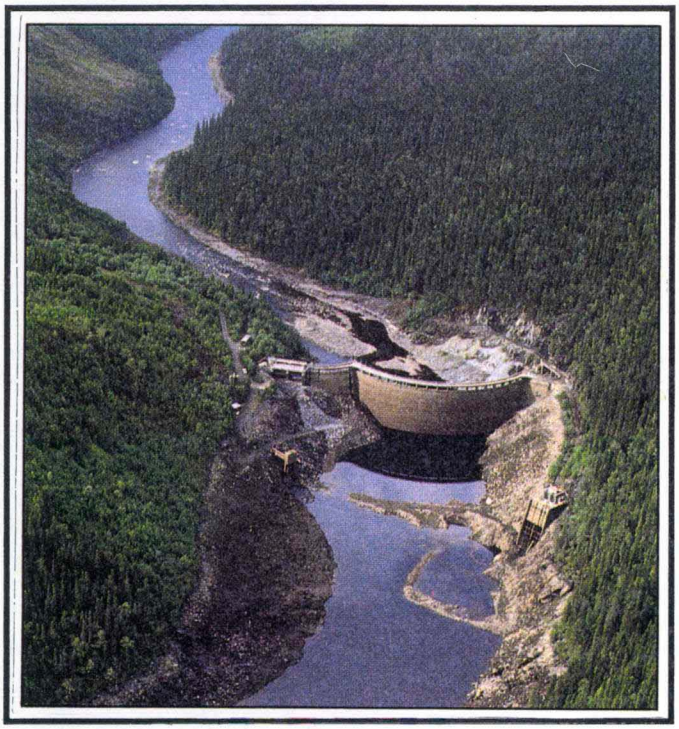
NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

PUBLIKASJON

OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK

Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 21 Nedre Nea kraftverk, Sør-Trøndelag



ENERGIAVDELINGEN

Nr 11
1992

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

Omslagsbilde: Eksisterende dam og inntak, som også benyttes til det nye kraftverket.
Foto: Bård Gimnes

NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

Tittel:	Nr:
OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK. ERFARINGER FRA GJENNOMFØRTE PROSJEKTER, NR 21 NEDRE NEA KRAFTVERK, SØR-TRØNDELAG	11
Forfatter(e)/saksbehandler(e) Trondheim Elektrisitetsverk/Marit Flood, NVE	**Dato:** 10.06.92
	ISBN nr: 82-410-0148-7 **ISSN nr:** 0802-2569

Sammendrag
Rapporten inngår i en serie publikasjoner som beskriver gjennomførte opprustings-/utvidelsesprosjekter. Det er lagt vekt på å belyse spesielle problemer knyttet til konsesjonsvilkår, økonomisk vurdering av alternativer, ombygging mens det gamle kraftverket er i drift, osv. På denne måten formidles erfaring som kan komme til nytte ved framtidige prosjekter.

Abstract
This report is included in a series of publications that describe knowhow on upgrading and refurbishing hydro-electric power plants. Only projects which are commissioned will be described. The reports especially emphasize on problems such as terms of concession, economic evaluation of alternatives, financing, construction while the old plants is in operation, etc. This experience will be valuable when other similar projects are planned for implementation in the future.

Emneord

Opprusting
Erfaring

Subject terms

Upgrading
Experience

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

Ansvarlig underskrift

Erling Diesen
Vassdrags- og
energidirektør

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

Telefon: (02) 95 95 95
Telefax: (02) 95 90 00
Telex: 79397 NVEO N

Bankgiro: 0629.05.75026
Postgiro: 0803 5052055

556(05)
ex 1

OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK

Erfaring fra gjennomførte prosjekter

NEDRE NEA KRAFTVERK
Sør-Trøndelag fylke

Bjørn H. Berge
Trondheim Elektrisitetsverk

INNHOLD

		Side
1.	**Innledning**	1
2.	**Vassdraget**	1
3.	**Utbygger**	2
4.	**Beskrivelse av eksisterende anlegg**	
	4.1 Bakgrunn	2
	4.2 Hydrologi	3
	4.3 Karakteristiske data for kraftverket	4
	4.4 Inntaksdammen	4
	4.5 Inntaket	5
	4.6 Tilløpstunnelen	5
	4.7 Svingesjakt og utjevningsbasseng	5
	4.8 Trykksjakten	5
	4.9 Kraftstasjonen	5
5.	**Bakgrunnen for ombygging**	
	5.1 Kraftbalanse	6
	5.2 Flaskehals	6
	5.3 Falltap	7
	5.4 Generell tilstand	7
6.	**Utbygningsplanen**	
	6.1 Konsesjons- og ekspropriasjonssøknad	7
	6.2 Kort beskrivelse av utbygningsplanen	8
	6.3 Alternative planløsninger	9
7.	**Den valgte planløsning**	10
8.	**Inngrep og konsekvenser**	
	8.1 Neddemming og regulering	11
	8.2 Tørrlegging og vassføringsendringer	11
	8.3 Veger	12
	8.4 Steintipper og riggområder	12
	8.5 Vilt og fiske	12
	8.6 Vannforsyning	13
9.	**Utbyggingsfasen**	
	9.1 Organisering	13
	9.2 Anleggsarbeidene	13

INNHOLD

		Side
10.	**Kostnader og lønnsomhet**	
	10.1 Overslag ved beslutning om utbygging	16
	10.2 Overslag ved byggestart	17
	10.3 Endelig sluttsum	17
	10.4 Produksjonsøkningen	18
	10.5 Lønnsomhetsvurdering for Nedre Nea kraftverk isolert	19
	10.6 Lønnsomhetsvurdering for Nedre Nea og Hegsetfoss kraftverk samlet	20
11.	**Sluttkommentar**	21

TEGNINGER

Bilag 1 Regulering i Nea/Nidelv-vassdraget - kart

Bilag 2 Hegsetfoss kraftverk - skjematisk oversikt

Bilag 3 Hegset dam - arrangement

Bilag 4 Oversikt utbygningsplan

Bilag 5 Endelig utbygningsplan - prinsipp

Bilag 6 Lengdesnitt etter sammenbygging

Bilag 7 Prinsipp for utvidelse av tilløpstunnelen

Bilag 8 Ras i avløpstunnelen

1. INNLEDNING.

Nedre Nea kraftverk er en forlenget parallellutbygging til det bestående Hegsetfoss kraftverk i Nea-vassdraget som ble bygget i 1962. Noen vil kanskje stille spørsmålstegn til om denne utbyggingen hører hjemme under hatten opprustning/utvidelse slik vi ofte forbinder ved disse begrepene eller om prosjektet må betraktes som nyutbygging.

Egentlig står vi her ovenfor en blandingsvariant hvor vi tar utgangspunkt i et bestående kraftverk, utvider tilløpstunnelen og øker driftsvannføringen. Vi bygger en ny kraftstasjon og et nytt avløp slik at fallhøyden økes. Det gamle kraftverket på 27 år blir langt på vei erstattet av helt nytt og går nå i flomperioder eller står som reserve.

Vi har funnet denne form for utbygging lønnsom. Kostnadene ved utbygging kan alene forsvares mot <u>økningen</u> i effektinstallasjon og energiproduksjon. Prosjektet er et tiltak som gir økt produksjon i fall hvorav en vesentlig del er utbygd tidligere.

Nedre Nea kraftverk er således et prosjekt som hører hjemme i denne publikasjonsserie som beskriver gjennomførte opprustnings-/utvidelsesprosjekter for å formidle erfaringer som evnt. kan komme til nytte ved andre beslektede prosjekter.

2. VASSDRAGET.

Nea/Nidelvvassdraget har sitt utspring nær Sylene, på svensk side av grensen, og går gjennom kommunene Tydal, Selbu, Klæbu og Trondheim. Elven munner ut i fjorden i Trondheim sentrum, bilag 1.

Avstanden fra kilde til utløp er ca 160 km og elven samler vann fra et areal på 3100 km^2. Gjennomsnittlig renner det ut 3.470 mill.m^3 vann i fjorden hvert år, tilsvarende en middelvannføring på 110 m^3/sek.

Den første kraftstasjon i vassdraget, Øvre Leirfoss kraftverk, ble påbegynt før århundreskiftet og satt i drift i 1901. Siden den gang har det pågått bygging av kraftverk og reguleringsdammer i Nidelva og Nea i tak med etterspørselen av elektrisk kraft. Særlig etter krigen har det gått slag i slag med nye anlegg i Selbu og Tydal.

Midt i rekken av kraftstasjoner ligger Hegsetfoss kraftverk som utnytter fallet fra Hilmo bro i Tydal og Ørås i Selbu. Øverst i vassdraget ligger Sylsjømagasinet som ble etablert i 1951. Nesjø dam var ferdig i 1970 og med sine 582 mill.m^3 vann er det et stort og viktig magasin i vassdraget.

3. UTBYGGER.

Trondheim Elektrisitetsverk har stått for utbygging av ialt 12 kraftstasjoner i vassdraget. Selbu Elektrisitetsverk har stått for utbygging av 2 kraftstasjoner i Slindelva.

Trondheim Elektrisitetsverk ble stiftet i 1901 og eies av Trondheim kommune. Bedriften har som oppgave å sørge for at forsyningsområdets (Trondheim og Klæbu) behov for energi blir dekket på en tilfredsstillende måte, samt å foreta den nødvendige fordeling av slik energi.

Virksomheten er underlagt Trondheim Bystyre. Bedriften har totalt ca 600 ansatte. Den er såkalt vertikalt integrert, det vil si at den selv bygger kraftverk, produserer og fordeler og selger energien til abonnentene.

Trondheim Elektrisitetsverk ble fra 01.01.1991 organisert i 3 operative divisjoner

- energidivisjon (produksjon, overføring)
- distribusjonsdivisjon (fordelingsnett)
- markedsdivisjon (salg, tilsyn)

samt staber for personal-, administrasjon- og økonomispørsmål.

TEV's kraftproduksjon i Nea/Nidelvvassdraget utgjør 2,4 TWh i et middelår og 2,0 TWh i et vannfattig år, den bestemmende års produksjon.

TEV har dessuten 48,6% eierandel i Kraftverkene i Orkla.

TEV forsyner ca 140.000 innbyggere med strøm og har ca 80.000 abonnenter.

4. BESKRIVELSE AV EKSISTERENDE ANLEGG.

4.1 Bakgrunn

Motivet for å bygge Hegsetfoss kraftverk var den gang ikke bare kraftproduksjon alene, men også et tiltak for å begrense den intense is- og sarrproduksjon i vassdraget.

Fallforholdene i store deler av elvestrekningen er slik at elven gikk i lette stryk uten konsentrerte fall. Dette har gjennom alle tider ført til mye isproduksjon med tilhørende isganger også i uregulert tilstand. Reguleringene som ble utført i øvre del av vassdraget i perioden fra 1942 og framover (Essanden, Sylsjøen, Stugusjøen) førte med seg at isforholdene i nedre del ble stadig mer uholdbare som følge av økt vintervannstapping.

TEV gikk derfor i 1959 til det skritt å bygge en attholds-dam i Hegsetbjørga, Hegset dam. Med denne dammen ble det tatt sikte på å få isgangene fra øvre del av vassdraget til å stanse opp, idet Bjørgamagasinet ville være tilstrekklig stort til å ta mot ismassene ovenfra. For nedre dels ved-kommende ble isulempene etter dette innskrenket til å om-fatte den is som ble produsert på fallstrekningene neden-for dette magasinet.

I 1961 fikk TEV tillatelse til bygging av Hegsetfoss kraft-verk, en utbygging som i seg selv innebar en ytterligere vesentlig forbedring (sanering) av isproblemene. Kraft-verket må derfor langt på vei ansees som et saneringstil-tak for å løse isproblemene i Nea.

Likevel ble det i denne forbindelse pålagt å anordne for-bislipping forbi kraftverket i tilfelle driftsstans. Til-svarende bestemmelse gjaldt ikke så lenge bare attholds-dammen var bygget.

