

1977-78 Lt - Ls framst. nr 14 - Fu.

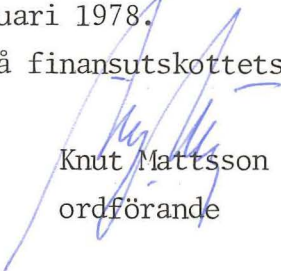
FINANSUTSKOTTETS BETÄNKANDE nr 6/1977-78
med anledning av landskapsstyrelsens fram-
ställning med förslag om utverkande hos
ålandsdelegationen av extra ordinarie anslag
för landskapets elkraftsförsörjning.

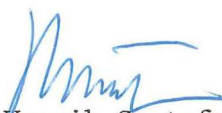
Landstinget har över ovannämnda framställning inbegärt finansutskottets
utlåtande.

Utskottet har hört lantrådet Alarik Häggblom och verkställande direktören
i Ålands kraftverksaktiebolag, diplomingenjören Erling Gustafsson. Ut-
skottet har intet att invända emot förslaget och får vördsamt föreslå
att landstinget måtte ingå till ålandsdele-
gationen med framställning om utverkande
av extraordinarie anslag om 7.940.000 mark
för landskapets elkraftsförsörjning i den
lydelse landskapsstyrelsen föreslagit.

Mariehamn den 9 januari 1978.

På finansutskottets vägnar:


Knut Mattsson
ordförande


Henrik Gustafsson
sekreterare.

Närvarande i utskottet: ordföranden Mattsson, viceordföranden Wiklöf
samt ledamöterna Olof Jansson, Rodmar Söderlund och Torvald Söderlund.

Till Ålandsdelegationen

från Ålands landsting.

Ålands elkraftsförsörjning sköts för närvarande av Ålands Kraftverks-
aktiebolag, som är ett allmännyttigt företag ägt av Mariehamns stad
(50 %), Ålands landskapsstyrelse (35,1 %), Ålands Elandelslag (4,5 %)

de åländska landskommunerna (tillsammans 9,9 %), Ålands Producentförbund (0,3 %) och Svartsmara transformatorbolag (0,1 %). Aktiekapitalet är 900.000 mark fördelat på 9.000 aktier. Bolagets ändamål är enligt bolagsordningen "att på allmännyttig bas och utan vinstavsikt samt enligt sunda ekonomiska principer bygga och driva för landskapet Ålands elförsörjning tillräckliga och ändamålsenliga kraftkällor, ävensom att vid behov från andra strömalstrare inköpa råström för kraftförsörjningsområdet samt upprätthålla anläggningar för råkraftens distribution".

Bolaget säljer råkraft till enhetligt pris åt Mariehamns stads elverk och Ålands Elandelslag för deras respektive distributionsområden. För Kökar kommuns del har särskilt fastställts, att råström skall säljas till Ålands Elandelslag i mätningsspunkt inom kommunen till samma pris som i övriga mätningsspunkter.

Elförbrukningen i landskapet.

Elförbrukningen på Åland har ökat kraftigt sedan bolagets tillkomst på 1950-talet. Under Ålands Kraftverksaktiebolags första verksamhetsår 1958 var elkraftförsäljningen 5449 MWh och högsta belastningstoppen 2,0 MW. År 1976 var elkraftförsäljningen 72334 MWh och belastningstoppen 16,1 MW.

Bolagets verksamhet inleddes genom att inköpa det gamla dieselkraftverket om 2,5 MW effekt av Mariehamns stad. År 1959 färdigställdes första delen av ångkraftverket, vars effekt var 3 MW och år 1964 anskaffades en ny ångpanna så, att effekten kunde höjas till 5 MW. Under åren 1964-1966 blev behovet av reservkraft akut och i början av år 1967 togs en gasturbin om 11 MW i drift för att säkerställa elförsörjningen. År 1969 måste grundlasteffekten höjas genom att anskaffa en begagnad ångturbin, varigenom ångkraftverkets effekt steg till 8 MW. Under början av 1970-talet tog utredningarna om fjärrkraftöverföring en mera konkret form och år 1973 kunde en 70 kV sjökabel från Sverige tas i drift med en överföringskapacitet om c. 35 MW. På grund av försening med detta projekt måste dieselkraftverket kompletteras med en ny 2,5 MW dieselgenerator. I och med fjärrkraftöverföringen har kraftverkets maskinpark fått en viktig roll som topp- och reservkraftsaggregat.

