

UTBYGGNAD AV VÅGENERGI FÖR GOTLAND

**Effektvariationer och utjämnings-
möjligheter**

av

Thomas Erenmalm

Nils Mårtensson

UTBYGGNAD AV VÅGENERGI FÖR GOTLAND

**Effektvariationer och utjämnings -
möjligheter**

av

Thomas Erenmalm

Nils Mårtensson

SAMMANFATTNING

Föreliggande examensarbete vid institutionen för vattenbyggnad vid Chalmers tekniska högskola behandlar några av de effekt- och energilagringsproblem som skulle uppstå vid en omfattande utbyggnad av vågkraften på Gotland.

Speciellt har priset för elenergin på Gotland beräknats för olika utbyggnadsgrader av vågkraften på Gotland. Priset har beräknats för dels ett alternativ utan energilagring på Gotland och dels ett alternativ med energilagring på Gotland. Energilagringen sker i ett pumpkraftverk med ett underjordiskt nedre magasin.

Vågkraftverkets storlek har optimerats i fallet utan energilagring. I alternativet med pumpkraft har pumpkraftverket optimerats för en maximal storlek på vågkraftverket.

Vid beräkningarna har förutsatts att nuvarande marknadspris för elkraft på fastlandet råder, dvs elenergi kan köpas och säljas för 12 öre/kWh på fastlandet via likströmskabeln. Likströmskabelns överföringskostnad är 5 öre/kWh. Vidare antas att oljebaserad elenergi på Gotland kostar 25 öre/kWh och toppkraften 100 öre/kWh. Jämförelsevis kan nämnas att nyprojekterad vattenkraft kostar 20-25 öre/kWh. Alla priser är i 1980 års prisnivå.

Med angivna priser är en optimal storlek på vågkraftverket år 2000 en bojgrupp, om 360 bojar. Den maximala uteffekten är 16 MW och årsproduktionen är 40 GWh, vilket motsvarar 5% av Gotlands elenergibehov.

Priset på Gotlands elenergi blir 18 öre/kWh och vågenergin kommer att kosta 25 öre/kWh.

För att täcka halva Gotlands elenergibehov år 2000 krävs en utbyggnad om 15 bojgrupper. Denna utbyggnad svarar mot den maximalt möjliga utbyggnaden av vågkraften utan alltför stora effektöverskott. Vågkraftverket får då en maximal effekt på 230 MW och en årsproduktion på 610 GWh.

Priset på Gotlands elenergi blir för 15 bojgrupper 26 öre /kWh. Vågenergin kostar då 34 öre/kWh.

I alternativet med energilagring med pumpkraft har endast 15 grupper storlek på våkraftverket studerats.

Priset på Gotlands elenergi blir 28 öre/kWh. Vågenergin kostar då endast 26 öre/kWh på grund av att mer kan användas på Gotland.

Slutligen kan man säga om pumpkraften att den ger en billigare vågenergi men totalpriset på elenergin blir större.

Följande slutsatser kan dras av erhållna resultat i examensarbetet:

På Gotland skulle en liten utbyggnad av våkraften vara försvarbar ur både ekonomisk och erfarenhetsskapande synpunkt.

Pumpkraft är en tekniskt lämplig energilagringsslag. Den blir dock för dyr om ett underjordiskt magasin måste anläggas.

På fastlandet skulle en utbyggnad av våkraften i den här diskuterade omfattningen kunna utjämnas med konventionell vattenkraft.

Vid en större utbyggnad av vind-eller vågenergi i Sverige kommer det att bli nödvändigt med effektutjämning med någon metod typ pumpkraftverk.

1. INLEDNING.

Avsikten med detta examensarbete har varit att studera variationerna i effekten hos ett vågkraftverk samt att studera möjligheterna till effektutjämning på Gotland. Examensarbetet anknyter till ett tidigare gjort examensarbete inom Gruppen för Vågenergiforskning. Detta arbete heter "Vågenergi för Gotland" och är en dimensionering av en vågboj för Gotland, ref. 6:1.

Vågkraftens stora problem är effekten. Denna varierar ~~kan~~ ju variera väsentligt från timme till timme. Samtidigt varierar effektbehovet på Gotland. Dessa variationer har simulerats i en elsystemsmodell för Gotland.

Effektutjämningen kan ske genom energilagring på Gotland. Den energilagringssmetod som har studerats är pumpkraft. Alternativet till energilagring som effektutjämnings åtgärd är att bygga ett så litet vågkraftverk att det ej behövs någon utjämning.

Angående i vilken utsträckning man får uppföra, utnyttja och driva anläggningar av typ vågkraftverk så skall detta inte stöta på några hinder så länge man håller sig till svenskt sjöterritorium.

Vi vill slutligen tacka vår handledare Lars Bergdahl, Ins. för vattenbyggnad på Chalmers tekniska högskola, samt övriga som varit oss till stor hjälp, se lista på tagna kontakter.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

SAMMANFATTNING	1
1. INLEDNING	3
INNEHÅLLSFÖRTECKNING	4
2. EFFEKTSTUDIE	5
2.1 Allmänt	5
2.2 Effektbehovet på Gotland	5
2.3 Effekten i vågorna och uttagbar vågeffekt	8
2.4 Samkörning. Vågeffekt i elförsörjningen	10
2.4.1 Direktanvänd vågeffekt	11
2.4.2 Maximalt effektöverskott	13
2.4.3 Maximalt effektunderskott	13
2.4.4 Likströmskabeln	13
2.4.5 Nödvändig strypning av kraftverkets uteffekt	14
2.4.6 Sambandet mellan strypt energi och strypt effekt	14
2.4.7 Tidsvariationen hos effektdifferensen	16
3. DE TVÅ ALTERNATIVEN VID UTBYGGNAD AV VÅKRAFTEN	17
3.1 Allmänt om utbyggnaden av våkraften på Gotland	17
3.2 Alternativ 1. Ingen effektutjämning på Gotland	20
3.3 Alternativ 2. Effektutjämning på Gotland med pumpkraft	21
4. ELFÖRBRUKNINGEN PÅ GOTLAND	24
4.1 Nuvarande elsituation	24
4.2 Prognos för elförbrukningen år 2000	25
4.3 Förbrukningsmodellen i databehandlingen	31
4.3.1 Typveckor för förbrukningen	32
4.3.2 Månadskoefficienter	34
4.3.3 Resultterande förbrukningsmodell	36
5. VÅGOR	38
5.1 Vågteori	38
5.2 Vågklimatet runt Gotland	42
6. VÅKRAFTVERKET	45
6.1 Vågenergiomvandlare	45
6.1.1 Typ av omvandlare	45

6.1.2	Vågbojens hydrodynamiska medelverkningsgrad	47
6.2	Mekaniska och elektriska förluster hos bojen och överföringen	49
6.3	Vågkraftverkets uteffekt	53
6.4	Vågkraftverkets storlek	54
6.4.1	Optimeringsmetod	54
6.4.2	Kostnaden för vågenergi på Gotland	57
6.4.3	Optimering av vågenergin med avseende på Gotlands elenergipris	61
6.5	Geometri och placering av vågkraftverket	62
6.6	Priset på vågenergin	65
7.	ENERGILAGRINGSMETODER FÖR EFFEKTUTJÄMNING	67
8.	ENERGILAGRING MED PUMPKRAFT	74
8.1	Maximalt tillåtna djup för pumpkraftverket ur berghållfasthetssynpunkt	75
8.2	Teknisk dimensionering av pumpkraftverket	80
8.2.1	Bestämning av pumpkraftverkets effekt	80
8.2.2	Bestämning av magasinets energivolym	84
8.2.3	Bestämning av ekonomiskt optimalt djup för pumpkraftverket	87
8.2.4	Dimensionering av tryckschaktet	89
8.3	Den mekaniska utrustningen i pumpkraftverket	93
8.4	Kostnaden för pumpkraftverket	95
8.4.1	Anläggningskostnad	95
8.4.2	Energipriset för pumpkraften	97
9.	MILJÖEFFEKTER AV VÅGKRAFTVERKET OCH PUMPKRAFTVERKET	100
	Lista på tagna kontakter	103

2. EFFEKTSTUDIE

2.1 Allmänt

Effektstudien av Gotlands elsystem med inlagd vågkraft är av stort intresse. Problemet med vågkraft är att den, till skillnad från andra kraftslag, kommer att ge en varierande uteffekt. Förbrukningen är alltid varierande. Detta ger ett elsystem med dels en variabel kraftproducent och dels en variabel förbrukning.

För att kunna dimensionera och kostnadsberäkna detta elsystem så krävs ett studium av hur väl dessa överlagrar varandra.

2.2 Effektbehovet på Gotland.

Elkonsumtionen på Gotland varierar väsentligt med tiden. Man brukar skilja på långtidsvariationer varmed menas hur energikonsumtionen per vecka varierar över året och korttidsvariation som avser variationen över veckan och dygnet. För att inom ramen för dessa variationer kunna ställa upp en modell av förbrukningen, krävdes årsvariationer och typvecker för Gotlands elförbrukning. Dessa erhöles från Gotlands elverk.

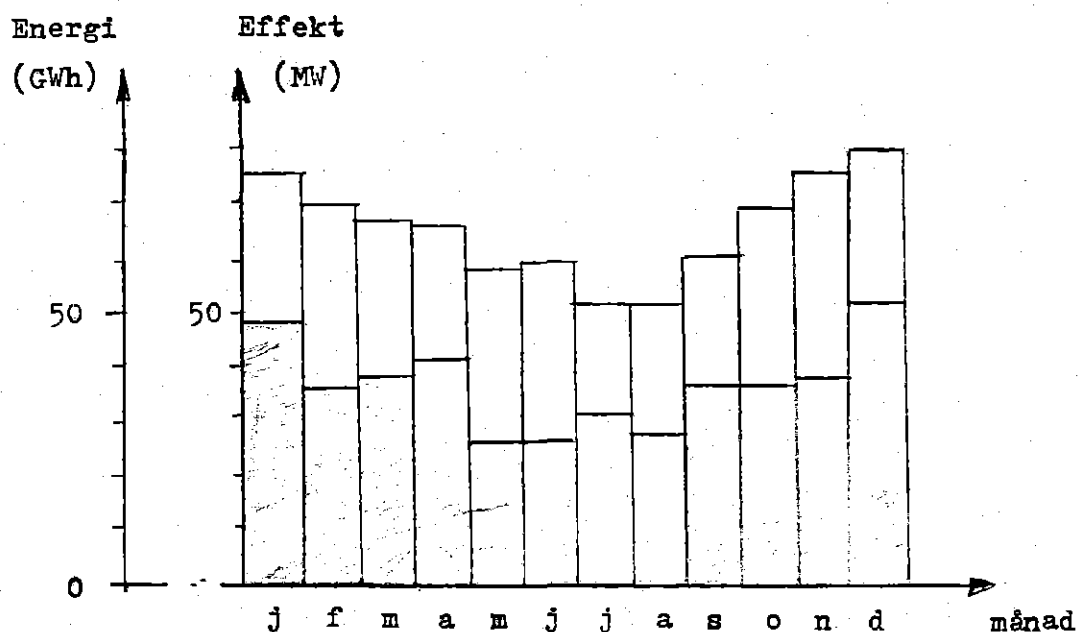


Fig 2:1 Energi och effekt behovet på Gotland, 1976. Energin representeras av det skrafferade området.

Källa: Gotlands energiverk AB

Utifrån typveckorna och årsvariationen skapades en förbrukningsmodell som redovisas närmare i kapitel 4.3.1.

Den i figur 2:1 visade årsvariationen är typisk med en hög förbrukning på vintern och en låg på sommaren. Dessa variationer kan härledas ur elkonsumenternas behov. Industrins elkonsumtion är förhållandevis konstant över året med en kraftig nedgång under semestertiden. Övrig förbrukning varierar betydligt under året beroende på temperatur och behov av belysning m m. För Gotlands del spelar även den stora turismen in.

Dygnsvariationen visar väsentliga skillnader mellan sommar och vinter. Under ett vinterdygn kan man förvänta sig en förmiddagstopp och en eftermiddagstopp i förbrukningen. På sommaren finns endast en topp. Detta illustreras i figur 2:2.

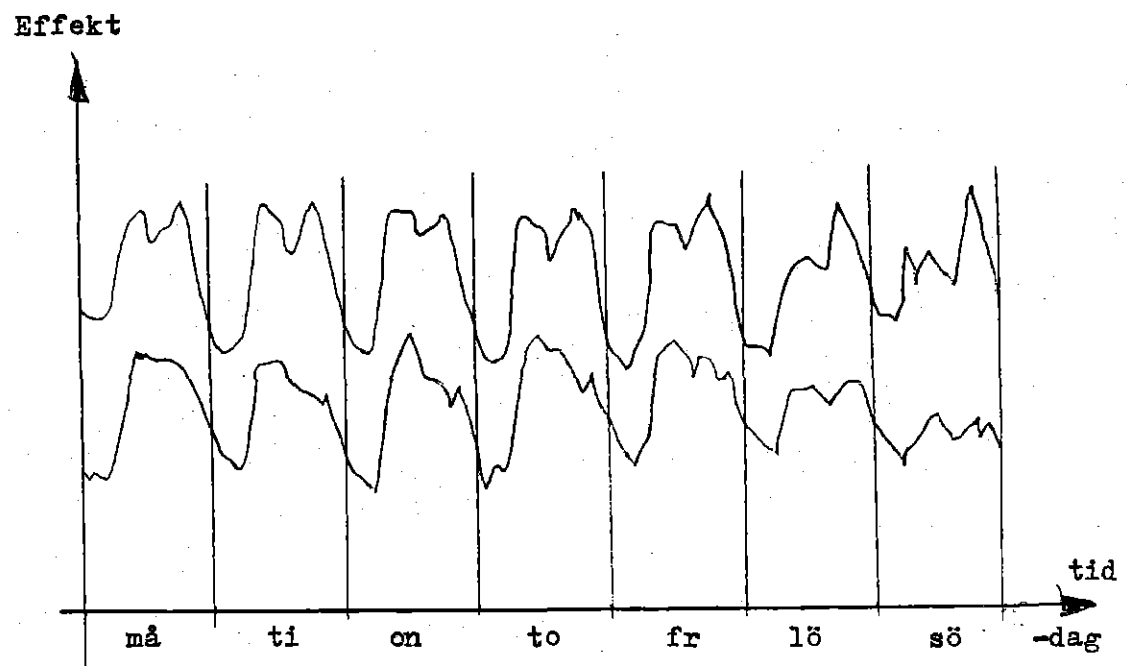


Fig 2:2 Dygnsvariationen hos de två typveckorna. Vinterveckan, övre kurvan, är från januari 1979. Sommarveckan är från augusti 1978.

Källa: Gotlands energiverk AB.

I figur 2:2 kan man också se dygnsvariationens rytm med avtagande förbrukning mot veckosluten.

Förbrukningsmodellen, som har skapats, visar upp de väsentliga förändringarna över året, veckan och dygnet. Dess begränsningar är att förbrukningen inte blir den stokastiska process den egentligen är. För att åstadkomma detta skulle ett väsentligt större underlag på förbrukningen krävas.

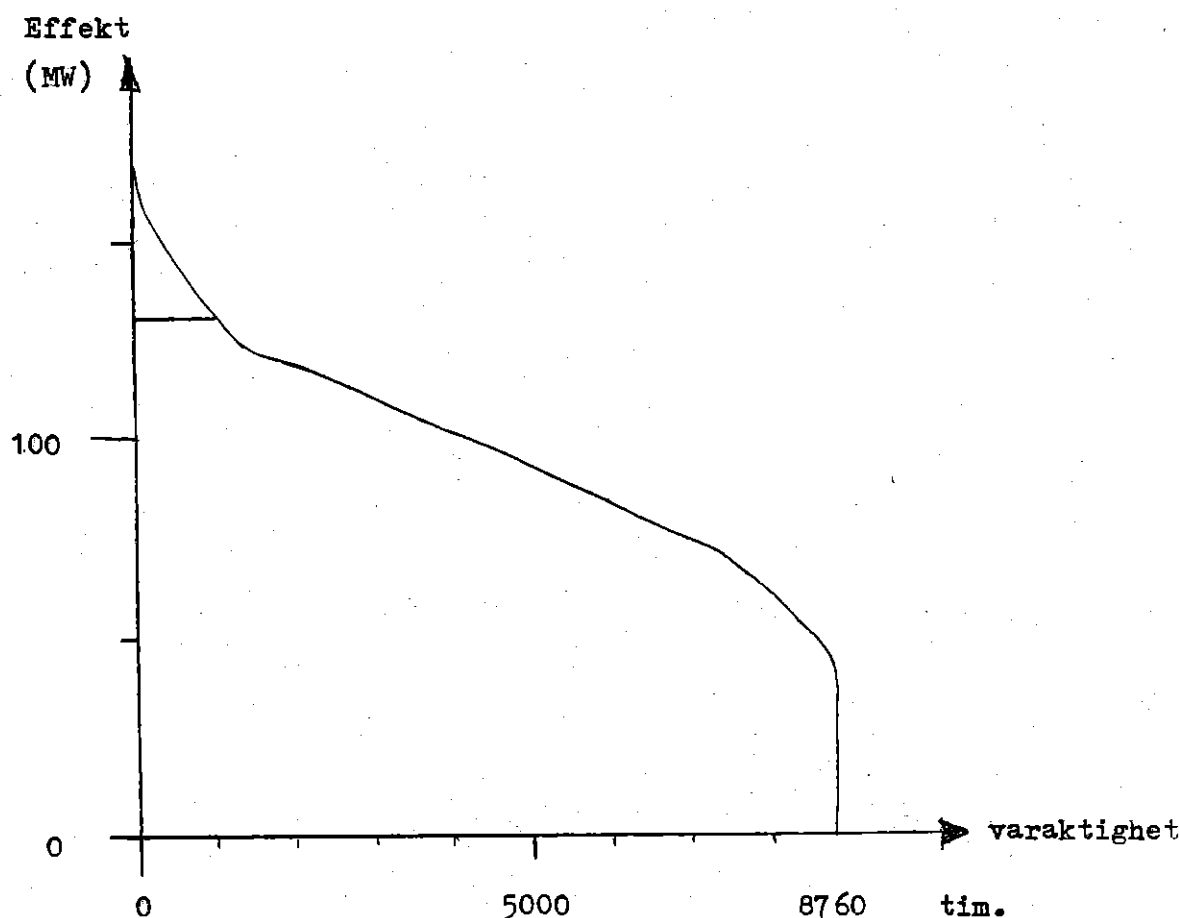


Fig 2:3 Effektvaraktighetskurva för använd förbrukningsmodell.

En prognos (kap. 4.2) för år 2000 ger ovanstående effektvaraktighetskurva. Prognosen ger ett maximalt effektbehov på 170 MW. Utav dessa 170 MW måste 40 MW kunna produceras på Gotland. Detta då fastlandskabeln har en maximal effekt på 130 MW. Energibehovet beräknas komma att uppgå till 870 GWh/år. Detta innebär en fördubbling av dagens behov.

2.3 Effekt i vågorna och uttagbar vågeffekt.

Effekten i vågorna är starkt varierande. Från nolleffekt till stormeffekt kan tidsrymden vara så liten som tre timmar. Även det omvända gäller. Där kan dock efterdynningen spela en stor roll. Variationen i vågornas effekt är alltså svår att förutsäga. För att beskriva den krävs ett stort underlag av data.

Den enda regelbundet återkommande variationen är den över året. Där man har en hög medeleffekt under höst och vinter (sep-jan) och låg på sommaren (maj-aug). Detta är en i stort sett gynnsam variation då effektbehovet är som störst när det blåser som mest.

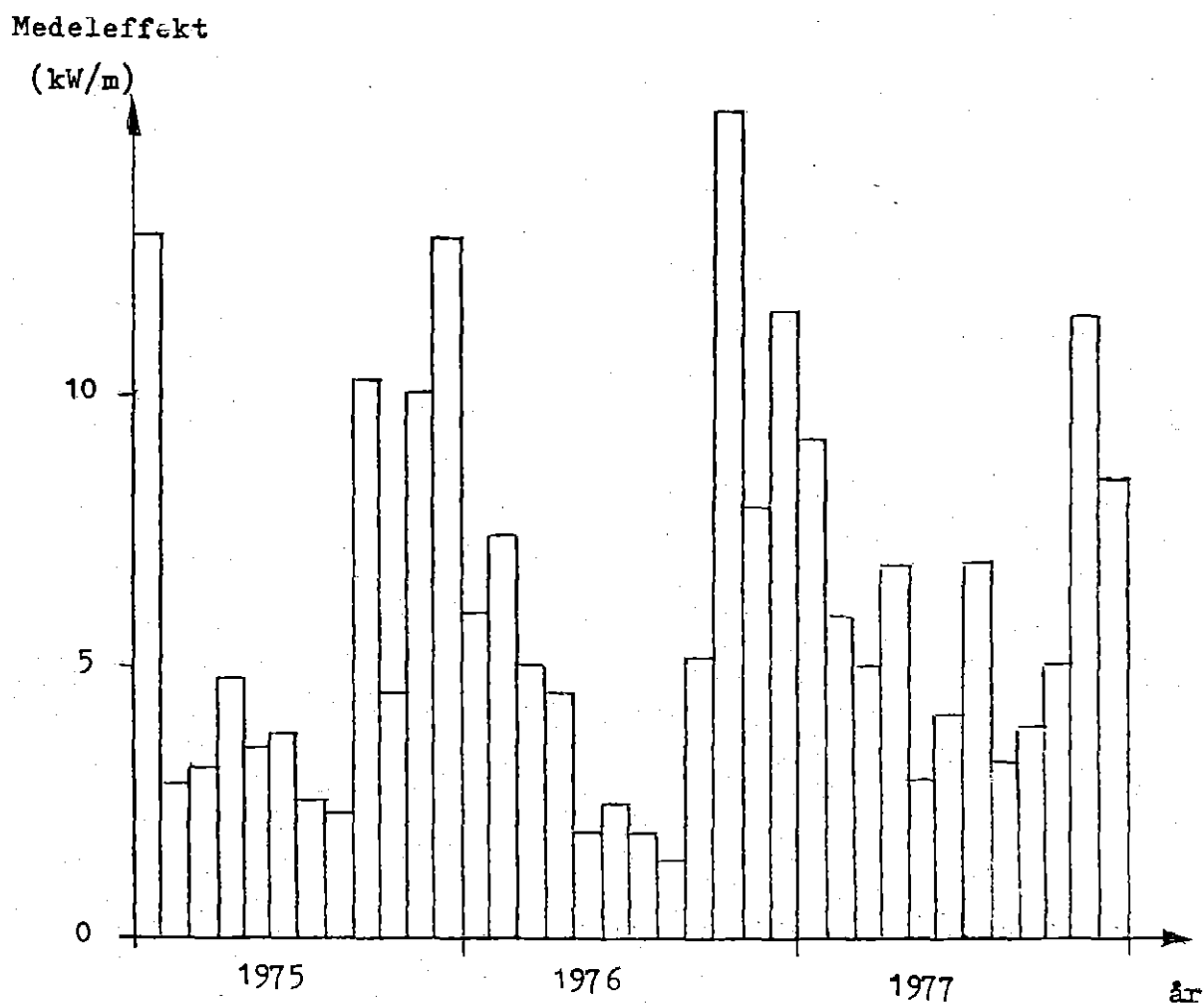


Fig 2:4 Medeleffekten i vågorna vid Hoburgen, åren 1975-1977.

Källa: Hindcastingberäkning utförda av A Rylander, Technocean i Göteborg AB.

Den utvunna effekten från vågkraftverket är proportionell mot effekten i vågorna. Det finns dock vissa systembegränsningar i kraftverket. Vågkraftverket måste dels ha en viss minsta nivå på vågeffekten för att startas och dels så stryps kraftverket vid för stora effekter. Dessa begränsningarna beror av den ekonomiska dimensioneringen. På grund av begränsningarna kommer inte uteffekten från kraftverket att variera så mycket som de infallande vågornas effekt, se fig. 2:5.

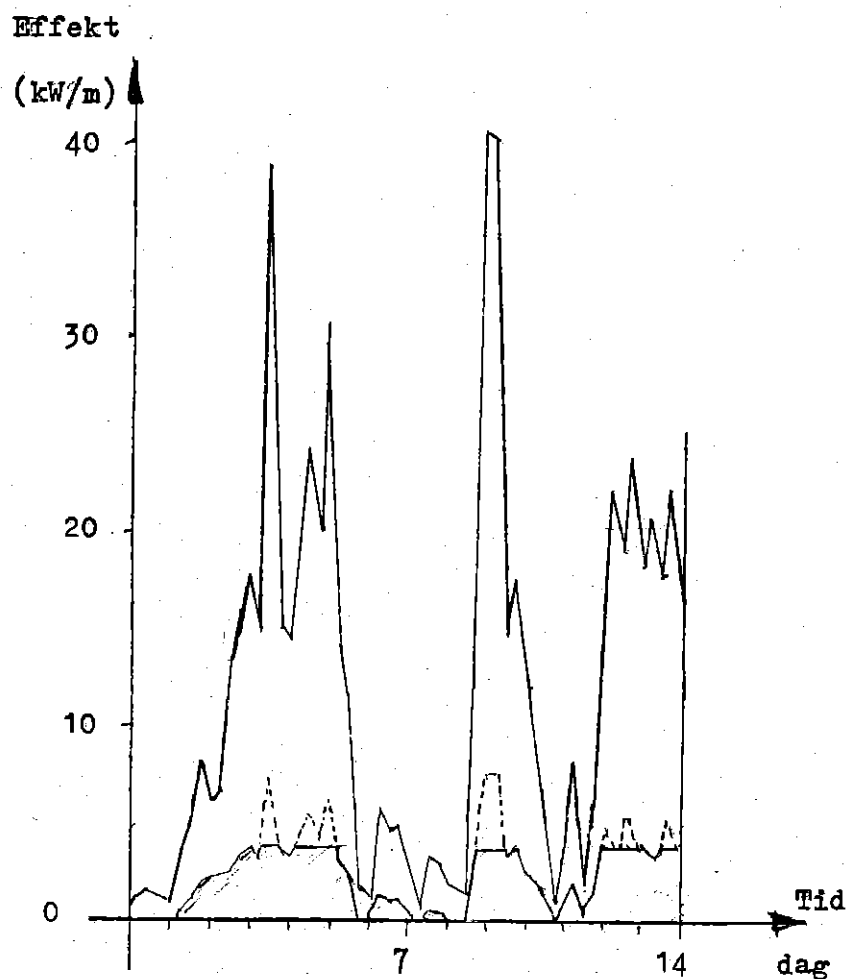


Fig 2:5 Producerad effekt, skraferad yta, av infallande vågeffekt under 14 dagar i januari 1975. Streckade linjen är den strypta effekten.

Källa: Hindcastingberäkning

Genomsnittligt har vågkraftverket en totalverkningsgrad på 20 %. Ovan åskådliggörs producerad effekt under två veckor i januari. Under denna tidsperiod är kraftverket avstängt i 2 dygn och strypt i 3,5 dygn.

Under de tre åren 1975-77 är medelvågeffekten 6 kW/m vid Hoburgen.

Den typ av bojar som används kommer att producera 113 MWh i medeltal per boj och år. Medeleffekten under året är 12 kW/boj.

Kraftverket är sammansatt av bojgrupper om vardera 360 bojar. Varje grupp ger då:

energin,

$$E = 41 \text{ GWh/grupp, år}$$

medeleffekten

$$P_{\text{med}} = 4,3 \text{ MW/grupp}$$

och maxeffekten

$$P_{\text{max}} = 15,5 \text{ MW/grupp}$$

Eftersom fullt utbildade vågor kan etableras på 3 timmar kan en effektökning på 50 MW/tim erhållas för ett kraftverk med 10 grupper.

Slutligen kan sägas att vågkraft skapar vissa problem eftersom det måste finnas stora effektreserver. Dessa måste vara av en typ som går att starta snabbt. Möjliga typer på Gotland är vattenkraftverk och gasturbiner. För Gotlands del har man även fastlandskabeln som effektreserv.

2.4 Samkörning. Vågeffekt i elförsörjningen.

För att ge en uppfattning om hur väl vågeffekten sammanfaller med effektbehovet så databehandlades problemet. Vid databehandlingen jämfördes den producerade vågeffekten under tre år med den modellerade förbrukningen. Resultatet erhöles som en differens mellan producerad vågeffekt, P_v , och effektbehovet, P_f .

$$\Delta P = P_v - P_f \quad \dots (2.1)$$

Dessa differenser sorterades med avseende på varaktigheten. Resultatet blev en mängd effektvaraktighetskurvor för olika storlekar på vågkraftverket, se figur 2:6.

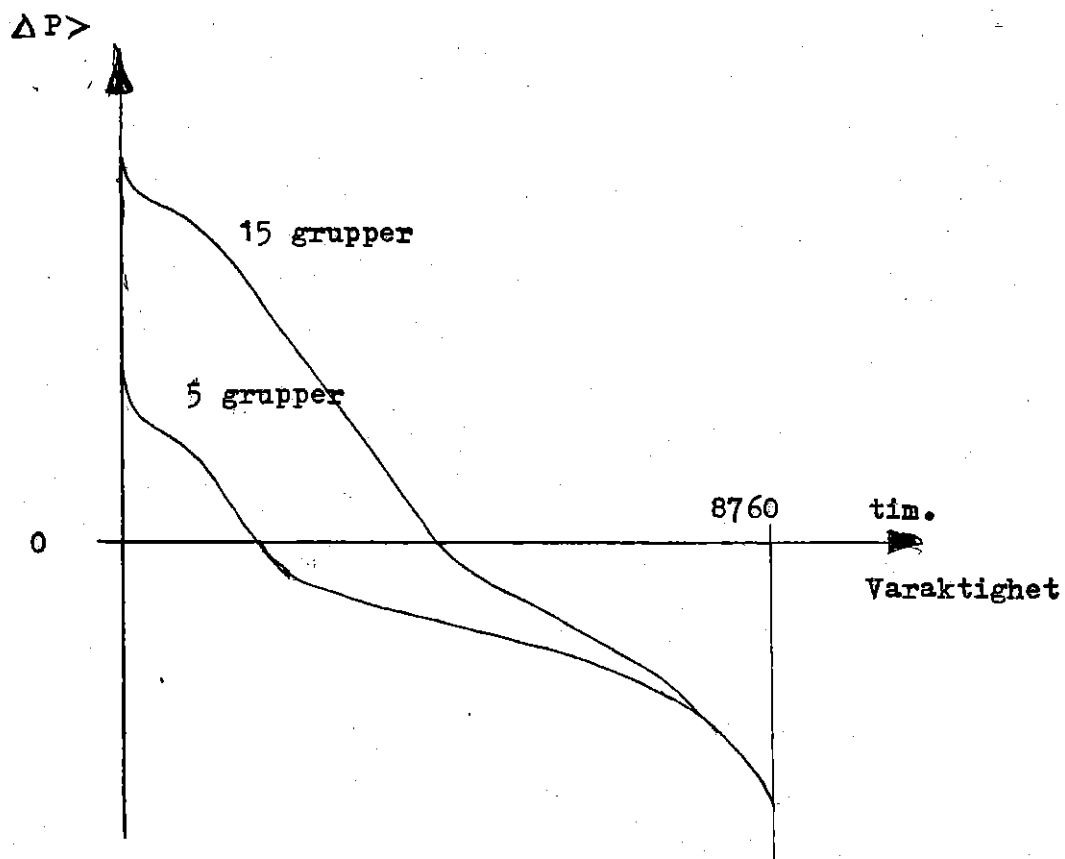


Fig 2:6 Effektvaraktighetskurvor för varierande storlekar på vågkraftverket.

Kurvornarna är den varaktighet som de olika differenserna är större än.

Ur resultaten från databehandlingen kan en rad systemkarakteristika utvärderas. Dessa redovisas nedan.

