

# STOR—GLOMFJORD— UTBYGGINGEN

Plan av desember 1977



NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN

STATSKRAFTVERKENE



# **STOR-GLOMFJORD- UTBYGGINGEN**

**TEKNISK/ØKONOMISK PLAN AV DESEMBER 1977**

Utarbeidet av  
**Generalplankontoret (SBG)**  
ved  
**NVE - Statskraftverkene**  
**Middelthuns gate 29**  
**Oslo 3**

## REFERANSELISTE

Planen er utgitt av Generalplankontoret ved Statskraftverkenes Bygningsavdeling (SB).

Kontorleder ved  
Generalplankontoret, SBG: Yngvar Mæhlum  
Medarbeidere i SBG : Finn Reistad,  
saksbehandler  
Erik Tøndevold  
Asbjørn Molle  
Per-Inge Henriksen  
Harald Sakshaug

Følgende har bidratt med underlag og arbeider for  
planens fullførelse:

Anleggskontoret, SBA.  
Maskinkontoret, SBM.  
Kontoret for skjønn, eiendommer og stikning, SBS.  
Elektroavdelingen, SE.  
Kraftledningsavdelingen, SK.  
Vassdragsdirektoratets hydrologiske avdeling, VH.  
Norges geotekniske institutt, NGI.  
Dosent Odd Johannessen.

Tilknyttede konsulenter forøvrig fremgår av 2:  
Utredninger.

## INNHOLDSFORTEGNELSE

	Side
<b>Bilagsfortegnelse</b>	<b>1</b>
<b>Alminnelige forkortelser og definisjoner</b>	<b>2</b>
<b>1 GENERELT</b>	<b>5</b>
1.1 Omfang og beliggenhet	5
1.2 Beskrivelse om området	5
1.2.1 Topografi	5
1.2.2 Hydrologi	6
1.2.3 Geologi	6
1.2.4 Distriktet	7
1.2.4.1 Meløy kommune	7
1.2.4.2 Beiarn kommune	7
1.3 Planlegging og undersøkelser	8
1.4 Orienteringsmøter og innkomne merknader	8
1.5 Alternativer	8
1.6 Tidligere kraftutbygging	11
1.6.1 Glomfjord kraftverk	11
1.6.2 Langvatn kraftverk	11
<b>2 PLANEN OMFATTER</b>	<b>12</b>
2.1 Ettervassdragsreguleringsloven	12
2.1.1 Magasiner	12
2.1.2 Overføringer	12
2.2 Andre lover	12
<b>3 BESKRIVELSE AV KRAFTVERKENE</b>	<b>14</b>
3.1 Beregningsgrunnlag	14
3.1.1 Hydrologiske data	14
3.1.1.1 Generelt	14
3.1.1.2 Beregnet tilløp	14
3.1.2 Høyder og ekvivalenter	17
3.1.3 Fordeling av kostnader	17
3.1.4 Kalkulasjonsrente	18
3.1.5 Verdigrunnlag for energi og effekt	18
3.1.6 Grenseverdier	19
3.1.6.1 Krav til årlig avkastning av investert kapital	19
3.1.6.2 Verdi av overført vann	19
3.1.6.3 Andre verdier	20
3.2 Stasjoner	20
3.2.1 Trollberget kraftstasjon	20
3.2.1.1 Teknisk beskrivelse	20
3.2.1.2 Vurdering av installasjonen	21
3.2.1.3 Tilløpstunnel og inntak	21
3.2.1.4 Korttidsregulering	21
3.2.2 Holandsfjord kraftstasjon	22
3.2.2.1 Teknisk beskrivelse	22
3.2.2.2 Vurdering av installasjon	23
3.2.2.3 Tilløpstunnel og inntak	23
3.2.2.4 Korttidsregulering	23
3.3 Magasiner	24
3.3.1 Bogvatnet	24
3.3.1.1 Teknisk beskrivelse	24
3.3.1.2 Begrunnelse	24
3.3.1.3 Manøvrering	24
3.3.2 Storglomvatnet	24
3.3.2.1 Teknisk beskrivelse	25

3.3.2.3 Manøvrering	26
3.3.2.2 Begrunnelse	26
3.4 Overføringsanlegg	26
3.4.1 Blakkåga - Bogvatnet	26
3.4.1.1 Teknisk beskrivelse	26
3.4.1.2 Begrunnelse	27
3.4.2 Staupåga - overføringen	27
3.4.2.1 Teknisk beskrivelse	27
3.4.2.2 Begrunnelse	27
3.4.3 Gråtåga (m.m.) - Storglomvatnet	28
3.4.3.1 Teknisk beskrivelse	28
3.4.3.2 Begrunnelse	28
3.4.4 Takrenne Holandsfjord sør	28
3.4.4.1 Teknisk beskrivelse	28
3.4.4.2 Begrunnelse	29
3.4.5 Takrenne Holandsfjord nord	29
3.4.5.1 Teknisk beskrivelse	29
3.4.5.2 Begrunnelse	30
3.5 Anleggsveier	30
3.5.1 Glomfjord - Storglomvatn	30
3.5.2 Vei til Holmvassdammen	30
3.5.3 Vei til tverrslag Storglomvatn-øst og morenetak Vegdalen	30
3.5.4 Vei til tverrslag Storglomvatn-vest	31
3.5.5 Vei til tverrslag Engabreen	31
3.5.6 Vei til tverrslag Holandsfjord	31
3.5.7 Vei til Trollberget kr.st. og tverrslag i Beiardalen	31
 4 PRODUKSJON	32
4.1 Beregningsforutsetninger og metoder	32
4.1.4 Samkjøring	32
4.1.2 Kraftkategorier	32
4.1.2.1 Fastkraft	32
4.1.2.2 Tilfeldig kraft	33
4.1.2.3 Flomtap	33
4.1.3 Beregningsmetoder	34
4.1.4 Produksjonsfordeling	34
4.2 Beregnet energiproduksjon	34
4.2.1 Produksjonsøkningen i samkjøringssystemet	34
4.2.2 I Stor-Glomfjordutbyggingen	34
 5 KOSTNADSOVERSLAG	36
5.1 Beregningsforutsetninger	36
5.2 Kostnadsoverslag	36
 6 BEREGNET INNTEKT OG RENTABILITET	38
6.1 Inntekter	38
6.2 Utgifter	38
6.3 Årlig avkastning av investert kapital	38
6.4 Intern rente	38

7 EIENDOMSFORHOLD	39
7.1 Fallrettigheter	39
7.2 Andre rettigheter og forhold	39
8 KRAFTLEDNINGER OG UNDERSTASJONER	39
8.1 Stamlinjer	39
8.2 Anleggslinjer	39
9 MANØVRERINGSREGLEMENT	39
9.1 Flommer	39
10 TERMINPLAN OG INVESTERINGSPROGRAM	40
11 DATA FOR KRAFTVERKENE	41

## BILAGSFORTEGNELSE

Bilagsnummer	Vedrørende
0	Oversiktsskisse Svartisverkene.
1.1	Oversiktsskisse Stor-Glomfjordutbyggingen.
1.5.1	Fykan kraftstasjon. Teknisk beskrivelse.
1.5.2	Fykan kraftverk. Tilløpstunnel.
1.5.3	Fykan kraftverk. Takrenne Holandsfjord.
1.5.4	Fykan kraftverk. Oversiksplan kraftstasjon.
1.5.5	Anleggsområdet ved Fykanvatnet.
3.1.1	Isohydtkart. (2 sider)
3.1.2	Oversikt høydegrunnlag.
3.2.1.1.1	Trollberget kraftverk. Tilløpstunnel med overføring Blakkåga - Bogvatn, Staupåga - Bogvatnet.
3.2.1.1.2	Trollberget kraftverk. U-tunnel med overføring Gråtåga - Storglomvatnet.
3.2.1.1.3	Trollberget kraftverk. Oversiksplan kraftstasjon.
3.2.1.1.4	Anleggsområdet ved Trollberget kraftstasjon og Tverrslag Staupåga.
3.2.1.1.5	Svartisverkene. Fullprofilboring av tunneler.
3.2.2.1.1	Holandsfjord kraftverk. Tilløpstunnel.
3.2.2.1.2	Takrenne Holandsfjord - nord.
3.2.2.1.3	Takrenne Holandsfjord - sør.
3.2.2.1.4	Holandsfjord kraftverk. Oversiksplan kraftstasjon.
3.2.2.1.5	Anleggsområdet ved tverrslag Holandsfjord.
3.2.2.1.6	Anleggsområdet ved tverrslag Engabreen.
3.3.1.1	Bogvatnet. Magasin- og arealkurve.
3.3.1.2	Bogvatnet. Magasinkart.
3.3.2.1	Storglomvassdammen.
3.3.2.2	Holmvassdammen.
3.3.2.3	Storglomvatnet. Magasin- og arealkurve.
3.3.2.4	Storglomvatnet. Magasinkart.
3.3.2.5	Storglomvassdammen. Alternativ utførelse, tetningskjerne av knuste materialer.
3.5.1	Vei Glomfjord kraftstasjon - Storglomvatnet.
3.5.2	Vei til Holmvatnet.
10	Terminplaner.

ALMINNELIGE FORKORTELSER OG DEFINISJONER

Terminologien er stort sett hentet fra: "Drift- och avräkningsterminologi inom det nordiske elkraftsamrådet". NORDEL 1966.

HRV: Øvre reguleringsgrense.

LRV: Nedre reguleringsgrense.

HFV: Høyeste flomvannstand i såvel  
regulert som uregulert vann.

NV : Normal vannstand ): Den vannstand  
som svarer til middelvassføringen  
i normalperioden. Hvor normal vann-  
stand i henhold til definisjon ikke  
er tilgjengelig, er NV definert ved  
den utjevnede eller den nivellerte  
høyde som angis av Vassdragsnivelle-  
mentet, eller hvor det ikke er  
nivellert, ved høydeangivelse fra det  
mest nøyaktige topografiske kart.

NMV: Normal magasinvannstand. ): Den magasin-  
vannstand som ved en valgt magasindispone-  
ring bestemmer magasinets midlere til-  
løpsenergi i normalperioden.

Midlere bruttofall: Differansen mellom normal magasinvann-  
stand i et kraftverks over- og undervann.

Midlere nettofall: Midlere bruttofall redusert med totalt  
midlere falltap.

Midlere energi-  
ekvivalent Midlere spesifikk produksjon ( $\text{kWh/m}^3$ )  
bestemt av midlere nettofall og stasjonens  
virkningsgrad.

Tilfeldig kraft:	Se definisjon under punkt 4.1.2.
Brukstid:	Forholdet mellom en energiproduksjon og den sammenhørende maksimale effekt.
Lastfaktor:	Forholdet mellom brukstiden (timer) i et tidsrom og totalt antall timer i det samme tidsrom.
M:	Mega = million.
G:	Giga = milliard.
Normalperiode:	I norsk hydrologi en periodelengde på 30 hydrologiske år (1. september - 31. august). Nåværende normalperiode omfatter årene 1930-1960.
Minstetverrsnitt:	Det tunneltverrsnitt som har lavest meterpris.
Flerårsmagasin:	Forekommer bare i magasiner med midlere og høye magasinprosenter og er den del som ikke trengs for å lagre vann fra sommer til vinter, men fra våte til tørre år.
Alminnelig lavvannføring	Den laveste vannføringen man får i uregulerte vassdrag når man hvert år skyter ut de 15 laveste, daglige observasjonene og deretter den laveste tredjedel av de gjenværende årlige minstevannføringene.
Brutto nytteverdi:	Et kraftverks brutto nytteverdi er her definert som kostnaden ved å fremskaffe den ekvivalente kraftmengde og effekt på gunstigste alternative måte. På grunn av at de her planlagte utbygginger må regnes å komme henimot slutten av vannkraftperioden, er kostnadene beregnet ut fra billigste varmekraftalternativ, det vil si indifferenskostnad mot kjernekraft.

Netto nytteverdi: Brutto nytteverdi fratrukket total investering samt kapitaliserte utgifter til administrasjon, drift og vedlikehold for vannkraft.

## STORGLOMFJORD-UTBYGGINGEN

### 1 GENERELT

Stor-Glomfjordutbyggingen og dens virkninger er beskrevet i 5 deler:

1. Teknisk/økonomisk plan.
2. Utredninger (Felles for Svartisverkene).
3. Hydrologi.
4. Virkninger.
5. Sammenstilling. Felles oppsummering av alle 5 prosjektene i Svartisverkene med Statskraftverkenes innstilling.

Dette er Teknisk/økonomisk plan.

#### 1.1 Omfang og beliggenhet

Denne plan omfatter utbygging og regulering i følgende vassdrag i Nordland fylke:

1. Fykanåga
2. Bekker i Nordfjorden (Holandsfjorden)
3. Bekker til Engavatnet
4. Fonndalselva
5. Beiarelva (øvre felter)
6. Blakkåga (øvre felter)

De fire førstnevnte ligger i Meløy kommune, de to sistnevnte ligger i henholdsvis Beiarn og Rana kommuner. Se bilag 1.1.

#### 1.2 Beskrivelse om området

##### 1.2.1 Topografi

Landskapsbildet preges i stor grad av Svartisen, som er Nord-Norges største isbre. Bortsett fra enkelte bretninger, ligger breoverflaten stort sett på 1000 til 1400 m.o.h. Den lavest liggende bretunga, Engabreen, går idag ned til ca. 70 m.o.h.

Utenom selve breområdet er høyfjellsplatået gjennomskåret av dype nord-sydgående dalfører. Det gjelder i første rekke Blakkådalen og Vesterdalen i sør, og Beiardalen og Gråtdalen i nord. I vest stuper terrenget bratt ned i fjordarmene.

Planlagte reguleringer og inntak ligger i området 500 - 700 m.o.h.

### 1.2.2 Hydrologi

En stor del av nedbørfeltene, ca. 40%, er dekket av Svartisen. Avrenning fra brefelter har en noe annen karakteristikk enn brefrie nedbørfelter. F.eks. er vårflommen betydelig forsinket i forhold til brefrie felter i samme område, dessuten har brefeltene gjennomgående større sommeravrenning og mindre vinteravrenning.

Mens avrenningen fra brefeltene går opp i ca.  $130 \text{ l/sek/km}^2$ , har de brefrie feltene tildels betydelig lavere avløp. Dette gjelder særlig i Blakkådalen og Beiardalen ( $60 - 80 \text{ l/sek/km}^2$ ) som ligger østenfor, og dermed i le av Svartisen.

I Fykanåga, Beiarelva og Blakkåga er det utført vannmålinger i årtider. Det samme er tilfelle med nabovassdragene Arstadåga og Glomåga. I de senere år er det dessuten opprettet målestasjoner i Staupåga, ved Bogvatnet og ved Engavatnet. Det hydrologiske materialet må derfor sies å være tilfredsstillende.

Se forøvrig S-83.

### 1.2.3 Geologi

Området ligger innenfor den kaldonske fjellkjede. Hovedbergartene er granitt og glimmerskifer. Granitten, som synes å dekke fjellgrunnen under store deler av Svartisen, er trolig av pre-kambrisisk alder (grunnfjell). Området med glimmerskifer er gjennomsatt av en rekke soner med gneisbergarter og kalkstein. De dype dalførene, særlig Beiardalen og Gråtådalen, synes å være dannet på grunn av langsgående kalksteinsoner som har liten forvitringsemotstand.

Området er generelt fattig på løsmasser.  
Se forøvrig S-2 og S-17.

#### 1.2.4 Distriktet

Det planlagte utbyggings- og reguleringsområdet ligger hovedsakelig i Meløy og Beiarn kommuner, men reguleringer berører også Rana kommune.

##### 1.2.4.1 Meløy kommune

Meløy kommune omfatter fastlandet fra Holandsfjorden til og med Kunna, samt ca. 750 øyer i havet.

Bosettingen er tradisjonelt knyttet til fiske, men senere års storindustri i Glomfjord har skapt et større tettsted her.

Kommunesenteret er Ørnes, dessuten fungerer Glomfjord, Enga, Halsa og Meløygården som lokale sentra.

Folketallet var i 1973 på 7000 innbyggere, og viser i de senere år en svak nedgang.  
(S-33)

##### 1.2.4.2 Beiarn kommune

Beiarn kommune omfatter områdene på begge sider av Beiarfjorden, Beiardalen med sidedaler og store fjellstrekninger.

Bosettingen er knyttet til landbruket og ligger hovedsakelig langs Beiardalføret.

Kommunesenteret er Moldjord, med Storjord, Tverrvik og Tollå som de viktigste lokalsentra.

Folketallet var i 1973 på 1696 innbyggere og viser i de senere år en viss nedgang.  
(S-33)

### 1.3 Planlegging og undersøkelser

Statskraftverkenes planlegging startet i 1973 etter at Vassdragsdirektoratets utredningsavdeling (VU) i 1972 hadde gjort en samlet vurdering av utbyggbar vannkraft i Saltfjell-Svartisområdet som Sperstadutvalget foreslo vernet i 10 år i 1970. Departementet fant det imidlertid ikke forsvarlig å foreslå en utsettelse i 10 år og mente at saken kunne gis konsesjonsbehandling når en samlet plan for utnytting av Saltfjellområdet foreligger.

Dette syn fikk tilslutning i industrikomiteen og Stortinget 1973. Problematikken omkring totalplanlegging av Saltfjell-Svartisområdet, ble etter initiativ fra Saltenregionen, tatt opp med Kommunal- og Arbeidsdepartementet, senere Miljøverndepartementet og Fylkesmannen i Nordland. Dette resulterte i at Saltfjell-Svartisutvalget ble oppnevnt i 1971, som en samarbeidsnemnd i henhold til Bygningslovens § 18.2 siste ledd. Utvalgets arbeide har hatt som hovedsiktemål å utarbeide en areal- og ressursdisponeringsplan for fjellområdet etter de retningslinjer som er trukket opp i Bygningsloven.

Også Statskraftverkene har hatt hele Saltfjell-Svartisområdet som ramme for sin planlegging og har kommet fram til ialt 5 selvstendige prosjekter, hvorav Stor-Glomfjordutbyggingen er ett. Som grunnlag for den plan som her legges fram er det foretatt en rekke omfattende undersøkelser. Av teknisk karakter kan nevnes: kartlegging, hydrologiske målinger, geologiske studier, masseundersøkelser og seismiske grunnundersøkelser. Det er videre foretatt en rekke undersøkelser av mer ikke-teknisk karakter. Disse omfatter bl.a. etnologi, arkeologi, kulturhistorie, kjemisk/biologiske og fiskeribiologiske forhold i vassdragene, viltbiologi, beitegransking og vegetasjonskartlegging.  
Se forøvrig 2 : Utredninger.

1

### 1.4 Orienteringsmøter og innkomne merknader

Det har i løpet av planleggingsperioden vært avholdt to informasjonsmøter i distriktet, den 13.3.74 i Moldjord og den 9.7.74 i Glomfjord. Begge møtene var åpen for publikum.

Innkommne uttalelser og merknader til planene, se S-99.

### 1.5 Alternativer

Det er overslagsmessig vurdert et alternativ med overføring av øvre deler av Stormdalåga, Tespa og Bjøllåga til Stor-glomvatnet. Isolert sett er denne overføringen lønnsomt, men

den faller ut i sammenlikningen med separat utbygging av disse vassdragene (Nord-Ranautbyggingen).

Det er også vurdert å ta inn elva under Fingerbreen og føre denne over til Bogvatnet. Undersøkelser viste imidlertid en istykkelse på vel 300 m over det aktuelle inntaksstedet, noe som gjør sannsynligheten for å finne elva under breen svært liten.

Kraftstasjonen for utnyttelse av fallet fra Storglomvatn til sjøen kan plasseres på to alternative steder, ved Holandsfjorden eller ved Glomfjorden. Holandsfjord-alternativet er beskrevet i utbyggingsplanen, mens Glomfjord-alternativet (Fykan kraftstasjon) er tilsvarende beskrevet i bilag 1.5.1.

Den vesentlige forskjellen på de to alternativer er lengden av vannveien fra inntaket i Storglomvatnet til utløpet av avløpstunnelen, h.h.v. 9,5 km og 12,4 km.

Foruten økte anleggskostnader betyr forlenget vannvei også økt falltap og derved lavere produksjon.

En annen ikke uvesentlig forskjell ligger i lokale topografiske forhold ved kraftstasjonsstedene. Mens man ved Holandsfjord kraftstasjon har til disposisjon en stor slette like ved sjøen for såvel anleggstil-rigging som permanente hjelpeanlegg, er man ved Fykan kraftstasjon henvist til å legge disse anlegg ca. 100 m høyere enn fjorden, nemlig ved Fykanvatnet. Også her er det noe trangt, dessuten er adkomsten hit problematisk, kfr. bilag 1.5.1. Høydeforskjellen mellom Fykanvatnet og kraftstasjon gjør at adkomsttunnelen må gå på fall 1:10 over en lengde på vel 1 km.

Forskjellen i anleggskostnad inkl. 10% rente i byggetiden er beregnet til 65 mill.kr, mens produksjonsverdien av forskjellen i falltap er beregnet 7 mill.kr (kapitalisert), begge til fordel for alt. Holandsfjord. Dessuten innebærer alt. Fykan en større risiko for uforutsette merkostnader på grunn av lengere tunnel og vanskelige etableringsforhold.

Kraftverket forutsettes tilknyttet linjenettet via en 380 kV stamlinje langs kysten. Linjen vil i alle tilfelle passere Glomfjord, mens den, uten kraftstasjon i Holandsfjorden, fortrinnsvis vil krysse Holandsfjorden ca. 5 km fra fjordbotnen. Merkostnaden ved å føre linjen via Holandsfjord kraftstasjon er beregnet til 3 mill.kr.

Når det gjelder drift av det ferdige kraftverket, er det noe vanskeligere å kvantifisere forskjellen ved de alternative stasjonsplasseringene. Slik forholdene er idag, ville det foreligge en klar driftsmessig fordel for alt. Fykan idet man her allerede har en driftsadministrasjon ved Glomfjord kraftverk, og dessuten et tettsted med alle vesentlige sosiale institusjoner. I Holandsfjorden mangler dette, stedet ligger dessuten kommunikasjonsmessig idag noe ugunstig til.

Det man imidlertid må ha for øyet er at dette kraftverket sannsynligvis kommer i drift i begynnelsen av 1990-årene. Allerede i dag diskuteres lokalt fergefri veiforbindelse sydover fra Glomfjord, og vi vet at vegmyndighetenes lang-siktige mål er mest mulig fergefri vei langs kysten ("Kystriksveien"). Det er en mulighet for at Holandsfjorden kan være komunikasjonsmessig tilfredsstillende tilknyttet Glomfjord (f.eks. via direkte veitunnel) allerede ved driftsstart.

Kraftverket vil stort sett bare være idrift i vinterhalvåret. Dette vil bety at store mengder ferskvann føres ut i fjorden vinterstid. Hvilke konsekvenser dette vil medføre med hensyn til isforholdene i fjorden, er under utredning.

Med forbehold om vesentlige isproblemer ved utslipper ved utslipp i Holandsfjorden, mener Statskraftverkene at alternativ Holandsfjord bør foretrekkes.

I tilknytning til ~~Staupåga~~-overføringen (øvre Beiarn) er det vurdert overføring av ytterligere to bekker fra nord, Steinåga og Magdatindelva. Feltene har et beregnet tilløp til tils. 33,1 mill m<sup>3</sup> pr. midlere år ~~som~~ kan overføres alt vesentlig uten flomtap, d.v.s. at de representerer en midlere årsproduksjon på ca. 50 GWh.

Tunnelforlengelsen blir ca. 7200 m. Tunnelen vil måtte drives fra et tverrslag i Magdadalen hvortil det måtte bygges ca. 10 km anleggsvei fra Tverrånes. Anleggskostnadene er beregnet til ca. 34 mill. kr.

Når vi ikke går inn for denne relativt lønnsomme overføringen, har det sin bakgrunn i at ytterligere fraføring av vann fra Beiarelva vil bli særlig merkbart i øvre og midtre Beiarn. I tillegg kommer så de tekniske inngrep som vei og steintipp i Magdadalen ville representeret.

## 1.6 Tidligere kraftutbygging

### 1.6.1 Glomfjord kraftverk

Glomfjord kraftverk utnytter nedbørfelter i Fykanåga samt de overførte feltene Sandvatna (Sundsfjorddelv) og Terskaldvatn (Glomåga) i fallet mellom nedre Navervatn og sjøen. Kraftverket har tre reguleringsmagasiner: Storglomvatnet blir regulert mellom HRV k. 521.4 og LRV k. 498 v.hj.a. en betongdam og en senkingstunnel. Magasinvolymet er 583 mill m<sup>3</sup>. Øvre Navervatn blir regulert mellom HRV k. 546.4 og LRV k. 530.5, magasinvolym 29 mill m<sup>3</sup>, og nedre Navervatn mellom HRV k. 469.82 og LRV k. 462.5, magasinvolym 14,7 mill m<sup>3</sup>.