Ålands Kraftverksaktiebolag har även sedan år 1969 deltagit i utbyggnaden av ett 45 kV transmissionsnät med elstationer och år 1973 inköpte bolaget detta nät i dess helhet. Under år 1976 har detta nät kompletterats med en 45 kV ledning från Lumparland till Sottunga.

Kraftutbyggnaden har finansierats huvudsakligen med lån och e.o.-anslag ur statsmedel. De egna medlen, d.v.s. avskrivningarna har i stort sett räckt till amorteringar på de långfristiga lånen. De ackumulerade investeringarna och deras finansiering har åskådliggjorts i tabell i bilaga 1. E.o.-anslagen har varit nödvändiga för att även på Åland kunna hålla elkraftens pris och kvalitet på en skälig nivå.

Kraftpriserna.

De gentemot Mariehamns stad och Ålands Elandelslag debiterade kraftavgifterna är för närvarande utom elskatt:

aktiv effektavgift	180 mk/kW år
dagenergiavgift	11,15 p/kWh
nattenergiavgift	7,40 "

Den taxa Imatran Voima tillämpar för förbrukare av samma storlek som elverken på Åland är tariff T1 i tariffsystem H/73. Då gällande värden för bränslepris $h=23,7$ och för partiprisindex $T=650$ tillämpas blir avgifterna följande:

fast avgift per köpare med en mätpunkt	192.525 mk/år
fast avgift per tilläggsmätpunkt	46.594 "
fast tilläggsavgift per 10 kV mätpunkt	17.400 "
aktiv baseffektavgift	228,5 mk/kW år
aktiv topp effektavgift	122,4 "
tilläggseffekt vid 10 kV mätning	10,1 "
basenergiavgift	7,78 p/kWh
toppenergiavgift	16,50 "

Då ett elverk köper all elkraft från Imatran Voima beviljas 5 % rabatt.

För jämförelse av medelpriserna betraktas ett kraftköp av Mariehamns stads och Ålands Elandelslags typ

energiförbrukning	36.000.000 kWh/år
- varav basenergi 95 %	34.200.000 "
- och toppenergi 5 %	1.800.000 "
- dagenergi 75 %	27.000.000 "
- nattenergi 25 %	9.000.000 "

aktiv effekt som största 60 minuters värde (IVOV)	8.400 kW
- varav baseffekt 70 %	5.880 "
- och topp effekt 30 %	2.520 "

aktiv effekt som medeltal

av 3 största 15 minuters
månadsvärde (AK)

8.000 kW

Kraftköpet antas ske i fyra mätpunkter på 10 kV nivå.

För en dylik typförbrukning skulle Ålands Kraftverksaktiebolag debitera 15,3 p/kWh och Imatran Voima 15,0 p/kWh, vardera inklusive elskatt.

Imatran Voimas medelförsäljningspris för hela tarifförsäljningen var under år 1976 dock endast 9,98 p/kWh medan Ålands Kraftverksaktiebolags medelpris var 14,21 p/kWh. Vardera utan elaccis.

Ekonomisk ställning.

Bolagets företagsekonomiska ställning enligt balansräkningen är för tillfället god. Anläggningarnas realvärde överstiger skulderna med betryggande marginal. Även skuldernas relation till omsättningen har efter senaste års bidrag ur e.o. anslag nått en någorlunda låg nivå och relationen är i 1976 års bokslut 2,0:1 mot att år 1973 som högst ha varit 4,3:1. En stor del av anläggningarna är relativt nya och håller en god teknisk standard.

Bolagets lönsamhet är däremot svag. Driftsbidraget är för litet och efter ränteutgifterna blir utrymmet för avskrivningar endast c. 7 % av anläggningarnas restvärde. Avskrivningarna går i sin helhet till amorteringar på lån, vars amorteringstid i medeltal ändå för tillfället är hela 10,2 år. Alla nyinvesteringar måste finansieras med främmande medel.

Det egna kapitalet är litet. Aktiekapitalet är 900.000 mk, varav endast 300.000 mk är betalt och 600.000 mk tillkommet genom värdeuppskrivning och fondemission. En betald aktieemission om 1.800.000 mk ingår i finansieringsplanerna för de nu aktuella kraftutbyggnaderna.