2.4.1 Direktanvänd vågeffekt.

Den direktanvända vågeffektens storlek är den intressantaste delen såtillvida att det inte krävs någon utjämning för att utnyttja den.

I figurerna 2:7 och 2:8 samt vidstående tabeller redovisas dessa resultat från databehandlingen.

Tabell 2:1

Gr	E_v	E_{vg}
5	204	203
10	409	348
15	613	414
20	817	452
25	1022	479
30	1226	498
35	1430	511
40	1634	523
50	2043	539
60	2452	549

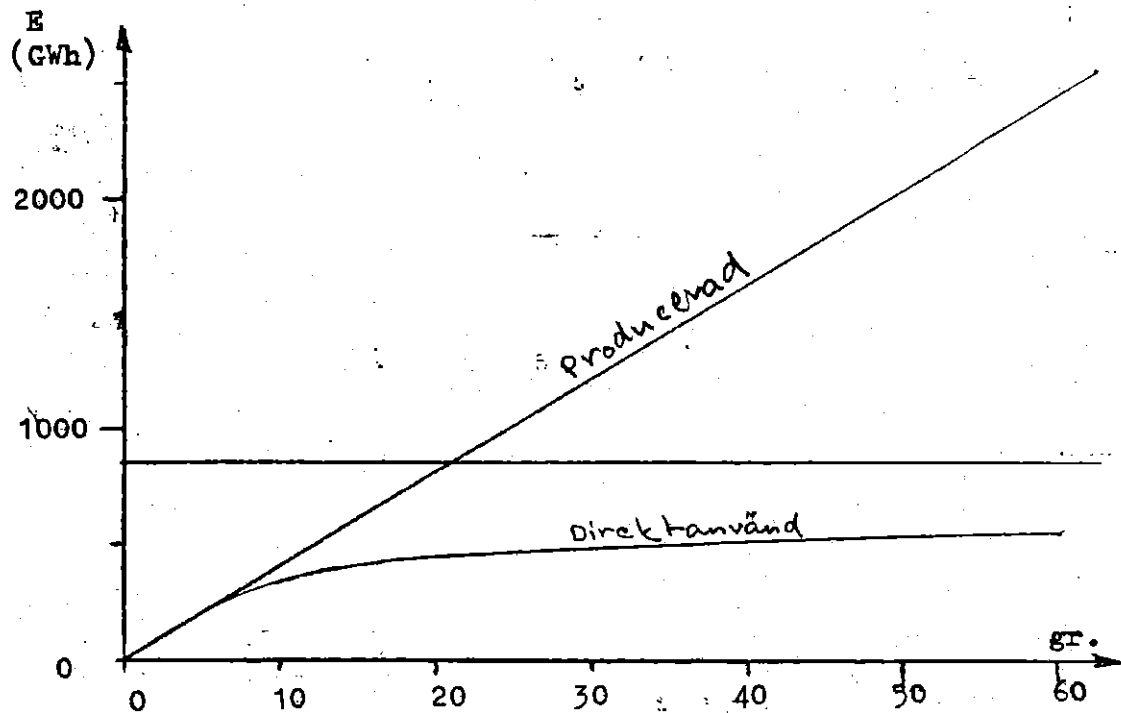


Fig 2:7 Direktanvänd samt producerad vågenergi som funktioner av antalet bojgrupper. Energibehovet är den inlagda horisontella linjen.

Tabell 2:2

Gr	E_{vg}/E_v
5	1,00
10	0,85
15	0,67
20	0,55
25	0,47
30	0,41
35	0,36
40	0,32
50	0,26
60	0,22

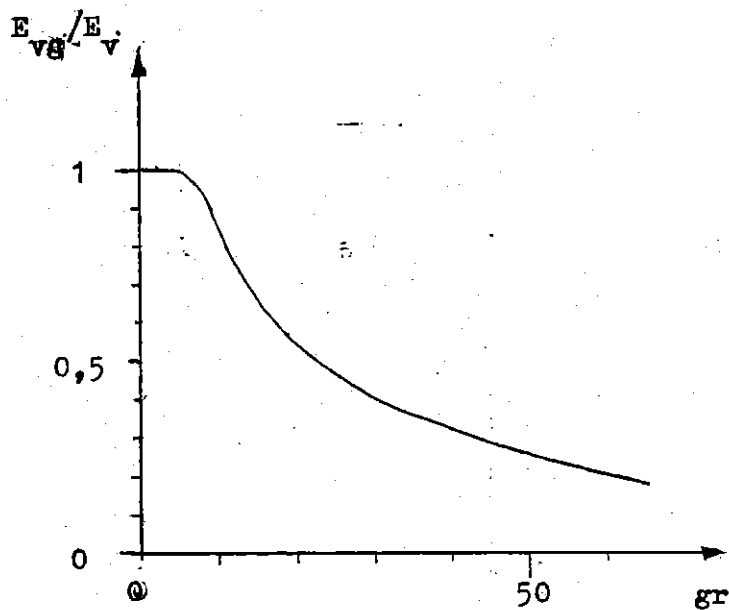


Fig 2:8 Andel direktanvänd vågenergi av totalt producerad som funktion av antal bojgrupper.

Andelen direktanvänd vågenergi av den totalt producerade avtar exponentiellt med ökande storlek på kraftverket. Detta visar på utjämningsproblemet vid stora kraftverk. Intressant är att i stort sett all vågenergi kan tas emot av systemet för små kraftverk. Detta gäller upp till storlekar om fem grupper.

2.4.2 Maximalt effektöverskott.

Det maximala effektöverskottet är en väsentlig faktor eftersom det ger en övre begränsning på kraftverkets storlek.

Överskottet är för systemet en funktion av antalet grupper

$$\Delta P_{\max}^+ = 15,52 \text{ gr} - 45 \quad (\text{MW}) \quad \dots (2.2)$$

där gr är antalet bojgrupper i kraftverket.

2.4.3 Maximalt effektunderskott.

Det maximala effektunderskottet är ej beroende av antalet grupper. Det uppstår vid stiltje då ingen vågeffekt produceras och har storleken

$$\Delta P_{\max}^- = 170 \text{ MW}$$

vilket är lika med det maximala effektbehovet på Gotland.

2.4.4 Likströmskabeln.

För närvarande projekteras en ny likströmskabel för Gotland. Denna kommer att ha en effektkapacitet på

$$P_{\text{kab}} = 130 \text{ MW}$$

2.4.5 Nödvändig strypning av kraftverkets uteffekt.

För att utjämna överskott och underskott kan fastlandskabeln användas. Den har dock en viss kapacitet, se kapitel 2.4.4, och kan således inte utjämna hur stora effekter som helst. Detta gör att om man bygger för stora kraftverk så kommer dessa att behöva strypas vid vissa topp effekter.

Storleken av den strypta effekten, P_s , är en funktion av antalet bojgrupper och fås ur

$$P_s = \Delta P_{\max}^+ - P_{\text{kab}} \quad \dots (2.3)$$

genom insättning av (2.2) och $P_{\text{kab}} = 130 \text{ MW}$

$$P_s = 15,52 \text{ gr} - 175 \quad (\text{MW}) \quad \dots (2.4)$$

Strypning måste ske då

$$P_s > 0$$

Detta ger att

$$\text{gr} < 11,27$$

om inte kraftverket skall behöva strypas.

Effektunderskottet ger att det kommer behövas reserveffekt, tex gasturbiner, på Gotland. Dessa måste ha en minsta sammanlagd effekt av

$$P_{\text{res}} = 40 \text{ MW}$$

2.4.6 Sambandet mellan strypt energi och strypt effekt.

För att lättare kunna se hur stor energimängd som en viss strypt effekt svarar mot har dessa funktioner plottats i figur 2:9.

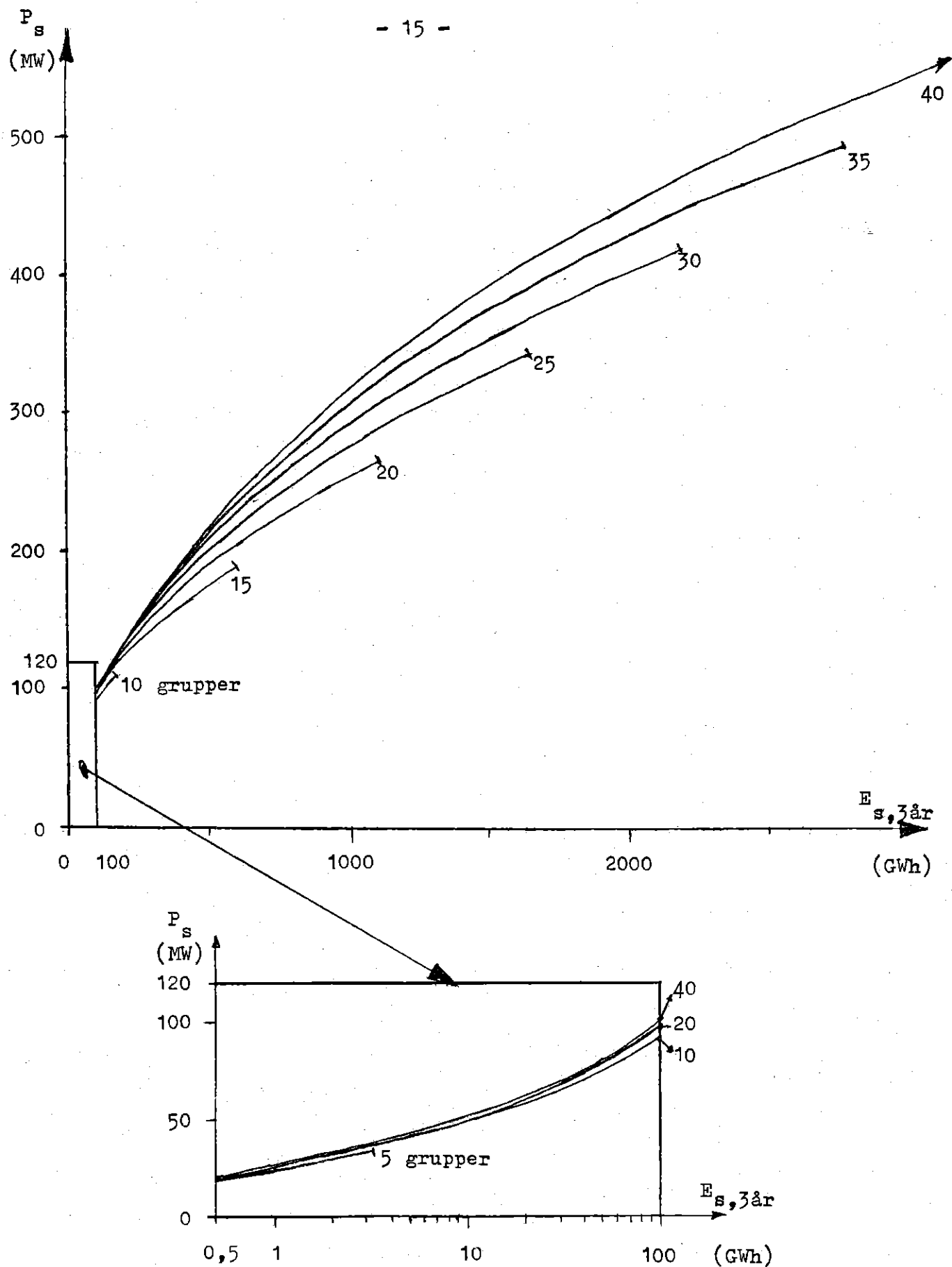


Fig 2:9 Strypt effekt, P_s , som funktion av den strypta energin under 3 år, $E_{s, 3 \text{ år}}$, samt antalet bojgrupper.

2.4.7 Tidsvariationen hos effektdifferensen.

För att exemplifiera hur effektdifferensen, ΔP , varierar med tiden har värdena på ΔP i jan. 1975 plottats i figur 2:10.

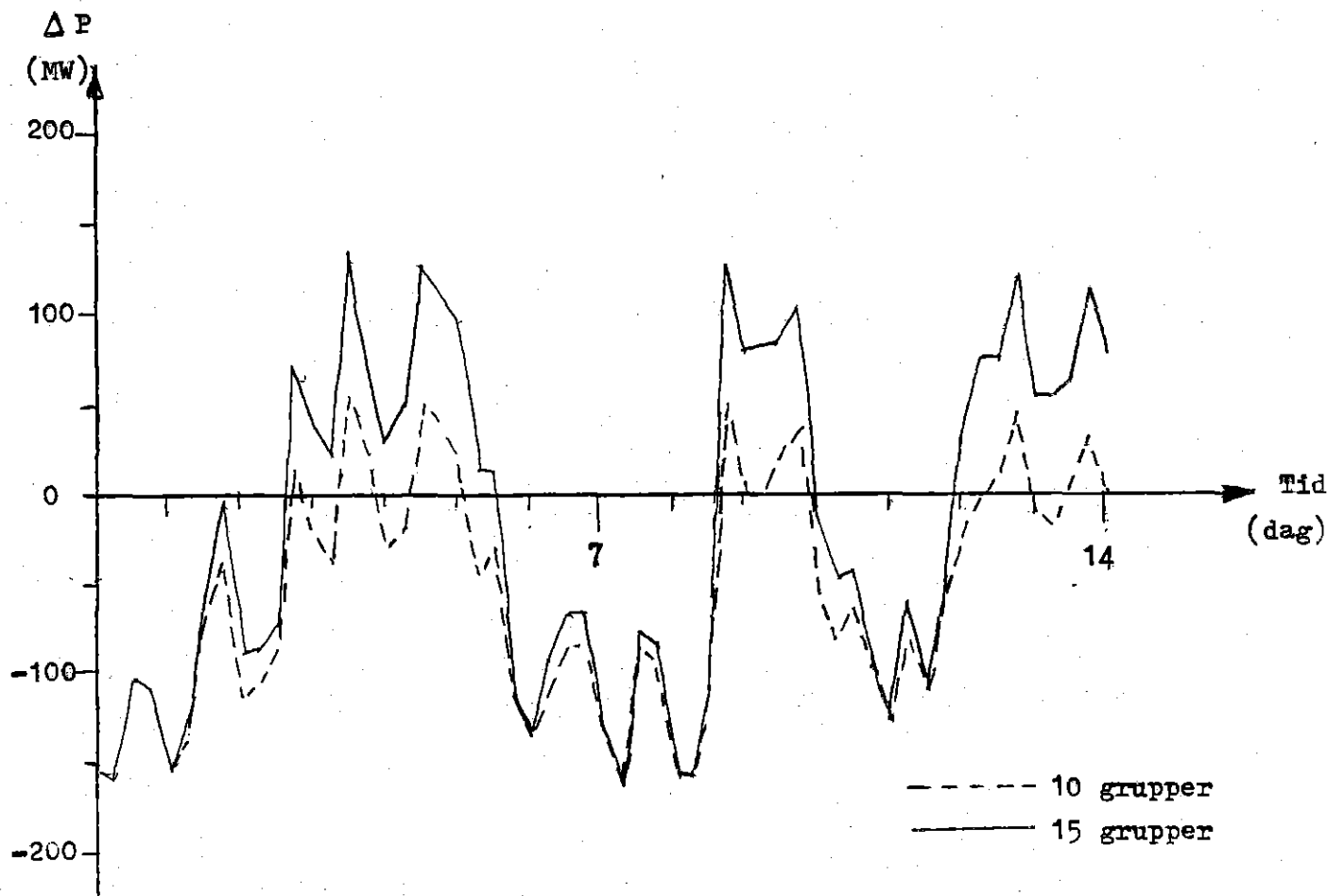


Fig 2:10 Effektdifferensens variation för två olika storlekar på väkraftverket.

3. DE TVÅ ALTERNATIVEN VID UTBYGGNAD AV VÅKRAFTEN.

3.1 Allmänt om utbyggnad av våkraften på Gotland.

För att på ett lönsamt sätt kunna bygga ut våkraften på Gotland, så måste problemen med de stora över- och underskotten i effekten lösas. Underskotten kan till stor del täckas med effekt från fastlandskabeln, men viss ytterligare komplettering med tex gasturbingenerering måste tillgripas, se figur 3:1a.

Överskotten kommer att skapa stora problem vid en omfattande utbyggnad av våkraften. Lösningen på överskottsproblemet blir att stänga av delar av kraftverket vid vissa toppar i elproduktionen. Storleken av denna strypning visas i figur 3:1b.

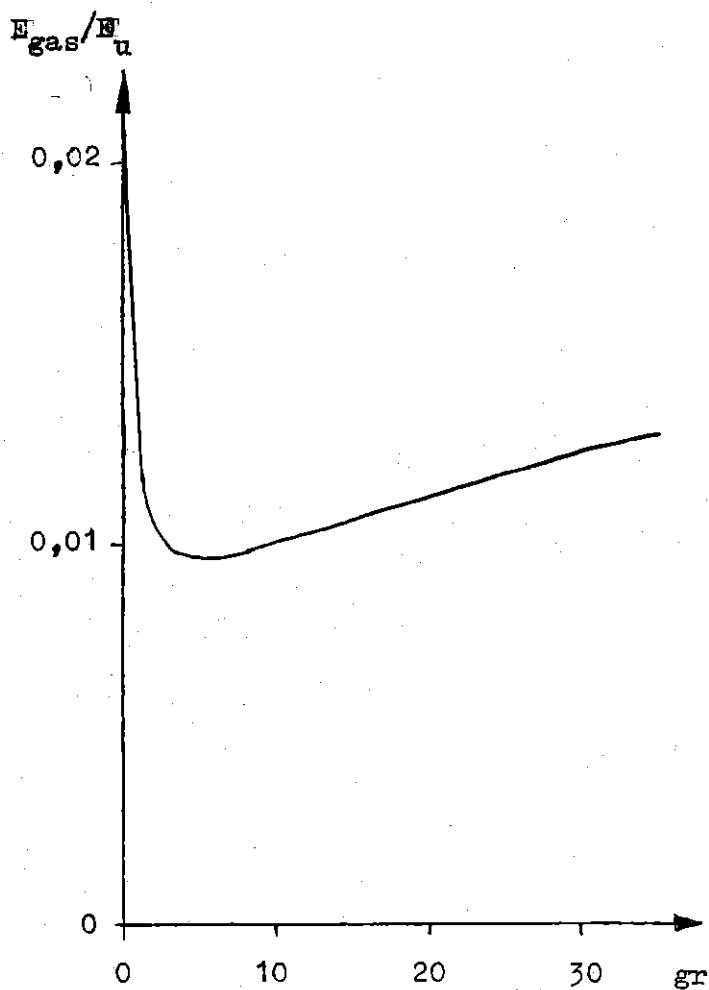


Fig 3:1a Andelen nödvändig komplettering, för att täcka effektunderskottet, med gasturbingenererad elkraft av totala energiunderskottet, E_u .

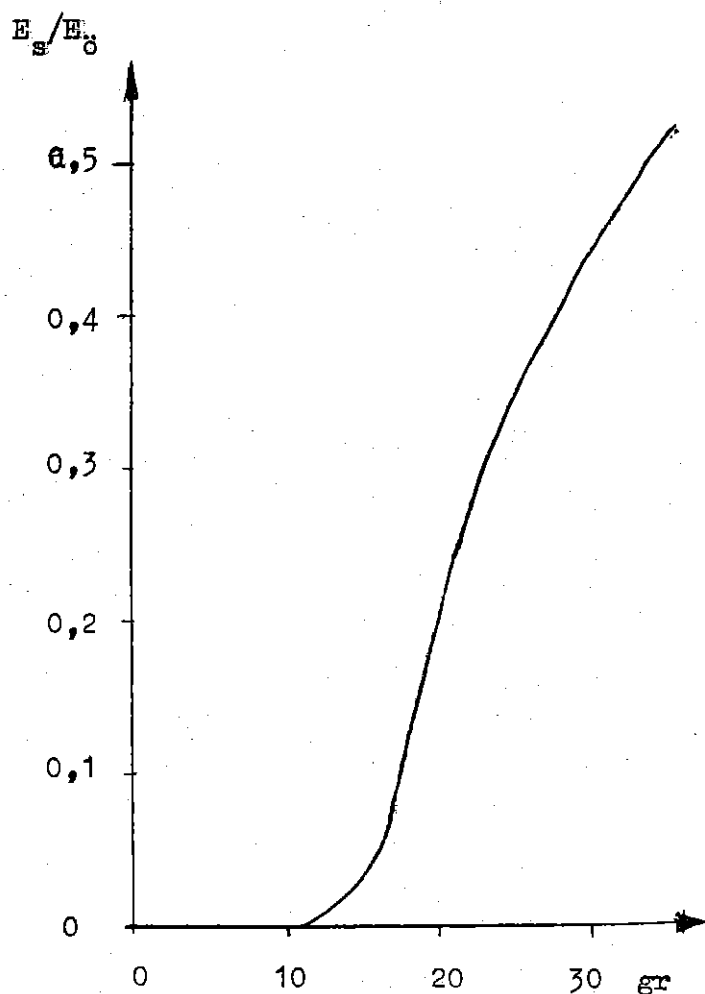


Fig 3:1b Andelen strypt vågenergi av den producerade överskottsvågenergin, E_o .

I figur 3:1a ökar andelen gaskomplettering av underskottet. Detta beror på att E_{gas} är konstant medans E_u minskar.

En annan lösning på utjämningsproblemet är att använda sig av ett pumpkraftverk. Detta skulle då pumpa med överskotts-effekten och generera vid effektunderskott.

Dessa två metoder studeras i arbetet. För att kunna jämföra dem har ett elenergipris för Gotland räknats ut. Det kan då vara lämpligt att jämföra dem med vad elenergin kostar Gotland i nuläget och år 2000, vid användande av samma beräkningsmetod. Kostnaden år 2000 är i nuvarande dagspriser men med elenergianvändningen som uppskattas för år 2000. Elenergipriserna stämmer inte helt överens med de faktiska priserna, men i jämförelse med varandra ger de en indikering på effekterna av olika åtgärder.

I det följande är energipriserna för år 2000 uträknade med dagens prisläge på energin, men med energimängderna för år 2000.

Energipriset för Gotland är i nuläget

$$k_g = \frac{(k_f + k_{kab}) E_f + k_o E_o + k_{gas} E_{gas}}{E_g} \quad \dots (3.1)$$

där $k_f = 12$ öre/kWh, är priset för på fastlandet producerad elenergi.

$k_{kab} = 2$ öre/kWh, är överföringspriset för elenergi i den nuvarande 28 MW kabeln.

$k_o = 25$ öre/kWh, är priset för på Gotland oljeproducerad elenergi.

$k_{gas} = 100$ öre/kWh, är priset för gasturbinproducerad elenergi

$E_g = 440$ GWh/år, är elenergibehovet på Gotland.

$E_f = 240$ GWh/år, är elenergi importerad från fastlandet via kabeln.

$E_o = 160$ GWh/år, är på Gotland oljeproducerad elenergi.

$E_{gas} = 40$ GWh/år, är på Gotland gasproducerad "-".

Insättning ger elenergipriset på Gotland i nuläget.

$$k_g = 25,8 \text{ öre/kWh}$$

Energipriset på Gotland år 2000, med den nu projekterade fastlandskabeln i funktion, blir

$$k_g = \frac{(k_f + k_{kab}) E_f + k_{gas} E_{gas}}{E_g} \quad . . . (3.2)$$

med energipriserna som tidigare, förutom överföringspriset som höjts till

$$k_{kab} = 5 \text{ öre/kWh}$$

och med energimängderna

$$E_f = 850 \text{ GWh/år}$$

$$E_{gas} = 18 \text{ GWh/år}$$

$$E_g = 868 \text{ GWh/år}$$

Insättning ger elenergipriset på Gotland år 2000.

$$k_g = 18,7 \text{ öre/kWh}$$

För år 2000 har gas valts som komplement till fastlandskabeln. Detta ger antagligen inte den bästa lösningen av elproduktionen ekonomiskt sätt. Men om det skall vara möjligt att jämföra med pumpkraften så har det antagits som komplement. Alternativet vore att använda olja.

3.2 Alternativ 1. Ingen effektutjämning på Gotland.

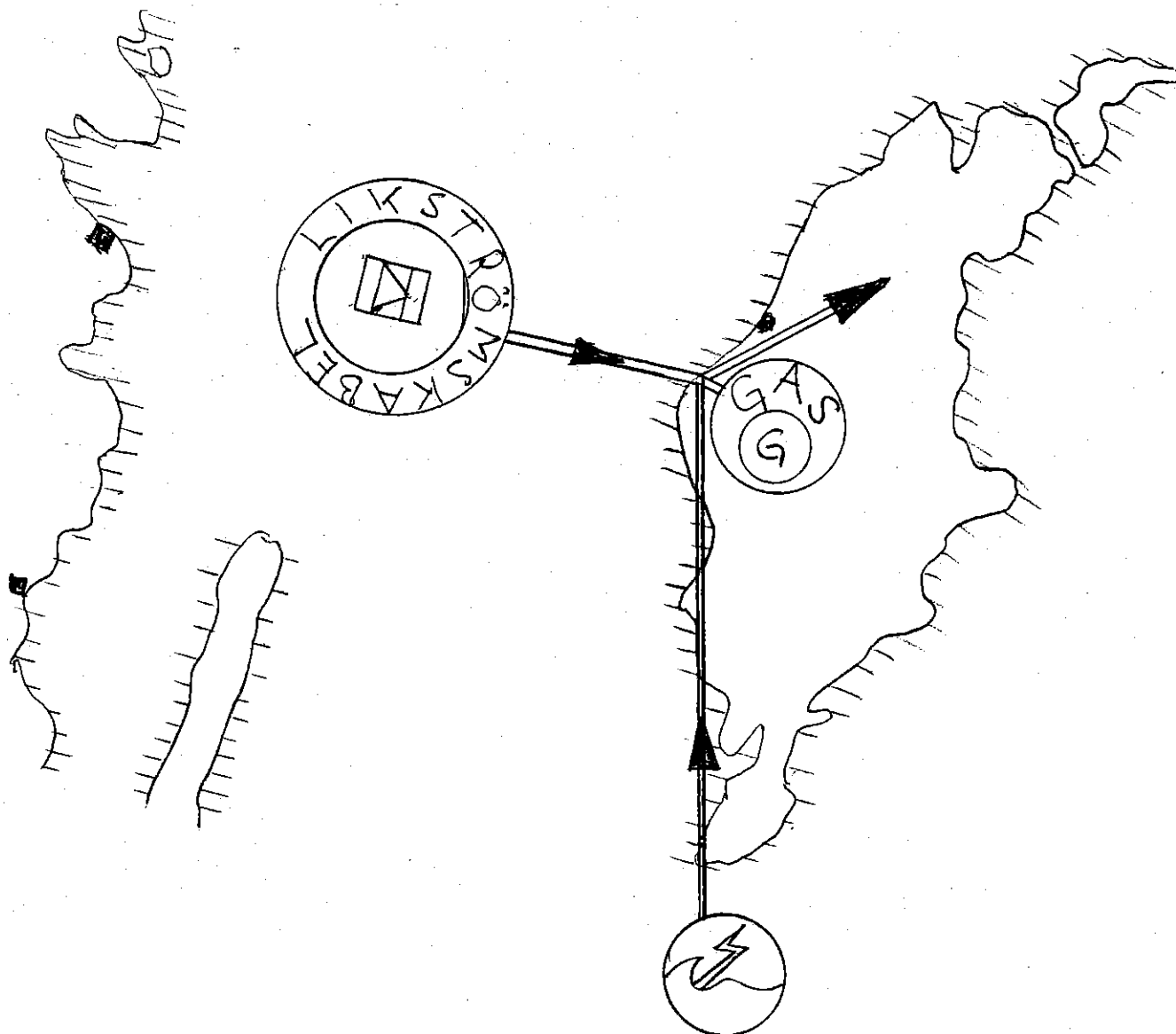


Fig 3:2 Principskiss av elproduktionen på Gotland. Den är uppdelad på tre delar; 1. Effekt från fastlandet via kabel.
2. Effekt från vattenkraftverk på Hoburgs bankar.
3. Effekt från gasturbiner eller likvärdigt snabbstartade kraftverk.

Det första alternativet vid utbyggnad av vattenkraften blir systemet i figur 3:2. De krav som ställs på systemet är att man förutom fastlandskabeln måste ha en effektreserv av minst 40 MW. Denna måste vara av en snabbstartad typ som tex gasturbiner. Effektreserven kommer att tas i anspråk i mellan 100-200 timmar per år.

Vid optimering av vågkraftverket, se kap. 6.4.2, får man att storleken bör väljas till en grupp, men även två grupper ger billigare elenergi än inga alls. De resulterande elenergipriserna, år 2000, på Gotland blir för dessa storlekar på kraftverket

1 grupp: $k_g = 18,3$ öre/kWh

2 grupper: $k_g = 18,6$ öre/kWh

att jämföra med priserna i kapitel 3.1.

Vid dessa utbyggnader kommer 5% respektive 10% av Gotlands elenergibehov att täckas av vågenergi.

Vinsten jämfört med att inte bygga ut kommer att bli 3,5 miljoner kronor respektive 1 miljon kronor per år.

För att kunna jämföra de båda alternativen, redovisas här priset på elenergin, vid en utbyggnad om grupper.

$k_g = 25,6$ öre/kWh

Detta pris är fullt jämförbart med det nuvarande elenergi-priset på Gotland, som är 25,8 öre/kWh. Då kommer man att täcka ungefär 50% av Gotlands elenergibehov.

3.3 Alternativ 2. Effekttutjämning på Gotland med pumpkraft.

I en framtid då tillgången på eleffekt, att reglera med, inte är så stor som nu är alternativet intressant. Anledningen till detta är att om man tänker sig en omfattande utbyggnad av vind- och vågenergi så kommer effektbehovet att öka drastiskt. I dagsläget är då pumpkraft den mest tänkbara effekttutjämnaren.

Situationen för Gotland är annorlunda än för fastlandet. På fastlandet skulle det i dagsläget inte vålla några att köra in vågkraft, av den här diskuterade omfattningen, i elsystemet. Förutsättningen är att det finns anslutningsmöjligheter,

För Gotlands del finns det anslutning till fastlandet via en likströmskabel. Detta medför dock att det finns en övre begränsning på effektutjämningskapaciteten. Således krävs ett pumpkraftverk på Gotland om man skall kunna utnyttja en omfattande utbyggnad av vågkraften på Gotland.

