



NVE  
NORGES VASSDRAGS-  
OG ENERGIVERK

Jon Eilif Trohjell  
Inge Harald Vognild

## JORDKABEL SOM ALTERNATIV TIL LUFTLEDNING

Sammenligning av økonomiske og  
tekniske forhold ved spenninger over 22 kV



# PUBLIKASJON

ENERGIAVDELINGEN

NORGES  
VASSDRAGS- OG ENERGIVERK  
BIBLIOTEK

NR. 16  
1993

Omslagsbilde: Alcatel Cable Contracting Norway i gang med skjøting av  
en 132 kV PEX-kabelforbindelse for Oslo Energi  
Foto: Kjell Hedqvist



NVE  
NORGES VASSDRAGS-  
OG ENERGIVERK

NORGES  
VASSDRAGS- OG ENERGIVERK  
BIBLIOTEK

|                                                               |                                                                  |
|---------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|
| <b>Tittel:</b><br>JORDKABEL SOM ALTERNATIV TIL LUFTLEDNING    | <b>Publikasjon:</b><br>16/93                                     |
| <b>Forfattere</b><br>Jon Eilif Trohjel<br>Inge Harald Vognild | <b>Dato:</b><br>01.12.1993                                       |
|                                                               | <b>ISBN nr:</b><br>82-410-0201-7<br><b>ISSN nr:</b><br>0802-2569 |

### Sammendrag

Publikasjonen presenterer en sammenlikning av tekniske og økonomiske forhold ved henholdsvis luftledninger og jordkabler for spenninger over 22 kV. Den økonomiske sammenstillingen omfatter investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader og tapkostnader. På den tekniske side vurderes særlig leveringspålitelighet og fleksibilitet.

### Abstract

The report presents technical and economical aspects of underground cables compared to overhead lines in high voltage transmission systems at voltages higher than 22 kV. The economical comparison between the two options includes capital costs of installation, maintenance costs and costs of electrical losses. The main technical issues discussed are reliability and flexibility.

### Emneord/Subject Terms

Jordkabelanlegg/Underground cables  
Luftledninger/Overhead lines  
Kostnadsforhold/Economical aspects  
Tekniske spørsmål/Technical issues

### Ansvarlig underskrift

Erling Diesen  
Vassdrags- og  
energidirektør

93/157

556(05)

~~198~~

ex1



# JORDKABEL SOM ALTERNATIV TIL LUFTLEDNING

Sammenligning av økonomiske og tekniske forhold  
ved spenninger over 22 kV

|                                             |           |
|---------------------------------------------|-----------|
| <b>FORORD</b>                               | <b>1</b>  |
| <b>SAMMENDRAG</b>                           | <b>3</b>  |
| <b>1 INNLEDNING</b>                         | <b>9</b>  |
| 1.1 PROBLEMSTILLING                         | 9         |
| 1.2 KABELTYPER                              | 11        |
| 1.3 SAMMENLIGNINGSGRUNNLAG                  | 12        |
| 1.4 KILDEMATERIALE                          | 14        |
| <b>2 TEKNISKE FORHOLD</b>                   | <b>15</b> |
| 2.1 PÅLITELIGHET                            | 15        |
| 2.2 FLEKSIBILITET I ULIKE DRIFTSSITUASJONER | 19        |
| 2.3 ELEKTRISKE OG MAGNETISKE FELTER         | 21        |
| 2.4 EKSTRAUTSTYR                            | 23        |
| 2.5 SAMMENFATNING TEKNISKE FORHOLD          | 24        |
| <b>3 ØKONOMISK SAMMENLIGNING</b>            | <b>27</b> |
| 3.1 INVESTERINGSKOSTNADER                   | 27        |
| 3.2 DRIFTS- OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER        | 39        |
| 3.3 TAPSKOSTNADER                           | 40        |
| 3.4 AVBRUDDSKOSTNADER                       | 42        |
| 3.5 SAMMENFATNING KOSTNADER                 | 43        |
| <b>4 FØLSOMHETSVURDERINGER</b>              | <b>49</b> |
| 4.1 VARIASJON I INVESTERINGSKOSTNADENE      | 49        |
| 4.2 VARIASJON I TOTALE KOSTNADER            | 55        |
| <b>5 KONKLUSJON</b>                         | <b>59</b> |
| <b>REFERANSER</b>                           | <b>61</b> |

## VEDLEGG:

|                                  |          |
|----------------------------------|----------|
| <b>1. KABELPRISER</b>            | <b>1</b> |
| <b>2. LUFTLEDNINGSPRISER</b>     | <b>3</b> |
| <b>3. DATA OG FORUTSETNINGER</b> | <b>5</b> |

## FORORD

I forbindelse med behandling av søknader om bygging og drift av elektriske anlegg eller fornyelse av *konsesjon*, reises det stadig sterkere krav om at jordkabel må velges i stedet for luftledning. Samtidig har Norges Vassdrags- og Energiverk (NVE) erfart at det er svært ulike oppfatninger om kostnads- og driftsforhold ved jordkabelanlegg.

Økende krav om *lønnsomhet ved nyinvesteringer* kombinert med *økende miljøbevissthet*, gjør at en i framtida må regne med et skjerpet konfliktnivå ved søknad om konsesjon for elektriske anlegg. Dette er en tendens som også gjør seg gjeldende i andre land.

NVE tok derfor initiativet til et prosjekt for å sammenligne kostnads- og driftsaspekter som *grunnlag for valg mellom luftledning og jordkabel ved anlegg over 22 kV*, dvs. anlegg som kommer inn under ordningen med anleggskonsesjon, jf. energilovens forskrift § 3-3. I praksis vil dette stort sett være anlegg på 45, 66, 132, 300 og 420 kV. Prosjektet er finansiert av NVE, og utført i samarbeid med Norges Energiverkforbund.

*Formålet med prosjektet har vært å etablere en **teknisk-økonomisk referanse** som utgangspunkt for en nærmere vurdering av fordeler og ulemper ved kabelanlegg.*

*Målgruppen for rapporten er først og fremst energiverkene. Sentrale myndigheter (Nærings- og energidepartementet, miljøvernmyndigheter, NVE), høringsparter ved søknader om anleggskonsesjoner (kommuner, fylkesmann m.fl.) og andre interesserte vil også ha nytte av rapporten.*

Prosjektansvarlig har vært Asle Selfors, NVE, med støtte i en prosjektgruppe bestående av Trond R. Aas, Vestfold Kraftselskap, Kjell Bjørneklett, Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap, Arne Olsen, NVE, og rapportens forfattere.

Rapporten er skrevet av Inge Harald Vognild, NVE (fra 1.2.93: Tron Horn AS), og Jon Eilif Trohjel, NVE.

Følgende har gitt særlig verdifulle bidrag underveis: Kjell Sand, Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, Håkon Østby, Oslo Energi/tidl. Alcatel Kabel Norge, Kjetil Ryen, Aker Engineering, Knut Stabell og Jan Kure, Statnett SF.

Nyttig kritikk er også mottatt fra:

Kjell Bjørlew Larsen og Ørnulv Guldborg, Alcatel Kabel Norge, Hilmar Sandvik, Vestfold Kraftselskap, Wilhelm Rondeel og Karsten Fretheim, Skiensfjorden Kommunale Kraftselskap, Jytte Kaad Jensen, ELSAM, Danmark, Bjarne Slogvik, Stavanger Energiverk, Torstein B. Jensen, Hamar-regionen Energiverk, Arne Johansen, Oslo Energi, Per Spæren, Statnett SF.



## SAMMENDRAG

Ved etablering av nye kraftledninger stilles det i dag stadig oftere krav om valg av jordkabel i stedet for luftledning. Miljømessig er kabling vanligvis en fordel. Økonomisk og teknisk kan det imidlertid være klare ulemper ved kabling. En samlet oversikt over økonomiske og tekniske forskjeller mellom luftledninger og kabelanlegg har hittil manglet. I denne rapporten søker vi å etablere en slik teknisk og økonomisk referanse som kan være et utgangspunkt for vurdering av konkrete prosjekter.

For lavere spenningsnivåer (22 kV og lavere) er kabling etterhvert blitt nokså vanlig. På disse nivåene er kostnadsforskjellene også moderate. På høyere spenningsnivå er kabling mindre vanlig og på de høyeste (300 kV og 420 kV) fins det i dag nesten ikke jordkabelanlegg. Denne rapporten gir en teknisk og økonomisk sammenligning av luftledninger og jordkabelanlegg for spenningsnivåene fra 45 til 420 kV.

### Økonomiske forhold

Ved en økonomisk sammenligning av jordkabelanlegg og luftledningsanlegg er det ikke tilstrekkelig å se på forskjeller i investeringskostnader. En må også vurdere drifts- og vedlikeholdskostnader, kostnader ved elektriske tap i nettet og kostnader som oppstår ved avbrudd i strømforsyningen. Ved en sammenligning må disse fire kostnadstyper omregnes til årlige kostnader eller til nåverdi og summeres.

**Investeringskostnadene** for luftledninger er hovedsaklig sammensatt av kostnader til master, montasje, transport og strømførende liner. Kabelkostnadene er sammensatt av kostnader til kabel, grøfter, utlegging og montasje, samt til skjøter og muffe.

Som ventet er forskjellen i investeringskostnader mellom luftledning og kabel avhengig av spenningsnivået. Ved høyere spenninger øker forskjellen. Vesentlig for investeringskostnader er imidlertid også den *overføringskapasitet* anlegget skal ha. For å få kabelanlegg med den samme overføringskapasitet som hos de fleste eksisterende 300 kV og 420 kV luftledningsanlegg, er det nødvendig med 2 - 3 kabelsett (hver med tre kabler). Dette gir store kostnader. Der det er lavere krav til overføringskapasitet, kan det være tilstrekkelig med ett kabelsett, noe som gir betydelig lavere kostnader.

**Tabell 3.1.3** Typiske anslag for investeringskostnader.

| Spenningsnivå      | Kabelanlegg    | Luftledning     | Kostnadsforhold<br>(Kabel : Luftledning) |
|--------------------|----------------|-----------------|------------------------------------------|
| 45 og 66 kV        | 2 mill. kr/km  | 0,7 mill. kr/km | ca. 3 : 1                                |
| 132 kV             | 4 mill. kr/km  | 0,9 mill. kr/km | ca. 4 : 1                                |
| 300 kV 1 kabelsett | 10 mill. kr/km | 2,4 mill. kr/km | ca. 4 : 1                                |
| 300 kV 3 kabelsett | 28 mill. kr/km | 3,4 mill. kr/km | ca. 8 : 1                                |
| 420 kV 3 kabelsett | 41 mill. kr/km | 3,4 mill. kr/km | ca. 12 : 1                               |

Om en, i tillegg til material- og entreprenørkostnader, regner grunnerstatninger, renter i byggetida og investeringsavgift, kan en få typiske anslag for investeringskostnader som vist i tabell 3.1.3.

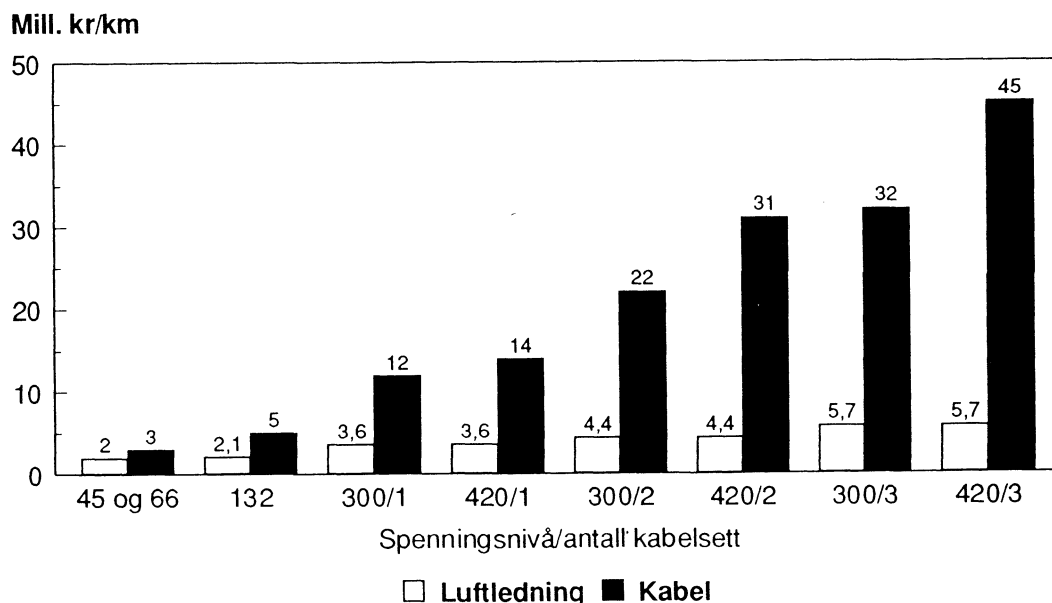
**Drifts- og vedlikeholdskostnadene** er høyere for luftledning enn for jordkabel opp til og med 132 kV. For 300 og 420 kV vil jordkabel ha høyere drifts- og vedlikeholdskostnader enn luftledninger. Driftskostnadene utgjør imidlertid en liten del av de totale kostnader slik at de får relativt liten betydning ved en kostnadssammenligning. For luftledninger vil drifts- og vedlikeholdskostnadene vanligvis være i størrelsesorden 15-20% av investeringskostnadene.

Ved all overføring av elektrisitet, tapes energi i form av varmetap til omgivelsene. **Tapskostnadene** er betydelig mindre ved kabelanlegg enn ved luftledninger på 45, 66 og 132 kV. For luftledninger på disse spenningsnivåene kan tapskostnadene utgjøre en betydelig andel av de totale kostnader. Tapskostnadene øker med økt strømovertføring. De totale kostnadene framstilles i rapporten som en funksjon av den maksimale effekt som ønskes overført. For 300 og 420 kV er tapskostnadene for kabel i samme størrelsesorden som for luftledninger.

Som følge av tapskostnadene, blir den totale kostnadsforskjell mellom kabel og luft mindre enn om en bare ser på forskjeller i investeringskostnader. Også etter at tap er tatt med, er kostnadene pr. km kabel betydelig større enn kostnadene pr. km luftledning.

**Avbruddskostnadene** - kostnadene som påføres ved strømbrydd - avhenger primært av hvordan nettsystemet som helhet er oppbygd (med spenningsnivå, tverrsnitt, ringforbindelser, koblingspunkter, transformeringer). Det gir dermed lite mening å regne avbruddskostnader pr. km ledning. Målt på denne måten blir disse kostnadene også relativt små. I den generelle sammenligningen mellom kabel og luftledning har vi derfor sett bort fra disse kostnadene.

**De samlede kostnader** (investeringer, tap og drift/vedlikehold) ved henholdsvis kabelanlegg og luftledninger er framstilt i figur 12 nedenfor.



**Figur 12** Totale kapitaliserte kostnader ved et valgt overføringsnivå for ulike spenningsnivåer og ulike antall kabelsett (300 og 420 kV).



Tallene bygger på et sett forutsetninger. For å undersøke hvordan endringer i forutsetningene vil påvirke resultatet, er det foretatt en **følsomhetsvurdering**.

De faktorer som i første rekke er funnet å påvirke kostnadsforholdet mellom kabel og luftledninger er: Materialpriser, entreprenørpriser, grøfte- og terrengforhold, mastetype, trasélengde, levetid og elektriske tap.

Bruk av **stålmaster** i stedet for tremaster øker anleggskostnadene for luftledninger med 50%. **Grøftekostnadene** ved kabling kan variere fra 0,2 til 2 mill. kr pr. km. **Terrengforholdene** kan gi variasjoner i anleggskostnadene med 10-20%. Både for kabelanlegg og luftledninger vil det være variasjoner over tid i **material- og entreprenørpriser**. Bl.a. vil kabelprisen som er en viktig faktor ved en sammenligning, kunne variere etter markedsforhold, metallpris o.a.

Anleggets **levetid** har en viss betydning. Luftledninger med stålmaster har lengere forventet levetid enn kabelanlegg. Lavt **rentenivå** vil være en fordel for alternativet med lengst levetid. **Tapskostnadene** vil variere med størrelsen på belastningen, hvordan fordelingen er i nettsystemet og alternativverdien av kraft, som er en funksjon av spotprisen i kraftmarkedet.

Usikkerheten i forutsetningene medfører en spredning i kostnadsforholdet mellom kabel og luftledning. For et 132 kV anlegg vil kostnadsforholdet kabel : luftledning med de basisforutsetninger som ligger til grunn for figur 12, være 2,4 : 1. Legger man inn realistiske variasjoner i forutsetningene, får man et forholdstall som ligger mellom 2 og 4. Tilsvarende intervaller for andre spenningsnivåer og antall kabelsett går fram av tabell 4.2 nedenfor.

**Tabell 4.2** Kostnadsforhold mellom kabel og luftledning og spredningen i dette forholdet når alle kostnader er tatt med (investeringer, tap og drift/vedlikehold).

| Spenningsnivå             | Kostnadsforholdet<br>KABEL : LUFTLEDNING<br>totale kostnader<br>Basisforutsetninger i kapittel 3 | SPREDNING<br>i kostnadsforholdet<br>KABEL : LUFTLEDNING<br>totale kostnader |
|---------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| 45 og 66 kV               | ca. 2                                                                                            | 1,2 - 2,5                                                                   |
| 132 kV                    | ca. 3                                                                                            | 2 - 4                                                                       |
| 300 og 420 kV 1 kabelsett | ca. 4                                                                                            | 2,5 - 6                                                                     |
| 300 kV flere kabelsett    | ca. 5                                                                                            | 4 - 8                                                                       |
| 420 kV flere kabelsett    | ca. 7                                                                                            | 6 - 10                                                                      |

### Tekniske forhold

Man kunne tenke seg at overgang fra luftledning til jordkabel bare innebar at de strømførende linene fikk isolasjon rundt seg og ble lagt i grøft. Det er ikke fullt så enkelt. Luftledninger og kabelanlegg er teknisk sett forskjellige anlegg selv om de kan dekke samme behov. De har noe ulike elektriske egenskaper, og dette medfører at de vil ha ulik innvirkning på resten av

nettsystemet. I et eget avsnitt er det derfor sett på hvilke tekniske konsekvenser valg mellom luftledning og kabel vil ha. De faktorer som er tatt opp, er pålitelighet, fleksibilitet, elektromagnetiske felter og behov for tilleggsutstyr.

Viktigst av disse er **pålitelighet**, dvs. hvor stor sannsynlighet det er for framtidige driftsavbrudd. Utilgjengeligheten (den tiden anlegget må forventes å være ute av drift) avhenger av sannsynligheten for at en feil oppstår og den tid det tar å finne og rette feilen.

For kabler opp til og med 132 kV viser den norske feilstatistikken ingen store forskjeller i tilgjengelighet mellom kabel og luftledning. For 300 og 420 kV er tilgjengeligheten på kabler dårligere pga. lange utetider ved feil. Det statistiske grunnlaget for denne slutningen er imidlertid svak pga. relativt lite kabler i materialet. Det er i statistikken heller ikke skilt mellom ulike kabeltyper, noe som har stor betydning. Internasjonale undersøkelser bekrefter imidlertid tendensen i den norske feilstatistikken.

For plastisolerte kabler (PEX-kabler), som anvendes på spenninger til og med 132 kV, er det ingen store forskjeller i tilgjengelighet mellom kabel og luftledning. Sannsynligheten for feil på PEX-kabler er mindre enn for luftledninger, men det tar lengre tid å finne og reparere feilene. Mindre feilsannsynlighet og større utetid for slike kabler, gir tilsammen om lag den samme tilgjengelighet som for luftledninger.

Kabler med isolasjon av kombinasjonen viklet papirmasse og olje under trykk (oljekabler) har på sin side dårligere tilgjengelighet enn luftledninger. Oljekabler på de to høyeste spenningsnivåene har feilsannsynlighet i omtrent samme størrelsesorden som luftledninger, men de har betydelig lengere utetider ved feil enn luftledninger. Strømkundene vil ofte ha forsyning fra flere steder samtidig (ringforbindelser), slik at avbrudd i et enkelt overføringsanlegg ikke nødvendigvis gir strømstans. Lange utetider for kabler øker imidlertid sjansen for at det også kan oppstå feil på reserveforbindelsen, med lengere strømbrydd som resultat.

Kortere innskutte kabelstrekninger i et anlegg som forøvrig har luftledning, gir en del tekniske utfordringer. Med tilstrekkelig vern mot overspenninger ser slike innskudd ikke ut til å gi spesielt store driftsproblemer.

**Fleksibiliteten**, anleggets evne til å kunne tåle større effektbelastninger enn det er dimensjonert for ved vanlig drift, er klart bedre for luftledninger enn for kabler. Maksimal temperatur i lederen bestemmer hvor mye effekt en ledning kan overføre, og ved normal drift vil kabelanlegg vanligvis ha temperaturer nærmere den maksimale enn det en luftledning har. En luftledning kan derfor i større grad tåle kortvarige overbelastninger. På denne måten kan innskutte kabler danne flaskehalser i et nett. Alternativt må kablene dimensjoneres høyere, ofte med flere kabelsett, noe som vil være svært dyrt.

**De magnetiske felt**, som forskning antyder kan ha helseeffekter, er sterkere rett over en jordkabel enn på bakken rett under en luftledning med samme strømstyrke. Imidlertid avtar feltene raskere med økende avstand til sidene ved en jordkabel enn ved en luftledning. Nye mastetyper, som har andre linekonfigurasjoner enn den tradisjonelle masten med planopp-heng, vil være et mer aktuelt alternativ enn kabling om målet er reduserte magnetiske felter.

Kabelanlegg gir behov for **tilleggsutstyr** knyttet til overspenningsvern i endepunktene. For de fleste anlegg vil slikt tilleggsutstyr utgjøre små kostnader. For 300 kV og 420 kV kabler med lengder fra 10-15 km og oppover og ved svært lange kabler for 132 kV, vil det i tillegg være behov for reaktorer for effektkompensering og spenningsstabilitet. Dette gir, ved siden av ekstrakostnadene, et teknisk mer komplisert nettsystem. Behovet for tilleggsutstyr vil dessuten øke med økende effektmengde som skal overføres.

### Konsekvenser av resultatene

Hvis hele det norske luftledningsnett på 45 og 66 kV (10 500 km) skulle kables, ville dette koste ca 20 mrd. kr. Kabling av 10 000 km på 132 kV-nivå ville koste ca 40 mrd. kr, og kabling av 7 700 km på 300 og 420 kV ville koste ca 200 mrd. kr. Hvis alle luftledninger i Norge på spenninger fra 45 kV og oppover skulle kables, ville det altså koste i størrelsesorden 250 - 300 milliarder kr.

En slik kabling er naturligvis ikke aktuell. Tallene illustrerer likevel at kabling av selv begrensede andeler av det nåværende eller framtidige nett, kan gi kostnader i milliardklassen. Beregningen viser også at det særlig er på de høyeste spenningsnivåene kostnadene blir enorme.

Kostnadsforskjellen mellom jordkabler og luftledninger øker med økende spenningsnivå og -like viktig - med økende krav til overføringskapasitet. De tekniske ulempene ved kabling er også størst på de høyeste spenningsnivåene. Konklusjonen blir dermed at det fra en teknisk-økonomisk synsvinkel, vil være ønskelig å unngå kabling på de høyeste spenningsnivåene i nettet. Kabelanlegg bør heller vurderes på de lavere spenningsnivåene.



# 1 INNLEDNING

## 1.1 PROBLEMSTILLING

Et *elektrisk kraftsystem* kan forenklet deles i fire: Produksjon, overføringsnett, fordelingsnett og forbruk. Elektrisk kraft produseres i kraftstasjoner og leveres inn på overføringsnettet som transporterer kraften til forbruksområder. Fordelingsnettet fordeler kraften fra overføringsnettet ut til den enkelte forbruker. Hos forbrukerne omdannes elektrisk energi til nyttbar energi som varme, lys, mekanisk energi m.m. Forbrukerne forventer at strøm er noe man har tilgang på 24 timer i døgnet hele året. Dette stiller store krav til hele kraftsystemet.

Et *overføringsnett* for elektrisk kraft er satt sammen av komponenter med tre typer funksjoner: 1) Transport av kraft, 2) Transformering mellom ulike spenningsnivåer og 3) Styring/vern/overvåking. Systemet må endres i takt med behovet som følge av industrietableringer, boligbygging, nye utenlandsforbindelser, generell forbruksøkning (spesielt i byområder), eller ved at en ny kraftstasjon bygges. Økt transportbehov kan løses ved å bygge en ny luftledning eller legge kabel.

En *luftledning* består av elektriske ledere, trasé med ryddebelte, jordingssystem og master/oppheng av varierende størrelse og utforming. Som isolasjon for lederne benyttes luft. Kravene til avstand mellom lederne innbyrdes og fra lederne til bakken blir større jo høyere spenningen på lederne er. Luftledninger er kjent og velprøvd teknologi. Et ledningssett består av 3 ledere (trefase vekselstrømsystem) og for høye spenninger i tillegg en eller flere jordledere (topp-liner) for avledning av bl.a. lynoverspenninger.

Valg av mastetype kan avhenge av terreng og tyngden på linene. For 45, 66 og 132 kV forutsettes i utgangspunktet bruk av tremaster. Ved bruk av flere ledere pr. fase vil det bli nødvendig med stålmaster. Værutsatthet, hakkespettangrep og terrengmessige årsaker kan også gjøre at det blir nødvendig å bruke stålmaster på disse spenningene. For 300 og 420 kV forutsettes alltid bruk av stålmaster. En annen mastetype er limtre-mast, som imidlertid er lite brukt i Norge.

*Kabler* er elektriske ledere omgitt av faststoffisolasjon slik at de kan graves ned eller legges i sjø. Stor overføringskapasitet tilsier høye spenninger. Dette stiller store krav til isolasjonen, både tykkelse og holdfasthet. Kravene til hvor god isolasjonen må være, øker med økende spenningsnivå. Kabel på de høyeste spenningene er vesentlig dyrere enn luftledning. Kostnadene ved legging av kabel varierer etter terreng og grøtteforhold.

Et kabelsett på spenningsnivåer i hovednett og hovedfordelingsnett består vanligvis av tre kabler, en for hver fase (trefasesystem). Ved store krav til overføringsevne, vil det være nødvendig med flere kabelsett (to kabelsett = seks kabler, tre kabelsett = ni kabler osv.). I en del tilfeller vil det være aktuelt å legge fire kabler, hvorav en i reserve. Dette er særlig aktuelt ved sjøkabelanlegg.

I *lavspent* og *høyspent fordelingsnett* er kabling svært vanlig i byområder. Man har gode driftserfaringer med kabelnett på disse lave spenningene. I høyspente fordelingsnett benyttes spenningsnivåene 6, 11 og 22 kV. I norske fordelingsnett på 22 kV kables nå ca. halvparten av nye ledningsforbindelser.

I *hovedfordelingsnett*, også kalt *regionalnett*, er 45, 66 og 132 kV de vanligste spenningsnivåene i Norge. 33 kV er i bruk i Oslo. Enkelte steder benyttes også 110 kV, som kostnadmessig kan sammenlignes med 132 kV. I *hovednettet*, også kalt *sentralnettet*, er de vanligste spenningsnivåene 132, 300 og 420 kV. På disse spenningsnivåene er luftledninger helt dominerende. Kabel er hittil mest benyttet der det har vært fysisk umulig å benytte luftledning: Ved utføring fra kraftstasjoner inne i fjell, ved fjordkryssinger (sjøkabel) og i tettbefolkede byområder.

Det er en del innslag av kabel i hovedfordelingsnett på 45 og 66 kV. På 132 kV er kabel relativt sjelden, mens det på 300 og 420 kV er svært sjelden. I utlandet er det samme praksis som i Norge: Kabling på de høyere spenningene vurderes kun i spesielle tilfeller. Tabell 1.1 viser hvor mye høyspente luftledninger og kabler det er i Norge. Tallene for luftledning inkluderer innskutte kabler og svensk del av mellomriksforbindelser.

Denne rapporten omhandler kun jordkabelanlegg som alternativ til luftledning. Dette er den vanligste kabeltypen totalt sett. På de tre høyeste spenningene er kabel svært sjelden, og av de kabelanlegg som er lagt, utgjør jordkabelanlegg omkring 30 % av lengden. På 300 kV oppgir statistikken kabellengden til 99 km. Av dette er 20 km sjøkabel, 53 km er kabel ut fra kraftstasjoner i fjell og 26 km er jordkabelanlegg (4 kabler i Oslo på tilsammen 26 km). For 132 kV oppgir statistikken 200 km kabel totalt og av dette er 100 km sjøkabel. Fordelingen mellom jordkabel og kabel ut fra kraftstasjoner er derfor usikker på 132 kV. På 45 og 66 kV er størstedelen av kabellengden jordkabel. Kabler ut fra kraftstasjoner i fjell antas hovedsaklig å være med spenning på de tre høyeste nivåene.

