	5 072	2003	1,00	5 072	5 072	3,0 %	152	169	30	2032	30	2032	169	4 903	5 072	4 903	5 072	4 903	5 072	4 903			
	15/72 kV trafo	2003	2003	2002	2 300	2002	1,00	2 300	2 357	1,5 %	35	67	35	2037	35	2037	67	2 289	2 357	2 289	2 357	2 289	2 357	2 289			
	15 og 72 kV enfasebrytt	2003	2003	2003	365	2003	1,00	365	365	2,5 %	9	12	30	2032	30	2032	12	353	365	353	365	353	365	353			

Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge- år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi- vurdert rev.år (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse- år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV- kostnader (%/år)	DV- kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utoår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utoår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses- kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kk)	Anskaffelses- kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kk)	Avskrevet anskaffelses- kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kk)	Sommer	(kk)					
																									0,00 %	Øk levetid 30 år	DV-kostnader 2,5 %	FJELLANLEGG	Øk levetid 30 år
trafostasjon	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	215	2003	1,00	215	215	2,5 %	5	7	30	2032	30	2032	7	208	215	208	215	208	Nyverdi referert til 2003	7 128					
8 MVA	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	3 557	2003	1,00	3 557	3 557	2,5 %	89	119	30	2032	30	2032	119	3 438	3 557	3 438	3 557	3 438	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	6 906					
	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	290	2003	1,00	290	290	3,0 %	9	12	25	2027	25	2027	12	278	290	278	290	278	Historisk anskaffelses-kostnad	7 175					
	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk kostn. 31.12.200	6 906					
	-grunn og betong	2003	2003	2003	350	2003	1,00	350	350	0,5 %	2	7	50	2052	50	2052	7	343	350	343	350	343							
	-stål, rør, tre, bikk	2003	2003	2003	125	2003	1,00	125	125	0,5 %	1	3	40	2042	40	2042	3	122	125	122	125	122							
	-utomhus	2003	2003	2003	25	2003	1,00	25	25	0,5 %	0	1	50	2052	50	2052	1	25	25	25	25	25							
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0							
	-ventilasjon	2003	2003	2003	72	2003	1,00	72	72	3,0 %	2	3	25	2027	25	2027	3	69	72	69	72	69	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi refere	7 128					
	-stasjonsfordeling	2003	2003	2003	72	2003	1,00	72	72	3,0 %	2	2	40	2042	40	2042	2	70	72	70	72	70							
	-sikret kraft	2003	2003	2003	36	2003	1,00	36	36	3,0 %	1	2	15	2017	15	2017	2	34	36	34	36	34							
	-vvs	2003	2003	2003	60	2003	1,00	60	60	3,0 %	2	2	40	2042	40	2042	2	59	60	59	60	59							
	Tomter	2003	2003	2003	26	2003	1,00	26	26	0,0 %	0	0	∞		∞		0	26	26	26	26	26	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. tekno	6 906					
	Transformator	2003	2003	2003	2 300	2003	1,00	2 300	2 300	1,5 %	35		35 år		35	2037	66	2 234	2 300	2 234	2 300	2 234							

Vedlegg 7

**Økonomiske byggeklosser for omformerstasjoner –
reviderte og inkludert fjellhaller og aggregater**

Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi- vurdert rev.-år (årstall)	Øk levetid (år)	DV-kostnader (kkkr)	Referanse- år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kkkr)	Nyverdi referert til 2003 (kkkr)	DV- kostnader (%/år)	DV- kostnader (kkkr/år)	Gj.snittlig reinvest. (kkkr/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utgå år (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgå år (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kkkr)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kkkr)	Historisk anskaffelses- kostnad (kkkr)	Avskrevet historisk ansk.koatn. (kkkr)	Anskaffelses- kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kkkr)	Avskrevet anskaffelses- kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kkkr)	Summer	(Dkr)		
																										Øk levetid (år)	Andel DV-kostnader (2.5 %)
2 x 7 MVA	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	30 år	2 015	2003	1,00	2 015	2 015	2,5 %	50	67	30	2032	30	2032	67	1 948	2 015	1 248	2 015	1 948	Nyverdi referert til 2002	24 103		
roterende	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	25 år	4 447	2003	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 298	4 447	4 298	4 447	4 298	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	24 566		
Nytt bygg	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	30 år	1 450	2003	1,00	1 450	1 450	3,0 %	44	58	25	2027	25	2027	58	1 392	1 450	1 392	1 450	1 392	Historisk anskaffelses-kostnad	24 901		
Med appvogn	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	30 år	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk kostn. 31.12.200	24 101	
	-grunn og betong	2003	2003	2003	30 år	6 300	2003	1,00	6 300	6 300	0,5 %	32	126	50	2052	50	2052	126	6 174	6 300	6 174	6 300	6 174	6 300	6 174		
	-stål, rør, tre, bikk	2003	2003	2003	30 år	2 250	2003	1,00	2 250	2 250	0,5 %	11	56	40	2042	40	2042	56	2 194	2 250	2 194	2 250	2 194	2 250	2 194		
	-utomhus	2003	2003	2003	30 år	450	2003	1,00	450	450	0,5 %	2	9	50	2052	50	2052	9	441	450	441	450	441	450	441		
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	30 år	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	-ventilasjon	2003	2003	2003	30 år	1 241	2003	1,00	1 241	1 241	3,0 %	37	50	25	2027	25	2027	50	1 191	1 241	1 191	1 241	1 191	1 241	1 191	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert	24 903
	-stasjonsfordeling	2003	2003	2003	30 år	1 241	2003	1,00	1 241	1 241	3,0 %	37	50	25	2027	25	2027	50	1 191	1 241	1 191	1 241	1 191	1 241	1 191	1 241	
	-sikret kraft	2003	2003	2003	30 år	620	2003	1,00	620	620	3,0 %	19	41	15	2017	15	2017	41	579	620	579	620	579	620	579	620	
	-vvs	2003	2003	2003	30 år	1 034	2003	1,00	1 034	1 034	3,0 %	31	26	40	2042	40	2042	26	1 008	1 034	1 008	1 034	1 008	1 034	1 008	1 034	
	Tomter	2003	2003	2003	30 år	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	∞	∞	∞	∞	0	57	57	57	57	57	57	57	57	
	Diverse	2003	2003	2003	30 år	3 799	2003	1,00	3 799	3 799	3,0 %	114	127	30	2032	30	2032	127	3 672	3 799	3 672	3 799	3 672	3 799	3 672	3 799	

