

LANDSKAPSSTYRELSENS FRAMSTÄLLNING till Landstinget med förslag om utverkande hos Ålandsdelegationen av extraordinarie anslag för landskapets elkraftsförsörjning.

Ålands elkraftförsörjning sköts av Ålands Kraftverksaktiebolag. Bolaget ägs av Mariehamns stad (50 %), Ålands landskapsstyrelse (35,43 %), de åländska landsortskommunerna (7,43 %), Ålands Elandelslag (7,01 %), Svartsmara transformatorlag (0,10 %) och Ålands Producentförbund (0,03 %). Aktiekapitalet är 3.600.000 mark fördelat på 36.000 aktier. Enligt bolagsordningen är föremålet för bolagets verksamhet, el- och värmeverksdrift samt med denna och övrig energiförsörjning förknippad verksamhet. Bolaget skall på allmännyttig bas och utan vinstavsikt försälja el på enhetliga villkor för Mariehamns stad och Ålands Elandelslags distributionsområden. För Kökars elförsörjning gäller dock särskilt avtal enligt vilket råström skall levereras till Ålands Elandelslag i mätningpunkt inom kommunen till samma pris som i övriga mätningpunkter.

Elförbrukningen på Åland har ökat kraftigt sedan bolagets tillkomst på 1950-talet. Under det första verksamhetsåret 1958 var elkraftförsäljningen 5.449 MWh och högsta belastningstoppen 2,0 MW. År 1988 var elkraftförsäljningen 164.545 MWh och högsta belastningstoppen 35,8 MW. Den årliga tillväxten i medeltal under denna 30-års period är således 12 %. Under 1980-talet har dock den årliga tillväxten varit ca 7 % och under 1990-talet förväntas en lugnare tillväxttakt, ca 3,5 % per år.

Bolagets verksamhet inleddes med att det gamla dieselkraftvärmeverket om 2,5 MW inköptes av Mariehamns stad. År 1959 färdigställdes den första delen av ångkraftverket, vars effekt var 3 MW. År 1964 höjdes effekten till 5 MW genom installation av en större panna. Genom att elkraftproduktionen var koncentrerad till en maskin blev behovet av reservkraft akut varför en gasturbin om 11 MW installerades i början av år 1967 för att säkerställa elförsörj-

ningen. Den fortsatta kraftiga tillväxten av elbehovet framtvingade en utbyggnad av grundlastkapaciteten vilket löstes genom att ångkraftverkets andra del utbyggdes och totaleffekten höjdes till 8 MW.

I början av 1970-talet igångsattes utredningar om möjligheten att överföra elkraft till Åland från Sverige eller riket, och år 1973 kunde en 70-kV sjökabel till Sverige tas i drift med en överföringskapacitet om 35 MW. På grund av förseningar med detta projekt tvingades man komplettera dieselkraftverket med en 2,5 MW lättoljediesel. Efter att fjärrkraftöverföringen togs i drift utnyttjades den egna maskinparken som topp- och reservkraftaggregat.

Det fortsatt ökande kravet på produktionsreserv föranledde utredningar av olika alternativ, främst ett tungoljedrivet dieselkraftvärmeverk och en gasturbin. Kalkylerna visade klart en driftsekonomisk fördel för dieselkraftvärmeverket och 1978 beslöts bygga en anläggning med 8 MW eleffekt och 24 MW värmeeffekt. I samma skede hade beslut tagits om bildandet av ett bolag för fjärrvärmedistribution och utbyggnad av ett ledningsnät för fjärrvärme. Samtidigt konstaterades att en ren reservkraftanläggning av typ gasturbin måste anskaffas under 1980-talet varför en begagnad gasturbin om 12 MW installerades vid Tingsbacka transformatorstation år 1983. Den snabbstartade reserveffekten var härmed nominellt 34 MW och med ångkraften inräknad, med ca ett dygns starttid, 42 MW.

Ålands Kraftverksaktiebolag har sedan 1969 deltagit i utbyggnaden av ett 45-kV transmissionsnät med elstationer och år 1973 inköptes detta nät i dess helhet.