**Tabell 1.1** Lengde av ulike typer overføringer i Norge fordelt etter spenningsnivå<sup>1</sup>.

| Spenningsnivå                                        | Luftledning   | Sjøkabel og kabel ut fra kraftstasj. i fjell | Jordkabel     |
|------------------------------------------------------|---------------|----------------------------------------------|---------------|
| Høyspent <sup>2</sup><br>fordelingsnett<br>1 - 40 kV | ca. 66.000 km | ca. 1.600 km                                 | ca. 23.000 km |
| 45 og 66 kV                                          | ca. 10.500 km | ca. 140 km                                   | ca. 600 km    |
| 132 kV                                               | ca. 10.000 km | ca. 120 km                                   | ca. 80 km     |
| 300 kV                                               | ca. 5.600 km  | 73 km                                        | 26 km         |
| 420 kV                                               | ca. 2.100 km  | 43 km                                        | 0 km          |

En fullstendig sammenligning av luftledning og kabel bør ta hensyn til alle relevante forhold: Teknikk, kostnader og miljø. Temaet for denne rapporten er begrenset til teknik og kostnader. Vurdering av miljømessige forhold ved sammenligning mellom luftledning og kabel er imidlertid også viktig, og NVE planlegger egne utredninger om dette.

En *sammenligning av tekniske forhold* er nødvendig fordi luftledninger og kabler har noe forskjellige egenskaper. De påvirkes ulikt av omgivelsene og har også forskjellig innvirkning



på resten av kraftsystemet. Tekniske forhold er ofte viktige begrensninger ved valg av anlegg. Det er ønskelig å gi svar på hvilke faktorer som har vesentlig innflytelse og finne ut hvilken betydning disse har.

En *sammenligning av kostnadene* er aktuell for å beskrive hvor mye dyrere kabel er ved ulike spenninger og for å avdekke hvilke faktorer som er avgjørende for kostnadsforskjellene. Den reelle prisforskjellen må vurderes opp mot hva en i hvert tilfelle kan oppnå med kabel fremfor luftledning.

Det kan hevdes at tekniske forhold alltid kan beskrives og kvantifiseres økonomisk. Til en viss grad er nok dette riktig. Tekniske forhold kan i prinsippet konverteres til økonomi ved at tekniske ulemper kompenseres med tiltak som medfører kostnader. I praksis kan det likevel vise seg vanskelig å kvantifisere alle relevante tekniske forhold på en slik måte at de fullt ut inngår i en økonomisk totalbetraktning. Et annet moment som taler for en oppdeling mellom teknikk og økonomi, er at en ved valg mellom kabel og luftledning bør kjenne til hvilke tekniske forhold som har vesentlig betydning. Tekniske krav og kriterier må oppfylles og kommer i tillegg til den økonomiske sammenligningen.

## 1.2 KABELTYPER

De to *kabeltypene*, som brukes i Norge for de aktuelle spenningsnivåene, er PEX-kabel (PEX=kryssbundet polyetylen) og oljekabel. Oljekabel er den eldste teknologien. PEX-isolasjon ble først benyttet for de laveste spenningsnivåene, og har etterhvert blitt vanlig på stadig høyere spenningsnivåer.

PEX er et plastmateriale som brukes for å isolere den elektriske lederen i kabelen. En PEX-kabel består i hovedsak av en *leder* av aluminium eller kobber, *PEX-isolasjon*, *skjerm* (ledende materiale rundt isolasjonen for jording) og en *beskyttende kappe*. Et PEX-jordkabelanlegg består på de omtalte spenningsnivåene av minst tre enlederkabler, grøft med sand, skjøter og endemuffer. Som regel vil det også være overspenningsvern og jordingssystem. I meget spesielle tilfeller vil det være aktuelt med utstyr for kjøling (f.eks. vannrør lagt inntil kablene).

En oljekabel har isolasjon av papir, som er viklet rundt lederen og impregnert med olje satt under trykk. Forskjellen på et jordkabelanlegg med oljekabel i forhold til PEX-kabel er, i tillegg til isolasjonstypen, at oljekabel har oljematingsutstyr med trykktanker og overvåkningsutstyr for oljetrykk. Dette vil vanligvis kreve fysisk vern i endepunktene ved hjelp av såkalte muffehus (bunkerser). I spesielle tilfeller (lange kabler) på de to høyeste spenningsnivåene, vil det i tilknytning til kabelanlegget være behov for reaktorstasjoner. Dette er nærmere omtalt i kapittel 2.4.

En valgt forutsetning i den etterfølgende drøfting er at PEX-kabel er alternativet til luftledning på spenningsnivåene 45, 66 og 132 kV. På 300 og 420 kV er oljekabel det mest aktuelle alternativet. I løpet av noen år kan en imidlertid anta at PEX-kabel blir et aktuelt alternativ også på 300 kV, og senere på 420 kV.

En kommersielt tilgjengelig løsning kjennetegnes av god erfaring, liten eller allment akseptert risiko (vanlig garanti) og relativt stabilt prisnivå. En teknisk tilgjengelig løsning, som ennå ikke er blitt kommersiell, kjennetegnes av liten erfaring, høy og ikke allment akseptert risiko



(begrenset garanti) og variabel pris avhengig av kontrakt og ansvar.

Status for kabelteknologi i 1993 er at PEX-kabel og andre kabeltyper med lignende isolasjonsmaterialer er teknisk og kommersielt etablert for spenninger opp til 150 kV. I området 220 - 300 kV er disse kabeltypene teknisk tilgjengelig, men ikke kommersielt etablert. For spenninger på 345 - 420 kV er de på et teknisk prøvestadium. Oljekabel er teknisk og kommersielt tilgjengelig opp til 525 kV.

### 1.3 SAMMENLIGNINGSGRUNNLAG

Et sentralt spørsmål i en kostnadssammenligning mellom luftledning og kabel er hva som er *likeverdige anlegg* og hvilke tekniske og kostnadmessige forhold som skal inngå i en sammenligning. Et likeverdig anlegg er i denne forbindelse et anlegg som vil dekke samme behov, dvs. hvis et luftledningsanlegg er optimalt dimensjonert for en gitt overføringsevne, må et kabelanlegg kunne overføre samme kraftmengde. Sammenligningen foretas ved valg av et gitt sett med forutsetninger. Videre er det nødvendig å undersøke variasjonsbredden i den totale kostnadsforskjellen som følge av ulike forutsetninger.

Energiloven forutsetter et regnskapsmessig skille i energiverkene mellom kraftomsetning og overføringstjenester. De faste kostnadene ved overføringsnett er så store at det ikke vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge flere parallelle nett for å skape konkurranse om overføring av kraft i et område. Dette innebærer at kraftoverføring er et naturlig monopol, og at overføringsnett kan betraktes som en del av samfunnets infrastruktur. Ved vurdering av ulike alternativer for utbygging av overføringsnettet skal derfor samfunnsøkonomiske kostnader legges til grunn. I tillegg til netteiers kostnader, skal kundenes kostnader ved avbrudd i prinsippet inngå i en kostnadssammenstilling.

I kostnadssammenstillingen har vi vurdert:

1. Investeringskostnader.
2. Drifts- og vedlikeholdskostnader.
3. Tapkostnader.
4. Avbruddskostnader.

Overføringssystemet dimensjoneres slik at det oppfyller kravene til stabilitet og pålitelighet. For en enkelt overføringsforbindelse er maksimal overføringsevne det viktigste kravet. En økonomisk optimal dimensjonering tar i tillegg hensyn til tapkostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader. Spesielt tapkostnadene har stor betydning. Ved valg av dimensjonering er det derfor foretatt en såkalt tapsøkonomisk optimalisering. Dette vil si at en antar at en kan velge blant et gitt sett av ledere med ulikt tverrsnitt. Disse har ulik elektrisk motstand og dermed ulike elektriske tap. Valg av ledertverrsnitt for et bestemt krav til overføringskapasitet (=effekt) foretas ved å legge sammen kostnader for tap, investeringer og drift/vedlikehold for de ulike alternativene, og deretter velge billigste tverrsnitt.

Ved dimensjonering må en som nevnt ta hensyn til en lednings maksimalt tillatte overføringsevne (oppgis som en maksimal strøm i Ampère (A) eller maksimal effekt i MegaWatt (MW) eller MegaVoltAmpère (MVA)). Dette vil da være en grenseverdi en må ta

hensyn til ved den tapsøkonomiske optimaliseringen. For kabler vil valg av ledertverrsnitt som regel være bestemt av maksimal overføringsevne. Årsaken til dette er at tapskostnadene utgjør en mindre andel av de totale kostnadene for kabler enn for luftledninger.

Ved henvisning til kostnader i konkrete saker er det gjerne investeringskostnadene som refereres. I kapittel 3.1 foretas en sammenligning av investeringskostnadene for kabel og luftledning. I resten av kapittel 3 omtales andre kostnader, og i kapittel 3.5 foretas en sammenligning som omfatter kostnader for investeringer, drift/vedlikehold og tap. Sammenligningen kan foretas ved å regne alle kostnadene om til en like stor årlig kostnad over anleggenes levetid eller ved å diskontere alle kostnadene tilbake til et investeringstidspunkt, som gjerne er tidspunktet for idriftsettelse. Vi har foretatt sammenligningen ved å diskontere alle kostnadene til et tidspunkt samt justere for forskjeller i levetid.

Beregningene i rapporten viser kostnadene som funksjon av maksimaleffekt. Tabell 1.2 viser i hvilket effektområde optimal overføringskapasitet ligger for ulike spenningsnivåer. Effekten benevnes i MVA. Effekt blir ofte benevnt i MW, og dette er den nyttbare delen av den totale effekten. Som en forenkling har en her regnet MVA og MW som likeverdige begreper som uttrykker overføringsevne eller overføringskapasitet på en ledningsforbindelse.

**Tabell 1.2** Sammenheng mellom spenningsnivå og typisk intervall for overføringskapasitet.

| Spenningsnivå | Overføringskapasitet (MVA) | Typisk årlig energioverføring<br>(GWh = millioner kWh)<br>(Antar gjennomsnittlig last =<br>30% av maksimal last) |
|---------------|----------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 45 kV         | ca 35-85                   | 300                                                                                                              |
| 66 kV         | ca 50-125                  | 400                                                                                                              |
| 132 kV        | ca 100-250                 | 800                                                                                                              |
| 300 kV        | ca 400-1000                | 3000                                                                                                             |
| 420 kV        | ca 500-3000                | 7000                                                                                                             |

*Kapittel 2* omhandler relevante tekniske forhold ved luftledning og kabel som kan påvirke valg av løsning.

I *kapittel 3* foretas en kostnadssammenligning mellom kabel og luftledning ut ifra et gitt sett med forutsetninger, et såkalt **basisalternativ**.

I *kapittel 4* drøftes mulig **spredning** i kostnadsforholdet ut fra usikkerhet i forutsetningene og variasjon i hva som er reelle sammenligningsalternativer.

## 1.4 KILDEMATERIALE

Det er lagt vekt på å framskaffe relevant kildemateriale fra Norge og andre land. Aktuelle kilder er undersøkelser og utredninger i utlandet, leverandørkataloger og håndbøker<sup>3</sup>, rapporter om kostnader og tekniske forhold, forskrifter og normer for utførelse av elektriske anlegg og feilstatistikker.

Det er foretatt tilsvarende utredninger i enkelte andre land. Nyttige referanser har vært en rapport utarbeidet av National Grid Company i England<sup>4</sup> og en utredning foretatt av danske elværkers forening<sup>5</sup>.

Når en sammenligner tekniske og kostnadmessige forhold, må en ta i betraktning at disse kan bygge på ulike forutsetninger og normkrav i det enkelte land. Ved vurdering av anleggskostnader kan derfor materiale fra andre land ikke uten videre brukes, da det til dels benyttes andre typer plastkabel og fordi markedsforholdene for materialleveranser (særlig kabel) til nå har vært forskjellige (monopol/fri konkurranse).

Både den danske og den engelske rapporten kvantifiserer forskjeller i drifts- og vedlikeholdskostnader mellom luftledning og kabel. Den engelske rapporten gjør imidlertid dette kun for 420 kV oljekabler, mens den danske rapporten kun ser på PEX-kabler på 50/60 kV nivå.

## 2 TEKNISKE FORHOLD

Ved behandling av søknader om anleggskonsesjon har det vært vanlig å argumentere for eller imot kabel ut ifra tekniske forhold i tillegg til de rent kostnadsmessige. I denne argumentasjonen er det trukket fram aspekter som:

- \* Pålitelighet
- \* Fleksibilitet i ulike driftssituasjoner
- \* Elektriske og magnetiske felter
- \* Andre tekniske forhold som kan utløse behov for ekstra investeringer.

### 2.1 PÅLITELIGHET

Det er registrert svært ulike oppfatninger knyttet til driftserfaringer og det en kan forvente av tilgjengelighet for kabelanlegg. Her foretas derfor en drøfting m.h.p. feilstatistikk, kabelerfaringer hos norske everk og drøfting av spesielle forhold som har vært trukket fram som et problem ved bruk av kabel.

Drøfting av pålitelighet kan gjøres med utgangspunkt i forventet **feilsannsynlighet, utetid og utilgjengelighet**. Kilder for forventet feilsannsynlighet og utetider er feilstatistikker og internasjonale undersøkelser. Feilsannsynligheten beskrives gjerne i antall feil pr. 100 km og år. Utetider angis i timer pr. feil.

Utetid eller ubrukarhetstid er den tiden det tar fra en feil oppstår til den aktuelle anleggsdelen er satt i drift igjen. Dette vil si at i utetiden inngår tid til feilsøking, reparasjon og kobling. Frivillig ventetid, så som utsettelse av feilsøking til neste dag, skal ikke inngå i utetiden. Konsekvensene av få, men lange avbrudd kan være annerledes enn konsekvensene av hyppigere feil av kort varighet. Kabler har generelt lenger utetid enn luftledninger. Samtidig kan mastehavarier i enkelte tilfeller gi relativt lange avbruddstider også for luftledninger.

Utilgjengelighet beskriver hvor stor andel av året som en anleggsdel er ute av drift. Dette vil også inkludere planlagte avbrudd til generelt vedlikehold. For denne generelle fremstillingen vil vi se bort fra planlagte avbrudd. Den tiden en anleggsdel er utilgjengelig vil dermed være produktet av feilsannsynlighet og utetid pr. feil.

#### Norsk feilstatistikk

Samkjøringens feilstatistikk for 1992<sup>1</sup> for spenningsnivåene 45-420 kV viser at et veid gjennomsnitt av feilsannsynligheten for alle disse spenningsnivåene er 1,8 feil pr. 100 km og år for *luftledninger*. For 300 og 420 kV er feilsannsynligheten ca. 1 feil pr. 100 km og år, mens den for 132 kV og 45-66 kV er henholdsvis 1,8 og 2,3 feil pr. 100 km og år. Tallene angir gjennomsnitt for de siste 10 år.



Tilsvarende tall for *kabel* er 1,3 feil pr. 100 km og år i gjennomsnitt for spenningsnivåene 45-420 kV. Den største forskjellen i den norske statistikken finner vi på spenningsnivåene 45-66 kV der feilsannsynligheten på luftledning er 2,3 feil pr. 100 km og år mot 1,1 for kabel.

Nordels feilstatistikk for 1991<sup>6</sup> antyder tall i omtrent samme størrelsesorden for de andre nordiske land, selv om det varierer med spenningsnivå og jordingstype for nettet.

Gjennomsnittlig utetid for luftledninger i den norske feilstatistikken er i størrelsesorden ca. 20-40 timer pr. feil. For kabler er tilsvarende tall 160 timer for 45-66 kV, 350 timer for 132 kV og 700 timer for 300 kV.

Hvis man benytter tall fra den norske feilstatistikken som grunnlag for forventet feilsannsynlighet og utetid, kan man sammenligne forventet utilgjengelighet for luftledning og kabel. For luftledninger blir da utilgjengeligheten for de fem spenningsnivåene i området ca. 20 - 70 timer pr. 100 km og år. Tilsvarende tall for kabel varierer fra ca. 180 timer (45-66 kV) til ca. 1100 timer (300 kV) pr. 100 km og år. Tallene for utilgjengelighet ser ut til å være betydelig større for kabel, og de øker med økende spenningsnivå. Det høye tallet for 300 kV kabel er et resultat av den svært lange gjennomsnittlige utetiden i den norske statistikken, og dette er urealistisk høyt til å være representativ gjennomsnittsverdi.

Det er grunn til å være kritisk til den norske feilstatistikken, fordi datagrunnlaget for kabel er relativt lite i forhold til luftledning. Tallene i statistikken for kabel inneholder både kabler ut fra kraftstasjoner i fjell, sjøkabel og jordkabelanlegg. Det er heller ikke gjort noe skille mellom kabeltyper, noe som har stor betydning. Noen av de lange utetidene for kabler kan også skyldes at man ikke har reparert feil straks de har oppstått, men ventet til neste arbeidsdag, og følgelig blir total utetid uriktig rapportert. Omkoblingsmuligheter i nettet gjør dette mulig uten at kundene mister forsyningen. Selve utetiden vil da være lenger enn den effektive tiden det tar å finne feilen og reparere. Slike forhold vil ikke fanges opp av statistikken.

En kan regne med at både feilsannsynlighet og utetider kan være forskjellige for PEX-kabelanlegg og for oljekabelanlegg. En bør derfor være noe forsiktig med å anta samme tall for utilgjengelighet for anlegg som bygges nå. Endringen i gjennomsnittlig utetid for de 10 siste årene i statistikken har f.eks. for 132 kV avtatt fra 409 t. pr. feil i 1991 til 350 t. pr. feil i 1992.

Erfaringer fra Oslo Energi viser at reparasjonstiden på oljekabler er 2 uker på 33 til 66 kV med kjent feilsted (gravefeil). Reparasjonstiden ved feil der feillokalisering er nødvendig, krever i alt 4-5 uker. For 300 kV oljekabler er reparasjonstiden 4 uker med kjent feilsted, og fra 6 uker til 3-4 måneder ved feil som krever feillokalisering. Antatt gjennomsnitt med feillokalisering er 8-10 uker.

### **Internasjonale undersøkelser**

En CIGRE-undersøkelse fra 1991<sup>7</sup> som omfatter erfaringer fra mange land, omtaler PEX-kabelanlegg på spenninger i området fra og med 66 kV til (ikke med) 220 kV. Feilsannsynligheten er 0,34 feil pr. 100 km og år og den gjennomsnittlige utetid er 101 timer pr. feil. Dette gir en utilgjengelighet på ca. 34 timer pr. 100 km og år. Feilsannsynligheten er lavere og utilgjengeligheten er i omtrent samme størrelsesorden som for luftledninger i den norske feilstatistikken.

CIGRE-undersøkelsen omhandler også tall for oljekabelanlegg med spenninger over 220 kV. Feilsannsynligheten der rapporteres til 1,59 feil pr. 100 km og år og en utetid på 217 timer pr. feil. Dette gir en utilgjengelighet på ca. 350 timer pr. 100 km og år, altså betydelig høyere enn de nevnte tallene for PEX-kabel og luftledning.

Svakhetene ved å sammenligne ulike anlegg på denne måten er flere. For det første omtaler undersøkelsen ulike anlegg (PEX og olje) på ulike spenningsnivåer. Videre er gjennomsnittsalderen på de ulike anleggene i undersøkelsen forskjellig (7 år for PEX-kabelanleggene og 20 år for oljekabelanleggene). I tillegg vil feiltypene være noe forskjellige.

I oljekabel-anlegg kan det f.eks. være oljelekkasje uten at en må ta kabelen ut av drift umiddelbart. Hvis en sørger for å holde oljetrykket på et tilstrekkelig nivå (fylle på med ny olje), kan en midlertidig utsette reparasjonen. Feilene ved oljelekkasjer kan være av begrenset omfang, men det kan ta lang tid å lokalisere feilen. På PEX-kabler fører gjerne feil til sammenbrudd av isolasjonen på feilstedet. PEX-kabelen må da kobles ut og feilstedet med en viss lengde på hver side må byttes ut. En oljekabel har flere tynne lag med viklet papir som isolasjon, og derfor er den ikke så følsom for små forurensinger i isolasjonen som PEX-kabel. Grunnen til at utetiden for oljekabler likevel blir lengre, er nettopp bruken av olje under trykk, noe som bl.a. medfører mye ekstraarbeid ved lekkasjer.

En japansk rapport<sup>a</sup> melder om en feilsannsynlighet på 0,126 feil pr. 100 km og år for 66 - 77 kV PEX-kabelanlegg i Japan. Feilsannsynligheten i Japan har vist en markert fallende tendens siden 1980. En kan regne med at samme tendens gjør seg gjeldende i Europa.

PEX på spenningsnivåer over 66 kV har vært mest vanlig i de nordiske land og Japan. Selv om PEX nå blir vanlig i andre land også, har kabelerfaringene fra disse land til nå vært basert på andre plastmaterialer, og det må derfor utøves kritisk sans ved vurdering av kabelerfaringene derfra.

Fra disse undersøkelsene kan en konkludere med at PEX-kabler har lavere feilsannsynlighet og lengre utetider enn luftledninger. Resultatet er tall for utilgjengelighet i omtrent samme størrelsesorden som luftledninger. For oljekabler på de høyeste spenningene er feilsannsynligheten i omtrent samme størrelsesorden som luftledninger, men utetiden er betydelig lengere enn for luftledninger. Dette gir dårligere tilgjengelighet for oljekabler enn for luftledninger.

## Feilårsaker

De viktigste feilårsakene for **luftledninger** er fasesammenslag, trefall, maste-havarier (pga. vind og is), lynoverspenninger, jordslutninger, overslag pga. is på isolatorene og forurensninger.

En kraftoverføring består av tre faser med en eller flere liner pr. fase. Fasesammenslag skjer når to liner med forskjellig fase blåser borti hverandre, noe som fører til kortslutning.

Feil pga. forurensninger oppstår når overflaten på isolatorene får et belegg som er elektrisk ledende (f.eks. forurenset is og/eller saltbelegg). Da vil det kunne gå såkalte krypestrømmer langs overflaten av isolatorene, noe som fører til overslag.



Feilårsaker for **kabler** kan deles i to typer: Indre og ytre feil. Indre feil er forårsaket av feil i produksjonen, som ikke er oppdaget ved spenningsprøving i fabrikken, feil på skjøter eller endemuffer og feil som følge av dårlig montasje eller kabelforlegning. Ytre skader er graveskader og overbelastninger pga. overspenninger i nettet. Mekaniske skader som følge av graving er den viktigste feilårsaken.

Den største andelen av feilene på PEX-kabelanlegg er på endemuffer og skjøter. Både ende/skjøte-feilene og feil som er på selve kabelen, har gjerne oppstått etter kort driftstid (mindre enn to år). Feilene i selve PEX-kabelen skyldes ofte forurensinger i isolasjonen. For oljekabel medfører den lagdelte isolasjonen at eventuelle små lokale forurensinger ikke nødvendigvis fører til gjennomslag. Små hulrom i isolasjonen som ikke er oljefylte, vil kunne føre til skade på kabelen (partielle utladninger). En viktig ulempe med oljekabel i forhold til PEX-kabel, er at feilsøking tar lengere tid.

### Innskutte kabler

NVE har ved konsesjonsbehandling av anlegg ofte fått opplysninger om at innskutte kabler i et luftledningsnett er et problem. I en spørreundersøkelse<sup>9</sup> som NVE utførte i 1992 viste det seg at kun 2 av de 20 verkene som opplyser å ha innskutte kabler, oppgav at de hadde hatt feil på disse. Det synes derfor nærliggende å trekke den konklusjon at innskutte kabler ikke er et så stort problem som tidligere antatt. Problemet kan også være blitt løst ved at bedre overspenningsavledere er blitt introdusert, og at isolasjonskoordinering blir tatt mer alvorlig (samordning av isolasjonsnivåer for ulike komponenter). For at overspenningsavlederne skal ha den ønskede vernevirkning, er det i tillegg helt avgjørende at jordingen er god.

De feilene som oppgis å ha oppstått pga. innskutte kabler i et luftledningsnett, er havarete kabelmuffer ved overgang luftledning/pex-kabel. I tillegg er det opplyst at det kan være visse problemer knyttet til bryting av tomgangsstrømmer med skillebrytere.

Et annet moment fra spørreundersøkelsen er at jordslutning kan gi høye transiente spenninger (overspenninger) i et spolekompensert luft/kabelnett. Direktejording av nettet kan avhjelpe dette. Kabler og luftledninger som er plassert i samme overføring eller nettsystem kan virke slik på hverandre at det oppstår resonansfenomener i nettet. Disse kan føre til svingninger der overspenninger bygger seg opp til det blir overslag. Den engelske undersøkelsen antyder også at overføringer med en blanding av luftledninger, innskutte kabler og reaktorer kan gi problemer knyttet til overspenninger.

I enkelte spesielle tilfeller kan innskutte kabler øke innholdet av overharmoniske spenninger i nettet. Dette kan forsterke problemer med resonanser og overspenninger i nettet.

NVE's spørreundersøkelse<sup>9</sup> indikerer at det ikke synes å være store driftsmessige forskjeller knyttet til kabelanlegg i forhold til luftledningsanlegg blant norske everk. Kabel kommer minst like godt ut som luftledning på 132 kV og 66 kV nivå. På 300 og 400 kV nivå er det svært få som har kabel.

## Konklusjon

Norsk feilstatistikk for kabelanlegg er for dårlig til å trekke sikre konklusjoner om feilsannsynlighet og utetider. Hvis en i tillegg benytter andre kilder, synes det å være grunnlag for å trekke følgende konklusjon:

- PEX-kabler på spenningsnivåer opp til og med 132 kV kan forventes å ha lavere feilsannsynlighet enn luftledninger, men noe lengre utetid. En kan forvente at nye PEX-kabelanlegg på disse spenningsnivåene vil ha omtrent samme tilgjengelighet som luftledningsanlegg.
- PEX-kabler på 300 og 420 kV er fortsatt relativt ny teknologi og ikke kommersielt etablert.
- Oljekabler på 300 og 420 kV kan forventes å ha feilsannsynligheter i omtrent samme størrelsesorden som luftledninger. Utetidene kan imidlertid forventes å bli betydelig større enn for luftledninger. Resultatet blir dårligere forventet tilgjengelighet for oljekabler på de to høyeste spenningsnivåene.

Kabelanlegg må regnes å være mindre sikre enn luftledninger på de to høyeste spenningsnivåene. Med økende oppmerksomhet omkring feilberedskap og kvalitetssikring både i anleggsfasen og i senere drift og vedlikehold, bør det imidlertid være mulig med en forbedring av påliteligheten for de høyeste spenningsnivåene.

## 2.2 FLEKSIBILITET I ULIKE DRIFTSSITUASJONER

En vanlig innvending mot kabler har vært at de er mindre fleksible i ulike driftssituasjoner enn luftledninger. Med fleksibilitet menes muligheten for kortvarig å øke strømmen i anlegget ut over normalt nivå. Vanlige internasjonale betegnelser for driftssituasjoner er: Normal drift, nøddrift og feil/utkobling. Normal drift er tillatt kontinuerlig belastning sommerstid eller vinterstid ut fra normerte eller anbefalte retningslinjer. Nøddrift er korttids nødbelastning for omkoblinger i nettet, begrenset til 0,5 til 2 timer.

I normal drift er det av tapsøkonomiske årsaker vanligvis lite ønskelig å belaste luftledninger kontinuerlig opp mot kapasitetsgrensene. For kabler ligger økonomisk optimal overføring nærmere kapasitetsgrensen fordi anleggskostnadene er høyere, og dermed utgjør en større andel av total kostnadene, og fordi tpskostnadene ved samme overføring er lavere enn for luftledninger.

Spesielle driftssituasjoner kan gjøre det ønskelig kortvarig (noen timer) å utnytte overføringsanleggene hardere enn de er dimensjonert for i normal drift. Dette kan aksepteres hvis **1)** det er forsvarlig å overskride den maksimale ledertemperatur uten å overtre sikkerhetskrav eller at dette gir uforsvarlig materialdeformasjon eller hvis **2)** gode kjøletekniske forhold forsvaret en høyere overføring uten at tillatt ledertemperatur overskrides. For kabelanlegg forutsetter en slik driftssituasjon at ledertemperaturen overvåkes på kritiske steder. For luftledningsanlegg må traséen undersøkes for å finne ut om maksimal ledertemperatur kan overskrides. Årsaken til dette er at økt belastning vil øke ledertemperaturen slik at metallet utvider seg. Avstanden fra lederne til bakken eller vegetasjon vil dermed avta. Dette vil særlig være kritisk ved kryssinger av veier, andre ledninger o.a.

Både for luftledninger og kabler er *anbefalt maksimal ledertemperatur* og *faktisk omgivelsestemperatur* de viktigste parameterene som påvirker overføringskapasiteten. Valg av forutsatt omgivelsestemperatur og andre parametre for luftledninger er drøftet i flere NVE-rapporter<sup>10</sup> og av EFI<sup>11</sup>. For beregning av belastningsevne for kabler er det anbefalt å legge IEC norm 287<sup>12</sup> til grunn.

Flaskehalser for kabelanlegg ved f.eks. veikryssinger kan føre til lokal temperaturstigning. Dette kan unngås ved å tilpasse forlegningen til de lokale forhold ved å øke avstanden mellom de tre kablene (ett kabelsett er tre kabler). En annen løsning er en spesialtilpasning ved å legge kablene inntil vannførende rør, noe som er lite brukt i Norge.

For luftledninger er forutsetninger om vindstyrke viktig for hvilken belastning som fører til at ledningen kommer opp i maksimal ledertemperatur. Forskriftene for elektriske anlegg<sup>13</sup> gir, sammen med internasjonale og norske dimensjoneringsnormer, rammebetingelser for konstruksjon av anleggene.