Stasjon	Referanseår for beregning	2003		0,00 %		FJELLANLEGG		2003		2003		2003		2003		2003		2003		2003		2003		Summer		
		2% levetid	DV-kostnader	2% levetid	Andel DV-kostnader	Fjell og belting	70 %	25 %	TEKNISKE ANLEGG, vvs	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %			
Inn-utgående bryterfelt:		30 år	2,5 %	30 år																						
Kontrollanlegg		25 år	3,0 %																							
Bygg		50 år	0,5 %																							
Bygg i fjell		60 år	0,5 %	40 år	25 %	0,5 %																				
Tekniske anlegg		30 år	2,5 %	50 år	5 %	0,5 %																				
Tomter		=	0,0 %																							
Diverse		30 år	3,0 %																							
Sentral driftskontroll		15 år	3,0 %	transformator	35 år																					
Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi-levetid (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kk/år)	Gjennomsnittlig reinvest (kk/år)	Økon. levetid (år)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgår (årstall)	Avskrivning av nyverdi til 31.12.2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Pris-utvikling (faktor)	Historisk anskaffelses-kostnad (kk)	Avskrevet historisk anskaffelses-kostnad (kk)	Avskrevet historisk teknologi referert til 2003 (kk)	Avskrevet teknologi referert til 2003 (kk)	Summer (kk)			
2 x 7 MVA	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	2 015	2003	1,00	2 015	2 015	2,5 %	50	67	30	2032	20	2032	57	1 948	1,000	2 015	1 948	2 015	1 948	Nyverdi referert til 2003	30 706	
	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	4 447	2003	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	146	30	2032	30	2032	148	4 298	1,000	4 447	4 298	4 447	4 298	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	29 081	
	rotierende	2003	2003	2003	1 450	2003	1,00	1 450	1 450	3,0 %	44	58	25	2027	25	2027	38	1 392	1,000	1 450	1 392	1 450	1 392	referert anskaffelses kostnad	30 030	
Nytt bygg	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	5 100	2003	1,00	5 100	5 100	3,0 %	153	204	25	2027	23	2027	204	4 896	1,000	5 100	4 896	5 100	4 896			
Uten oppvogn	App vogn funk i faste st.	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	1,000	0	0	0	0			
	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	5 775	2003	1,00	5 775	5 775	0,5 %	29	119	50	2052	50	2052	119	5 650	1,000	5 775	5 650	5 775	5 650	Avskrevet historisk ansk kostn 31.12.2003	25 054	
	-grunn og belting	2003	2003	2003	2 063	2003	1,00	2 063	2 063	0,5 %	10	52	40	2042	40	2042	50	2 011	1,000	2 063	2 011	2 063	2 011			
	-stål, rør, tre, bikk	2003	2003	2003	413	2003	1,00	413	413	0,5 %	2	6	50	2052	50	2052	6	404	1,000	413	404	413	404			
	-utomhus	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	1,000	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad alt teknologi referer	25 006
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	1 241	2003	1,00	1 241	1 241	3,0 %	37	50	25	2027	25	2027	50	1 191	1,000	1 241	1 191	1 241	1 191			
	-ventilasjon	2003	2003	2003	1 241	2003	1,00	1 241	1 241	3,0 %	37	31	40	2042	43	2042	31	1 210	1,000	1 241	1 210	1 241	1 210			
	-stasjonsfordeling	2003	2003	2003	620	2003	1,00	620	620	3,0 %	19	41	15	2017	15	2017	41	579	1,000	620	579	620	579			
	-sikret kraft	2003	2003	2003	1 034	2003	1,00	1 034	1 034	3,0 %	31	26	40	2042	40	2042	26	1 008	1,000	1 034	1 008	1 034	1 008			
	-vvs	2003	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	=	=	=	=	57	57	1,000	57	57	57	57	57	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt teknol	20 083
	Tomter	2003	2003	2003	4 582	2003	1,00	4 582	4 582	3,0 %	137	153	30	2032	30	2032	153	4 429	1,000	4 582	4 429	4 582	4 429			
	Diverse	2003	2003	2003		2003																				

Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi-vurdert rev.-år (årstall)	Kostnader (kkkr)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kkkr)	Nyverdi referert til 2003 (kkkr)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kkkr/år)	Gj.snittlig reinvest. (kkkr/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utgår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgår (årstall)	Avskrivning av nyverdi i o.m. 2003 (kkkr)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kkkr)	Historisk anskaffelses-kostnad (kkkr)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kkkr)	Anskaffelses-kostnad all. teknologi referert til 2003 (kkkr)	Avskrevet anskaffelses-kostnad all. teknologi ref. til 2003 (kkkr)	Summer		
																								(kkkr)	(kkkr)
2 x 6 MVA stasjons	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	3 218	2003	1,00	3 218	3 218	2,5 %	80	107	30	2032	30	2032	107	3 111	3 218	3 111	3 218	3 111	Nyverdi referert til 2003	35 953	
	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	4 447	2003	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 298	4 447	4 298	4 447	4 298	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	34 855	
Nytt bygg	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	5 000	2003	1,00	5 000	5 000	3,0 %	150	200	25	2027	25	2027	200	4 850	5 000	4 850	5 000	4 850	Historisk anskaffelses-kostnad	35 953	
	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk.kostn. 31.12.2003	34 855
	- grunn og betong	2003	2003	2003	8 400	2003	1,00	8 400	8 400	0,5 %	42	168	50	2052	50	2052	168	8 232	8 400	8 232	8 400	8 232			
	- stål, rør, tre, blikk	2003	2003	2003	3 000	2003	1,00	3 000	3 000	0,5 %	15	75	40	2042	40	2042	75	2 925	3 000	2 925	3 000	2 925			
	- utomhus	2003	2003	2003	600	2003	1,00	600	600	0,5 %	3	12	50	2052	50	2052	12	588	600	588	600	588			
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	3,0 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad all. teknologi referert	35 953
	- ventilasjon	2003	2003	2003	1 724	2003	1,00	1 724	1 724	3,0 %	52	69	25	2027	25	2027	69	1 655	1 724	1 655	1 724	1 655			
	- stasjonsfordeling	2003	2003	2003	1 724	2003	1,00	1 724	1 724	3,0 %	52	43	40	2042	40	2042	43	1 681	1 724	1 681	1 724	1 681			
	- sikret kraft	2003	2003	2003	862	2003	1,00	862	862	3,0 %	26	57	15	2017	15	2017	57	805	862	805	862	805			
	- vvs	2003	2003	2003	1 437	2003	1,00	1 437	1 437	3,0 %	43	36	49	2042	40	2042	36	1 401	1 437	1 401	1 437	1 401			
	Tomter	2003	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	∞	∞	∞	∞	0	57	57	57	57	57			
	Diverse	2003	2003	2003	5 484	2003	1,00	5 484	5 484	3,0 %	165	183	30	2032	30	2032	183	5 302	5 484	5 302	5 484	5 302	Avskrevet anskaffelses-kostnad all. tekno	34 855	

