

VIRKJUN LAXÁR VIÐ EFSTAFALL

Umsagnir dr. Frederik Vogts
fram til 30.11.´66

Bráðabirgða fjölföldun

FREDRIK VOGT
Blindernavn 2, OSLO
Tel. 46 06 31

Til Raforkumálastjóri
ved generaldirektör Jakob Gíslason

Laugavegur 116
REYKJAVÍK ISLAND

p.t. Tessebu 30. júlí 1966.

Laxá projektet.

1. Fra Dem har jeg fått tilsendt 2 rapporter utarbeidet ved Verkfræðistofa Sigurður Thoroddsen om kraftutbyggingen i Laxá:

- (1) Den nedenfor som "rapport 1" betegne om "Laxá í Sudur-Thingeyjarsýslu", dateret 20. april 1964, på islandsk i 2 bind.
- (2) Den som her "rapport 2" betegne om "Efstafall Project", dateret mars 1966, på engelsk.

Med telegram av 30.6. bekræftet med brev av 4.7. anmodet Raforkumálastjóri meg om å gi Dem en kritisk vurdering av Thoroddsens projekt for utbyggingen av Laxá. Hermed følger første delen av denne vurdering, den annen delen, med enkelte tekniske detaljbemerkninger, vil følge i løpet av august.

Del. 1, generell uttalelse om Laxá projektet.

2. Rapport 1 gir alternative planer for full utbygging av de sentrale fall i Laxá mellom 138,0 (senere regnet med 138,5) og 33,0 moh. Med dette fall fullt utbygget kan elven årlig yte omtrent 400 GWh eller henved dette, og planene forutsetter suksessiv utbygging.

For tiden er her utbygget de to "run of river plants" Laxá I og II:

	Laxá I	Laxá II
Bygget færdig	år 1939	år 1944
Utnytter fallet mellom	107 og 69 moh	69 og 40 moh
" fallhøyde	38 m	29 m
" maks. vassføring	15 m ³ /s	35 m ³ /s
Maks. ytelse	4,6 MW	8,0 MW
Teoretisk mulig årspro- duksjon i medianår (50% av alle)	40 GWh	70 GWh
törrår (95% av alle)	40 GWh	68 GWh

I rapport 1 påvises, at det billigste alternativ for full utbygging - som rimelig er - oppnåes ved å bygge et helt nytt kraftverk "Bruar" (alternativ IV) for den hele fallstrekning ca. 105 m under ett og så nedlegge disse to gamle mindre verk.

Inntaksdammen for dette nye verk er planlagt som en 37 m høy fyllingsdam med vst. regulert mellom 138,5 og 127,5 moh etter de seneste planer. Det gir et 31 Mm³ stort magasin i den ovenfor liggende elvedal, likt for flere alternativer. Videre forutsetter samtlige alternative I til IV at Sudurárveita før eller senere ledes over til Laxá, hvis vassføring derved kan økes med omtrent 38%.

Den videstgående og billigste utbygging i "Bruar" kraftverk forutsetter at vannet tas gjennom en foret sjakt fra inntaksmagasinet ned til en kraftstasjon inne i fjellet med ca 105 m brutto fallhøyde, og videre fra stasjonen med en 1700 m lang avløpstunnel (Foret?) og en 500 m lang åpen kanal tilbake til elven 33 moh. I kraftstasjonen forutsetter planen for dette alternativ suksessivt installeret 3 x 30 = 90 MW maskineri for årsproduksjon 404 GWh i et medianår og 362 GWh i et tørrår. De to nåværende kraftverk Laxá I og II forutsettes etter hvert nedlagt idet de ikke kan nytte vannet over hele den av Bruar nyttede fallhøyde.

Som alt. II utarbeidet Thoroddsen et prosjekt som likner sterkt på alt. IV, men hvor kraftverket "Geitafell" i stedet for å nytte hele fallet ned til 33 moh. slipper vannet ut på 69 moh til inntaket for Laxá II etter 69 m fall, altså 46 m mindre enn for Bruar, med installasjon 3 x 19,4 = 58,2 MW, en 860 m lang avløpstunnel. De nedre fall vil da dels fortsatt utnyttes med 29 m i Laxá II, mens vannet vil bli utnyttet over 34 m i et eget nytt kraftverk Presthvam på 2 x 9,6 = 19,2 MW parallelt Laxá II.

Alt. III inneholder elementer fra både alt. II og alt IV.

På anmodning fra Styret i Laxárvirkjun, Akureyri, omarbeidet imidlertid Thoroddsen i 1956 sitt alt. I i rapport 1 til sin rapport 2 med plan for utbygging for seg av fallene ovenfor Laxá I og II i et "Efstafall" kraftverk. Ideen bak dette må være, at første byggetrin ellers, særlig i Bruar, er for stort og kapitalkrevende i forhold til de nærmeste behov, og at man for en rekke år vil få tilstrekkelig kraft langt billigere fra Efstafall. Dette skulle bare nytte de øvre fall:

Efstafall er planlagt å ta vannet fra det samme magasin mellom 138,5 og 127,5 og føre vannet gjennom en knapt 200 m lang tunnel for å nytte fallet ned til inntaket for Laxá I, nå angitt på 107,5 moh, altså over et bruttofall på 31 til 20 m, i én maskin for 47 m³/s på 12 MW. De to eldre verk Laxá I og II forutsettes da fortsatt å tjenestgjøre inntil videre.

3. Laxá er oppgitt å ha midlere vassføring 43,5 m³/s og vassføringen er usedvanlig jevn. Ifølge tegning nr. 07.01.0.04 i rapport 2 er der gjerne en mindre, kortvarig vårflom. Den naturlige vassføring svikter dag i korte perioder en eller flere ganger i løpet av vinteren (særlig i november til februar) p.g.a. frysning. Den største enkelte svikt i observasjonsperioder 1947 til 64 synes å være noen dager med til sammen omtrent 20 Mm³ underskudd i november 1959? Dette

underskudd skulde kunne dekkes ved å trekke de øvre ca. 6 m av magasinet, - hvis da ikke det 10 km lange magasinet vil være tilstrekkelig til å hindre at vanskene oppstår?

I sine rapporter regner da også Thoroddsen med at inntaks-magasinet vil være tilstrekkelig til å eliminere de hittil plagsomme isvansker. Heri vil han sikkert i alminnelighet ha rett.

Med magasinet 14 Mm i Myvatn sammen med intaksmagasinet 31 Mm³ angir rapport 2 på s. 4, at den jevne vassføring fra Laxár eget nedbørområde i medianår (50% av alle år) vil bli 96% av den midlere, og i tørrår (mindre en 5% av alle år) henholdsvis 87% av den midlere. Med midlere vassføring 43,5 m³/s gir dette 41,7 og 37,8 m³/s. I rapport 1 angis på s.5 litt lavere tall, nemlig 41,0 og 36,9 m³/s som sikre minimum for Laxá i medianår og tørrår.