### Ledertemperatur

Maksimal ledertemperatur for luftledninger er gitt av krav til bakkeavstand, jfr. normer for elektrisk<sup>14</sup> og mekanisk dimensjonering<sup>15</sup> av luftledninger, og tillatt maksimaltemperatur på de strømførende linene<sup>16</sup>. I Norge prosjekteres luftledninger i dag vanligvis for en maksimal ledertemperatur på 80°C, mens for kabelanlegg tillater normene en maksimal ledertemperatur på 90°C for PEX-kabler og 85°C for olje-kabler. Forutsatt at kravet til bakkeavstand opprettholdes, tyder mye på at StAl-liner på luftledninger tåler en høyere temperatur enn 80°C.<sup>17</sup>

En økning av ledertemperaturen over lengre tid vil nedsette anleggenes levetid. Hvis kortvarige økninger av ledertemperaturen muliggjør utsettelse av investeringer, kan dette være økonomisk riktig selv om levetida reduseres.

Hvis jordsmonnet rundt kabler har god varmeledningsevne vil det kunne ta noe tid før overtemperatur inntreffer slik at kabler i en del tilfeller vil kunne overbelastes uten at ledertemperatur overskrides. Høy ledertemperatur kan imidlertid også medføre uttørring av jordsmonnet slik at praktisk overføringskapasitet senere reduseres. Leire og torv er eksempler på gode termiske isolatorer når de tørker, og dette vil medføre at kablenes belastningsevne reduseres. Dette betyr at viktige forutsetninger ved prosjektering av et kabelanlegg, kan endre seg senere og være vanskelig å kontrollere. I noen tilfeller vil en dimensjonere med en sikkerhetsmargin og dermed få økt kostnadene.

### Omgivelsestemperatur

Overføringsevnen for kabler er foruten ledertemperaturen også avhengig av avstanden mellom lederne og avtar ved kortere faseavstand. Dessuten betyr fyllstoffet (sand, jord eller pukk) i grøftene mye.

Lave lufttemperaturer<sup>18</sup> og vind gir god kjøling og medfører at luftledninger kan overføre mer strøm før kritisk linetemperatur overskrides. I Norge faller tidspunktet for maksimal belastning

sammen med den tiden på året det er kaldest og mest vind. Dette er gunstig for luftledningsnett, fordi da er nettets overføringsevne størst. Luft er i denne sammenheng et godt kjølemedium p.g.a. de store luftmengdene som passerer.

For kabler må varmetapet i de strømførende lederne avledes gjennom kabelisolasjonen og videre i grøften. Varmen fra kablene kan medføre at jordsmonnet uttørres slik at kjølingen reduseres. Ledertemperaturen i kabelen kan da bli for høy. Dette problemet kan avhjelpes ved å legge kablene lenger fra hverandre eller ved vannkjøling. Vannkjøling gjøres ved å legge spesielle kjølerør inntil kablene eller legge kablene i vannfylt grøft. Dette er imidlertid lite brukt i Norge. Ved kryssing av veier og generelt i tettbygd strøk vil det ofte være nødvendig å legge kablene tett sammen. Dette kan gi driftsrestriksjoner og redusere kablenes overføringsevne.

Lave lufttemperaturer favoriserer luftledninger i en høylastsituasjon, og kabler kan dermed i enkelte driftssituasjoner være flaskehalser i nettet. Om sommeren vil kabelanlegg kunne ha bedre kjøling enn luftledninger.

## 2.3 ELEKTRISKE OG MAGNETISKE FELTER

Et argument som de siste årene er fremholdt for å benytte kabler, er at innvirkningen fra elektriske og magnetiske felter er lavere enn ved luftledninger. Magnetiske felter er mest interessante fordi det bl.a. forskes på en mulig sammenheng mellom magnetiske felter og frekvens av visse kreftformer.

### Elektriske felter

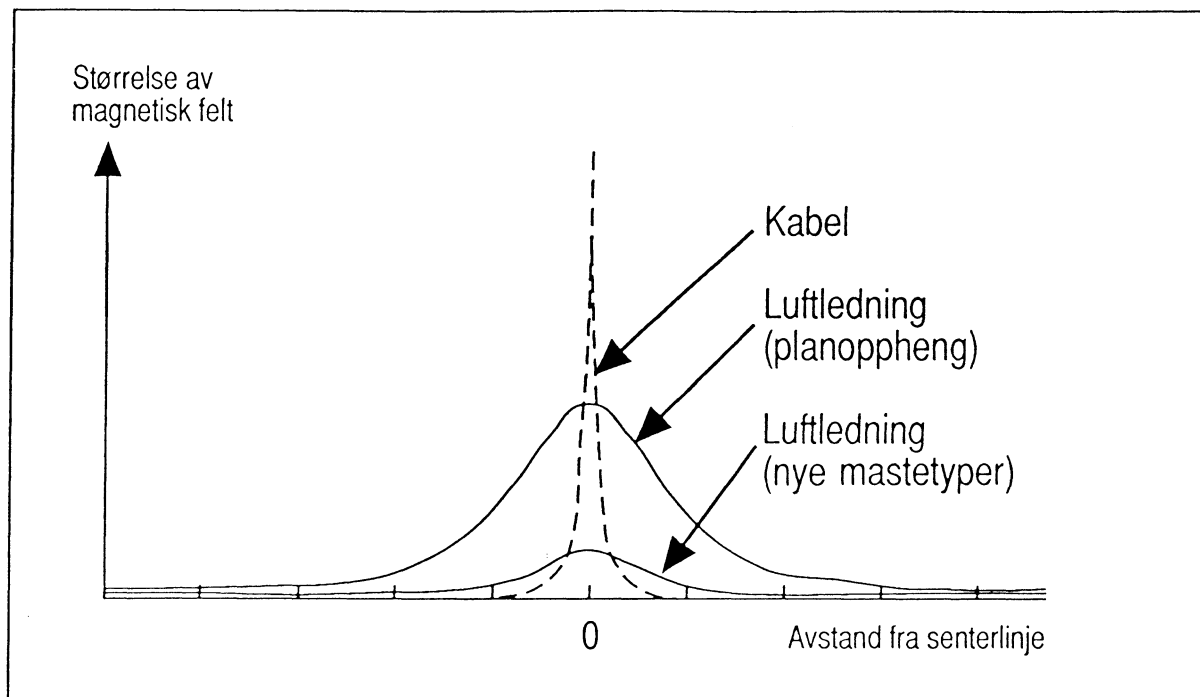
Elfelt oppstår som følge av kraftvirkningen mellom elektrisk ladede partikler. I et vekselspenningssystem vil feltet variere med den tidsvariable spenningen. Det elektriske feltet øker med spenningen og avtar med avstanden fra feltekilden. Kabler har en jordet metallskjerm og er derfor ikke omgitt av et elektrisk felt, i motsetning til luftledninger. Elektriske felter fra luftledninger er ikke regnet for å være noe stort problem fordi de i stor grad kan skjermes av husvegger, trær, jord, vann o.a. Det antas dessuten ikke å være helserisiko knyttet til elektriske felter fra luftledninger.

### Magnetiske felter

Magnetfelt oppstår som følge av elektriske ladninger i bevegelse. I et vekselspenningssystem vil magnetfeltet variere med den tidsvariable strømmen. Magnetfeltet øker med økende strømstyrke og avtar kvadratisk med avstanden til feltekilden. Feltene er lite avhengig av spenningsnivået. Både kabler og luftledninger er omgitt av et magnetisk felt. Med en gitt strøm vil magnetfeltet rett over en kabel være langt større enn rett under en luftledning. Årsaken til dette er forskjellig avstand, både til bakken og mellom de elektriske lederne. Imidlertid har magnetfeltet fra kabler betydelig mindre utstrekning til sidene enn tradisjonelle luftledninger med planoppheng, slik at valg av kabel gir en smalere sone der f.eks. boliger påvirkes av slike felt. En skisse av feltbildet er vist i figur 1.

Både for luftledninger og kabler kan magnetfeltet reduseres.





**Figur 1** Magnetisk felt fra luftledninger (ulike typer) og kabel. Generell sammenheng.

Aktuelle tiltak for reduksjon av feltet fra luftledninger er:

- Øke avstanden
- Endring av faserekkefølge
- Endring av fasekonfigurasjon (trekantoppheng i stedet for planoppheng)
- Deling i flere ledninger pr. fase og oppheng i "juletremastrer".

Feltet fra kabler kan reduseres ved:

- Grave kablene dypere ned
- Endre formasjonen som kablene legges i

Disse forholdene er drøftet i en dansk utredning<sup>19</sup>. Generelt kan en si at kabler reduserer utbredelsen av magnetfeltet til sidene i forhold til tradisjonelle luftledninger med planoppheng, mens feltet øker rett over kabelen i forhold til midt under en luftledning. Hvis man har som mål å redusere de magnetiske feltene, f.eks. ved boliger, kan kabling dermed være ett av flere mulige tiltak. De store feltene rett over kabelen kan imidlertid introdusere nye problemstillinger tilknyttet bruk av arealene langs kabelen.

Nye mastetyper med flere liner pr. fase, vil kunne redusere feltene sterkt sammenlignet med tradisjonelt planoppheng. Slike nye master må antas å være et mer aktuelt alternativ enn kabling hvis målet er å redusere de magnetiske feltene.

## 2.4 EKSTRAUTSTYR

Bruk av kabel kan medføre andre driftstekniske forhold enn bruk av luftledning. Dette er knyttet til praktisk overføringsavstand, jordstrømmer, spenningsforhold, relebeskyttelse og behov for ekstrapstyr. I de fleste tilfeller på 45, 66 og 132 kV vil kabelanlegg kun medføre behov for ekstra vern mot lyn og andre overspenninger. I tillegg vil innføring av kabel i nettet medføre ekstra oppmerksomhet omkring spennings- og resonansforhold. Ved lange overføringslengder og på 300 og 420 kV kan det bli behov for betydelig ekstrapstyr.

### Overføringsavstand

Kabler har noe ulike elektriske egenskaper i forhold til luftledninger. Når en kabel settes i drift, vil kabelen lades opp av en såkalt ladestrøm. For å kunne overføre nyttbar effekt på kabelen er denne ladestrømmen helt nødvendig, og den vil oppta plass på kabelen. Ladestrømmen øker proporsjonalt med kabelens lengde.

Ladestrømmen vil begrense den praktisk overførbare effekten ved lange overføringer (vekselstrømskabler). Teoretisk kan en tenke seg en "kritisk" maksimal kabellengde<sup>20</sup> der ladestrømmen opptar hele plassen på kabelen. Den kritiske kabellengden avtar med økende spenningsnivå, og den varierer mellom ulike kabeltyper. Dette vil begrense overføringslengden for kabler på de høyeste spenningsnivåene. På 300 og 420 kV vil det i praksis være lite aktuelt med kabellengder over 10-15 km.

Praktisk overføringslengde for kabelanlegg kan økes med å sette inn reaktorer som motvirker ladestrømseffekten. Dette er imidlertid kostnads- og arealkrevende. Det vil ved større overføringer lønne seg å gå over til likestrøm (DC-anlegg). Dess større effekt som skal overføres og dess lengre overføringen skal være, jo mer fordelaktig vil det bli med DC-overføring. En DC-kabel med returleder kan tilnærmelsesvis overføre like mye som 3 vekselstrømskabler (AC-kabler). Skagerak-kablene mellom Kristiansand og Danmark er eksempler på DC-kabler. DC-overføringer krever svært kostbare likeretteranlegg (omformer vekselstrøm til likestrøm og omvendt) i hver ende. For tilkobling til 300 kV vil anleggene i hver ende koste i størrelsesorden 300-400 mill. kr pr. stk. På grunn av de store kostnadene i endepunktene, er likestrømsanlegg normalt bare aktuelt ved lange sjøkabler som f.eks. ved utenlandsforbindelser.

### Ekstrapstyr

Introduksjon av kabelanlegg medfører tekniske utfordringer som gjør at en må investere i ekstrapstyr. Dette kan gjelde oljematings- og overvåkingsutstyr, overspenningsvern, reaktorer og muffehus (ut fra beredskapskrav). Store utgifter til ekstrapstyr vil det kun være i spesielle tilfeller, og da først og fremst på 300 og 420 kV.

De fleste nett i Norge er spolejordet for spenninger t.o.m. 132 kV. Det vil si at det er en induktiv kobling mellom nettets nullpunkt og jord, og denne har motsatt innvirkning på nettet i forhold til en kabel (kapasitiv). I spolejordete nett vil økt installasjon av kabler øke behovet for jordslutningsspoler. Økt kapasitet mot jord har som konsekvens at feilstrømmen ved jordslutning øker. Dette kan gi større skader på materiell hvis ikke beskyttende tiltak



iverksettes. Et tiltak for å begrense de kapasitive strømmene kan være installering av skilletransformatorer. Dette kan imidlertid bli dyrt, samt at det fører til en oppdeling av nettet som kan gi redusert pålitelighet og høyere tap.

Pga. ladestrømmen vil det på lengre kabeloverføringer og høye spenningsnivåer kreves **reaktorer** som kan motvirke at ladestrømmen tar opp plass på kabelen. Disse plasseres i endene av kabelen eller som innskutte reaktorstasjoner i kabelstrekningen. En reaktorstasjon vil ligne en tradisjonell friluftsstasjon og har for 420 kV kabler et omfattende arealbehov (4-5 mål med bryteranlegg). Reaktorer kan gi problemer med koblingsoverspenninger som oppstår i nettet når det foretas inn- og ut- koblinger som følge av feil eller omfordeling av belastningen.

En lang kabeloverføring på 132 kV vil trenge en slik reaktorstasjon for anslagsvis hver 50.-70. km. For 300 og 420 kV vil det være behov for reaktoranlegg for hver 15.-20. km. Behovet for reaktoranlegg vil avhenge både av hvor mye effekt som skal overføres og nettsystemet omkring den aktuelle forbindelsen. Større effektmengder øker behovet for reaktorkapasitet.

Diameteren på en kabel øker med økende spenning. Det betyr at det blir plass til færre meter kabel på en kabeltrommel når spenningen øker. Kabellengden på en trommel vil også kunne avhenge av tillatt akseltrykk på vegger og broer samt tverrsnitt i tunneller. På en kabeltrommel vil det være plass til ca 6-900 meter 420 kV-kabel. En lengre kabeloverføring på dette spenningsnivået vil derfor kreve mange skjøter. For spenningsnivåene 45, 66 og 132 kV vil det være plass til maksimalt ca. 1500 m kabel på en trommel. Det har vist seg at mange av feilene ved kabelanlegg har vært på skjøter og endemuffer. Antall skjøter kan derfor være kritisk.

Høy belastning i et langstrakt luftledningsnett kan i tunglast skape problemer med for lav spenning. Et kabelanlegg kan, pga. sin kapasitans, hjelpe til med å holde spenningen oppe og således redusere behovet for kompenseringsutstyr. I en lavlastsituasjon kan et stort innslag av kabel i et nett øke problemet med høye spenninger og dermed øke behovet for å investere i utstyr som reduserer spenningen. For høye spenninger kan ødelegge eller redusere levetida for f.eks. isolasjonen i en del elektrisk utstyr.

Kablenes kapasitans kan også medføre en skjevfordeling av strømmen i et nettsystem, noe som kan føre til overbelastning på kabelen. Dette problemet kan elimineres ved anskaffelse av reaktorer. I andre tilfeller kan en slik skjevfordeling være gunstig.

Generelt må det forventes at større kabelanlegg, spesielt på 300 og 420 kV, og delvis 132 kV, vil medføre behov for større investeringer i nødvendig tilleggsutstyr enn tilsvarende luftledningsanlegg. Ved korte kabler og på lavere spenninger vil det sjelden være store ekstrainvesteringer ved kabelanlegg.

## 2.5 SAMMENFATNING TEKNISKE FORHOLD

PEX-kabler på spenninger opp t.o.m. 132 kV kan forventes å ha omtrent samme tilgjengelighet som luftledninger. Feilsannsynligheten er noe lavere for disse kablene, mens utetiden er lengre. For oljekabler på de høyeste spenningene er feilsannsynligheten noe større enn for luftledninger, og utetiden kan forventes å være høyere. Dette gir dårligere tilgjengelighet i forhold til luftledninger. Med ekstra tiltak på feilberedskap og forebyggende

tiltak bør det være mulig å bedre påliteligheten på kabelanlegg.

I spesielle driftssituasjoner med kortvarig overbelastning, kan kabler være flaskehalser i overføringsnett. Luftledninger er som regel mer fleksible enn kabler.

Magnetfelt rett over en kabel vil være sterkere enn rett under en luftledning med tilsvarende strømstyrke. Feltet ut til sidene avtar imidlertid raskere med økende avstand fra kabler enn fra tradisjonelle luftledninger med planoppheng. Nye mastetyper kan også redusere feltene.

Ved innføring av kabler i et kraftnett på de høyeste spenningsnivåene kan det i spesielle tilfeller bli behov for til dels store investeringer i ekstrautstyr, som vil være nødvendige i rene luftledningsanlegg.

### 3 ØKONOMISK SAMMENLIGNING

Dette kapitlet tar for seg de økonomiske konsekvenser av å erstatte luftledning med kabel, herunder en sammenligning av kostnader og nøkkeltall for kostnadsforholdet mellom kabel og luftledning. Kostnadene er delt i fire grupper:

1. Investeringskostnader
2. Drifts- og vedlikeholdskostnader
3. Tapskostnader
4. Avbruddskostnader

#### 3.1 INVESTERINGSKOSTNADER

Investeringskostnader eller anleggskostnader for luftledninger er hentet fra et NVE-notat fra 1991<sup>21</sup> for de tre laveste spenningene og fra Statnett SF for de to høyeste spenningene. Kostnadene for kabelanlegg er innhentet fra Alcatel Kabel Norge AS. Priser for kabel er vist i vedlegg 1 mens priser for luftledning er vist i vedlegg 2. I dette underkapitlet foretas først en beskrivelse av de viktigste forhold som påvirker anleggskostnadene. Til slutt vises kostnadene for kabler og luftledninger som funksjon av overføringskapasitet (effekt) og eksempler på kostnader for sammenlignbare luftlednings- og kabelanlegg. Forutsetningene for kostnadssammenstillingen er beskrevet i vedlegg 3.

For *luftledninger* er de viktigste kostnadskomponentene<sup>22</sup>:

- montasje/bygging
- master og fundamenter
- transport
- liner og armaturer

For *kabelanlegg* er de viktigste kostnadskomponentene:

- kabelpris
- grøft
- utlegging og montasje
- skjøter og muffe
- evt. muffehus og ekstraustyr

Kostnadene vil avhenge av markeds- og konjunkturførhold, teknologiutvikling, grøfte- og terrengforhold, økonomisk levetid og rentenivå. Videre vil kostnader for utstyr i begge ender av en forbindelse og anleggets lengde være av betydning for enhetskostnadene. Som drøftet i pkt. 2.4 kan det for kabelanlegg påløpe anleggsmessige tilleggskostnader for å ta hensyn til driftstekniske forhold.

## Markeds- og konjunkturførhold

Prisene for både luftledninger og kabelanlegg avhenger av konkurranseforhold i markedet, etterspørsel og bestillingsvolum. Kabler opp til og med 24 kV er "hylleware" mens anlegg over dette spenningsnivå produseres etter bestilling. Et eventuelt økt volum av bestillinger kan gi lavere priser på kabler.

Små produksjonsserier kan gi høyere kostnader fordi det er kostbart å rigge til produksjonsutstyret. Energiverk som går sammen om bestillinger, vil dermed kunne oppnå lavere enhetspriser. Prisutviklingen på metaller og isolasjonsmaterialer samt valutaforhold er av stor betydning spesielt for kabelanlegg. Kostnadene for PEX-kabler vil avhenge av markedsprisene særlig på aluminium og evt. kobber. For oljekabel vil selve arbeidsprosessen være viktigere for prisen. Stålpriene vil påvirke prisene for luftledninger hvis en skal ha stålmaster. Endring av prisene for entreprenørtjenester vil bety mer for luftledninger enn for kabler.

## Terminalkostnader og kabellengder

Kostnader til nødvendig utstyr ved overføringens endepunkter kalles terminalkostnader. Kostnader for bryteranlegg vil i prinsippet være likt for luftledning og kabel. Disse kostnadene er derfor ikke med i sammenligningen. For kabelanlegg må en i tillegg ha endemuffer. Av beredskapsmessige hensyn vil det i de fleste tilfellene være påkrevd å bygge betongbunkerser rundt endemuffene, og disse bunkersene kan kreve investeringer i størrelsesorden 2-3 mill. kroner pr. stk.

Riggkostnader, terminalkostnader og prosjekteringskostnader gjør at korte overføringer vil ha høyere kostnader pr. km enn lange overføringer. Kostnadene for kabelanlegg er mer følsomme for anleggets lengde enn luftledninger siden produksjonsprosessen for kabler og tilriggingen er mer komplisert.

I vedlegg 1 er prisene på kabel oppgitt for tre forskjellige lengder: 1 km, 3 km og 10 km. Prisene som er benyttet i basisalternativet, er for alternativet med 3 km. Med utgangspunkt i denne prisen vil de oppgitte enhetskostnadene (i Mkr/km) for de fleste tverrsnitt avta med ca. 5-10% ved økning av lengden fra 3 til 10 km. Ytterligere økning i lengden vil ikke redusere enhetsprisen nevneverdig. Med flere kabelsett er prisreduksjonen som følge av økt trasélengde fra 3 til 10 km minimal.

For korte kabler vil enhetskostnadene bli betydelig større. Ved endring av kabellengden fra 3 til 1 km vil enhetskostnadene øke med ca. 10-20 % for de tre laveste spenningene og ca. 20-40 % for de to høyeste spenningene. Ved kortere kabler enn 1 km vil enhetskostnadene øke ytterligere. For luftledningsanlegg vil ikke enhetskostnadene avta med linjelengden i samme grad som for kabel.

Lengden på den aktuelle overføringen der en skal foreta kostnadssammenligning mellom kabel og luftledning, har derfor stor betydning. Særlig har dette betydning for korte kabelanlegg, der det kan være betydelig økte enhetskostnader i forhold til de oppgitte prisene.

## Ekstraustyr

Ved kabelanlegg vil det i de fleste tilfeller være relativt små kostnader til ekstraustyr i forhold til totale investeringskostnader.

I spesielle tilfeller som beskrevet i kapittel 2.4, vil det være behov for reaktorer. Oljeisolerte reaktorer vil være mest aktuelt. En 120 MVar reaktor (MVar er måleenhet for reaktiv effekt, som er den ikke-nyttbare andelen av effekten) antas å koste ca. 10 mill. kroner. I tillegg vil det påløpe kostnader til øvrig utstyr inkl. bygninger på anslagsvis 5-10 mill. kr. Beredskapsmessige krav kan gi ytterligere kostnader. Som et rundt tall kan en forutsette at et reaktoranlegg vil koste 15 - 20 mill.kr. Mer avanserte kompenseringer (såkalte SVC-anlegg, som har større reguleringsmuligheter) vil være betydelig dyrere.

## Kapasitetsøkning

Å planlegge økning i overføringskapasitet er aktuelt både for eksisterende anlegg og ved planlegging av framtidige anlegg. Oppgradering kan enten være spenningsheving eller økning av ledningstverrsnitt, som gir høyere maksimal overføringsevne<sup>23</sup>. Marginalkostnaden ved kapasitetsøkning blir for luftledninger relativt liten hvis ledningen er prosjektert for dette. Det er som regel mulig å foreta strømpoppgradering av eksisterende luftledningsanlegg. Mulighetene for oppgradering av eksisterende kabelanlegg er mer begrensede.

De *marginale kostnadene ved kapasitetsøkning* er vanligvis høyere for kabelanlegg enn for luftledninger. Dette gjelder både ved spenningsoppgradering og strømpoppgradering. For luftledninger er kostnadsøkningen for å øke spenningen fra 66 kV til 132 kV i størrelsesorden 30% (ekskl. kostnader til transformering og bryteranlegg). Nødvendige kostnader skyldes behov for flere isolatorledd forutsatt at det er store nok avstander mellom linene, fra linene til terreng og kryssinger av andre anlegg o.l. For en planlagt PEX-kabel må kostnadene fordobles for å øke spenningen fra 66 kV til 132 kV (ekskl. grøfte-kostnader og kostnader til transformering og bryteranlegg).

For luftledninger på 132 kV er kostnadsøkningen for å øke tverrsnittet til det doble i størrelsesorden 30%. Hvis nødvendig overføringsbehov på en planlagt luftledning er større enn ca. 1000-1200 A, må en gå over fra tremaster til stålmaster. For 132 kV ledninger vil dette medføre en kostnadsøkning på ca. 50%. 300 kV og 420 kV ledninger bygges i utgangspunktet med stålmaster.

For kabler er økningen i kostnadene (ekskl. grøftkostnader) for å øke tverrsnittet til det doble i størrelsesorden 10%-30% så lenge det ikke trengs mer enn ett sett kabler. Hvis det er hensiktsmessig eller nødvendig å legge 2 sett kabler, blir kostnadene doblet. Samtidig kan kabelutbyggingen ofte foretas i flere byggetrinn ved at leggingen av det andre kabelsettet utsettes slik at de kapitaliserte merkostnadene blir mindre (dette er ikke tatt hensyn til her).

## Grøfte- og terrengkostnader

Grøftkostnadene betyr mye for kabelanlegg. I følge NVE's spørre-undersøkelse fra 1992<sup>9</sup> varierer grøftkostnadene fra 5%-50% av totalkostnadene. Typisk grøfteandel for 45 kV, 66



kV og 132 kV anlegg synes å ligge på 20-30% av anleggskostnadene.

Grøfttekostnadene øker med økende spenningsnivå og tverrsnitt og vil variere sterkt med grunnforholdene. Sand og leirjord gir lave grøfttekostnader (ned til 30 kr/m), mens berggrunn og kabling i bystrøk kan gi svært høye grøfttekostnader (opptil 3000 kr/m). Tabell 3.1.1 viser typiske tall for grøfttekostnader ved bygging av kabelanlegg.

For luftledninger kan en anta at lette terrengforhold vil redusere anleggskostnadene med ca. 10%, mens vanskelige terrengforhold kan øke dem med opp til 20% i forhold til basisalternativet med kostnader for såkalt middels terreng. Master for luftledninger konstrueres i hvert enkelt tilfelle under hensynstaken til bl.a. vind- og islaster foruten antatt overføringsbehov. Muligheter for store islaster kombinert med vanskelig terreng, kan i ekstreme tilfeller gi mer enn 50% økning i investeringskostnadene for luftledninger (kraftigere stålkonstruksjoner).

**Tabell 3.1.1** Grøfttekostnader for kabelanlegg (utenom bystrøk).

| GRØFTEKOSTNADER (utenom bystrøk) |               |                 |                 |
|----------------------------------|---------------|-----------------|-----------------|
| Spenningsnivå                    | LAVE          | MIDDELS (BASIS) | HØYE            |
| 45-132 kV                        | 250.000 kr/km | 500.000 kr/km   | 1.000.000 kr/km |
| 300-420 kV                       | 500.000 kr/km | 1.000.000 kr/km | 2.000.000 kr/km |

I kostnadssammenligningen er det for basisalternativet benyttet grøfttekostnader på 500.000 kr/km for 45, 66 og 132 kV. For kabelanlegg med en overføringsevne over ca. 1000 A er det av teknisk/økonomiske årsaker nødvendig med to eller flere kabelsett og dermed flere grøfter. Ved to sett kabler for de tre laveste spenningene er grøfttekostnadene satt til 800.000 kr/km.

For 300 og 420 kV er grøfttekostnadene satt til 1 mill. kr/km når det benyttes ett kabelsett. Kostnadene antas å øke for hvert nytt kabelsett opp til 2 mill. kr/km for fire kabelsett.

### Erstatninger til grunneier

Erstatninger til grunneier omfatter i denne sammenheng både grunnnerv av det beslaglagte areal og erstatning for påførte skader. Selve grunnnervsdelen av disse kostnadene varierer etter hva slags rettigheter man skal erverve. Det er store variasjoner fra tettbygde til spredtbygde strøk. I utmark vil erstatningene variere etter tilstanden på skogen, og en kan regne med at i de fleste tilfellene vil erstatningene ligge i området 500-1000 kr/mål. For luftledninger på 45-132 kV er byggeforbudsbeltet vanligvis ca. 30 meter, mens det for 300 og 420 kV er ca. 40 meter. Kabler vil i utmark kreve en trasébredde som tilsvarer det man trenger for å komme til med graveutstyr. Dette krever langt mindre erstatninger enn for luftledninger. Tar man imidlertid med erstatninger i forbindelse med anleggsskader, vil forskjellene mellom kabel og luftledning bli mindre. Skadene ved kabellegging er vanligvis større enn ved bygging av luftledninger.

I innmark vil erstatningene ved luftledninger bli lavere enn i utmark, fordi slik mark fortsatt vil være utnyttbar. Grunneier får kun erstattet mastepunktene, i størrelsesorden 3.000 - 5.000 kr pr. mastefeste ved normal, ensidig korndyrking. For beitearealer blir erstatningene vesentlig lavere. Erstatninger ved kabellegging kan på innmark bli større enn for luftledninger.

