



# LANDSKAPSSTYRELSENS FRAMSTÄLLNING

## Förslag om utverkande av extra anslag för landskapets elkraftsförsörjning

1996-97

nr 20

### Den framtida elanskaffningen på Åland

Sedan år 1973 då den nuvarande överföringsledningen för elkraft från Sverige till Åland togs i drift, har denna utgjort den största och ur driftsekonomisk synpunkt fördelaktigaste elanskaffningskapaciteten i det åländska kraftförsörjningssystemet.

Denna överföringsledning, som består av 53 km sjökabel och 16 km friledningar på land, har konstaterats vara i slutskedet av sin tekniska livslängd. För att trygga elkraftsförsörjningen för Åland för lång tid framåt, d. v. s. en planeringsperiod om minst 20 år, måste en ny kapacitet anskaffas inom de närmaste åren.

Ålands Kraftverksaktiebolag har låtit externa konsulter utföra tre omfattande utredningar i syfte att klarlägga det anskaffningsalternativ som skulle vara förmånligast med beaktande av tekniska och ekonomiska parametrar.

Vattenfall Transmission AB har gjort en förstudie över en eventuell ny överföringskabel med avseende på tekniska förutsättningar, möjliga anslutningspunkter till det svenska eller till det fastländska ledningsnätet, förlustberäkningar m.m.

Det kunde klart konstateras att bland kabelalternativen vore det ur teknisk och ekonomisk synpunkt fördelaktigast att bygga en ny överföringsledning i huvudsak enligt den nuvarande sträckningen till en anslutningspunkt i det svenska regionnätet i Uppland.

För att utreda huruvida ett lokalt kraftverk skulle utgöra ett förmånligare alternativ, har bolaget anlitat Energia-Ekono Oy för att dimensionera och kostnadsberäkna ett sådant alternativ. Slutsatsen är att det mest realistiska kraftverksalternativet vore ett fastbränsleeldat, företrädesvis stenkol, kondenssturbinkraftverk i effektklassen 30 MW. Investeringskostnaden beräknas för en sådan lösning stiga till ca 205 miljoner mark.

Ytterligare anlätades Energia-Ekono Oy att göra en kapacitetsoptimering och en kostnadsberäkning för ett kabelalternativ enligt den av Vattenfall Transmission AB rekommenderade lösningen. Denna utredning visar att investeringskostnaden för kabelalternativet, både med 77-kV och 110-kV spänning, klart understiger investeringskostnaderna för ett kraftverksalternativ.

Slutsatserna och rekommendationerna från dessa tre utredningar framgår av bifogat material.

Ålands Kraftverksaktiebolag har med stöd av dessa utredningar och egna bedömningar konstaterat att en ny växelströmsförbindelse till Sverige är det bästa alternativet för att anskaffa huvuddelen av det åländska elbehovet för en period om minst tjugo år framåt. För projektets genomförande har Ålands Kraftverksaktiebolag låtit bilda dotterbolaget Kraftnät Åland AB.

#### **Val av alternativ**

Ålands Kraftverksaktiebolag har för sin del fattat ett principbeslut om att inom en kostnadsram om 150 miljoner mark genomföra byggandet av en ny växelströmsförbindelse Sverige-Åland med kapaciteten 80 MW samt hos landskapsstyrelsen anhållit om största möjliga investeringsstöd för projektet.

Bolaget anför två kabelalternativ, dels ett för 77-kV spänning vilket beräknas kunna genomföras för 117 miljoner mark och dels ett för 110-kV vilket beräknas kosta 150 miljoner mark. För att kunna bedöma om det är mest ekonomiskt fördelaktigt att välja 110-kV alternativet kommer båda alternativen att projekteras och bindande offerter inbegäras. Skillnaden i förlustkostnader som är ca 0,5 miljoner mark per år till förmån för 110-kV alternativet skall värderas mot den större investeringskostnaden.