Av forskjellige grunner ble omløpsanordningen i Hegsetfoss kraftverk ikke etablert. Men det ble sett på flere løsninger av pålegget, bl.a. omløp forbi selve kraft-stasjonen og en utbyggingsplan der overføringen av Rotla ble kombinert med omløpet, slik at driftsvassføringen i Hegsetfoss i tilfelle driftsstans ble ført via overførings-tunnelen og ut i Rotla et stykke nedstrøms inntaket. Denne og andre alternative løsninger av omløpsproblematikken ble forlatt og senere utsatt i påvente av en endelig plan for Nedre Nea kraftverk.

4.2 Hydrologi.

Nedbørfeltet ved inntak Hegsetfoss kraftverk var på 1.522 km² hvorav det meste var regulert gjennom de ovenfor-liggende magasiner. Total avrenning i et middelår var 1.645 mill.m³.

Manøvreringsreglementet ble gitt i konsesjonstillatelsen av 22. mai 1959 samt senere endring i kgl.res. 12. januar 1962.

Reguleringsgrensene for inntaksmagasinet i Bjørga (Hegset dam) var da som nå HRV kt 255 og LRV 249, tilsvarende 6 m reguleringshøyde og et volum på 4 mill.m³.

Videre het det bl.a. i vilkårene:

"Det skal ved manøvreringen has for øye at flommene i vass-draget nedenfor magasinet så vidt mulig ikke økes.

Ved manøvreringen skal det tas særlig hensyn til at is-forholdene i vassdraget ikke forverres. Vannslippingen skal således i vintertiden være så jevn som mulig. Nødvendig endring av tappingen skal foregå med så myk overgang som mulig og må ikke i løpet av 1 døgn overstige 5 m³/sek.

Hegsetfoss kraftverk må bygges slik at vannet ved driftsstans kan tappes forbi og bringes ut i elveleiet i nærheten av undervannskanal eller i denne."

Det ble ikke stilt krav til minstevannføring ved tapping fra magasinet. Derimot ble det krevd at vannføringen ved Stokke VM, som ligger 5 km nedstrøms utløpet av kraftverket skulle være min. 1,5 m^3/s om sommeren, inkl. lokaltilsig. Om vinteren ble det ikke satt noe krav.

4.3 Karakteristiske data for kraftverket.

Hegsetfoss kraftverk besto av inntaksdam, inntak, tilløpstunnel, trykksjakt, kraftstasjon og avløpstunnel. Anlegget lå i sin helhet i fjell og ble bygget som et ordinært fjellanlegg.

Nedbørsfelt	1522	km^2
Årlig tilsig	1645	mill.m^3
Magasiner ialt	906	mill.m^3
Inntaksmagasin	4	mill.m^3
Midlere produksjon	182	GWh/år
Brutto fallhøyde	72	m
Effektiv fallhøyde ved best.pkt.	58	m
Driftsvannføring Qmax	60	m^3/s
Nominell ytelse	32	MW
Turbin vertikal Francis	45000	HK
Generator	40000	kVA
Turtall	214,3	o/min

Bilag 2 viser geometrien av det gamle anlegget.

4.4 Inntaksdammen.

Inntaksdammen består av en 32 m høy tynnsylindret hvelvdam oppå en ca 18 m høy tykksylindret grunndam, kfr. bilag 3. Totalhøyde er således 50 m. Dammens vederlag er fjell nederst, mens den øverste del av den tynnsylindrete dam støtter seg til kunstige vederlag av betong.

På begge sider ble bygget gravitasjonsdammer. På venstre gravitasjonsdam er anordnet 2 segmentluker (7 x 4 m^2 lysåpning) for avledning av flommer. Over dammen er bygget en kjørebru over et overløp som strekker seg over hele hvelvet. På dammens nedstrømsside er montert isolasjonsvegg av støpte betonglameller satt på utstøpte gangbanekonsoller.

I forbindelse med byggearbeidene ble elva ført inn i en omløpstunnel. Her ble installert 2 luker, hver på 6 m^2, som kunne lukkes/åpnes fra en oljetrykkssylinder montert ca 10 m under vannstanden. Sylinderen ble betjent fra et betjeningshus over vannstanden. Dette systemet har vanskeliggjort vedlikehold av lukene.

4.5 Inntaket.

Inntakskonstruksjonen ble utført i betong og ligger ca 100 m oppstrøms dammen på elvas høyre side. Varegrindarealet er 10,4 x 13,4 m. Det er montert 2 rulleluker 2 x (2,70 x 5) m², samt 2 stk. glideluker av samme størrelse. Rullelukene manøvreres hydraulisk, mens glidelukene betjenes ved hjelp av elektrotaljer.

4.6 Tilløpstunnelen.

Tilløpslengden på 10 km var forholdsvis lang når en tar fallhøyden i betraktning. Som nevnt foran var det imidlertid isvanskelighetene i Nea ga dens lengde sin berettigelse Dens tverrsnitt er 34 m². Tunnelens lengdeprofil bærer preg av at det ble lagt avgjørende vekt på driftsopplegget under sprengningsarbeidene, idet alle stuffer hovedsakelig ble drevet på stigning. Dette har resultert i at store deler av tunnelen ikke er selvlensende og måtte pumpes for adkomst og inspeksjoner.

Fjellkvaliteten var bra, bortsett fra en kort strekning som måtte sikres med bolter. For å lette transporten i tunnelen, ble det støpt et 15 cm tykt betongdekke på sålen.

4.7 Svingesjakt og utjevningsbasseng.

Den lange tunnelen munner ut i en utvidelse (nedre svingekammer) oppstrøms trykksjakten. Herfra fører en 120 m² loddsjakt opp i øvre svingekammer. Øvre kammer har en lengde på 100 m med tverrsnitt fra 50 m² avtakende innover til 35 m². En kort adkomsttunnel herfra går ut i dagen. Ved det øvre kamrets utløp i sjakten er støpt en overfallsvegg hvori er innsatt klaffer for tømming av kamrets nedre del, klafftverrsnitt 5 m².

4.8 Trykksjakten.

Hele sjakten er stålutforet og har 45° helning. Diameteren er 4,0 m og lengde ca 70 m. I øvre ende er det finvaregrind, innløpskonus og rørbend. I nedre ende bend, konus og flensrør som avsluttes mot en trottelventil foran turbinen.

4.9 Kraftstasjonen.

Kraftstasjonen ligger ca 100 m inne i fjell. Den har ett aggregat bestående av en Francisturbin på 45.000 hk med generator på 40.000 kVA. Stasjonshallen er 25 m lang og 14,4 m bred. Den slutter seg til en transformator- og apparathall slik at fjellrommets totale lengde blir 50 m. Hvelvet er armert og består av 40 cm tykk betong.

Stasjonen har kran for 120 tonns løft. Krandragerne er av betong og støtter seg på søyler fundamentert fra fjellbunnen av.

Adkomsttunnelen er bare 90 m lang, er horisontal og har 30 m² tverrsnitt. Fra kraftstasjonen føres kablene ut gjennom tunnelen og opp til et frittliggende koblingsanlegg. Herfra forbindes 132 kV-linjen til Nea-linjen med en 400 avgrening.

5. BAKGRUNNEN FOR OMBYGGING.

Det var flere grunner for å utvide/oppruste Hegsetfoss kraftverk:

- kraftbalanse
- flaskehals
- falltap
- generell tilstand

Prosjekteringen startet egentlig med et frittstående kraftverk som skulle utnytte fallet på ca 25 m mellom utløp av Hegsetfoss kraftverk og Selbusjøen. Flere tekniske vanskeligheter, bl.a. vanskelig damstedforhold for en inntaksdam på den aktuelle elvestrekning, gjorde at denne planen ble funnet teknisk/økonomisk lite brukbar. Ved en slik utbygging ville Hegsetfoss kraftverk fortsatt bli en flaskehals i systemet.

5.1 Kraftbalanse.

Kraftforbruket økte jevnt i slutten av 70-årene. Basert på erfaring om forbruksøkning og prognoser ble 4,2% gjennomsnittlig forbruksøkning i eget forsyningsområdet lagt til grunn for 80-årene. Det vil si at hvert år måtte skaffes tilveie mellom 70 - 100 GWh (forbruksøkningen ble som kjent avtagende). Under hensyntagen til at TEV fikk dekket sitt behov gjennom sin opprinnelige 35% deltakelse i Kraftselskapene i Orkla (437 GWh/år i middel) var det ønskelig å sette Nedre Nea kraftverk i drift ca 1987.

5.2 Flaskehals.

Hegsetfoss kraftverk har etter hvert vist seg å bli en plagsom flaskehals ved manøvrering av de ovenforliggende kraftverk. Etter at det store reguleringsmagasinet Nesjøen ble bygget i 1970 og Tya, Gresslifoss, Vessingfoss og Nedalsfoss kraftverker tatt i bruk, ble det et misforhold i driftsvannføring ovenifra og slukeevnen ved Hegsetfoss kraftverk.

En kapasitetsøkning gjennom Hegsetfoss kraftverk var derfor ønskelig og førte til at Nedre Nea kraftverk ble planlagt som en forlenget parallellutbygging. Dette ville gi en friere og mer optimal effektmanøvrering i Nea-verkene, samtidig som det på sikt ville muliggjøre tilleggsutbygginger og effektutvidelser lenger oppe i vassdraget, dersom dette skulle vise seg aktuelt senere.

5.3 Falltap.

Hegsetfoss kraftverk hadde helt i fra starten av stort falltap i vannveien og ca 5% lavere turbinvirkningsgrad enn forventet. Året etter idriftsettelse ble løpehjulet modifisert slik at turbinvirkningsgraden ble som forutsatt.

Falltapet derimot har man måttet leve med i alle disse årene. Det største falltapet lå i den lange og trange tilløpstunnelen. Ved fullt pådrag med 60 m^3/s vannføring ble falltapet beregnet til 15,3 m slik:

-	inntak	0,1 m
-	tilløpstunnel	14,6 m
-	grind	0,1 m
-	trykksjakt	0,2 m
-	avløpstunnel	0,3 m
		15,3 m

Det var teknisk mulig å redusere friksjonstapet i tilløpstunnelen ved å sprenge eller fullprofilbore en parallell tunnel, men økonomien var for dårlig til at dette kunne forsvares bare i forhold til falltapsreduksjon.

5.4 Generell tilstand.

Da konsesjonen for Nedre Nea kraftverk ble sendt 1. sept. 1981 var Hegsetfoss kraftverk knapt 20 år. Den generelle tilstand var tilfredsstillende, både maskinelt og bygningsmessig. Dog var det planlagt en del vedlikeholdsarbeider og opprustning av maskineriet. Her kan nevnes ny statorvikling på generator, revisjon av lager i spjeldventil, utskifting av kjølevannsør m.m. Etterhvert ble revisjonsarbeidene mer påtrengende og nye statorviklinger ble bestemt utført sommeren 1987.

6. UTBYGNINGSPLANEN.

6.1 Konsesjons- og ekspropriasjonssøknad.

I henhold til Vassdragsloven av 15. mars 1940 nr. 3 § 62 og § 148 m.v., samt lov av 14. des. 1917 nr. 17 om vassdragsregulering og nr. 16 om ervervskonsesjon, ble det 30.09.81 søkt om stedsevarig tillatelse til å erverve, eventuelt ekspropriere, nødvendig grunn og rettigheter for bygging og drift av Nedre Nea kraftverk, inkludert overføring av de uregulerte sideelvene Rotla og Krossåa med felt på tilsammen 243 km^2.

Søknaden gjaldt utnyttelsen av et fall i Nea på 96,2 m mellom eksisterende inntaksbasseng og nytt utløp. Fallet på ca 72 m mellom inntaksbassenget og utløpet av Hegsetfoss kraftverk eide TEV fra tidligere. Det resterende fall på ca 25 m i Nea samt overføringen av Rotla/Krossåa måtte ekspropriere s.