Thoroddsen peker i rapport 2 s. 21 på at han ikke har regnet med de skjulte vannmagasinene i den porøse grunn omkring Myvatn. Det er vel imidlertid disse skjulte magasiner som holdet Laxás naturlige vassføring så jevn. Det turde dermed være å regne to gange med dem om en etterpå skulle tegne dem inn som nyttbare en gang til?

Ved eventuell overføring av Sudurárveita (og Svartárvatn) til Laxá anføres i rapport 1 s.5 at dennes midlere vassføring derved økes med 16,5 til 60,0 m³/s, med 14,9 til 55,9 m³/s i medianår og med 13,1 til 50,0 m³/s i tørrår. Kan noe magasin av betydning skaffes i Svartárvatn eller i Sandvatn? Eller mere i Myvatn?

Thoroddsen angir brukstid 4500 til 4600 timer årlig for den elektriske kraft, altså lastfaktor 51,4 til 51,5%. Imidlertid vil lastfaktor automatisk bli vesentlig høyere for enkelte uker i den koldeste og mørkeste vintertid tatt for seg, og magasinene på tilsammen 45 Mm³ vil bare bli 3,3% av det midlere årlig avløp i Laxá, eller 2,4% av det i begge elver tilsammen. De vil dermed bare i beskjeden utstrekning kunne brukes til å lagre til vinteren det vann kraftverkene måtte spare om sommeren. Magasinene vil hovedsakelig måtte begrense seg til den oppgave å eliminere kortvarig svikt i vassføringen p.g.a. frysning i kuldeperioder, dessuten også til døgn og ukeregulering. Bortsett fra svikten ved frysning, som altså påregnes eliminert, tør dermed den jevne vanntilførsel om vinteren stort sett regnes å være den naturlige: For Laxá alene altså i medianår og tørrår henholdsvis 41,7 og 37,8 m³/s, for begge vassdrag sammen kanskje i avrundede tall 56 og 50 m³/s?

For norske forhold turde det være rimelig å anta en ukelastfaktor om vinteren 1,25 til 1,35 gange den for hele året, men tallet bør her kontrolleres etter islandske forhold. Det vil da gi lastfaktor 51,5 x 1,25 a 1,35 = 64,4 til 69,5%. Deraf følger den maksimalt disponible vintervassføring i medianår:

fra Laxá alene 41,7: 0,644 a 0,695 = 64,7 til 60,0 m³/s.

fra begge vassdrag sammen 56:0,644 a 0,695 = 87,0 80,6 m³/s.

i tørrår: fra Laxá alene tilsvarende 58,7 til 54,4 m³/s.
fra begge vassdrag sammen 77,6 til 71,9 m³/s.

Dette kan passe med utbygging av vannkraft for en maksimal vassføring kanskje opp mot 90 m³/s, altså vesentlig mindre enn de av Thoroddsen foreslåtte 105 m³/s. Denne vurdering begrunner jeg slik:

Utbyggingsutgiftene vil i noen grad allerede fra starten av henge av den største fremtidige vassføring som skal passere gjennom tunneller etc. og av hva en skal skaffe plass til av maskiner. Omkostningen vil føles særligt besværlige når de må tas mange år før de kommer direkte til nytte, og der- ved blir liggende døde i lange tider, mens de imens vil trekke renter etc. Det vil gå lange tider innen man kan tenke å utnytte hele Laxá's ytelse, og imens vil man kunne få nok reservemaskineri i Laxá innen den her foreslåtte ramme. Ved full utbygging av Laxá vil en ventelig komme i samkjøring med andre vannkraftverk og vil dermed kunne redusere behovet for topplast- og reservemaskineri (se senere)

Utbyggingen av Laxá er såvidt dyr, at det - når den tid kommer-eventuelt kan lønne seg å anskaffe noe mere termisk reserve i lastcentrene (Akureyri etc) fremfor å legge de siste reserver i vannkraftverkene i Laxá og gjennom mange år bare meromkostningene hertil. Denne termiske reserve vil da også kunne tjenestgjøre som reserve for kraftoverføringene.

I rapport 2 er på fig. 3 gjengitt en varighetskurve for vass- føringene. Ved å legge 38% (16,5 til 43,5 m³/s) til denne fåes varighetskurve tilnærmet for begge vassdrag tilsammen. Av varighetskurven følger, at hvis en kan nytte en jevn vassføring opp til 50 m³/s fra Laxá alene, tilsvarende 69 m³/s fra begge vassdrag tilsammen, vil en i allt kunne nytte hele 95% av det samlede årsavlöp. Installerer maskineri f.eks. for 90 m³/s, vil det tilsvare en lastfaktor 69:90 = 76,7%. Slik utnyttelse vil da bare kreve et mindre supplement av topplast fra andre verk, eventuelt termiske. I Efstafall tatt for seg vil et vannforbruk på 90 m³/s gi ytelse nære 2 x 12 = 24 MW ved full dam.

I rapport 1 ble det for alt. I regnet med en fremtidig installasjon av 3 slike enheter (men foreløbig bare 2 installeret og dammen ført opp i noe mindre høyde). I rapport 2 ble det ikke regnet med installasjon av mere enn 1 x 12 MW i Efstafall, men vann forutsattes senere tatt fra Efstafalls inntak og tunnel og ført videre til nedenforliggende verk.

Det synes meg rimeligere om en i stedet planlegger Efstafall slik at verket senere kan utvides til 2 x 12 = 24 MW og dermed gjør sig færdig med dette trin av fallene. Nå straks må da medtas de nödvendigste av de herfor nödvendige anlegg slik at maskin 2 senere kan installeres uten prohibitive vansker eller omkostninger.

4. Først sammen med avgjørelse av hvilket forsyningsområde en skal sikte på å dekke fra Laxá, synes det meg imidlertid mulig å avgjøre hvilket utbyggingsalternativ en idag bör sette igang der:

Enten Efstafall med 1 x 12 MW etter rapport 2.

Eller Efstafall med én maskin nå, men med en senere utvidelse av Efstafall til 2 x 12 = 24 MW forberedt.

Eller Bruarverket med det hele fall under ett, se rapport 1 alt. IV.

Eller et av alternativene II eller III i rapport 1.

