

Á L I T
RAFORKUNEFNDAR NORÐUR- OG AUSTURLANDS
1966-1967

Reykjavík
desember 1967

Á L I T
RAFORKUNEFNDAR NORÐUR- OG AUSTURLANDS
1966-1967

Reykjavík
desember 1967

Reykjavík 3. desember 1967

Hr. raforkumálaráðherra
Ingólfur Jónsson

ARNARHVOLI

Með bréfum dags. 6. júní 1966 og 6. janúar 1967 skipuðu þér, hæstvirtur ráðherra, nefnd til að "gera nákvæma athugun, tæknilega og fjárhagslega, á þeim áætlunum, sem gerðar hafa verið um viðbótarvirkjun í Laxá í Þingeyjar-sýslu. Jafnframt skal nefndin athuga hin ýmsu úrræði til lausnar á raforkuþörf Austurlands og Norðurlands vestra til að fá úr því skorið, hvort hagkvæmt sé að tengja þessi orkuveitusvæði Laxárvirkjun".

Í nefndina voru skipaðir eftirtaldir menn:

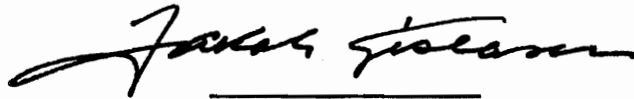
Jakob Gíslason, raforkumálastjóri, Reykjavík form.
Arnbór Þorsteinsson, verksm.stj., Akureyri
Bjarni Bragi Jónsson, deildarstj., Reykjavík
Jóhann Salberg Guðmundsson, sýslum., Sauðárkróki
Jón Ísberg, sýslumaður, Blönduósi
Jón Helgason, rafv.stj., Egilsstöðum
Knútur Otterstedt, rafv.stj., Akureyri
Reynir Zoega, verkstjóri, Neskaupstað
Sigurgeir Jónsson, hagfræðingur, Reykjavík
Valgarð Thoroddsen, rafmagnsv.stj., Reykjavík

Með bréfi dags. 26. okt. 1967 skipuðu þér Garðar Guðnason, rafvirkja, Fáskrúðsfirði, í nefndina í stað Jóns Helgasonar, sem farið hafði til langdvalar erlendis.

Nefndin hefur fyrir hentugleika sakir tekið sér vinnu-
heitið "Raforkunefnd Norður- og Austurlands 1966-1967"

Nefndin hefur nú lokið störfum, og leyfir sér hér með að senda yður, hæstvirtur raforkumálaráðherra, niðurstöður sínar og tillögur í meðfylgjandi nefndaráliti.

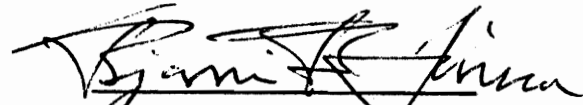
Allra virðingarfyllst,



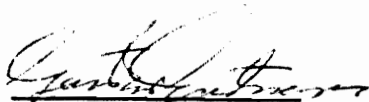
Jakob Gíslason
formaður



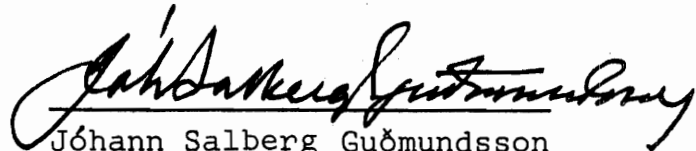
Arnþór Þorsteinsson



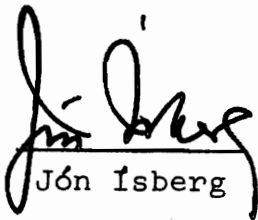
Bjarni Bragi Jónsson



Garðar Guðnason



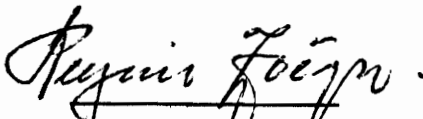
Jóhann Salberg Guðmundsson



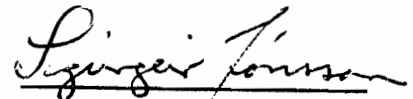
Jón Ísberg



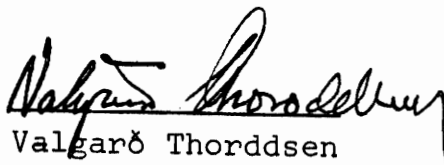
Knútur Otterstedt



Reynir Þóge



Sigurgeir Jónsson



Valgarð Thorddsen

Álít nefndar þeirrar, sem ráðuneytið skipaði hinn 6. júní 1966 til athugunar á áætlunum um viðbótarvirkjun í Laxá og úrræðum í raforkumálum Austurlands og Norðurlands vestra. (Raforkunefndar Norður- og Austurlands 1966-67)

Reykjavík des. 1967

E F N I S Y F I R L I T

NEFNDARÁLIT

Niðurstöður og tillögur	bls.	1
Inngangur	-	1
Niðurstöður	-	2
1. Laxársvæðið	-	2
2. Austurland og Norðurland vestra	-	3
3. Samtengt svæði	-	3
Tillögur	-	4
Laxársvæðið	-	4
Austurland og Norðurland vestra	-	4
Greinargerð	-	6
Núverandi ástand	-	6
Athuganir og áætlanir	-	7
Laxársvæðið	-	7
Austurland og Norðurland vestra	-	7
Sameiginleg virkjun	-	8
Stofnkostnaður	-	10
Tímaáætlun um samtengingu	-	11
Tímaáætlun um virkjun	-	12

FYLGISKJÖL

- Fylgiskjal 1 Samanburður á orkukostnaði frá mismunandi orkuvalkostum fyrir Austurland (tafla og línurit)
- " 2 Samanburður á orkukostnaði frá mismunandi orkuvalkostum fyrir Norðurland vestra (tafla)
- " 3 Samanburður orkuvalkosta fyrir samtengt svæði (tafla)
- " 4 Umreikningur á áætluðum stofnkostnaði Lagarfossvirkjunar til verðlags í ársbyrjun 1968.
- " 5 Umreikningur á áætluðum stofnkostnaði línu Laxá-Egilsstaðir til verðlags í ársbyrjun 1968.
- " 6 Umreikningur á áætluðum stofnkostnaði Gljúfurversvirkjunar í Laxá til verðlags í ársbyrjun 1968.
- " 7 Umreikningur á áætluðum stofnkostnaði 5 og 15 MW jarðgufustöðva til verðlags í ársbyrjun 1968.
- " 8 Umreikningur á áætluðum stofnkostnaði Svartárvirkjunar til verðlags í ársbyrjun 1968.
- " 9 Umreikningur á áætluðum stofnkostnaði línu Akureyri-Sauðárkrókur til verðlags í ársbyrjun 1968.
- " 10 Endurskoðuð áætlun um stofnkostnað 500 kW dísilstöðva.
- " 11 Umreikningar á eldri áætlun um stofnkostnað 500 kW dísilstöðva til verðlags í ársbyrjun 1968.
- " 12 Rekstrarkostnaður orkumannvirkja.
- " 13 Áætlaður stofnkostnaður tveggja áfanga Lagarfossvirkjunar, 13,2 MW, og eins áfanga virkjunar af mismunandi stærð (tafla og línurit)
- " 14 Stofnkostnaður línu Laxá-Egilsstaðir.
- " 15 Stofnkostnaður 5 og 15 MW jarðgufustöðva.
- " 16 Stofnkostnaður línu Akureyri-Sauðárkrókur.
- " 17 Stofnkostnaður Svartárvirkjunar.
- " 18 Línurit yfir orkukostnað frá Lagarfossvirkjun fyrir Austurland, eftir virkjunarstærð og orkuspám.

- Fylgiskjal 19 Línurit yfir orkukostnað frá ýmsum orkuvalkostum fyrir samtengt svæði, eftir virkjanastærð og orkuspám.
- " 20 Orkuspár (töflur)
- " 21 Samanburður á nokkrum orkuspám fyrir Austurland (línurit)
- " 22 Yfirlit yfir varaaflikröfur, sem reiknað er með.
- " 23 Skrá um áætlanir og greinargerðir varðandi raforkumál Norður- og Austurlands.
- " 24 Reiknilíkan til ákvörðunar á orkukostnaði frá hlutfallslega stórum orkuöflunarvalkostum (lýsing)
- " 25 Umsagnir dr. Fredriks Vogt um virkjunaráætlanir í Laxá, Lagarfossi og Svartá.

NIÐURSTÖÐUR OG TILLÖGUR

Inngangur

Valkostir þeir, sem nefndin hefur tekið til athugunar eru þessir:

Fyrir Laxárvæðið: 1. Efstafallsvirkjun í Laxá
 2. Gljúfurversvirkjun í Laxá

Fyrir Austurland: 1. Lagarfossvirkjun
 2. Tenging við Laxárvæðið

Fyrir Norðurland vestra: 1. Virkjun Svartár í Skagafirði
 2. Tenging við Laxárvæðið.

Fyrir samtengt svæði Norðurland
vestra, - Laxárvæðið, -

Austurland: 1. Efstafallsvirkjun í Laxá
 2. Gljúfurversvirkjun í Laxá
 3. Lagarfossvirkjun
 4. Jarðgufuafllstöð við Námafjall

Farið hefur fram á vegum Laxárvirkjunarstjórnar ítarleg áætlanagerð um virkjun Laxár við Brúar. Raforkumálastjórnin og síðar Orkustofnun hefur látið gera rækilegar áætlanir um virkjun Lagarfoss og um hagkvæma skiptingu þeirrar virkjunar í áfanga. Ennfremur hefur Jónas Pétursson alþm. látið gera áætlanir um Lagarfossvirkjun. Rafveita Sauðárkróks hefur látið fram fara áætlanagerð um virkjun Svartár í Skagafirði. Raforkumálastjórn og Orkustofnun hafa látið gera áætlanir um tengilínur milli Laxárvæðisins og Austurlands og milli Laxárvæðisins og Norðurlands vestra. Loks

hefur raforkumálastjórn og Orkustofnun látið gera áætlanir um jarðgufuaflostöð við Námafjall.

Raforkumálastjórnin og Orkustofnun hafa framkvæmt umfangsmikla útreikninga á hagkvæmni einstakra valkosta á grundvelli framangreindra áætlana og mismunandi forsendna um þróun raforkunotkunarinnar á einstökum svæðum.

Allar þessar áætlanir og athuganir hefur nefndin fengið í hendur jafnóðum. Hún hefur rætt þær á fundum sínum og látið gera margskonar útreikninga og viðbótarathuganir eftir óskum einstakra nefndarmanna.

Nefndin hefur leitað ráðuneytis dr. Fredrik Vogt, fyrrv. forstjóra Norges Vassdrags- og Elektrisitetsvesen, um framkomnar áætlanir um viðbótarvirkjun í Laxá, og hefur stuðst við umsagnir hans í athugunum sínum. Dr. Vogt fékk sömu leiðis til umsagnar áætlanir um Lagarfossvirkjun og Svartárvirkjun. Hann sat einn fund með nefndinni. (Umsagnirnar fylgja sem fylgiskjal).

Nefndin hefur haldið 12 fundi. Til starfa milli nefndarfunda var skipuð sérstök undirnefnd fjögurra nefndarmanna.

Niðurstöður

1. Laxárvæðið

Niðurstöður nefndarinnar varðandi Laxárvæðið eru á þá lund, að áætlanir stjórnar Laxárvirkjunar séu tæknilega og fjárhagslega fullnægjandi grundvöllur til að taka ákvörðun um næstu virkjun.

Hagkvæmasta vatnsaflsvirkjunin fyrir svæðið er Gljúfurversvirkjun í Laxá.

Athugun á jarðgufuaflostöð fyrir Laxárvæðið sérstaklega hefur eigi farið fram; en nefndin vill í því sambandi vísa til þess, sem sagt er um jarðgufustöð fyrir samtengt svæði hér að neðan.

2. Austurland og Norðurland vestra

Niðurstöður þeirra athugana, sem nefndin hefur gert á ýmsum úrræðum til lausnar á raforkuöflunarmálum Austurlands og Norðurlands vestra, eru þær, að fjárhagslega hagkvæmasta lausnin, þ.e.a. sú sem gefur ódýrasta raforku, sé að tengja þessi svæði við Laxárvæðið og að virkja fyrir allt þetta samtengda svæði í einu lagi.

3. Samtengt svæði

Athuganir nefndarinnar sýna ennfremur að fjárhagslega hagkvæmasta vatnsaflsvirkjun fyrir þessi svæði þannig samtengd er Gljúfurversvirkjun í Laxá.

Jafnframt sýna athuganir Orkustofnunar, sem nefndin hefur fengið í hendur, að frá jarðgufuaflostöð af mótþrýstigerð af hæfilegri stærð er staðsett væri á jarðhitasvæðinu við Námafjall virðist vera unnt að fá ódýrari raforku en frá vatnsaflsstöðvum á þessu svæði, að því tilskildu að forsendur athugunarinnar um nægjanlega gufu með hæfilegu hitastigi og um rekstursöryggi slíkra stöðva, standist. Vissa um að þessar forsendur standist verður aðeins fengin með því að reisa og reka stöð af þessari gerð, þar eð engar slíkar stöðvar hafa enn verið reistar hérlandis. Erlend reynsla og þekking okkar á jarðhitasvæðinu við Námafjall er þó af sérfræðingum Orkustofnunar eindregið talin benda til, að áður nefndar forsendur standist.

Það er skoðun nefndarinnar að meðan hérland reynsla af rekstri mótþrýsti-jarðgufuaflostöðvar liggur ekki fyrir sé ekki unnt að bera slíkar stöðvar algerlega saman við vatnsaflsstöðvar í athugun sem þessari. Hins vegar telur nefndin að

athuganir hennar sýni, að það sé brýnt hagsmunamál raforku-
iðnaðarins að afla slíkrar reynslu með því að reisa og reka
slíka stöð. Meðan á tilraunarekstri slíkrar stöðvar stendur,
fengist frá henni raforka, sem sjálfsagt er að nýta.

Tillögur

Tillögur nefndarinnar eru þessar:

Laxársvæðið:

1. Að undirbúningi Gljúfurversvirkjunar í Laxá verði haldið
áfram (upplýst er að sú virkjun verði fullbúin til útboðs
síðari hluta vetrar 1967-1968).
2. Samtímis verði unnið að undirbúningi tilraunajarðgufu-
stöðvar við Námafjall, og slíkri stöð komið upp sem fyrst,
enda beri boranir árangur. Borað verði eftir jarðgufu til
stöðvarinnar vorið 1968, og mælingar og prófanir á borholum
framkvæmdar.

Austurland og Norðurland vestra.

Um tillögur varðandi Austurland og Norðurland vestra hefur
nefndin ekki getað orðið sammála.

3. Nefndarmennirnir Steindór Steindórsson (sem setið hefur
þrjá síðustu fundi nefndarinnar, hinn 1., 2. og 3. des.
1967 sem varamaður Arnþórs Þorsteinssonar), Bjarni Bragi
Jónsson, Jakob Gíslason, Knútur Otterstedt og Sigurgeir Jónsson
leggja til að Grímsársvæðið verði tengt við Laxársvæðið með
háspennulínu milli Laxárvirkjunar og Egilsstaða á Völlum,
og Norðurland vestra við Laxársvæðið með háspennulínu milli
Akureyrar og Sauðárkróks.

Áður en ráðist er í lagningu þeirra tengilína er að framan
greinir verði gerður sérstakur samningur milli Laxárvirkjunar
og Rafmagnsveitna ríkisins um orkuviðskipti um línurnar.

4. Nefndarmennirnir Garðar Guðnason, Jóhann Salberg Guðmundsson Jón Ísberg, Reynir Zöega og Valgarð Thoroddsen telja rétt að ráðist verði fyrst í virkjun Lagarfoss fyrir Austurland og síðar fari fram tenging milli virkjana á Austurlandi og Laxárvæði, þegar þróun raforkunotkunarinnar gefur tilefni til þess. Nánari athugun fari fram á valkostum fyrir Norðurland vestra, virkjun Svartár eða tenging við Laxárvæðið.

Varðandi þann valkost að virkja aðeins á einum stað, þ.e. Gljúfurversvirkjun 1. áfangi 6.6 MW, og flytja orkuna þaðan til austurs og vesturs, vilja greindir nefndarmenn benda á eftirfarandi:

- 4.1 Forsenda þess að slíkur valkostur sé ódýrastur fyrir hlutaðeigandi landshluta er, að Laxárvirkjun geti fallizt á að gera orkusölusamning til langs tíma þar sem verð orkunnar inn á þessar tengilínur sé aðeins hluti af því verði, sem virkjunin þarf að reikna sér við sölu til þeirra héraðsrafmagnsveitna, sem næstar eru virkjuninni, en slíkur samningur er ekki fyrir hendi og ekki vitað um möguleika til slíkrar samningsgerðar.
- 4.2 Langar orkuflutningslínur um óbyggt hálendi eru tafsamar til viðgerða og krefjast því varaafls á endum línanna.
- 4.3 Samrekstur lítilla raforkuvera um langar háspennulínur (Grímsá í austri, Gönguskarðsá og Laxárvatn í vestri) getur valdið rekstrartruflunum.
- 4.4 1. áfangi Gljúfurvers, 6.6 MW, virðist full lítill til að mæta fyrstu aukningum raforkunotkunar, svo og til að leysa þær dísilvélar af hólmi, sem nú eru í stöðugum rekstri á svæðinu.

G R E I N A R G E R ÐNúverandi ástand

Þau orkuver, sem nú eru í rekstri á svæðunum eru þessi:

Laxársvæðið:

Vatnsaflsvirkjanir í Laxá	12560 kW	
Dísilstöð á Akureyri	4000 -	<u>16560 kW</u>
(Stækkun um 3500 kW ákveðin sumarið 1968)		

Norðurland vestra:

Vatnsaflsvirkjanir: Gönguskarðsá	1064 kW	
Laxárvatn	464	1528 kW
Dísilstöðvar: Sauðárkróki	1400 kW	
Laxárvatni	500 -	
Skagaströnd	200 -	2100 -
		<u>3628 kW</u>

(Stækkun dísilstöðvar á Laxárvatn um
500 kW ákveðin vorið 1968)

Utan þessa samtengda svæðis, eru svo vatnsaflsvirkjanir við Skeiðsfoss 3200 kW og Garðsá 174 kW. Þessi tvö vatnsorkuver eru samtengd.

Austurland:

Vatnsaflsvirkjanir Grímsá	2800 kW	
Fjarðará	160 -	
Búðará	240	3200 kW
Dísilstöðvar: Neskaupstað	3100 kW	
Seyðisfirði	3700 -	
Fáskrúðsfirði	860 -	
Borgarfirði	305	7965 -
		<u>11165 kW</u>

Utan hins samtengda svæðis á Austurlandi eru einnig neðan- greindar dísilstöðvar, en viðkomandi staði má síðar tengja inn á hið sameiginlega kerfi Austurlands:

Dísilstöð Vopnafirði	1230 kW	
" Bakkafirði	100 -	
" Djúpavogi	510 -	1840 kW
		<u>1840 kW</u>

Athuganir og áætlanirLaxársvæðið

Athuganir nefndarinnar sýna, að Gljúfurversvirkjunin er hagkvæmari virkjun en Efstafallsvirkjun, og að Gljúfurversvirkjun er heppilegt að framkvæma í þremur áföngum. Í þeim fyrsta yrði byggt inntak, vatnsvegir og stöðvarhús fyrir fjóra áfanga og sett vél og rafbúnaður fyrir þrjá áfanga.¹⁾ Þetta ber sérstaklega að hafa í huga þegar stofnkostnaður fyrsta áfanga þeirrar virkjunar er metinn. Í öðrum áfanga yrði byggð stífla, en hún síðan hækkuð í fulla hæð í þriðja áfanga.

Austurland og Norðurland vestra

Athuganir nefndarinnar, sem styðjast við rannsóknir og áætlanir raforkumálastjórnarinnar og Orkustofnunar, sýna að fyrir Austurland yrði raforkuöflunin í framtíðinni 12-29% dýrari með sérvirkjun í Lagarfossi fyrir Austurland eitt heldur en með tengingu við Laxársvæðið og að fyrir Norðurland vestra yrði raforkan 18-41% dýrari frá Svartárvirkjun en um línu frá Akureyri.

Framangreindar prósentutölur um orkukostnað eru við það miðaðar að allur ávinningur samtengingarinnar falli í hlut Austurlands og Norðurlands vestra, en að Laxársvæðið sé eins sett og ef engar tengingar eru gerðar. Með því að skipta ávinningnum milli beggja aðila í hvoru tilviki getur Laxársvæðið einnig fengið í sinn hlut ávinning af samtengingunni, en ávinningur hinna rýrnar að sama skapi. Þessi skipting kemur fram í því verði, sem orkanfæst við inn á tengilínurnar. Um það þurfa að sjálfsögðu að fara fram samningar milli aðila áður en í línulagnirnar er ráðist, svo sem fram kemur í tillögum nefndarinnar.

¹⁾ Í fjórða áfanga verður bætt við annari vélasamstæðu í virkjunina. Vinnslugeta þeirrar samstæðu verður ekki fullnýtt fyrr en rennsli Laxár hefur verið aukið með því að veita í hana vatni úr Suðurá.

Hvað hlutfallið verður í reynd innan þeirra marka, sem nefnd voru fer fyrst og fremst eftir vöxtum af stofnfé og þróun raforkunotkunarinnar, og samspili þessara þátta (háir vextir og hæg þróun; háir vextir og hröð þróun o.s.frv.). Athugunin hefur verið framkvæmd fyrir fjölmargar og mjög mismunandi orkuspár; með og án húshitunar með raforku. Miðað við þá orkuspá, sem virðist einna líklegust yrði hlutfallið 17-21%, sem Lagarfossorkan er dýrari.

Framangreindar tölur, eru við það miðaðar, að tengilínurnar séu af algerlega hefðbundinni gerð, með þremur vírum. Athuganir raforkumálastjórnarinnar og Orkustofnunar benda hins vegar til að til greina komi að hafa tengilínurnar af svonefndri TVJ-gerð þar sem jörðin er notuð sem þriðji leiðir, en einungis tveir vírar hengdir á staurana. Stofnkostnaður tengilínanna, ásamt endabúnaði myndi við það lækka borið saman við þriggja víra línur.

Nefndinni hefur eigi þótt rétt að taka afstöðu til þess í tillögum sínum, hvor línugerðin yrði valin, með því að rannsóknum Orkustofnunar á þessu er enn eigi fulllukið. Hún hvetur hins vegar eindregið til að þeim verði hraðað svo að þeim verði að fullu lokið áður en til framkvæmda kemur við línulagnir þessar og vekur athygli á þeim umtalsverða sparnaði, sem þarna er eftir að sækjast.

Sameiginleg virkjun

Frá Lagarfossvirkjun yrði raforkan inn á samtengda kerfið 8-23% dýrari en frá Gljúfurversvirkjun, minnstur munur við hæga orkuspá; meiri við hraðari.

Fyrir hið samtengda svæði gefur hins vegar jarðgufuvirkjun, 15 MW, ódýrasta raforku. Raforka frá Gljúfurversvirkjun í Laxá inn á samtengda kerfið yrði 40-51% dýrari en þetta, og frá Lagarfossvirkjun 56-81% dýrari.

En með því, að ekki liggur fyrir hérland reynsla af rekstri jarðgufustöðva telur nefndin ekki rétt að leggja til að ráðist verði í svo stóra jarðgufustöð við Námafjall í tilraunaskyni þar eð öruggt verður að vera, að stöðin sé eigi stærri en svo, að nægilegt varaafli sé á kerfinu til að mæta tímabundnum reksturstruflunum og að hugsanlegar rekstursstöðvanir hennar geti eigi orðið raforkukerfinu á Norður- og Austurlandi tilfinnanlegt áfall. Þrjú til fimm MW virðist nefndinni myndi verða hæfileg stærð slíkrar stöðvar við Námafjall í fyrstu.

Megintilgangurinn með byggingu og rekstri jarðgufustöðvar við Námafjall er að dómi nefndarinnar sá, að afla reynslu af rekstri jarðgufurafstöðvar við aðstæður á Námafjallssvæðinu og jafnframt almennt hérlandis. Slíkrar reynslu er að dómi nefndarinnar orðið aðkallandi að afla, með tilliti til þeirra möguleika á vinnslu ódýrrar raforku, sem athuganir þar er nefndin hefur stuðst við benda til að slíkar stöðvar gefi. Jarðgufustöðin yrði því tilraunastöð fyrst og fremst. Á hinn bóginn virðist ástæðulaust annað en að notfæra sér þá raforku, sem frá slíkri stöð kemur meðan á tilraunarekstri stendur. Landfræðileg lega Námafjallssvæðisins og þörfin á raforku á Norður- og Austurlandi á næstu árum hafa í för með sér að tiltölulega auðvelt er að nýta orku slíkrar tilraunajarðgufustöðvar þar.

Þótt nefndin telji rétt að sameina reynsluöflun á rekstri jarðgufustöðva og öflun raforku fyrir Norður- og Austurland, þá verður að telja óeðlilegt, að raforkuiðnaðurinn á því svæði sérstaklega taki á sig fjárhagsáhættu af slíkri reynsluöflun. Reynslan, sem fæst, kemur öllum að gagni; ekki Norður- og Austurlandi eingöngu. Hugsanlega áhættu ber því samfélaginu í heild að taka. Þetta ber að líta á sem forsendu fyrir tillögu nefndarinnar um að sameina tilraunarekstur jarðgufustöðvar og raforkuöflun til almenningsþarfa á þann hátt, sem hér hefur verið gert.

Stofnkostnaður

Stofnkostnaður þeirra mannvirkja er hér um ræðir er áætlaður sem hér segir á verðlagi í ársbyrjun 1968, án aðflutningsgjald og söluskatts, en að meðtöldum vöxtum á byggingartíma miðað við 7% ársvexti.

Mannvirki	Áætlaður stofnkostnaður Mkr.			
	1. áfangi	2. áfangi	3. áfangi	Alls
1. Gljúfurversvirkjun ¹⁾ 22,8 MW (6,6+8,3+7,9)	168	76	66	310
2. Lagarfossvirkjun 13,2 MW í tveimur 6.6 MW áföngum	136 ²⁾	67	.	203
3. Sama í einum áfanga	193	.	.	193
4. Svartárvirkjun, 3.8 MW	61	.	.	61
5. 5 MW jarðgufuorkuver	46	.	.	46
6. 15 MW jarðgufuorkuver	71	.	.	71
7. Háspennulína Laxá- Egilsstaðir, 165 km, 132 kV, þriggja víra, flutningsgeta 21 MW við 5% afltöp	87	.	.	87
8. Háspennulína Akureyri-Sauðárkr. 112 km; 66 kV, þriggja víra flutningsgeta 7 MW við 5% afltöp	45	.	.	45
9. Ný háspennulína Laxá- Akureyri	25	.	.	25

Samkvæmt þessu yrði stofnkostnaður þeirra orkuvera og/eða flutningslína milli landshluta, sem um er að ræða að ráðast í nú alveg á næstunni (næstu 5 árum eða svo) sem hér segir:

1) Samkvæmt áætlun Verkfræðistofu Sigurðar Thoroddsen frá apríl 1967, og miðað við 148,5 m vatnsborðshæð í lóni. Ennþá er unnið að áætlunargerð um Gljúfurversvirkjun, og endanlegar stofnkostnaðartölur liggja ekki fyrir í desember 1967. Ekki er búizt við að endanlegar tölur raski hagkvæmnissamanburði þeim sem sýndur er í þessari skýrslu.

2) Valgarð Thoroddsen telur samkvæmt athugun Rafmagnsveitna ríkisins, að reikna megi stofnkostnað 14,9 MW Lagarfossvirkjunar er gerð væri í tveimur 7,45 MW áföngum 127 Mkr í fyrri áfanga.

1. Tilraunajarðgufustöð (5 MW)		46 Mkr.
2. og enn fremur stofnkostnað eins af neðantöldum valkostum:		
1. Ef tengt er bæði austur og vestur:		
Háspennulína Laxá-Egilsstaðir	87 Mkr.	
Háspennulína Akureyri-Sauðárkrókur	45 -	
Fyrsti áfangi Gljúfurvers	<u>168 -</u>	300 Mkr.
2. Ef tengt er austur en ekki vestur		
Háspennulína Laxá-Egilsstaðir	87 Mkr.	
Svartárvirkjun 3,8 MW	61 -	
Fyrsti áfangi Gljúfurvers	<u>168 -</u>	316 Mkr.
3. Ef tengt er vestur en ekki austur:		
Háspennulína Akureyri-Sauðárkrókur	45 Mkr.	
Fyrsti áfangi Lagarfossvirkjunar (6,6 MW í áfanga, en stofnkostn. stíflu og aðrennslisskurður fyrir tvöfalt stærri stöð meðtalinn í 1. áfanga).	136 Mkr.	
Fyrsti áfangi Gljúfurvers	<u>168 -</u>	349 Mkr.
4. Ef hvorki er tengt austur né vestur:		
Fyrsti áfangi Lagarfoss	136 Mkr.	
Svartárvirkjun	61 -	
Fyrsti áfangi Gljúfurvers	<u>168 -</u>	365 Mkr.

Tímaáætlun um samtengingu

Með tengingu allra svæðanna í eitt orkusvæði nýtast núverandi vatnsorkuver betur en ella. Þannig sýna athuganir að vinnslu þeirra vatnsorkuvera, sem fyrir eru má auka um 6-7 GWh á ári vegna samtengingarinnar einnar saman, og minnka vinnslu dísilstöðvanna um sama magn. Samtímis minnkar heildaraflþörfin um 2-3 MW vegna þess, að álagstoppur svæðanna þriggja koma ekki alveg samtímis. Báðar þessar tölur eru miðaðar við orkuspá 125, sem svo er nefnd, þ.e. hröðustu orkuspána, fyrir samtengda svæðið. Við aðrar orkuspár breytast þessar tölur að vísu, en áhrifanna gætir í sömu átt og áður. Jafnframt þessu nýtist varaaflið betur eftir tenginguna en fyrir hana.

Á þennan hátt kæmu tengilínurnar að nokkru gagni áður en nýjar virkjanir eru teknar til starfa.

Áætlað er, að lagning tengilínanna taki um tvö ár, þannig að verði þær boðnar út síðari hluta vetrar 1967-68 geti þær verið komnar í gagnið haustið 1969.¹⁾

Tímaáætlun um virkjun

Virkjanir þær, sem tillögur nefndarinnar fjalla um gætu komið til framkvæmda sem hér segir:

Jarðgufustöðin. Með því að nota veturinn í vetur til undirbúnings og framkvæma borun strax að vori má gera ráð fyrir að öllum nauðsynlegum samningum og undirbúningi til að hefjast handa um byggingu orkuversins geti orðið lokið um mánaðarmótin október-nóvember 1968. Áætlað er, að verkinu yrði þá lokið á 21 mánuði, þannig að stöðin gæti tekið til starfa haustið 1970.

Gljúfurver. Framkvæmd fyrsta áfanga virkjunar Gljúfurvers tekur innan við 2 1/2 ár frá því útboð er gert þar til vinnsla raforku getur hafizt. Verði hún boðin út sumarið 1968, getur Gljúfurver hafið raforkuvinnslu fyrir árslok 1970.

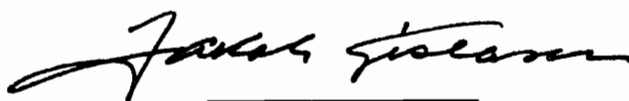
Lagarfoss. Áætlað er, að framkvæmd fyrsta áfanga Lagarfossvirkjunar taki um 2 ár frá því að útboð er gert. Verði virkjunin boðin út síðari hluta vetrar 1967-68 gæti hún hafið vinnslu fyrri hluta árs 1970.

Svartárvirkjun. Framkvæmdin er talin taka um tvö ár, þannig að fari útboð fram síðari hluta vetrar 1967-68 getur virkjunin tekið til starfa fyrri hluta árs 1970.

1) Reynir Zoëga telur að í báðum línu tilvikunum (lína Laxá-Egilsstaðir og Akureyri-Sauðárkrókur), þar sem talað er um tímunn "um tvö ár" verði tímunn frá útboði reiknaður á sama hátt og við virkjanirnar, þannig að línurnar verði taldar koma í gagnið fyrri hluta árs 1970.

Samkvæmt athugunum nefndarinnar er óhjákvæmilegt að ráðast í nývirkjanir og/eða tengilínur á Norður- og Austurlandi á næstu 5-6 árum. Nefndin telur þó rétt, að áður en gerð er framkvæmdaáætlun um þau mannvirki sem ráðist verður í fari fram nánari athugun til að tímasetja hverja framkvæmd endanlega. Nákvæma tímasetningu einstakra framkvæmda hefur nefndin talið vera utan við verksvið sitt.