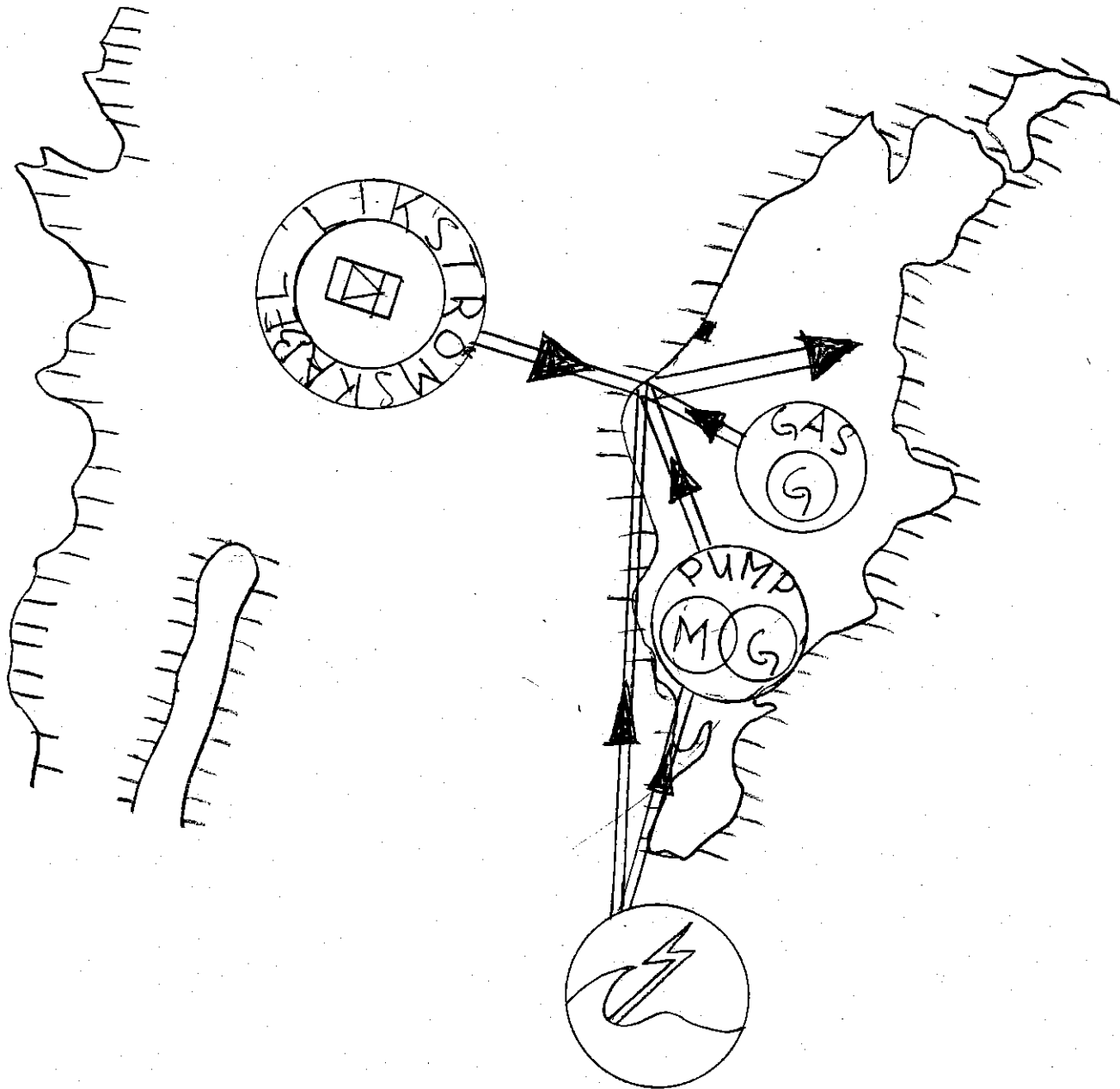


Fig 3:3 Principskiss för elproduktion på Gotland. Den är uppdelad på fyra delar:

1. Effekt från fastlandet via kabel.
2. Effekt från vågkraftverket.
3. Effekt från pumpkraftverket, som drivs med dels vågkraft dels med fastlandskraft.
4. Effekt från gasturbiner på Gotland.

I arbetet har inte systemet, med pumpkraft på Gotland, optimerats med avseend på vågkraftverkets storlek. I stället valdes en storlek på 15 grupper, se kapitel 8.2.1.

Energipriset på Gotland blir då

$$k_g = 28,3 \text{ öre/kWh}$$

I detta alternativ kommer 65% av Gotlands elenergibehov att täckas av våg- och pumpkraft.

Pumpkraften kommer att ge en fördyrning av elenergin på Gotland, men samtidigt kommer man att kunna utnyttja vågkraften effektivare. Skillnaden mellan kostnaderna för de två alternativen blir 25 miljoner kronor per år.

4. ELFÖRBRUKNINGEN PÅ GOTLAND.

4.1 Nuvarande elsituation.

Gotland är ur elenergisynpunkt en isolerad enhet. Elenergiförbrukningen var 1979 435 GWh. I nuläget produceras 45% av elenergin på Gotland och 55% tas från fastlandet via kabeln. På Gotland produceras elenergin enbart i oljekraftverk och gasturbiner. Detta ger en dyr elenergi. Priset på den är 25-35 öre/kWh.

Kraftverken på Gotland har en effektkapacitet på 145 MW. Denna fördelar sig som nedan

Baskraft:	Likströmskabel från fastlandet	28 MW
	2 Oljekondensverk (15+32)=	47
	Dieselmkraftverk	+ 24
		99 MW
Toppkraft:	1 Gasturbin	10
	3 Gasturbiner 3x12=	+ 36
		46 MW
Under uppförande:	Dieselmkraftverk	38 MW

Det planeras en ny likströmskabel med en kapacitet på 130 MW. Kabeln väntas kunna tas i bruk 1984-85.

Med dess tillskott kommer man att få en ökning i baskapaciteten från 99 MW till 239 MW.

Elnätet

Elnätet består av 10, 30 och 70 kV:s ledningar, se figur 4:1. Fastlandskabeln kommer iland vid Ygne söder om Visby. Därifrån sträcker sig 70 kV ledningarna dels mot Slite och dels mot Hemse.

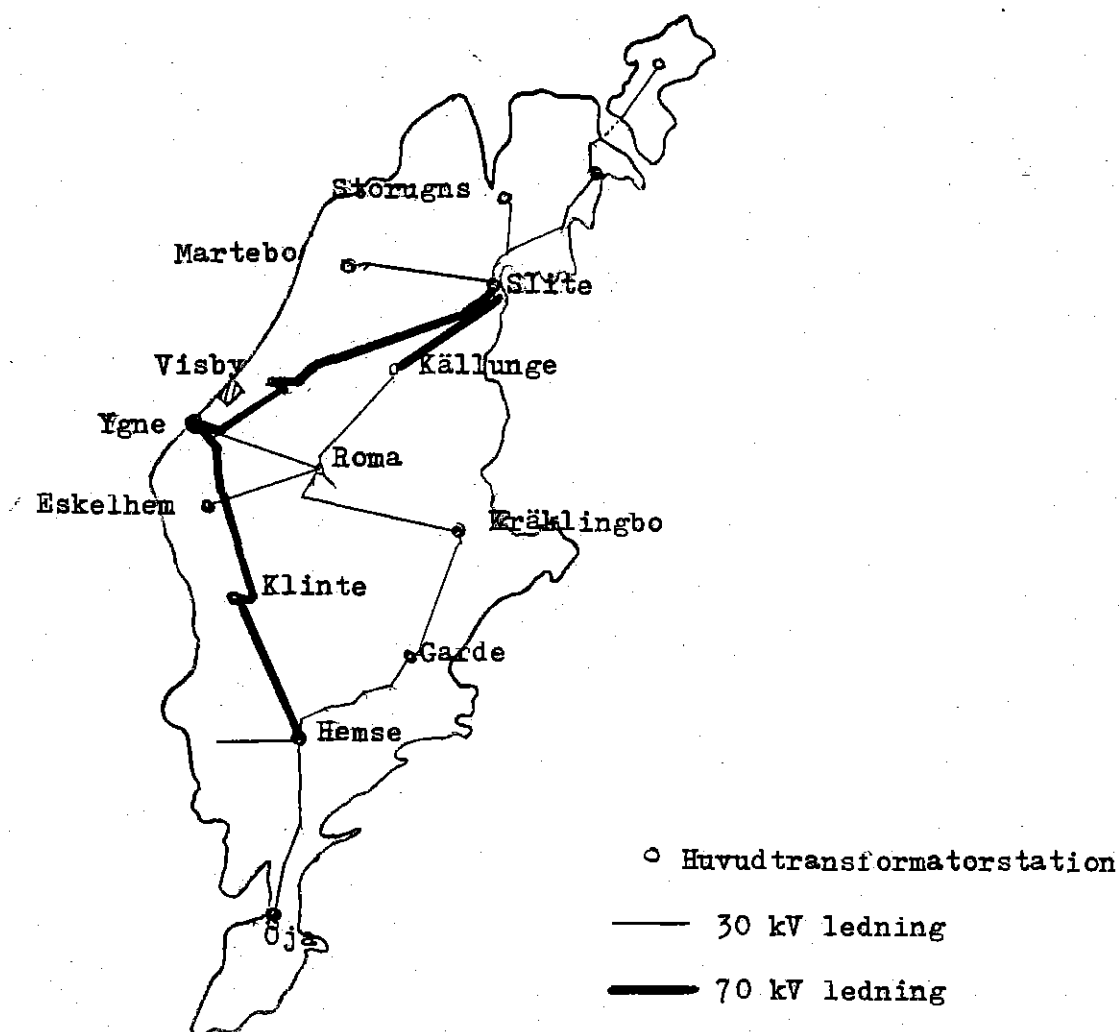


Fig 4:1 Karta över Gotlands elnät med 70 och 30 kV -ledningarna utritade. Stadium 1978-12-31.

En eventuell utbyggnad av våkraften vid Hoburg skulle kräva att 70 kV -ledningen till Hemse förlängdes till Hoburg. Kostnaderna är dock små i jämförelse med den totala anläggningskostnaden för våkraften.

4.2 Prognos för elförbrukningen år 2000.

Prognosen skall ge en uppfattning om elförbrukningen på Gotland då en eventuell vågenergiproduktion kan väntas ta sin början. Den möjliga projekterings- och anläggningstiden

tros vara 20 år, där 10 år åtgår för provanläggningar och utvärderingar av dem samt att lagligt få igenom projektet. Resterande 10 år åtgår till projektering och produktion av vågkraftverket. Detta ger att prognos bör vara på år 2000 elförbrukning.

Nuvarande prognoser, erhållna från Gotlands energiverk, sträcker sig till 1985, se tab 4:1

Tabell 4:1 Effektprognos 1978-1985

Max. Prognos

År	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Cementa	14	26	34	39	37	37	37	37
Övriga abonnenter	67	72	77	82	87	92	97	103
Totalt	81	98	111	121	124	129	134	140

Medelprognos

År	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Cementa	14	26	34	39	37	37	37	37
Övriga abonnenter	65	69	73	77	82	86	90	94
Totalt	79	95	107	116	119	123	127	131

Min.prognos

År	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Cementa	14	26	34	39	37	37	37	37
Övriga abonnenter	63	66	70	73	76	79	82	85
Totalt	77	92	104	112	113	116	119	122

Källa: Gotlands energiverk AB

Prognosen ovan är otillräcklig, men den visar en trend. Ur denna trend kan tillväxten utvärderas.

Prognosen är uppdelad i två delar; Cementa och övriga abonnenter. Den procentuella tillväxten hos de olika delarna visas i tabellern 4:2-4.

Tabell 4:2

Den procentuella tillväxten av
effektbehovet på Cementa.

År	Max	Med	Min
1978	14 MW	14 MW	14 MW
1979	85,7	85,7	85,7
1980	30,8	30,8	30,8
1981	14,7	14,7	14,7
1982	-5,1	-5,1	-5,1
1983	0	0	0
1984	0	0	0
1985	0	0	0
1985	37 MW	37 MW	37 MW

Tabell 4:3

Den procentuella tillväxten av
effektbehovet hos övriga abonnenter

År	Max	Med	Min
1978	67 MW	65 MW	63 MW
1979	7,5	6,2	4,8
1980	6,9	5,8	6,1
1981	6,5	5,5	4,3
1982	6,1	6,5	4,1
1983	5,7	4,9	3,9
1984	5,4	4,7	3,8
1985	6,2	4,4	3,7
1985	103 MW	94 MW	85 MW

Tabell 4:4

Den procentuella tillväxten av
effektbehovet totalt.

År	Max	Med	Min
1978	81 MW	79 MW	77 MW
1979	21,0	20,3	19,5
1980	13,3	12,6	13,0
1981	9,0	8,4	7,7
1982	2,5	2,6	0,9
1983	4,0	3,4	2,7
1984	3,9	3,3	2,6
1985	4,5	3,1	2,5
1985	140 MW	131 MW	122 MW

Källa: Gotlands energiverk AB

Cementa planerar att täcka hela sitt effektbehov med egna kolkraftverk. Då dessa tas i drift kommer Cementas effektbehov att sjunka till noll. Det är alltså främst övriga abonnenter som kommer att bestämma effektbehovet. Ett försök att ur Gotlands energiverks prognos bestämma tillväxttakten görs i figur 4:2.

En sammanmultiplicering av de procentuella tillväxterna i tabell 4:5 ger hur stort effektbehovet är år 2000 uttryckt i 1979 års behov. De då erhållna prognoskoefficienterna blir

$$\text{Maximal } k_{\text{övr}}^{\text{max}} = 2,49$$

$$\text{Medel } k_{\text{övr}}^{\text{med}} = 2,29$$

$$\text{Minimal } k_{\text{övr}}^{\text{min}} = 2,10$$

De erhållna koefficienterna för övriga abonnenter används för att erhålla den totala ökningen under de 20 åren. CEMENTA antas producera sin egen elenergi.

Den totala prognoskoefficienten blir då för de olika alternativen

$$\text{Maximala } k_{\text{max}} = \frac{k_{\text{övr}}^{\text{max}} p_{\text{övr}}^{\text{max}}}{p_{\text{max}}}$$

där $p_{\text{övr}}^{\text{max}} = 72$ MW, är det maximala effektbehovet, år 1979, hos "övriga abonnenter" i prognosen.

$p^{\text{max}} = 98$ MW, är det maximala effektbehovet, totalt år 1979 i progn.

$$\text{Detta ger } k_{\text{max}} = 1,83$$

$$\text{Medel } k_{\text{med}} = \frac{k_{\text{övr}}^{\text{med}} p_{\text{övr}}^{\text{med}}}{p_{\text{med}}}$$

där $p_{\text{övr}}^{\text{med}} = 69$ MW, är medelprognosen för effektbehovet 1979 hos övriga abonnenter.

$p^{\text{med}} = 95$ MW, är medelprognosen för det totala effektbehovet 1979.

$$\text{Detta ger } k_{\text{med}} = 1,66$$

$$\text{Minimala } k_{\min} = \frac{k_{\text{övr}}^{\min} P_{\text{övr}}^{\min}}{P_{\min}^{\min}}$$

där $P_{\text{övr}}^{\min} = 66 \text{ MW}$, är minimiprognosen för effektbehovet hos "övriga abonnenter" 1979.

$P_{\min}^{\min} = 92 \text{ MW}$, är minimiprognosen för effektbehovet totalt 1979.

$$\text{Detta ger } \underline{k_{\min} = 1,51}$$

Sammanfattningsvis blir således prognoskoefficienterna

$$k_{\max} = 1,83$$

$$k_{\text{med}} = 1,66$$

$$k_{\min} = 1,51$$

Det finns ytterligare alternativ om inte Cementa bygger sina kolkraftverk eller att de kan bli erbjudna en billigare elenergi. Då måste även Cementas effektbehov tas med i prognosen.

Koefficienterna för Cementa är

$$k_C = k_C^{\min} = k_C^{\text{med}} = k_C^{\max} = 2,64$$

Effektbehovet 1979 är lika stort i alla prognoser.

$$P_C = P_C^{\min} = P_C^{\text{med}} = P_C^{\max} = 26 \text{ MW}$$

Då erhålls följande prognoskoefficienter

$$\text{Maximala: } k_{\max}^{+C} = k_{\max} + \frac{k_C P_C}{P_{\max}}$$

$$\text{Detta ger } \underline{k_{\max}^{+C} = 2,53}$$

$$\text{Medel: } k_{\text{med}}^{+C} = k_{\text{med}} + \frac{k_C P_C}{P_{\text{med}}}$$

$$\text{Detta ger } \underline{k_{\text{med}}^{+C} = 2,38}$$

$$\text{Minimala: } k_{\min}^{+C} = k_{\min} + \frac{k_C P_C}{p_{\min}}$$

$$\text{Detta ger } k_{\min}^{+C} = 2,26$$

Sammanfattningsvis blir således prognoskoefficienterna då Cementa inräknas

$$k_{\max}^{+C} = 2,53$$

$$k_{\text{med}}^{+C} = 2,38$$

$$k_{\min}^{+C} = 2,26$$

Prognoskoefficienten väljs till två. Den är alltså en medelväg mellan de två alternativen. Effektbehovet år 2000 antas således vara dubbelt så stort som år 1979.

4.3 Förbrukningsmodellen i databehandlingen.

Förbrukningsmodellens syfte är att simulera förbrukningens variationer, från timme till timme, i effekten år 2000. Den skapade modellen har ett förhållande mellan ökningarna i effekt och energi som är lika med förhållandet mellan de ursprungliga värdena.

$$\frac{\Delta P}{\Delta E} = \frac{P}{E} \quad \dots (4.1)$$

Detta innebär att om effektbehovet fördubblas så fördubblas även energibehovet. För att se hur väl detta stämmer överens med verkligheten, studerades effekt och energitillväxten i Sverige, ref. (1). Även Vattenfalls prognos för energibehovet på 1980-talet, (ref. (2)) har studerats. Hur väl deras prognos stämmer med den egentliga utvecklingen har diskuterats av andra instanser. Dessa instanser har hävdats att prognosen är tilltagen i överkant. För att utvärdera den skapade modellen har den dock varit tillräckligt bra.

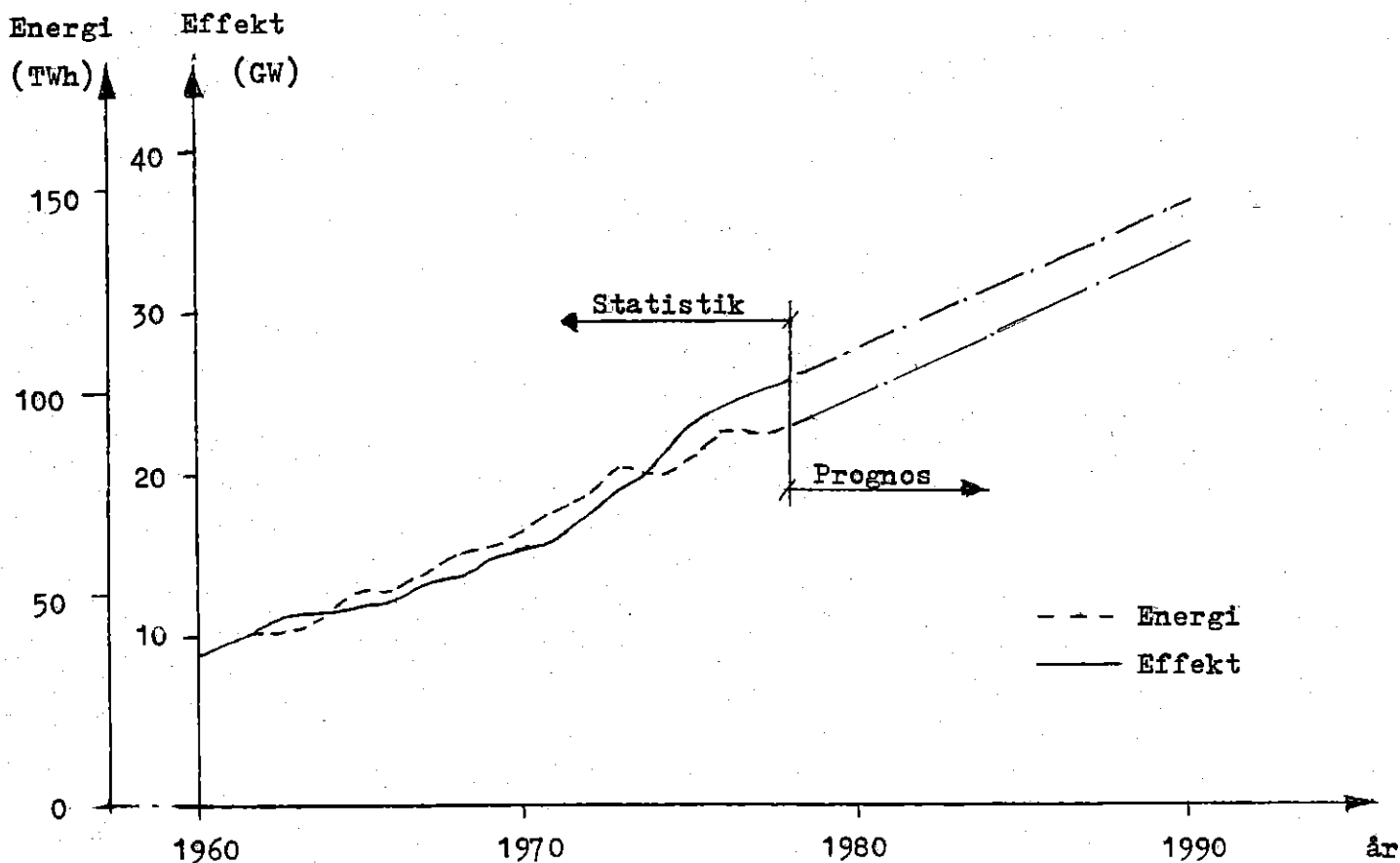


Fig 4:3 Tillväxten av energi- och effektbehovet i Sverige.

Källa: Statistik Statistisk årsbok
Prognos Energin Vattenfall
Effekten har extrapolerats godtyckligt.

Diagrammet, i figur 4:3, visar att antagandet, om att tillväxterna i energi och effekt följer varandra, är acceptabelt. Kurvorna följer nämligen varandra relativt väl. Förbrukningsmodellen kan alltså anses vara relevant ur denna synvinkel.

4.3.1 Typveckor för förbrukningen.

Från Gotlands energiverk erhöles två typveckor för förbrukningen, en sommarvecka och en vintervecka. Sommarveckan är från början av augusti 1978. Vinterveckan är från slutet av januari 1979. En skillnad mellan dessa typveckor ligger i den relativa effektvariationen under veckan. Denna kan beskrivas med förhållandet mellan effektvariationen under veckan och minimieffekten. För de två veckorna blir förhål-

$$\text{Vintervecka: } \frac{p^{\max} - p^{\min}}{p^{\min}} = 0,73$$

$$\text{Sommarvecka: } \frac{p^{\max} - p^{\min}}{p^{\min}} = 1,22$$

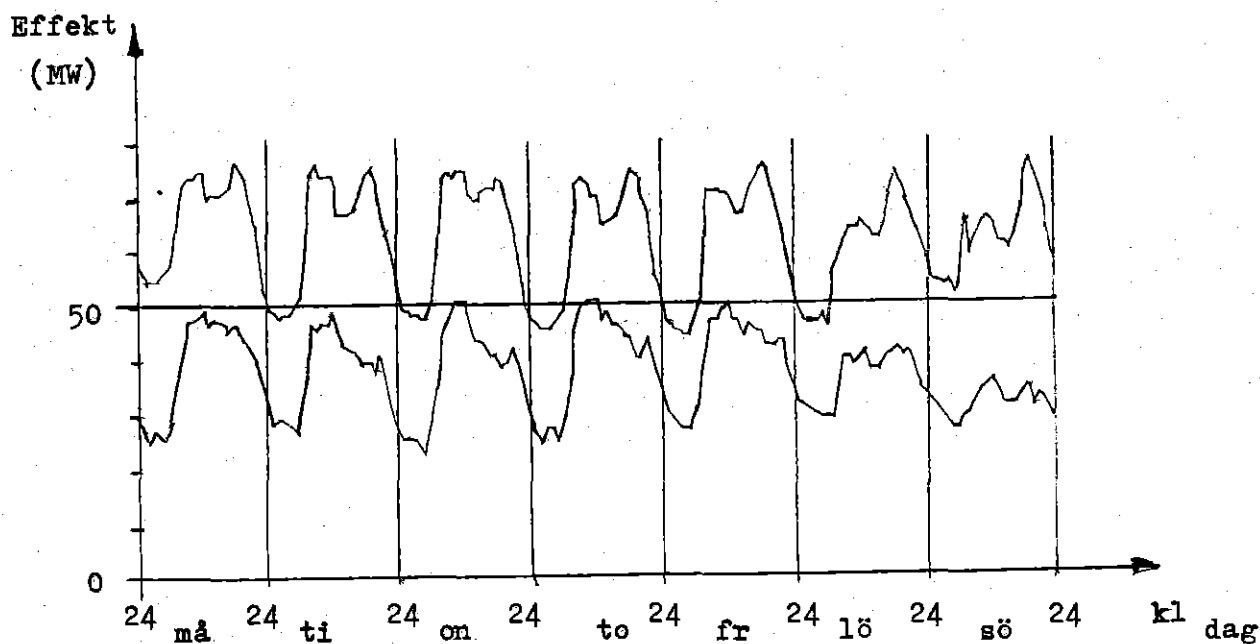


Fig 4:4 Effektvariationen under de två typveckorna. Övre kurvan visar vinterveckan. Undre kurvan visar sommarveckan.

Källa: Gotlands energiverk AB

Om endast vinterveckan användes hela året och kalibreringen sker mot önskad energimängd, så erhålls inte det önskade värdet på förhållandet mellan effektvariationen och minimieffekten hos modellen under sommaren. Den bästa modellen blir den som innehåller båda typerna av veckor. Typveckornas fördelning över året är följande:

Vinterveckor i september - april

Sommarveckor i maj - augusti

4.3.2 Månadskoefficienter

För att modellen skall ge en riktig årsvariation har typveckorna kalibrerats mot de olika månadernas energimängd. Månadernas variation beskrivs med månadskoefficienterna.

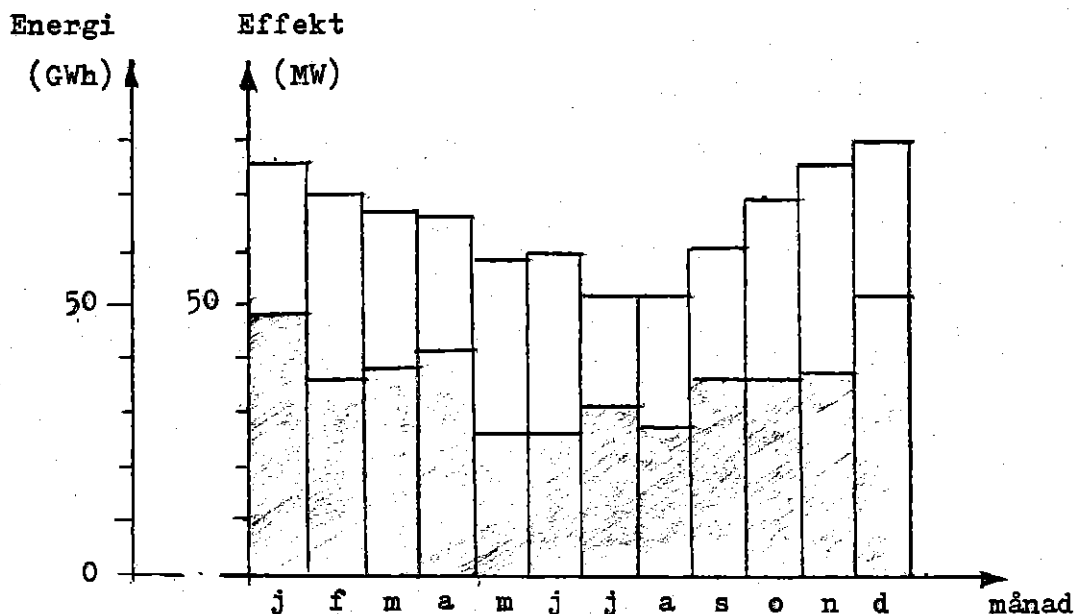


Fig 4:5 Energi- och effektbehovet på Gotland, 1976. Energin representeras av det skrafferade området.

Källa: Gotlands energiverk AB

Från Gotlands energiverk erhöles energi- och effektbehoven för 1976, varför månadskoefficienterna, M_k , beräknas för detta år. De beräknas enligt

$$M_k = \frac{E}{E_{\text{mån}}} = \frac{E}{\sum_{d=\text{mån}}^{s\ddot{o}} k_d E_d} \quad \dots (4.2)$$

där M_k är månadskoefficienten

E är de aktuella månadernas energimängd 1976

$E_{\text{mån}}$ är den av typveckor skapade månadens energimängd

$k_{\text{mån}}, \dots, k_{s\ddot{o}}$ är typveckodagarnas antal i den aktuella månaden 1976

$E_{\text{mån}}, \dots, E_{s\ddot{o}}$ är typveckodagarnas energimängd.

Med formel 4.2 kan månadskoefficienterna beräknas för 1976.
Denna beräkning redovisas i tabell 4:6.

Tabell 4:6

Månadskoefficient; beräknad enligt formel 4.2.

	jan	feb	mar	apr	maj	juni	jul	aug	sep	okt	nov	dec
E (GWh)	48,0	35,9	38,0	41,0	26,0	26,0	30,8	27,0	36,0	36,0	37,0	51,0
E _{må} (MWh)	1520				945				1520			
E _{ti}	1515				870				1515			
E _{on}	1491				898				1491			
E _{to}	1465				956				1465			
E _{fr}	1483				962				1483			
E _{lö}	1476				860				1476			
E _{sö}	1497				741				1497			
k _{må}	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
k _{ti}	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
k _{on}	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
k _{to}	5	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
k _{fr}	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
k _{lö}	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
k _{sö}	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
E _{mån} (MWh)	46212	43285	46314	44736	27474	26696	27706	27484	44744	46244	44823	46227
Mk	1,039	0,829	0,820	0,916	0,946	0,974	1,112	0,982	0,805	0,778	0,825	1,103

Källa: E, E_{må}, ... E_{sö} har erhållits av Gotlands energiverk AB.

De erhållna koefficienterna är nu kalibrerade mot 1976 års förbrukning. För att göra modellen mer aktuell kalibreras sedan modellens årsförbrukning mot 1979 års förbrukning.

Modellens årsförbrukning är $E_{1976} = 432,7$ GWh

Önskad årsförbrukning är $E_{1979} = 435$ GWh

Månadskoefficienterna skall således kalibreras med faktorn,

k, som erhålls nedan

$$k = \frac{E_{1979}}{E_{1976}} = 1,0053$$

Månadskoefficienterna för 1979 erhålls sedan ur sambandet

$$M = k \cdot M_k \quad . . . (4.3)$$

Detta ger de använda månadskoefficienterna i tabell 4:7

Tabell 4:7

Månadskoefficienter för 1979.

Jan	1,045	Vintertyp
Feb	0,833	
Mar	0,824	
Apr	0,921	
Maj	0,951	Sommartyp
Jun	0,979	
Jul	1,118	
Aug	0,987	
Sep	0,809	Vintertyp
Okt	0,782	
Nov	0,829	
Dec	1,109	

Användning av månadskoefficienter i modellen ger en riktig energimängd, men effekten blir approximerad på bästa sätt.

4.3.3 Resulterande förbrukningsmodell

Förbrukningen på Gotland beräknas i modellen enligt formel 4.4 nedan.

$$P_f = M P_{\text{typ}}^{\text{vinter}} \quad \text{eller} \quad P_f = M P_{\text{typ}}^{\text{sommar}} \quad . . . (4.4)$$

där de olika formlerna används på vinter respektive sommar halvåret, enligt sid 33.

REFERENSER

- (1) Statistisk årsbok, årgångarna 1965, 1970, 1974, och 1978
- (2) Norrby, Jonas
Energisituationen efter folkomröstningen
Svenska Kraftverksföreningens publ., Stockholm
576(1980): 4, s 27 - 33

5. VÅGOR

5.1 Vågteori

Signifikant våghöjd H_s (m).

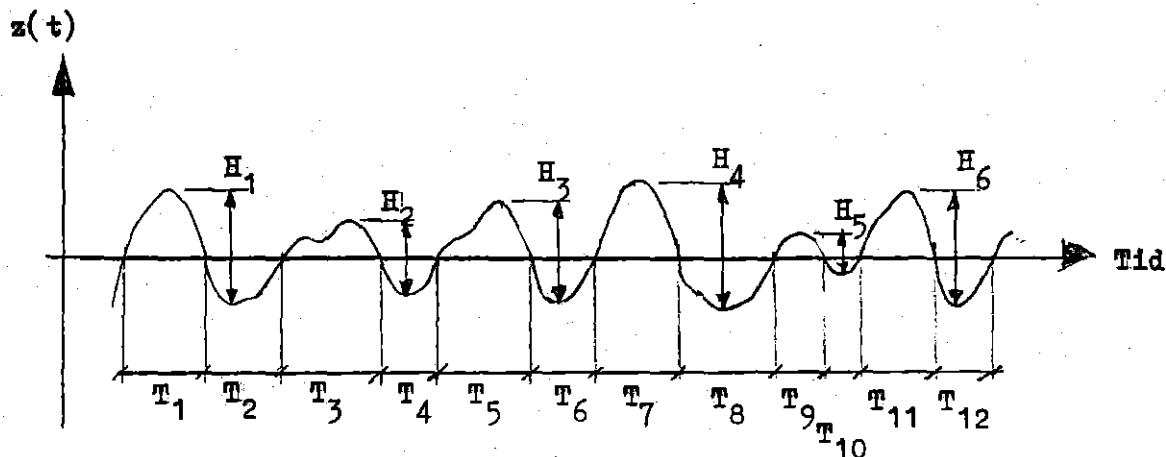


Fig 5:1 Punktregistrering av en oregelbunden vågrörelse.

