NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

PUBLIKASJON
NR
4
1990

OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK

Utnyttelse av minstevannføringer til kraftproduksjon

NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIVERK

NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

TITTEL Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Utnyttelse av minstevannføringer til kraftproduksjon	NR 4
FORFATTER(E) /SAKSBEHANDLER(E) Norsk Vandbygningskontor/Hallvard Stensby, NVE	DATO 01.12.89 ISBN 82-470-0065-0 ISSN 0802-2569

SAMMENDRAG
Rapporten gir en beskrivelse av to gjennomførte prosjekter for utnyttelse av minstevannføringer til kraftproduksjon (Strandfossen og Djupdal). Planer for to prosjekter er beskrevet (Pikerfoss og Kjøljua), mens det er gjort en vurdering av mulighetene for å utnytte minstevannføringen ved Høyegga.

ABSTRACT
The report gives a description of two completed projects for utilizing compensation water for power production (Strandfossen and Djupdal). Plans for two projects are described in this report (Pikerfoss and Kjøljua), and a feasibility study on the utilization of compensation water at Høyegga has been carried out.

EMNEORD
Opprusting
Minstevannføring
Kraftproduksjon

SUBJECT TERMS
Upgrading
Compensation water
Power production

ANSVARLIG UNDERSKRIFT

Erling Diesen
Generaldirektør

Kontoradresse: Middelthunsgate 29
Postadresse: Postboks 5091, Maj.
0301 Oslo 3

Telefon: (02) 46 98 00
Telefax: (02) ~~69 81 54~~ 959000
Telex: 79397 NVEO N

Bankgiro: 0629.05.75026
Postgiro: 5 05 20 55

NYTT TLF.NR. (02)
95 95 95

91/382

556(05)
~~N90~~

ex 1

UTNYTTELSE AV MINSTEVANNFØRINGER TIL KRAFTPRODUKSJON

Innholdsfortegnelse

Side

1. INNLEDNING. 2

ANLEGG I DRIFT 3

2. STRANDFOSSEN MINIKRAFTVERK, HEDMARK. 3
   2.1. Innledning 3
   2.2. Beskrivelse, drift og vedlikehold av forsøksanlegg (1981-1986) 3
   2.3. Beskrivelse, drift og vedlikehold av nytt anlegg . 4
   2.4. Prosjektets økonomi 5
   2.5. Bilag. 6

3. DJUPDAL MINIKRAFTVERK, BUSKERUD. 7
   3.1. Innledning 7
   3.2. Beskrivelse av anlegget 7
   3.3. Drift og vedlikehold 8
   3.4. Prosjektets økonomi 9
   3.5. Bilag. 10

PLANLAGTE ANLEGG 11

4. PIKERFOSS MINIKRAFTVERK, BUSKERUD 11
   4.1. Beskrivelse av planer 11
   4.2. Bilag. 13

5. KJØLJUA MINIKRAFTVERK, OPPLAND 14
   5.1. Beskrivelse av planer 14
   5.2. Bilag. 15

UTBYGGINGSMULIGHET 16

6. HØYEGGA DAM - MINIKRAFTVERK, HEDMARK 16
   6.1. Innledning 16
      6.1.1. Reguleringer 16
      6.1.2. Dam 16
      6.1.3. Kraftstasjon/Installasjon 17
      6.1.4. Transmisjonslinjer 17
      6.1.5. Avløpskanal 18
      6.1.6. Kostnadsoverslag 18
      6.1.7. Produksjonsberegning 19
      6.1.8. Kostnadstall, økonomiklasse 20
   6.2. Utnyttelse av flomvann 20
      6.2.1. Produksjonsberegning 20
      6.2.2. Kostnadstall, økonomiklasse 21
      6.2.3. Drift 22
   6.3. Bilag. 22

SAMMENDRAG 23

1. INNLEDNING.

Som en del av det pågående prosjektet for opprusting og utvidelse av kraftverk som NVE utfører på oppdrag fra OED inngår dette delprosjektet for vurdering av mulighetene for utnyttelse av pålagte minstevannføringer til kraftproduksjon. Oppdraget omfatter 5 konkrete prosjekter. Opplysningene i rapporten er basert på befaringer på anleggene og samtaler med driftspersonell og byggherrer.

Pr. dato er det bare to kraftverk som utnytter minstevannføringen til kraftproduksjon, nemlig Strandfossen Kraftverk i Hedmark og Djupdal kraftverk i Buskerud. Kjøljua Kraftverk i Oppland er under planlegging og vil bli bygget og satt i drift sommeren 1990.

Pikerfoss kraftstasjon er planlagt med sikte på utnyttelse av minstevannføringen, men Buskerud Energiverk har skrinlagt planene. Videre har vi i denne rapporten foretatt en teknisk/økonomisk vurdering av mulighetene for å utnytte minstevannføringen og evt. flomvann ved Høyegga dam i Hedmark til kraftproduksjon.

ANLEGG I DRIFT

2. STRANDFOSSEN MINIKRAFTVERK, HEDMARK.

2.1. Innledning

Strandfossen Kraftverk eies og drives av Hamar-regionen Energiverk (HRE). Hovedkraftverket ble satt i drift i 1980, mens minikraftverket ble satt i drift i 1981.

HRE har helt siden planleggingen av hovedverket startet vært positive til tanken om å utnytte minstevannføringen til kraftproduksjon, og minikraftverket har derfor vært med i planene fra starten. Dette har gjort at det bygningsteknisk har vært lagt til rette for minikraftverket.

Minikraftverket ble p.g.a. fiskerimessige hensyn bygget inn i østre landfeste for terskeldammen hvor fisketrappa også er plassert, se bilag 2.

Minikraftverket ble planlagt for å utnytte en vannføring på 5 m3/s ved maksimal fallhøyde 3,25 m. Data for foreløpig pålagt minstevannføring over året er vist i bilag 1.

Etter en prøvedrift fra 1981 til 1986 ble minikraftverket bygget om og har fungert tilfredsstillende siden den tid. I det etterfølgende er både det gamle og det nye anlegget beskrevet.

2.2. Beskrivelse, drift og vedlikehold av forsøksanlegg (1981-1986)

For det gamle anlegget ble tre alternative installasjoner vurdert. Det ene alternativet var en nyutviklet horisontal rørturbin fra Sørumsand Verksted, type "Straflo", som det var et ønske om å installere for utprøving.

Det ble søkt om økonomisk støtte til prosjektet; "Pilot-anlegg for nyutviklet rørturbin", i Olje- og Energi-departementet. Forventet årsproduksjon var ca. 1 GWh, hvorav ca. 2/3 som vinterkraft. Samfunnsøkonomisk var prosjektet meget gunstig med en utbyggingspris i 1979 på 1,5 kr/kWh.

Totale utbyggingskostnader ble i 1979 stipulert til ca. 1,5 mill. kr, basert på elektro/maskinkostnader på kr 650.000,-. Elektro-/maskinkostnadene var her redusert i forhold til det opprinnelige tilbudet for å kompensere for de ulemper man har ved et "forsøksanlegg". Et alternativ med Francis i kum var også beregnet i 1979 med en total utbyggingspris på ca. 2 mill. kr, tilsvarende en utbyggingspris på 2 kr/kWh.

Etter installasjon og igangkjøring viste det seg at "straflo"-turbinen ikke fungerte som forutsatt. I løpet av en prøveperiode fra 1981-1986 var problemene såvidt store at en anså installasjonen som uegnet. Det var mange problemer, men de største var et tetningsproblem mellom det faste turbinrøret og det bevegelige turbinrøret som turbinhjulet satt inne i, problemer med remdriftsoverføringen til generatoren, samt lagerproblemer med turbinen. Da det også viste seg at turbinen ikke gav den tilsiktede virknings-graden, bestemte man seg for å stanse prøveprosjektet.

2.3. Beskrivelse, drift og vedlikehold av nytt anlegg

For den nye installasjonen ble det valgt en Francisturbin i kum med fast ledeapparat. Oppstart var juli 1987. Hoveddata for installasjonen er:

- slukeevne: 5 m3/s
- fallhøyde: 3,1 m
- effekt : 135 kW
- turbinens omdreiningstall er 120 °/min
- gear til generatoren med omdreiningstall 758 °/min

Det var nødvendig med endel ombygging i forbindelse med den nye installasjonen. Noe pigging og støping for tilpassing av ny turbin var nødvendig. Oppstrøms del av inntaksrør og nedstrøms del av sugerør fra det gamle anlegget ble benyttet.

For å sikre pålagt minstevannslipping er anlegget utstyrt med omløpsluke, se plantegn. bilag 4. Arrangement og bilder fra stasjonen er vist på henholdsvis bilag 4 og bilag 5. Ved eventuelle avslag stenger inntaksluka mens omløpsluka automatisk åpner. Automatikken er koblet via effektbryteren for signal til lukking av inntaksluka og åpning av omløpsluka. Dette er av vesentlig betydning idet hovedverket får signal når effektbryter kobles ut og da også at inntaksluka stenger, og rusing unngås. Fordi minikraftverket ligger såvidt langt unna hovedverket (11 km langs vei) er det viktig at driften er stabil og krever minimalt ettersyn. En dag i uken, ca. 2 timer, blir det foretatt kontroll og vedlikehold av minikraftverket. Det omfatter avlesing av måler, ettersyn på lager, gear etc., rensk av inntaksrist og ettersyn fisketrapp (sommer). Inntaket fungerer meget godt og det er ikke problemer med rusk på inntaks-risten.

Erfaringene så langt etter ombyggingen har vært meget gode og anlegget har gått uten vesentlige driftsforstyrrelser. Driftspersonalet er meget godt fornøyd og besøker anlegget rutinemessig 2 timer hver mandag. Remdriften er nå erstattet av en gear-overføring mellom turbinen og generatoren. Denne har så langt fungert uten problemer.

2.4. Prosjektets økonomi

Ombyggingen av minikraftverket til standard Francis-løsning ble fullt og helt bekostet av Sørumsand Verksted, slik at byggekostnadene for HRE er 1,5 mill. kr (1981). Renter i byggetiden og investeringsavgift er ikke tatt med. Under prøveperioden fra 1981 til 1986 sto turbinen mer enn den

gikk og produksjonen var derfor meget liten. Drifts-kostnadene derimot var meget høye og driftsresultatet for HRE meget dårlig. En utbygging med standard Francis-løsning var i 1979 beregnet til 2 mill. kr hvis den hadde blitt satt inn direkte.

Etter ombyggingen har årsproduksjonen ligget på ca. 800.000 kWh. Dette er noe lavere enn forutsatt og skyldes trolig isoppstuving om vinteren, og en lengre periode på sommeren hvor klappelukene er nede og trykkhøyden redusert med ca. 25%.

Takket være de lave driftskostnadene går driften av minikraftverket omtrent i null, og med en forventet stigning i energiprisene vil anlegget om kort tid gi et positivt resultat for HRE.

Samfunnsøkonomisk er det et gunstig prosjekt med en utbyggingspris på ca. 1,88 kr/kWh, forutsatt en årlig produksjon på 0,8 GWh hvorav ca. 2/3 er vinterproduksjon og totale byggekostnader på 1,5 mill. kr i 1980.

Til slutt vil vi nevne at det har vært et godt samarbeide mellom byggherre og leverandør for å komme fram til en god løsning, til tross for de store problemene før ombyggingen.

2.5. Bilag:

Bilag	1	Minstevannføring
	2	Minikraft oversikt
	3	Minikraft gammel, snitt
	4	Minikraft ny, snitt
	5	Foto

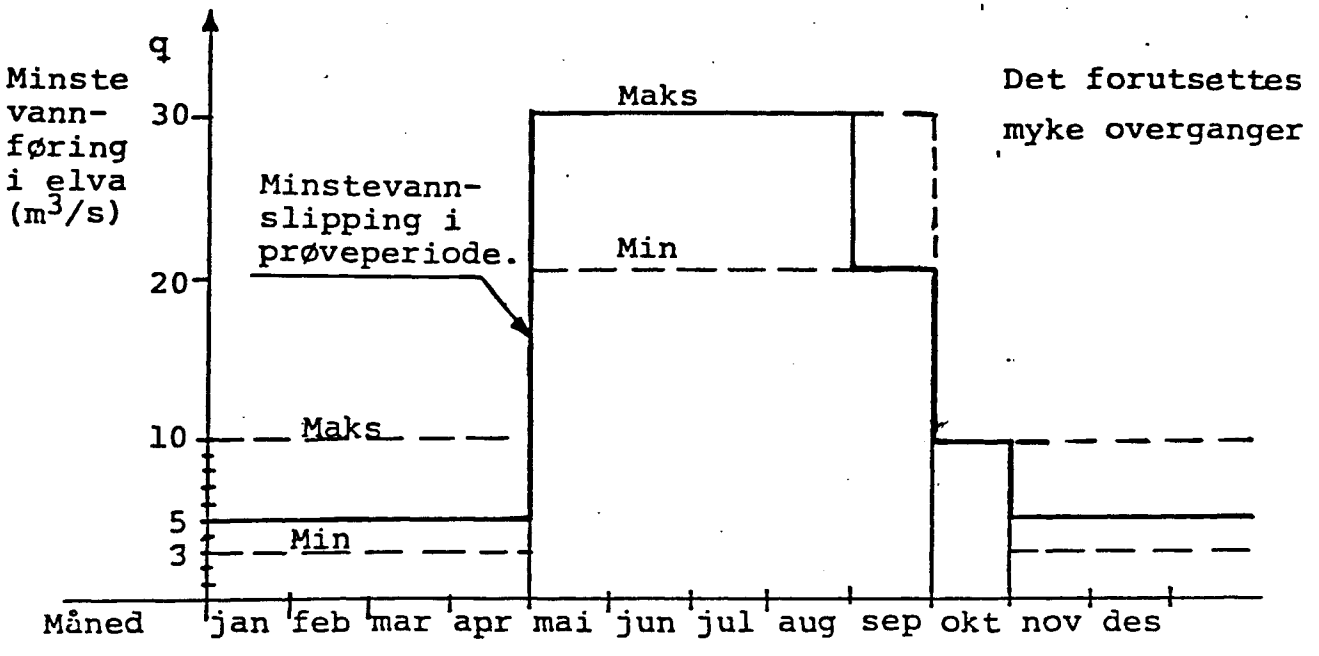
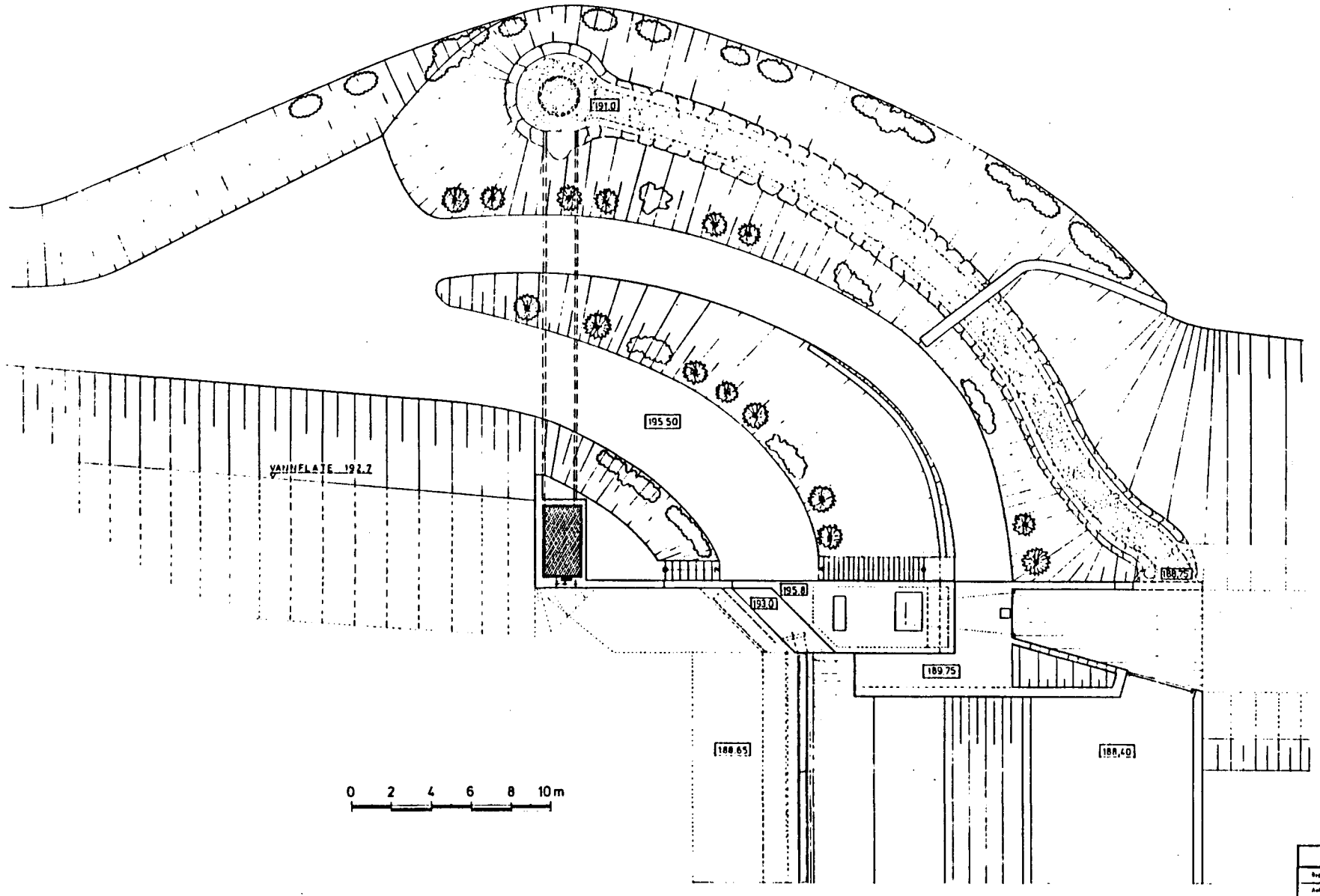