I rapport 1. s. VI. etc. er antydnet 3 alternative forsyningsområder og i Deres brev av 4. juli til meg er vist til at den nå nedsatte kommisjon skal ta standpunkt også hertil. Fra rapport 1 alternativt områdene:

- (1) Det nåværende med center i Akureyri.
- (2) Utvidet vestover til Skagafjord, nordover til Siglufjord og østover til Thorshavn.
- (3) Eller utvidet også videre til østkysten så langt sydover som til omkring Hornafjord.

I rapport 2 vises derimot bare til det nåværende forsyningsområdes behov.

For alle 3 områder er regnet med en omtrentlig behovsfordobling det første tiår, deretter litt langsommere vekst. Dette er omtrent den internasjonalt vanlig antatte prognose, men er ikke derfor å anse som sikker. Prognosen bygger på en rekke ytterst usikre antakelser, bl.a. om gode økonomiske konjunkturer. Slik vekst som fordobling hvert tiår (7,1% årlig) kan ikke tenkes å pågå mere enn i et begrenset tidsrom, nemlig under en overgang fra bruk av andre energiformer og til elektrisk energi.

Energibehovet innen de 3 foran nevnte forsyningsområder ser ut til å stå til hinannen omtrent i forhold 1: 1,3: 1,75.

Foruten de 4 MW termisk kraft, som nå tas som reserve i Akureyri, har idag 4,6 + 8 = 12,6 MW vannkraft for det minste av disse 3 områder. Utbyggingen av Efstafall med 1 maskin på 12 MW vil etter behovsprognosen rekke til 1974 slik at en måtte ha mere ny kraft i 1975 hvis en da ikke vil tære på reserven. Denne ville i så fall være brukt opp allerede i løpet av etpar år. Skal en opprettholde en slik behovsstigning, måtte det da skaffes ny kraft aller senest i 1977. Dette er ikke lang tid å gå på, men en må vel regne med en viss elasticitet i disse behov?

Skulle en imidlertid regne med om noen få år å ha utvidet forsyningsområdet med f.eks. 30 eller 75%, vil det nok så umiddelbart etter idriftsetting av Efstafalls maskin 1 måtte settes igang ytterligere utbygginger. Om en regner helst å burde greie seg til ca. 1975, vil det trenges,

til det nåværende forsyningsområde ca. 25 MW	
til alt. 2	ca. 35 MW
til alt. 3	ca. 45 MW

En økonomisk sammenlikning er ikke helt lett, idet de to rapporter ikke er helt kommensurable. Det prøves her allikevel for kraftverk tilstrekkelige for en slik første utbygging, men uten kraftoverføringer.

Jeg har også ansett det som uhensiktsmessig å føre denne sammenlikning frem til full utbygging av vassdraget i en fjern fremtid. Som i de to rapporter er ikke medtatt i overslagene vannrettigheter eller erstatninger, toll eller skatt på import eller renter i byggetiden. Selv om sammenlikningen dermed ikke blir helt fullstendig, og selv om videre bearbeidelse av projektene kan gi visse endringer, tør dette allikevel gi visse holdpunkter:

Alternativ I: Efstafall etter rapport 2 fulgt av Gljufurver trin 1 (i stedet for Presthvam) etter rapport 2:

Laxá I og II	tils. 12,6 MW
Efstafall	12,0 MW for 170 Mkr.
	<hr/>
	tils. 24,6 MW for 170 Mkr.
	≈ 6910 kr/kW.

Gljufurver trin 1	(2 mask.)
	21,6 MW for 168 Mkr.
	<hr/>
	46,2 MW for 338 Mkr.
	≈ 7316 kr/kW

(antagelig spares 36,3 Mkr. hvis en midlertidig utsetter Gljufurver maskin 2 på 10,8 MW, hvilket tils. gir 35,4 MW for 301,7 Mkr. ≈ 8523 kr/kW).

Alt. I B:

Efstafall etter rapport 2 med tillegg for utvidelsen forberedt (sprengning for utvidelsen, rørstuss og diverse):

Laxá I og II

	tils. 12,6 MW
Efstafall	12,0 MW for 174 Mkr.
trin 1	<hr/>
	tils. 24,6 MW for 174 Mkr.
	≈ 7070 kr/kW

+ Utvidelse

Efstafall	12,0 MW for 50 Mkr.
+ Sudurá	
overførsel	MW for 50 Mkr.
	<hr/>
	tils. 36,6 MW for 280 Mkr.
	≈ 7650 kr/kW

hvorefter eventuelt Gljufurver eller de to nedrefall under ett?

Alt. II etter rapport 1:

Laxá I og II	12,6 MW
Geitafell trin I	<u>19,4 MW for 305,0 Mkr.</u>
tils.	32,0 MW for 305,0 Mkr.
	= 9530 kr/kW
+ Geitafell trin II.	<u>19,4 MW for 44,4 Mkr.</u>
tils.	51,4 MW for 349 Mkr.
	= 6800 kr/kW

Alt. III etter rapport 1:

Laxá I og II	12,6 MW
Fellsverket trin I	<u>19,4 MW for 282,7 Mkr.</u>
	32,0 MW for 282,7 Mkr.
	= 8835 kr/kW
+ Fellsverket trin 2	<u>19,1 MW for 187,0 Mkr.</u>
	51,1 MW for 469,7 Mkr.
	= 9184 kr/kW

(Alt. III byr neppe fordeler for alt. II før enn ved full utbygging, men står da tilbake for alt. IV).

Alt. IV etter rapport 1:

Laxá I og II	12,6 MW
Bruar trin 1	<u>30,0 MW for 432,8 Mkr.</u>
tils.	42,6 MW for 432,8 Mkr.
	= 10160 kr/kW
B + Bruar trin 2 mens Laxá I og II settes i reserve	+ 30 - 12,6 = 17,4 MW for 49,8 Mkr.
+ Sudunar ført til Laxá	+ 56,0 Mkr.
tils.	60,0 MW for 538,6 Mkr.
	= 8960 kr/kW

Først ved full utbygging gir alt. IV kraften noe billigere enn de andre alternativer.

Sees bort fra utvidelse av nåværende forsyningsområde, bør dermed avgjort utbygging av Efstafall velges, slik som Thoroddsen foreslår i sin rapport 2 i innledningen s. 5 og 6. Men jeg vil nok tilrå at man ser nærmere på alt. I B, som forutsetter at Efstafall straks bygges med sikte på senere utvidelse med en maskin 2. Det vil gi særlig billig kraft opp til ytelse 36,6 MW. Med nåværende forsyningsområde vil en slik utbygging dekke behovet etter prognosen frem til 1981, mens det vil dekke et 30% økt behov frem til 1976 og dermed passe også etter slik utvidelse. Derefter ville nok alt. II gitt kraften billigere, men imens vil en i mange år ha tjent atskillige penger på valg av alt. I B fremfor alt. II, slik at I B allt i allt vil lønne seg.