#### **Systemet för elöverföringen i stamnätet**

Kraftnät Åland AB är ett till 100 % av Ålands Kraftverksaktiebolag ägt dotterbolag, som har bildats för att fr.o.m. 1 januari 1997 handha nätverksamheten och således ansvara för överföringen av el inom det åländska stamnätet mellan leverantörer och distributörer. Kraftnät Åland AB skall också upprätthålla systemansvaret för det åländska överföringssystemet, d.v.s. styra produktionsanläggningars inmatningsordning och bestämma hur länkar till andra system utnyttjas.

Genom att stamnätsverksamheten handhas av ett särskilt bolag som kan åläggas ansvar för kraftöverföringssystemets funktion och tillgänglighet skapas en grundläggande förutsättning för att konkurrensutsätta den åländska elmarknaden i likhet med den finska och den svenska.

Landskapsstyrelsen anser att den nu aktuella investeringen i elnätet är av infrastrukturell natur som dessutom gynnar konkurrensen på marknaden. Således är bidrag för projektet inte att anse som ett statligt stöd i Romfördragets mening.

Kraftnät Åland AB:s huvudsakliga verksamhet är alltså att som allmännyttigt företag ställa elnät till förfogande för elöverföring och andra nättjänster. Bolaget skall på

enhetliga villkor sälja elöverföringstjänster till dem som behöver sådana inom gränserna för nätets överföringsförmåga.

Bolaget har grundats i september 1996 med ett aktiekapital om 15.000 mark fördelat på 15 st aktier. Efter övertagande av nätverksamheten från moderbolaget genom s.k. diffusion av verksamhetsgren, nyemitteras aktier motsvarande skillnaden mellan överförda tillgångars värde och skulder. Aktiekapitalet beräknas härmed öka till ca 1,5 miljoner mark. Detta belopp kan dock fastställas först på basen av bokslutet för Ålands Kraftverksaktiebolag per den 31 december 1996, och kan också påverkas av eventuell uppvärdering av fasta anläggningstillgångar, vars verkliga värden kan konstateras överstiga bokföringsvärdena.

Kraftnät Åland AB äger och driver sedan den 1 januari 1997 det åländska stamnätet för elöverföring, d.v.s. 70-kV ledningen Sverige-Åland, 70-kV ledningarna Tellholm-Tingsbacka, 70/45-kV transformatorstationen i Tingsbacka, 45-kV ledningsnätet på Åland och 45-kV ledningen Åland-riket, 45/10-kV transformatorstationerna samt 10-kV ledningar Kraftverket-Centrum och 10-kV fördelningsstation Centrum i Mariehamn. Bolaget kommer att sälja nättjänster till anslutande distributionsnät och produktionsanläggningar baserat på s.k. punktprissättning.

Under år 1997 beräknas intäkterna från försäljning av nättjänster bli:

Fasta avgifter	1.728.000 mark
Effektrelaterade avgifter	8.453.000 mark
Nätförlustavgifter	<u>3.102.000 mark</u>
	13.283.000 mark

Bolaget sysselsätter sju personer på heltid för de tekniska funktionerna och köper därutöver tjänster från Ålands Kraftverksaktiebolag för ekonomiska och administrativa funktioner samt företagsledning.

Beräknat som medelpris på den totala elenergiöverföringen i det åländska stamnätet som år 1997 är 213.536.000 kWh motsvarar Kraftnät Åland AB:s debitering 6,22 p/kWh.

#### **Avgifterna för elöverföring**

Ett beräknat medelpris för elöverföringen till en åländsk 10-kV ansluten förbrukare är för år 1997 ca 10,2 p/kWh exkl. moms. Av detta hänför sig ca 6,2 p/kWh till Kraftnät Åland AB och 4 p/kWh till distributionsverket. En jämförelse med en medeltariff för hela landet enligt av Finlands Elverksförening r.f. sammanställd statistik, visar att en motsvarande förbrukare i riket skulle påföras ca 9,5 p/kWh.

I nuvarande situation är avgiftsnivån således jämförbar. Däremot måste avgifterna i det åländska stamnätet höjas avsevärt för att täcka kapitalkostnaderna för en ny överföringsledning Sverige-Åland. För att skillnaden i avgiftsnivå mellan Åland och landet i övrigt skall kunna reduceras måste investeringen ges högsta möjliga andel bidragsfinansiering.