Fig. Foreløpig minstevannføring for Strandfossen Kraftverk i henhold til konsesjon.



BILAG 2

PRESENTASJONSTEGNING

Oppdragsgiver: HVF Komm Kraftselskap

Anlegg: STRANDFOSSEN KRAFTVERK

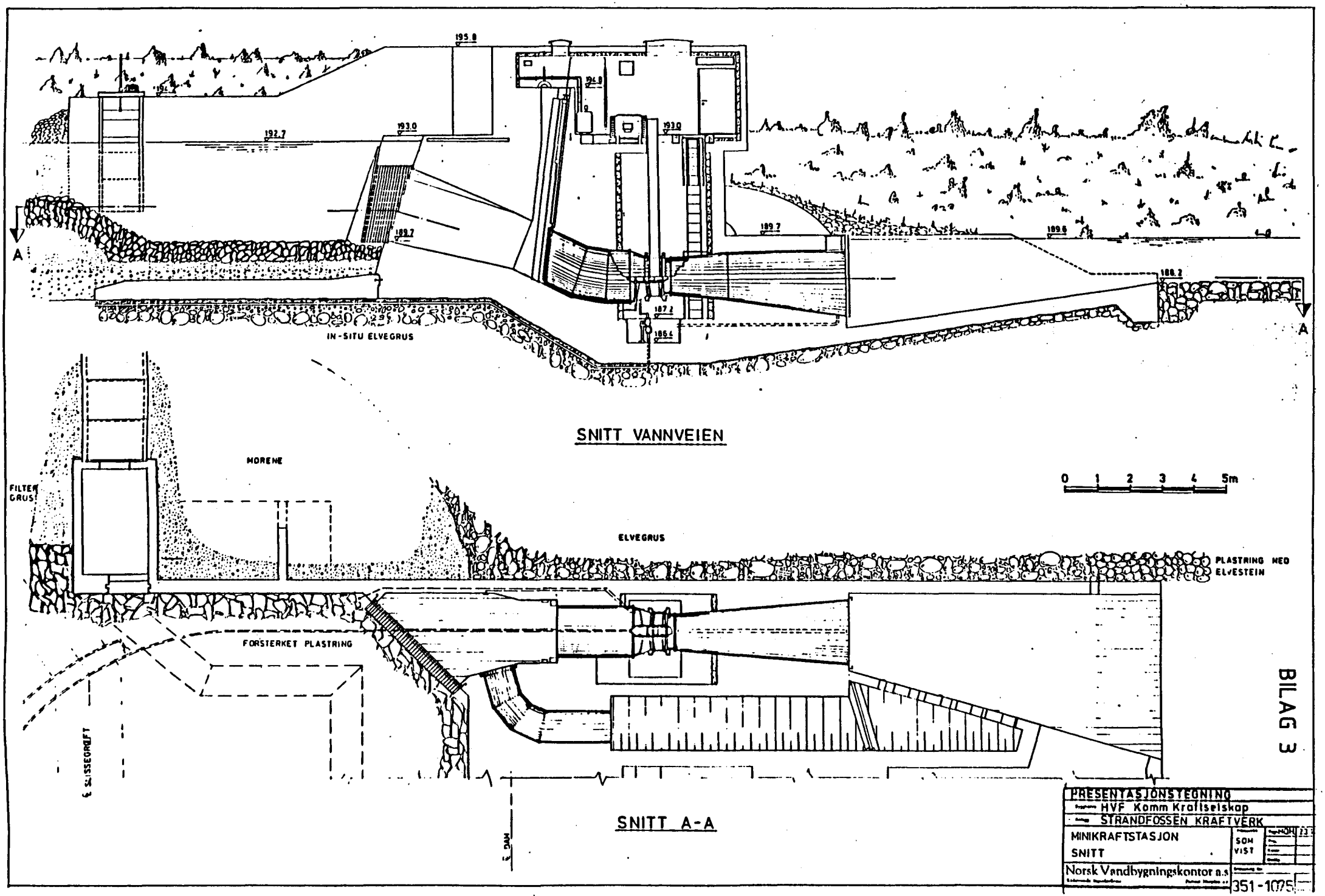
MINIKRAFTVERK ØST

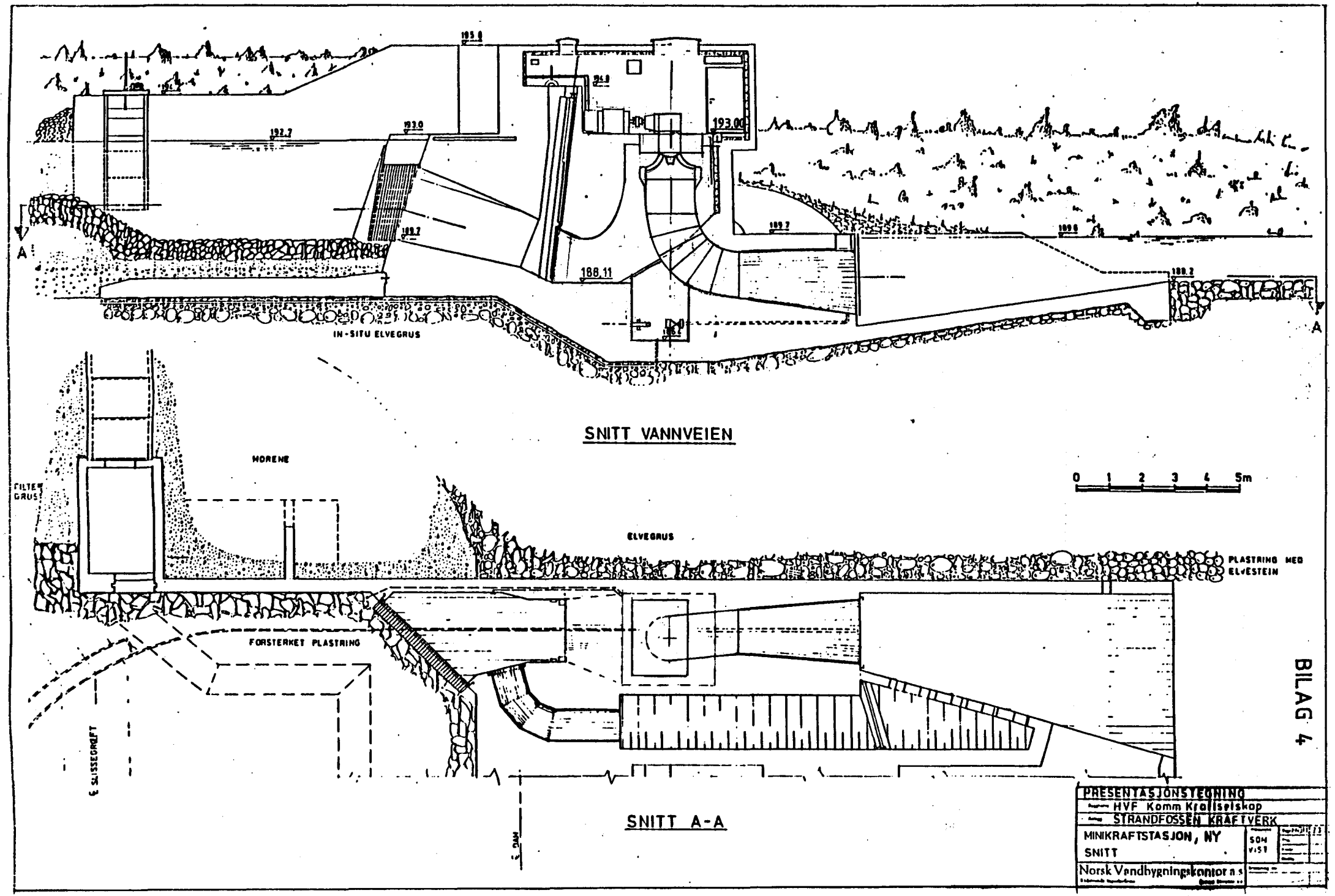
OVERSIKTSTEGNING

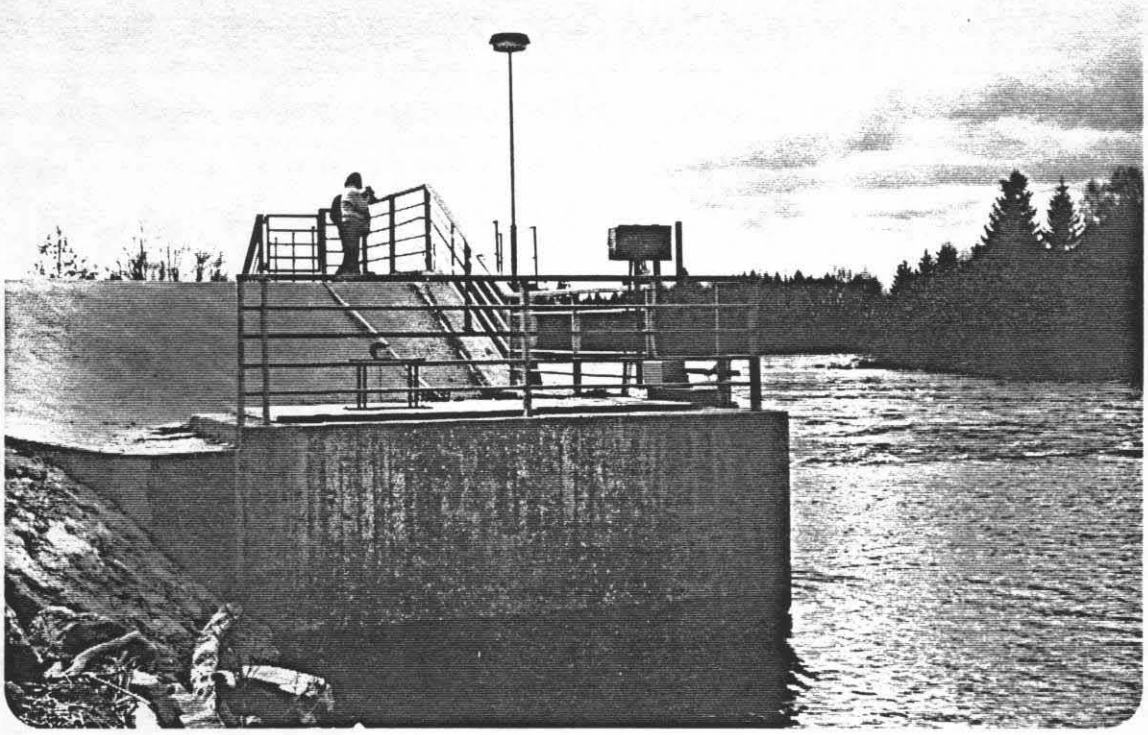
SOM VIST

Norsk Vandbygningskontor a.s

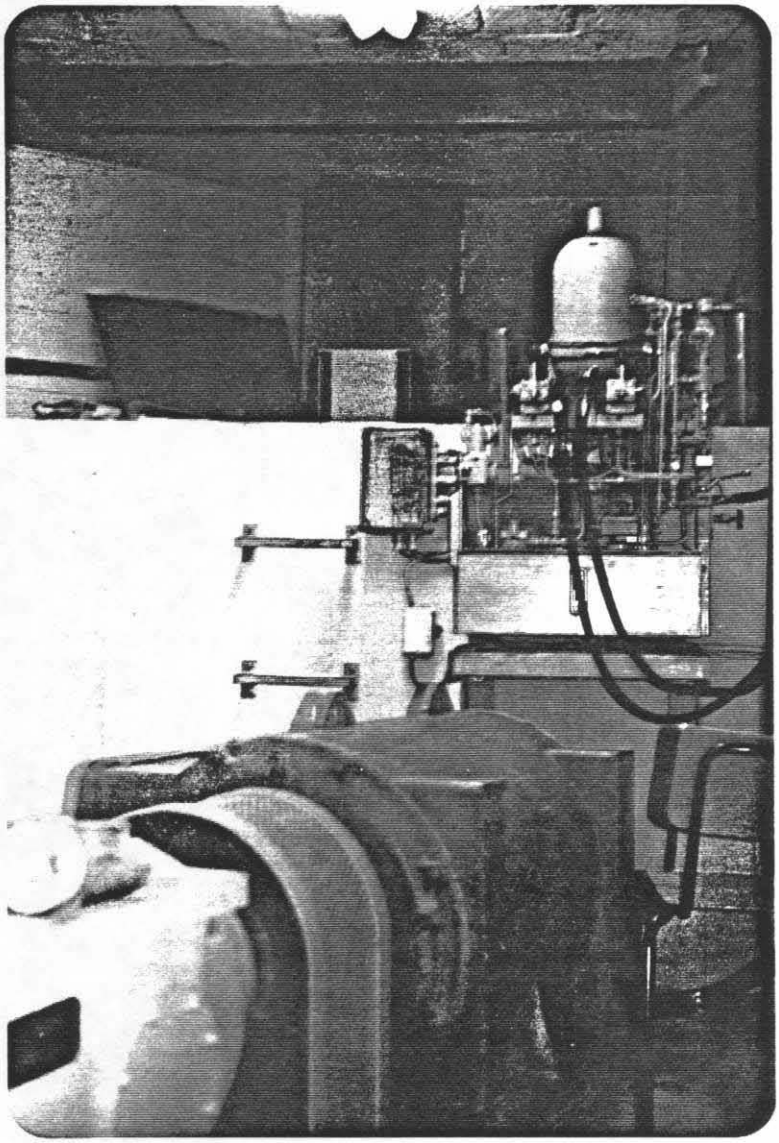
351-1076


195.8
194.8
192.7
193.0
193.0
189.7
189.7
189.6
188.2
187.2
186.4
A
A
IN-SITU ELVEGRUS
SNITT VANNVEIEN
MORENE
FILTER GRUS
ELVEGRUS
PLASTRING MED ELVESTEIN
0 1 2 3 4 5m
FORSTERKET PLASTRING
℄ SLISSEGRØFT
℄ DAM
SNITT A-A
BILAG 3
PRESENTASJONSTEGNING
HVF Komm Kraftselskap
STRANDFOSSEN KRAFTVERK
MINIKRAFTSTASJON
SNITT
SOM VIST
Norsk Vandbygningskontor a.s
351-1075


193.0
192.7
193.0
193.00
189.7
188.11
189.2
189.0
188.2
A
A
IN-SITU ELVEGRUS
SNITT VANNVEIEN
MORENE
FILTER GRUS
ELVEGRUS
PLASTRING MED ELVESTEIN
FORSTERKET PLASTRING
SLISSEGRØFT
DAM
SNITT A-A
0 1 2 3 4 5m
BILAG 4
PRESENTASJONSTEGNING
HVF Komm Kraftselskap
STRANDFOSSEN KRAFTVERK
MINIKRAFTSTASJON, NY
SNITT
SOM VIST
Norsk Vandbygningskontor a.s



Bilde 1. Strandfossen minikraftverk,oppstøms



Bilde 2. Inne i kraftstasjonen.