År 1976 utbyggdes detta nät med en ledning till Sottunga och en transformatorstation där. Nätet har därefter byggts ut med ledningar och transformatorstationer i Sund år 1983, Mariehamn Ytternäs 1983 och Kumlinge år 1987. Efter att avtal tecknats med Lounais-Suomen Sähkö Oy om leverans av ca 15 MW på 45-kV nivå i Gustafs Kyrkby, beslöts att bygga ut 45-kV ledningen från Kumlinge via Brändö till en matningspunkt i Gustafs Kyrkby.

Det åländska elkraftsystemet erhåller härmed en inmatningsmöjlighet om 15 MW som kan betraktas som ett tillskott till både den ordinarie effekten och till reserveffekten, förutsatt att man antar att båda fjärröverföringsledningarna ej slås ut samtidigt. Balansen mellan effektbehov dels vintertid, dels sommartid under de egna maskinernas revisionsperiod, ses i den bifogade långtidsplanen, bilaga 1.

Utbyggnaden av kraftsystemet har finansierats huvudsakligen med lån och med bidrag som finansierats genom s.k. extraordinarie anslag. De egna medlen har täckt amorteringar på de långfristiga lånen. De ackumulerade investeringarna och deras finansiering har åskådliggjorts i bilaga 2. Bidragen har varit nödvändiga för att ge en rimlig pris- och kvalitetsnivå på elleveransen men ej tillräckliga för att möjliggöra elleverans på samma prisnivå som jämförbara elverk i riket skulle debiteras av Imatran Voima.

De gentemot Mariehamns stads elverk och Ålands Elandelslag debiterade kraftavgifterna är för närvarande, inklusive omsättningskatt:

fast avgift	: 500.000 mk/år/elverk	
aktiv effektavgift		
- abonnemangavgift	: 35.000 mk/MW	
- högbelastningsavgift	: 200.000 mk/MW	
reaktiv effektavgift	: 200.000 mk/kVArm	
energiavgifter	: Dagtid 07-23	Nattid 23-07
jan-mar, nov-dec	28,0 p/kWh	15,5 p/kWh
apr, sept-okt	21,0 p/kWh	12,5 p/kWh
maj-aug	15,0 p/kWh	11,0 p/kWh

Det avgiftssystem Imatran Voima tillämpar för förbrukare av samma storlek som elverken på Åland är tariff H 85/X1. Då gällande värden för partiprisindex T, kolprisindex h och uranprisindex U tillämpas i tariffsystemet är de avgifter som Imatran Voima skulle debitera de åländska distributionselverken:

fast avgift	: 804.180 mk/år per elverk
fast avgift per tilläggs- mät- punkt	: 147.970 mk/år
transformeringstillägg för 10-kV per mätpunkt	: 56.534 mk/år
aktiv baseeffektavgift	: 751.428 mk/MW
aktiv mellaneffektavgift	: 410.938 mk/MW
aktiv toppeffektavgift	: 223.080 mk/MW

Energiavgifter enligt nedanstående tabell.

Tariff H 85 X 1

Pris mk/MWh

		jan-mar, nov-dec		april-oktober	
		vardag 07-22	övrig tid	vardag 07-22	övrig tid
basenergi	P1	66,22	55,68	66,22	55,68
mellanenergi	K1	132,55	111,74	111,74	78,87
toppenenergi	H1	536,78	111,74	111,74	78,87

reaktiv effektavgift 4,645 mk/Mvar/mån

reaktiv energiavgift 5,53 mk/Mvarh

Avgifterna inkluderar 16 % omsättningsskatt, 0,5 mk/MWh utjämnings-
skatt för importandel av basenergi och 2 % rabatt på energiavgifterna
som Imatran Voima medger.

För en jämförelse av medelpriserna betraktas Mariehamns stads
elverks och Ålands Elandelslags inköp var för sig. Enligt prognosen
för år 1989 är energiförbrukningen för Mariehamns stads elverk
71.477 MWh och för Ålands Elandelslag 97.015 MWh. Med hjälp av
ett datorprogram har medelpriserna för dessa elkraftleveranser
beträknats vilket visas i bilaga 3. Medelpriset för Mariehamns
stads elverk är således 20,6 p/kWh och för Ålands Elandelslag
20,4 p/kWh om Imatran Voima skulle debitera elkraftleveranserna.