Vid en investeringskostnad om 125 miljoner mark för en överföringsledning med kapaciteten 80 MW blir kapitalkostnadernas påverkan på elpriset vid en bidragsfinansiering om 40 % enligt följande:

Bidrag 40 %	50 miljoner mark
Aktiekapital	30 miljoner mark
Lånefinansiering	<u>45 miljoner mark</u>
	125 miljoner mark

#### Elprispåverkan

Lån 15 år, 7 % ränta	2,0 p/kWh
Lån 10 år, 7 % ränta	2,7 p/kWh

Det framgår således att även med en bidragsfinansiering om 40 % kommer avgiftsnivån för elöverföring på Åland att vara 2,5-3,5 p/kWh, d.v.s. ca 30-40 %, högre än i medeltal för hela landet.

Det åländska elkraftsystemets speciella situation som medför behov av reservkraftkapacitet för att täcka den största anskaffningsenheten, medför ytterligare ett kostnadstryck för elpriserna totalt sett på Åland. Kapitalkostnaden för installerad effekt motsvarande de nuvarande gasturbinerna om totalt 24 MW, kan beräknas vara ca 1,8 p/kWh, vilket ingår i de elförsäljningspriser som tillämpas vid elförsäljningen till distributionselverken.

#### Tidplan

Avsikten är att under år 1997 låta utföra bottenundersökningar för en kabelläggning, utverka myndighetstillstånd och markägarlov samt att projektera överföringsanläggningen så att underlag för offertförfrågningar kan framställas. Bindande offerter bör kunna vara tillgängliga i slutet av år 1997.

Efter nyemission av aktier i Kraftnät Åland AB i början av år 1998, avtal om lånefinansiering samt erhållna beslut om bidragsfinansiering, kan leveranskontrakt på de olika anläggningsdelarna ingås. Byggandet påbörjas hösten 1998 och skall kunna vara avslutat hösten 1999, varefter den nya överföringsledningen kan driftsättas.

**Anhållan**

Med hänvisning till ovannämnda utredningar är ett investeringsbidrag för en ny elöverföringsanläggning Sverige-Åland om 50 miljoner mark, dock högst 40 % av de godtagbara investeringskostnaderna, motiverat.

Med hänvisning till ovanstående får landskapsstyrelsen vördsamt föreslå att

att Lagtinget skulle ingå till Ålandsdelegationen med en så lydande framställning

" Till Ålandsdelegationen

från Ålands Lagting.

**Den framtida elanskaffningen på Åland**

Sedan...

...motiverat.

Med hänvisning till ovanstående får Ålands lagting vördsamt anhålla

att Ålandsdelegationen måtte bevilja landskapet Åland ett extra anslag om 50.000.000 mark att utges som bidrag åt Kraftnät Åland AB för byggande av en ny elöverföringsanläggning Sverige-Åland.

Mariehamn, den

-----  
Talman

-----  
Vicetalman

-----  
Vicetalman

- Bilagor:
1. Förstudie över ny överföringslänk, Vattenfall Transmission AB
  2. Analys av elkraftsanskaffningsalternativ, Energia-Ekono Oy
  3. Kapacitetsoptimering och bedömning av investeringskostnaden, Energia-Ekono Oy"

Mariehamn den 3 april 1997

L a n t r å d

Roger Jansson

Vicelantråd

Roger Nordlund

Bilaga: Utdrag ur ovan angivna utredningar. (De ifrågavarande utredningarna finns till påseende i lagtingets kansli.)