Det ble videre søkt om tillatelse til almannastevning i henhold til lov av 09.07.1851 m.v.

Manøvreringsreglementet for Bjørgabassenget ble forutsatt opprettholdt innenfor reguleringsgrensene kt 249 og 255, referert i Nea null-plan og i samsvar med den tidligere tillatelse gitt ved kgl.res. 12. januar 1962. Videre ble foreslått opprettholdt samme krav til minstevassføring som tidligere, fastsatt av overskjønnet ved Midt-Trøndelag herredsrett, sak 12/1963B. TEV ble her pålagt å holde en minstevassføring på 1,5 m^3/s i Nea ved Tuset bro i tiden 1. mai - 1. oktober. Det ble foreslått ingen slipping av vann forbi inntakene i Rotla og Krossåa.

Søknaden ble begrunnet primært med forventet kraftbehov til alminnelig forsyning som Trondheim Elektrisitetsverk var forpliktet til å dekke gjennom områdekonsesjonen. Innvunnet kraftmengde var beregnet til 205 GWh i et midlere år. Hegsetfoss kraftverk ville fortsatt være operativt etter utbygging av Nedre Nea kraftverk.

6.2 Kort beskrivelse av utbygningsplanen.

Hovedalternativet det ble søkt konsesjon på ble tilslutt en forlenget parallellutbygging til Hegsetfoss kraftverk, se bilag 4. Parallell tunnel ble omsøkt framfor utvidelse av den eksisterende ved strossing for å unngå tap og langvarig driftsstans i Hegsetfoss.

Inntaket i Bjørgabassenget var tenkt felles for Hegsetfoss og Nedre Nea kraftverk, mens avløpet for det nye anlegget skulle munne ut i Bogstadhølen, omlag 10 km nedstrøms eksisterende utløp. Derigjennom økte brutto fallhøyde med ca 25 m. I tillegg til dette var sideelvene Rotla og Krossåa tenkt overført uregulert til anleggene.

Kraftstasjonen skulle plasseres i fjell noe ovenfor Hegsetfoss kraftstasjon, og ble dimensjonert med en kapasitet på 80 m^3/s og maksimal ytelse 63 MW.

Eksiserende inntak i Bjørgabassenget skulle forbedres og utvides slik at det også ville fungere som inntak for Nedre Nea kraftverk. Herfra ville det også bli sprengt en tunnel parallelt med eksisterende tilløpstunnel til Hegsetfoss kraftverk. Knapt en kilometer oppstrøms den nye kraftstasjonen ville de to tunnelene bli koplet sammen slik at begge ble utnyttet som vannveg enten det ene eller begge kraftverkene var i drift.

Rotla og Krossåa var videre tenkt overført til systemet fra bekkeinntakene via en vel 3 km lang og 25 m² stor overføringstunnel fram til svingekammer for Hegsetfoss kraftverk. Bekkeinntakene ville bestå av relativt små inntaksdammer i betong.

Fra Nedre Nea kraftverk måtte den ca 9 km lange avløpstunnelen krysse Neadalføret. Som følge av stor løsmassmektighet måtte tunnelen dykkes omlag 100 m under elvenivå for å komme i sikkert fjell.

Når Nedre Nea kraftverk ble satt i drift, ville dette verket normalt gå hele tiden, mens Hegsetfoss ble stående i beredskap ettersom Nedre Nea har størst fallhøyde og utnytter vannet best av disse to.

I flomsituasjoner hvor samlet tilsig oversteg kapasiteten i Nedre Nea, ville Hegsetfoss kraftverk settes igang for å nytte flomvannet. Dette skjer vanligvis i vårflomperiodene og under enkelte regnflommer. Ved driftsforstyrrelser eller nødvendige revisjoner i Nedre Nea kraftverk, ville også Hegsetfoss settes i drift.

6.3 Alternative planløsninger.

Som nevnt i kapittel 5, så ble planen om en utbygging med inntak nedenfor utløpet av Hegsetfoss kraftverk skrinlagt av tekniske og økonomiske årsaker. Planen kunne gitt en produksjon på 100 GWh/år, hvorav 85 GWh fastkraft.

Forlengelse av parallellutbyggingen med Hegsetfoss kraftverk helt ut til Selbusjøen ble undersøkt i to alternativer. Det ene alternativet var en utbygging på nordsida av Nea hvor avløpstunnelen føres ut i Selbusjøen ved Fløneset. Den andre muligheten var å forlenge den omsøkte plan ned til Selbusjøen med utløp ved Bergsneset.

Det ble også sett på mulighetene for å gå ut til Selbusjøen ved Innbygda ikke langt fra Garbergelvas utløp. Dette gå korteste tunneltracé ned til sjøen, men de geotekniske forhold var meget vanskelige ved det aktuelle utløpsstedet. Dette ville fordre omfattende arbeider med sikring og erosjonsbeskyttelse. Å flytte utløpet til en annen del av Selbusjøen, åpnet også mulighetene for endrede lokalklimatiske forhold som ikke ville være til fordel for oppsitterne i Innbygda. Planen ble således ansett som urealistisk.

Produksjonsberegninger og kostnadsoverslag for alternativene med utløp i Selbusjøen ved henholdsvis Fløneset og Bergsneset var utredet, men ble funnet å bli såvidt mye dyrere at TEV ikke fant det riktig å søke konsesjon for noen av disse.

7. DEN VALGTE PLANLØSNING.

Tillatelse til erverv og regulering i forbindelse med bygging av Nedre Nea kraftverk ble gitt ved kgl.res. av 03.05.85.

Konsesjonsvilkårene for Nedre Nea kraftverk var stort sett i tråd med de krav som ble stilt i kraftutbyggingssaker på den tiden. Ulempene ved dette anlegget ble ansett som relativt små, idet ingen nye reguleringer var nødvendig for prosjektet.

Vilkårene ble bygget på en samlet vurdering av de ulemper og fordeler utbygningen har gitt, samt krav og ønsker fra berørte parter m.v. De viktigste vilkår og krav var følgende:

- konsesjonsavgift på 4 kr/nat. Hk til staten
- konsesjonsavgift på 15 kr/nat. Hk til kommunen
- opphjelp av fiske kr 40.000,- til kommunen
- næringsfond 1 mill.kr til Selbu kommune
- tilskudd kr 300.000,- til kommunal planlegger
- tilskudd kr 200.000,- til forsamlingslokale
- støtte kr 20.000,- til allmendannende virksomhet
- vitenskapelige etterundersøkelser for kr 80.000,-
- konsesjonskraft med inntil 10% av kraftmengden
- helsetjeneste for arbeidere og funksjonærer
- erstatningsansvar ved arbeidsulykker
- tiltak ved bygging av 18 terskeldammer
- tiltak for å redusere virkningen av evnt. forurensing
- minstevannføring på 1,5 m^3/s som før

Utbyggingskommunen ville dessuten motta årlige beløp i form av inntekt- og formueskatt samt eiendomskatt.

I tillegg het det at midlertidige hjelpeanlegg skulle planlegges slik at de senere ble til varig nytte for allmenheten dersom det kunne skje uten forholdsmessig utgift eller ulempe for anlegget. TEV har samarbeidet med kommunen, Vegvesenet og grunneiere om flere varige investeringer, eksempelvis:

- permanent forlegning og verksted ved Bogstad
- vannforsyningsanlegg
- permanent bru over Nea
- vegparseller på RV 705
- anleggsveger/skogsbilveger
- opprustning av 20 kV linjenett

Byggearbeidene ble for alvor satt igang 01.03.1987. Fra konsesjonen var gitt og frem til da, var det gjort flere endringer i den omsøkte plan. De viktigste endringene var flytting av utløpssted ved Bogstadhølen, ny løsning for overføring av sideelvene Rotla og Krossåa samt å drive delvis utstrossing av den gamle utløpstunnelen fremfor ren parallelltunnel.

Det sistnevnte forhold hadde sin bakgrunn i nødvendig driftsstans som følge av revisjon av generatoren i Hegsetfoss kraftverk. Situasjonen for Nedre Nea kraftverk ble nå slik at utvidelse av eksisterende tilløpstunnel kunne utføres i denne perioden uten at driftstapet ble belastet prosjektet.

Den endelige utførelsen av Nedre Nea kraftverk ble således som vist i bilag 5 og 6. Inntaket er her felles for begge kraftverkene og den opprinnelige inntakskonstruksjon står uendret tross øking av driftsvannføring fra 60 til 80 m^3/s. Tilløpssystemet består dels av parallelle tunneler hvor en ny tunnel er sprengt ved siden av den gamle og dels av eksisterende tunnel med utvidet tverrsnitt.

Kraftstasjonen og avløpstunnelen er stort sett utført i henhold til planen i konsesjonssøknaden.

8. INNGREP OG KONSEKVENSER.

Ut fra de utredninger og uttalelser som forelå ga bl.a. Hovedstyret i NVE uttrykk for at skadevirkningene ved prosjektet totalt sett var små.

8.1 Neddemming og regulering.

Prosjektet medførte ingen nye reguleringer bortsett fra inntaksdammene og overføringene av Rotla og Krossåa. Ettersom det bare var snakk om mindre dammer i vanskelig tilgjengelig terreng og det var steile dalsider ved begge inntakene, ble vannspeilarealet for de to inntakene tilsammen ca 20 dekar. Mesteparten av dette arealet var elvebunn.

8.2 Tørrlegging og vassføringsendringer.

Den vel 2 km lange strekningen fra inntaket av Krossåa og ned til samløp med Rotla ble tørrlagt. Det samme gjaldt for Rotla fra inntaket og ned til samløpet med Nea ved Rollset. Lokalfeltet på 15 km^2 mellom inntakene og ned til Nea vil gi et visst tilsig til elva. Under større flommer må det påregnes overløp over inntaksdammene. Det ble bygget to terskeldammer i nedre del av Rotla for å redusere virkningen av tørt elveleie.

Nea fikk redusert vassføring på den ca 10 km lange elvestrekningen fra utløpet av Hegsetfoss kraftverk og ned til Bogstadhølen hvor Nedre Nea kraftverk munner ut. Tidligere var vassføringen på denne strekningen preget av driftsvannsføringen i Hegsetfoss kraftverk, med utpreget døgn- og ukemanøvrering.

For å gjøre ulempene på den aktuelle strekningen minst mulig, er det bygget 16 terskler i samråd med sakkyndige og NVE - Natur- og Landskapsavdelingen.

Fra Bogstadhølen og ned til Selbusjøen er middelvassføringen uforandret. Pendling i vannstand for inntaksmagasinet (Bjørgabassenget) vil holde seg innenfor de samme grenser som før, men variasjonene kan skje noe raskere grunnet kapasitetsøkningen for tappingen.

8.3 Veger.

Det meste av anleggsarbeidene foregikk ved eller i noe tilknytning til offentlige eller private veger. Her ble eksisterende vegtracéer benyttet og opprustet og behovet for kortere stikkveger var begrenset.

Til bygging av inntakene i Rotla og Krossåa var det behov for ny vegbygging. Hovedtyngden av vegene her inngikk i et skogsbilvegnett som var påbegynt noen år før anleggsstart. Det var kun behov for korte avstikkere fra skogsbilvegene for henholdsvis inntakene i Rotla og Krossåa.

8.4 Steintipper og riggområder.

Tunnelarbeidene ble alt vesentlig drevet fra fire anleggssteder, Hegset, Øråsvoll, Gjetkleiva og Bogstadhølen. Det ble deponert ca 1,8 mill.m³ steinmasser fra anlegget. Hovedtippene ble utformet og tilsådd i samråd med NVE - Landskapsavdelingen. Ved Bogstadhølen ble tippene delvis tildekket med jord og tatt i bruk som jordbruksareal. Dessuten ble det i samarbeid med Vegvesenet lagt ut fundament for nye fylkesvegparseller langs Nea i 5 km lengde.