Bolagets lönsamhet kan förbättras genom att med tillbudsstående medel pressa kraftanskaffningskostnaderna. I denna avsikt har bolaget aktivt deltagit i skapandet av det fjärrvärmesystem i Mariehamn, som nu är under byggnad. Genom att kombinera behovet av ny reservkraft, kapningen av belastningstoppar, avsättningen för spillvärme, de stigande kraftpriserna i Sverige och den senaste tekniska utvecklingen har bolaget konstaterat, att anskaffningen av ett dieselmotorsvärmeaggregat är lägnat att förbättra lönsamheten på lång sikt.

Bedömning av behovet av elkraft.

Som underlag för framtidsbedömningar har en prognos för effektbehovet under hela 1980-talet uppgjorts och framgår av bilaga 2. Tillväxten under de första åren är uppskattad till c. 12 % och senare till 8 % per år. Som bilaga 5 medföljer Kraftverksbolagets långtidsplan för åren 1977-1992 och som bilaga 6 Ekonos kontrollberäkning av långtidsplanen.

Kravet på elförsörjningens kontinuitet är på Åland liksom på andra ställen absolut. Kravet på produktionsreserv brukar formuleras så, att reserven skall ersätta ett bortfall av den största produktionsenheten. För Ålands del "är den största produktionsenheten" kraftöverföringslänken från Sverige och den erforderliga reserven är då samma som hela effektbehovet. Kraftverket har en total kapacitet om c. 24 MW, varav 8 MW utgöres av ångkraftverket med starttid på ett dygn och 16 MW av gasturbin och dieslar med starttid under 5 minuter. Ett bestående fel i någon av fjärröverföringens delar då effektbehovet överstiger 16 MW medför effekt-ransonering under det första dygnet. Effekten beräknas överstiga 16 MW under

250 timmar år 1977 med toppeffekten	19 MW
1200 timmar år 1978 med	" 22 "
2600 timmar år 1979 med	" 25 "
3500 timmar år 1980 med	" 28 "

Elförsörjningen kräver reservkraft.

För att trygga en kontinuerlig elförsörjning utan ransonering borde en ny reservkraftsenhet installeras hösten 1978. Hösten 1979 är allra senaste tidpunkt, ty då överskrider effektbehovet sannolikt också 24 MW gränsen.

Reservkraftsalternativ.

Kraftverket har i bifogade långtidsplan undersökt olika reservkraftsalternativ. Ett alternativ är att anskaffa ren reservkraft med så lågt anskaffningspris per enhet som möjligt. Lösningen blir då en så stor gasturbin som ryms i systemet d.v.s. c. 20-25 MW och den är avsedd att användas uteslutande vid störningar.

Statens Vattenfallsverks i Sverige krafttaxa innehåller även en effektavgift om c. 140.000 mk/MW år och närmare beräkningar visar att betydande inbesparingar kan göras genom att kraftverket självt producerar belastningstopparna. Dessa inbesparingar motiverar anskaffning av en reservkraftsenhet av sådan typ och storlek att den samtidigt kan användas för produktion av belastningstoppar. Lösningen blir då en med tung

brännolja driven diesel om c. 8 MW. Dess anskaffningspris per enhet är större än gasturbinens, men genom toppkraftsproduktion blir det slutliga priset för reservkraft enligt långtidsplanen samma som för gasturbinen. Till dieselns fördel kan räknas mycket lägre driftkostnad. Den erbjuder sålunda ett alternativ vid stigande kraftpriser och en försäkring mot orimliga driftkostnader vid ett långvarigt haveri på Sverige-kabeln.

Då beräkningarna ytterligare utvidgas så, att man beaktar även möjligheterna att från dieselns avgaser och kylvatten försälja värme till ett fjärrvärmenät finner man, att detta alternativ erbjuder den billigaste reservkraften under 1980-talet. Även med beaktande av tilläggsinvesteringarna i avgaspanna och värmeväxlare blir inbesparingen jämfört med de andra alternativen c. 2.000.000 mk netto under 1980-talet redan med den produktion som toppkapning medför. Diskussioner om de framtida kraftpriserna med Statens Vattenfallsverk i Sverige tyder på att ett sådant dieselkraftvärmeverk troligen blir ekonomiskt att driva kontinuerligt som baskraft under 1980-talet. Då blir dess ekonomiska betydelse för Ålands energiförsörjning ännu större. Ålands Kraftverksaktiebolag har valt detta alternativ för kraftutbyggnaden. I bilaga 2 ses en plan för 1980-talets utbyggnader.