Stasjoner	Referanseår for beregning	2003		0,00 %		FJELLANLEGG		Ø% levetid		Andel DV-kostnader		Anskaffelses-		Avskrevet		Summer									
		Ø% levetid	DV-kostnader	Ø% levetid	Andel DV-kostnader	Fjell og sikring	Ø% levetid	Andel DV-kostnader	kostnad alt. teknologi referert til 2003	kostnad alt. teknologi ref. til 2003															
	Inn-futgående bryterfelt	30 år	2,5 %	30 år	2,5 %	75 år	25 %	75 år	25 %	0,5 %															
	Kontrollanlegg	25 år	3,0 %	30 år	2,5 %	Grunn og betong	50 år	50 %	50 %	0,5 %															
	Bygg	50 år	0,5 %	50 år	0,5 %	Stål, tre, rør	40 år	20 %	40 år	20 %	0,5 %														
	Bygg i fjell	60 år	0,5 %	40 år	25 %	Utomhus og spor	50 år	5 %	50 år	5 %	0,5 %														
	Tekniske anlegg	30 år	2,5 %	50 år	5 %	TEKNISKE ANLEGG, snitt	30 år	30 %	25 år	30 %	3,0 %														
	Tomter	∞	0,0 %			ventilasjon, omformerhaller	25 år	30 %	40 år	30 %	3,0 %														
	Diverse	30 år	3,0 %			Stasjonsfordeling	40 år	30 %	15 år	15 %	3,0 %														
	Sentral drittskontroll	15 år	3,0 %	35 år		Sikret kraft	40 år	25 %	30 %	3,0 %															
						VVS	40 år	25 %	30 %	3,0 %															
Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi-år (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utår (årstall)	Avskrivning av nyverdi f.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses-kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kk)	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kk)	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kk)	Summer (kk)		
4 x 7 MVA	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	4 030	2003	1,00	4 030	4 030	2,5 %	101	134	30	2032	30	2032	134	3 896	4 030	3 896	4 030	3 896	Nyverdi referert til 2003	41 819	
rotierende	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	4 447	2003	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 298	4 447	4 298	4 447	4 298	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	40 453	
Nytt bygg	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	2 200	2003	1,00	2 200	2 200	3,0 %	66	88	25	2027	25	2027	88	2 112	2 200	2 112	2 200	2 112	Historisk anskaffelses-kostnad	41 819	
Uten oppvogn	Ans.vogn funk. i faste st	2003	2003	2003	10 200	2003	1,00	10 200	10 200	3,0 %	306	408	25	2027	25	2027	408	9 792	10 200	9 792	10 200	9 792			
	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk.kostn. 31.12.2003	40 453
	-grunn og betong	2003	2003	2003	6 825	2003	1,00	6 825	6 825	0,5 %	34	137	50	2052	50	2052	137	6 689	6 825	6 689	6 825	6 689			
	-stål, rør, tre, bikk	2003	2003	2003	2 438	2003	1,00	2 438	2 438	0,5 %	12	61	40	2042	40	2042	61	2 377	2 438	2 377	2 438	2 377			
	-utomhus	2003	2003	2003	488	2003	1,00	488	488	0,5 %	2	10	50	2052	50	2052	10	478	488	478	488	478			
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert	41 819
	-ventilasjon	2003	2003	2003	1 551	2003	1,00	1 551	1 551	3,0 %	47	62	25	2027	25	2027	62	1 489	1 551	1 489	1 551	1 489			
	-stasjonsfordeling	2003	2003	2003	1 551	2003	1,00	1 551	1 551	3,0 %	47	39	40	2042	40	2042	39	1 512	1 551	1 512	1 551	1 512			
	-sikret kraft	2003	2003	2003	620	2003	1,00	620	620	3,0 %	19	41	15	2017	15	2017	41	579	620	579	620	579			
	-vvs	2003	2003	2003	1 034	2003	1,00	1 034	1 034	3,0 %	31	26	40	2042	40	2042	26	1 008	1 034	1 008	1 034	1 008			
	Tomter	2003	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	∞		∞		0	57	57	57	57	57	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. tekno	40 453	
	Diverse	2003	2003	2003	6 379	2003	1,00	6 379	6 379	3,0 %	191	213	30	2032	30	2032	213	6 167	6 379	6 167	6 379	6 167			

Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge- år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Vendi- vurdert rev år (årstall)	Kostnader (kkr)	Referanse- år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kkr)	Nyverdi referert til 2003 (kkr)	DV- kostnader (%/år)	DV- kostnader (kkr/år)	Gj.snittlig reinvest. (kkr/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utoår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utoår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kkr)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kkr)	Historisk anskaffelses- kostnad (kkr)	Avskrevet historisk ansk. kostn. (kkr)	Anskaffelses- kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kkr)	Avskrevet anskaffelses- kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kkr)	Summer		
																								Øk. levetid 30 år	DV-kostnader 2,5 %
4 x 10 MVA	Inngående bryterfelt	2003	2003	4 430	2003	1,00	4 430	4 430	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 282	4 430	4 282	4 430	4 282	4 430	4 282	Nyverdi referert til 2003	43 235
roterende	Utgående bryterfelt	2003	2003	4 447	2003	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 298	4 447	4 298	4 447	4 298	4 447	4 298	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	41 818
Nytt bygg	Kontrollanlegg	2003	2003	2 200	2003	1,00	2 200	2 200	3,0 %	66	88	25	2027	25	2027	88	2 112	2 200	2 112	2 200	2 112	2 200	2 112	Historisk anskaffelses-kostnad	43 235
Uten appvognt	App vognt funk. i faste st	2003	2003	11 000	2003	1,00	11 000	11 000	3,0 %	330	440	25	2027	25	2027	440	10 560	11 000	10 560	11 000	10 560	11 000	10 560	Avskrevet historisk ansk. kostn. 31.12.2003	41 816
	Bygg med spor og veier	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	0	0		
	-grunn og betong	2003	2003	6 825	2003	1,00	6 825	6 825	0,5 %	34	137	50	2052	50	2052	137	6 689	6 825	6 689	6 825	6 689	6 825	6 689		
	-stål, rør, tre, bikk	2003	2003	2 438	2003	1,00	2 438	2 438	0,5 %	12	61	40	2042	40	2042	61	2 377	2 438	2 377	2 438	2 377	2 438	2 377		
	-utomhus	2003	2003	488	2003	1,00	488	488	0,5 %	2	10	50	2052	50	2052	10	478	488	478	488	478	488	478		
	Tekniske anlegg	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	0		
	-ventilasjon	2003	2003	1 551	2003	1,00	1 551	1 551	3,0 %	47	62	25	2027	25	2027	62	1 489	1 551	1 489	1 551	1 489	1 551	1 489	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referen	43 235
	-stasjonsfordeling	2003	2003	1 551	2003	1,00	1 551	1 551	3,0 %	47	39	40	2042	40	2042	39	1 512	1 551	1 512	1 551	1 512	1 551	1 512		
	-sikret kraft	2003	2003	620	2003	1,00	620	620	3,0 %	19	41	15	2017	15	2017	41	579	620	579	620	579	620	579		
	-vvs	2003	2003	1 034	2003	1,00	1 034	1 034	3,0 %	31	26	40	2042	40	2042	26	1 008	1 034	1 008	1 034	1 008	1 034	1 008		
	Tomter	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	∞	∞	∞	∞	0	57	57	57	57	57	57	57	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknol.	41 816
	Diverse	2003	2003	6 595	2003	1,00	6 595	6 595	3,0 %	198	220	30	2032	30	2032	220	6 375	6 595	6 375	6 595	6 375	6 595	6 375		