8.5 Vilt og fiske.

Området ved Neas utløp i Selbusjøen ble karakterisert som viktig område for vannfugl. Gjenfylling av meandre og løker i elven var derfor ikke ønskelig og tipplanene ble her omarbeidet. Detaljkunnskapen om viltet i området forøvrig var begrenset og utbyggingen ble ansett å gi små konsekvenser for vilt.

Fiskeinteressene ble berørt på den 10 km lange strekningen fra Hegsetfoss kraftverk og til det nye utløpet ved Bogstad. Bygging av terskeldammer har gitt noe mer sammenhengende vannspeil og produksjonmuligheter for fisk.

8.6 Vannforsyning.

En del grunneiere hadde privat vannforsyning fra Nea elv. Disse har nå fått vann fra kommunalt ledningsnett. Trondheim Elektrisitetsverk har bidratt i felles vannverk med 3 - 4 mill.kr.

9. UTBYGGINGSFASEN.

9.1 Organisering.

Trondheim Elektrisitetsverk hadde selv egen bygningsteknisk og elektroteknisk planavdeling. I hovedsak ble planarbeidet og byggeledelsen utført med egne ansatte. Konsulenter ble engasjert der kapasitet eller kompetanse manglet. Av engasjerte konsulenter kan nevnes:

Forprosjekt ingeniørgeologi:	A/S Geoteam, Oslo.
Ingeniørgeologisk oppfølging:	Siv.ing. Ottar Kummeneje A/S, Trondheim.
Utløpskonstruksjon:	Ing. Ødegaard & Grøner, Trondheim.
Svingeberegning:	Norsk hydroteknisk laboratorium, Trondheim.
Luker, stålkonstruksjoner:	Ulf Løvhaug, Trondheim.
Trykkrør, maskinteknisk:	Siv.ing. Kr. Gjettum A/S, Trondheim.

For gjennomføringen av prosjektet ble det oppretteet stedlig prosjekt- og byggeledelse. Ingeniørgeolog ble innleid på timebasis.

Bedriften hadde også en betydelig stab av egne anleggsarbeidere (ca 40) som ble administrert fra byggeleder på stedet.

9.2 Anleggsarbeidene.

Arbeidene kan deles i fire områder:

- tilrigging og forberedende arbeider
- sprengings- og tunnelarbeider
- betongarbeider
- maskin- og elektrofaglige arbeider

Forberedende arbeider.

Trondheim bystyre vedtok 3. juli 1986 at nødvendige forberedende arbeider kunne igangsettes vinteren 86/87 med full oppstarting av byggearbeidene 1. mars 1987. Vedtaket ble gjort under forutsetning av at det ble oppnådd tilfredsstillende anbudspriser for bl.a. sprengningsarbeidene og for å redusere entreprenørens riggtid og øke tilgjengeligheten for arbeider på kritisk linje i tidsplanen.

Eksempel på forberedende arbeider er adkomstveger, tunnelpåhugg, planering av riggområder, fremføring av kraft-, vann- og kloakkanlegg. Dessuten ble det satt opp brakkerigger og verksteder.

Alle disse arbeidene ble utført av TEV's egen arbeidsstokk.

Sprengnings- og tunnelarbeider.

Den største del av arbeidene og kostnadene ved prosjektet er knyttet til sprengning av tunneler og bergrom. Det ble innhentet anbud fra 7 norske og svenske entreprenørfirma. Av hensyn til størrelse og ressursbehov ble entreprisene i utgangspunktet delt geografisk i 4 anleggsområder.

Anbudsrunden ga følgende valg av entreprenører:

H. Eeg-Henriksen A/S:	Utløp og nedre del av avløpstunnelen (I). Tilløpstunnelens øvre del (III).
A/S Veidekke:	Kraftstasjonsområdet med tilhørende tunneler (II). Overføringstunnelen Rotla og Krossåa (IV).

En viktig forutsetning i gjennomføring av arbeidene var å nyttiggjøre en kort og hektisk driftsstanssperiode sommeren 1987 for strossingen i den gamle tilløpstunnelen. Driftsavdelingen ved TEV hadde planlagt en 14 uker driftsstans for bl.a. revisjon av generatoren i Hegsetfoss kraftverk. Stansen ble utvidet til 20 uker, og planen var å strosse ut gammeltunnelen fra 34 til 73 m² tverrsnitt så langt som mulig.

Utvidelsen av tilløpssystemet ble utført sommeren og høsten 1987 og det ble drevet fra 2 tverrslag i 2 retninger. Tilsammen ble det på 4 stuffer drevet ut 5250 m i løpet av driftsstansen. Bilag 7 fig. B viser prinsippene for drivingen.

Straks denne jobben var utført, ble tunnelsystemet plugget og det gamle kraftverket satt i drift igjen. Resterende del av anleggsarbeidene kunne så gå videre uforstyrret av kraftverksdriften, inntil planlagt sammenkobling med det nye kraftverket ca 1,5 år senere.

Som kjent er tunnelutvidelser ofte ulønnsomme i forhold til parallell tunnel p.g.a. driftstapet ved stans. I dette tilfelle ble bare 6 av 20 uker belastet prosjektet, mens resterende gikk på ordinært driftsregnskap. Besparelsen i sprengningskostnadene var i størrelsesorden 9 mill.kr, idet prisforskjellen mellom ny parallell tunnel og utvidelse av den gamle var ca 2.000,- kr/m.

I tillegg til dette ble det en gevinst på 20 GWh/år som følge av 5 m redusert falltap i vannveien etter idriftsettelsen, tilsvarende ca 5 mill.kr over byggetiden.

Fremdriften på parallelltunnelen i fortsettelsen ble slik at entreprenøren ble ferdig ca 3/4 år før planlagt idriftsettelse av det nye anlegget. Entreprenøren ønsket å overlevere sin delentreprise tidligst mulig og foreslo på denne bakgrunn å foreta sammenkobling **uten** ny driftsstans, i prinsippet å sprenge gjennomslag i begge ender av parallelltunnelen mot vannfylt tunnel.

På denne måten var det mulig å ta i bruk resterende strekning av tilløpssystemet slik at dette også ga redusert falltap for det gamle anlegget i siste del av byggetiden.

Det lå ikke så store gevinster av dette i vårt tilfelle, fordi inntjeningstiden var kort. Men prinsippet om å ta deler av det rehabiliteringsanlegg i bruk etter hvert er interessant nok. Grovt sett kan vi vel si at man får valuta for pengene straks man har utført et slikt arbeide. Derfor skulle det ligge an for å stykke opp slike utvidelser over tid.

Betongarbeider.

TEV's egne bygg- og anleggsarbeidere sto for byggingen av kraftstasjonen, bekkeinntak, portalbygg m.v. samt montasjearbeider. Utløpskonstruksjonen i Bogstadhølen sammen med sikringsarbeider under tunneldriften var det eneste som var satt bort i entreprise.

TEV har gjennom alle år hatt egen anleggsavdelng og deltatt primært innen betongkonstruksjoner og montasje. Bedriften har også eget mekanisk verksted hvor luker, rister, trapper m.v. til mange kraftstasjoner, også Nedre Nea kraftverk, ble produsert.

Maskin- og elektrofaglige arbeider.

Det ble innhentet anbud fra flere leverandører på alle maskin- og elektrotekniske arbeider. Prosjektering, avtaler, kontrakter og oppfølging ble stort sett gjort med egne ansatte. Leverandørene av turbin og generator var således også konsulent, et forhold som kan synes betenkelig, men som bygger på tillit og tidligere erfaring.

Hovedleveransene til anlegget ble gjort av følgende firmaer:

Turbin Francis 66,7 MW:	Kværner Eureka A/S.
Generator synkron 70 MVA:	EB National Kraftgenerering.
Transformator 11.1/139 70 MVA	EB National Transformer.
Apparat- og koblingsanlegg:	Siemens.
Turbinrør Ø 4500 - 70 m:	Folla Industrier A/S.
Kjøle- og lenseanlegg:	Kværner Eureka A/S.
Ventilasjonsanlegg:	Alfsen og Gunderson A/S.
Utløpsluker 2 stk.:	Folla Industrier A/S.
Luker, rister og porter forøvrig:	Trondheim Elektrisitetsverk.
Kabelanlegg 145 kV:	Standard Telefon og Kabel.

10. KOSTNADER OG LØNNSOMHET.

10.1 Overslag ved beslutning om utbygging.

Til styrebehandlingen av utbyggingssaken høsten -86 forelå det kostnadsoverslag og nøkkeltall slik:

Bygge- og anleggskostnader.

Sprengnings- og sikringsarbeider	418,90 mill.kr
Uforutsett entreprisen 6%	25,13 "
Byggherrens kostnader	68,65 "
Investeringsavgift	48,76 "
Sum ref. prisnivå 01.01.86 eksklusive finansiering	561,44 mill.kr

Utbygningskostnad.

Utbygningskostnaden for vannkraftprosjektet ble definert som forholdet mellom bygge- og anleggskostnad tillagt finansieringskostnader i byggetiden og midlere energiproduksjon pr. år.

Samfunnsmessig utbygningskostnad beregnet etter 7% kalkulasjonsrente p.a., 40 års økonomisk levetid og 3 års byggetid ble således 622,72 mill.kr

Tilsvarende ble den samfunnsmessige utbygningspris ref. 01.01.86 beregnet som

$$\frac{622{,}72 \text{ mill.kr}}{206{,}00 \text{ GWh}} = 3{,}02 \text{ kr/kWh.år}$$

Fastkraftbidraget fra Nedre Nea kraftverk til det norske kraftsystem ble beregnet av Energidirektoratet til 205 GWh. Middelproduksjonen på 206 GWh tilsvarer så godt som fastkraftbidraget. Ved nytteverdibetraktningen ble de faste årlige driftskostnader satt til 1% av utbygningskostnaden og økningen i de variable driftskostnadene til 0,85 mill.kr pr.år. Årlige kostnader ble kapitalisert ved å multiplisere med 13,33.

Utbygningskostnad inkl. finansiering:		622,7 mill.kr
Faste driftskostnader 1% p.a. 561,4/100 x 13,33	=	74,8 "
Økning variable driftskostnader 0.85 x 13,33	=	11,3 "
Totale produksjonskostnader ref. kostnadsnivå 01.01.1986	=	708,8 mill.kr

Netto nytteverdi og fastkraftkostnad for prosjektet ved idriftsettelse i 1990 blir da:

Nytteverdi:

4,07 kr/kWh år x 205 GWh - 708,8 mill.kr

= 125,55 mill.kr

Fastkraftkostnad:

708,8 mill.kr/205 GWh x 13,33 = 25,9 øre/kWh

Fastkraftkostnaden ved snitt "kraftstasjons vegg" var i overkant av midlere langtidsgrensekostnad (LTGRK) for fastkraft i 1990 (23,8 øre/kWh), men prosjektet var lønnsomt allerede ved innpassing i systemet fra 1986. Prosjektet krevde så godt som ingen bygging av overføringslinjer og kunne sammenlignes med LTGRK fra snitt hovednett/fordelingsnett når overføringskostnadene ble lagt til. Denne langtidsgrensekostnad var 28,9 ør/kWh.

Bedriftsøkonomisk kostnad avvek fra ovennevnte hovedsakelig fordi lånerenten i bank var ca dobbelt så høy som kalkulasjonsrenten og kortere avdragstid enn 40 år. Dessuten ga lønns- og prisstigning fram til idriftsettelse kostnadsøkning.

Den nominelle kostnaden ble således stipulert slik:

	Alt.A	Alt.B	
Bygge- og anleggskostnader pr. 01.01.86	560	560	mill.kr
Prisstigning	90	189	"
Lånefinansiering	238	267	"
Prosjektkostnad ved idriftsettelse i 1990	888	1016	mill.kr

10.2 Overslag ved byggestart 01.03.87.

Revidert kostnadsoverslag ble på nytt behandlet i TEV's styre februar 1987 etter at anbud forelå på de største og fleste investeringspostene.