3. DJUPDAL MINIKRAFTVERK, BUSKERUD.

3.1. Innledning

Djupdal hovedverk ble satt i drift i 1976. Byggherre og eier av kraftverket er Buskerud Energiverk. Iflg. konsesjonen fra 1975 plikter Buskerud Energiverk å slippe en minstevannføring forbi inntaksdammen, som av hensyn til forurensningssituasjonen, fiskebestanden og utseendet er nødvendig. Minstevannføringen er fastsatt av Industridepartementet til 1 m3/s, og ved hjelp av terskler har denne vannføring gitt et godt resultat.

Utnyttelsen av minstevannføringen til kraftproduksjon ble planlagt i 1984 og kraftstasjonen stod ferdig på sommeren 1985. Kraftverket ble bygget som totalentreprise av A/S Høyer-Ellefsen/Stensli Mek. Verksted A/S med A/S Høyer-Ellefsen som kontraktsansvarlig overfor Buskerud Energiverk.

3.2. Beskrivelse av anlegget

Minikraftverket er vist på tegninger vedlagt som bilag 1. Kraftverket utnytter fallet gjennom inntaksdammen til hovedverket, og slukeevnen er 1 m3/s som tilsvarer minstevannføringen. Normalt overvann (NOV) er kt. 194,5, mens laveste regulerte vannstand (LRV) er kt. 193,7. Normalt undervann (NUV) er kt. 186,8 mens Høyeste undervannstand (HUV) er kt. 190,85. Normal brutto fallhøyde er derfor 7,7 m.

Kraftstasjonen er bygget på venstre damfeste, se foto, bilag 2. Det er valgt en noe uvanlig løsning for vannvei idet det benyttes en rørgate med hevertløsning. Denne løsningen ble valgt etter en kostnadsvurdering mot sprenging for fremføring av en tradisjonell rørgate. Turbinen er en vertikalakslet Kaplan-turbin med direkte koblet asynkrongenerator. Turbinen har et fast ledeapparat og den reguleres med spjeldventilen. Det finnes ikke noe eget

omløp ved eventuelle driftstans, slik at minste-vannføringen fortsatt må gå gjennom turbinen. Dette skal skje ved at ventilen stenger ved avslag for å unngå rusing av turbinen, deretter instiller ventilen seg på en åpning som skal slippe 1 m3/s gjennom turbinen.

Kontrakten med A/S Høyer Ellefsen var på totalt kr 650.000,- (1985) hvor maskin-/elektro delen utgjorde kr 240.000,- (oppgitt av Buskerud Energiverk). Kontraktfestet effektuttak er 50 kW, og den forventede årlig produksjon var ca. 400.000 kWh. Utbyggingsprisen var i 1985 ca. 1,6 kr/kWh, dvs. samfunnsøkonomisk meget gunstig.

3.3. Drift og vedlikehold

Ved igangkjøring av anlegget fikk man bare ut 36 kW og "totalentreprenøren" ved Stensli Mek. Verksted har i flere omganger justert kaplanturbinen ved å sette inn innvendige vegger i trommehuset, justert ledeskovlene og turbinhjulet. Resultatet har blitt at man maksimalt har fått ut 44 kW, mens midlere effekt så langt har vært 37 kW. Dette blir kommentert nærmere under pkt. 3.4.

Hovedproblemet ved anlegget har vært inntaksarrangementet hvor inntaksgrinda ofte går "tett" og inntakstapet blir stort med lav produksjon som resultat.

Inntaket har blitt bygd om til en dobbel varegrind hvor den ytterste kan heises opp for rengjøring. Problemet har vært at grindene sitter for nærme hverandre slik at rask har sittet i begge samtidig, og det har vært meget vanskelig å få heist opp varegrinda for rengjøring. Den innerste varegrinda som var boltet fast er nå tatt bort. Inntaksarrangementet er bare en liten del av anlegget, men for småanlegg som normalt har tilsyn bare 1 gang pr. uke er det viktig at varegrinda ikke igjentettes. Plassering av varegrinda og inntaks-arrangementet er derfor spesielt viktig for småanlegg. Djupdal minikraftverk har normalt bare

tilsyn 1 gang pr. uke, totalt ca. 4 timer, hvor mye av tiden blir brukt til rensk av varegrinda.

Tilløpsrøret, etter hevert-prinsippet, har fungert tilfredsstillende, men medfører noe ekstra vedlikehold, og ved oppstart etter at rørgata har vært tømt klarer ikke systemet selv å dra opp vannet som forutsatt.

Det har vært noen problemer med ventilen ved avslag hvor den ikke har lukket og maskinen har ruset, andre ganger har den ikke åpnet igjen etter avslag slik at minstevannslippet har stoppet. Etter hva vi forstår er dette tekniske problemer med magnetventiler og låsearrangement av ventilen i øvre stilling. Det beste vil trolig være å ha et omløp utenom turbinen hvor omløpsventilen åpner når turbinventilen stenger.

Fra driftspersonalet ble det pekt på at vann som samler seg på gulvet rundt turbinen vinterstid fryser til is. Dette kan føre til problemer med det tekniske utstyret som står på det laveste nivået. Det er ingen isolasjon i golvet hvor kulden står direkte på. I tillegg går drenasjen rett ut i et hull i gulvet.

Etter de første årene med ombygging av turbinen har stasjonen stort sett vært i drift, men inntaksarrangementet har ført til vesentlig større produksjonstap enn nødvendig.

3.4. Prosjektets økonomi

Ved planlegging av anlegget ble det tatt utgangspunkt i en installert effekt på 50 kW og en forventet årlig produksjon på ca. 400.000 kWh, dvs. en utbyggingspris på kr 1,6 pr. kWh i 1985, som tidligere nevnt samfunnsøkonomisk meget

gunstig, og bedrifts-økonomisk også akseptabelt. Renter i byggetiden og investeringsavgift er ikke tatt med i beregningene. På grunn av forannevnte problemer har produksjonen blitt lavere enn antatt.

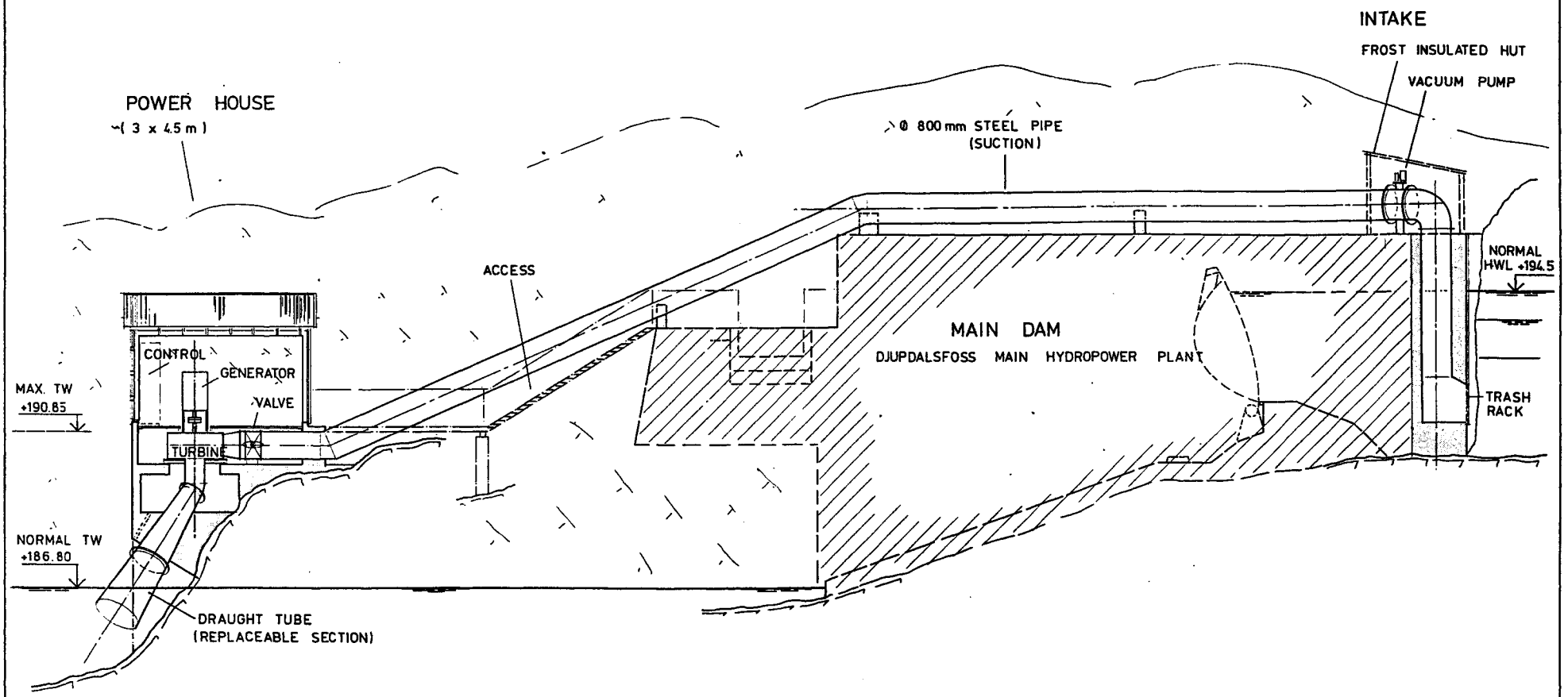
Produksjonen over ca. 3 3/4 år har vært 795.000 kWh, tilsvarende en årlig produksjon på 212.000 kWh/år. Antall driftstimer har vært 21600 tilsvarende 5760 timer pr. år eller 65% av tiden. Midlere effekt har vært ca. 37 kW.

Den midlere årsproduksjonen har vært ca. halvparten av forventet produksjon, og selv med en lav utbyggingspris på kr 650.000,- har det ikke vært mulig for Buskerud Energiverk å drive kraftverket med overskudd nå de første årene.

Ved en forhåpentligvis regelmessig drift vil produksjonen bli større de kommende årene, og noe produksjonstap kan også unngås ved forbedring av inntaks-arrangementet. For å oppnå en akseptabel rentabilitet på prosjektet bør produksjonen i årene fremover komme opp mot 350.000 kWh årlig. Selv med problemene man har hatt de første årene har prosjektet vært samfunnsøkonomisk akseptabelt, 3 kr/kWh, basert på en årsproduksjon på 212.000 kWh og kostnad på 650.000 kr i 1985. Det er forventet at produksjonen vil bli mer stabil, og at prosjektet vil bli samfunnsøkonomisk gunstigere.

3.5. Bilag.

Bilag 1 Snitt gjennom anlegget
2 Foto



DJUPDALSFOSS MICRO HYDROPOWER PLANT

(ADDITION TO MAIN PLANT IN ORDER TO UTILIZE FLOW OF 1 m/s OVER DAM CONTINUOUSLY (REGULATION))