Då samma energiförbrukning debiteras från Ålands Kraftverksaktiebolag
blir medelpriserna 24,4 p/kWh för Mariehamns stads elverk respektive
24,6 p/kWh för Ålands Elandelslag. Prisskillnaden mellan råkraft-
leveranserna på Åland och i riket har förevarit sedan 1982 och
den har i betydande grad minskats genom de bidrag som Ålands
Kraftverksaktiebolag har erhållit för elkraftutbyggnader.

Effekten av de ackumulerade erhållna bidragen om 38,5 miljoner
mark till och med 1988 kan beräknas vara 3,6 p/kWh baserat på
1988 års energiförbrukning, vilket dock förmår reducera endast en
del av prisskillnaden. Detta antagande baseras på att effekten av
erhållna bidrag utgöres av annuiteten för ett lån med 10 års
amorteringstid och 10 procents årlig ränta på den ackumulerade
erhållna summan.

Bolagets ekonomiska ställning är för närvarande tillfredsställande. Anläggningarnas realvärde överstiger skulderna med betryggande marginal vilket ger balansräkningen nödvändig styrka. Skuldernas relation till omsättningen är 0,9:1 i 1988 års bokslut mot att som högst ha varit 4,3:1 år 1973. Anläggningarna har bibehållits i en teknisk god standard.

Lönsamheten är såtillvida tillfredsställande att avskrivningarna har varit över 80 % av det skattemässigt maximala sedan år 1982. Driftbidraget har täckt räntor och gett avskrivningar som i sin helhet har gått till amorteringar på lån. Alla nyinvesteringar har finansierats med främmande kapital.

Det egna kapitalet är litet i förhållande till bolagets omfång. Aktiekapitalet är 3.600.000 mark varav endast 1.500.000 mark är betalt och resten tillkommet genom värdeuppskrivning av anläggningstillgångar och fondemission. Ordinarie bolagsstämman har i november 1989 beslutat höja bolagets aktiekapital till 20.400.000 mark genom en fondemission om 7.200.000 mark och en nyemission om 9.600.000 mark, vilket kommer att ge avsevärt förbättrade möjligheter för bolaget att finansiera investeringarna. Bolagsordningen förutsätter dock att beslut om aktiekapitalförhöjning fastställs av ytterligare en bolagsstämma.

Bolagets lönsamhet kan förbättras genom att minimera kostnaderna för anskaffningen av elkraft. I denna avsikt har bolaget aktivt deltagit i utbyggnaden av fjärrvärmesystemet i Mariehamn. Det befintliga dieselkraftvärmeverket har under senare delen av 1980-talet visat sig uppfylla de förväntningar som ställdes då det byggdes och har svarat för merparten av den värmeenergi som levererats till fjärrvärmenätet. Det har varit ett lyckat koncept att kombinera behovet av reservkraft, kapningen av belastningstoppar och avsättningen av överskottsvärme med de stigande kraftpriserna. Vi kan nu överblicka en tidsperiod då kraftpriserna kommer att stiga ännu kraftigare och behovet av fjärrvärme fortsättningsvis ökar vilket ger utrymme för en lönsamhetsförbättring genom utbyggnad av dieselkraftvärmeverket med en motorenhet till. För att optimalt

utnyttja råkraftleverantörernas tariffsystem och för att säkerställa en acceptabel leverans kvalitet för fjärrvärmes har konstaterats att en hetvattenackumulator bör byggas i detta skede.

Långtidsplan

En plan för behovet av elkraft och fjärrvärme har uppgjorts för åren 1990-2009 och presenteras i bilaga 1. Tillväxten för elenergi-behovet är uppskattad till 3,5 % i början av perioden för att senare minska till 2 % per år. Elförsörjningens kontinuitet är på Åland liksom allmänt i de nordiska länderna ett absolut krav. För Ålands del krävs särskilda arrangemang för att uppfylla detta krav. En egen produktionsreserv måste finnas tillgänglig ifall kraftöverföringsledningen från Sverige, som är den största produktionsenheten, faller bort. Eltillförseln anses tryggad om 90 % av den högsta förväntade belastningen, noterad som entimmes medeleffekt, kan täckas med återstående produktionsenheter.