Anleggskostnad ref. 01.03.87	633,0	mill.kr
Prisstigning i byggetiden	94,5	"
Renter på lån i byggetiden	237,7	"
Låneomkostninger	14,7	"
Forventet sluttsum ved idriftsettelse (01.01.90)	979,9	mill.kr

10.3 Endelig sluttsum.

Etter byggestarten ble kostnadene revidert hvert år og sluttsummen gikk gradvis nedover. Hovedårsakene til denne utviklingen var:

- endrede forutsetninger for beregning av låneomkostninger
- lavere byggelånsrente enn forutsatt
- lavere prisstigning enn forutsatt
- mindre sikringsarbeider enn kalkulert
- planendringer som ga besparelser
- innsparing i anleggskostnader forøvrig
- kortere byggetid for tunnelarbeidene
- reduksjon av investeringsavgiften

Sluttsummen (i løpende kr) er basert på regnskapstall og et estimat for noen mindre gjenstående arbeider som er knyttet til terskelbygging, opprydding, skjønnsutgifter og erstatninger.

Alle tall er angitt inkl. lønns- og prisstigning i byggetiden og investeringsavgift:

1.	Sprengning- og sikringsarbeider i entreprise:	
	- avløpstunnelens nedre del (I)	80,1 mill.kr
	- kraftstasjonsområdet med tunneler (II)	139,0 "
	- tilløpstunnelens øvre del (III)	82,5 "
	- overføring av Rotla/Krossåa (IV)	22,1 "
2.	Bygningsmessige arbeider i egen regi, sjau, montasje m.v.	75,0 "
3.	Maskin- og elektrotekniske leveranser ved firma	115,0 "
4.	Administrasjon, planlegging og drift	21,3 "
5.	Skjønn, erstatninger og tiltak	20,0 "
6.	Finansiering og skatter i byggetiden	135,0 "
Sum løpende kroner		690,0 mill.kr

Konvertert på en annen form referert til kroneverdi 01.03.87 med inflasjon og finansieringsutgiftene utskilt er resultatet:

År	1986	1987	1988	1989	1990	1991	Rest	Sum
Kostnad ref. 01.03.87	10	147	198	127	22	2	12	518
Prisstigning	0	5	21	13	1	0	1	41
Sum	10	152	219	140	23	2	13	559
Finansieringskostn.	0	10	42	78	1	0	0	131
Sluttsum mill.kr	10	162	261	218	24	2	13	690

10.4 Produksjonsøkningen.

Produksjonsgevinsten ved Nedre Nea kraftverk framkommer som økningen i vassdragets totale produksjon med og uten det nye kraftverket i systemet.

I 1990 ble det beregnet nye produksjonstall for alle TEV's kraftstasjoner i Nea-Nidelv vassdraget, ved hjelp av EFI's samkjøringsmodell og tilsigsdata for årrekkene 1931 - 1980. Midlere årsproduksjon er nå slik:

Kraftverk	Midlere årsproduksjon		
	Før utbygging	Etter utbygging	Tillegg
Hegsetfoss	182	20	+ 167
Nedre Nea	0	374	374
Sum GWh/år	182	394	212

10.5 Lønnsomhetsvurdering Nedre Nea kraftverk isolert.

Økonomien og lønnsomheten av prosjektet Nedre Nea kraftverk har tidligere utelukkende vært vurdert opp mot produksjonsøkningen alene. Det tall som lå til grunn da beslutningen om utbygging ble tatt i 1987 var en tilleggsproduksjon på 206 GWh/år. Ifølge de nye produksjonstall er dette justert til 212 GWh/år.

På denne måten vurderes investeringene i Nedre Nea kraftverk bare opp mot tilleggsproduksjonen, uten å ta hensyn til at det meste av Hegsetfoss' produksjon overtas av et helt nytt anlegg. Dette har gitt en noe lavere lønnsomhet enn om begge kraftverkene ble sett under ett.

For sammenligningens skyld med tidligere beregninger, har vi likevel beregnet utbyggingsprisen for prosjektet Nedre Nea kraftverk isolert.

Den samfunnsmessige utbygningskostnad angitt i verdifaste kroner uten prisstigning, men med kalkulasjonsrente på 7% p.a., 40 års økonomisk levetid og 2,75 år byggetid.

Utbygningskostnadene referert 01.03.87 er:

Bygge- og anleggskostnader (K)	518 mill.kr
Finansutgifter $\left[\frac{1.035\cdot(1,07^{2.75}-1}{0,07 \times 2,75} - 1\right] K$	52 mill.kr
Samf.messig utb.kostnad ref. 01.03.87	570 mill.kr

Tilsvarende blir utbyggingsprisen referert samme kroneverdi:

$$\frac{570 \text{ mill.kr}}{212 \text{ GWh/år}} = \underline{\underline{2,69}} \text{ kr/kWh.år}$$

Fremskrives verdiene 2,5 år til idriftsettelsesdato etter SSB's indeks for Byggekostnader for vannkraftanlegg, blir den samfunnsmessige utbygningspris ref. 4. kvartal 1989 ca:

$$2{,}59 \quad x \quad \frac{138{,}3}{125{,}3} \quad = \quad \underline{\underline{2{,}97 \text{ kr/kWh.år}}}$$

10.6 Lønnsomhetsvurdering Nedre Nea + Hegsetfoss kraftverk.

Betraktningsmåten ovenfor tar som nevnt ikke hensyn til samspillet med og restverdien av Hegsetfoss kraftverk som kom i drift ved årsskiftet 1962/1963. Det er sett på begge kraftverkene under ett og vurdert økonomien opp mot den totale kraftproduksjon.

Investeringene som er nedlagt i de to anleggene er fremskrevet til idriftssettelsestidspunkt 4. kv. 1989. Det er da nedlagt 440 mill.kr i Hegsetfoss kraftverk og 705 mill.kr i Nedre Nea kraftverk.

Årlige inntekter fra de to anleggene beregnes som summen av verdien av salgbar fastkraft, konsesjonskraft og tilfeldig kraft, fratrukket utgifter til drift, vedlikehold, skatter og avgifter. Det er sett på 3 prisalternativer og ulik gjenværende levetid.

Restverdier er for tre av beregningsalternativene satt til null etter 40 år, som normalt har vært betraktet som et kraftverks økonomiske levetid. I det fjerde alternativ (D) har en differensiert levetiden til 40 år for elektrisk og maskinteknisk utstyr og 70 år for tunneler, dammer og bygninger.

Beregningene har gitt følgende resultat:

Pris-alter-nativ	Inntjening Nedre Nea + Hegset mill.kr	Restverdi Hegset mill.kr	Byggekostnad Nedre Nea mill.kr	Netto nåverdi mill.kr	Intern rente %
A	1114	292	705	117	8,0
B	1037	268	705	64	7,5
C	934	258	705	- 29	6,7
D	1126	359	705	62	7,5

A = sannsynlig
B = moderat
C = meget lav
D = som A/70 år

Beregningene viser at Nedre Nea, regnet over prosjektets levetid og med de antatte alternativer for prisutvikling, er en bedriftsøkonomisk lønnsom investering.

11. SLUTTKOMMENTAR.

Gjennomføringen av et såvidt stort opprusting- og utvidelsesprosjekt kan på mange måter sammenlignes med et nybyggingsprosjekt. Ved Nedre Nea kraftverk har det ikke vært spesielle vanskeligheer eller konflikter i forhold til driften av det gamle Hegsetfoss kraftverk. De to driftsstansene under strossing av 5,2 km av tilløpstunnelen (20 uker i 1987) og sammenkobling til det nye tunnelsystemet og den nye kraftstasjonen (høsten 1989) har fulgt planlagt tidsplan.

Utvidelse av vannveisystemer i bestående kraftanlegg er aktuelt for en rekke kraftselskaper ut fra ønsket om kortere brukstid, økt effektinstallasjon og reduksjon av falltap. Problemet med slike utvidelser er at det ofte blir store driftstap ved stans. Markedssituasjonen for kraft etter innføring av Energiloven har sannsynligvis dempet interessen for slike investeringer i øyeblikket.

Trondheim Elektrisitetsverk fant på beslutningstidspunktet slik utvidelse lønnsom basert på reduksjon av falltap og den energiøkning prosjektet ga bl.a. ved å overføre sideelvene Rotla og Krossåa til systemet.

En kombinert løsning med strossing av deler av tilløpstunnelen og ny parallell tunnel for resten, samt å ta i bruk utvidelsen straks ga også besparelser i forhold til ren parallell tunnel.

TEV var i den heldige situasjon at mye av gammel og rimelig kraft kunne "blandes" med den nye og isolert sett kostbare kraften fra Nedre Nea kraftverk. Med den overskuddssituasjon på kraft landet har hatt de siste år har kraftprisene og inntjeningen for prosjektet vært lavere enn forventet. Dette har ført til større bedriftsøkonomisk belastning **de første årene.**

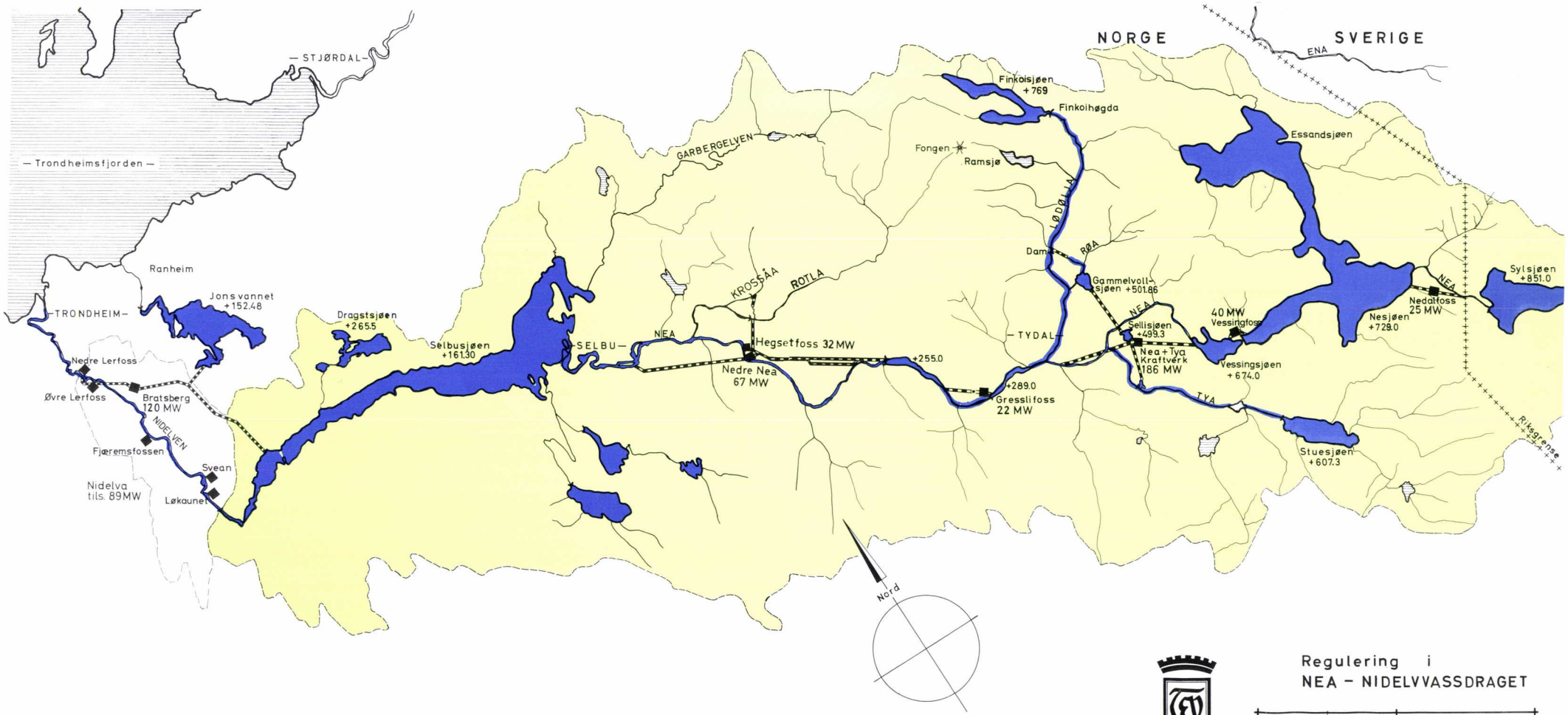
Nedre Nea kraftverk ble satt i ordinær drift 2. november 1989 og har gitt den produksjon som forventet.