Oberoende av vilket alternativ som skulle ha valts blir anskaffningen av ännu ett reservaggregat nödvändig under 1980-talet och några år därefter blir en andra fjärrförbindelse aktuell. Kalkyler har också gjorts kring alternativet att anskaffa den andra fjärrförbindelsen redan nu för att genom detta minska reservkraftsbehovet, men denna stora investerings tidigare läggning och låga utnyttjningsgrad gör alternativet klart dyrare än andra.

Ålands Kraftverksaktiebolag ansvarar även för 45 kV transmissionsnätet och 45/10 kV elstationerna. Det växande elbehovet och de ökande kraven på elkvalitet nödvändiggör en fortsatt utbyggnad av transmissionsnätet och elstationerna samt manöver- och kontrollsystemen. Under de närmaste åren skall en elstation byggas i norra Mariehamn, en i Sund och en i södra Mariehamn i nu nämnda ordning. De skall förses med anslutande 45 kV ledningar. Investeringarna inom denna sektor 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 förbrukning, kraftpriser, inflation m.m. Sedan denna plan uppgjordes har dock nya beslut fattats och ny prisinformation erhållits. Dessa nya faktorer är:

1. Beslut om fjärrvärme i Mariehamn har fattats och som följd av detta kan kraftverket välja 8 MW diesel med avgaspanna som första kraftutbyggnad. Detta innebär en något större investering samt intäkter från värmeförsäljning.
2. De gängse råkraftpriserna i Sverige ligger redan nu c. 50 % högre än kraftverkets år 1971 kontrakterade pris, som gäller till utgången av år 1982, med indexjusteringar. Statens Vattenfallsverk i Sverige har dessutom meddelat, att kraftpriserna i nya kontrakt, som ingås efter 1978-01-01 är c. 5 % högre än nuvarande priser. På basen av denna information bedömer kraftverket, att råkraftpriset stiger med c. 80 % från år 1982 till år 1985.

Med beaktande av dessa faktorer har kraftverket på nytt framräknat en ekonomisk utveckling med i övrigt oförändrade utgångsantaganden.

Elbehovets ökning antas såsom redan nämnts till c. 12 % per år i början och senare c. 8 % per år. Den nu pågående utvecklingen tyder på att dessa antaganden är realistiska.

Inflationen antas höja alla kostnader med 8 % per år och dessutom antas de fasta kostnaderna stiga med 4 % per år på grund av reallöneökning och företagets volymökning. Efter devalveringarna under år 1977 måste man konstatera att dessa siffror troligen blir högre, men de ger då även utrymme för högre elpriser och därmed större intäkter.

Den antagna inflationen om 8 % gör att den från Sverige inköpta råkraften stiger i pris med endast c. 6 % per år, emedan nuvarande kontrakt har en dämpande indexbindning. Råkraftens inköpspris antas stiga från 6,0 p/kWh år 1977 till 8,4 p/kWh år 1982. Då nuvarande kontrakt gått ut antas råkraftpriset år 1983 ligga på 16,0 p/kWh för att därefter igen stiga jämnt till 20,1 p/kWh år 1987.

Fjärrvärmeproduktionen i dieselkraftvärmeverket antas ge en tilläggsinvestering om c. 1,3 milj. mk och inbringa ett driftsbidrag på c. 300.000 mk per år i början. Detta ökar senare till c. 1.000.000 mk per år då även fjärrvärmepriset kan antas stiga med c. 8 % per år.