Hvis en derimot umiddelbart skulle vedta å utvide forsynningsområdet f.eks. med 75% ved å knytte hele Nordisland og hele Östisland til Laxárverkene, bør en nok heller straks skaffe f.eks. 40 a 50 MW ved å velge utbygging etter alt. II eller alt. IV. Av disse to alternativer er II billigst til å begynne med, men IV bedrer sin posisjon når en nærmer seg full utbygging. En kan vel neppe si hvilket av disse 2 alternativer gir best resultat uten å studere begge i lys av prognosene ved å se hvordan kapitalutgiftene etter hvert må stige og så diskontere alle utgifter til samme tidspunkt. Ved å gjøre så frem til 1985 og da bygge på prognosen i rapport I og regne med årlige utgifter på 9% av den disponerte kapital, er jeg kommet til at alt. II allt i allt vil gi omtrent 10% besparelse sammenliknet med alt. IV:

Detaljene i dette resultat vil nok både avhenge av behovsprognosene, av hvilken prosent velges for diskonteringen og av detaljer i utbyggingsplanene, men 10% er en så markant forskjell, at alt. II dermed synes gitt å være det beste ved en slik rask utvidelse av forsyningsområdet. Det at den første tids kapitalbehov blir relativt beskjednere for alt. II sammenliknet med alt. IV, vil også lette finansieringen.

5. En bør nødvendig kjøre helt uten maskinreserver. Det kan dog nevnes, at f.eks. størstedelen av Norge i en rekke etterkrigsår var så å si uten maskinreserver i toppplasttiden. Når dette tross allt gikk noenlunde bra, skyldtes det særlig at ved samkjøring over større nett ble risikoen fordelt, slik at man i nødsfall kunne greie seg noenlunde ved senkning av spenning og frekvens under effektmangel. Vår største svakhet var den gang - som også nå - underskudd av energi i tørrår. Men etter hvert har en bedret utbygging av hele systemet, iberegnet samkjøringsnettet, gitt en rimelig margin av maskinreserver og også bedret energireservene. Forholdene har vært noenlunde analoge i andre vannkraftland.

På Nordisland synes nettet ennå å være for oppdelt og antall maskiner innen hver del å være for liten til at man har kunnet få noen tilsvarende spredning av risikoen. Med mindre man kan oppnå en samkjøring over større områder med flere forsyningskilder, bør en nok derfor holde noe mere maskinkraft i reserve for hvert enkelt område. Med vannkraftpriser, som de fremgår av de to rapporter, tør det alternativt kunne lønne seg å skaffe denne reservekapasitet ved varmekraft, f.eks. gassturbiner. Slike er det ellers også under overveielse å skaffe som reserve også i Norge.

Viktigst i denne forbindelse tør det imidlertid være om man på Nordisland kan oppnå samkjøring over større nett. Det vil bl.a. kunne muliggjøre valg av enkelte større og mere rasjonelle utbyggingsobjekter og samtidig å bygge hvert enkelt verk så rasjonelt som mulig. Etter at det store norske samkjøringsnett om få år vil omfatte meste parten av landet fra Sydnorge og opp til Salten (Bodø etc.), bygges nå således hvert enkelt verk ut med et fåtall maskiner, mange bare med en maskin i hvert verk opp til den størrelsesgrense transporten av maskingodset setter.

Mange nye kraftverk får dermed nå maskinenheter opp til 100 MW eller derover, unntaksvis opp til 160 MW. Innen visse grenser gjør det hvert av dem billigere per kW enn ved deling på flere enheter.

Selv om forholdene på Nordisland ennå neppe gjør det rimelig å gå så langt som til bare en maskin i hvert av de nye kraftverk i Laxá, kan kanskje nettet bli stort nok til at man kan nøye seg med to maskiner i hvert i stedet for deling på tre som i Thoroddsens projekt i rapport 1 for full utbygging? Allerede det vil kunne gi atskillige besparelser. Jfr. også de foran gitte forslag om utbygging av Efstafall for to enheter.

Fredrik Vogt

NB: Den annen del av denne uttalelse vil bli sendt i august.

FREDRIK VOGT

Blindernavn. 2, Oslo

Tel. 46 06 31

Oslo 24.8. 1966

Del 2 av uttalelse om Laxá prosjektet.

6. Detaljer.

Nedenfor er bare berørt enkelte spesielle forhold, men jeg for-
øvrig ikke har meget å bemerke til prosjektets detaljer. Det
er selvsagt mange i og for seg brukbare måter for utførelsen
av disse.

a. Damanlegget.

I rapport 2 s. 13 nevnes at en eller to mann fra Norges Geo-
tekniske Institutt vil bistå med overvåking ved bygging av
den store jorddam.

Jeg har stor tillit til dette Institutt og både Norges Vass-
drags- og Elektrisitetsvesen og en rekke av de større
kommunale og private norske byggherrer og konsulenter har
stadig støttet seg til Instituttet ved planlegging og
bygging av fyllingsdammer.

På min forespørsel bekrefter Instituttet at det har påtatt
seg dette oppdrag for Thoroddsen. Ved samarbeide mellom
Thoroddsen og Geoteknisk Institutt anser jeg de herhen
hørende spørsmål for å være i de beste hender og finner ikke
selv grunn til å gå nærmere inn på saken.

b. Overløpet

Det er i rapport 2 prosjektert et 50 m langt fast overløp på
kote 138,5 (i rapport 1 derimot 65 m langt på kote 138,0),
til en flomkanal på siden av dammen, med antatt overløps-
høyde 1,5 m, hvilket tør gi kapasitet omtrent 200 m³/s.
Dette er rikelig i forhold til de siden 1947 faktisk
observerte flommer, maks. 164 m³/s. Det skulle også være
tilstrekkelig i forhold til den i rapport 2 refererte
flomrisiko hvert 100 år, beregnet til 195 m³/s. Men det
er noe knepent i forhold til risikoen hvert 1000 år,
angitt til 260 m³/s. Imidlertid vil overløpshøyden kunne
økes til 2,0 m uten å overstige den prosjekterte overkant
av dammens vanntette kjerne, hvilket øker kapasiteten
betydelig. Økning av overløpshøyden fra 1,5 m til 2,0 m
skulle ved fritt avløp gi 55% kapasitetsøkning, men her
vil mulighetene for avledning av vannet gjennom flomkanalen
virke begrensende, hvorfor kapasiteten bare kan fastsettes
ved modellforsøk.

Hertil kommer imidlertid også det vann som om nødvendig vil kunne avledes gjennom driftstunnelen. Hvis en kunne være absolutt sikker på aldri å få større flommer enn $260 \text{ m}^3/\text{s}$, turde overløpet dermed være tilstrekkelig.