I slutten av mai 1991 oppsto imidlertid problemer med å oppnå full effekt i kraftproduksjonen, samtidig som det ble registrert høyere vannstand i undervannet nedstrøms kraftstasjonen. Endringer i falltapsforholdene i avløpstunnelen indikerte at det var gått ras eller oppstått annen innsnevring i vannveien.

Kraftverket ble stanset 2. august 1991 og tømming av tunnelsystemet igangsatt. Pumpingen i avløpstunnelen var både tids- og ressurskrevende og erfaringen har vist at flyttbare/provisoriske pumpeanlegg for såvidt store vannvolum/løftehøyder er problematiske. Mens lensingen pågikk, ble tunnelen befart med båt for å få registrert beliggenhet og omfang av skadene.

Det ble i alt funnet tre rassteder som senere ble utstøpt. Ett av rasene hadde et særlig stort omfang, hvor det var kommet ned ca 2000 m^3 stein og løsmasser. Ca 75% av tunneltverrsnittet var her blokkert og rassonen hadde utviklet seg oppover til ca 20 m over taket i tunnelen, kfr. bilag 8. Årsaken til rasene og utfallene var utvasking av sleppematerialer.

Nedre Nea kraftverk var ute av drift i alt 68 dager som følge av disse rasene. Sum kostnader og tap ble 11 mill.kr, hvorav ½-parten var driftstap.