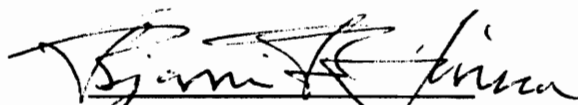
Reykjavík 3. des. 1967



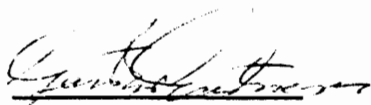
Jakob Gíslason
formaður



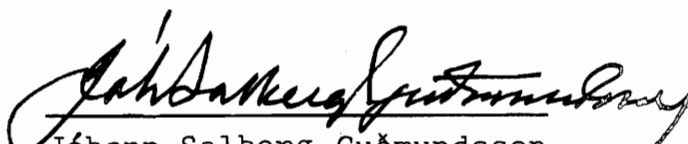
Arnþór Þorsteinsson



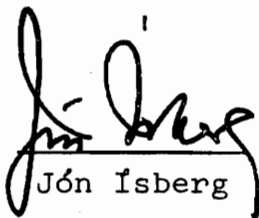
Bjarni Bragi Jónsson



Garðar Guðnason



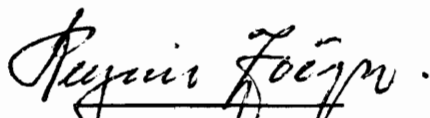
Jóhann Salberg Guðmundsson



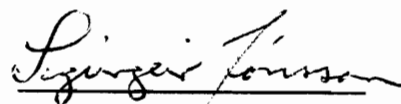
Jón Ísberg



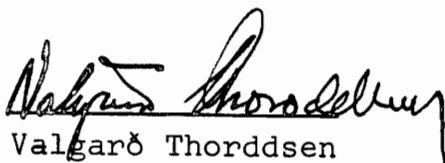
Knútur Otterstedt



Reynir Þöega



Sigurgeir Jónsson



Valgarð Thorddsen

RAFORKUMÁL NORÐUR- OG AUSTURLANDS
SAMANBURÐUR Á ORKUKOSTNAÐI FRÁ
MISMUNANDI ORKUVALKOSTUM FYRIR
AUSTURLAND
VERÐGRUNÐVÖLLUR: JAN. 1968
JB/SP/sg

16.12.67

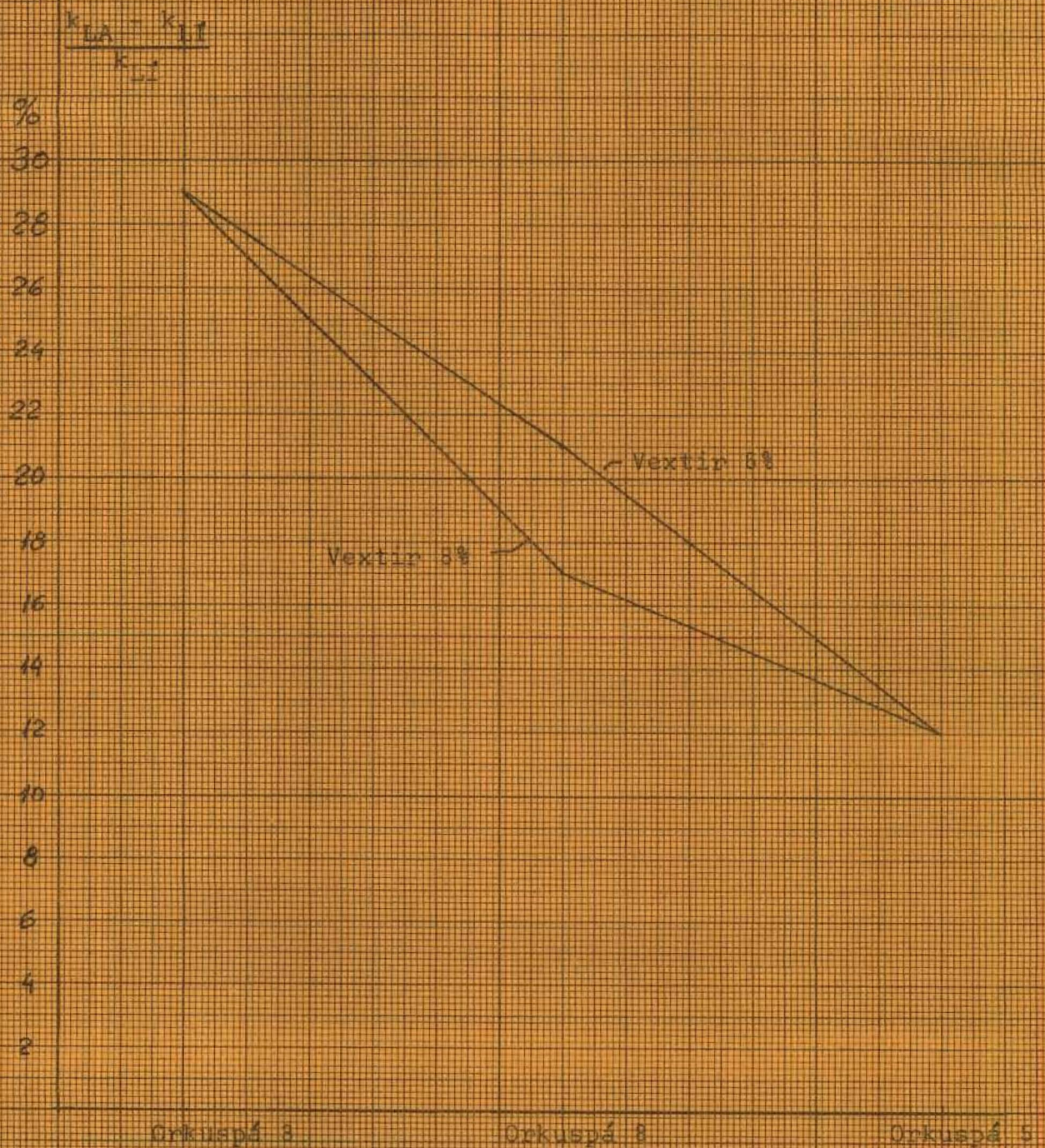
	Orkusþá 5		Orkusþá 8		Orkusþá 3	
	6%	8%	6%	8%	6%	8%
(1) Áætlaður raunverulegur umframkostnaður Laxárvirkjunar vegna sölu austur, au/kWh	10	12	8,5	11	8,5	11
Lagarfossvirkjun 13,2 MW, 2 áf. au/kWh	29,6	38,6	34,4	46,1	79,6	112,6
Lína, 21 MW, við (1)* au/kWh	26,5	34,4	28,5	39,4	61,6	87,4
$\frac{La}{Lí}$ %	112	112	121	117	129	129
Jafngildisorkukostn. frá Laxá au/kWh	13,2	16,5	14,9	18,6	30,6	44,0

* Leiðrétt fyrir 0,92P sem vextir á byggingartíma, í stað 0,494P sem notað var, útreikn; þar sem P er ársvextir í %

Hlutfallslegur umfæmingskostnaður
 orku frá Lagarfossvirkjun umfram
 orku frá línu, %

k_{LA} = orkukostnaður frá Lagarfossi au/kWh

k_{LI} = " " línu



Orkustofnun
Raforkudeild

RAFORKUMÁL NORÐUR- OG AUSTURLANDS
SAMANBURÐUR Á ORKUKOSTNAÐI FRÁ
MISMUNANDI ORKUVALKOSTUM FYRIR
NORÐURLAND VESTRA
VERÐGRUNDVÖLLUR: Jan. 1968
JB/SP/sg

19. des. 1967

	Orkuspá 1		Orkuspá 2	
	6%	8%	6%	8%
(1) Áætlaður raunverulegur umframkostnaður Laxárvirkjunar vegna sölu vestur au/kWh	11	14,5	8,5	12
Svartárvirkjun 3,8 MW, au/kWh	45,7	58,7	40,3	51,6
Lína 7 MW við (1) au/kWh*	37,3	49,9	28,5	38,8
$\frac{\text{Sva}}{\text{LÍ}}, \%$	123	118	141	133
Jafngildisorkukostnaður frá Laxá au/kWh	21,4	25,6	21,7	26,8

* Leiðrétt fyrir 0,92P sem vextir á byggingartíma í stað 0,49P, sem notað var í útreikningum, þar sem P er vextir í %.

Orkustofnun
Raforkudeild

FYLGISKJAL 3

RAFORKUMÁL NORÐUR- OG AUSTURLANDS
SAMANBURÐUR ORKUVALKOSTA
FYRIR SAMTENGT SVÆÐI
VERÐGRUNÐVÖLLUR: JAN. 1968
JB/SP/sg

20.12.1967

	Orkuspa 125		Orkuspa 213	
	6%	8%	6%	8%
Gljúfurver 3ja áfanga au/kWh	20,2	26,5	24,6	32,9
Lagarfoss, 12 MW au/kWh	24,9	31,6	27,5	35,6
$\frac{\text{La}}{\text{Gljú}}$, %	123	119	112	108
Jarðgufustöð, 15 MW au/kWh	14,3	17,5	17,6	21,7
Jarðgufustöð, 5 MW au/kWh	24,1	28,4	24,4	28,7
$\frac{\text{Gljú}}{\text{Ja 15}}$, %	141	151	140	151
$\frac{\text{Gljú}}{\text{Ja 5}}$, %	84	93	99	115
$\frac{\text{La}}{\text{Ja 15}}$, %	174	181	156	164

VIRKJUN LAGARFOSS Í TVEIMUR ÁFÖNGUM
UMREIKNINGUR ÆTLUNAR TIL VERÐLAGS Í ÁRSBYRJUN 1968

7.12.67

	1. Ársbyrjun 1966			2. Ársbyrjun 1968			Ætluð hækkun frá 1. til 2. %
	Fyrri áfangi Mkr.	Seinni áfangi Mkr.	Samtals Mkr.	Fyrri áfangi Mkr.	Seinni áfangi Mkr.	Samt. Mkr.	
<u>Vinnsluvirki:</u>							
1. Stífla á neðra stíflustæði (áætl. S.Th. okt. 67)	21,44	-	21,44	25,08	-	25,08	17
2. Aðrennslisskurður (áætlun S.Th. júlí '67 með breyt. E.S.I. og J.B.)	7,18	-	7,18	8,40	-	8,40	17
3. Inntak og þrýstivatnsstokkar (áætl. S.Th. júlí '67)	6,77	6,97	13,74	7,99	8,22	16,21	18
4. Stöðvarhús og frárennsli (áætl. S.Th. júlí '67)	6,72	6,31	13,02	7,92	7,45	15,37	18
5. Vélar og rafbúnaður (áætl. S.Th. júlí '67) (6,6 MW)	21,00	19,80	40,80	27,30	25,74	53,04	30
6. Íbúðarhús stöðvarvarðar (1 vörður + gístaðstaða) (St. Ól. ág)	1,50	-	1,50	1,80	-	1,80	20
7. Vegagerð (umframkostn v. virkjunar eing.)	1,00	-	1,00	1,20	-	1,20	20
8. Innréttingar á vinnustað (áætl. S.Th. með breyt. E.S.I. og J.B.)	7,30	2,00	9,30	8,77	2,40	11,17	20
	72,90	35,08	107,98	88,46	43,81	132,27	
12% á (1) + (2) + (3) + (4) + (8)	5,93	1,84	7,77	6,98	2,17	9,15	
5% á (5)	1,05	0,99	2,04	1,37	1,29	2,66	
20% á (6) + (7)	0,50	-	0,50	0,60	-	0,60	
	80,38	37,91	118,29	97,41	47,27	144,68	
9% umsjónarkostnaður	7,23	3,41	10,64	8,77	4,25	13,02	
10. Undirbúningskostnaður til biðb.	2,50	-	2,50	2,93	-	2,93	17
11. Land, vatnsréttindi, bótagreiðslur og ýmisl.	4,00	1,00	5,00	4,72	1,18	5,90	18
Vinnsluvirki samtals	94,11	42,32	136,43	113,83	52,70	166,53	
Flutningsvirki	7,38	6,21	13,59	9,37	7,89	17,26	27
ALLS	101,49	48,53	150,02	123,20	60,59	183,79	

1.	2.	s.
21,4	-	24,9
	-	22,5

7.12.67

	<u>1.</u> Ársbyrjun 1966	<u>2</u> Ársbyrjun 1968	Áætluð hækkun frá 1. til 2. %
	Mkr.	Mkr.	
Efni án tolla	24,3	31,3	29
Vinna	15,2	17,2	13
Þóknun verktaka 20%	3,2	3,6	13
Varúðaráglag: 5% af efni	1,8	2,3	29
15% af vinnu	2,4	2,7	13
Hönnun	3,0	3,3	11
Endabúnaður við Laxá	6,8	9,0	32
Endabúnaður við Egilsstaði	7,0	9,2	32
Reactorar	2,5	3,3	32
SAMTALS	<u>66,2</u>	<u>81,9</u>	23,7

STÆKKUN LAXÁRVIRKJUNAR
GLJÓFURVER
UMREIKNINGUR ÁE TLUNAR TIL
VERÐLAGS Í ÁRSBYRJUN 1968

7.12.67

	1. Ársbyrjun 1966 Mkr.	2. Ársbyrjun 1968 Mkr.	Áætluð hækkun 1.-2. %
<u>1. Verkstig:</u>			
Vatnsvegir	53,0	62,0	17
Stöðvarhús	13,5	16,2	20
Innréttingar á vinnustað	8,0	9,6	20
Vegir og brýr	1,5	1,8	20
Vélar og rafbúnaður	45,0	58,5	30
Undirbúningsrannsóknir	4,0	4,7	17
	<u>125,0</u>	<u>152,8</u>	22,2
<u>2. Verkstig:</u>			
Innréttingar	6,5	7,8	20
Bergpétting	5,5	6,6	20
Hleðsla stíflu	27,5	32,2	17
Yfirfall og lokustrokkur	9,0	10,8	20
Jöfnunarþró	2,5	3,0	20
Skaðabætur	7,0	8,3	18
	<u>58,0</u>	<u>68,7</u>	18,4
<u>3. Verkstig:</u>			
Innréttingar	2,0	2,4	20
Bergpétting	1,5	1,8	20
Stífla	33,0	38,6	17
Yfirfall og lokustrokkur	11,0	13,2	20
Jöfnunarþró	3,5	4,2	20
	<u>51,0</u>	<u>60,2</u>	18,0
Samtals 1.-3. verkstig	234,0	281,7	20,4
Ath. 4. stig			

ÆTLUN UM 5 OG 15 MW JARÐGUFUSTÖÐ Á NÁMAFJALLI
UMREIKNINGUR ÆTLUNAR Á VERÐLAG Í ÁRSBYRJUN 1968

7.12.67

	1. Ársbyrjun 1966		2. Ársbyrjun 1968		Ætluð hækkun frá 1. til 2.
	5 MW	15 MW	5 MW	15 MW	
<u>Vinnsluvirki</u>	Mkr.	Mkr.	Mkr.	Mkr.	%
1. Innréttingar á vinnustað	0,60	0,60	0,72	0,72	20
2. Borholur, dýpt 700 m ásamt fóðrun á 2,00 Mkr./holu	8,00	12,00	9,68	14,52	21
3. Borholubúnaður, 0,4 Mkr. á virka borholu	1,20	2,00	1,43	2,38	19
4. Búnaður vegna prófana á borholum	0,20	0,30	0,24	0,36	19
5. Vegagerð og jarðvinna	0,40	0,80	0,48	0,96	20
6. Gufuæðar, uppsettar	2,10	5,50	2,54	6,66	21
7. Stöðvarhús með krana	1,60	1,90	1,95	2,32	22
8. Vélaundirstöður, gufuháfur o.fl.	1,00	1,90	1,29	2,45	29
9. Vélar og rafbúnaður í stöð	8,40	13,60	10,84	17,54	29
10. Uppsetning véla, prófanir þeirra og þjálfun gæzlumanna	0,60	0,70	0,68	0,79	13
Grunnkostnaður	24,10	39,30	29,85	48,70	
11. Ófyrirséð:					
10% af (1), (5), (7), (8), (10)	0,42	0,59	0,51	0,72	
20% af (2)	1,60	2,40	1,94	2,90	
5% af (3), (4), (6), (9)	0,59	1,07	0,75	1,35	
Beinn kostnaður	26,71	43,36	33,05	53,67	
12. Verkfræðipjónusta og eftirlit	2,00	2,65	2,22	2,94	11
13. Undirbúningsrannsóknir	0,40	0,50	0,47	0,59	17
14. Íbúðarhús stöðvarvarðar	1,30	1,30	1,56	1,56	20
Heildarkostnaður vinnsluvirkja	30,41	47,81	37,30	58,76	
<u>Flutningsvirki: (Prósentur innifaldar)</u>					
1. Spennistöð	4,40	5,40	5,59	6,86	27
2. Jarðstrengur frá stöð að spennistöð 1 km	1,00	2,30	1,26	2,90	26
Heildarkostnaður stöðvar	35,81	55,51	44,15	68,52	23,3 og 23,4

SVARTÁRVIRKJUN
ENDURSKOÐUN KOSTNAÐARAÐTLUNAR
TIL VERÐLAGS Í ÁRSBYRJUN 1968

7.12.67

	Ársbyrjun 1966 Mkr.		Ársbyrjun 1968 Mkr.
<u>Byggingarmannvirki</u>			
Jarðstífla	7,00	17%	8,19
Vatnsvegir	6,20	17%	7,25
Stöðvarhús	3,00	20%	3,60
Vegagerð	1,00	20%	1,20
Innréttingar	2,50	20%	3,00
Íbúðarhús	1,00	20%	1,20
	20,70		24,44
15% ófyrirséð	3,10		3,66
Vélar og rafbúnaður	11,50	30%	14,95
5% ófyrirséð	0,60		0,75
	35,90		43,80
Umsjón 9%	3,20		3,94
	39,10		47,74
<u>Flutningsvirki (með prósentum)</u>	6,20	27%	7,87
	45,30	22,8%	55,61

LÍNA AKUREYRI-SAUÐÁRKRÓKUR
UMREIKNINGUR KOSTNAÐARÁÆTLUNAR
Á VERÐLAG Í ÁRSBYRJUN 1968

12.12.67

	<u>1</u> Ársbyrjun 1966 Mkr.	<u>2</u> Ársbyrjun 1968 Mkr.	Áætluð hækkun 1.-2. %
Línan sjálf	27,84	33,69	21
Endabúnaður	6,52	8,61	32
	<u>34,36</u>	<u>42,30</u>	23,1

Orkustofnun

FYLGISKJAL 10

12.12.67

ENDURSKOÐUÐ ÁÆTLUN UM STOFN-
KOSTNAÐ 500 kW DÍSILSTÖÐVA
AS/ESI/JB/SP/sg

	Verðl. í ársb. 1966 Mkr.	Hækkun %	Verðl. í ársb. 1968 Mkr.
Vélasamstæða, 1000 sn. (CIF)	1,45	34	1,94
Rafbúnaður (CIF)	0,45	34	0,60
Kælikerfi f. loftkælingu	0,30	34	0,40
Hús (ca. 100 m ³) og vélaundirstöður	0,21 [*]	20	0,25
Lóð; girðing etc.	0,08 [*]	13	0,10
Uppsetning (hagn. innifalinn)	0,22 [*]	13	0,25
	<u>2,71[*]</u>		<u>3,54</u>
+ 5% á vélasamstæðu, rafbúnað, og kælib. (2,94)	0,11 [*]		0,15
+ 15% á annað (0,60)	0,08 [*]		0,09
	<u>2,90[*]</u>		<u>3,78</u>
+ 9% umsjónar- og hönnunarkostn.	0,26 [*]		0,34
	<u>3,16[*]</u>	30,3	<u>4,12</u>
HEILDARKOSTN.	3,16 [*]		4,12
Pr. MW (Mkr.)	6,32 [*]		8,24

* Endurskoðað frá upprunalegri áætlun
sem var 5,62 Mkr/MW

7.12.66

	1 <u>Ársbyrjun 1966</u> kkr.	2 <u>Ársbyrjun 1968</u> kkr.	Áæt1. hækkun 1. 2. %
1. Vélasamstæða	1.450	1.943	34
2. Rafbúnaður	450	603	34
3. Kælikerfi fyrir loftkælingu	300	402	34
4. Hús	110	132	20
5. Girðingar, lagfæring á lóð o.p.h.	50	60	20
6. Uppsetning	<u>200</u>	<u>226</u>	13
	2.560	3.366	
Ófyrirséð 15% á (3), (4), (5) og (6)	<u>100</u>	<u>123</u>	
	2.660	3.489	
Hönnun og umsjón	<u>150</u>	<u>167</u>	11
	<u><u>2.810</u></u>	<u><u>3.656</u></u>	30.1

Olfukostnaður var áætlaður 52 aur.
á kW-stund í ársbyrjun 1966.

Hækkun á olfuverði frá jan. '66 til byrjunar '67 nam 38%.
Verð það er nú gildir er bráðabirgða og hækkar væntanlega
bráðlega, þannig að hækkunin verði a.m.k. 48% í ársbyrjun
1968 frá jan. 1966.

Orkustofnun
Raforkudeild

7.12.66

RAFORKUMÁL NORÐUR- OG AUSTURLANDS
REKSTRARKOSTNAÐUR ORKUMANNVIRKJA
JB/sg

	Ársbyrjun 1966 Mkr.	Hækkun %	Ársbyrjun 1968 Mkr.
1. <u>Lagarfossvirkjun 13,2 MW, 2. áfangar</u>			
Viðhald 1. áfanga	1,30	22,5	1,59
Mannahald (1 maður m aðstoð við og við)	0,35	13	0,39
Samtals 1. áfangi	1,65		1,98
Viðhald 2. áfangi	0,20	22,5	0,24
2. <u>Lína Laxá-Egilsstaðir, 132 kV, 21 MW flutningsgeta við 5% afltöp</u>			
Viðhald og eftirlit	0,50	23,7	0,62
Tómgangsorkutöp	0,12	20,4	0,14
Samtals	0,62		0,76
3. <u>Lína Akureyri-Sauðárkrókur, 66 kV; 7 MW flutningsgeta við 5% afltöp</u>			
Viðhald og eftirlit	0,30	23,1	0,37
4. <u>Svartárvirkjun, 3,8 MW (Blað frá 28.11.'66)</u>			
Viðhald	0,60	22,5	0,74
Mannahald (svarandi til 1 manns)	0,35	13	0,41
Samtals	0,95		1,15
5. <u>Laxárvirkjun; Gljúfurver.</u>			
Viðhald 1. áfangi	1,60	22,2	1,95
" 2. "	0,75	18,4	0,89
" 3. "	0,65	18,0	0,77
Mannahald: Engin viðbót frá núv. virkjun	0	.	0
6. <u>Jarðgufuorkuver, 5 MW</u>			
Viðhald borhola (3 virkar borholur)	0,30	20	0,36
" annara mannvirkja gufuveitu	0,14	29	0,18
" aflsstöðvar	0,42	20	0,50
Gæzla gufuveitu og aflsstöðvar	0,30	13	0,34
Stjórn og alm. kostn. gufuveitu og aflsstöðvar	0,20	13	0,23
Samtals	1,36	.	1,61
7. <u>Jarðgufustöð 15 MW</u>			
Viðhald borhola (5 virkar borholur)	0,50	20	0,60
" annarra mannvirkja gufuveitu	0,31	29	0,40
" aflsstöðvar	0,64	20	0,77
Gæzla gufuveitu og aflsstöðvar	0,30	13	0,34
Stjórn og alm.kostn. gufuveitu og aflsst.	0,20	13	0,23
Samtals	1,95	.	2,34
8. <u>Breytilegur kostnaður dísilstöðva</u>			
Viðhaldskostnaður á kW í ástimpluðu afli			100 kr/ári
Ólíukostnaður			80 au/kWh
9. <u>Rekstrarkostnaður álagsstjórnar á Austurlandi</u>			
Ef Lagarfoss er virkjaður (frá og með 6. ári eftir virkjun)			0,50 Mkr./ári
Ef lögb er lína frá Laxá (frá og með 1. ári eftir línulögn)			0,80 "

Orkustofnun
RaforkudeildVIRKJUN LAGARFOSS, TVEIMUR ÁFÖNGUM
ÁKVÖRÐUN Á STOFNKOSTNAÐI TLL
NOTKUNAR VIÐ KOSTNAÐARÚTREIKNING
ORKU
ESI/JB/sg

7.11.67

<u>Verðgrundvöllur: Jan 1966</u>	Fyrri áfangi Mkr.	Síðari áfangi Mkr.	Sam- tals Mkr.
<u>Vinnsluvirki</u>			
(1) Stífla á neðra stíflustæði (áætlun STh. okt. 1967)	21,44	-	21,44
(2) Aðrennslisskurður (Áætlun STh. júlí '67 m. br. ESI & JB)	7,18	-	7,18
(3) Inntak og þrýstivatnsstokkar (áætlun STh. júlí '67)	6,77	6,97	13,74
(4) Stöðvarhús og frárennsli (áætlun STh. júlí '67)	6,71	6,31	13,02
(5) Vélar og rafbúnaður (áætlun STh. júlí 1967) (6,6 MW)	21,00	19,80	40,80
(6) Íbúðarhús stöðvarvarðar (1 vörður + gistiaðstaða) (St.Ól. ág.)	1,50	-	1,50
(7) Vegagerð (umframkostn. v. virkjunar eing.)	1,00	-	1,00
(8) Innréttingar á vinnustað (áætl. STh. m. breyt. ESI & JB)	7,30	2,00	9,30
	72,90	35,08	107,98
12% á (1) + (2) + (3) + (4) + (8)	5,93	1,84	7,77
5% á (5)	1,05	0,99	2,04
20% á (6) + (7)	0,50	-	0,50
	80,38	37,91	118,29
9% umsjónarkostnaður	7,23	3,41	10,64
Undirbúningsranns. til viðb. því sem þegar er gert	2,50	-	2,50
Land, vatnsrétt., bótagreiðslur og ýmisl.	4,00	1,00	5,00
Vinnsluvirki samtals	94,11	42,32	136,43

2.

	Fyrri áfangi Mkr.	Síðari áfangi Mkr.	Sam- tals Mkr.
<u>Flutningsvirki (Prósentur innifaldar)</u>			
Tengivirki við Lagarfoss, án spennis (66 kV háspennumegin)	1,91	-	1,91
Spennir 7,5 MVA 6,3/33 kV	1,12	-	1,12
Lína Lagarfoss-Eiðar, byggð fyrir 66 kV einangruð í byrjun fyrir 33 kV, 85 mm ² Cu 16 km á 234 kkr	3,75	-	3,75
Spennir á Eiðum, 300 kVA, 33/11 kV	0,50	-	0,50
Viðbót við 33 kV tengivirki á Egilsstöðum	0,10 ¹⁾	-	0,10
Spennir við Lagarfoss, 15 MVA, 6,3/66 kV	-	2,00	2,00
Hækkun einangrunar á línu Lagarf.-Eiðar úr 33 í 66 kV, 16 km á 6 kkr.	-	0,10	0,10
Lína Eiðar-Egilsstaðir, 66 kV, 13 km á 238 kkr.	-	3,11	3,11
66 kV tengivirki á Egilsstöðum; viðbót v. línu	-	1,75 ²⁾	1,75
+ Seldur 7,5 MVA Lagarfosspennir 1. áfanga	-	+ 0,75	+ 0,75
Flutningsvirki alls	7,38	6,21	13,59
Vinnslu- og flutningsvirki	101,49	48,53	150,02

1) Þessi virki eru að nokkru fyrir hendi

2) Plagg frá 23.5.67, að frátöldum 33 kV búnaði þar.

Athugasemd: Yfirlit þetta er í meginatriðum byggt á áætlun Verkfræðistofu Sigurðar Thoroddsen um tveggja áfanga Lagarfossvirkjun frá júlí 1967, en stuðst var jafnframt við áætlun Verkfræðistofu Stefáns Ólafssonar frá ágúst '67. Áætlun Verkfræðistofu Sigurðar Thoroddsen var mun meira sundurliðuð og ítarlegri en hin og augljóslega meira unnin.

Orkustofnun hefur gert ítarlegan samanburð á þessum tveimur áætlunum, og m.a. rætt við báða aðila um einstaka liði, og kallað til ráðuneytis sérfræðinga frá öðrum verkfræðistofum. Að vandlega athuguðu máli telur Orkustofnun áætlun Sigurðar Thoroddsen betri að gæðum en áætlun Stefáns Ólafssonar, og hefur því byggt á áætlun Sigurðar í meginatriðum.

HÁSPENNULÍNA LAXÁ EGILSSTAÐIR 163 KM

75% byggt skv. sanskum normum

25% - - Sogslínu -

132 kV 3 vírar á tvöföldum staurVerðlag Jan. 1966

22.1.66		JB/ESI/sg						
Atriði	Vírtegund og koparigildi	Pernice 70 mm ²	Coyote 80 mm ²	Alloy 19 85	Partr. 85	Ostrich 95	Linnet 107	Zigolo 120
<u>1. Efni</u>								
1.1	(0.75 SVN+0,25·SOG) $\frac{1,04}{1,12}$, kkr/km	132	140	140	143	147	152	161
1.2	Tollar	48,5	53,4	53,4	53,4	55,2	58,9	65,5
1.3	Söluskattur	13,5	14,5	14,5	14,7	15,2	15,8	17,0
1.4	SAMTALS, kkr/km	194,0	207,9	207,9	211,1	217,4	226,7	243,5
<u>2. Vinna</u>								
2.1	(0,75 SVN+0,25·SOG) $\frac{1,04}{1,12}$, kkr/km	86,5	89,0	87,0	89,7	90,3	94,3	94,5
2.2	Launaskattur	1,7	1,8	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9
2.3	Söluskattur	6,6	6,8	6,7	6,9	6,9	7,3	7,3
2.4	SAMTALS	94,8	97,6	95,4	98,4	99,0	103,5	103,7
2.5	Hagnaður (verktaka, ef útboð) 20%	19,0	19,6	19,1	19,7	19,8	20,7	20,7
	SAMTALS, 1 og 2, kkr/km	307,8	325,1	322,4	329,2	336,2	350,9	367,9
3.1	Varaefni, 5% af 1.4	9,7	10,4	10,4	10,5	10,8	11,3	12,1
3.2	Vinnutafir 15% af 2.4	14,2	14,7	14,3	14,8	14,8	15,5	15,5
4.0	Kostnaður alls, kkr/km	331,7	350,2	347,1	354,5	361,8	377,7	395,5
4.1	4.0+1.2+1.3+2.3, kkr/km	263,1	275,5	272,5	279,5	284,5	295,7	305,7
5.1	Heildarkostnaður m. tollum, Mkr.	54,0	57,1	56,6	57,8	59,0	61,5	64,4
5.2	" " án tolla, Mkr.	42,9	44,9	44,4	45,6	46,4	48,2	49,8
6.0	Hönnun Mkr.	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
7.0	SAMTALS LÍNA, m. toll. Mkr.	57,0	60,1	59,6	60,8	62,0	64,5	67,4
7.1	" " , án tolla "	45,9	47,9	47,4	48,6	49,4	51,2	52,8
	Endabúnaður Laxá, m. toll. Mkr.	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
	" " án " "	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
	Endabún. Egilsstöðum m.t. Mkr.	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
	" " án t. Mkr.	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
	ALLS MED TOLLUM, Mkr.	76,1	79,2	78,7	79,9	81,1	83,6	86,5
	" AN TOLLA, Mkr.	59,7	61,7	61,2	62,4	63,2	65,0	66,6
	Viðbót v. lengingar úr 163 í 164,5 km (án tolla) Mkr.					0,5		
	Reaktorar við Laxá og Egilsstaði (án tolla) Mkr.					2,5		
	Heildarkostnaður Mkr.					66,2		

ÆTLUN UM 5 OG 15 MW JARÐGUFUSTÖÐ
Á NÁMAFJALLI, ENDURSKOÐUÐ EFTIR
ÁBENDINGUM ORKUSTOFNUNAR
JB/sg

Verðlagsgrundvöllur: Apríl 1967

5
MW15
MWVINNSLUVIRKI

1. Innréttingar á vinnustað	Mkr.	0,60	0,60
2. Borholur, dýpt 700 m ásamt fóðrun á 2,00 Mkr./holu	"	8,00	12,00
3. Borholubúnaður, 0,4 Mkr. á virka borholu	"	1,20	2,00
4. Búnaður vegna prófana á borholum	"	0,20	0,30
5. Vegagerð og jarðvinna	"	0,40	0,80
6. Gufuæðar, uppsettar	"	2,10	5,50
7. Stöðvarhús með krana	"	1,60	1,90
8. Vélaundirstöður, gufuháfur o.fl.	"	1,00	1,90
9. Vélar og rafbúnaður í stöð	"	8,40	13,60
10. Uppsetning véla; prófanir þeirra og þjálfun gæzlum.	"	0,60	0,70

GRUNNKOSTNAÐUR

Mkr. 24,10 39,30

11. Ófyrirséð:

10% af (1), (5), (7), (8), (10)	"	0,42	0,59
20% af (2)	"	1,60	2,40
5% af (3), (4), (6), (9)	"	0,59	1,07

BEINN KOSTNAÐUR,

Mkr. 26,71 43,36

12. Verkfræðipjónusta og eftirlit	"	2,00	2,65
13. Undirbúningsrannsóknir	"	0,40	0,50
14. Íbúðarhús stöðvarvarðar	"	1,30	1,30

HEILDARKOSTNAÐUR VINNSLUVIRKJA

Mkr. 30,41 47,81

FLUTNINGSVIRKI (Prosentur innifaldar)

1. Spennistöð, 10,5/132 kV	Mkr.	4,40	5,40
2. Jarðstrengur frá stöð að spennist. 1 km	"	1,00	2,30

HEILDARKOSTN. STÖÐVAR

Mkr. 35,81 55,51

KOSTNAÐARÉATLUN UM HÁSPENNULÍNU AKUREYRI-
SAUÐÁRKRÓKUR (112 KM LÍNA)
66 KV LÍNA, 3 VÍRAR, Á TVÖFÜLDUM STAURUM.
ÖLL REIKNUÐ EFTIR SÆNSKUM NORMUM
LÍNULEIÐ: ÖXNADALSHEIDI
VERDLAGSGRUNÐVÖLLUR: JAN. 1966
JB/ESI/sg

27.1.1966

Atriði	Vír og koparígildi, mm ²	Pernice	Leopard	Part- ridge	Alloy 19	Ostrich
		70	80	85	85	95
1. Efni						
1.1 1·SVN · $\frac{1,04}{1,12}$	kkkr/km	107,0	115,0	115,0	111,6	118,2
1.2 Tollar	kkkr/km	} 37,0	44,0	43,0	41,0	45,0
1.3 Söluskattur	kkkr/km					
1.4 Samtals, efni	"	144,0	159,0	158,0	152,6	163,2
2. Vinna						
2.1 1·SVN · $\frac{1,00}{1,10}$	kkkr/km	68,2	67,0	67,2	65,5	68,2
2.2 Launaskattur	"	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
2.3 Söluskattur	"	5,2	5,1	5,1	5,0	5,2
2.4 Samtals, vinna	"	73,9	72,6	72,8	71,0	73,7
2.5 Hagnaður (verktaka, ef útboð)	"	14,8	14,5	14,6	14,2	14,7
Samtals 1 og 2	kkkr/km	232,7	246,1	245,4	237,8	251,6
3.1 Varaefni 5% af 1.4	"	7,2	7,9	7,9	7,6	8,1
3.2 Vinnutafir, 15% af 2.4	"	11,1	10,9	10,9	10,6	11,1
4.0 Samtals 1, 2 og 3	kkkr/km	251,0	264,9	264,2	256,0	270,8
4.1 Án tolla, þ.e. (4.0+1.2+1.3+2.3)	"	208,8	215,8	216,1	210,0	220,6
5.1 Efnis- og vinnukostnaður línunnar, m. toll. Mkr.		28,20	29,60	29,50	28,75	30,35
5.2 Sama, án tolla, Mkr.		23,25	24,20	24,30	23,50	24,70
6.0 Hönnun Mkr.		3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
7.0 Línukostnaður alls, án endabún. m. toll. Mkr.		31,20	32,60	32,50	31,75	33,35
7.1 " " " " , án tolla Mkr.		26,25	27,20	27,30	26,50	27,70
8.0 Endabúnaður Akureyri, m. tollum Mkr.		1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
8.1 Endabúnaður " án tolla Mkr.		1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
9.0 Endabúnaður Sauðárkróki, m. tollum Mkr.		7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
9.1 Endabúnaður " , án tolla Mkr.		5,29	5,29	5,29	5,29	5,29
10.0 Línukostnaður með endabúnaði, m. toll. Mkr.		40,02	41,42	41,32	40,57	42,17
10.1 Línukostnaður með endabúnaði, án tolla Mkr.		32,78	33,73	33,83	33,03	34,23

Línukostnaður með endabúnaði,
án tolla, við 7,0 MW flutningsgetu
við 5% afltöpp, Mkr.