I anleggskostnadene som er lagt til grunn<sup>21</sup> for luftledninger, er grunneiererstatninger inkludert for de tre laveste spenningsnivåene. For de to høyeste spenningene antas grunneiererstatninger på 30.000 kr/km for luftledninger. For kabler antas 20.000 kr/km for de tre laveste spenningene og samme som luftledning, 30.000 kr/km, for de to høyeste spenningene. Disse kostnadene vil som hovedregel utgjøre en relativt liten andel av de totale kostnadene.

I særlig konfliktfylte utbyggingssaker kan erstatningene til grunneier bli høyere enn de nevnte kostnader. De vil da være høye uansett om det bygges luftledning eller legges kabel. Bredden på båndlagt areal vil normalt være større for luftledning, men på den annen side vil skader og ulemper ved bygging være større for kabler.

### Teleerstatninger

Bygging av store luftledningsanlegg kan skape forstyrrelser for Televerkets installasjoner. Det er vanlig at utbygger av luftledninger dekker Televerkets dokumenterte utgifter til skjerming av teleinstallasjonene. Disse kostnadene varierer svært mye, avhengig av hvor mange anlegg Televerket har i nærheten og hva slags skjerming de eventuelt har fra før. Det vil være vanskelig å bestemme disse kostnadene generelt fordi de ikke er direkte bestemt av størrelsen på det elektriske anlegget. Variasjonen og usikkerheten er såpass stor at det i kostnadsberegningen ikke tas hensyn til teleerstatningene. I praktiske tilfeller må en imidlertid ta med disse kostnadene, og i enkelte tilfeller kan de få betydning f.eks. for valg av trasé.

### Levetider

Fra everkshold har et viktig ankepunkt mot kabelanlegg vært usikkerhet i levetid. Det er hevdet at kabelanlegg må forventes å ha kortere levetid enn luftledninger. Det er den økonomiske levetid som er av interesse. Økonomisk levetid kan påvirkes gjennom forebyggende tiltak og driftspraksis.

Den økonomiske levetid er tiden fra tidspunktet for idriftssettelse til det tidspunkt de årlige kostnadene for et erstatningsalternativ er lavere eller lik årskostnadene for det opprinnelige anlegget. Med de lange levetider man har på materiell i elkraftsektoren er det vanskelig i praksis å beregne den økonomiske levetid, slik at man vanligvis velger en verdi basert på en skjønnsmessig vurdering. Den tekniske levetid kan være betydelig lenger enn den økonomiske levetid, men ofte er det tekniske forhold som begrenser den økonomiske levetida, f.eks. økt feilhyppighet. For de anleggene det her er snakk om, er levetidene så lange at forskjellene blir relativt små, selv om levetiden endrer seg f.eks. med 5 år.

Levetida for luftledninger avhenger særlig av korrosjon på stålmaster og liner (pga. salter og forurensninger), materialtretthet i master og liner pga. mekaniske påkjenninger, dårlige mastefundamenter, råtne trestolper, ødelagte stolper pga. hakkespettangrep m.v. I dag

impregneres alle nye tremaster. Andre tiltak som forlenger levetida for luftledninger er korrosjonsbeskyttelse av stålmaster og elektriske ledere og regalvanisering av gamle master.

Levetida for kabler avhenger av mekaniske skader fra anleggsarbeider nær kablene, ødeleggelse av isolasjon pga. overbelastning, oljelekkasjer (oljekabler), sprekker i beskyttende blykappe og overspenninger. Høye strømmen, p.g.a. utfall av parallelle overføringer, og høy termisk motstand i jordsmonnet pga. uttørring eller kortslutning, kan forårsake varmeutvikling som gir høye temperaturer. Dette kan skade isolasjonen slik at hele eller deler av kabelanlegget må skiftes ut.

Vanninntrenging i PEX-kabler kan forårsake vannneddannelse. Ved små rifter eller ujevnheter på overflaten av isolasjonen, vil det kunne dannes vannfylte sprekker innover i plastisolasjonen. Sprekkene brer seg innover med en trelignende struktur ("vanntrær"), og medfører til slutt gjennomslag i isolasjonsmaterialet og dermed feil på kabelen. Vanntrær har hovedsakelig vært et problem på lavere spenningsnivåer. En kan beskytte seg mot vanntrær ved å anvende en vanntett kabelkonstruksjon, og dette er vanlig på spenninger i området fra 45 kV og oppover. En regner derfor med at problemer med vanntrær er lite sannsynlig for disse spenningsnivåene.

Overspenninger kan oppstå pga. lyn eller koblinger i nettet. PEX-kabel er mer sårbar for enkelte typer overspenninger. Avledere og bedre jording kan øke beskyttelsen mot overspenninger. God jording er helt avgjørende for at overspenningsavledere skal ha den ønskede virkning. Oljekabler tåler overspenninger meget godt, endemuffer er mest utsatt. Skade på bly/aluminiumskappe kan også oppstå pga. vibrasjoner fra f.eks. trafikk eller graving.

Usikkerhet i levetid for kabler er knyttet til PEX-kabler. Oljekabler, har i likhet med luftledninger, lenge vært teknologisk "ferdigutviklet". For oljekabler har en også et godt erfaringsgrunnlag med anlegg i drift og prøver av gamle kabler. Utviklingen av den moderne PEX-kabelen startet for alvor i begynnelsen av 70-årene. Selve plastmaterialet, produksjonsprosessen og kvalitetsprøvingen er bedret. Erfaringene fra eldre PEX-kabler kan derfor ikke brukes til å trekke sikre konklusjoner om levetid for kabler som blir produsert i dag. En har ca. 15 års erfaring med nåværende PEX-teknologi.

Vi har valgt å forutsette levetider som er oppgitt i tabell 3.1.2 for ulike anlegg. Det presiseres at dette er anslåtte tall beheftet med usikkerhet.

Bortsett fra i områder med spesielle klimatiske påkjenninger og/eller stor forurensing, synes det å være grunnlag for å hevde at luftledninger med stålmaster har noe lengre økonomisk levetid enn kabler.

**Tabell 3.1.2** Levetider for forskjellige typer anlegg ( i antall år ).

| TYPE ANLEGG       | KABELANLEGG |            | LUFTLEDNINGER |            |
|-------------------|-------------|------------|---------------|------------|
|                   | PEX-kabler  | Oljekabler | Tremaster     | Stålmaster |
| Teknisk levetid   | > 25        | 35-40      | > 25          | > 40       |
| Økonomisk levetid | = 25        | = 25       | = 25          | = 40       |



## Avkastningskrav

På 45, 66 og 132 kV regnes levetiden til 25 år både for luftledning (tremaster) og kabel. På 300 og 420 kV regnes levetiden til 25 år for kabel og 40 år for luftledninger (stålmaster). Hvis stålmaster benyttes på de tre laveste spenningene, regnes levetiden til 40 år. For å kunne sammenligne anlegg med forskjellig levetid, kan man regne på to måter: Enten omregne alle kostnadskomponenter til en fast årskostnad over hele levetiden eller diskontere alle kostnader tilbake til et gitt tidspunkt og korrigere for ulik levetid.

Ved å definere en realrente og en økonomisk levetid vil man kunne finne en annuitetsfaktor. Denne annuitetsfaktoren vil være forholdet mellom kostnadene diskontert til et fast tidspunkt og en gjennomsnittlig årskostnad. 25 års levetid og 7 % rente gir en annuitetsfaktor på 11,65. En investeringskostnad på 1 mill. kr til et gitt tidspunkt gir med disse tallene en årskostnad på ca. 86.000 kr over hele levetiden på 25 år. Her benyttes en *realrente* på 7%.

Hvis kabel og luftledning har samme levetid, vil forholdstallet for investeringskostnadene og årskostnadene bli likt. I kostnadsberegningen tas det utgangspunkt i en analyseperiode på 25 år. For 45, 66 og 132 kV har luftledning og kabel samme levetid. Ved ulik levetid som på 300 og 420 kV, blir kostnadsforholdet kabel : luftledning høyere for årskostnadene enn for de absolutte anleggskostnadene. For å få en riktig sammenligning må derfor luftledningskostnadene (totale investeringskostnader ved idriftssettelsestidspunktet) nedjusteres med ca. 13%. Kostnadene multipliseres med forholdet mellom annuitetsfaktorene for 25 års levetid og 40 års levetid ved 7% rente ( $11,65 : 13,33 = 0,87$ ).

I fremstillingen av kostnadsforholdet mellom investeringskostnadene er alle kostnadene regnet ut ifra et gitt starttidspunkt (idriftssettelsestidspunktet) og justert til analyseperioden på 25 år.

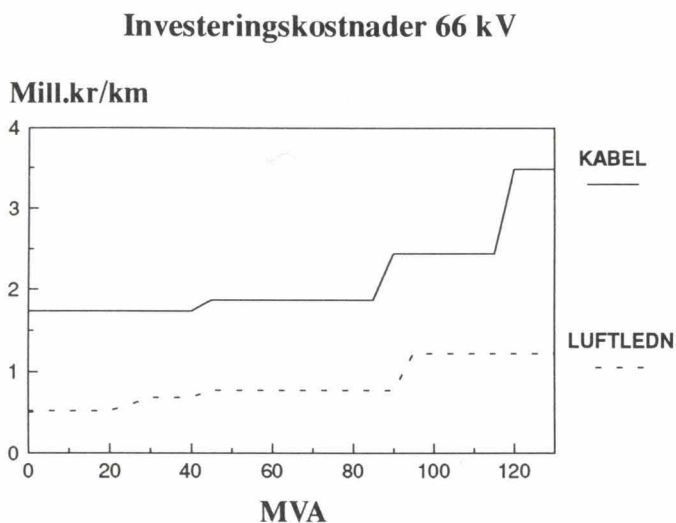
De diskonterte kostnadene for et anlegg påvirkes av økonomisk levetid på anlegget og avkastningskrav. Med samme rente vil levetider over 25 år ha relativt liten innvirkning. Dette betyr at endring av levetiden fra f.eks. 30 til 35 år har relativt liten betydning. En noe større endring fra 25 til 40 år vil ha en viss betydning (13%). Endring av renten vil imidlertid ha betydning også ved lange levetider. I basisalternativet er brukt 7% rente. Siden samme rente benyttes for kabel og luftledning, vil det ikke ha særlig stor betydning for kostnadssammenligningen. Høyere rente kan imidlertid føre til høyere kostnader og dermed at anlegg dimensjoneres med mindre sikkerhetsmarginer enn det man ellers ville ha gjort.

## Investeringskostnader 45, 66 og 132 kV

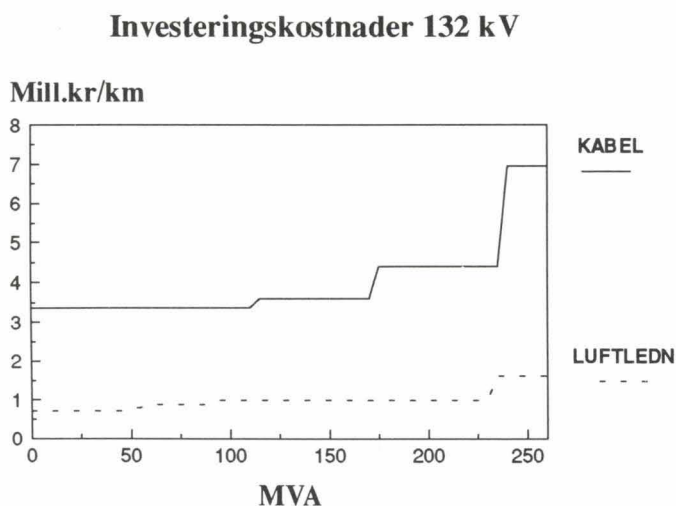
Figur 2 side 34 viser investeringskostnadene for 66 kV som funksjon av overføringskapasitet i MVA. Den stiplede linjen i figuren viser kostnadene for luftledning. Opp til ca. 95 MVA er kostnadene i størrelsesorden 0,5 til 0,8 mill. kr/km. Dette er simplex liner, dvs. en leder pr. fase. Over 95 MVA vil det være lønnsomt å gå over til duplex liner, dvs. to ledere pr. fase. Da vil det være behov for kraftigere master (stålmaster), og det blir et hopp i kostnadskurven.

Kabelkostnadene varierer fra 1,7 mill. kr/km for det minste tverrsnittet (400 mm<sup>2</sup> Al) til 2,4 mill. kr/km det største tverrsnittet med ett kabelsett (1200 mm<sup>2</sup> Al). Ved ca. 115 MVA når denne kabelen sin maksimale overføringskapasitet. Ved større overføringer vil det være behov for to sett kabler, dvs. to kabler pr. fase (seks kabler). Dette representerer en drastisk økning av

kostnadene. Forutsetningene for fremstillingen i figuren er beskrevet i vedlegg 3. Endringer i forutsetningene vil føre til justeringer i kurvene. Kostnadene inkluderer investeringsavgift og kapitalkostnader (renter i byggetiden).



**Figur 2** Investeringskostnader for kabelanlegg og luftledning for 66 kV som funksjon av ønsket maksimaleffekt i MVA.



**Figur 3** Investeringskostnader for kabelanlegg og luftledning for 132 kV som funksjon av ønsket maksimaleffekt i MVA.

Figur 2 og 3 viser kostnadene som funksjon av maksimaleffekten. Vanligvis vil man dimensjonere en overføring slik at det er innlagt en sikkerhetsmargin fra antatt maksimaleffekt til ledningens maksimale overføringskapasitet. Valg av ledertverrsnitt i de ulike intervallene er gjort med hensyn på en tapsøkonomisk optimal tilpassning. Det vil si at det er valgt ut noen av de mest aktuelle tverrsnitt for luftledning og kabel. Valg av ledertverrsnitt som funksjon av effekt blir da det som er billigst når det tas hensyn til tapskostnader i tillegg til investeringskostnader.

For kabler vil tapskostnadene påvirke valg av tverrsnitt kun for de laveste tverrsnittene på 45 og 66 kV. For de største tverrsnittene og de øvrige spenningsnivåene vil valg av tverrsnitt for kabel være bestemt av grenseverdien for maksimal overføringskapasitet (=termisk grenselast).

For 45 kV vil kostnadsbildet se omtrent likt ut som for 66 kV, men med den forskjell at sprangene i kostnadene vil være ved noe lavere effektverdier.



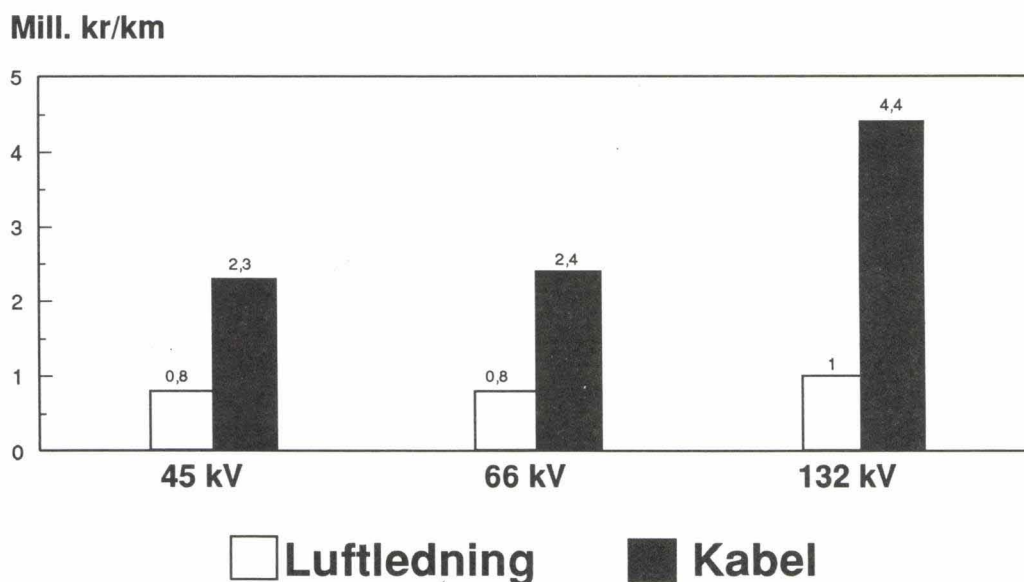
Spranget til dobbelt kabelsett vil for 45 kV være ved ca. 80 MVA og ikke 115 MVA som for 66 kV. For luftledninger regnes det med samme kostnader på 45 og 66 kV, mens kabelkostnadene for 45 kV er 5-10% under kostnadene for 66 kV.

Investeringskostnadene for kabel på 45 og 66 kV vil være 2-3 ganger dyrere enn for luftledninger. Som en gjennomsnittsverdi kan vi regne kostnadsforholdet kabel : luftledning lik 2,5.

Figur 3 side 34 viser investeringskostnadene for 132 kV. Kostnadsbildet og resonnementet er omtrent som for 66 kV med den forskjell at kabel relativt sett er dyrere.

Luftledningskostnadene for 132 kV er i størrelsesorden 0,7-1,0 mill. kr/km opp til ca. 235 MVA. Kabel koster i samme område ca. 3,4-4,4 mill. kr/km. Investeringskostnadene for kabel på 132 kV er 4-5 ganger høyere enn for luftledning.

Figur 4 viser investeringskostnader for luftledning og kabel for noen valgte effektverdier: 45 kV: 60 MVA, 66 kV: 90 MVA og 132 kV: 180 MVA. Kostnadstallene er hentet fra beregningsillustrasjon på side 36.



**Figur 4** Investeringskostnader for 45, 66 og 132 kV (se beregningsillustrasjon side 36).

**Beregningsillustrasjon for investeringskostnader 45, 66 OG 132 kV:**

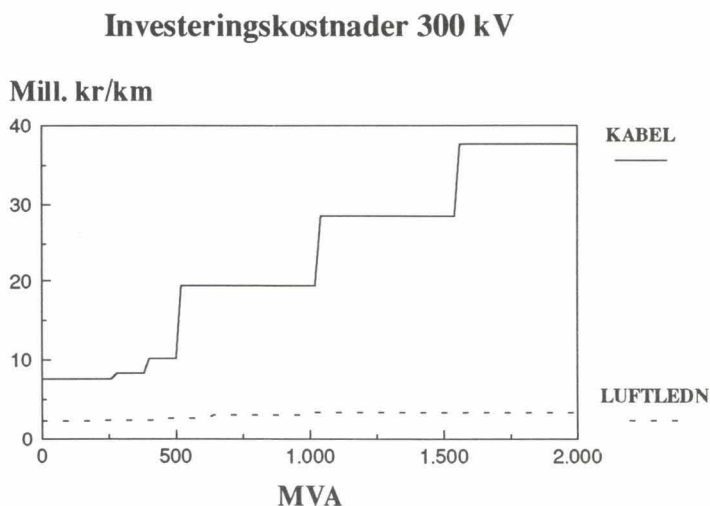
|                                                                       |              |              |               |        |
|-----------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|---------------|--------|
| <b>Forutsetninger:</b> 1.Overføringsnivå ca. 800 A, i effekt:         |              |              |               |        |
|                                                                       | 45 kV:       | ca.          | 60 MVA        |        |
|                                                                       | 66 kV:       | ca.          | 90 MVA        |        |
|                                                                       | 132 kV:      | ca.          | 180 MVA       |        |
| 2.Middels vanskelig terreng for luftledning                           |              |              |               |        |
| 3.Lik traselengde for kabel og luftledning (kabel beregnet for 3 km). |              |              |               |        |
| 4.Middels grøfteforhold for kabel.                                    |              |              |               |        |
| <b>Kabelkostnader:</b>                                                | <b>45 kV</b> | <b>66 kV</b> | <b>132 kV</b> |        |
| Kabelpris for 1 sett PEX-kabler (3 kabler) Al 1200 mm <sup>2</sup>    |              |              |               |        |
| inkl. kabel, endemuffer, skjøter, transport, montasje                 |              |              |               |        |
| og grunnerstatninger                                                  | 1,6          | 1,7          | 3,5           | Mkr/km |
| Grøftekostnad                                                         | 0,5          | 0,5          | 0,5           | Mkr/km |
| Investeringsavgift (7% av pris m. grøft)                              | 0,15         | 0,16         | 0,28          | Mkr/km |
| Kapitalkostnader (3,5% av pris m. grøft)                              | 0,07         | 0,08         | 0,14          | Mkr/km |
| 1 års byggetid med en utbet. midt i året, 7% rente                    |              |              |               |        |
| <u>Sum anleggskostnader kabel</u>                                     | <u>2.3</u>   | <u>2.4</u>   | <u>4.4</u>    | Mkr/km |
| <b>Luftledningskostnader:</b>                                         |              |              |               |        |
| Pris FeAl 329 linje med tremaster                                     | 0,7          | 0,7          | 0,9           | Mkr/km |
| inkl. bygging, montasje, materiell, transport, grunnerst.             |              |              |               |        |
| Investeringsavgift (7 % )                                             | 0,05         | 0,05         | 0,06          | Mkr/km |
| Kapitalkostnader (3,5 % som for kabel)                                | 0,02         | 0,02         | 0,03          | Mkr/km |
| <u>Sum anleggskostnader luftledning</u>                               | <u>0.8</u>   | <u>0.8</u>   | <u>1.0</u>    | Mkr/km |
| <b>Kostnadsforhold kabel/luftledning:</b>                             | <b>ca. 3</b> | <b>ca. 3</b> | <b>ca. 4</b>  |        |

**Investeringskostnader 300 og 420 kV.**

Figur 5 på neste side viser investeringskostnadene som funksjon av overført effekt for 300 kV. Heltrukne linjer gjelder kabel, mens stiplede linjer gjelder luftledning. For de to høyeste spenningene vil antall kabelsett være helt avgjørende for investeringskostnadene for kabel. Antall kabelsett avhenger av kravet til overføringskapasitet.

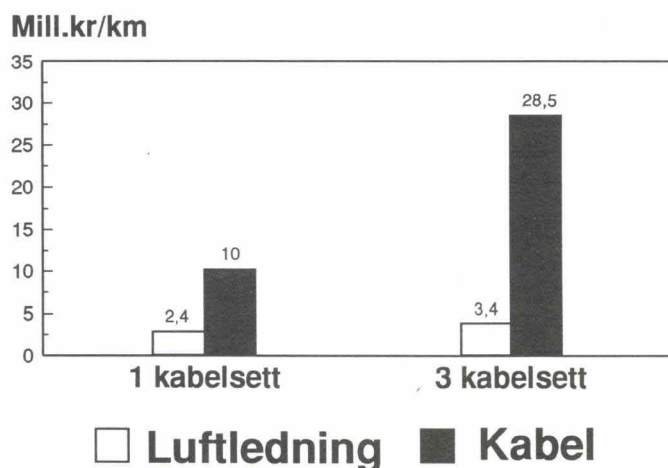
Et kabelsett kan maksimalt overføre ca. 500 MVA på 300 kV (se figur 5) og ca. 700 MVA på 420 kV. Hvis kravet til overføringskapasitet er høyere enn dette, må det legges to kabelsett, som vil være tilstrekkelig opp til ca. 1000 MVA for 300 kV og ca. 1400 MVA for 420 kV. Ved ytterligere økning vil det være behov for nye kabelsett og det blir en trappetrinnsfunksjon som vist i figur 5. Hvert nytt kabelsett medfører et hopp i kostnader. Luftledning med stålmaster har på 300 og 420 kV 40 års levetid. Kostnadene for luftledning i figuren er justert for lenger levetid enn kabel ved at de er kapitalisert over 25 år.

Kostnadene for ett kabelsett er 8-10 mill. kr/km for 300 kV og 10-12 mill. kr/km på 420 kV. Ved et nytt kabelsett dobles kostnadene osv. Luftledninger på 300 og 420 kV koster 3-4 mill.



**Figur 5** Investeringskostnader for kabelanlegg og luftledning på 300 kV som funksjon av ønsket maksimal effektoverføring i MVA.

kable deler av dette nettet, ville det måtte legges to eller tre sett kabler for å få samme overføringskapasitet som eksisterende luftledninger. Ved behov for tre kabelsett vil investeringskostnadene for kabel være ca. 8 ganger større enn for luftledninger på 300 kV og 12 ganger større på 420 kV.



**Figur 6** Investeringskostnader for kabelanlegg og luftledning på 300 kV med to ulike krav til overføringskapasitet 1 og 3 kabelsett (se beregningsillustrasjon).

side 38 viser kostnadene på 300 kV med to ulike krav til overføringskapasitet (tilsvarer 1 og 3 kabelsett).

kr/km med investeringsavgift og kapitalkostnader. Luftledninger har muligheten til å overføre effekt over et mye bredere effektområde enn kabel (se også kapittel 2.2). En ganske stor økning i overføringskapasitet vil koste relativt lite av tilleggskostnader. Derfor blir kostnadskurven for luftledninger på 300 og 420 kV relativt flat sammenlignet med kabel.

De fleste 300 og 420 kV luftledninger inngår i sentralnettet, som er et masket nett med store krav til overføringskapasitet. Hvis en skulle

Kabling vil oftest være aktualisert ved bygging av en radial til f.eks. et stort industrianlegg eller ved forbindelser i store byer. Det vil i slike tilfeller gjerne være tilstrekkelig med ett eller to kabelsett. For 300 kV vil investeringskostnadene for ett kabelsett være 3 - 4 ganger så store som for tilsvarende luftledning, mens kabel ved behov for to kabelsett blir 6 ganger kostnadene ved luftledninger. For 420 kV er tilsvarende tall 4 - 5 for ett kabelsett og 9 for to.

Beregningsillustrasjonen

Tabell 3.1.3 nedenfor oppsummerer noen typiske anslag for investeringskostnader.

**Beregningsillustrasjon for investeringskostnader 300 kV.**

|                                                                                                                         |                                |                                 |        |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------|
| <b>Forutsetninger:</b> 1. 300 kV spenningsnivå: overføringsnivå ca. 800 A 400 MVA<br>overføringsnivå ca.2300 A 1200 MVA |                                |                                 |        |
| 2. Middels vanskelig terreng for luftledning.                                                                           |                                |                                 |        |
| 3. Lik traselengde for kabel og luftledning (kabel beregnet for 3 km).                                                  |                                |                                 |        |
|                                                                                                                         | <b>1 kabelsett<br/>400 MVA</b> | <b>3 kabelsett<br/>1200 MVA</b> |        |
| <b>Kabelkostnader:</b>                                                                                                  |                                |                                 |        |
| Kabelpris for 1 sett Oljekabler (3 kabler) Al 1600 mm <sup>2</sup>                                                      | 8,2                            |                                 | Mkr/km |
| Kabelpris for 3 sett Oljekabler (9 kabler) Al 2000 mm <sup>2</sup>                                                      |                                | 24                              | Mkr/km |
| inkl. kabel, endemuffer, skjøter, transport, montasje, grunnerstn.                                                      |                                |                                 |        |
| Grøftkostnad                                                                                                            | 1,0                            | 1,8                             | Mkr/km |
| Investeringsavgift (7% av pris m. grøft)                                                                                | 0,6                            | 1,8                             | Mkr/km |
| Kapitalkostnader (3,5% av pris m.grøft)                                                                                 | 0,3                            | 0,9                             | Mkr/km |
| 1 års byggetid med en utbet. midt i året, 7% rente                                                                      |                                |                                 |        |
| <b>Sum anleggskostnader kabel</b>                                                                                       | <b>10</b>                      | <b>28,5</b>                     | Mkr/km |
| <b>Luftledningskostnader:</b>                                                                                           |                                |                                 |        |
| Pris simplex FeAl 481 med stålmaster (1 leder/ fase)                                                                    | 2,5                            |                                 | Mkr/km |
| Pris triplex FeAl 481 med stålmaster (3 ledere/fase)                                                                    |                                | 3,5                             | Mkr/km |
| inkl. bygging, montasje, materiell, transport, grunnerst.                                                               |                                |                                 |        |
| Investeringsavgift (7 % )                                                                                               | 0,2                            | 0,3                             | Mkr/km |
| Kapitalkostnader (3,5 % som for kabel)                                                                                  | 0,1                            | 0,1                             | Mkr/km |
| <b>Sum anleggskostnader luftledning</b>                                                                                 | <b>2,8</b>                     | <b>3,9</b>                      | Mkr/km |
| Korrigert for lengere levetid (40 år) enn kabel (25 år):                                                                | 2,4                            | 3,4                             |        |
| <b>Kostnadsforhold kabel/luftledning:</b>                                                                               | <b>ca. 4</b>                   | <b>ca. 8</b>                    |        |

**Tabell 3.1.3** Typiske anslag for investeringskostnader.

| Spenningsnivå      | Kabelanlegg    | Luftledning (kr/km) | Kostnadsforhold |
|--------------------|----------------|---------------------|-----------------|
| 45 og 66 kV        | 2 mill. kr/km  | 0,7 mill. kr/km     | ca. 3 : 1       |
| 132 kV             | 4 mill. kr/km  | 0,9 mill. kr/km     | ca. 4 : 1       |
| 300 kV 1 kabelsett | 10 mill. kr/km | 2,4 mill. kr/km     | ca. 4 : 1       |
| 300 kV 3 kabelsett | 28 mill. kr/km | 3,4 mill. kr/km     | ca. 8 : 1       |
| 420 kV 3 kabelsett | 41 mill. kr/km | 3,4 mill. kr/km     | ca. 12 : 1      |



### 3.2 DRIFTS- OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER

Drifts- og vedlikeholdskostnader vil avhenge av klimatiske forhold, kabel- og mastetype, topografiske forhold, mannskapsstyrke, vedlikeholdsfilosofi og kompetanse.