Regulering i
NEA – NIDELVVASSDRAGET

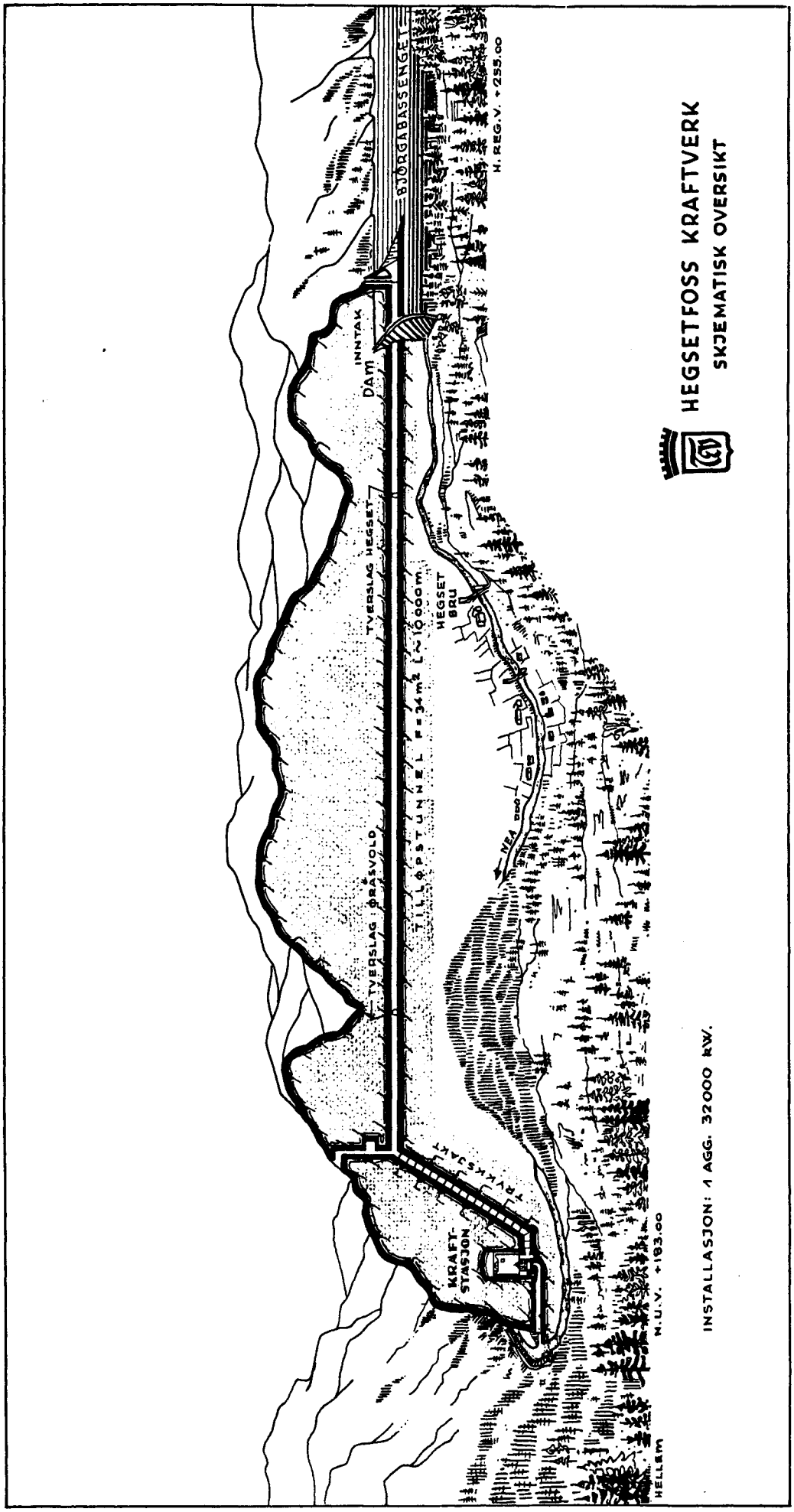
0 10 km

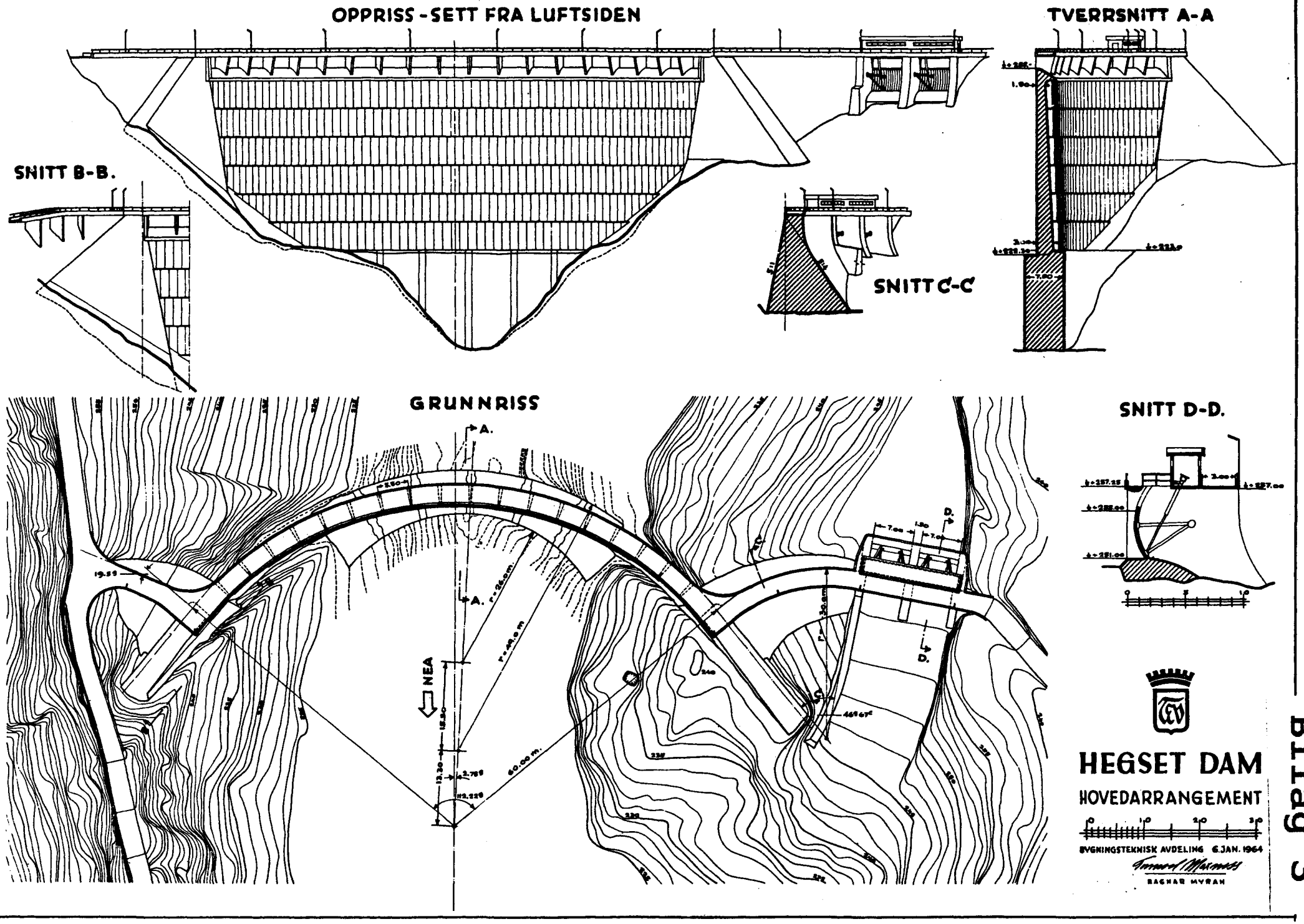
TRONDHEIM ELEKTRISITETSVERK 29.05

V. 60

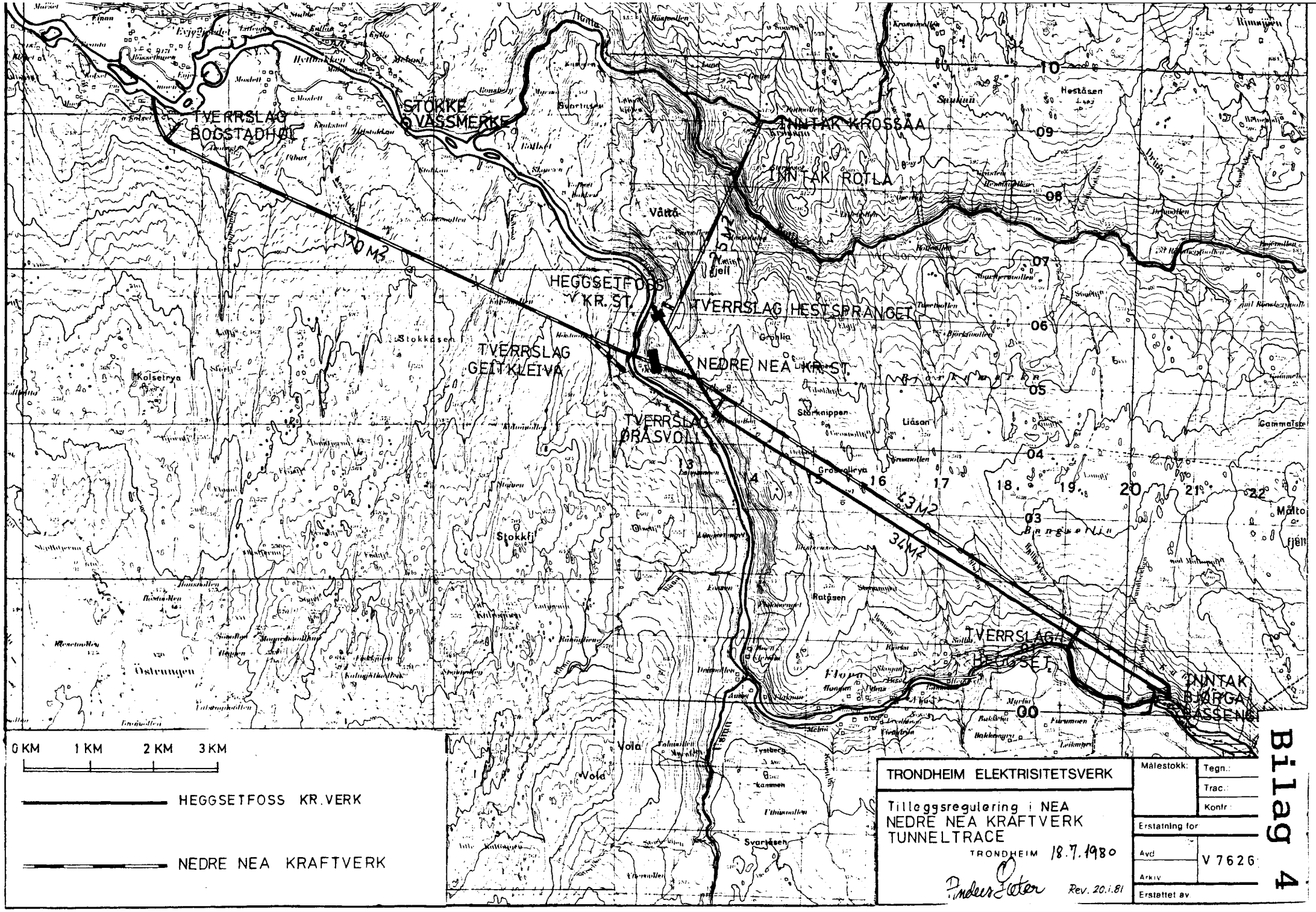
Bilag 1

Bilag 2


HEGSETFOSS KRAFTVERK
SKJEMATISK OVERSIKT
INSTALLASJON: 1 AGG. 32000 KW.
BJØRGABASSENGET
H. REG.V. +255.00
INNTAK
DAM
TVERSLAG HEGSET
TVERSLAG GRÅSVOLD
TILLØPSTUNNEL F=34m² L~10000m
HEGSET BRU
TRAVKSJAKT
KRAFT-STASJON
M.U.V. +183.00
HELLEM


OPPRISS - SETT FRA LUFTSIDEN
TVERRSNITT A-A
SNITT B-B.
SNITT C-C
GRUNNRISS
SNITT D-D.
NEA
HEGSET DAM
HOVEDARRANGEMENT
BYGNINGSTEKNISK AVDELING 6. JAN. 1964
RAGNAR MYRAN

Bilag 3



TRONDHEIM ELEKTRISITETSVERK

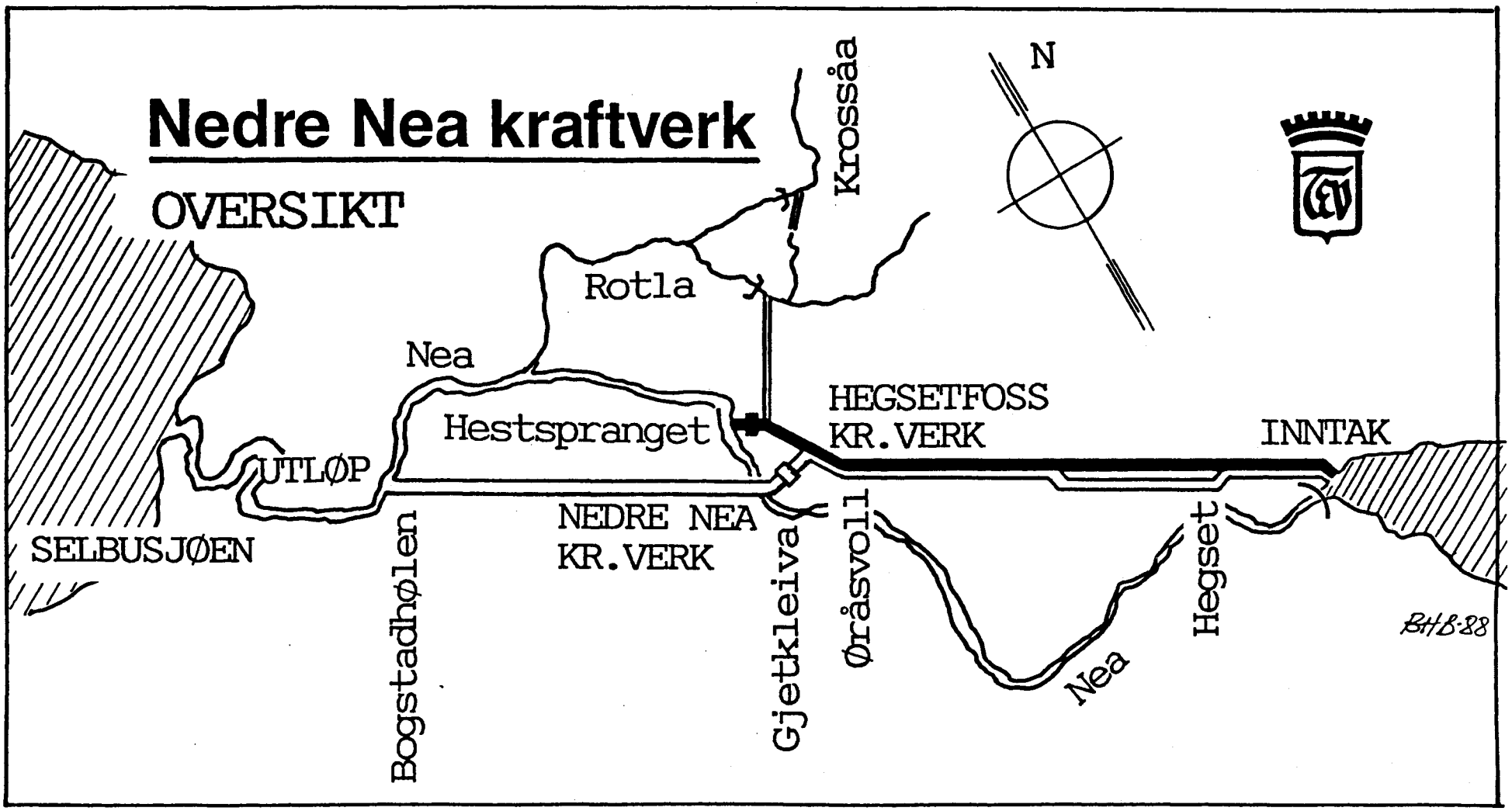
Tilleggsregulering i NEA
NEDRE NEA KRAFTVERK
TUNNELTRACE

TRONDHEIM 18.7.1980

Rev. 20.1.81

Målestokk:	Tegn.:
	Trac.:
	Kontr.:
Erstatning for	
Avd.	V 7626
Arkiv	
Erstattet av	

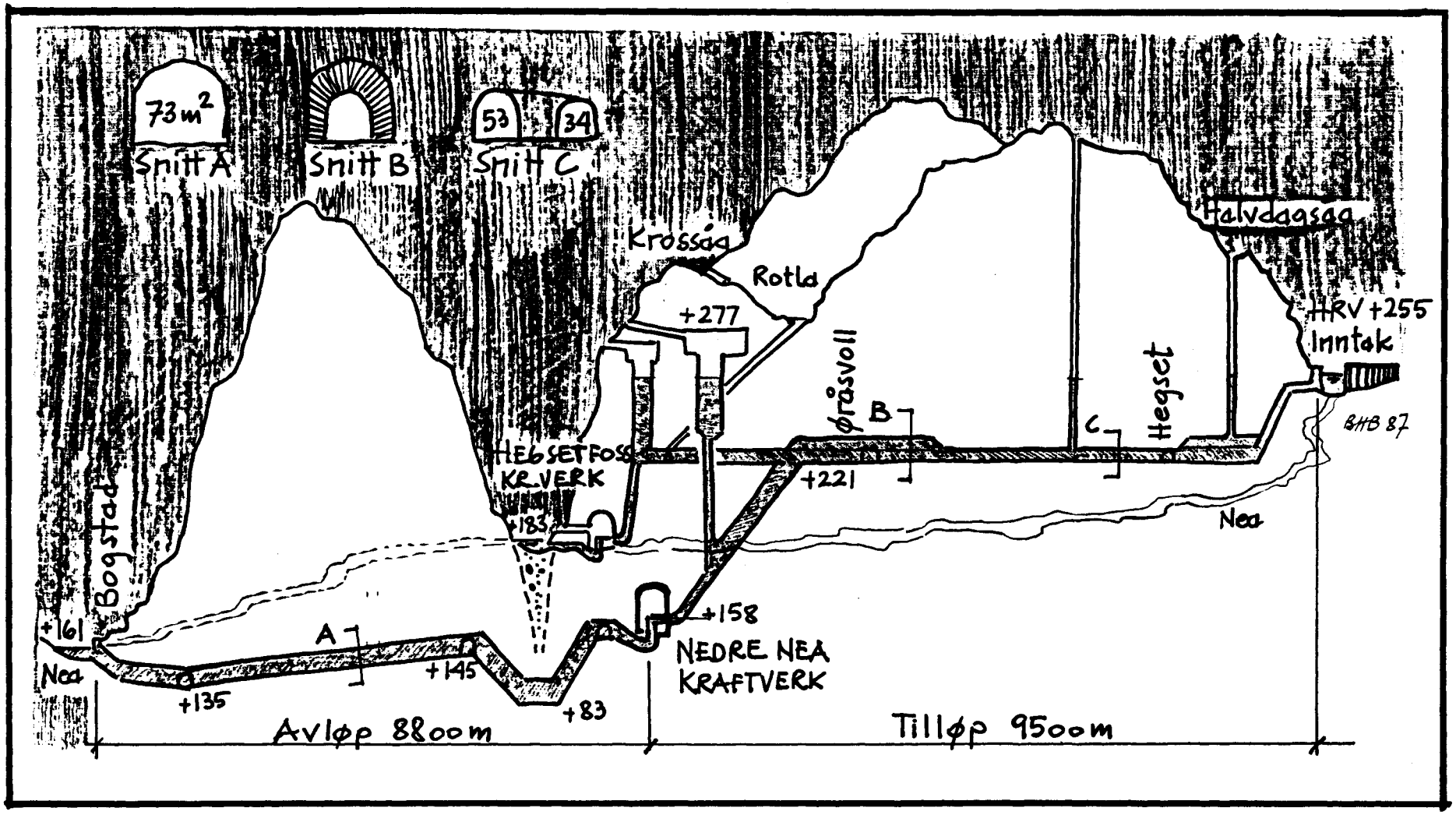
Bilag 4


Nedre Nea kraftverk
OVERSIKT
N
Krossåa
Rotla
Nea
Hestspranget
HEGSETFOSS
KR.VERK
INNTAK
UTLØP
SELBUSJØEN
Bogstadhølen
NEDRE NEA
KR.VERK
Gjetkleiva
Øråsvoll
Nea
Hegset
BHB-88