Stasjon	Referanseår for beregning	2003		0,00 %		FJELLANLEGG		Øk. levetid		Andel DV-kostnader															
		Øk. levetid	DV-kostnader	Øk. levetid	Andel DV-kostnader	Fjell og sikring	Øk. levetid	Andel DV-kostnader	25 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	25 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	
Inn-/utgående bryterfelt	30 år	2,5 %	30 år	2,5 %	Grunn og betong	50 år	50 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %		
Kontrollanlegg	25 år	3,0 %	50 år	70 %	Stål, tre, rør	40 år	20 %	40 %	0,5 %	40 %	0,5 %	40 %	0,5 %	40 %	0,5 %	40 %	0,5 %	40 %	0,5 %	40 %	0,5 %	40 %	0,5 %		
Bygg	50 år	0,5 %	50 år	0,5 %	Utomhus og spor	50 år	5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %	50 %	0,5 %		
Bygg i fjell	60 år	0,5 %	40 år	25 %	TEKNISKE ANLEGG, snitt	30 år	30 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %		
Tekniske anlegg	30 år	2,5 %	50 år	5 %	Ventilasjon, omformerhaller	25 år	30 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %	30 %	3,0 %		
Tomter	∞	0,0 %	40 år	30 %	Stasjonsfordeling	40 år	30 %	30 %	3,0 %	40 år	30 %	3,0 %	3,0 %	40 år	30 %	3,0 %	3,0 %	40 år	30 %	3,0 %	3,0 %	40 år	30 %		
Diverse	30 år	3,0 %	15 år	15 %	Sikret kraft	15 år	15 %	15 %	3,0 %	15 år	15 %	15 %	3,0 %	15 år	15 %	15 %	3,0 %	15 år	15 %	15 %	3,0 %	15 år	15 %		
Sentral driftskontroll	15 år	3,0 %	40 år	25 %	VVS	40 år	25 %	25 %	3,0 %	40 år	25 %	25 %	3,0 %	40 år	25 %	25 %	3,0 %	40 år	25 %	25 %	3,0 %	40 år	25 %		
Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi-vurdert rev.år (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses-kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kk)	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kk)	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kk)	Summer		
2 x 12 MVA	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	6 294	2003	1,00	6 294	6 294	2,5 %	157	210	30	2032	30	2032	210	6 084	6 294	6 084	6 294	6 084	Nyverdi referert til 2003	50 964	
slatsk	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	4 448	2003	1,00	4 448	4 448	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 298	4 448	4 298	4 448	4 298	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	49 447	
Nytt bygg	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	5 686	2003	1,00	5 686	5 686	3,0 %	171	227	25	2027	25	2027	227	5 459	5 686	5 459	5 686	5 459	Historisk anskaffelses-kostnad	50 964	
	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk.kostn. 31.12.2003	49 447
	- grunn og betong	2003	2003	2003	12 600	2003	1,00	12 600	12 600	0,5 %	63	252	50	2052	50	2052	252	12 348	12 600	12 348	12 600	12 348			
	- stål, rør, tre, bikk	2003	2003	2003	4 500	2003	1,00	4 500	4 500	0,5 %	23	113	40	2042	40	2042	113	4 388	4 500	4 388	4 500	4 388			
	- utomhus	2003	2003	2003	900	2003	1,00	900	900	0,5 %	5	18	50	2052	50	2052	18	882	900	882	900	882			
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	0	2003	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert	50 964
	- ventilasjon	2003	2003	2003	2 612	2003	1,00	2 612	2 612	2,5 %	65	104	30	2032	25	2027	67	2 525	2 612	2 525	2 612	2 525			
	- stasjonsfordeling	2003	2003	2003	2 612	2003	1,00	2 612	2 612	2,5 %	65	65	30	2032	40	2042	87	2 525	2 612	2 525	2 612	2 525			
	- sikret kraft	2003	2003	2003	1 306	2003	1,00	1 306	1 306	2,5 %	33	87	30	2032	15	2017	44	1 262	1 306	1 262	1 306	1 262			
	- vvs	2003	2003	2003	2 177	2003	1,00	2 177	2 177	2,5 %	54	54	30	2032	40	2042	73	2 104	2 177	2 104	2 177	2 104			
	Tomter	2003	2003	2003	57	2003	1,00	57	57	0,0 %	0	0	∞		∞		0	57	57	57	57	57		Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. tekno	49 447
	Diverse	2003	2003	2003	7 774	2003	1,00	7 774	7 774	3,0 %	233	259	30	2032	30	2032	259	7 515	7 774	7 515	7 774	7 515			

Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Verdi- vurdert rev.år (årstall)	Øk. levetid	DV-kostnader	Referanse- år for kostnader (årstall)	Avgifter	Nøyverdi i referanse år	Nøyverdi referert til 2003 (kk)	DV- kostnader (%/år)	DV- kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utgår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgår (årstall)	Avskrivning av nøyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nøyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses-kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk. kostn. (kk)	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kk)	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kk)	Summer	(kk)						
																										Øk. levetid	DV-kostnader	Øk. levetid	Andel DV-kostnader	FJELLANLEGG	Øk. levetid
3 x 12 MVA	Inngående bryterfelt	2003	2003	2003	7 868	2003	1,00	1,00	7 868	7 868	2,5 %	197	262	30	2032	20	2032	262	7 606	7 606	7 606	7 606	7 668	7 668	Nøyverdi referert til 2003	7 668					
statisk	Utgående bryterfelt	2003	2003	2003	4 447	2003	1,00	1,00	4 447	4 447	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 299	4 299	4 447	4 299	4 447	4 299	4 299	Avskrevet nøyverdi 31.12.2003	4 299				
Nytt bygg	Kontrollanlegg	2003	2003	2003	9 222	2003	1,00	1,00	9 222	9 222	3,0 %	277	369	25	2027	25	2027	369	8 853	8 853	9 222	8 853	9 222	8 853	8 853	Historisk anskaffelses-kostnad	8 853				
	Bygg med spor og veier	2003	2003	2003	0	2003	1,00	1,00	0	0	0,5 %	0	0	50	2052	50	2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk. kostn. 31.12.200	0			
	-grunn og betong	2003	2003	2003	16 800	2003	1,00	1,00	16 800	16 800	0,5 %	84	336	50	2052	50	2052	336	16 464	16 464	16 800	16 464	16 800	16 464	16 464	Historisk anskaffelses-kostnad	16 464				
	-stål, rør, tre, bikk	2003	2003	2003	6 000	2003	1,00	1,00	6 000	6 000	0,5 %	30	150	40	2042	40	2042	150	5 850	5 850	6 000	5 850	6 000	5 850	5 850	Historisk anskaffelses-kostnad	5 850				
	-utomhus	2003	2003	2003	1 200	2003	1,00	1,00	1 200	1 200	0,5 %	6	24	50	2052	50	2052	24	1 176	1 176	1 200	1 176	1 200	1 176	1 176	Historisk anskaffelses-kostnad	1 176				
	Tekniske anlegg	2003	2003	2003	0	2003	1,00	1,00	0	0	2,5 %	0	0	30	2032	30	2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert	0			
	-ventilasjon	2003	2003	2003	3 689	2003	1,00	1,00	3 689	3 689	3,0 %	111	148	25	2027	25	2027	148	3 541	3 541	3 689	3 541	3 689	3 541	3 541	3 541	Historisk anskaffelses-kostnad	3 541			
	-stasjonsfordeling	2003	2003	2003	3 689	2003	1,00	1,00	3 689	3 689	3,0 %	111	92	40	2042	40	2042	92	3 597	3 597	3 689	3 597	3 689	3 597	3 597	Historisk anskaffelses-kostnad	3 597				
	-sikret kraft	2003	2003	2003	2 305	2003	1,00	1,00	2 305	2 305	3,0 %	69	154	15	2017	15	2017	154	2 151	2 151	2 305	2 151	2 305	2 151	2 151	2 151	Historisk anskaffelses-kostnad	2 151			
	-vvs	2003	2003	2003	3 842	2003	1,00	1,00	3 842	3 842	3,0 %	115	96	40	2042	40	2042	96	3 746	3 746	3 842	3 746	3 842	3 746	3 746	3 746	Historisk anskaffelses-kostnad	3 746			
	Tomter	2003	2003	2003	57	2003	1,00	1,00	57	57	0,0 %	0	0	∞	∞	∞	∞	0	57	57	57	57	57	57	57	57	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. tekno	57			
	Diverse	2003	2003	2003	10 641	2003	1,00	1,00	10 641	10 641	3,0 %	319	355	30	2032	30	2032	355	10 287	10 287	10 641	10 287	10 641	10 287	10 287	10 287	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. tekno	10 287			