MAXIMUM (GROSS) HEAD 7.7 m
MAXIMUM POWER OUTPUT 60 kW
AVERAGE ANNUAL PRODUCTION: 0.5 GWh

CONSTRUCTION YEAR 1985
OWNER: BUSKERUD ENERGIVERK

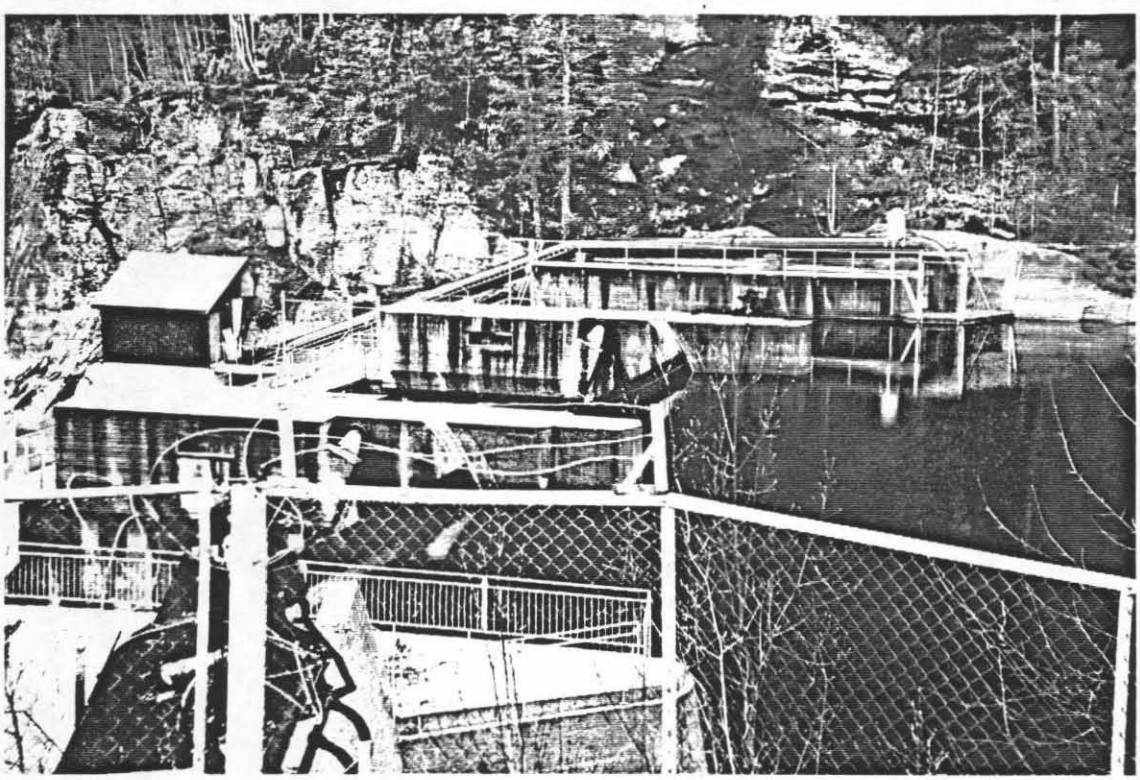
TURNKEY PROJECT BY:
Aker Entreprenør

GENERATOR AND EL. EQUIPMENT:
SIEMENS

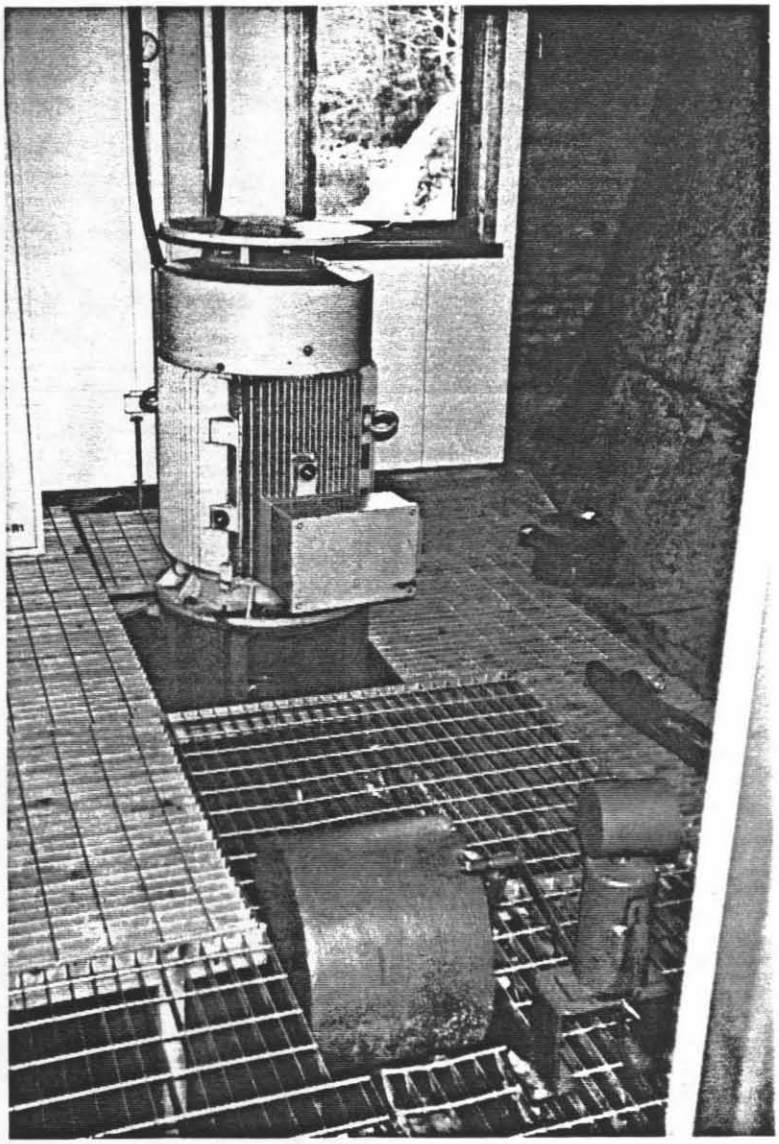
TURBINE AND PIPE, ETC.:
STENSLI MEK. VERKSTED A/S

DESIGN:
HERNES RÅDGIVERING

BILAG 1



Bilde 1. Djupdal minikraftverk , oversikt



Bilde 2. Inne i kraftstasjonen

PLANLAGTE ANLEGG

4. PIKERFOSS MINIKRAFTVERK, BUSKERUD

4.1. Beskrivelse av planer

Ved byggingen av Pikerfoss Kraftverk ble det avsatt plass for installasjon av et miniaggregat med tanke på å utnytte pålagt minstevannføring, se oversiktstegning, bilag 1.

Under konsesjonsbehandlingen var det ulikt syn på nødvendig minstevannslipping, noe som endte opp med en prøveordning for en femårsperiode. Ved kgl.res. 14. november 1980 ble Buskerud Energiverk pålagt i perioden 1. juni - 31. august å slippe en minstevannføring på 10 m3/s, og for perioden 1. september - 31. mai å slippe en minstevannføring på 0,5 m3/s. Ved kgl. res. 23. september 1988 ble den endelige minstevannføringen bestemt til 4 m3/s i perioden 1. juni - 31. august og 0,5 m3/s i perioden 1. september - 31. mai.

I vinterhalvåret slippes minstevannføringen på 0,5 m^3/s gjennom et rør i pillar 7, mens minstevannslippingen om sommeren foregår 3 steder; gjennom pillar 7, i fisketrappa, og over klappeluka ved inntaket til kraftverket, tilsammen 4 m^3/s.

Med bakgrunn i pålagte minstevannføring, spesielt med såvidt lav minstevannføring i perioden 1. september - 31. mai, er utgangspunktet for økonomisk lønnsomhet ved utnyttelse av minstevannføringen marginal.

Utbyggeren, Buskerud Energiverk har besluttet ikke å bygge minikraftverk for utnyttelse av minstevannføring fordi de har funnet det lite lønnsomt.

En utbygging med utnyttelse av minstevannføring på 0,5 m3/s i gjennomsnitt hele året vil gi en produksjon på ca. 0,24 GWh/år beregnet med midlere bruttofall på 7,0 m.

En produksjon på ca. 0,24 GWh/år vil gjøre det mulig å investere opp imot 950.000 kr, for at utbyggingen skal være samfunnsøkonomisk forsvarlig.

I forbindelse med rapporten på utnyttelse av minstevannføring er installasjon av minikraftverk ved Pikerfoss vurdert på nytt og funnet interessant.

Prosjektet er vurdert under den forutsetning å utnytte konstant minstevannslepping på 0,5 m3/s hele året.

Det er hentet inn budsjettpriser på installasjon fra Sverige og øvrige priser er beregnet fra masseberegninger og innhentede tilbud.

Installasjonen består av en rørturbin med direkte koblet asynkrongenerator. Installasjonen er som nevnt beregnet for en kostant vannføring på 0,5 m3/s med noe variasjon i pådrag p.g.a. variasjon i fallhøyde.

Installasjonen er tørroppstilt i et lite stasjonsbygg oppført i betong, se bilag 2. Inntaket består av inntaksluke og plass for inntaksrist. Inntaksristen betjenes manuelt med vinsj for vedlikehold og rensk.

Adkomst til stasjonsbygget kan skje via leider eller trapp fra fisketrappa.

Kostnadsoverslaget er beregnet pr. 01.01.89 og angir kostnadene delt i bygg og maskin/elektroinstallasjon. Medregnet i kostnadene er planlegging/byggeledelse, finansieringsutgifter og uforutsett.

	mill. kr
Kraftstasjon, bygg	0,50
Kraftstasjon, maskin, elektro inst.	0,30
Inv. avgift 10%	0,08
Total sum	0,88

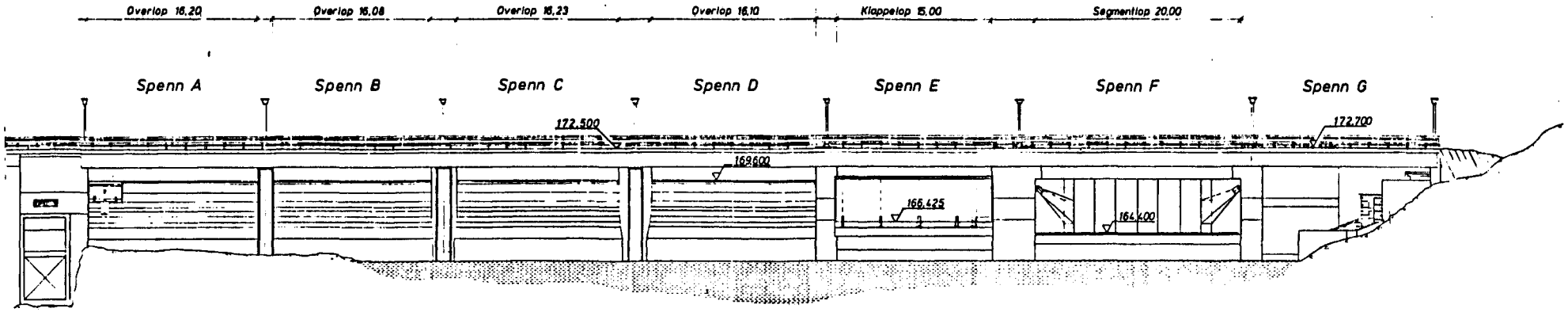
Utbyggingskostnaden gir følgende utbyggingspris/kWh:

$$\frac{0,88}{0,24} = 3,67 \text{ kr/kWh}$$

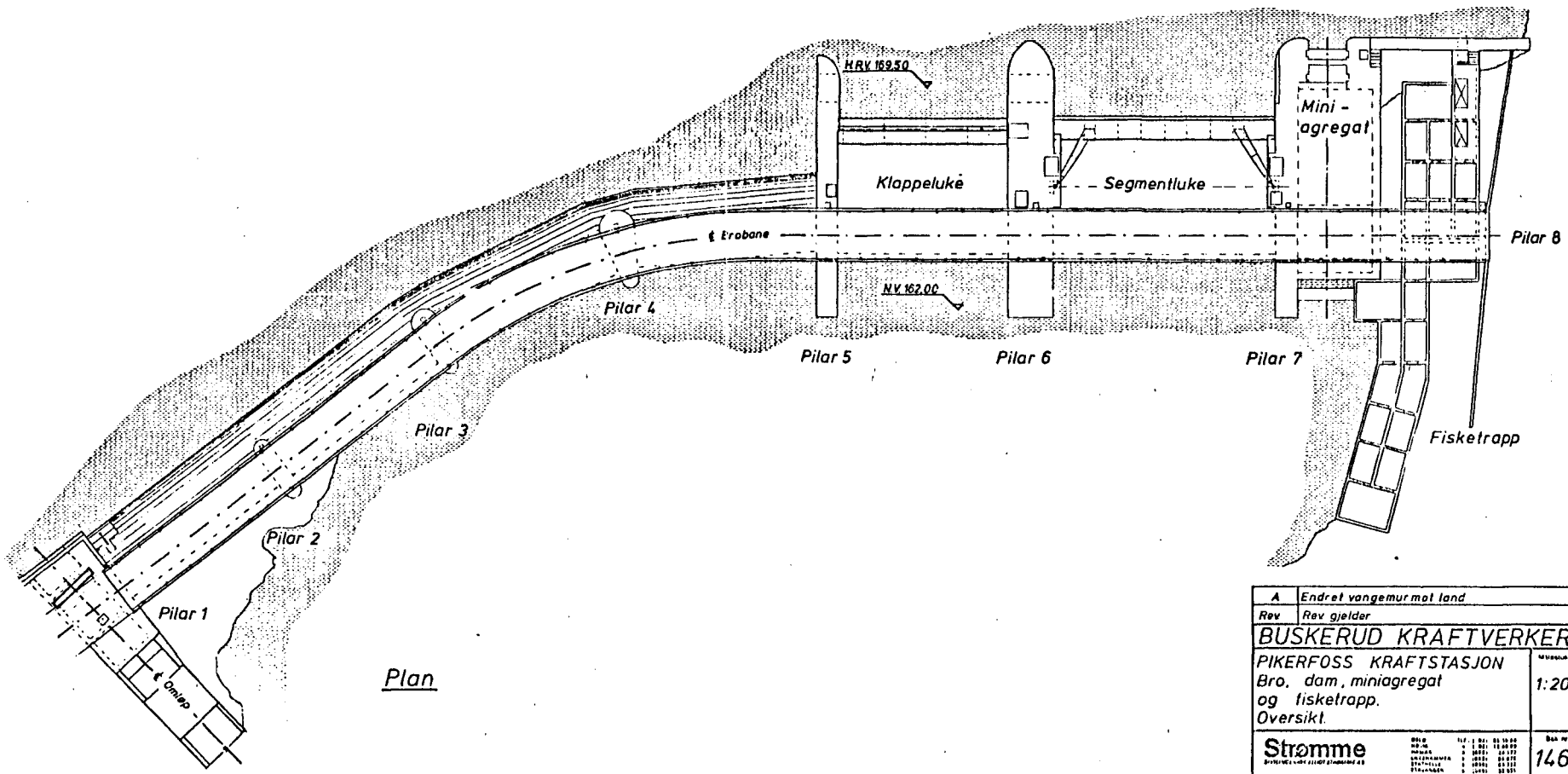
Vinterproduksjon utgjør ca. 60% av totalproduksjonen og prosjektet plasseres i Økonomiklasse 4, se sammendrag, og er interessant sett fra samfunnsøkonomisk synspunkt.

4.2. Bilag.

Bilag 1 - Pikerfoss kraftstasjon, oversikt
2 - Pikerfoss, prinsipp, snitt miniaggregat.
3 - Foto.



Oppriss nedstrøms



Plan

BILAG 1

A	Endret vangemur mot land	R.K.	7/9-89
Rev	Rev gjelder	Sign	Dato

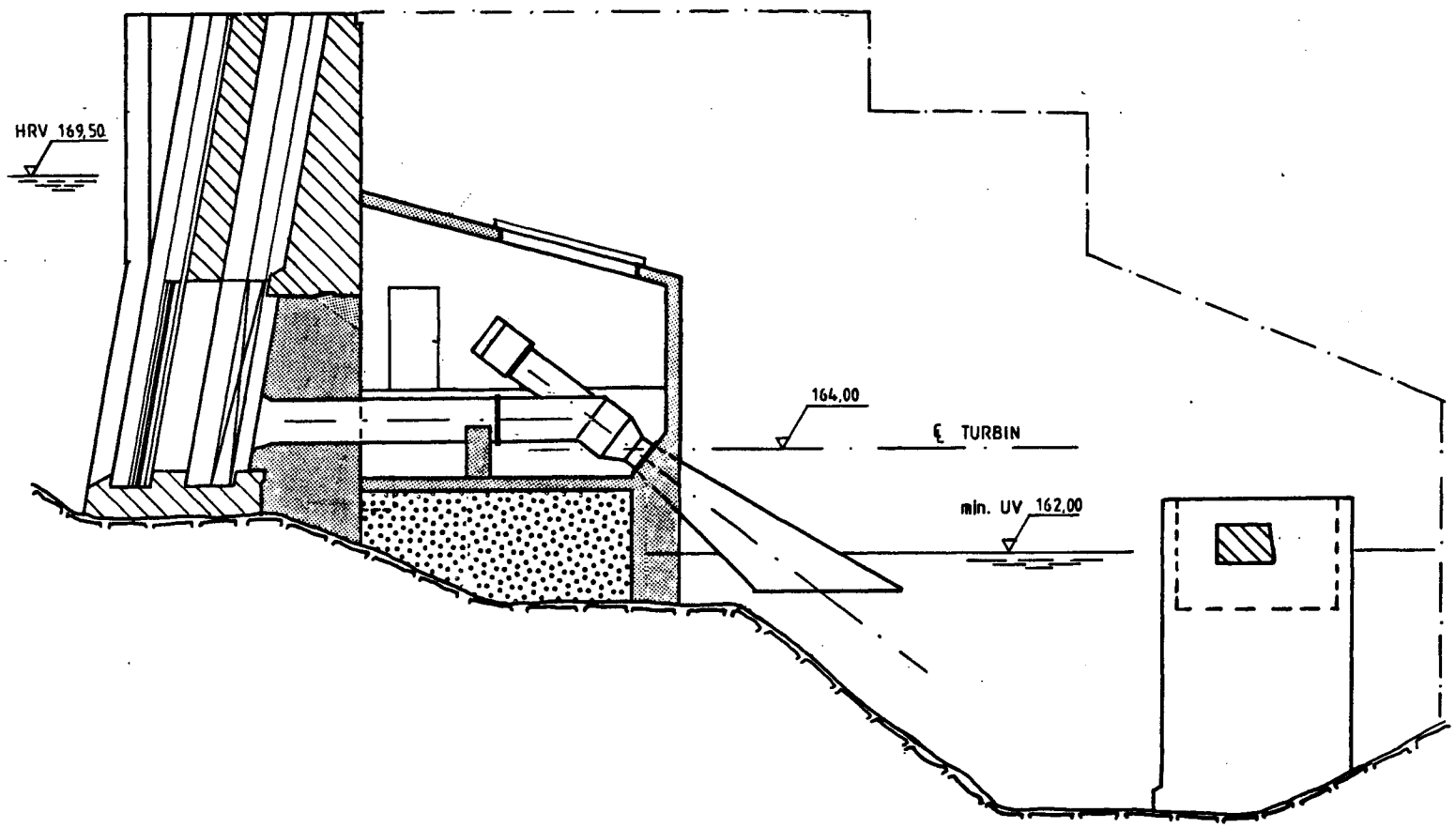
BUSKERUD KRAFTVERKER

PIKERFOSS KRAFTSTASJON
Bro, dam, miniagregat
og fisketrapp.
Oversikt.