34,36

STOFNKOSTNAÐUR 3,8 MW
SVARTÁRVIRKJUNAR SKV. ÁÆTLUN
THEÓRDÓRS ÁRNASONAR OG
ÁSGEIRS SÆMUNDSSONAR
FRÁ ÁGÚST 1967
VERÐLAGSGRUNÐVÖLLUR: JAN. 1966
JB/sg

Des. 1967

Vinnsluvirki:

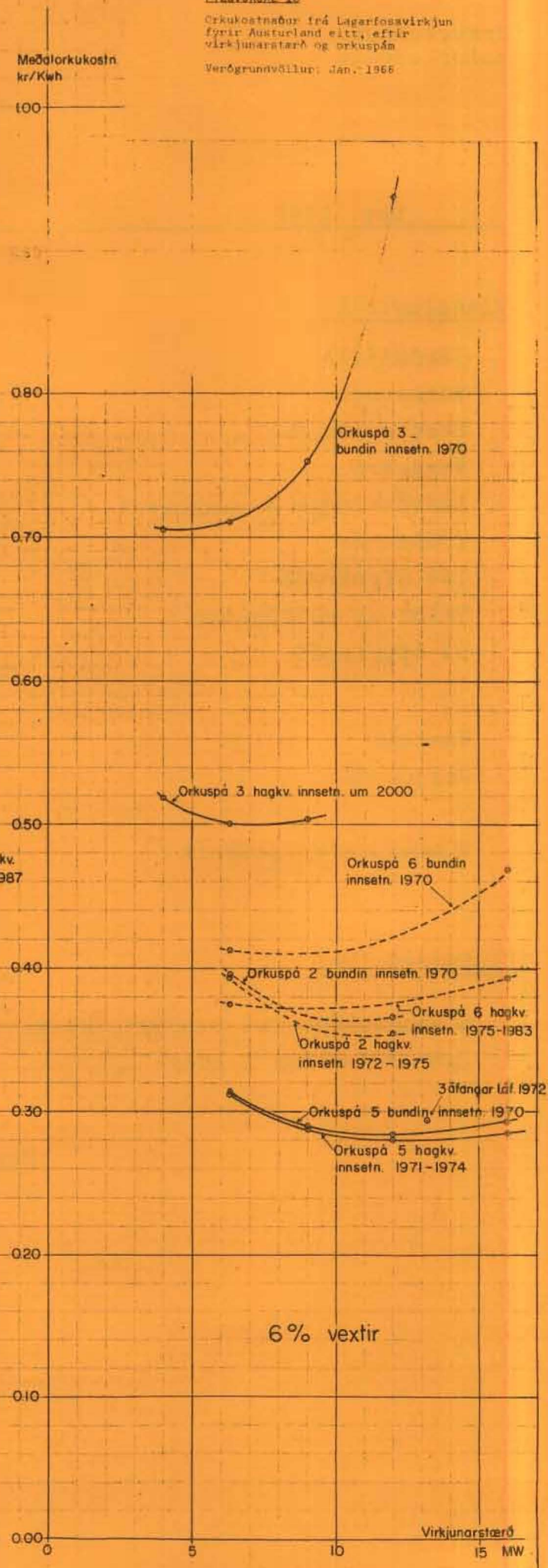
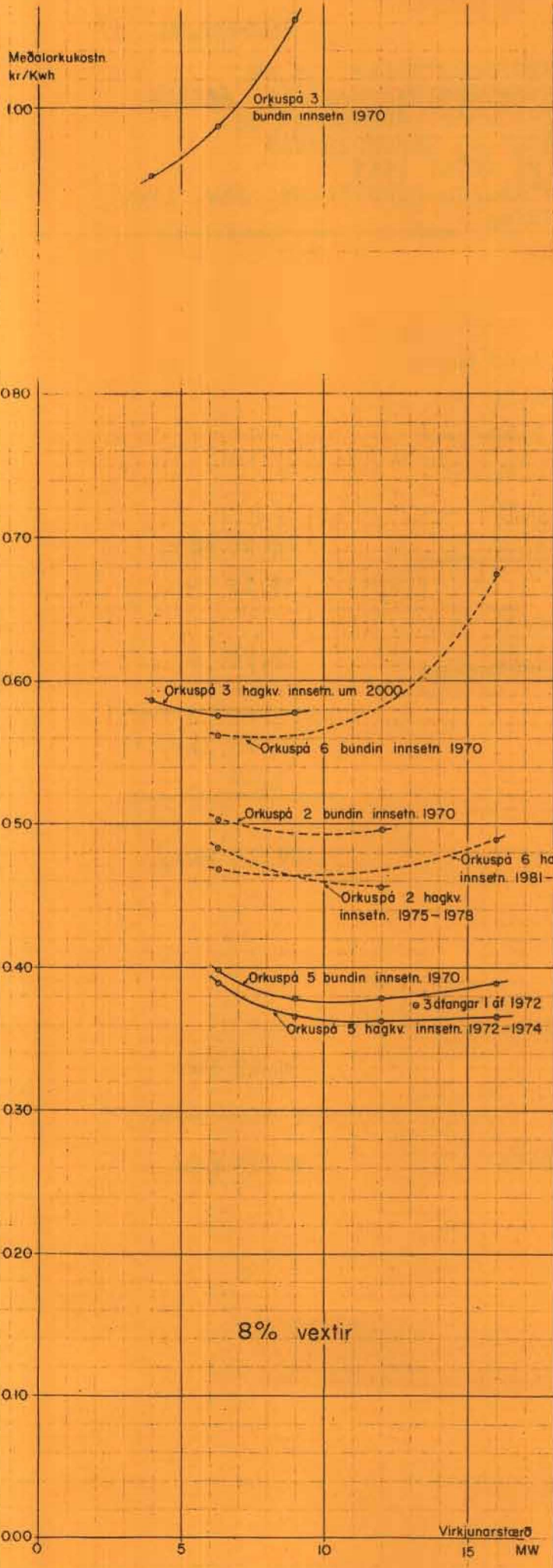
Jarðstífla	7,00 Mkr.	
Vatnsvegir	6,20 -	
Stöðvarhús	3,00 -	
Vegagerð	1,00 -	
Innréttingar á vinnustað	2,50 -	
Íbúðarhús	<u>1,00 -</u>	20,70 Mkr.
15% ófyrirséð		3,10 -
Vélar og rafbúnaður	11,50 -	
5% ófyrirséð	<u>0,60 -</u>	12,10 -
		<hr/>
Samtals		35,90 Mkr.
Umsjón 9%		<u>3,20 -</u>
		<hr/>
Vinnsluvirki samtals		39,10 Mkr.

Flutningsvirki

Háspennulína til Sauðárkróks m. tilh. (prosentur innifaldar)		6,20 Mkr.
		<hr/>
SAMTALS		45,30 Mkr.

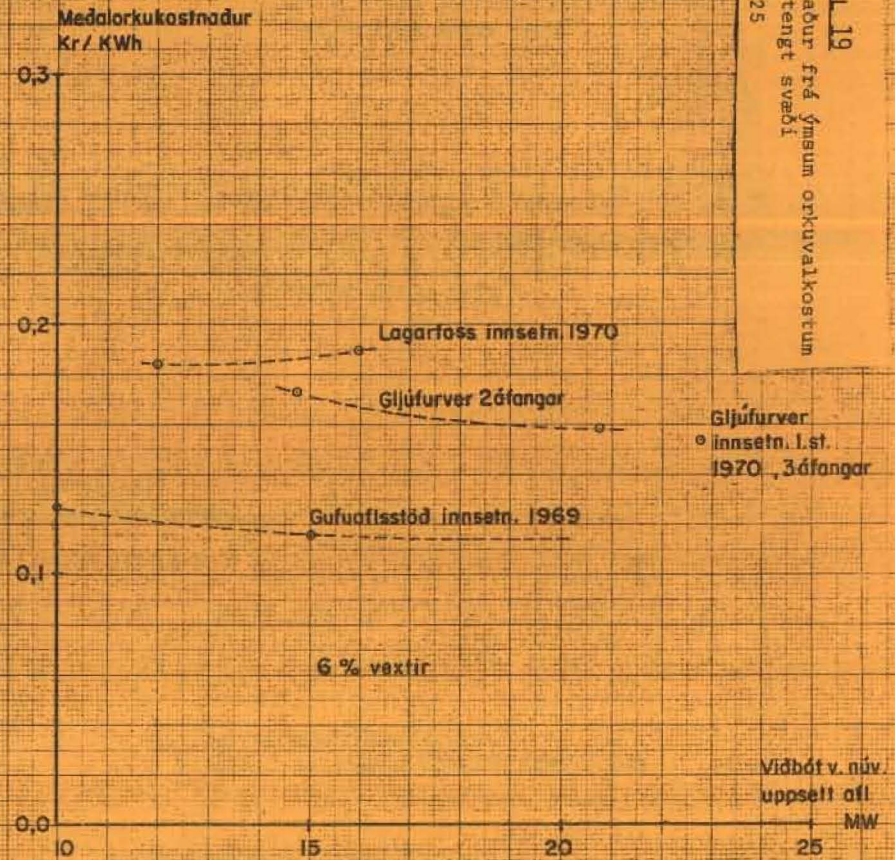
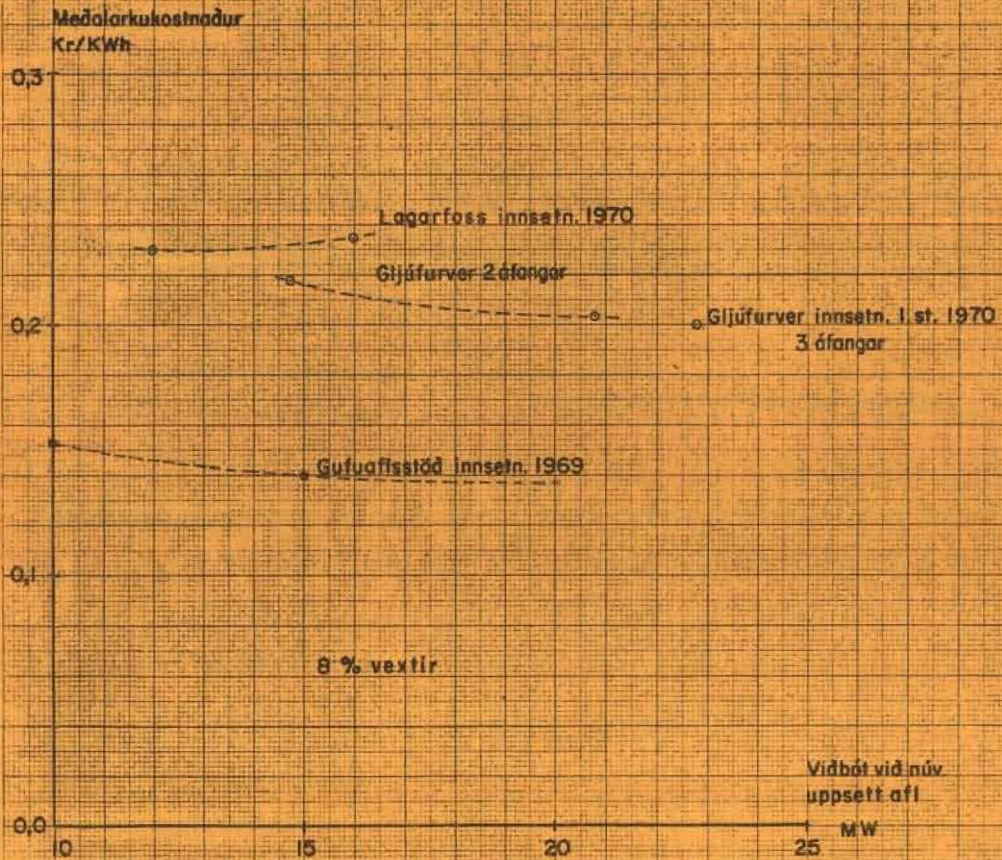
FYLGISKJAL 18

Orkukostnaðar frá Lagerfossvirkjun fyrir Austurland eitt, eftir virkjunarstærð og orkuspám
Verógrunvöllur: Jan. 1966

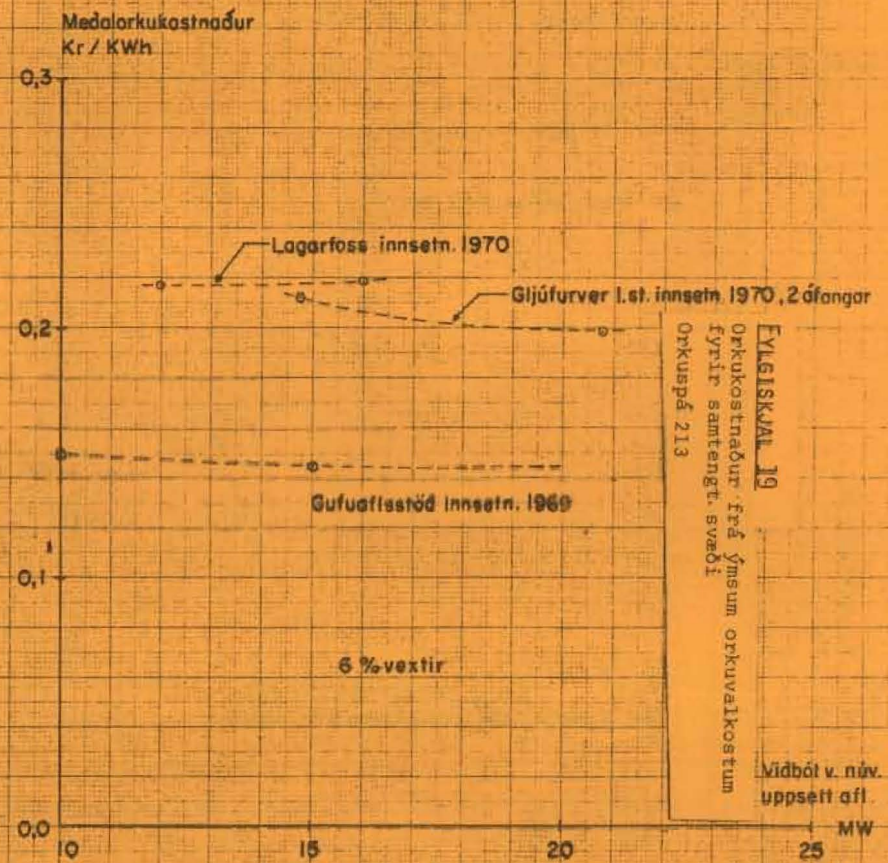
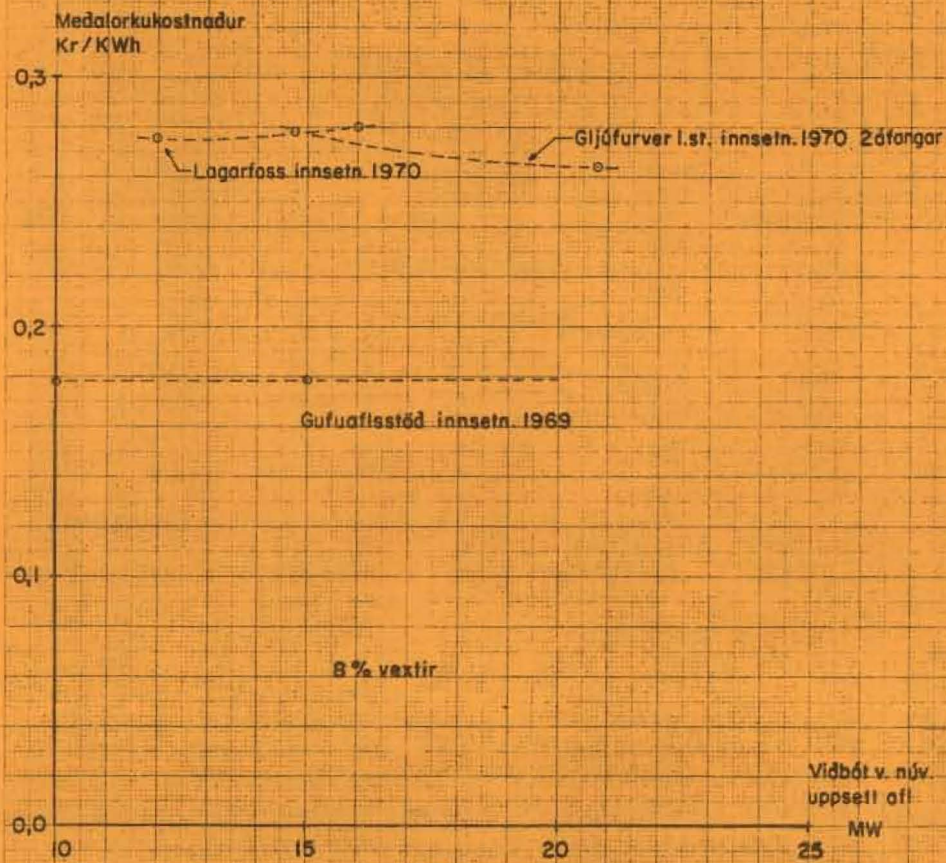


BREYTING MEDALORKUKOSTNAÐAR VIÐ
 MISMUNANDI UPPSETT AFL

FLGÍSKJAL 19
 Orkukostnaður frá ýmsum orkuvalkostnum
 fyrir samtengt svæði
 Orkusþá 125



BREYTING MEDALORKUKOSTNAÐAR VIÐ
MISMUNANDI UPPSETT AFL



FYLGISKJAL 20

ORKUSPÁR

1. LAXÁRSVÆÐIÐ

Orkuspá 1					Orkuspá 2			
Ár	Almenn notkun GWh	Kísilgúr- vinnsla GWh	Hitun GWh	Samtals GWh	Almenn notkun GWh	Kísilgúr- vinnsla GWh	Hitun GWh	Samtals GWh
1965	34,91	0,00	34,76	69,67	34,91	0,00	33,70	68,61
1966	36,94	0,00	36,49	73,43	36,94	0,00	34,30	71,24
1967	40,00	0,00	38,32	78,32	40,00	0,00	34,92	74,92
1968	43,33	0,95	40,23	84,51	43,33	0,95	35,55	79,83
1969	46,92	1,26	42,24	90,42	46,92	1,26	36,19	84,37
1970	48,94	1,58	44,36	94,88	48,94	1,58	36,84	87,36
1971	51,04	1,72	46,57	99,33	51,04	1,72	37,50	90,26
1972	53,24	2,19	48,90	104,33	53,24	2,19	38,18	93,61
1973	55,53	2,43	51,35	109,31	55,53	2,43	38,86	96,82
1974	57,91	2,94	53,92	114,77	57,91	2,94	39,56	100,41
1975	61,27	3,48	56,61	121,36	61,27	3,48	40,28	105,03
1976	64,83	3,83	59,44	128,10	64,83	3,83	41,00	109,66
1977	68,59	3,83	62,41	134,83	68,59	3,83	41,74	114,16
1978	72,57	3,83	65,53	141,93	72,57	3,83	42,49	118,89
1979	76,77	3,83	68,81	149,41	76,77	3,83	43,26	123,86
1980	81,23	3,83	72,25	157,31	81,23	3,83	44,03	129,09
1981	85,94	3,83	75,86	165,63	85,94	3,83	44,83	134,60
1982	90,92	3,83	79,66	174,41	90,92	3,83	45,63	140,38
1983	96,20	3,83	83,64	183,67	96,20	3,83	46,45	146,48
1984	101,78	3,83	87,82	193,43	101,78	3,83	47,29	152,90
1985	107,68	3,83	92,21	203,72	107,68	3,83	48,14	159,65
1986	113,92	3,83	96,82	214,57	113,92	3,83	49,01	166,76
1987	120,53	3,83	101,67	226,03	120,53	3,83	49,89	174,25
1988	127,52	3,83	106,75	238,10	127,52	3,83	50,79	182,14
1989	134,92	3,83	112,09	250,84	134,92	3,83	51,70	190,45
1990	142,74	3,83	117,69	264,26	142,74	3,83	52,63	199,20
1991	151,02	3,83	123,58	278,43	151,02	3,83	53,58	208,43
1992	159,78	3,83	129,75	293,36	159,78	3,83	54,54	218,15
1993	169,05	3,83	136,24	309,12	169,05	3,83	55,53	228,41
1994	178,85	3,83	143,05	325,73	178,85	3,83	56,53	239,21
1995	189,22	3,83	150,21	343,26	189,22	3,83	57,54	250,59
1996	200,20	3,83	157,72	361,75	200,20	3,83	58,57	262,60
1997	211,81	3,83	165,60	381,24	211,81	3,83	59,63	275,27
1998	224,10	3,83	173,88	401,81	224,10	3,83	60,71	288,64
1999	237,10	3,83	182,58	423,51	237,10	3,83	61,80	302,73
2000	250,85	3,83	185,86	440,54	250,85	3,83	62,91	317,59

Orkusþá 2					Orkusþá 3				Orkusþá 5					Orkusþá 6					
Alm. notk. GWh	Fisk- iðn. GWh	Síðar- iðn. GWh	Sam- tals GWh		Alm. notk. GWh	Fisk- iðn. GWh	Síðar- iðn. GWh	Sam- tals GWh		Alm. notk. GWh	Fisk- iðn. GWh	Síðar- iðn. GWh	Hús- hitun GWh	Sam- tals GWh	Alm. notk. GWh	Fisk- iðn. GWh	Síðar- iðn. GWh	Hús- hitun GWh	Sam- tals GWh
1965	6,80	3,00	8,30	18,10	6,80	3,00	8,30	18,10		6,80	3,00	8,30	-	18,10	6,80	3,00	8,30	-	18,10
1966	7,28	3,06	10,46	20,80	7,07	3,00	8,30	18,37		7,28	3,06	10,46	-	20,80	7,07	3,00	8,30	-	18,37
1967	7,79	3,12	12,55	23,46	7,35	3,00	8,30	18,65		7,79	3,12	12,55	-	23,46	7,35	3,00	8,30	-	18,65
1968	8,33	3,18	14,31	25,82	7,64	3,00	8,30	18,94		8,33	3,19	14,31	-	25,83	7,64	3,00	8,30	-	18,94
1969	8,91	3,24	15,45	27,60	7,95	3,00	8,30	19,25		8,91	3,24	15,45	-	27,60	7,95	3,00	8,30	-	19,25
1970	9,53	3,30	15,76	28,59	8,27	3,00	8,30	19,57		9,53	3,30	15,76	0,19	28,78	8,27	3,00	8,30	0,16	19,73
1971	10,20	3,37	16,08	29,65	8,60	3,00	8,30	19,90		10,20	3,37	16,08	0,41	30,06	8,60	3,00	8,30	0,34	20,24
1972	10,91	3,44	16,40	30,75	8,94	3,00	8,30	20,24		10,91	3,44	16,40	1,09	31,84	8,94	3,00	8,30	0,89	21,13
1973	11,67	3,51	16,73	31,91	9,30	3,00	8,30	20,60		11,67	3,51	16,73	2,33	34,24	9,30	3,00	8,30	1,86	22,46
1974	12,49	3,58	17,06	33,13	9,67	3,00	8,30	20,97		12,49	3,58	17,06	4,11	37,24	9,67	3,00	8,30	3,19	24,16
1975	13,36	3,65	17,40	34,41	10,06	3,00	8,30	21,36		13,36	3,65	17,40	6,68	41,09	10,06	3,00	8,30	5,03	26,39
1976	14,30	3,72	17,75	35,77	10,46	3,00	8,30	21,76		14,30	3,72	17,75	10,73	46,50	10,46	3,00	8,30	7,85	29,61
1977	15,30	3,79	18,10	37,19	10,88	3,00	8,30	22,18		15,30	3,79	18,10	13,77	50,96	10,88	3,00	8,30	9,79	31,97
1978	16,37	3,87	18,46	38,70	11,32	3,00	8,30	22,62		16,37	3,87	18,46	15,88	54,58	11,32	3,00	8,30	10,98	33,60
1979	17,52	3,95	18,83	40,30	11,77	3,00	8,30	23,07		17,52	3,95	18,83	17,52	57,82	11,77	3,00	8,30	11,77	34,84
1980	18,74	4,03	19,21	41,98	12,24	3,00	8,30	23,54		18,74	4,03	19,21	18,74	60,72	12,24	3,00	8,30	12,24	35,78
1981	20,05	4,11	19,59	43,75	12,73	3,00	8,30	24,03		20,05	4,11	19,53	20,05	63,74	12,73	3,00	8,30	12,73	36,76
1982	21,45	4,19	19,98	45,62	13,24	3,00	8,30	24,54		21,45	4,19	19,98	21,45	67,07	13,34	3,00	8,30	13,34	37,98
1983	22,95	4,27	20,38	47,60	13,77	3,00	8,30	25,07		22,95	4,27	20,38	22,95	70,55	13,77	3,00	8,30	13,77	38,84
1984	24,56	4,36	20,70	49,62	14,32	3,00	8,30	25,62		24,56	4,36	20,79	24,56	74,27	14,32	3,00	8,30	14,32	39,94
1985	26,28	4,45	21,21	51,94	14,89	3,00	8,30	26,19		26,28	4,45	21,21	26,28	78,22	14,89	3,00	8,30	14,89	41,08
1986	28,12	4,54	21,63	54,29	15,49	3,00	8,30	26,79		28,12	4,54	21,63	28,12	82,41	15,49	3,00	8,30	15,49	42,28
1987	30,09	4,63	22,06	56,78	16,11	3,00	8,30	27,41		30,09	4,63	22,06	30,09	86,87	16,11	3,00	8,30	16,11	43,52
1988	32,20	4,72	22,50	59,42	16,75	3,00	8,30	28,05		32,20	4,72	22,50	32,20	91,62	16,75	3,00	8,30	16,75	44,80
1989	34,45	4,81	22,95	62,21	17,42	3,00	8,30	28,72		34,45	4,81	22,95	34,45	96,66	17,42	3,00	8,30	17,42	46,14
1990	36,86	4,91	23,41	65,18	18,12	3,00	8,30	29,42		36,86	4,91	23,41	36,86	101,68	18,12	3,00	8,30	18,12	47,54
1991	39,44	5,01	23,88	68,33	18,84	3,00	8,30	30,14		39,44	5,01	23,88	39,44	107,77	18,84	3,00	8,30	18,84	48,98
1992	42,20	5,11	24,36	71,67	19,59	3,00	8,30	30,89		42,20	5,11	24,36	42,20	113,87	19,59	3,00	8,30	19,59	50,48
1993	45,15	5,21	24,85	75,21	20,37	3,00	8,30	31,67		45,15	5,21	24,85	45,15	120,36	20,37	3,00	8,30	20,37	52,04
1994	48,31	5,31	25,35	78,97	21,18	3,00	8,30	32,48		48,31	5,31	25,35	48,31	127,28	21,18	3,00	8,30	21,18	53,66
1995	51,69	5,42	25,86	82,97	22,03	3,00	8,30	33,33		51,69	5,42	25,86	51,69	134,66	22,03	3,00	8,30	22,03	55,36
1996	55,31	5,53	26,38	87,22	22,91	3,00	8,30	34,21		55,31	5,53	26,38	55,31	142,53	22,91	3,00	8,30	22,91	57,12
1997	59,18	5,64	26,90	91,72	23,83	3,00	8,30	35,13		59,18	5,64	26,90	59,18	150,90	23,83	3,00	8,30	23,83	58,96
1998	63,32	5,75	27,44	96,51	24,78	3,00	8,30	36,08		63,32	5,75	27,44	63,32	159,83	24,78	3,00	8,30	24,78	60,86
1999	67,75	5,86	27,99	101,60	25,77	3,00	8,30	37,07		67,75	5,86	27,99	67,75	169,35	25,77	3,00	8,30	25,77	62,84
2000	72,49	5,98	28,55	107,02	26,80	3,00	8,30	38,10		72,49	5,98	28,55	72,49	179,51	26,80	3,00	8,30	26,80	64,90

FYLGISKJAL 20

ORKUSPÁR

2. AUSTURLAND

(Fiskur og síld: stöðnun
Alm. notkun vex 5%)

Ártal	O r k u s p á 8					Orkuspá 7 (=0-8 án hitunar) GWh
	Alm. 5% notkun GWh	Fisk- iðn. GWh	Síldar- iðn. GWh	Hús- hitun GWh	Sam- tals GWh	
67	7,79	3,12	12,55	0,00	23,46	23,46
68	8,18	-	-	-	23,85	23,85
69	8,59	-	-	-	24,26	24,26
70	9,02	-	-	0,18	24,87	24,69
71	9,47	3,12	12,55	0,38	25,52	25,14
72	9,94	-	-	0,99	26,60	25,61
73	10,44	-	-	2,09	28,20	26,11
74	10,96	-	-	3,60	30,23	26,63
75	11,51	-	-	5,76	32,94	27,18
76	12,08	3,12	12,55	9,08	36,83	27,75
77	12,69	-	-	11,40	39,76	28,36
78	13,32	-	-	12,90	41,89	28,99
79	13,99	-	-	13,99	43,65	29,66
80	14,69	-	-	14,69	45,05	30,36
81	15,42	3,12	12,55	15,42	46,51	31,09
82	16,19	-	-	16,19	48,05	31,86
83	17,00	-	-	17,00	49,67	32,67
84	17,85	-	-	17,85	51,37	33,52
85	18,75	-	-	18,75	53,17	34,42
86	19,68	3,12	12,55	19,68	55,03	35,35
87	20,67	-	-	20,67	57,01	36,34
88	21,70	-	-	21,70	59,07	37,37
89	22,79	-	-	22,79	61,25	38,46
90	23,93	-	-	23,93	63,53	39,60
91	25,12	3,12	12,55	25,12	65,91	
92	26,38	-	-	26,38	68,43	
93	27,70	-	-	27,70	71,07	
94	29,08	-	-	29,08	73,83	
95	30,54	-	-	30,54	76,75	
96	32,06	3,12	12,55	32,06	79,79	
97	33,66	-	-	33,66	82,99	
98	35,35	-	-	35,35	86,37	
99	37,12	-	-	37,12	89,91	
2000	38,97	-	-	38,97	93,61	

14.12.66

ár	Orkuspa 1					:	Orkuspa 2				
	Alm. notkun GWh/ár	Hitun GWh/ár	Stórar vélar GWh/ár	Súg- þurrkun GWh/ár	Alls orkusp.1 GWh/ár		Alm. notkun GWh/ár	Hitun GWh/ár	Stórar vélar GWh/ár	Súg- þurrkun GWh/ár	Alls orkuspá 2 GWh/ár
1965	6,26	1,15	3,45	0,03	10,89		6,26	1,15	3,45	0,03	10,89
66	6,82	1,15	3,54	0,03	11,54		6,82	1,15	3,54	0,03	11,54
67	7,44	1,15	3,62	0,03	12,24		7,44	1,15	3,62	0,03	12,24
68	8,11	1,15	3,72	0,04	13,02		8,11	1,15	3,72	0,04	13,02
69	8,84	1,15	3,81	0,06	13,86		8,84	1,15	3,81	0,06	13,86
70	9,63	1,15	3,90	0,17	14,85		9,63	1,15	3,90	0,17	14,85
71	10,50	1,15	4,00	0,36	16,01		10,50	1,15	4,00	0,36	16,01
72	11,44	1,15	4,10	0,58	17,27		11,44	1,15	4,10	0,58	17,27
73	12,47	1,15	4,20	0,80	18,62		12,47	1,74	4,20	0,80	19,21
74	13,60	1,15	4,31	1,02	20,08		13,60	3,14	4,31	1,02	22,07
75	14,82	1,15	4,42	1,21	21,60		14,82	5,19	4,42	1,21	25,64
76	16,15	1,15	4,53	1,43	23,26		16,15	8,48	4,53	1,43	30,59
77	16,96	1,15	4,64	1,62	24,37		16,96	10,68	4,64	1,62	33,90
78	17,81	1,15	4,76	1,82	25,54		17,81	12,09	4,76	1,82	36,48
79	18,70	1,15	4,87	1,95	26,67		18,70	13,09	4,87	1,95	38,61
80	19,63	1,15	5,00	2,06	27,84		19,63	13,74	5,00	2,06	40,43
81	20,62	1,15	5,12	2,15	29,04		20,62	14,43	5,12	2,15	42,32
82	21,65	1,15	5,25	2,20	30,25		21,65	15,15	5,25	2,20	44,25
83	22,73	1,15	5,38	2,20	31,46		22,73	15,91	5,38	2,20	46,21
84	23,86	1,15	5,51	2,20	32,72		23,86	16,71	5,51	2,20	48,28
85	25,06	1,15	5,65	2,20	34,06		25,06	17,54	5,65	2,20	50,45
86	26,31	1,15	5,79	2,20	35,45		26,31	18,42	5,79	2,20	52,72
87	27,63	1,15	5,94	2,20	36,92		27,63	19,34	5,94	2,20	55,11
88	29,01	1,15	6,09	2,20	38,45		29,01	20,31	6,09	2,20	57,61
89	30,46	1,15	6,24	2,20	40,05		30,46	21,32	6,24	2,20	60,22
90	31,98	1,15	6,39	2,20	41,72		31,98	22,39	6,39	2,20	62,96
91	33,58	1,15	6,55	2,20	43,48		33,58	23,51	6,55	2,20	65,84
92	35,26	1,15	6,72	2,20	45,33		35,26	24,68	6,72	2,20	68,86
93	37,02	1,15	6,89	2,20	47,26		37,02	25,91	6,89	2,20	72,02
94	38,87	1,15	7,06	2,20	49,28		38,87	27,21	7,06	2,20	75,34
95	40,82	1,15	7,23	2,20	51,40		40,82	28,57	7,23	2,20	78,82
96	42,86	1,15	7,42	2,20	53,63		42,86	30,00	7,42	2,20	82,48
97	45,00	1,15	7,60	2,20	55,95		45,00	31,50	7,60	2,20	86,30
98	47,25	1,15	7,79	2,20	58,39		47,25	33,07	7,79	2,20	90,31
99	49,61	1,15	7,99	2,20	60,95		49,61	34,73	7,99	2,20	94,53
2000	52,09	1,15	8,18	2,20	63,62		52,09	36,46	8,18	2,20	98,93

ORKUSPÁR

4. SAMTENGT SVÆÐI

Fyrir samtengt svæði eru orkuspár fengnar sem summa af orkuspám fyrir einstaka landshluta, að viðbættum nokkrum prósentum fyrir töpum í flutningslínun milli landshluta (Töp innan kerfis hvers landshluta eru meðtalin í orkuspá þess landshluta).