Stasjon	Referanse for beregning	2003		Avgifter, investeringsavgifter ol.		0,00 %		FJELLANLEGG		Øk levetid		Andel DV-kostnader																	
		Øk levetid	DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader	Øk levetid	Andel DV-kostnader		
Stasjon (navn)	Anleggsdel (navn)	Bygge-år (årstall)	Rev.-år (årstall)	Vurdert rev.år (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Pris-stigning (faktor)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Pris-stigning (faktor)	Historisk anskaffelses-kostnad (kk)	Avskr. av hist. ansk.kostna (kk)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kk)	Anskaffelses-kostnad alt. referert til 2003 (kk)	Avskr. av alt. ansk.kostnader t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kk)	Summer (kk)		
4 x 7 MVA rølerende	Inngående bryterfelt	2008	2003	2003	4 030	2003	1,00	4 030	1,000	4 030	2,5 %	101	134	30	2032	30	2032	134	3 896	1,000	4 030	134	3 896	4 030	134	3 896	Nyverdi referert til 2003	35 035	
Fjellhall	Utgående bryterfelt	2008	2003	2003	4 447	2003	1,00	4 447	1,000	4 447	2,5 %	111	148	30	2032	30	2032	148	4 299	1,000	4 447	148	4 299	4 447	148	4 299	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	24 347	
Uten appogn	Kontrollanlegg	2008	2003	2003	2 200	2003	1,00	2 200	1,000	2 200	3,0 %	66	88	25	2027	25	2027	88	2 112	1,000	2 200	88	2 112	2 200	88	2 112	Historisk anskaffelses-kostnad	26 325	
	App vovn funk. i faste st	2008	2003	2003	10 200	2003	1,00	10 200	1,000	10 200	3,0 %	306	408	25	2027	25	2027	408	9 792	1,000	10 200	408	9 792	10 200	408	9 792	Avskrevet historisk ansk.kostn. 31.12.2003	24 076	
	Bygg med spor og veier	2008	2003	2003	0	2003	1,00	0	1,000	0	0,5 %	0	0	60	2062	60	2062	0	0	1,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-fjell og sikring	2008	2003	2003	2 100	2003	1,00	2 100	1,000	2 100	0,5 %	11	28	75	2077	75	2077	28	2 072	1,000	2 100	28	2 072	2 100	28	2 072	Avskrevet historisk ansk.kostn. 31.12.2003	24 076	
	-grunn og belong	2008	2003	2003	750	2003	1,00	750	1,000	750	0,5 %	4	15	50	2052	50	2052	15	735	1,000	750	15	735	750	15	735	0	0	
	-stål, rør, tre, bakk	2008	2003	2003	150	2003	1,00	150	1,000	150	0,5 %	1	4	40	2042	40	2042	4	146	1,000	150	4	146	150	4	146	0	0	
	-tomhus	2008	2003	2003	1 000	2003	1,00	1 000	1,000	1 000	0,5 %	5	20	50	2052	50	2052	20	980	1,000	1 000	20	980	1 000	20	980	0	0	
	Tekniske anlegg	1968	1968	2003	0	2003	1,00	0	1,000	0	2,5 %	0	0	30	1997	30	1997	0	0	0,141	0	0	0	0	0	0	0	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert	35 035
	-ventilasjon	1968	1968	2003	1 551	2003	1,00	1 551	1,000	1 551	3,0 %	47	62	25	1992	25	1992	1 551	0	0,141	218	218	0	1 551	1 551	0	0	0	0
	-stasjonsfordeling	1968	1968	2003	1 551	2003	1,00	1 551	1,000	1 551	3,0 %	47	39	40	2007	40	2007	1 396	155	0,141	218	196	22	1 551	1 396	155	0	0	
	-skret kraft	1968	1968	2003	620	2003	1,00	620	1,000	620	3,0 %	19	41	15	1962	15	1962	620	0	0,141	87	87	0	620	620	0	0	0	0
	-vva	1968	1968	2003	1 034	2003	1,00	1 034	1,000	1 034	3,0 %	31	26	40	2007	40	2007	931	103	0,141	145	131	15	1 034	931	103	103	0	0
	Tomter	1968	1968	2003	57	2003	1,00	57	1,000	57	0,0 %	0	0	=	=	=	=	0	57	0,141	8	8	0	57	0	57	0	57	
	Diverse	1968	1968	2003	5 344	2003	1,00	5 344	1,000	5 344	3,0 %	160	178	30	1997	30	1997	5 344	0	0,141	751	751	0	5 344	5 344	0	0	0	0

Omformer (nr)	Revisjon (nr)	Utført (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse- år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV- kostnader (%/år)	DV- kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økr. levetid (år)	Økon levetid utgår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses- kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kk)	Anskaffelse s-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kk)	Avskrevet anskaffelses- kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kk)	Summer	(kk)	
1	0 (ny)	1950	1 431	1962	1,00	1 431	12 863	3,0 %	386	184	70	2019	70	2019	9 923	2 940	847	194	12 863	2 940	Nyverdi referert til 2003	12 863	
roterende	1	1961		111	1,00	0	0	3,0 %	0	0	59	2019	59	2019	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	2 940
5,8 MVA	2	1984		111	1,00	0	0	3,0 %	0	0	36	2019	36	2019	0	0	0	0	0	0	0	Historisk anskaffelses-kostnad	847
Med appvogn	3	2000		111	1,00	0	0	3,0 %	0	0	20	2019	20	2019	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk.kostn. 31	194
uten trafovogn	4																					Anskaffelses-kostnad alt. teknolog	12 863
	5																					Avskrevet anskaffelses-kostnad alt	2 940

DV-kostnader
Roterende omformer: 3,0 %
Statisk omformer: 3,0 %

Omformer (nr)	Revisjon (nr)	Utført (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse- år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV- kostnader (%/år)	DV- kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utgår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses- kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kk)	Anskaffelse e-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kk)	Avskrevet anskaffelses- kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kk)	Summer	(kk)
1	0 (ny)	1950	921	1962	1,00	921	8 282	3,0 %	248	118	70	2019	70	2019	6 389	1 893	545	125	8 282	1 893	Nyverdi referert til 2003	8 282
roterende	1	1961		111	1,00	0	0	3,0 %	0	0	59	2019	59	2019	0	0	0	0	0	0	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	1 893
5,8 MVA	2	1984		111	1,00	0	0	3,0 %	0	0	36	2019	36	2019	0	0	0	0	0	0	Historisk anskaffelses-kostnad	545
uten appvognt	3	2000		111	1,00	0	0	3,0 %	0	0	20	2019	20	2019	0	0	0	0	0	0	Avskrevet historisk ansk kost'n. 31	125
uten trafovogn	4																				Anskaffelses-kostnad alt. teknolog	8 282
	5																				Avskrevet anskaffelses-kostnad a'	1 893

DV-kostnader
Roterende omformer: 3,0 %
Statisk omformer: 3,0 %

Omformer (nr)	Revisjon (nr)	Utført (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse- år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV- kostnader (%/år)	DV- kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utgår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses- kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kk)	Anskaffelse s-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kk)	Avskrevet anskaffelses- kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kk)	Summer	(kk)	
51	0 (ny)	1967	2 253	1965	1,00	2 253	17 960	3,0 %	539	257	70	2036	70	2036	9 493	8 467	2 429	1 145	17 960	8 467	Nyverdi referert til 2003	17 960	
roterende	1	1979		111	1,00	0	0	3,0 %	0	0	58	2036	58	2036	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	8 467
7,0 MVA	2	1994		111	1,00	0	0	3,0 %	0	0	43	2036	43	2036	0	0	0	0	0	0	0	Historisk anskaffelses-kostnad	2 429
med appvogn	3																					Avskrevet historisk ansk.kostn. 31	1 145
uten trafovogn	4																					Anskaffelses-kostnad alt. teknolog	17 960
	5																					Avskrevet anskaffelses-kostnad alt	8 467

Apparat- og omformervogner
uten revisjonskostnader

Referanseår for beregning: 2003
Avgifter, investeringsavgifter ol.: 0,00 %

Side 1 av 1

DV-kostnader
Roterende omformer: 3,0 %
Statisk omformer: 3,0 %

Omformer (nr)	Revisjon (nr)	Utført (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse- år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV- kostnader (%/år)	DV- kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utgår (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgår (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses- kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kk)	Anskaffelse s-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kk)	Avskrevet anskaffelses kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kk)	Summer	(kk)
51	0 (ny)	1967	1 480	1965	1,00	1 480	11 797	3,0 %	354	169	70	2036	70	2036	6 236	5 552	1 595	752	11 797	5 562	Nyverdi referert til 2003	11 797
roterende	1	1979		111	1,00	0	0	3,0 %	0	0	58	2036	58	2036	0	0	0	0	0	0	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	5 562
7,0 MVA	2	1994		111	1,00	0	0	3,0 %	0	0	43	2036	43	2036	0	0	0	0	0	0	Historisk anskaffelses-kostnad	1 595
uten appvogn	3																				Avskrevet historisk ansk.kostn. 31	752
uten trafovogn	4																				Anskaffelses-kostnad alt. teknolog	11 797
	5																				Avskrevet anskaffelses-kostnad alt.	5 562