Bilag 5

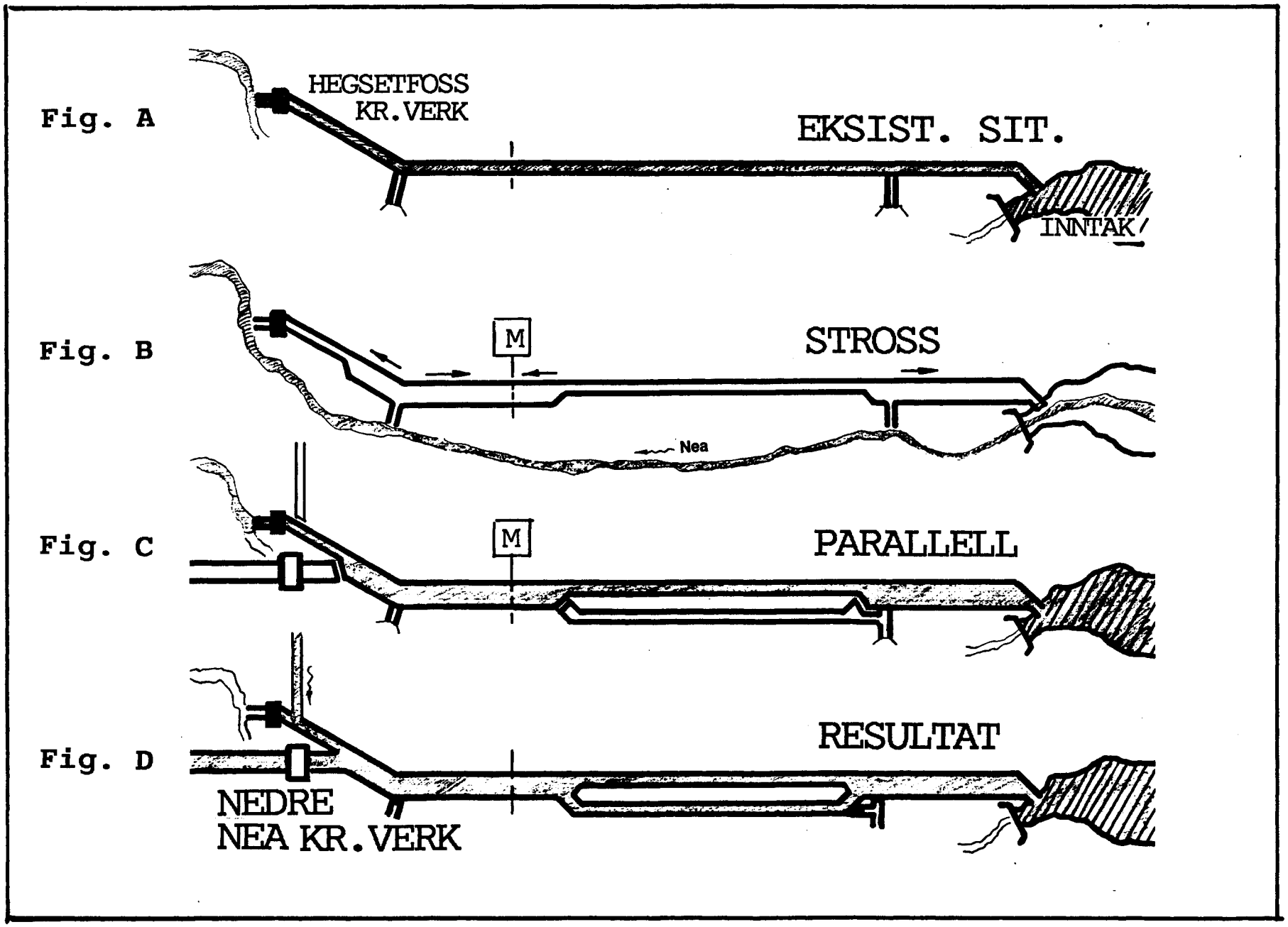
LENGDESNITT

Nedre Nea kraftverk



Bilag 6

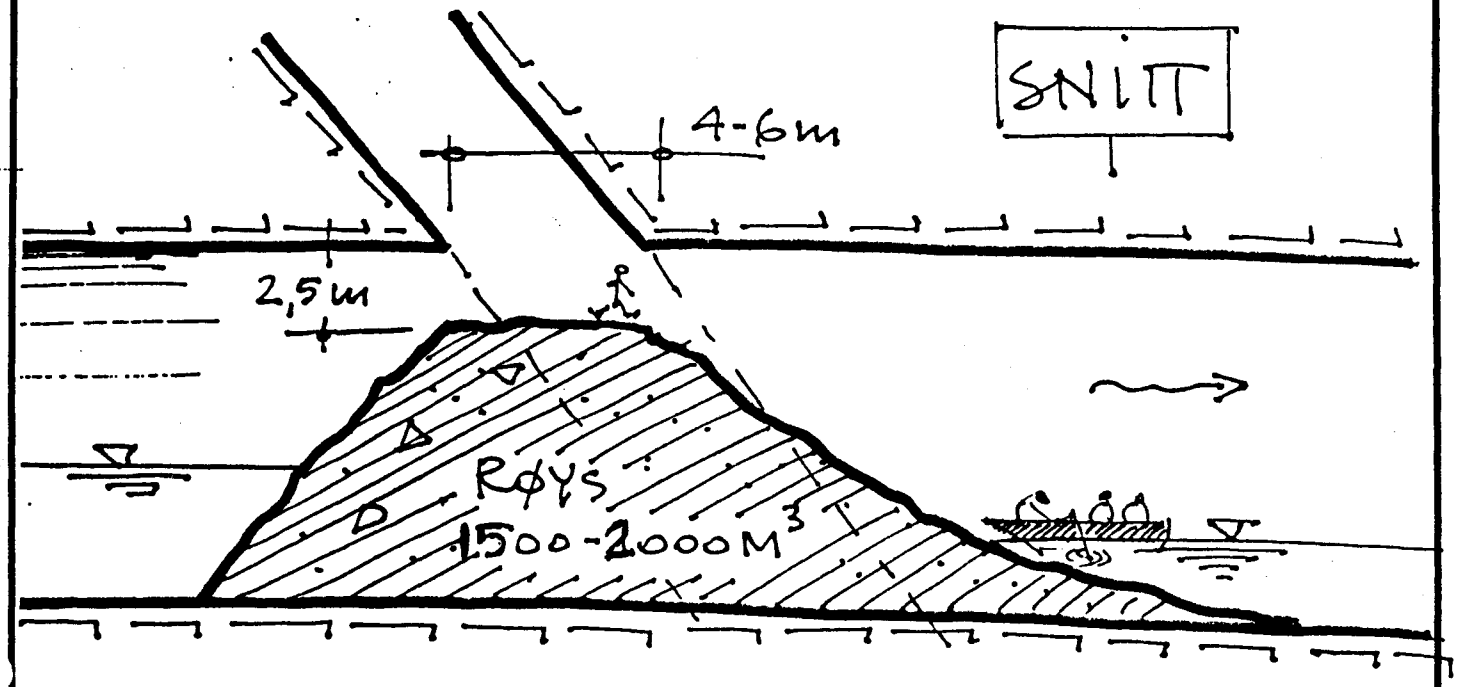
Prinsipp for utvidelse av tilløpstunnel

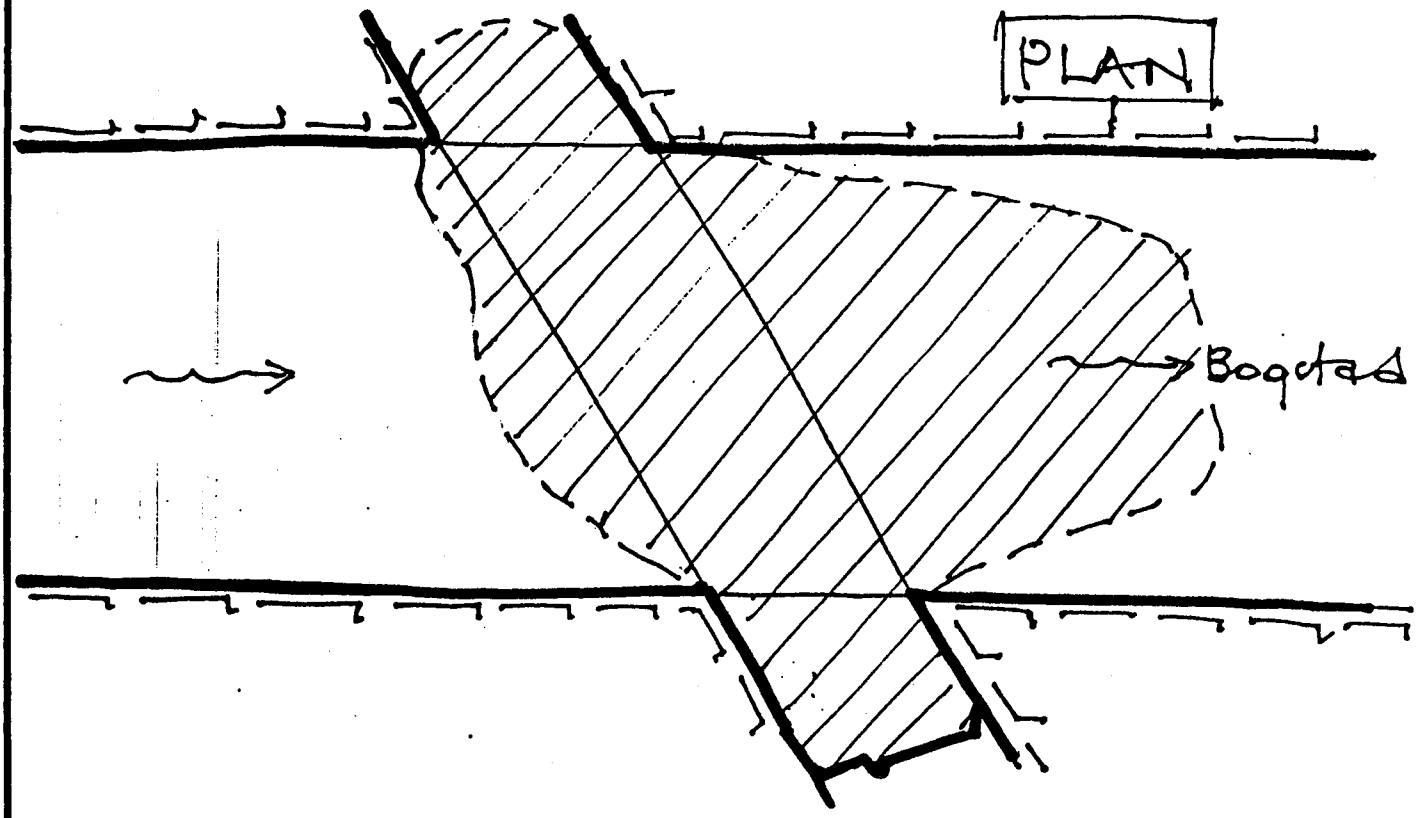


Bilag 7

Bilag 8

RASSONE





NEDRE NEA KRAFTVERK

RAS 1 Pel 5845

BHB 27/8-91

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energiverk (NVE)
Adresse: Postboks 5091 Majorstua, 0301 Oslo 3

I 1992 ER FØLGENDE PUBLIKASJONER UTGITT:

Nr 1 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Seminar om småkraftverk Olavsgård, 29. jan. 1992. (95 s.)

Nr 2 Gry Berg og Per Einar Faugli (red.): FoU-prosjekter i Orkla. Oppsummerende prosjektmøte. (349 s.)

Nr 3 Hallgeir Elvehøy og Nils Haakensen (red.): Glasiologiske undersøkelser i Norge 1990 og 1991. (103 s.)

Nr 4 John Cock: Pris på elektrisk kraft til husholdninger 1992. (7 s.)

Nr 5 Opprustning og utvidelse av vannkraft. Nr 18. Mælafoss og Skulbørstadfoss kraftverker, Nord-Trøndelag. (15 s.)

Nr 6 Olianne Eikenæs og Per Einar Faugli (red.): Etterundersøkelsesprogrammet - statusrapport 1991. (71 s.)

Nr 7 Jon Arne Eie, Per Einar Faugli og Odd E. Sjulsen: Type og referansevassdrag

Nr 8 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 19 Aurland I kraftverk, Sogn og Fjordane. (27 s.)

Nr 9 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk.
Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 20 Vamma kraftverk, Østfold. (35 s.)

Nr 10 Anders Korvald og Torodd Jensen, NVE/Ødegård & Grøner:
Vannkraftpotensialet relatert til kostnaden for vindkraftverk.
Grunnlag: ressurskartlegging i Vesterålen. (122 s.)

Nr 11 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 21 Nedre Nea kraftverk, Sør-Trøndelag. (30 s.)

NORGES VASSDRAG
OG ENERGIVERK
00531822