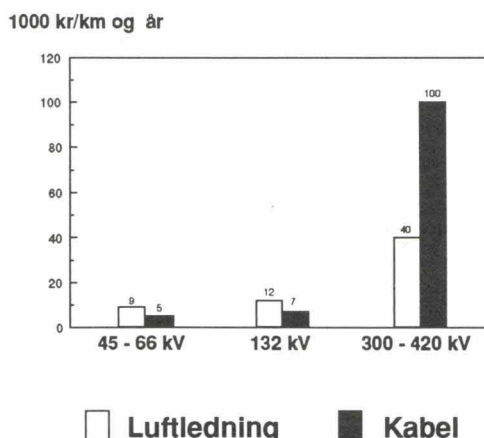
Vedlikehold for luftledninger kan omfatte skogrydding, reimpregnering av tremaster, korrosjonsbeskyttelse og utbedring av mastefundamenter. En EFI-rapport<sup>24</sup> forutsetter en årlig drifts- og vedlikeholdskostnad på 1,5% av nåtids anleggskostnad. For anlegg i sentralnettet er det forutsatt årlige drifts- og vedlikeholdskostnader på ca. 2 % av samlet nedlagt kapital<sup>25</sup>.

En må skille mellom vedlikehold for olje- og PEX-kabler. Vedlikehold for oljekabler vil være regelmessig kontroll og evt. etterfylling av kabelolje, evt. søking etter lekkasje mv. I den tidligere refererte spørreundersøkelse<sup>9</sup> anførte flere everk at vedlikeholdsutgiftene for oljekabler var høye. Den engelske undersøkelsen<sup>3</sup> forutsetter at drifts- og vedlikeholdskostnader for 420 kV oljekabler er 10 ganger høyere enn for luftledninger.

PEX-kabler er i prinsippet vedlikeholdsfrie og har derfor lave vedlikeholdskostnader. Vedlikeholdskostnadene omfatter som oftest kun ettersyn av muffe. Det er relativt få opplysninger fra norske everk om drifts- og vedlikeholdskostnader for PEX-kabler. En fransk rapport<sup>26</sup> sier at det er "veldig lave drifts- og vedlikeholdskostnader" for polyetylen-kabler (et plastmateriale som likner på PEX), uten at dette er kvantifisert. Den danske rapporten<sup>4</sup> antyder at for 50/60 kV har kabelanlegg 4000 kr/km pr. år lavere drifts- og vedlikeholdskostnader enn luftledninger.

Forskjeller i driftskostnader mellom kabel og luftledning vil avhenge av størrelse på everket, om everket har kabelanlegg fra før o.l. Everkets kostnader ved avbrudd for hhv. luftledning og kabel kan variere. Det synes riktig å forutsette at PEX-kabler relativt sett gir lavere drifts- og vedlikeholdskostnader enn luftledninger. Figur 7 viser forutsatte årlige drifts- og vedlikeholdskostnader for basisalternativet. Figuren illustrerer at PEX-kabelanlegg har lavere drift- og vedlikeholdskostnader enn luftledninger, mens for oljekabel er det omvendt.

I kostnadssammenstillingen er alle kostnadene diskontert tilbake til et start-tidspunkt. Ved å gjøre dette med de årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene over analyseperioden på 25 år, blir de benyttede kostnadene i størrelsesorden 15-20% av investeringskostnadene for luftledning. For oljekabel blir drifts- og vedlikeholdskostnadene 5-15% av investeringskostnadene. For PEX-kabel blir drifts- og vedlikeholdskostnadene 2-3% av investeringskostnadene (se vedlegg 3).



Figur 7 Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader.



### 3.3 TAPSKOSTNADER

Det kan være tapsøkonomisk gunstig med kabler, fordi kabler har lavere resistans (=elektrisk motstand) enn luftledninger med samme overføringskapasitet. De faktiske tapsbesparelsene ved et kabelalternativ avhenger imidlertid av hvor mye nettet er belastet, utforming av nettet samt nettets elektriske egenskaper beskrevet ved resistans, induktans og kapasitans. Disse begrepene beskriver forskjellige komponenters elektriske egenskaper og innvirkning på nettet.

Tapene består av resistive tap som avhenger av nettets elektriske motstand og såkalte dielektriske tap, som er avhengig av spenningsfallet over isolasjonen og motstand i isolasjonsmaterialet. De dielektriske tapene vil avhenge av hvor godt isolasjonsmaterialet er. Luftledninger med god avstand mellom linene og fra linene til bakken har lave dielektriske tap. Oljekabler har større dielektriske tap enn PEX-kabler. For 420 kV oljekabler utgjør de dielektriske tapene en betydelig del av de totale tapene.

De resistive overføringstapene øker proporsjonalt med resistansen og kvadratisk med overført strøm. En forbindelse som er konstant høyt belastet, vil derfor ha betydelig høyere tap enn en overføring som sjelden er høyt belastet.

Ved vurdering av tapsforskjellen mellom luftledning og kabel, må en imidlertid også se på det øvrige nettet. Kraftflyten på en overføring avgjøres i stor grad av reaktansen på forbindelsen i forhold til evt. parallelle forbindelser, mens tapene primært avgjøres av overføringens resistans og den faktiske strømstyrken.

Hvis det inn mot et område er tosidig innmating og den ene forbindelsen er kabel og den andre er luftledning, vil strømmen på kabelen kunne være en god del større enn på luftledningen selv om de har samme overføringskapasitet. Årsaken til dette er kabelens høyere kapasitans. Dette kan medføre at tapsbesparelsen ved kabel blir redusert. En slik skjevbelastning kan motvirkes ved å dele samleskinner eller ved å installere reaktorer. For nett over 22 kV er det vanlig med flersidig innmating der minst en av innmatingene er et luftledningsanlegg. Tapsforskjellen mellom luftledning og kabel blir større hvis en forbindelse er eneste forsyningspunkt til et område enn om det er flere forbindelser.

For enkelhets skyld tas det her ikke hensyn til at det kan være skjevfordeling av last i et system. Ved prosjektering vil en gjerne sørge for at en får tapsgevinsten ved kabel.

Siden kabler har lavere overføringstap enn luftledninger med samme overføringskapasitet, vil høye strømpriser og dermed høye kostnader på tap favorisere kabel. De økonomiske konsekvensene av dette er dog usikre som følge av usikkerhet knyttet til både faktisk tapsdifferanse og til kostnaden av tapene.

For å beregne tapskostnadene trenger vi tall for fysisk tap og en pris pr. tapsenhet. Tall for fysisk tap regnes ut på grunnlag av oppgitte data for hver ledertype og hvor mye strøm som overføres. Overført maksimal effekt er en funksjon av maksimal strøm, slik at fysiske tapstall kan regnes ut som en funksjon av effekt.

Everkenes tapskostnader utgjøres dels av kostnader på grunn av effekttapet i ledningene og dels av kostnader på grunn av de samlede energitap i ledningens levetid. Kostnadene for effekttapene bør settes lik den marginale kostnad for utbygging som er nødvendig for å

kompensere for effekttapet i ledningen. Dette beregnes på grunnlag av det maksimale effekttapet i ledningen over året, og er en pris i kr/kW effekttap ved maksimal last over året.

Den andre kostnadskomponenten er årskostnaden for energitapet på gjeldende spenningsnivå. Denne kostnaden er basert på spotmarkedsprisen på kraftbørsen, jfr. NVEs retningslinjer for beregning av overføringstariffer<sup>27</sup>. Dette er en tapspris i kr/kWh tapt energi.

For å kunne bestemme tapskostnadene trenger vi en pris på effekt (pr. tapte kW eller kVA i ledningen). Vi har maksimaleffekten, og hvor mye effekttap det blir som funksjon av denne. Videre har vi en effektkomponent og en energikomponent. Den sistnevnte må omregnes fra en energikostnad i kr/kWh til en effektkostnad i kr/kW tap. For å gjøre dette er det behov for en regnestørrelse for å betegne hvordan tapene varierer over året. Denne regnestørrelsen kalles tapenes brukstid, og regnes her å være 2500 timer for varierende last.

Vanlig forbruk eller last vil ha en annen og større brukstid, som er forholdet mellom forbrukt energi og årets maksimallast. Tapenes brukstid er forholdet mellom årlig energitap og tap ved overført maksimaleffekt. En bedrift som har jevn belastning hele året, vil ha en brukstid for forbruk på 8760 timer (=antall timer i året). Da vil tapenes brukstid også være 8760 timer. Hvis derimot belastningen halveres, så vil de resistive tapene bli en fjerdedel av hva de var ved maksimallast. Brukstid for belastningen og brukstid for tap blir dermed forskjellig.

EFI (Energiforsyningens Forskningsinstitutt) har beregnet kostnader for elektriske tap<sup>28</sup> i overføringsnettet basert på en antatt kostnadsutvikling på effekttap og energitap. I tillegg tar EFI-rapportens tapstall hensyn til at tapene på et nettnivå påvirker tapene på overliggende nivå, og såkalt sammenlagring (maksimaleffekten inntreffer på ulike tidspunkt i ulike deler av nettet). Dette medfører at de forskjellige nettnivåene har ulike tapskostnader. EFI har beregnet årlige tapskostnader. Ved å summere kostnadene fra og med 1993 og over en periode på 25 år, som er vår analyseperiode, fås kapitaliserte tapskostnader. Renten er 7%.

Energiprisen i EFI's rapport baserer seg på en prisbane som starter på ca. 11 øre/kWh og stiger til ca. 22 øre/kWh i år 2000. Dette skal gjenspeile marginale kostnader for energitapet.

Tabell 3.4 viser EFIs tapspriser kapitalisert pr. januar 1993 over en analyseperiode på 25 år. De oppgitte tapsprisene legges til grunn for beregning av både luftledning og kabel. For 45 kV benyttes samme tapspris som for 66 kV, og for 420 kV benyttes samme tapspris som 300 kV.

**Tabell 3.4.** Kostnader for elektriske tap i overføringsnett oppgitt som en kapitalisert verdi i kr/kW år over analyseperioden på 25 år. Renten er 7%.

| Nettnivå           | Brukstid for tap timer   | Tapskostnad kr/tapte kW |
|--------------------|--------------------------|-------------------------|
| 66 kV (og 45 kV)   | 2.500 (resistive tap)    | 10.800                  |
| 132 kV             |                          | 9.800                   |
| 300 kV (og 420 kV) |                          | 8.600                   |
| 300 kV (og 420 kV) | 8.760 (dielektriske tap) | 23.100                  |

Tapskostnadene for en ledning med et visst overføringsnivå er produktet av 1) det fysiske tapet ved maksimaleffekten og 2) kostnaden pr. tapsenhet målt i kr/kW som oppgitt i tabell 3.4. I beregningene regnes det kun med resistive tap på luftledninger og PEX-kabler opp til og med 132 kV, mens det for 300 og 420 kV i tillegg regnes med dielektriske tap. Resistive tap har varierende belastning over året og det regnes 2500 timers brukstid. Dette er antatt på basis av EFI's belastningsundersøkelser, og kan variere mellom ulike ledninger. For dielektriske tap er det beregnet tapskostnader med en jevn belastning over året (=8760 timer).

Resistive tap i ledningene regnes ut på grunnlag av motstanden i ledningene i antall kW/km. I beregningen av de dielektriske tapene på 300 og 420 kV oljekabel regnes en fast tapsverdi pr. kabel uansett belastning. Disse tapene har brukstid lik kabelens driftstid (tilnærmet lik alle årets timer = 8760 timer), og har dermed en høyere tapskostnad som vist i tabell 3.4.

På grunn av at tapskostnadene er avhengige av hvor mye effekt som blir overført, kan det ikke beregnes en fast total tapskostnad for hvert spenningsnivå. F.eks. vil det ved et overføringsnivå på 60 MVA på 132 kV, være ca. 0,2 mill. kr/km i tapskostnader både på kabel og luftledning. Hvis overføringsnivået øker til 180 MVA, vil tapskostnadene på luftledning bli ca. 1,1 mill. kr/km, mens de for kabel bare blir ca. 0,5 mill. kr/km. Et overføringsnivå på 30 MVA på 66 kV vil gi ca. 0,2 mill. kr/km i tapskostnader både for kabel og luftledning. En økning av maksimaleffekten til 90 MVA medfører at tapskostnadene blir ca. 1,2 mill. kr/km for luftledning og ca. 0,6 mill. kr/km for kabel.

For de to høyeste spenningene har kabel betydelige kostnader for dielektriske tap, slik at kostnadsforskjellene blir noe annerledes. Ved overføringsnivå 400 MVA på 300 kV (1 kabelsett) er tapskostnadene på luftledning ca. 0,6 mill. kr/km, mens tapskostnadene for kabel er ca. 0,9 mill. kr/km. Ved overføringsnivå 1200 MVA (3 kabelsett) blir tapskostnadene ca. 2 mill. kr/km for luftledning og ca. 2,4 mill. kr/km for kabel.

### 3.4 AVBRUDDSKOSTNADER

Energiloven forutsetter at nettet skal bygges ut etter samfunnsøkonomiske kriterier. I utgangspunktet er det kun anleggs-, drifts- og vedlikeholdskostnader og tapskostnader som er direkte kostnader for everket. Avbrudd vil hovedsaklig medføre kostnader for forbrukerne. Everket vil ved avbrudd få kostnader knyttet til redusert salg av kraft og overføringstjenester samt feilretting.

Det er usikkerheter knyttet både til **avbruddssannsynlighet** og til de faktiske **avbruddskostnadene**.

Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning (SNF) utførte i 1991 en undersøkelse for NVE for å kartlegge avbruddskostnader for forskjellige kundegrupper<sup>29</sup>. EFI har bearbeidet disse tallene videre for eforsyningen<sup>30</sup> og setter gjennomsnittlige kostnader for avbrudd (inkludert everkenes kostnad for feil og avbrudd) til 19 kr/kWh. Som et rundt tall settes avbruddskostnadene til 20 kr/kWh for ikke levert energi.

Samkjøringens feilstatistikk<sup>1</sup> viser at for spenningsnivåene 47-420 kV var gjennomsnittlig ikke-levert energi som skyldtes ledningsfeil i perioden 1981-91 ca. 4,2 GWh/år. Med et

overføringsnivå på ca. 100 TWh gir dette en faktor for utilgjengelighet på  $4,2 \times 10^{-5}$ . Utilgjengelighet er tidsandelen av året som forsyningen er avbrudt (antall feil pr. år ganget med gjennomsnittlig utetid i timer/feil i forhold til antall timer i året).

Et område som forsynes med en 132 kV og som overfører 500 GWh årlig, vil med den oppgitte utilgjengelighet, ha 30 MWh ikke levert energi årlig og tilhørende avbruddskostnader på 600.000 kroner. Sentralnettet og regionalnettets oppbygning er imidlertid slik at kostnadene ved feil på en enkelt ledning som regel vil være mye lavere enn dette (flersidig innmating).

Hvis antatt utilgjengelighet gjaldt for hver ledning, vil det for et område med tosidig innmating være en sannsynlighet for at begge tilførsler er utilgjengelige, på  $(6 \times 10^{-5})^2 (= 3,6 \times 10^{-9})$ . For et område med et forbruk på 500 GWh gir dette ikke levert energi på 1,8 kWh/år, noe som gir små avbruddskostnader.

For å kunne inkludere avbruddskostnadene i en generell kostnadssammenligning måtte det vært mulig å kvantifisere dem pr. ledningslengde. Utilgjengelighetsbetraktninger gir ingen gode generelle tall for dette. Avbruddskostnadene vil dessuten variere svært mye avhengig av kundetype og nettkonfigurasjon.

Avbruddskostnader er et systemproblem, og er derfor ikke knyttet til bestemte ledninger. Utfall av en ledning trenger ikke føre til avbrudd hos kundene hvis det er flere ledninger som forsyner et område. Hvis en ledning er eneste forsyning til et område, vil derimot utfall av denne få store systemkonsekvenser med påfølgende avbrudd hos kundene i dette området.

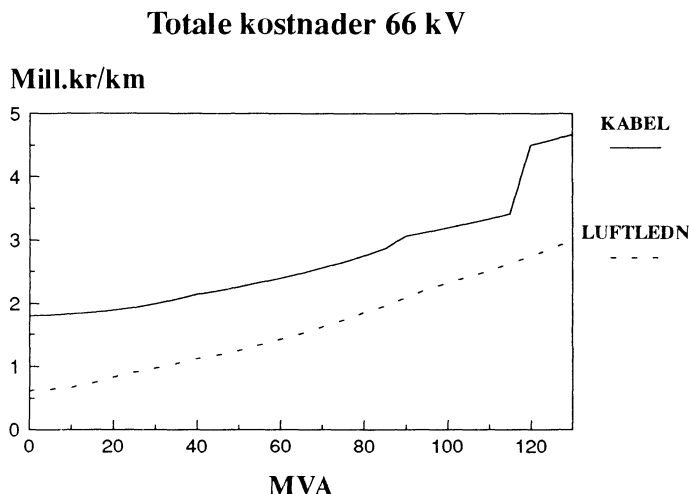
Gjennomsnittlig årlig ikke-levert energi som skyldtes ledningsfeil på nettnivåene 47 - 420 kV i perioden 1982 - 91, var som nevnt 4,2 mill. kWh. Med gjennomsnittlige avbruddskostnader på 20 kr/kWh blir dette 84 mill. kr pr. år. Gjennomsnittlig årlig kostnad pr. km ledning blir ut ifra dette ca. 3000 kroner. Dette viser at disse kostnadene kan utelates fra en generell betraktning uten å introdusere store feil.

Ved kostnadsoverslag i praktiske tilfeller bør en imidlertid ta avbruddskostnadene med i nettplanleggingen etter at en har multiplisert de andre tre kostnadskomponentene med ledningslengden. Avbruddskostnadene må da ses i sammenheng med påliteligheten til den eller de aktuelle ledninger til et område. Spesielt ved forsyning av store industrikunder kan avbruddskostnadene være svært høye, opptil flere millioner kroner ved avbrudd i forsyningen på noen få minutter. I slike tilfeller vil avbruddskostnadene utgjøre en betydelig del av de samfunnsøkonomiske kostnadene.

### 3.5 SAMMENFATNING KOSTNADER

Totale kostnader i denne kostnadssammenstillingen omfatter investeringskostnader, drift/vedlikeholdskostnader og tapskostnader. Kabelanlegg er mye dyrere å etablere enn luftledninger, og dette er beskrevet i kapittel 3.1. Drifts- og vedlikeholdskostnadene utgjør en relativt liten andel av de totale kostnadene. Tapskostnadene avhenger direkte av hvor mye effekt som overføres på en ledning. For luftledninger kan disse kostnadene være betydelige, mens de for kabler gjerne er i samme størrelsesorden eller lavere enn for luftledninger.

For kabler er investerings-kostnadene dominerende, slik at de andre kostnadene kun utgjør

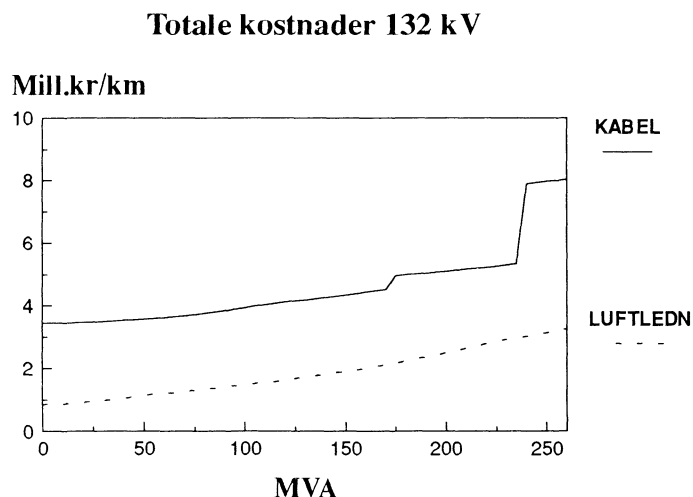


**Figur 8** Totale kostnader for kabelanlegg og luftledning på 66 kV som funksjon av maksimal effekt (MVA).

for det valgte basisalternativet. Kostnadene er diskontert tilbake til investerings tidspunktet og inkluderer investeringer, tap og drift/vedlikehold. Figur 8 viser at kabel er ca. 1,5 - 2 ganger dyrere enn luftledning på 66 kV. Omtrent tilsvarende forhold vil det bli på 45 kV. På 132 kV i figur 9 er kostnadsforholdet kabel:luftledning 2-3 for de totale kostnadene.

et tillegg til disse. For luftledninger kan tapskostnadene være så store at de blir større enn investeringskostnadene. Siden kostnadene ved tap og drift/vedlikehold er større for luftledninger, vil kostnadsforskjellen mellom kabel og luftledning bli mindre for de totale kostnadene enn de tallene en fant for investeringene alene i kapittel 3.1.

Figurene 8 og 9 viser kostnadene for henholdsvis 66 og 132 kV med de totale kostnadene



**Figur 9** Totale kostnader for kabelanlegg og luftledning på 132 kV som funksjon av maksimal effekt (MVA).

Beregningsillustrasjonen side 42 viser hvordan kostnadsforholdet blir med det valgte overføringsnivået fra beregningsillustrasjonen i kapittel 3.1 for spenninger opptil 132 kV (se også figur 4). Tapskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader er medregnet. Figur 10 s.45 viser for 132 kV hvordan de ulike kostnadskomponentene fordeler seg ved valg av et bestemt maksimalt overføringsnivå (som i beregningsillustrasjonen på side 45). Sirklenes totale areal antyder relativt kostnadsforhold mellom kabel og luftledning.



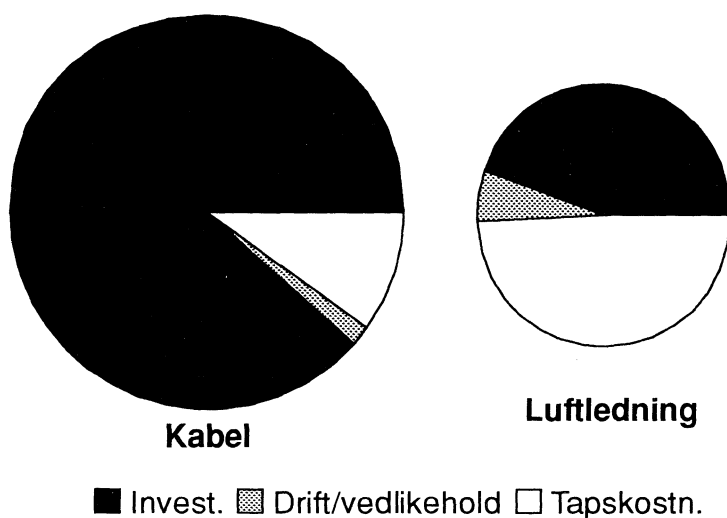
## Beregningsillustrasjon 45, 66 og 132 kV.

**Forutsetninger:** 1. Overføringsnivå ca. 800 A, i effekt: 45 kV: ca. 60 MVA  
66 kV: ca. 90 MVA  
132 kV: ca. 180 MVA

2. Middels vanskelig terreng

3. Lik traselengde for kabel og luftledning ( for kabel beregnet utifra 3 km).

| <b>Kabelkostnader:</b>                             | <b>45 kV</b> | <b>66 kV</b> | <b>132 kV</b> |               |
|----------------------------------------------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| Investeringskostnader/anleggskostnader PEX 1200 Al | 2,3          | 2,4          | 4,4           | Mkr/km        |
| Drifts- og vedlikeholdskostnader                   | 0,06         | 0,06         | 0,08          | Mkr/km        |
| Tapskostnader                                      | 0,5          | 0,5          | 0,5           | Mkr/km        |
| <b>Totale kabelkostnader:</b>                      | <b>2,9</b>   | <b>3,0</b>   | <b>5,0</b>    | <b>Mkr/km</b> |
| <b>Luftledningskostnader:</b>                      |              |              |               |               |
| Investeringskostnader/anleggskostnader FeAl 329    | 0,8          | 0,8          | 1,0           | Mkr/km        |
| Drifts- og vedlikeholdskostnader                   | 0,1          | 0,1          | 0,1           | Mkr/km        |
| Tapskostnader                                      | 1,1          | 1,1          | 1,0           | Mkr/km        |
| <b>totale luftledningskostnader:</b>               | <b>2,0</b>   | <b>2,0</b>   | <b>2,1</b>    | <b>Mkr/km</b> |
| <b>Forholdstall:</b>                               | <b>1,4</b>   | <b>1,5</b>   | <b>2,4</b>    |               |



**Figur 10** Kostnadsfordeling for kabelanlegg og luftledning på 132 kV med tallene fra beregningsillustrasjonen over.

Figur 11 side 47 viser totale kostnader på 300 kV. Figuren viser at kabel er ca. 3 ganger dyrere enn luftledning ved ett kabelsett, mens det for større overføringskapasiteter og dermed flere kabelsett er 5-6 ganger dyrere med kabel. Tilsvarende tall for 420 kV er ca. 4 ganger dyrere med kabel for ett kabelsett. For større overføringskapasiteter med flere kabelsett, er kabel omkring 7 ganger dyrere.

Beregningsillustrasjonen side 47 viser hvordan kostnadforholdet blir for de valgte overføringsnivåene på 300 kV i beregningsillustrasjonen i kapittel 3.1, når tapskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader tas med i tillegg til investeringskostnadene.

Tabell 3.5 og figur 12 (side 48) oppsummerer kostnadsforholdet mellom kabel og luftledning for de aktuelle spenningsnivåene. I figur 12 er kostnadene fremstilt etter valg av en bestemt maksimal overført effekt for hvert spenningsnivå.

Kolonnen midt i tabell 3.5 viser *kostnadsforholdet kabel : luftledning for hvert spenningsnivå for investeringskostnadene* eller anleggskostnadene. Når en utbyggingspris blir presentert i forbindelse med en konsesjonssak, så er det gjerne disse kostnadene som omtales.

Kolonnen til høyre i tabell 3.5 viser *kostnadsforholdet kabel : luftledning for hvert spenningsnivå for de totale kostnadene*, som her er summen av kostnader til investeringer, drift/vedlikehold og elektriske tap kapitalisert for analyseperioden på 25 år.

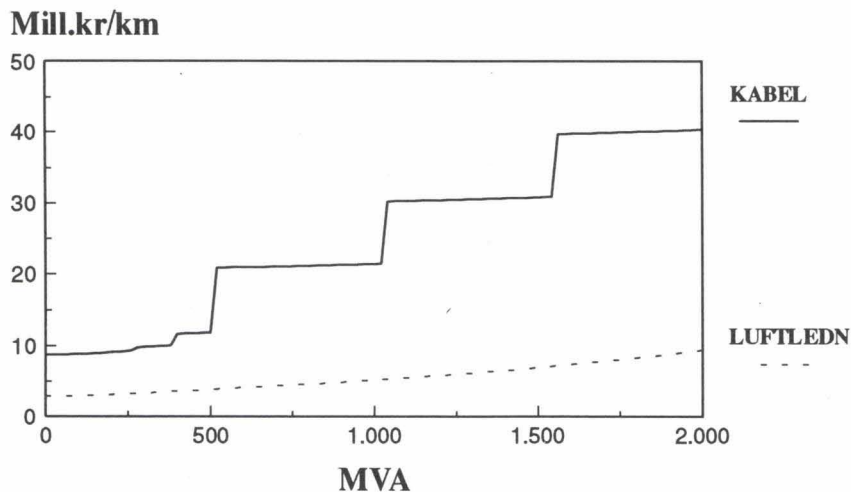
Investeringskostnadene for kabel er den dominerende kostnadskomponenten. For luftledning er situasjonen noe annerledes, da tapskostnadene, spesielt for de tre laveste spenningene, kan være omtrent like store som investeringskostnadene. Dette medfører at forholdstallet for anleggskostnadene er større enn forholdstallet for total kostnadene. Generelt har kabler lavere taps- og drifts/vedlikeholdskostnader enn luftledninger på 45, 66 og 132 kV.

For 300 og 420 kV er tapskostnadene i omtrent samme størrelsesorden, mens drifts- og vedlikeholdskostnadene for oljekabler kan være større enn for luftledninger. Likevel vil tillegget med disse kostnadskomponentene kunne være i omtrent samme størrelsesorden, noe som resulterer i at kostnadsforholdet kabel : luftledning blir lavere for de totale kostnadene enn kostnadsforholdet med kun investeringskostnadene (et omtrent likt tillegg til et høyt og et lavt tall gir lavere forholdstall).

**Beregningsillustrasjon 300 kV totale kostnader.**

**Forutsetninger:** 1. 300 kV spenningsnivå: overføringsnivå ca. 800 A 400 MVA  
 overføringsnivå ca. 2300 A 1200 MVA  
 2. Middels vanskelig terreng  
 3. Lik traselengde for kabel og luftledning (kabel beregnet for 3 km).