Omformer (nr)	Revisjon (nr)	Utført (årstall)	Kostnader (kk)	Referanse-år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kk)	Nyverdi referert til 2003 (kk)	DV-kostnader (%/år)	DV-kostnader (kk/år)	Gj.snittlig reinvest. (kk/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid utgå (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid utgå (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kk)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kk)	Historisk anskaffelses-kostnad (kk)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kk)	Anskaffelses-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kk)	Avskrevet anskaffelses-kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kk)	Summer (kk)		
81	0 (ny)	1972	9 594	1982	1,00	9 594	21 228	3,0 %	637	303	70	2041	70	2041	0 704	11 524	3 853	2 092	21 228	11 524	Nyverdi referert til 2003	21 228	
roterende 10,0 MVA	1	1998		111	1,00	0	0	3,0 %	0	0	43	2041	43	2041	0	0	0	0	0	0	0	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	11 524
uten appvogn	2																					Historisk anskaffelses-kostnad	3 853
	3																					Avskrevet historisk ansk.kostn. 31	2 092
	4																					Anskaffelses-kostnad alt. teknolog	21 228
	5																					Avskrevet anskaffelses-kostnad alt	11 524

Apparat- og omformervogner
uten revisjonskostnader

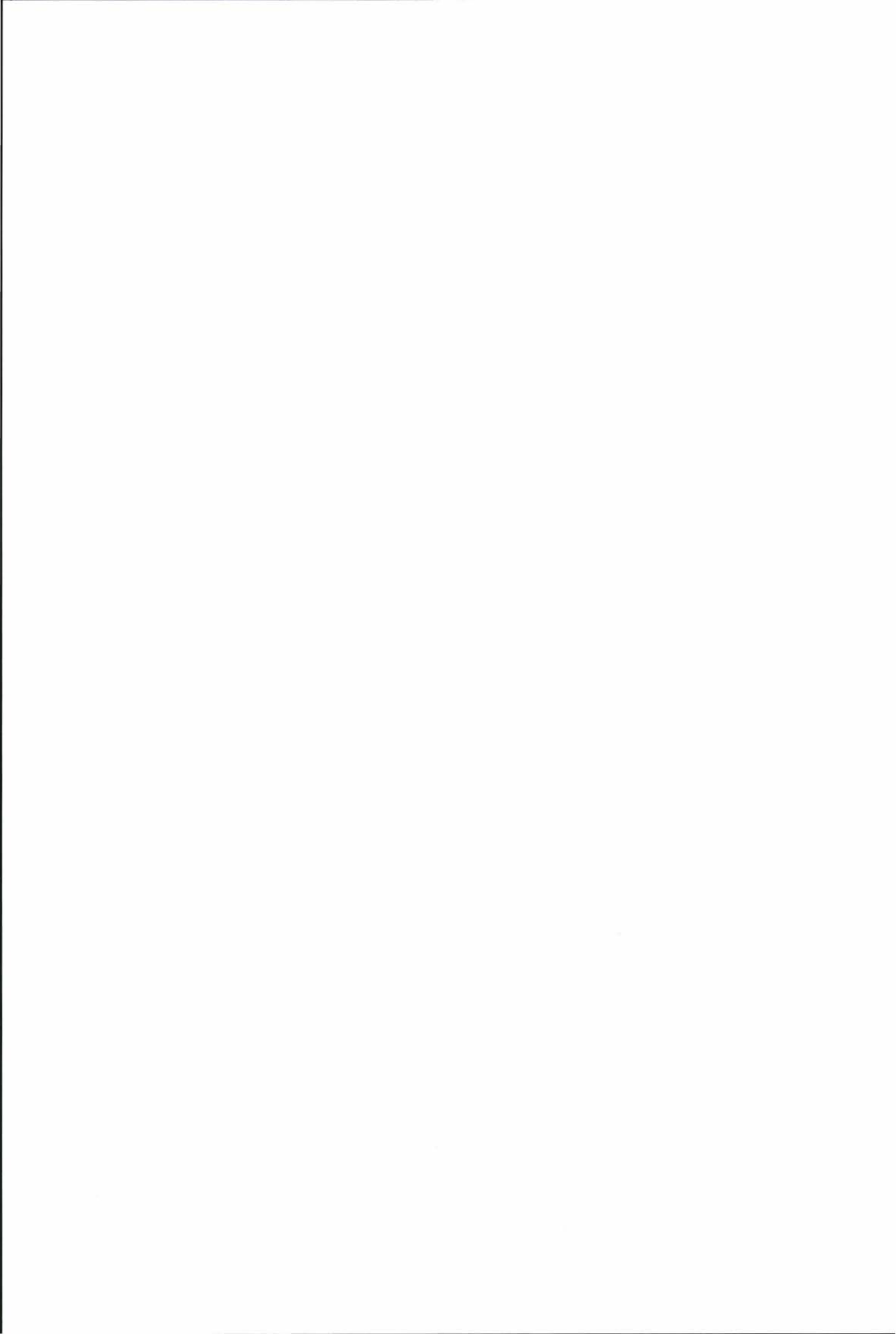
Referanseår for beregning: 2003
Avgifter, investeringsavgifter of.: 0,00 %

DV-kostnader
Roterende omformer: 3,0 %
Statisk omformer: 3,0 %

Omformer	Revisjon	Utført	Kostnader	Referanse- år for kostnader	Avgifter	Nyverdi i referanse-år	Nyverdi referert til 2003	DV- kostnader	DV- kostnader	Gj.snittlig reinvest.	Økon. levetid	Økon. levetid utgår	Tekn. levetid	Tekn. levetid utgår	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	Historisk anskaffelses- kostnad	Avskrevet historisk ansk.kostn.	Anskaffelse s-kostnad alt. teknologi referert til 2003	Avskrevet anskaffelses kostnad alt. teknologi ref. til 2003	Summer	
(nr)	(nr)	(årstall)	(kkkr)	(årstall)	(faktor)	(kkkr)	(kkkr)	(%/år)	(kkkr/år)	(kkkr/år)	(år)	(årstall)	(år)	(årstall)	(kkkr)	(kkkr)	(kkkr)	(kkkr)	(kkkr)	(kkkr)	(kkkr)	(kkkr)
aggregat	0 (ny)	2003	30 608	2003	1,00	30 608	30 608	3,0 %	918	765	40	2042	40	2042	765	29 843	30 608	29 843	30 608	29 843	Nyverdi referert til 2003	30 608
statisk	1																				Avskrevet nyverdi 31.12.2003	29 843
2 x 6 MVA	2																				Historisk anskaffelses-kostnad	30 608
	3																				Avskrevet historisk ansk.kostn. 31	29 843
	4																				Anskaffelses-kostnad alt. teknolog	30 608
	5																				Avskrevet anskaffelses-kostnad al	29 843

Omformer (nr)	Revisjon (nr)	Utført (årstall)	Kostnader (kkf)	Referanse- år for kostnader (årstall)	Avgifter (faktor)	Nyverdi i referanse-år (kkf)	Nyverdi referert til 2003 (kkf)	DV- kostnader (%/år)	DV- kostnader (kkf/år)	Gj.snittlig reinvest. (kkf/år)	Økon. levetid (år)	Økon. levetid (årstall)	Tekn. levetid (år)	Tekn. levetid (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m. 2003 (kkf)	Avskrevet nyverdi 31.12.2003 (kkf)	Historisk anskaffelses- kostnad (kkf)	Avskrevet historisk ansk.kostn. (kkf)	Anskaffelse s-kostnad alt. teknologi referert til 2003 (kkf)	Avskrevet anskaffelses- kostnad alt. teknologi ref. til 2003 (kkf)	Summer (kkf)	
aggregat statisk	0 (ny)	2003	49 189	2003	1,00	49 189	49 189	3,0 %	1 476	1 230	40	2042	40	2042	1 230	47 959	49 189	47 959	49 189	47 959	Nyverdi referert til 2003	49 189
2 x 12 MVA	1																				Avskrevet nyverdi 31.12.2003	47 959
	2																				Historisk anskaffelses-kostnad	49 189
	3																				Avskrevet historisk ansk.kostn. 31	47 959
	4																				Anskaffelses-kostnad alt. teknolog	49 189
	5																				Avskrevet anskaffelses-kostnad alt.	47 959