Fra nedre Navervatn fører en tilløpstunnel vannet fram til et fordelingsbasseng hvorfra en rørgate i dagen fører det videre ned i kraftstasjonen som ligger i bunnen av Glomfjorden.

I kraftstasjonen er installert 6 horisontale peltonaggregater med en samlet effekt på 122 MW. Kraftverket har en midlere års produksjon på 890 GWh som blir levert som 25 perioders vekselstrøm direkte til Norsk Hydros fabrikkanlegg i Glomfjord.

Kraftverket, som ble påbegynt i 1912, har etter dagens målestokk en trang tilløpstunnel og hydraulisk sett ugunstig utformet fordelingsbasseng. Dette, sammen med rørgata gir en relativt stort falltap i vannveien. En reduksjon i produksjonen skulle derfor gi en noe høyere restproduksjon enn det reduserte tilløpet tilsier. Tilløpet etter utbygging av Stor-Glomfjord blir i midlere år 110,4 mill m<sup>3</sup>, mens produksjonen er anslått til ca. 120 GWh.

Reguleringstillatelser er gitt ved kgl.res. av 9. aug. 1912 (Glomfjord kraftverk med regulering av Storglomvatnet og nedre Navervatnet) samt kgl.res. av 12.des. 1952 (overføring Sandvatna og Terskaldvatnet samt regulering av øvre Navervatnet).

### 1.6.2 Langvatn kraftverk

Feltene øvre Blakkåga og Bogvatnet, som inngår i Stor-Glomfjordutbygningen, utnyttes idag i Langvatn kraftverk i Rana. Dette kraftverket utnytter tilløpet til Ranavassdraget i fallet mellom Langvatnet og sjøen. Langvatnet reguleres mellom HRV k. 43.7 og LRV k. 41.0, magasinvolym 4 mill m<sup>3</sup>. Kraftverket har en installasjon på 90 MW og en midlere års produksjon på 360 GWh. De to nevnte feltene representerer herav ca. 15 GWh.

Reguleringstillatelse for Langvatn kraftverk ble gitt ved kgl.res. av 12.mai 1961.

## 2. PLANEN OMFATTER

### 2.1 Etter vassdragsreguleringsloven

I henhold til lov om vassdragsreguleringer av 14. desember 1971 foreslår Statskraftverkene følgende reguleringer og overføringer:

#### 2.1.1 Magasiner

	Naturlig vannstand	HRV opp	HRV kote	LRV ned	LRV kote	Magasin mill.m <sup>3</sup>
Bogvatnet	661	0	661	36	625	61
Storglomvatnet 514x)	71	585	54	460		3370

x) Storglomvatnet er idag regulert mellom LRV k. 498 og HRV k. 521,4.

#### 2.1.2 Overføringer

- a) Avløpene fra øvre Blakkåga (62,2), Staupåga (17,1), Skredbekken (0,4), Stornesbekken (1,2), Nevernesbekken (1,8), øvre Beiarelva (6,6), Lappflyttarelva (6,8), Trollbergdalsbreen (4,2), og Skjelåtindbreen (4,6), tilsammen 104,9 km<sup>2</sup> nedbørfelt, overføres til tilløpstunnel for Trollberget kraftstasjon og kan lagres i Bogvatnet.
- b) Avløpene fra Bogvatnet (37,0), Hanspolsabreen (4,1), Vegdalselva (16,6), øvre Gråtåga (28,5), og avløpene under a, tilsammen 191,1 km<sup>2</sup> nedbørfelt, overføres til Storglomvatnet.
- c) Avløpene fra Fonndalsbreen (8,7), to bekker nord for Fonndalsbreen (3,7+1,2), Engabreen (30,0), bekk nord for Engabreen (1,1), Littlebreen (2,6), to bekker nord for Littlebreen (1,0+0,6), fire bekker i Dimdalen (1,2+2,0+0,5+5,3), seks bekker på sørssiden av indre Nordfjord (0,3+5,7+3,5+2,5+0,9+0,8), Storjordelva (2,1), vann kote 821 (4,6), vann kote 771 (7,1), vann kote 714 (6,2), og vann kote 616 (1,8), tilsammen 88,0 km<sup>2</sup> nedbørfelt, overføres til tilløpstunnelen for Holandsfjord kraftstasjon og kan lagres i Storglomvatnet.

## 2.2 Andre lover

Foruten vassdragsreguleringsloven nevnt under 2.1 vil følgende lover gjelde for konsesjonsbehandlingen:

Lov av 15. mars 1940 om vassdragene.

Lov av 26. juni 1970 om vern mot vannforurensing.

Lov av 19. juni 1969 nr. 65 VII om bygging og drift av elektriske anlegg.

Videre kan en rekke lover senere komme inn vedrørende skjønn og ekspropriasjon, erverv av vannfall m.v. De viktigste er:

Lov av 14. desember 1917 nr. 16 om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom m.v.

Lov av 1. juni 1917 om skjønn av ekspropriasjonssaker.

Lov av 26. januar 1973 om erstatning ved ekspropriasjon av fast eiendom.

Oreigningsloven av 23. oktober 1959.

Forøvrig:

Bygningsloven av 18. juni 1965.

Lov av 25. juni 1948 nr. 8 om forsvarsmessig sikring av kraftforsyningen.

### 3 BESKRIVELSE AV KRAFTVERKENE

Det tas forbehold om at det under detaljprosjekteringen kan vise seg å bli nødvendig med endringer i den tekniske utførelse.

#### 3.1 Beregningsgrunnlag

##### 3.1.1 Hydrologiske data

###### 3.1.1.1 Generelt

Området må sies å være godt dekket av hydrologiske observasjoner. De største vassdragene, Fykanåga, Beiar-elva og Blakkåga har alle vannmerker med lang observasjonstid, det samme er tilfelle med nabovassdragene Arstadåga og Glomåga. Sammen med de nyere vannmerkene (kfr. pkt. 1.2.2) har disse gitt et godt grunnlag for beregning av normalavløp for de forskjellige nedbør-feltene. Se isohydatkart bilag 3.1.1

Storglomvatn har vært regulert i hele normalperioden og en naturlig avløpsserie fra vannet eksisterer ikke.

Imidlertid er data fra vannmerket "Storglomvatn nedenfor" som omfatter magasintapping til Glomfjord kraftverk og overløp fra magasinet, samt data om magasininvannstander i Storglomvatn benyttet til å beregne en tilsigsserie for Storglomvatn for perioden 1930-60. Den beregnede tilsigsserien er beheftet med langt større usikkerhet enn en observert serie, men er likevel nøyaktig nok til å beskrive 7-døgnsmidler av vannføringen for produksjons- og dimensjoneringsberegninger. Samvariasjoner mellom vannføringene fra den beregnede tilsigsserien og den observerte serien ved et nærliggende vannmerke med lignende breandel (VM 1133, Berget i Glomåga) er svært god.

Ved dimensjonerings- og produksjonsberegninger er den beregnede tilsigsserien for Storglomvatnet samt VM 1133, ~~Berget~~ i Glomåga, benyttet for brefeltene, mens VM 718, Arstadfoss, er benyttet for brefrie felter.

Med brefelter menes felter hvor en vesentlig del av arealet er dekket av bre. I tabellen under pkt. 3.1.1.2 er prosentvis bredekning angitt avrundet til nærmeste 10%.

###### 3.1.1.2 Beregnet tilløp

Normalavløpene for de enkelte delfelter er beregnet ved hjelp av et isohydatkart utarbeidet av NVE - Hydrologisk avdeling i 1975/76. Feltenes areal er beregnet på grunnlag av NGO-kart i målestokk 1:50 000. Nøykatigheten av de hydrologiske data er ikke så stor som antall desimaler i spesifikt avløp gir uttrykk for. Spesifikke avløp oppgis vanligvis avrundet til nærmeste 5 l/s/km<sup>2</sup>.

Her er de angitt nøyaktigere, men hensikten med dette er bare å vise at feltene har forskjellige spesifikt avløp. Dessuten oppnås at summene nøyaktig tilsvarer de beregnede normaler for vannmerkene.

Feltets navn	Ca. inn-takskote m.o.h.	Areal km <sup>2</sup>	Spesifikt avløp 1/sek/km <sup>2</sup>		Midlere avløp m <sup>3</sup> /sek	Brekke- dekning %
				mill.m <sup>3</sup> /år		
Øvre Blakkåga	675	62,2	74,3	4,62	145,3	
Bogvatnet	661	37,0	81,4	3,01	95,0	20
Tverråga	700	5,8	70,5	8,41	12,9	
Bekk Øvrefjellet	700	0,9	70,0	0,06	2,0	
Lang-snya	700	1,0	71,0	0,07	2,2	
Staupåga	700	9,4	72,3	0,68	21,4	
Skredbekken	670	0,4	71,5	0,03	0,9	
Stornesbekken	670	1,2	74,0	0,09	2,8	
Nevernesbekken	670	1,8	72,2	0,13	4,1	
Øvre Beiarelva	670	6,6	83,3	0,55	17,3	40
Lappflytterelva	670	6,8	80,8	0,55	17,3	60
Trollbergdalsbreen	780	4,2	79,3	0,33	10,5	50
Skjelåtindbreen	800	4,6	81,3	0,37	11,8	80
<hr/>						
<b>Sum Trollberget kraftverk</b>		<b>141,9</b>		<b>10,90</b>	<b>344,0</b>	
<hr/>						
Hanspolsåga	600	4,1	78,1	0,32	10,1	80
Gråtåga	600	28,5	78,2	2,23	70,3	
Vegdalselva	600	16,6	80,0	1,33	41,9	
<hr/>						
<b>Sum overført østfra</b>		<b>191,1</b>		<b>14,78</b>	<b>466,3</b>	
<hr/>						
Fonndalsbreen	610	8,7	130,0	1,13	35,6	100
2. bekker nord for Fonndalsbreen	610	3,7	129,4	0,48	15,1	100
Engabreen	613	1,2	108,3	0,13	4,1	100
Bekk nord for Enga- breen	610	30,0	130,0	3,49 <sup>x)</sup>	110,0 <sup>x)</sup>	100
Littlebreen	625	2,6	119,2	0,31	9,8	100
2. bekker øst for Littlebreen	610	1,0	111,0	0,11	3,5	
Dimdalen 1. bekk	610	0,6	116,0	0,07	2,2	
" 2. bekk	610	1,2	124,4	0,15	4,7	100
" 3. bekk	610	2,0	120,5	0,24	7,6	80
" 4. bekk	610	0,5	120,5	0,06	1,9	20
		5,3	114,9	0,61	19,2	90
<hr/>						
<b>Sum takrenne sør</b>		<b>57,9</b>		<b>6,92</b>	<b>218,1</b>	
<hr/>						
3. bekker sør for Frokost- tind	610	0,3	132,0	0,04	1,3	70
	610	5,7	128,0	0,73	23,0	100
	610	3,5	123,2	0,43	13,6	80
<hr/>						
<b>Sum inntak på tilløpstunnelen</b>		<b>9,5</b>		<b>1,20</b>	<b>37,9</b>	

Feltets navn	Ca. inn-takskote m.o.h.	Areal km <sup>2</sup>	Spesifikt avløp		Midlere avløp mill.m <sup>3</sup> /år	Bre-dekning %
			1/sec/km <sup>2</sup>	m <sup>3</sup> /sek		
Frokosttind nord	610	2,5	120,5	0,30	9,5	70
Botntind sør	610	0,9	123,3	0,11	3,5	60
Botntind nord	610	0,8	111,0	0,09	2,8	50
Storjordelva	610	2,1	114,8	0,24	7,6	50
Vann k. 821	790	4,6	106,9	0,49	15,5	100
Vann k. 771	771	1,7	106,3	0,18	5,7	100
Vann k. 714	610	6,2	98,2	0,61	19,2	100
Vann k. 616	610	1,8	80,0	0,14	4,5	
<hr/>						
Sum takrenne nord		20,6		2,16	68,3	
<hr/>						
Terskaldvatnet	687	26,0	106,2	2,76	87,0	60
Storglomvatnet	514	238,7	100,1	23,89	753,5	50
<hr/>						
Sum Holandsfjord kraftverk		543,8		51,71	1631,1	
<hr/>						

x)

De angitte avløpstall for Engabreen er fratrukket antatt tap på grunn  
av isens bevegelse forbi inntaket.

### 3.1.2 Høyder og ekvivalenter

Høydegrunnlag, se bilag 3.1.2.

Stor-Glomfjordutbyggingen består av to kraftverk i serie. Trollberget kraftverk utnytter fallhøyden mellom Bogvatnet og Storglomvatnet, mens Holandsfjord kraftverk utnytter fallhøyden mellom Storglomvatnet og sjøen.

Etter at reguleringen er trådt i kraft, vil de bestemmende vannstander bli som angitt i nedenstående tabell.

Ut fra antatte falltapsforhold, og ut fra antatt gjennomsnittlig virkningsgrad i stasjonene på 0,9, har simuleringer gitt energiekvalenter som angitt i tabellen.

		Trollberget kraftverk	Holandsfjord kraftverk
Bogvatnet	HRV 661 LRV 625 NMV 649		649
Storglomvatnet	HRV 585 LRV 460 NMV 543		543
Midlere vannstand utløp (m.o.h.)		543	0
Midlere bruttofall (meter)		106	543
Midlere energiekvalent ( $\text{kWh/m}^3$ )		0,222	1,308

### 3.1.3 Fordeling av kostnader

Kostnadene deles i to grupper:

- a) Direkte kostnader konteres direkte på anleggsdelen.
- b) Fellesutgifter konteres på egne konti som senere føres på anleggsdelene etter en valgt fordelingsnøkkel. Vanligvis fordeles fellesutgiftene proporsjonalt med de direkte kostnader ved å bruke felles påslagsprosent.

Ved marginalbetrakninger derimot må man bruke et påslag for marginale fellesutgifter, d.v.s. den sum de totale fellesutgifter øker med når man tar vedkommende anleggsdel med. I denne inngår renter og investeringsavgift med full effekt, men de øvrige fellesutgifter som administrasjon, stikning og fellesanlegg m.v. kun inngår med sin marginale endring. Dette påslaget vil i de fleste tilfelle være betraktelig lavere enn det gjennomsnittlige.

I overslaget, se 5.2, er klassene 5 til 9 direkte kostnader. Klassene 0 til 4 er felleskostnader. Når postene "renter", "investeringsavgift" og "avrunding" legges til felleskostnadene, blir gjennomsnittspåslaget henholdsvis 76% for tunnel- og kraftstasjonsarbeider og 65% for damarbeider. Hvor ikke annet er angitt, er dette påslaget inkludert i de oppgitte totale kostnader under punktet "Begrunnelse" for hver anleggsdel. Skal man vurdere å sløyfe en hel anleggsdel, må man bruke et lavere påslag for å komme fram til den virkelige kostnadsending sløyfingen av anleggsdelen representerer.

### 3.1.4 Kalkulasjonsrente

En grunnleggende kostnadsfaktor er kostnaden av å binde kapital i anleggene for kraftproduksjon. Denne kostnaden er ikke nødvendigvis lik den rente som må betales når kapitalen lånes. Enten kapitalen skaffes ved lån eller på annen måte ville den kunne anvendes til andre formål hvor den gjør en nytte som kommer til uttrykk ved en viss avkastning. Den samfunnsøkonomiske kostnad ved å ta kapital vekk fra andre anvendelser som står åpne og udekkede, for å bruke den i kraftutbygging, må da settes lik den avkastning som kapitalen ville gitt i slike andre anvendelser.

Kalkulasjonsrente gis et slikt nivå at tilgjengelig kapital balanserer med de investeringsobjekter som har avkastning høyere eller lik kalkulasjonsrenten. Finansdepartementet har bestemt at det skal brukes 10% kalkulasjonsrente.

Det må presiseres at man i samfunnsøkonomiske betrakninger bruker verdifaste kroner. Man spekulerer således ikke i såkalt inflasjonsgevinst.

### 3.1.5 Verdigrunnlag for energi og effekt

Verdien av den kraften vi innvinner ved et prosjekt eller ved en prosjektdel settes lik det det koster å skaffe en tilsvarende kraftmengde på billigste annen måte. Mens man fremdeles bygger ut vannkraft, skaffes denne alternative kraften ved at andre vannkraftprosjekter fremskyndes. Men etter den tid fås alternativkraften ved hjelp av varmekraft.

Stor-Glomfjordutbyggingen antas å komme så sent at man kan nøye seg med å betrakte den siste perioden, det vil si at verdien av kraften settes lik det det koster å skaffe en tilsvarende kraftmengde ved hjelp av billigste varmekraft. Med "billigste" forstås den billigste av de varmekraftslag som vil bli tillatt utbygget.

Av varmekraftslagene er kjernekraften billigst, og med prisnivå 1976 er kostnaden av den anslått til 13 øre/kWh for fastkraft. Hvis ikke kjernekraften blir tillatt utbygget, må man sammenligne med konvensjonell varmekraft basert på olje, gass eller kull, og da blir tilsvarende kostnad ca. 15 øre/kWh.

Hvor ikke annet er angitt, har vi i denne plan verdsatt fastkraftøkning til 13 øre/kWh.

Verdi av effekt har vi satt til 650 kr/kW.

Elektrisitetstariffer må ikke brukes i en samfunnsmessig verdiberegning. På produksjonsiden er det bare en ting som teller, nemlig å produsere energien så billig som mulig ("billig" i den utvidet betydning der man også tar hensyn til skader og ulemper).

At tariffene ligger langt lavere enn kostnaden for ny vannkraft er tilsynelatende tegn på ulønnsom virksomhet. Men bedriftsøkonomisk drives elforsyningen med balanse. Dette skyldes at nyutbygginger ikke bare betales ved salg av den nye energien, men også at tariffstigning på den energien man produserer i billigste kraftverk. Gevinsten fremkommer ikke som store overskudd i elverkregnskapene, men som billigere energi til forbrukerne enn om man måtte bruke varmekraft.

### 3.1.6 Grenseverdier

#### 3.1.6.1 Krav til årlig avkastning av investert kapital

De enkelte anleggsdeler, så som magasiner, overføringer, vannveier og installasjoner, er så langt som mulig dimensjonert ut fra økonomiske kriterier. Ved endelig valg av dimensjoner kan også andre forhold være bestemmende.

Følgende betraktningsmåte blir lagt til grunn ved den økonomiske dimensjonering:

Investering samt årlig nettoverdi x) beregnes for en serie med trinnvis økning av anleggsdelen. Den marginale årlig avkastning blir da:

$$r = \frac{\text{Økt årlig nettoverdi} \cdot 100}{\text{Økt investering}}$$

Etter hvert som anleggsdelen øker, avtar vanligvis den marginale årlige avkastning. Laveste tillatte grense bestemmes av kalkulasjonsrenten og levetiden. Vi bruker 10% kalkulasjonsrente. Med 40 års levetid blir laveste tillatte marginale avkastning av investert kapital 10,2% p.a. (annuitet).

x) Nettoverdi = bruttoverdi fratrukket årlige utgifter til administrasjon, drift og vedlikehold.

#### 3.1.6.2 Verdi av overført vann

For å kunne vurdere om det er lønnsomt å føre nye nedbør-felter inn på prosjektet, har vi beregnet hvilken verdi vannet har, levert på to forskjellige steder med sin naturlige årsfordeling. Totalverdien er beregnet ut fra verdien av energi og effekt fratrukket kostnadene for magasiner, vannveier og stasjoner.

Bogvatnet	170 øre/m <sup>3</sup>
Storglomvatnet	165 øre/m <sup>3</sup>

### 3.1.6.3 Andre verdier

Verdi av magasin og installasjon er angitt under beskrivelsen av hver enkelt anleggsdel.

## 3.2 Stasjoner

### 3.2.1 Trollberget kraftstasjon

#### 3.2.1.1 Teknisk beskrivelse

Se bilagene 3.2.1.1.1, 3.2.1.1.2, 3.2.1.1.3 og 3.2.1.1.4.

Kraftstasjonen plasseres i fjell på vestsiden av Beiardalen, rett vest for Stornes. Bergarten er glimmerskifer med moderat oppsprekningsgrad. Bortsett fra mulige bergtrykksfenomener, ventes ikke spesielle problemer ved utsprengning av hallen.

Adkomsttunnelen blir 350 m lang med tverrsnitt på 50 m<sup>2</sup>. Den får en stigning på 1:15.

Avløpstunnelen, som samtidig er overføringsstunnel for tre nedbørfelter til Storglomvatnet, blir ialt 13,7 km lang (se forøvrig pkt. 3.4.3).

På grunn av reguleringer både oppstrøms og nedstrøms stasjonen, kan brutto fallhøyde variere mellom 40 m (LRV Bogvatnet og HRV Storglomvatnet) og 167 m (HRV Bogvatnet og U-tunnelens utløpskote). I praksis vil vannstandene variere i takt slik at variasjonsområdet er mindre, men likevel vil fallhøydevariasjonen være så betydelig at man får en vesentlig reduksjon av midlere virkningsgrad. Midlere brutto fallhøyde er beregnet til 106 m.

I stasjonen regnes med et vertikalt Francisagggregat på 24 MW.

Turbintelsen blir 33 000 hk ved Q = 30 m<sup>3</sup>/s og midlere fallhøyde. Omdreiningstallet blir 375 o/min.

Generatoren blir på 43 MVA. Kraften transformeres opp til 380 kV inne i stasjonen og føres ut med enfasekabler til utendørs koplingsanlegg. Kablene legges i en kabelgang i adkomsttunnelen.

Kraftstasjonen forutsettes tilknyttet nettet via den prosjekterte Beiarn kraftstasjon.

Den lange avløpstunnelen vil kreve et stort fordelingsbasseng nedstrøms stasjonen. Dette er tenkt utført i forbindelse med inntakssjakten for Hanspolsåga, ca. 1500 nedstrøms stasjonen, ved at denne får et tverrsnitt på  $23\text{ m}^2$  med stigning 1:7.

Trykksjakten utføres råsprengt med stigning 1:1. Nær topp trykksjakt kommer inntakssjakta for bekken fra Sjelåtindbreen. Denne sjakta dimensjoneres som svingesjakt for tiløpstunnelen.

### 3.2.1.2 Vurdering av installasjonen

Trollberget kraftverk har både lang tilløpstunnel og lang avløpstunnel. Marginalkostnaden for økt installasjon blir derfor høy. Dessuten bevirker den lange vannveien stor treghet overfor hastighetsendringer, slik at stasjonen blir lite egnet til å takle momentane lastvariasjoner. Det er derfor ikke lønnsomt å installere toppeffekt her.

Dimensjonerende for installasjonen har vært forholdene om sommeren. Kraftverket er vurdert i sammenheng med overføring av vann til Storglomvatnet. Vi vil imidlertid ta forbehold om endring av installasjonen under detaljprosjektering-en. Det kan også komme på tale med forbitapping av vann i flomsituasjoner (kfr. Stormdalen kr.v., Nord-Rana).

### 3.2.1.3 Tilløpstunnel og inntak

Se bilag 3.2.1.1.1.

Tilløpstunnelen fra Bogvatnet til topp trykksjakt blir 7040 m lang med et tverrsnitt på  $23\text{ m}^2$ . Foruten gren tunnelene fra Staupåga og Blakkåga (se pkt. 3.4) tas bekkene fra Skjelåtindbreen og Trollbergdalsbreen, Lappflyterelva og øvre Beiarelva inn på tunnelen via sjakter med minstetverrsnitt.  
Inntaket i Bogvatnet forsynes med stengeluke.

### 3.2.1.4 Korttidsregulering

Fordi kraftstasjonen både har inntak og utløp i magasiner kan den korttidsregulere helt fritt. Men den lange vannveien til-sier at man produserer mest mulig i "bestområdet" x) og overlater til mer egnede kraftstasjoner å dekke mest mulig av samkjøringens

behov for korttidsregulering.

x) Med bestpunktet forstas den vannføring ( $m^3/sek$ ) hvor virkningsgraden (%) er størst, det vil si hvor energiekvivalenten ( $kWh/m^3$ ) er størst. På begge sider av bestpunktet er virkningsgradkurven temmelig flat, så når man tar hensyn til overføringstap i kraftledninger og andre forhold i samkjøringsnettet, vil man få drift i et "bestområde".

### 3.2.2 Holandsfjord kraftstasjon

#### 3.2.2.1 Teknisk beskrivelse

Se bilagene 3.2.2.1.1, 3.2.2.1.2, 3.2.2.1.3, 3.2.2.1.4 og 3.2.2.1.5.

Kraftstasjonen plasseres i fjell i søndre dalside i bunnen av Holandsfjorden. Det er her en bratt fjellside med kanten av Svartisen på toppen.