DECEMBER 1995

## ÅLANDS KRAFTVERKSAKTIEBOLAG

### FÖRSTUDIE ÖVER NY ÖVERFÖRINGSLÄNK

Lars-Ove Ellus  
Ulf Martinsson

Vattenfall Transmission AB  
P.O. Box 527  
162 16 STOCKHOLM

## 7. Rekommendation

Avsnitt 4.10 visar jämförkostnaderna för de olika alternativen. Det framgår där tydligt att de två alternativen med matning från 77 kV regionnät i Uppland står i en klass för sig, d v s de som benämns '77' och '130'. Det förstnämnda är överföring via nya 77 kV kablar, och det andra avser en upptransformering av 77 kV till lämplig spänningsnivå för själva kabelförbindelsen. I det här fallet har 110 kV legat till grund för beräkningar, men lämplig nivå kan lika gärna vara 130 kV eller kanske t o m ännu högre. I sammanställningarna har alternativet benämnts '130' för att särskilja det från 110 kV från finska fastlandet.

Marginalerna till övriga lösningsalternativ är markanta för samtliga kapaciteter. Således är val av lösningarna 77 och 130 helt oberoende av vilken kapacitet som slutligen ska ligga till grund för dimensionering av länken. En rekommendation kommer följaktligen att grunda sig på jämförelser mellan 77 och 130 -alternativen och belysande av dess för- och nackdelar.

Valet mellan 77 och 130 är även det på sätt och vis ganska självklart till förmån för 130-lösningen då dess jämförkostnad i samtliga tre kapacitetsfall ligger under 77-kostnaderna. Det ska dock beaktas att här, liksom vid kostnadsberäkningar i liknande sammanhang, finns osäkerheter i kostnadsuppskattningar. Det finns alltså anledning att lite närmare belysa de båda lösningsalternativen.

### *AC 77 kV Vaddö—Åland*

Den främsta fördelen med att behålla 77 kV som systemspänning är ju att relativt få åtgärder erfordras. Ett 77-alternativ medför få eller måttliga förstärkningsåtgärder i såväl regionnätet i Uppland som på friledningssträckan Tellholm-Tingsbacka. Hellesby kan behålla sin 77/10,5 kV transformator.

Kännetecknade för en 77-lösning är dess höga förluster och brist på spänningsstabilitet. Värdering av förluster gör att en 130-lösning är mera förmånlig. Skillnaden blir ännu tydligare om hänsyn tas till att energipriserna kan bli högre än de som ligger till grund för denna studies värdering (se avsnitt 4.2). I ett längre tidsperspektiv finns vissa indikationer på att energipriserna kan komma att öka mer än allmänna prisindex. Det kan därmed möjligen vara så att denna studies värdering av förluster ligger något i underkant. Spänningen i Tingsbacka är mycket känslig för effektförändringar. Dessutom föreligger ett stort behov av reaktiv kompensering. I syfte att stabilisera spänningen föreslås därför att utrustning för reaktiv kompensering utförs som en SVC-anläggning. (SVC = Static Var Compensator). Visserligen får en sådan anläggning, som fö innehåller avancerad styrutrustning och tyristorer, anses ha relativt god tillgänglighet, men det går ändå inte att helt bortse från att det kan uppstå fel. Överföringen av höga effekter är beroende av att SVC fungerar.

### *AC 110 (-130) kV Vaddö—Åland*

Investeringskostnaderna för en 110 kV-lösning är högre för alternativet med den lägsta kapaciteten 60 MW. Vid 80 MW är investeringen lika som för 77 kV-lösningen, och för 100 MW är den lägre. Högre systemspänning innebär ju också att förlusterna reduceras, såväl de aktiva som reaktiva. De aktiva förlusterna för hela länken är för t ex år 2000 knappt 3%, och för år 2010 knappt 5%, vilket får anses vara måttligt.



Lägre reaktiva förluster medför samtidigt att behovet av kompensering minskar. För de två lägre kapacitetsalternativen bedöms inte en SVC-anläggning vara nödvändig, utan det är tillräckligt med brytarkopplade enheter.

En av nackdelarna med att införa en ny systemspänning är att en transformatorstation måste etableras mellan 77 kV regionnät och kabel. Denna kostnad tillsammans med nuvärde för drift och underhåll kan tyckas i sig vara betydande, liksom kostnaden för tillkommande transformering i Tingsbacka, men i det stora hela är dessa poster ganska små. Detsamma kan sägas om olägenheten med transformeringen i Helleby. Nuvarande uttag via 77/10,5 kV transformator kan ersättas med en ny 45 kV ledning och en 45/10,5 kV-transformator för en relativt låg kostnad.

