

**Sammanställning av kostnader för  
luftledningar och kablar i regionnät  
40-130 kV**

**Henrik Stomberg  
Jan Lundquist**

Kundens ref  
id4329 Dnr17-06-3264

1.2

Distribution

Energimarknadsinspektionen (EI) R. Kolessar pdf-fil

**Copyright:** Publicering eller kopiering av innehållet i denna rapport får endast ske i sin helhet utan skriftligt tillstånd från STRI AB.

**Kvalitetsförsäkran:** Denna rapport har granskats och godkänts i enlighet med STRIs kvalitetssäkringssystem. Originalrapporten sparas i 10 år i STRIs arkiv.

## Sammanfattning

Rapporten sammanställer kostnadskomponenter för nya ledningar i form av luftledning eller jordkabel på spänningsnivåerna 40-130 kV. I rapporten redovisas de spänningsrelaterade max- och min-kostnaderna för material och arbete. Lägsta och högsta pris är summan av priser ur EBR kostnads katalog 2006 och av leverantörer givna priser.

Nuvärdet av kostnaden för underhålls- och röjningsarbete har beräknats med nuvärdesmetoden för en kalkylränta på 6 % och perioden 40 år.

Kostnader för energiförluster hos luftledningar och kablar i regionnätet kan beräknas med kännedom om resistans och strömbelastning. Med hänsyn tagen till den begränsade informationen om belastningsvariationerna under året har förlustkostnaderna uppskattats för de vanligaste typerna av luftledningar och kablar i regionnäten, baserat på ledningens maximala strömbelastning.

Elkundernas kostnader för elavbrott beror på antalet inträffade avbrott samt avbrottens varaktighet. Den tillgängliga statistiken för elavbrott omfattar normalt endast avbrott längre än tre minuter. I statistiken redovisas inte specifikt vilka avbrott som orsakas av fel i regionnäten. Det är alltså svårt att direkt bedöma hur valet av teknik för nya regionnätsledningar, dvs luftledning eller kabel, påverkar avbrottskostnaderna. Med hjälp av driftstörningsstatistik, som ställts till förfogande av Vattenfall Eldistribution, är det dock möjligt att dra vissa slutsatser om hur fel på regionnätsledningarna orsakar avbrott hos elkunderna. Baserat på dessa slutsatser uppskattas därefter de avbrottskostnader som härrör från ledningsfel i regionnäten. Resultaten gäller för luftledningar eftersom dessa utgör huvuddelen av dagens regionnätsledningar. Med vissa antaganden om felfrekvensen hos kablar i förhållande till luftledningar kan man dock göra bedömningar av hur mycket avbrottskostnaderna påverkas genom val av teknik för nya regionnätsledningar.

Istället för att välja renodlade utföranden när det gäller luftledning eller kabel, kan i vissa fall en kombination av de båda teknikerna visa sig fördelaktig ur samhällskostnadssynpunkt. Tillkommande investeringskostnader för varje övergång från ledning till kabel redovisas. Dessutom behandlas den eventuellt ökade risken för kabelfel på grund av blixtnedslag i luftledningen intill övergången till kabel. Resultaten av överspänningsberäkningar visar att denna risk torde vara försumbar, därigenom ökar inte heller elkunderna avbrottskostnader på grund av övergångarna mellan luftledning och kabel.

Ett exempel på beräkning av totala kostnaderna för tre alternativa utföranden av en 70 kV ledning avslutar rapporten.

---

<b>Innehållsförteckning</b>	<b>Sida</b>
<b>Sammanfattning</b> .....	<b>2</b>
<b>1 Bakgrund</b> .....	<b>3</b>
<b>1.1 Kravbildsförändring</b> .....	<b>3</b>
<b>2 Avgränsningar</b> .....	<b>4</b>
<b>3 Kostnadskomponenter</b> .....	<b>4</b>
<b>3.1 Investeringskostnader</b> .....	<b>4</b>
<b>3.2 Luftledning</b> .....	<b>13</b>
<b>3.3 Jämförelse av totalkostnader för luftledning och jordkabel</b> .....	<b>14</b>
<b>4 Förlustkostnader</b> .....	<b>19</b>
<b>5 Avbrottskostnader</b> .....	<b>23</b>
<b>5.1 Avbrott längre än tre minuter</b> .....	<b>23</b>
<b>5.2 Korta avbrott och spänningsdippar</b> .....	<b>26</b>
<b>6 Övergång mellan luftledning och kabel</b> .....	<b>27</b>
<b>6.1 Kostnader för övergång mellan luftledning och kabel</b> .....	<b>27</b>
<b>6.2 Risk för ökade avbrottskostnader</b> .....	<b>27</b>
<b>7 Beräkningsexempel</b> .....	<b>31</b>
<b>7.1 Checklista</b> .....	<b>31</b>
<b>7.2 Exempel på beräkning av kostnader för en 70 kV ledning</b> .....	<b>31</b>
<b>8 Referenser</b> .....	<b>34</b>
<b>9 Kontaktpersoner</b> .....	<b>34</b>

## 1 Bakgrund

Energimarknadsinspektionen (EMI) har att ta ställning till koncessionsansökningar för nya ledningar i bl. a. regionnäten. Nya regionnätledningarna som byggs utanför tätorter kan tänkas bli utförda i form av luftledning, kabel, eller som en kombination av dessa.

De kostnadsbilder som nätföretagen redovisar i samband med koncessionsansökan kan ibland vara relativt schablonmässiga, vilket försvårar för EMI att göra en adekvat samhälls-ekonomisk bedömning av de olika alternativen. Man har också saknat tillräckligt underlag för att kunna bedöma kostnaderna för mer optimerade utföranden av ledningarna i form av blandade luftlednings- och kabelsträckor.

I generella termer är kablar dyrare än motsvarande luftledningar för samma belastning. För att beräkna den totala samhällskostnaden för de olika alternativen krävs dock en mer omfattande analys av ingående kostnadskomponenter.

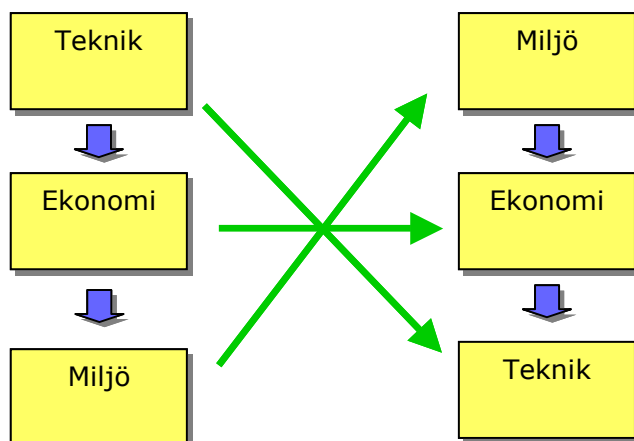
Denna rapport beskriver följande kostnadskomponenter för nya ledningar i form av luftledning eller kabel på spänningsnivåerna 40-130 kV:

- investeringskostnader
- underhållskostnader
- förlustkostnader
- avbrottskostnader

Resultatet kan användas som underlag för diskussioner med nätföretag om val tekniska lösningar för ett optimalt utförande ur samhällskostnadssynpunkt.

### 1.1 Kravbildsförändring

Under den senast tiden har kraven på nätbolagens systemlösningar förändrats från att vara en tekniskt optimal ingenjörslösning till att bli en miljövänlig lösning enligt:



Figur 1-1 Förändring i kravbild på nätbolagens systemlösningar

Den förändrade kravbilden är svårare att beskriva i strikta ekonomiska termer då krav kan vara mer av karaktären politiska beslut, etc.

Här kommer bli hela tillverkningsprocessen av ett distributionssystem in i bilden, vilket är en viktig faktor ur miljösynpunkt.

Ett exempel är miljökraven på tillverkningsprocessen av PEX-kabel som har resulterat i mer miljövänlig tillverkning genom övergång från bly- till aluminium- eller kopparmantel.

Några andra viktiga miljömässiga egenskaper för ett modernt PEX-kabelsystem är:

- Små dimensioner på isolationen på grund av goda isolationsegenskaper, vilket leder till mindre material vid tillverkning och skrotning
- Inget underhåll behövs
- Ingen emission till luft och vatten
- Liten inverkan eller störning i naturen
- Mindre krav på ledningsgatan för ett kablfierat distributionssystem än motsvarande luftledningssystem

## 2 Avgränsningar

Resultatet av kostnadssammanställningen omfattar regionnätsledningar för 40-130 kV med synpunkter och kommentarer inhämtade från branschorgan och nätföretag. Redovisade kostnader är hämtade från aktuell EBR handbok – Kostnads katalog Regionnät 36-145 kV, 2006. Vidare har vissa kostnader verifierats genom kontakter med kabelleverantörer och entreprenörer.

Till grund för avbrottskostnader ligger i första hand Elforsks rapporter.

Aktuella kostnader för markintrång av luftledning och/eller jordkabel har inte behandlats i denna rapport.

## 3 Kostnadskomponenter

### 3.1 Investeringskostnader

Kostnaderna är av genomsnittskaraktär och kan variera från företag till företag och från arbete till arbete. Endast kostnader för jordkabelsområde landsbygd är beaktad i sammanställningen.

De olika jordkabelsområdena i EBR definieras enligt:

Jordkabelsområde	Ledningslängd/kund
City	0 – 60 m
Tätort	61 – 120 m
Landsbygd	> 120 m

De kostnadskomponenter som beaktas är:

- arbete
- materiel såsom luftledning, kablar, reaktiv effektkompensering etc.
- maskiner
- utrustning
- underhåll och reparationer
- effektförluster
- avbrottskostnader

Kostnaderna i EBR förutsätter att ”EBR-systemet” med standardiserade konstruktioner, materialhantering samt bygg- underhållstekniska anvisningar tillämpas fullt ut.

### 3.1.1 Arbete

Till grund för arbetskostnaderna ligger timkostnaden för berednings- och monteringspersonal innefattande direkt lön och lönebikostnad inklusive semester. Lönebikostnaden överensstämmer med svensk Näringslivs beräkning. Dessa kostnader är hämtade från EBR och har sedan kompletterats och verifierats med några av branschens entreprenörer och leverantörer. I timkostnaden ingår:

- timlön (direkt lön)
- lönebikostnader (semester, sjuklön, AMF, ATP, folkpension, sjukförsäkring mm)

För att täcka arbetskostnaderna har ett arbetsomkostnadspålägg gjorts till 152 %. Detta pålägg omfattar:

- nätplanering	20 %
- arbetsledning	24 %
- traktamenten, restid, personaltransporter, fordon	34 %
- verktyg, rastbod, skyddskläder, lokaler	24 %
- utbildning, personaladministration, övriga kontorsomk.	<u>50 %</u>
	152 %

Ur föreliggande upplaga av EBR katalogen uppgår arbetskostnaden till 564 kr/tim vilket omfattar timkostnaden till 224 kr/tim baserad på en timlön av 130 kr/tim.

### 3.1.2 Materiel

Typiska investeringskostnader för luftledningar, kablar och kompenseringsutrustningar samt för övergångar mellan luftledning och kabel (materialkostnader, bygg- och förläggingskostnader, etc.) inhämtas i huvudsak från branschorganet EBR. Kostnaderna specificeras med hänvisningar till poster i EBR:s kostnads katalog. För komplettering och verifiering av kostnads bilden inhämtas information från några av branschens entreprenörer och leverantörer.

Materialomkostnaderna täcks av ett pålägg om 8 %. Detta pålägg täcker:

- inköp
- lagerhantering
- räntor för inneliggande lager
- transporter till arbetsplatsen
- lokalkostnader

### **3.1.3 Maskiner**

Dessa kostnader avser en maskin med förare för schaktning, stolpresning, lindragning samt transporter inom arbetsplatsen.