Berggrunnen er varierende. Ved foten av fjellsiden er det en finkornet biotittgneis, mens det lenger opp i fjellsiden er glimmerskifer. Grenseflaten mellom bergartene er steil med strøk nær Ø-V, slik at stasjonshallen vil ligge i glimmerskiferen. Man må forvente høyt bergtrykk i stasjonsområdet, men bergarten er ikke spesielt disponert for bergslagsfenomener.

Adkomsttunelen blir 800 m lang og får et tverrsnitt på ca.  $50 m^2$ .

Avløpstunnelen blir 900 m lang med et tverrsnitt på  $80 m^2$ . Den utføres som dykket tunnel. Dersom det pga. isforholdene i fjorden vil vise seg nødvendig med raskere innblanding av saltvann i avløpsvannet (kfr. pkt. 1.5), kan avløpstunnelen gis større dykking og spesiell utforming med dette for øyet. Dette vil bli beskrevet i en egen utredning når disse forhold er mer avklaret.

I stasjonen er tenkt installert 2 vertikale Francisaggregater, hver på 300 MW. Turbintelsen blir  $2 \times 426\ 000$  hk ved  $Q = 127$   $m^3/s$  og midlere fallhøyde. Omdreiningstallet blir  $250$  o/min.

Generatorene blir hver på 350 MVA. Kraften transformeres opp til 380 kV inne i stasjonen og føres ut med enfase-kabler til utendørs koplingsanlegg. Kablene legges i egen kabelgang i adkomsttunnelen.

Trykksjakten er tenkt utført som råsprent sjakt med helning 1:1. Tverrsnitt blir  $49 m^2$ , og lengden blir 615 m. På toppen av sjakta sprenes svingesjakt og sandfang. Fra bunnen av sjakta føres vannet i 2 separate pansrede stoller inn på hver sin tubin. Lengden på disse rørstollene blir ca. 120 m.

### 3.2.2.2 Vurdering av installasjon

Marginalkostnaden for økt installasjon er beregnet til 615 kr/kW. Kraftverket har moderat lengde på vannveien, og er dessuten prosjektert med flerårsmagasin. Alt skulle ligge til rette for installering av toppeffekt her.

Vurderingsgrunnlaget for toppeffekt er pr. idag noe usikkert. Det er imidlertid klart at forutsetningene for å få full utnyttelse av et flerårsmagasin er at man har stor installasjon i kraftverket. Da man samtidig her har den laveste effektkostnad i Svartisen-utbyggingen, har vi valgt en installasjon på 600 MW, hvilket tilsvarer en brukstid på 3470 timer pr. midlere år.

### 3.2.2.3 Tilløpstunnel og inntak

Se bilag 3.2.2.1.1 og 3.2.2.1.5.

Tilløpstunnelen blir 7840 m lang og får et tverrsnitt på 80 m<sup>2</sup>. Terrenget over tunneltraséen er for det meste dekket av Svartisen, slik at de geologiske forhold er vanskelig å kartlegge, men det antas at tunnelen vil gå i glimmerskifer og gneisbergarter..

Svartisen er en såkalt "varm" isbre. Det skulle derfor ikke være grunn til å vente frostproblemer under driving av tunnelen.

Bortsett fra de siste 420 m mot Storglomvatn vil tilløpstunnelen i sin helhet bli drevet fra et tverrslag i Holandsfjorden. De resterende 420 m samt lukesjakta (150 m) ved inntaket vil bli drevet fra et tverrslag ved Storglomvatn. Med tverrslag ved Storglomvatn blir byggetida et år mindre, da tilløpstunnel og lukesjakt er "kritisk veg" for terminplanen for Holandsfjord kraftverk.

Utslaget for inntak i Storglomvatnet vil måtte foretas på minimum 38 m's vanndyp. Inntaket forsyner med stengeluke.

### 3.2.2.4 Korttidsregulering

Fordi kraftstasjonen har inntak i et magasin og utløp i havet kan den korttidsregulere helt fritt. Bortsett fra de situasjoner hvor samkjøringsbetrakninger tilsier at magasinet skal tømmes eller fylles raskest mulig, se 3.3.2.3, og evt. nødvendig hensyn til isproblemene, vil stasjonen ha utpreget korttidsregulering. Årsaken til dette er at få andre kraftstasjoner i denne delen av elsystemet er like godt egnet.

### 3.3 Magasiner

#### 3.3.1 Bogvatnet

Se bilag 3.3.1.1 og 3.3.1.2.

##### 3.3.1.1 Teknisk beskrivelse

Magasinet dannes ved at vannet senkes 36 m til LRV k. 625 og reguleres mellom denne høyde og naturlig vannstand k. 661. For å oppnå HRV lik naturlig vannstand, d.v.s. vannstand når vannføringen ut av vannet er lik årsmiddel, må det støpes en mindre betongterskel i utløpet. Senkningen foretas via tilløpstunnelen som slås ut umiddelbart under LRV. Seismiske undersøkelser har påvist moderat løsmasseoverdekning på utslagstedet.

I vestenden av Bogvatnet har bekker fra breen lagt opp et delta av løsmasser. Ved senkning av vannet må man vente betydelig erosjon i dette deltaet. (Se S-39)

##### 3.3.1.2 Begrunnelse

Årsavløpet fra de felter som vil nyttiggjøre seg magasinet er på 344,0 mill.m<sup>3</sup>. Magasinvolumet blir på 61 mill.m<sup>3</sup> hvilket tilsvarer 18% av tilløpet.

Magasinet er inntaksmagasin og eneste reguleringsmagasin for Trollberget kraftverk.

Reguleringsgrensene er valgt ut fra naturgitte forutsetninger. På grunn av løsmasser på bunnen er det ikke mulig å slå ut en tunnel vesentlig lavere enn k. 625. Og på grunn av manglende (evt. meget kostbar) veiforbindelse samt ugunstig damsted vil selv et lite damanlegg bli ulønnsomt.

##### 3.3.1.3 Manøvrering (se forøvrig kap. 9)

Bogvatnet manøvreres fritt.

Brefeltene gjør at man får en vesentlig større del av tilløpet i juli/september enn i brefrie felter. Dette tilsier at man holder vannstanden lav for å redusere flomtapet.

Om vinteren tar man sikte på å tømme magasinet i en periode da vannstanden i Storglomvatnet medfører de fallhøyder som gir best mulig virkningsgrad når de to kraftstasjonene betraktes under ett.

#### 3.3.2 Storglomyatnet

Se bilagene 3.3.2.1, 3.3.2.2, 3.3.2.3, 3.3.2.4 og 3.3.2.5.

### 3.3.2.1 Teknisk beskrivelse

Magasinet dannes ved at vannet senkes til LRV k. 460 ved hjelp av tilløpstunnelen og demmes opp til HRV k. 585 ved at det bygges dam ved utløpet og sperredam ved nordenden av Holmvatnet.

Storglomvatnet er idag regulert mellom k. 498 og k. 521.<sup>4</sup> v.hj.a. en tappetunnel på nordsiden av utløpet samt en betongdam i utløpsosen. Opprinnelig naturlig vannstand var k. 514.

Hoveddammen bygges ca. 250 m nedenfor eksisterende dam. Damfoten består hovedsakelig av fjell i dagen. Bergarten er glimmerskifer, og man regner ikke med spesielle tetningsproblemer i damfoten. Dammen tenkes bygget som steinfyllingsdam med frontal tetningsplate av betong. Damvolumet blir ca. 4,27 mill.m<sup>3</sup>, største høyde blir ca. 86 m og damkronens lengde blir 1325 m.

Det er også under utredning å benytte en damtype med sentral kjerne av knuste steinmaterialer. Dersom denne kan vise seg teknisk gjennomførbar og økonomisk konkurransedyktig, vil det innebære store fordeler. Bl.a. antas sikkerheten mot dambrudd vesentlig større ved en slik damtype, dessuten gir byggemåten anledning til oppfylling av magasinet i takt med oppfylling av dammen, hvilket gir store produksjonsmessige gevinstar ved oppstartingen av kraftverket. Men på grunn av manglende erfaring hittil kreves et visst utviklingsarbeide før den endelige beslutningen om en slik damtype kan tas. Dette utviklingsarbeidet er igang.

I tillegg til eksisterende tappetunnel drives en ekstra omløpstunnel på nordsiden av elva med inntak umiddelbart oppstrøms betongdammen. Lengden blir 960 m med tverrsnitt 20 m<sup>2</sup>.

Flomløpet utføres som sideoverløp med kanal i fjell nær dampmens nord-østre anslutning. Fra kanalen føres flomvannet via en sjakt ned i den nye omløpstunnelen. Flomløps-arrangementet dimensjoneres for å avlede 450 m<sup>3</sup>/s, hvilket tilsvarer en flom med gjentagelsesintervall på 500 år.

Sperredammen ved Holmvatnet bygges som steinfyllingsdam med sentral tetningskjerner av morene. (Se bilag 3.3.2.2). Berggrunnen i damfoten består hovedsakelig av gneisbergarter, men har også soner av bl.a. kalkstein. Disse sonene er steiltstående og går på langs av damaksen. Damfoten må derfor detaljundersøkes før nøyaktig fastleggelse av damaksen.

Morene til tetningskjernen hentes i Vegdalen, nordøst for Storglomvatn. Transportlengden blir ca. 15 km. Grus til filtersonene finnes i Fykandalen, ca. 2,5 km nedenfor dammen.

Dersom Storglomvassdammen besluttes bygget med kjerne av knuste steinmaterialer, vil også Holmvassdammen utføres på samme måte. Derved bortfaller morenetaket i Vegdalen og grus-taket i Fykandalen.

Holmvassdammen får et damvolum på ca. 1,0 mill. m<sup>3</sup>, største damhøyde ca. 50 m, damkronens lengde blir ca. 380 m.

### 3.3.2.2 Manøvrering

Storglomvatnet manøvreres fritt. Manøvreringen vil ofte bli bestemt ut fra samkjøringens behov. I de tilfelle samkjøringens totalmagasin må tappes langt ned, vil også Storglomvatnet bli langt nedtappet, og da vil man neppe tappe sommeren etterpå. Har man tappet svært langt ned, kan det til og med tenkes at man heller ikke vil tappe neste vinter, dette for å sikre raskest mulig oppfylling.

### 3.3.2.3 Begrunnelse

Årsavløpet fra de felter som vil nyttiggjøre seg magasinet er på 1631,1 mill. m<sup>3</sup>.

Magasinvolumet blir på 3370 mill.m<sup>3</sup>. Sammen med magasinet i Bogvatnet (61 mill.m<sup>3</sup>) tilsvarer dette 210% av tilløpet.

Reguleringsgrensene er valgt ut fra rent økonomiske betrakninger idet beregnet marginal magasinverdi ved denne høyde er funnet å være lik marginal magasinkostnad på ca. 24 øre/m<sup>3</sup> eller ca. 18 øre/kWh.

Total kostnad for magasinet er beregnet til 360 mill.kr. (Gjelder for alt. frontal tetning.)

## 3.4 Overføringsanlegg

### 3.4.1 Blakkåga - Bogvatnet

Se bilag 3.2.1.1.1.

#### 3.4.1.1 Teknisk beskrivelse

Øvre del av Blakkåga tas inn og føres inn på tilløpstunnelen til Trollberget kr.st. ved hjelp av en grentunnel. Tilløpet kan via tilløpstunnelen magasineres i Bogvatnet.

Grentunnelen, som bli 4950 m lang, er tenkt fullprofilboret med diameter 3,1 m, tverrsnitt 7,5 m<sup>2</sup>. Tunnelen drives fra et tverrlag på tilløpstunnelen øverst i Beiardalen. Største stufflengde blir derved 7,5 km. Den store ventilasjonslengden sammen med mindre renteutgifter pga. kortere byggetid, gjør at det synes klart lønnsomt å fullprofilbore denne tunnelen. Undersøkelser viser at geologien langs tunneltraseén er egnet for fullprofilboring.

### 3.4.1.2 Begrunnelse

Årsavløpet fra det nedbørfeltet som overføres er 145,8 mill.m<sup>3</sup>. Ut fra de oppgitte verdier under pkt. 3.1.5.2 er bruttoverdien av overføringen beregnet til 247 mill.kr, mens overføringskostnadene er beregnet til 35 mill.kr.

### 3.4.2 Staupåga - overføringen

Se bilag 3.2.1.1.1 og 3.2.1.1.4.

#### 3.4.2.1 Teknisk beskrivelse

Staupåga samt en rekke mindre bekker på østsiden av Beiarelva føres inn på tilløpstunnelen til Trollberget kraftverk ved hjelp av en græntunnel. Tilløpet kan via tilløpstunnelen magasineres i Bogvatnet.

Gräntunnelen, som blir 9000 m lang, er tenkt fullprofilboret med en diameter på 2,5 m (5 m<sup>2</sup>), som tilsvarer 8 m<sup>2</sup> konvensjonelt drevet.

Tunnelen blir drevet fra et tverrslag sør for Stornes i øvre Beiardalen. Stufflengdene blir henholdsvis 4,4 km og 4,6 km.

Dersom tunnelen måtte drives konvensjonelt, ville tverrsnitt blitt 13 m<sup>2</sup>, som er minstetverrsnitt og vesentlig større enn det optimale. Undersøkelser viser at geologien langs tunneltraseén er godt egnet for fullprofilboring.

De minste bekkene på denne overføringen er tenkt ført inn på tunnelen via borede grovhull i stedet for sjakt. Hulldiameter og antall hull vil avhenge av bekkenes tillop og tilgjengelig boreutstyr.

Ved kryss med tilløpstunnelen monteres luke.

#### 3.4.2.2 Begrunnelse

Årsavløpet fra de felter som overføres er 46,3 mill.m<sup>3</sup>. Ut fra de oppgitte verdier under pkt. 3.1.5.2 er bruttoverdien av overføringen beregnet til 78 mill.kr, mens overføringskostnadene er beregnet til 46 mill.kr.

### 3.4.3 Gråtåga (m.m.) - Storglomvatnet

Se bilag 3.2.1.1.2.

#### 3.4.3.1 Teknisk beskrivelse

Feltene Hanspolsåga, Gråtåga og Vegdalselva overføres til Storglomvatn via avløpstunnelen for Trollberget kraftverk.

Hanspolsåga tas inn ved hjelp av en 875 m lang gren-tunnel med stigning 1:7 og tverrsnitt  $23 \text{ m}^2$ . (Den er dimensjonert som svingesjakt for avløps-tunnelen). Gråtåga og Vegdalselva tas inn v.h.j.a. en 6720 m lang grentunnel. Denne er tenkt drevet med fullprofilboring med diameter 2,50 m, tverrsnitt  $5 \frac{1}{2} \text{ m}^2$ . (Ekvivalent konvensjonellt drevet tverrsnitt  $8 \text{ m}^2$ ). Jfr. bilag 3.2.1.1.5.

Hovedtunnelen, eller avløpstunnelen for Trollberget kraftverk, blir drevet fra kraftstasjonen og fra et tverrslag ved Storglomvatnet. Fra kraftstasjonen drives 4600 m med tverrsnitt  $23 \text{ m}^2$ . Fra Storglomvatnet drives første 830 m konvensjonelt med tverrsnitt  $28 \text{ m}^2$ , deretter fullprofilbores 7930 m med diameter 4,65 m, tverrsnitt  $17 \text{ m}^2$ .

Fordelen ved fullprofilboring her har sammenheng med tunnellengden. Dersom man måtte drive dette tunnelanlegget på konvensjonell måte, måtte man ha et tverrslag i Vegdalen. Vegdalen er vanskelig tilgjengelig, særlig vintervedlikehold på evt. vei hit (fra Storglomvatnet) ville by på store problemer.

#### 3.4.3.2 Begrunnelse

Årsavløpet fra de feltene som overføres er 122,3 mill. $\text{m}^3$ . Ut fra oppgitte verdier under pkt. 3.1.6.2 er brutto-verdien av overføringen beregnet til 202 mill.kr, mens overføringskostnaden er beregnet til 67 mill.kr.

### 3.4.4 Takrenne\_Holandsfjord sør

Se bilag 3.2.2.1.3.

#### 3.4.4.1 Teknisk beskrivelse

Denne overføringstunnelen skal overføre i alt 17 små og større felter på vestsiden av Svartisen til Storglomvatnet (via tilløpstunnen for Holandsfjord kraftverk).

Tunnellengden blir  $13450\text{ m}$ , mens tverrsnittet varierer fra  $13$  til  $18\text{ m}^2$ . De nordligste  $2,8\text{ km}$  drives fra tilløpstunnelen, mens resten drives fra et tverrslag ved Engabreen. Se bilag 3.2.2.1.6.

Det største nedbørfeltet, Engabreen, må tas inn under breen. Undersøkelser (smelteboring) har påvist istykkelse på ca.  $200\text{ m}$ , samt at fjelloverflaten har form av en dal. For nøyaktig å fastlegge inntaksted og inntaksmåte kreves imidlertid mer detaljerte undersøkelser.

De minste bekkene er tenkt tatt inn på tunnelen via borede grovhull, se tilsvarende under pkt. 3.4.2.1.

Ved kryss med tilløpstunnelen monteres luke.

#### 3.4.4.2 Begrunnelse

Årsavløpet fra de felter som overføres er  $218.1\text{ mill.m}^3$ . Ut fra de oppgitte verdier under pkt. 3.1.6.2 er bruttoverdien av overføringen beregnet til  $360\text{ mill.kr}$ . mens overføringskostnaden er beregnet til  $135\text{ mill.kr}$ .

Dersom det skulle vise seg umulig å ta inn feltet Engabreen, vil det likevel være lønnsomt å drive tunnelen frem til Fonnalsbreen. Den sydligste delen av takrenna (syd for Dimdalen) er kostnadsregnet til  $83\text{ mill. kr}$ , mens verdien av det vannet man derved overfører (ekskl. Engabreen) er beregnet til  $123\text{ mill.kr}$ .

#### 3.4.5 Takrenne Holandsfjord nord

Se bilag 3.2.2.1.2.

#### 3.4.5.1 Teknisk beskrivelse

Denne overføringstunnelen skal overføre 8 nedbørfelter omkring den nord-vestre utløperen av Svartisen til Storglomvatnet (via tilløpstunnelen). Tre av feltene har avløp til Fykandalen, de 5 øvrige til Holandsfjorden.

Tunnelen blir  $7350\text{ km}$  lang og får et tverrsnitt på  $13\text{ m}^2$ . Den drives i sin helhet fra tverrslaget for tilløpstunnelen. Siden inntakene ligger relativt høyt i forhold til tverrslaget, drives de første  $1840\text{ m}$  på sterk stigning, dette for å få kortest mulig inntakssakter.

Ved kryss med tilløpstunnelen monteres luke.

### 3.4.5.2 Begrunnelse

Årsavløpet fra de felter som overføres er 68,3 mill.m<sup>3</sup>. Ut fra de oppgitte verdier under pkt. 3.1.6.2 er bruttoverdien av overføringen beregnet til 113 mill.kr. mens overføringskostanden er beregnet til 60 mill.kr.

### 3.5 Anleggsveier

De mest sannsynlige veitracéer er vist på bilag 1.1 og bilagene som viser tunneltracéene. Det må tas forbehold om endringer i tracévalg under detaljprosjekteringen.

#### 3.5.1 Glomfjord - Storglomvatn

Se bilag 3.5.1.

Veien bygges for adkomst til dammene ved Storglomvatnet og til tverrslag på tunnelen mot Vegdalen/Trollberget.

Eksisterende vei fra Glomfjord kr.st. til taubanestasjonen ved østre ende av Fykanvatnet utbedres og delvis ombygges. Største stigning blir ca. 1:7. Fra taubanestasjonen drives en 1800 m lang veitunnel med stigning 1:10. Denne munner ut på sydsiden av Fykanåga på ca. k. 360. Herfra følger veitracéen i store trekk sydsiden av Fykanåga opp til damstedet bortsett fra et parti ved Synk I, hvor veien legges i tunnel over en lengde på 750 m.

Samlet veilengde fra Glomfjord kraftstasjon til hoveddamstedet blir 11 km.

#### 3.5.2 Vei til Holmvassdammen

Se bilag 3.5.2

Adkomst til Holmvassdammen vil bli en 2,5 km lang sidevei fra veien til Storglomvatn. Den tar av 6 km ovenfor Glomfjord kr.st. og følger stort sett Holmvasselva helt frem til damstedet. Veien vil også bli benyttet under grustransporten fra Fykandalen til Holmvassdammen.

#### 3.5.3 Vei til tverrslag Storglomvatn-øst og morenetak Vegdalen

Veien til tverrslag Storglomvatn-øst, tar av 500 m ovenfor den øverste tunnelen på veien til Storglomfjord. Den følger elva opp til Navnløsvatn, går forbi Sandvatnet og Lille Storglomvatn og videre ned mot terrslaget, som ligger på k. 550.

Fra krysset med veien til Storglomvatn og inn til tverrslaget er det 8,5 km. Den siste kilometeren vil bli liggende under HRV i Storglomvatn.

5,5 km fra krysset med veien til Storglomvatnet, tar det av en 5 km lang sidevei til morenetaket i Vegdalen. Denne sideveien bortfaller dersom det blir valgt en annen damtype for Holmvassdammen.

#### 3.5.4 Vei til tverrslag Storglomvatn-vest

Det bygges vei fra Holmvassdammen og til tverrslag Storglomvatn-vest. Veien blir 3,2 km lang og vil i sin helhet bli liggende under HRV i Storglomvatn.

#### 3.5.5 Vei til tverrslag Engabreen.

For å kunne komme til tverrslaget må det opprettes fergeforbindelse med Engaøra, hvor det forøvrig må bygges ny kai. Gårdswegen, som går fra kaia og innover til midt for Engabrevatnet (1,5 km), må utbedres. Herfra må det bygges ny veg opp til tverrslaget.

Veitraséen går i bratt og vanskelig terren. De første 1,5 km følger dalsiden nordøst for Engavatnet, resten går i store slynger opp til tverrslagstedet som ligger på k. 500. Størparten av veien vil gå i stigning 1:8. Lengden av ny vei blir 3,9 km. Se bilag 3.2.2.1.6.

#### 3.5.6 Vei til tverrslag Holandsfjord

Veien til gården Storjorden utbedres i en lengde av ca. 1 km. Herfra bygges ny vei i flere slynger opp til tverrslagstedet som ligger på ca. k. 400. Lengde ny vei blir ca. 3,5 km, stigning stort sett 1:9. Bilag 3.2.2.1.5.

#### 3.5.7 Vei til Trollberget kr.st. og tverrslag i Beiardalen

Det går i dag vei opp til Leiråmosetra i Beiardalen. Herfra må det bygges ny vei. De første 1,4 km følger veien vestsiden av Beiarelva. Etter å ha krysset elva, fortsetter veien til ca. 1 km ovenfor Stornes. Herfra går et en 400 m lang sidevei til tverrslaget på østsida av dalen, og en 200 m lang sidevei til adkomsttunnelen for Trollberget kr.st. Fra krysset bygges så 2,9 km vei til tverrslaget øverst i dalen.

## 4. PRODUKSJON

### 4.1 Beregningsforutsetninger og metoder

#### 4.1.4 Samkjøring

Et nytt prosjekt betraktes ikke isolert, men som et til-skudd til samkjøringssystemet. Man beregner systemet med og uten det nye prosjektet og finner prosjekt-nytten ved å ta differansen. Ved isolert betraktnign ville f.eks. deler av det store magasinet i Storglomvatnet være ulønnsomt fordi det selv i tørre år ville være overskudd av disponibel vinterkraft. I samkjøring derimot vil denne reserven være av avgjørende betydning i en tørrårssituasjon hvor små og middels store magasiner er nedtappet. I vannrike perioder kan tappingen fra Storglomvatnet reduseres eller stanses helt mens lavtregulerte kraftverk i systemet dekker behovet. På denne måte gir samkjøring med store magasinverk de lavtregulerte verk større verdi.

I beregningene brukes et antatt fremtidig system. Det har ingen betydning hvilke konkrete nye prosjekter som er medtatt i dette systemet, for det som teller er totalmagasinets størrelse, hvor godt dette magasinet er fordelt og mengde og type av varmekraft. Det store usikkerhetsmomentet er hvorvidt man får kjernekraft i systemet. Konsekvensene av ikke å ha kjernekraft fremgår i punkt 3.1.5.

I våre beregninger er brukt et system bestående av:  
(avrundet)

Vannkraftverk i hele Norge syd for Nord-Salten.  
Tilløp 135 TWh/år Magasin 83 TWh.  
Konvensjonell varmekraft i form av importmuligheter fra Sverige og Danmark: 1800 MW. Kjernekraft 5000 MW.