Den snabbstartade reserveffekten med starttid under 5 minuter är för närvarande nominellt ca 36 MW och i praktisk drift med effektmarginal för bibehållande av nätets stabilitet och lastupptagningsförmåga högst 32 MW. Detta ger en täckning av reserveffektbehovet som under en normalt kall vinterdag är ca 80 %. Sommartid utföres reparationsarbeten på den befintliga dieselkraftvärmeanläggningen. Under sådana perioder är den snabbstartade reserveffekten 21 MW och täckningsgraden gentemot elbehovet ca 77 %. Den under utbyggnad varande 45-kV ledningen till Gustafs Kyrkby 110/45-kV station, som tas i drift hösten 1991 kommer att innebära en förbättring av reserveffektsituationen men behovet av ytterligare resurser blir akut i början av 1990-talet.

Om en utbyggnad av dieselkraftvärmeverket företas under åren 1990 och 1991 så är reserveffektbehovet tryggt åtminstone under hela 1990-talet. Samtidigt kommer dieselkraftvärmeverkets goda driftsekonomi att ha en sänkande effekt på elpriset på Åland.

Ålands Kraftverksaktiebolag har undersökt olika alternativ för elkraftanskaffningen. Kalkylerna och motiveringarna har granskats

av konsultföretaget Ab Ekono Oy, vars utlåtande bifogas som bilaga 5. Ett alternativ till dieselkraftvärmeverket är en ren reservkraftkapacitet med så lågt anskaffningspris som möjligt, vilket vore en gasturbin i effektklassen 15-20 MW. Kraftverket har redan två gasturbiner om vardera 12 MW och denna typ av produktionsenheter används uteslutande vid störningar och kapning av effekttoppar. De få således endast marginell ekonomisk betydelse för anskaffningen av det ordinarie effektbehovet.

Statens Vattenfallsverk i Sverige, varifrån ca 80 % av elkraftbehovet importeras har infört ett nytt tariffsystem som gäller kraftleveransavtalet för åren 1989-91. Denna tariff är uppbyggd med en kraftig tidsdifferentiering av energiavgifterna mellan perioder med hög belastning och perioder med låg belastning. Därtill har effektavgiften indelats i en abonnemangseffekt och en s.k. högbelastningseffekt. Högbelastningseffekten debiteras endast för det effektuttag som göres vid tidpunkter då behovet är som störst. Avgiften för högbelastningseffekten stiger från 123.000 mk/MW år 1989 till 189.000 mk/MW år 1991. Därefter beaktas i långtidsplanen en fortsatt kraftig ökning av avgifterna både för effekt och energi för kraftleveranserna från Vattenfall. Från hösten 1991 kommer även det av Lounais-Suomen Sähkö Oy tillämpade tariffsystemet att inverka på anskaffningskostnaderna. Detta tariffsystem, IVO:s H85/XO är likaledes tidsdifferentierat och innehåller effektavgifter av olika typer. Om kraftverket har kapacitet att utnyttja de differentierade tarifferna kan stora inbesparingar göras.

Detta motiverar anskaffning av produktionskapacitet av sådan typ och storlek som med god driftsekonomi kan utnyttja tidsdifferentieringen i tariffsystemen för den ordinarie elkraftanskaffningen samtidigt som kapaciteten kan beräknas som en reservkraftkapacitet.