En jordfyllingsdam som denne vil imidlertid raskt bli ødelagt ikke bare ved direkte overstrømming av vann over damkronen, hvilket først vil finne sted om vannet stiger hele $4,0 \text{ m}$ over overløpsterskelen, men også ved lengre tids større lekkasjer gjennom damlegemet, slik som en kan risikere om vannet stiger over den vanntette kjerne, altså med $2,0 \text{ m}$ eller mer over overløpsterskelen.

Hertil kommer at beregningen av største flom kan være noe usikker for et område som her, med betydelig vulkansk aktivitet. Vanligvis tør flommene bli adskillig utjevnet ved at vannet lagres i den porøse undergrunn, men ved sammentreff av uheldige omstendigheter vil flommene nok her kunne overstige alle vanlige bregninger.

Det tør derfor ved en dam som denne være riktig å koste noe på å gjøre det mulig å avlede vesentlig større flommer enn de $260 \text{ m}^3/\text{s}$. Det foreslås derfor at overløpsterskelen forlenges fra 50 til f. eks. 70 m , fremledes med topp på $138,5 \text{ m o.h.}$, at dammens vanntette kjerne føres f. eks. 3 m over terskelen (til $141,5$) og damkronen ytterligere $1,5 \text{ m}$ høyere ($143,0 \text{ m o.h.}$). Flomkanalen må da utvides slik at den kan avlede de ca $800 \text{ m}^3/\text{s}$ som kan strømme over en slik terskel. De ekstra sprengningsmasser ved utvidelse av flomkanalen kan nyttes i damfyllingen.

Et så stort flomløp vil kanskje aldri komme til nytte, men det vil gi en øket sikkerhet mot dambrudd selv under helt usannsynlige sammentreff av uheldige omstendigheter, og de derfor nødvendige meromkostninger vil forholdsvis ikke bli store.

c. Utjevningssjøeng.

Anta at det relative falltap er $I = h/l$ i tilløpet og $v = c \sqrt{RI}$ hvor $c =$ Chezy's motstandstall og $R =$ tilløpets hydrauliske radius, her $= 1,8 \text{ m}$. Med netto fallhøyde fra $H = 20$ til 31 m og tilløpstverrsnitt $f = 46,2 \text{ m}$, må utjevningssjøenget ha et tverrsnitt større enn F for å oppnå stabil drift, bestemt ved Thomas betingelse:

$$\frac{1fv^2}{gfhH} = 2$$

hvorav grenseverdien

$$F = \frac{fRc^2}{2gH}$$

Det er da forutsatt momentan turbinregulering og samme systemvirkningsgrad ved alle fallhøyder. Ved korte tunneler må innløpstapene inkluderes ved anslaget av c. Med vanlig variasjon i virkningsgraden ved full last og avtagende fallhøyde må F være større enn denne grenseverdien. For å oppnå en demping av vannstandssvingningene i stedet for økende eller stående svingninger, må F økes ytterligere.

Prosjektets utjevningsbasseng utført som en vertikal sylinder med 7 m radius, altså 154 m^2 (se rapport 2), som tilsvarende c = 26,9, regnet etter minste fallhøyde 20 m. Ved råsprengt tunnel - pent sprengt - kan en imidlertid regne med c = 38 a 40. Hvis fjellet skulle vise seg å være slik at tunnelen helt eller delvis må utføres med betong, vil en måtte regne med henvend en fordobling av d. Selvom i begge tilfeller innløpstapene vil gi en viss reduksjon i kravet til F, må en i alle fall øke F meget vesentlig fra prosjektets allerede for å unngå instabilitet.

Dette bringer imidlertid opp spørsmålet om en ikke kan greie seg helt uten dette utjevningsbasseng og heller velge den i rapport 1 forutsatte byggemåte, se tegning 1 til 4. Den der viste form vil også lett kunne tilpasses den i min rapport del 1 antatte fordeling av totalydelsen på 2 maskiner med 2 avgrensninger til turbinene og 1 til forbi-tapningsventilen. Dette spørsmål bør dog forelegges turbin-leverandøren.

Med tilløp dimensjonert som vist på tegningene i rapport 1 (5,5 m Ø) vil en ved installasjonen av $2 \times 12 = 24 \text{ MW}$ få $\text{v}/\text{h} = \text{henvend } 8$ ved full last og full fallhøyde. Til sammenligning refereres at det tilsvarende tall for Osbu kraftverk (Aura, Norge) blir omtrent det dobbelte uten at man der fant bygging av et eget utjevningsbasseng nødvendig og man - under tvil - heller ikke fant det nødvendig å utstyre turbinen med noen trykkreguleringsventil.

Spørsmålet om hvor vidt tunnelen av andre grunner (lekasje etc.) bør betongutføres eller ikke, kan da utstå til etter at den er sprengt og en dermed har bedre grunnlag for vurderingen.

d. Generatoren.

Av rapport 2 sees på s. 11 at det er regnet med en egen magnetiseringsmaskin til generatoren. Hertil bemerkes at en rekke generatorleverandører nå er gått over til bruk av statiske likerettere i stedet for roterende magnetiseringsmaskiner. Denne nye form er nå etter hvert ved å bli vanlig for nyanlegg i Norge. Jeg antar at man her bør stille leverandøren fritt.

Fredrik Vogt

OSLO 26.11.1966

Til Raforkumalastjori
ved generaldirektör Jakob Gislason
Laugavegur 116 , Reykjavik , Island .

Laxá projektet

Etter Deres anmodning sendte Verkfrádistofa Sigurdar Thoroddssen med brev av 4.10.66 til meg sine to rapporter om utbyggingen av Laxá dateret juli og april 1966 , se gjenpart til Dem.

I Raforkumalastjorisbrev av 3.10.66 til meg ble jeg anmodet om å uttale meg også om de nye alternativer i den utstrekning jeg fant anledning hertil.

De to nye rapporter er skrevet på islandsk, hvilket bringer meg atskillige vansker. Jeg håper tilgitt om jeg skulle ha missforstått noe. Til rapportene bemerkes ellers :

1. Rapportene synes basert bare på kraftleveranser innen det nåværende forsyningsområde for Laxá-verkene, med senter i Akureyri, altså uten utvidelse av forsyningsområdet på Nord- og Östisland. Som påpekt i minuttalelse av 30.7.66 synes det imidlertid ikke rett å velge utbyggingsalternativ uten i sammenheng med avgjørelse av hvilket forsyningsområde en skal sikte på.