Dette systemet har et fastkraftnivå på ca. 160 TWh/år. Hvilket årstall dette tilsvarer, avhenger av forbruksstigningen. Men bygger man på NVE's middelprognose av januar 1976 og forutsetter stigningstakten 1985 - 90 (2,4 TWh/år) videre fremover, tilsvarer dette 2010, som er et noenlunde representativt årstall for forholdene i prosjektets levetid.

#### 4.1.2 Kraftkategorier

##### 4.1.2.1 Fastkraft

Dette er den energien som har høy leveringsikkerhet. Tradisjonelt hadde man "bestemmende års produksjon" som kunne leveres i 90% av årene. I dag defineres fastkraft etter mer moderne prinsipper hvor man både tar hensyn til rasjonert mengde og hvorvidt denne mengden kommer som langvarig mild rasjonering eller kortvarig hard rasjonering.

Beregningene viser at fastkraften har en leverings-sikkerhet omkring 99,7%, det vil si at rasjonert mengde utgjør omtrent 0,3% av fastkraften.

#### 4.1.2.2 Tilfeldig kraft

Produksjon utover fastkraften kalles tilfeldig kraft.

Tilfeldig kraft og fastkraft kan ikke beregnes uavhengig av hverandre. Hvor mye tilfeldig kraft som skal produseres bestemmes av avsetningsmulighetene, både når det gjelder pris og mengde. Dette avgjøres ved hjelp av sannsynlighetsregning. Jo bedre avsetningsmulighetene er for tilfeldig kraft, desto mer produseres, og dette vil igjen redusere fastkraftnivået.

Ved salg av tilfeldig kraft reduseres de kostnader som må dekkes av fastkraften. Man tar således ikke sikte på et høyest mulig fastkraftnivå, men å velge tilfeldig kraftmengde slik at kostnaden blir lavest mulig pr. kWh fastkraft.

Tilfeldig kraft **går** til to formål:

- Formål der en kan velge mellom elektrisitet og annet brensel, for eksempel olje. Typisk for Norge er industriens dampkjeler (elektrokjeler) som kan fyres med enten elektrisitet eller olje. Når man eksporterer, reduserer det brenselforbruket i svenske og danske varmekraftverk.
- Ekstra produksjonsutstyr som bare kan drives med elektrisitet. Typisk her er ekstra kapasitet i smelteverkene. Slik tilleggskapasitet er billigere enn den øvrige kapasiteten, og bedriftsøkonomisk kan derfor industrien aksepterer en kortere driftstid for dette ekstra utstyret.

#### 4.1.2.3 Flomtap

Dette er den tilløpsenergien som går tapt forbi kraftstasjonen. Tapet kan skyldes to forhold:

- Kraftstasjonen har ikke så stor installasjon at alt vannet kan utnyttes. Dette tapet registreres direkte på kraftstasjonene.
- På grunn av de hydrologiske variasjonene vil det til sine tider ikke være avsetningsmuligheter for all energien i systemet. Dermed fås tapping forbi driftsklare maskiner. Dette kalles ofte spill. Beregninger av systemet tyder på at man bare har spill i ekstra vannrike år.

#### 4.1.3 Beregningsmetoder

Metodene blir stadig videreutviklet. Systemet kan bare beregnes ved hjelp av driftsimuleringer på en stor EDB-maskin.

I våre beregninger er brukt JARSIM, som er NVE's serie-parallellmodell.

#### 4.1.4 Produksjonsfordeling

I beregningene er fastkraften fordelt på hver uke i året etter fordelingskurver som tilsvarer dagens forhold. Man kombinerer her storindustri med jevnt forbruk og alminnelig forbruk med sesongvariasjon.

Fordelingskurven for det alminnelige forbruket antas å endre seg så lite med tiden at vi ikke har prøvet å lage en fremtidig kurve.

På grunn av den store flerårsreguleringen (lagring av vann fra våte til tørre år), er all fastkraft like viktig å dekke. Det er derfor ufruktbart å skjelne mellom vinterkraft og sommerkraft. Tallene som angis i 4.2.2 må derfor ikke brukes i verdiberegning av Stor-Glomfjord, men bare som en orientering om hvordan kraftstasjonene vil bli drevet.

Med vinter forstås 30 uker (1.10 - 29.4) og med sommer 22 uker (30.4 - 30.9).

### 4.2 Beregnet energiproduksjon

#### 4.2.1 Produksjonsøkningen i samkjøringssystemet

Ved hjelp av JARSIM-kjøringene 5755 og 5761 av desember 1976 (med små justeringer) er økningen beregnet til:

Fastkraft	1842 GWh pr. år.
Andre inntekter	- 36,0 mill.kr. pr. år.

Med andre inntekter forstås endring i salg av tilfeldig kraft (heri medregnet eksport) samt endring i brensesutgifter til varmekraft (heri medregnet import). I vårt tilfelle er økningen i utgiftene større enn økte inntekter. (se pkt. 4.2.2)

#### 4.2.2 I Stor-Glomfjordutbyggingen

Midlere års produksjon i GWh:

	Vinter	Sommer	År
Trollberget kraftverk	25	51	76
Holandsfjord kraftverk	1897	180	2077
Endring i Glomfjord kraftverk	-535	-245	-780
Endring i Melfjord kraftverk	- 19	- 28	- 47
<hr/>			
SUM	1368	- 42	1326
<hr/>			

Det er her forutsatt at Melfjord kraftverk enten er bygget eller besluttet bygget.

Flomtap forekommer kun ved Trollberget kraftverk, beregnet til 4 GWh/år, når man ser bort fra usikkerhetene knyttet til inntak Engabreen, omtalt under kap. 3.1.1.2 og 3.4.4.2.

Typisk for et høytregulert prosjekt er at fastkraftøkningen er betydelig høyere enn egenproduksjonen. Det har sin årsak i at verk med små og middels store magasiner får deler av sin tilfeldigkraftproduksjon foredlet til fastkraft (med derav følgende reduksjon i "andre inntekter").

## 5 KOSTNADSOVERSLAG

### 5.1 Beregningsforutsetninger

Her medtas alle kostnader som er nødvendig for å leve kraften inn på høyspentnettet. Kostnadene er regnet til og med koplingsanlegget.

Overslaget bygger på prisnivå 3. kvartal 1976. For avgiftspliktige arbeider er det tatt med 13% investeringsavgift, mens rente i anleggstiden er satt til 10% p.a..

### 5.2 Kostnadsoverslag

Fra det detaljerte overslaget (S-92), satt opp etter Statskraftverkenes generelle kontoplan, gjengis et sammendrag, investeringsavgift og renter i anleggstiden er trukket ut og oppstilt for seg. Uforutsett er tatt med i hver enkelt post i det detaljerte overslaget.

Ved beregning av renter er anlegget delt i tre deler. Holandsfjord kraftverk med overføringene på vestsiden ("takrenne") er rentebelastet frem til driftstart sommer år 6. Trollberget kraftverk med overføringer samt overføring til Storglomvatnet er rentebelastet frem til driftstart ved utgangen av år 9, mens dammene ved Storglomvatnet tilsvarende er rentebelastet frem til høst år 9. (kfr. terminplan, bilag 10).

## STOR GLOMFJORDUTBYGGINGEN

KLASSE	UTGIFTS- POSTER	MILL.KR.										SUM
		År 0	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5	År 6	År 7	År 8	År 9	
1-8 9	Anleggskostn.	29,6	34,4	51,4	75,0	110,5	139,5	105,6	86,4	118,3	113,3	864,0
	Permanentutstyr				38,4	76,8	76,8	70,6	11,0	11,0	15,4	300,0
Sum før invest./renter		29,6	34,4	51,4	113,4	187,3	216,3	176,2	97,4	129,3	128,7	1164,0
Investeringssavgift		2,1	2,2	3,5	10,0	17,0	19,1	15,7	7,2	9,1	10,2	96,1
Sum før renter		31,7	36,6	54,9	123,4	204,3	235,4	191,9	104,6	138,4	138,9	1260,1
Renter 10% p.a.		1,6	5,1	10,2	20,2	38,6	64,5	58,7	30,6	44,9	63,4	337,8
Diverse/avrunding		0,7	0,8	1,3	2,9	4,9	6,0	5,0	2,7	3,7	4,1	32,1
SUM		34,0	42,5	66,4	146,5	247,8	305,9	255,6	137,9	187,0	206,4	1630,0

## 6 BEREGNET INNTEKT OG RENTABILITET

6.1 Inntekter

Inntekter er her definert som brutto nytteverdi, det vil si kostnaden for en tilsvarende kraftmengde av samme kvalitet fremskaffet på billigste annen måte. Under pkt. 3.1.5 er det gjort nærmere rede for prisgrunnlaget, og under pkt. 4.2.1 er ført opp produksjonsøkningen i samkjøringssystemet pga. Storglomfjord-utbyggingen.

Fastkraft	1842 x 0,13	= 239,5 mill.kr/år
Effekt	624 x 0,066	= 41,2 " " "
Reduksjon andre inntekter		= - 36,0 " " "
Sum inntekter x)		= 244,7 mill.kr/år

6.2 Utgifter

Ut fra erfaringstall fra Statskraftverkenes nyere anlegg settes antatte årlige utgifter til administrasjon, drift og vedlikehold til 12 mill.kr.

6.3 Arlig avkastning av investert kapital

Total utbyggingskostnader	= 1630 mill.kr
Netto årlige inntekter 244,7 - 12,0	= 232,7 mill.kr/år
Netto årlig avkastning av investert kapital $232,7 \cdot 100/1630$	= 14,3 %
	=====

6.4 Intern rente

Med en investeringsstrøm som vist i pkt. 5.2 og en inntektsstrøm på 232,7 mill.kr/år fra år 10 til år 49 blir prosjektets interne rente 13,7%. Inntektene er da forøvrig beregnet ut fra idriftsettelse av stasjonen som vist i terminplanen.

x)

Ved en bedriftsøkonomisk vurdering må det regnes med de til enhver tid aktuelle kraftpriser. I dag er disse langt lavere enn de samfunnsmessige kraftverdier som det her er regnet med.

## 7 EIENDOMSFORHOLD

### 7.1 Fallrettigheter

Bekker i Holandsfjorden samt nedre deler av Blakkåga og Beiar-elva eies av private. Forøvrig ligger utbyggingsområdet i sin helhet i statsalmenning hvor Staten eier fallrettighetene. Se forøvrig utredning S-49.

### 7.2 Andre rettigheter og forhold

Utredning S-49 gir en oversikt over de forskjellige rettigheter som gjelder i områdene som kan bli berørt av kraftutbyggingen.

## 8 KRAFTLEDNINGER OG UNDERSTASJONER

### 8.1 Stamlinjer

Det er utarbeidet en egen redegjørelse S-87 for oppbyggingen av kraftlinjenettet ved en eventuell utbygging i området. Denne redegjørelse viser i grove trekk bl.a. mulig tracé for en 380 kV linje fra N.Røssåga via Melfjord og Holandsfjord til Hopen transformatorstasjon øst for Bodø. Konsesjonssøknad for kraftlinjenettet vil komme som egen sak.

### 8.2 Anleggslinjer

Det må føres fram anleggskraft til de foreslårte angrepspunkter og arbeidssteder. Tracéene planlegges og vil bli lagt frem i egen utredning.

## 9 MANØVRERINGSREGLEMENT

I et manøvreringsreglement vil inngå punkter tilsvarende 2.1.1 og 2.1.2. Dessuten foreslås følgende spesielle punkter:

### 9.1 Flommer

Hoveddam Stor- glomvatnet utføres med fast overløp, så vannstanden stiger derfor noe over øvre reguleringsgrense under flom. Overløpets lengde skal godkjennes av Vassdragstilsynet.

Bogvatnet kan få høyere flomvannstand enn i naturlig tilstand.

Følgende elvestrekninger kan få økt flomvannføring:

Bogvatnet - inntak Blakkåga (Melfjordutbyggingen)  
Fykanåga

Forøvrig skal det ved manøvreringen has for øye at de naturlige flomvannføringer ikke økes.

NB! Reglementet for Blakkåga må ses i sammenheng med Melfjordutbyggingen og Nord-Ranautbyggingen.

## 10 TERMINPLAN OG INVESTERINGSPROGRAM

Terminplanen er vist på bilag 10. Det forutsettes at beslutning om byggestart fattes i en vårsesjon.

Terminplanen er satt opp med sikte på optimal byggetid mht. økonomi, forutsatt 10% kalkulasjonsrente inntil vedkommende anleggsdel settes i drift. Som det fremgår påbegynnes Holandsfjord kraftstasjon med tilløpstunnel og "takrenne" først. Dette settes idrift i år 6 og 7. Samtidig etableres senkningsmagasinet i Storglomvatnet. Demningsmagasinet og overføringene østfra, med Trollberget kraftverk, kan derimot ikke påbegynnes før i år 4 på grunn av at de er avhengig av vei til Storglomvatnet. Denne veien har vel 3 års byggetid.

Terminplanen bygger på 2-skifts drift.

Investeringsprogram i mill.kr:

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	SUM
Investering 10% rente i byggetiden	32,4	37,4	56,2	126,3	209,2	241,4	196,9	107,3	142,1	143,0	1292,2
	1,6	5,1	10,2	20,2	38,6	64,5	58,7	30,6	44,9	63,4	337,8
TOTAL	34,0	42,5	66,4	146,5	247,8	305,9	255,6	137,9	187,0	206,4	1630,0

Det presiseres at det her er regnet med 10% rente av kapitalen. For bruk i statsbudsjettet må overslaget og de årlige beløp korrigeres i overensstemmelse med Statens regler for renteberegning.

## II DATA FOR KRAFTVERKENE

		Trollberget kraftverk	Holands- kraftwerk	SUM
Nedbørfelt	km <sup>2</sup>	141,9	543,8	
Midlere tilløp til kraftverkene inkl. flomtap ved inn- takene	mill.m <sup>3</sup>	344,0	1631,1	
Magasinkapasitet	mill.m <sup>3</sup>	61	3431	
Magasinprosent	%	18	210	
Midlere brutto fall- høyde	m	106	543	
Midlere energi- ekvivalent	kWh/m <sup>3</sup>	0,222	1,308	
Midlere produksjon	GWh/år	76	2077	2153 x
Installasjon ved midlere fallhøyde	MW	24	600	624
Maks vannføring ved midlere fallhøyde	m <sup>3</sup> /s	30	127	
Brukstid (ref. midlere års produk- sjon)	timer	3170	3470	
Investering inklusive 10% rente i bygge- tiden	mill.kr			1630
Antatt produksjons- verdi (brutto nytte- verdi) xx)	mill.kr/år			232,7
Intern rente xx)	%			13,7
Magasiner	NV m.o.h	HRV m.o.h	LRV m.o.h	Magasin mill.m <sup>3</sup>
Bogvatnet	661	661	625	61
Storglomvatnet	514 xxx)	585	460	3370

x)

Dette er bruttoproduksjon. Herfra må trekkes tapt produksjon i Glomfjord kraftverk på 780 GWh og i Melfjord kraftverk på 47 GWh.

xx)

Ved en bedriftsøkonomisk vurdering må det regnes med de til enhver tid aktuelle kraftpriser. I dag er disse langt lavere enn de samfunnsmessige kraftverdier som det her er regnet med.

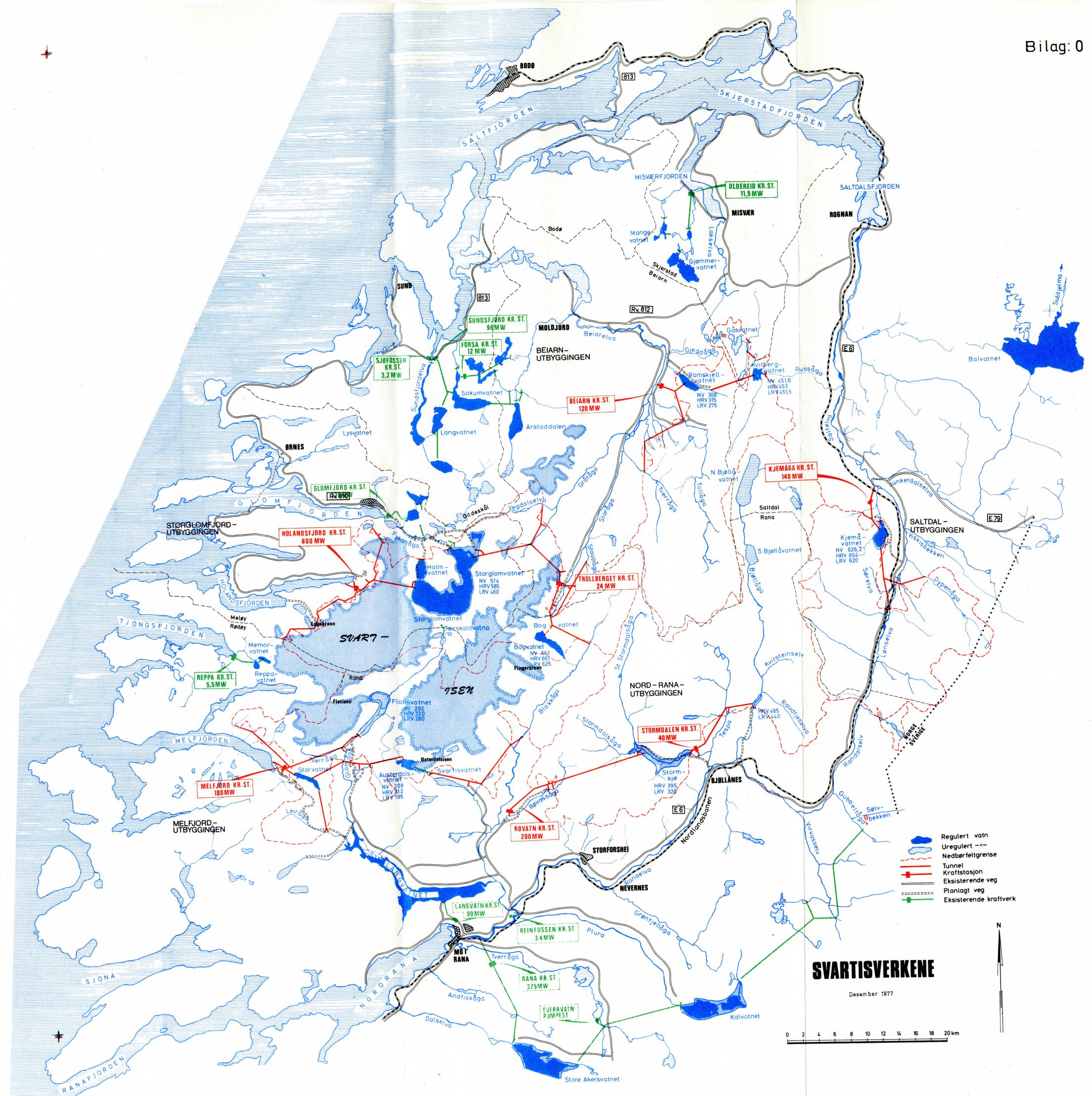
xxx)

Storglomvatnet er idag regulert mellom LRV k. 498 og HRV k. 521,4. Tilsvarende magasinvolum 583 mill.m<sup>3</sup>.

Generalplankontoret (SBG) i desember 1977

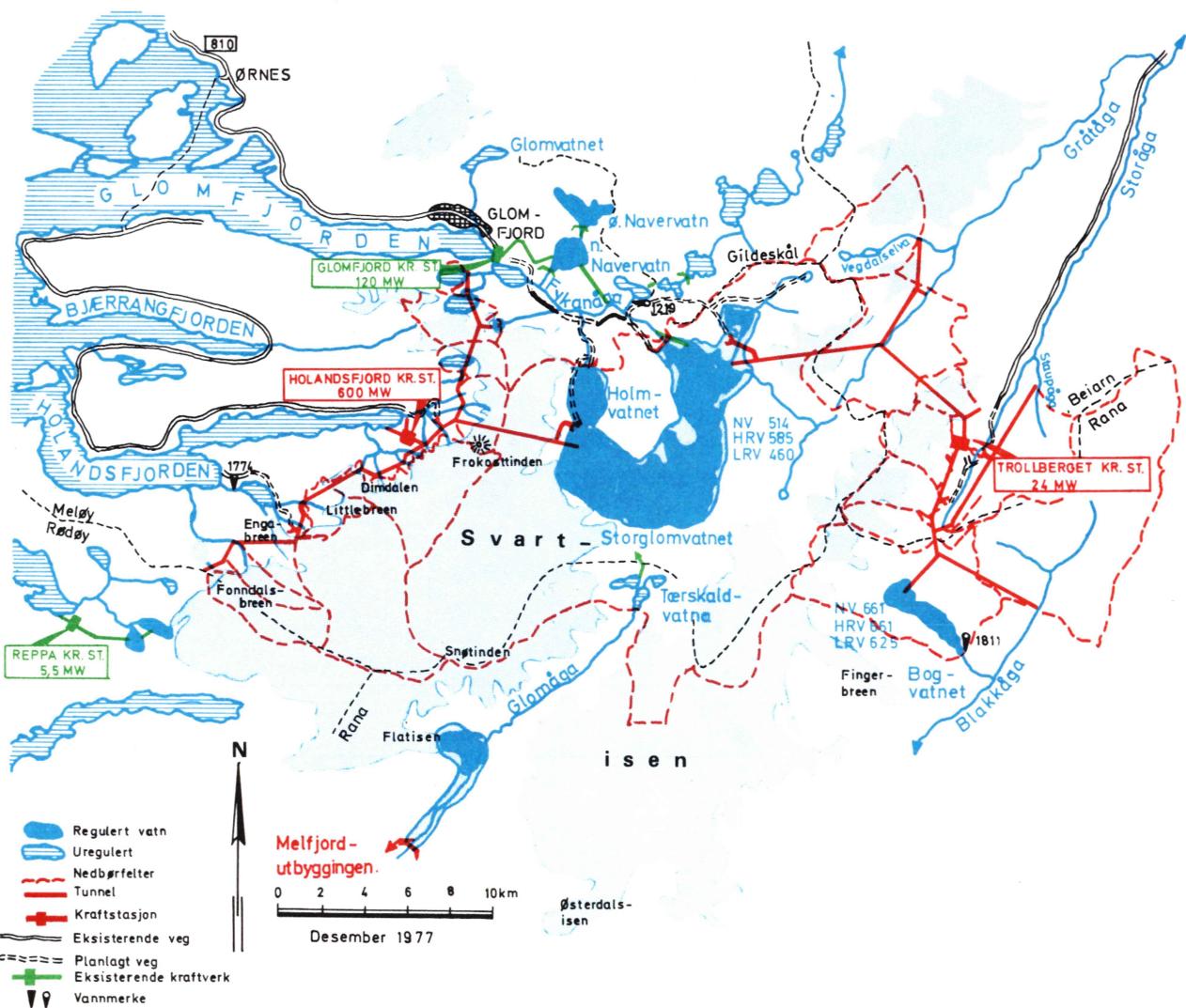
*Y. Mæhlum*  
Y. Mæhlum

*F. Reistad*  
F. Reistad



# STOR-GLOMFJORDUTBYGGINGEN

**Alt. Holandsfjord**



### Fykan kraftstasjon

#### Teknisk beskrivelse

Se bilag 1.5.2, 1.5.3, 1.5.4 og 1.5.5.

Stasjonen plasseres i fjell i søndre dalside i bunnen av Glomfjorden, ca. 900 m syd-vest for den gamle Glomfjord kraftstasjon.

Berggrunnen består av middelkornet gneisgranitt med relativt liten oppsplakkingsgrad. Topografien skulle tilsi høyt bergtrykk i kraftstasjonsområdet, men på grunn av bergartens massive karakter, ventes ikke spesielle stabilitetsproblemer i stasjonen.

På grunn av at tilriggingsplassen for anleggsdriften må legges ved Fykanvatnet, får adkomsttunnelen en noe spesiell utforming. Fra Fykanvatnet og ned til stasjonen blir tunnelen 1050 m lang, med fall 1:10. Fra ca. midt på tunnelen avgrenes en veitunnel ned til kaien ved Glomfjord kraftstasjon. Denne veitunnelen er nødvendig bl.a. for å få inn de store maskinkolli til stasjonen.

Avløpstunnelen utføres som dykket tunnel og blir 390 m lang med et tverrsnitt på 80 m<sup>2</sup>.

I stasjonen er tenkt installert 2 vertikale Francis-aggregater, hver på 300 MW. Turbintelsen blir 2 x 426 000 hk ved Q = 127 m<sup>3</sup>/s og midlere fallhøyde. Omdreiningstallet blir 250 o/min.

Generatorene blir hver på 350 MVA. Kraften transformeres opp til 380 kV inne i stasjonen og føres ut med enfase-kabler til utendørs koblingsanlegg ved Fykanvatnet. De første 300 m av kablene legges i egen kabelgang i adkomsttunnelen, deretter i kabeltunnel ut mot Fykanvatnet. Samlet kabellengde blir ca. 600 m.