Den valda lösningen är en tungoljedriven dieselmotor om ca 16 MW eleffekt och ca 13 MW värmeeffekt. Dess anskaffningspris per effektenhet är högre än för gasturbinen men till dieseln fördel kan räknas en avsevärt lägre driftskostnad. Om beräkningarna utvidgas till att värmeenergin från dieselmotorns avgaser, kylvatten, smörjolje-, laddningsluft- och generatorkylning säljes till ett

pris som motsvarar värmealstring i en tungoljeeldad panna, så blir tungoljedieseln den klart fördelaktigaste elproduktionsenheten och kommer att kunna utnyttjas som baskraft i den grad avsättningen för fjärrvärme medger. Den ekonomiska betydelsen under 1990-talet av en utbyggnad av dieselkraftvärmeverket är beroende av utvecklingen av prisförhållandet mellan tung brännolja och råkraftpriser i Sverige respektive riket.

Med den antagna utvecklingen av priser och index och med en 50 % bidragsfinansiering av ett dieselkraftvärmeverk utan katalytisk avgasrening blir utdebiteringen av elpriset ca 39 Mmk lägre under åren 1991-2000 jämfört med fortsatt inköp utifrån.

Oberoende av vilket alternativ som nu väljes, uppnår 70-kV kabeln till Sverige sin tekniska livslängd år 2003. En ersättning för denna kapacitet måste anskaffas före denna tidpunkt om det inte visar sig möjligt att förlänga kabelns tekniska livslängd. En teknisk utredning för att klarlägga kabelns med rimlig säkerhet förväntade återstående livslängd bör utföras i slutet av 1990-talet då även beslut om den framtida inriktningen för elkraftanskaffningen måste tas.

Ålands Kraftverksaktiebolag svarar även för 45-kV stamnätet och 45/10-kV transformatorstationerna. Den växande elförbrukningen och behovet av flexibilitet i nätet med alternativa matningsvägar nödvändiggör en fortsatt utbyggnad av stamnätet och förstärkning av transformatorkapaciteten. På fasta Åland kommer en ledning att byggas mellan Svinö i Lumparland och Finby i Sund och genom byten av linor i befintliga ledningar förstärks andra avsnitt. Investeringarna inom dessa anläggningsdelar hör till normal elverksdrift och bör kunna finansieras med långfristiga lån som amorteras med avskrivningarna.

Bolagets ekonomiska utveckling har beskrivits i bifogade långtidsplan med där angivna antaganden om förbrukningen, effektbehov, kraftpriser, inflationsindex och valutakurs m.m. Räntan på långfristiga lån har antagits vara 10 % och amorteringstiden tio år. Elförbrukningens tillväxt antas som tidigare nämnts vara 3,5 % per år i

början av perioden och senare 2 % per år. Inflationen antas höja alla kostnader med 5 % per år. Dessutom stiger de fasta kostnaderna med 3 % per år på grund av reallöneökning och bolagets volymökning. Den från Sverige inköpta råkraftens pris stiger snabbare än inflationen. Bränslepriserna beräknas stiga med 8 % per år. Medelpriset för råkraftinköpet från Vattenfall antas stiga från 16,2 p/kWh år 1989 till 20,5 p/kWh år 1991 då nuvarande kontrakt går ut. Därefter antas priset stiga från 21,8 p/kWh år 1992 till 33,4 p/kWh år 2000.

För råkraftleveransen från Lounais-Suomen Sähkö Oy antas medelpriset år 1992 vara 28,8 p/kWh och stiger till 39,7 p/kWh år 2000. Fjärrvärmeproduktionen kommer under hela 1990-talet att utgöras av överskottsvärme från elproduktion med dieselmotorerna.

Kostnaderna för investeringar har antagits stiga med 5 % per år liksom driftskostnaderna. Den primära finansieringskällan för investeringar är lån. Enbart lånefinansiering leder dock snabbt till ett svårt finansieringsläge med amorteringar som överstiger det avskrivningsutrymme som driftsbidraget medger redan från början av 1990-talet om inte elkraftens försäljningspris väsentligt höjs. Det är därför nödvändigt att medel erhålles i form av bidrag.

I sammanställningen av de ekonomiska kalkylerna, bilaga 4, visas utvecklingen av försäljningspriser, kostnader och intäkter och den inverkan som olika grader av bidragsfinansiering av ett nytt dieselkraftvärmeverk har.