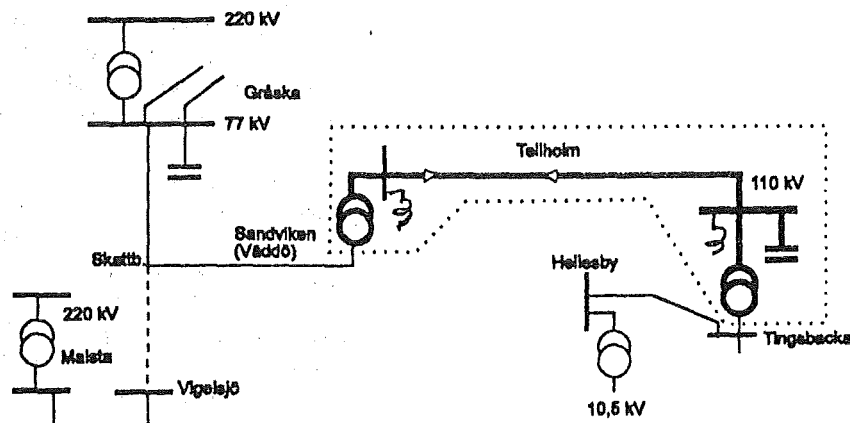
#### *Olika sträckningsalternativ*

Tre olika linjesträckningsalternativ mellan Gråska och Tingsbacka beskrivs i avsnitt 5. Denna utredning bedömer A vara det bästa. Framtida utredningar kan, på grundval av noggranna bottenundersökningar, leda till vissa justeringar.

#### *Rekommendation*

En introduktion av systemspänning 110 (-130) kV medför visserligen extra investeringar i form av t ex transformering på Vaddö och åtgärder för Helleby. Dessa kostnader vägs dock upp av lägre förluster och enklare reaktiv kompensering. Jämförkostnaderna är som nämnts lägre för 110-alternativet. Eventuell omvärdering av förluster torde tala för ett 110-alternativ och således göra gapet till 77-alternativet större. Vidare uppnås bättre spänningsstabilitet i överföringen med 110 (-130 kV än vid 77 kV.

Sammantaget rekommenderas en lösning med upptransformering av 77 kV till 110 (130) kV på Vaddö, kabel 110 (130) kV mellan Sandviken-Tellholm, och ny transformator 110(130)/45 kV i Tingsbacka. Rekommenderad lösning är alltså det alternativ som beskrivs i avsnitt 4.5.



## 7. Slutsatser och rekommendationer

Enligt erhållna offerter är investeringskostnaderna för en kabelförbindelse mellan Sverige och Åland rimliga. Jämfört med alternativen med egen produktion är kabelalternativen klart ekonomiskt lönsammare. Då kabelalternativen även är tekniskt bättre än egen produktion p.g.a. bättre pålitlighet och regleringsförmåga samt större kapacitet och flexibilitet i anskaffning, rekommenderar vi att kabelalternativen förs vidare.

Den optimala kabelspänningen har uppskattats till 77 kV, vilket är regionnätets spänning i Sverige. 110 kV spänningen medför stora investeringar för transformering i Sverige, vilka inte blir återbetalda genom besparingar i förlusterna.

Kabelförbindelsens överföringskapacitet är svårare att optimera. Investeringskostnaderna för större överföringskapacitet är relativt låga och större kapacitet betyder mindre förluster. Kabelinvesteringens livstid är lång, ca. 30 år, och för att även i framtiden ha tillgång till olika anskaffningskällor och reservkapacitet, är det motiverat att investera i sådan överföringskapacitet som täcker hela det överskådliga tillväxtbehovet. Högre överföringskapacitet ger tillgång till större effekt, men efter den initiala investeringen kan beställningseffekten årligen fritt optimeras enligt det realiserade effektbehovet. Således fås med större överföringskapacitet flexibilitet i anskaffningen, vilket medför möjligheten att följa utvecklingen på marknaden och optimalt utnyttja diverse källor.