#### Tilløpstunnel og inntak

Tilløpstunnelen fra inntak Storglomvatn til rørkonus oppstrøms stasjonen blir 12010 m lang. De nederste 5010 m utføres som trykktunnel med stigning 1:11. Denne delen drives fra stasjonsområdet. De neste 6570 m drives fra et tverrslag i Holandsfjorden, og de siste 420 m, samt luke-sjakta drives fra et tverrslag ved Storglomvatnet.

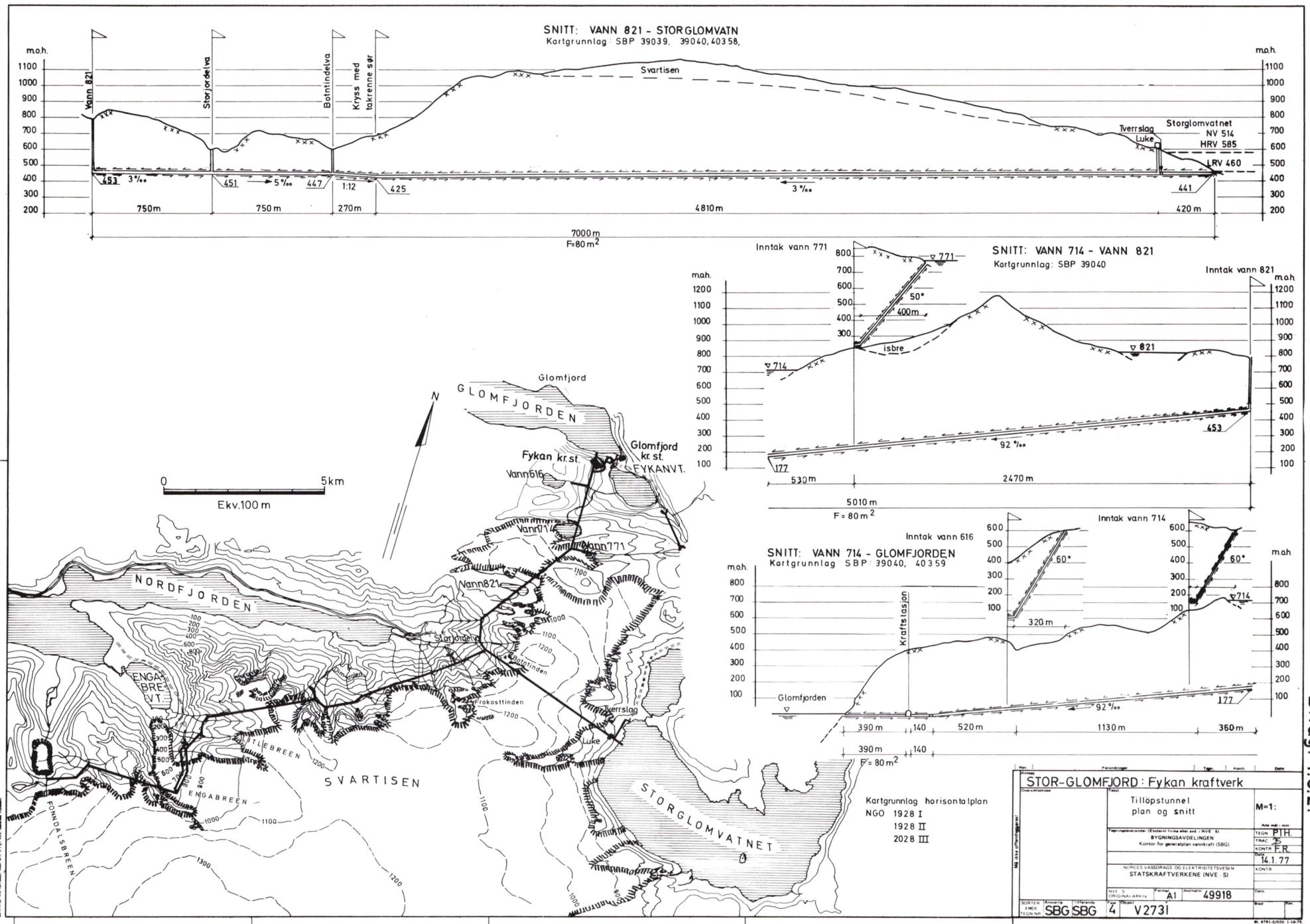
Tunneltverrsnittet blir 80 m<sup>2</sup>.

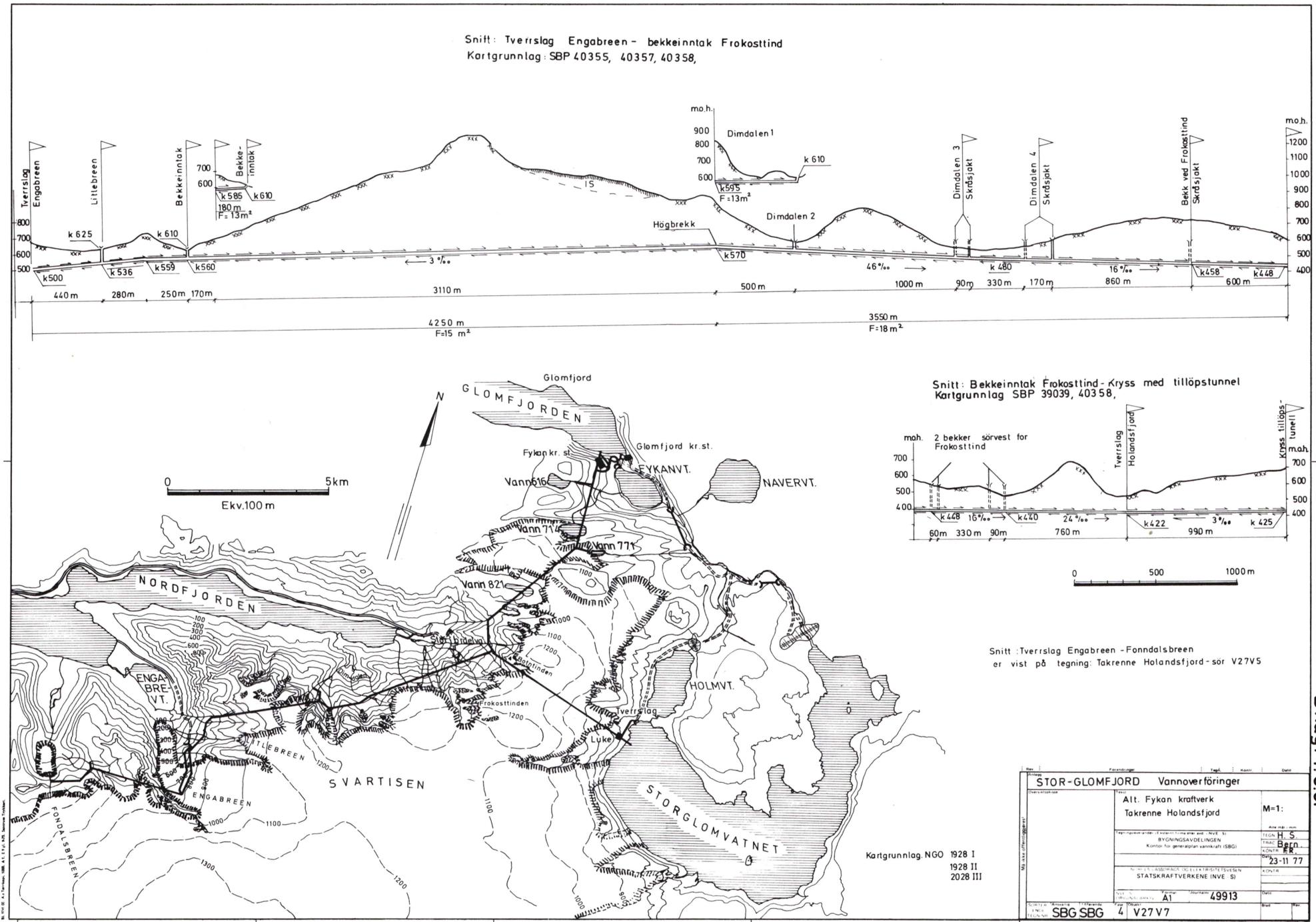
Svingekammeret er tenkt utført som luftputekammer med volum ca. 32 000 m<sup>3</sup>.

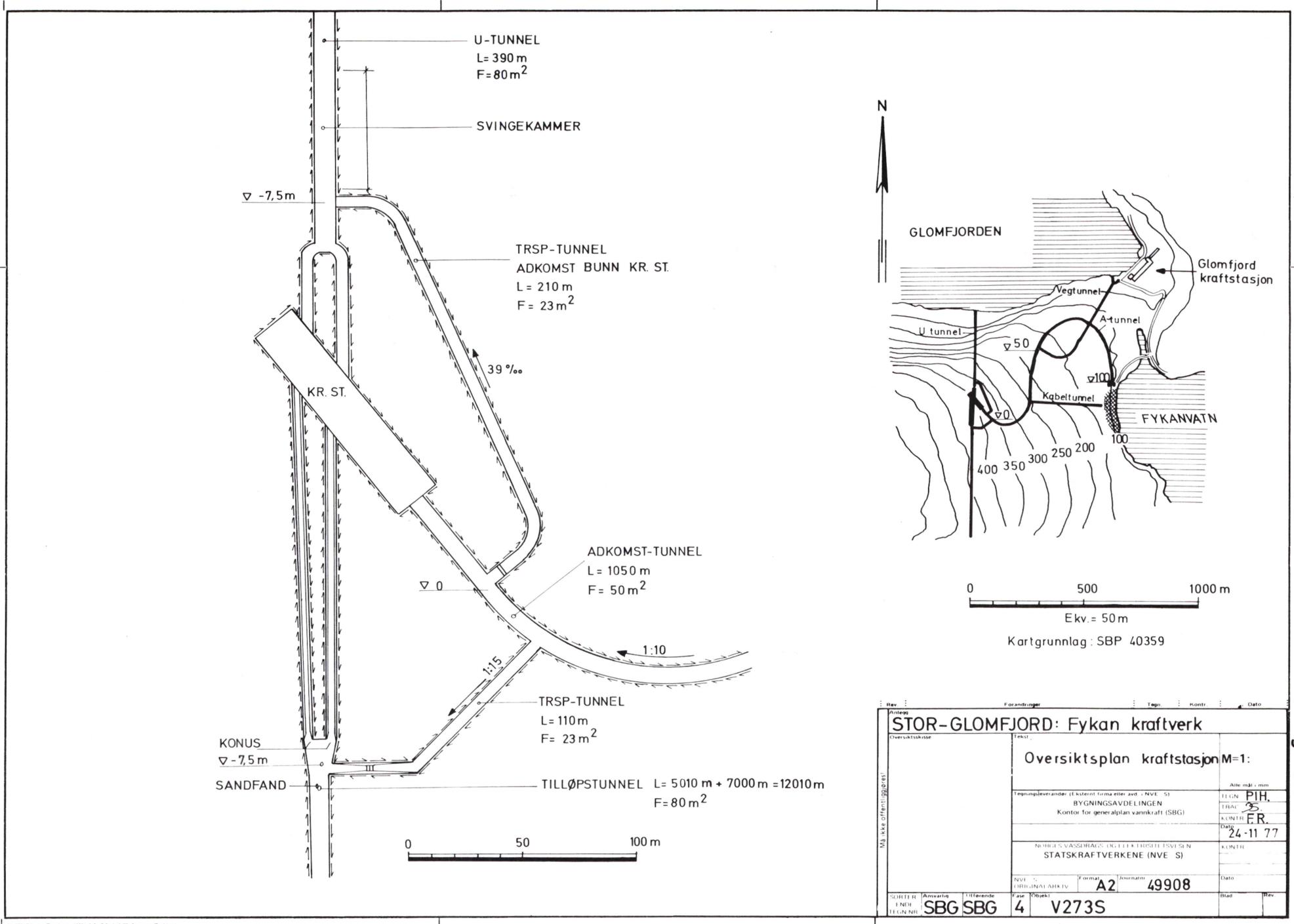
Fra rørkonusen føres vannet inn på turbiner via 2 pansrede stoller, hver ca. 140 m lang, rørdiameter 3,9 m.

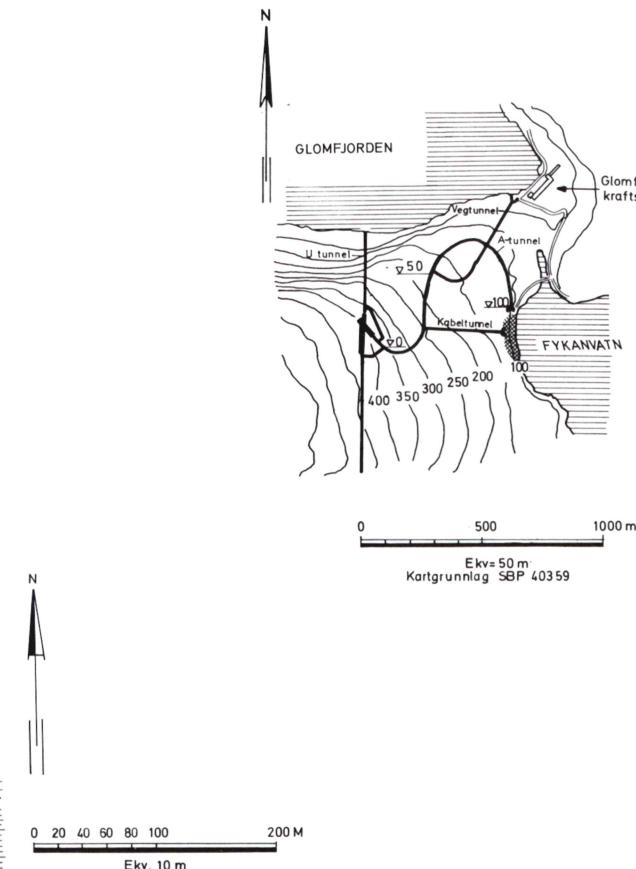
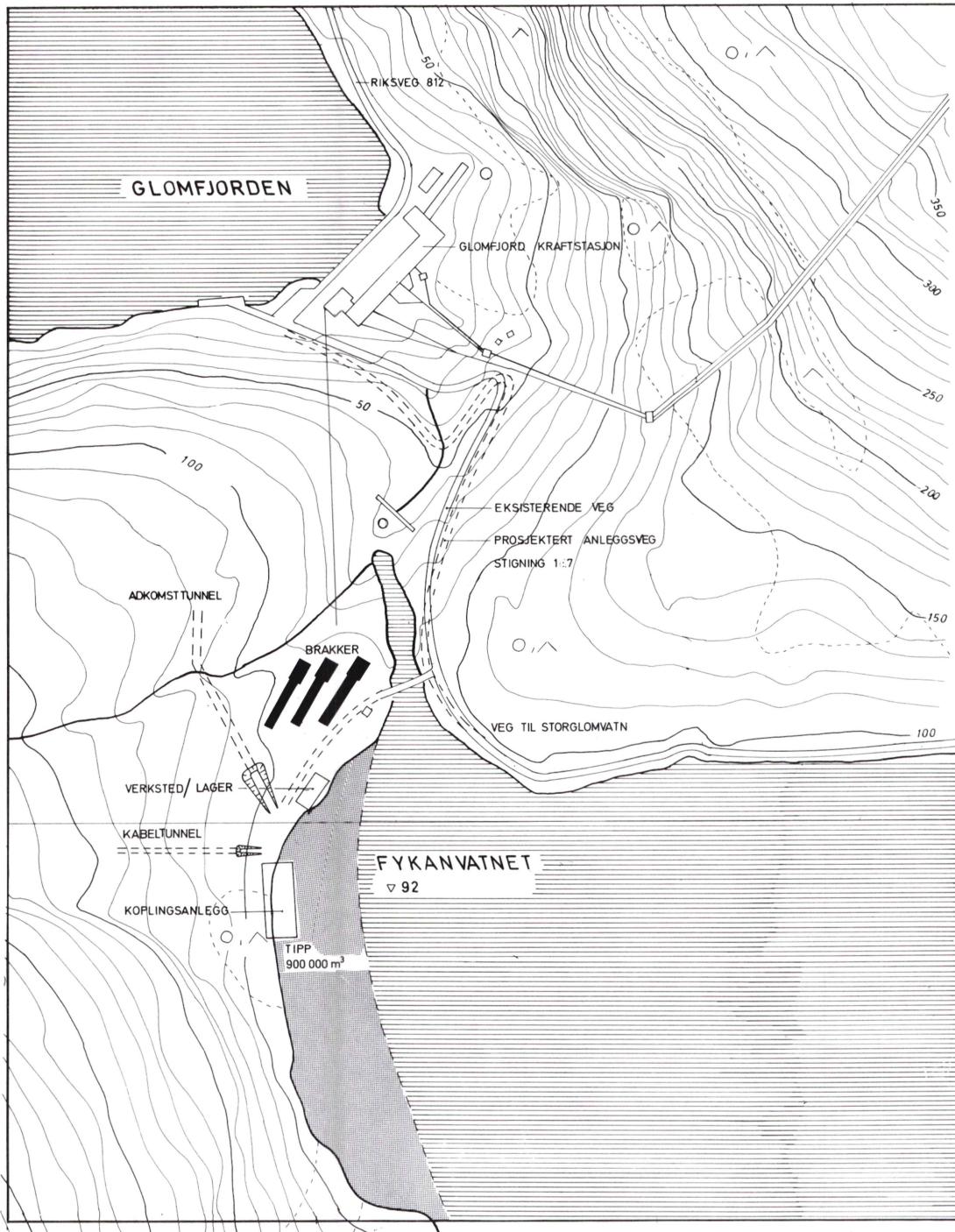
Utslaget i Storglomvatnet vil måtte foretas på minimum 38 m's vanndyp. Inntaket forsyner med stengeluker.

Bilag: 1.5.2.



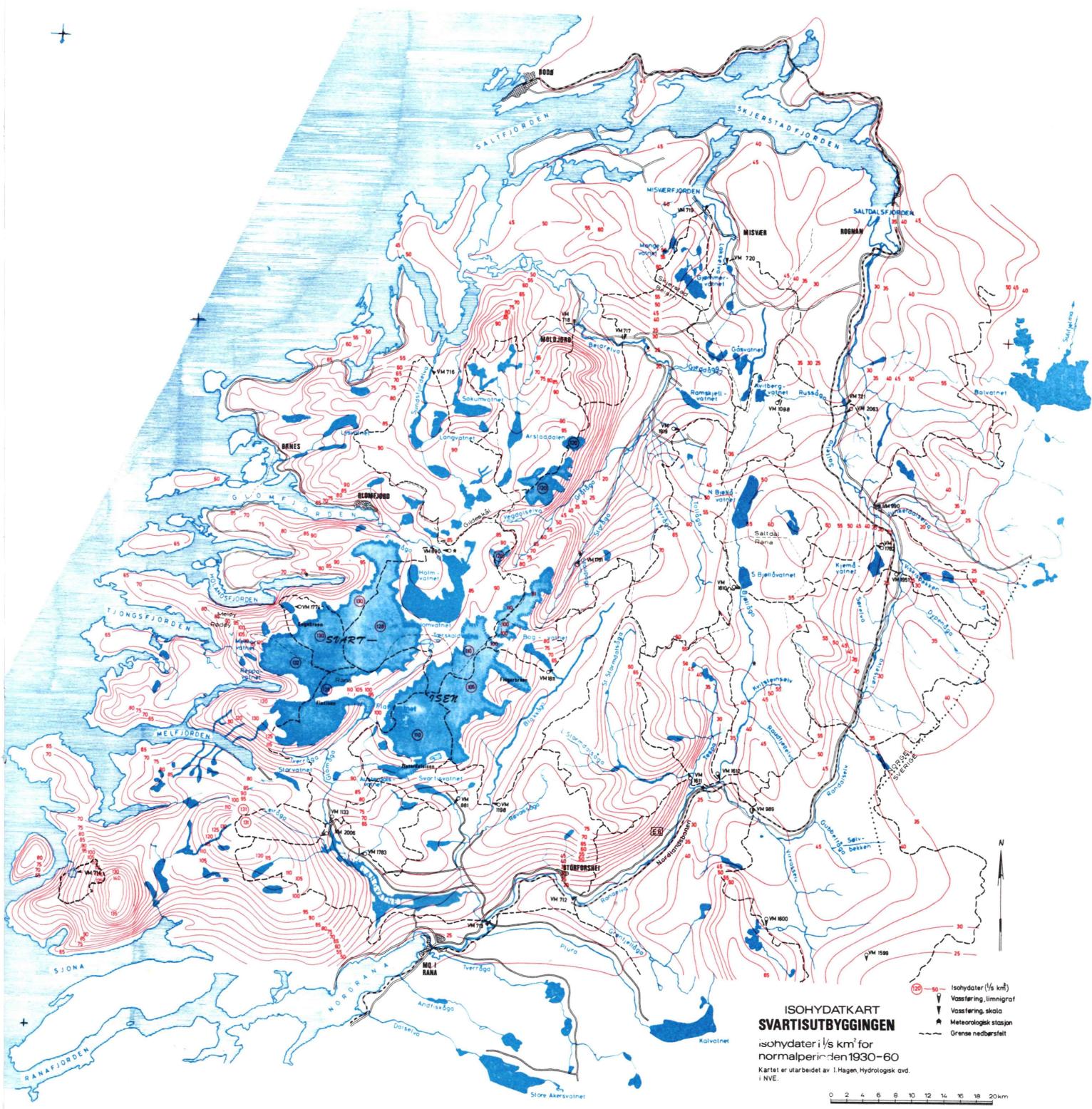






STOR-GLOMFJORD: Berørte områder	
Res.:	Forendring
Opprinnelsesdato:	1977-07-01
BYGNINGSAVDELINGEN	Opprinnelse:
Kontor for generalplan vannkraft (SBG)	Trac:
KONTRE:	ER
NORGES VASSDRAGS OG ELEKTRISITETSEVENS	Dato:
STATSKRAFTVERKENE (NVE - SI)	17.77
NVE S	Kontroll:
SØRDELE	Fase:
SBG	Mønster:
SBG	A1
	49914
SBG	Blad:
SBG	Mer:
4	V 27GF

### Bilag: 3.1.1



**Årlig normalavløp 1930-60**

Avløpsstasjon	Nr.	Areal km <sup>2</sup>	Q 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	q m <sup>3</sup> /s	q̄ l/s · km <sup>2</sup>	Bere	
						km <sup>2</sup>	m <sup>3</sup> /s
Fjell	360	698	850	26,9	38,5		
Daja	363	409	445	14,1	34,4		
Nevernes	712	1892	2679	84,9	44,9		
Reinfosshei	713	3138 *	5757	182	58,1	15,5	
Vassvatn	714	18,5	61,9	1,96	105,7	191	21,8
Ågnes	716	199	528	16,7	84,2		
Selfors	717	797	1283	40,7	51,0	40,2	4,02
Arstadfoss	718	198	523	16,6	83,5	12,9	1,55
Oldereidvatn	719	49,5	78,0	2,47	49,9		
Skarsvatn	720	142	164	5,18	36,5		
Russånes	721	1156	1272	40,3	34,9		
Vatnevatn	725	142	295	9,33	65,9		
Svartisdal	881	112	333	10,5	94,1	50,0	5,50
Storglåmvatn	890	268	843	26,7	99,6	108	13,1
Krokstrand	989	745	975	30,9	41,5		
Junkerdalselva	990	424	434	13,8	32,3	3,0	
Jordbrufjell	1098	69,3	76,4	2,42	35,0		
Berget	1133	194 *	649	20,6	106,3	71,2	8,88
Vallvatn	1178	47,6	83,6	2,65	55,7		
Bjørnfoss	1198	316	774	24,5	77,5	64,6	6,75
Øvrevatn	1352	147	337	10,7	72,7		
Nedrevatn	1415	100	280	8,87	88,7	30,5	
Forsbakk	1423	56,8	144	4,57	80,5		
Flostrand	1424	32,5	128	4,06	124,9		
Virvatn	1599	78,3	67,5	2,14	27,3		
Blerek	1600	73,5	138	4,38	59,6		
Bredet	1611	229	429	13,6	59,3	8,7	
Nylaenget	1612	373	603	19,1	51,2		
Engabrevatn	1774	49,3	193	6,11	123,9	36,9	4,80
Staupåga	1781	18,6	41,4	1,31	70,4		
Kjemåvatn	1782	35,9	53,6	1,70	47,4		
Ramndåga	1783	69,8	148	4,68	67,0		
Bjøllåvatn	1810	158	277	8,77	55,5		
Bogvatn	1811	37,8	95,0	3,01	79,6	6,0	0,60
Tollåga	1919	226	390	12,4	55,0		
Lønselv	1951	345	409	12,9	37,4		
Leiråga	2006	39,5	122	3,87	98,0	5,4	0,71
Russånes	2063	1041					