Elkraftens försäljningspris, som nu ligger på c. 15,5 p/kWh inklusive elskatt, borde tillåtas stiga långsammare än andra priser om samma kraftpriser som i riket skall kunna hållas. Detta förklaras av att kraftpriset i Finland nu ligger högt i förhållande till Sveriges, men en utjämning pågår, som grundar sig på att kraftproduktionsstrukturen blir allt mera likartad. Det av Ålands Kraftverkssaktiebolag utnyttjade glappet mellan det

svenska inköpspriset och försäljningspriset på finländsk nivå krymper fram till år 1982 och blir obetydligt från år 1983. En annan omständighet, som i riket pressar ner försäljningspriset är den där pågående sammanslagningen av små elverk till stora enheter, som köper kraft till priser i närheten av Imatran Voimas medelpris c. 11 p/kWh inklusive elskatt. På Åland finns inte denna möjlighet till storköp, men de likaså i riket pågående strävandena till regional kraftprisutjämning talar för att kraftpriset även på Åland bör närma sig Imatran Voimas medelpris. Kraftverkets bedömning är, att råkraftpriset inte borde få stiga mera än till c. 22 p/kWh år 1987, d.v.s. till en fördubbling av Imatran Voimas medelpris.

Investeringspriserna har antagits stiga med 8 % per år liksom driftkostnaderna. Den primära finansieringskällan är lån. Amorteringstiden har antagits till 8 år och räntan till 10 %. Enbart lånefinansiering leder dock snabbt till ett helt omöjligt finansieringsläge med amorteringar som överstiger bolagets avskrivningsutrymme redan från början av 1980-talet om inte kraftpriset väsentligt höjs, vilket inte är önskvärt. För att underlätta finansieringen och för att stärka bolagets stabilitet före de ekonomiska svårigheterna efter år 1982 borde aktiekapitalet höjas med 1,8 milj. mk år 1978 och med 2,7 milj. mk år 1981. Med dessa aktiekapitalsförhöjningar kan dock inte problemet lösas utan endast framflyttas med något år. Det är därför nödvändigt att medel erhålles även i form av bidrag ur e.o.anslag. I de fortsatta beräkningarna har antagits att 50 % av investeringarna i dieselkraftvärmeverk 1978 och gasturbin 1981 kan erhållas som bidrag.

Trots antagandena om nytt aktiekapital och bidrag ur e.o. anslag kan man konstatera, att ytterligare åtgärder måste vidtas år 1983, ty efter tillämpningen av nytt kraftinköpskontrakt blir årskostnaderna redan större än intäkterna och bolaget går med förlust utan avskrivningar. För att undvika detta har kraftförsäljningspriset antagits stiga med c. 30 % år 1983 för att därefter igen växa jämnt. Detta är inte en önskvärd utveckling och andra åtgärder bör noggrant utredas.

En utveckling av medelkostnaderna och försäljningspriset ses i bilaga 3 och i bilaga 4 har kostnader och intäkter redovisats i tabellform. Tabellen visar, att de egna medlen (=avskrivningarna) i medlet av 1980-talet inte räcker till amorteringar på 8 års lån utan lånen måste fås på längre tid.

Som en sammanfattning av långtidsplanen kan anföras att kraftförsörjningen fram till år 1983 bygger helt på skillnaden mellan kraftpriserna i Sverige och Finland. År 1983 elimineras nästan hela denna prisskillnad, men behovet av transmissionsledningar och reservkraft kvarstår oförändrat. Detta förhållande gör att kraftförsörjningen på Åland år 1983 kommer in i en allvarlig kostnadskris, som med lämpliga kraftfulla medel måste undvikas. De åtgärder som närmast står till buds är nytt aktiekapital, bidrag ur e.o.anslag och prisjusteringar.

Dieselalternativet ger möjlighet till spillvärmeåtervinning.

Utfredningar om fjärrvärme för centrala Mariehamn har pågått sedan år 1974 och under år 1977 har beslut fattats, att Mariehamns stad, Ålands landskapsstyrelse och Ålands Kraftverksaktiebolag gemensamt bildar ett aktiebolag, Mariehamns Energi Ab, med uppgift att hantera fjärrvärmeförsörjning i Mariehamn. Kraftverket har under hela utredningstiden medverkat aktivt och avsikten har varit att bättre än nu utnyttja de resurser i form av anläggningar, personal och kunnande som kraftverket i alla fall måste hålla sig med för upprätthållandet av en tillfredsställande reservberedskap. En av de främsta orsakerna till kraftverkets intresse var möjligheten till kombinerad el- och värmeproduktion, som under senare tid blivit möjlig även i liten skala genom utveckling av tekniken för spillvärmeåtervinning från dieslar.