Följande maskintyper beaktas såsom:

- kableschaktmaskin
- ledningsbyggnadsmaskin

Maskintillbehör motsvarande en investeringskostnad av storleksordningen 5 000 kr påverkar timpriset med 1 kr.

### **3.1.4 Utrustning**

Kostnader för utrustning omfattar kostnader för specialmaskiner och annan tyngre utrustning.

### **3.1.5 Underhåll**

Typiska kostnader för förebyggande underhåll och reparation av kablar anges till inga, ringa eller maximalt 1 027 kr/km som använts i denna sammanställning. Kostnaderna som omfattas i underhållet för kablar är bevakningsuppdrag, driftstörning samt begränsad röjning av kabelgata i skogsmark, se Ref [7].

### 3.1.6 Spänningsrelaterade snittkostnader för kablar

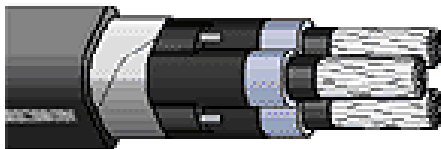
till Tabell 3-5 har de spänningsrelaterade max- och min-kostnaderna för material, arbete och underhåll angivits för:

- 52 kV PEX kabel 1x3x240
- 52 kV PEX kabel 3x1x240
- 72,5 kV PEX kabel 3x1x400
- 145 kV PEX kabel 3x1x500

Lägsta och högsta pris kan vara både priser ur EBR katalogen och av leverantörer givna priser. Kostnaderna i Tabell 3-5 avser komplett överföringsledning.

Antalet skarvar och avslut relativt vald spänning och kabeldiameter beror på hur mycket kabel som ryms på en kabeltrumma. I denna sammanställning har trätrumma valts. Olika leverantörer anger olika maxlängder på kablarna, som är på kabeltrumman på grund av kabelkonstruktionen och skärmuppbyggnad.

För spänningen 52 kV görs jämförelse mellan 1- och 3-faskabel. Kabelarean är i båda fallen 240 mm<sup>2</sup>. Den stora skillnaden i investeringskostnad är att på en K30 trätrumma ryms cirka 750 m 3-faskabel mot 3 000 m 1-faskabel. Detta resulterar i ett avsevärt större antal kabelskarvar för 3-faskabel och med det motsvarande skarvarbetet. Den periodiserade underhållskostnaden betraktas på samma sätt som i ovan gjorda sammanställningar där 1 027 kr/km,år är inkluderad i maxvärdet för de båda kabeltyperna. I figurerna nedan visas exempel på kabelkonstruktion av trefas- och enfaskabel.



Figur 3-1 Exempel på trefaskabelkonstruktion



Figur 3-2 Exempel på enfaskabelkonstruktion



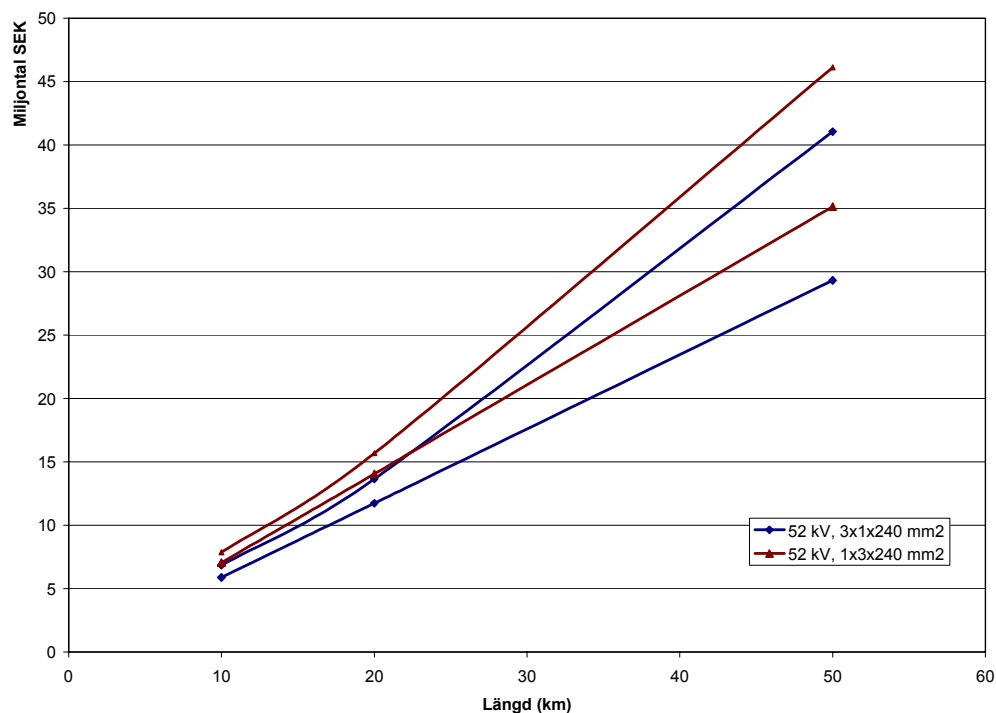
Tabell 3-1. Spänningsrelaterade snittkostnader för 10-50 km, 52 kV, 1x3x240 mm<sup>2</sup> jordkabel för komplett kabelbaserad trefasöverföring.

Pris 240 mm <sup>2</sup>	3x240	3x240	3x240	3x240	3x240	3x240
	Lägst	Högst	Lägst	Högst	Lägst	Högst
Mtrl	PEX	PEX	PEX	PEX	PEX	PEX
Spänning (kV)	52	52	52	52	52	52
Längd (km)	10	10	20	20	50	50
Längd/trumma (m)	750	750	750	750	750	750
Kabelpris/m	371	400	371	400	371	400
<b>Kabelpris tot</b>	3 710 000	4 000 000	7 420 000	8 000 000	18 550 000	20 000 000
Arbete/km	271 000	271 000	271 000	271 000	271 000	271 000
<b>Kabelarb. tot</b>	2 710 000	2 710 000	5 420 000	5 420 000	13 550 000	13 550 000
Skarv antal tot	39	39	78	78	198	198
Skarv pris/st,fas	9 130	12 075	9 130	12 075	9 130	12 075
Skarvpris tot	356 070	470 925	712 140	941 850	1 807 740	2 390 850
Skarvarbete/st	5 880	12 000	5 880	12 000	5 880	12 000
<b>Skarv mtrl+arb</b>	585 390	938 925	1 170 780	1 877 850	2 971 980	4 766 850
Avslut antal tot	6	6	6	6	6	6
Avslut pris/st	4 410	5 990	4 410	5 990	4 410	5 990
<b>Avslut mtrl. tot</b>	26 460	35 940	26 460	35 940	26 460	35 940
Avslut arb./st	4 560	5 880	4 560	5 880	4 560	5 880
<b>Avsl. arb. Tot</b>	27 360	35 280	27 360	35 280	27 360	35 280
<b>Pris: Mtrl+arb.</b>	7 059 210	7 720 145	14 064 600	15 369 070	35 125 800	38 388 070
UH/km,år	1 027	1 027	1 027	1 027	1 027	1 027
UH/år	10 270	10 270	20 540	20 540	51 350	51 350
Nuv. UH 40 år 6%		154 525		309 050		7 726 250
<b>Mtrl+Arb.+UH</b>	7 059 210 kr	7 874 670 kr	14 064 600 kr	15 678 120 kr	35 125 800 kr	46 114 320 kr

Tabell 3-2. Spänningsrelaterade snittkostnader för 10-50 km, 52 kV, 3x1x240 mm<sup>2</sup> jordkabel för komplett kabelbaserad trefasöverföring.

Pris 240 mm <sup>2</sup>	1x240	1x240	1x240	1x240	1x240	1x240
	Lägst	Högst	Lägst	Högst	Lägst	Högst
Mtrl	PEX	PEX	PEX	PEX	PEX	PEX
Spänning (kV)	52	52	52	52	52	52
Längd (km)	10	10	20	20	50	50
Längd/trumma (m)	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Kabelpris/m	300	371	300	371	300	371
<b>Kabelpris tot</b>	9 000 000	11 130 000	18 000 000	22 260 000	45 000 000	55 650 000
Arbete/km	271 000	271 000	271 000	271 000	271 000	271 000
<b>Kabelarb. tot</b>	2 710 000	2 710 000	5 420 000	5 420 000	13 550 000	13 550 000
Skarv antal	9	9	18	18	48	48
Skarv pris/st	9 130	12 075	9 130	12 075	9 130	12 075
Skarvpris tot	82 170	108 675	164 340	217 350	438 240	579 600
Skarvarbete/st	5 880	12 000	5 880	12 000	5 880	12 000
<b>Skarv mtrl+arb</b>	135 090	216 675	270 180	433 350	720 480	1 155 600
Avslut antal	6	6	6	6	6	6
Avslut pris/st	4 410	5 990	4 410	5 990	4 410	5 990
<b>Avslut mtrl. tot</b>	26 460	35 940	26 460	35 940	26 460	35 940
Avslut arb./st	4 560	5 880	4 560	5 880	4 560	5 880
<b>Avsl. arb. Tot</b>	27 360	35 280	27 360	35 280	27 360	35 280
<b>Pris: Mtrl+arb.</b>	11 898 910	14 127 895	23 744 000	28 184 570	59 324 300	70 426 820
UH/km,år	1 027	1 027	1 027	1 027	1 027	1 027
UH/år	10 270	10 270	20 540	20 540	51 350	51 350
Nuv. UH 40 år 6%		154 525		309 050		7726250
<b>Mtrl+Arb.+UH</b>	11 898 910 kr	14 282 420 kr	23 744 000 kr	28 493 620 kr	59 324 300 kr	78 153 070 kr

I Figur 3-3 visas grafiskt skillnaden i kostnader för komplett kabelöverföring där 3 stycken 1-faskablar alternativt 1 stycken 3-faskabel, 240 mm<sup>2</sup> används. Av figuren framgår att 3-faskabelsystem är marginellt dyrare än 1-faskabel vilket möjligen kan hänföras till det cirka 5 ggr fler kabelskarvar i ett 3-fas kabelsystem jämfört med ett 1-fas kabelsystem. Dock är inte skillnaden i kostnader signifikant mellan de båda kompletta kabelsystemen varvid en säker slutsats kan dras.



Figur 3-3. Max- och minvärde av spänningsrelaterade jordkabelkostnader för komplett 1-fas (blå) och 3-fas (röd) kabel, 240 mm<sup>2</sup> inklusive UH 40 år, 6 % kalkylränta.

Tabell 3-3. Spänningsrelaterade snittkostnader för komplett 10 km enfas jordkabelsystem enligt EBR och leverantörer.