Målestokk 1:200
Tegn Date
Kontr Date K.A.K. 5-12-84
Godkj Date

Strømme
RÅDGIVENDE INGENIØRER M.R.I.F. PARTNER NORCONSULT A.S

Bok nr / Tegn nr 1467/4122 Rev A



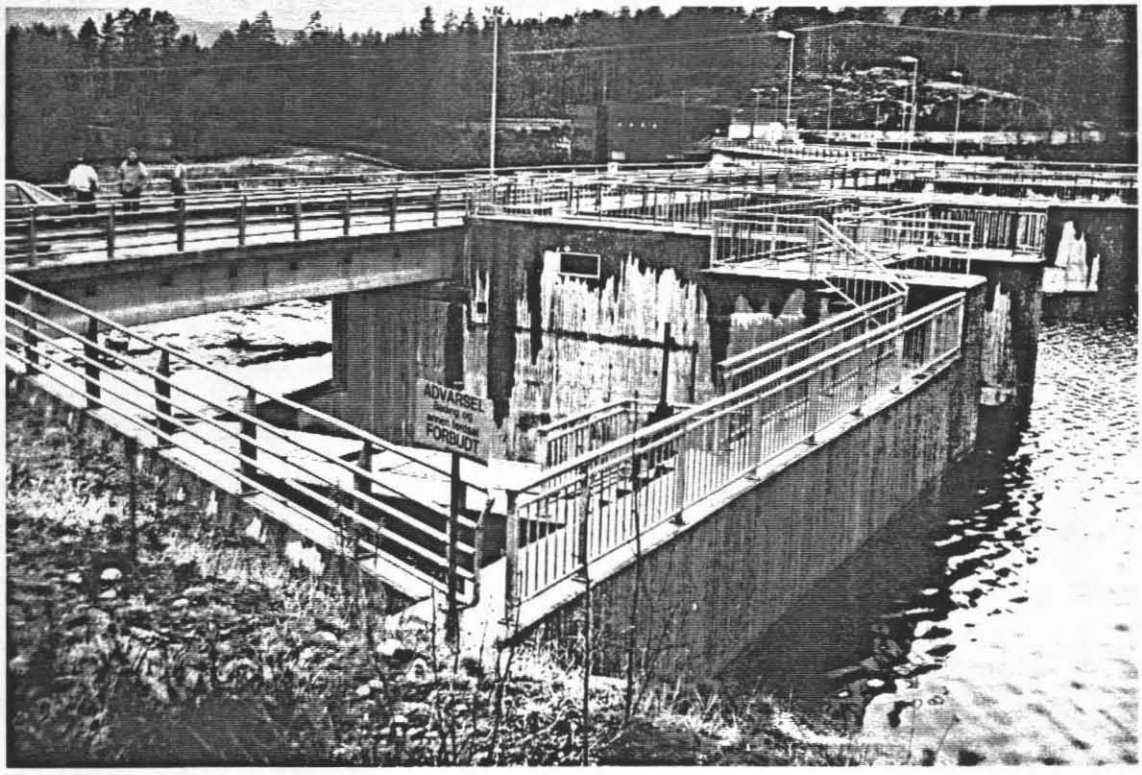
Gammel betong

Ny betong

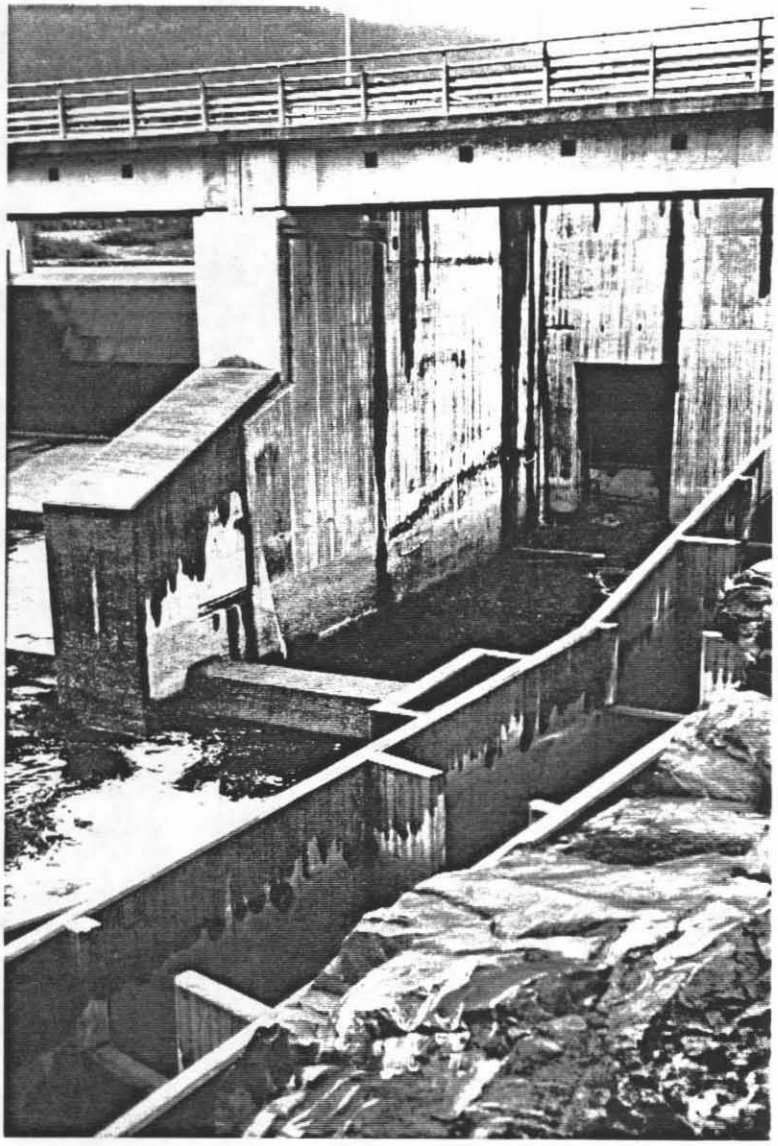
Steinfylling

BILAG 2

Byggherre:			
Anlegg: PIKERFOSS KRAFTSTASJON			
PRINSIPP SNITT MINIAGGREGAT	Målestokk: 1:100	Sign. / Dato	
		Tegn. HR	13.06.87
		Trac.	
		Kontr. HL	21.06.87
NVK NORSK VANDBYGNINGSKONTOR A/S Postboks 288, 1401 SKI. Tlf. (02) 87 36 60 Partner Norplan a.s		Erstatning for:	
		814-10	
		Erstatter av:	



Bilde 1. Pikerfoss, oppstrøms dam, inntak



Bilde 2. Nedstrøms dam, utløp minstevann

5. KJØLJUA MINIKRAFTVERK, OPPLAND

5.1. Beskrivelse av planer

Ifølge konsesjonsvilkårene skal det fra dammen i Kjøljuamagasinet slippes en minstevannføring på 1,5 m3/s i perioden 1. november - 30. april og 3 m3/s i perioden 30. april - 1. november.

Siden ett av tverrslagene til inntakstunnelen til Dokka kraftstasjon ligger like nedstrøms dammen, vil det være meget enkelt å benytte minstevannføringen til kraftproduksjon istedet for å slippe vannet over dammen eller bare gjennom tverrslagsporten.

Det er foreløpig lite underlag tilgjengelig fra byggherren Oppland Energiverk. Som bilag er oversiktskart og tegning av grunnplan av kraftverksbygningen. Som nevnt tas vannet ut gjennom tverrslagsporten fra tilløpstunnelen til Dokka kraftstasjon. Rørgate i stål eller glassfiber fører vannet til kraftstasjonen ved foten av dammen hvor vannet slippes ut i elva.

Kraftstasjonen vil bli en plass-støpt kraftstasjon i dagen, med god plass og rikelig utstyrt for å være et småkraftverk. Dette vil være nødvendig siden stasjonen ligger alene, og ikke ved siden av hovedverket. Ved eventuelle driftsstans vil minstevannføringen bli ledet forbi turbinen i omløpsrør.

Framdriftsplanene er at prosjekteringsarbeidet blir utført forsommeren 1989, med byggestart høsten 1989. Ferdigstillelse er satt til 1. juni 1990.

Kjøljua minikraftverk skiller seg fra de andre prosjektene i denne rapporten, ved at fallhøyden er vesentlig høyere. Dette gir en vesentlig større produksjon, og dermed økonomisk frihet til å gå inn på gode sikre standard-løsninger.

Inntaksmagasinet kan reguleres 3 m, men vanligvis vil bare den øverste halve meteren bli benyttet. Undervannet er normalt stabilt med unntak for en veldig kort periode om høsten og en kort periode i vårflommen. Utnyttbar trykkhøyde for kraftproduksjon vil normalt være 29 m.

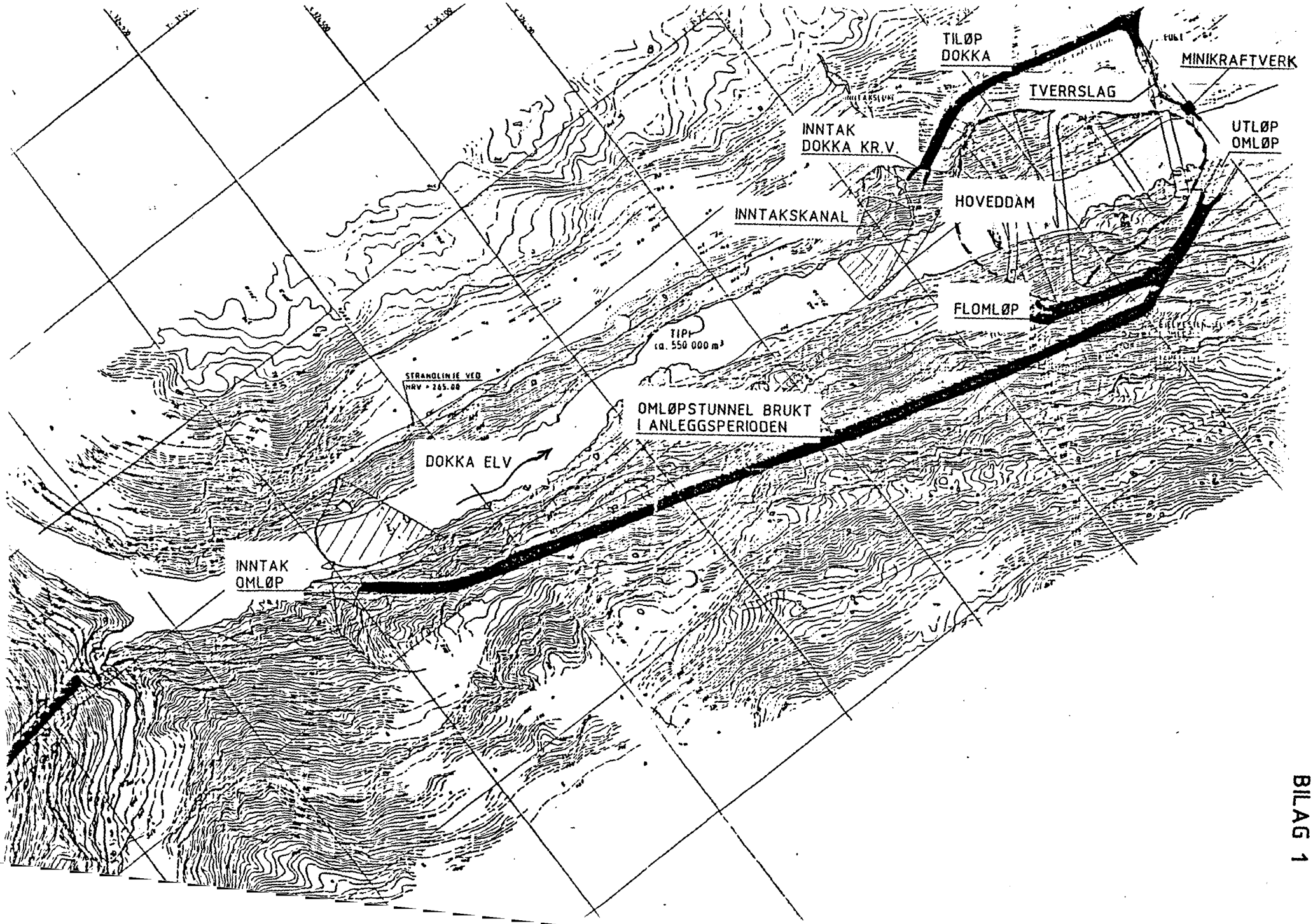
Kraftproduksjonen er beregnet til 4,4 GWh/år hvor vinterkraften utgjør 1,8 GWh. Totalkostnadene er beregnet til 12,07 mill. 1989 kr hvor investeringsavgift og finanskostnadene i byggetiden utgjør ca. 2 mill. kr. Beregnet på samme måte som Djupdal og Strandfossen (uten finans- og investeringskostnader) vil utbyggingen komme på 2,28 kr/kWh, eller 2,75 kr/kWh med alle kostnader, dvs. prosjektet er samfunnsøkonomisk meget gunstig.

Ut fra det lille materiale vi har fått virker kostnads-overslaget å være realistisk, og siden det skal benyttes standard løsninger på det maskin- og elektrotekniske utstyret må man kunne forutsette at produksjonen vil bli oppnådd fra starten av.