I dessa beräkningar har vidare antagits att för den redan beslutade utbyggnaden av sista etappen, mellan Brändö och Gustafs Kyrkby station, av 45-kV ledningen, erhålles 90 % som bidrag ur extraordinarie anslag. Med dessa antaganden om erhållna bidrag och med en eventuell ökning av aktiekapitalet torde bolaget ha goda förutsättningar att hålla prisutvecklingen på en sådan nivå som är acceptabel fram till år 2003, då ytterligare stödåtgärder kommer att bli nödvändiga.

Sammanfattningsvis kan konstateras att långtidsplanen är inriktad

på att i maximal utsträckning utnyttja möjligheterna för egen kombinerad elkraft och fjärrvärmeproduktion medan beroendet av från Sverige importerad elkraft skall minska. Den under 1970 och 1980-talet existerande avsevärda skillnaden i råkraftpriser mellan Sverige och i riket, som har givit Ålands Kraftverksaktiebolag ett visst ekonomiskt utrymme, finns ej längre varför elanskaffningen måste ges nya förutsättningar och nya kraftfulla medel för att hålla elprisnivån på Åland jämförbar med landet i övrigt.

Dies elkraftvärmeverk

Ett dies elkraftvärmeverk består av en konventionell dies elmotor som driver en generator för alstring av elkraft, som är det primära utnyttjandet av anläggningen. Vid all drift av förbränningsmotorer utvecklas samtidigt värmeenergi som återfinnes i avgaserna, cylinderkylvatten, smörjolja och laddningsluft. Denna värmeenergi kan tillvaratagas med hjälp av värmeväxlare och överföras för distribution i ett ledningsnät för fjärrvärme.

Av bränslets energiinnehåll kan i ett modernt dies elkraftvärmeverk ca 45 % omformas till elkraft och ytterligare minst 40 % kan tas ut som värmeenergi. Bränsleverkningsgraden totalt är således ca 85 %. Om motorn är av tillräcklig storlek kan den drivas med tung brännolja som är avsevärt billigare än lätt brännolja, som annars används som dies elbränsle. Vid kraftverket finns redan en tungolje-driven anläggning samt lagerutrymme och apparatur för hantering av tung brännolja.

Som ett alternativt bränsle kan naturgas med fördel användas för dies elmotordrift. Vid en eventuell framtida möjlighet för naturgasleveranser till Åland finns således flexibilitet i anläggningen att byta till naturgas med små modifieringar av bränslesystemet.

Då det gamla ångkraftverket avvecklas och demonteras erhålles ett mycket ändamålsenligt utrymme för installation av en ny dies elmotor med tillhörande avgaspanna, värmeväxlare och övrig utrustning. Någon särskild nybyggnad behöver ej uppföras för ändamålet.

Dies elkraftvärmeverkets fördelar är främst hög bränsleverkningsgrad

redan vid småskaliga anläggningar, litet utrymmesbehov, bränsleflexibilitet och en relativt fördelaktig investeringskostnad per effektenhet. Dess största nackdel är kväveoxidinnehållet i avgaserna som i dieselmotorn är högre per utvunnen energienhet än för t.ex. ett koleldat ångkraftverk.

Emissioner av svavelföreningar kan begränsas effektivast genom att använda bränslen med litet svavelinnehåll.

För att minska de negativa miljöeffekterna till följd av kväveoxidutsläpp, s.k. NOX-emissioner, kan dieselmotorn förses med katalytisk avgasrening. Tekniken för detta finns utvecklad och den av kraftverket projekterade anläggningen kan utrustas med en sådan katalysator, antingen direkt eller vid ett senare skede. En katalytisk avgasrening skulle medföra en tilläggsinvestering mellan 5 och 6 miljoner mark beroende på den lagringsvolym som behövs för det för katalysprocessen nödvändiga ammoniakvattnet. Därtill kommer en driftskostnad för avgasreningen som beräknas till ca 1,2 p/kWh. En kalkyl över elprisutvecklingen har beräknats på det alternativet att ett lågsvavligt bränsle används och att NOX-reningsanläggningen installeras. Det lågsvavliga bränslet beräknas vara 25 % dyrare än standardbränsle vilket får inverkan både för el- och värmeanskaffningen.