Omformer	Revisjon	Utført	Kostnader	Referanse- år for kostnader	Avgifter	Nyverdi i referanse-år	Pris- stigning	Nyverdi referert til 2003	DV- kostnader	DV- kostnader	Gj.snittlig reinvest.	Økon. levetid	Økon. levetid utgå (årstall)	Tekn. levetid	Tekn. levetid utgå (årstall)	Avskrivning av nyverdi t.o.m 2003	Avskrevet nyverdi 31.12.2003	Pris- stigning	Historisk anskaffelses kostnad	Avskr. av hist. ansk.kostna	Avskrevet historisk ansk.kostn.	Anskaffelse s-kostnad alt. teknologi referert til 2003	Avskr. av alt. ansk.kost- nader t.o.m. 2003	Avskrevet anskaffelses kostnad alt. teknologi ref. til 2003	Summer		
(nr)	(nr)	(årstall)	(kk)	(årstall)	(faktor)	(kk)	(faktor)	(kk)	(%/år)	(kk/år)	(kk/år)	(år)	(årstall)	(år)	(årstall)	(kk)	(kk)	(faktor)	(kk)	(kk)	(kk)	(kk)	(kk)	(kk)	(kk)	(kk)	
aggregat	0 (ny)	2003	73 784	2003	1,00	73 784	1,000	73 784	3,0 %	2 214	1 845	40	2042	40	2042	1 845	71 939	1,000	73 784	1 845	71 939	75 784	1 845	71 939	Nyverdi referert til 2003	73 784	
statisk	1																									Avskrevet nyverdi 31.12.2003	71 939
3 x 12 MVA	2																									Historisk anskaffelses-kostnad	73 784
	3																									Avskrevet historisk ansk.kostn. 31	71 939
	4																									Anskaffelses-kostnad alt. teknologi	73 784
	5																									Avskrevet anskaffelses-kostnad al	71 939



Vedlegg 8

**Samordnede reinvesteringsplaner for fornyelse av
omformerstasjoner og kontaktledningsanlegg JL-sak
309/04**

Til:	JL	Dato: 21.12.2004
Fra:	T og I	Arkivnr:
Kopi:	saken	
Sakstittel:	Plan for energiforsyning og kontaktledning	

1 Hensikt

Hensikten med saksfremlegget er å gi informasjon om fremtidige behov for fornyelser i den elektriske energiforsyningskjeden, samt å få JL sin tilslutning for planperioden 2006-2015.

2 Bakgrunn

Større deler av energiforsyningen er gått ut på, eller i ferd med, å gå ut på teknisk levetid. For kontaktledningsnettet vil levetiden være oppnådd om få år. Trafikk og infrastruktur har derfor i fellesskap utarbeidet en plan for reinvestering i energiforsyningen og kontaktledningen. Samordning av reinvesteringene er nødvendig for å ta ut den økonomiske effekten av investeringene. Lavest total kostnader i den elektriske energiforsyningskjeden oppnås ved å bygge om kontaktledningsnettet til autotransformatorprinsippet. Bruk av autotransformatorprinsippet forutsetter intern teknisk godkjenning i Jernbaneverket. Ved en ombygging til autotransformatorsystem i kontaktledningsnettet kan antall omformerstasjoner på en strekning reduseres med ca. 40 %, fremtidig vedlikehold tilsvarende, og nettilknytningskostnader og nettap med ca. 25%. På de strekninger som det ikke er aktuelt å fornye kontaktledningen før levetiden på energiforsyningen går ut, er det lagt til grunn en reinvestering 1:1 i energiforsyningen. Planen omfatter større nødvendige reinvesteringer i energiforsyningen og kontaktledningen i perioden 2006-2015. Det har vært bred deltakelse i prosjektet fra berørte miljøer i Jernbaneverket.

A. Generelt

Bane Energi har analysert en rekke alternative måter å reinvestere i energiforsyningsanleggene. Infrastruktur har vurdert alternative måter å reinvestere i kontaktledningen. Bane Energi og Infrastruktur vedlikehold har satt sammen en felles optimal reinvesteringsplan for energiforsyningen og kontaktledningen.



Figur 1. Figuren viser fremgangsmåten som er benyttet ved utarbeidelse av planen.

Ved utarbeidelse av planen er det lagt vekt på å maksimere nytteverdien i hele den elektriske energiforsyningskjeden fra lokalt nettselskap, gjennom omformereren, kontaktledningen og frem til toget.

Det er benyttet en økonomisk analyseperioden på 30 år og 7% rente. De ulike alternativene er nåverdiberegnet. Løsningen med høyest nytteverdi er valgt, det vil si løsningen med laveste total kostnad.

B. Samkjørt plan for energiforsyningen og kontaktledningen

Samkjørt plan er utarbeidet for de strekninger der energiforsyningen og kontaktledningen har sammenfallende behov. Dette utgjør 790 kilometer eller ca. 30% av de totale antall elektrifiserte sporkilometer. Ved valg av banestrekninger er det lagt vekt på baneprioritet, tilstand og alder. Følgende strekninger i prioritert rekkefølge er planlagt ombygd parallelt for energiforsyningen og kontaktledningen i perioden 2006 - 2015:

1. Nelaug – Egersund,	240 kilometer
2. Minnesund – Fåberg,	115 kilometer
3. Otta – Oppdal,	130 kilometer
4. Fåberg – Otta,	105 kilometer
5. Haugastøl – Bergen,	200 kilometer
SUM	790 kilometer

Samordning av fornyelsen innenfor disse strekningene er en forutsetning for å hente ut den samlede nåverdibesparelse for jernbanen på 165 millioner kroner.

C. Energiforsyningen

Planen reduserer antall omformerstasjoner fra 34 til 26 innen utgangen av 2015. Reduksjonen foretas på de sterkningene som ombygges til autotransformator, her reduseres antall omformerstasjoner fra 21 til 13. Reduksjonen i antall omformerstasjoner vil redusere den samlede nåverdien med 165 millioner kroner mht. redusert kontaktledningstap, investeringer, drift og vedlikehold for nevnte strekninger. En raskere ombyggingstakt på samme strekning vil kunne gi ca. 208 millioner kroner kostnadsreduksjon. Ved ombygging av større deler av banenettet vil dette gi ytterligere reduksjon av nåverdien, det vil si ytterligere besparelser. Vedlagte plan omfatter hele energiforsyningen. På strekninger som det ikke er aktuelt å fornye kontaktledningen før levetiden på energiforsyningen går ut, er det

lagt til grunn en reinvestering 1:1 i energiforsyningen. Reinvestering 1:1 er lagt til grunn på ca. 70% av antall elektrifiserte sporkilometer.

ÅRSTALL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Sum
1:1 fornyelse i kNOK	64 174	90 479	78 500	97 240	92 013	91 028	97 866	61 474	19 487	9 325	701 586
AT fornyelse kNOK	61 248	69 018	37 969	60 084	75 953	76 813	84 556	87 819	35 991	12 352	601 803

Figur 2. Figuren viser finansieringsplan for energiforsyningsanleggene for perioden 2006-2015, jfr. vedlegg 1 og 2.