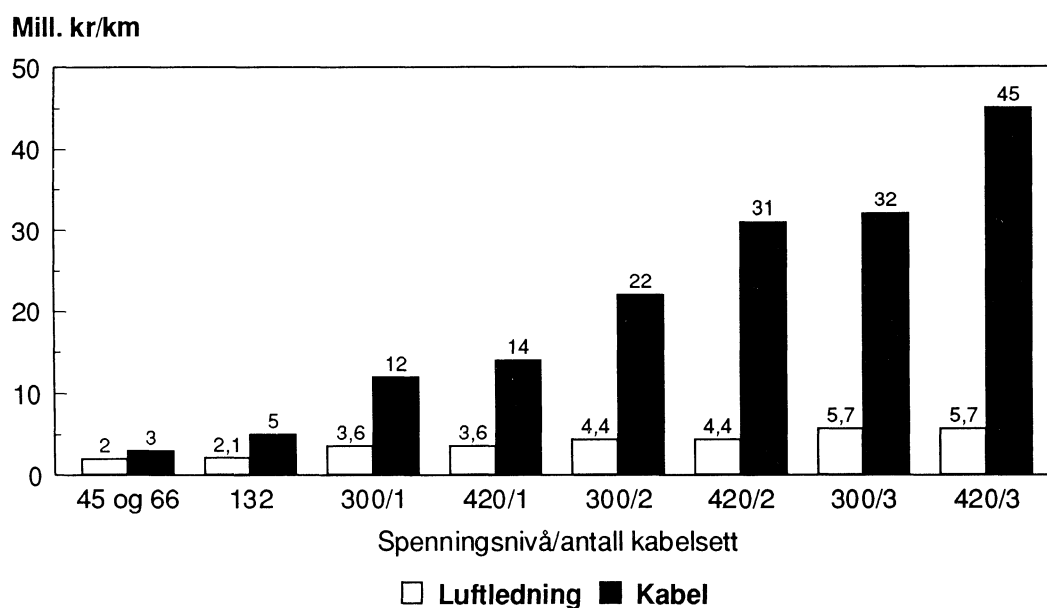
|                                           | 1 kabelsett<br>400 MVA | 3 kabelsett<br>1200 MVA |               |
|-------------------------------------------|------------------------|-------------------------|---------------|
| <b>Kabelkostnader:</b>                    |                        |                         |               |
| Investeringskostnader/anleggskostnader    | 10,2                   | 28,5                    | Mkr/km        |
| Drifts- og vedlikeholdskostnader          | 1,2                    | 1,2                     | Mkr/km        |
| Tapskostnader                             | 0,8                    | 2,1                     | Mkr/km        |
| <b>Totale kostnader for kabel:</b>        | <b>12</b>              | <b>32</b>               | <b>Mkr/km</b> |
| <b>Luftledningskostnader:</b>             |                        |                         |               |
| Investeringskostnader/anleggskostnader    | 2,5                    | 3,4                     | Mkr/km        |
| Drift- og vedlikeholdskostnader           | 0,5                    | 0,5                     | Mkr/km        |
| Tapskostnader                             | 0,6                    | 1,8                     | Mkr/km        |
| <b>Totale kostnader for luftledning:</b>  | <b>3,6</b>             | <b>5,7</b>              | <b>Mkr/km</b> |
| <b>Kostnadsforhold kabel/luftledning:</b> | <b>ca. 3</b>           | <b>ca. 6</b>            |               |

**Totale kostnader 300 kV**

**Figur 11** Totale kostnader for kabelanlegg og luftledning på 300 kV som funksjon av ønsket maksimaleffekt i MVA.

**Tabell 3.5** *Kostnadsforholdet kabel/luftledning med de valgte forutsetningene. Kolonnen i midten viser forholdet mellom investeringskostnadene, mens kolonnen til høyre viser forholdet mellom kostnadene når tap og drift/vedlikehold også er tatt med.*

| Spenningsnivå                | Kostnadsforholdet<br>KABEL : LUFTLEDNING<br>investeringskostnader | Kostnadsforholdet<br>KABEL : LUFTLEDNING<br>totale kostnader |
|------------------------------|-------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| 45 og 66 kV                  | 2,5 - 3                                                           | 1,5 - 2                                                      |
| 132 kV                       | 4 - 5                                                             | 2 - 3                                                        |
| 300 og 420 kV<br>1 kabelsett | ca. 4                                                             | 3 - 4                                                        |
| 300 kV 2 kabelsett           | ca. 6                                                             | 5 - 6                                                        |
| 300 kV 3 kabelsett           | ca. 8                                                             |                                                              |
| 420 kV 2 kabelsett           | ca. 9                                                             | 7 - 8                                                        |
| 420 kV 3 kabelsett           | ca. 12                                                            |                                                              |



**Figur 12** *Totale kapitaliserte kostnader ved et valgt overføringsnivå for ulike spenningsnivåer og ulike antall kabelsett (300 og 420 kV).*

Kabel som alternativ til luftledning - NVE 1993

## 4 FØLSOMHETSVURDERINGER

De kostnadsforskjellene som er påvist i kapittel 3, er knyttet til valg av bestemte forutsetninger som er nærmere beskrevet i vedlegg 3. Endres disse forutsetningene, vil kostnadene endres og dermed også kostnadsforholdet kabel:luftledning. I det følgende foretas en drøfting for å kartlegge mulig **spredning** i kostnadsforskjellen mellom luftlednings- og kabelalternativ. Spredning vil her si det tallområdet kostnadsforholdet sannsynligvis vil ligge innenfor når en tar hensyn til usikkerheten i basisforutsetningene.

### 4.1 VARIASJON I INVESTERINGSKOSTNADENE.

De viktigste faktorene som påvirker forskjellen i anleggskostnader for kabel og luftledninger er (listet etter antatt viktighet):

- \* Krav til overføringskapasitet (Antall kabelsett/tverrsnitt)
- \* Mastetype
- \* Grøfte- og terrengforhold
- \* Material- og entreprenørpriser
- \* Trasélengde
- \* Levetid
- \* Rentenivå

#### Endring av krav til overføringskapasitet.

Kravet til overføringskapasitet bestemmer valg av tverrsnitt for både luftledning og kabel. De økonomiske konsekvensene av økt krav til overføringskapasitet er betydelig større for kabel enn for luftledning. Dette skyldes at en må legge flere kabelsett ved store økninger av kravet til overføringskapasitet.

En økning av overføringskapasiteten på luftledninger for 45, 66 og 132 kV utover 1000-1200 A krever stålmaster, noe som i seg selv øker kostnadene med ca. 50 %. I tillegg kommer kostnadene for duplex liner, slik at anleggskostnadene for luftledning bortimot fordobles.

For 300 og 420 kV vil forholdstallet endres dramatisk når det blir behov for et nytt kabelsett. Når en øker fra ett til to kabelsett vil kabelkostnadene omtrent fordobles. Luftledningskostnadene vil kun få en mindre kostnadsøkning ved økt overføringsbehov.

Figurene 2 og 3 side 34 og figur 5 side 37 viser investeringskostnadene som funksjon av maksimaleffekten. Kostnadsendring som følge av endring i kravet til overføringskapasitet går dermed fram av disse figurene.



### **Endring av mastetypen.**

I en del tilfeller, f.eks. pga. vanskelig terreng eller i områder med mye hakkespett, vil man vurdere å bruke stålmaster i stedet for tremaster også for 45, 66 og 132 kV. Dette øker kostnadene for luftledninger med 50 % uten at kabelkostnadene endres, og kostnadsforholdet reduseres med omkring 30%.

Hvis utgangspunktet er å bruke stålmaster, og det blir behov for en overføringskapasitet som krever 2 kabelsett, vil kabelkostnadene fordobles, mens luftledningskostnadene ikke vil øke vesentlig.

### **Endring av terrengegenskaper.**

Kostnadstallene for luftledninger er beregnet med såkalt middels terreng. Grøftkostnadene for kabelanlegg varierer svært mye, og hittil presenterte tall forutsetter middels vanskelige grøfteforhold.

Vanskelig terreng kan gi en økning i anleggskostnadene for luftledninger på 15-20%, mens det antas å gi en dobling av grøftkostnadene for kabelanlegg. I tillegg vil transporten bli mye vanskeligere for kabler. I mange tilfeller må en bygge veier for å få fram kablene. Resultatet er store ekstrakostnader for kabel med den følge at kostnadsforholdet kabel : luftledning øker.

Lett terreng reduserer kostnadsforholdet på 45 og 66 kV, men har mindre betydning på de tre høyeste spenningene. Årsaken er at grøftkostnadene utgjør en større andel av de totale kabelkostnadene jo lavere spenningsnivået blir. Reduserte grøftkostnader vil derfor få enda større betydning i distribusjonsnettet, f.eks. på 22 kV.

For de tre høyeste spenningene vil en reduksjon i luftledningskostnadene på f.eks. 10% på grunn av lett terreng oppveies av reduserte grøftkostnader for kabel. Lett terreng kan i noen tilfeller også øke kostnadsforholdet, fordi lett tilgjengelig terreng for luftledninger ikke nødvendigvis fører til lave grøftkostnader for kabel.

### **Endring i material- og entreprenørpriser.**

Dagens (1993) priser på plast og metaller er lave samtidig som entreprenørprisene også er relativt lave. Dette kan endre seg fremover.

Kabelprisene i vedlegg 1 er oppgitt av Alcatel Kabel Norge og kan regnes som veiledende priser pr. januar 1993. Prisene kan imidlertid variere. Større konkurranse på kabelmarkedet vil kunne presse prisene noe nedover.

For 300 og 420 kV har oljekabel hittil vært dominerende på markedet. PEX-kabler på disse spenningsnivåene er relativt ny teknologi, men blir billigere enn oljekabelanlegg. For 300 kV er PEX-kabel ca. 5% billigere enn oljekabel. Valg av PEX-kabler vil gi lavere anleggskostnader, slik det går frem av kostnadsoversiktene i vedlegg 1.

Hvis en antar at innføring av PEX-kabel på stadig høyere spenninger og noe større

konkurranse på kabelmarkedet, reduserer kabelprisene med 10% samtidig som en antar at økte entreprenørkostnader for luftledninger øker investeringene med 5%, vil resultatet bli redusert kostnadsforholdet kabel : luftledning i størrelsesorden 10-15%.

### **Endring av lengden på forbindelsen.**

De oppgitte kabelprisene er veiledende enhetspriser for 3 km kabellengde. En endring av lengden på forbindelsen vil endre enhetskostnadene, særlig på kabel.

Endring av lengden fra 3 km til 1 km vil øke enhetskostnadene på kabel drastisk. En 1200 mm<sup>2</sup> kabel på 132 kV med en lengde på 1 km koster ca. 4 mill. kr/km mot ca. 3,5 mill. kr/km for basis 3 km (ekskl. grøftkostnader, investeringsavgift og byggerenter). For 300 og 420 kV er dette enda mer betydningsfullt. Enhetskostnaden for 1 km 1200 mm<sup>2</sup> oljekabel for 300 kV er 10,6 mill. kr/km mot 8,2 mill. kr/km ved en kabellengde på 3 km (ekskl. grøftkostnader, investeringsavgift og byggerenter).

Resultatet av kostnadsøkningen er at kostnadsforholdet kabel : luftledning øker med 10-15%.

For kortere kabler enn 1 km vil enhetskostnadene øke enda mer, og dette vil øke kostnadsforholdet ytterligere. Årsaken til dette er at en del av kostnadene (terminalkostnader) er lite avhengig av kabellengden.

En kabellengde på 10 km vil redusere enhetskostnadene for kabel med omkring 5% i forhold til basis på en del tverrsnitt, noe som reduserer forholdstallet i omtrent samme størrelsesorden. Reduksjonen har mindre betydning på de to høyeste spenningene, og ved flere kabelsett vil kostnadsreduksjonen ved å øke lengde fra 3 til 10 km være minimal.

### **Forskjellig trasélengde.**

Ved planlegging av alternative anlegg vil det ofte være aktuelt med forskjellige traséer for kabel og luftledning. Kabler legges ofte i forbindelse med veier, og vil kunne øke en kables lengde i forhold til luftledningen. En økning i trasélengden for kabel på 10% vil øke kabelkostnadene med ca. 10%. Kostnadsforholdet vil dermed øke med ca. 10% forutsatt at den alternative luftledningstraséen er uendret.

I andre tilfeller kan det være aktuelt med lenger luftledningstrasé fordi en ønsker å la ledningen gå rundt tettbebyggelse. En alternativ kabel vil i et slikt tilfelle få kortere trasélengde. 10% lenger luftledning gir en reduksjon i kostnadsforholdet kabel : luftledning med litt under 10%.

### **Endring av levetid og rente.**

Ved å definere en realrente og en økonomisk levetid vil en kunne beregne årskostnader i prosent av investeringene. Med 25 års levetid og 7 % rente blir årskostnadene ca. 8,6% av investeringene.

Hvis kabel og luftledning har samme levetid, vil forholdet mellom investeringskostnadene og årskostnadene bli likt. Luftledninger med tremaster og kabler regnes i basisalternativet å ha en økonomisk levetid på 25 år. Hvis en benytter stålmaster i stedet for tremaster på 45, 66 eller 132 kV, vil investeringene øke for luftledning. Levetiden for stålmaster regnes til 40 år, noe som virker i motsatt retning. Økningen i investeringskostnadene er i et slikt tilfelle likevel dominerende i forhold til reduksjonen som følge av økt levetid (i størrelsesorden 20-25 % kostnadsøkning mot 30 % hvis levetiden var den samme).

Endring av den økonomiske levetiden for 132 kV slik at luftledning får levetid 35 år (økning på 10 år) mens kabel fortsatt har levetid 25 år gir en økning i forholdstallet på ca. 10 %. En økning av kabelens levetid til 35 år mens luftledninger holdes på 25 år gir en reduksjon i forholdstallet på 10 %.

Rentene vil ha betydning for kapitalkostnader under byggetiden. Renten får imidlertid størst betydning for forholdet mellom anleggskostnadene når levetiden er forskjellig for de to anleggsalternativene. Med levetid for luftledning på 40 år og kabel på 25 år, gir renteendring fra 7% til 5% en økning i kostnadsforholdet på omkring 5% for 300 kV. Lav rente vil dermed favorisere alternativet med lengst levetid. 3% rente øker kostnadsforholdet 10-15%. Høy rente vil imidlertid ha relativt liten innvirkning på sammenligningen, fordi betydningen av ulike levetider da blir mindre.



**Beregningsillustrasjon 66 OG 132 kV - høyt kostnadsforhold (relativt dyrere kabelanlegg)**

|                                                                                                |              |               |        |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------------|--------|
| <b>Forutsetninger:</b>                                                                         |              |               |        |
| 1.Høyt overføringsnivå ca.1600 A, i effekt: 66 kV: ca. 180 MVA<br>132 kV: ca. 360 MVA          |              |               |        |
| Krever to kabelsett og to linesett (duplex) (=to ledere pr. fase)<br>stålmaster på luftledning |              |               |        |
| 2.Vanskelig terreng                                                                            |              |               |        |
| 3.Kort trasélengde (kabel beregnet for 1 km).                                                  |              |               |        |
| 4.10% lenger trasélengde for kabel                                                             |              |               |        |
| 5. Ulike levetid: Luftledning 40 år, kabel 25 år (7% rente).                                   |              |               |        |
| <b>Kabelkostnader:</b>                                                                         |              |               |        |
|                                                                                                | <b>66 kV</b> | <b>132 kV</b> |        |
| Kabelpris for 2 sett PEX-kabler (6 kabler) Al 1600 mm <sup>2</sup>                             |              |               |        |
| inkl. kabel, endemuffer, skjøter, transport, montasje og                                       |              |               |        |
| grunnerstatninger.                                                                             | 4,1          | 8,8           | Mkr/km |
| + 10% for lenger trasé                                                                         | 0,4          | 0,9           | Mkr/km |
| Grøftkostnad                                                                                   | 1,0          | 1,0           | Mkr/km |
| Investeringsavgift (7% av pris m. grøft)                                                       | 0,4          | 0,8           | Mkr/km |
| Kapitalkostnader (3,5% av pris m.grøft)                                                        | 0,2          | 0,4           | Mkr/km |
| 1 års byggetid med en utbet. midt i året, 7% rente                                             |              |               |        |
| <u>Sum anleggskostnader kabel</u>                                                              | <u>6.1</u>   | <u>11.9</u>   | Mkr/km |
| <b>Luftledningskostnader:</b>                                                                  |              |               |        |
| Pris 2*FeAl 253 linje med stålmaster                                                           | 1,5          | 1,9           | Mkr/km |
| inkl. bygging, montasje, materiell, transport, grunnerst.                                      |              |               |        |
| Investeringsavgift (7 %)                                                                       | 0,1          | 0,1           | Mkr/km |
| Kapitalkostnader (3,5 % som for kabel)                                                         | 0,05         | 0,07          | Mkr/km |
| <u>Sum anleggskostnader luftledning</u>                                                        | <u>1.7</u>   | <u>2.1</u>    | Mkr/km |
| Korrigert for ulik levetid:                                                                    | 1,5          | 1,8           | Mkr/km |
| <b>Kostnadsforhold kabel/luftledning:</b>                                                      | <b>4,1</b>   | <b>6,6</b>    |        |

For 300 og 420 kV er krav til overføringskapasiteten og antall kabelsett svært viktig for kostnadsforholdet. Forholdstallet mellom investeringskostnadene vil få et hopp for hvert nytt kabelsett det blir behov for. I eksempel 2 i kapittel 3.1 er det vist hvordan kostnadene blir ved behov for henholdsvis ett og tre kabelsett på 300 kV.

For luftledninger kan en regne med omtrent samme variasjoner som foran bortsett fra at det alltid benyttes stålmaster. For kabler vil størrelsen på investeringskostnadene være svært knyttet til nødvendig antall kabelsett. Innenfor hvert område med et gitt antall kabelsett kan man tenke seg variasjoner av andre kostnader som omtalt foran. Likevel vil f.eks. en økning i grøftkostnader fra 1 til 2 mill. kr/km ha langt større relativ betydning ved 1 kabelsett enn ved 3 kabelsett.

Ved kabling på 300 og 420 kV vil det ofte være behov for å vurdere om det er behov for ekstraustyr, noe som ved lengre overføringer vil bety betydelige kostnader. I basisalternativet er dette ikke regnet med, men mye ekstraustyr vil øke kostnadsforholdet kabel : luftledning.



### Oppsummering spredning i investeringskostnader

Tabell 4.1 oppsummerer en mulig spredning av kostnadsforholdet kabel:luftledning for investeringskostnadene. Basis er forholdstallene fra kapittel 3. Spredningen antyder et område der de fleste praktiske tilfeller vil være innenfor. En skal være klar over at det kun er kostnader til selve overføringsanlegget som er med, ikke kostnader til transformatorstasjoner og koblingsanlegg som vil være de samme for luftledning og kabel.

**Tabell 4.1.** Kostnadsforholdet kabel/luftledning som oppgitt i kapittel 3, samt spredningen av kostnadsforholdet som resultat av endringer i forutsetningene.

| Spenningsnivå                | Kostnadsforholdet<br>KABEL : LUFTLEDNING<br><br>investeringskostnader<br>fra kapittel 3 | Spredning i<br>kostnadsforholdet<br>KABEL/LUFTLEDNING<br><br>investeringskostnader |
|------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|
| 45 og 66 kV                  | 2,5 - 3                                                                                 | 2 - 4                                                                              |
| 132 kV                       | 4 - 5                                                                                   | 3 - 7                                                                              |
| 300 og 420 kV<br>1 kabelsett | ca. 4                                                                                   | 3 - 6                                                                              |
| 300 kV 2 kabelsett           | ca. 6                                                                                   | 5 - 8                                                                              |
| 300 kV 3 kabelsett           | ca. 8                                                                                   | 6 - 11                                                                             |
| 420 kV 2 kabelsett           | ca. 9                                                                                   | 7 - 12                                                                             |
| 420 kV 3 kabelsett           | ca. 12                                                                                  | 9 - 16                                                                             |

## 4.2 VARIASJON I TOTALE KOSTNADER

### Drifts- og vedlikeholdskostnader

Det er en viss usikkerhet ved de antatte drifts- og vedlikeholdskostnader i kapittel 3. Variasjonene kan være relativt store, men på grunn av at disse kostnadene utgjør en såpass liten andel av de totale kostnadene, vil disse endringene ha liten innvirkning på de totale kostnadene og dermed på kostnadsforholdet. Usikkerheten i enkeltelementer i investeringskostnadene er større enn variasjonen i drifts- og vedlikeholdskostnadene. Enkelte år med mye reparasjoner og utskiftninger kan kostnadene være mange ganger større enn de som er antatt i basisalternativet. Dette vil spesielt gjelde mot slutten av et anleggs levetid. Fordelt over levetiden er det likevel rimelig at disse kostnadene antas relativt lave.

En fordobling av drifts- og vedlikeholdskostnadene for luftledninger uten å endre kabel-

kostnadene vil resultere i en reduksjon av det totale kostnadsforholdet på mellom 5 og 10%. Dette viser at det skal store endringer i disse kostnadene for å endre mye på forholdet kabel : luftledning.

### **Tapskostnader**

Usikkerheten i tapskostnader er knyttet til flere forhold:

- I et nett med f.eks. en kabel og en luftledning i parallell kan det bli skjevfordeling av belastningen fordi kapasitansen er forskjellig. Resultatet av skjevfordeling er at eventuelle tapsforskjeller blir mindre.
- Tapenes brukstid. Høyere brukstid gir økte enhetskostnader for tapene. Enkeltledninger kan ha brukstider som varierer en del fra det som er antatt her.
- Antatte effekt- og energikostnader i EFI-rapporten danner grunnlaget for beregning av tapskostnadene. Disse prognosene er beheftet med usikkerhet.
- Renten har betydning for kapitaliseringen av tapskostnadene. En endring av renten fra 7% til 5% vil bety at tapskostnadene øker med omkring 20%.

Lavere prognoser på energi og effektkostnader for tap og høyere rente gir lavere enhetskostnader for tapene. En halvering av de benyttede tapskostnadene i basisalternativet gir en økning i kostnadsforholdet kabel : luftledning på 15-20%. Motsatt vil lavere rente og høyere prisprognoser medføre høyere enhetskostnader for tapene. En økning i tapskostnadene på 50% medfører en reduksjon i kostnadsforholdet med omkring 10%.

### **Oppsummering av spredningen i kostnadsforholdet**

Tabell 4.2 viser forholdstallene med spredning mellom kabel og luftledning når kostnader for investeringer, tap og drift/vedlikehold er medregnet.

Med utgangspunkt i basisforutsetningene i kapittel 3, kan det oppsummeres at de viktigste faktorene som påvirker kostnadsforholdet er:

*Bidrag til at kabel relativt sett blir dyrere (større kostnadsforhold kabel : luftledning):*

- Økning i overføringskapasiteten (særlig 300 og 420 kV ved behov for flere kabelsett).
- Vanskelig terreng.
- Kort lengde på overføringen.
- Kabel må gå langs vei og får dermed lenger trasé enn luftledning.
- Lavere enhetskostnader på tapene enn forutsatt av EFI.
- Lav rente på investeringer (spesielt 300 og 420 kV).
- Behov for ekstrapstyr for større kabelanlegg.

*Bidrag til at kabel relativt sett blir billigere (mindre kostnadsforhold kabel : luftledning):*

- Prisreduksjon på kabel.
- Økte entreprenørkostnader for luftledninger.
- Behov for stålmaster på 45, 66 og 132 kV der det i basisalternativet er forutsatt tremaster.

- Luftledning har lenger trasélengde enn kabel.
- Lett terreng med lave grøftkostnader.
- Høyere enhetskostnader på tapene enn forutsatt av EFl.

**Tabell 4.2** *Kostnadsforholdet mellom kabel og luftledning. Spredningen i dette forholdet når alle kostnader er tatt med (investeringer, tap og drift/vedlikehold).*

| Spenningsnivå             | Kostnadsforholdet<br>KABEL : LUFTLEDNING<br>totale kostnader<br>Basisforutsetninger i kapittel 3 | SPREDNING<br>i kostnadsforholdet<br>KABEL : LUFTLEDNING<br>totale kostnader |
|---------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| 45 og 66 kV               | ca. 2                                                                                            | 1,2 - 2,5                                                                   |
| 132 kV                    | ca. 3                                                                                            | 2 - 4                                                                       |
| 300 og 420 kV 1 kabelsett | ca. 4                                                                                            | 2,5 - 6                                                                     |
| 300 kV flere kabelsett    | ca. 5                                                                                            | 4 - 8                                                                       |
| 420 kV flere kabelsett    | ca. 7                                                                                            | 6 - 10                                                                      |

## 5 KONKLUSJON

Denne rapporten kan brukes som en referanse i konkrete saker selv om den ikke bør betraktes som en kostnadskatalog for utbyggere og planleggere av overføringsnett. Spenningsnivået for et overføringsanlegg vil fortelle noe om den generelle kostnadsforskjellen mellom et luftledningsanlegg og et kabelanlegg. Utbygger vil ha tall for hvor lang forbindelsen skal være, hvordan den skal dimensjoneres og hvor mye effekt som skal overføres. En skal være klar over at hvis et nytt overføringsanlegg oppgis til å koste 100 mill. kr, så vil dette gjerne inkludere kostnader til transformatorer og bryteranlegg. Dette er kostnader som påløper uansett om en skal bruke luftledning eller kabel til å transportere kraften.

De tekniske konsekvensene av valg av alternativ er det vanskeligere å få oversikt over. Kabel og luftledning er ikke likeverdige anlegg verken når det gjelder tekniske egenskaper eller kostnader. Det er ikke bare å ta de tradisjonelle luftledningene som henger i master, legge isolasjon rundt dem og grave dem ned i bakken. Kabel og luftledning er to forskjellige typer anlegg som skal dekke samme behov.

Den viktigste tekniske forskjellen er anleggets tilgjengelighet eller pålitelighet. PEX-kabel, som brukes på spenningsnivåer opp til og med 132 kV, har lavere feil-sannsynlighet enn luftledninger, men lengre utetider ved feil. Produktet av feilsannsynlighet og utetid, utilgjengelighet, kan forventes å være omtrent det samme for PEX-kabler som for luftledninger. For 300 og 420 kV er det oljekabel som er alternativ til luftledning. Disse kablene kan forventes å ha feilsannsynlighet i omtrent samme størrelsesorden som luftledninger og betydelig lengre reparasjonstider, slik at tilgjengeligheten blir dårligere.

Kostnadmessige konsekvenser ved avbrudd må ses i sammenheng med nettets pålitelighet i hvert enkelt tilfelle. Nettets pålitelighet vil være avhengig av hvordan systemet er bygget opp. Det er derfor vanskelig på generell basis å kvantifisere forskjellen i avbruddskostnadene mellom kabel og luftledning. Konsekvensene av lange utetider til reparasjon på kabler er at det må være god reserve i nettet slik at belastningen kan kobles om og overføres på andre forbindelser mens feilen rettes.

Ved mye kabler i et nett vil det være behov for flere reserveforbindelser for å opprettholde den samme driftssikkerheten. I nett med god reserve vil ikke kundene miste forsyningen ved feil på ett overføringsanlegg. Hvis dette er en kabel som det tar lenger tid å reparere, vil kundene kanskje miste forsyningen ved feil på neste anleggsdel. På denne måten får lange utetider for kabel betydning for dimensjoneringen og dermed kostnadene i nettet.

Nettets oppbygning er slik at overføringsanlegg blir viktigere jo høyere spenningen er. De høyeste spenningene forsyner store områder og overfører store kraftmengder. Konsekvensene ved utfall av disse vil derfor være langt større enn ved utfall av anlegg på lavere spenninger. På bakgrunn av usikkerheten med lange reparasjonstider på kabler ved feil, vil det fra en teknisk synsvinkel være ønskelig å kable mindre jo høyere spenningene blir.

To andre tekniske forhold støtter dette resonnementet. Det ene er at kabler kan danne "flaskehals" i luftledningsnett, pga. at luftledninger i nøddriftssituasjoner er mer fleksible enn kabler. Det andre er at det ved kabelanlegg kan bli behov for ekstraintstyr som fordyrer og kompliserer anleggene teknisk. Dette vil gjøre seg mer gjeldende ved høyere spenninger, lengre avstander og når store effektmengder skal overføres.

En mulig fordel med kabelanlegg er at magnetfeltet har mindre utstrekning til sidene enn for tradisjonelle luftledninger med planoppheng. Rett over en kabel er imidlertid magnetfeltene sterkere enn midt under en luftledning. Nye mastetyper vil redusere feltene sterkt og antas å være et mer aktuelt alternativ enn kabling hvis målet er å redusere de magnetiske feltene.

De kostnadmessige konsekvensene knyttet til selve anleggene støtter hovedkonklusjonen om at kabling av overføringsanlegg på de høyeste spenningene bør unngås, spesielt på anlegg med viktige overføringsfunksjoner. Dette vil hovedsakelig være 420, 300 og en god del 132 kV forbindelser. I regionalnett på 45, 66 og 132 kV, spesielt i bystrøk, kan kabling forsvares teknisk der en har gode reserveforbindelser (ringnett eller maskenett). I bystrøk vil det i en del tilfeller være fysisk umulig å komme fram med luftledning.

Kostnadene for luftledningsanlegg på spenningsnivåene 45 og 66 kV er i størrelsesorden 0,5 - 0,8 mill. kr/km og for 132 kV ca. 0,7 - 1,0 mill. kr/km for de vanligste anleggene med tremaster. Stålmaster og store effektmengder (behov for dobbelt-liner) vil øke kostnadene til det dobbelte. Ett sett kabler på disse tre spenningsnivåene koster fra ca. 1,5 mill. kr til over 4 mill. kr/km. Ved store overføringer vil det være behov for flere kabelsett.