Þannig er orkuspá 125 fyrir samtengt svæði summan úr

Orkuspá 1	fyrir	Laxárvæði
"	2	" Norðurland vestra
"	5	" Austurland

og orkuspá 213 fyrir samtengt svæði á sama hátt summan úr

Orkuspá 2	fyrir	Laxárvæði
"	1	" Norðurland vestra
"	3	" Austurland

Samlagninguna framkvæmir rafreiknirinn beint sem lið í útreikningum fyrir samtengt svæði, og hefur því ekki verið hirt um að gera sérstakar töflur yfir orkuspár 125 og 213.

Orkustofnun
RaforkudeildSAMANBURÐUR Á ORKUSPÁM
FYRIR AUSTURLAND
SP/sg

Des. 1967

	Orkuspa 2 GWh	Orkuspa 3 GWh	Orkuspa 5 GWh	Orkuspa 7 GWh	Orkuspa 8 GWh
67	23,46	18,65	23,46	23,46	23,46
68	25,83	18,94	25,83	23,85	23,85
69	27,60	19,25	27,60	24,26	24,26
70	28,59	19,57	28,78	24,69	24,87
71	29,65	19,90	30,06	25,14	25,52
72	30,75	20,24	31,84	25,61	26,60
73	31,91	20,60	34,24	26,11	28,20
74	33,13	20,97	37,24	26,63	30,23
75	34,41	21,36	41,09	27,18	32,94
76	35,77	21,76	46,50	27,75	36,83
77	37,19	22,18	50,96	28,36	39,76
78	38,70	22,62	54,58	28,99	41,89
79	40,30	23,07	57,82	29,66	43,65
80	41,98	23,54	60,72	30,36	45,05
81	43,75	24,03	63,74	31,09	46,51
82	45,62	24,54	67,07	31,86	48,05
83	47,60	25,07	70,55	32,67	49,67
84	49,62	25,62	74,27	33,52	51,37
85	51,94	26,19	78,22	34,42	53,17
86	54,29	26,79	82,41	35,35	55,03
87	56,78	27,41	86,87	36,34	57,01
88	59,42	28,05	91,62	37,37	59,07
89	62,21	28,72	96,66	38,46	61,25
90	65,18	29,42	101,68	39,60	63,53

ORKUSTOFNUN
Orkudeild.

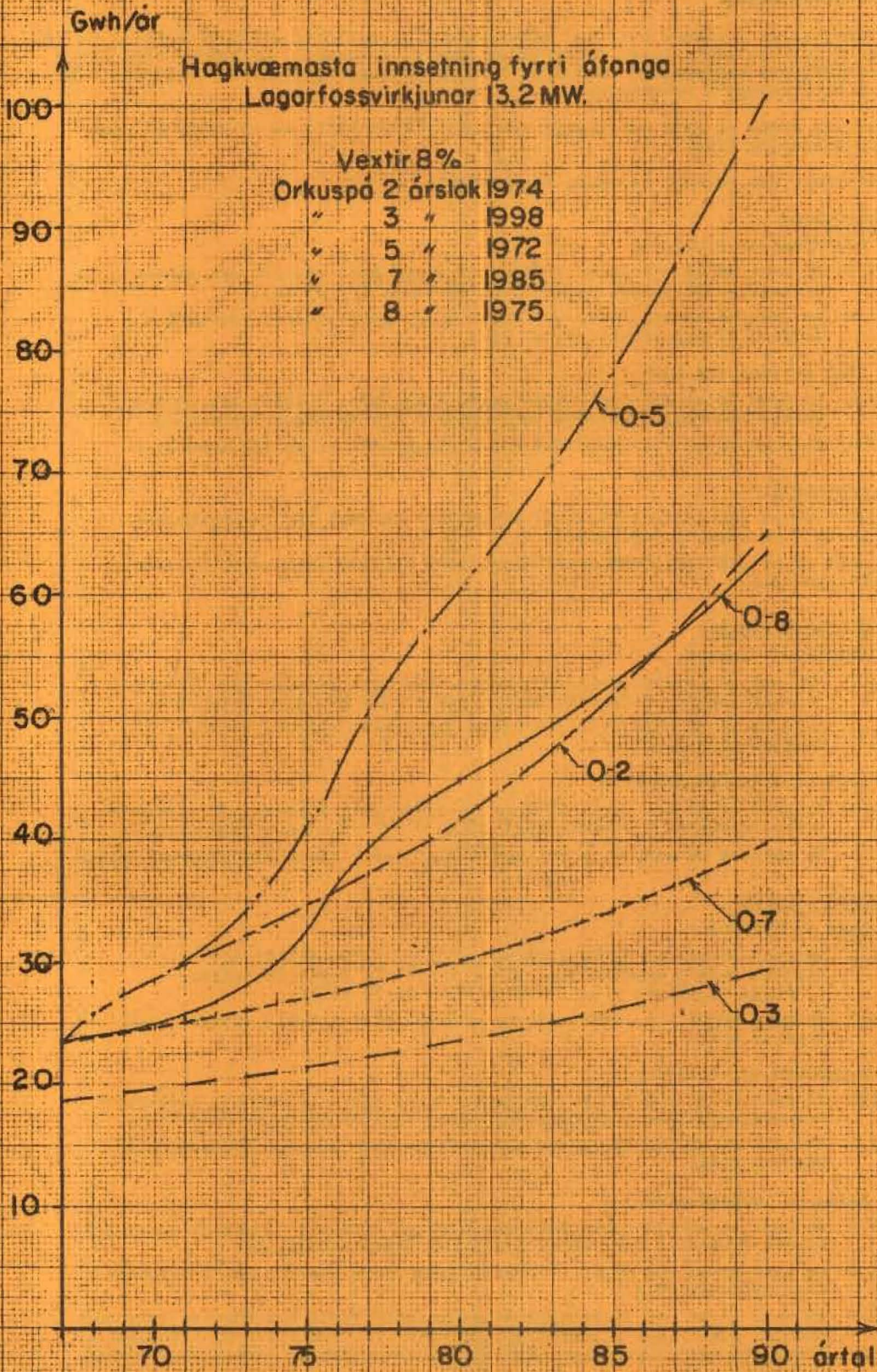
16.11.67 S.P / P.J

TNR. 262

SAMANBURÐUR Á ORKUSPÁ FYRIR AUSTUR-
LAND.

B - 0

FNR. 8184.



Des. 1967

YFIRLIT YFIR VARAFLSKRÖFUR, SEM REIKNAD ER MEÐ
Í NORÐUR- OG AUSTURLANDSATHUGUN
JB/sg

Í útreikningum þeim á rafreikni, sem framkvæmdir hafa verið til ákvörðunar á orkukostnaði frá mismunandi valkostum er reiknað með kostnaði við varaafli til að fullnægja ákveðnum kröfum um rekstraröryggi.

Ein reikniforskriftin í líkani því, sem reikningarnir eru gerðir eftir (forskrift 3) sér um að athuga á hverjum tíma, hvort varaaflikröfunum sé fullnægt. Ef það er ekki bætir forskriftin sjálf við nauðsynlegu dísilafli í reikningunum, og tekur kostnaðinn við þá viðbót með í útreikninga á orkukostnaði.

Ef fleiri en ein krafa er gerð um varaafli sér forskriftin sjálf um að velja þá, sem ströngust er á hverjum tíma.

Varaaflikröfunar, sem reiknað var með, eru þessar:

1. Fyrir Austurland

1.1 Ef Lagarfoss er virkjaður

1.1.1 Að unnt sé að sjá fyrir 100% mesta álags þótt tiltækt afl núverandi vatnsaflsstöðva fari niður í 1,5 MW vegna ístruflana.

1.1.2 Að unnt sé að sjá fyrir 60% mesta álags þótt stærsta vatnsvél á kerfinu (í Lagarfossvirkjun) bili.

1.2 Ef lögð er lína frá Laxá

1.2.1 Að unnt sé að sjá fyrir 100% mesta álags þótt tiltækt afl núverandi vatnsaflsstöðva á kerfinu fari niður í 1,5 MW vegna ístruflana.

1.2.2 Að unnt sé að sjá fyrir 80% mesta álags þótt línan frá Laxá bili.

2. Fyrir Laxársvaðið

2.1 Að unnt sé að sjá fyrir 100% mesta álags þótt tiltækt afl Laxárstöðvanna lækki um 6 MW vegna ístruflana.

2.2 Að unnt sé að sjá fyrir 60% mesta álags þótt stærsta vatnsvélin í Laxárstöðvunum bili.

3. Fyrir Norðurland vestra

3.1 Ef Svartá er virkjuð

3.1.1 Að unnt sé að sjá fyrir 100% mesta álags þótt tiltækt afl núverandi vatnsaflsstöðva á kerfinu fari niður í 0,20 MW vegna ístruflana.

3.1.2 Að unnt sé að sjá fyrir 60% mesta álags þótt stærsta vatnsvélin á kerfinu (í Svartá) bili.

3.2 Ef lögð er lína frá Akureyri

3.2.1 Að unnt sé að sjá fyrir 100% mesta álags þótt tiltækt afl núverandi vatnsaflsstöðva á kerfinu fari niður í 0,20 MW vegna ístruflana.

3.2.2 Að unnt sé að sjá fyrir 80% mesta álags þótt línan frá Akureyri bili.

4. Fyrir samtengt svæði

4.1 Ef Laxá er virkjuð

4.1.1 Að unnt sé að sjá fyrir 100% mesta álags þótt tiltækt afl vatnsaflsvirkjana á svæðinu fari niður í 8,26 MW vegna ístruflana á 1. stigi Gljúfurvers og 14,26 MW á 2. og 3. stigi.

4.1.2 Að unnt sé að sjá fyrir 60% mesta álags þótt stærsta vatnsvélin á kerfinu bili.

4.2 Ef Lagarfoss er virkjaður

4.2.1 Að unnt sé að sjá fyrir 100% mesta álags þótt tiltækt afl núverandi vatnsaflsvirkjana á svæðinu fari niður í 8,26 MW vegna ístruflana.

4.2.2 Að unnt sé að sjá fyrir 60% mesta álags þótt stærsta vatnsvélin á kerfinu bili.

4.3 Ef reist er jarðgufustöð

4.3.1 Að unnt sé að sjá fyrir 100% mesta álags þótt afl núverandi vatnsaflsstöðva á kerfinu fari niður í 8,26 MW vegna ístruflana.

4.3.2 Að unnt sé að sjá fyrir 60% mesta álags þótt stærsta vél í vatnsaflseða jarðgufustöð bili.

4.3.3 Að unnt sé að sjá fyrir 100% álagsins þótt jarðgufustöðin sé tekin úr rekstri tvær vikur í júnímánuði ár hvert til eftirlits og viðhalds. (Kostnaður við hugsanlega dísilvinnslu vegna slíks viðhalds er einnig meðtalinn)

Des. 1967

1. Varðandi virkjun Lagarfoss

- | | | |
|------|---|------------|
| 1.1 | Skýrsla um virkjun Lagarflióts við Lagarfoss, Verkfræðistofa Sig. Thoroddsen | Júlí 1966 |
| 1.2 | Viðbótarskýrsla um virkjun Lagarflióts við Lagarfoss, " " " | Marz 1967 |
| 1.3 | Önnur viðbótarskýrsla um virkjun Lagarflióts við Lagarfoss, " " " | Júlí 1967 |
| 1.4 | Virkjun Lagarfoss. Þriðja viðbótarskýrsla, Verkfræðistofa Sig. Thoroddsen | Nóv. 1967 |
| 1.5 | Virkjun Lagarfoss, frumáætlun, Verkfræðistofa Stefáns Ólafssonar | Ágúst 1967 |
| 1.6 | Umsögn Verkfræðistofu Sigurðar Thoroddsen um stofnkostnaðarmismun þann er fram kemur í áætlunum hennar og Verkfræðistofu Stefáns Ólafssonar um Lagarfossvirkjun | Sept. 1967 |
| 1.7 | Umsögn Verkfræðistofu Stefáns Ólafssonar um sama mismun | Sept. 1967 |
| 1.8 | Svar Verkfræðistofu Stefáns Ólafssonar við athugasemdum um stöðngleika stíflustöpla í umsögn Verkfræðistofu Sigurðar Thoroddsen | Okt. 1967 |
| 1.9 | Sundurliðun á kostnaði við vatnsvarnir skv. þriðju viðbótarskýrslu Verkfræðistofa Sigurðar Thoroddsen | Nóv. 1967 |
| 1.10 | Sundurliðun á kostnaði við vatnsvarnir skv. annarri viðbótarskýrslu Verkfræðistofa Sigurðar Thoroddsen | Des. 1967 |

2. Varðandi virkjun Laxár

- | | | |
|-----|--|-----------|
| 2.1 | Efstafall Project. Definite Project Report, Verkfræðistofa Sig. Thoroddsen | Marz 1966 |
| 2.2 | Skýrsla um Gljúfurver, 50,6 MW virkjun í Laxá við Brúar Verkfræðistofa Sigurðar Thoroddsen | Marz 1967 |
| 2.3 | Skýrsla um stífluhæð við Gljúfurver í Laxá við Brúar Verkfræðistofa Sigurðar Thoroddsen | Maí 1967 |

3. Varðandi virkjun Svartár

- | | | |
|-----|---|------------|
| 3.1 | Svartá í Skagafirði. Virkjun Reykjafoss. Virkjunarmat endurskoðað. Theódór Árnason og Ásgeir Sæmundsson | Ágúst 1967 |
|-----|---|------------|

4. Varðandi jarðgufuafllstöð

- | | | |
|-----|--|------------|
| 4.1 | Álitsgerð um jarðgufuafllstöðvar með sérstöku tilliti til virkjunar við Námafjall. Vermir s.f. | Júní 1967 |
| 4.2 | Rekstraröryggi jarðgufuafllstöva. Raforkumálastjóri, jarðhitadeild og Vermir s.f. | Apríl 1967 |

5. Greinargerðir um athugunina sjálfa og almennt um raforkumál þessara landshluta

- | | | |
|-----|--|------------|
| 5.1 | Skýrsla I um raforkumál Laxárvæðisins og Austurlands. Raforkumálastjóri, orkudeild | Sept. 1966 |
| 5.2 | Skýrsla um athuganir á raforkuöflun fyrir Norðurland vestra (Sléttahlíð-Hrútafjörður). Raforkumálastjóri, orkudeild. | Des. 1966 |
| 5.3 | Raforkuáætlun Austurlands. Um samanburð virkjunar Lagarfoss og línu frá Laxá. Raforkumálastjóri, orkudeild | Des. 1966 |
| 5.4 | Athugun á rekstrarafkomu fyrir raforkuöflun og dreifingu í Skagafjarðar- og Húnaveitu. Jóhann Indriðason, verkfr. | Febr. 1967 |

Reiknilíkan til ákvörðunar á orkukostnaði
frá hlutfallslega stórum orkuöflunarvalkostum.

1. Inngangur

Orðið reiknilíkan er hér notað sem safnheiti yfir þá mynd af vexti orkuþarfarinnar og orkuvinnslu valkostsins ásamt öllum öðrum forsendum og innbyrðis rökkrænu samhengi þeirra forsendna, sem útreikningar á orkukostnaði valkostsins eru byggðir á.

Reiknilíkan það, er hér um ræðir hefur þann tilgang að reikna orkukostnað frá orkuöflunarvalkostum (virkjunum, varmaafstsstöðvum o.s.frv.) er nýtast smám saman.

Með "smám saman" í þessu sambandi er átt við, að tími sá sem liður frá því er valkosturinn kemst í gagnið (virkjun tekur til starfa o.s.frv.) og þar til orkuvinnslugeta (ekki afl) er fullnýtt sé svo langur, að við ákvörðun orkukostnaðar verði ekki komið hjá að taka tillit til vaxta af þeim hluta fjármagnsins sem í valkostinum er bundið er svarar til ónotaðrar vinnslugetu á hverjum tíma. Þessi hluti fjármagnsins liggur aðgerðalaus, og það kostar að sjálfsögðu vaxtatap að liggja þannig með "dautt" fé. Þessi vaxtakostnaður af aðgerðarlausu bundnu fé verkar á móti þeirri stærðarhagkvæmni, sem alkunn er í raforkuöfluninni (og raunar miklu víðar), þ.e. að stórar kerfiseiningar gefa ódýrari orku en litlar.

Tæknilega er tekið tillit til þessa vaxtakostnaðar með því að beita venjulegum "afvöxtunarreikningi" (diskonteringu), þ.e. færa kostnað er til fellur á mismunandi tímum að sameiginlegum tímamarki með afvöxtun, og fá kostnaðartölurnar á þann hátt samþætilegar og samleggjanlegar.

Að orkuöflunarvalkostur nýtist smám saman jafngildir í rauninni því, að hann sé "hlutfallslega stór", þ.e. stór í hlutfalli við afkastagetu þess kerfis, sem fyrir er og/eða í hlutfalli við notkun þá sem fyrir er. Reiknilíkanið er þannig gert til að reikna orkukostnað frá "hlutfallslega stórum orkuvalkostum".

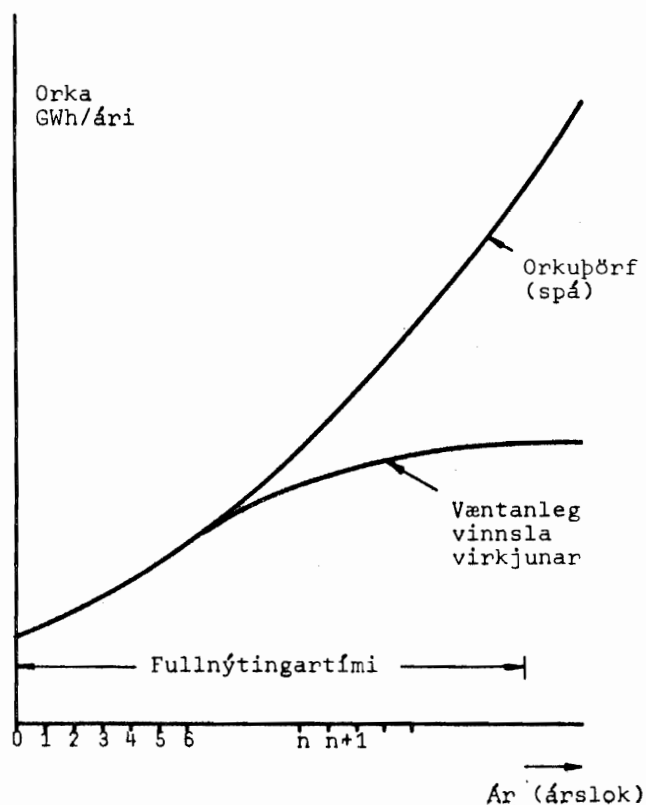
Hlutfallsleg stærð orkuvalkosts er allt annað en raunveruleg stærð hans í MW eða GWh/ári. Sem dæmi má nefna, að vatnsorkuverin á Suðvesturlandi (við Sogið fyrst og fremst) eru talin geta unnið um 500 GWh á ári í meðal vatnsári, en fyrri áfangi Búrfellsvirkjunar um 1750 GWh/ári einnig í meðalárferði. Aukning vinnslugetunnar í hlutfalli við það, sem fyrir var er því 350%. Jafnstór virkjun í Svíþjóð yrði hins vegar fullnýtt svo til strax. Orkuþörf samtengda raforkukerfisins þar í landi vex, sem stendur um 3.000 til 4.000 GWh á ári, eða sem svarar tveimur l. áföngum Búrfellsvirkjunar árlega. Slík virkjun í Svíþjóð myndi aðeins auka vinnslugetu kerfisins um 3-4%. Hlutfallsleg stærð Búrfellsvirkjunar hér er því 100 sinnum meiri en jafnstórrar virkjunar í Svíþjóð.

Hlutfallslega stórir orkuvalkostir er eitt af sérkennum íslenska raforkuiðnaðarins, og vandamál sem þeim fylgja að verulegu leyti séríslensk vandamál, a.m.k. meðal þróaðra þjóða. Þetta er vafalaust ástæðantil þess að í erlendum tæknibókmenntum er lítið um þessi mál skrifað. Við hér á landi verðum sjálfir að finna lausn þeirra að verulegu leyti.

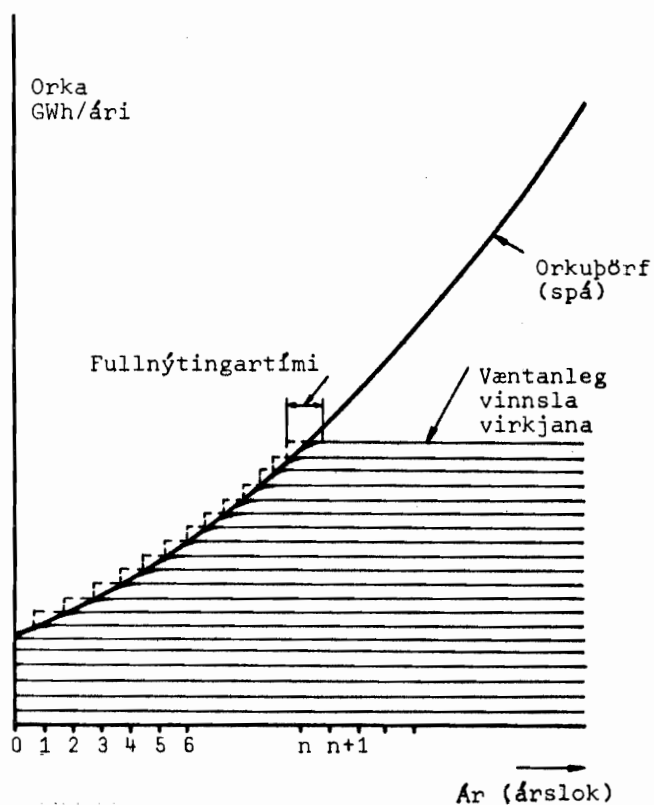
Reiknilíkan það, sem hér um ræðir var búið til árið 1966 á Raforkumálaskrifstofunni (síðar Orkustofnun) af vinnuhóp, sem myndaður var til að gera athugun á raforkumálum Norður- og Austurlands. Í hópnum voru Glúmur Björnsson, skrifstofustjóri og verkfræðingarnir Egill Skúli Ingibergsson og Jakob Björnsson. Það hefur verið mikið notað við ofanefnda athugun á raforkumálum Norður- og Austurlands.

2. Nýting orkuvalkosta smám saman.

1. mynd sýnir þróun raforkunotkunarinnar á hugsuðu orkusvæði. Lárétti ásinn sýnir tímenn; hinn lóðrétti árlega orkunotkun. Gert er ráð fyrir að einn orkuvalkostur,



1. MYND HLUTFALLSLEGA STÓR VIRKJUN



2. MYND HLUTFALLSLEGA LITLAR VIRKJANIR

t.d. vatnsaflsvirkjun sjái fyrir orkunni, og að hún taki til starfa við upphaf þess tímabils, sem myndir sýnir (við $t = 0$). Fyrst í stað annar virkjunin allri þörfinni. Að því kemur þó að mesta álag fer fram úr afli virkjunarinnar. Í fyrstu skeður það örfáa daga á ári og sú "topporka" sem vinna þarf annars staðar t.d. í hjálparstöð, er mjög lítil. Hún fer þó vaxandi ár frá ári eftir því sem álagið og orkuþörfin eykst.

Síðar meir kann svo að fara að vatnsaflsstöðina skorti vatn vissa tíma ársins til að vinna þá "grunnorku", sem hún aflsins vegna ræður við, og þarf þá að hjálpa henni yfir slík vatnsleysistímabil, einnig með t.d. dísilstöð. Á þennan hátt kemur fram línurit það^{yfir}orkuvinnslu vatnsaflsstöðvarinnar sem myndin sýnir. Það línurit víkur æ meir frá orkuspárlínuritinu eftir því, sem á líður, sem þýðir að vinnsla hennar dregst sífellt meir aftur úr þörfinni. En vinnsla vatnsaflsstöðvarinnar heldur áfram að vaxa, einnig eftir að hún er hætt að anna heildarþörfinni. Þetta er eitt af einkennum hlutfallslega stórra valkosta. Þess misskilings verður oft vart hér á landi, einnig meðal sérfræðinga, að virkjun sé fullnýtt, þegar hún annar ekki lengur allri þörfinni. Sá misskilningur stafar vafalaust af því að erlend reynsla frá hlutfallslega litlum virkjunum er notuð á hlutfallslega stórar virkjanir eins og virkjanir hér á landi hafa verið og eru. Við hlutfallslega litlar virkjanir er fullnýtingartíminn (sjá 1. mynd) mjög stuttur og er þá mjög góð nálgun að segja að virkjun sé fullnýtt jafnskjótt og vinnslulína hennar víkur frá orkuspánni (sjá 2. mynd)

2. mynd sýnir vinnslulínur margra hlutfallslega lítilla virkjana er allar ganga til að fullnægja sömu orkuspá og 1. mynd sýnir. Myndin sýnir, að fullnýtingartími einstakra virkjana er mjög stuttur og það er góð nálgun að gera ráð fyrir, að virkjun sé fullnýtt strax og hún tekur til starfa, eins og punktaða tröppulínan gefur til kynna.

3. Skilgreining á orkukostnaði.

Skilgreining 1

Hin venjulega skilgreining á orkukostnaði valkosta svo sem vatnsaflsvirkjunar er hefur fastan árlegan kostnað K Mkr/ári og fasta væntanlega árlega orkuvinnslu E GWh/ári er einfaldlega

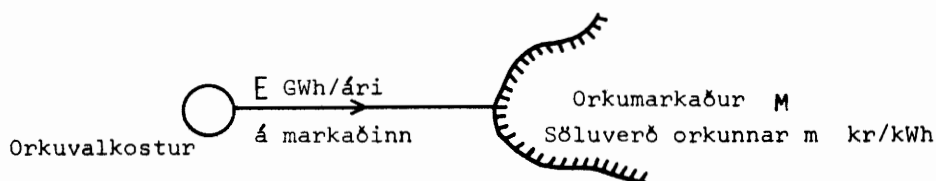
$$k = \frac{K}{E} \quad \text{kr/kWh}$$

Með væntanlegri árlegri orkuvinnslu er átt við orkuvinnslu í venjulegu vatnsárferði, en orkuvinnsla einstakra ára sveiflast kringum þetta væntanlega gildi allt eftir vatnsárferði.

Þessi skilgreining hefur sem forsendu, að bæði árlegur kostnaður og væntanleg árleg orkuvinnsla sé óbreytt frá ári til árs. Eins og kunnugt er lætur mjög nærri að árlegur kostnaður vatnsaflsstöðva sé föst tala frá ári til árs, og þegar fullnýtingu orkuvinnslugetunnar er náð, er væntanleg árleg orkuvinnsla einnig óbreytt frá ári til árs. Ofangreind skilgreining hentar því vel hlutfallslega litlum virkjunum, samkvæmt því er að framan segir. Hún er ennfremur eins einföld og hugsast getur enda almennt notuð erlendis fyrir vatnsaflsvirkjanir, sem eins og áður er að vikið eru yfirleitt hlutfallslega litlar í þróuðum löndum.

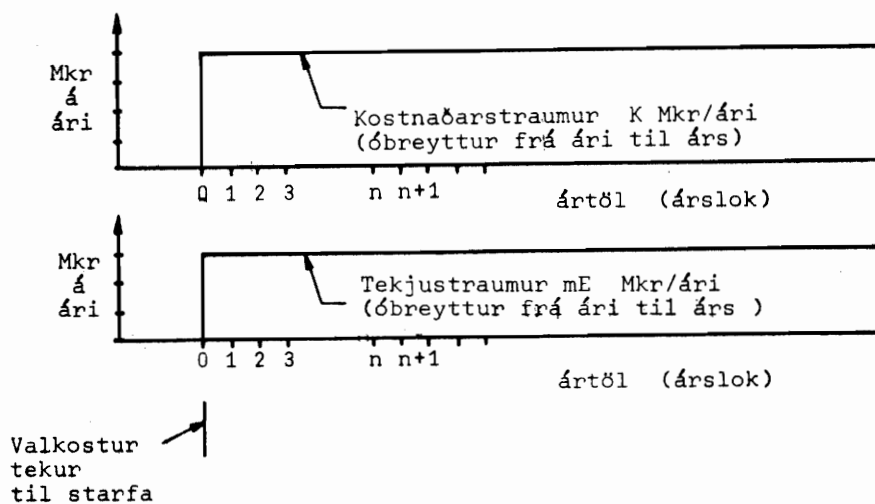
Skilgreining 2

Þessi skilgreining byggir á jafngildi tekjustraums og kostnaðarstraums. Virkjunin hugsast selja orku sína á markaði t.d. stóru raforkukerfi, sem er það stórt borið saman við virkjunina, að hún hefur ekki áhrif á markaðsverðið. Orkukostnaður samkvæmt þessari skilgreiningu er jafn því söluverði á kWh, sem gerir núgildi tekjustraums frá orkusölunni jafnt núgildi kostnaðarstraums valkostaðsins, reiknað frá því hann tekur til starfa og um alla framtíð.



3. MYND

Fróðlegt er að beita þessari skilgreiningu á það sértilfelli, að árlegur kostnaður og væntanleg árleg orkuvinnsla séu óbreyttar stærðir frá ári til árs. Þá ætti skilgreining 2 að gefa sömu niðurstöðu og skilgreining 1; að öðrum kosti væri skilgreining 2 ekki nothæf. (Sjá 4. mynd)



4. MYND

Ef ársvextir eru $100r\%$ (r vaxtafóturinn) verður núgildi kostnaðarstraums í lok ársins 0

$$N_K = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K}{(1+r)^n} = K \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{(1+r)^n} = \frac{K}{r}$$

og núgildi tekjustraums í lok ársins 0

$$N_T = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{m \cdot E}{(1+r)^n} = m \cdot E \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{(1+r)^n} = \frac{m \cdot E}{r}$$

Ef orkukostnaðurinn er kallaður c er skv. skilgreiningu 2

$$N_K = N_T \quad \text{fyrir } m = c,$$

p.e.

$$\frac{K}{r} = \frac{c \cdot E}{r}$$

eða

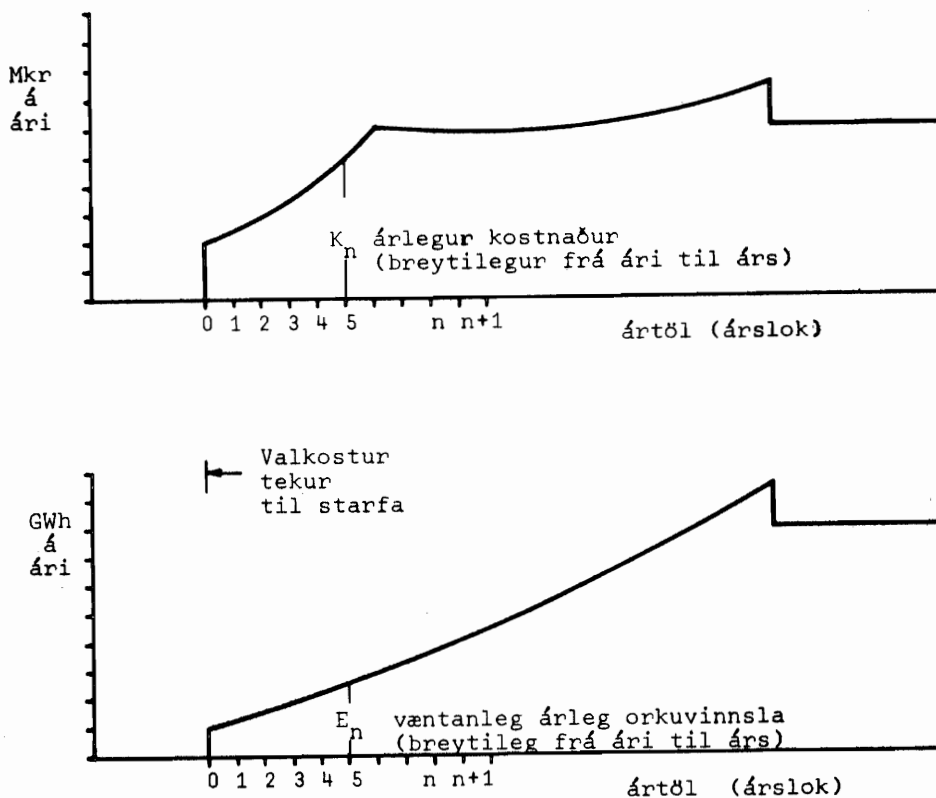
$$c = \frac{K/r}{E/r} = \frac{K}{E} = k \quad \text{kr/kWh}$$

Útkoman er þannig hin sama og eftir skilgreiningu 1. Báðar skilgreiningarnar eru því jafngildar í því tilvik, að árlegur kostnaður og væntanleg árleg orkuvinnsla séu óbreyttar stærðir frá ári til árs.