<b>Priser 10 km komplett kabelsystem</b>						
	<b>Lägst</b>	<b>Högst</b>	<b>Lägst</b>	<b>Högst</b>	<b>Lägst</b>	<b>Högst</b>
Mtrl	PEX 400mm <sup>2</sup>	PEX 400mm <sup>2</sup>	PEX 400mm <sup>2</sup>	PEX 400mm <sup>2</sup>	PEX 500mm <sup>2</sup>	PEX 500mm <sup>2</sup>
Spänning (kV)	52	52	72,5	72,5	145	145
Längd (km)	10	10	10	10	10	10
Längd/rulle (m)	3 000	2 000	2 500	1 500	1 475	800
Kabelpris/m	300	525	533	600	1 211	1 500
<b>Kabelpris tot</b>	3 000 000	5 250 000	5 330 000	6 000 000	12 110 000	15 000 000
Arbete/km	271 000	271 000	279 000	279 000	290 000	290 000
<b>Kabelarb. tot</b>	2 710 000	2 710 000	2 790 000	2 790 000	2 900 000	2 900 000
Skarv antal	9	12	9	18	18	36
Skarv pris/st	9 130	12 000	10 000	12 000	24 600	36 200
Skarvpris tot	82 170	144 000	90 000	216 000	442 800	1 303 200
Skarvarbete/st	5 880	5 880	7 600	7 600	9 340	9 340
<b>Skarv mtrl+arb</b>	135 090	214 560	158 400	352 800	610 920	1 639 440
Avslut antal	6	6	6	6	6	6
Avslut pris/st	4 200	5 990	5 200	8 930	53 700	71 700
<b>Avslut mtrl. tot</b>	25 200	35 940	31 200	53 580	322 200	430 200
Avslut arb./st	4 560	4 560	6 160	6 160	4 560	4 560
<b>Avsl.arb. Tot</b>	27 360	27 360	36 960	36 960	27 360	27 360
<b>Pris: Mtrl+arb.</b>	5 897 650	8 237 860	8 346 560	9 233 340	15 970 480	19 997 000
UH/km,år	1 027	1 027	1 027	1 027	1 027	1 027
UH/år	10 270	10 270	10 270	10 270	10 270	10 270
NuV UH 40 år 6%		154 525		154 525		154 525
<b>Mtrl+Arb.+UH</b>	5 897 650 kr	8 392 385 kr	8 346 560 kr	9 387 865 kr	15 970 480 kr	20 151 525 kr

Tabell 3-4. Spänningsrelaterade snittkostnader för komplett 20 km enfás jordkabel enligt EBR och leverantörer.

Priser 20 km komplett kabelsystem						
	<b>Lägst</b>	<b>Högst</b>	<b>Lägst</b>	<b>Högst</b>	<b>Lägst</b>	<b>Högst</b>
Mtrl	PEX 400mm <sup>2</sup>	PEX 400mm <sup>2</sup>	PEX 400mm <sup>2</sup>	PEX 400mm <sup>2</sup>	PEX 500mm <sup>2</sup>	PEX 500mm <sup>2</sup>
Spänning (kV)	52	52	72,5	72,5	145	145
Längd (km)	20	20	20	20	20	20
Längd/rulle	3 000	2 000	2 500	1 500	1 475	800
Kabelpris/m	300	525	533	600	1 211	1 500
<b>Kabelpris tot</b>	6 000 000	10 500 000	10 660 000	12 000 000	24 220 000	30 000 000
Arbete/km	271 000	271 000	279 000	279 000	290 000	290 000
<b>Kabelarb. tot</b>	5 420 000	5 420 000	5 580 000	5 580 000	5 800 000	5 800 000
Skarv antal	18	27	21	39	39	72
Skarv pris/st	9 130	12 000	10 000	12 000	24 600	36 200
Skarvpris tot	164 340	324 000	210 000	468 000	959 400	2 606 400
Skarvarbete/st	5 880	5 880	7 600	7 600	9 340	9 340
<b>Skarv mtrl+arb</b>	270 180	482 760	369 600	764 400	1 323 660	3 278 880
Avslut antal	6	6	6	6	6	6
Avslut pris/st	4 200	5 990	5 200	8 930	53 700	71 700
<b>Avslut tot</b>	25 200	35 940	31 200	53 580	322 200	430 200
Avslut arb./st	4 560	4 560	6 160	6 160	4 560	4 560
<b>Avsl. arb. Tot</b>	27 360	27 360	36 960	36 960	27 360	27 360
<b>Pris: Mtrl+arb.</b>	11 742 740	16 466 060	16 677 760	18 434 940	31 693 220	39 536 440
UH/km,år	1 027	1 027	1 027	1 027	1 027	1 027
UH/år	20 540	20 540	20 540	20 540	20 540	20 540
NuV UH 40 år 6%		309 051		309 051		309 051
<b>Mtrl+Arb.+UH</b>	11 742 740 kr	16 775 111 kr	16 677 760 kr	18 743 991 kr	31 693 220 kr	39 845 491 kr

Tabell 3-5. Spänningsrelaterade snittkostnader för komplett 50 km enfas jordkabel enligt EBR och leverantörer.

Priser 50 km komplett kabelfsystem						
	Lägst	Högst	Lägst	Högst	Lägst	Högst
Mtrl	PEX 400mm <sup>2</sup>	PEX 400mm <sup>2</sup>	PEX 400mm <sup>2</sup>	PEX 400mm <sup>2</sup>	PEX 500mm <sup>2</sup>	PEX 500mm <sup>2</sup>
Spänning (kV)	52	52	72,5	72,5	145	145
Längd (km)	50	50	50	50	50	50
Längd/rulle	3 000	2 000	2 500	1 500	1 475	800
Kabelpris/m	300	525	533	600	1 211	1 500
<b>Kabelpris tot</b>	15 000 000	26 250 000	26 650 000	30 000 000	60 550 000	75 000 000
Arbete/km	271 000	271 000	279 000	279 000	290 000	290 000
<b>Kabelarb. tot</b>	13 550 000	13 550 000	13 950 000	13 950 000	14 500 000	14 500 000
Skarv antal	48	72	57	99	99	186
Skarv pris/st	9 130	12 000	10 000	12 000	24 600	36 200
Skarvarbete/st	5 880	5 880	7 600	7 600	9 340	9 340
<b>Skarv mtrl+arb</b>	720 480	1 287 360	1 003 200	1 940 400	3 360 060	8 470 440
Avslut antal	6	6	6	6	6	6
Avslut pris/st	4 200	5 990	5 200	8 930	53 700	71 700
<b>Avslut tot</b>	25 200	35 940	31 200	53 580	322 200	430 200
Avslut arb./st	4 560	4 560	6 160	6 160	4 560	4 560
<b>Avsl.arb. Tot</b>	27 360	27 360	36 960	36 960	27 360	27 360
<b>Pris: Mtrl+arb.</b>	29 323 040	41 150 660	41 671 360	45 980 940	78 759 620	98 428 000
UH/km,år	1 027	1 027	1 027	1 027	1 027	1 027
UH/år	51 350	51 350	51 350	51 350	51 350	51 350
NuV UH 40 år 6%		772 627		772 627		772 627
<b>Mtrl+Arb.+UH</b>	29 323 040 kr	41 923 287 kr	41 671 360 kr	46 753 567 kr	78 759 620 kr	99 200 627 kr

### 3.2 Luftledning

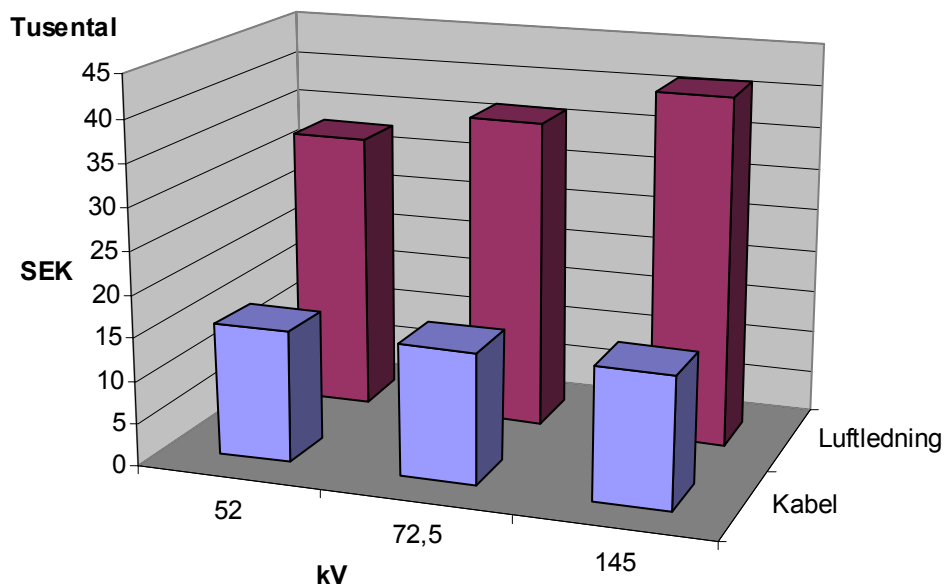
I Tabell 3-6 har de spänningsrelaterade kostnaderna för luftledningar angivits. Vidare har nuvärdet av UH beräknats med perioden 40 år och räntan 6 %. Värdena i fälten med grå bakgrund är hämtade ifrån EBR katalogen [1]. UH röjning genomförs i genomsnitt vart 8:e år enligt information från nätbolag. Tidsintervallet framgår inte klart i EBR katalogen.

Tabell 3-6. Spänningsrelaterade luftledningskostnader inklusive underhållskostnader.

kV	FeAl mm <sup>2</sup>	Materiel kr/km	Arbete kr/km	UH röjning kr/km, 8 år	UH röjning nuvärde	Totalt kr/km
145	593	526 000	248 000	2 738	41 197	815 197
72,5	329	258 000	184 000	2 425	36 487	478 487
52	241	251 000	185 000	2 188	32 921	468 921

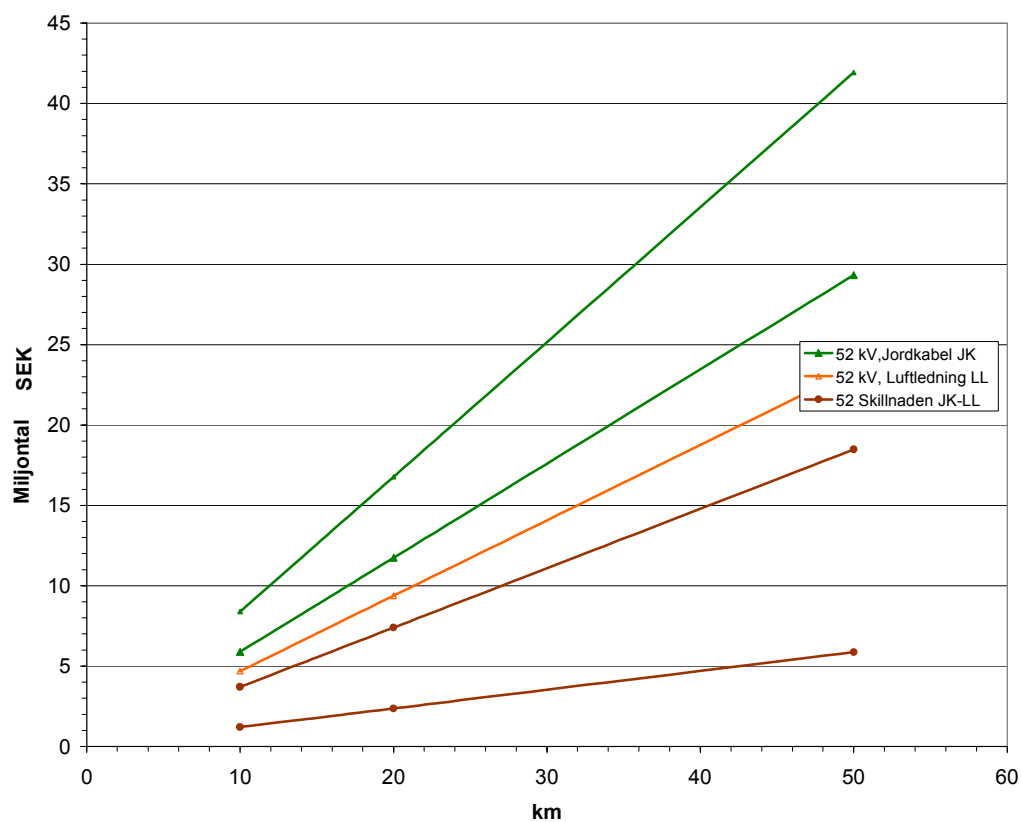
### 3.3 Jämförelse av totalkostnader för luftledning och jordkabel

I detta avsnitt görs en jämförelse mellan totalkostnader för luftledningar och jordkablar vid olika spänningsnivåer baserat på kostnader för materiel och arbete samt nuvärdet av kostnader för underhåll. Först visas nuvärdet av underhållskostnaderna, se Figur 3-4.