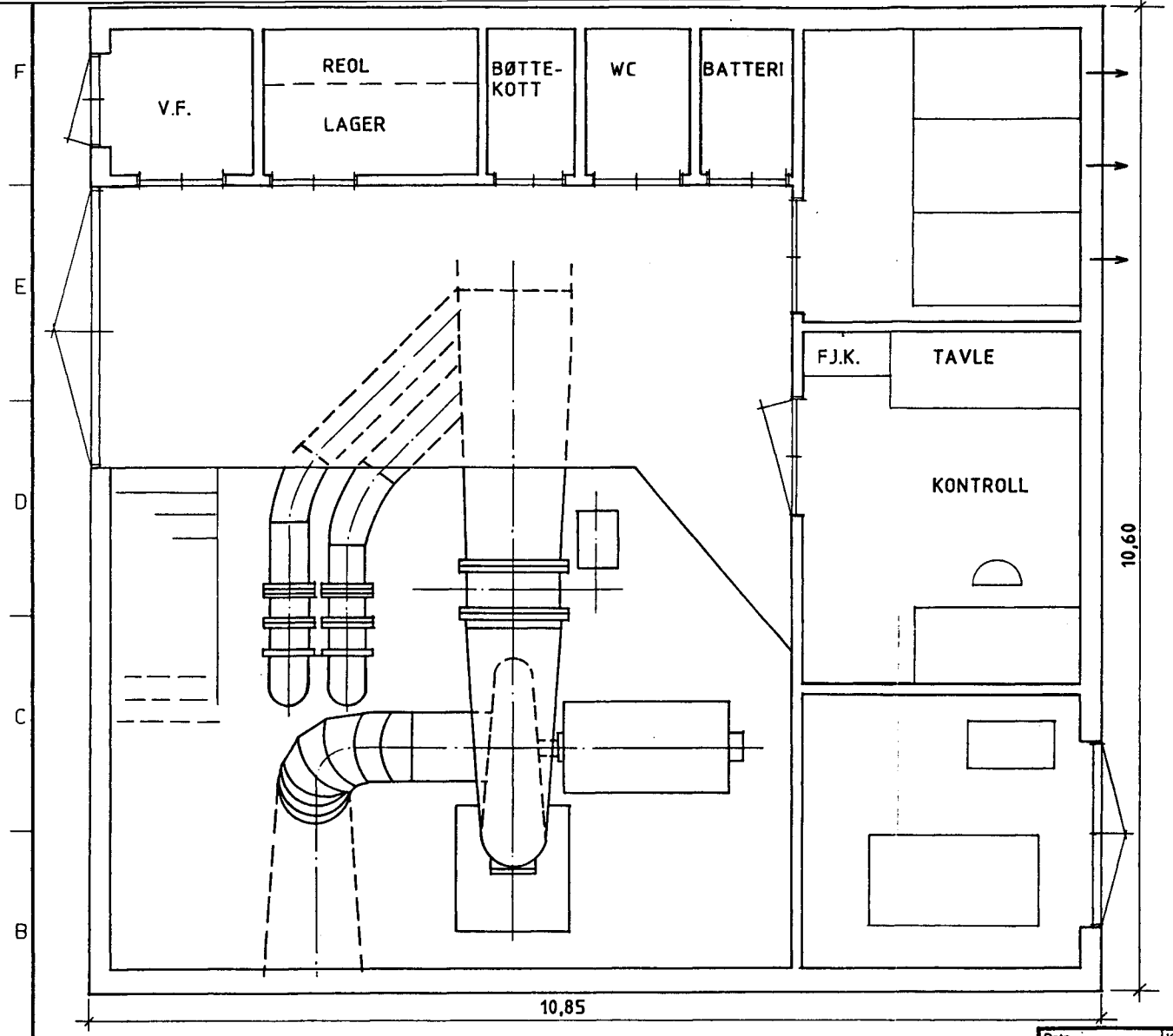
Ifølge byggherren er det skrevet separate kontrakter for maskinutstyr og elektroutstyr. De bygningstekniske arbeidene er forutsatt satt bort til en lokal entreprenør. Byggherren vil selv stå for prosjektering, byggeledelse og prosjekt-gjennomføring.

5.2. Bilag.

Bilag 1 - Oversiktskart
2 - Tegning - Minikraftverk arrangement, forslag
3 - Foto


TILØP
DOKKA
MINIKRAFTVERK
TVERRSLAG
UTLØP
OMLØP
INNTAK
DOKKA KR.V.
HOVEDDAM
INNTAKSKANAL
FLOMLØP
TIPP
(ca. 550 000 m³
STRANDLINJE VED
HRV + 265.00
OMLØPSTUNNEL BRUKT
I ANLEGGSPERIODEN
DOKKA ELV
INNTAK
OMLØP

BILAG 1



BILAG 2

Dato	Konstr./Tegnet	Godkjent	Målestokk
11.11.88	KT/BMB		•

OPPLAND ENERGIVERK

Industrigt. 45 - Postboks 1145 - 2601 Lillehammer - Telefon 062-57 800

MINIKRAFTVERK KJØLJUA

ARRANGEMENT-FORSLAG

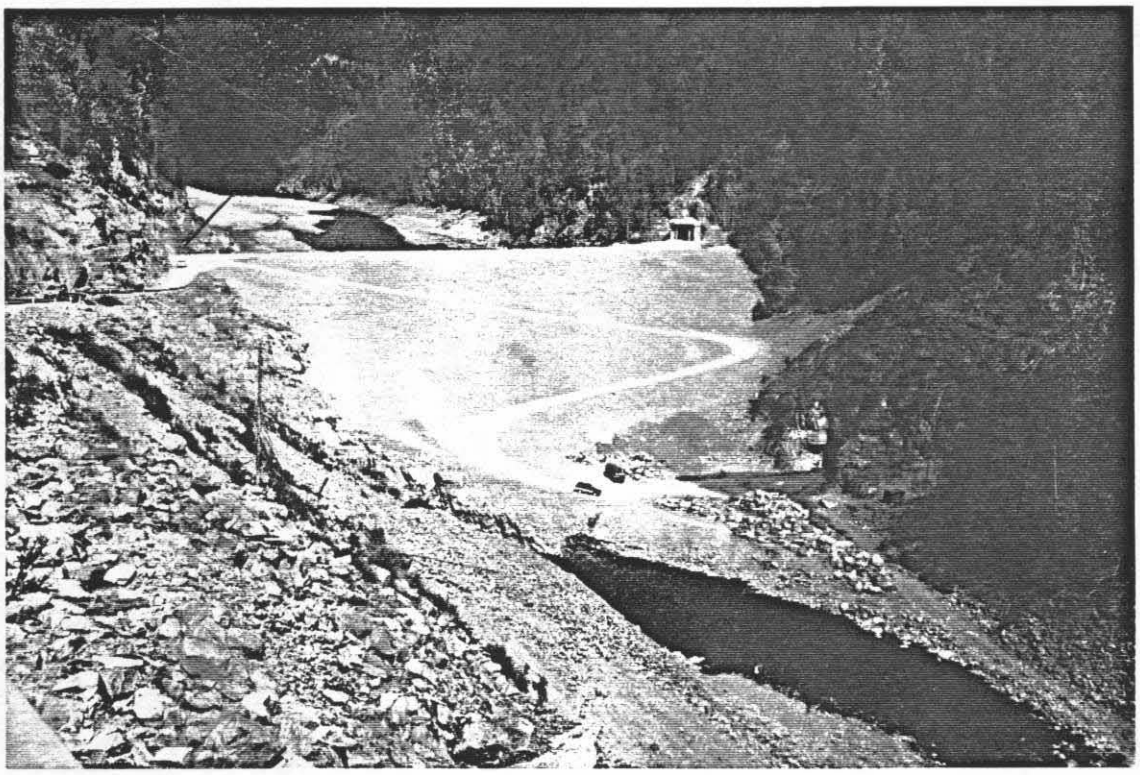
Erstatning for:

Erstattet av:

Henvisning:

Beregning:

A S 1 0 RRKOPI HD 2 / NS 1402. NS 1417. NS 1415



Bilde 1. Kjøljua dam. Planlagt minikraftverk ved tverrslag til høyre

Bilde 2. Kjøljua dam, nedstrøms

UTBYGGINGSMULIGHET

6. HØYEGGA DAM - MINIKRAFTVERK, HEDMARK

6.1. Innledning

Høyegga dam beliggende i Glomma ca. 20 km sør for Alvdal i Hedmark fylke ble ferdig bygget i 1971 i forbindelse med overføring av vann til Rendalen med utnyttelse i Rendalen kraftverk. Høyegga dam fungerer som inntaksdam for overføringen.

Der er pålegg om minstevannslipping forbi Høyegga dam, min. 10 m3/s i perioden 0110-3004 og tilstrekkelig vann for å opprettholde en vannføring på 40 m3/s ved Stai vannmerke 60-70 km lenger syd i Glomma, i perioden 0105-3009.

Muligheten for å utnytte denne minstevannføringen og evt. flomvann til kraftproduksjon er her teknisk/økonomisk vurdert.

6.1.1. Reguleringer

Høyeste regulerte vannstand, HRV, er 465,50 inntil 900 m3/s. Ifølge vannføringsobservasjoner nedenfor Høyegga dam VM 948,21 for perioden 1935-1964, inntreffer vannføringen over 900 m3/s så sjeldent at det ikke vil ha noen betydning for produksjonsberegningen for minstevannføringen.

6.1.2. Dam

Oversiktstegningen, bilag 1 viser dammen med plassering av luker, 2 segmentluker og en klappeluke, samt bunntappeløp og fisketrapp. Dammen er bygd opp som massivdam og forankret til fjell.

Middelflom er beregnet til 660 m3/s for VM 948,21 i perioden 1935-1983. Undervannskurve er vist i bilag 2.

6.1.3. Kraftstasjon/Installasjon

For utnyttelse av minstevannføringen benyttes eksisterende bunn/minstevanntappeløp. Turbinen installeres i forlengelsen av bunntappeløpet. Inntaksåpningen må utvides og bunntappeluken forlenges i overkant.

Det må installeres en tappeluke som åpner automatisk ved driftsstans for å unngå stopp i minstevannslippingen.

Anlegget er planlagt med en vertikal Flygt turbin, som er godt egnet for denne type utbygging, se tegn. nr. 814-01, bilag 4. Det er tenkt installert 1 stk. turbin EL 7650, med fast løpehjul og ledeskovler, gear og generator som yter 375 kW ved 4,0 m fall og slukeevne 10 m3/s. Ytelseskurven er vist i bilag 3. Ved heving av turbin med generator kan mobilkran benyttes eller evt. talje montert på kranbjelke. Montering av kranbjelke med talje vil være den beste løsningen, og er medregnet i utbyggingskostnaden.

Installasjonene krever forøvrig relativt beskjedne bygningsmessige tiltak.

6.1.4. Transmisjonslinjer

Kostnader for tilknytning til eksisterende (22 kV) linje er ikke medreget i kostnadsoppsett.

6.1.5. Avløpskanal

Det må foretas noe sprengningsarbeid i forbindelse med montering av sugerøret. Det anses fullt mulig å utføre sprengning så nær pillaren nedstrøm, da fjellet inntil pillaren kan sikres med bolter.

Elvebunnen nedstrøms har minimalt fall, noe som resulterer i isoppstuving vinterstid. Kanalisering kan bedre situasjonen noe, men virkningen er noe usikker idet flom trolig vil føre med seg løsmasser som gradvis fyller kanalen.

6.1.6. Kostnadsoverslag

Kostnadene er beregnet med kostnadsnivå pr. 01.01.89.

	mill. kr
Driftsvannveier	
Sprengningsarbeider, fangdammer	0,25
Luke, hogging, varegrind	0,25
Kraftstasjon,	
Bygningsmessig, inkl. bjelke, talje	0,35
Turbinaggregat EL-7650 Kompl. montert, igangkjørt	3,12
Uforutsett	0,40
Inv. avg. 10%	0,44

Planl. adm./byggeledelse	0,48
Finansieringsutgifter 7%	0,37
Total sum	5,66

6.1.7. Produksjonsberegning

Produksjonen er beregnet etter vannføringsdata for VM 948, Barkaldfoss, i perioden 1935-1964, som er noe forskjøvet fra normalperioden pga. manglende observasjoner for perioden 1930-1934.

For produksjonsberegningen er data programmet Qmin 2 benyttet for beregning av produksjon i turbin som utnytter minstevannføring forbi en overføringsdam. Programmet gir god mulighet til å se virkninger av forskjellige krav til minstevannføring idet tidsoppløsningen er ett døgn.

Programmet gir også mulighet til å undersøke effekten av f.eks. isoppstuving i en bestemt periode av året ved regulering av kapasitetskurven for undervannet. For produksjonsberegningen ved Høyegga dam er det tatt hensyn til isoppstuvning i vinterperioden.

Midlere produksjon er beregnet til:

Sommer (1/5 - 30/9)	1,00 GWh
Vinter (1/10-30/4)	1,50 GWh
Midlere årsproduksjon	2,50 GWh

Minstevannslippingen er såvidt konstant hele tiden at produksjonsvariasjoner vil være ubetydelige.

6.1.8. Kostnadstall, økonomiklasse

Utbyggingsprisen pr. kWh blir pr. 01.01.89:

$$\frac{5{,}66 \text{ mill. kr}}{2{,}50 \text{ GWh}} = 2{,}26 \text{ kr/kWh}$$

Med en utbyggingspris på 2,26 kr/kWh og en vinterproduksjon på 60% plasseres prosjektet etter NVE-VU-89 i økonomiklasse 2, se sammendrag, og er, sett fra et samfunnsøkonomisk synspunkt svært gunstig.

6.2. Utnyttelse av flomvann

Lønnsomheten ved å utnytte flomvann til kraftproduksjon er også vurdert. En forutsetning her er å utnytte bunntappeløpet maksimalt for å unngå store bygningstekniske tiltak.

En installasjon med slukeevne opp mot 17 m3/s vil kunne utnytte eksisterende bunntappeløp og plasseres tilsvarende installasjonen vist på tegning nr. 814-01.

6.2.1. Produksjonsberegning

Produksjonen for en installasjon med maks. slukeevne 17m3/s vil gi ca. 3,2 GWh/år, altså en økning på 0,7 GWh i forhold til en installasjon som utnytter kun minstevannføringen. Produksjonsøkningen kommer i form av flomkraft som verdsettes lavt p.g.a. liten etterspørsel.

Ser man på produksjonsfordelingen over året får vi som følger:

Sommer (1/5 - 30/9)	1,7 GWh
Vinter (1/10-30/4)	1,5 GWh
Midlere årsproduksjon	3,2 GWh

6.2.2. Kostnadstall, økonomiklasse

Kostnadsoverslag for Qmaks. 17 m3/s pr. 01.01.89:

	mill. kr
Driftsvannveier	
Sprengning, fangdammer	0,35
Luke, hogging, varegrind	0,35
Kraftstasjon,	
bygningsmessig	0,45
turbinaggregat, kompl.	6,00
Uforutsett	0,70
Inv. avgift 10%	0,79
Planl. adm./byggeledelse	0,50
Finansieringsutg. 7%	0,64
Total sum	9,78

Installasjonen med Qmaks = 17 m3/s gir en produksjonsøkning på 0,7 GWh/år, sommerkraft, i forhold til utnyttelse av konstant minstevannføring på 10 m3/s.

Denne produksjonsøkningen nødvendiggjør en kostnadsøkning på 4,12 mill. kr som tilsvarer 4,12/0,7 = 5,89 kr/kWh, og plasseres høyere enn økonomiklasse 6.

En utnyttelse av flomvann ved Høyegga dam vil dermed ikke være lønnsom.