\* Redusert felt.  
22,9 km<sup>2</sup> overført  
til Storglomvatn

## SVARTISVERKENE

## Oversikt høyder

Vassdrag	Vatn	Normal vannstand		Referansepunkt med korrigerte høyder	Grunnlag
		M.o.h.	Referanse		
Bjøllåga				FM 4 = 463,51	L.nr. 234 (+ 0,04 m)
Bjøllåga				FM 5 = 481,75	L.nr. 234 (+ 0,04 m)
Stormdalselv				FM 1 = 196,40	L.nr. 233 (+ 0,04 m)
Stormdalselv				FM 3 = 299,43	L.nr. 233 (+ 0,04 m)
Blakkåga	Bogvatn	662,8	nivellment	FM 1 = 663,92	L.nr. 541 (+ 0,00 m)
Glåmåga				A = 266,41	SBP-39030 <sup>a</sup>
Glåmåga				B = 270,94	SBP-39030 <sup>a</sup>
Storvassåga	Storvatn	168	SBP-39212 <sup>b</sup>	A = 208,15	SBP-39212 <sup>b</sup>
Fykanåga	Storeglomvatn	514	NV	FM 5 = 569,45	L.nr. 577 (+ 0,00 m)
Svartiselva	Austerdalsvatn	208	SBP-42534	J15-Tp 443 = 743,12	NGO triangul. 1973
Kjemåga	Kjemåvatn	626,2	nivellment	FM 3 = 629,86	L.nr. 253 (- 0,11 m)
Russåga	Kvitbergvatn	451,6	SBP-43470	FM 8 = 455,15	L.nr. 254 (- 0,09 m)
St. Gjeddåga	Ramskjellvatn	308	SBP-39037	K14-Tp 78 = 335,77	NGO triangul. 1973

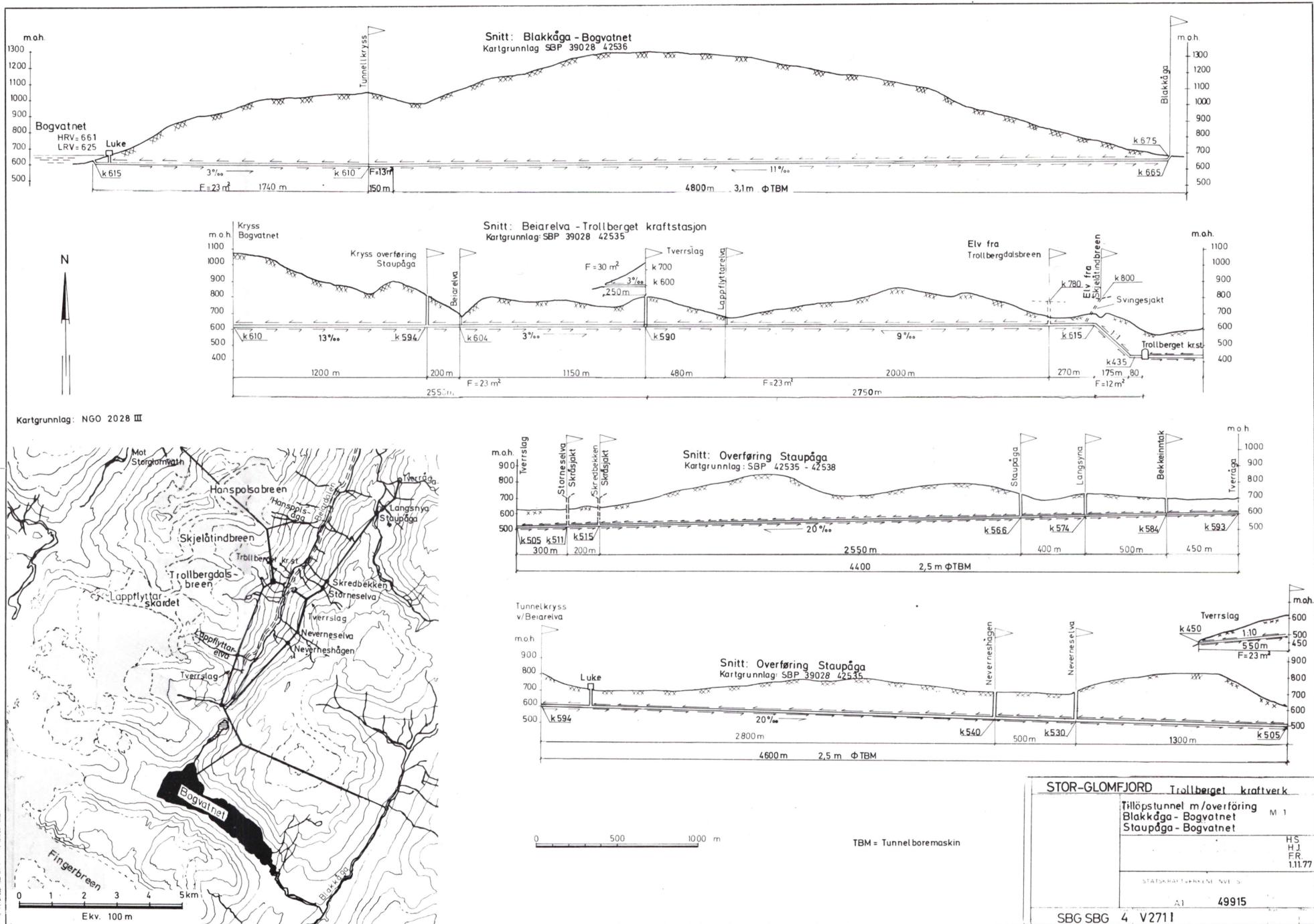
Alle høyder er søkt henført til Nordnorsk Null 1957. De nivellementer som avviker fra NNN 57 er derfor tilføyet de korrekjoner som i tabellen er anført i parentes.

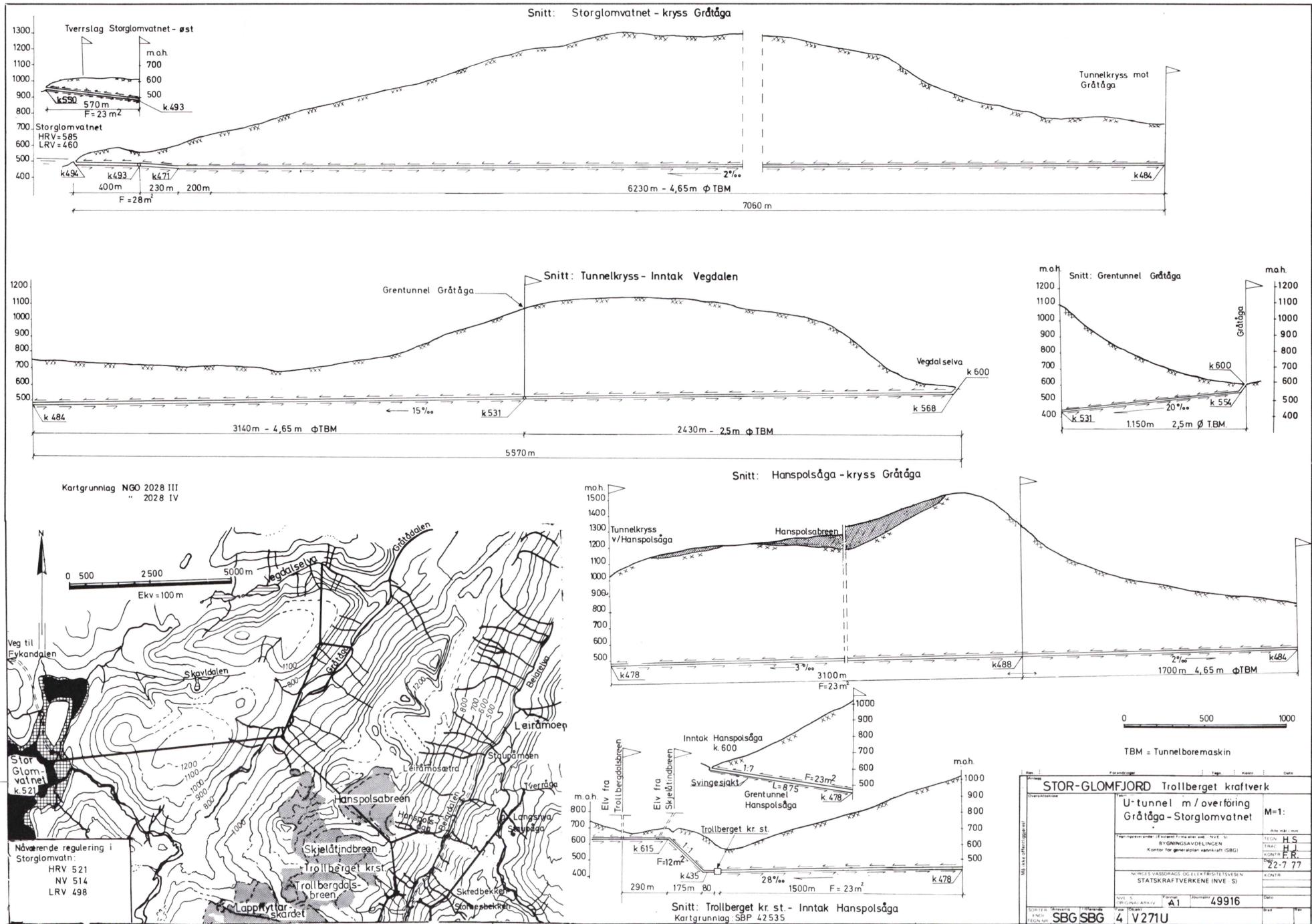
Normal vannstand (NV): Den vannstand som svarer til middelvannføringen. Hvor NV etter denne definisjon ikke er tilgjengelig oppgis den høyde som er angitt i Vassdragsnivellement, eller høyde tatt fra kart i M 1:10000.

I tabellen er anmerket på hvilket grunnlag NV er oppført.

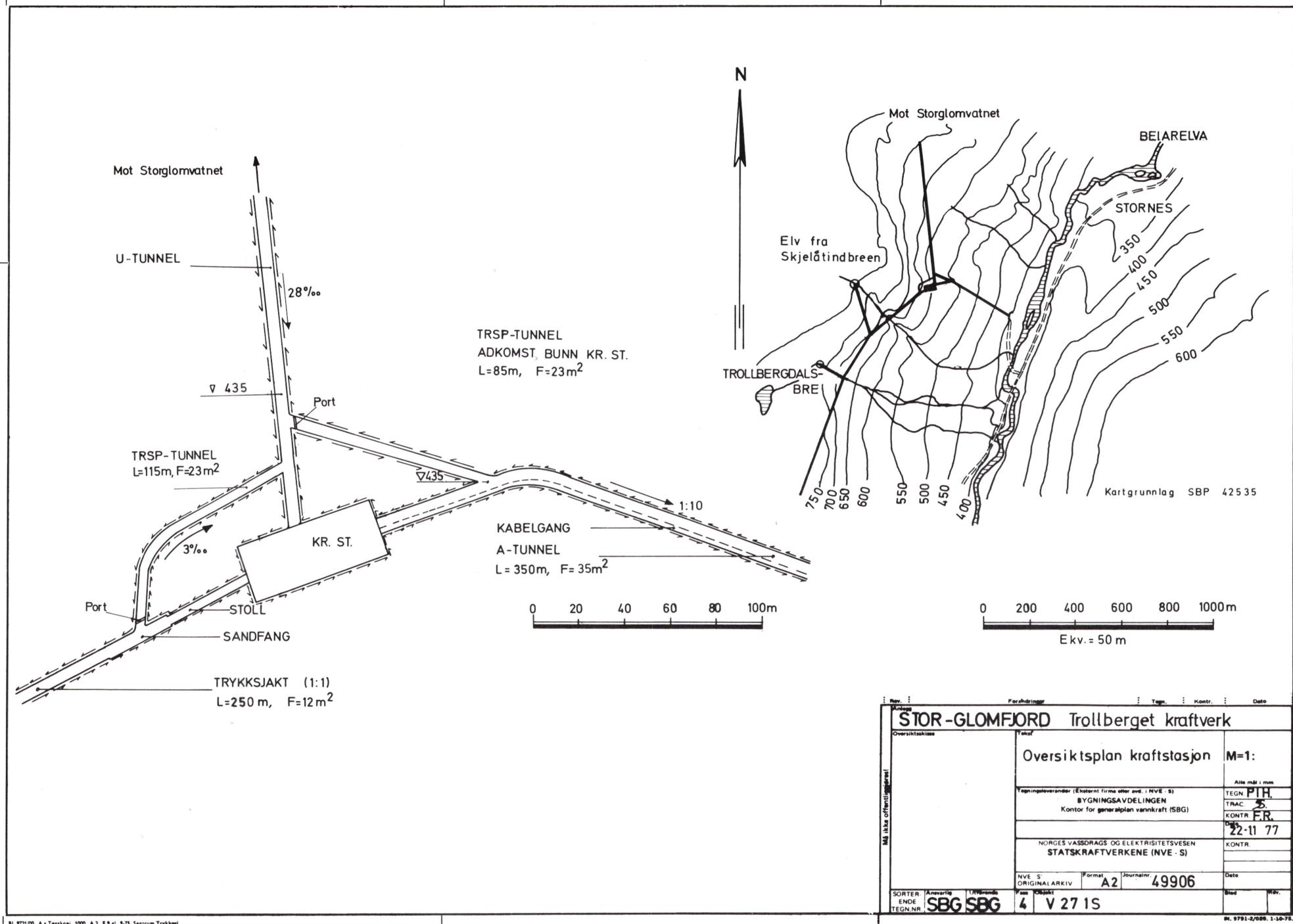
Oslo, 19 september 1977  
RH/SBS

B4168 30102

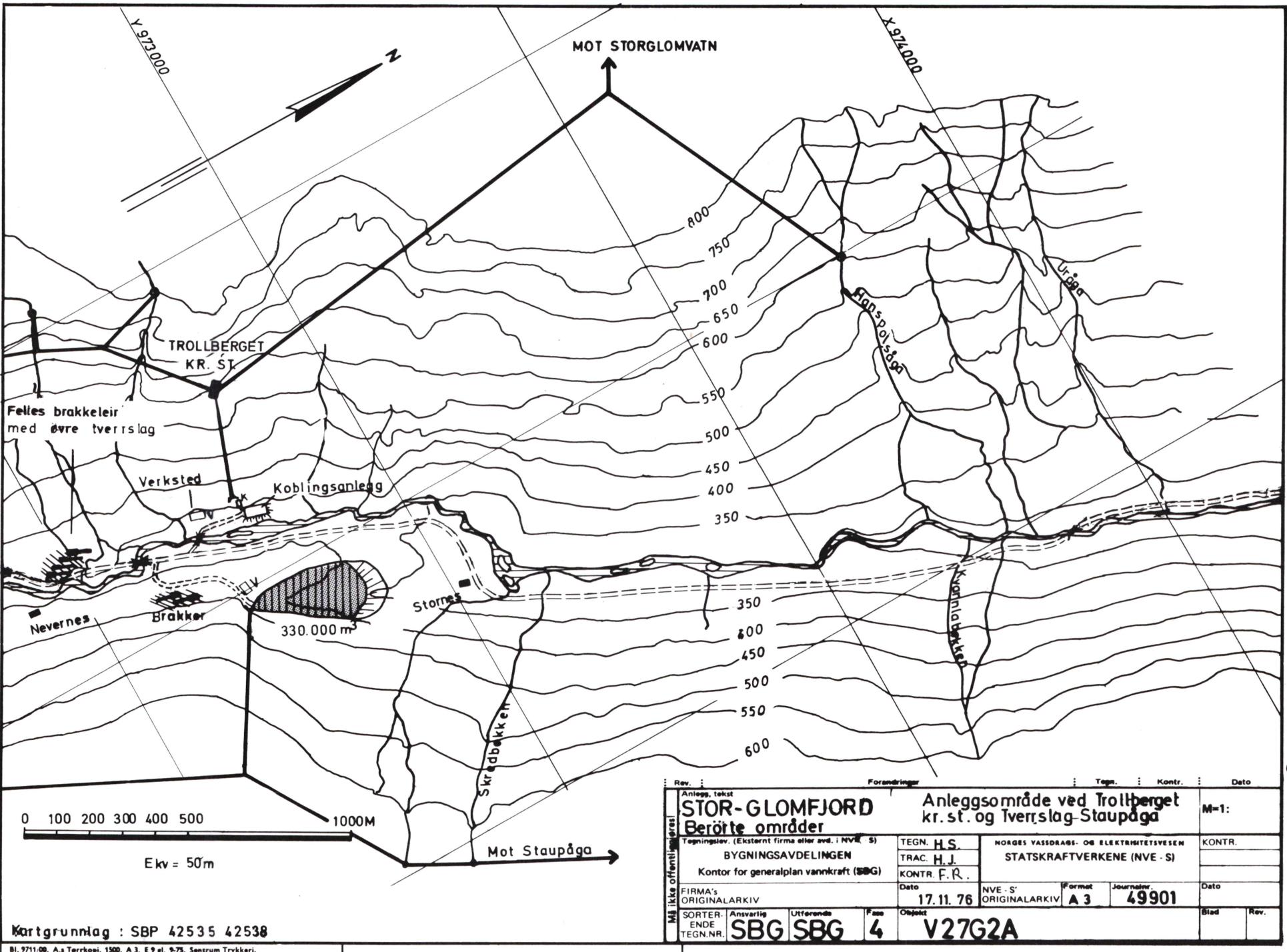




Bilag: 3.2.1.2.



Bilag: 3.2.1.3



Bilag: 3.2.1.4.

## N O T A T

### SVARTISVERKENE - FULLPROFILBORING AV TUNNELER

#### GENEREKT

Fullprofilboringen har utviklet seg til å bli et verdifullt hjelpemiddel for driving av tunneler.

Metoden er imidlertid vesentlig mer følsom for fjellets egen-skaper enn konvensjonell drift, både når det gjelder drive-hastighet og økonomi.

Under egnede fjellforhold vil fullprofilboring kunne gi rimeligere og enklere planløsninger enn konvensjonell drift. For å utnytte disse fordelene er det viktig at metoden blir vurdert allerede på forprosjektstadiet.

Det må gjennomføres mer omfattende geologiske forundersøkelser før fullprofilboring kan velges enn vanlig er ved konvensjonell drift.

#### EVENTUELLE FULLPROFILBORING VED SVARTISVERKENE

De faktorer som avgjør om fullprofilboring kan gi fordeler er:

- De geologiske forhold
- Nødvendig tunneltverrsnitt
- Stufflengde
- Mulige planendringer (sløyfing av tverrslag etc).

Ved Svartisverkene er det prosjektert en rekke tunneler hvor forholdene ligger vel tilrette for fullprofilboring. Foruten de tidsmessige og økonomiske fordeler vil muligheten til å sløyfe angrepspunkter som menneskelig sett gir harde arbeidsplasser og inngrep i ellers uberørt natur, veie tungt.

Samtlige tunneler ved Svartisverkene (vel 200 km) er vurdert med tanke på fullprofilboring ut fra det foreliggende geologiske materiale. Den foreløpige gjennomgåelse viser at 19 tunneler med samlet lengde ca 120 km, kan bores med tildels betydelig gevinst.

De mest interessante tunneler blir nå underkastet en nærmere ingeniørgeologisk kartlegging i samsvar med den prognosemodellen for fullprofilboring som er utarbeidet. 12 stuffer er kartlagt.

Ved følgende tunneler er gevinsten ved fullprofilboring i forhold til konvensjonell drift så betydelig at en har basert prosjektet på denne drivemetoden.

1. Overføringstunnel fra Blakkåga til Austerdalsvatn
2. Overføringstunnel til Storglomvatn fra Vegdalen og Beiarn
3. Overføringstunnel fra Blakkåga til Bogvatn
4. Overføringstunnel fra Staupåga til Bogvatn
5. Overføringstunnel fra Kvitbergvatn til Ramskjellvatn
6. Overføringstunnel fra Tverråga til Tøllådalen.

Disse vurderinger vil bli ført videre, slik at alle tunneler ved Svartisverkene som er aktuelle for fullprofilboring, vil bli undersøkt. Det er viktig at denne kartlegging kan skje allerede nå av hensyn til eventuelle konsekvenser for prosjektet og for den omstilling av anleggsdriften som blir følgen av fullprofilboring.

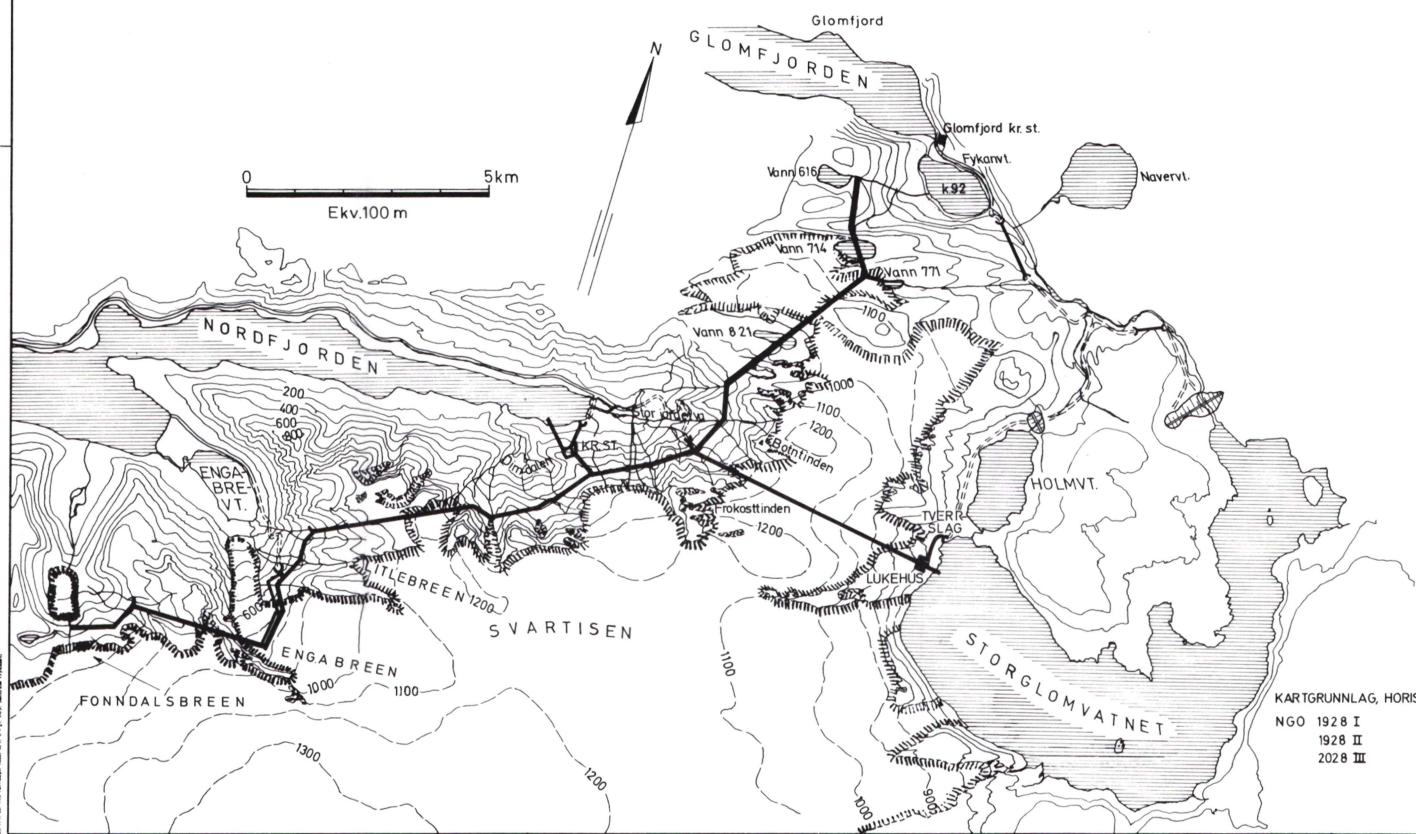
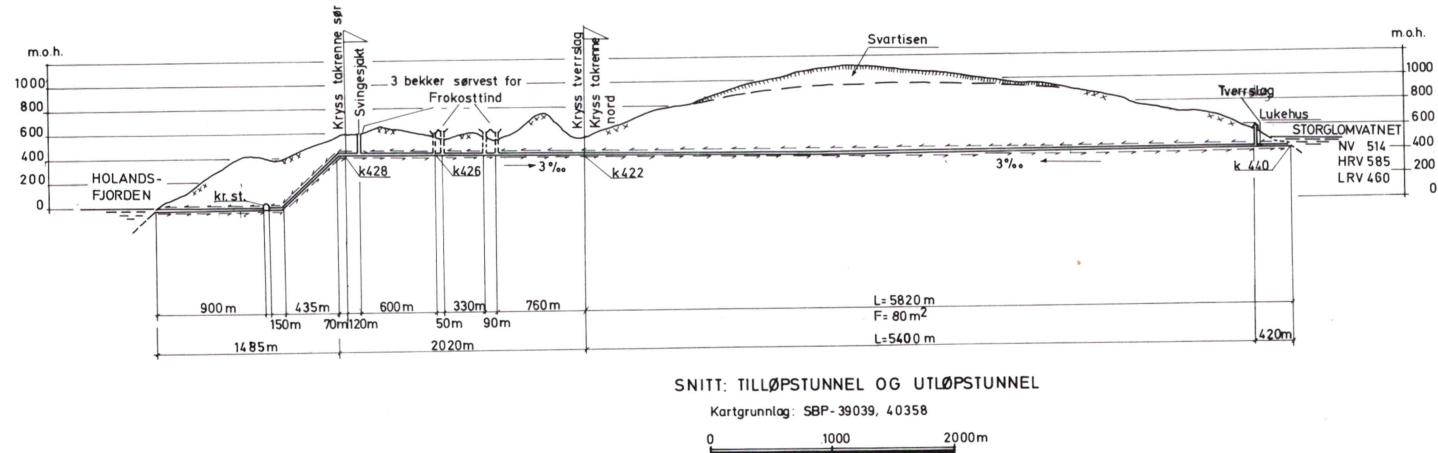
Desember 1977