Hins vegar er skilgreining 1 mun einfaldari og hún því allsráðandi þegar svona stendur á.

4. Orkukostnaður þegar orkuvinnslugetan nýtist smám saman.

Þegar svo stendur á er hvorki árlegur kostnaður né væntanleg árleg orkuvinnsla óbreyttar stærðir frá ári til árs. (5. mynd)



Samkvæmt skilgreiningu 1 yrði orkukostnaðurinn í þessu tilviki

$$k_n = \frac{K_n}{E_n}$$

sem er síbreytileg tala frá ári til árs, allt eftir breytingunum á K_n og E_n .

Þá er að reyna skilgreiningu 2.

Núgildi kostnaðarstraums í árslok 0 er

$$N_K = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K_n}{(1+r)^n}$$

Núgildi tekjustraumsins í árslok 0 er fyrir $m = c$ (c er orkukostnaðurinn, sem leitað er að):

$$N_T = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{c \cdot E_n}{(1+r)^n} = c \sum_{n=1}^{\infty} \frac{E_n}{(1+r)^n}$$

Samkvæmt skilgreiningu 2 er $N_K = N_T$, þ.e.

$$c \sum_{n=1}^{\infty} \frac{E_n}{(1+r)^n} = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K_n}{(1+r)^n}$$

$$c = \frac{\sum_{n=1}^{\infty} \frac{K_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^{\infty} \frac{E_n}{(1+r)^n}} \quad (1)$$

Þetta hlutfall er, andstætt k_n , fast og óbreytt.

Skilgreining 2 er því nothæf þótt bæði árlegur kostnaður og væntanleg árleg orkuvinnsla séu breytilegar stærðir.

Teljari brotsins í jöfnu (1) er núgildi kostnaðarstraumsins eða "núkostnaðurinn". Nefnarinn er hliðstæð stærð, þar sem ársorkan, E_n , kemur í stað árskostnaðarins K_n . Þessi stærð nefnist "núorka" í samræmi við nafnið "núkostnaður" á teljaranum. Orkukostnaður skv. skilgreiningu 2 er því hlutfall núkostnaðar og núorku, á sama hátt og skilgreining 1 gefur hann sem hlutfall árskostnaðar og ársorku.

Hugtakið "núorka" hefur enga fysiska merkingu, en er aðeins hentugt nafn á reiknistærð.

Forskriftir þær fyrir rafreikni, sem gerðar hafa verið fyrir reiknilíkanið hafa það hlutverk að reikna stærðina c í jöfnu (1).

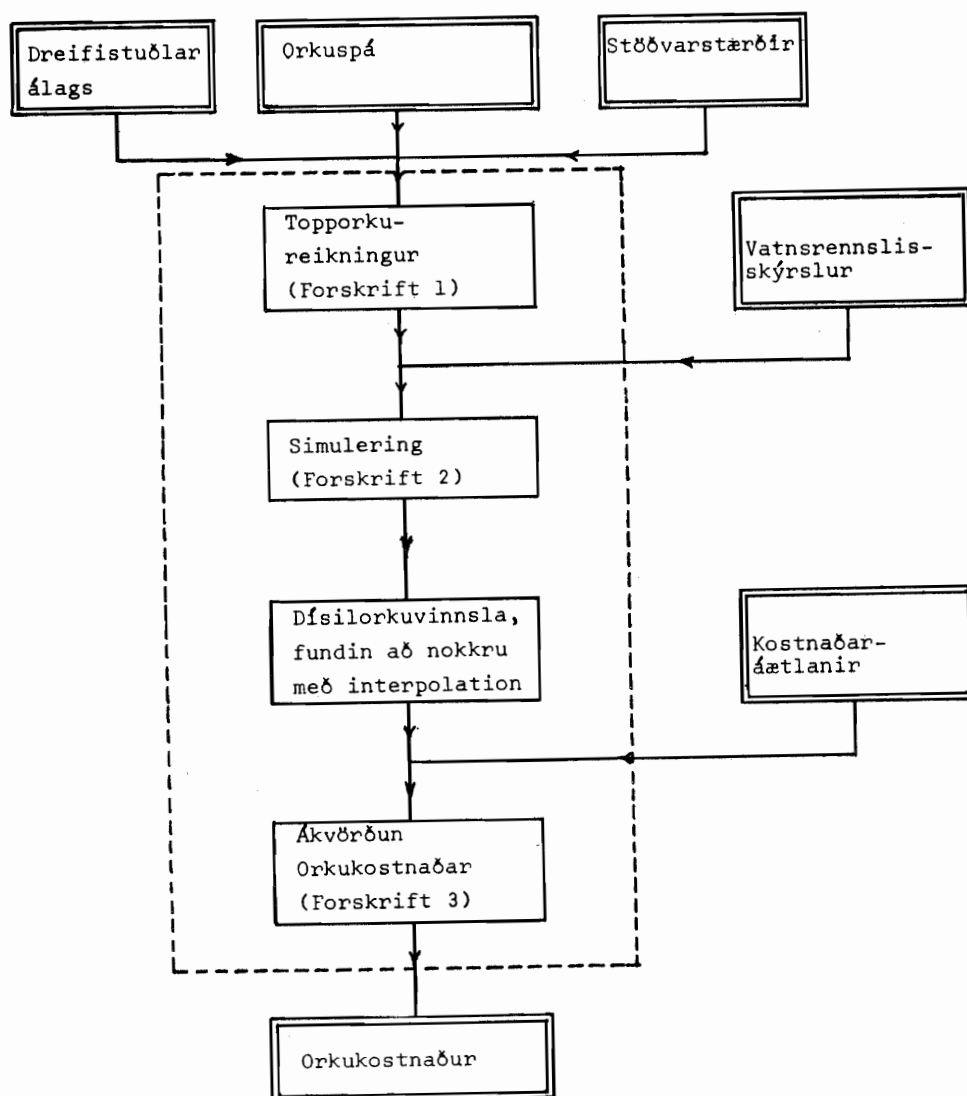
Til þess þarf:

1. að reikna E_n ár fyrir ár
2. að reikna K_n ár fyrir ár
3. að reikna c skv. jöfnu (1)

Gerðar hafa verið alls 3 reikniforskriftir. Tvær þeirra reikna E_n og gefnar niðurstöður, sem notaðar eru ásamt kostnaðaráætlunum til ákvörðunar á K_n . Þriðja forskriftin reiknar svo K_n og c (sjá 6. mynd)

5. Reikningsgangur

6. mynd gefur yfirlit yfir reikningsganginn skv. líkaninu.



Innlát og útkoma

Reiknilíkan

6. MYND

REIKNINGSGANGUR

Innlátsstærðir

Innlátsstærðir (input) í reiknilíkanið eru:

- 1) Orkusþá
- 2) Dreifistuðlar álags
- 3) Stöðvastærðir; þ.e. afköst stöðva (i MW), bæði þeirra, sem fyrir eru á kerfinu, og þeirrar sem til athugunar er sem nýr valkostur. Stærðir miðlunarlóna við sömu stöðvar, ef einhver eru.
- 4) Vatnsrennsliskýrslur fyrir þær vatnsaflsstöðvar, sem ganga inn í athugunina, yfir eins langt tímabil og sameiginlegar skýrslur ná.
- 5) Kostnaðaráætlanir, þ.e. áætlanir um stofn- og reksturskostnað mannvirkja tilheyrandi þeim valkosti, sem til athugunar er.

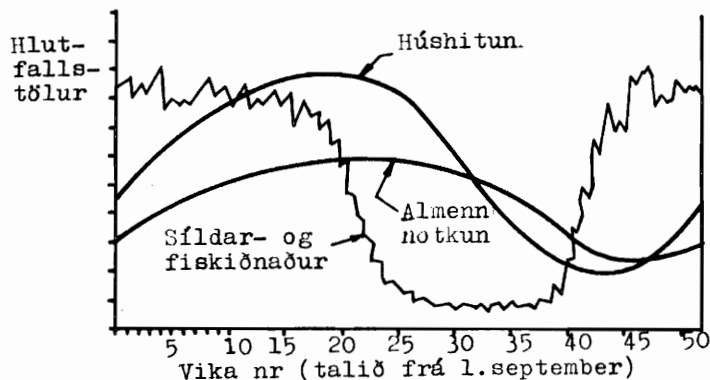
Útkoma er orkukostnaður valkostsins. Auk þess má ef vill fá sem milliútkomur topp- og grunnorkuvinnslu og mesta álag einstakra tímabila; dísil- og vatnsorkuvinnslu einstakra ára o.fl.

6. Innlátsstærðir

Orkusþá. Orkusþáin er greind í notkunarflokkum svo sem almenna notkun; síldariðnað; fiskiðnað; húshitun með raforku o.s.frv. Reiknilíkanið getur meðhöndlað fjóra slíka notkunarflokkum samtímis.

Dreifistuðlar álags. Þessir stuðlar sýna dreifingu orkuþarfarinnar (1) á einstakar vikur ársins og (2) á einstakar klukkustundir vikunnar. Stuðlar þessir eru "normeraðir" þannig að summa vikustuðlanna yfir 52 vikur ársins er 1 og summa klukkustundarstuðlanna yfir hinar 168 stundir vikunnar er sömuleiðis 1.

Þessir dreifistuðlar eru mismunandi fyrir mismunandi notkunarflokkum. 7. mynd sýnir dæmi um vikustuðla. Vegna samanburðar við vatnsrennslisskýrslur (í simuleringunni, sjá 6. mynd) er svonefnt vatnsár, frá 1. sept. til 31. ágúst, lagt til grundvallar í stað almanaksárs.



7. MYND

Hinar óreglulegu sveiflur í vikustuðlum síldar- og fiskiðnaðar eru fengnar með því að ganga út frá vissri meðalkúrfu, en bæta þar við frávikum (pósitífum eða negatífum), völdum af handahófi. Þetta er gert til að fá, a.m.k. að nokkru, inn í reikningana áhrifin af hinum óreglubundnu, handahófslegu sveiflum, sem eru á vinnslu síldar- og fiskiðjufyrirtækja og stafa af sveiflum í aflabrögðum og gæftum.

Vel kemur til greina að gera eitthvað svipað fyrir hitanotkunina, sem einnig er háð óreglubundnum sveiflum eftir veðurfari. Það hefur ekki verið gert hér.

Dreifistuðlarnir, bæði vikustuðlarnir og klukkustundarstuðlarnir, eru áætlaðir út frá reynsluþáttum, ýmist frá svæðunum sjálfum eða annars staðar frá, þar sem aðstæður eru svipaðar.

Mesta álag er ekki áætlað í sjálfri orkuspánni, en er reiknað út frá ársorkupörf skv. spá og dreifistuðlum. Meðalálag klukkustundar i í viku j er

$$P_{ij} = \sum_{m=1}^N E_m \cdot a_{mj} \cdot b_{mi}$$

þar sem

P_{ij}	er meðalálag klukkustundar i í viku j
E_m	er ársorka í notkunarflokkum m
A_{mj}	er vikudreifistuðull viku j í notkunarfl. m
b_{mi}	er klukkustundarstuðull klukkustundar i í notkunarflokkum m
N	er fjöldi notkunarflokka, sem orkuspáin er greind í

Samlagningin er þannig tekin yfir alla notkunarflokka.

Mesta álag finnst með því að reikna álag allra 8760 klukkustunda ársins og taka stærsta gildi þeirrar útkomu.

Stöðvastærðir eru vélastærðir eða afköst þeirra stöðva, sem fyrir eru á kerfinu; og þeirrar sem til athugunar er, rúmmál miðlunarhlöna; meðalvatnsnotkun á unna kWh í hinum ýmsu stöðvum; tiltækt afl vatnsaflsstöðva þegar ís truflar og kröfur, sem gerðar eru um fullnægingu mesta álags í bilanatilvikum (varaaflskröfur)

Vatnsrennisskýrslur sýna vikulegt rennsli við vatnsaflsstöðvar á kerfinu eins langt aftur í tímann og samtímisskýrslur fyrir allar slíkar stöðvar á kerfinu ná. Fyrir þær vatnsaflsstöðvar, sem enga miðlun hafa er þó dreginn frá sá hluti hins náttúrulega rennslis, sem liggur ofan við virkjað rennsli, þ.e. ofan við það sem hleypt verður í gegnum vélarnar. Slíkt rennsli getur miðlunarlaus stöð með engu móti nýtt og það hefur því enga þýðingu í því sambandi, sem hér um ræðir.

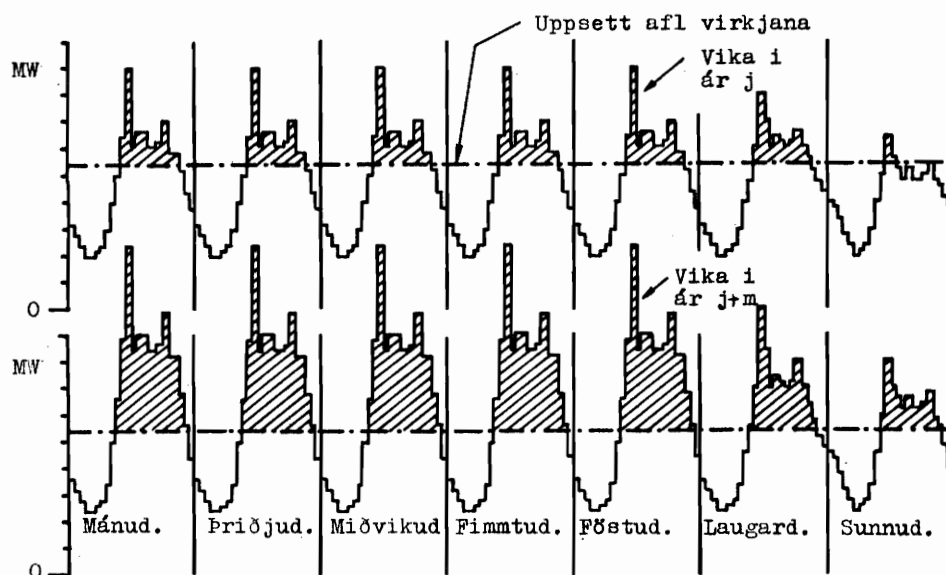
Kostnaðaráætlanir eiga að taka til allra þeirra breytinga á heildarkostnaði kerfisins, sem leiðir af tilkomu hins nýja valkosta. Kostnaður valkosta er þannig skilgreindur sem mismunur á heildarkostnaði kerfisins með og án hans. Áætlanirnar taka til stofn- og rekstrarkostnaðar nýrra mannvirkja; kostnaðar við hjálparvinnslu með dísil og breytinga, sem verða kunna á rekstrarkostnaði eldri mannvirkja sem bein afleiðing af tilkomu hins nýja valkosta (t.d. breyting á mannahaldi). Hins vegar á ekki að vera meðtalin neinn kostnaður við það kerfi, sem fyrir er og helst óbreyttur eftir að nýi valkosturinn kemur til.

7. Lýsing á útreikningum í einstökum atriðum.

7.1 Topporkureikningur

Topporkan er fundin sem hér segir:

1. Reiknað er heildarálag fyrir allar 8760 stundir ársins (meðalálag klukkustundir).
2. Fyrir þær stundir þegar heildarálag er meira en ástimplað afl vatnsaflsvirkjana er það afl dregið frá heildarálaginu.



8. MYND

3. Útkomurnar úr 2 eru lagðar saman klukkustund fyrir klukkustund unz vikan er búin (168 stundir). Fæst þannig topporkuvinnsla vikunnar.
4. Grunnorkuvinnslan er fundin á sama hátt klukkustund fyrir klukkustund sem mismunur á heildarvinnslu (meðalálagi) klukkustundar og topporkuvinnslu sömu klukkustundar. Með því að leggja útkomurnar saman fæst grunnorkuvinnsla vikunnar á sama hátt og topporkuvinnslan.

Á þennan hátt er orkuvinnslan viku fyrir viku greind í topporku, sem dísilstöðvar verða að vinna og grunnorku, sem vatnsaflsstöðvar geta unnið af síns vegna, ef þær hafa nægilegt vatn.

Þessa reikninga framkvæmir rafreiknirinn fyrir 52 vikur ársins á um það bil 4 mínútum eftir að forskriftin hefur verið lesin inn, sem tekur um 2 mínútur.

Reiknirinn skilar topp- og grunnorkutölum hverrar viku á gatspjöldum.

7.2 Ákvörðun á heildarvinnslu með díslu

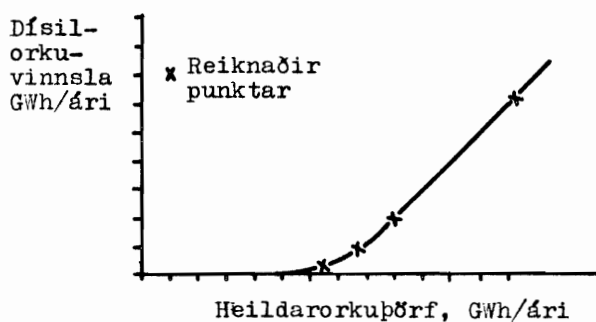
Dísilorkuvinnslan greinist í (1) topporkuvinnslu, sem reiknuð er eins og nú var lýst, og (2) grunnorkuvinnslu með díslu vegna vatnsskorts. Sú síðarnefnda er ákveðin eins og lýst er hér á eftir.

Útkomuspjöldin úr 7.1 með topp- og grunnorkutölum hvernar viku ársins eru lesin inn í reikninn. Þar á eftir er lesið inn í hann vatnsrennsli hvernar viku í öll þau ár, sem skýrslur ná yfir.

Reiknirinn líkir nú eftir rekstri kerfisins (simulerar reksturinn) viku fyrir viku. Hann athugar, hvort nægilegt vatn sé tiltækt til að mæta grunnorkuþörf vikunnar. Ef svo er ekki reiknar hann þá dísilvinnslu, sem til þarf til að fullnægja grunnorkuþörfinni; bætir topporkuvinnslunni þar ofan á og er heildar- dísilvinnsluþörf viðkomandi viku þar með ákveðin. Þetta er endurtekið fyrir allar vikur ársins og heildar-dísilorka ársins fundin við þau rennslisskilyrði, sem giltu á því vatnsári, sem lagt var til grundvallar. Því næst er tekið annað vatnsár og allt gert að nýju, og síðan koll af kolli fyrir öll vatnsár, sem skýrslur ná yfir. Fyrir einstök vatnsár koma út mismunandi tölur um dísilvinnsluna. Að endingu reiknar reiknirinn meðaltal þeirra, sem er væntanleg árleg dísilvinnsla. Með því að draga væntanlega dísilvinnslu frá orkuþörf ársins fæst væntanleg vinnsla vatnsaflsstöðvanna á kerfinu.

Eftir að forskrift og datar hafa verið lesin inn taka ofangreindir reikningar fyrir 20 ára vatnsrennslisskýrslur 3-4 mínútur á rafreikninn.

Framangreinda útreikninga mætti endurtaka fyrir hvert ár orkuspárinnar. En til að spara reiknitíma á rafreikninn er látið nægja að endurtaka þá með nokkurra ára millibili á orkuspánni. Eftir því sem heildarorkuþörfin vex, þ.e. eftir því sem lengra kemur fram í spána, eftir því vex dísilorkuvinnslan. Ef heildarorkuþörf og tilsvareandi dísilorkuvinnsla eru sett upp í línurit, kemur fram mynd svipuð og 9. mynd sýnir. Fyrir þau ár orkuspárinnar sem ekki voru gerðir útreikningar fæst dísilorkuvinnslan með því að fara inn á slíkt línurit með heildarorkuþörf ársins.



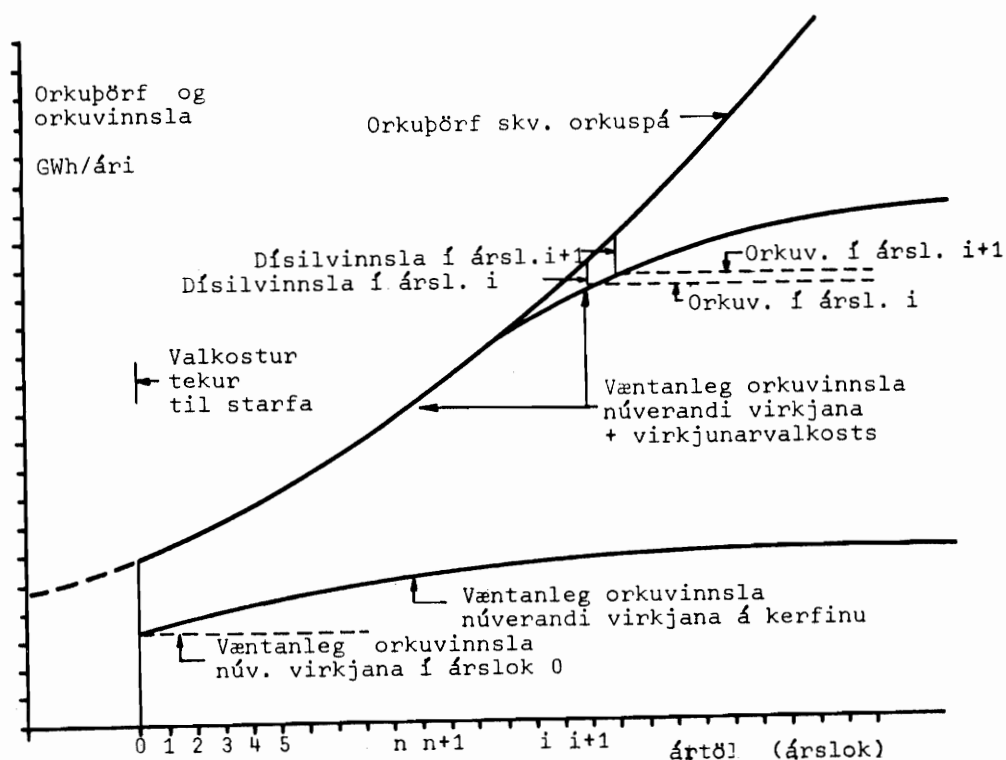
9. MYND

Á þennan hátt er dísilorkuþörfin ákveðin fyrir hvert ár sem orkuspáin nær yfir.

Þessar niðurstöður, ásamt heildarorkuþörf hvers árs í spánni, eru síðan gataðar í spjöld. Í önnur spjöld eru gataðar niðurstöður kostnaðaráætlaða. Hvorutveggja þessi spjöld eru lesin inn í reikninn til útreiknings á orkukostnaði með forskrift 3.

7.3 Útreikningur á orkukostnaði

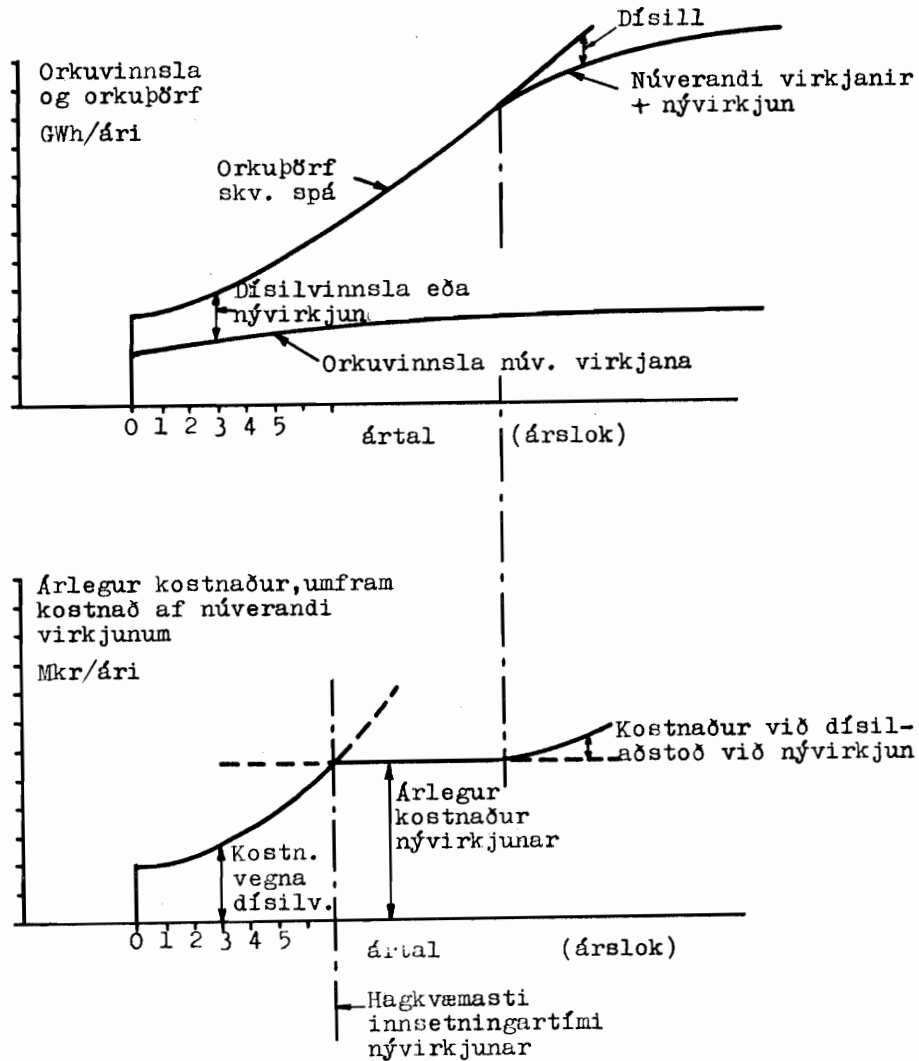
10. mynd sýnir hið sama og áður var sýnt á 1. mynd, að því viðbættu að greint er á milli virkjana þeirra, sem fyrir eru annars vegar og núverandi virkjana + nývirkjunar hins vegar. Vinnslulínur þær, er þar eru sýndar fást úr simulerungunni þ.e. eftirlíkingu þeirri á rafreikni af rekstri kerfisins, sem að ofan er nefnd. Á þennan hátt er fundin stærðin E_n frá ári til árs.



10. MYND

Hagkvæmasta innsetning nývirkjunar. Sá möguleiki er ávallt til staðar að sjá fyrir vaxandi orkuþörf með dísilvinnslu orkunnar. Hins vegar eru af kostnaðarástæðum takmörk fyrir hversu langt borgar sig að ganga í því efni. Í þessu reiknilíkani eru þessi mörk ákveðin þannig, að þegar árlegur kostnaður við dísilvinnsluna, þar með talinn kostnaður við að auka afl dísilstöðvanna með nýjum vélum, ef þess gerist þörf, er orðinn jafnhár árlegum kostnaði nýrrar virkjunar, borgar sig ekki lengur að halda dísilvinnslunni áfram. Sá tími, þegar þessum jöfnuði er náð, er hagkvæmasti innsetningartími nývirkjunarinnar. 11. mynd sýnir þetta ljóslega.

Af þessu sést, að þegar um hlutfallslega stórar virkjanir er að ræða borgar sig ekki endilega að ráðast í þær jafnskjótt og fyrri virkjanir eru hættar að anna allri orkuþörfinni, heldur borgar sig að "brúa bilið" milli þeirra með dísilvinnslu.



11. MYND

Sú dísilvinnsla, sem fram fer áður en nývirkjun kemur í gagnið og er þannig e.k. undanfari hennar nefndist forvinnsla (virkjunarinnar) með dísli. Magn forvinnslunnar ákveðst af orkuspánni; vinnslugetu virkjana, sem fyrir eru og því hvenær nývirkjun tekur til starfa (11. mynd).

Eftirvinnsla með dísli. Svo sem áður er að vikið heldur vinnslugeta virkjunar áfram að vaxa þótt hún sé hætt að anna allri orkuþörfinni. Þetta leiðir til þess, að það borgar sig fyrst í stað að hjálpa virkjuninni (á toptímum og vatnsleysistímabilum) með dísilvinnslu. Sú dísilvinnsla, sem þannig kemur inn rétt áður en virkjun er fullnýtt nefnist eftirvinnsla (virkjunarinnar) með dísli. Virkjunarvalkostur er í reiknilíkani þessu skilgreindur sem virkjunin sjálf ásamt tilheyrandi forvinnslu og eftirvinnslu.

Með orðunum "borgar sig" hér að ofan er átt við, að orkukostnaður, reiknaður skv. jöfnu 1, fer fyrst í stað lækkandi með vaxandi eftirvinnslu; meðan aukningin í vinnslugetu virkjunarinnar gerir meira en vega á móti kostnaðinum við eftirvinnslna. Lækkun orkukostnaðarins fer þó minnkandi með vaxandi eftirvinnslu; hverfur að lokum alveg og verður negatífur, þ.e. orkukostnaðurinn fer vaxandi aftur, ef eftirvinnslan er aukin mjög. Þá er kostnaðurinn við dísilvinnslna farinn að yfirgnæfa ávinninginn í vinnslugetu vatnsaflsvirkjunarinnar. Við ákveðna eftirvinnslu er orkukostnaðurinn í lágmarki. Lægri orkukostnað er ekki unnt að fá frá viðkomandi virkjun við þá orkuspá sem gengið er út frá.

Orkukostnaður valkostsins. Þetta lágmark nefnist orkukostnaður valkostsins. Reiknilíkaníð finnur þennan orkukostnað með því að reikna c í jöfnu (1) aftur og aftur við mismunandi mikla eftirvinnslu, unz lágmarki er náð. Það ár sem þessu lágmarki er náð skv. spánni, telst viðkomandi valkostur fullnýttur.

Útreikningur á orkukostnaði valkostsins. Forskrift 3 í reiknilíkaninu reiknar orkukostnað valkostsins.

Hún

- 1) Finnur hagkvæmasta innsetningartíma virkjunar
- 2) Ákveður nauðsynlegar dísilviðbætur í forvinnslu og eftirvinnslu, og vegna varaafslparfa.
- 3) Reiknar allan kostnað við forvinnslu, nývirkjun og eftirvinnslu, þar með talinn kostnaður vegna dísilviðbóta, færir til núgildis og leggur saman.
- 4) Reiknar teljara og nefnara brotsins í jöfnu (1), og brotið sjálf, stærðina c, aftur og aftur fyrir vaxandi eftirvinnslu, og geymir lágmarkið.
- 5) Prentar úr vexti; hagkvæmasta innsetningartíma nývirkjunar; orkukostnað valkosts og hvenær valkostur er fullnýttur.

Allt þetta er svo endurtekið fyrir eins mörg gildi á vaxtafætinum r og óskað er.

Hver slík umferð fyrir eitt gildi á vaxtafætinum tekur um 30 sekúndur á rafreikninn. Tilsvarandi umferð unnin í höndum (á borðreiknivél) myndi taka einn mann 1-2 vikur. Ef óskað er má fastsetja innsetningartíma nývirkjunar fyrirfram í útreikningum þessum. Hleypur forskriftin þá yfir ákvörðun á hagkvæmasta innsetningartíma, en framkæmir alla aðra reikninga.

Ef virkjunin tekur til starfa á öðrum tíma en hagkvæmasta innsetningartíma, hækkar orkukostnaður valkostsins.

8. Lokaorð

Ég vil að endingu þakka samstarfsmönnum mínum er unnið hafa með mér að þessu reiknilíkani og notkun þess við Norður- og Austurlandsathugunina, þeim Glúmi Björnssyni skrifstofustjóra og Agli Skúla Ingibergssyni yfirverkfræðingi, er unnu með mér að hönnun líkansins; Gunnari Þorbergssyni landmælingamanni er gerði reikniforskriftir 1 og 2; Helga Sigvaldasyni lic. techn. er var ópreytandi við að finna villurnar, sem voru í fyrstu í forskrift 3, en hún er forskrifta-frumsmíð undirritaðs; og Sigurði Þórðarsyni verkfr. á Verkfræðistofu Sigurðar Thoroddsen er framkvæmt hefur mestalla útreikningana á rafreikninn og gert lagfæringar á sumum forskriftanna til að auðvelda notkun þeirra og spara reiknitíma.

Reykjavík í des. 1967

Jakob Björnsson

Skýringar á reikniforskriftum sem notaðar voru við orku-
vinnslu- og kostnaðarreikninga

Eftir Sigurð Þórðarson

Forskrift 1

Skipting orkuvinnslu í grunnorku og topporku einstakar
vikur ársins

Orkunotkun er skipt í mest fjóra notkunarflokkka. Árinu er skipt í 52 vikur. Vika nr. 1 byrjar 1. sept. Vikunni er skipt í 5 x 24 + 24 + 24 klst.

A(I,J) = Skiptistuðull orku innan einnar viku. Klst. nr. I og notkunarflokkur nr. J.

B(I,J) = Skiptistuðull orku innan eins árs. Vika nr. I og notkunarflokkur nr. J.