I en lång serie om N vågor är den signifikanta våghöjden medelvärdet av de $N/3$ högsta våghöjderna.

Nollkryssningsperiod T_z (s).

Nollkryssningsperioden (nollgenomgångsperioden) är tiden mellan två på varandra följande uppåtgående skärningar av medelvattenytan, se figur 5.1.

Medelvågperioden $\bar{T}_z$ (s).

Medelvågperioden för ett vågtåg är medelvärdet av alla nollkryssningsperioder.

Vågspektrum $S(f)$ ($m^2 s$).

Ett vågtåg som i figur 5:1 kan med Fourierserieanalys beskrivas som en summa av sinusfunktioner. Vågens form erhålles då av

$$z(t) = \sum_{i=1}^{\infty} z_i \sin(2\pi f_i t + \alpha_i) \quad \dots(5.1)$$

där $z(t)$ är vattenytans ögonblicksläge

z_i är vågkomponentens amplitud

f_i är vågkomponentens frekvens

α_i är vågkomponentens fasvinkel

Frekvenserna f_i ges av

$$f_i = i \Delta f \quad \dots(5.2)$$

där Δf är seriens frekvensdelning.

Energien i varje vågkomponent är

$$E_i = \frac{1}{2} \rho g z_i^2 \quad \dots(5.3)$$

Den är alltså proportionell mot kvadraten på amplituden, men oberoende av frekvensen.

Vågenergiens fördelning på olika frekvensband eller dess spektraltäthet $S(f_i)$ kan uttryckas med ett stapelspektrum enligt figur 5:2a. Spektraltätheten definieras som

$$S(f_i) = \frac{z_i^2}{2\Delta f} \quad \dots(5.4)$$

Om $\Delta f \rightarrow 0$

övergår stapelspektrumet till ett kontinuerligt spektrum, figur 5:2b.

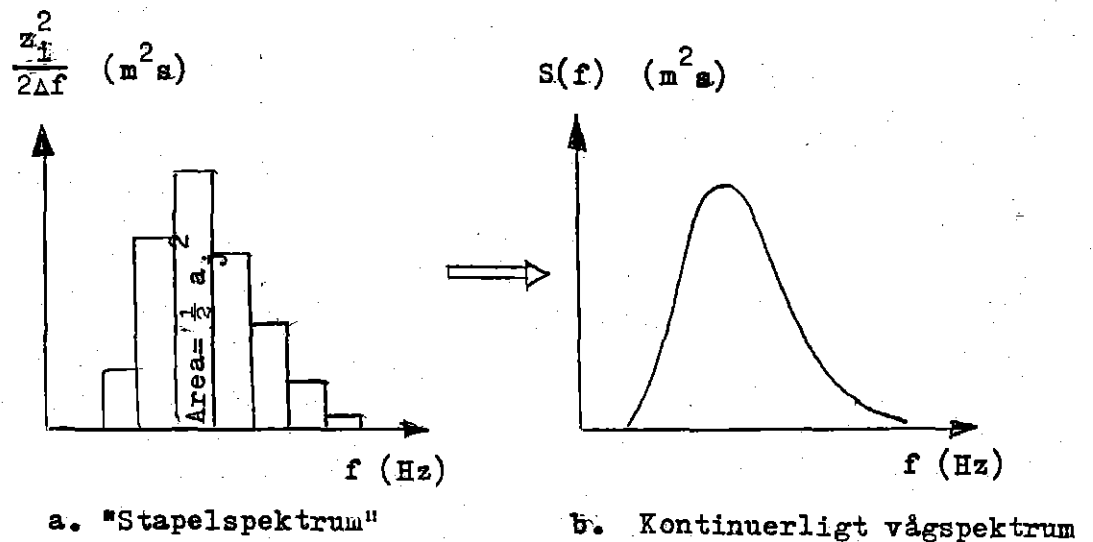


Fig 5:2 Illustration av begreppet vågspektrum.

Vågspektrum kan bestämmas genom mätning av vågtåg och Fourieranalys av dessa eller genom att tillämpa standardspektrum, som kan beräknas ur uppgifter om vindstyrka, stryklängd och varaktighet.

Enligt Lars Bergdahl i (3) är de två vanligaste standardspektrumen Pierson-Moskowitz och JONSWAP (1). Det senare spektrumet, JONSWAP, är ett empiriskt standardspektrum av Pierson-Moskowitz-typ som beskriver vågorna under tillväxtskedet. Detta spektrum är något mer komplicerat än det "rena" P-M-spektrumet.

Pierson-Moskowitz-spektrum gäller för "fullt utbildad sjö" (fully arisen sea, FAS), dvs ett tillstånd där energitillförseln balanseras exakt av energiförlusterna. Då är den enda variabeln vindens hastighet. Spektrumet gäller således endast då stryklängderna är tillräckliga.

Med approximationer gjorda i (3) erhålles ett uttryck för P-M-spektrumet som funktion av signifikanta våghöjden, H_s , och medelvågperioden $\bar{T}_z$. Uttrycket får formen

$$S_{PM}(f) = 0,11 \frac{H_s^2}{T_z^4} f^{-5} e^{-0,44(T_z f)^{-4}} \quad \dots(5.5)$$

Effektspektrum $p(f)$ (Ws/m).

Vågeffekten kan på liknande sätt som vågenergin uppdelas på frekvensband, så att man erhåller ett effektspektrum. Utgående från vågspektrumet erhålles effektspektrumet ur

$$p(f) = \frac{\rho g^2}{4\pi} \frac{S(f)}{f} \quad \dots(5.6)$$

Vågeffekten i en oregelbunden vågrörelse fås efter integration av effektspektrumet till

$$P = \int_0^\infty p(f) df = \frac{\rho g^2}{4\pi} \int_0^\infty \frac{S(f)}{f} df \quad \dots(5.7)$$

För ett P-M spektrum, enligt 5.5, erhålls genom insättning i (5.7)

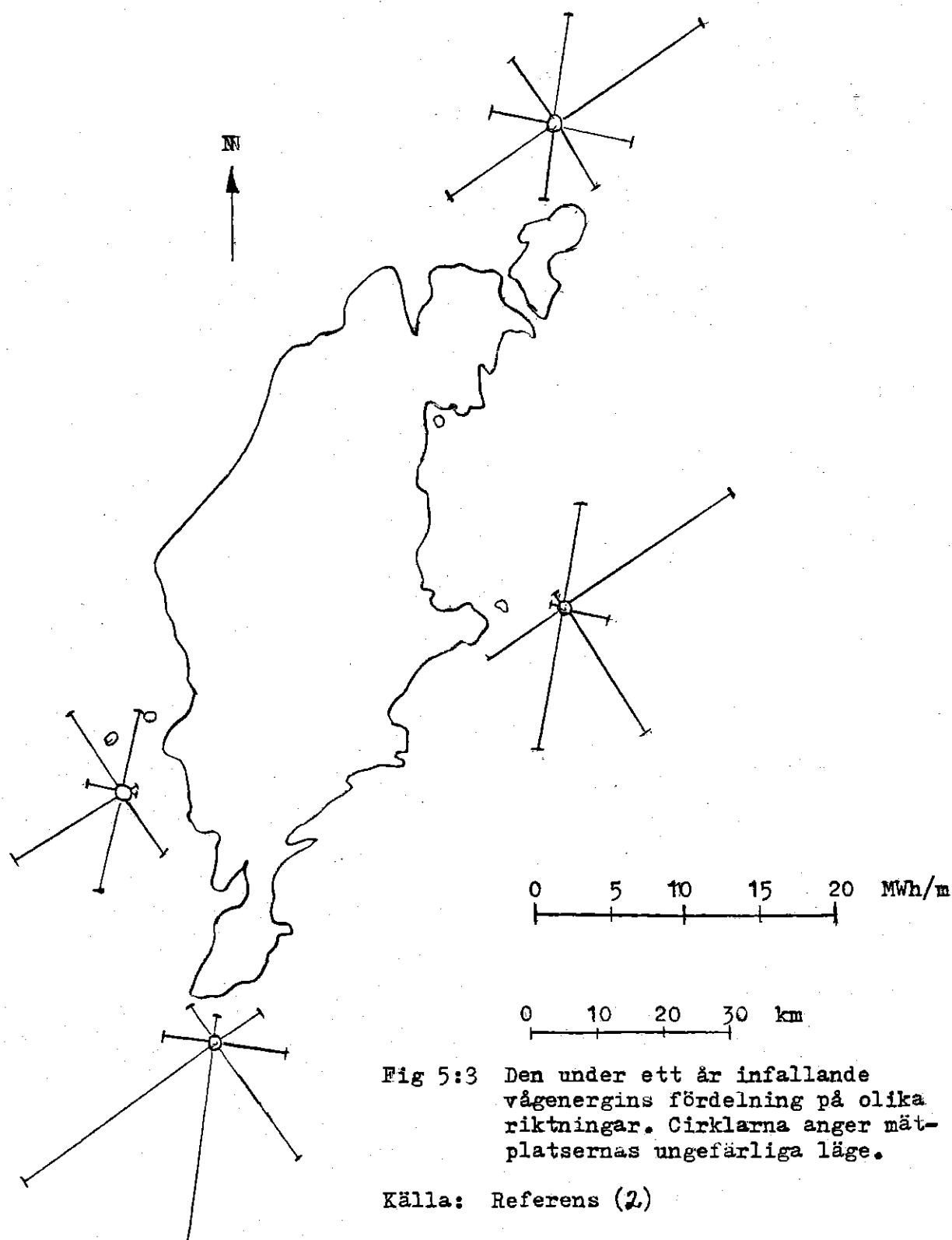
$$P = 0,11 \frac{\rho g^2}{4\pi} \frac{H_s^2}{T_z^4} \int_0^\infty f^{-6} e^{-0,44(T_z f)^{-4}} df \quad \dots(5.8)$$

Hindcasting

För att erhålla vågdata, för Hoburg, har en s.k hindcastingberäkning gjorts på vinduppgifter från SMHI. Vinduppgifterna var medelvärden med en upplösning på sex timmar och ibland en timma. Vid själva hindcastingberäkningen har ett datorprogram använts som framtagits inom "Gruppen för vågenergiforskning". Programmet beräknar ett vågspektrum enligt JONSWAP.

Ur varje vågspektrum har datorn beräknat ett effektspektrum ($p(f)$), signifikant våghöjd (H_s), vågperioder (T_2 och T_1) och vågeffekt (p). Medelvågperioden T_2 har satts lika med T_2 enligt (4).

5.2 Vågklimatet runt Gotland



Hindcastingberäkningar i (2) ger de resultat som presenteras i figur 5:3. Intressant är att resultaten för Hoburg, Herrvik och Gotska Sandön är så lika, om man ser till årsmedeleffekterna. Dessa varierar mellan

5,2 och 6,2 kW/m. Bästa resultaten erhålls vid Hoburg. De följande beräkningarna kommer därför endast att gälla Hoburg.

För Hoburg har hindcastingberäkningarna givit följande årsmedelvärden för vågeffekten.

1975: $p = 6,10 \text{ kW/m}$

1976: $p = 5,86 \text{ kW/m}$

1977: $p = 6,08 \text{ kW/m}$

Det intressanta med våg effekten är att den är som störst på hösten och vintern då den behövs som mest. I figur 5:4 visas denna variation.

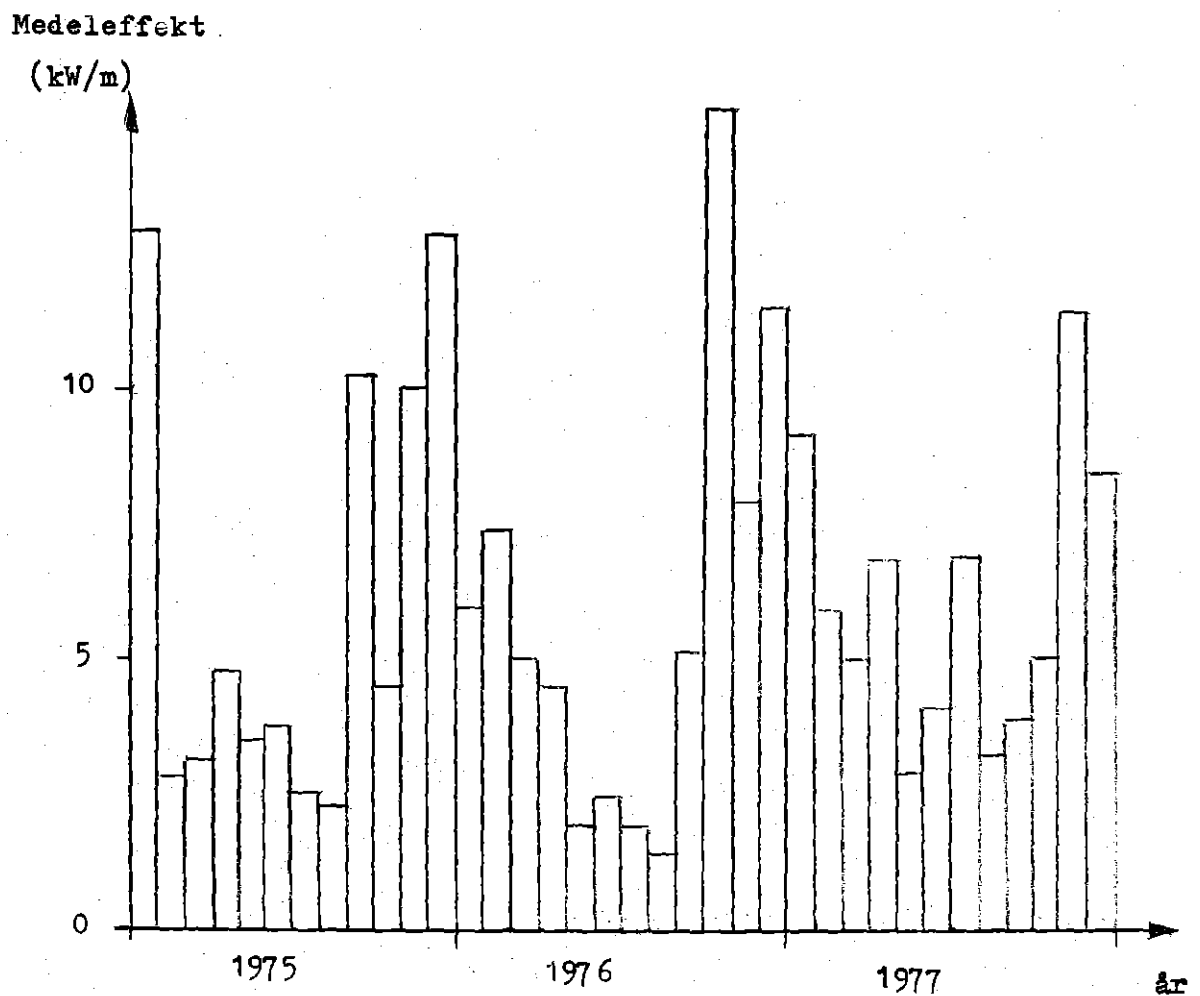


Fig 5:4 Medeleffekten i vågorna vid Hoburgen, åren 1975-1977.

Källa: Hindcastingberäkning utförda av A Rylander, Technocean i Göteborg AB alt. inst. för skeppshydropneumatik CTH.

Ett problem med vågeffekten är de stora variationerna. Det tar ungefär tre timmar att skapa ett fullt utbildat vågsystem, förutsatt att det blåser lika hårt hela tiden. Effekten kan härigenom variera från 0-50 kW/m på tre timmar.

I den skapade modellen används vågdata framräknade av A. Rylander, Institutionen för Skeppshydromekanik vid CTH Göteborg. De bygger på SMHI:s vinddata och ger som resultat 6-timmars medelvärden för vågdata. Den minsta vågeffektupplösningen är alltså sex timmar.

REFERENSER

- (1) Hasselman m.fl.
Measurement of wind-wave growth and swell decay, JONSWAP.
Deutsches Hydrographisches Institut, Hamburg 1973
- (2) Byström m.fl.
Vågenergi för Gotland.
Förslag till vågkraftverk för Gotlands energiförsörjning.
Examensarbete vid institutionen för vattenbyggnad, skeppshydromekanik och elektromaskinlära, CTH, Göteborg 1980.
- (3) Gruppen för vågenergiforskning.
Effektupptagning i oregelbundna vågor hos en vågboj med linjär dämpning.
Rapport GR:5, Göteborg 1979
- (4) Houmb, Overvik
Parameterization of wave spectra and long term joint distribution of wave height and period.
BOSS 1976 Vol. 1, Trondheim.

6. VÅGKRAFTVERKET

6.1 Vågenergiomvandlare

6.1.1 Typ av omvandlare

Den valda vågenergiomvandlaren är av bojtyp, se figur 6:1. Omvandlingen av vågenergi till mekaniskt arbete sker genom den relativa rörelsen mellan en stång med en platta längst ner och bojen. Stången står relativt stilla i vattnet medan bojen följer vågen.

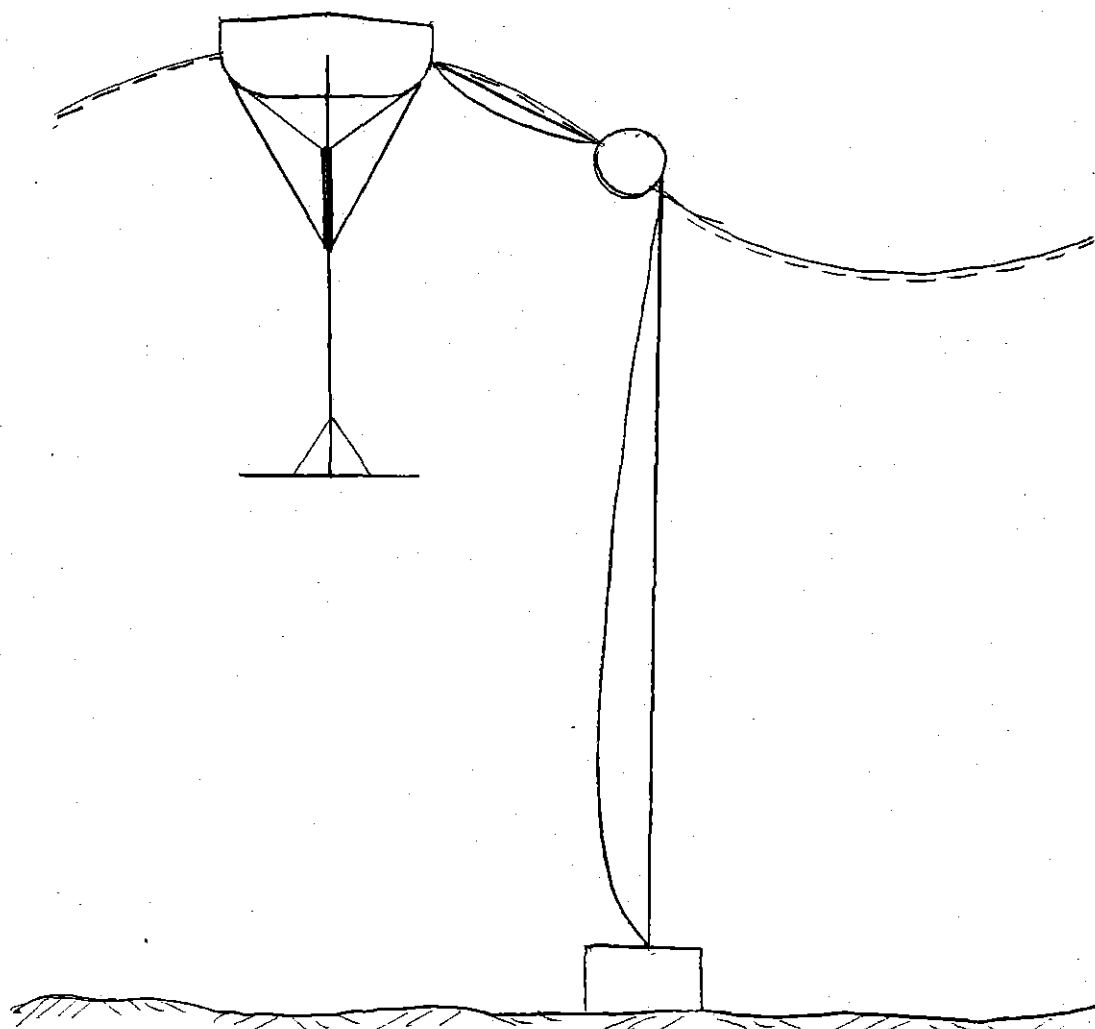
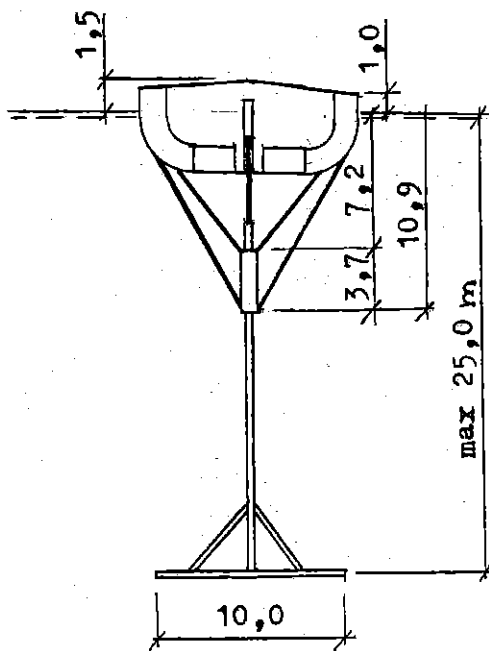
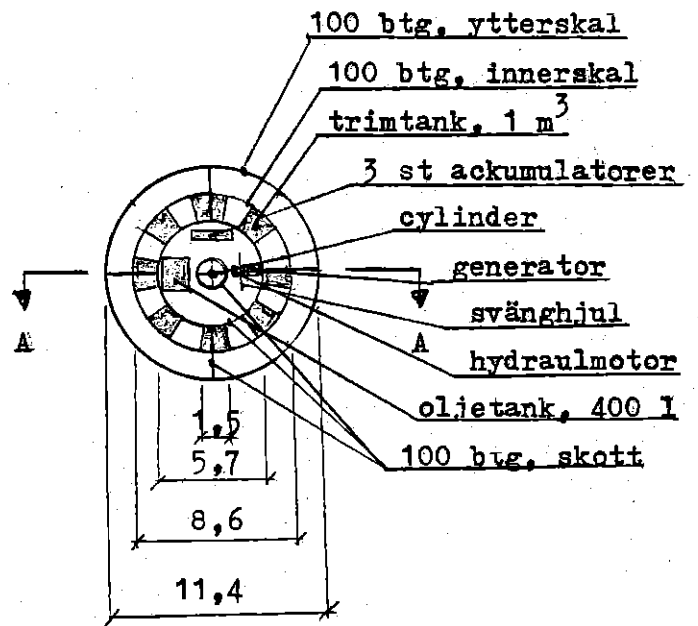


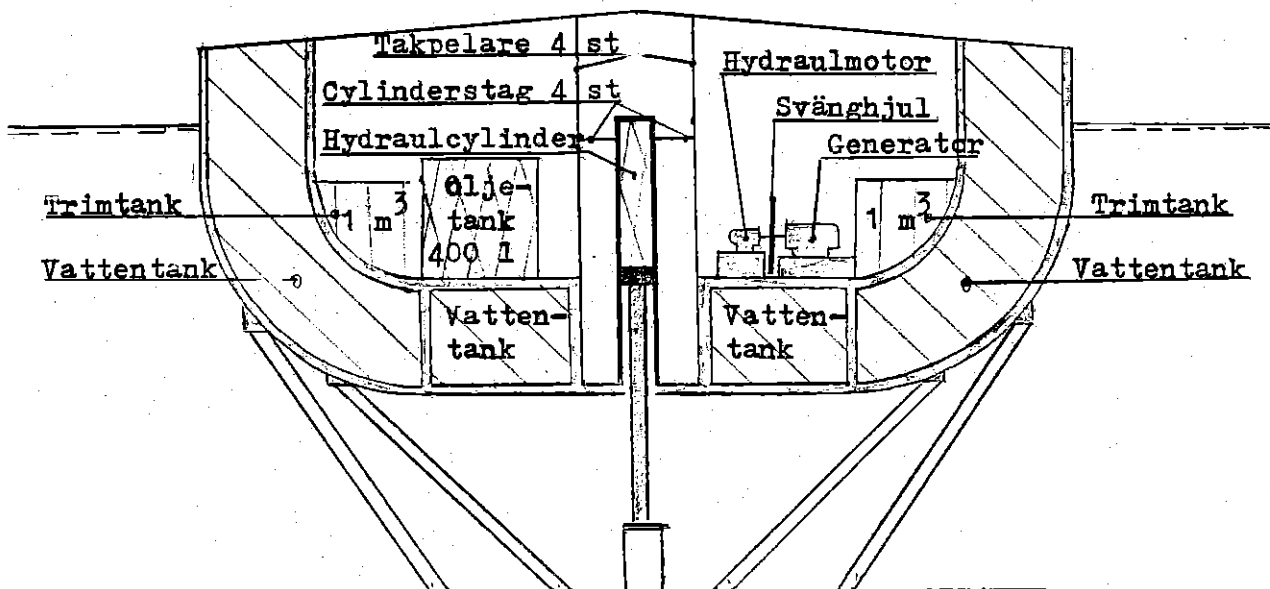
Fig 6:1 Boj förankrad till havs.



VY
1:400



PLAN
1:400



Sektion A-A
1:100

Fig 6:2 305-tons bojen.

Bojen har utformats av Bystrom, Clason, Linders och Sundvall i (1). Den har optimerats för vågorna kring Hoburg. I figur 6:2 visas den principiella uppbyggnaden. Den valda bojen har följande data

Radie:	$r = 5,72 \text{ m}$
Massa, displacement:	$m = 305 \text{ ton}$
Added mass koefficient:	$\mu = 0,80$
Dämpnings koefficient:	$\xi = 0,42$
Sjunkdjup, boj:	$D = 2,98 \text{ m}$
Resonansfrekvens:	$f_0 = 0,17 \text{ Hz}$
Yttre dämpning:	

$$\left. \begin{array}{l} b_1 = k_b f_0^2 \pi m \xi \\ k_b = 3,89 \end{array} \right\} \Rightarrow b_1 = 533 \text{ kNs/m}$$

Fjäderkonstant:	$c = \rho g A = 981 \pi 5,72^2 = 17,6 \text{ kN/m}$
Added mass:	$a = \mu m = 244 \text{ ton}$
Hydrodynamisk dämpning:	$b = m \omega = 806 f \text{ (kNs/m)}$
Starteffekt:	$P_s = 7 \text{ kW}$
Klippeffekt:	$P_k = 60 \text{ kW}$

6.1.2 Vågbojens hydrodynamiska medelverkningsgrad

Hydrodynamisk verkningsgrad (3)

Vid sinusformade vågor på djupt vatten bestäms medeleffekten per meter vågfront av uttrycket

$$p = \frac{\rho g^2}{8\pi} \cdot \frac{a^2}{f} \quad \dots(6.1)$$

Utgående från detta kan man teckna ett uttryck för verkningsgraden för en vågenergiomvandlares förmåga att absorbera vågornas energi. För en boj med radien r kan denna hydrodynamiska verkningsgrad skrivas

som den uttagna effekten genom den infallande

$$\eta = \frac{P_{\text{med}}}{P_{2r}} \quad \dots (6.2)$$

Uttrycks den uttagna medeleffekten med amplitudresponsfunktionen, $Y(f)$, fås

$$\eta(f) = \frac{b_1 (2\pi f)^3 Y^2(f)}{\rho g^2 r} \quad \dots (6.3)$$

med amplitudresponsfunktionen enligt

$$Y^2(f) = \frac{(c - a(2\pi f)^2)^2 + (b2\pi f)^2}{(c - (m+a)(2\pi f)^2)^2 + (b+b_1)^2 (2\pi f)^2} e^{-2kD} \quad \dots (6.4)$$

där

$$k = \frac{2\pi}{L} \text{ är vågtalet}$$

L är våglängden

Övriga variabler är definierade i kapitel 6.1.1.

Hydrodynamiska medelverkningsgraden

Den av en energiomvandlare uttagbara vågeffekten i en oregelbunden vågrörelse är

$$P_{\text{ut}} = \int_0^{\infty} \eta(f) p(f) df \quad \dots (6.5)$$

Bojens verkningsgrad kan då uttryckas som kvoten mellan uttagen effekt och infallande vågeffekt

$$\eta = \frac{P_{\text{ut}}}{P} = \frac{\int_0^{\infty} \eta(f) p(f) df}{\int_0^{\infty} p(f) df} \quad \dots (6.6)$$

Med formel 5.8 och 6.6 kan det erhållas ett uttryck för medelverkningsgraden som funktion av $\bar{T}_z$. Denna verkningsgrad är alltså en medelverkningsgrad över en viss tidsrymd. Där

$\bar{T}_z$ är medelvågperioden. Den hydrodynamiska medelverkningsgraden kan då skrivas

$$\eta(\bar{T}_z) = \frac{\int_0^{\infty} \eta(f) f^{-6} e^{-0,44(\bar{T}_z f)^{-4}} df}{\int_0^{\infty} f^{-6} e^{-0,44(\bar{T}_z f)^{-4}} df} \quad \dots (6.7)$$

Beräkning av medelverkningsgradskurvan

Integralerna i formel (6,7) går ej att lösa analytiskt. Dessa löses istället numeriskt genom att ansätta summorna som nedan.

$$\eta(\bar{T}_z) = \frac{\sum_{f=0}^{\infty} (f) f^{-6} e^{-0,44(\bar{T}_z f)^{-4}} \Delta f}{\sum_{f=0}^{\infty} f^{-6} e^{-0,44(\bar{T}_z f)^{-4}} \Delta f} \quad \dots (6.8)$$

En lämplig steglängd visade sig vara

$$f = 0,01 \text{ Hz}$$

Resultaten redovisas i tabell 6:1 samt figur 6:3 på nästa sida.

6.2 Mekaniska och elektriska förluster hos bojen och överföringen.

I den valda bojen överförs kolvstångens vertikala rörelse via ett hydraulsystem till generatoren, se figur 6:2. Kolvstången pumpar ur och suger in hydrauloljan i hydraulcylin- dern, genom sin vertikala rörelse. Oljan kommer alltså att strömma runt och genom ventiler likriktas strömningen. Hydraulmotorn är kopplad till en synkrogenerator med en svänghjulsöverföring. Varje boj kommer då att generera en likström. De olika bojarna i en enhet kopplas ihop och går i en gemensam kabel in till fastlandet. Där likströmmen om- formas till en 50-periodig växelström.

De olika delfunktionernas verkningsgrad är enligt (1)

Tabell 6:1

Hydrodynamiska
medelverknings-
graden.