Jeg har ikke nærmere opplysninger om dette valg eller om forsyningsforholdene innen de nye eventuelle "tilleggsområder" annet enn ^{at} det underhånden er meddelt meg, at nye løsninger er påtrengende nødvendige også for disse. Helt i sin alminnelighet finne jeg imidlertid grunn til å påpeke :

a. Etter hva jeg har forstått byr Laxá en av de for den alminnelige forsyning gunstigste vannkraftkilder innen det "store" område. Full utbygging av Laxa gir imidlertid mere kraft enn en kan regne ned å avsette innen det nåværende forsyningsområde innen rimelig tid.

b. Utstrekkes forsyningsområdet videre, vil en vel få noe økede omkostninger til ledningsbygging, men på den annen side vil en få hver enkelt kraftkilde raskere utnyttet og kan dermed oppnå en mere rasjonell utbygging av dem .

c. En samkjöring av alle verk innen et større område öker

leveringssikkerheten. Den reduserer de samlede behov for reserver. Hvert enkelt verk ~~kan~~ dermed utstyres med færre maskiner og hver enkelt av disse kan gjøres tilsvarende større og blir dermed billigere både i anlegg og drift.

d. Samkjøring mellom hydrologisk ulike kraftkilder gir bedre utnyttelse av vanntilgangen, med økonomisk vinning. Hvis toppbelastningene innen de forskjellige områder ikke faller helt samtidig, vil også topplasten for det samkjørte område bli mindre enn summen av topplastene for dettes enkelte deler.

Særlig de her gitte momenter har medført at det i Norge i etterkrigsårene er gjennomført samkjøring over stadig større områder. Idag er landet ennå forsyningsmessig delt på flere atskilte områder, men om ganske få år blir forbindelsesledninger fullført slik at hele området syd for Bodø sammenfattes til ett område med den allerstørste del av landet og dets befolkning. Det nordenfor liggende område (særlig Ofoten med Narvik, Lofoten og Troms fylke) skilles fra det søndre område ved de vanskelig tilgjengelige fjell og fjordområder omkring Tysfjord, indirekte er begge nett forbundne ved samkjøring over det svenske nett. Under organiseringen av samkjøringen har det nok stadig vært enkelte verk som syntes de stod sterkere enn sine naboer og som derfor til å begynne med ikke ønsket å bidra til eller ta del i samkjøringen. Men etter å ha sett på nært hold hvilke fordeler denne ga, er de regelmessig senere blitt overbeviste tilhengere og har søkt tilknytning.

Jeg har ikke tallmessig materiale til vurdering av omkostningene ved sambinding av de forskjellige islandske områder, men kan bare tilrå at omkostninger og vinning vurderes nøkternt , ikke bare etter dagens forhold, men med sikte på fremtidens helhetsinteresser. Her børe vel Island følge Norges linje : Først samkjøring gruppevis for begrensede områder , dernest etterhvert sammenkobling av disse til stadig større enheter. Modellen for våre norske samkjøringsorganer har vært Samkjøringen for Östlandet, et selvstendig organ , eiet og drevet av de deltakende verk.

2. I Thoroddéns rapport av september 66 er gitt flere alternativer for utbygging av kraftforsyningen frem til 1980 årene innen det nåværende forsyningsområde med Akureyri som senter. Samtlige alternativer innledes med et 2 MW dieselaggregat i Akureyri i 1968 i tillegg til de nåværende 4 MW diesel og 12,6 MW vannkraft. Dette er formentlig særlig begrunnet i tidsmomentet idet det kan være vanskelig å få bygget et nytt vannkraftverk allerede til den tid. Fortsettelsen er dels vannkraft, enten Efstafall med dam eller Gljufurver uten dam, eller alternativt bare en dam til å begynne med , dernest flere dieselaggregater i vekslning med mere vannkraft.

Av den idag installerte ytelse i vannkraftverkene 12,6 MW utgjør dieselanleggene i Akureyri med 4 MW henved 32 % .

De nå fremlagte alternativer omfatter dels 4 MW diesel + 22,5 eller 24,5 tillegg av vannkraft, dels 10 MW diesel med 24,5 til 25 MW vannkraft. Den nåværende installasjon + disse nyanlegg vil da gi enten 8 MW diesel = ca 22 til 23 % av 35,1 til 37,1 MW vannkraft , eller 14 MW diesel = ca 38 % av 37,1 til 37,6 MW vannkraft .

Nå er dieselanleggene vesentlig billigere i investering enn de her omhandlede vannkraftverk, men de trekker til gjengjeld meget store utgifter pr. kWh til brensel. Dessuten må en nok regne med større utgifter pr. kW til vedlikehold og til en raskere amortisasjon av investeringen. Derfor lønner det seg neppe å bruke dem til annet enn rentoppbelastning og som reserve.

Noe overslag over dieselanleggenes brukstid og årlige driftsutgifter , inkl. vedlikehold og kapitaltjeneste, er imidlertid ikke fremlagt. Beregningen er langt mere komplisert enn for vannkraftverkene hvor renter og amortisasjon utgjør det meste av de årlige utgifter og hvor disse kan anslåes til 9 a 10 % avhengig av rentesats og amortisasjonstid.

Behovet for reserver vil dels avhenge av hvordan vannkraftverkene bygges : Uten damanlegg til å eliminere isvanskene trenges mere av reserver enn om en større dam bygges for å eliminere disse. Dette er vel grunnen til at to av Thoroddsens alternativer forutsetter hele 10 MW ny diesel ytelse? Ellers skulle vel 2 eller 4 MW diesel være nok ? Reservebehovet vil ellers også avta ved utvikling av et omfattende samkjøringsnett.

Et spørsmål for seg er om en i tilfelle bør velge diesel eller fjernstyrte gassturbinanlegg som reserver. Verden over brukes nå mere og mere gassturbiner til slike formål . Disse leveres nok fortrinnsvis i større enheter enn de her aktuelle , men de leveres også i standard utførelse ned til enheter på 3 MW .

For økonomisk sammenlikning mellom de i rapporten av september 66 gitte alternativer er det i alle fall helt utilstrekkelig bare å gi anleggsomkostningene. Et overslag over de årlige utgifter er like nødvendig. Dette må inkludere de ekstra utgifter, ^{for drift} av dieselanleggene som kan bli nødvendig for anlegg uten dam for eliminasjon av isvanskene.

3. I rapporten av september 66 er nemlig bygging av Efstafalls store dam alternativt utskutt til fordel for Gljufurver kraftverk uten noen slik dam og dermed billigere i anlegg.

Det er dermed grunn til en særlig drøftelse av hva en slik

Dam kan bety i denne forbindelse.