Mariehamns Energi Ab, som till stor del sköts av kraftverkets personal, inleder sin verksamhet genom att år 1977 bygga c. 1,5 km fjärrvärmeledningar och ansluta 14 fastigheter till en tillfällig, flyttbar värmecentral. Anslutningseffekten är nu c. 6 MW. Under år 1978 bör en ledning byggas från centrum till kraftverket och längs ledningen kan anslutningar om sammanlagt c. 4 MW göras. Då ledningen når kraftverket kan hela värmeproduktionen förläggas dit. Under åren mellan 1978 och 1985 kan anslutningseffekten förväntas stiga från 10 MW till c. 20 MW. Ett dieselkraftvärmeverk med 8 MW värmeeffekt kan då utnyttjas väl och all spillvärme från toppkraftproduktionen beräknas kunna avsättas i fjärrvärmenätet eftersom värmens och elkraftens toppar infaller ungefär samtidigt.

Dieselkraftvärmeverk ger bästa ekonomiska utbyte.

Ett dieselkraftvärmeverk består av en konventionell dieselmotor och generator samt en s.k. avgaspanna som från avgasernas värmeinnehåll överför energi till i pannan cirkulerande varmvatten. Avgasernas temperatur sjunker från 430° C till 200° C och det erhållna varmvattnets

temperatur kan varieras mellan 70° C och 120° C. Anläggningens effektivitet höjs ytterligare genom att med hjälp av värmväxlare även ta tillvara värmet från motorns kylvatten och smörjolja.

I en konventionell dieselgeneratoranläggning fås c. 40 % av bränslets energimängd ut i form av elkraft. I ett dieselkraftvärmeverk fås ytterligare c. 40 % av bränslets energimängd ut i form av varmvatten och verkningsgraden är sålunda hela 80 %. Då dieselmotorn får tillräcklig storlek kan den dessutom drivas med tung brännolja, som är betydligt billigare än lätt brännolja, som annars används. På Ålands Kraftverk finns redan förut lagerutrymme och apparatur för tung brännolja. Då två stycken av de befintliga gamla små dieslarna på kraftverket skrotas fås tillräckligt utrymme för ett 8 MW dieselkraftvärmeverk och någon särskild nybyggnad behöver inte uppföras för ändamålet.

Anläggningar av ovan beskriven typ byggs av de inhemska tillverkarna Wärtsilä och Valmet. EKONO har tillsammans med Wärtsilä erhållit allmänna medel för utveckling av avgaspannor för dieselkraftvärmeverk. Wärtsilä har utvecklat en avgaspanna med efterbrännare för ytterligare förhöjning av effektiviteten.

EKONO har även inkopplats på detaljutredningarna i syfte att under sommaren 1978 installera ett dieselkraftvärmeverk i kraftverkets dieselhall. Den lämpligaste storleken har befunnits vara 8 MW el och 8 MW värme samt möjlighet att senare höja värmeproduktionen ytterligare genom installation av efterbrännare. En sådan anläggning beräknas år 1978 kosta totalt c. 15.000.000 mk färdigt installerad.

Enligt Ålands Kraftverksaktiebolags uppfattning, stödd av EKONO, vore det synnerligen fördelaktigt även för den inhemska industrin att en finländsk referensanläggning av detta slag skulle kunna byggas på Åland. Kombinerad el- och värmeproduktion också i små samhällen har genom den nya tekniken blivit möjlig och utvecklingen inom denna sektor förväntas under de närmaste åren bli livlig i hela Norden. Den pågående energidebatten har belyst behovet av att så effektivt som möjligt utnyttja de allt knappare och dyrare bränsletillgångarna.

Senare reservkraftsutbyggnad.

Såsom i den tidigare texten framskyntat och som framgår av bilaga 2 måste reservkraften ytterligare utbyggas i början av 1980-talet och

då blir den mest lämpade enheten en gasturbin om 20-25 MW. Denna skall placeras på landsbygden emedan effektutmatningsmöjligheterna från Mariehamn inte räcker för en så stor enhet. På Tingsbacka transformatorstation finns utrymme reserverat för en gasturbin och för dess transformator.

Den nuvarande 30 MVA transformatorn har ingen reserv och om den havererar omöjliggörs överföringen från Sverige och kraften måste produceras på Åland, vilket förorsakar stora merkostnader om avbrottet blir långvarigt. Den nya transformatorn skulle förses med tre lindningar så, att den kan användas både för gasturbin och som reserv för den nu befintliga transformatorn.