$\bar{T}_z$	η_{tot}
1	0,000
1,5	0,008
2	0,026
3	0,138
4	0,313
4,5	0,361
5	0,379
5,5	0,374
6	0,355
7	0,300
8	0,244
9	0,196
10	0,158
11	0,127
12	0,104
13	0,085
14	0,071

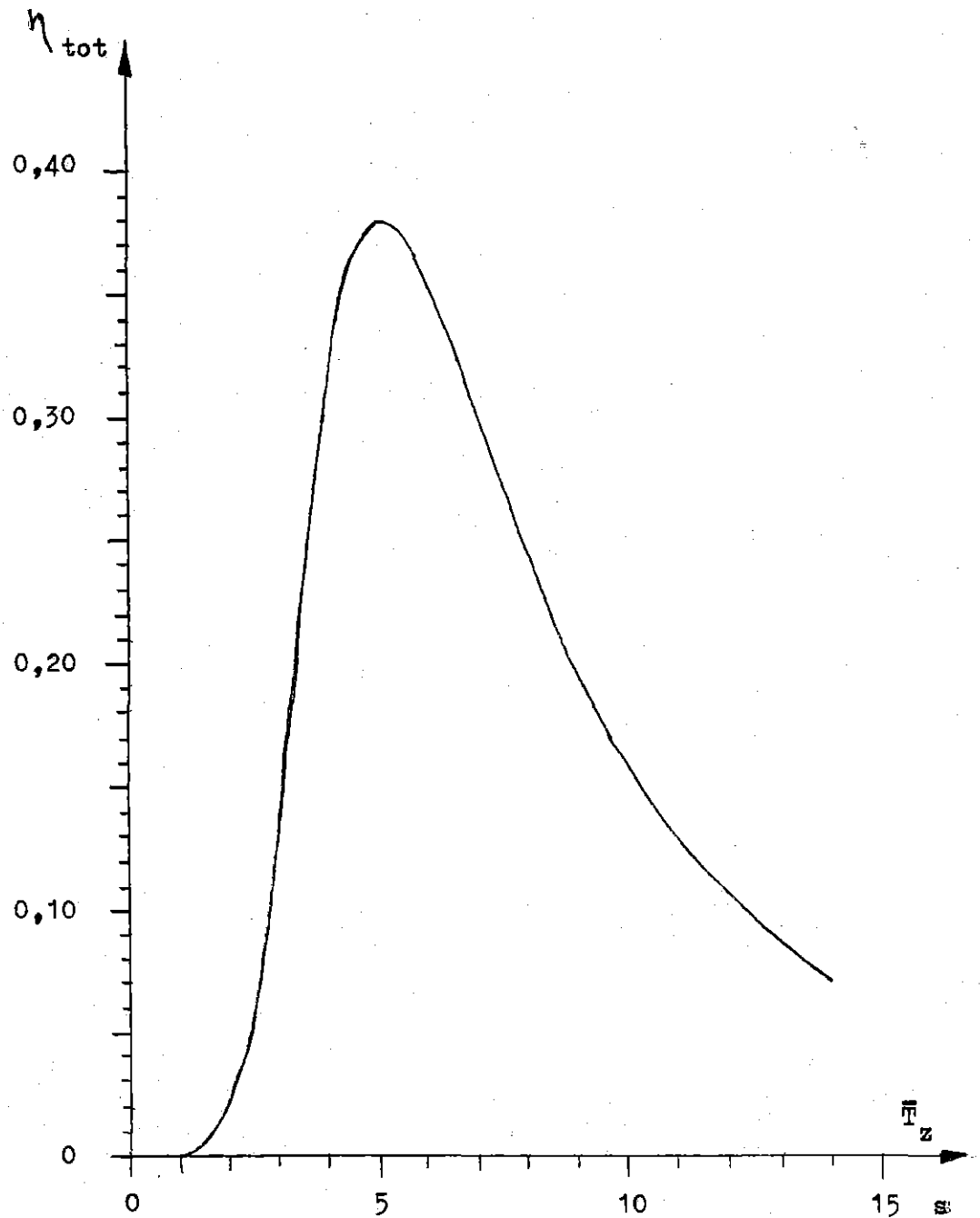


Fig 6:3 Den hydrodynamiska medelverkningsgraden som funktion av medelvågperioden.

Verkningsgrader

Cylinder	0,85
Hydraulik	<u>x 0,94</u>
Totalt hydraulik	0,80
Koppling	0,95
Generator (fig. 6:4)	0,48 - 0,90
Kabel	0,90
Omformning + nät	0,95

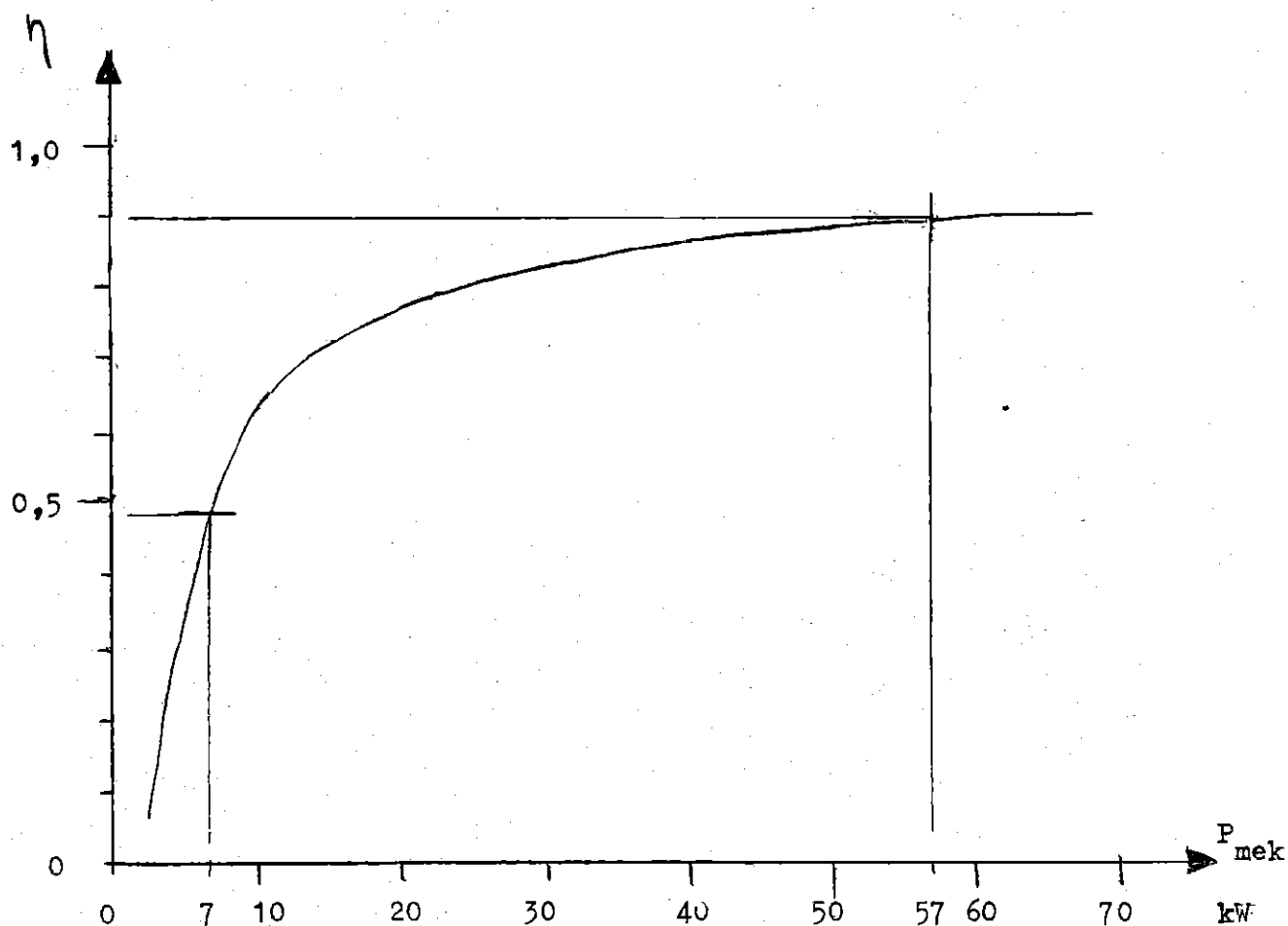


Fig 6:4 Verkningsgradskurvan map upptagen mekanisk effekt för den valda 57 kVA generatorn. Vi ser att för ett relativt stort effektregister är verkningsgraden relativt hög.

Källa: Referens (1) sid 104.

För att erhålla ett jämnare effektflöde har man valt att inte ta ut för små eller för stora effekter. Är effekten för liten stängs bojen av och är den för stor stryps effekten till en lämplig storlek. Detta sker i hydraulutrustningen.

Den aktuella bojen har följande begränsningar på den mekaniska uteffekten från hydraulmotorn:

Avstängt då $P < 7 \text{ kW}$

Strypning då $P > 60 \text{ kW}$

Dessa värden ger uteffekter i land på

$$P = 7 \text{ kW} \quad P_v = 0,95 \times 0,48 \times 0,9 \times 0,95 \times 7 = 0,39 \times 7 = 2,7 \text{ kW}$$

$$P = 60 \text{ kW} \quad P_v = 0,95 \times 0,9 \times 0,9 \times 0,95 \times 60 = 0,73 \times 60 = 44 \text{ kW}$$

Utrustningens verkningsgrad varierar alltså mellan

$$0,8 \times 0,39 \leq \eta \leq 0,73 \times 0,8$$

$$0,31 \leq \eta \leq 0,58$$

Den totala verkningsgraden varierar inte så mycket inom det aktuella verkningsområdet. Figur 6:5 visar hur verkningsgra-

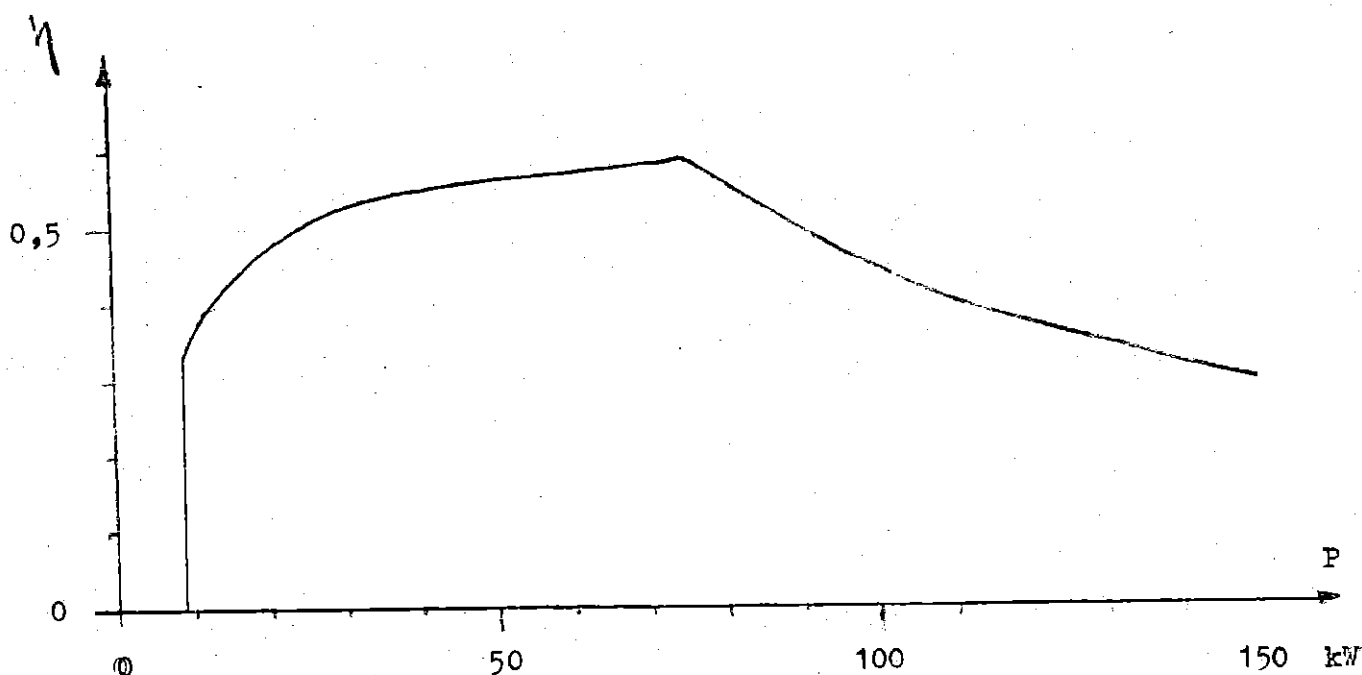


Fig 6:5 Verkningsgraden totalt hos den mekaniska och elektriska överföringen som funktion av den av bojen upptagna vågeffekten.

den varierar. Man ser att den avtar drastiskt då effekten är mindre än 20 kW.

6.3 Vågkraftverkets uteffekt.

Uteffekten från vågkraftverket är en produkt av den infallande vågeffekten, den hydrodynamiska verkningsgraden, systemets verkningsgrad och antalet samverkande bojar enligt formel (6.9).

$$P_v = \eta(\bar{T}_z) \eta_{\text{sys}} P_{\text{våg}} X_{\text{antal}} \quad . . . (6.9)$$

Det är av intresse att veta uteffektens variationer då elsystemet på Gotland har vissa begränsningar i effektutjämningskapaciteten.

Vågkraftverken är tänkta att bestå av grupper om 360 stycken bojar. Uteffekten från en sådan enhet blir då

$$P_{v,gr} = 360 P_{v,boj} \quad . . . (6.10)$$

Uteffekten från en sådan enhet kan då variera mellan

$$\text{Minimal} \quad P_{v,gr} = 1 \text{ MW}$$

$$\text{Maximal} \quad P_{v,gr} = 16 \text{ MW}$$

Variationen från noll till maximal uteffekt kan ske på tre timmar, enligt kapitel 5.2. Detta kommer att skapa problem om det byggs större kraftverk.

Maxeffekten från ett kraftverk är

$$P_{vmax} = 360 P_{vboj}^{max} gr = 15,8 \text{ gr (MW)} \quad . . . (6.11)$$

där gr är antalet bojgrupper.

De i kapitel 3 diskuterade storlekarna på vågkraftverken, om en respektive femton grupper, ger maxeffekter på:

16 MW P_{vmax} 237 MW

Det finns för närvarande ingen erfarenhet i Sverige av variabla energikällor i denna storlekssklassen. Utredningarna från provkörningarna av vindkraftverken, som nu byggs, kommer att ge erfarenhet inom detta område. Med de tidsperspektiv som vågkraften planeras så lär det finnas erfarenhet att falla tillbaka på. Tilläggas bör att vågkraft inte är lika varierande som vindkraft.

6.4 Vågkraftverkets storlek

6.4.1 Optimeringsmetod

I kraftverksammanhang används vanligen en marginalkostnadsanalys vid optimeringen av kraftverkets storlek. Denna bygger på att kraftslaget har en fast effektkostnad samt en rörlig energikostnad. Vågenergin har endast fasta kostnader. Vid en optimering kan sålunda ingen marginalkostnadsmetod användas. I stället väljs en metod som baserar på hur stora fasta kostnader man kan ha per producerad energienhet. Detta medför att vågenergens energikostnad inte är en rörlig kostnad i egentlig mening.

I kapitel 6.6 anges energikostnaden för vågenergi till:

$$k_v = 25 \text{ öre/kWh}$$

Detta pris förutsätter att all producerad vågenergi kan tas omhand.

Problemet med Gotland är att man har stora begränsningar på elnätet. Dessa medför att om vågkraften byggs ut i större omfattning, så kommer det att krävas strypning av vågkraftverket vid vissa tillfällen.

Överskottseffekten kan tas om hand på många sätt. I detta

arbete studeras två sätt. Dessa kan gälla var för sig eller kombinerade.

1. Export till fastlandet av överskottet. Där det säljs med förlust.
2. Strypning av vågkraftverket vid överskott, dvs att man stänger av delar av kraftverket. Detta ger en fördyrning av den producerade vågenergin.

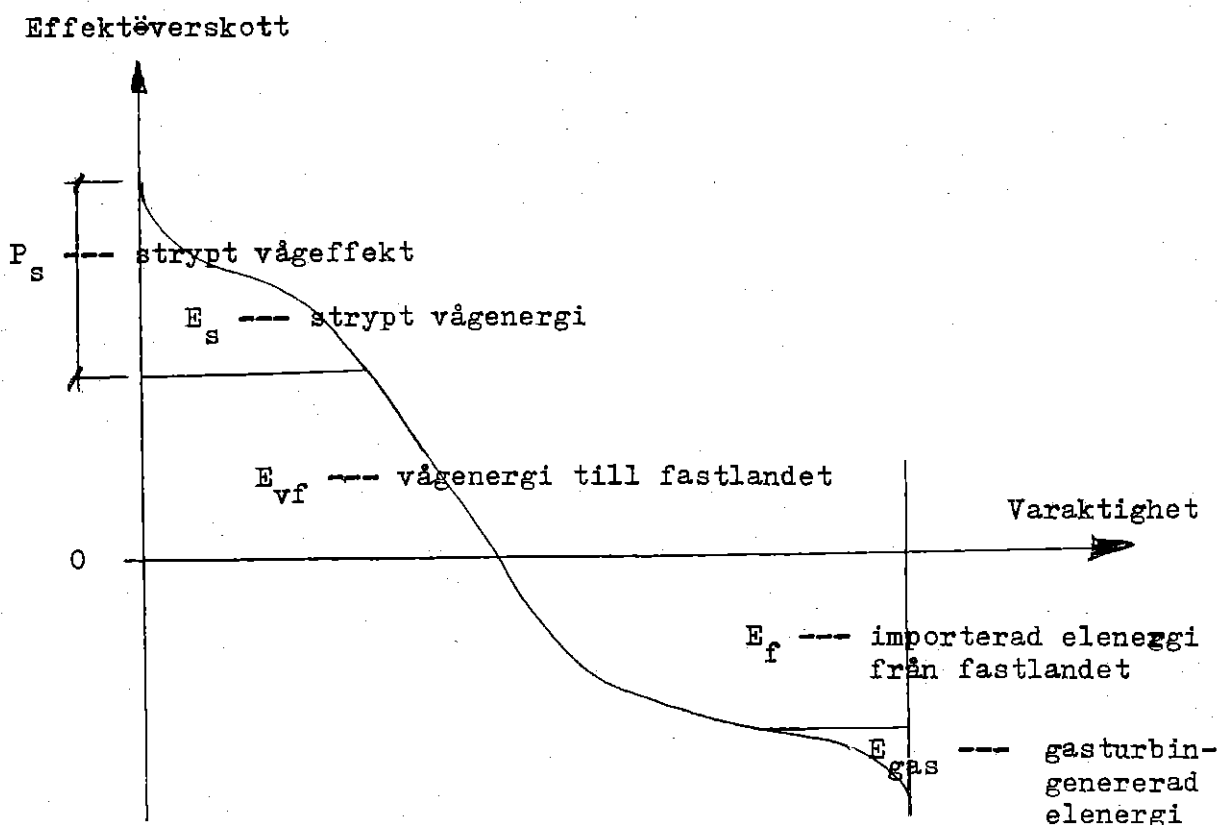


Fig 6:6 Effektvaraktighetskurvans indelning i optimeringsmodellen.

Underskottet i eleffekt på Gotland måste täckas. Detta sker på följande sätt, med två kompletteringsmetoder till vågkraften.

1. Import av alenergi från fastlandet.
2. Gasturbingenererad elenergi på Gotland.

I optimeringen antas Gotland vara en egen enhet som måste betala alla sina kostnader för olika typer av elenergi. Sålunda måste förlusterna vid försäljning av vågenergi till fastlandet samt strypningen täckas med ett högre pris för vågenergin på Gotland.

Beräkningarna kan sägas ske med ett företagsekonomiskt synsätt. Där Gotland är företaget.

Om man inte belastar vågenergin med förlusterna vid försäljning till fastlandet, så kan beräkningarna sägas ske ur ett nationalekonomiskt perspektiv. Vågkraften behöver då endast belastas med sina produktionskostnader på vilka strypningen verkar fördyrande.

Vid optimering läggs inte in någon vinst på elenergi handeln. Detta för att det inte skall inverka förvillande på resultaten.

Metoden vid optimeringen kommer vara att först beräkna priset för vågenergin på Gotland, med alla belastande kostnader inräknade. Därefter beräknas det genomsnittliga energipriset på Gotland. Eventuellt kan då ett optimum finnas.

Variabler

För att underlätta formelläsandet, så förklaras variablerna i detta kapitel nedan.

- K är en kostnad. Den representerar i några fall en inkomst
k är energikostnaden i öre/kWh
E är energi
P är effekt
s är strypningsfaktorn

Följande index betyder

- v vågenergi
g Gotland

f	<u>fastlandet</u>
vg	<u>vågenergi</u> använd på <u>Gotland</u>
vf	<u>vågenergi</u> använd på <u>fastlandet</u>
s	<u>strypt</u>
kab	<u>kabeln</u> , likströms-
I	<u>inkomst</u>

6.4.2 Kostnaden för vågenergi på Gotland

Priset på vågenergin skall täcka samtliga kostnader för produktion och omhändertagande.

Schematiskt kan systemet delas upp i tre delar, en utgiftsdel och två inkomstdelar, se figur 6:7. Då har endast vågenergidelen av systemet medtagits. Gotlandsdelen skall alltså balansera inkomst-utgifts förhållandet.

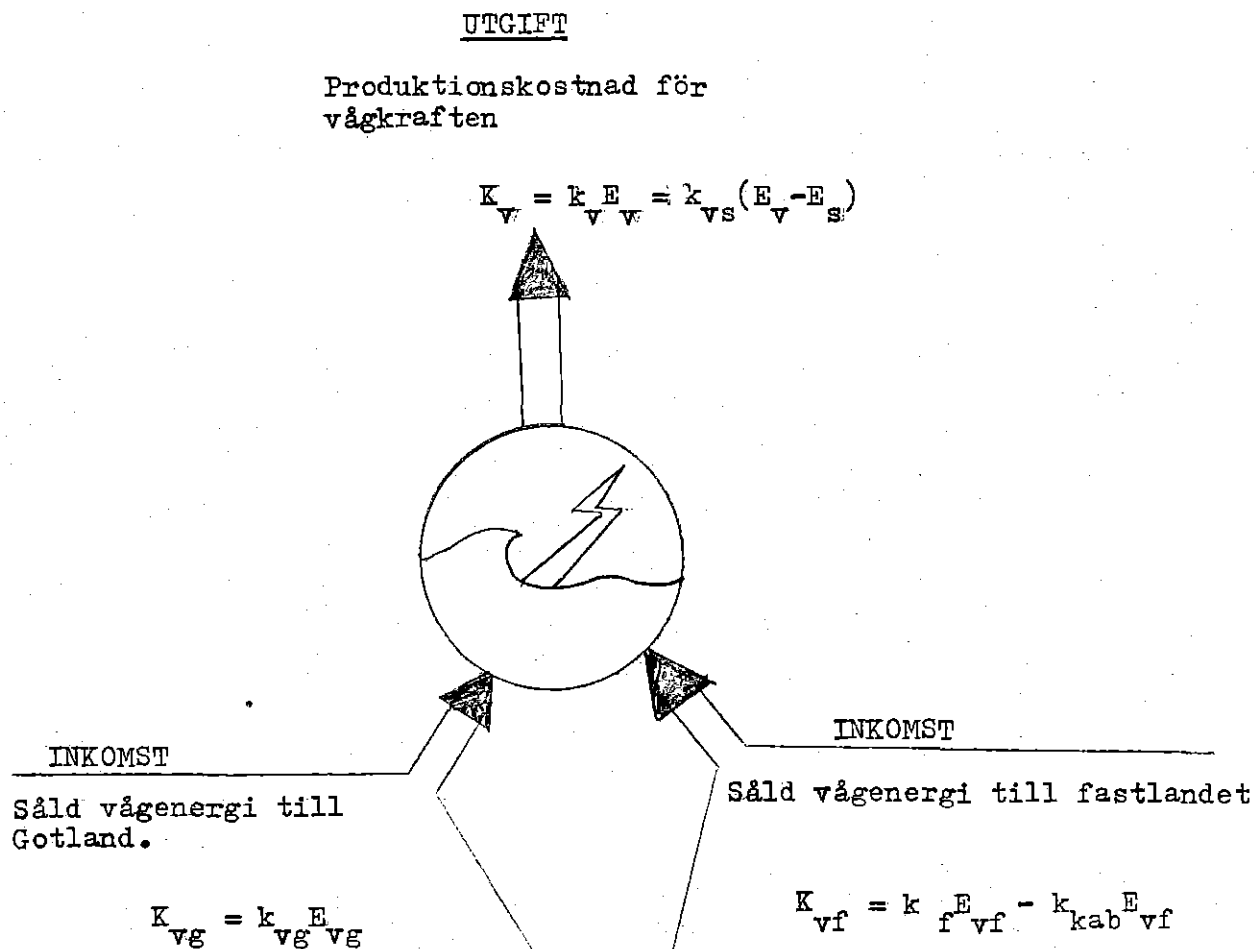


Fig 6:7 Den ekonomiska grunden för optimeringsmodellen, dvs penningflödet vid vågenergiproduktionen.

Produktionskostnaden, K_v , måste alltid betalas. Detta ger att om det byggs för stora kraftverk (kap 2.4) så kommer systemet att begränsa och man måste strypa produktionen vid vissa tillfällen. Energikostnaden, k_{vs} , blir då dyrare eftersom en mindre energimängd måste täcka samma produktionskostnad. Sambandet redovisas i formel 6.12.

$$K_v = k_v E_v = k_{vs} (E_v - E_s) \quad \dots (6.12)$$

Förhållandet mellan strypt vågenergi och producerad vågenergi kan uttryckas med strypningsfaktorn, .

$$\xi = \frac{E_s}{E_v} \quad \dots (6.13)$$

Priset på vågenergin kan då skrivas som en funktion av strypningen

$$k_{vs} = \frac{k_v}{1 - \xi} \quad \dots (6.14)$$

För att bestämma var det optimala tillståndet för systemet är, så minimeras förlusterna.

Utgifterna är

$$K_u = k_v E_v + k_{kab} E_{vf} \quad \dots (6.15)$$

där $k_v E_v$ är produktionskostnaden enl. (6.12) och

$k_{kab} E_{vf}$ är överföringskostnaden till fastlandet.

Inkomsterna är

$$K_I = k_{vg} E_{vg} + k_f E_{vf} \quad \dots (6.16)$$

där inkomsterna kommer från Gotland och från fastlandet.

Kostnaderna skall minimeras. Helst bör inkomsterna balansera utgifterna. Om så är fallet erhålls följande uttryck för vågenergipriset på Gotland.

$$k_{vg} = \frac{k_v E_v - (k_{kab} - k_f) E_{vf}}{E_{vg}} \quad \dots (6.17)$$

Vågenergin som produceras på Gotland tas om hand på följande tre sätt:

1. Direktanvändning på Gotland - E_{vg} .
2. Direktanvändning på fastlandet - E_{vf} .
3. Strypning av våkraftverket - E_s .

Följande energisamband för vågenergin kan således ställas upp. Den totala produktionen är E_v .

$$E_v = E_{vg} + E_{vf} + E_s \quad \dots (6.18)$$

Med (6.13) och (6.18) kan uttrycket för den fastlandsexporterade skrivas som

$$E_{vf} = (1 - \xi) E_v - E_{vg} \quad \dots (6.19)$$

Följande energikostnader används:

$$k_v = 25 \text{ öre/kWh}$$

$$k_{kab} = 5 \text{ öre/kWh}$$

$$k_{vf} = 12 \text{ öre/kWh}$$

Då dessa värden insätts i (6.17) erhålls uttrycket för vågenergikostnaden på Gotland.

$$k_{vg} = (18 + 7\xi) \frac{E_v}{E_{vg}} + 7 \quad \dots (6.20)$$

Om det fanns tillräcklig kapacitet att ta hand om överskottseffekten, så skulle man inte behöva strypa. Priset för vågenergin på Gotland skulle då bli

$$k_{vg-s} = 18 \frac{E_v}{E_{vg}} + 7 \quad \dots (6.21)$$

Resonemanget har hela tiden byggts på ett företagsekonomiskt synsätt. Sätillvida att vågenergin skall betala alla sina kostnader. Om man istället skulle tänka på ett nationalekonomiskt synsätt, så skulle endast vågenergin belastas med sina produktionskostnader. Enerkipriset blir då

$$k_{vs} = \frac{25}{1 - \epsilon}$$

. . . (6.22)

Dessa energikostnader är nedan beräknade för de aktuella energimängderna, som presenteras i kap. 2.4.

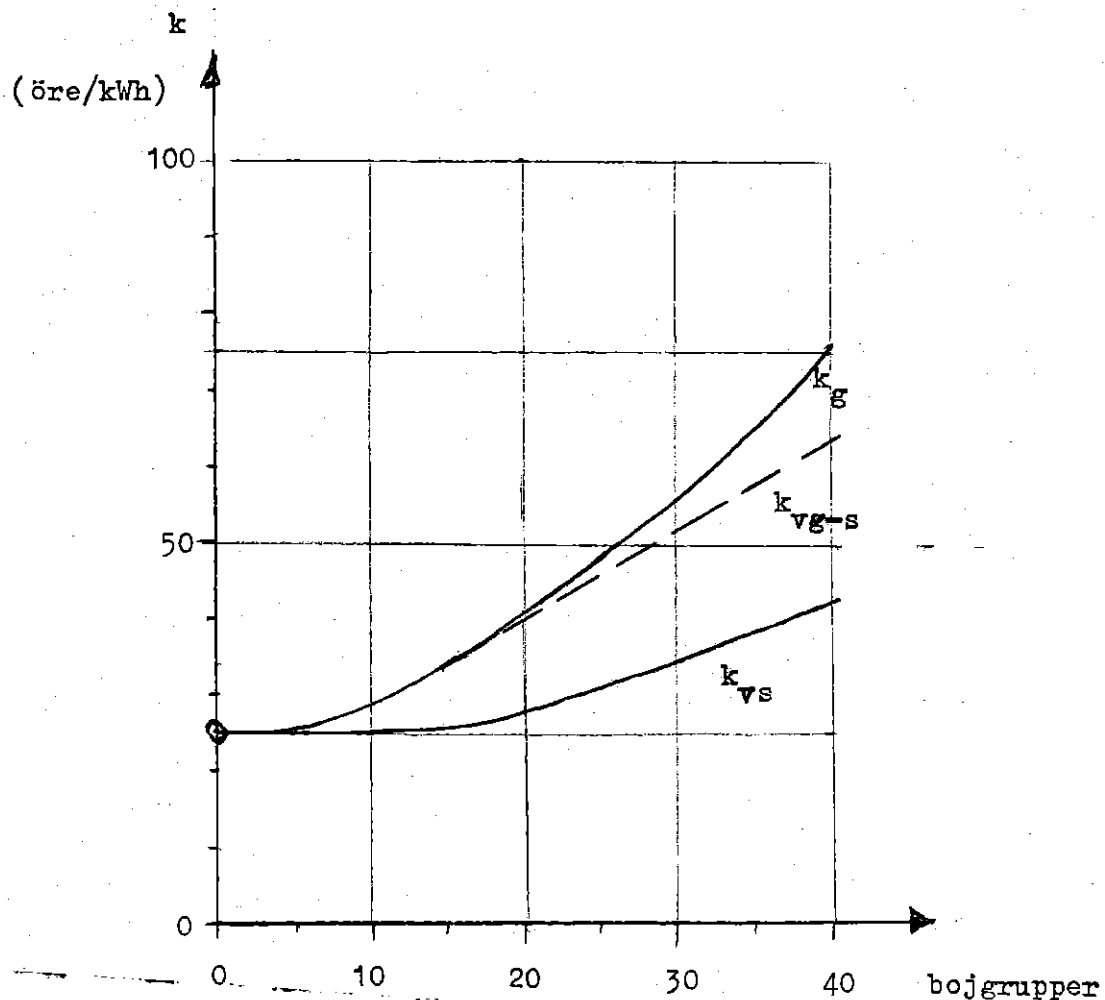


Fig 6:9 Energikostnaden för vägen energi till Gotland. Där
 k_{vs} är energikostnaden för vägen energi produktionen med nödvändig strypning av överskottsenergi.
 k_{vg} är energikostnaden för vägen energi till Gotland.
 k_{vg-s} är energikostnaden för vägen energi till Gotland om man ej behövde strypa kraftverket.