De senere årene er det brukt ca. 30 millioner kroner til fornyelse av energiforsyningsanleggene. For å finansiere planen må det bevilges i hht. figur 2 linje "AT fornyelse kNOK".

D. Kontaktledningen

Fremlagte plan for kontaktledningen omfatter sterkningene nevnt i pkt. B.

Dersom fremlagte plan vedtas vil nødvendig oppgradering av kontaktledningen gi reduserte overføringstap, mer stabilt kontaktledningsnett m.m. Kostnadene ved overgang til autotransformatorsystem i kontaktledningen er den samme som ved fornyelse med tradisjonell løsning. Den økte overføringskapasiteten følger kort sagt med på kjøpet ved å fornye kontaktledningsanleggene med autotransformator.

ÅRSTALL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Sum
Totalt behov kNOK	153100	143000	150000	148000	149300	171800	178000	175500	193500	110000	1572200
Opprinnelig plan kNOK	53100	43000	50000	48000	49300	71800	78000	75500	93500	10000	572200
Behov utover opprinnelig plan kNOK	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	1 000 000

Figur 3. Figuren viser finansieringsplan for kontaktledningsnettet for perioden 2006-2015, jfr. vedlegg 3.

Planen forutsetter tilleggsbevilgninger utover opprinnelig vedlikeholdsramme som for perioden i sum utgjør 1 milliard kroner (jfr. siste linje i figur 3).

E. Oppsummering/finansiering

Fornyelse av energiforsyningen og kontaktledningsnettet er nødvendig for at Jernbaneverket skal kunne levere en tilfredsstillende infrastruktur til transportselskapene i fremtiden.

ÅRSTALL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Sum
Energiforsyningen kNOK	61 248	69 018	37 969	60 084	75 953	76 813	84 556	87 819	35 991	12 352	601 803
Kontaktledningsnettet kNOK	153 100	143 000	150 000	148 000	149 300	171 800	178 000	175 500	193 500	110 000	1 572 200
Sum reinvestering kNOK	214 348	212 018	187 969	208 084	225 253	248 613	262 556	263 319	229 491	122 352	2 174 003

Figur 4. Figuren viser samlet finansieringsplan for energiforsyningen og kontaktledningen i perioden 2006-2015, referert dagens kroneverdi.

3 Videre arbeid

Dersom planen vedtas før utgangen av 2004 vil strekningsvise planer være utarbeidet innen 01.09.2005. Anleggsarbeidet vil starte våren 2006. Fremdriften forutsetter imidlertid at arbeidet med godkjenning av autotransformatorsystem i kontaktledningen er ferdigstilt innen 01.08.2005.

4 Forslag til vedtak

Under forutsetning av at autotransformatorsystemet blir godkjent i Jernbaneverket vedtar JL fremlagte fornyelsesplan for energiforsyningen og for kontaktledningen med tilhørende finansieringsplan for perioden 2006-2015, jfr. nedenstående tabell:

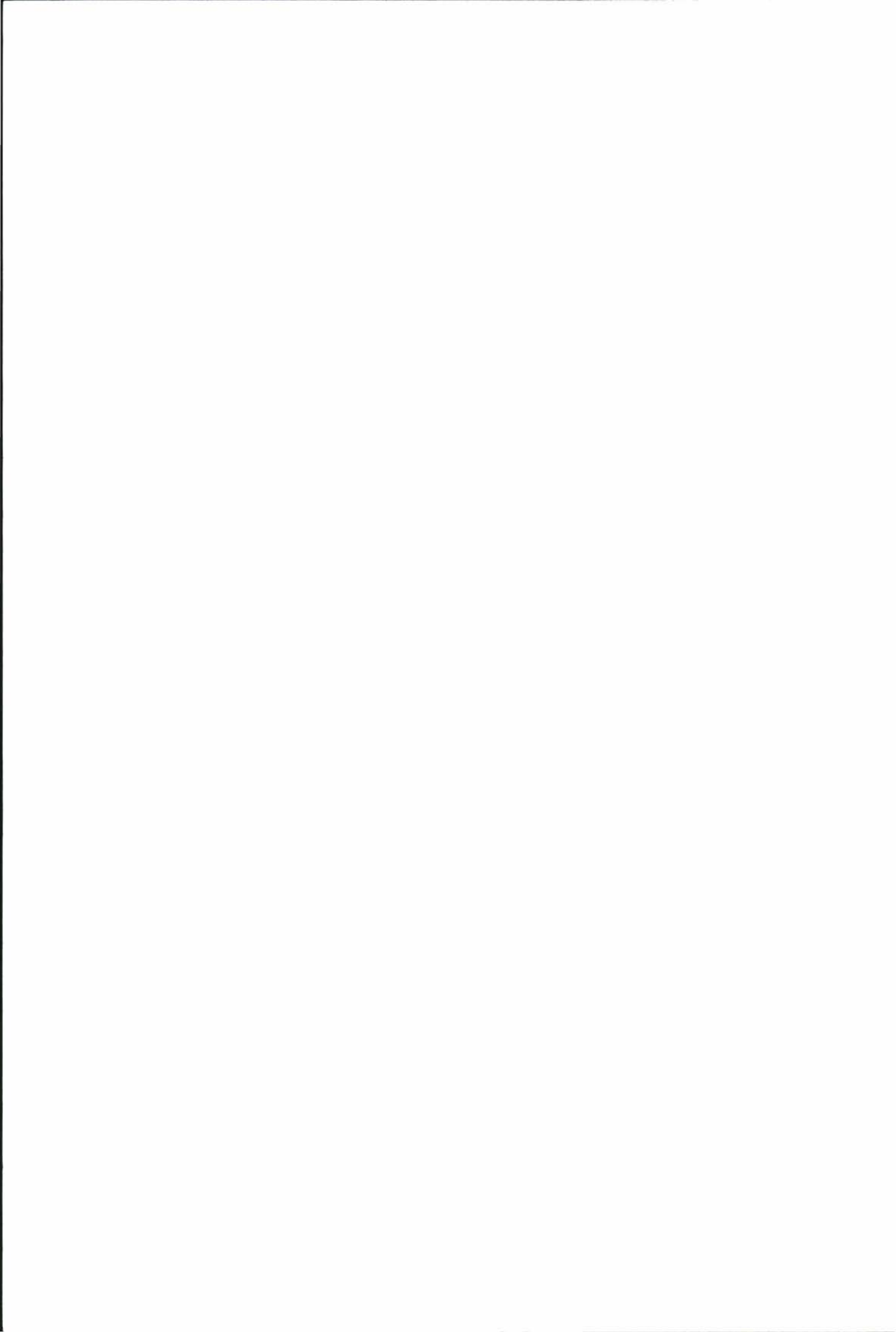
ÅRSTALL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Sum
Energiforsyningen kNOK	61 248	69018	37969	60084	75953	76813	84556	87819	35991	12352	601 803
Kontaktledningsnett kNOK	153 100	143 000	150 000	148 000	149 300	171 800	178 000	175 500	193 500	110 000	1 572 200
Sum reinvestering kNOK	214 348	212 018	187 969	208 084	225 253	248 613	262 556	263 319	229 491	122 352	2 174 003

Reinvesteringer utover 30 millioner kroner per år til energiforsyningen samt reinvestering for 100 millioner kroner per år til kontaktledningsnett må finansieres fra ekstrasatsingen på 1 milliard kroner per år, i henhold til Stortingets vedtak vedrørende Norsk Transport Plan for perioden 2006-2015.

JL forutsetter at planen innarbeides i Jernbaneverkets handlingsprogram.

Vedleggsoversikt:

- Plan for fornying av energiforsyningen i Jernbaneverket.
- Plan for fornying av kontaktledningen i Jernbaneverket.



Jernbaneverket
Biblioteket

JBV



09TU09614

102946