Hvis vi antar en gjennomsnittskostnad på 2 mill. kr/km for kabel på 45 og 66 kV, vil det koste omkring 20 milliarder kroner å kable alle luftledninger i Norge på disse spenningene (ca. 10.500 km). Med en gjennomsnittskostnad på 4 mill. kr/km for 132 kV kabler vil det koste ca. 40 milliarder kroner å kable alle 132 kV ledninger (ca. 10.000 km).

På 300 og 420 kV koster luftledninger 3 - 4 mill. kr/km. Ett kabelsett koster ca. 10 mill.kr/km for 300 kV og ca. 12 mill. kr/km for 420 kV. For svært mange av dagens luftledninger på disse spenningsnivåene vil det være behov for flere kabelsett for å dekke samme overføringskapasitet. Gjennomsnittskostnadene for å legge kabler som tilsvarer overføringsnivået på luftledninger i Norge, blir ca. 20 mill. kr/km på 300 kV (tilsvarer 2 kabelsett) og ca. 41 mill. kr/km på 420 kV (tilsvarer 3 kabelsett). Dette gir kostnader i størrelsesorden 200 milliarder kroner for å kable alle 300 og 420 kV luftledninger i Norge (ca. 7.700 km). Da er kostnader til ekstraustyr ikke medregnet. Disse ville vært betydelige.

Hvis en skulle legge hele det norske hovednett og regionalnett i kabel, så vil det altså koste 250 - 300 milliarder kroner. Det elektriske overføringssystemet vil da få helt andre elektriske egenskaper enn dagens nett. Det er derfor vanskelig å si hvilke tekniske konsekvenser dette ville få. Det som er sikkert, er at de tekniske konsekvensene ville vært svært store, noe som ville ha utløst enda større investeringer.

Når en tar med kostnadene for tap og drift/vedlikehold i tillegg til investeringskostnadene kan en trekke følgende konklusjon fra kostnadssammenligningen mellom kabel og luftledning: Kostnadsforskjellen mellom jordkabelanlegg og tradisjonelle luftledningsanlegg øker med økende spenningsnivå og med økende krav til overføringskapasitet. Figur 12 side 48 illustrerer dette. Den viser kostnadsforholdet kabel/luftledning med de totale kostnadene (investeringer, tap og drift/vedlikehold).

Kabling i lavspent og høyspent fordelingsnett kan være både miljømessig og teknisk/økonomisk begrunnet. Ønske om kabel på regionalnett og hovednettsnivå vil oftest være miljømessig begrunnet eller rent praktisk (i byer). Fra en teknisk-økonomisk synsvinkel vil det være ønskelig å unngå kabel på de høyeste spenningene.



## REFERANSER

1. Samkjøringen av kraftverkene i Norge:  
"STATISTIKK 1992 for det norske hovednettet over feil under driftsforstyrrelser og avbrudd for matepunkter."
2. Norges Energiverkforbund: "Feil - og avbruddsstatistikk 1991. Statistikk over feil- og avbrudd i høyspenningsfordelingsnettet t.o.m. 40 kV." Publikasjon nr. 385-1992.
3. SIEMENS: "Power cables and their application, part 1"
4. Natonal Grid Company, England and Wales: "High voltage transmission of electricity and the implications of undergrounding". December 1992.
5. Danske Elværkers Forening: "Notat om økonomiske forhold vedr. 50/60 kV luftledninger og kabler i åbent land". 02.07.1991.
6. NORDEL : "Driftstørningsstatistik 1991."
7. ELECTRA, August 1991, No 137, WG 21.10.  
"Survey on the service performance on HV AC cable systems."
8. CIGRE 1992 session, 21-203: "Recent technical progress in accessories for extra-high voltage XLPE-cables in Japan".
9. NVE-seksjonsnotat EN 11/92: "Prosjekt luftledning-kabel.Resultater fra spørreundersøkelse."
10. "Termisk grenselast." Fellesrapport NVE og eforsyningen, datert sep.1990. (lagret i NVE som ES seksjonsnotat nr. 5/90).
11. EFI AN 92.20.121: "Dynamiske termiske grenser for luftledninger."
12. International Electrotechnical Commission, IEC Standard publication 287, second edition 1982: "Calculation of the continous current rating of cables".
13. Forskrifter for elektriske forsyningsanlegg av 1.okt. 1988 med hjemmel i: Lov av 24.mai 1929 med senere endringer,jfr. kgl. res. av 4.juli 1929 og Industridepartementets bemyndigelse av 6.okt. 1971.
14. NEK 391-1989: "Norsk elektroteknisk norm. Isolasjon av luftlinjer."
15. NEN 11.2.65: "Norske normer for mekanisk dimensjonering og utførelse av elektriske luftledninger."
16. NEN 74.77 (mars 1977). "Norske normer for aluminiumsliner."

17. NVE-ES seksjonsnotat nr 44/91, datert 25.10.91  
"Maksimal temperatur for StAl-liner. Resultater fra Cigre-undersøkelse.  
Tapsøkonomi ved utnyttelse av kraftledninger."
18. CIGRE session 1992, 22-103: "Utilizing meteorological data for peak  
load reference temperature and ambient temperature for conductor ratings in  
system planning and operation".
19. Danske elværkers forening, Magnetfeltutvalget. (JG/JA/29-01-1992)  
"Teknisk håndbog, elektriske og magnetiske felter"
20. "400 kV-kabler, er det fremtiden?" ELSAM-POSTEN nr 10/92
21. NVE-ES 45/91, datert 10.10.92 "Kostnader for hovedkomponenter i kraftsystemet"
22. ELECTRA, August 1991, No 137, WG 22.09.  
"International survey of component costs of overhead transmission lines".
23. NVE-ES seksjonsnotat nr. 9/1991, datert 14.03.91.  
"Aktuelle forhold ved opprustning av overføringsanlegg".
24. EFI TR 3783, s 58 ff.: "Teknisk-økonomisk planlegging av fordelingsnett"
25. "Årsrapport for Sentralnettet, overføringsperioden 1.5.1991-30.4.1992."
26. CIGRE 1990 Session, 21-101. "Outcome of french experience in the field of extra  
high voltage cables with extruded synthetic insulation".
27. "Retningslinjer for beregning av overføringstariffer i sentral-, regionel- og  
distribusjonsnett". NVE - mars 1992.
28. EFI TR A3886: "Kostnader for elektriske tap i overførings- og fordelingsnett.  
kostnadsnivå januar 1992." April 1992.
29. SNF-rapport 9/91: "Leveringskvalitet på elektrisk kraft: Avbruddskostnader og  
avsavnsverdier i Industri, Handel og Tjenester."  
SNF-rapport 10/91: "Leveringskvalitet på elektrisk kraft: Avbruddskostnader og  
avsavnsverdier i Husholdninger."  
SNF-rapport 11/91: "Leveringskvalitet på elektrisk kraft: Avbruddskostnader og  
avsavnsverdier i jordbruket."
30. EFI TR A3956: "Avbruddskostnader for nettplanlegging."

**VEDLEGG TIL**

## **JORDKABEL SOM ALTERNATIV TIL LUFTLEDNING**

Sammenligning av økonomiske og tekniske forhold  
ved spenninger over 22 kV

**Vedlegg 1 - Kabelpriser**

**Vedlegg 2 - Luftledningspriser**

**Vedlegg 3 - Data og forutsetninger for kostnadssammenligningen**

## VEDLEGG 1 - KABELPRISER

Alle prisene er inkludert endemuffer, skjøter, transport og montasje. Grøftkostnader, grunnerstatninger, investeringsavgift, renter i byggetiden og e-verkets administrasjonskostnader er ikke medregnet. Prisene er oppgitt av Alcatel Kabel Norge<sup>1</sup> og er veiledende pr. jan.1993. Prisene oppgis i millioner kr pr. km.

**TABELL 1.1 KOSTNADER FOR 66 kV KABELANLEGG**, PEX-kabel type TSLE.

For 45 kV kabelanlegg er kostnadene 5 - 10 % lavere enn for 66 kV.

| Ledertverrsnitt         | Antall kabler | Belastning (A) | Trasélengde | Pris (Mkr/km) |
|-------------------------|---------------|----------------|-------------|---------------|
| 400 mm <sup>2</sup> Al  | 3             | 500            | 1 km        | 1,280         |
| -- " --                 | "             | "              | 3 km        | 1,050         |
| -- " --                 | "             | "              | 10 km       | 0,990         |
| 630 mm <sup>2</sup> Al  | 3             | 750            | 1 km        | 1,400         |
| -- " --                 | "             | "              | 3 km        | 1,170         |
| -- " --                 | "             | "              | 10 km       | 1,105         |
| 1200 mm <sup>2</sup> Al | 3             | 1000           | 1 km        | 1,940         |
| -- " --                 | "             | "              | 3 km        | 1,690         |
| -- " --                 | "             | "              | 10 km       | 1,630         |
| 1600 mm <sup>2</sup> Al | 6             | 2000           | 1 km        | 4,090         |
| -- " --                 | "             | "              | 3 km        | 3,920         |
| -- " --                 | "             | "              | 10 km       | 3,830         |

**TABELL 1.2 KOSTNADER FOR 132 kV KABELANLEGG**, PEX-kabel type TSLE.

| Ledertverrsnitt         | Antall kabler | Belastning (A) | Trasélengde | Pris (Mkr/km) |
|-------------------------|---------------|----------------|-------------|---------------|
| 400 mm <sup>2</sup> Al  | 3             | 500            | 1 km        | 3,005         |
| -- " --                 | "             | "              | 3 km        | 2,520         |
| -- " --                 | "             | "              | 10 km       | 2,380         |
| 630 mm <sup>2</sup> Al  | 3             | 750            | 1 km        | 3,200         |
| -- " --                 | "             | "              | 3 km        | 2,735         |
| -- " --                 | "             | "              | 10 km       | 2,595         |
| 1200 mm <sup>2</sup> Al | 3             | 1000           | 1 km        | 3,965         |
| -- " --                 | "             | "              | 3 km        | 3,470         |
| -- " --                 | "             | "              | 10 km       | 3,335         |
| 1600 mm <sup>2</sup> Al | 6             | 2000           | 1 km        | 8,830         |
| -- " --                 | "             | "              | 3 km        | 8,040         |
| -- " --                 | "             | "              | 10 km       | 7,805         |

**TABELL 1.3 KOSTNADER FOR 300 kV KABELANLEGG, PEX-kabel type TSLE og oljekabel type OKDE.**

| Leder-<br>tverrsnitt<br>oljekabel | Leder-<br>tverrsnitt<br>PEX-kabel | Antall<br>kabler | Belastning<br>(A) | Trasé-<br>lengde | Pris<br>oljekabel<br>(Mkr/km) | Pris<br>PEX-kabel<br>(Mkr/km) |
|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 400 mm <sup>2</sup> Al            | 400 mm <sup>2</sup> Al            | 3                | 500               | 1 km             | 8,200                         | -                             |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 3 km             | 5,820                         | -                             |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 10 km            | 5,195                         | -                             |
| 800 mm <sup>2</sup> Al            | 630 mm <sup>2</sup> Al            | 3                | 750               | 1 km             | 8,930                         | 8,480                         |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 3 km             | 6,450                         | 6,125                         |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 10 km            | 5,740                         | 5,450                         |
| 1600 mm <sup>2</sup> Al           | 1200 mm <sup>2</sup> Al           | 3                | 1000              | 1 km             | 10,595                        | 10,225                        |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 3 km             | 8,170                         | 7,880                         |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 10 km            | 7,680                         | 7,410                         |
| 2000 mm <sup>2</sup> Al           | 1600 mm <sup>2</sup> Al           | 6                | 2000              | 1 km             | 19,190                        | 18,610                        |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 3 km             | 16,070                        | 15,585                        |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 10 km            | 15,850                        | 15,370                        |

**TABELL 1.4 KOSTNADER FOR 420 kV KABELANLEGG, PEX-kabel type TSLE og oljekabel type OKDE.**

| Leder-<br>tverrsnitt<br>oljekabel | Leder-<br>tverrsnitt<br>PEX-kabel | Antall<br>kabler | Belastning<br>(A) | Trasé-<br>lengde | Pris<br>oljekabel<br>(Mkr/km) | Pris<br>PEX-kabel<br>(Mkr/km) |
|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 500 mm <sup>2</sup> Al            | 400 mm <sup>2</sup> Al            | 3                | 500               | 1 km             | 10,270                        | -                             |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 3 km             | 7,610                         | -                             |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 10 km            | 6,890                         | -                             |
| 1000 mm <sup>2</sup> Al           | 800 mm <sup>2</sup> Al            | 3                | 750               | 1 km             | 10,680                        | -                             |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 3 km             | 8,090                         | -                             |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 10 km            | 7,355                         | -                             |
| 1200 mm <sup>2</sup> Cu           | 1200 mm <sup>2</sup> Al           | 3                | 1000              | 1 km             | 12,420                        | -                             |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 3 km             | 9,590                         | -                             |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 10 km            | 9,140                         | -                             |
| 2000 mm <sup>2</sup> Cu           | 1600 mm <sup>2</sup> Al           | 6                | 2000              | 1 km             | 27,200                        | -                             |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 3 km             | 23,400                        | -                             |
| -- " --                           | -- " --                           | "                | "                 | 10 km            | 23,400                        | -                             |



## VEDLEGG 2 - LUFTLEDNINGSPRISER

Prisene for 66 og 132 kV er hentet fra NVE-ES-seksjonsnotat nr.45/91: "Kostnader for hovedkomponenter i kraftsystemet"<sup>2</sup>. Notatet er fra oktober 1991. Prisindekser viser at prisene pr. januar 1993 er omtrent på størrelse med prisene fra siste del av 1991, slik at det ikke regnes med noen prisstigning. Prisnivå kan regnes å være januar 1993. Prisene omfatter materiell, transport, montasje, oppmåling, konsulentonorar, grunnerstatninger, skogrydding. Prisene er eksklusive investeringsavgift og renter i byggetiden.

**TABELL 2.1 KOSTNADER FOR 66 kV LUFTLEDNINGSANLEGG.** For 45 kV benyttes samme kostnader. Kostnadene er oppgitt i 1000 kr/km.

| Linetype           | Tremaster     |                 |                  | Stålmaster    |                 |                  |
|--------------------|---------------|-----------------|------------------|---------------|-----------------|------------------|
|                    | Lette forhold | Normale forhold | Vanskel. forhold | Lette forhold | Normale forhold | Vanskel. forhold |
| FeAl 95            | 390           | 450             | 570              | -             | -               | -                |
| FeAl 150           | 450           | 520             | 660              | 710           | 830             | 1050             |
| FeAl 240           | 510           | 590             | 730              | 790           | 900             | 1120             |
| FeAl 253 - Condor  | 530           | 610             | 750              | 800           | 920             | 1150             |
| *FeAl 329 - Curlew | 600           | 680             | 820              | 890           | 1010            | 1230             |

**TABELL 2.2 KOSTNADER FOR 132 kV LUFTLEDNINGSANLEGG** i 1000 kr/km.

| Linetype           | Tremaster     |                 |                  | Stålmaster    |                 |                  |
|--------------------|---------------|-----------------|------------------|---------------|-----------------|------------------|
|                    | Lette forhold | Normale forhold | Vanskel. forhold | Lette forhold | Normale forhold | Vanskel. forhold |
| FeAl 95            | 540           | 620             | 720              | 940           | 1040            | 1250             |
| FeAl 150           | 620           | 700             | 830              | 1010          | 1130            | 1350             |
| FeAl 240           | 670           | 770             | 920              | 1060          | 1180            | 1410             |
| FeAl 253 - Condor  | 700           | 790             | 940              | 1080          | 1200            | 1430             |
| *FeAl 329 - Curlew | 770           | 860             | 1010             | 1150          | 1290            | 1520             |

\*Prisene for FeAl 329 - Curlew er ikke oppgitt i kilden for de andre kostnadene.

|                                                          |     |
|----------------------------------------------------------|-----|
| Tillegg for enkeltkurs med duplex-liner på stålmaster:   | 33% |
| Tillegg for dobbeltkurs med simplex-liner på stålmaster: | 40% |
| Tillegg for dobbeltkurs med duplex-liner på stålmaster:  | 95% |

**TABELL 2.3 KOSTNADER FOR 300 og 420 kV LUFTLEDNINGSANLEGG.**

Prisene er oppgitt av Statnett<sup>3</sup>, og er eksklusive investeringsavgift, renter i byggetiden og grunnerstatninger. Det antas middels vanskelige forhold ("normale forhold").

Kostnadene er oppgitt i mill. kr/km og angir priser pr. jan. 1993.

| Linetype                     | Stålmaster<br>normale forhold |
|------------------------------|-------------------------------|
| 1*StAl 380 Grackle (simplex) | 2,46                          |
| 2*StAl 380 Grackle (duplex)  | 2,8                           |
| 3*StAl 380 Grackle (triplex) | 3,1                           |
| 1*StAl 481 Parrot (simplex)  | 2,52                          |
| 2*StAl 481 Parrot (duplex)   | 3,0                           |
| 3*StAl 481 Parrot (triplex)  | 3,5                           |

## VEDLEGG 3

### Data og forutsetninger for kostnadssammenligningen.

Kostnadene i kapittel 3 i rapporten er fremstilt som en funksjon av maksimalt overført effekt. Kostnadsberegningen er et resultat av de såkalte basisforutsetningene som delvis er valgte forutsetninger og delvis forenklinger. Forutsetninger og forenklinger vil kunne introdusere feil i kostnadsgrunnlaget. Likevel er usikkerheten i flere av kostnads-komponentene såpass stor at i en generell fremstilling som går ut på å vise en kostnadsforskjell, kan slike forenklinger godtas. Usikkerheten i kostnadene er omtalt i rapportens kapittel 4. I dette vedlegget dokumenteres derfor kun datagrunnlaget og forutsetningene for kostnadsfremstillingen i kapittel 3 i rapporten.

#### A. FORUTSETNINGER OG FORENKLINGER.

- Kalkulasjonsrente = 7%.
- Analyseperiode = 25 år.
- Benytter tremaster med levetid 25 år ved simplex-liner for 45, 66 og 132 kV.
- Benytter stålmaster med levetid 40 år ved duplex-liner for 45, 66 og 132 kV.
- Benytter stålmaster med levetid 40 år for 300 og 420 kV.
- Anlegg med levetid på 40 år nedjusteres med en faktor lik 0,87 (Forholdet mellom annuitetsfaktoren for 25 år (11,65) og annuitetsfaktoren for 40 år (13,33)).
- Benytter PEX-kabler med levetid 25 år for 45, 66 og 132 kV.
- Benytter oljekabler med levetid 25 år for 300 og 420 kV.
- Middels vanskelig terreng ("normalt terreng").
- Ledningsmotstand er konstant (uavhengig av temperaturen i lederen) og lik motstanden ved 20°C.
- For luftledninger regnes kun ohmske tap (=resistive tap).
- For PEX-kabler på 45, 66 og 132 kV regnes kun ohmske tap.
- For oljekabler på 300 kV regnes et dielektrisk tap på 7 kW/km for hver kabel (21 kW/km for hvert kabelsett).
- For oljekabler på 420 kV regnes et dielektrisk tap på 12 kW/km for hver kabel (36 kW/km for hvert kabelsett).
- 1 MVA regnes lik 1 MW. Tap i kW blir dermed en funksjon av maksimalt overført effekt i MVA.

#### B. KOSTNADSKOMPONENTER.

1. Kabelpriser innhentet fra Alcatel Kabel Norge. Veiledende priser pr. januar 1993. Det er oppgitt ulike priser for tre lengder: 1, 3 og 10 km. 3 km er valgt som basislengde. Prisene kan variere en god del etter lengde. Prisene er inkludert endemuffer, skjøter og montasje. Vist i vedlegg 1.
2. Luftledningspriser: For 45, 66 og 132 kV: Hentet fra NVE-ES-seksjonsnotat nr.45/91 og fra Statnett. Vist i vedlegg 2.
3. Grunnerstatninger er en relativt liten kostnad. Inkludert for luftledninger på 45, 66 og 132 kV. For kabel på 45, 66 og 132 kV er det lagt til 20.000 kr/km, mens det på

300 og 420 kV er lagt til 30.000 kr/km både for kabel og luftledning.

4. Grøftkostnad kabel. Varierer mye, kostnadene er antatt i basis å være 500.000 kr/km for 45, 66 og 132 kV med ett kabelsett og 800.000 kr/km for to kabelsett. For 300 og 420 kV antas 1 mill. kr/km for ett kabelsett. På 300 og 420 kV benyttes videre 1,5 mill. kr/km for to kabelsett, 1,8 mill. kr/km for tre kabelsett og 2 mill. kr/km for fire kabelsett.
5. Investeringsavgift 7% av alle ovennevnte kostnader.
6. Kapitalutgifter, renter i byggetiden. Det er antatt 3,5% av alle ovennevnte kostnader bortsett fra investeringsavgift. Grunnlaget for dette er en forenkling av forutsetninger om byggeperiode på 1 år, rente på 7% og jevne utbetalinger hele året. Regnes likt for kabel og luftledning.
7. Summen av priser for materialer/montasje, grunnerstatninger, grøftkostnader (kabel), investeringsavgift og kapitalutgifter blir **investeringskostnadene**.
8. For 45, 66 og 132 kV regnes levetiden både på kabel og luftledning lik analyseperioden på 25 år. For 300 og 420 kV regnes levetiden til 40 år for luftledning og 25 år for kabel. Siden analyseperioden er 25 år, må luftledningskostnadene korrigeres for å få sammenlignbare tall. Dette tas hensyn til ved at investeringskostnadene for luftledning på 300 og 420 kV ganges med faktoren 0,87 (se forutsetn.). Restverdien for de siste 15 årene blir dermed trukket fra.
9. **Drifts- og vedlikeholdskostnader** vil være små de første årene og øke med anleggets levetid. Kostnadene vil også variere mye fra år til år, fordi en f.eks. vil ta et større vedlikehold på en linje hvert 4.-5.år. Det enkleste er å anta en årlig jevn kostnad, som sier noe om nivået, over hele levetiden. Dette er gjort og den regnes da som en realverdi, og kapitaliseres til samme tidspunkt som investeringene (= idriftsettelsestidspunktet).
10. Tapsprisen er hentet direkte fra EFI-rapporten "Kostnader for elektriske tap i overførings- og fordelingsnett" pr. april 1992. Kostnadene er summert over 25 årsperioden fra og med 1993 og kapitalisert til januar 1993.
11. Tapsverdien for resistive tap beregnes ved hjelp av ohms lov. Parameter er elektrisk motstand. Variabelen er hvor mye strøm som skal overføres (proporsjonal med effekten i MVA). MVA regnes tilnærmet lik 1 MW (egentlig vil MVA alltid være litt høyere enn MW). Tapsprisen ved 2500 timer fra EFI-rapporten ganges med resistive tap og gir **tapskostnadene** som en funksjon av overføringsnivå.
12. For 300 og 420 kV regnes i tillegg dielektriske tap på 21 kW/km pr. kabelsett på 300 kV og 36 kW/km pr. kabelsett på 420 kV. Disse tapene ganges med tapsprisen fra EFI-rapporten med brukstid 8760 timer.

### C. DIMENSJONERINGSKRITERIER.

Et utvalg av ledningstverrsnitt er satt opp i et regneark med de ovenfor nevnte kostnader. De aktuelle tverrsnitt med ledningsmotstand for luftledning er vist i tabell 3.1 mens de aktuelle tverrsnittene med ledningsmotstand for kabel er vist i tabell 3.2.

Valg av tverrsnitt for et gitt overføringsnivå er den luftledning og kabel som har minst totale kostnader (sum av investeringer, tap og drift/vedlikehold) når ikke maksimalt overføringsnivå overskrides. Dette kalles tapsøkonomisk optimalisering.

Generelt kan en si at en slik optimalisering vil få størst betydning for luftledning. Det vil ved en viss overføringsmengde lønne seg å gå over til et større tverrsnitt selv om det er god margin til maksimal overføringskapasitet (=termisk grenselast) på en ledning. Grunnen til dette er at større tverrsnitt reduserer tapskostnadene mer enn investeringskostnadene øker.

For kabel vil investeringskostnadene være en større andel av de totale kostnadene, slik at tapskostnadene får mindre betydning for valg av tverrsnitt. Bortsett fra det minste tverrsnittet for 45 og 66 kV vil det ikke lønne seg å gå over til et nytt tverrsnitt før en når maksimal overføringskapasitet på kablene. Det er da ikke tatt hensyn til at en ofte dimensjonerer med litt sikkerhetsmargin for å kunne overføre en mulig fremtidig lastøkning.

Dimensjoneringen kan oppsummeres som følger:

1. Et utvalg av de mest aktuelle tverrsnitt sammenlignes med tanke på totale kostnader (investeringer, tap og drift/vedlikehold).
2. Overføringsnivået er maksimal effekt i MVA som skal overføres. Eventuell sikkerhetsmargin for fremtidig lastøkning beregnes.
3. Ledningstyper der maksimalt overføringsnivå overskrides utelukkes.
4. Billigste av gjenværende tverrsnitt velges når det tas hensyn til summen av investeringer, tap ved gitt overføringsnivå og drift/vedlikehold.
5. For hvert spenningsnivå blir det med de gitte forutsetningene en optimal fordeling mellom de valgte tverrsnittene. Kostnadene kan dermed fremstilles som en funksjon av effekt i MVA.

Tabell 3.1 og 3.2 på neste side viser de valgte ledningstverrsnittene for henholdsvis luftledning og kabel<sup>4</sup> med den benyttede ledningsmotstand og termisk grenselast.

Tabell 3.3 for luftledning og tabell 3.4 for kabel på de to sidene deretter viser resultatet av optimaliseringen og valg av ledningstverrsnitt som funksjon av effekt.