6.4.3 Optimering av vågenergin, med avseende på Gotlands elenergipris.

Vid optimeringen antas Gotlands elförsörjning klaras med tre elenergiproduktionsslag. Dessa är import av eleffekt via fastlandskabeln (index f), våggenererad eleffekt (index vg) samt gasturbingenererad eleffekt (index gas).

Kostnaden för Gotlands elförsörjning blir då K_g kronor per år.

$$K_g = K_f + K_{gas} + K_{vg} \quad \dots (6.23)$$

där de olika delarna är:

$$\text{Gotland: } K_g = k_g E_g \quad \text{med } E_g = 868 \text{ GWh/år}$$

$$\text{Fastlandet: } K_f = (k_f + k_{kab}) E_f \quad \text{med } k_f + k_{kab} = 17 \text{ öre/kWh}$$

$$\text{Vågor: } K_{vg} = k_{vg} E_{vg} \quad \text{med } k_{vg} \text{ enligt formel (6.20)}$$

$$\text{Gas: } K_{gas} = k_{gas} E_{gas} \quad \text{med } k_{gas} = 100 \text{ öre/kWh}$$

Det genomsnittliga elenergipriset på Gotland blir då

$$k_{g1} = \frac{17E_f + 100E_{gas} + (18+7\%) E_v + 7E_{vg}}{868} \quad \dots (6.24)$$

Om istället priset beräknas på det nationalekonomiska sättet, så erhålls

$$k_{g2} = \frac{17E_f + 100E_{gas} + \frac{25}{1-\zeta} E_{vg}}{868} \quad \dots (6.25)$$

Uttrycken beräknas i tabell 6:2 och är sedan uppritade i figur 6:10.

Det erhålls ett optimalt vågkraftverk. Storleken på detta är en bojgrupp. Även två grupper visar vara sig fördelaktigare än inga alls.

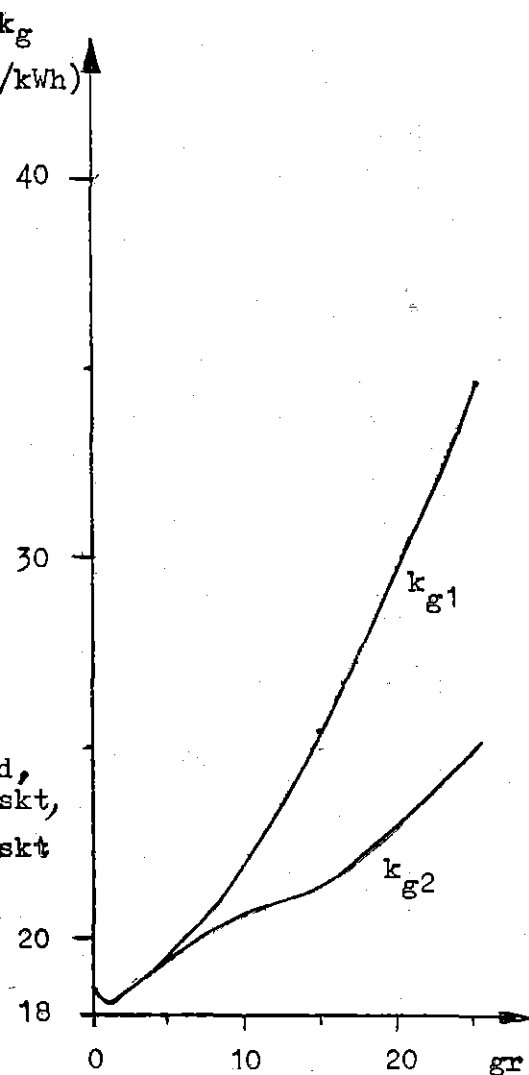
I optimeringen är kompletteringen gasturbiner. Detta ger att vågenergin kommer i en kanske något gynnsam dager.

Tabell 6:2

gr	E _f	E _{gas}	E _v	E _{vg}	ξ	k _{g1}	k _{g2}
	- - - - (GWh) - - - -					(öre/kWh)	
0	850	18,1	0	0	0	18,7	18,7
1	817	10	41	41	0	18,3	18,3
2	777	9	82	82	0	18,6	18,6
3	738	8	122	122	0	18,9	18,9
4	698	7	163	163	0	19,2	19,2
5	659	6,4	204	203	0	19,5	19,5
10	515	5,2	409	348	0	22,0	20,7
15	449	4,8	613	414	0,010	25,4	21,4
20	411	4,7	817	452	0,094	29,8	23,0
25	384	4,6	1022	479	0,187	34,6	25,0

Fig 6:10

Energipriset på Gotland,
 k_{g1} är företagsekonomiskt,
 k_{g2} är nationalekonomiskt



6.5 Geometri och placering av vågkraftverket.

En grupp i ett vågkraftverk har mått som i figur 6:6. Gruppen kommer att täcka en yta av 4 km^2 . De tänkta kraftverken består av upp till 15 stycken grupper. Det är alltså av största vikt att placera kraftverken där sjöfarten är liten.

Orientering av gruppen.

Det är en strävan att få bojgruppen placerad så att dess långa sida ligger mot huvudvågriktningen. Hitintills har inga studier gjorts där effekten av att placera bojarna i grupper studerats. Antagligen är inte riktningsberoendet så stort, med de avstånd, som valts, mellan bojarna.

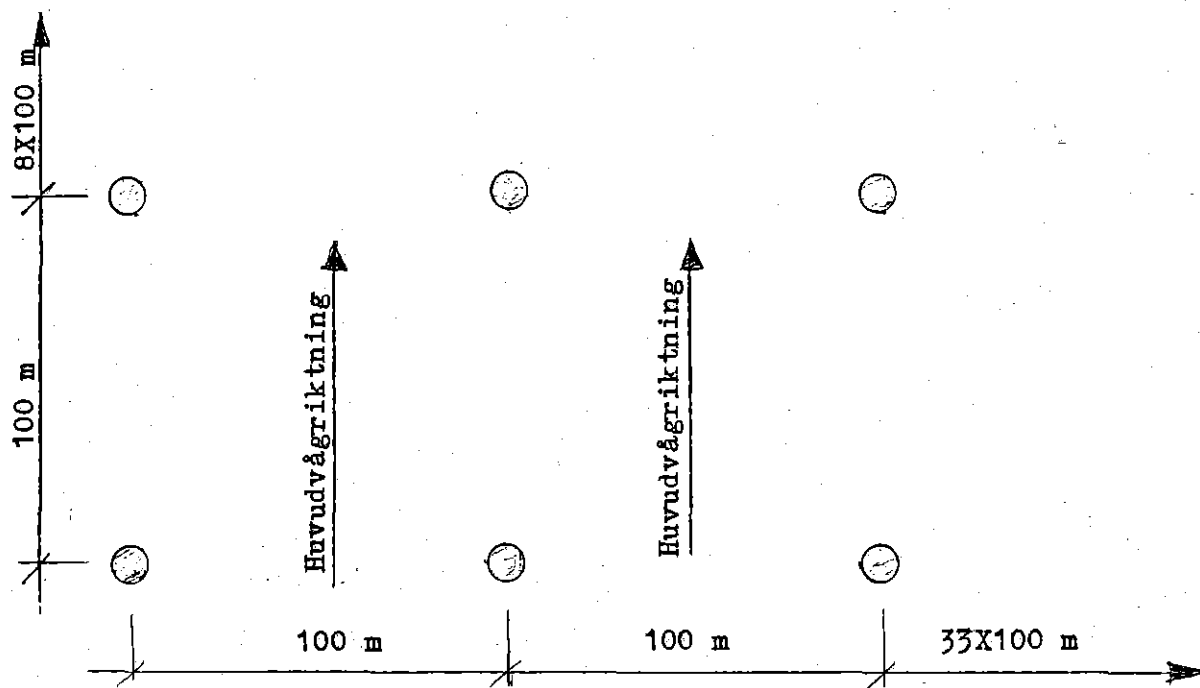


Fig 6:6 Den geometriska utformningen av en bojgrupp om 360 bojar. Bojgruppens riktning i förhållande till huvudvågriktning.

I detta arbete har, för att korrigera riktningsberoendet, en förlust på 2% inräknats i de beräknade uttagbara vågefekterna.

Placering

Angående i vilken utsträckning man får uppföra, utnyttja och driva anläggningar av samma typ som vågkraftverk, ges svar i SIKOB-rapporten (5). Där sägs bl.a. att inom det svenska sjöterritoriet möter projektet inget generellt hinder. Det finns dock en del hänsyn som måste tas. Anläggningen får inte störa sjöfarten. "Oskadlig genomfart" måste respekteras, d.v.s. kraftverket måste placeras utanför stöbre farleder. Vidare måste intern svensk lagstiftning såsom vattenlagen, miljövårdslagen samt lagar som berör fisket, försvaret, sjöfarten mm iakttas.

Det första kraftverket är tänkt att ligga på Hoburgs bankar. Det kommer då att ligga utanför större farleder och fiskevattnen, se kap. 9 och (5).

Om det läggs ett kraftverk av den diskuterade storleken på Hoburgs bankar, kommer det att se ut som i figur 6:7. Huvudvågriktningen fås från kap. 5.2.

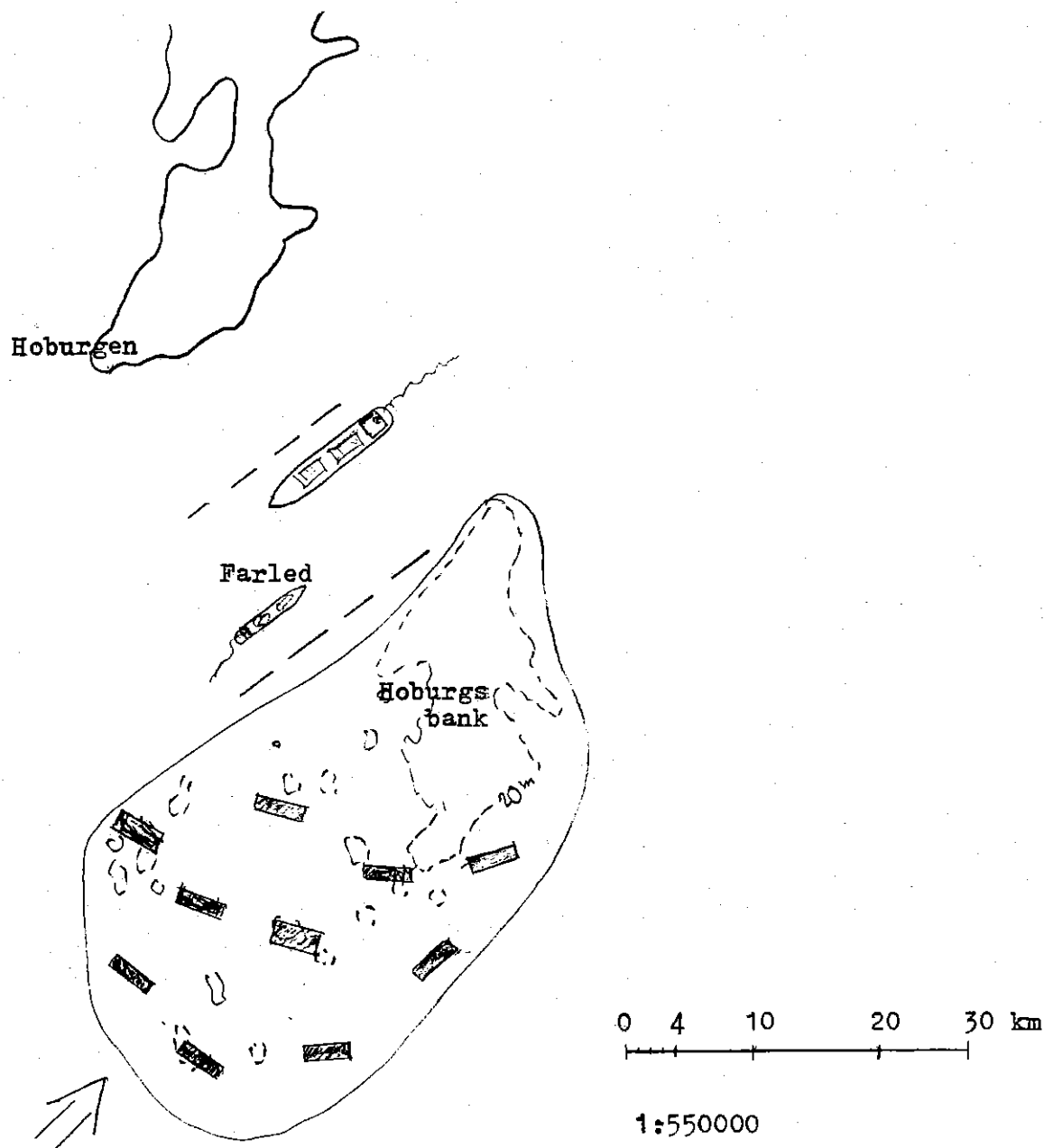


Fig 6:7 Exempel på placering av 10 bojgrupper på Hoburgs bank.

6.6 Priset på vågenergin.

Kostnaden för ett energislag kan beräknas på många sätt. NE (Nämnden för energiproduktionsforskning) har fastslagit hur kostnaderna skall beräknas.

Med kapitalränta på 10%, en avskrivningstid på 25 år samt underhållskostnader erhålls, enligt (1), en kostnad för vågenergi på ungefär

$$k_v = 25 \text{ öre/kWh}$$

Då har antagits en medelproduktion på 113 MWh/år, boj.

Förutom dessa kostnader tillkommer kostnaderna för utjämning osv. Dessa kostnader redovisas i kapitel 6.4.

Referenser.

- (1) Byström, Clason, Linders och Sundvall
Vågenergi för Gotland
Förslag till våkraftverk för Gotlands energiförsörjning.

Examensarbete vid institutionerna för Vattenbyggnad, Elektromaskinlära och Skeppshydromekanik, Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg, 1980.
- (2) Gruppen för vågenergiforskning
Vågenergi i Sverige.

Rapport GR: 16, Göteborg 1979.
- (3) Gruppen för vågenergiforskning
Effektupptagning i oregelbundna vågor hos en vågboj med linjär dämpning.

Rapport GR:5, Göteborg 1979.

- (4) NE - Nämnden för energiproduktionsforskning.

Vågenergi i Sverige

Planeringsrapport NE 1977:4, Stockholm

- (5) NE - Nämnden för energiproduktionsforskning.

SIKOB - Sjöbaserade vindkraftverk.

Resultatrapport NE 1978: 1546, Stockholm

7. ENERGILAGRINGSMETODER FÖR EFFEKTUTJÄMNING.

För länge sedan lärde sig människan att lagra energi. Ett exempel på detta är vattenreglering vid kvarnar, ett annat är klocklodet som lagrar energin från uppdragningen och ett tredje är att stapla ved. De två första är exempel på mekanisk lagring och vedhögen är en form av bränslelagring.

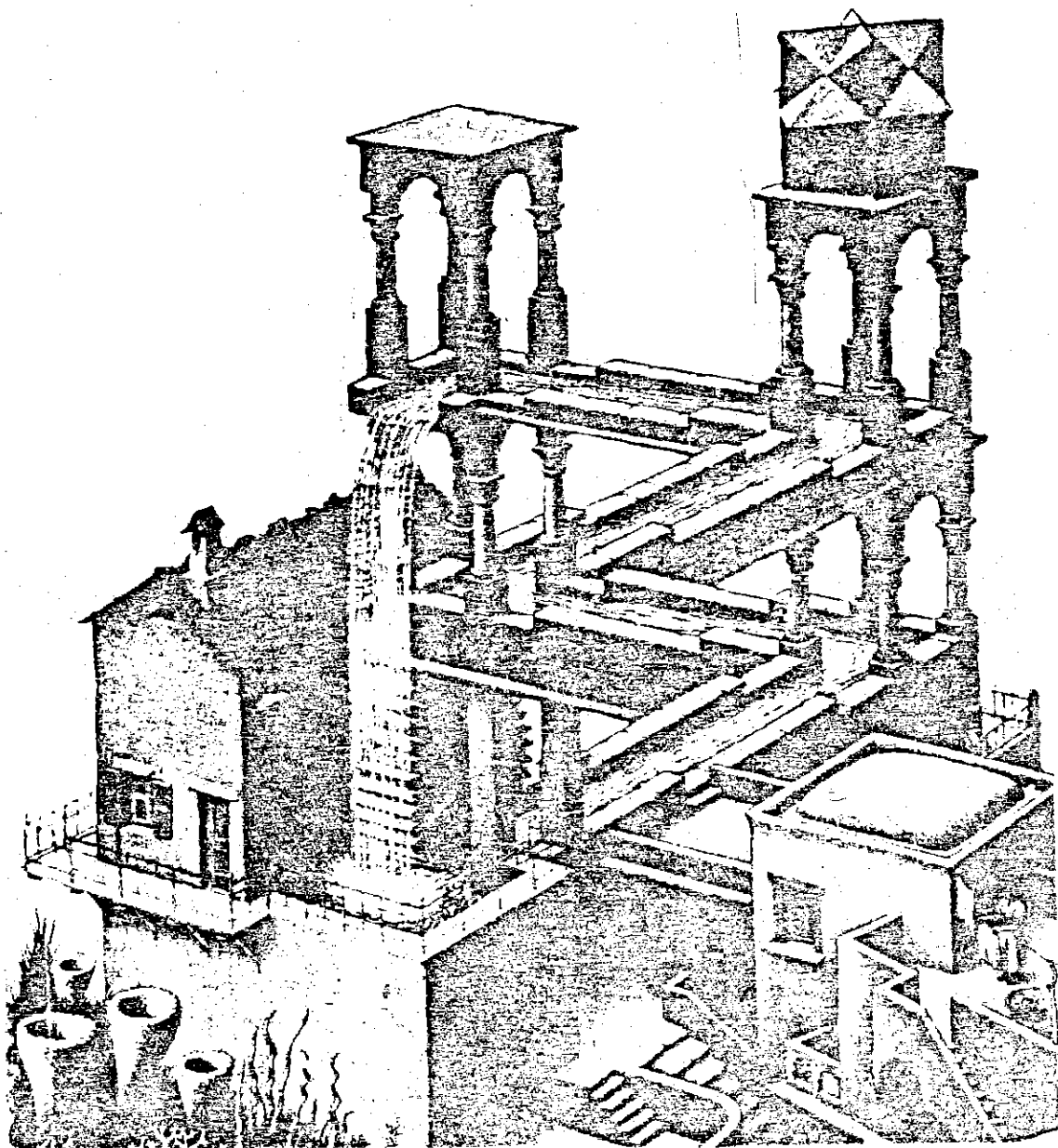


Fig. 7:1 Ett exempel på "smart" vattenreglering.

I nuläget finns inga metoder där man kan bränslelagring för att utjämna effekten. Således återstår mekanisk lagring av

energin.

Den metod som verkar lämpligast är pumpkraft. Detta är den i nuläget mest använda metoden för energilagring, som har en effektkapacitet i megawatt klassen.

Pumpkraften kan uppdelas i två undergrupper dels vattenpumpkraftverk och dels luftpumpkraftverk. Av dessa två är vattenpumpkraftverk de absolut vanligaste. I länder med större effektproblem än Sverige är de allmänt förekommande.

I ett vattenpumpkraftverk lagras energin genom att man pumpar vatten från ett nedre magasin till ett övre. När sedan effektbehovet ökar genererar man energi genom att släppa på vattnet från det övre magasinet.

Vattenpumpkraftverk kan ur konstruktionssynpunkt delas upp i två undergrupper. Skillnaden är det nedre magasinet. Om det inte finns tillräckliga fallhöjder mellan två naturliga magasin så kan det nedre magasinet sprängas in i bergrunden.

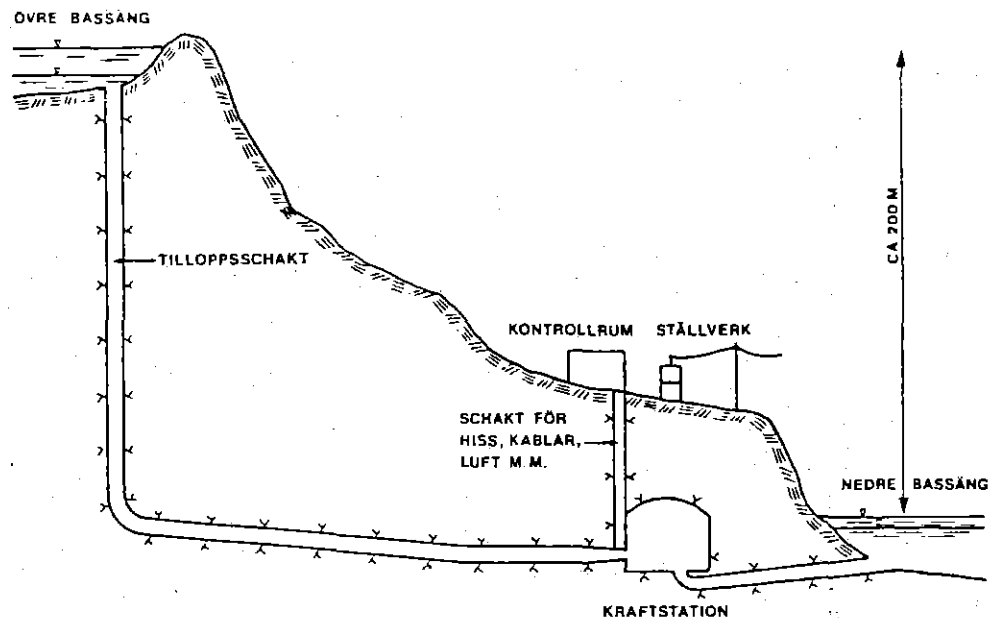


Fig. 7:2 Konventionellt vattenpumpkraftverk.

Ett konventionellt vattenpumpkraftverk har i stort sett samma uppbyggnad som ett normalt vattenkraftverk. De två stora

skillnaderna är den mekaniska och elektriska utrustningen samt att det krävs två magasin och inte enbart ett.

På Gotland medger inte topografin några större fallhöjder. Den maximala fallhöjden skulle bli omkring 50 meter. Detta skulle medföra orimligt stora magasin. För övrigt kan sägas att det inte finns så stora mängder sötvatten på Gotland. Varför man isåfall skulle behöva pumpa upp stora mängder saltvatten i dammar på land. Följderna för grundvattnet skulle troligvis bli förödande.

Ett alternativ till den konventionella vattenpumpkraften är då ett underjordiskt vattenpumpkraftverk. Då är det nedre magasinet insprängt i berggrunden

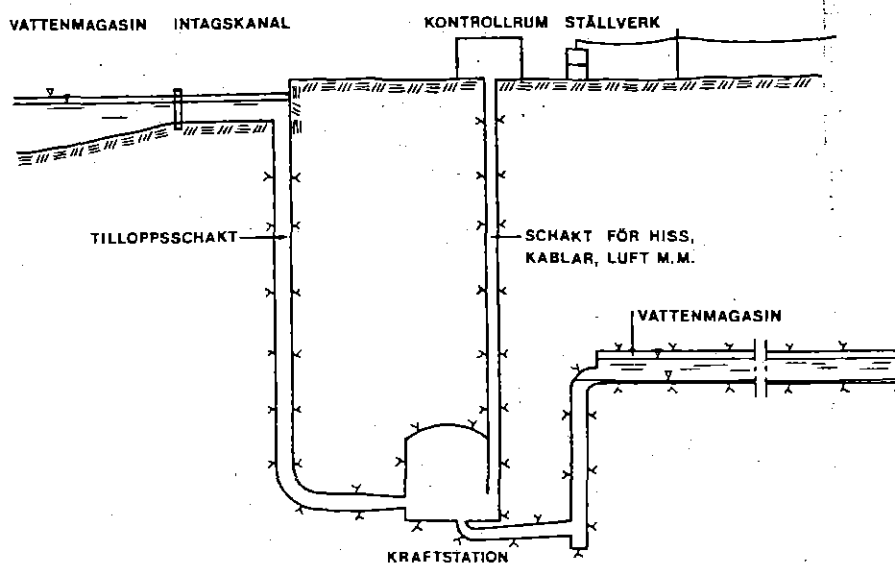


Fig 7:3 Pumpkraftverk med underjordiskt magasin.

Ett pumpkraftverk med underjordiskt magasin kostar betydligt mer än ett konventionellt pumpkraftverk. Om oljepriserna stiger mer kan det dock bli ett alternativ till oljeproducerad elenergi.

Frågan om hur djupt magasinet skall ligga bestäms av elenergi-
priset. I Sverige har utredningar gjorts på pumpkraftverk
med fallhöjder omkring 500 meter och i USA har det gjorts
utredningar och projektering på pumpkraftverk med fallhöj-
der på 1200 meter.

Valet av pumpturbin är avhängigt av fallhöjden. I Sverige
har maximalt djup valts så att en reversibel Francisturbin
skall kunna användas. En sådan reversibel turbin kan använ-
das både som turbin och pump. Detta sparar in stora kostnad-
er. I USA har man istället tänkt sig en separat Peltonotur-
bin och en separat pump. Skillnaden blir att man kan få en
större fallhöjd och därmed en minskad bergsvolym.

De två alternativen bygger på två olika accepterbara föräd-
lingspriser på elenergin. Om man har stora effekttoppar un-
der dygnet så kostar toppkraften mer. Samtidigt har man ock-
så möjlighet att sälja mer toppkraft. Varför det kan vara
lönsammare att lägga magasinet på ett större djup.

Ett alternativ till vattenpumpkraften är som sagts luftpump-
kraft. Vanligen benämns denna typ av kraftverk, luftmagasins-
verk. Denna metod är ett sätt att göra gasturbindrift billi-
gare. Gasturbinanläggningar är med sina låga anläggnings-
kostnader men förhållandevis höga driftskostnader lämpliga
för täckning av kortvariga effektbehov.

Makinellt består en sådan anläggning av en vanlig gasturbin.
Denna behöver stora mängder komprimerad luft för sin drift.
I normala gasturbiner framställs denna luft i en kompressor.
Denna förbrukar dock en stor del av den producerade effekten.
Effektvinsten skulle bli stor om man kunde producera den
komprimerade luften i förväg och sedan lagra den. En lagring
kan ske i stora berggrum. Rummen står genom ett schakt i för-
bindelse med en sjö, varigenom man erhåller ett tryck mot-
svarande djupet under vattenytan. Då det erforderliga tryck-
et i en gasturbin är 26 bar, placeras berggrummen 260 m under
sjöytan. På natten, då man har gott om billig elkraft, laddas
berggrummet upp på så sätt, att luft med hjälp av en kompres-
sor trycks ned i berggrummet och tränger undan vattnet. När
sedan gasturbinen skall köras, låter man den lagrade luften

ingå i förbrukningsprocessen i gasturbinen, vilken driver en elgenerator.

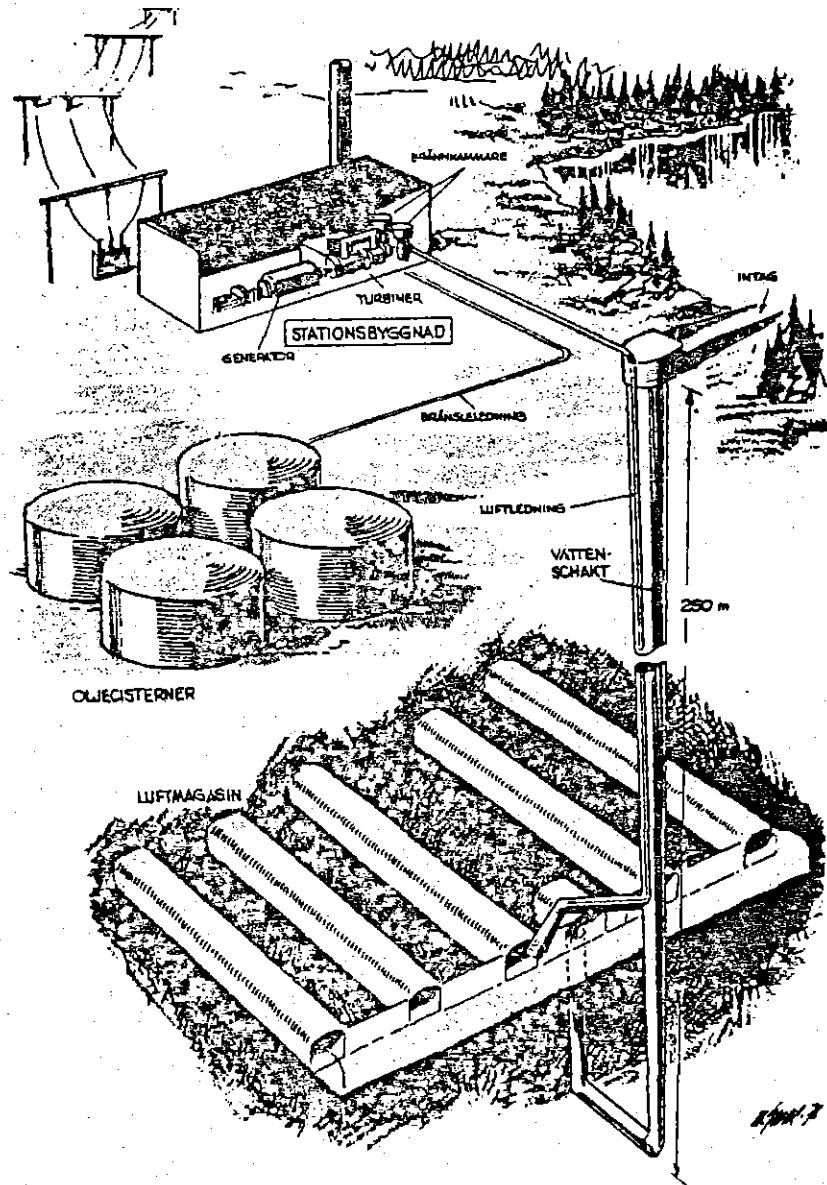


Fig. 7:4 Luftmagasinskraftverk.

En förutsättning för en anläggning av detta slag är att berget är homogent och i görlligaste mån sprickfritt för att luftläckaget inte ska bli besvärande.

I Sverige finns inget kraftverk av detta slag. Utanför Bremen i Väst-Tyskland finns ett kraftverk i drift. Detta ligger i ett tätt saltberg.

I detta arbetet kommer energilagringen att ske i ett pumpkraftverk med underjordiskt magasin. Detta beroende av följande orsaker.

- Det är oberoende av olja för driften.
- Det är ej estetiskt störande, då det ej krävs att några stora magasin byggs ovan mark. Havet är tänkt att utgöra det övre magasinet.
- Fallhöjden kan göras stor jämfört med ett konventionellt pumpkraftverk.

REFERENSER.

(1) -

Pumpkraftverk behövs dom?

Verkstadstidningen, 11/11 1979, s 19-20

(2) Centrala driftledningens (CDL) lokaliseringsutskott
Toppkraftverk.

CDL, Aug 1975

(3) -

Energilagring.

Väg- och vattenbyggaren, (1976):3 s 43-46.

(4) Faktaruta 1

Luftmagasinskraftverk

Väg- och vattenbyggaren, (1976):3 s 47

(5) Willett, David

Energy facilities going underground.

Civil Engineering - ASCE, dec 1978, s 56-57.

(6) Stürzinger, P

The role of pumped storage in Switzerland.

Water Power & Dam Construction, feb 1978, s 29-31.

(7) Ingenjörsvetenskapsakademien

Energilagring - Nuläge och utvecklingstendenser.

IVA-rapport nr: 72, Stockholm 1975.