E(J) = Orkuþörf ársins, notkunarflokkur J (GWh)

VATN1 = Afl virkjana að sumri (MW)

VATN2 = Afl virkjana að vetri (MW)

Pl = Orkuþörf viku vegna notkunarflokks nr. 1 (MWh)

P = Meðalálág klukkustundar (MWh/h)

ALAG = Mesta meðalálág klukkustundar (MWh/h)

EGRN = Grunnorka. Orka sem virkjanir geta annað, ef nægjanlegt vatnsrennsli er (MWh)

ETOPP = Topporka. (MWh)

JV1-JV4 = Númer á vikum sem skipta milli sumars og vetrar, ef óskað er götunar á grunnorku hvers dags.

- GRV = Grunnorka virks dags. (MWh)
GRL = Grunnorka laugardags. (MWh)
GRS = Grunnorka sunnudags. (MWh)
SGR = Summa grunnorku vikunnar. (MWh)

Forskrift 2

Samrekstur tveggja virkjana

Gert er ráð fyrir tveimur virkjunum annarri með miðlun hinnri án miðlunar.

- N1 = Fyrsta ár rennlisskýrsla.
NN = Síðasta ár rennlisskýrsla.
CONG = Vatnsnýtnistuðull virkjunar án miðlunar (MWh/GL)
CONL = Vatnsnýtnistuðull virkjunar með miðlun (MWh/GL)
AXMAG = Miðlunarstærð. (MWh)
AXLAG = Mesta vikuorkuvinnslugeta virkjunar með miðlun. (MWh)
KN = Tala til ákvörðunar hvort um eina eða tvær virkjanir er að ræða.
EG(I,J) = Vikurennslí við virkjun án miðlunar. Vika nr. I, ár nr. J. (GL)
EL(I,J) = Vikurennslí við virkjun með miðlun. Vika nr. I, ár nr. J (GL)
NV = Númer viku.
GRUNN(J) = Grunnorka í viku nr. J (MWh)
G(1) = Viku orkuvinnsla virkjunar án miðlunar (MWh)
G(2) = Viku framhjärennslí við virkjun án miðlunar (MWh)

- G(3) = Viku orkuvinnsla virkjunar með miðlun (MWh).
G(4) = Viku framhjärennslis við virkjun með miðlun. (MWh)
G(5) = Summa viku-orkuvinnslu virkjana (MWh)
G(6) = Summa framhjärennslis við virkjanir (MWh)
G(7) = Viðbót við miðlanlega orku. (MWh)
G(8) = Dísilorkuvinnsla vikunnar. (MWh)
GR(I) = Orkuvinnsluskipting á einu vatnsári. (MWh)
GG(I) = Meðaltal orkuvinnsluskiptingar allra vatnsára. (MWh)

Forskrift 3

Forskrift fyrir kostnaðarreikninga

- IORSP = Númer orkuspár.
EA(N) = Heildarorkuþörf árs nr. N (GWh)
PA(N) = Mesta klst. álag árs nr. N (MWh/h)
EG(N) = Orkuvinnslugeta núverandi virkjana ár nr. N (GWh)
EVK(N) = Orkuvinnslugeta nývirkjunar (línu) ár nr. N (GWh)
TO(N) = Dísilorkuvinnsla með nývirkjun (línu) ár nr. N (GWh)
S(I) = Stofnkostnaður nývirkjunar (línu) (Mkr)
PKW(I) = Stofnkostnaður dísilstöðva (Mkr/MW)

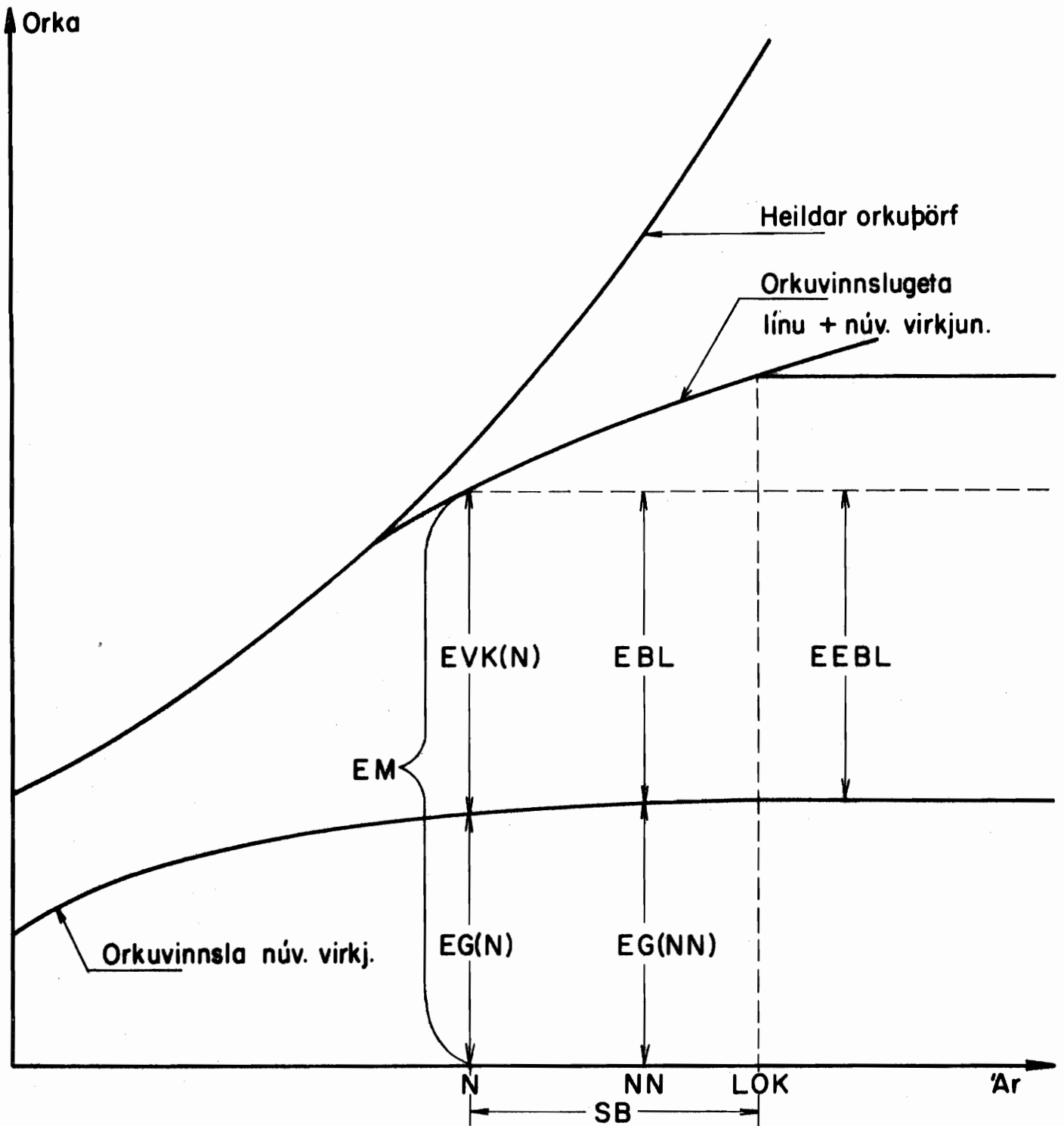
- VHK(I) = Viðhaldskostnaður dísilstöðva (Mkr/MW)
- DOK(I) = Dísilorkukostnaður (Kr/KWh)
- V(J) = Orkuverð frá línu (Kr/KWh)
- PDISO = Uppsett dísilafli (MW)
- ITHM1 = Búndin innsetning nývirkjunar (ártal)
- ITHM2 = Búndin innsetning línu (ártal)
- IP1 = Lægstu vextir sem reiknað er með (%)
- IP2 = Hæstu vextir sem reiknað er með (%)
- JJ = Fjöldi mismunandi verðs frá línu.
- LAR = Ártal nr. 0
- DPB = Dísilviðbót í byrjun (MW)
- RALS = Rekstrarkostnaður álagsstjórnar (Mkr/ár)
- NDRB = Afskriftartími dísilviðbótar í byrjun (ár)
- RLA = Rekstrarkostnaður nývirkjunar (Mkr/ár)
- RLI = Rekstrarkostnaður línu (Mkr/ár)
- ALA = Afl nývirkjunar (MW)
- AGRI = Ótruflað afl núverandi virkjana (MW)
- AGRIS = Truflað afl núverandi virkjana (MW)
- PRLA = Hluti álags, sem krafizt er að unnt sé að fullnægja þótt nývirkjun bili.
- PRLI = Hluti álags, sem krafizt er að unnt sé að fullnægja þótt lína bili.

- SKIPT = Álag, þegar ákvörðun um stærð varaafls breytist.
(MWh/h)
- EG1 = Orkuvinnsla núverandi virkjana ár nr. 1. (GWh)
- LOKN = Síðasta ár, sem reiknað er til.
- DP = Dísilviðbót á ári nr. N (MW)
- EDIS = Dísilorkuvinnsla (GWh)
- PDIS(N) = Uppsett dísilafli (MWh)
- SK = Stofnkostnaður dísilstöðva (Mkr)
- VK = Viðhaldskostnaður dísilstöðva (Mkr)
- EK = Dísilorkukostnaður (Mkr)
- AK(N) = Heildar dísilkostnaður á ári nr. N (Mkr)
- PWF(N) = Núgildisstuðull á ári nr. N
- SKAP = Árlegur fjármagnskostnaður nývirkjunar (línu) (Mkr)
- IN = Innsetningarártal.
- NIN = Númer innsetningarárs.
- SH = Árlegur fjármagns- og rekstrarkostnaður nývirkjunar (línu) (Mkr)
- PK = Núgildi árlegs kostnaðar (Mkr)
- SPK(N) = Summa PK til árs nr. N (Mkr)
- PSK = Núgildi stofnkostnaðar nývirkjunar (línu) (Mkr)
- PGK = Núgildi rekstrarkostnaðar (Mkr)
- VD = Varaaflopsþörf (MW)

DD	=	Dísilafleiviðbætur eftir innsetn. virkjunar (línu) (MW)
CDD	=	Stofnkostnaður dísilafleistiðva (Mkr)
CTO	=	Dísilorkukostnaður (Mkr)
CVH	=	Viðhaldskostnaður (Mkr)
CT	=	Summa dísilkostnaðar (Mkr)
EV	=	Ársorka að frádreginni orkuvinnslu núverandi virkjunar ár nr. 1 (GWh)
PO	=	Núgildi orku (GWh)
SPO	=	Summa PO (GWh)
EB	=	Orkuvinnsla virkjana að frádreginni orkuvinnslu núverandi virkjunar ár nr. 1 (GWh)
PEB	=	Núgildi orku. (GWh)
EK	=	Meðalorkukostnaður (Kr/KWh)
JB	=	Ártal þegar valkostur er fullnýttur.
IP	=	Vextir, sem reiknað er með (%)
EKM	=	Meðalorkukostnaður (Kr/KWh)
GUF	=	Núgildi kostnaðar (Mkr)
BRE	=	Núgildi orku (GWh)

Línutilfelli

CEL	=	Orkukostnaður inn á línu	Kr/KWh
EBL	=	Sjá skýringarmynd	
EM	=	- "	-
EEBL	=	- "	-
SB	=	- "	-
SCEB(N)	=	Núgildi kostnaðar eftir að lína er fullnýtt. (Mkr)	



*FANDK0606

C SKIPTING ORKUVINNSLU I GRUNNORKU OG TOPPORKU EINSTAKAR VIKUR ARSINS.
 C RAFORKUMALASKRIFSTOFAN,ORKUDEILD,JANUAR 1966,JB/GTH.

C
 C VIKAN HEFST A MANUDEGI.

C DIMENSION A(72,4),B(52,4),E(4),S(7)
 C INNLESTUR STUDLA FYRIR SKIPTINGU ORKU A KLST VIKUNNAR.

READ 102,JV1,JV2,JV3,JV4

READ 1,A

DO 12 J=1,4

SUM=0.

DO 11 I=1,72

IF(I-25)11,10,11

10 SUM=SUM*5.

11 SUM=SUM+A(I,J)

SUM=1./SUM

DO 12 I=1,72

12 A(I,J)=A(I,J)*SUM

C INNLESTUR STUDLA FYRIR SKIPTINGU ORKU A VIKUR ARSINS.

READ 2,B

DO 14 J=1,4

SUM=0.

DO 13 I=1,52

13 SUM=SUM+B(I,J)

SUM=1000./SUM

DO 14 I=1,52

14 B(I,J)=B(I,J)*SUM

C UTREIKNINGAR FYRIR MISMUNANDI ARSORKUSPJOLD AD SIDASTA SPJALDI.

IF(SENSE SWITCH 9)15,15

15 ALAG=0.

DO 16 I=1,7

16 S(I)=0.

C INNLESTUR ARSORKUSPJALDS.

IF(SENSE SWITCH 1) 319,19

19 READ 3,E,VATN1,VATN2

PUNCH 4,E,VATN1

PUNCH 5,(K,K=1,4)

VATN=VATN1

C MIDHLUTI HEFST.

DO 55 J=1,52

EGRN=0.

ETOPP=0.

P1=E(1)*B(J,1)

P2=E(2)*B(J,2)

P3=E(3)*B(J,3)

P4=E(4)*B(J,4)

DO 54 I=1,72

IF(I-25)49,48,49

48 EGRN=EGRN*5.

ETOPP=ETOPP*5.

C AUKAINNSKOT VEGNA LAXAR

49 IF(J-JV1) 450,451,451

450 P=P1*A(I,1)+P2*A(I,3)+P3*A(I,3)+P4*A(I,4)

GO TO 453

451 IF(J-JV2) 452,452,450

452 P=P1*A(I,1)+P2*A(I,2)+P3*A(I,3)+P4*A(I,4)

453 IF(P-ALAG) 50,50,51

51 ALAG=P

50 IF(P-VATN)52,52,53

52 EGRN=EGRN+P

GO TO 54

53 ETOPP=ETOPP+P-VATN

```

54 CONTINUE
S(1)=S(1)+EGRN
S(2)=S(2)+ETOPP
S(3)=S(3)+ETOPP+EGRN
S(4)=S(4)+P1
S(5)=S(5)+P2
S(6)=S(6)+P3
S(7)=S(7)+P4
ETOT=EGRN+ETOPP+0.05
P1=P1+0.05
P2=P2+0.05
P3=P3+0.05
P4=P4+0.05
EGRN=EGRN+0.05
ETOPP=ETOPP+0.05
55 PUNCH 6, J, EGRN, ETOPP, ETOT, P1, P2, P3, P4
C MIDHLUTA LOKID.
156 DO 56 I=1,7
56 S(1)=S(1)/1000.+0.005
PUNCH 8, (S(1), I=1,7)
ALAG=ALAG+0.05
PUNCH 7, ALAG
IF(SENSE SWITCH 9)99,15
99 STOP
1 FORMAT(7X,12F5.0,13X)
2 FORMAT(7X,13F5.0, 8X)
3 FORMAT(10X,6F7.2, 28X)
4 FORMAT(7HARSORKA,4(F7.2,4H GWH),5X,10HRESTA VATN,F7.2,7H MWH/H*/ )
5 FORMAT(4HVIKA,3X,5HGRUNN,6X,4HTOPP,5X,5HHEILD,2X,4(4X,12,4X)/ )
6 FORMAT(13,7(2X,F8.1),1X,3HMWH)
7 FORMAT(/28X,10HRESTA ALAG,F7.2,6H MWH/H)
8 FORMAT(/3HSUM,7(2X,F8.2),1X,3HGWH)
101 FORMAT(14,6F8.2)
102 FORMAT(4I3)
C EF OSKAD ER GOTUNAR A GRUNNORKU HVERS DAGS
319 READ3, E, VATN1, VATN2
PUNCH 4, E, VATN1
PUNCH5, (K, K=1,4)
DO366J=1,52
EGRN=0.
ETOPP=0.
P1=E(1)*B(J,1)
P2=E(2)*B(J,2)
P4=E(4)*B(J,4)
DO 364 I=1,72
IF(J-5)400,401,401
400 P=P1*A(I,1)+P2*A(I,3)+P4*A(I,4)
GO TO 403
401 IF(J-34) 402, 402, 400
402 P=P1*A(I,1)+P2*A(I,2)+P4*A(I,4)
403 IF(P-ALAG) 358, 358, 356
356 ALAG=P
358 IF(J-JV3) 404, 404, 405
404 VATN=VATN1
GO TO 407
405 IF(J-JV4) 406, 406, 404
406 VATN=VATN2
407 IF(P-VATN) 360, 360, 362
360 EGRN=EGRN+P
GO TO 365
362 ETOPP=ETOPP+P-VATN
EGRN=EGRN+VATN
365 IF(I-24) 364, 376, 368

```

```
368 IF(1-48) 364, 370, 364
376 GRV=EGRN
    ETOPP=ETOPP*5.
    EGRN=0.
    GO TO 364
370 GRL=EGRN
    EGRN=0.
364 CONTINUE
    GRS=EGRN
    SGR=GRV*5.+GRL+GRS
    S(1)=S(1)+SGR
    S(2)=S(2)+ETOPP
    S(3)=S(3)+SGR+ETOPP
    ETOT=SGR+ETOPP
    GRV=GRV+0.005
    GRL=GRL+0.005
    GRS=GRS+0.005
    SGR=SGR+0.005
    ETOPP=ETOPP+0.005
    ETOT=ETOT+0.005
366 PUNCH 101,J,GRV,GRL,GRS,SGR,ETOPP,ETOT
    GO TO 156
END
```


* AFBRIGDI FYRIR SAMTENGDR KERFI *

##JOB 5

##FORX

*FANDK0606

22124 CORES USED

39999 NEXT COMMON

END OF COMPILATION

EXECUTION

STOP

*FANDK0606

C TOPPORKA SAMTENGDR SVAEDA, NORDURL., N. VESTRA, AUSTURL..

DIMENSION AN1(72), AN2(72), AN3(72), AN4(72), ANV1(72), ANV2(72),

1ANV3(72), AAU1(72), AAU2(72), AAU3(72), BN1(52), BN2(52), BN4(52),

2BNV1(52), BNV2(52), BNV3(52), BAU1(52), BAU2(52), BAU3(52), A(72), B(52)

C INNLESTUR STUDLA FYRIR SKIPTINGU ORKU A KLST. VIKUNNAR.

READ 102, JV1, JV2, JV3, JV4

DO 38 K=1, 10

READ 1, A

SUM=0.

DO 111=1, 72

IF(1-25)11, 10, 11

10 SUM=SUM*5.

11 SUM=SUM+A(I)

SUM=1./SUM

DO 38 I=1, 72

GO TO(21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30), K

21 AN1(I)=A(I)*SUM

GO TO 38

22 AN2(I)=A(I)*SUM

GO TO 38

23 AN3(I)=A(I)*SUM

GO TO 38

24 AN4(I)=A(I)*SUM

GO TO 38

25 ANV1(I)=A(I)*SUM

GO TO 38

26 ANV2(I)=A(I)*SUM

GO TO 38

27 ANV3(I)=A(I)*SUM

GO TO 38

28 AAU1(I)=A(I)*SUM

GO TO 38

29 AAU2(I)=A(I)*SUM

GO TO 38

30 AAU3(I)=A(I)*SUM

38 CONTINUE

C INNLESTUR STUDLA FYRIR SKIPTINGU ORKU A VIKUR ARSINS

DO 400 K=1, 9

READ 2, B

SUM=0.

DO 13 I=1, 52

13 SUM=SUM+B(I)

SUM=1000./SUM

DO 400 I=1, 52

GO TO (91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99), K

91 BN1(I)=B(I)*SUM

GO TO 400

92 BN2(I)=B(I)*SUM

```

93  BN4(I)=B(I)*SUM
    GO TO 400
94  BNV1(I)=B(I)*SUM
    GO TO 400
95  BNV2(I)=B(I)*SUM
    GO TO 400
96  BNV3(I)=B(I)*SUM
    GO TO 400
97  BAU1(I)=B(I)*SUM
    GO TO 400
98  BAU2(I)=B(I)*SUM
    GO TO 400
99  BAU3(I)=B(I)*SUM
400 CONTINUE
C   UTREIKNINGAR FYRIR MISMUNANDI ARSORKUSPJOLD AD SIDASTA SPJALDI.
    IF(SENSE SWITCH 9)15,15
15  ALAG=0.
    S1=0.
    S2=0.
    S3=0.
C   INNLESTUR ARSORKUSPJALDS
    READ 3,NSPA,E1,E2,E3,E4,E5,E6,E7,E8,E9,VATN1,VATN2,NARTAL
    READ 103,E10,E11,EG,EGL
103  FORMAT(12X,4F6.0)
    ENV=E4+E5+E6 + E10
    EAU=E7+E8+E9 + E11
    EAUN=(EAU-EG)*0.02+EAU
    ENVN=(ENV-EGL)*0.02+ENV
    ENV=ENVN/ENV
    EAU=EAUN/EAU
    E4=E4*ENV
    E5=E5*ENV
    E6=E6*ENV
    E7=E7*EAU
    E8=E8*EAU
    E9=E9*EAU
    E10=E10*ENV-E10
    E11=E11*EAU-E11
    E2=E2+E10+E11
    SE=E1+E2+E3+E4+E5+E6+E7+E8+E9
    PUNCH 4,SE,VATN1
    PUNCH 5
C   MIDHLUTI HEFST
    EB6=E6*ANV3(1)
    EK5=E5*BNV2(9)
    EK6=EB6*BNV3(52)
    EB9=E9*AAU3(1)
    P3=E3*BN4(1)*AN4(1)
    DO 55 J=1,52
    EGRN=0.
    ETOPP=0.
    IF(J-JV3)404,404,405
404  VATN=VATN1
    GO TO 407
405  IF(J-JV4)406,406,404
406  VATN=VATN2
407  P1=E1*BN1(J)
    P2=E2*BN2(J)
    P4=E4*BNV1(J)
    P7=E7*BAU1(J)
    P8=E8*BAU2(J)
    P9=EB9*BAU3(J)
    IF(J-8)40,40,41
41  P5=EK5
    GO TO 420
40  P5=E5*BNV2(J)

```

```

420 IF(J-3)440,440,441
441 IF(J-43)442,442,448
442 P6=0.
    GO TO 443
440 P6=EB6*BNV3(J)
    GO TO 443
448 P6=EK6
443 PK5=P5*ANV2(1)
    PK8=P8*AAU2(1)
    IF(J-JV1)450,451,451
450 DO 454 I=1,72
    IF(I-25)49,48,49
48 EGRN=EGRN*5.
    ETOPP=ETOPP*5.
49 IF(I-6)460,460,461
460 P=P1*AN1(I)+P2*AN3(I)+P3+P4*ANV1(I)+PK5+P6+P7*AAU1(I)+PK8+P9
    GO TO 463
461 IF(I-39)462,462,460
462 P=P1*AN1(I)+P2*AN3(I)+P3 +P4*ANV1(I)+P5*ANV2(I)+P6+P7*AAU1(I)+P8*A
    1AU2(I)+P9
463 IF(P-ALAG)50,50,51
51 ALAG=P
50 IF(P-VATN)52,52,53
52 EGRN=EGRN+P
    GO TO 454
53 ETOPP=ETOPP+P-VATN
    EGRN=EGRN+VATN
454 CONTINUE
    GO TO 655
451 IF(J-JV2)452,452,450
452 DO 554 I=1,72
    IF(I-25)549,548,549
548 EGRN=EGRN*5.
    ETOPP=ETOPP*5.
549 IF(I-6)560,560,561
560 P=P1*AN1(I)+P2*AN2(I)+P3+P4*ANV1(I)+PK5+P6+P7*AAU1(I)+PK8+P9
    GO TO 563
561 IF(I-39)562,562,560
562 P=P1*AN1(I)+P2*AN2(I)+P3+P4*ANV1(I)+P5*ANV2(I)+P6+P7*AAU1(I)+P8*AA
    1U2(I)+P9
563 IF(P-ALAG)550,550,551
551 ALAG=P
550 IF(P-VATN)552,552,553
552 EGRN=EGRN+P
    GO TO 554
553 ETOPP=ETOPP+P-VATN
    EGRN=EGRN+VATN
554 CONTINUE
655 S1=S1+EGRN
    S2=S2+ETOPP
    S3=S3+ETOPP+EGRN
    ETOT=EGRN+ETOPP+0.05
    EGRN=EGRN+0.05
    ETOPP=ETOPP+0.05
55 PUNCH 6,J,EGRN,ETOPP,ETOT
C MIDHLUTA LOKID
    S1=S1*0.001+0.005
    S2=S2*0.001+0.005
    S3=S3*0.001+0.005
    PUNCH 8,S1,S2,S3
    ALAG=ALAG+0.05
    PUNCH 7,ALAG,NSPA,NARTAL,S1,S2,S3
    IF(SENSE SWITCH 9)89,15
89 STOP

```



```
1  FORMAT(7X,12F5.0,13X)
2  FORMAT(7X,13F5.0,8X)
3  FORMAT(7X,13,11F6.2,14)
4  FORMAT(7HARSORKA,F10.2,3HGWH,5X,10HMESTA VATN,F7.2,7HMWH/H* /)
5  FORMAT(4HVIKA,3X,5HGRUNN,6X,4HTOPP,5X,5HHEILD /)
6  FORMAT(13,3(2X,F8.1),1X,3HMWH)
7  FORMAT(/10HMESTA ALAG,F7.2,6H MWH/H,4X,8HORKUSPA ,7HN NV AU,14,15,
13(F8.2),4H GWH)
8  FORMAT(/3HSUM,3(2X,F8.2),1X,3HGWH)
102 FORMAT(413)
END
```

*FANDK0606

```

C   SAMREKSTUR TVEGGJA VIRKJANA
    DIMENSION EG(52,20),EL(52,20),GRUNN(52),G(8),GR(8),GG(8)
C   LES KONSTANTA.
10  READ  1,N1,NN,CONG,M1,M2,CONL,M1,M2,AXMAG,M1,AXLAG,M1,KN
    N=NN-N1
C   LES INN VATNSRENNSLI.
    DO 11 J=1,N
    DO 11 I1=1,40,13
    I2=I1+12
    IF(1-KN) 200,201,201
200  DO 202 I=I1,I2
202  EG(I,J)=0.
    GO TO 11
201  READ  2,(EG(I,J),I=I1,I2)
    IF(CONG-1.)203,11,203
203  DO 111 I=I1,I2
111  EG(I,J)=EG(I,J)*CONG
11   CONTINUE
    DO 12 J=1,N
    DO 12 I1=1,40,13
    I2=I1+12
    READ  2,(EL(I,J),I=I1,I2)
    IF(CONL-1.)204,12,204
204  DO 112 I=I1,I2
112  EL(I,J)=EL(I,J)*CONL
12   CONTINUE
    IF(SENSE SWITCH 9)13,13
C   ADALHLUTI
13  M=1
    N2=N1-1900
    N3=N2+1
14  DO 14 I=1,8
    GG(I)=0.
    GR(7)=AXMAG
    DO 22 K=1,N
    DO 15 I=1,6
15  GR(I)=0.
    GR(8)=0.
    GO TO(16,17),M
16  READ  3
    PUNCH 3
    READ  3
    PUNCH 1,N1,NN,CONG,M1,M2,CONL,M1,M2,AXMAG,M1,AXLAG,M1,KN
    PUNCH 4
    PUNCH 4
    PUNCH 5
17  DO 20 J=1,52
    GO TO(18,19),M
18  READ  6,NV,GRUNN(J)
    IF(NV-J)24,19,24
19  EGRI=EG(J,K)
    GRM=GR(7)
    ELAG=EL(J,K)
    GRU=GRUNN(J)
    IF(EGRI-GRU)221,221,220
220  G(1)=GRU
    G(2)=EGRI-GRU
    GO TO 400
221  G(1)=EGRI
    G(2)=0.

```

```

400 GO=GRU-G(1)
    IF(GO-AXLAG)222,222,223
222 G(3)=GO
    GO TO 401
223 G(3)=AXLAG
401 GA=GRM+ELAG
    GE=G(3)
    IF(GA-GE)224,224,225
224 G(3)=GA
    GO TO 402
225 G(3)=GE
402 GI=GRM+ELAG-G(3)-AXMAG
    IF(GI)226,226,227
226 G(4)=0.
    GO TO 403
227 G(4)=GI
403 G(5)=G(1)+G(3)
    G(6)=G(2)+G(4)
    G(7)=ELAG-G(3)-G(4)
    GU=GRU-G(5)
    IF(GU)228,228,229
228 G(8)=0.
    GO TO 404
229 G(8)=GU
404 DO 20 I=1,8
20 GR(I)=GR(I)+G(I)
C   VIKULOK
    DO 21 I=1,8
21 GG(I)=GG(I)+GR(I)
    PUNCH 7,N2,N3,(GR(I),I=1,8)
    N2=N2+1
    N3=N2+1
22 M=2
C   ARSLOK
    READ 3
    READ 3
    A1=N
    DO 23 I=1,8
23 GG(I)=GG(I)/A1
    N3=N1-1900
    PUNCH 4
    PUNCH 7,N3,N2,(GG(I),I=1,8)
    IF(SENSE SWITCH 9)24,13
24 PAUSE
    PRINT 8
    GO TO 10
1  FORMAT(14,1H/,14,2(3X,F8.3,1X,2A3),2(2X,F8.0,1X,A3),13)
2  FORMAT(7X,13F5.1,8X)
3  FORMAT(51H
1,28X,1H*/ )
4  FORMAT(//)
5  FORMAT(4H AR 3(4X,5HEVATN,4X,5HSPILL),5X,4HMAG 5X,3HDIS/
12X,2(8X,1HG),2(8X,1HL),7X,2(3HG L,6X))
6  FORMAT(13,2X,F8.1)
7  FORMAT(12,1H/,12,8(F8.0,1X),3HMWH)
8  FORMAT(20HPROGRAM STARTS AGAIN)
    END

```


*FANDK0604

```

C   RAFORKUPLAN AJSTURLANDS FORSKRIFT FYRIR KOSTNADARREIKNINGA
C   INNLESTRAR OG FORMATHLUTI
   DIMENSION EA(51),PA(51),EG(51),EVK(51),TO(51),PDIS(51),AK(51)
   DIMENSION S(4),PKW(4),VHK(4),DOK(4),V(5),SPK(51),PWF(51),SCEB(51)
   DIMENSION DK1(51)
900 READ 508,IORSP
   READ 500,(EA(N),PA(N),EG(N),EVK(N),TO(N),N=1,51)
   READ 501,(S(I),PKW(I),VHK(I),DOK(I),I=1,4)
   READ 502,(V(J),J=1,5)
   READ 503,PDISO,ITHM1,ITHM2,IP1,IP2,JJ,LAR
   READ 504,DPB,RALS,NDRB,RLA,RLI,ALA,AGRI,AGRIS,PRLA,PRLI,SKIPT,EG1,
1LOKN
   READ 600
   READ 601
   READ 602
   READ 603
   READ 604
   READ 605
600 FORMAT (39H                                     /)
601 FORMAT (53H                                     /)
679 FORMAT(9H  ORKUSPA,13/)
602 FORMAT (29H                                     /)
603 FORMAT (27H                                     /)
604 FORMAT (23H                                     /)
605 FORMAT (21H                                     /)
6060 FORMAT(16X5HORKU-,10X6HMEDAL-,7X5HVALK.,7X7HVIRKJUN,7X8HINNSETN.)
6070 FORMAT(16X6HKOSTN.,9X5HORKU-,8X5HFULL-,7X5H/LINA,9X6HBUNDIN)
6080 FORMAT(2X6HVEXTIR,8X8HFRA LAXA,7X6HKOSTN.,7X6HNYTTUR,
63816X8HTIMABAER,6X3HVID)
6390 FORMAT(2X7HPROSENT,7X6HKR/KWH,9X6HKR/KWH,7X4HARID,8X4HARID,
639110X4HARID)
608 FORMAT(14,F31.3,I13,I12)
609 FORMAT(14,F31.3,I13,I26)
610 FORMAT(14,F15.2,F16.3,I13,I12)
611 FORMAT(14,F15.2,F16.3,I13,I26)
500 FORMAT(5X,5F7.2)
501 FORMAT(4F10.7)
502 FORMAT(F10.7)
503 FORMAT(F10.7,2I4,2I2,2I5)
504 FORMAT(5X,2F6.2,I3,8F6.2,F7.2,I5)
508 FORMAT(8X,I2)
C   AKVORDUN A REIKNINGSGANGI OG UTSKRIFT
   I=1
   IF(S(I)) 4,4,5
4   I=2
   IF(S(I)) 6,6,5
6   I=3
   IF(S(I)) 8,8,9
8   I=4
   IF(S(I)) 50,50,9
9   L=2
   GO TO 10
5   L=1
10  PRINT 600
   PRINT 601
   PRINT 679,IORSP
   GO TO (700,701,702,703),I
700 PRINT 602
   GO TO 111
701 PRINT 603
   GO TO 111

```

```
702 PRINT 604
GO TO 111
703 PRINT 605
111 IF(SENSE SWITCH 2) 711,811
811 PRINT 606
PRINT 607
PRINT 638
PRINT 639
PRINT 608
711 GO TO (11,311),L
11 THM=ITHM1
C AKVORDUN A KOSTNADI VID DISILLEID
901 PDIS(1)=PDISO
DO 103 N=2,36
IF(N-2) 1,99,1
99 DP=PA(N)-PA(N-1)+DPB
GO TO 98
1 DP=PA(N)-PA(N-1)
98 EDIS=EA(N)-EG(N)
PDIS(N)=PDIS(N-1)+DP
SK=PKW(I)*DP
VK=VHK(I)*PDIS(N)
EK=DOK(I)*EDIS
IF(N-4) 3,2,2
2 AK(N)=SK+VK+EK+RALS
GO TO 103
3 AK(N)=SK+VK+EK
103 CONTINUE
C UNDIRBJUNINGUR MEGINREIKNINGA
12 DO 47 IP=IP1,IP2,2
LOK=LOKN-LAR
P1=IP
P=P1*0.01
PWF(1)=1.
DO 2000 N=2,LOK
FN1=N-1
2000 PWF(N)=1./(1.+P)**FN1
GO TO (15,315),L
15 SS=(1.+P)**40.
ARG=P*SS/(SS-1.)
SKAP=S(I)*(1.+1.455*P)*ARG
IF(THM) 116,116,13
13 IN=THM
GO TO 23
C AKVORDUN A HAGKVAEMASTA INNSETNINGARTIMA
116 N=2
SS=0.
SM=-1000.
17 DO 22 N=2,36
GO TO (117,317),L
117 IF(N-4)19,18,18
18 SH=SKAP+RLA+RALS
GO TO 20
19 SH=SKAP+RLA
20 IF(N-2) 94,94,93
94 D=SH-AK(N)+PKW(I)*DPB
GO TO 92
93 D=SH-AK(N)
92 SS=SS+D
8541 IF(SS-SM) 22,21,21
21 SM=SS
IN=N+LAR
22 CONTINUE
```

C AKVORDJUN A NUKOSTNADI

```

23 N=2
   NIN=IN-LAR
   DO 24 N=2,NIN
   SPK(1)=0.
   IF(NIN-2) 8001,8001,8000
8001 PK=(VHK(I)*PDIS(1)+DOK(I)*(EA(2)-EG(2)))*PWF(2)
   GO TO 224
8000 PK=AK(N)*PWF(N)
224 SPK(N)=SPK(N-1)+PK
24 CONTINUE
   N=NIN
   DIS=PDIS(N)
   GO TO (25,325),L
25 PSK=SKAP/P*PWF(N)
   IF(NIN-4) 26,27,27
26 IF(NIN-3)1674,1675,27
1674 PGK=(RLA*(2.0+P)+(RLA+RALS)/P)/(1.+P)**2.
1675 PGK=(RLA+(RLA+RALS)/P)/(1.+P)**2.
   GO TO 28
27 PGK=(RLA+RALS)/P*PWF(N)
28 SPK(N)=SPK(N)+PSK+PGK
130 N6=NIN+1
   DO 40 N=N6,LOK
   GO TO (131,331),L
131 IF(PA(N)-SKIPT) 32,32,31
31 VD=PA(N)-ALA-AGRIS
   GO TO 33
32 VD=PRLA*PA(N)-AGRI
33 IF(DIS-VD) 34,35,35
34 DD=VD-DIS
   DIS=VD
   GO TO 36
35 DD=0.0
36 CDD=PKW(I)*DD
   CTO=DOK(I)*TO(N)
   GO TO (137,337),L
137 IF(TO(N)) 38,38,37
37 CVH=VHK(I)*DIS
   GO TO 39
38 CVH=0.
39 CT=CDD+CTO+CVH
   PK=CT*PWF(N)
   SPK(N)=SPK(N-1)+PK
40 CONTINUE

```

C AKVORDJUN A NUORKU OG MEDALORKUVERDI

```

5091 N=2
   SPO=0.
   EKM=1000.
   NIN=IN-LAR
   DO 41 N=2,NIN
   EV=EA(N)-EG1
   PO=EV*PWF(N)
   SPO=SPO+PO
41 CONTINUE
   N6=NIN+1
   DO 46 N=N6,LOK
   EB=EG(N)+EVK(N)-EG1
   PEB=EB/P*PWF(N)
   EV=EA(N)-EG1
   PO=EV*PWF(N)
   SPO=SPO+PO
   GO TO (628,928),L

```


628 EK=SPK(N)/(SPO+PEB)

DJUP=SPK(N)

GALT=SPO+PEB

629 IF(EK-EKM) 45,46,46

45 EKM=EK

JB=N+LAR

GUF=DJUP

BRE=GALT

46 CONTINUE

C UTSKRIFTARHLUTI

GO TO (146,346),L

146 IF(THM) 750,750,751

750 IF(SENSE SWITCH 1) 7501,7502

7501 PRINT 6081,IP,EKM,GUF,JB,IN,BRE,PDIS(NIN)

GO TO 47

7502 PRINT 608,IP,EKM,JB,IN

GO TO 47

751 IF(SENSE SWITCH 1) 7511,7512

7511 PRINT 6091,IP,EKM,GUF,JB,BRE,IN,PDIS(NIN)

GO TO 47

7512 PRINT 609,IP,EKM,JB,IN

47 CONTINUE

IF(I-1) 4,4,48

48 IF(I-2) 6,6,49

49 IF(I-3) 8,8,50

50 PAUSE

GO TO 900

C SERFORSKRIFT FYRIR LINUTILFELLID

C AKVORDUN A REIKNINGSGANGI

311 THM=ITHM2

GO TO 901

C AKVORDUN A HAGKVAEMASTA INNSETNINGARTIMA LINU

315 SS=(1.+P)**30.

ARG=P*SS/(SS-1.)