Efstafall kraftverk ble tidligere beregnet å koste 170 M kr iberegnet de allerede anvendte 3 M kr. Overslaget er nå redusert ved visse forenklinger til

Dam med flomløp og med inntak og tunnel til kraftverket	86 M kr.
Kraftstasjon med en 12 MW enhet	55,7"
Kraftoverføring til Laxá og til Akureyri	6,3 "

Tilsammen ekskl. de tidl. brukte 3 M kr : 147,0 M kr
inklusive alle tillegg for uforutsett, administrasjon etc.

Mellom kotene 138,5 og 127,5 vil magasinet inneholde 31 M m³ ; Kraftverket vil nytte fallet fra dette magasin ned til normal undervannstand kote 107,5 , altså fallhøyde 31,0 til 20,0 m . Som nedenfor begrunnet antas imidlertid kraftverket vanligvis å kjøre med maksimalt eller nære maksimalt fall .

Gljufurver kraftverk ble ifølge rapporten av juli 66 planlagt med inntak ved den gamle dam for Laxá I på kote 107,5 og ned til inntaket for Laxa II på kote 69,5 . Det vil da nytte samme fall som Laxá I , brutto 38 m. Det er planlagt med installasjon av en maskin på 10,5 MW , overslag 103 M kr. Inntak og tilløpstunnel er da forutsatt installeret slik at Laxa I senere kan kobles inn på tilløpstunnellen .

I sammenstillingen av september 66 er enkelte poster i overslaget forenklet eller frafalt. Det regnes der med 95,5 M kr investering i Gljufurver anlegget på 10,5 MW inkl. overføringsutgifter , eller med 90,5 M kr hvis Efstafall først er utbygget idet utgiftene til kraftoverføringen da allerede er medtatt i overslaget for Efstafall på 147 M kr.

I denne sammenstilling er alternativt regnet med at Gljufurver skal nytte hele fallet 69 m nedenfor inntaket til Laxá I (?), installasjon 22 MW og overslag 124, 8 M kr. , eller 132,5 M kr inkl. overføringsutgifter .

Bygges Gljufurver tidligere enn dammen ved Efstafall , vil imidlertid Gljufurver måtte kjøres som et "run of river plant" og en vil inntil dammen blir bygget bare få en økt ytelse på 4 MW i tillegg til den kraft som allerede kan leveres fra Laxá I. Uten at dammen bygges blir dermed Gljufurver kraftverk uforholdsmessig dyrt i forhold til netto kraftøkningen: Inkl. kraftoverføringen 95,5 M kr for 4 MW = ca. 24000 kr/kW . Bygges deretter dammen, blir omkostningene 86 + 95,5 = 181,5 M kr for 10,5 MW = ca 17300 kr/kW

Dette blir å sammenlikne med overslaget for Efstafall dam og kraftverk 147 M kr for 12 MW = ca. 12250 kr/kW. Forutsatt at en trenger kraften innen ikke altfor lenge, følger herav umiddelbart at det vil lønne seg å bygge Efstafall først .

Etter hvert som behovet melder seg kan en da installere maskin 2 i Efstafall eller bygge ut Gljufurver til en rimelig omkostning.

Bare ved en meget stor og rask behovsøkning synes det rimelig å bygge dammen + et Gljufurver anlegg med utvidet fallhøyde og installasjon 22 MW først, omkostning 132,5 + 98,5 = 231 M kr for 22 MW = 10500 kr/kW ?? Jeg vil dog anta at dette alternativ vil stå tilbake for en utbygging av Efstafall + en senere utvidelse herav med en maskin 2 der .

3. Thoroddsens nåværende projekter forutsetter så vidt forstås at de nye kraftverk stadig bygges for installasjon av bare en ny maskin i hvert kraftverk ? Dette vil gi vassføringer ved maksimal last

Efstafall 12 MW ved 31 m fall

Gjufurver ≠ Laxá I 10,5 + 4,6 MW ved 38 m fall, $\frac{47 \text{ m}^3/\text{s}}{\text{ca. } 50 \text{ m}^3/\text{s}}$

Alternativt ved utnyttelse av 69 m fall i Gljufurver og installasjon 22 MW , ca. 40 m³/s + tapning til de gamle anlegg i Laxá .

I min uttalelse av 30.7.66 er nederst på s 3 gjort et forsøk på å beregne den maksimale disponible vassføring etter døgnregulering, altså for topplast, i et medianår (tallene avrundet) :

fra Laxá alene ca. 60 til 65 m³/s

fra Laxá + Sudurarveita 81 til 87 "

henholdsvis i tørrår :

fra Laxá alene 54 til 59 "

fra Laxá + Sudurarveita 72 til 77 "

Som der anført , bør disse tall korrigeres etter de islandske erfaringer om brukstider etc.

Inntaksmagasinerne for Laxá I og for Laxá II er tatt for seg så små, at de ikke byr nevneværdige muligheter for en ekstra "lokal" døgnregulering. De nedre anlegg vil dermed få sin maksimale ytelse begrenset av det vann som kommer fra Efstafall kraftverk + det som måtte forbitappes fra Efstafall dammen. For senerehen å kunne utnytte kraftmulighetene ved de her omhandlede fall i Laxá fullt ut, tør det dermed være ønskelig straks å forberede installasjon av en maskin 2 i Efstafall , se min uttalelse av 30.7 s. 4.

En installasjon av 2 x 12 = 24 MW i Efstafall vil kunne nytte 2 x 47 = 94 m³/s, altså mere enn det foranstående anslag . En vil imidlertid spare så lite på en reduksjon av installasjonen, at det tør være bedre å regne med overskuddet som reserve. Da tilløpstunnelen for Efstafall skal tjene som omløstunnel under byggingen av dammen, vil den i alle fall bli tilstrekkelig for en slik utvidelse av ytelsen. De øyeblikkelige meromkostninger ved å åpne adgang til den senere utvidelse blir dermed små .

En øket installasjon i Efstafall bør senere følges av en tilsvarende økning også av Gljufurver. Her måtte imidlertid både inntak, tilløpstunnel og utjevningsbasseng straks ~~økte~~ dimensjoneres for den større vassføring. Det vil gi en noe større økning i de øyeblikkelige omkostninger ved første byggetrin. Også dette taler for å bygge Efstafall med utvidelsen til 2 maskiner for bygging av Gljufurver iverksettes.

5. Det synes riktig her å gå noe nærmere inn på valget av damhøyden for Efstafall siden denne dam spiller en så sentral rolle for de foranstående vurderinger :

Ved damstedet for Efstafall vil den naturlige vannstand bli litt opdemmet allerede ved dammen for Laxá I til kote 107,5. Det konsentrerte fall, som skal nyttes av Efstafall, blir dermed i sin helhet samlet, en kan vel si "skapt" ved dambyggingen.