Odd Johannessen

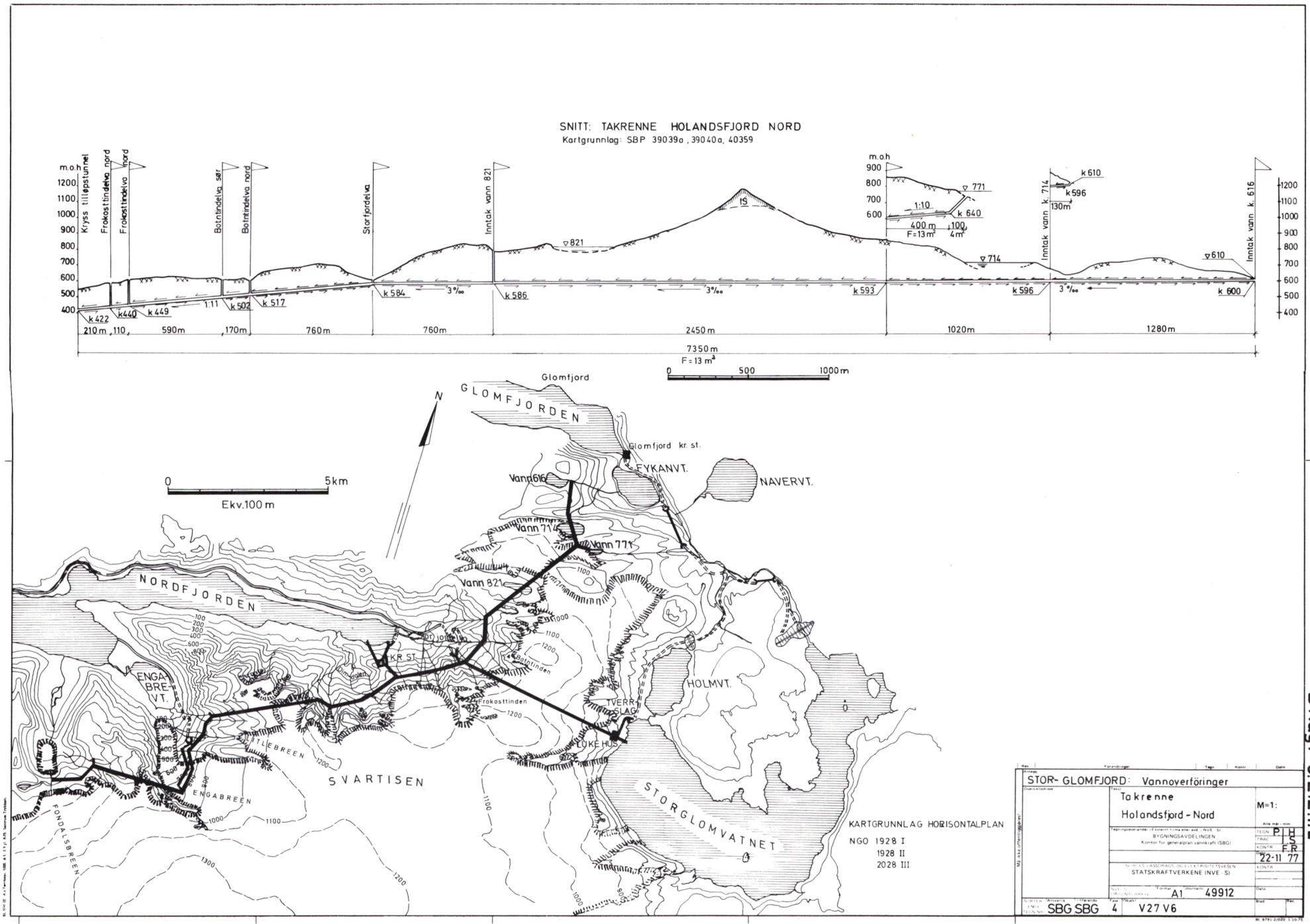
Henvisninger:

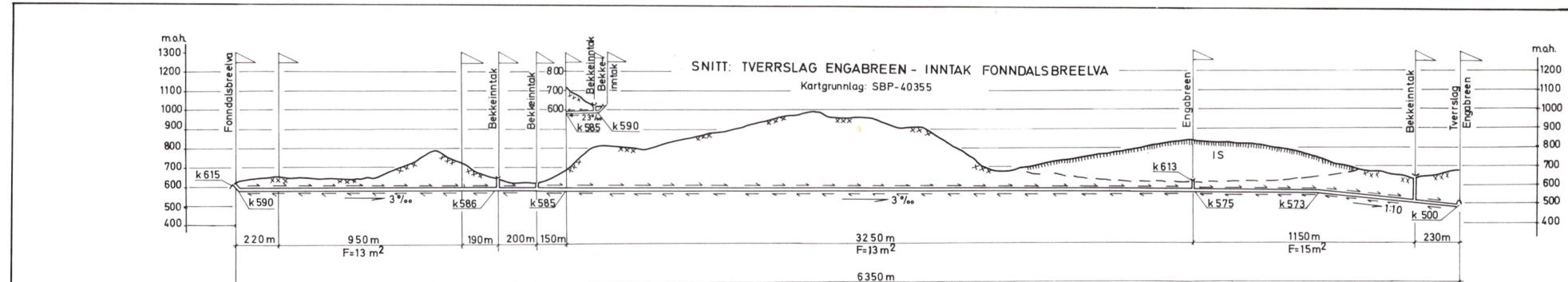
- |                       |   |
|-----------------------|---|
| Prosjektrapport 1-76: | Fullprofilboring av tunneler                                |
| Hovedoppgave 1976 :   | Fullprofilboring av tunneler (Erik Dahl Johansen)           |
| Prosjekt 5-77 :       | Fullprofilboring ved Svartisverkene<br>(under arbeid)       |
| Hovedoppgave 1977 :   | Fullprofilboring ved Svartisverkene<br>(Jan Idar Kollstrøm) |



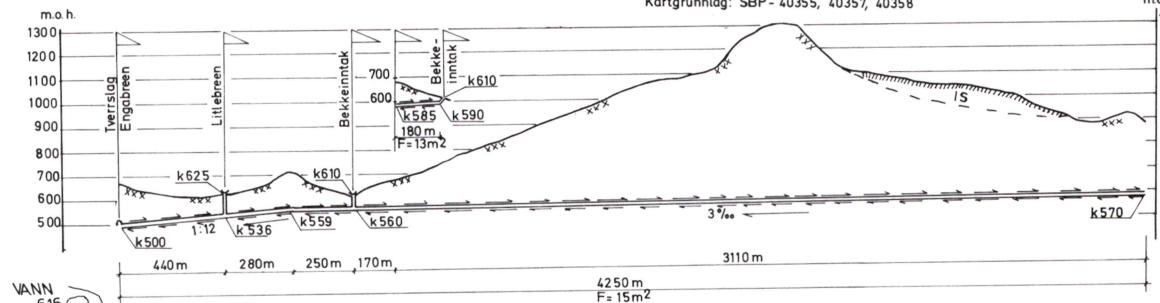
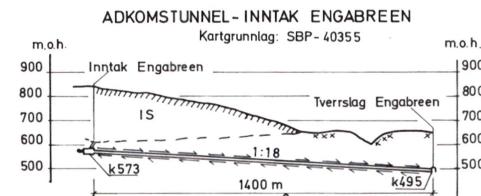
### Bilag: 3.2.2.1.1

Rev:		Forvaltning:		Topp:		Kontroll:	Dato:
<b>STOR-GLOMFJORD: Holandsfjord kraftverk</b>							
Dokumentreferanse:		Tittel:					
Tilløpstunnel		Plan og snitt				M=1:	
Tunneldokumentasjon		Tunnellinjeplan under: (Festningsnummer avsl. med - NVE- SI)				Areal m <sup>2</sup> : min:	
		BYGNINGSSAVDELNINGEN				TECON PIH	
		Kontroll for generatoren vanntank (SBG)				TRAC IS	
		Kontroll for generatoren vannløp (SBG)				KONTROL F.R.	
						1 11.77	
Nr 1010 S VASSDRAG OG ELEKTRISK TØVSSEN STATSKRAFTVERKENE (NVE - SI)							
NVE FORSKNINGSARBEID		År:		Blad:		KONTROL	
Sekvens:		Dokument:		Dok:		Dato:	
TECON		SBG		V272 I		Blad:	
Blad 1 av 1							

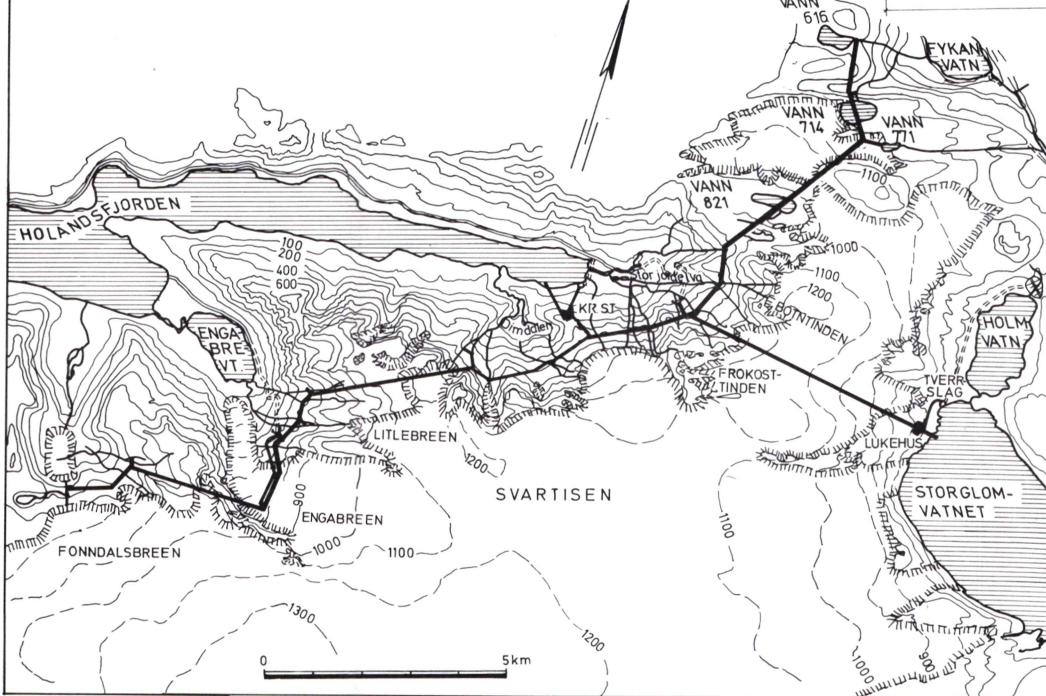




SNITT: TVERRSLAG ENGABREEN - DIMDALEM  
Kartgrunnlag: SBP - 40355, 40357, 40358

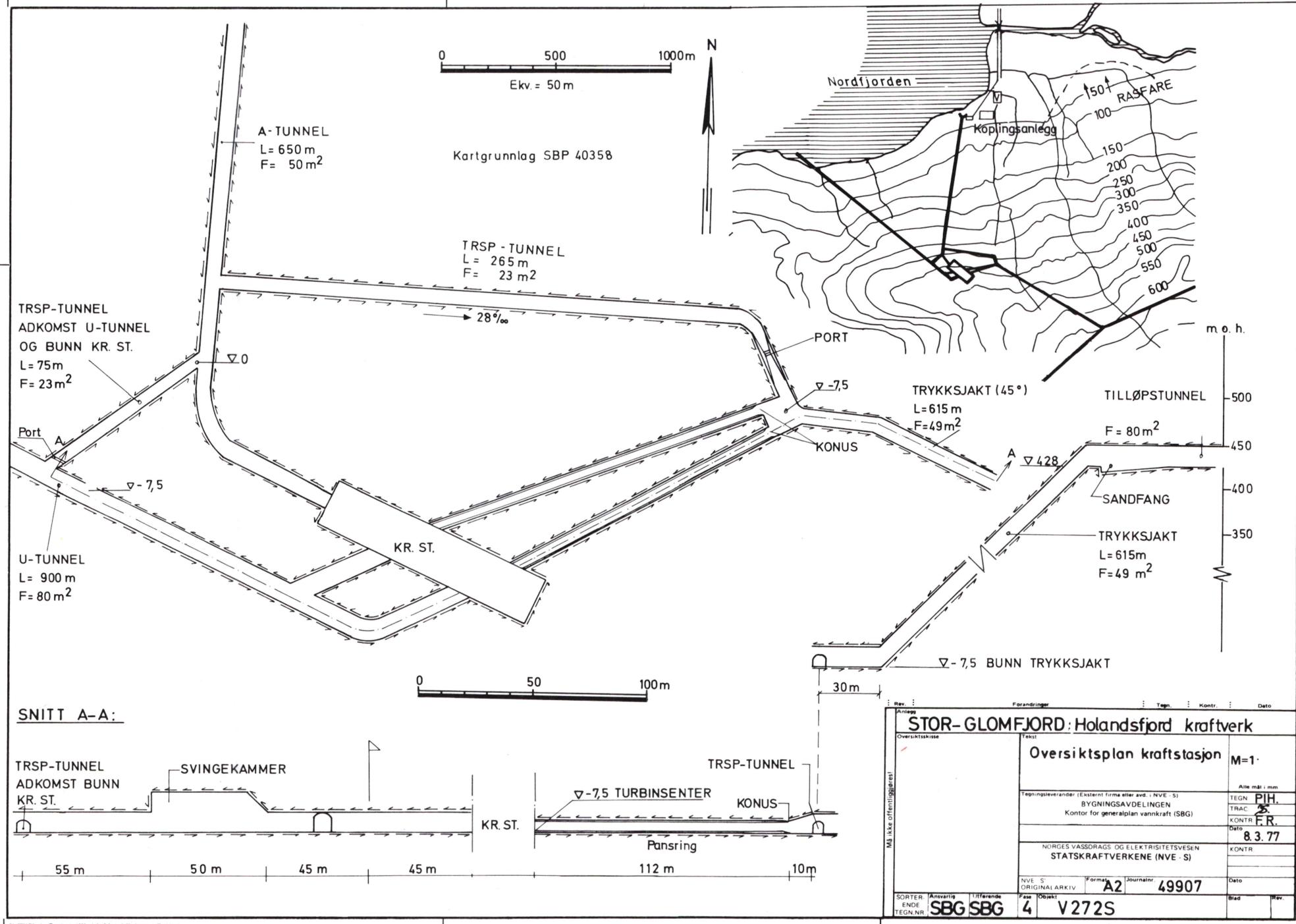


1 SNITT: DIMDALEN - KRYSS TILLØPSTUNNE  
Kartgrunnlag: SBP-40358

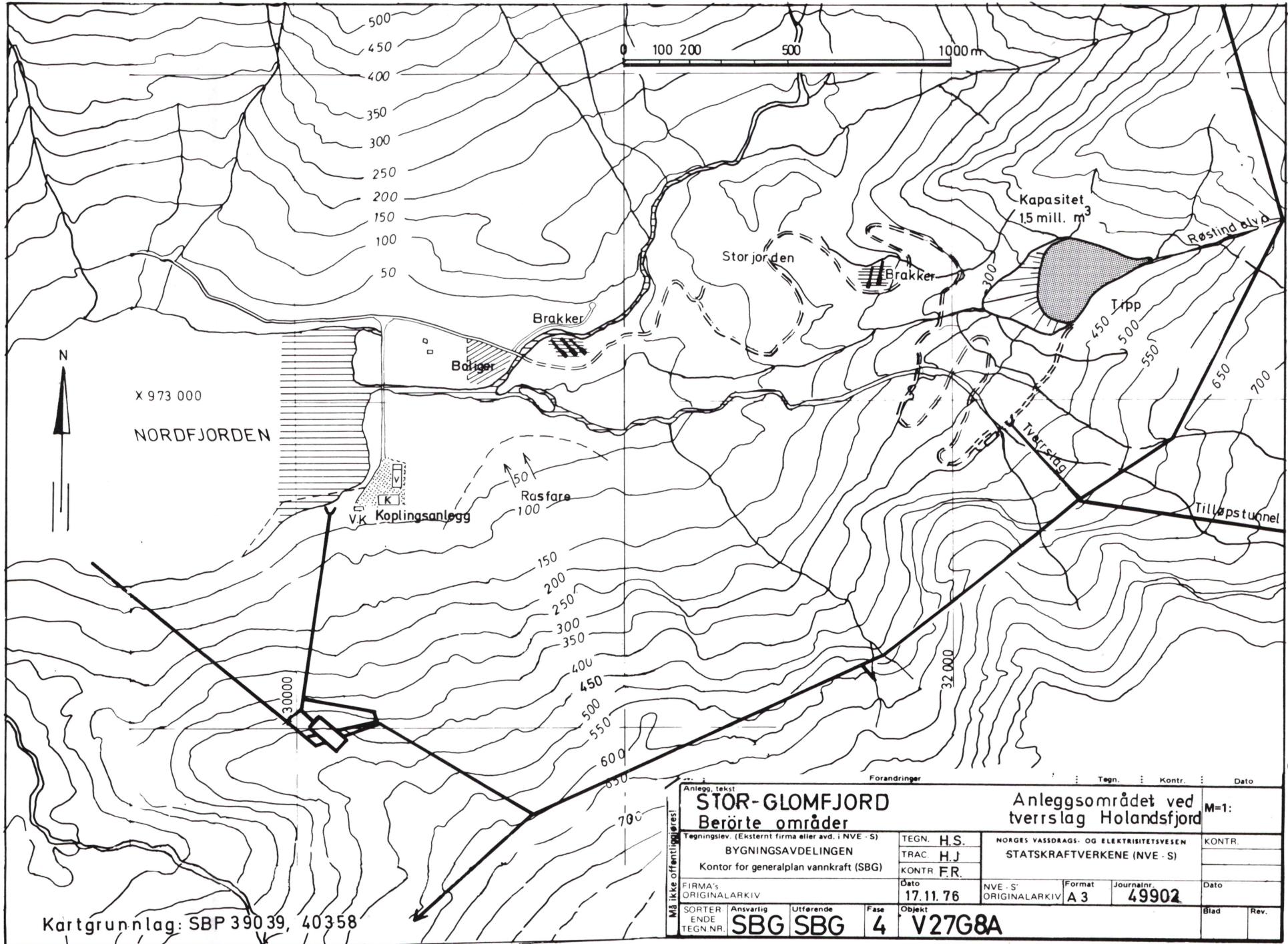


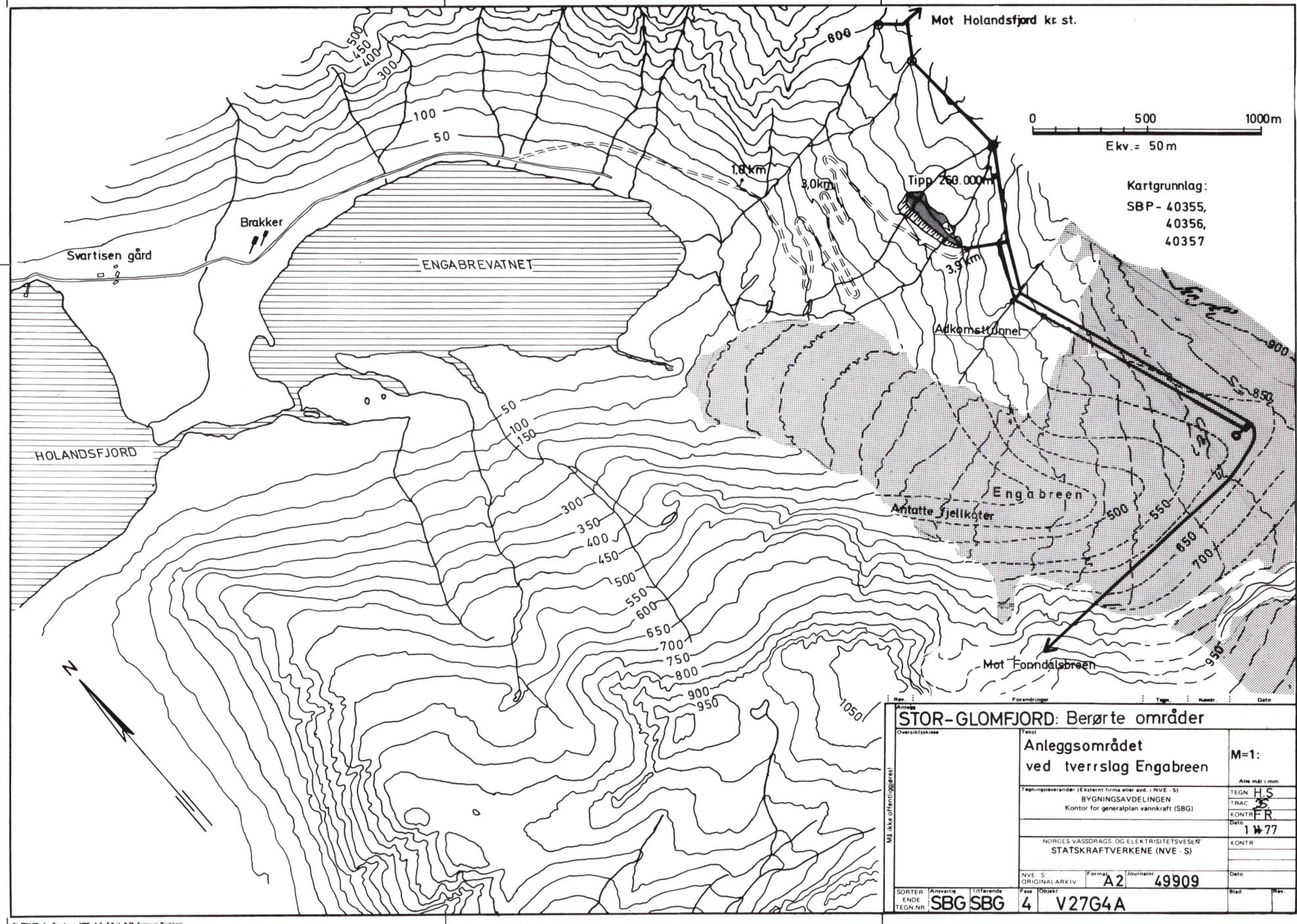
KARTGRUNNLAG, HORIZONTALPLAN  
NGO 1928 I  
1928 II  
2028 III