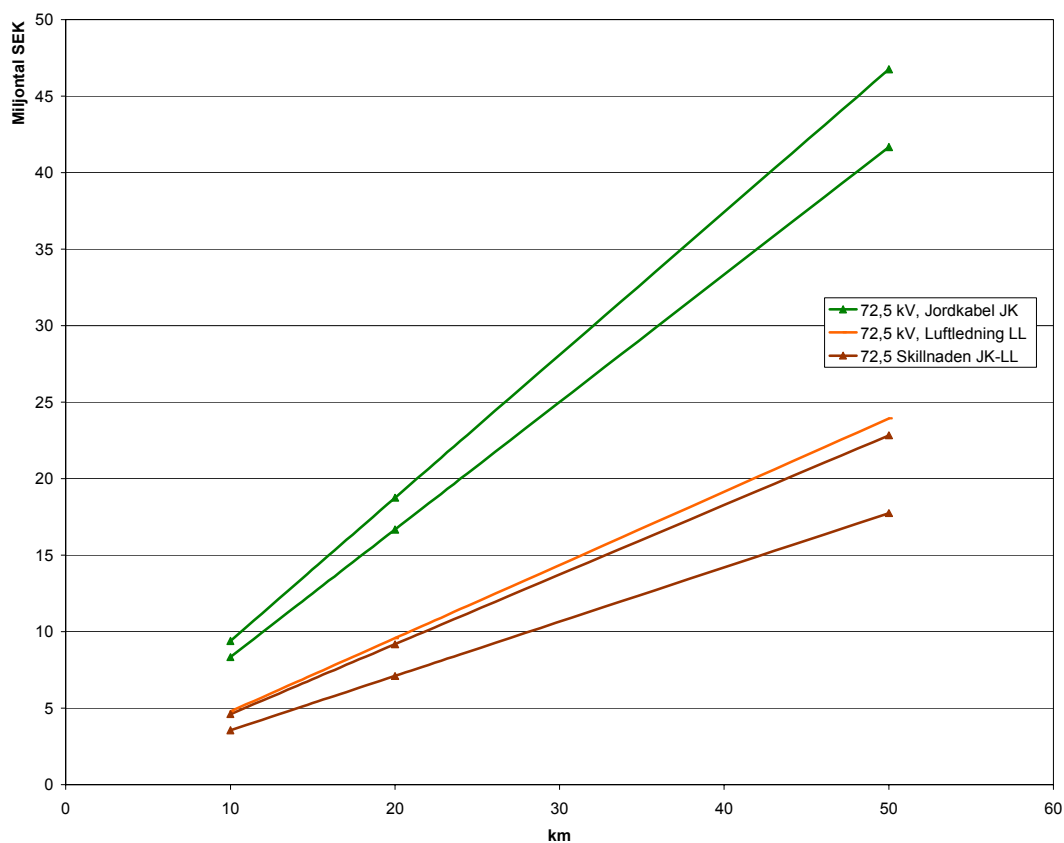
Figur 3-4. Nuvärdet av underhållsarbete och röjning per km, för kabel och luftledning som kalkyleras för 6 % ränta under en period 40 år

I Figur 3-5 till Figur 3-7 nedan visas jämförelser mellan totalkostnaderna vid de tre spänningsnivåerna.

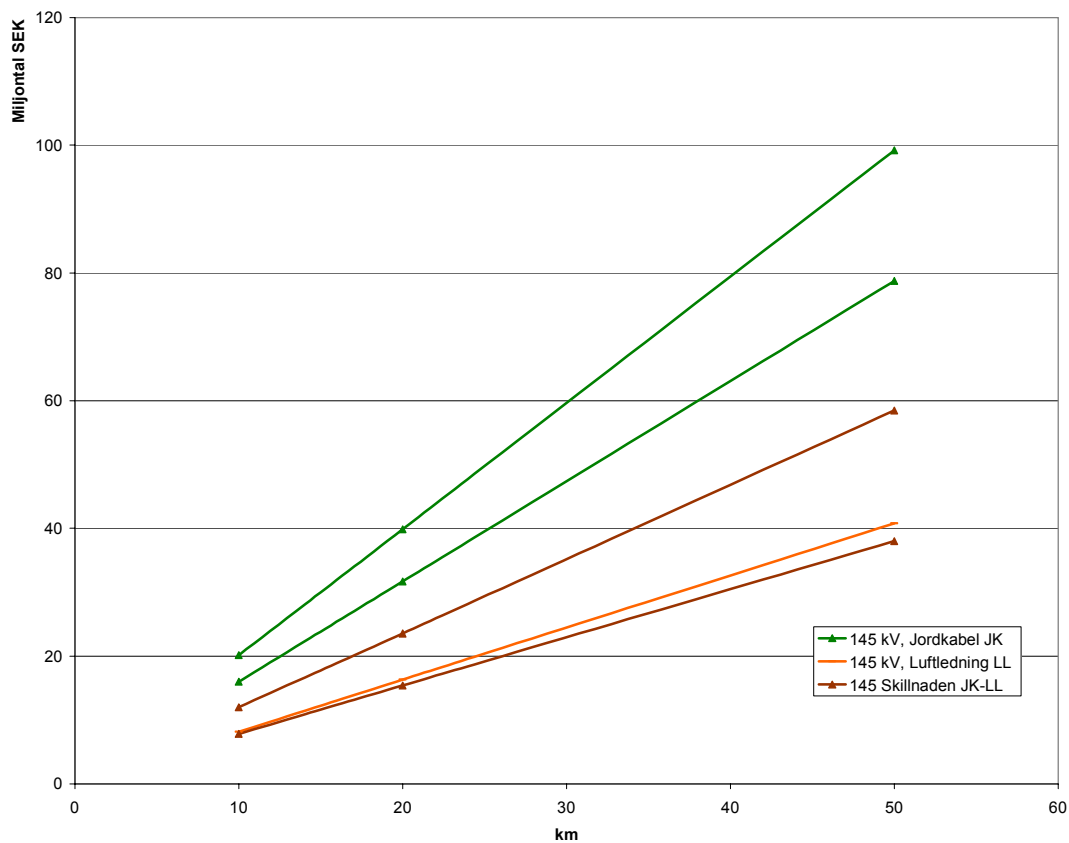


Figur 3-5. Max och minvärdet av de spänningsrelaterade jordkabels- och luftledningskostnaderna för 52 kV som funktion av ledningslängden inklusive UH-kostnaden samt skillnaden i kostnad jordkabel och luftledning. Kostnaderna avser ett komplett kabelsystem.

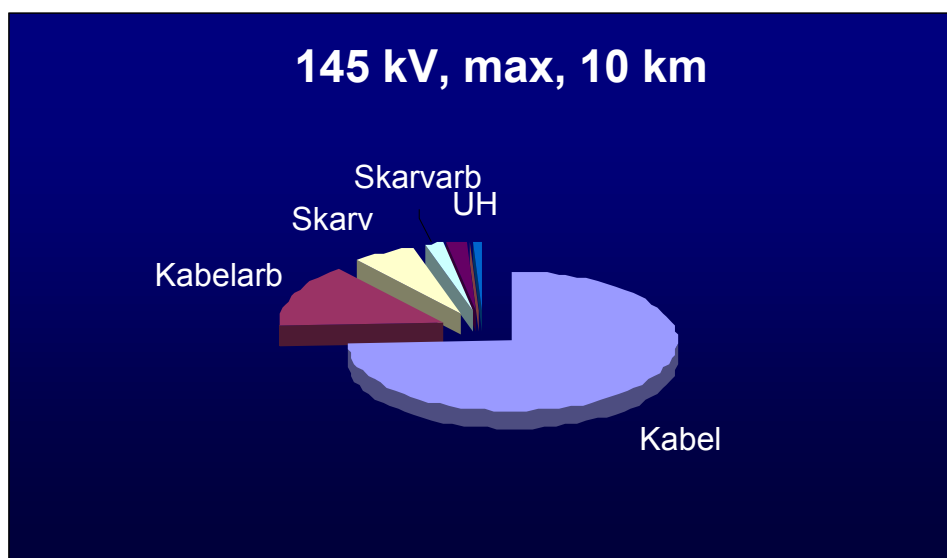




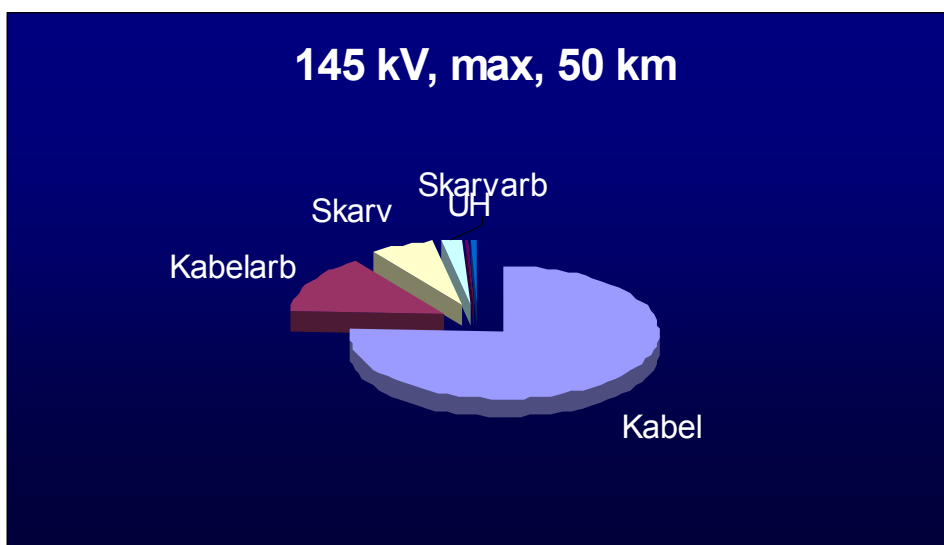
Figur 3-6. Max och minvärdet av de spänningsrelaterade jordkabels- och luftledningskostnaderna för 72,5 kV som funktion av ledningslängden inklusive UH-kostnaden samt skillnaden i kostnad jordkabel och luftledning. Kostnaderna avser ett komplett kabelsystem.



Figur 3-7. Max och minvärdet av de spänningsrelaterade jordkabels- och luftledningskostnaderna för 145 kV som funktion av ledningslängden inklusive UH-kostnaden samt skillnaden i kostnad jordkabel och luftledning. Kostnaderna avser ett komplett kabelsystem.



Figur 3-8. Kostnadsfördelning för 10 km PEX kabel 145 kV, arbete, material och UH



Figur 3-9. Kostnadsfördelning för 50 km PEX kabel 145 kV, arbete, material och UH

## 4 Förlustkostnader

Kostnader för energiförluster hos luftledningar och kablar i regionnätet kan beräknas med kännedom om resistans och strömbelastning. Med hänsyn till den begränsade tillgången på information om belastningsvariationerna under året och under dygnet, samt osäkerheter i bedömningen av belastningens utveckling under längre tid, kan man införa följande förenklingar:

- Den aktiva belastningseffekten representeras av den maximala effekten  $P_{max}$  under året samt utnyttjningsfaktorn  $\varepsilon_p$ .
- Den reaktiva belastningseffekten representeras med hjälp av en genomsnittlig effektfaktor,  $\cos \varphi$ .

Belastningsförlusterna kan därefter beräknas genom att först uppskatta den motsvarande utnyttjningsfaktorn  $\varepsilon_f$  för förlusterna, vilket kan göras med något av följande empiriska samband [6]:

$$\varepsilon_f = \frac{\varepsilon_p}{2 - \varepsilon_p}$$

$$\varepsilon_f = \frac{2 \cdot \varepsilon_p^2}{1 + \varepsilon_p}$$

$$\varepsilon_f = k \cdot \varepsilon_p^2 \quad (1,2 < k < 1,5)$$

$$\varepsilon_f = 0,13 \cdot \varepsilon_p + 0,87 \cdot \varepsilon_p^2$$

Med en typisk utnyttjningstid av ca 3000 h för regionnätsledningar, får man att  $\varepsilon_p$  är av storleksordningen 0,3. Genom användning av sambanden ovan fås då att  $\varepsilon_f$  befinner sig i intervallet 0,11-0,18. Ett typiskt värde för  $\varepsilon_f$  är alltså ca 0,15.