SKAP=S(I)*(1.+0.494*P)*ARG

523 DO 347 J=1,JJ

IF(THM) 116,116,623

623 IN=THM

GO TO 23

317 EL=EVK(N)

CEL=EL*V(J)

IF(N-4) 319,318,318

318 SH=SKAP+CEL+RLI+RALS

GO TO 20

319 SH=SKAP+CEL+RLI

GO TO 20

C AKVORDUN A NUKOSTNADI LINU

325 PSK=SKAP/P*PWF(N)

IF(NIN-4) 326,327,327

326 IF(NIN-3) 4674,4675,327

4674 PGK=(RLI*(2.0+P)+(RLI+RALS)/P)/(1.+P)**2.

GO TO 328

4675 PGK=(RLI+(RLI+RALS)/P)/(1.+P)**2.

GO TO 328

327 PGK=(RLI+RALS)/P*PWF(N)

328 SPK(N)=SPK(N)+PSK+PGK

GO TO 130

337 EM=EVK(N)+EG(N)

FAX=0.

NM=N+1

IF(NM-LOK) 360,361,362

```
360 DO 400 NN=NM, LOK
    EBL=EM-EG(NN)
    CEBL=EBL*V(J)
    NN1=NN-N+1
400 FAX=FAX+CEBL*PWF(NN1)
    SCEB(N)=FAX
    GO TO 375
361 EBL=EM-EG(LOK)
    CEBL=EBL*V(J)
    SCEB(N)=CEBL/(1.+P)
    GO TO 375
362 EBL=EVK(LOK)
    CEBL=EBL*V(J)
    SCEB(N)=CEBL
375 EEBL=EM-EG(LOK)
    CEEBL=EEBL*V(J)
    SAJ=CEEBL/P
    SB=LOK-N
    IF(SB) 1701,1701,1702
1701 SCEB(N)=SCEB(N)+SAJ
    GO TO 377
1702 SCEB(N)=SCEB(N)+SAJ/(1.+P)**SB
377 EL=EVK(N)
    CEL=EL*V(J)
    CTO=CTO+CEL
    GO TO 137
331 VD=PRLI*PA(N)-AGRI
    GO TO 33
C AKVORDUN A NUORKU OG MEDALORKUKOSTNADI FRA LINU
928 EK=(SPK(N)+SCEB(N)*PWF(N))/(SPO+PEB)
    DJJP=SPK(N)+SCEB(N)*PWF(N)
    GALT=SPO+PEB
    GO TO 629
346 IF(THM) 850,850,851
850 IF(SENSE SWITCH 1) 8501,8502
8501 PRINT 6101, IP, V(J), EKM, GUF, JB, IN, BRE
    GO TO 347
8502 PRINT 610, IP, V(J), EKM, JB, IN
    GO TO 347
851 IF(SENSE SWITCH 1) 8511,8512
8511 PRINT 6111, IP, V(J), EKM, GUF, JB, BRE, IN
    GO TO 347
8512 PRINT 611, IP, V(J), EKM, JB, IN
347 CONTINUE
    PRINT 608
    GO TO 47
6081 FORMAT(I4, F31.3, F8.2, I5, I12, F8.2, F8.2)
6091 FORMAT(I4, F31.3, F8.2, I5, F8.2, I18, F8.2)
6101 FORMAT(I4, F15.2, F16.3, F8.2, I5, I12, F8.2)
6111 FORMAT(I4, F15.2, F16.3, F8.2, I5, F8.2, I18)
    END
```

FREDRIK VOGT
Blindernvn 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" betegnedes om "Laxá í Sudur-Thingeyjarsýslu", dateret 20. april 1964, på islandsk i 2 bind.
- (2) Den som her "rapport 2" betegnedes 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 ferdig	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
av alle) tørrår (95%	40 GWh	68 GWh

No. 2.

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 projekt 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 36 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 1966 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 á trekke de övra ca. 6 m av magasinet, - hvis da ikke det 10 km lange magasinet vil være tilstrekkelig til á hindre at vanskene oppstår?

I sine rapporter regner da også Thoroddsen med at inntaksmagasinet vil være tilstrekkelig til á 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 poröse grunn omkring Myvatn. Det er vel imidlertid disse skjulte magasiner som holdet Laxás naturlige vassføring så jevn. Det turde dermed være á 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 ökes 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 árlig 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 árlig avløp i Laxá, eller 2,4% av det i begge elver tilsammen. De vil dermed bare i beskjedent utstrekning kunne brukes til á lagre til vinteren det vann kraftverkene måtte spare om sommeren. Magasinene vil hovedsakelig måtte begrense seg til den oppgave á 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 á 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 á anta en ukelastfaktor om vinteren 1,25 til 1,35 gange den for hele året, men tallet bör her kontrolleres etter islandske forhold. Det vil da gi lastfaktor 51,5 x 1,25 á 1,35 = 64,4 til 69,5%. Deraf følger den maksimalt disponible vintervassføring i medianår:

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

fra begge vassdrag sammen 56:0,644 á 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.

No. 4.

Dette kan passe med utbygging av vannkraft for en maksimal vassføring kanskje opp mot 90 m³/s, altså vesentlig mindre enn de av Thoroddsen foreslår 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 foreslår 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 Erstafall 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 Efsta- fall, 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. Först 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:

No. 5.

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 Deras brev av 4. júlí 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, has 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 oprettholde en slik behovstigning, 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 elastisitet i disse behov?

Skulle en imidlertid regne med om noen få år å ha utvidet forsyningsområdet med f.eks. 30 eller 75%, vil det nokså 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 trenge,

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

No. 6.

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 holdepunkter:

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	<u>12,0 MW for 170 Mkr.</u>
	tils. 24,6 MW for 170 Mkr.
	= 6910 kr/kW.

Gljufurver trin 1	(2 mask.)
	<u>21,6 MW for 168 Mkr.</u>
	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	<u>12,0 MW for 174 Mkr.</u>
trin 1	tils. 24,6 MW for 174 Mkr.
	= 7070 kr/kW

+ Utvidelse	12,0 MW for 50 Mkr.
Efstafall	<u> MW for 56 Mkr.</u>
+ Sudurá	
overfør	tils. 36,6 MW for 280 Mkr.
	= 7650 kr/kW

hvorefter eventuelt Gljufurver eller de to nedrefall under ett?

No. 7.

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 I:

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.
+ Sudurar 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.

No. 8.

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 diskonterte 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 nødig 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.

No. 9.

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

Blindernvn. 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 forøvrig 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 Geotekniske Institutt vil bistå med overvåking ved bygging av den store jorddam.

Jeg har stor tillit til dette Institutt og både Norges Vassdrags- 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 overløpshøyde 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 driftsstunnelen. 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 vannrette 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 vannrette 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. Utjevningssasseng.

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 utjevningssassenget ha et tverrsnitt større enn F for å oppnå stabil drift, bestemt ved Thomas betingelse:

$$\frac{lfv^2}{gFhH} = 2$$

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 dempning 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 tilsvarer $c = 26,9$, 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 henved 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 avgreninger 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 $v/h =$ henved 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
BLINDERNVN. 2. OSLO 3
TEL. 46 06 31

OSLO 26.11.1966

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

Laxá projektet

Etter Deres anmodning sendte Verkfrádistofa Sigurdar Thoróðdsen 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 fannt 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 min uttalelse 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 samkjøring av alle verk innen et større område öker

2.

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 dette 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 aller største del av landet og dets befolkning. Det nordenfor liggende område (særlig Ofoten med Narvik, Lofoten og Troms fylke) skiller 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 bore 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 Østlandet, et selvstendig organ , eiet og drevet av de deltakende verk.

2. I Thoroddsens 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 veksling med mere vannkraft.

3.

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

4.

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 kote 138,5 og 127,5 vil magasinet inneholde 31 M m^3 . 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 Laxá 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 Laxá I senere kan kobles inn på tilløpstunnelen .

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 = oa. 24000 kr/kW . Bygges deretter dammen, blir omkostningene $86 + 95,5 = 181,5 \text{ M kr}$ for 10,5 MW = wa 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 .

5.

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 forståes 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

$\frac{47 \text{ m}^3/\text{s}}$

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

Alternativt ved utnyttelse av 69 m fall i Gljufurver og installasjon 22 MW , ca. 40 m³/s + tapping 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 senere 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 tilløpstunnellen 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 .

6.

En öket installasjon i Efstafall bör senere fölges av en tilsvarende ökning også av Gljufurver. Her måtte imidlertid både inntak, tillöpstunnel og utjevningssbasseng straks ~~økte~~ dimensjoneres for den større vassføring. Det vil gi en noe større ökning i de öyeblikkelige 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 damhöyden 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 sjö ovenfor kraftverkene. Denne sjöen 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 isdammer 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 bygge disse 5 M m^3 som tilstrekkelige for eliminasjon av isvanskene ?

Uten magasin for korttidsregulering (dogn / 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 tillöp. 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 dogn og ukeregulering vil vannet kunne utnyttes bedre, maksimallasten altså ökes tilsvarende. Etter norske forhold turde en kunne gjennomføre en slik dogn og ukeregulering med et magasin av størrelsesorden $1/4$ til $1/3$ av et dogns tillöp, men tallet bör korrigeres ved analyse av islandske driftsdata. I av-

7.

rundede tall kan medianårets naturlige vintertillöp 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 døgntillöp $3,6$ heholdsvis $4,8 \text{ M m}^3$. 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 årstillöp 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 kjöre Efstafall med tilnærmet maksimal fallhöyde hele året. Dögn og ukereguleringen tatt for seg betinger derimot så små tap av fallhöyde, at de lønner seg.

Det anslåtte behov 7 M m^3 for å eliminere isvanskene og for dögn 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 dögn 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 öker fallhöyden for Efstafall kraftverk. I sin rapport av april 1964 bind I s 23 sökte Thoroddsen å begrunne valget av oppdemningshöyden ökonomisk. 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 fallhöyden i mange år, ville renteutgiftene i mellomtiden vesentlig forrykke regnestykket og begrunne en redusert damhöyde for å spare anleggskapital. Dammen bör fortrinsvis ikke deles på to byggetrin idet det ville före 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 höy dam umiddelbart nedenfor, bygget med den nåværende dam som fangdam, men

8.

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 bør 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 Gljufurver blir aktuell, at jeg ikke ser ~~noen~~ grunn til nå å gå mere i detalj med dette projekt .

Fredrik Vogt

FREDRIK VOGT

BLINDERNVN. 2, OSLO

TEL. 46 06 31

FV/CI

OSLO. 6. april. 1967.

Raforkumálastjóri,
Laugavegur 116,

R e y k j a v i k.

Kraftforsyningen på Nord- og Østisland.

1. De nå aktuelle spørsmål er
- I hvilken grad bør en søke å oppnå elektrisk samkjøring mellom de forskjellige forsyningsområder på Nord- og Østisland ?
 - Hvilke kraftverk bør velges for å dekke den nære fremtids behov ?
 - I hvilken grad synes det rimelig å legge mere langsiktige planer for kraftutbyggingen ?

Sakene har gjennomgått en viss utvikling siden Raforkumálastjóri ("Rarik") 30.6.1966 rettet sin henvendelse til meg om å gi en kritisk vurdering av planene fra Thoroddssens ingeniørkontor for en videre utbygging av Laxá. Mine tidligere uttalelser i denne sak må nå sees i den større sammenheng. De er dermed videre bearbeidet og omarbeidet. Uttalelsene av 1966 kan da henlegges og erstattes av det etterfølgende.

2. Rarik har selv analysert økonomien ved samkjøring mellom
- Laxá og Akureyriområdet med
 - Det østlige Grimsáområdet og med
 - Skagafjordområdet på det midtre nordland.

Rarik fant at en sammenknytning direkte lønnet seg økonomisk. Både Grimsá og Skagafjordområdene ville få billigere kraft ved å knyttes til Laxáområdet enn ved en helt ut lokal forsyning. Samtidig ville Akureyri få økonomiske fordeler ved at en felles utbygging ville gi en raskere og dermed billigere utnyttelse av kraftkildene i Laxá. Videre ville samtlige parter få øket sikkerhet for sin kraftforsyning.

Selv har jeg ikke analysert vinningen ved sammenknytningen, men dette resultat stemmer med de alminnelige erfaringer ved først å bygge ut de beste objekter og å sammenbinde disse så snart objektets størrelse har passert et visst minimum. Jeg kan dermed slutte meg til denne plan.

Planen forutsetter samkjøring av følgende verk nå i drift eller under utbygging :

	Vannkraft + diesøl = sum		
a) Laxá - Akureyri	12,56	+ 7,11	= 19,7 MW
b) Grimsáområdet	3,2	+ 8,6	= 11,8 "
c) Skagafjordområdet	1,53	+ 2,6	= 4,1 "
tils.	17,3	+ 18,3	= 35,6 MW

FYLGISKJAL 25

ÁLIT DR. FREDIKS VOGT

Álit 4. 6. apríl 1967. Raforkumál Norður-
og Austurlands

- 2 -

En ser herav, at det nå er litt mere av dieselanlegg enn av vannkraftverk innen disse områder. Dieselmaskinene tjener dels som reserver for tilfelle av maskinuhell, men tjener idag også den alminnelige forsyning og ganske særlig som reserver i tilfelle av vannsvikt. I områdene (b) og (c) svikter vanntilgangen regelmessig over store deler av vinteren.

Rariks plan omfatter bygging av forbindelseslinjer

mellom a og b : 163 km for 132 kV for 60 Mkr
" a " c : 112 " " 66 " " 35 "

Disse linjer gir overføringskapasitet henholdsvis 16 og 17 MW ved overføringstap ca 5 %. Foreløpig vil spenningen eventuelt bare transformeres opp til 66 kV også på linjen mellom a og b.

Ved å bygge forbindelseslinjene vil det i første omgang være tilstrekkelig å bygge et vannkraftverk, som senere omhandlet i Laxá, som kan gi den billigste kraft. Dette vil gi en betydelig forenkling og derav følgende besparelser sammenliknet med å bygge ett nytt kraftverk for hvert område for seg.

Forbehold tas for eventuelle detaljendringer i planene for ledningsforbindelsene.

3. Det ligger nær å legge en forbindelseslinje også over gapet mellom ledningene nordover fra Husavik og østover fra Kópasker. Idag forsynes Kópasker og Raufarhöfn med omliggende områder fra dieselanlegg på tilsammen omtrent 1,0 MW. Ved å forbinde disse med vannkraftnettet, vil området vel få en noe billigere forsyning samtidig med at de nåværende dieselanlegg da kan overføres til reserven.

Derimot synes avstandene å være for store til at den kan lønne seg nå å forlenge forbindelsene videre til Thorshöfn, Höfn i Bakkafirdi, Vopnafjord eller Bakkagerdi.

Siglufjord forsynes nå hovedsaklig fra Skeidsfossen vannkraftverk. Hvis kraftbehovet i Siglufjord skulle vise en rask økning, kan også en ledningsforbindelse dit bli aktuell.

Foreløpig synes det imidlertid ikke aktuelt å bygge forbindelsesledninger til noen av de i dette avsnitt 3 nevnte områder. Men en bør holde et øye med utviklingen også på dette område.

4. Det hele planlagte samkjøringsområde brukte i årene

	<u>1961</u>	<u>1962</u>	<u>1963</u>	<u>1964</u>	<u>1965</u>	<u>1966</u>
Akureyriområdet	56,9	61,0	65,2	66,1	71,2	75,6 GWh
Grimsáområdet	9,7	10,7	13,1	15,6	19,7	24,5 "
Skagafjordområdet	<u>7,1</u>	<u>8,2</u>	<u>8,8</u>	<u>9,8</u>	<u>10,9</u>	<u>11,9 "</u>
	<u>tils.73,7</u>	<u>79,9</u>	<u>87,1</u>	<u>91,5</u>	<u>101,8</u>	<u>112,0 GWh</u>

I 1966 var dermed fordelingen 67,6 %, 21,8 % og 10,6 % på de 3 områder.

Midlere økning i forbruket for hele området var i disse årene 8,7 %. Veksten i forbruket var imidlertid meget ujevn : Den var uten sammenligning størst i Grimsáområdet, på Austisland, med i middel over 20 % årlig vekst og med omtrent 25 % årlig vekst i de siste årene. Den særlig sterke vekst på Austisland angis å henge sammen med at sildefisket i betydelig grad har trukket austover.

Denne tendens vil, hvis den fortsetter, relativt raskt i betydelig grad forskyve forbruket bort fra områdets sentrale til

FYLGISKJAL 25

'ALIT DR. FREDIKS VOGT

Álit 4. 6. apríl 1967. Raforkumál Norður-
og Austurlands

- 3 -

de ytre områder, men skulle i og for seg ikke endre stigningen i totalforbruket.

For 20 år fra 1965 av har Rarik utarbeidet kraftprognoser for det planlagte samkjøringsområde for Nord- og Austisland. Nedenfor er disse prognoser gjengitt for hvert tredje år og med en viss avrundning :

Maksimale og minimale prognoser for årsenergi og årlig topplast innen det planlagte samkjøringsområde, etter utjevning :

	Prognose 125 (maks.)		Prognose 213 (min.)	
	Årsenergi og topplast		Årsenergi og topplast	
	GWh	MW	GWh	MW
1965 :	99	17,9	98	17,9
68	122	22,4	111	20,8
1971	146	27,0	126	24,0
74	178	31,8	142	27,5
77	221	38,5	161	31,5
1980	262	45,5	181	36,0
83	304	54,4	204	41,1
85	335	61,0	222	45,0

Nedenfor er antatt at den ovenstående maksimale prognose stort sett blir bestemmende idet det regnes med økende bruk av elektrisitet til boligoppvarming.

Selv denne maksimale prognose svarer ellers ikke til mere enn en midlere prosentisk vekst på ca. 7 % årlig i den første tid (mot 8,7 % i årene 1961 til 1966) synkende til omtrent 5 % årlig vekst for prognosens siste del. Forbruket i prognosens to første år har allerede oversteget denne.

5. Alternative planer foreligger for utbygging av Efstafall eller Gljúfurver i Laxá, av Lagarfoss i Lagarfljot i aust, eller av Svartá i Skagafjord. De to første utbyggingene er planlagt av Thoroddssens ingeniørkontor, mens utbyggingen av Svartá er planlagt av Theodór Arnason og Asgeir Sæmundsson.

Hva er så det første siktepunktet for en slik kraftutbygging ?

I tillegg til kapitaltjenesten ved drift av dieselanleggene angis de større dieselanleggene å trekke ca. 50 islandske øre/kWh (1 islandsk øre = 1/6 norsk) til drift og vedlikehold, inklusiv brensel, mens de små verkene trekker enda mere. Til sammenligning er dette over det dobbelte av det de gunstigste vannkraftverkene alt i alt vil trekke per kWh inklusiv både kapitaltjenesten (renter og amortisasjon), drift og vedlikehold. Et hovedpunkt vil det dermed stadig bli å utnytte de tilgjengelige vannkraftreserver på den best mulige måte slik at dieselanleggene stort sett kan stilles i reserve.

Av den samlede produksjon i det planlagte samkjøringsområde har følgende andeler kommet fra dieselanleggene :

1961	andel dieselkraft	1,2 %
1962		2,3 "
1963		4,2 "
1964		3,4 "
1965		8,4 "
1966		12,8 "

FYLGISKJAL 25

ALIT DR. FREDIKS VOGT

Alit 4. 6. apríl 1967. Raforkumál Norður-
og Austurlands

- 4 -

Andelen av dieselkraft har altså stort sett stadig vokset idet det i disse årene ikke kom ny vannkraft til.

Spesielt i 1966 utgjorde produksjonen av dieselkraft

Dieseldrift i GWh og i % av totalproduksjon

Akureyriområdet	0,5 GWh = 0,7 % av 75,6 GWh
Grimsáområdet	10,5 " = 41 " " 24,5 "
Skagafjordområdet	3,3 " = 28 " " 11,9 "
tils.	14,3 GWh = 12,8 % av 112,0 GWh

Tendensen er en klart stigende andel av dieselkraft om enn med små tilfeldige svingninger. Og stigningen er særlig rask i Grimsá og Skagafjordområdet mens vannkraften i Laxá hittil stort sett ennå har spart Akureyri for større bruk av dieselkraft.

Det gjelder nå bl.a. å velge kraftkilder av passende størrelse ved etablering av nye vannkraftverk. Prognosen viser at en nå må vente en stigning av kraftbehovet i de første årene med omtrent 1,5 MW årlig foruten at en nå må søke å erstatte bruken av dieselkraft med vannkraft. Men kraftbehovet er antatt å vokse med over 2 MW årlig allerede i midten av 1970 årene stigende til 3 MW årlig i begynnelsen av 1980 årene. Hvis en skal komme mest mulig over på vannkraft, måtte en allerede omkring 1970 ha i drift én ny maskin f.eks. på 15 á 16 MW. For å komme noe på forskudd med vannkraft burde en deretter f.eks. omkring 1975 få inn ytterligere en slik maskin.

6. Planene for utbygging av Svartá i Skagafjord ble fremlagt i februar 1965. Det ble planlagt installert én maskin på 3,8 MW med midlere årsytelse 18 GWh og tørkårsytelse omtrent 15 GWh, herav litt under halvdel i vinterhalvåret. Kraften synes ikke å kunne bli særlig billig.

Et verk av denne størrelse ville tydeligvis bare kunne dekke et underskudd på vannkraft som en allerede er kommet til nå i 1967 og ikke by noen løsning for fremtiden. Selv om utbyggingen av Svartá kanskje kunne ha vært et rimelig alternativ for en total forsyning av Skagafjord for seg alene, synes den dermed ikke å kunne være rasjonell for det hele samkjøringsområde under ett når en har andre bedre objekter.

Det anses dermed ikke rimelig her å gå i detalj med disse planer.

7. For Laxá foreligger derimot alternative utbyggingsplaner for anlegg av mere passende størrelser, i første omgang f.eks. med en 16 MW maskin, med mulighet for fortsatt suksessiv utbygging.

Laxá karakteriseres som en "lindaelv", med en helt usedvanlig jevn vassføring, hvilket er en meget stor fordel.

Også Laxá's vassføring varierer allikevel noe fra år til annet. Den var i årsmiddel :

1947/48 :	41,0 m ³ /s	1954/55 :	41,9 m ³ /s	1960/61 :	41,4 m ³ /s
48/49	40,8 "	55/56	41,0 "	61/62	45,2 "
49/50	43,5 "	56/57	44,2 "	62/63	46,0 "
1950/51	45,3 "	57/58	43,8 "	63/64	41,1 "
51/52	46,2 "	58/59	44,3 "	64/65	42,6 "
52/53	47,5 "	59/60	44,8 "	65/66	41,2 "
53/54	38,8 "				

Middel : 43,2 m³/s
eller 1360 Mm³/år

Som alltid vil det selv ved Laxá bli vintervassføringen det kan skorte på idet kraftbehovet er størst om vinteren.

FYLGISKJAL 25

'ALIT DR. FREDIKS VOGT

Alit 4. 6. apríl 1967. Raðforkumál Norður-
og Austurlands

- 5 -

I 1965 var således lastfaktoren omtrent 65 % under ett for hele året, men den var omtrent 55 % for sommerhalvåret mot 75 % for vinterhalvåret og opp til 85 % for desember. Skulle Laxá dekke kraftbehovet helt uten noe tilskudd hverken fra diesekraft eller fra sesongregulering ved magasiner (altså regnet bare med døgnregulering), ville en i beste fall få utnyttet mindre enn 75 % av vannkraften idet vel 25 % ville renne unyttet forbi i de sesonger en har liten belastning.

Allerede ganske små magasiner vil imidlertid bedre utnyttelsen ikke uväsentlig idet de vil gjøre det mulig å spe på vann f.eks. under stor belastning i desember. Tilsvarende bedring vil kunne fåes ved dieseldrift under stor belastning. F.eks. med magasin 1 % av årsanløpet (= 14 Mm³, nå magasinert i Myvatn), skulle en teoretisk nå opp til utnyttelse av 83 % av det jevne tilløp. Økes magasinet til 4,5 % av årsanløpet (altså til ca 60 Mm³), skulle en kunne utnytte hele det jevne tilløp mens bare visse flommer vil gå tapt. Et slikt magasin er nemlig tilstrekkelig til å gi tilskudd om vinteren lik merbelastningen under denne.

Særlig før Myvatn ble regulert sviktet vassføringen ofte om vinteren fordi vannet da kunne fryse bort i elveleiet i noen dager ad gangen, men denne bortfrysning ble nesten helt eliminert etter reguleringen i Myvatn fra 1959/60 av med magasin 14 Mm³.

Således var det i de enkelte år en sammenhengende svikt i forhold til vassføring 37 m³/s:

1947/48 :	1 Mm ³ ,	1954/55 :	2 Mm ³
48/49	21 "	55/56	18 "
49/50	14 "	56/57	6 "
1950/51	8 "	57/58	5 "
51/52	13 "	58/59	5 "
52/53	3 "	59/60	18 "
53/54	17 "		

men deretter var svikten i årene etter reguleringen i Myvatn bare

1960/61 :	2 Mm ³ ,	1963/64 :	1 Mm ³
61/62	3 "	64/65	2 "
62/63	0 "	65/66	4 "

Helt ut tør det være mulig å eliminere denne svikt ved bortfrysning ved å holde et mindre magasin også ved inntaket, f.eks. på 4 a 5 Mm³.

Senere kan det bli lønnsomt å føre anløpet fra Sudurarveitu og Svartárvatn fra Skjalfandalflljot over til Laxá. Derved angis Laxá's vassføring å kunne økes med 38 % i middel. Selv om en slik overføring først senere skulle bli aktuell, bør planleggingen allerede nå sikte på at den kan komme og maskin plass bør sikres.

Etter en slik overføring av anløpet til Laxá vil det også lønne seg bedre enn nå å skaffe mere magasin for sesongregulering. Anta f.eks. at en regner med de magasinkurver som er gjengitt på fig. 4 i Efstafall projektet av mars 1966. Med magasin f.eks. = 4 % av årsanløpet (= 76 Mm³ etter at Sudurár etc. er overført) vil en dels kunne øke anløpet i den tid belastningen er størst, og dels kunne jevne ut tilløpet i tørre perioder. I enkelte få år turde en dermed kunne utnytte 97,5 % av det midlere tilløp, altså av 43,1 m³/s + 38 % fra Sudurár = 58 m³/s, brukt med 85 % lastfaktor = 68 m³/s. I de fleste år vil en derimot ikke rekke lenger enn til 95 % utnyttelse, eller under ellers like forhold til 66,5 m³/s, mens en i enkelte dårligere år bare vil nå 90 % eller derunder, altså vassføring 63 m³/s eller derunder under topplast, og da eventuelt må supplere med noe diesekraft. En passende installasjon kan da kanskje være 2 maskiner for 34 m³/s hver ved full fallhøyde ?

FYLGISKJAL 25

'ALIT DR. FREDIKS VOGT

Alit 4. 6. apríl 1967. Raforkumál Norður-
og Austurlands

- 6 -

Jeg har tidligere fortrinnsvis holdt på Efstafall som den gunstigste første utbygging i Laxá. Det nå i mars 1967 av Verkfrædistofa Sigurdur Thoroddssen fremlagte alternativ Gljufurver (tegning 07.03.0.01) synes imidlertid å by fordeler ved en suksessiv utbygging, og jeg går i prinsipp over til dette alternativ. Jeg går da ut fra at dets detaljer blir videre bearbeidet.

Sigurdur Thoroddssen har alternativt fremlagt forskjellige oppdemningshøyder for dammen, som var plassert like nedenfor inntaket til Laxá I.

kote 128,5 med magasin	7 Mm ³	og kostnad	42,5 Mkr
" 138,5	" 36 "	" "	56,3 "
" 148,5	" 101 "	" "	85,5 "

Maskininstallasjonen ble forutsatt delt på 2 enheter med turbiner bygget for alternativt 35 eller 45 m³/s hver ved største fallhøyde.

Fra de 3 alternative overslag for forskjellige demningshøyder kan overslag uten videre finnes tilnærmet ved interelasjon for andre damhøyder (= $42,5 + 0,61 \cdot x + 0,077 \cdot x^2$ hvor x = damhøyden over 128,5). F.eks. fåes omkostning 43,6 Mkr for oppdemning til kote 130,0 og 67,5 for demning til 143,0.

Høyere opp vil det neppe lønne seg å demme selv med full utbygging ?

Hvis dammen f.eks. bygges for oppdemning til kote 143 like nedenfor den nåværende inntaksdammen til Laxá I, vil en få et inntaksmagasin på 64 Mm³ foruten de 14 ved Myvatn, tilsammen 78 Mm³. Herav vil det neppe lønne seg å tappe den siste del annet enn helt unntaksvis, idet det ville gå sterkt ut over fallhøyden. Det regnes dermed med netto ca. 72 Mm³ magasin.

Idet en fyllingsdam alltid vil være meget sårbar for overtøpping av sin vanntette kjerne, foreslo jeg i mitt brev av 27.1.1967 flomløpet særdeles rommelig dimensjonert, enkelte vil kanskje si overdimensjonert, og viser hertil : Et flomløp 75 x 1,8 m mot de tidligere planer 50 x 1,5 m. Damkronen forutsattes fremdeles holdt 4,0 m over overløpsterskelen, mens den vanntette kjerne ble foreslått forhøyet de 0,3 m uten hevning av damkronen. Amløpskanalen måtte imidlertid økes tilsvarende.