När totalkostnadernas nettonuvärden för olika kabelalternativ kalkylerad blev det lönsammaste alternativet en 60 MW kabel med 77 kV spänning. Med tanke på ovannämnda synpunkter skulle en 80 MW förbindelse eventuellt vara det bästa alternativet då skillnaden i investeringarna är relativt små och en del av skillnaden blir återbetald genom mindre förluster.

En 77 kV kabelförbindelse med 60 MW överföringskapacitet har enligt begärda budgetofferter bedömts kosta ca. 110 Mmk och en 80 MW förbindelse ca. 117 Mmk. På grund av att endast en komplett och två partiella budgetofferter erhöles inom den förlängda offerttiden, finns det några osäkerhetsfaktorer i kostnaderna. Kostnaderna för själva kabelmaterialet som utgör hälften av den totala investeringen är nog klara, men i kabelläggningen och den reaktiva kompenseringen var variationen mellan offerterna stor och en viss osäkerhet kvarstår.

Följande steg i projektet är att fatta ett principbeslut om kabelbyggande. Efter att principbeslutet har fattats, bör anskaffningsanmälningar göras enligt regler för offentliga anskaffningar. Först är det skäl att besluta vilket av de tre definierade anskaffningsmetoder som skall användas och sedan beakta dess krav under hela anskaffningsprocessen.

Efter principbeslutet skall också mera detaljerad projektering påbörjas på basen av resultaten av denna och tidigare utredningar. Med hjälp av

RAPPORT

 **ENERGIA-EKONO**

60Y00680-Q070-006, Ålands Kraftverksaktiebolag  
Kapacitetsoptimering och bedömning av investeringskostnaderna

EY/JTT/KVB/JPK/MJA/mja

Otnäs 1996-08-21

20

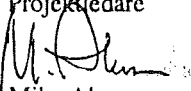
erhållna och eventuella försenade budgetofferter, samt information som har samlats under olika utredningar över kabelförbindelse är det möjligt att utföra projekteringen så långt att bindande offertförfrågningar kan utskickas. Projekteringen skall i tidigast möjliga skede omfatta även bottenundersökning för att bättre kunna estimera kabellägningskostnaderna.

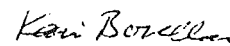
Bindande offertförfrågningarna kan ännu inbegäras både för turn-key och uppdelad leverans och först efter offertbedömning och eventuella första upphandlingar beslutas leveranstypen. Turn-key leverans medför mindre risk för köparen samt underlättar anskaffning och övervakning. Å andra sidan blir uppdelad anskaffning ofta förmånligare då varje komponent köps direkt från tillverkare utan mellanhänder.

Efter offertbedömningen kan byggnadsbeslut fattas och leveranskontrakt för huvudkomponenter uppgöras.

Energia-Ekono Oy, Avdelningen för kommunal energiförsörjning

  
Jussi Teijonsalo  
Projektledare

  
Mika Alava  
Projektingenjör

  
Kari Bovellan  
Ledande expert  
Elteknik

## 6. Slutsatser och rekommendationer

Ålands elförsörjning har under 25 års tid baserats på eluppköp från Sverige via en kabelförbindelse, vilken vid sekelskiftet når slutet av sin livstid. Denna utredning presenterar och jämför olika elkraftsanskaffningsalternativ som är tillgängliga för Åland på lång sikt. Utredningsperioden har sträckt sig fram till år 2019.

En ny kabelförbindelse har redan tidigare studerats av Vattenfall Transmission Ab och de övriga studerade alternativen har varit egen elkraftproduktion med fastbränsleångpanna eller dieselmotorer. Från Vattenfalls förstudie valdes kabelalternativet med den lägsta investeringskostnaden utan närmare utredningar över de olika kabelalternativens lönsamhet. För alternativen med egen produktion har en grov dimensionering av kapaciteten utförts, men i fall man går inför att studera egen produktion närmare bör man simulera produktionen och dimensionera kapaciteten på basen av simuleringresultaten.