8. ENERGILAGRING MED PUMPKRAFT.

Denna metod har valts på de grunder som redogjorts för i kapitel 7. Denna lösning eliminerar kravet på naturlig fallhöjd eftersom ett nedre magasin utformas som ett bergrum på omkring 500 m djup. Det övre magasinet utgörs av Östersjön. Nedan visas en skiss av ett likartat kraftverk.

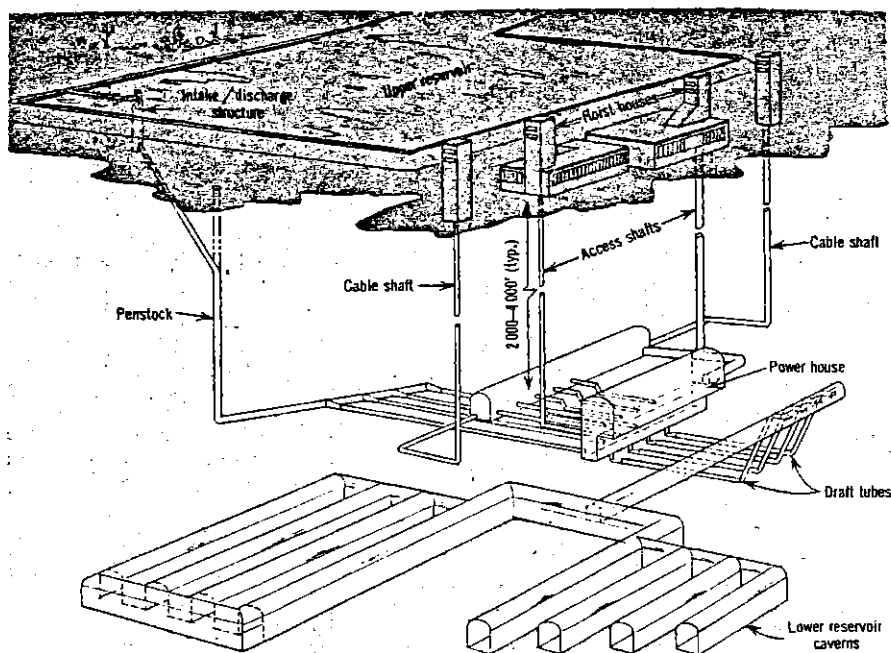


Fig 8:1 Underjordiskt pumpkraftverk.

Naturligtvis finns det begränsningar för hur djupt man kan lägga ett underjordiskt pumpkraftverk. De olika byggnadsdelarna är utsatta för olika stora tryck och dessa ökar ju större djupet blir. Ett krav för att man skall kunna bygga lönsamma underjordiska pumpkraftverk är att det nedre magasinet kan utföras oinklätt. Det ekonomiskt optimala djupet torde dock ligga grundare än det maximalt tillåtna.

Den geografiska placeringen av pumpkraftverket beror i huvudsak på två faktorer. Bergrummen måste ligga i urberget. Intaget måste ligga på kusten.

Ur miljö- och naturvårdsaspekt är ett underjordiskt pumpkraftverk synnerligen bra. Det som syns av kraftverket är intagsanordningar för Östersjövattnet och ställverket. Sprängmassorna måste också placeras någonstans. Man räknar med ett totalt markbehov på 35 ha varav 20 ha för sprängmassorna. Sprängmassorna kan kanske säljas som makadam. Detta skulle få en positiv inverkan både på miljön och på den ekonomiska lönsamheten.

8.1 Maximalt tillåtna djup för pumpkraftverket ur berghållfasthetssynpunkt.

Berggrunden på Gotland är skiftande. Det översta lagret består av kalksten, märgelsten och sandsten. Dessa bergarter går att spränga bergrum i, men de är så permeabla att ett oinklätt bergrum skulle få en stor inläckning. Ur hållfasthetssynpunkt går det inte att placera bergrummet lika djupt i dessa bergarter som i prekambriskas bergarter.

Det intressanta är således på vilket djup de prekambriskas lagren (urberget, gnejs och granit) ligger. Det prekambriskas berglagret synes ligga på djup av mellan 300 och 550 m under havet. Berglagret stupar åt sydost. Djuplinjerna visas i figur 8:2. Lagerföljden visas i tre snitt i figur 8:3.

Bergrummets kan översiktligt placeras in med dessa kartor och tvärsnitt. En slutlig bestämning av plats för det underjordiska magasinet kan dock endast bestämmas efter en noggrannare undersökning av detta område. Dessa undersökningar bör omfatta provtagningar av berget.

Kvaliteen på urberget är inte känd. Det stora djupet gör att man kan anta det vara tämligen homogent och sprickfritt. Inga större förkastningszoner finns på Gotland. I de följande beräkningarna kommer urberget därför att anses ha en god kvalitet.

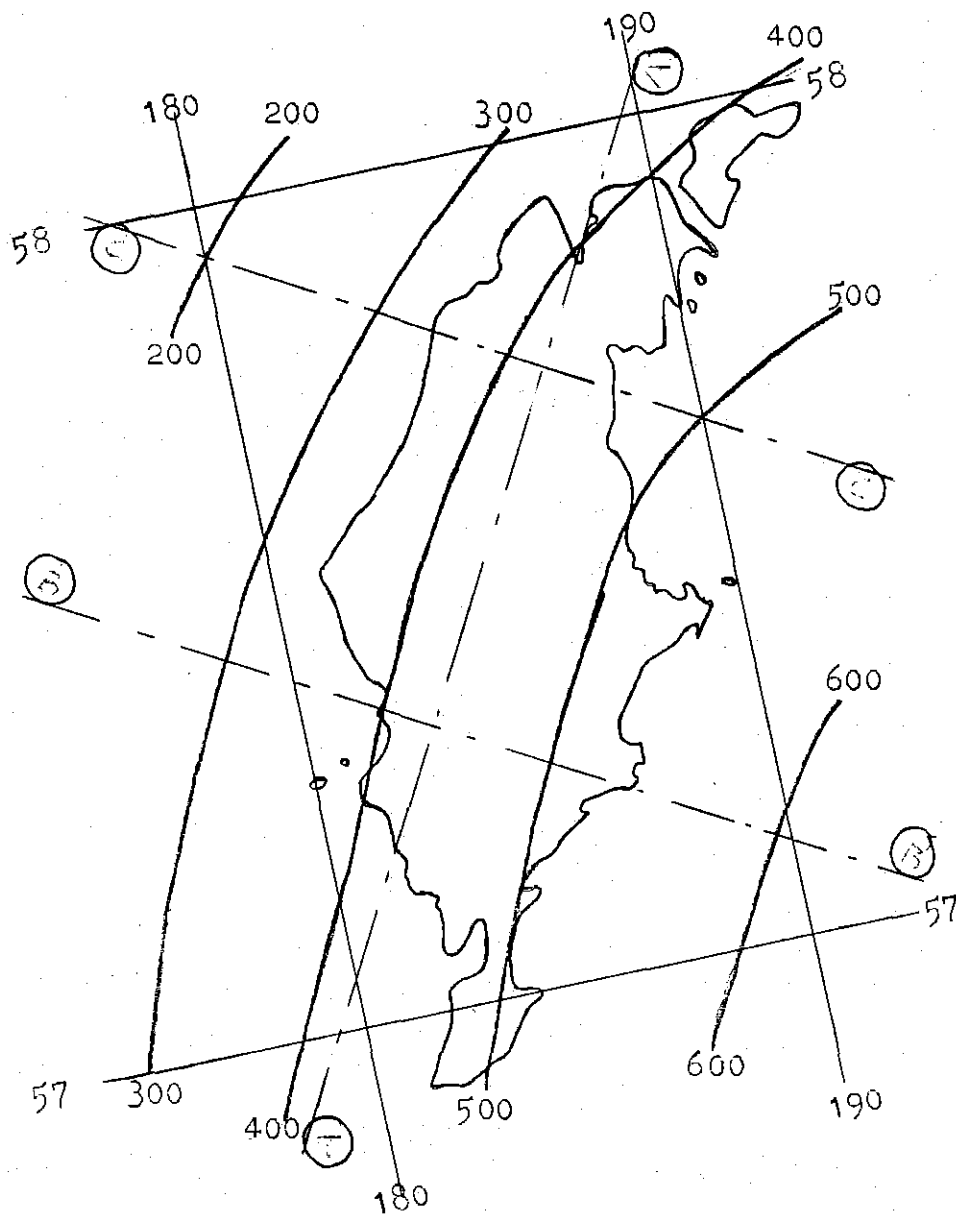
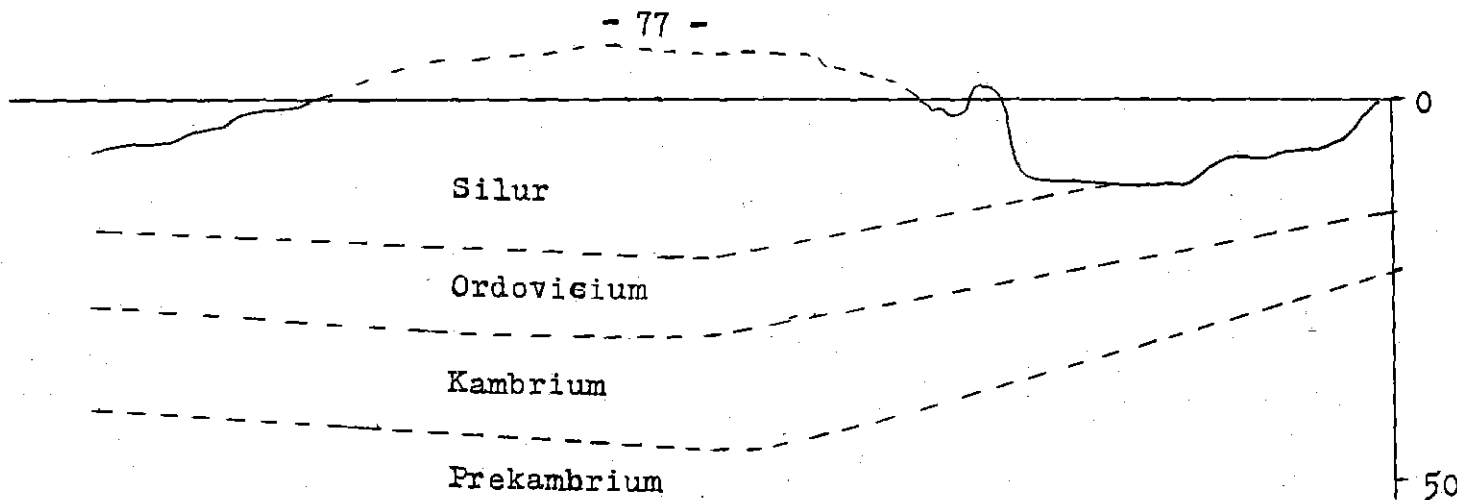
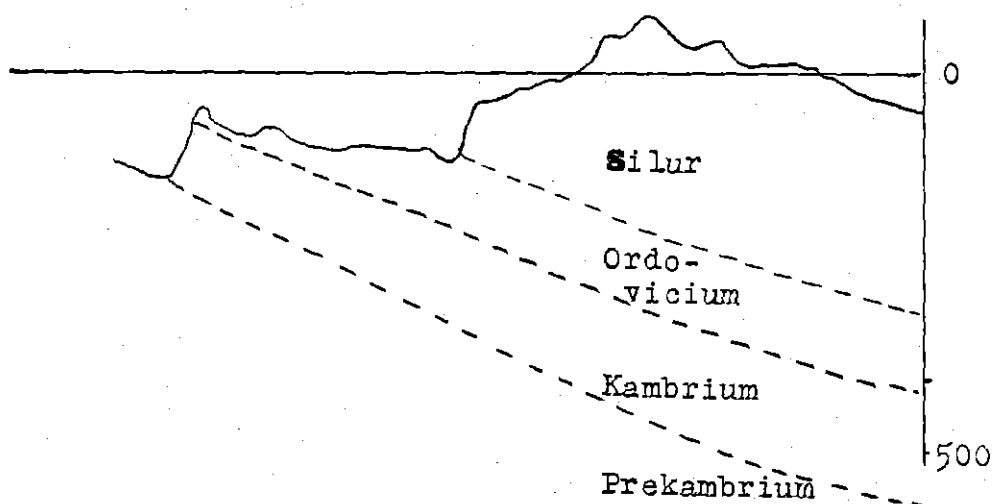


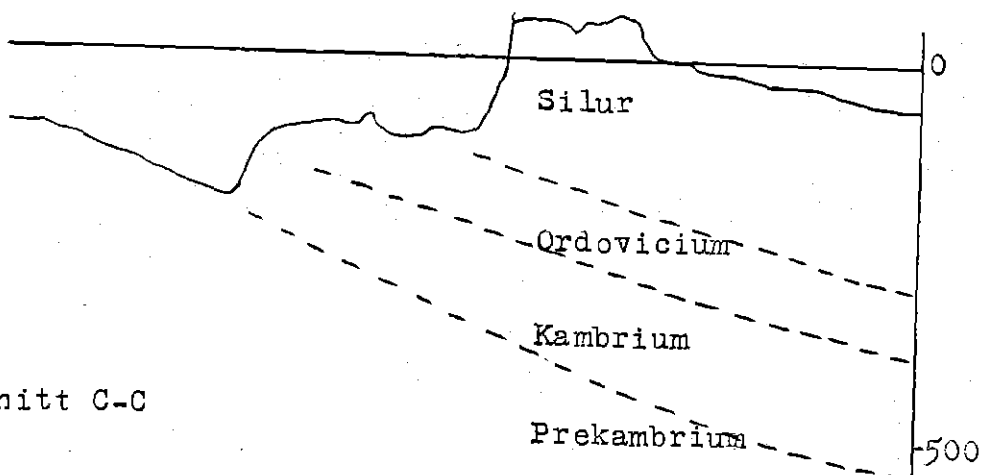
Fig. 8:2. Djupet i meter till underliggande pre-kambriska berglager. Inlagda snitt presenteras i figur 8:2.



a. Snitt A-A



b. Snitt B-B



c. Snitt C-C

Fig. 8:3. Vertikalsnitt enligt fig 8:1.

Som tidigare nämnts har anläggningsdjupet både en undre och en övre begränsning. Den övre begränsningen är att bergrummen måste ligga i urberget. Beräkningarna av den undre begränsningen har gjorts enligt referens (2).

I denna teori spelar inte dimensionerna någon roll. Det är endast utseendet på tunnlarnas tvärsektioner som spelar någon roll. Följande formler kommer då att gälla för maximalt djup för en horisontell cirkulär ort utan förstärkning.

Gränsdjupet för dimensionering mot tryckbrott blir då z_{Gt} .

$$z_{Gt} = \frac{1}{T_0} \frac{\sigma_t^2}{2\gamma (\sigma_t - \sigma_d)} \quad \dots (8.1)$$

Gränsdjupet för dimensionering mot dragbrott blir då z_{Gd} .

$$z_{Gd} = \frac{1}{D_0} \frac{\sigma_t \sigma_d}{\gamma (\sigma_t - \sigma_d)} \quad \dots (8.2)$$

Där σ_t är bergets tryckbrottsspänning

σ_d är bergets dragbrottsspänning

γ är bergets tyngd per volymenhet (kN/m^3)

$$T_0 = \frac{3m-4}{m-1}, \quad D_0 = \frac{m-4}{m-1}$$

m är tvärkontraktionstalet för bergarten ifråga.

För ett cirkulärt vertikalt schakt har endast tryckspänningen betydels för gränsdjupet.

$$z_G = \frac{\sigma_t}{T_s \gamma} \quad \dots (8.3)$$

$$\text{Där } T_s = \frac{2}{m-1}$$

$T_s = 2$ för samtliga bergarter då hydrostatiskt tillstånd kan förväntas råda. Närmare beskrivs detta i (2).

Material- och hållfasthetsegenskaperna hos de aktuella bergarterna här uppskattats från normalvärden. Egenskaperna redovisas i tabell 8:1.

Tabell 8:1

Material- och hållfasthetsegenskaper hos de aktuella bergarterna.

Bergart	m	σ_t MPa	σ_d MPa	γ kN/m ³
Märgelsten	17	30	5	25
Kalksten	17	40	7	26
Sandsten	16	100	10	24
Granit	12	200	15	26

Källor: Referenserna (1), (3) och (4).

Magasinsgalleriet måste som tidigare nämnts ligga i graniten. Däremot kommer transportorten och tryckschaktet att passera genom alla bergarter. Transportorten räknas som en vertikal ort och gränsdjupet bestäms enligt ekvationerna (8.1) och (8.2). Gränsdjupet för tryckschaktet bestäms enligt ekvation (8.3). Resultaten redovisas i tabell 8:2.

Tabell 8:2

Gränsdjup för transportort och tryckschakt i de olika bergarterna.

Bergart	Transportort (m)		Tryckschakt (m)
	Tryck, z_{Gt}	Drag, z_{Gd}	Tryck, z_G
Märgelsten	250	300	600
Kalksten	320	410	800
Sandsten	800	580	2100
Granit	1400	900	3800

Gränsdjupet för bergrummet utan förstärkningar är då det läggs i graniten ungefär 900 m. Detta blir alltså anläggningens maximala djup. Det bör dock tilläggas att provborrningar kan visa på en högre kvalitet hos berget. Vilket skulle kunna öka anläggningsdjupet.

Transportortens lutning är 12%, om lutningen är under 20% antas en ort vara horisontell. Transportorten kommer att drivas genom alla bergarter. Ur hållfasthetssynpunkt kommer orten att få förstärkas om den går genom mangelsten på ett större djup än 250 m och för kalksten på ett större djup än 320 m. Sandstenen kommer inte att vålla några problem då den endast förekommer till 550 m djup och den förväntas klara 580 m.

Även vertikalschakten går genom de olika berglagren. Här bör dock ingen förstärkning behöva göras.

En noggrannare utredning av transportorten skulle kanske visa att kostnaderna för förstärkning blir orimligt stora. Då skulle en eventuell upptransport av sprängmassorna kunna ske som vid gruvdrift. Detta alternativ har inte studerats i arbetet.

8.2 Teknisk dimensionering av pumpkraftverket.

8.2.1 Bestämning av pumpkraftverkets effekt.

För att pumpkraften skall bli så billig som möjligt, gäller det att utnyttja den maximalt. På ett år kan den maximalt användas i 8760 timmar. Denna tid skall då delas mellan pumpning och generering. Förhållandet mellan dessa bestäms ur kraftverkets verkningsgrader enligt formel nedan.

$$T_p = \frac{1}{\eta_g \eta_p} T_g \quad \dots (8.4)$$

Där T_g och T_p är genereringstid respektive pumptid och η_g och η_p är verkningsgraderna för kraftverket vid

generering respektive pumpning.

Verkningsgraden för kraftverket sammansätts av tre olika delar. Dessa är friktionsförluster i trycktuben, förluster i pumpturbinen och förluster i motorgeneratoren.

Enligt pumpturbinsleverantören KAMEWA ligger förlusterna i pumpturbinen på 8% vid generering och 9% vid pumpning. Förlusterna i motorgeneratoren är 2% i bägge funktionerna. Friktionsförlusterna i trycktuben beräknas med Mannings formel till 0,1% båda vägarna.

Totala verkningsgraden vid pumpning och generering är således

$$\eta_p = 0,98 \times 0,91 \times 1,00 = 0,89$$

$$\eta_g = 0,98 \times 0,92 \times 1,00 = 0,90$$

Insättning i ekvation (8.4) ger då förhållandet mellan pump-tid och genereringstid för kraftverket. Detta förhållande ger att allt vatten som kommer in i magasinet vid generering kan pumpas ut. Om pumpkraftverket antas vara igång hela året, så erhålls detta ekvationssystem.

$$\begin{cases} T_p = 1,27 T_g \\ T_p + T_g = 8760 \text{ tim.} \end{cases}$$

Då erhålls pump- och genereringstiderna till

$$T_p = 4900 \text{ timmar}$$

$$T_g = 3860 \text{ timmar}$$

Med dessa tider kan man sedan gå in i effektvaraktighetsdiagram (se kap. 2.4) och avläsa en effekt. För att ta hand om effektunderskott så måste man importera effekt från fastlandet via likströmskabeln på 130 MW. Differensen mellan kabelns kapacitet och den avlästa effekten blir då den maximala kapaciteten som pumpkraftverket kan ha. Avläsningen av

effekten åskådliggörs i figur 8:4.

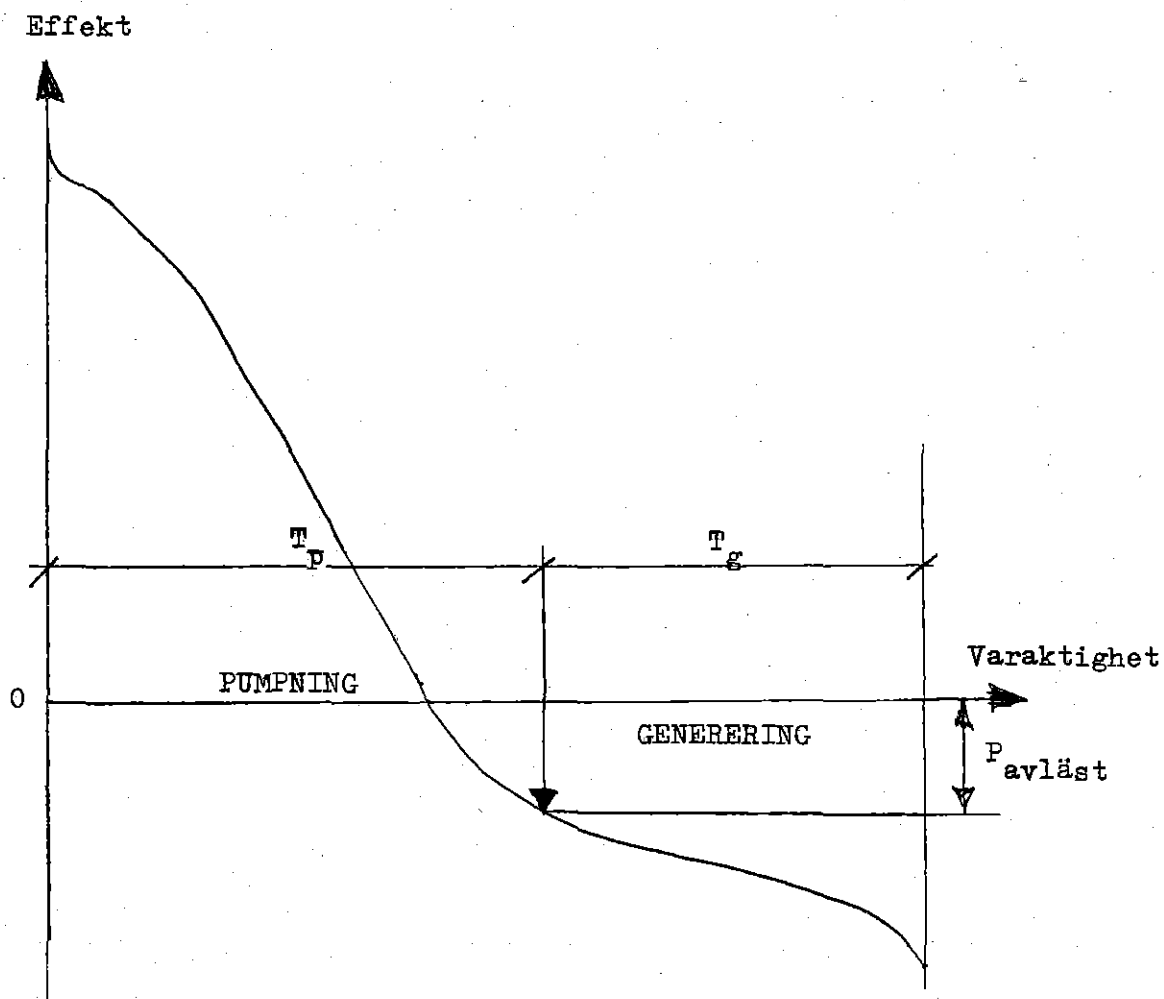


Fig 8:4 Avläsning av effekten.

Pumpkraftverkets storlek som funktion av antalet bojgrupper är bestämt. Pumpkraftverkets effekt benämns P_{pk} och representeras av kurva A i figur 8:5.

Linje C är den av bojantalet oberoende skillnaden mellan den maximala förbrukningen på Gotland och kabeleffekten. Denna ger en undre begränsning på pumpkraftverkets storlek, då detta underskott måste kunna täckas med pumpkraft.

Kurva B är den maximala överskottseffekten från vågkraften

minus kabelns effekt. Kurva B ger en övre begränsning av storleken på pumpkraften. Detta då överskottseffekten från vågkraften måste tas om hand. Överskottet tas omhand genom export till fastlandet $-P_{kab}$ och pumpning $-P_{pk}$.

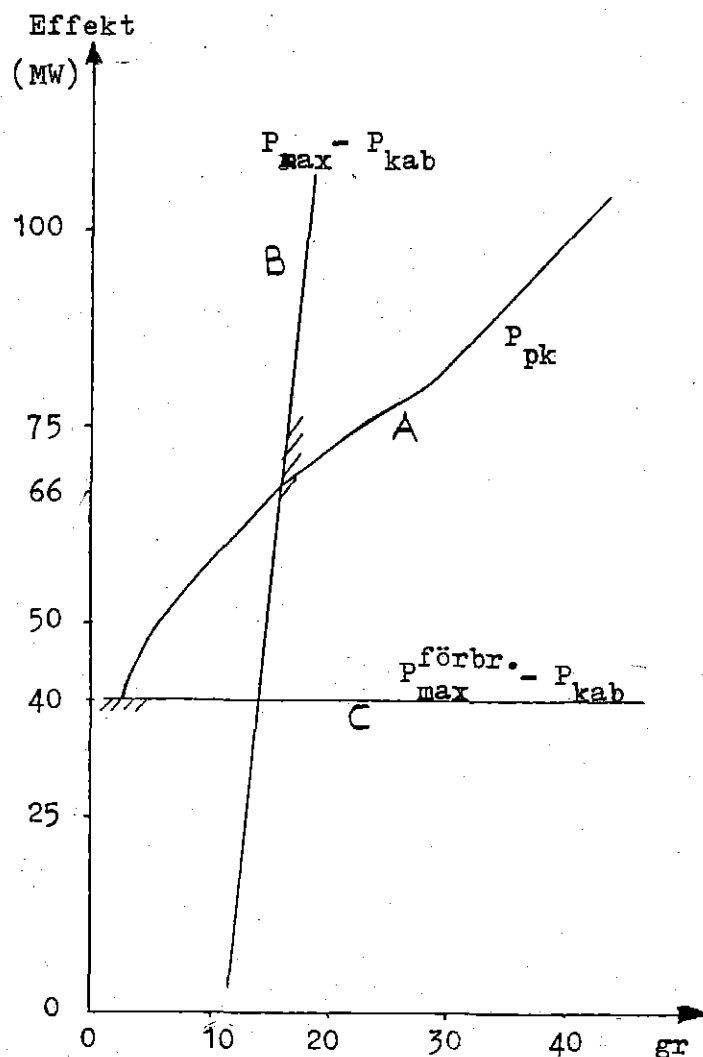


Fig 8: 5 Pumpkraftverkets effekt som funktion av antalet bojgrupper, med begränsningar inlagda.

För att studera om pumpkraften har någon inverkan på över- och underskottstopparna så görs kraftverket så stort som möjligt. Pumpkraftverkets effekt väljs således till 66 MW och utbyggnaden av vågkraften till 15 grupper.

8.2.2 Bestämning av magasinets energivolym.

Utnyttjningsanalys

För att komma åt hur pumpkraftverket fungerar i elsystemet skapades en datamodell med stokastiska indata. Denna modell gav som resultat utnyttjningen av pumpkraftverket som funktion av berggrummets energilagringsskapacitet. Resultaten redovisas som pump- och genereringstid för pumpkraftverket, en effektvaraktighetskurva, genererad elenergi till Gotland - E_{gg} - samt pumpad vågenergi $-E_{pv}$ -. Ur pump- och genereringstider - T_p och T_g - erhålls den genererade och pumpade energin ur

$$E_g = P_{pk} T_g = 66 T_g \quad (\text{MWh}) \quad \dots (8.5)$$

$$E_p = P_{pk} T_p = 66 T_p \quad (\text{MWh}) \quad \dots (8.6)$$

Där P_{pk} är pumpkraftverkets effekt.

Effektvaraktighetsdiagrammet ger den nödvändiga kompletteringen av gasturbingenererad elenergi, så att inget effektunderskott skall uppstå. Det ger även storleken på den strypa vågenergin. Storleken av dessa effektregleringar ges av nedanstående punkter.

- Gasturbinproducerad elenergi behövs då underskottet är större än kabelns kapacitet. Den är

$$P_{kab} = 130 \text{ MW}$$

- Strypning av våkraften tillgrips då överskottet är större än P_{kab} .

Resultaten redovisas i tabell 8:3. I tabellen finns en mängd betäckningar som förklaras här, i den mån de inte är förklarade tidigare. E_{mag} är berggrummets energivolym. E_{gf} är ge-

är genererad effekt från pumpkraftverket till Gotland. E_{pf}
är pumpad fastlandenergi.

Tabell 8:3

Resultat av utnyttjningsanalys av pumpkraftverk för utjämning av
vågkraft.

E_{mag} (GWh)	T_g (tim)	T_p (tim)	E_g (GWh)	E_p (GWh)	E_{gg} (GWh)	E_{gf} (GWh)	E_{pv} (GWh)	E_{pf} (GWh)	E_{gas} (GWh)	E_{strypt} (GWh)
0,5	1199	1498	79	99	79	0	15	84	4,0	5,5
1	1729	2157	114	142	114	0	32	110	3,3	5,0
2	2262	2817	149	186	149	0	54	132	2,8	4,2
4	2744	3408	181	225	181	0	74	151	1,8	3,4
6	2940	3640	194	240	194	0	84	156	1,5	2,9
8	3075	3799	203	251	203	0	90	161	1,1	2,7
10	3170	3905	209	258	209	0	93	165	0,7	2,6
12	3239	3971	214	262	213	0	96	167	0,5	2,3
15	3309	4206	218	278	218	0	99	169	0,5	2,0
20	3395	4162	224	275	224	0	103	172	0,2	1,8
25	3463	4247	229	280	229	0	107	173	0,2	1,6
30	3515	4313	230	285	230	0	109	176	0,2	1,5
50	3680	4518	243	298	243	0	116	182	0,0	1,1
70	3771	4632	249	306	249	0	120	186	0,0	0,5
= 70,6	3774	4635	249	306	249	0	120	186	0,0	0,5

Källa: Resultat från analys med dataprogram (PUMP1).

Kostnadsoptimering

Optimeringen beaktar att man kan behöva komplettera med gas
och att man får en merkostnad av att strypa vågenergin.

Det totala energikostnadspriset för pumpkraften med komp-
letteringar kan skrivas som nedan.

$$k_{pk+str+gas} = \frac{K_{pk} + k_v E_{str} + k_{gas} E_{gas}}{E_g + E_{gas}} \quad \dots (8.7)$$

där K_{pk} är pumpkraftverkets årskostnad enligt kap. 8.5

$$K_{pk} = 25,6 + 5,83 E_{mag} \quad (\text{Mkr})$$

E_{mag} är bergrummets energivolym i GWh.

Alla energipriser är som i kapitel 6. Resultatet redovisas
i tabell 8:4 och figur 8:6.