**Tabell 3.1.** Aktuelle ledningstverrsnitt for **luftledning** med ohmsk motstand og termisk grenselast.

| Tverrsnitt | Ledningsmotstand<br>pr.leder ved 20°C<br>linetemp. $\Omega/\text{km}$ | Termisk grenselast ved<br>0°C lufttemp.<br>A | Termisk grenselast ved<br>20°C lufttemp.<br>A |
|------------|-----------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| FeAl 95    | 0,191                                                                 | 630                                          | 550                                           |
| FeAl 150   | 0,121                                                                 | 850                                          | 730                                           |
| FeAl 240   | 0,076                                                                 | 1100                                         | 1000                                          |
| FeAl 329   | 0,055                                                                 | 1350                                         | 1200                                          |
| 2*FeAl 253 | 0,036                                                                 | 2250                                         | 2000                                          |
| 1*FeAl 380 | 0,048                                                                 | 1500                                         | 1300                                          |
| 2*FeAl 380 | 0,024                                                                 | 3000                                         | 2600                                          |
| 3*FeAl 380 | 0,016                                                                 | 4500                                         | 3900                                          |
| 1*FeAl 481 | 0,038                                                                 | 1750                                         | 1500                                          |
| 2*FeAl 481 | 0,019                                                                 | 3500                                         | 3000                                          |
| 3*FeAl 481 | 0,013                                                                 | 5250                                         | 4500                                          |

**Tabell 3.2.** Aktuelle ledningstverrsnitt for **kabel** med ohmsk motst. og termisk grenselast.

| Tverrsnitt | Ledningsmotstand pr.leder<br>ved 20°C ledertemp. $\Omega/\text{km}$ | Termisk grenselast (=maks.<br>overf.kapasitet). A |
|------------|---------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| 400 Al     | 0,078                                                               | 500 (45,66,132,300 kV)                            |
| 500 Al     | 0,061                                                               | 500 (420 kV)                                      |
| 630 Al     | 0,047                                                               | 750 (45,66 og 132 kV)                             |
| 800 Al     | 0,037                                                               | 750 (300 kV)                                      |
| 1000 Al    | 0,029                                                               | 750 (420 kV)                                      |
| 1200 Al    | 0,025                                                               | 1000 (45,66 og 132 kV)                            |
| 1600 Al    | 0,019                                                               | 1000 (300 kV)                                     |
| 2*630 Al   | 0,024                                                               | 1500 (45,66 og 132 kV)                            |
| 2*1600 Al  | 0,0093                                                              | 2000 (45,66 og 132 kV)                            |
| 2*2000 Al  | 0,0075                                                              | 2000 (300 kV)                                     |
| 3*2000 Al  | 0,005                                                               | 3000 (300 kV)                                     |
| 4*2000 Al  | 0,0037                                                              | 4000 (300 kV)                                     |
| 1200 Cu    | 0,015                                                               | 1000 (420 kV)                                     |
| 2*2000 Cu  | 0,0045                                                              | 2000 (420 kV)                                     |
| 3*2000 Cu  | 0,003                                                               | 3000 (420 kV)                                     |
| 4*2000 Cu  | 0,0023                                                              | 4000 (420 kV)                                     |

**Tabell 3.3.** Valg av tverrsnitt for **luftledninger** som funksjon av maksimal effekt. For en gitt effekt velges billigste anlegg når en tar hensyn til investeringskostnader, drift/vedlikeholdskostnader og tapkostnader.

| Spennings-nivå | Effekt i MVA | Lednings-tverrsnitt | Termisk grenselast ved 0°C i MVA | Termisk grenselast ved 20°C i MVA |
|----------------|--------------|---------------------|----------------------------------|-----------------------------------|
| 45 kV          | 10 - 14      | FeAl 95             | 50                               | 40                                |
|                | 15 - 17      | FeAl 150            | 70                               | 60                                |
|                | 18 - 29      | FeAl 240            | 90                               | 80                                |
|                | 30 - 64      | FeAl 329            | 100                              | 90                                |
|                | 65 - 150     | 2*FeAl 253          | 180                              | 160                               |
| 66 kV          | 15 - 21      | FeAl 95             | 70                               | 60                                |
|                | 22 - 26      | FeAl 150            | 100                              | 80                                |
|                | 27 - 43      | FeAl 240            | 130                              | 110                               |
|                | 44 - 95      | FeAl 329            | 150                              | 140                               |
|                | 96 - 230     | 2*FeAl 253          | 260                              | 230                               |
| 132 kV         | 20 - 47      | FeAl 95             | 140                              | 130                               |
|                | 48 - 55      | FeAl 150            | 190                              | 170                               |
|                | 56 - 91      | FeAl 240            | 250                              | 230                               |
|                | 92 - 235     | FeAl 329            | 310                              | 270                               |
|                | 236 - 400    | 2*FeAl 253          | 510                              | 460                               |
| 300 kV         | 200 - 246    | 1*FeAl 380          | 780                              | 680                               |
|                | 247 - 449    | 1*FeAl 481          | 910                              | 780                               |
|                | 450 - 615    | 2*FeAl 380          | 1560                             | 1350                              |
|                | 616 - 1160   | 3*FeAl 380          | 2340                             | 2030                              |
|                | 1161 - 2000  | 3*FeAl 481          | 2730                             | 2340                              |
| 420 kV         | 200 - 345    | 1*FeAl 380          | 1090                             | 950                               |
|                | 346 - 629    | 1*FeAl 481          | 1270                             | 1090                              |
|                | 630 - 861    | 2*FeAl 380          | 2180                             | 1890                              |
|                | 862 - 1624   | 3*FeAl 380          | 3270                             | 2840                              |
|                | 1625 - 3000  | 3*FeAl 481          | 3810                             | 3270                              |

**Tabell 3.4.** Valg av tverrsnitt for **kabel** som funksjon av maksimal effekt. Som en kan se av tabellen vil valg av tverrsnitt for kabel i all hovedsak være bestemt av grenseverdien for maksimal overføringskapasitet. (En tapsøkonomisk optimalisering vil ha mindre betydning for kabler enn for luftledninger pga. at tapskostnadene for kabler utgjør en mindre andel av de totale kostnadene) .

| Spennings-nivå | Effekt i MVA | Lednings-tverrsnitt | Termisk grenselast i MVA |
|----------------|--------------|---------------------|--------------------------|
| 45 kV          | 10 - 27      | 400 Al PEX          | 40                       |
|                | 28 - 60      | 630 Al PEX          | 60                       |
|                | 61 - 80      | 1200 Al PEX         | 80                       |
|                | 81 - 120     | 2* 630 Al PEX       | 120                      |
|                | 121 - 160    | 2*1600 Al PEX       | 160                      |
| 66 kV          | 15 - 41      | 400 Al PEX          | 60                       |
|                | 42 - 90      | 630 Al PEX          | 90                       |
|                | 91 - 110     | 1200 Al PEX         | 110                      |
|                | 111 - 170    | 2* 630 Al PEX       | 170                      |
|                | 171 - 230    | 2*1600 Al PEX       | 230                      |
| 132 kV         | 20 - 110     | 400 Al PEX          | 110                      |
|                | 111 - 170    | 630 Al PEX          | 170                      |
|                | 171 - 230    | 1200 Al PEX         | 230                      |
|                | 231 - 340    | 2* 630 Al PEX       | 340                      |
|                | 341 - 400    | 2*1600 Al PEX       | 460                      |
| 300 kV         | 200 - 260    | 400 Al Olje         | 260                      |
|                | 261 - 390    | 800 Al Olje         | 390                      |
|                | 391 - 520    | 1600 Al Olje        | 520                      |
|                | 521 - 1040   | 2*2000 Al Olje      | 1040                     |
|                | 1041 - 1560  | 3*2000 Al Olje      | 1560                     |
|                | 1561 - 2000  | 4*2000 Al Olje      | 2080                     |
| 420 kV         | 200 - 360    | 500 Al Olje         | 360                      |
|                | 361 - 550    | 1000 Al Olje        | 550                      |
|                | 551 - 730    | 1200 Cu Olje        | 730                      |
|                | 731 - 1450   | 2*2000 Cu Olje      | 1450                     |
|                | 1451 - 2180  | 3*2000 Cu Olje      | 2180                     |
|                | 2181 - 2910  | 4*2000 Cu Olje      | 2910                     |

#### D. INVESTERINGSKOSTNADER 45, 66 og 132 kV.

Tabell 3.5 viser investeringskostnader for luftledning 45, 66 og 132 kV. Anleggskostnadene er hentet fra prisene i vedlegg 2 med tremaster og normale forhold. Grunnerstatninger, investeringsavgift og renter i byggetiden er inkludert i tabellen. Analyseperioden er 25 år og kalkulasjonsrenten er 7%.

Tabell 3.6 viser investeringskostnadene for kabel 45, 66 og 132 kV. Prisene er hentet fra vedlegg 1. For 45 kV benyttes 93% av prisen for 66 kV kabel. Grunnerstatninger, grøftekostnader, investeringsavgift og renter i byggetiden er inkludert i tabellen. Analyseperioden er 25 år og kalkulasjonsrenter er 7%.

Kostnadene som funksjon av overføringskapasitet for disse tre spenningsnivåene er vist i figurene på side 12.

**Tabell 3.5. Investeringskostnader luftledning 45, 66 og 132 kV.**

Inkludert grunnerstatninger, investeringsavgift og renter i byggetiden.

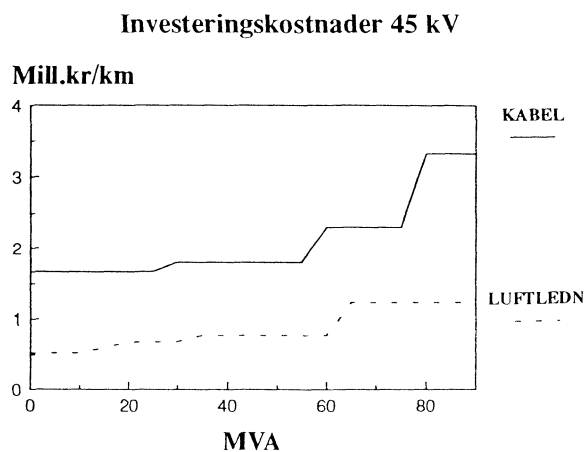
| Ledertype  | 45 og 66 kV | 132 kV |
|------------|-------------|--------|
| FeAl 95    | 500         | 690    |
| FeAl 150   | 570         | 770    |
| FeAl 240   | 650         | 850    |
| FeAl 329   | 750         | 950    |
| 2*FeAl 253 | 1180#       | 1550#  |

# Korrigert for ulik levetid (duplex-ledninger er på stålmaster).

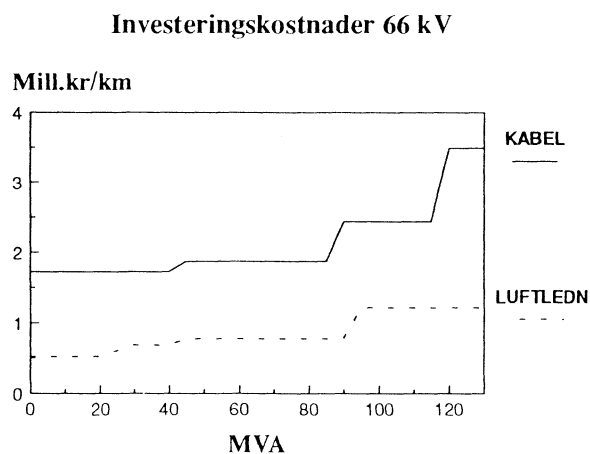
**Tabell 3.6. Investeringskostnader kabel 45, 66 og 132 kV.**

Inkludert grunnerstatninger, investeringsavgift og renter i byggetiden.

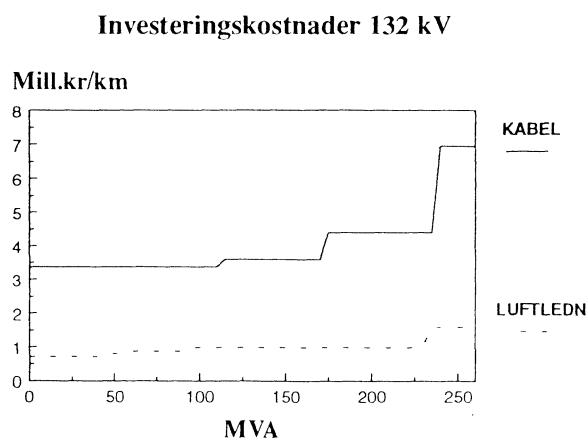
| Ledertype     | 45 kV | 66 kV | 132 kV |
|---------------|-------|-------|--------|
| Al 400 PEX    | 1650  | 1730  | 3360   |
| Al 630 PEX    | 1780  | 1870  | 3600   |
| Al 1200 PEX   | 2310  | 2440  | 4410   |
| 2*Al 630 PEX  | 3310  | 3490  | 7000   |
| 2*Al 1600 PEX | 4930  | 5240  | 9800   |

**Figur A**

Investeringskostnader for kabel og luftledning på 45 kV som funksjon av maksimaleffekt i MVA.

**Figur 2** (i rapporten)

Investeringskostnader for kabel og luftledning på 66 kV som funksjon av maksimaleffekten i MVA.

**Figur 3** (i rapporten)

Investeringskostnader for kabel og luftledning på 132 kV som funksjon av maksimaleffekten i MVA.

### E. INVESTERINGSKOSTNADER 300 og 420 kV.

Tabell 3.7 viser investeringskostnader for luftledning 300 og 420 kV. Anleggskostnadene er hentet fra prisene i vedlegg 2 med stålmaster. Grunnerstatninger, investeringsavgift og renter i byggetiden er inkludert i tabellen. I tabellen er vist kostnadene for 40 års levetid og deretter korrigert til analyseperioden på 25 år, kalkulasjonsrenten er 7%.

Tabell 3.8 viser investeringskostnadene for kabel 300 og 420 kV. Prisene er hentet fra vedlegg 1. Grunnerstatninger, grøftkostnader, investeringsavgift og renter i byggetiden er inkludert i tabellen. Analyseperioden er 25 år og kalkulasjonsrenter er 7%.

Investeringskostnadene som funksjon av overføringskapasitet for disse to spenningsnivåene er vist i figurene på side 14.

**Tabell 3.7. Investeringskostnader luftledning 300 og 420 kV.**

Inkludert grunneiererstatninger, investeringsavgift og renter i byggetiden.

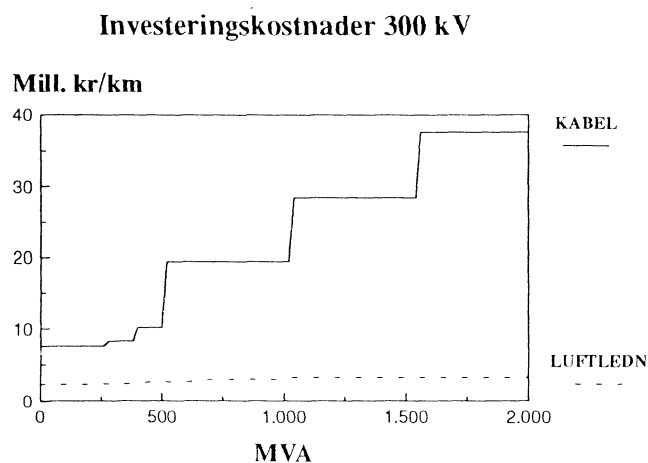
| Tverrsnitt<br>luftledning | Investeringskostnader for<br>hele levetiden på 40 år<br>mill. kr/km | Investeringskostnader for<br>analyseperioden på 25 år<br>mill. kr/km |
|---------------------------|---------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| 1*FeAl 380                | 2,75                                                                | 2,4                                                                  |
| 1*FeAl 481                | 2,8                                                                 | 2,5                                                                  |
| 2*FeAl 380                | 3,1                                                                 | 2,7                                                                  |
| 2*FeAl 481                | 3,3                                                                 | 2,9                                                                  |
| 3*FeAl 380                | 3,5                                                                 | 3,0                                                                  |
| 3*FeAl 481                | 3,9                                                                 | 3,4                                                                  |

**Tabell 3.8 Investeringskostnader kabel 300 kV og 420 kV.**

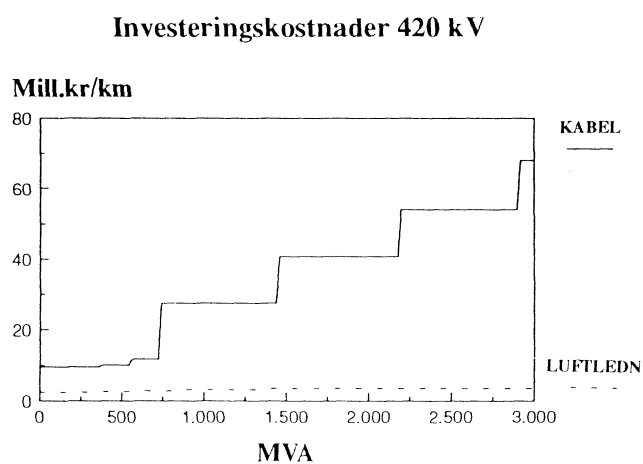
Inkludert grunneiererstatninger, investeringsavgift og renter i byggetiden.

| Tverrsnitt     | 300 kV<br>mill. kr/km |  | Tverrsnitt     | 420 kV |
|----------------|-----------------------|--|----------------|--------|
| 400 Al olje    | 7,6                   |  | 500 Al olje    | 9,6    |
| 800 Al olje    | 8,3                   |  | 1000 Al olje   | 10,1   |
| 1600 Al olje   | 10,2                  |  | 1200 Cu olje   | 11,7   |
| 2*2000 Al olje | 19                    |  | 2*2000 Al olje | 28     |
| 3*2000 Al olje | 29                    |  | 3*2000 Al olje | 41     |
| 4*2000 Al olje | 38                    |  | 4*2000 Al olje | 54     |





**Figur 5** (i rapporten)  
Investeringskostnader for kabel og luftledning på 300 kV som funksjon av maksimaleffekten i MVA. Luftledning er justert for forskjell i levetid.



**Figur B**  
Investeringskostnader for kabel og luftledning på 420 kV som funksjon av maksimaleffekten i MVA. Luftledning er justert for forskjell i levetid.

## F. DRIFTS- OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER.

Tabell 3.9 side 15 viser antatte årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. Disse kostnadene vil i praksis være lave for nye anlegg og øke med anleggenes alder. For enkelhets skyld regnes en lik årlig kostnad som oppgitt i tabellen. Tabell 3.10 viser de benyttede diskonterte drifts- og vedlikeholdskostnadene. De er funnet med utgangspunkt i de gjennomsnittlige årlige kostnadene i tabell 3.9. Alle kostnadstallene er omregnet med en periode på 25 år og 7% rente.

**Tabell 3.9** Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader i basisalternativet i 1000 kr/km og år.

| Spenningsnivå | Luftledning (kkr/km) | Kabel (kkr/km) |
|---------------|----------------------|----------------|
| 45 og 66 kV   | 9                    | 5              |
| 132 kV        | 12                   | 7              |
| 300 og 420 kV | 40                   | 100            |

**Tabell 3.10. Totale drifts- og vedlikeholdskostnader i basisalternativet i 1000 kr/km og år.**

Kapitalisert over en analyseperiode på 25 år med 7% rente.

| Spenningsnivå | Luftledning (kkr/km) | Kabel (kkr/km) |
|---------------|----------------------|----------------|
| 45 og 66 kV   | 100                  | 60             |
| 132 kV        | 140                  | 80             |
| 300 og 420 kV | 470                  | 1170           |

## G. TAPSKOSTNADER.

Beregning av tapkostnader er gjort på basis av en verdi for tap i kW/km som funksjon av effekt og en tapspris i kr/kW for hvert spenningsnivå. Effekten er benevnt i MVA, og hvis en regner  $\cos \phi$  tilnærmet lik 1 vil  $1 \text{ MW} = 1 \text{ MVA}$ .

Tapsverdien er basert på motstandsverdiene i tabell 3.1 og 3.2. Motstanden regnes å være uavhengig av varierende temperatur i ledningen som følge av varierende belastning. For luftledninger og kabler på 45, 66 og 132 kV regnes kun med ohmske tap. For 300 kV oljekabler regnes i tillegg med dielektriske tap på 7 kW/km pr. kabel (en eller flere kabler pr. fase, dvs. 21 kW/km for 1 kabelsett, 42 kW/km for 2 kabelsett osv.). For 420 kV kabler regnes tilsvarende som for 300 kV men med tapstall på 12 kW/km pr.kabel (36 kW/km for 1 kabelsett, 72 kW/km for 2 kabelsett osv.). Dielektriske tap er uavhengige av overført effekt.

Kostnader for tap er basert på EFI-rapporten<sup>5</sup> "Kostnader for elektriske tap i overførings- og fordelingsnett. Kostnadsnivå januar 1992." Tapstall fra og med 1993 og 25 år frem i tid er summert fra tabellen og kapitalisert, se tabell 3.11 side 16.

For ohmske tap er det benyttet en tapsbrukstid på 2500 timer. For de dielektriske tapene for kabler på 300 og 420 kV er tapsbrukstiden 8760 timer. Kostnadene for 45 kV regnes lik 66 kV, og kostnadene for 420 kV regnes lik 300 kV.

På neste side vises to eksempler på tapsberegninger for gitte overføringsnivåer.

Figurene side 17 og 18 viser de totale kostnadene for hvert spenningsnivå for basisalternativet i kapittel 3 i rapporten. Totale kostnader vil her si summen av investeringskostnader, drift/vedlikeholdskostnader og tapskostnader.

Tabell 3.11. Tapskostnader som en kapitalisert verdi i kr/kW.

| Nettnivå      | Tapsbrukstid | Tapskostnad  |
|---------------|--------------|--------------|
| 45 og 66 kV   | 2500 timer   | 10.800 kr/kW |
| 132 kV        | 2500 timer   | 9.800 kr/kW  |
| 420 og 300 kV | 2500 timer   | 8.600 kr/kW  |
| 420 og 300 kV | 8760 timer   | 23.100 kr/kW |

**Eksempel 1a:** Luftledning 2\*FeAl 380 på 300 kV med maks. belastning 500 MVA.

Strøm:  $I = S / (U \cdot \sqrt{3}) = 500 \text{ MVA} / (300 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}) = 962 \text{ A}$

Ohmske tap:  $P_{\text{tap}} = 3 \cdot R \cdot I^2 = 3 \cdot 0,024 \text{ } \Omega/\text{km} \cdot 962^2 \text{ A}^2 = 67 \text{ kW/km}$

Kostnad:  $67 \text{ kW/km} \cdot 8.600 \text{ kr/kW} = \text{ca. } 576.000 \text{ kr}$

**Eksempel 1b:** Oljekabel 1600 Al på 300 kV med maks. belastning 500 MVA.

Strøm:  $I = S / (U \cdot \sqrt{3}) = 500 \text{ MVA} / (300 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}) = 962 \text{ A}$

Ohmske tap:  $P_{\text{tap}} = 3 \cdot R \cdot I^2 = 3 \cdot 0,019 \text{ } \Omega/\text{km} \cdot 962^2 \text{ A}^2 = 53 \text{ kW/km}$

Dielek.tap:  $Q_{\text{tap}} = 3 \cdot 7 \text{ kW/km} = 21 \text{ kW/km}$

Kostnad:  $53 \text{ kW/km} \cdot 8.600 \text{ kr/kW} + 21 \text{ kW/km} \cdot 23.100 \text{ kr/kW} = \text{ca. } 941.000 \text{ kr}$

**Eksempel 2a:** Luftledning FeAl 329 på 132 kV med maks. belastning 120 MVA.

Strøm:  $I = S / (U \cdot \sqrt{3}) = 120 \text{ MVA} / (132 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}) = 525 \text{ A}$

Ohmske tap:  $P_{\text{tap}} = 3 \cdot R \cdot I^2 = 3 \cdot 0,055 \text{ } \Omega/\text{km} \cdot 525^2 \text{ A}^2 = 45 \text{ kW/km}$

Kostnad:  $45 \text{ kW/km} \cdot 9.800 \text{ kr/kW} = 441.000 \text{ kr}$

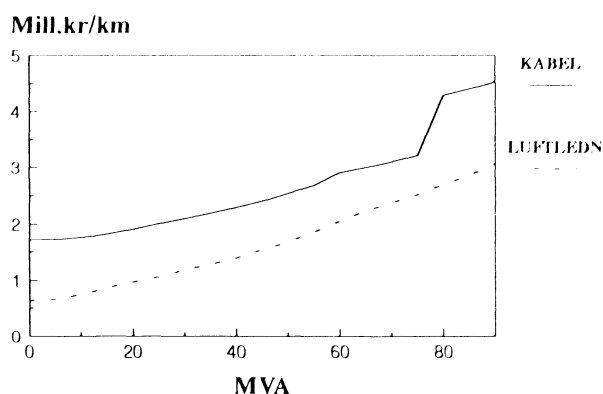
**Eksempel 2b:** PEX-kabel 1200 Al på 132 kV med maks. belastning 120 MVA.

Strøm:  $I = S / (U \cdot \sqrt{3}) = 120 \text{ MVA} / (132 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}) = 525 \text{ A}$

Ohmske tap:  $P_{\text{tap}} = 3 \cdot R \cdot I^2 = 3 \cdot 0,025 \text{ } \Omega/\text{km} \cdot 525^2 \text{ A}^2 = 21 \text{ kW/km}$

Kostnad:  $21 \text{ kW/km} \cdot 9.800 \text{ kr/kW} = \text{ca. } 206.000 \text{ kr}$

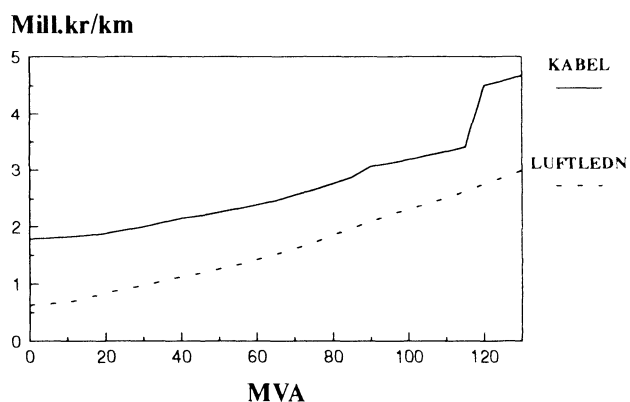
### Totale kostnader 45 kV



**Figur C**

Totale kostnader for kabel og luftledning på 45 kV som funksjon av maksimaleffekten i MVA. Kostnadene omfatter investeringer, tap og drift/vedlikehold.

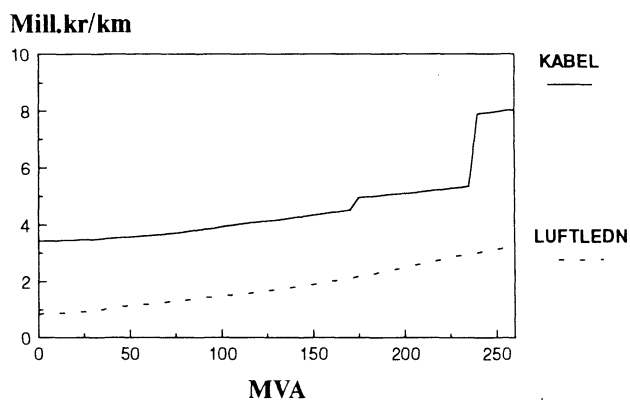
### Totale kostnader 66 kV



**Figur 8** (i rapporten)

Totale kostnader for kabel og luftledning på 66 kV som funksjon av maksimaleffekten i MVA. Kostnadene omfatter investeringer, tap og drift/vedlikehold.

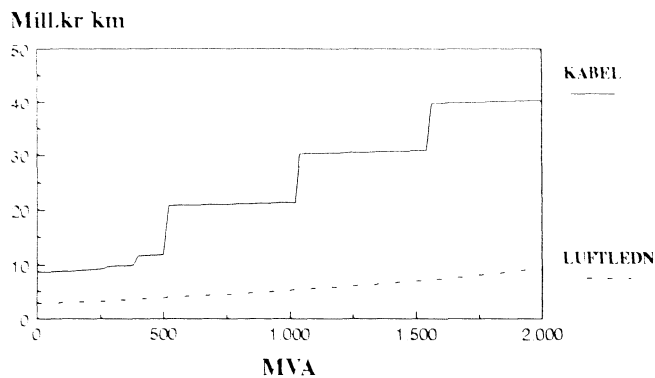
### Totale kostnader 132 kV



**Figur 9** (i rapporten).

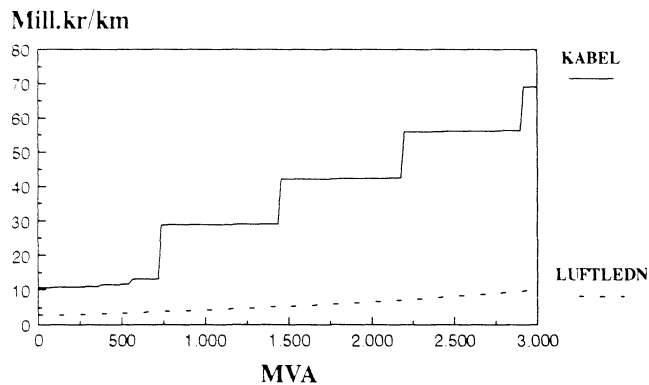
Totale kostnader for kabel og luftledning på 132 kV som funksjon av maksimaleffekten i MVA. Kostnadene omfatter investeringer, tap og drift/vedlikehold.

Totale kostnader 300 kV



**Figur 11** (i rapporten)  
Totale kostnader for kabel og luftledning på 300 kV som funksjon av maksimaleffekten i MVA. Kostnadene omfatter investeringer, tap og drift/-vedlikehold. Luftledning er justert for ulik levetid (40 år).

Totale kostnader 420 kV



**Figur D**  
Totale kostnader for kabel og luftledning på 420 kV som funksjon av maksimaleffekten i MVA. Kostnadene omfatter investeringer, tap og drift/-vedlikehold. Luftledning er justert for ulik levetid (40 år).

## REFERANSER

1. Alcatel Kabel Norge: Kabelpriser.
2. NVE-ES-seksjonsnotat nr.45/91: "Kostnader for hovedkomponenter i kraftsystemet".
3. Statnett: Kostnader for 300 og 420 kV luftledninger.
4. Alcatel STK (Nå Alcatel Kabel Norge): "Elverkskabel", teknisk katalog.
5. EFI TR A3886: "Kostnader for elektriske tap i overførings- og fordelingsnett. kostnadsnivå januar 1992". Kjell Sand april 1992.

## I 1993 ER FØLGENDE PUBLIKASJONER UTGITT:

- Nr 1 Inger Marie Traagstad og Svein Homstvedt: Seminarrapport: Vassdragsinformasjon i forvaltningen. (168 s.)
- " 2 Oddvar Fossheim (red.): Retningslinjer for inngrep i vassdrag. Saksbehandling i forhold til vassdragslovens §§ 104-106 m.v. (almene interesser). (35 s.)
- " 3 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, Toverud kraftverk, Oppland. (90 s.)
- " 4 Sverre Husebye: LRV-Prosjektet: Utnyttelse av vannvolumet under laveste regulerte vannstand i ekstreme tørrår. (51s.)
- " 5 Knut Gjermundrød (red.): Veiledning i planlegging av mikro- og minikraftverk. (32 s.)
- " 6 Arne Venjum (red.): Oversikt over vedtak i tvistesaker 1991 og 1992. Tariffer og vilkår for overføring av kraft. (34 s.)
- " 7 Katinka L. Greve og Pål Meland: Drøfting av målene for norsk enøk-politikk. (17 s.)
- " 8 Marit Lundteigen Fossdal og Nils Roar Sæltun (redaktører): Energiplanleggingsmodeller - klimaendringer. Rapport fra nordisk ekspertmøte. (Energy planning models - climate change). (135 s.)
- " 9 John Cock: Pris på elektrisk kraft til husholdning 1993. (7 s.)
- " 10 Christian H. Johansen: Kraftmarkedsundersøkelse - pr. 1.1.1993. (24 s.)
- " 11 Heidrun Kårstein (red.): Hydrologisk månedsoversikt - Artikkelsamling 1991-1992. (43 s.)
- " 12 Kåre Utaaker: Virkninger av vassdragsreguleringer på lokalklimaet. (121 s.)
- " 13 Per Einar Faugli, Arne H. Erlandsen og Ollianne Eikenæs (redaktører): Inngrep i vassdrag; konsekvenser og tiltak - en kunnskapsoppsummering. (639 s.) 2 bind.
- " 14 Didrik Hjort: Statistikk over overføringstariffer i regional- og distribusjonsnett 1993. (65 s.)
- " 15 John E. Brittain og Jan Henning L'Abée-Lund: Biotopjusteringsprogrammet - status 1992. (60 s.)
- " 16 Jon Eilif Trohjelld og Inge Harald Vognild: Jordkabel som alternativ til luftledning. Sammenligning av økonomiske og tekniske forhold ved spenninger over 22 kV. (62 s.)