Tekniskt sett är kabelalternativet det bästa. Anskaffningskapaciteten via kabeln är större än i de andra undersökta alternativen och en kabel har en hög tillförlitlighet för hela effekten. Det betyder att kvaliteten på elleveransen är bättre än i de andra alternativen, i vilka korta avbrott är mera sannolika under vissa förhållanden. En viktig fördel med kabelalternativet är också dess goda reglerförmåga, effekten via kabeln kan genast ökas med upp till 50 MW utan problem. Med ett fastbränslekraftverk kan det däremot ta timmar innan man når topp effekt från noll och även med dieselkraftverk är starten för långsam för att stående enheter skulle kunna ta emot last i samband med störningar vid övrig anskaffning.

Alla alternativ ger goda möjligheter att ytterligare utveckla utnyttjandet av vindkraft på Åland. Vindkraften är inte alltid tillgänglig och därför behövs det också mera pålitlig kapacitet för att täcka behovet vid stilltje. Även under perioder med stark vind varierar vindkraftsproduktionen, vilket förorsakar frekvensstörningar om nätet inte är tillräckligt stadigt. I samband med snabba ändringar i vindkraftproduktionen ger kabelalternativets reglerförmåga fördelar som de andra alternativen inte kan erbjuda.

Det ekonomiskt lönsammaste alternativet är fastbränslealternativet. Nettonuvärdet för 20 års kostnadsinbesparningar med en fastbränsleanläggning blir 35-160 Mmk (beroende på inköpspriset av el från Sverige) jämfört med kabelalternativet. Det här gäller med den antagna framtida beskattningen. Fastbränslealternativet med två enheter

RAPPORT



60Y00582-Q070-001, Ålands Kraftverksaktiebolag  
Analys av elkraftsanskaffningsalternativ  
EY/SPK/SVM/JTT/jtt

1996-05-10

25

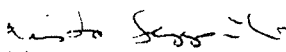
är lönsamt om elpriset i Sverige är mer än 150 mk/MWh och dieselalternativet är lönsamt om elpriset överstiger 160 mk/MWh.


Kabelalternativet ger Ålands Kraftverksaktiebolag tillgång till den skandinaviska elmarknaden som för tillfället innefattar Norge och Sverige. Inom nära framtid väntas även Finland och Danmark ta del i samarbetet. På den fria marknaden kan man gardera sig mot prisändringar både med börsinstrument och genom att det på marknaden finns olika elkällor; bl.a. vattenkraft, kärnkraft och kolkondenskraft. Liberaliseringen av elmarknaden medför också en viss osäkerhet, som kan förorsaka stegring av elpriser. Detta är den egna produktion okänslig för. Fastbränslealternativet är relativt okänsligt mot bränsleprisförändringar p.g.a. CFB-pannornas lämplighet för flera olika bränslen.

Miljömässigt är alla de undersökta alternativen gångbara. Kabelalternativet har minst direkt inverkan på Åland, men varken fastbränsle- eller dieselalternativet förorsakar större miljöproblem. De viktigaste frågorna, som främst berör fastbränslealternativet, är deponeringen av aska och kraftverkets (inklusive kollager) inverkan på utsikten i Mariehamns stad. Utsläpp och buller kan med modern teknik tas hand om så att miljöpåverkningarna minimeras.

Vi rekommenderar att det görs en kort utredning över om det finns något ekonomiskt lönsammare sätt att täcka kapacitetbehovet med en kabelförbindelse, varefter det arrangeras en offerttävling av de lämpligaste kabelalternativen för att få en precisare kostnadsbild. Vidare rekommenderar vi att möjligheterna, att också i fortsättningen förmånligt köpa el med ett långvarigt avtal via kabel från Sverige kartläggs. Ifall utredningar och förhandlingar om elleveransavtal inte ger tillfredställande resultat, bör man fortsätta med en noggrannare lönsamhetsutredning över fastbränslekraftverket och en utredning över möjligheterna att öka leveranskvaliteten i samband med egen produktion.

Energia-Ekono Oy, Avdelningen för kommunal energiförsörjning

  
Risto Seppälä  
Ledande expert  
Energistudier

  
Jussi Teijonsalo  
Projektledare