Ved siden herav vil dammen også skape en 10 km lang sjø ovenfor kraftverkene. Denne sjøen vil helt ut eliminere dannelsen av sarr og isdammer på denne strekningen. Det etablerte magasin vil videre kunne kompensere den svikt i vassføringen som midlertidig kan følge av frysning og av isd~~am~~mer lenger opp i vassdraget.

Hvor stort magasin trenges det så for å eliminere isvanskene ?

Den største observerte svikt forekom i november 1959 og synes å ha vært på henved 20 M m^3 . Flere svikt tett etter hinannen i de tidligere år synes sammenlagt å kunne kreve omtrent samme magasin for kompensasjon. I de senere år er Myvatn regulert og kanskje derfor har slik svikt vært så sterkt redusert at en nå turde oppnå kompensasjon ved et magasin på f.eks. 5 M m^3 ? Idet dammen ved Efstafall vil eliminere dannelsen av isdammer på det mest kritiske område, tør det nå være tilstrekkelig å ~~reg~~ne disse 5 Mm^3 som tilstrekkelige for eliminasjon av isvanskene ?

Uten magasin for korttidsregulering (døgn / uke) ville en ved utbygging for topplast måtte slippe vann forbi ved lavere last. F.eks ved brukstid 4600 av årets 8760 timer ville en bare kunne få utnyttet litt over halvdele av et gjennom hele året jevt tilløp. Resten ville renne bort som overvann i lavlastperioder. En slik årsbrukstid tilsvarende lastfaktor 51,4 % tør tilsvare en lastfaktor på 65 til 70 % for en vinteruke tatt for seg, men tallet burde korrigeres etter islandske forhold ?

Ved full døgn og ukeregulering vil vannet kunne utnyttes bedre, maksimallasten altså økes tilsvarende. Etter norske forhold turde en kunne gjennomføre en slik døgn og ukeregulering med et magasin av størrelsesorden $1/4$ til $1/3$ av et døgn's tilløp, men tallet bør korrigeres ved analyse av islandske driftsdata. I av-

rundede tall kan medianårets naturlige vintertilløp til magasinet ligge på henved $42 \text{ m}^3/\text{s}$ fra Laxá alene og på omtrent $56 \text{ m}^3/\text{s}$ etter overføring av Sudurarveita, altså døgn-tilløp $3,6$ heholdsvi $4,8 \text{ M m}^3$. Regnes herav $1/3$ til korttidsregulering, gir det magasinbehov $1,2$ til $1,6 \text{ M m}^3$.

Det samlede direkte magasinbehov for eliminasjon av isvanskene og for slik korttidsregulering tør dermed bli av størrelsesorden $5 + 2 = 7 \text{ M m}^3$.

Reserveres 7 M m^3 av Efstafallmagasinet på 31 M m^3 til disse formål, blir det 24 M m^3 igjen til sesongregulering. Dette er imidlertid bare $1,75\%$ av midlere årstilløp fra Laxá, eller $1,27\%$ av det fra Laxá + Sudurarveita. Reguleringsprosenten er dermed så liten, at en nesten kan se helt bort fra mulighetene for sesongregulering. Idet enhver nedtapning av magasinet vil redusere både kraftverkets effekt i kW og dets energiytelse i kWh per m^3 vann, tør det lønne seg bedre å kjøre Efstafall med tilnærmet maksimal fallhøyde hele året. Døgn og ukereguleringen tatt for seg betinger derimot så små tap av fallhøyde, at de lønner seg.

Det anslåtte behov 7 M m^3 for å eliminere isvanskene og for døgn og ukeregulering kan eventuelt skaffes ved en vesentlig lavere dam ved Efstafall. F.eks. kan det skaffes ved regulering mellom kotene 124 og 130, mens magasinene under kote 124 blir svært små.

I sin rapport av april 1964 bind I s 23 anfører også Thoroddsen at demning til 128 (nåværende system 128,5 ?) er den minste som løser isproblemene. Legges hertil magasinet for døgn og ukeregulering, stemmer det meget godt med mitt anslag.

Den ytterligere oppdemning fra kote 130 til 138,5 vil dermed måtte begrunnes vesentlig med at den øker fallhøyden for Efstafall kraftverk. I sin rapport av april 1964 bind I s 23 søkte Thoroddsen å begrunne valget av oppdemningshøyden økonomisk. I min uttalelse av 30.7.66 kom jeg ikke nærmere inn på dette valg idet jeg i prinsipp godtok det. Hvis en imidlertid bygger denne dam av hensyn til Gljufurver kraftverk og til Laxá I og II uten direkte utnyttelse av fallhøyden i mange år, ville renteutgiftene i mellomtiden vesentlig forrykke regnestykket og begrunne en redusert damhøyde for å spare anleggskapital. Dammen bør fortrinsvis ikke deles på to byggetrin idet det ville føre ekstra utgifter med seg.

6. Det foreligger en gammel plan om forhøyelse av inntaksdammen for Laxá I med $3,0 \text{ m}$ i forbindelse med bygging av et kraftverk Laxá III, men det magasin som derved skapes vil bli altfor litet til å dekke de her nevnte behov.

Alternativt turde et brukbart damsted finnes for en høy dam umiddelbart nedenfor, bygget med den nåværende dam som fangdam, men

hvis oppdemningen gjøres tilstrekkelig høy til at isvanskene bli eliminert, vil formentlig det gamle verk Laxá I måtte utrangeres.

Eventuelt kan det nye kraftverk direkte tilknyttes Efstafall dammen, men bygges for utnyttelse av fallet ned til inntaket for Laxá II. Dette tør gi en god løsning hvis forsyningsområdet utvides meget sterkt. Jfr. min uttalelse av 30.7.66 s.7, alt. II ,og diskusjonen om dette s. 7/8 .

7. Etter de tidligere utredninger og de her gitte suppleringer antar jeg imidlertid fremdeles at Efstafall projektet bör gis prioritet som et første ledd , dette både for forsyning av Akureyri området og ved en umiddelbar utvidelse av dette forsyningsområde f.eks. med 30 % , og for den fremtidige belastningstilvekst innen disse områder. Efstafall kan eventuelt også danne utgangspunktet for en ytterligere utvidelse av forsyningsområdet, men kommer denne meget raskt, tør alt. II i min uttalelse av 30.7 komme på tale.

Jeg vil tilrå at det straks undersøkes nærmere detaljer for en senere utvidelse med en maskin 2 i Efstafall.

Følges denne linje , tør det ta så mange år for utbyggingen av @ljufurver blir aktuell, at jeg ikke ser ~~noen~~ grunn til nå å gå mere i detalj med dette projekt .

Fredrik Vogt