Därefter beräknas energiförlusterna per år enligt:

$$W = \varepsilon_f \cdot P_{f_{max}} \cdot T = \varepsilon_f \cdot R \cdot 3 \cdot I_{max}^2 \cdot T = \varepsilon_f \cdot R \cdot \frac{P_{max}^2}{\cos^2 \varphi \cdot U^2} \cdot T$$

där

$R$  är luftledningens eller kabelns resistans per fas

$I_{max}$  är maximala belastningsströmmen per fas

$U$  är systemspänningen

$T$  är 8760 h

Om man baserar beräkningarna på ledningens maximala belastningsström  $I_{max}$  enligt formeln ovan, kan man generalisera uppskattningen av förlustkostnaderna per år och km. Figur 4-1 och Figur 4-2 visar årskostnaderna för energiförluster vid olika typiska ledare hos ledningar och kablar i regionnäten då energipriset antas vara 300 kr/MWh. För beräkning av nuvärdet av förlustkostnaderna under 40 år vid kalkylräntan 6 % multipliceras årskostnaden med 15,0.

De använda värdena på luftledningarnas och kablarnas resistans per fas och km framgår av Tabell 4-1 och Tabell 4-2.

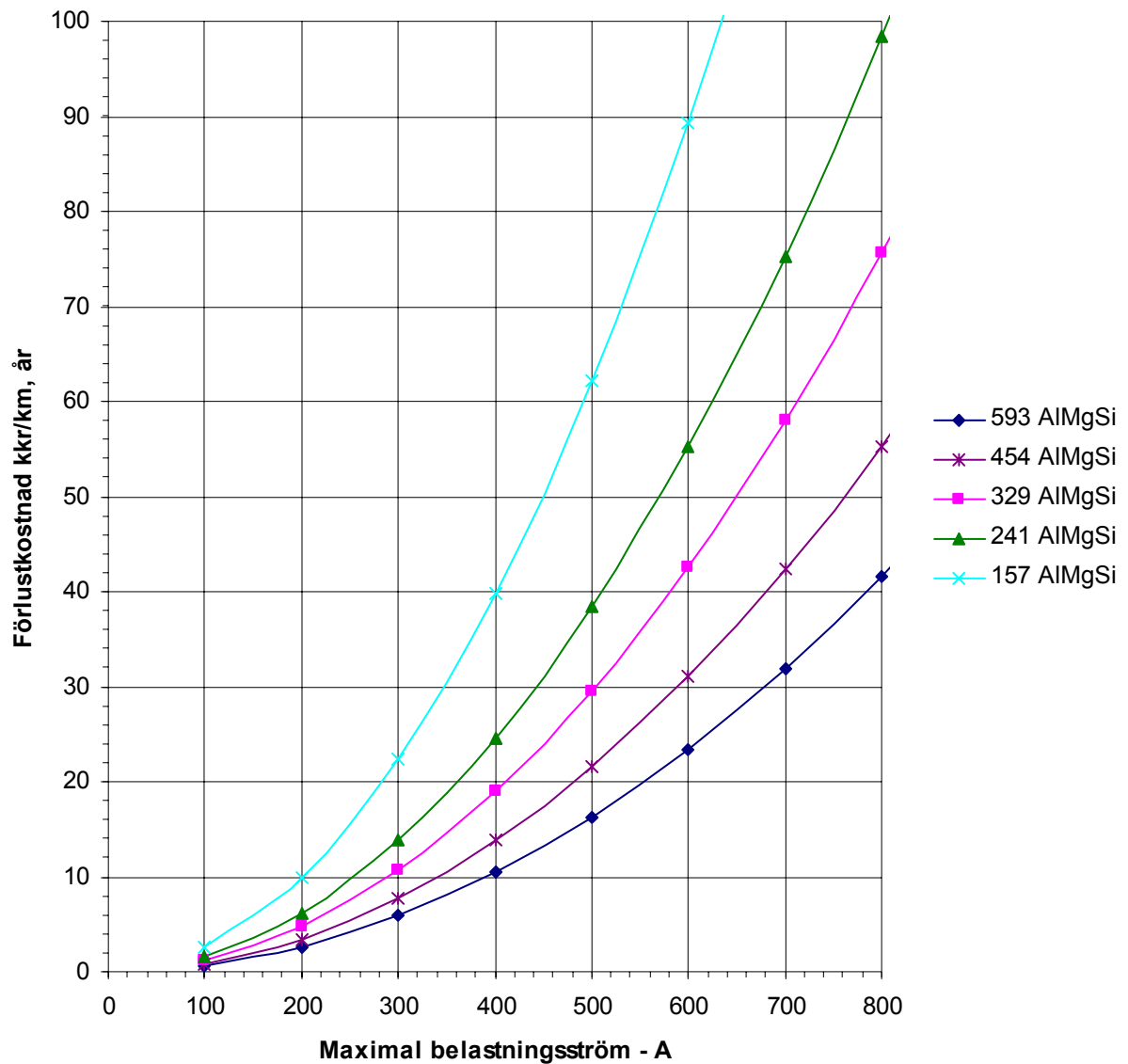
Tabell 4-1. Använda resistansvärden för luftledningarna vid beräkning av förlustkostnader.

Luftledning AlMgSi-lina (mm <sup>2</sup> )	Resistans (Ω/fas, km)
157	0,21
241	0,13
329	0,10
454	0,073
593	0,055

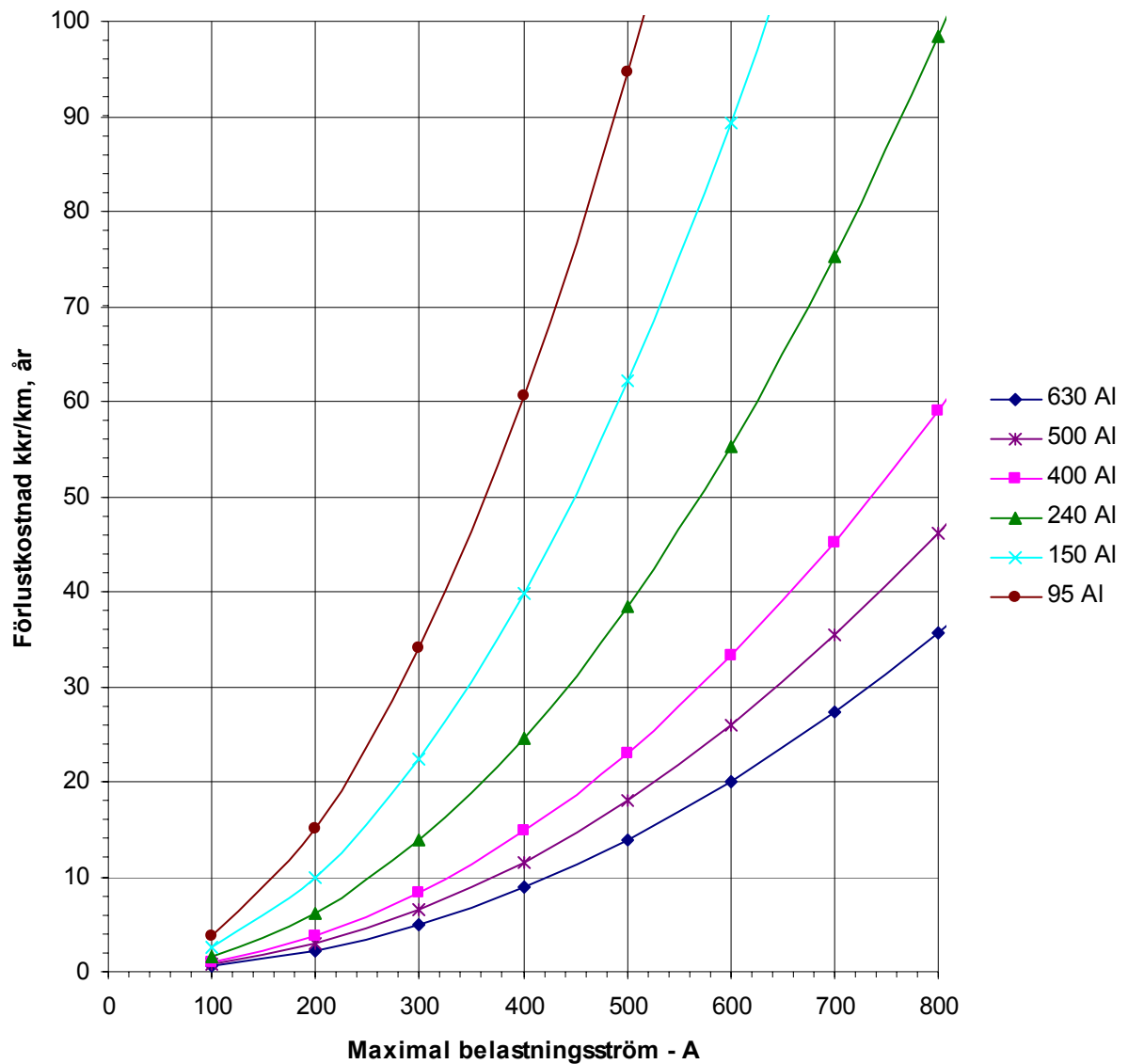
Tabell 4-2. Använda resistansvärden för kablar vid beräkning av förlustkostnader.

Kabel Al-ledare (mm <sup>2</sup> )	Resistans (Ω/fas, km)
95	0,32
150	0,21
240	0,13
400	0,078
500	0,061
630	0,047

Med tanke på övriga osäkerheter i uppskattningen av energiförlusterna, har tillkommande förluster på grund av strömförträngning samt strömmar i kabelskärmar utelämnats. Hos kablar kan dessa förluster uppgå till 10-30 % av ledarförlusterna, främst beroende på vilket sätt kabelskärmarna jordas. En fullständig beskrivning av hur de totala kabelförlusterna beräknas återfinns i IEC 60287-1-1.



Figur 4-1 Årlig förlustkostnad per km luftledning som funktion av maximal belastningsström vid energipriset 300 kr/MWh och med utnyttjningsfaktorn 0,15 för förlusterna.



Figur 4-2 Årlig förlustkostnad per km kabel som funktion av maximal belastningsström vid energipriset 300 kr/MWh och med utnyttjningsfaktorn 0,15 för förlusterna.

## 5 Avbrottskostnader

Elkundernas kostnader för elavbrott beror på antalet inträffade avbrott samt avbrottens varaktighet. Den tillgängliga statistiken för elavbrott omfattar normalt endast avbrott längre än tre minuter, och det är kostnader för dessa avbrott som huvudsakligen behandlas i detta avsnitt.

I allmänt tillgänglig statistik över avbrott i elförsörjningen redovisas inte specifikt vilka avbrott som orsakas av fel i regionnäten. Det är alltså svårt att direkt bedöma hur valet av teknik för nya regionnätsledningar, dvs luftledning eller kabel, påverkar avbrottskostnaderna. Med hjälp av driftstörningsstatistik, som ställts till förfogande av Vattenfall Eldistribution, är det dock möjligt att dra vissa slutsatser om hur fel på regionnätsledningarna orsakar avbrott hos elkunderna. Baserat på dessa slutsatser kan man därefter uppskatta storleken av de avbrottskostnader som härrör från ledningsfel i regionnäten. Resultaten gäller för luftledningar eftersom dessa utgör den allt överskuggande delen av dagens regionnätsledningar. Med vissa antaganden om felfrekvensen hos kablar i förhållande till luftledningar kan man dock göra bedömningar av hur mycket avbrottskostnaderna kan påverkas genom val av teknik för nya regionnätsledningar.