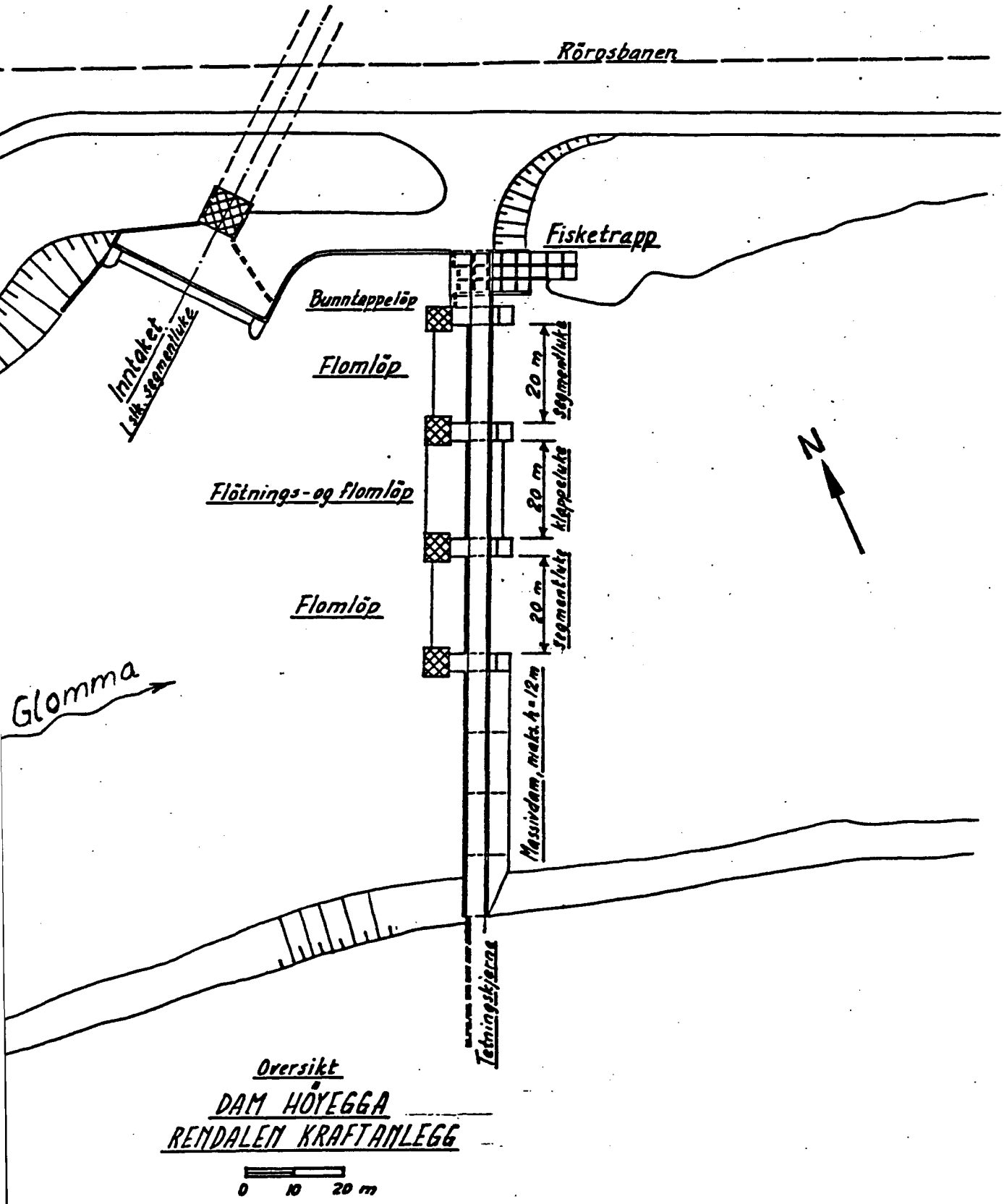
6.2.3. Drift

Sammenligninger man driftsmessig alternativene med og uten utnyttelse av flomvann vil det bli enklere drift og mindre ettersyn med et anlegg som bare utnytter en konstant vannmengde over hele året. En viktig forutsetning ved utnyttelse av minstevann er nettopp minimalt ettersyn og kontroll av driften.

6.3. Bilag.

Bilag 1 - Tegning nr. 5292
2 - Undervannskurve
3 - Ytelseskurve, turbin
4 - Tegning nr. 814-01
5 - Foto

BILAG 1



Oversikt

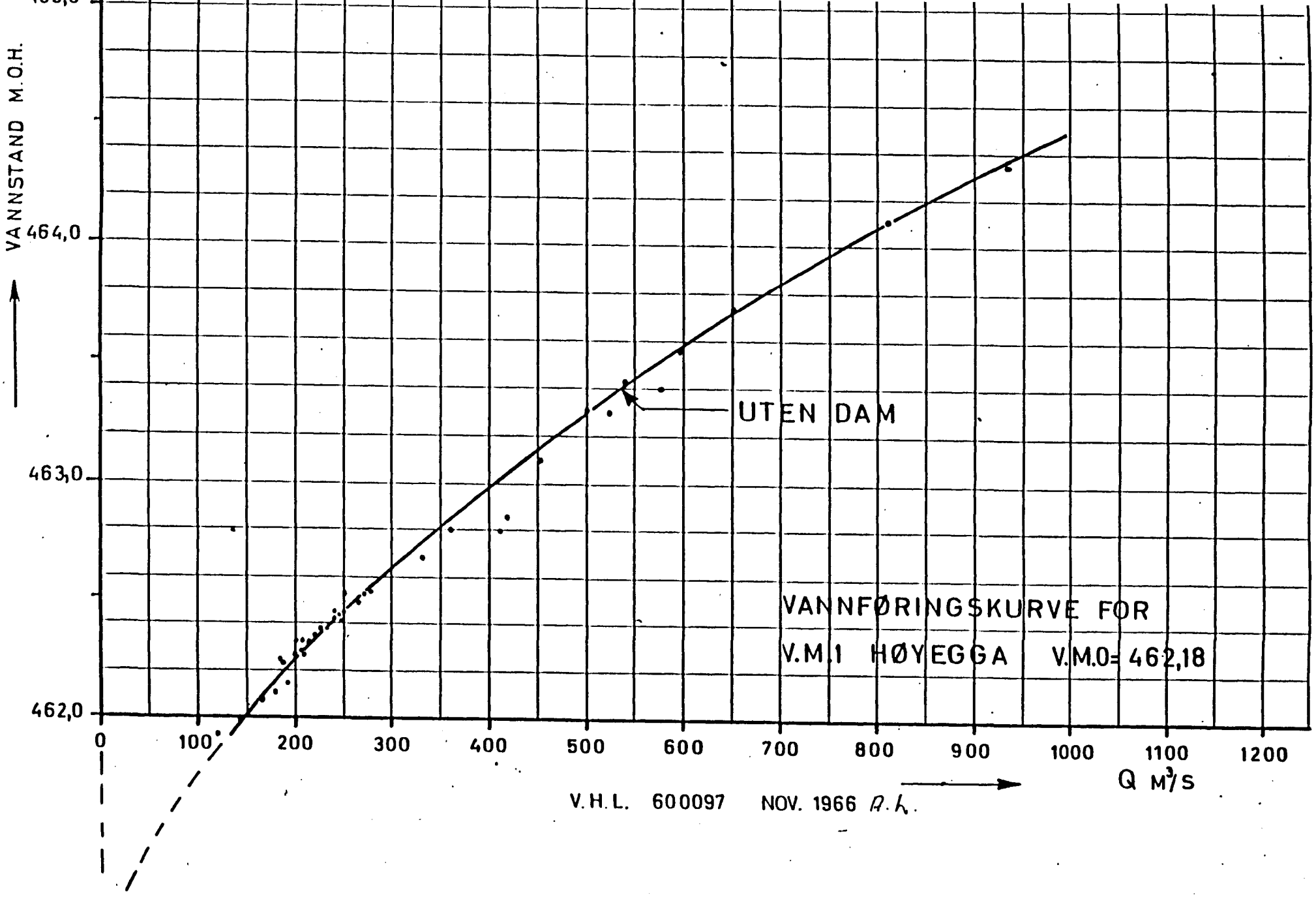
DAM HÖYEGGA

RENDALEN KRAFTANLEGG

0 10 20 m

Brukerens:	K/L OPPLANDSKRAFT
Anlegg:	Rendalen kraftanlegg Dam Höyegga. Oversikt.
Tegnet:	22/4 67. A. Ø.
Tegn.nr:	5292

NORSK VANDBYGNINGSKONTOR.
Oslo den


VANNSTAND M.O.H.
464,0
463,0
462,0
0
100
200
300
400
500
600
700
800
900
1000
1100
1200
Q M³/S
UTEN DAM
VANNFØRINGSKURVE FOR
V.M.1 HØYEGGA V.M.0= 462,18
V.H.L. 600097 NOV. 1966 A.L.

BILAG 2

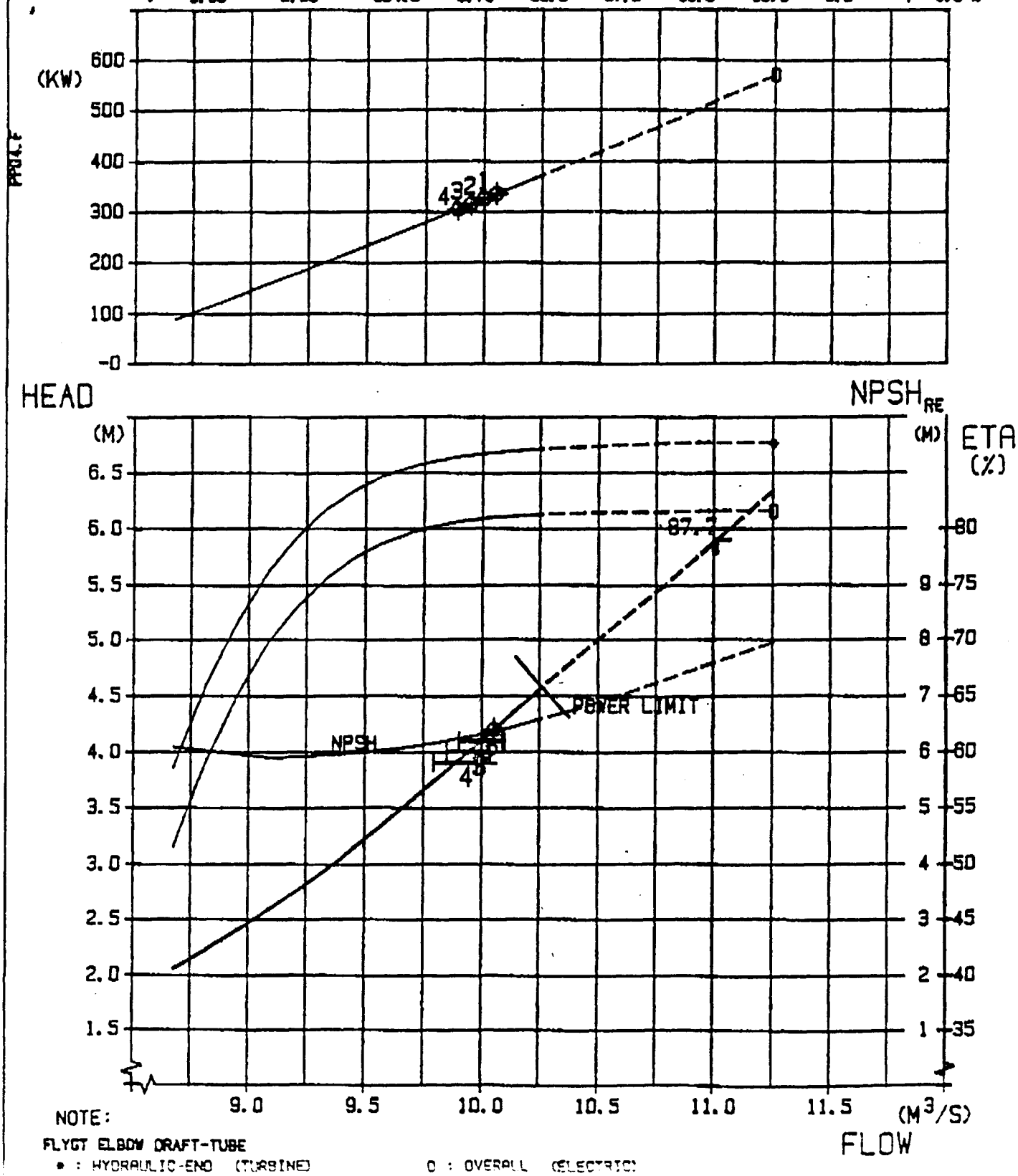
FLYGT

TURBINE-GENERATOR PERFORMANCE CURVE

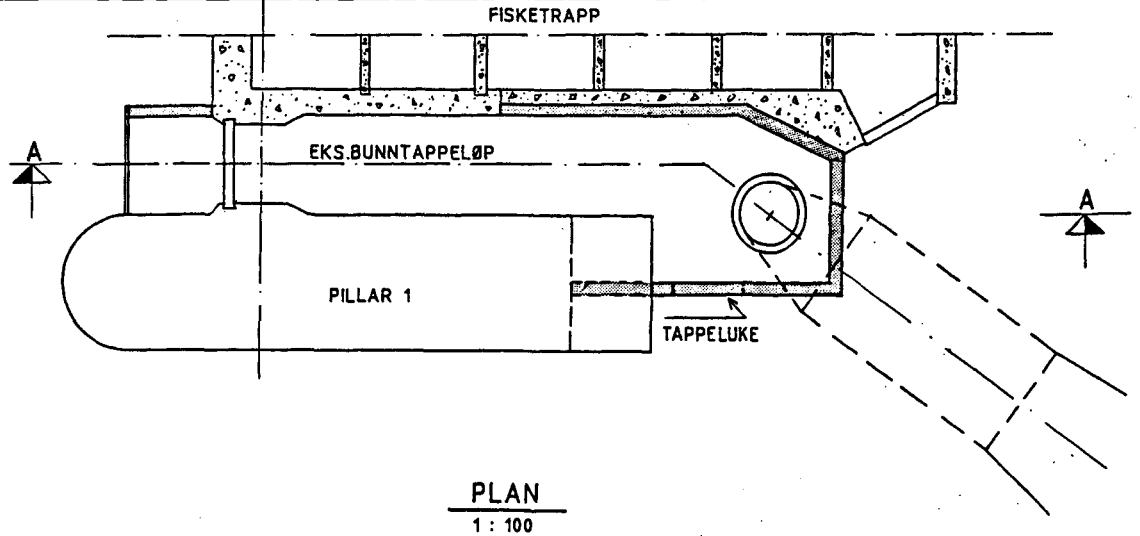
DATE	PROJECT	ISSUE	PROD
1989-04-20	HOYEGGA DAM	3	7650

GENERATOR TYPE					GUIDE VANE ANGLE
65-71-8 /38	POLES: 8	FREQ: 50 HZ	NO. OF BLADES..... 4		70
GEARTYPE	RATIO	VOLTAGE..... 400 V	BLADE TYPE..... C		BLADE ANGLE
350-22	3.333	GENERATOR RATING..... 375 KW	RATED SPEED.....228 RPM		28