En full satsning på miljövänlig teknik och rening av avgaserna från kväveoxidutsläpp skulle medföra en ökad elanskaffningskostnad om ca 3 p/kWh i början av 1990-talet och minskar senare till ca 2 p/kWh vilket visas i kalkylsammandraget, bilaga 5. Driftbidraget från denna del av anläggningen är således negativt i företagsekonomiska termer emedan de positiva effekterna för miljön ej kan värderas enligt gängse metoder. Flera projekt med dieselmotorkraftvärmeverk har under de senaste åren planerats och byggts både i Finland och i andra länder. Denna typ av småskalig kombinerad elkraft- och fjärrvärmeproduktion förutspås få en stor betydelse i framtiden för energianskaffningen. Anläggningar av ovan beskriven typ tillverkas i Finland av Wärtsilä Diesel Ab som anses vara en ledande tillverkare inom denna teknologi.

På grund av lagrings- och transporttekniska problem har den katalytiska avgasreningen inte medtagits i detta skede.

Investeringarnas finansiering

Anläggningskostnaderna för ett nytt dieselkraftvärmeverk enligt ovanstående beskrivning beräknas vara i 1990 års penningvärde:

- Rivning av ångpannor och ångturbiner, asbestsanering	:	600.000 mark
- Ändringar i ställverksanslutningar och lokalkraft	:	750.000 mark
- Ombyggnad av bergrum till cisternhus för DKVV	:	1.115.000 mark
- Anslutning mellan kraftverk och fjärrvärmesystemet	:	245.000 mark
- Dieselgeneratoranläggning med spillvärmeåtervinning inklusive reservdelsförråd (enligt offert)	:	41.460.000 mark
- Värmeackumulator	:	<u>4.460.000 mark</u>
		48.630.000 mark

Totalt beräknas kostnaden för det egentliga dieselkraftvärmeverket uppgå till 44.170.000 mark inklusive omsättningsskatt. Den för driftsekonomi nödvändiga värmeackumulatören innebär en investering om 4.460.000 mark.

Enligt de beräkningar som redogöres för ovan bör åtminstone 50 % av investeringarna i utbyggnaden av dieselkraftvärmeverket finansieras med bidrag ur extraordinarie anslag för att bolaget skall ha förutsättningar att hålla elkraftspriserna på en acceptabel nivå samtidigt som reservkraftssituationen är trygg.

Det erforderliga anslaget är sålunda för dieselkraftvärmeverkanläggningen 24.300.000 mark. Den återstående delen av investeringen finansieras enligt planerna med nya långfristiga lån och med aktiekapitalförhöjning.

Med hänvisning till det ovan anförda får landskapsstyrelsen vördsamt föreslå

att Landstinget måtte ingå till Ålandsdelegationen med en sålydande framställning

"Till Ålandsdelegationen

från Ålands Landsting

Ålands elkraftförsörjning ...

... aktiekapitalförhöjning.

Med hänvisning till det ovanstående får Ålands Landsting vördsamt anhålla

att Ålandsdelegationen måtte bevilja landskapet Åland ett extraordinarie anslag om 24.300.000 mark att utgivas åt Ålands Kraftverksaktiebolag såsom bidrag för trygghandlet av landskapets elförsörjning genom anskaffande av ett dieselkraftvärmeverk.

Mariehamn den januari 1990

Talman

Vicetalman

Vicetalman

- Bilagor: 1. Ålands Kraftverksaktiebolags långtidsplan 1990-2009
2. Sammanställning av investeringarnas finansiering i Mmk
3. Kostnadsberäkning vid köp från Imatran Voima Oy

4. Sammandrag av driftsekonomska kalkyler för utbyggnad av dieselkraftvärmeverket i Mariehamn
5. Utlåtande från Ekono Oy"

Mariehamn den 9 januari 1990

På landskapsstyrelsens vägnar:

L a n t r å d

Sune Eriksson

Finanschef

Dan E Eriksson

De till framställningen anslutna bilagorna 1-5 finns till
påseende på landstingets kansli

... ..

...

...