Allmänt gäller att regionnätsledningar på olika spänningsnivåer ger olika risk för avbrott beroende på regionnätets struktur:

- Ledningar som ingår i maskade nätdelar orsakar inte avbrott längre än tre minuter vid ledningsfel. Detta gäller för stora delar av 130 kV näten.
- Ledningar som ingår i slingformade nät mellan regionnätsstationer, men som drivs radiellt genom sektionering i slingorna, orsakar vid ledningsfel avbrott som är längre än tre minuter men ofta kortare än en timme genom omkopplingar i nätet. Detta gäller för stora delar av 70-40 kV näten.
- Radiella ledningar som vid ledningsfel orsakar avbrott tills felet reparerats. Radiella ledningar förekommer i mindre grad på samtliga spänningsnivåer. Kablar används inte i radiella ledningar på regionnätetsnivå på grund av långa reparationstider.

I följande avsnitt beskrivs hur driftstörningsstatistiken har använts för att uppskatta elkundernas avbrottskostnader på grund av fel på regionnätsledningar.

### 5.1 Avbrott längre än tre minuter

#### 5.1.1 Analys av Vattenfalls driftstörningsstatistik för regionnät

Sambandet mellan fel på regionnätsledningar och avbrott hos elkunderna analyserades med hjälp av Vattenfall Eldistributions driftstörningsstatistik för 2003. Denna statistik täcker ca hälften av de svenska regionnäten och kan därför anses vara representativt även för de övriga regionnäten i landet. Statistiken är företagsintern, varför endast nyckeltal viktiga för analysen återges här.

Redovisningen av antalet avbrott längre än tre minuter är uppdelad på de spänningsnivåer där Vattenfall levererar el till sina abonnenter på regionnätetsnivå, dvs 130-70 kV, 50-40 kV, 30-20 kV samt 10-6 kV. Till dessa abonnemangspunkter finns elkunderna anslutna antingen direkt eller via distributions- och lokalnät. Avbrott i en abonnemangspunkt medför därför alltid avbrott hos elkunder. Statistiken visar att under en tioårsperiod var antalet avbrott i genomsnitt



34 per år för abonnenter på spänningsnivån 130-70 kV samt 90 per år på spänningsnivån 50-40 kV.

Statistiken för totala antalet fel i regionnäten under en tioårsperiod visar att antalet fel per år är ungefär lika med antalet avbrott till abonnenter på regionnätets nivå, dvs felfrekvensen är ungefär densamma som avbrottsfrekvensen. Fel som avklaras via snabbåterinkoppling av ledningar ingår ej.

#### 5.1.1.1 Felfrekvens hos regionnätetsledningar

Antalet ledningsfel under 2003 användes för att beräkna hur stor del av avbrotten som orsakas av ledningsfel respektive fel i stationer. Efter att ha uteslutit de fel som åtgärdats genom snabbåterinkoppling blev resultatet att 67 % av samtliga fel i regionnäten är ledningsfel. Detta samband mellan avbrottsfrekvens och felfrekvens, tillsammans med den framräknade andelen ledningsfel, kan användas för att uppskatta felfrekvenserna hos ledningar för 130-70 kV respektive 50-40 kV:

- Med en sammanlagd ledningslängd av 8454 km 130-70 kV ledningar, och med 34 avbrott per år på spänningsnivån 130-70 kV, fås frekvensen av ledningsfel som  $0.67 \times 34 / 8454 \times 100 = 0,3$  fel per 100 km och år.
- Med en sammanlagd ledningslängd av 5800 km 50-40 kV ledningar, och med 90 avbrott per år på spänningsnivån 50-40 kV, fås frekvensen av ledningsfel som  $0.67 \times 90 / 5800 \times 100 = 1,0$  fel per 100 km och år. Eftersom många av ledningsfelen på 130-70 kV i praktiken även ger fel på spänningsnivån 50-40 kV, är det rimligt att dra ifrån felfrekvensen för 130-70 kV ledningarna. Resultatet för 50-40 kV ledningar blir då 0,7 fel per 100 km och år.

De framräknade felfrekvenser för 130-70 kV och 50-40 kV ledningar bygger på det rimliga antagandet att fel i stamnätet inte bidrar till avbrott längre än tre minuter på regionnätets nivå.

#### 5.1.1.2 Felfrekvens hos kablar i regionnäten

Ovannämnda felfrekvenser gäller huvudsakligen luftledningar eftersom dessa utgör den allt överskuggande delen av dagens regionnätetsledningar. Motsvarande felfrekvenser för kablar är svåra att uppskatta av flera anledningar:

- De statistiska uppgifterna om kabelfel som återfinns i Nordels driftstörningsstatistik [2] omfattar bara 130 kV kablar (som mestadels förekommer i större städer).
- Statistiska uppgifter om kabelfel vid spänningarna 70-40 kV finns ännu ej tillgängliga. På nordisk nivå har ett arbete med att samla in sådan information inletts och en första rapport kommer att publiceras av Svensk Energi under 2007 [5].
- Det statistiska underlaget för kabelfel på dessa spänningsnivåer är litet och kommer så att förbli under åtskilliga år framöver.

I avvaktan på tillförlitlig statistik för kabelfel på spänningsnivåerna 130-40 kV kan man försiktigtvis anta att kablar har en felfrekvens som är ca hälften så stor som luftledningar på motsvarande spänningsnivå, när det gäller fel som orsakar avbrott längre än tre minuter.

Eventuella risker för ökad felfrekvens hos kablar då en ledning utförs som en blandning av luftledning och kabel diskuteras i avsnitt 6.

### 5.1.2 Elkundernas kostnader vid avbrott

Vattenfalls störningsstatistik visar också att medelvärdet av avbrottstiden under en tioårsperiod var ca 1 timme på samtliga spänningsnivåer och den avstängda energin per avbrott (baserad på abonnerad effekt) var i genomsnitt 3,5 MWh för samma period. Detta innebär att avbrotten i genomsnitt omfattade 3,5 MW abonnerad effekt.

#### 5.1.2.1 Avbrottskostnader för olika kundkategorier

Kostnader som uppstår hos elkunder av olika kategorier vid avbrott av olika varaktighet, behandlas utförligt i en Elforskrappport från 2006 [3]. Eftersom den genomsnittliga avbrottstiden vid fel i regionnäten är ca 1 timme, används de kostnader som anges i rapporten för ”ej aviserade avbrott” med samma varaktighet. Medelvärden av kostnaderna visas i Tabell 5-1 för samtliga typer av elkunder, uttryckt i kr/kW abonnerad effekt.

Tabell 5-1 Avbrottskostnad i kr/kW abonnerad effekt för olika elkunder vid ej aviserat avbrott under 1 timme.

Hushåll	Jordbruk	Industri	Handel/tjänster	Offentlig verksamhet
kr/kW	kr/kW	kr/kW	kr/kW	kr/kW
2	8	61	170	35

#### 5.1.2.2 Elkonsumtionens fördelning på kundkategorier

Man kan få en allmän uppfattning om elkundernas fördelning på olika kategorier genom att studera SCB:s statistik för elkonsumtionen i Sverige. I Tabell 5-2 visas den procentuella fördelningen av elkonsumtionen 2004 enligt SCB [7].

Tabell 5-2 Fördelning av elkonsumtionen 2004 enligt SCB.

Hushåll	Jordbruk	Industri	Service
26 %	2 %	41 %	31 %

Genom att väga samman siffrorna i Tabell 5-1 och Tabell 5-2 kan man dra slutsatsen att den genomsnittliga avbrottskostnaden för elkunderna är ca 58 kr/kW abonnerad effekt då felet varar en timme. Kategorin ”Service” antas då innehålla 50 % ”Handel/tjänster” respektive 50 % ”Offentlig verksamhet”. Ett genomsnittligt fel i regionnäten, med en avstängd abonnerad effekt av 3,5 MW under en timme, orsakar alltså kostnader av ca 200 kkr för elkunderna.

### 5.1.3 Beräkning av avbrottskostnader vid fel på regionnätledningarna

Den uppskattade frekvensen av avbrott på grund av ledningsfel samt avbrottens varaktighet, tillsammans med information om avbrottskostnaderna för olika kategorier av elkunder, kan användas för att uppskatta kostnader vid fel på regionnätledningarna i det specifika fallet.

1. Uppskatta skillnaden i antalet avbrott per år p.g.a. fel på berörda regionnätledningarna vid användning av luftledning respektive kabel. Använd felfrekvensen 0,3 respektive 0,7 fel per 100 km och år för luftledningar 130-70 kV respektive 50-40 kV. Använd förslagsvis halva felfrekvensen för kablar, i brist på annan information om felrisken.
2. Använd avbrottstiden 1 tim vid fel på luftledning eller kabel.
3. Uppskatta berörda elkunders fördelning på kundkategorier eller använd Tabell 5-2 i brist på annan information.
4. Uppskatta kundkategoriernas abonnerade effekt. Eventuellt kan den installerade transformatoreffekten i regionnätstationen användas som utgångspunkt för uppskattningen.
5. Använd Tabell 5-1 för att uppskatta total årlig avbrottskostnad.
6. Beräkna nuvärdet av avbrottskostnaderna under exempelvis 40 år.

### 5.2 Korta avbrott och spänningsdippar

Kortare avbrott än tre minuter och kortvariga spänningsdippar ger också upphov till kostnader för elkunderna, men de aktuella kostnaderna är starkt beroende av vilken typ av elkund som berörs: processindustrin drabbas i allmänhet av mycket stora kostnader, medan handel, service, jordbruk och hushåll drabbas av kostnader i mindre eller mycket liten grad.

Det är därför svårt att generellt beskriva hur valet av teknik för regionnätledningarna påverkar kostnaderna för korta avbrott och spänningsdippar, dessa måste istället bedömas i det aktuella fallet med hänsyn till den geografiska fördelningen av dippkänsliga kunder. Man kan dock i allmänna ordalag beskriva hur valet av teknik påverkar förekomsten av korta avbrott och spänningsdippar:

- Frekvensen av korta avbrott och spänningsdippar orsakade av åskfel, som uppgår till ca 1,5-2 per 100 km och år för de svenska regionnätledningarna, minskar i proportion till andelen kabel i ledningsnätet eftersom kablar inte träffas av blixtnedslag.
- Övergående fel hos luftledningar är till en stor del väderberoende och inträffar därmed framförallt under perioder av åska eller annat dåligt väder. Denna koncentration i tid försämrar ofta situationen när det gäller avbrott, men kan vara en mildrande faktor när det gäller spänningsdippar. Större industriella anläggningar, som drabbas mest av dipparna, behöver ofta flera timmar för att återstarta produktionen efter en spänningsdipp. Om flera dippar inträffar inom några timmar får det alltså liknande konsekvenser som om det bara hade inträffat en enstaka spänningsdipp.
- Impedansen per kilometer är mycket mindre för kablar jämfört med luftledningar. Konsekvensen är att fel i nät som innehåller kablar ger större felströmmar och därmed större spänningsdippar, oberoende av om felet inträffar hos en luftledning eller i en kabel.

Man kan alltså konstatera att uppskattningar av kostnaden för korta avbrott och dippar är svårt att generalisera. En förstudie inom detta område har dock utförts på uppdrag av Elforsk [4].

## 6 Övergång mellan luftledning och kabel

Istället för att välja renodlade utföranden när det gäller luftledning eller kabel, kan i vissa fall en kombination av de båda teknikerna visa sig fördelaktig ur samhällskostnadssynpunkt. Exempelvis kan en ny ledning tänkas bli utförd delvis som luftledning där förhållandena är lämpliga, och delvis som kabel där förhållandena så kräver. Två frågor måste då besvaras:

- Hur stor är den tillkommande kostnaden för varje övergång mellan luftledning och kabel?
- Finns risk för ökad felfrekvens hos kablarna, och därmed ökade avbrottskostnader, då man använder båda teknikerna i samma ledning?