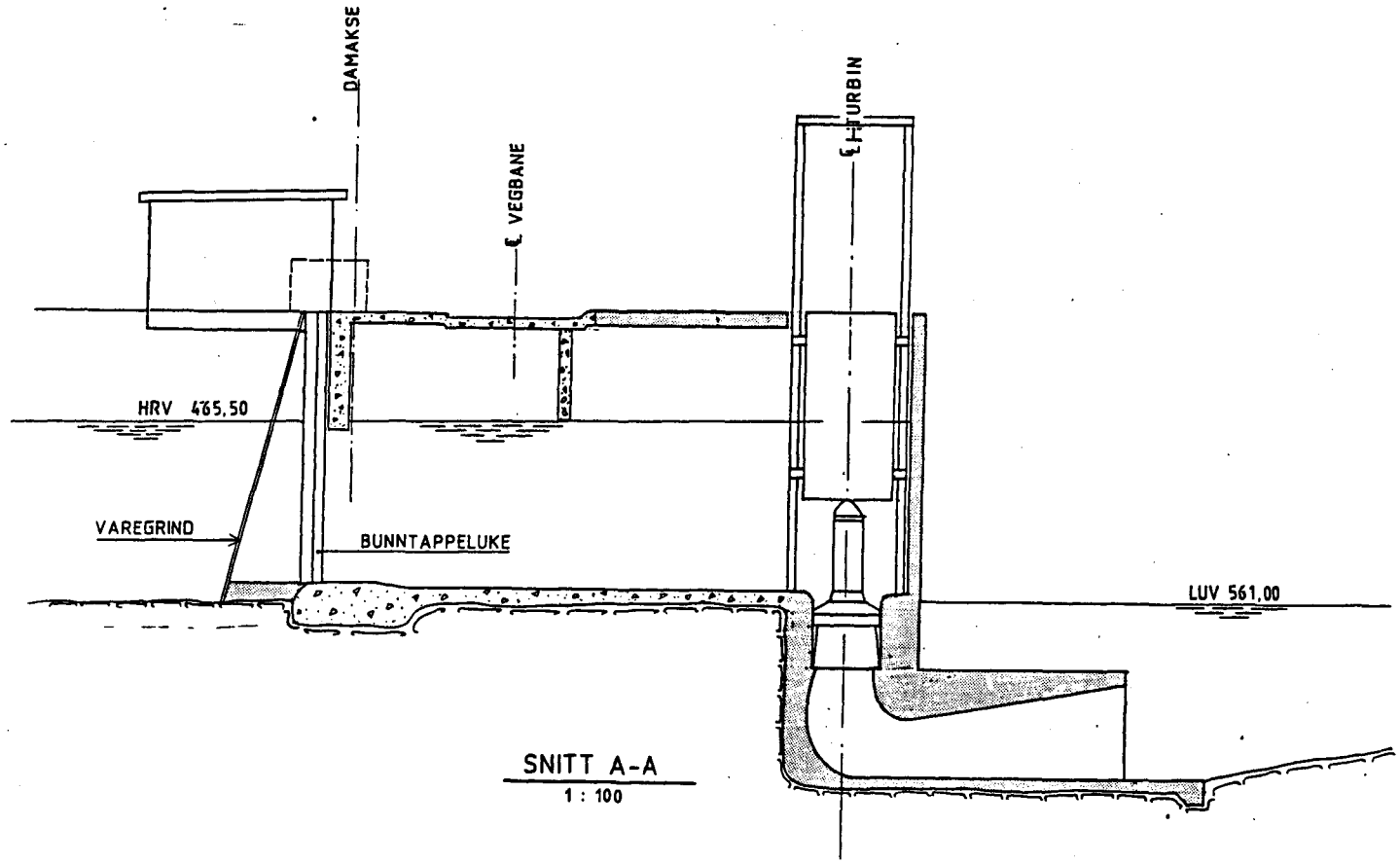
DUTY-POINTS:	FLOW (M3/S)	HEAD (M)	POWER OUTPUT (KW)	COS-FI	EFFICIENCIES (%) GENERATOR	GEAR	TURBINE	OVERALL	NPSH (M)	POWER GUARANTY
1	10.1	4.20	335.6	0.80	95.2	98.0	86.8	81.0	6.4	
2	10.00	4.10	325.4	0.79	95.3	98.0	86.8	80.9	6.4	P+-3.5 %
3	9.94	4.00	315.2	0.79	95.3	97.9	86.8	80.8	6.3	P+-3.5 %
4	9.89	3.90	304.9	0.78	95.3	97.9	86.5	80.6	6.3	P+-3.5 %



NOTE:
FLYGT ELBOW DRAFT-TUBE
* : HYDRAULIC-END (TURBINE) O : OVERALL (ELECTRIC)



PLAN
1 : 100



SNITT A-A
1 : 100

BILAG 4

Rev.	Ant.	Revideringen gjelder	Sign.	Dato.

Byggherre: K/L ÖPPLANDSKRAFT

Anlegg: DAM HØYEGGA

PLAN OG SNITT, MINIAGGREGAT

Målestokk:		Sign.	Dato.
1 : 100	Tegn.	HR	141288
	Trac.	GT	141288
	Kontr.	OR	24 04 88

Erstatning for:

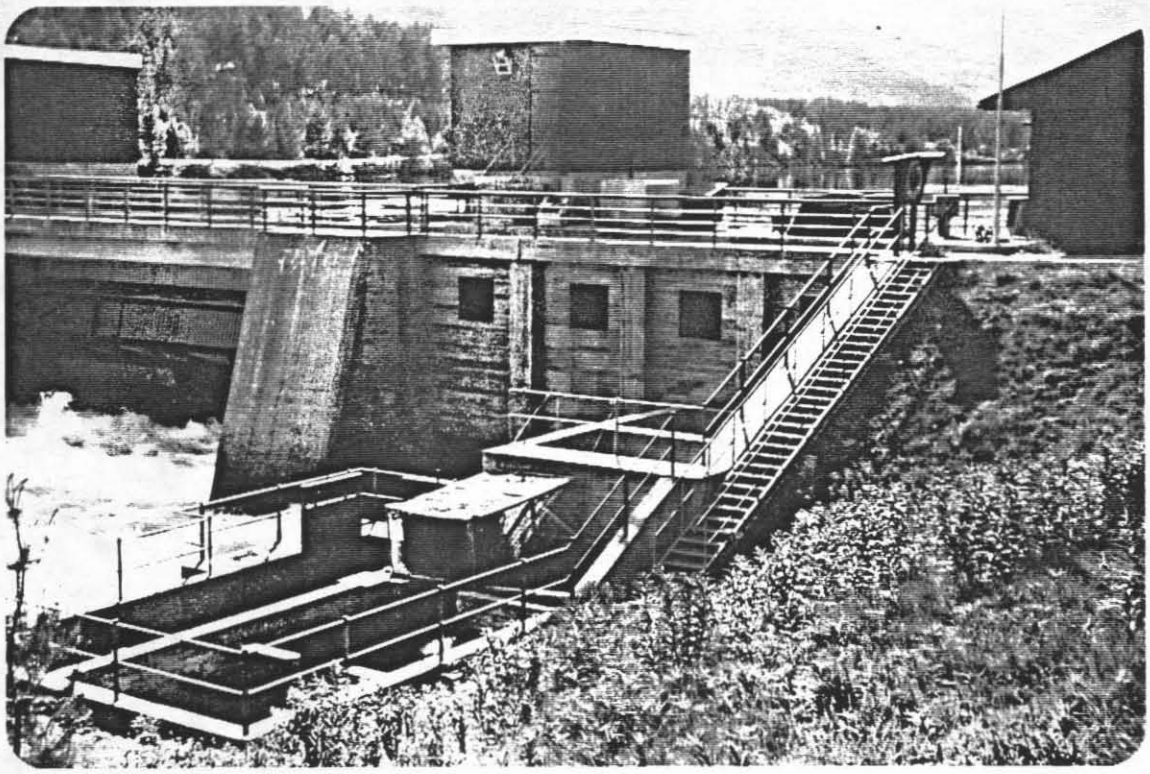
814-01

Erstatter av:

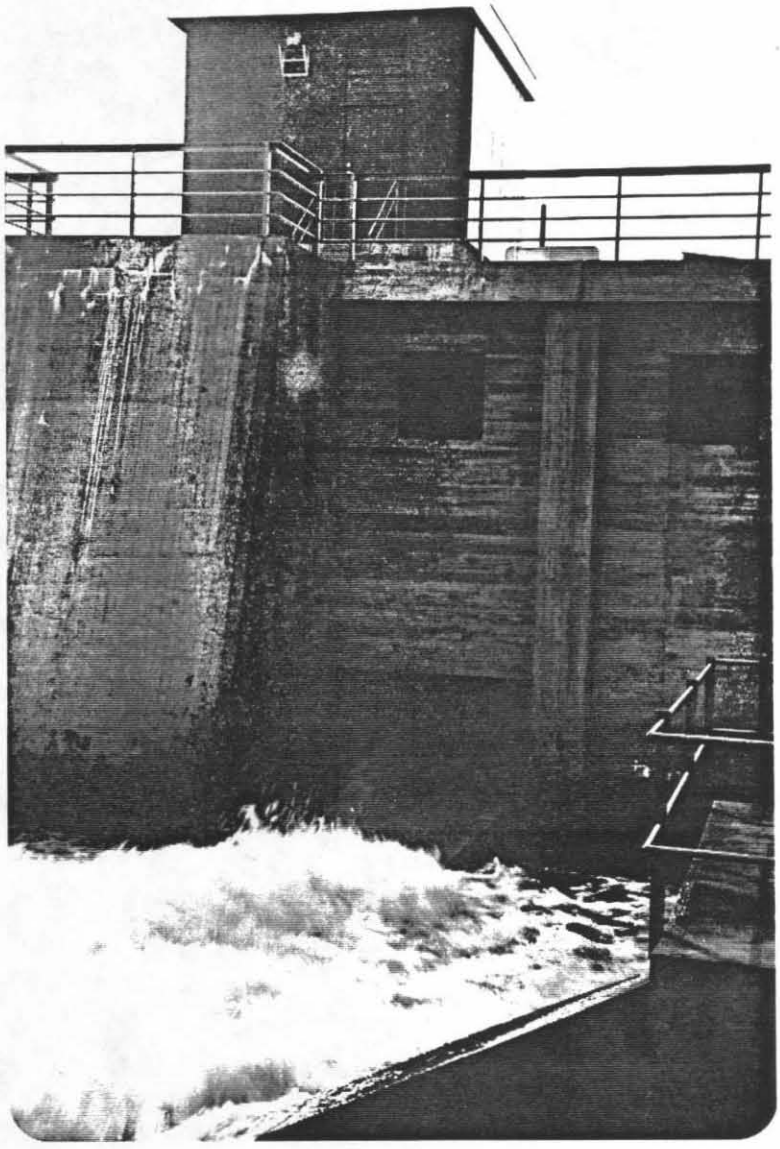
NVK

NORSK VANDBYGNINGSKONTOR A/S
Postboks 280, 1401 SKI. Tlf. (02) 87 36 60

Partner Norplan a.s



Bilde 1. Høyegga dam , nedstrøms



Bilde 2. Bunntappeløp

SAMMENDRAG

Denne rapporten beskriver kort erfaringene fra 2 minikraftverk i drift; Strandfossen i Hedmark og Djupdal i Buskerud, videre en kort beskrivelse av planene for Pikerfoss i Buskerud og Kjøljua i Oppland. Til slutt er det gjort en teknisk/økonomisk analyse av utnyttelse av minstevannføringen i Høyegga dam i Hedmark.

Med samfunnsøkonomiske kriterier lagt til grunn er de fleste av minstevannsprosjektene gunstige. To av prosjektene, Pikersfoss- og Høyegga mini-kraftverk er satt opp i NVE-VU-89, tabell for økonomiklassifisering, bilag til sammendraget. Grensen for samfunnsøkonomisk utbyggings-kostnad ligger mellom økonomiklasse 4 og 5.

Et problem for byggherrene er den store forskjellen vi idag har på hva som er samfunnsøkonomisk akseptabelt, og hva som bedriftsøkonomisk akseptabelt.

Totalproduksjon ved disse minikraftverkene er liten, og små uforutsette kostnader kan velte byggherrens bedrifts-økonomiske utbytte. Byggherrene vil derfor være reserverte for å gå inn for slike prosjekter.

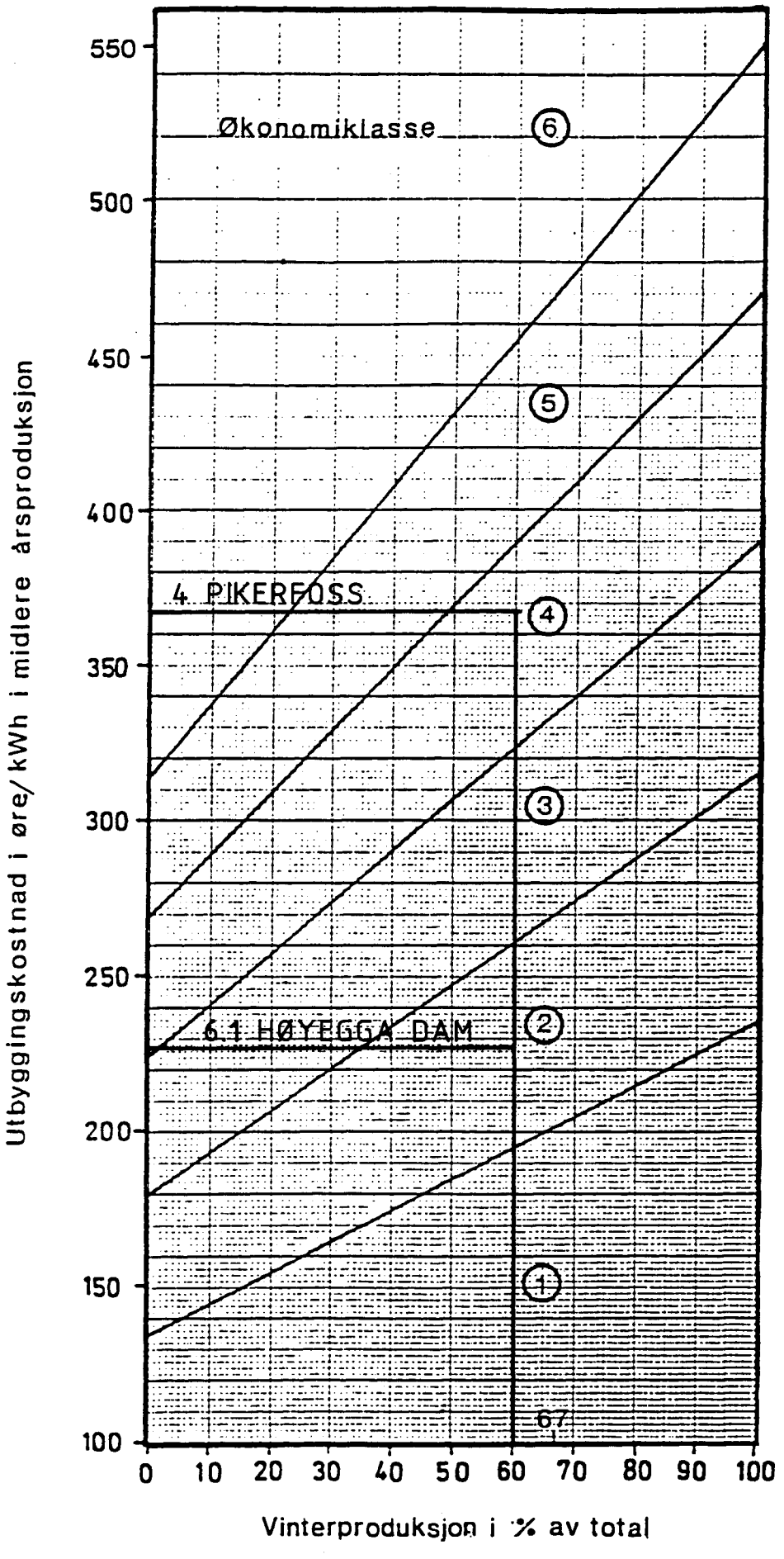
Av de minikraftverkene vi har sett på i denne rapporten utpeker Kjøljua, og Høyegga seg som de økonomiske beste prosjektene. Djupdal og Strandfossen var begge i utgangspunktet samfunnsøkonomisk meget gunstig, men lavere produksjon en forventet har forverret bildet noe.

For å oppnå en sikrere drift, ønsket produksjon, og lite ettersyn bør minikraftverkene bygges etter kjente prinsipper og enkle konstruksjoner.

Ved bruk av nye uprøvde løsninger må man være forberedt på større usikkerhet angående produksjon, drift og vedlikehold.

Vanligvis vil minikraftverkene bare bli besøkt 1 gang pr. uke. Spesielt viktig er det derfor at inntaksarrangementet plasseres slik at tilstopping av varegrind unngås. Videre bør det bygges omløp rundt turbinen som kan sikre minstevannslipping ved evt. utfall eller stopp av andre grunner.

Utnyttelsen av minstevannføringen til kraftproduksjon må i hovedsak baseres på pålagt minstevannføring i vinterhalvåret, fordi forskjellen i vannføring sommer og vinter ofte er så stor at kostnadene ved å utnytte økt vannføring ikke vil være lønnsom. Samtidig virker lav etterspørsel og dermed lav pris på sommerkraft ugunstig for økt sommerkraftproduksjon.



ØKONOMIKLASSIFISERING PR. 1.1.1989

NVE-VU-89