Reservberedskapen kunde redan nu förbättras genom att gasturbinens transformator skulle anskaffas på förhand år 1978. Denna åtgärd skulle speciellt förbättra driftsäkerheten på landsbygden och i skärgården. En transformator dimensionerad för 25 MVA från Sverige-förbindelsen och 25 MVA från en gasturbin beräknas kosta c. 880.000 mk.

Sammanfattning.

Prognoserna för kraftverkets utveckling tyder på att Ålands Kraftverksaktiebolags reservkraftsberedskap snabbt försämras och att en kontinuerlig kraftförsörjning inte utan utbyggnadsåtgärder kan garanteras efter år 1978.

Beräkningar av utvecklingen under 1980-talet visar att den ekonomiskt fördelaktigaste metoden att förse Åland med reservkraft är att samordna reservkraftshållningen med egen produktion av effekttoppar och produktion av fjärrvärme. Med stöd av fjärrvärmebeslut i Mariehamn och den senaste tekniska utvecklingen har kraftverket gått in för att anskaffa ett dieselkraftvärmeverk med 8 MW eleffekt och 8 MW värmeeffekt. Anläggningskostnaden beräknas till 15.000.000 mk år 1978, varav c. 10 % utgör tilläggskostnad för värmeproduktionsdelen. Tilläggskostnaden inbesparas med ränta genom fjärrvärme-försäljning och utöver detta beräknas alternativet inbespara c. 2.000.000 mk under 1980-talet jämfört med andra reservkraftsalternativ.

Ålands Kraftverksaktiebolags ekonomi bygger till stor del på skillnaden mellan kraftinköp på svensk prisnivå och försäljning på finländsk prisnivå. Skillnaden är c. 8 p/kWh, och baserar sig på ett 10-årigt kraft-

leveranskontrakt, som går ut år 1982. Prisskillnaden kan därefter bli obetydlig och om kraftpriserna på Åland skall hållas på samma nivå som i riket måste stödsatser göras. Enligt kraftverkets beräkningar bör åtminstone 50 % av investeringarna i reservkraftsanläggningar finansieras med statliga anslag för att bolaget skall ha en någorlunda stabil ekonomisk ställning och en skälig kraftprisinivå då 1980-talets kostnadskris inträder.

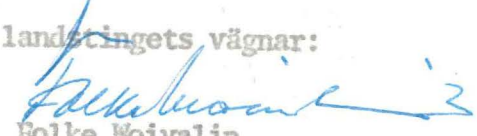
Det erforderliga anslaget skulle sålunda för ett dieselkraftvärmeverk vara 7.500.000 mk och för transformatorn i Tingsbacka 440.000 mk.

Med hänvisning till ovanstående får Ålands landsting vördsamt anhålla

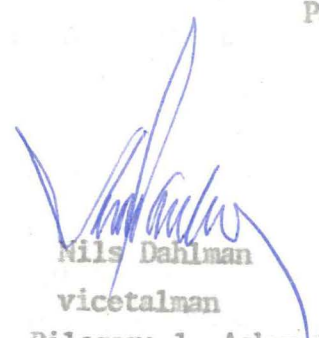
att Ålandsdelegationen måtte bevilja landskapet Åland ett extraordinarie anslag om 7.940.000 mark att utgivas åt Ålands Kraftverksaktiebolag såsom bidrag för tryggheten av landskapets elkraftförsörjning.

Mariehamn den 11 januari 1978.

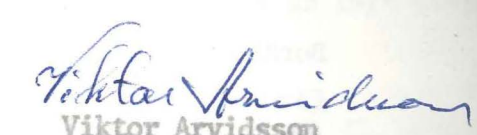
På landstingets vägnar:


Folke Woivalin

talman


Nils Dahlman

vicetalman


Viktor Arvidsson

vicetalman.

- Bilagor: 1. Ackumulerade investeringar och deras finansiering
2. Prognos över effektbehovet
3. Utvecklingen av medelkostnaderna och försäljningspriset
4. Beräknade kostnader och intäkter
5. Långtidsplan för Ålands kraftverksaktiebolag 1977-92.
6. Ekono kontrollberäkning av långtidsplanen.

Nr 3/1978.