### 6.1 Kostnader för övergång mellan luftledning och kabel

För varje övergång mellan luftledning och kabel fordras att man anordnar en 300-600 m lång ändsträcka som ska utgöra skydd mot höga överspänningar hos kabeln. På ändsträckan anordnas stolpjordtag för jordning av regler eller isolatorfästen. Vid de högre spänningsnivåerna monteras topplinor. Luftledningen avslutas med en ändstolpe som innehåller kabelavslutningar samt avledare som skydd för kabeln. De tillkommande kostnaderna för att anordna en övergång mellan luftledning och kabel redovisas i Tabell 6-1.

Tabell 6-1 Tillkommande kostnader för övergång mellan luftledning och kabel.

Materiel	mängd	52 kV	72,5 kV	145 kV
		kr	kr	kr
Stolpjordtag	4 st	15 440	-	-
Jordlina	300 m	12 900	-	-
Topplinor inkl jordningar	600 m	-	158 000	158 000
Ändstolpe	1 st	41 200	41 200	174 000
Kabelavslutning, polymer	3 st	31 500	45 300	237 300
Avledare	3 st	32 700	32 700	66 900
<b>Totalt</b>		<b>133 740</b>	<b>277 200</b>	<b>636 200</b>

### 6.2 Risk för ökade avbrottskostnader

Risken för ökade avbrottskostnader i samband med övergångar mellan luftledning och kabel hänger samman med den påkänning som kabeln utsätts för vid blixtnedslag i luftledningen. I föregående avsnitt beskrevs hur ledningen måste förses med en ändsträcka före övergången till kabel och hur kabeln skyddas med avledare i anslutning till kabelavslutningarna. I detta avsnitt redovisas resultaten av överspänningsberäkningar som utförts för att bedöma om det finns en ökad risk för fel på kabeln på grund av blixtnedslag i luftledningen.

Om ett blixtnedslag sker utanför ändsträckan, dvs. i trästolpar med isolerade isolatorfästen, kommer överspänningarna att begränsas genom överslag till jord längs stolpbenen. När överspänningsvågen når fram till ändsträckan, som är försedd med jordade isolatorfästen, begränsas spänningen genom överslag hos isolatorerna. Beroende på aktuella jordningsförhållanden (i form av stolpjordtag, längsgående jordledare eller topplina) begränsas spänningen till några hundra kV. Ytterligare reduktion av spänningen sker vid de avledare som finns installerade vid övergången mellan luftledning och kabel.

Om ett nedslag sker i ändsträckan, dvs. i trästolpar med jordade isolatorfästen, kommer överspänningarna att begränsas till några hundra kV genom överslag hos isolatorerna. Spänningen begränsas därefter vid övergången till kabeln på samma sätt som beskrivits ovan.

Ovanstående beskrivningar av nedslag gäller både för den första (vanligen negativa) blixurladdningen och för de efterföljande urladdningar som förekommer vid ca hälften av alla blixtnedslag, s.k. multipelblixtar. De efterföljande urladdningarna har oftast en lägre strömamplitud än den första, men deras vågform har en brantare front. Brantheten är viktig när det gäller skydd mot överspänningar i stationer, men är inte kritiskt vid skydd av kablar. Multipelblixtar berörs därför inte fortsättningsvis.

I det följande beskrivs resultaten av överspänningsberäkningar som visar hur stor påkänning kabeln utsätts för vid ett kraftigt blixtnedslag i ledningen strax intill övergången till kabeln. Beräkningarna är utförda för systemspänningen 40 kV, som är den mest ogynnsamma när det gäller skydd mot blixtnedslag. Detta beror på att 40 kV ledningar normalt inte har topplinor på ändsträckan, vilket ledningar för högre spänningar nästan alltid har. Istället används jordade isolatorfästen för att begränsa överspänningarna på ändsträckan.

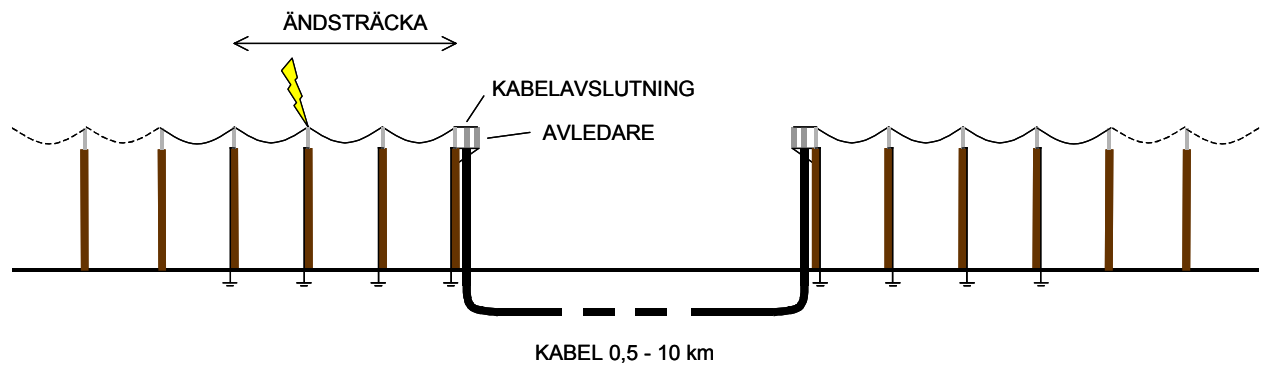
### 6.2.1 Representativ blixtpåkänning

Vid överspänningsberäkningar är blixtrörelsens amplitud den primära statistiska parametern. Genom att välja en tillräckligt hög blixtamplitud, t.ex. 90 kA, som överskrider av endast 5 % av alla blixtar enligt Cigré [8], och dessutom förutsätta att blixtnedslaget sker i luftledningens ändsträcka, har man åstadkommit förhållanden som är så osannolika att de kan betraktas som ett värsta fall. Vattenfalls driftstörningsstatistik för 40 kV ledningar visar att felfrekvensen på grund av åska i genomsnitt är ca 1,5 fel per 100 km och år under den senaste tioårsperioden. Vid 40 kV kan man anta att denna siffra är identisk med nedslagsfrekvensen eftersom nästan samtliga träffar resulterar i ett övergående ledningsfel. Detta innebär att sannolikheten att ett blixtnedslag inträffar på den 300-600 m långa ändsträckan är mindre än 1 % per år.

### 6.2.2 Modell för överspänningsberäkningar

För överspänningsberäkningarna användes en trefasig modell i beräkningsprogrammet EMTP/ATP enligt Figur 6-1, med typiska värden för 40 kV ledningar. För luftledningen och kabeln inklusive skärm användes frekvensberoende modeller med typiska geometriska data. Isolatorerna på ändsträckan har jordade isolatorfästen och representeras av en överslagsmodell med isolationsnivån 250 kV vid kort stöt. Isolatorfästena är anslutna via 8 m långa nedledare till separata stolpjordtag med jordtagsmotståndet 50  $\Omega$ , utom i sista stolpen där isolatorfästen, kabelskärm och avledare är anslutna till ett separat stolpjordtag om 30  $\Omega$ . Avledarna har märkspänningen 48 kV och skyddsnivån 137,5 kV vid 10 kA, vilket är 10 % över den nominella skyddsnivån 125 kV med hänsyn till de snabba strömvariationerna. Blixtnedslaget, som antas träffa en av faserna i ändsträckan, modelleras med en strömgenerator med amplituden 90 kA med inre impedansen 400  $\Omega$ . För beräkningarna används medianvärden för

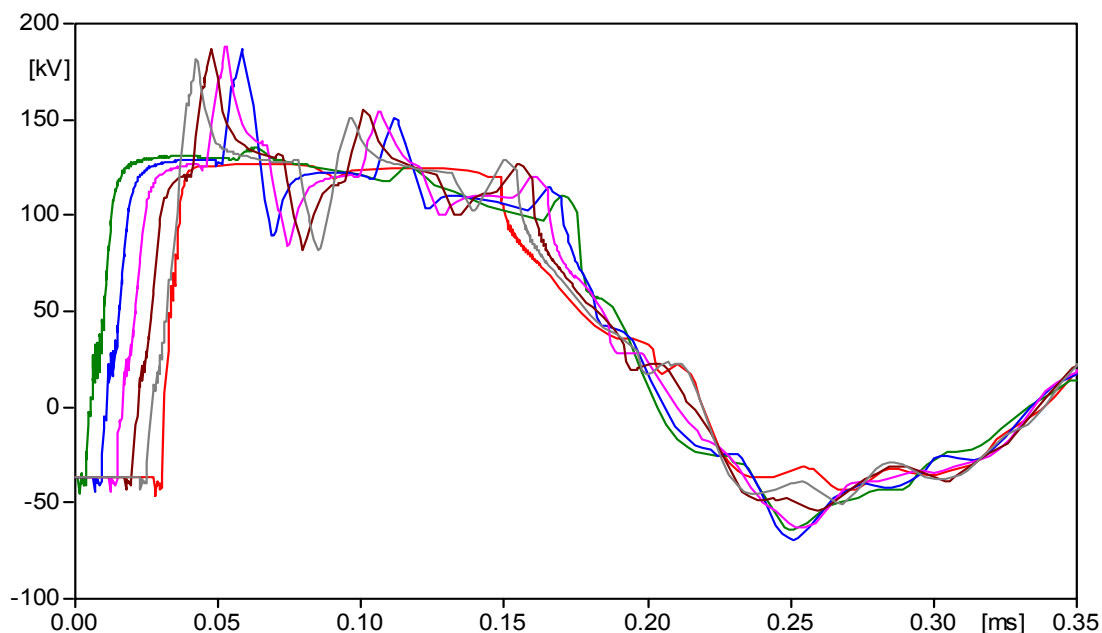
strömvågens form vid 90 kA enligt Cigré [8]: fronttid 5,8  $\mu\text{s}$ , maximal branthet 35 kA/ $\mu\text{s}$  och halvvärdestid 75  $\mu\text{s}$ . Driftspänningen hos ledningen är 44 kV med ett fasläge som valdes för att ge högsta överspänningar.



Figur 6-1 Modell för beräkning av överspänningar hos kabel vid blixtnedslag i luftledningens ändsträcka.

### 6.2.3 Resultat av överspänningsberäkningar

Positionen för den maximala överspänningsnivån utmed en kabel varierar beroende på kabelns längd. Överspänningarna beräknades därför i kabelns ändpunkter samt på 20, 40, 60 och 80 % av kabellängden, som varierades från 0,5 km till 10 km. Ett exempel på beräknade överspänningar visas i Figur 6-2 för ledningslängden 5 km.

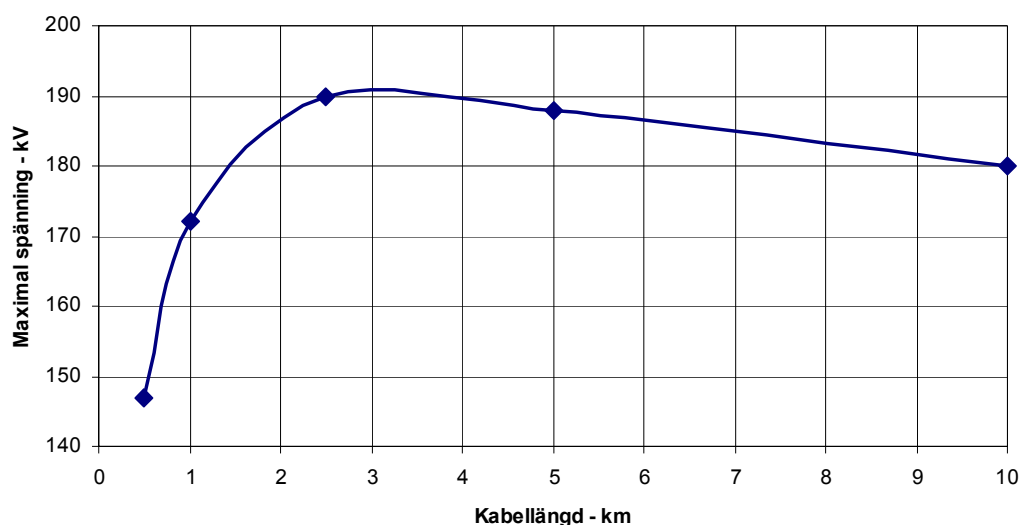


Figur 6-2 Beräknade överspänningar vid 0 % (grön), 20 % (blå), 40 % (violett), 60 % (brun), 80 % (grå) samt 100 % (röd) av kabellängden för en 5 km lång kabel vid ett 90 kA blixtnedslag i ändsträckan.