Tabell 8:4

E_{mag} (GWh)	$k_{pk+st+gas}$ (öre/kWh)
0,5	40,8
1	30,7
2	27,0
4	28,2
6	32,1
8	36,3
10	40,6
12	45,1
15	52,1

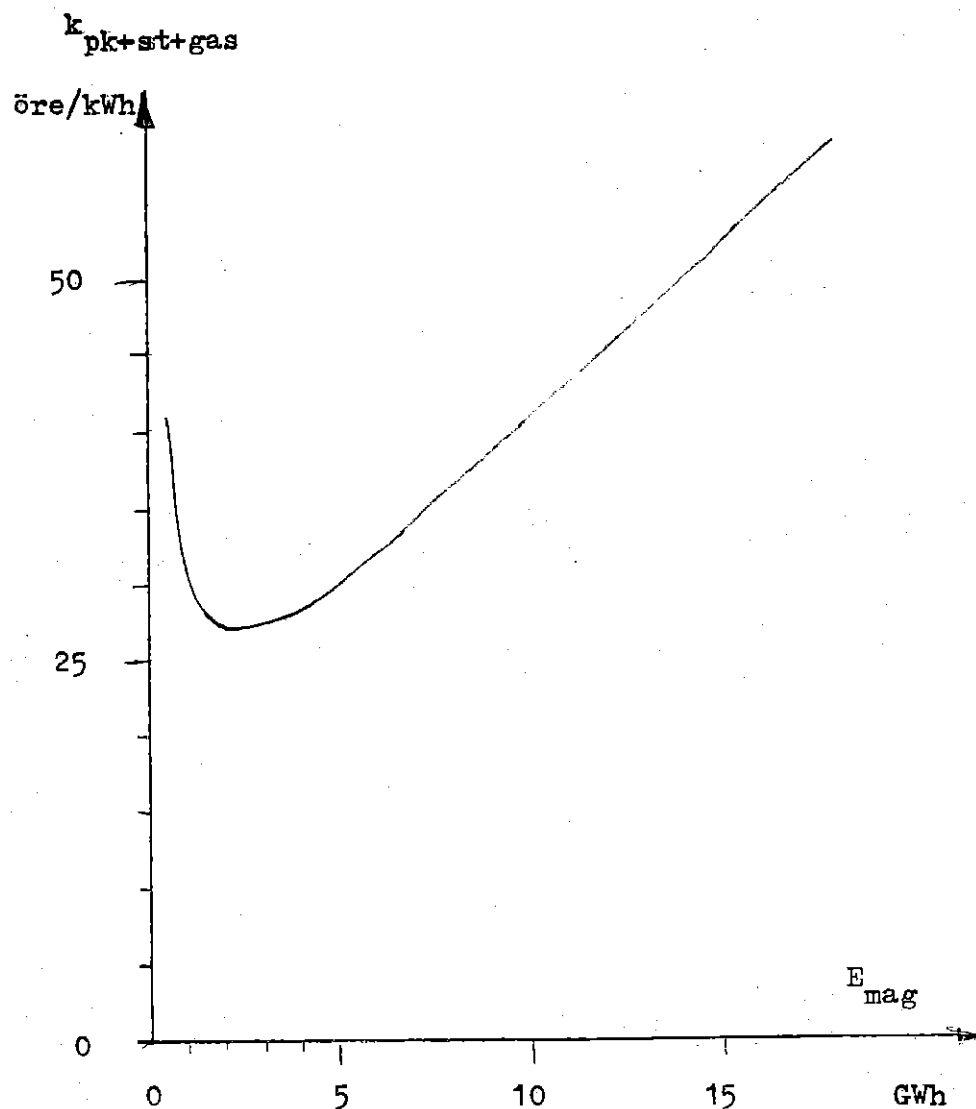


Fig 8:6 Konsekvenskostnaden av pumpkraft som
funktion av Energilagringskapaciteten.

Ur resultaten erhålls en optimal energivolym på magasinet.
Denna volym är

$$E_{\text{mag}} = 2,0 \text{ GWh}$$

8.2.3 Bestämning av ekonomiskt optimalt djup för pumpkraftverket.

För att få en uppfattning om ekonomiskt optimalt djup på kraftverket gjordes en kostnadsbetraktelse. Denna gjordes ganska grovt då resultatet endast skulle verifiera redan gjorda antaganden.

För upptransporten av sprängmassor med traktordumper gäller följande priser som visas nedan i figur 8:7. Ur diagrammet erhålls att 1 m^3 sprängmassa kostar 5 öre/m uppfodringshöjd. I figuren och i det följande representerar h den vertikala uppfodringshöjden.

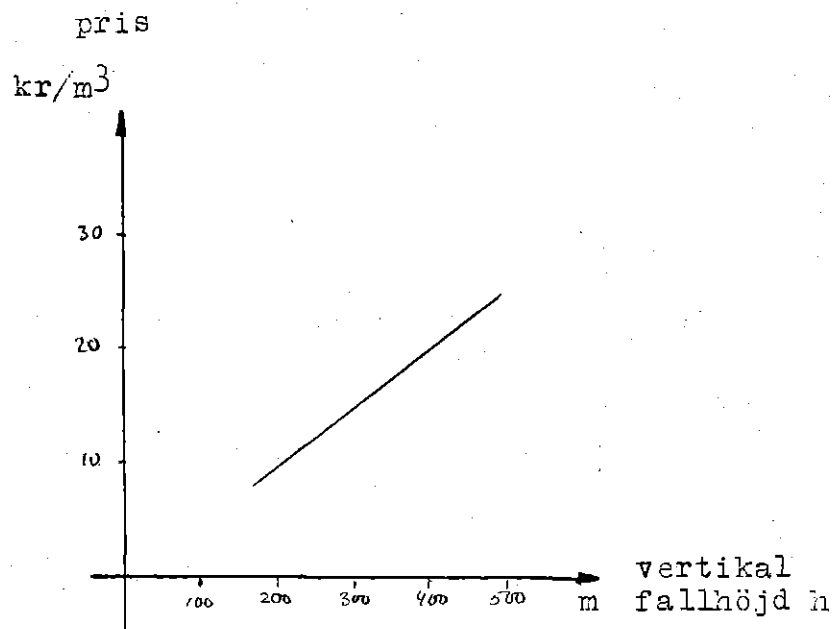


Fig. 8:7. Diagrammet ger priset för upptransport av sprängmassor med traktordumper som funktion av djupet h .

Tilloppstunnel+_intag

Pris 200 kr/m³ sprängning

Area 5 m²

Kostnad sprängning 1000 h kr/m fallhöjd
transport 0,25 h² kr/m² fallhöjd

Transporttunnel

Pris 60 kr/m³

Area 70 m²

Längd 8xh

Kostnad sprängning 33600 h kr/m fallhöjd
transport 1,75 h² kr/m² fallhöjd

Maskinhall

Kostnad sprängning 10 Mkr
transport 5000 h kr/m fallhöjd

Avloppstunnel

Kostnad sprängning 0,6 Mkr
transport 200 h kr/m fallhöjd

Hisschakt

Pris 70 kr/m³

Area 41 m²

Kostnad sprängning 3000 h kr/m fallhöjd
transport 2 h² kr/m² fallhöjd

Berggrum

Pris 60 kr/m³

Area 200 m²

$$V = \frac{E_{\text{mag}}}{\rho_{\text{gh}}} = \frac{720}{h} 10^6 \text{ m}^3$$

Kostnad	sprängning	43200/h	Mkr·m fallhöjd
	transport	45	Mkr

Tillkommer gör en mängd fasta kostnader. Dessa varierar dock inte med djupet varför de ej behöver tas med i optimeringen.

Den sammanlagda kostnaden för de djupberoende termerna är $K(h)$.

$$K(h) = 42600 h + 62 h^2 + \frac{43200}{h} 10^6$$

Funktionen deriveras och sätts till noll. Då erhålls en minimipunkt för djupet $h = 600 \text{ m}$.

Det optimala djupet för pumpkraftverket är 600 m.

8.2.4 Dimensionering av tryckschaktet.

Pumpkraftverkets effekt har bestämts till 66 MW. Detta innebär att preliminära flöden vid pumpning och generering kan beräknas med formel (8.8).

$$Q = \frac{P}{\rho_{\text{gh}} \eta} \quad \dots (8.8)$$

Med en pumpeffekt på 58 MW och en genereringseffekt på 73 MW, samt en preliminär fallhöjd på 500 m, fås flödena vid pumpning och generering.

$$Q_{\text{pump}} = 13,7 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$Q_{\text{gen}} = 16,8 \text{ m}^3/\text{s}$$

Den ekonomiskt optimala arean på tryckschaktet kan då beräknas. Denna är i huvudsak beroende av fyra kostnader nämligen:

- Sprängningskostnader. Här ingår pilotstigsborrning och stressning.
- Armeringskostnader för inklädningen.
- Betongkostnader för inklädningen.
- Hydrauliska förluster vid generering och pumpning. Dessa gör att man producerar mindre energi.

Pilotstigen kostar	3000 kr/m
Stressningen kostar	180 kr/m ³
Armeringen kostar	50 kr/m ²
Betongen kostar	300 kr/m ³
Toppkraftpriset ($k_{\text{våg}} + k_{\text{pump}}$)	50 öre/kWh

I den följande dimensioneringen beräknas alla kostnader per meter fallhöjd.

Hydrauliska förluster vid generering och pumpning.

Friktionsförlusterna i tryckschaktet kan uttryckas med hjälp av Mannings formel.

$$\left(\frac{h_f}{L}\right)_{\text{gen}} = \frac{Q_{\text{gen}}^2}{A^2 M^2 \left(\frac{1}{2}r\right)^{4/3}} \quad \dots (8.9a)$$

$$\left(\frac{h_f}{L}\right)_{\text{pump}} = \frac{Q_{\text{pump}}^2}{A^2 M^2 \left(\frac{1}{2}r\right)^{4/3}} \quad \dots (8.9b)$$

Effektbortfallet på grund av dessa friktionsförluster kan då uttryckas.

$$P_g = \eta_g g Q_{\text{gen}} (h_f/L)_{\text{gen}} \quad \dots (8.10a)$$

$$P_p = \eta \rho g Q_{\text{pump}} (h_f/L)_{\text{pump}} \quad \dots (8.10b)$$

med

$$\eta \rho g = 8730 \text{ N/m}^3$$

fås energiförlusterna för ett år ur:

$$E_f = P_g T_{\text{gen}} + P_p T_{\text{pump}}$$

med

$$T_{\text{gen}} = 2262 \text{ tim} \quad \text{och} \quad T_{\text{pump}} = 2817 \text{ tim} \quad \text{enligt tab. 8:3}$$

Det ekonomiska bortfallet på grund av hydrauliska förluster blir då per meter fallhöjd:

$$\frac{K_{\text{hyd}}}{L} = \frac{2,69 \cdot 10^3}{r^{16/3}} \quad \dots (8.11)$$

Betonginklädningen

Medeltjockleken på betonginklädningen bestäms på halva fallhöjden där medeltrycket kan förväntas ligga vid hydrostatiskt tillstånd. Tjockleken kan uttryckas som en funktion av djupet och tillåtna spänningen i betongen.

$$t = \frac{H \rho g r}{\sigma_{\text{till}} - H \rho g} \quad \dots (8.12)$$

där

$$H = 250 \text{ m}$$

Minimikravet på betong i denna miljö är K 40, vilket ger en tillåten tryckspänning på:

$$\sigma_{\text{till}} = 28,5 \text{ MPa}$$

Kostnaden för betonginklädningen blir då per meter fallhöjd:

$$\frac{K_{btg}}{L} = \pi(r^2 - (r-t)^2) 300 = 185,8 r^2 \quad \dots (8.13)$$

Armering

Armeringen läggs på $1/3 t$ in i betongen. Kostnaden för armeringen per meter fallhöjd blir då:

$$\frac{K_{arm}}{L} = 2\pi(r - 2t/3) 50 = 34,37 r \quad \dots (8.14)$$

Sprängning

Kostnaden för pilotstigsborrning och strossning per meter fallhöjd uppgår till:

$$\frac{K_{spr}}{L} = K_p + \pi r^2 K_s = 3000 + 677,0 r^2 \quad \dots (8.15)$$

Totalkostnad

För att erhålla årskostnaden för anläggandet av tryckschaktet, så multipliceras med annuiteten som är 0,11. Då kan den totala kostnaden skrivas.

$$\frac{K_{tot}}{L} = 0,11(863,8 r^2 + 34,37 r + 3000) + \frac{2,69 \cdot 10^3}{r^{16/3}} \quad (8.16)$$

För att erhålla ekonomiskt optimala radien ur ekvationen så deriveras denna med avseende på radien r och derivatan sätts till noll. Då erhålls den optimala radien till:

$$r = 1,6 \text{ m} \quad \text{vilket ger} \quad A = 8,04 \text{ m}^2$$

Vilket ger maximala vattenhastigheter på 1,9 m/s.

8.3 Den mekaniska utrustningen i pumpkraftverket.

Den mekaniska utrustningen i ett pumpkraftverk är till vissa delar ganska speciell. Därför görs här en presentation av de olika delarna.

Pumpturbin

I det föreslagna pumpkraftverket har en reversibel Francis-turbin använts. Detta kommer att begränsa den maximala fallhöjden till 500 m, se figur 8:8.

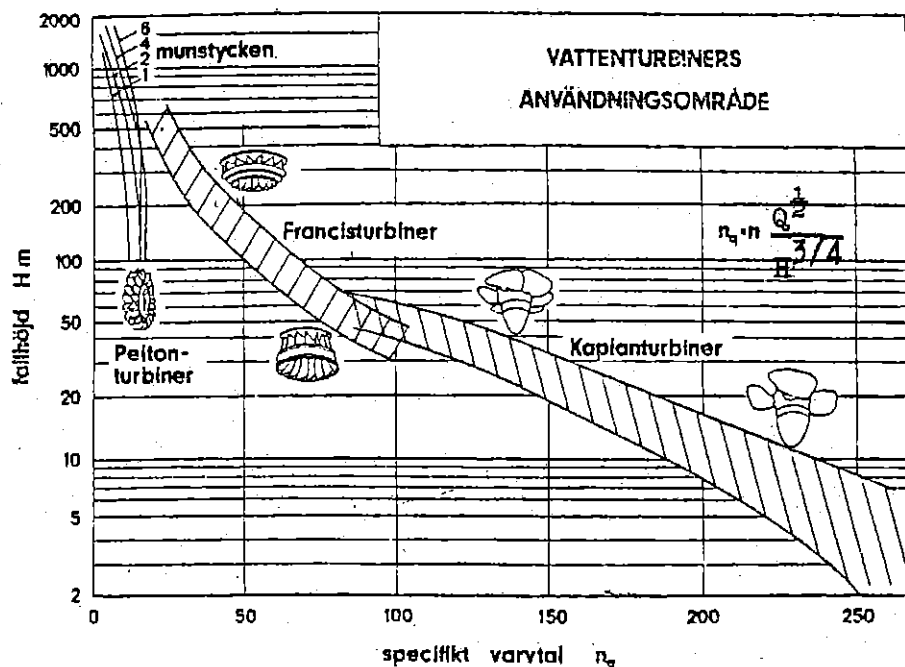


Fig 8:8 Användningsområden för olika vattenturbintyper.

Den optimala fallhöjden var enligt kapitel 8.2.3 omkring 600 m. Om istället för en Francisturbin en Pelton-turbin och en separat högtryckspump användes, så skulle anläggningen kunna läggas på optimalt djup. Denna kombination visas i fig. 8:9 på nästa sida.

Prestanda på den valda pumpturbinen är

Uppfodringshöjd, pump 500 m

Specifikt varvtal 25

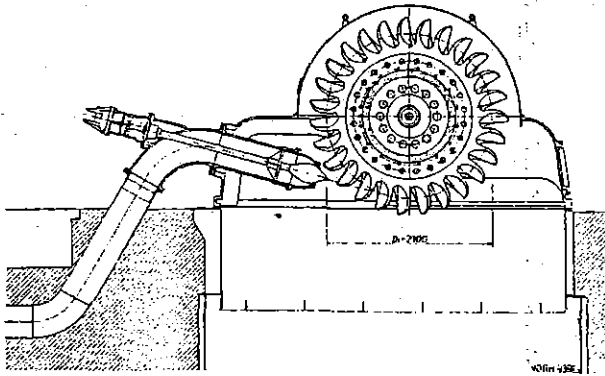


Fig 8:9a Peltonturbin

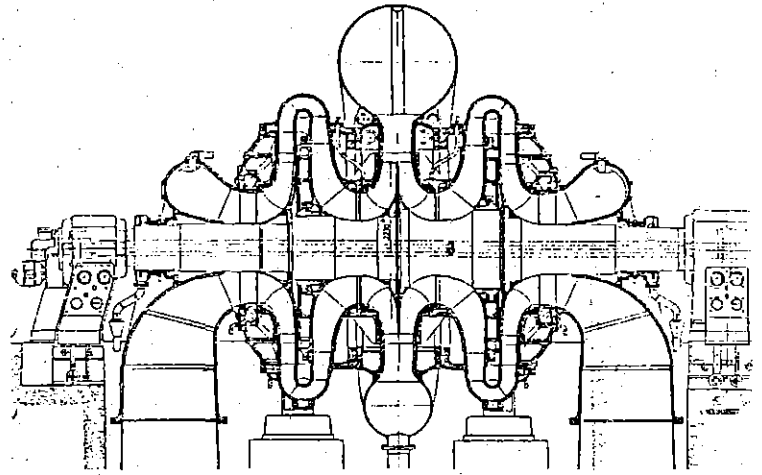


Fig 8:9b Högtryckspump

Klotventil

Denna ventil sitter strax innan pumpturbinen och används för att reglera flödet.

Grindar, luckor

Grindarna hindrar flytgods, fiskar och större skräp från att sugas ner i tryckschaktet.

Luckorna stänger trycktuben vid intaget och sugröret stängs vid magasinet. Detta möjliggör torrläggning av vattenvägarna för kontroll och eventuellt underhåll.

VVS-installationer (kylning, värme och ventilation).

Särskilt under byggnadsskedet måste ventilationen ägnas stor uppmärksamhet. Speciellt gäller detta då man använder dumpers för transport av sprängmassorna. Dessa fordon avger stora mängder dieselavgaser.

Plåttub

Plåttuben skall utgöra en förstärkning mot höga tryck samt

ge ett skydd mot erosion i den nedre delen av trycktuben. Denna är ej dimensionerad i detta arbete.

Trävers, hiss

För att möjliggöra byten av pumpturbin och andra tunga maskiner i maskinhallen, så finns där en trävers.

Hissen finns för att man skall slippa bära saker i 500 m höga spiraltrappor.

8.4 Kostnaden för pumpkraftverket.

8.4.1 Anläggningskostnaden

Kostnaderna för de olika delarna är tagna ur ref. (6). Dessa kostnader är sedan indexreglerade till 1980-års nivå. Kostnaderna är givetvis omskalade att gälla rätt dimensioner.

Byggnadsarbeten

Tilloppskanal och intag	1,4	Mkr
Tilloppstub	6,2	"
Maskinstation	8,2	"
Schakt till magasin	1,6	"
Kabelschakt, överbyggnad o. ställverk	8,9	"
Huvudtillfartstunnel	31,5	"
Tillfart till kraftstation	4,1	"
Förstärkningsarbeten	12,3	"
Länshållning mm	3,0	"
Allmänna anordningar	+ 31,2	"
	108,4	Mkr

Bergrummen för magasinering,

där E_{mag} ges i GWh 4 + 44,2 E_{mag} (Mkr)

Mekanisk utrustning

Grindar och luckor	3,0	Mkr
Plåttub	4,0	"
Pumpturbin och klotventil	10,0	"
Travers och hiss	2,0	"
Kylning, värme och ventilation	1,3	"
Diverse, avrundning	+ 1,0	"
	21,3	Mkr

Elektrisk utrustning 35 Mkr

Oförutsett 12 Mkr

Administration, projektering och kontroll 15 Mkr

Den totala kostnaden för anläggningen blir då

Kostnad $194 + 44,2 E_{\text{mag}}$, E_{mag} i GWh

Räntor under byggnadstiden på 20% av anläggningskostnaden

Totalkostnad $1,2 (194 + 44,2 E_{\text{mag}})$ Mkr

Årskostnaden

Med 50 års avskrivningstid och 10% ränta blir annuiteten:

$$a = 0,11$$

Då erhålls årskostnaden för pumpkraftverket till

$$K_{pk} = 25,6 + 5,83 E_{mag} \text{ Mkr, med } E_{mag} \text{ i GWh.} \quad (8.17)$$

Magasinsvolymen är (enligt kap. 8.2.2)

$$E_{mag} = 2,0 \text{ GWh}$$

Insättning i formel (8.17) ger då årskostnaden för det aktuella pumpkraftverket.

$$K_{pk} = 37,3 \text{ Mkr}$$

8.4.2 Energipriset för pumpkraften.

Den valda magasinsvolymen ger en årligt genererad elenergi från pumpkraftverket (kap. 8.2.2).

$$E_g = 150 \text{ GWh/år}$$

Det erhållna förädlingsenergipriset för pumpkraftverket blir då

$$k_{pk} = \frac{K_{pk}}{E_g} = 24,9 \text{ öre/kWh}$$

Att pumpkraft införs i systemet innebär att inte så mycket vågenergi behöver säljas till fastlandet till underpris. Vågenergipriset på Gotland kommer alltså att bli lägre. Det nya priset beräknas nedan.

$$k_{vg} = \frac{k_v E_v + (k_{kab} - k_f) E_{vf}}{E_{vg} + E_{pv}} \quad \dots (8.18)$$

Med priser som tidigare och energierna från tabell 8:3 erhålls priset på vågenergi.

$$k_{vg} = 26,2 \text{ öre/kWh}$$

Priset på den från pumpkraftverket genererade elenergin till Gotland kan då ställas upp som nedan.

$$k_{gg} = \frac{(k_{pk} + k_{vg}) E_{pv} + (k_{pk} + k_f + k_{kab}) E_{pf} - k_f E_f}{E_{gg}} \quad (8.19)$$

Det erhållna priset på pumpkraft till Gotland.

$$k_{gg} = 55 \text{ öre/kWh}$$

Energipriset på Gotland är då medelvärde av de ingående elproduktionsslagens priser.

$$k_g = \frac{k_{vg} E_{vg} + k_{gg} E_{gg} + (k_f + k_{kab}) E_f + k_{gas} E_{gas}}{E_g} \quad (8.20)$$

Det erhållna priset på elenergin på Gotland.

$$k_g = 28,2 \text{ öre/kWh}$$

Referenser

- (1) Martinsson, Anders

The morphology of the Baltic Cambro-Silurian area.

Bulletin från Geologiska institutionen, Upsala universitet, volym 38, Upsala 1960.

- (2) Hansági, Imre
Praktisk bergmekanik och bergförstärkning.
Upsala 1966
- (3) -
Bygg 1A, avdelning 14
Stockholm 1971
- (4) -
Bygg 1B, avdelning 18
Stockholm 1972
- (5) Kjellberg, Orvarsson (Vattenfall)
Pumpkraftstation, Subterra
Alternativstudier
Vattenfall, Stockholm 1974
- (6) Rydman, Dahlin (Vattenbyggnadsbyrån-VBB)
VAST Subterra pumpkraftverk.
VAST, Stockholm 1977
- (7) Nilsson, Gustafsson
Kompendium i Strömningsmaskinteknik för M3.
Institutionen för strömningsmaskinteknik vid Chalmers
tekniska högskola, Göteborg 1977

9. Miljöeffekter av vågkraftverket och pumpkraftverket.

Vågkraftverket kommer inte att påverka några aktiviteter i nämvärd omfattning. I SIKOB-rapporten finns detta diskuterat. Fisket som bedrivs på Hoburgs bankar är ringa likaså är sjöfarten. Militären har ingen verksamhet i området.

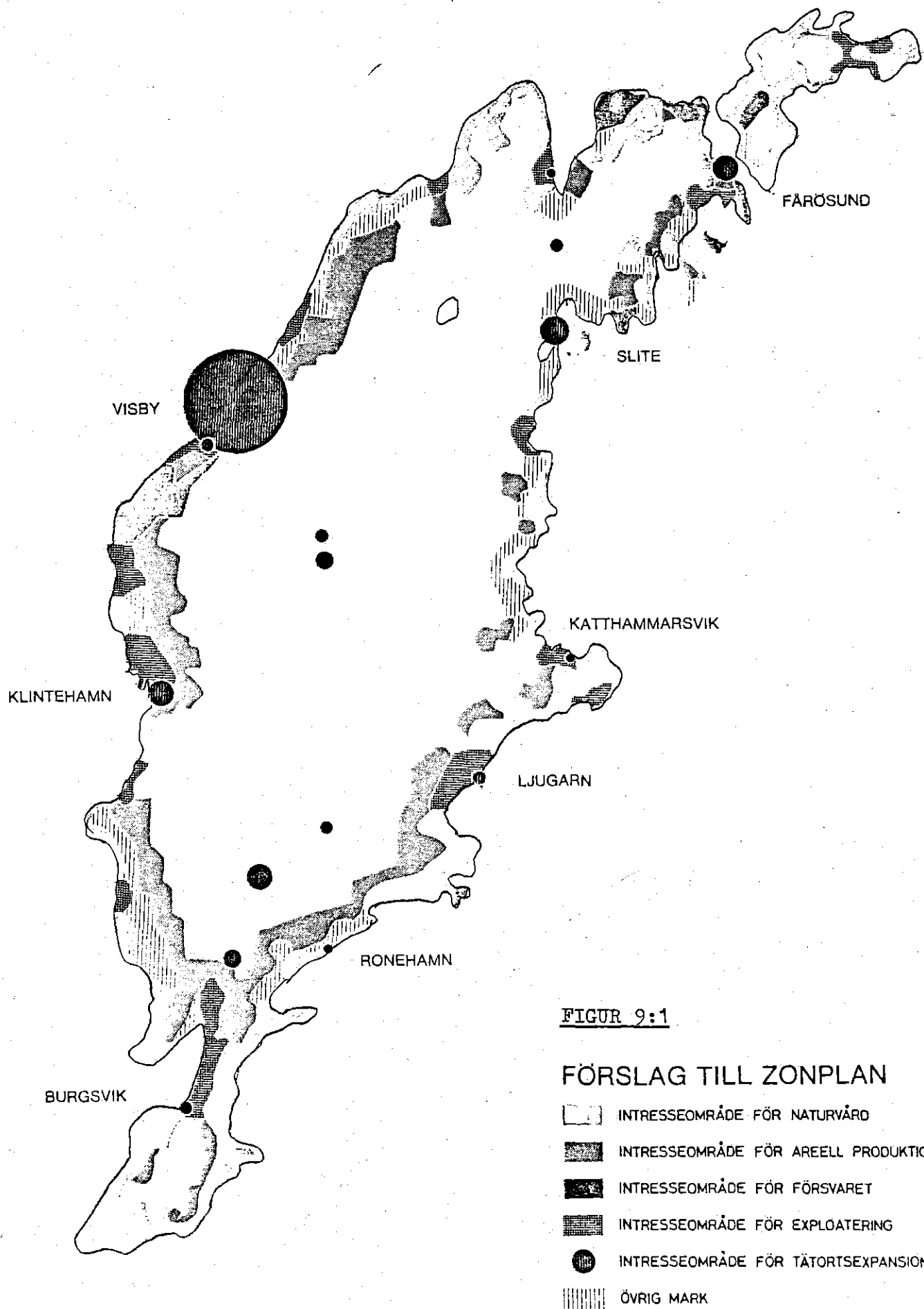
I hur stor omfattning som den omgivande naturen kommer att påverkas, så är detta svårt att uttala sig om. Havsbotten består av sand. Bankarna kan antagligen antas utgöra lekplatser för fisk i Östersjön. I hur utsträckning detta är fallet är svårt att säga. Vad man vet om strukturer i vattnet, så drar de ofta till sig fisk. Naturpåverkan bör studeras noga vid en eventuell provanläggning.

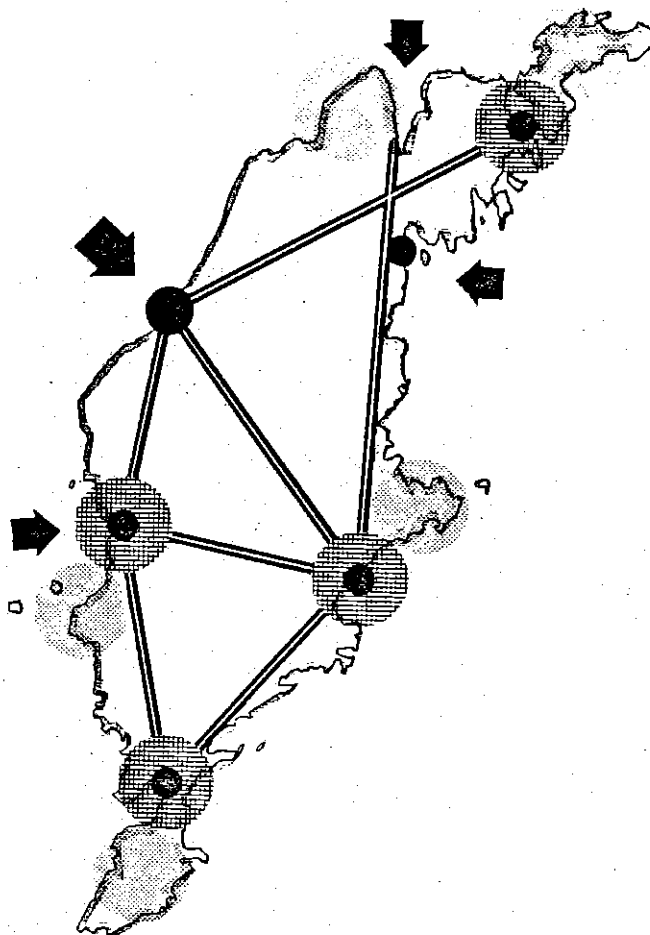
Ett problem är var man skall dra iland elkablarna från vågkraftverket och var omformarstationen skall placeras. Av figurerna 9:1 och 9:2 framgår att hela kuststräckan runt Hoburg är intresseområde för naturvård. Ingreppen vid ilandförandet av kabeln måste alltså göras minimala.

Vad pumpkraftverket beträffar så finns det enligt figurerna en mängd med platser där områdena är avsatta för exploatering. En stor del av denna exploateringen är dock för fritidsbebyggelse. Dessa områden lär inte vara så lämpliga att lägga ett pumpkraftverk i.

Pumpkraftverket kommer inte att få så stora miljöeffekter som om det hade varit ett konventionellt. Då det övre magasinet är Östersjön, så kommer de synliga delarna vara inloppskanalen, intaget och ställverket. Ett stort problem är sprängmassorna. Den förväntade depositionsarealen för dem är 20 ha.

Slutligen kan sägas att anläggningarna har i största möjliga mån utformats så att de inte skall verka störande på miljön.





FIGUR 9:2

PLANSTRUKTUR

- BASSERVICE
- ⊗ TYNGDPUNKT AV FRITIDSBEBYGGELSE
- ◐ TYNGDPUNKT AV NATURVÅRD
- == KAPACITETSSTARK TRAFIKLED
- ➔ ANGÖRINGSPUNKT FÖR FASTLANDSTRAFIK

Referens

(1) Statens Planverk

Gotlandskusten, översiktsplan för naturvård och friluftsliv.

Rapport 9, Stockholm 1971

Lista på tagna kontakter

Elkonsumtion samt elenergipriser

Tom Anderheim
Gotlands Energiverk AB
Slite

Fluktuerande elenergiproduktion typ vindkraft

Lennart Modén
KGS - Krågedegruppens samkörning AB
Stockholm

Datorprogrammering

Håkan Strandner
Inst. för Vattenbyggnad vid Chalmers TH
Göteborg

Geologi och bergmekanik

Lars Bergström
Inst. för Geologi vid Chalmers TH
Göteborg

Sven-Erik Karlsson
SGU- Brunnarkivet
Upsala

Pumpturbiner

Försäljningsavdelningen
KAMEWA
Karlstad

Bror-Arne Gustafsson
Inst. för Strömningsmaskinteknik vid Chalmers TH
Göteborg

Pumpkraftverket

Ragnar Kjellberg

Vattenfall

Stockholm

S Lasu

VAST

Stockholm

Miljöskydd_på Gotland

Naturvårdsenheten

Länstyrelsen

Visby