Turbinene for et slikt Gljufurver kraftverk vil få en maksimal brutto fallhøyde $143 - 69,5 = 73,5$ m. Det regnes med 1,1 m falltap (som i Thoroddssens projekt). Anta at det installeres to maskiner som hver kan yte 19 MW ved vannforbruk 34 m³/s ved 67 m bruttofall, altså ved vannstande 136,5 eller høyere. Ved full oppdemning til kote 143 vil de to turbiner da kunne nytte ca. 62 m³/s.

En kunne tenke seg utbygging med demning til kote 130 i første omgang. Det vil gi ca. 10 Mm³ magasin. Regnes herav bare de øvre 4 Mm³ vanligvis brukt, vil det gi inntaksvannstand variabel omtrent mellom 127 og 130 m. En turbin som foran foreslått vil ved slike vannstande kunne yte 16,3 til 15,1 MW ved vassføring 32,4 til 31,5 m³/s, altså i middel ca 16 MW.

I tillegg hertil vil Laxá I fortsatt kunne kjøres med 4,6 MW ved avtapping av 15 m³/s fra driftstunnellen. For å kunne drive Laxá I samtidig med Gljufurver, må en drive noe døgnregulering og holde noe magasin i reserve for eliminasjon av isvanskene. De 4 Mm³ magasin antas tilstrekkelig hertil.

Som et midlertidig arrangement tør det nye kraftverk også tenkes kjørt med denne ene maskin uten noen oppdemning ut over den til kote

FYLGISKJAL 25

ÁLIT DR. FREDIKS VOGT

Álit 4. 6. apríl 1967. Raforkumál Norður-
og Austurlands

- 7 -

107,5 for det nåværende Laxá I. Ved denne oppdemning vil Gljufurver maskin 1 nok kunne yte minst 7 MW ved vassføring 25 m³/s. Da en slik drift ikke gir noen mulighet for døgnregulering (intet magasin) vil en vanligvis ikke kunne kjøre Laxá I og Gljufurver 1 samtidig for mer enn ca. 11,5 MW, altså med ca. 7 MW merytelse ved å kjøre inn Gljufurver 1. Allerede dette vil imidlertid gi en vesentlig hjelp inntil en kan rekke å få bygget dammen. En måtte da være forberedt på noe sviktende kraftytelse ved frysning og dermed på noen dages dieseldrift om vinteren.

Thoroddssens overslag for kraftmaskiner på 25,3 MW, eksklusiv alle bygningsarbeider, lyder på 37,9 Mkr + 5 % og + 9 % tillegg = 43,2 Mkr eksklusiv transformatoromkostninger i Laxá og Akureyri, eller 52,1 inklusiv disse. For et foreløbig overslag kan en regne med at en maskin på 19 MW ved 67 til 73,5 m bruttofall vil bli billigere, nesten i forhold til ytelsen, f.eks. 18 a 20 % billigere (i stedet for 25 % ved proporsjonalitet)? Dessuten vil tunneller og luker etc. også kunne utføres atskillig billigere ved at de må dimensjoneres bare for 2 x 34 = 68 m³/s i stedet for 2 x 45 = 90 m³/s. I alt tør en slik reduksjon i ytelsen dermed anslagsvis kunne gi en besparelse i omkostningene til maskin, utstyr og bygningsarbeider av størrelsesorden kanskje 15 mill kr? Hertil kommer besparelsen på dammen i dennes første byggetrin. Sikre tall vil en her neppe kunne få uten ved et detaljert projekt.

En plan for Gljufurver omtrent som her skissert vil måtte forutsette en relativt rask avgjørelse av størrelsen av maskin 1 og også av den foreløbige damhøyde. Men det turde inntil videre være hensiktsmessig å la størrelsen av maskin 2 stå åpen innen visse grenser, avhengig av hvordan utviklingen vil vise seg å gå.

Dimensjoneringen av vannveger etc. må selvsagt avpasses etter de valgte maskinstørrelser.

Det vil antagelig lønne seg å installere maskin 2 før dammen måtte forhøyes.

Prognosene gjør det sannsynlig at en allerede vil trenge mere ny kraft i 1971 enn de første 7 MW. En bør dermed formentlig stå seg på å ta anbud også på første byggetrin for dammen med en gang, idet en derved kanskje kan oppnå noe lavere priser enn ved å dele arbeidet på flere etapper. Men bygging av kraftverket bør i alle tilfeller søkes fremmet raskest mulig.

Ovenfor er stadig forutsatt at muligheten for fortsatt å drive Laxá I som en reserve stadig opprettholdes ved arrangementet med avtapping av vann hertil fra Gljufurver driftstunnel. Riktignok vil Laxá I bare utnytte en del av fallhøyden, men anlegget er ennå bare 28 år gammelt og vil ved godt vedlikehold ennå kunne bestå i mange år. Ved dimensjonering av Gljufurver som ovenfor antydnet, vil en imidlertid ikke være avhengig av at denne reserve opprettholdes.

Med den store installasjon av dieselveik på nettet, skulle en ellers også kunne la disse tjene som reserve og altså ikke trenge å bygge egen vannkraft reserve.

Nedenfor er gjort et forsøk på å sammenstille anleggsutgiftene til selve kraftproduksjonen ved Gljufurver. Disse anleggsutgifter bør imidlertid påny gjennomgås i forbindelse med en detaljert projektering.

For å få omkostningene sammenlignbare med de for Lagarfoss anførte, er herunder transformatoromkostningene i Laxá og Akureyri holdt utenfor, mens alle prosenttillegg er medregnet. Med anslags-

FYLGISKJAL 25

ALIT DR. FREDIKS VOGT

Alit d. 6. apríl 1967. Raförkumál Norður-
og Austurlands

- 8 -

vise endringer i overslagene for endringer i damhøyder og maskinstørrelser og de derav avhengig utgifter til vannveger etc. turde en da få følgende overslag :

Byggetrin 1, merytelse 7 MW :

Kraftverket, oppr. oversl.	134	Mkr	
÷ transformatorer	÷ 8,5	"	
÷ ved bruk av mindre maskin ÷ ca.	<u>14,5</u>	"	netto 111 Mkr

eller 15.900 kr per kW.

Byggetrin 2, merytelse 16 ÷ 7 = 9 MW ved bygging av dam til kote 130.

Kraftverk og dam	71	Mkr	
÷ redusert damhøyde	÷ 12,7	"	
+ tillegg for overløp (?)	+ 1,4	"	
÷ transformatorer	÷ <u>3,7</u>	"	netto 56 Mkr

eller 6.200 kr per netto innvunnet kW.

Byggetrin 1 og 2 vil sammen da koste ca 10.400 kr per kW.

Byggetrin 3, maskin 2 på 16 MW, men eksklusiv overføring av Sudurarveitu etc.

Kraftverk utvidelse	67	Mkr	
÷ transformatorer	÷ 10,9	"	
÷ for mindre maskin	÷ <u>8,1</u>	"	netto 48 Mkr

eller 3.000 kr per innvunnet kW.

Byggetrin 4, forhøyelse av oppdemningen f.eks. til kote 143, gir merytelse 2 x 3 = 6 MW.

Dam 67,5 ÷ 43,6	= 23,9	Mkr	
+ nytt overløp og diverse	+ <u>8,1</u>	"	netto 32 Mkr

eller 5.300 kr per ~~per~~ innvunnet kW.

Hertil vil senest i et 5te byggetrin komme de ikke ubetydelige omkostninger ved overføring av Sudurar etc. uten hvilken maskin 2 ikke blir helt effektiv. Hvor store ?

Anleggsomkostningene i 3die og 4de byggetrin blir imidlertid ikke representative uten at også omkostningene ved overføringen av vannet medtas, idet først derved ytelsen i kWh vil komme opp på et normalt nivå.

I tillegg til de ovenfor gjorte overslag for selve kraftverket, vil da komme omkostninger til transformatorer ved kraftverket med gjennomsnittlig 300 til 350 kr per kW.

Omkostningene til transformatorer i Akureyri hører ikke hjemme i dette overslag.

8. Alternativt er nå også fremlagt planer for utbygging av Lagarfoss i Lagarfljot på Austisland. Projektet er utarbeidet i 2 alternativer:

a) Projekt av juli 1966 med installert enten 1 x 12 eller 2 x 6 MW ved fall fra kote 22/20 ned til undervannstand ca 4, med inntaksmagasin 165 Mm³ mellom kote 22 og 20.

b) Projekt av mars 1967 med installasjon 2 x 6 = 12 MW ved dam med fast overløp på kote 20,5, vannforbruk 88 m³/s ved full last. Dette gir et vesentlig mindre magasin - 80 Mm³ mellom kote 19,5 og 20,5 - men blir også noe billigere i anlegg.

Anleggsutgiftene ble ved alt. a beregnet til 160 Mkr ved 2 x 6 = 12 MW, eller til 143 Mkr ved 1 x 12 MW, iberegnet toll og skatt. Ved alt. b synes overslaget å bli 11 a 12 Mkr lavere, men den utnyttede fallhøyde blir noe lavere, effekten altså også noe mindre

FYLGISKJAL 25

ÁLIT DR. FREDIKS VOGT

Álit 4. 6. apríl 1967. Raforkumál Norðurlands
- 9 - og Austurlands

ved samme vassføring, men fremfor alt blir vintervassføringen vesentlig redusert idet reguleringsmagasinet blir vesentlig mindre.

Lagarfljot er et utpreget flomvassdrag, har altså en helt annen karakteristikk enn Laxá. Flommen har vært målt opp til $888 \text{ m}^3/\text{s}$, men er antatt å kunne stige til $1500 \text{ m}^3/\text{s}$. Midlere vassføring var i perioden 1949/50 til 1965/66 ca. $141,5 \text{ m}^3/\text{s}$, men den variert sterkt år for år, fra $72,3 \text{ m}^3/\text{s}$ i middel for 1964/65 opp til $229,9 \text{ m}^3/\text{s}$ i 1949/50. Det er her imidlertid av særlig betydning at vintervassføringen synker sterkt ned: Den har unntaksvis vært helt nede i $5 \text{ m}^3/\text{s}$. I 4 av 17 år sank den til under $10 \text{ m}^3/\text{s}$, i 11 av de 17 år ned til under $25 \text{ m}^3/\text{s}$ og bare i 6 av dem sank den bare ned til $44 \text{ a } 60 \text{ m}^3/\text{s}$. Og vassføringene er lave store deler av vinteren, under $25 \text{ m}^3/\text{s}$ opptil 3 måneder i enkelte år.

Det er her som ellers først og fremst vintervassføringen som blir avgjørende for verkets økonomi, og dermed blir magasin størrelsen av den største betydning. Om en nå i tillegg til regulering mellom kote 20. og 22, taper ned til 19,5 (som i plan b), vil magasinet bli 215 Mm^3 . En skulle da kunne sikre en vassføring i de 4 dårligste av 17 år tilsvarende lastfaktorer 42, 48, 53 og 61 % ved 12 MW. Først etter disse 4 år kommer andre mere akseptable.

Med magasin mellom kote 19,5 og 20,5 på 80 Mm^3 vil lastfaktoren i de dårligste vintrene bare bli 24, 30 og 38 %, hvilket er avgjort for dårlig. Da måtte en fremdeles i stor utstrekning leve på dieselkraft store deler av vinteren.

Allerede disse enkle betraktninger viser at en måtte søke å skaffe det størst mulige magasin for en utbygging av Lagarfossen. Men magasinet begrenses dels av en flyplass på kote 24, dels av Lagarfljotsbru på kote 23,4, dels vel også av markskader.

Forinnen dette projekt realiseres, synes det ønskelig å undersøke meget nøye hvor stort magasin det ^{overhodet} kan være mulig å skaffe her. Idet nettet forøvrig har så store dieselkraftreserver, synes det ikke lønnsomt å dele maskinytelsen på to enheter. En sparer så meget kapital med å nøye seg med én stor maskin, at en i stedet kan ta omkostningene med å kjøre dieselverkene som reserver i påkommende tilfeller.

Projektet for utbygging av Lagarfossen vil etter det refererte overslag i beste fall (alt. a) kunne kost omtrent 12.000 kr per kW, og da ennå ikke levere helt fullverdig vinterkraft. Da en må regne med at ytelsen 12 MW er i minste laget for samkjøringsområdet, synes en slik utbygging ikke helt å kunne konkurrere med en videre utbygging av Laxá. Den vil imidlertid kunne passe godt inn som et senere supplement dertil.

FYLGISKJAL 25

ÁLIT DR. FREDIKS VOGT

Álit 4. 6. apríl 1967. Raforkumál Norður-
- 10 - og Austurlands

9. Konklusjon.

En samkjöring av kraftverkene på Nord- og Austisland synes lønnsom etter de av Rarik foretatte undersøkelser. Dens hovedformål måtte være dels å erstatte dieselkraftforsyningen med vannkraft og dermed å kunne stille den relativt dyre dieselkraft i reserve, dels også å forene reservene.

En utbygging av Laxá med et anlegg "Gljufurver" synes å kunne gi den for hele samkjöringsområdet idag billigste lösning.

Foran er i avsnitt 7 skissert og begrunnet en noe modifisert plan for en slik utbygging med suksessiv utvidelse.

I avsnitt 8 er kort omtalt en utbygging av Lagarfossen på Austisland, som vel kan passe som en senere supplerings til utbyggingen i Laxá.

Hilsen !

Fredrik Vogt

Fredrik Vogt

FREDRIK VOGT

BLINDERNVN. 2. OSLO

TEL. 46 06 31

OSLO. 7 april 1967

Raforkumálastjóri ,
Laugavegur 116
Reykjavík , Island .

Kraftforsyningen på Nord- og Austisland .

Etter at min uttalelse av 6.4 var skrevet , mottok jeg Raforkumålasjörík karter over Lagarfljot og Lagarfoss . De foranlediger noen få tilleggsbemerkinger :

Som tidligere påpekt anser jeg det vesentlig for en utbygging av Lagarfoss at det skaffes det størst mulige reguleringsmagasin der, slik at en kan oppnå full vinterytelse. Dette gjelder særlig når det siktes på samkjøring over det store område . Som før påpekt er det planlagte magasin på 165 Mm^3 i Lagarfljot mellom kotene 20 og 22 i planen av juli 1966 knapt tilstrekkelig og de 80 Mm^3 mellom 19,5 og 20,5 i planen av mars 1967 helt utilstrekkelig . Det ville fremtvinge en uforholdsmessig bruk av dyr dieselkraft om vinteren .

Nå er det her visse økonomiske begrensninger : flyplassen ved Egilstadir har sine løpebaner ned til kote 24 og broen over Lagarfljot like ved flyplassen har sin kjørebane på kote 23,4. Å dømme etter kartene synes det ellers ikke å bli store skader på mark eller hus ved slike oppdemninger ?

Etter tegning Fsk. nr 3 i Thoroddsens rapport av sept. 66 vil en oppdemning til kote 22 ved inntaket betinge en vst. 22,4 lenger oppe i Lagarfljot ved flom $600 \text{ m}^3/\text{s}$. Ved større flommer må inntaksvst. senkes litt for å unnga større stigning i Lagarfljot. Ved flommer over den største hittil målte ($890 \text{ m}^3/\text{s}$) angis derimot at den naturlige vst. vil stige over disse 22,4. Spørsmålet er da om det skulle være mulig å heve den høyeste regulerte vst. i Lagarfljot fra kote 22,0 f.eks til 22,4 ? Det ville øke

magasinet med 38 Mm^3 og dermed vinterytelsen med 1,6 GWh hvorved spares ca. 0,8 Mkr på dieseldrift i alle dårlige vannår.

Tidligere var det tale om senkning av Lagarfljot til kote 20 eller 19,5 ? Det hjelper her ikke meget at den naturlige vst. i de små sjöer like ovenfor inntaket har naturlig vst. mellom kote 18 og 19. For å oppnå en vesentlig ökning av senkningsmagasinet må en antagelig utdype elven både ved "Straumur" og ved Egilstadir. Kartene gir helt utilstrekkelige opplysninger til at mulige senkninger kan vurderes ved Straumur og knapt nok ved Egilstadir. I elven ved Egilstadir angis dog vanndybden til 1,3 m ved vannstand 20,2 , altså bunnskote i djupålen opp til 18,9 ved en 300 m bred elv. Det bör da undersøkes om en kan senke sjöen f.eks. til 19,5 ved vassföringer 50 eller $60 \text{ m}^3/\text{s}$, alternativt om en kan senke f.eks. til 19,0 ved å utdype elvelöpet ?

Noe måtte en kunne koste på en slik senkning idet hver 0,5 m ekstra senkning gir 26 Mm^3 magasin som tilsvarer ca 1,0 Gwh hvorved kan spares ca 0,5 M kr på dieseldrift i dårlige vannår .

Hvis det f.eks. skulle bli mulig å skaffe en reguleringshöyde på 3,0 a 3,5 m , altså magasin 250 a 290 Mm^3 , ville det hjelpe atskillig på vinterytelsen og derved gjøre verket mere konkurrencesedyktig . Installasjonen, 1 x 12 MW , måtte kunne beholdes uforandret også ved slik bedret regulering .

Med hilsen

Fredrik Vogt

Fredrik Vogt

17. august 1967.

Raforkumlastjóri,
Langavegur 116,
Reykjavík.

Vedr.: Elektrifisering av Nord- og Østisland.

Deres brev av 13/6-1967 er mottatt. Vedlagt følger såvidt mulig svar på de der stillede spørsmål:

1) For Lagarfoss:

En teknisk vurdering av en separat utbygging for Østisland, uten forbindelse med Nordisland.

2) For Svartá:

En teknisk vurdering av en separat utbygging for vestlige Nordland, uten forbindelse med Laxá.

3) For Laxá, Lagarfoss og Svartá:

Vurdering av de i prosjektrapportene fremsatte kostnadsoverslag.

Idet de foreliggende overslag for Laxá og Lagarfoss begge går ut fra prisnivået av januar 1966, og begge virker tillitvekkende og er utført av samme kontor, synes min oppgave her nærmest å være å ajourføre det litt eldre og ikke så detaljerte overslag for Svartá, slik at alle overslagene blir såvidt mulig sammenlignbare.

Jeg bygger ellers på mine anførsler i brevet av 6/4-1967.

Utbygging avLagarfossen, for forsyning av Østisland.

I de senere år har Østisland, tatt for seg, hatt et helt usedvanlig raskt voksende elektrisitetsforbruk siden silde-industrien i betydelig grad er flyttet fra nord og til Østisland. Områdets kraftforbruk er således siden 1962 vokset fra 10,7 GWh til i de følgende år 13,1 - 15,6 - 19,7 - 24,5 GWh i 1966, altså i årsmiddel med 23%, tilsvarende fordobling hvert 3 1/3 år.

En så rask vekst kan selvsagt ikke forutsees på vanlig måte og gjennom lengre tid. Dekning av de voksende behov vil volde store vansker. For å unngå å oppnå utakt mellom forbruk og produksjon, tør det beste være å gå sammenslutningenes veg, slik at naboer hjelper hinannen med bistand til utjevning.

Her er imidlertid direkte spurt om en alternativ egen utbygging for Østisland. Skal en da forutsette at kraftbehovet i ennå noen år vil vokse så raskt som en fordobling hvert 4de år, eller ennå raskere? En vil her befinne seg på den rene gjetnings grunn. Det ligger nær å regne med at Lagarfossen da utbygges under ett, og at anlegget straks gjøres ferdig til full ytelse, altså ikke deles opp i flere byggetrinn. Her vil det neppe heller lønne seg å dele ytelsen på flere maskiner, idet den ønskede reserve maskinkapasitet lettest, og vel billigst, kan skaffes fra dieselmaskiner.

Detaljerte planer med overslag for utbygging av Lagarfossen fremla Sigurd Thoroddsen 19/7-1966 i flere alternativer for netto normal fallhøyde fra kote 22 (fullt magasin 165 Mm³) til 20 (tomt) ned til midlere undervann 4,0 (høyeste målt kote 6,7):

Alternativ	1 x 6 MW	verk, kostende	118 M isl. kr.
"	1 x 9 "	" " "	132 " " "
"	1 x 12 "	" " "	143 " " "
"	2 x 6 "	trin 1, 126 M kr.	
		" 2 + <u>34</u> " "	160 " " "

I disse beløp er medtatt 4,0 M isl. kr. for å dekke tidligere stedfundne utgifter. I samsvar med tidligere bemerkninger forutsettes da her alternativet 1 x 12 MW valgt, kostnad 143 M isl. kr., inkl. de 4, eller 139 M isl. kr. ekskl. disse.

I mars 1967 fremla Thoroddsen en ny plan, med samme maskinstørrelser, men uten overslag. Mens planen av juli 66 forutsatte en lukedam over elven, ble det i planen av mars 67 alternativt regnet med en fast betongdam med en 300 m lang overløpskrona på kote 20,5. Det er da regnet med at senkning i alle fall er mulig ned til kote 19,5? Er det mulig, eventuelt etter opprensninger i osen, å tappe noe videre nedover, f.eks. til kote 19,0? Den nederste tapningsgrense vil slå atskillig ut på anleggets økonomi og bør bringes på det rene.

En må anta at prosjektet av mars 1967 gir noe lavere damomkostninger, men med lavere kraftutbytte, idet fallhøyden blir noe mindre og magasinet vesentlig mindre. Her hvor krafttilgangen antas bare å strekke til for en ganske kort årrekke, synes ikke en slik reduksjon å være hensiktsmessig. Alternativets vesentlige innhold synes å være at denne større senkning synes påregnelig.

Demningen av Lagarfljot ble i prosjektet av juli 1966 antatt begrenset til kote 22. Bestemmende for høyden er den begrensning som settes dels av en flyplass på kote 24,0, dels av Lagarfljotsbru på kote 23,4, dels vel også av markskader. Dette må nøye analyseres før avgjørelse. Det er ganske klart at enhver økning av reguleringshøyden innen de her aktuelle grenser vil være økonomisk fordelaktig.

Inntil videre kan kanskje her regnes med utbygging med 1 x 12 MW installert ved investering 143 M isl. kr.

Selv om en slik utbygging nå ikke skulle bli aktuell, vil en vel måtte regne med at den kan bli det noe senere. En bør da straks i alle tilfelle klargjøre utbyggingsmulighetene, og da særlig magasinmulighetene, slik som påpekt også i mitt brev av 6/4 d.å.

Utbygging av
Svartá í Skagafjord.

Í 1966 hadde Skagafjordområdet 2 mindre vannkraftverk på tilsammen 1,53 MW og ársytelse í de senere ár 8,95 til 8,6 GWh. Síne dieselanlegg utvidet de nylig (ná fullfórt?) frá 2,05 til 2,6 MW, og dieselproduksjónen har í de senere ár vokset frá íkke fullt 1,0 GWh í 1963 til 2,0 GWh í 1965 til 3,3 GWh í 1966.

Omráðets totale elektrisítetsproduksjón seg í den senere tíð ár for ár til í 1962: 8,18 1963: 8,84 1964: 9,75 1965: 10,9 og í 1966: 11,9 GWh, eller í miðel 11% árleg stígníng for dísse 4 ár. Í de síste ár har vannkraftverkene for det meste vért fullbelástet, og diesilverkene har stort sett dekket forbruksstígníngen.

Vannkraftverkene har í de síste 3 ár hatt brukstíder 5850, 5780 og 5620 tímer; dieselanleggene í 1966 opp til henved 1300 tímer.

Stíger totalbehovet fortsatt med 11% árleg, men uten tilgáng på ny vannkraft, måtte man antagelig anskaffe nye diesilverk senest í 1970.

Alternatívt er ná regnet med en separat utbygging av Svartá for á bedre forsyning for det vestlige Nordland, uten á knytte dette sammen med Laxáverkene.

Planene ble utarbeídet av Theodor Arnason og Asgeír Samundsson í febrúar 1965. De forutsetter utnyttelse av Svartá í miðel med 30 m fallhóide ved ínstillasjón av én vertikal kaplanturbin for 3,8 MW med en trefase generator 4,75 MVA, 500 omdr./mín., opptransformert til 33 kV for 32 km overfóring. Et íntaksmagasin er planlagt til 2 Mm³ ved 2 m reguleríngshóide. Dette íntaksmagasin vil bli ríkelíg til dógn og ukereguleríng, men vil íkke kunne bístå med sesongreguleríng.

Ytelsen frá et slíkt verk er ángít til 18 GWh í et míddelsár og 15,4 GWh í 1942, som var det tórreste ár. Da det íkke has magasin for sesongreguleríng, er ímídlertíð ydelsen størst om sommeren og noe míndre om vinteren. Uten bístand frá díselkraft (eller frá vassdragsreguleríng) kan dermed denne vannkraft íkke utnyttes helt ut. Regnes med 8,5 a 9 GWh frá systemets návárende vannkraftverk, vil en utbygging av Svartá hóyst kunne óke den totale vannkraftytelse med 12 a 13 GWh frá Svartá til sum 21 a 22 GWh frá vannkraft fó díselkraft má etableres om vinteren. Dette kan ventes á bli omráðets behov í 1972 eller 1973. Hele míddelytelsen 18 GWh frá Svartá vil ánslagsví í míddel trengre ca. 6 GWh árleg tilskudd av dísel for á kunne konsumeres, altså fórst konsumeres ved totalt forbruk 9 + 18 + 6 = 33 GWh. Det vílle gí omtrent samme forhold mellom vannkraft og dísel som ná. Skulle forbruket fortsatte á vokse med 11% árleg, vil en ná 33 GWh í 1977. Om en í stedet regner med 7,2% stígníng frá í ár av, altså fordobling hvert decenníum, vílle en ná 33 GWh fórst í ca. 1980.

Planene for utbygging av Svartá er frémlagt í 2 alternatíver, nemlig enten med en ren jorrdam ved et óvre damsted, eller med en betong buedam flankert av en jorrdam ved et nedre damsted. Planene kan nok trengre vídere bearbeídelse, líkesá overslagene.

De her fremlagte overslag konkluderer alt beregnet med

Alt. I	51,52 M	isl.kr.	for	3,8 MW	kraftverk
eller " II	50,13	" " "	"	3,8	" "
33 kV	overføringsanlegg	7,57 M	isl.kr.		
11 kV		1,53	" "		

Det tør vel være logisk riktig her å holde de medtatte 11 kV overføringsanlegg utenom, men 33 kV anleggene må i tilfelle medtas for å stå som motpost til samkjøringslinjen til Akureyrar i sammendraget.

Overslaget for selve kraftverket måtte imidlertid såvidt skjønnes vesentlig revideres for å bli sammenlignbart med de foran refererte for Lagarfossen.

For Svartá er regnet med tildels vesentlig lavere enhetspriser, hvilket igjen delvis er kompensert ved å bruke høyere prosenttillegg:

Ved Svartá ble regnet med 20% tillegg for uforutsett, 8% for administrasjon etc. og 7% for renter i byggetiden. Det tilsvarer tilsammen 38,7% tillegg. Ved de andre anlegg er det regnet 15% + 9% for bygningsarbeidene = 25,3%, mens det for maskinanleggene er regnet med 5% + 9% = 14,5%.

Av de enkelte direkte kostnader nevnes her tilriggingsarbeider for Svartá 1,1 M isl. kr., mens det ved Lagarfossen ble regnet 10,0 M isl. kr. Tilriggingsomkostninger ved Svartá utgjør 4,6% av de øvrige bygningsanlegg, mens de ved Lagarfossen utgjør 16,4%. Dette kan ikke sies å gi noe rimelig forhold, men betinger sammenligningsvis et vesentlig tillegg for Svartá.

Fangdammer er kalkulert til 0,3 M kr. mens det ved Lagarfossen, iberegnet bro etc., ble regnet 6,6 M kr. Postene er ikke direkte sammenlignbare, men utgiftene til fangdam synes dog satt forholdsvis for lavt.

Ellers kan en også peke på en rekke enhetspriser som ligger noe lavere enn de for Lagarfoss anførte. Mange småposter er også slått sammen hvor detaljering antagelig ville gi større summer.

For Lagarfossen er medregnet hus for maskinbetjeningen med vel 3 M isl. kr. + prosenttillegg. For Svartá has ingen slik post, men her er kraftverket forutsatt fjernstyrt.

Alt i alt synes overslagene for Svartá å ligge noe lavere enn de for Lagarfossen, de direkte utgifter med alle prosenttillegg, men forskjellen i sluttsummen blir neppe særlig stor.

Mens kraftverk + overføringsutgifter (33 kV) etter alt. II har vært anslått til 50,13 + 7,57 = 57,7 M isl. kr., kan en kanskje heller burde regne med at utbygging av Svartá vil koste 60 a 62 M isl. kr. for billigste alternativ etter prisene av januar 1966.

Som et ikke uvesentlig tillegg bør ellers medregnes at innen Skagafjords forsyningsområde vil det ikke bli umiddelbar avsetning for all kraften fra Svartá. Inntil all kraften derfra kan påregnes nyttet i slutten av 1970-årene, må omkostningene hermed betales i tillegg til kraftsalget på den ene eller annen vis.

Utbygging av Laxá.

I dag er følgende verk, såvidt skjønnes, i drift eller under bygging:

	Vannkraft	+	diesel	=	sum
Laxá og Akureyri	12,56	+	7,11	=	19,7 MW
Grimsdómrádet	3,2	+	8,6	=	11,8 "
Skagafjordsrádet	1,53	+	2,6	=	4,1 "
	<u>tills. 17,3</u>	+	<u>18,3</u>	=	<u>35,6 MW</u>

De i mitt brev av 6. april 1967 gjorde forslag for suksessiv utbygging av Laxá for det her planlagte samkjøringsområde omfatter 2x19 MW i et Gljufurver kraftverk, med suksessiv utbygging av dammer (se s. 8).

- Byggetrinn 1: 1 maskin, ingen ny dam, netto 7 MW for 111 M kr.
- Byggetrinn 2: Merytelse 16 + 7 = 9 MW ved bygging av dam til kote 130 for + 56 " "
- Byggetrinn 3: 1 ny maskin, dammen uforandret, + 16 MW ved denne damhøyde, for + 48 " "
- Byggetrinn 4: Dammen forhøyes f.eks. til kote 143, gir merytelse 2 x 3 = 6 MW for + 32 " "

Kostende per netto kW av utvidelsen:

Trinn 1	:	111 M kr.	:	7000 kW	=	15.900 kr/kW
" 2	:	+ 56 " "	:	+9000 " "	=	6.200 " "
<u>Tills. 1 + 2</u>	:	<u>167 M kr.</u>	:	<u>16000 kW</u>	=	<u>10.400 kr/kW</u>
<u>Trinn 3</u>	:	<u>+ 48 " "</u>	:	<u>16000 kW</u>	=	<u>3.000 " "</u>
<u>Tills. 1,2+3</u>	:	<u>215 M kr.</u>	:	<u>32000 kW</u>	=	<u>6.700 kr/kW</u>
Trinn 4	:	Oppdekning forhøyst til kote 143	:		=	
	:	+ 32 M kr.	:	6000 kW	=	5.300 kr/kW
<u>Tills.1,2,3,4</u>	:	<u>247 M kr.</u>	:	<u>38000 kW</u>	=	<u>6.500 kr/kW</u>

ekskl. transformatorer.

I et 5te byggetrinn vil dertil komme de ikke ubetydelige omkostninger ved overføring av Sudurar, uten hvilke maskin 2 ikke blir helt effektiv. Hvor store?

Hertil vil komme omkostninger til transformatorer ved kraftverket med i middel 300 til 350 kr/kW.

Forbindelsesledninger mellom de 3 nåværende forsyningsområder er av Barik angitt å koste i anlegg:

60 Mill. kr. for 163 km 132 kV ledning mellom Laxá og Grimsá, med overføringskapasitet ca. 16 MW ved 5% overføringskapasitet. Foreløpig transformeres spenningen bare opp til 66 kV.

35 Mill. kr. for 112 km 66 kV ledning, Laxá til Skagafjord.

Allerede ved disse ledningsforbindelser vil den nå ledige sommerkraft i Laxá kunne utnyttes i Grimsá og Skagafjord og spare kjøring av dieselkraft der.

Regnes besparelsen etter 0,50 isl. kr. per kWh, ville det anslagsvis dekke i alle fall 1,5 til 2 M kr. av forrentningen på ledningen etter forbruket i 1965, anslagsvis noe mer i 1966 og 1967. Dessuten vil ledningene skaffe reserver.

Ledningene vil imidlertid måtte begrunnes økonomisk ved at de gjør det mulig å utnytte området for dette formål gunstigste vannkraft i Laxá.

R e s y m é

De alternativer som ná drøftes, synes á være enten at hvert av de 3 områder bygger ut hvert sitt vannkraftverk:

Laxá, Gljufurver - trinn 1

ny 19 MW maskin, merytelse uten ny
dam 7 MW, kostnad 111 M isl. kr.

Lagarfoss 12 MW, kostnad 143 - 4 = 139 M isl. kr.

Svartá i Skagafjord 3,8 MW, kostnad angitt til 57,7 M kr. -
må kanskje revideres til 60 a 62 M kr.

Til sammen 111 + 139 + 57,7 (60 a 62) = 307,7 (310 a 312) M kr.

Eller de 2 forbindelsesledninger bygges straks og dessuten suksessivt Laxá som det billigste av de tre verk:

Ledn.	Laxá - Grimsá	60 M kr.
"	til Skagafjord	35 " "
Laxá, trinn 1		<u>111 " "</u>
	for 7 MW	206 M kr. (isl.)
	utvidelse + 9 MW	<u>56 " "</u>
	= 16 MW	262 M kr. "
	utvidelse + 16 MW	<u>48 " "</u>
	= 32 MW	310 M kr. (isl.)

Det fremgår herav at til á begynne med vil en spare betydelige kapitaler ved á arbeide sammen - ca. 100 M kr. kapital.

Etter hvert som kraftbehovet måtte vokse, vil de sammenlagte omkostninger til dekning av kraftbehov og overføring vokse, men dog ikke mere enn at samkjøringen stadig vil lønne seg, bl.a. vil en ved samkjøring stadig utnytte de tilgjengelige kraftmuligheter best mulig.

Med vennlig hilsen

Fredrik Vogt