De beräknade maximala överspänningsnivåerna visas i Tabell 6-2 för samtliga ledningslängder. I Figur 6-3 sammanfattas de maximala beräknade spänningarna som en funktion av kabellängden från 0,5 till 10 km.

Tabell 6-2 Beräknade överspänningar vid olika positioner utmed kabelns längd.

Kabellängd	Position utmed kabelns längd					
	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
km	kV	kV	kV	kV	kV	kV
0,5	133	147	144	142	135	122
1	137	156	161	172	162	126
2,5	139	172	190	187	178	126
5	135	187	188	187	182	126
10	131	172	177	180	179	125



Figur 6-3 Beräknad maximal spänning hos kabeln som funktion av kabellängden.

#### 6.2.4 Slutsatser av överspänningsberäkningar

Som framgår av figuren är den högsta beräknade överspänningsnivån ca 190 kV. Denna siffra ska jämföras med den normala isolationsnivån vid kort stöt som är 250 kV för 52 kV kablar. På grund av den stora marginalen (>30 %) mellan isolationsnivån och de beräknade överspänningarna hos kabeln, torde det inte finnas någon anledning att befara en ökad risk för kabelfel orsakade av blixtnedslag i luftledningen närmast kabeln. Övergångar mellan luftledning och kabel påverkar därför inte heller avbrottskostnaderna för elkunderna.

## 7 Beräkningsexempel

### 7.1 Checklista

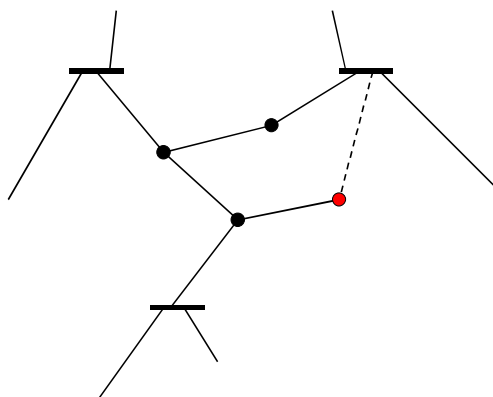
En checklista med lämplig information för att kunna göra relevanta bedömningar av kostnader för olika ledningsalternativ vid koncessionsärenden föreslås enligt nedan:

Tabell 7-1. Checklista vid bedömning av kostnader för luftledningar och kablar

Kostnad	Område
Investeringskostnad	Geografiskt område (city, tätort, landsbygd) Ledningslängd och andel kabelsträcka (vid blandat utförande) Systemspänning Ledararea Antal övergångar LL/JK (vid blandat utförande)
Underhållskostnad	Kalkylperiod (koncessionstid 40 år) Kalkylränta
Förlustkostnad	Max- och medeleffekt samt effektfaktor alternativt max- och medelströmbelastning
Avbrottskostnad	Skillnad i avbrottsfrekvens vid val av ledningsalternativ Abonnerade effekten för respektive kundkategori

### 7.2 Exempel på beräkning av kostnader för en 70 kV ledning

Antag att en ny 70 kV ledning med längden 30 km planeras bli byggd i 70 kV nätet i figuren nedan (streckad) för att förbättra redundansen i matningen till den rödmarkerade stationen.





Den nya ledningen, som huvudsakligen kommer att dras på landsbygden, kan antingen byggas som luftledning i sin helhet (Alternativ 1), delvis som jordkabel på en sträcka av 10 km (Alternativ 2) utmed ledningen, eller som jordkabel på hela sträckan (Alternativ 3).

För luftledningen används 329 mm<sup>2</sup> AlMgSi-lina och för kabeln 400 mm<sup>2</sup> Al-ledare.

Max- och medelströmbelastning bedöms till 425 A respektive 150 A.

Den abonnerade effekten i uttagspunkten är ca 50 MW.

Skillnaden i avbrottstider mellan de två alternativen baseras på andelen luftledning respektive kabel, dvs 30 km luftledning respektive 20 km luftledning och 10 km kabel.

Kalkylperioden är 40 år med kalkylräntan 6 %, vilket ger en nuvärdesfaktor av ca 15,0.

### 7.2.1 Investerings- och underhållskostnader

*Alternativ 1, (30 km luftledning):*

Ur Figur 3-6 erhålls investeringskostnaden för 30 km 72,5 kV luftledning till cirka 14,4 Mkr inklusive nuvärdesberäkning av UH-kostnaden.

*Alternativ 2, (20 km luftledning och 10 km jordkabel):*

Ur Figur 3-6 erhålls investeringskostnaden för 10 km 72,5 kV kabel till cirka 8,9 Mkr inklusive nuvärdesberäkning av UH-kostnaden.

För 20 km 72,5 kV luftledning erhålls med hjälp av Tabell 3-6 investeringskostnaden till 9,6 Mkr inklusive nuvärdesberäkning av UH-kostnaden.

Tillkommande kostnader för två övergångar mellan luftledning och jordkabel är enligt Tabell 6-1 ca 0,5 Mkr. För övergångarna tillkommer inga extra UH-kostnader.

*Alternativ 3, (30 km jordkabel):*

Ledningslängden 30 km ger i Figur 3-6 en investeringskostnad för 72,5 kV kabel på cirka 26,3 Mkr inklusive nuvärdesberäkningen av UH-kostnaden.

### 7.2.2 Förlustkostnader

Belastningens utnyttjningsfaktor  $\varepsilon_p$  för den aktuella ledningen är  $150/425 \approx 0,3$ . Detta innebär att vi kan välja motsvarande utnyttjningsfaktorn  $\varepsilon_f$  för förlusterna till ca 0,15 enligt avsnitt 4. Ledningens och kabelns resistans per fas och km hämtas från Tabell 4-1 och Tabell 4-2.

Beräknade energiförlusterna per år blir då:

$$\text{Alternativ 1: } W = 0,15 \times 30 \times 0,10 \times 3 \times 425^2 \times 8760 = 2136 \text{ MWh/år}$$

$$\text{Alternativ 2: } W = 0,15 \times (20 \times 0,10 + 10 \times 0,078) \times 3 \times 425^2 \times 8760 = 1979 \text{ MWh/år}$$

$$\text{Alternativ 3: } W = 0,15 \times 30 \times 0,078 \times 3 \times 425^2 \times 8760 = 1666 \text{ MWh/år}$$

Med ett energipris av 300 kr/MWh blir årskostnaden för alternativen 641 kkr, 594 kkr respektive 500 kkr, med ett nuvärde av 9612 kkr, 8906 kkr respektive 7500 kkr.

### 7.2.3 Avbrottskostnader

Skillnaden i avbrottskostnader mellan de båda alternativen beror på att luftledningen drabbas av ca 0,3 fel per 100 km och år medan kabeln antas ha en halverad felfrekvens, dvs 0,15 fel per 100 km och år, se avsnitt 5.1.3. Vidare antas att vid fel på luftlednings- eller kabeldelen av den nya ledningen kommer den rödmarkerade stationen i figuren att drabbas av ett avbrott som varar i genomsnitt en timme innan felet bortkopplats och matningen återupptagits via den redundanta ledningen.

Skillnaden i avbrottsfrekvens mellan de båda alternativen beräknas enligt:

*Alternativ 1:*  $0,3 \times 30/100 = 0,09$  avbrott/år

*Alternativ 2:*  $0,3 \times 20/100 + 0,15 \times 10/100 = 0,075$  avbrott/år

*Alternativ 3:*  $0,15 \times 30/100 = 0,045$  avbrott/år

Minskningen är alltså 0,015 respektive 0,045 avbrott/år jämfört med ett rent luftledningsalternativ. Elkundernas kostnader för ett avbrott beräknas till 58 kr/kW för en genomsnittlig sammansättning av elkunder, se avsnitt 5.1.2.2. Med en abonnerad effekt av sammanlagt 50 MW blir kostnaden för varje avbrott 2900 kkr.

Minskningen i årskostnad blir då  $0,015 \times 2900 = 43,5$  kkr/år respektive  $0,045 \times 2900 = 130,5$  kkr/år, med ett nuvärde av 652 kkr respektive 1958 kkr.

### 7.2.4 Totalkostnader

Nuvärdet av kostnaderna, som endast berör ledningen, under 40 år med kalkylräntan 6 % sammanfattas i Tabell 7-2. I alternativ 2 och 3, som innehåller kablar, kan kostnader för utbyggd nollpunktsutrustning samt kraftigare kopplingsapparater tillkomma.

Tabell 7-2. Sammanställning av kostnader för 70 kV beräkningsexempel.

	Alternativ 1 nuvärdeskostnad Mkr	Alternativ 2 nuvärdeskostnad Mkr	Alternativ 3 nuvärdeskostnad Mkr
Investerings- och underhållskostnad	14,4	8,9 9,6 0,5	26,3
Förlustkostnad	9,6	8,9	7,5
Skillnad i avbrottskostnad	0	-0,7	-2,0
<b>Totalt</b>	<b>24,0</b>	<b>27,2</b>	<b>31,8</b>

## 8 Referenser

- [1] EBR Kostnadskatalog Regionnät 36 – 145 kV, 2006, KLG 2:06
- [2] Nordel, driftstörningsstatistik, 2005
- [3] Kostnader av elavbrott. En studie av svenska elkunder, Elforsk rapport 06:15, Fredrik Carlsson, Peter Martinsson, januari 2006.
- [4] Elkunders störningskostnader. Förstudie avseende värdering av elkunders störningskostnader till följd av dippar och korta avbrott i elförsörjningen, Elforsk rapport 04:42, Torbjörn Johnson, Per Erik Springfeldt, Erik Thunberg, januari 2003.
- [5] Fault and interruption statistics in the electrical supply network from 1-70 kV in Denmark, Finland, Norway and Sweden, Statistics 2005, Utkast 22 nov. 2006.
- [6] Kompendium i Eldistribution och elkonsumention, Inst. för Elektrisk anläggningsteknik, Chalmers tekniska högskola, 1975.
- [7] [www.scb.se/templates/tableOrChart\\_\\_\\_\\_24270.asp](http://www.scb.se/templates/tableOrChart____24270.asp)
- [8] Cigré Brochure No. 63, "Guide to the procedures for estimating the lightning performance of transmission lines", October, 1991.
- [9] Elbolag i blåsväder, investering för att säkra eldriften, Internationella handelshögskolan, Jönköping, Mattias Hultström, Magnus Sköld, Johan Stighagen, mars 2005.

## 9 Kontaktpersoner

Följande personer har bidragit med information och synpunkter inom olika avsnitt av rapporten:

Thomas Carlquist, Ericsson Network Technologies, Power Cables Division, Falun

Ulf Johnsen, Ericson Cabel, Falun

Lars Josefsson, Nexans, Grimsås

Peter Andersson, ABB Kabeldon, Alingsås

Johan Brodén, ABB Kabeldon, Alingsås

Lars Henriksson, ABB High Voltage Products, Ludvika

Per Norberg, Vattenfall Eldistribution, Trollhättan

Anders Vikman, Vattenfall Eldistribution, Linköping