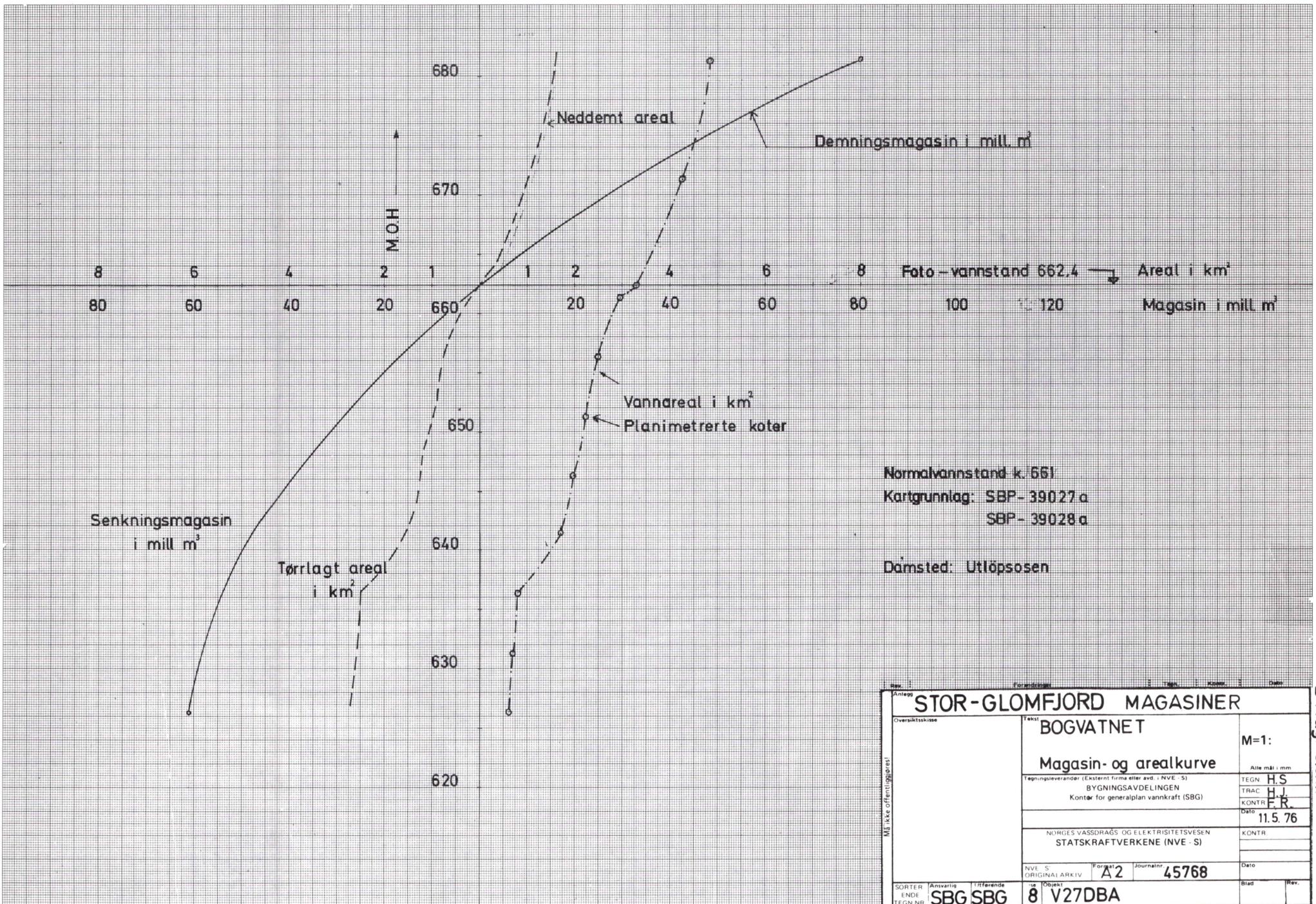
Adresse		Foredraget		Tidspunkt		Kontakt		Dato	
<b>STOR-GLOMFJORD: Vannoverføringer</b>									
Overføringstidspunkt		Takrenne				M=1:			
		Holandsfjord sør							
Tegningsoversikt (Eksternt formmåler av - Nett 5)		BYGNINGSAVDELINGEN		TEGN. HS.					
		Kontr. for geograferet vannkraft (SBG)		TRAC					
				KONTR. F.R.					
				Dato					
				11.77					
NRKHS VASSDRAGS INSTITUTTSTJETESSEN		STATSKRAFTFORSKERNING INNE (SVE)		KONTR.					
SØRTERE		Annet		A1		49911		Dato	
FØRST		ORIGINAL AV							
SBG		4		V27V5				Blaat	
SBG NH								Min	



#### Bilag: 3.2.2.1.4



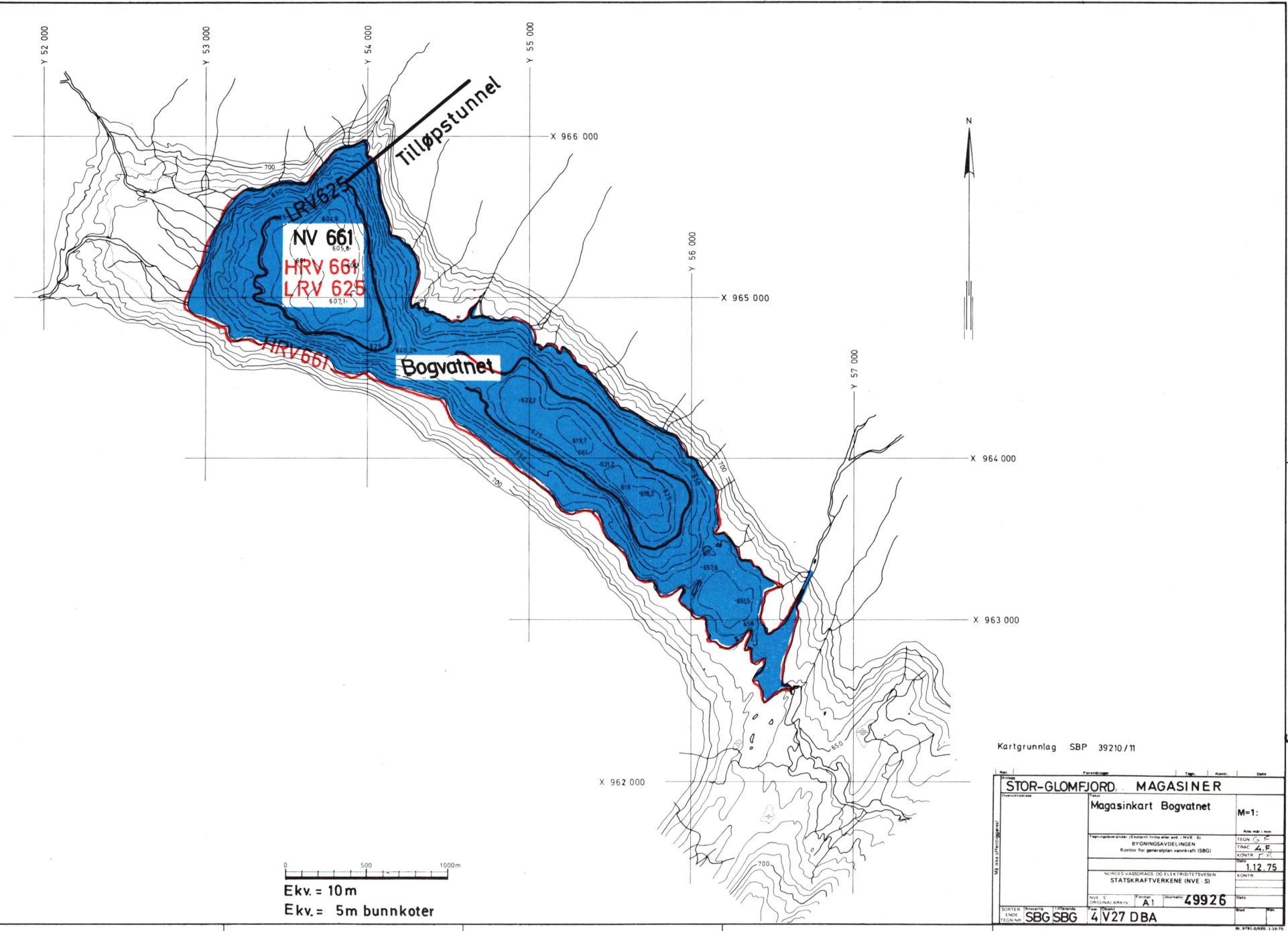




Bilag: 3.311

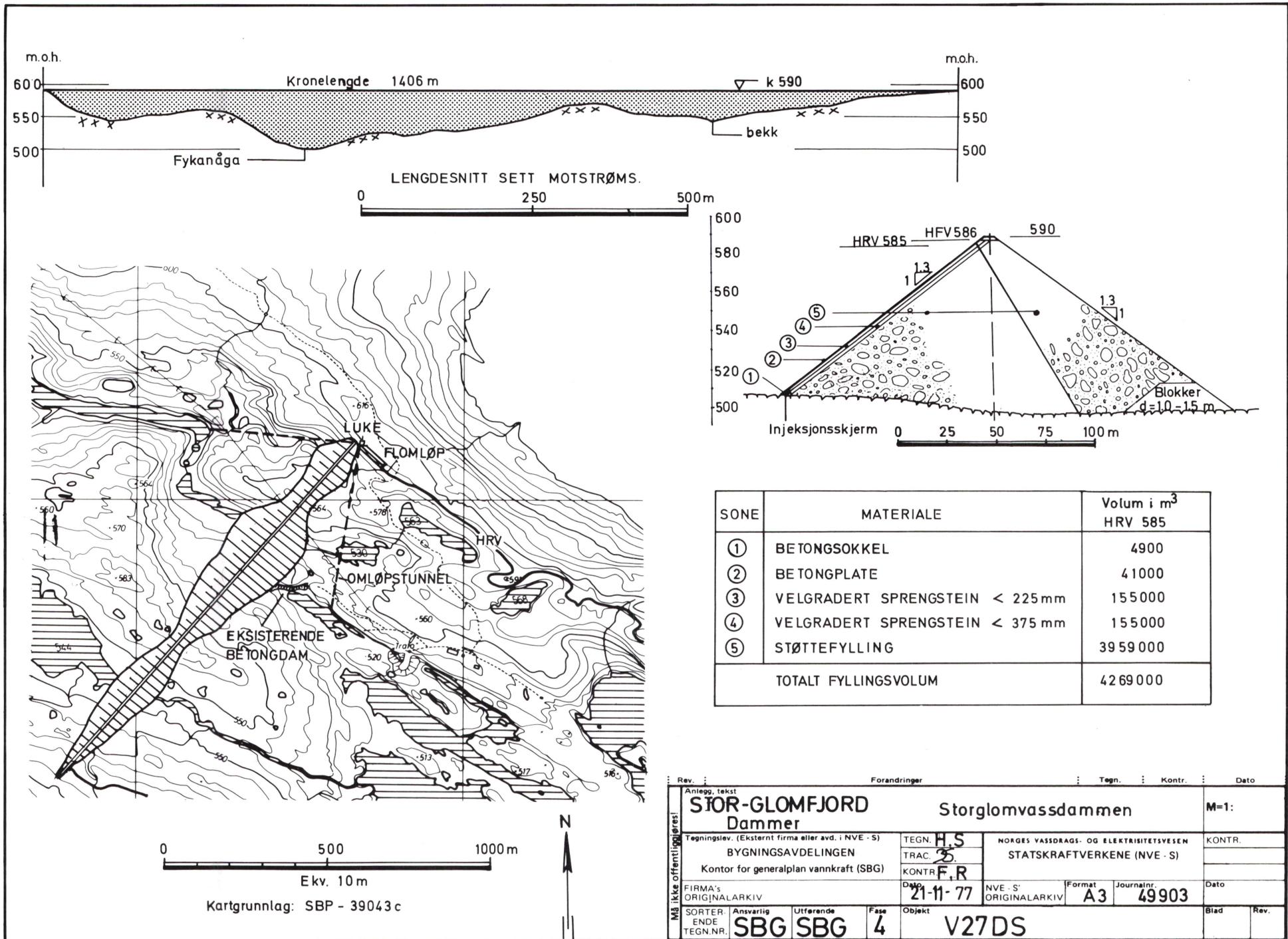
+

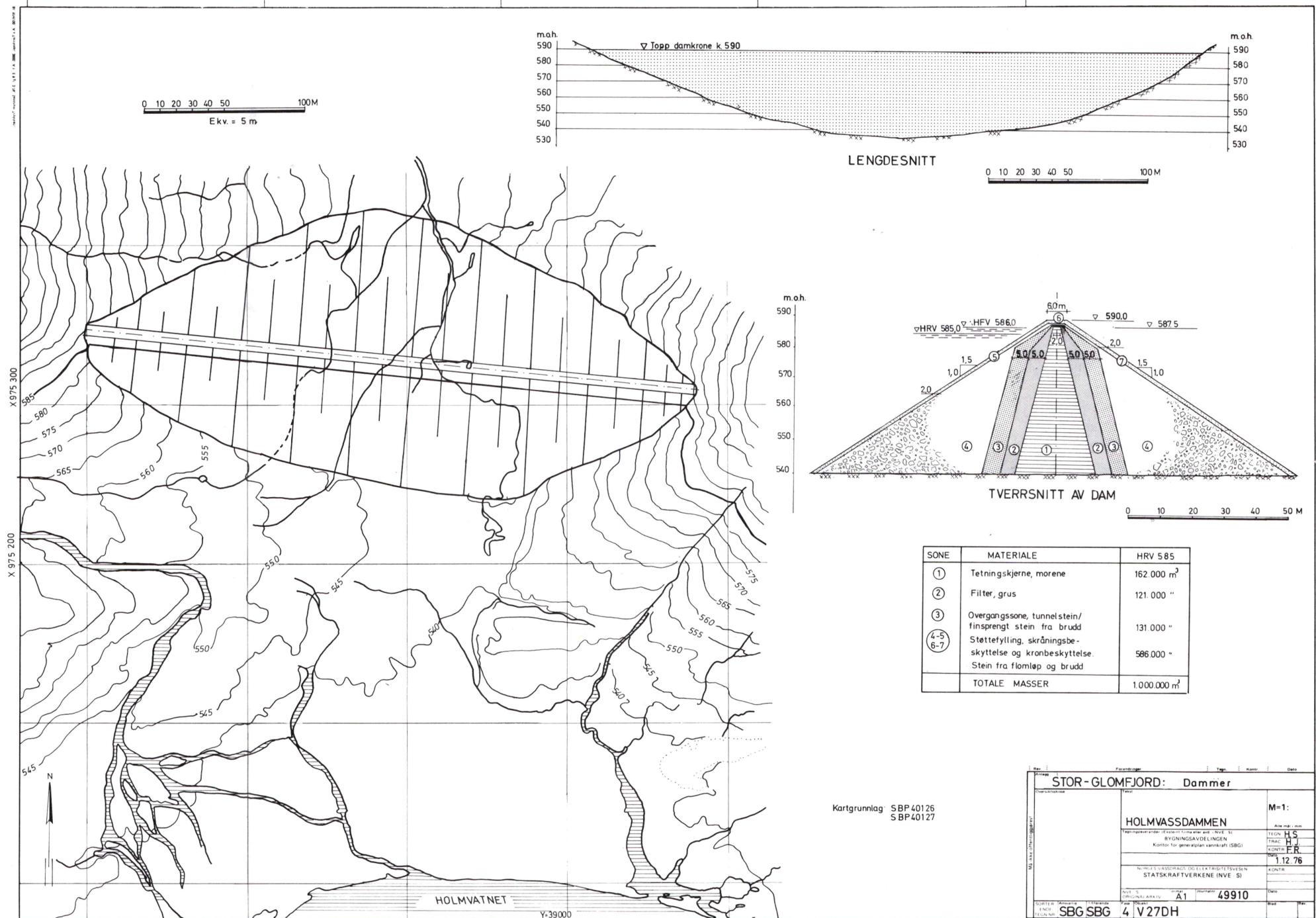
Bilag: 3.3.1

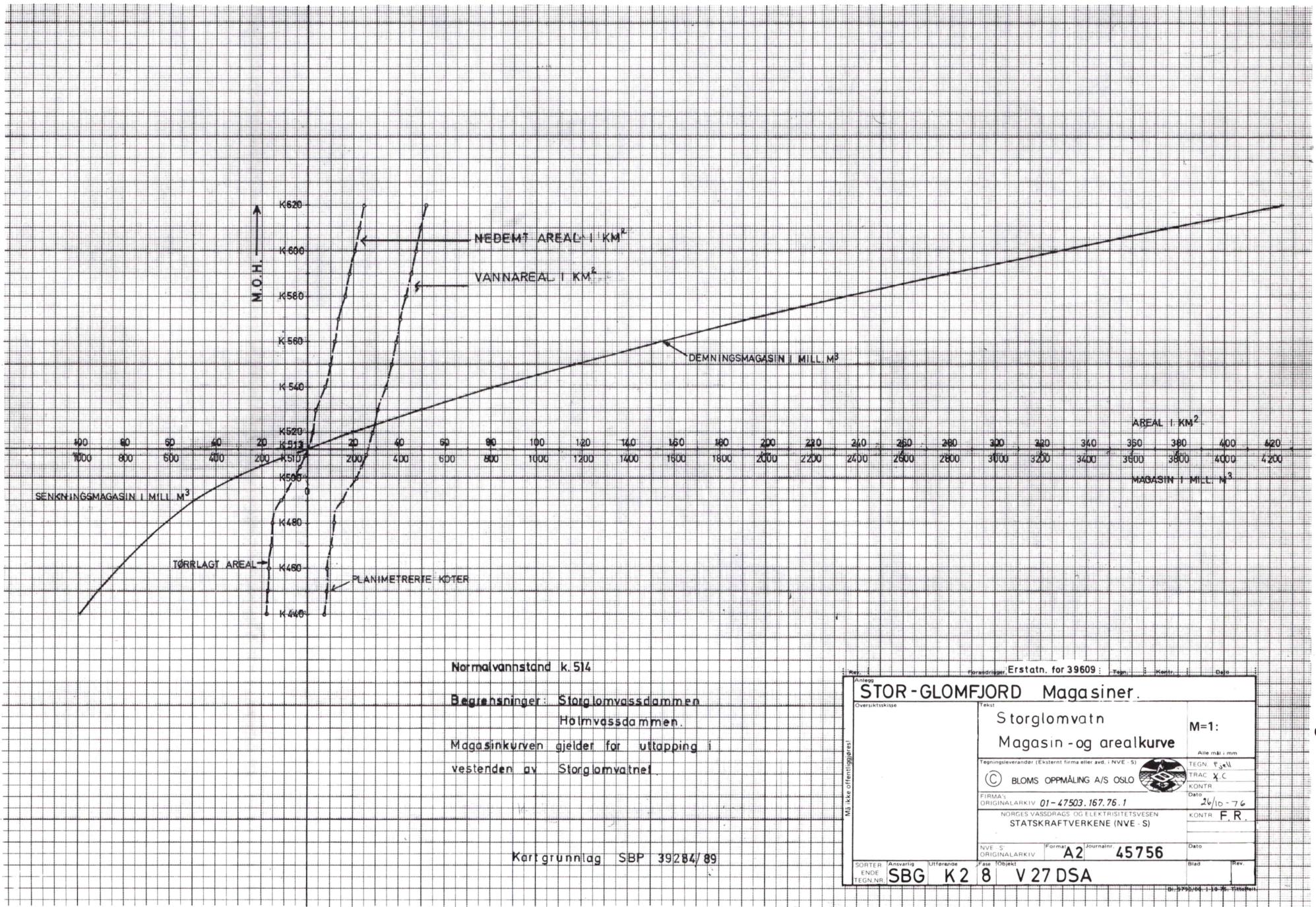


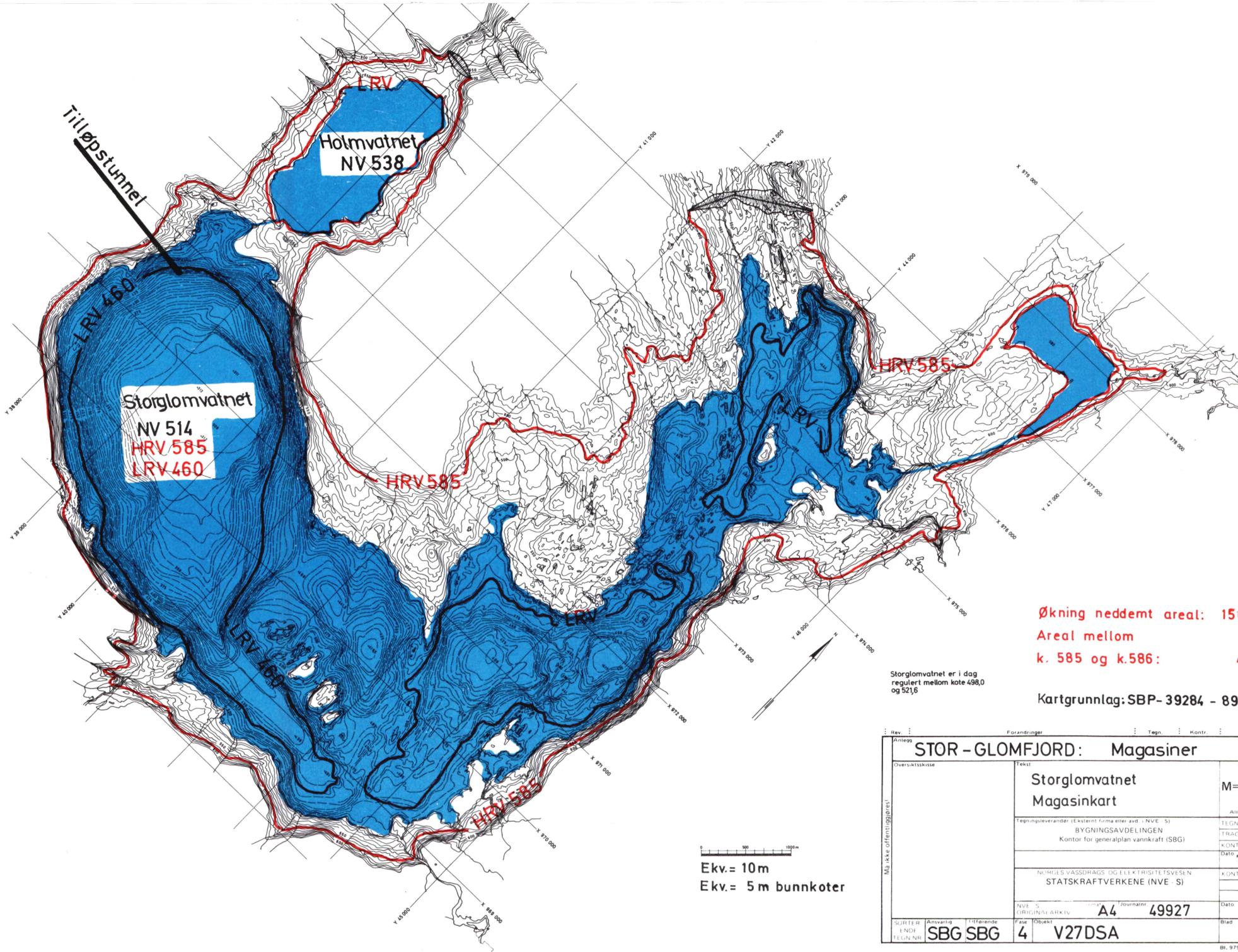
Kartgrunnlag SBP 39210/11

STOR-GLOMFJORD MAGASINER		M=1:
Oversiktstekst		Alle mål i m
Topografiskkart (Ekstensiv form av NVE si)		TEGN 54
BYGNINGSAVDELINGEN		KONTAKT
Kontor for generell vannkraft (SBG)		1.12.75
STATSKRAFTVERKENE (NVE si)		KONTAKT
NOREGS VASSDRAGS OG ELEKTRISITETSEVNER		
STATSKRAFTVERKENE (NVE si)		
SØR-ØST		
ORIGINALARKIV		
TEGN NR.	A1	ARKNR.
SBG	4	V27 DBA

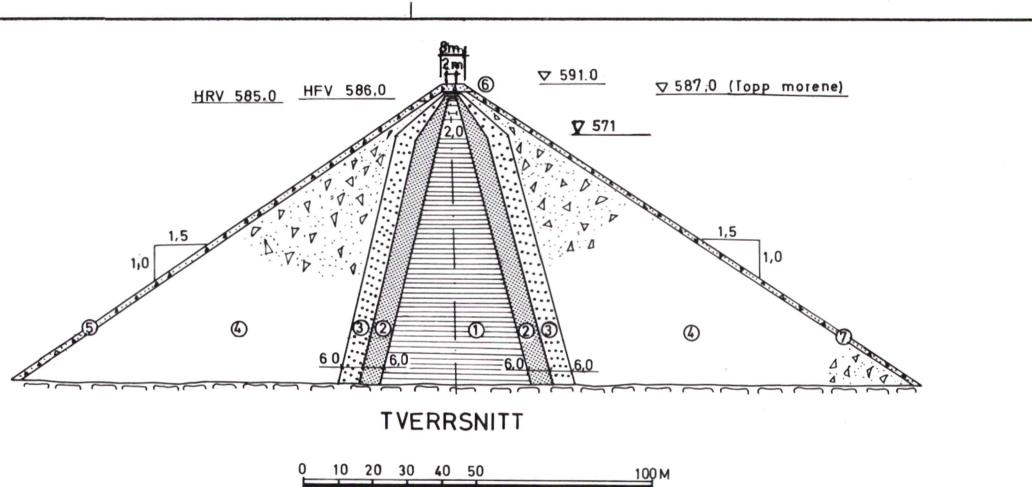
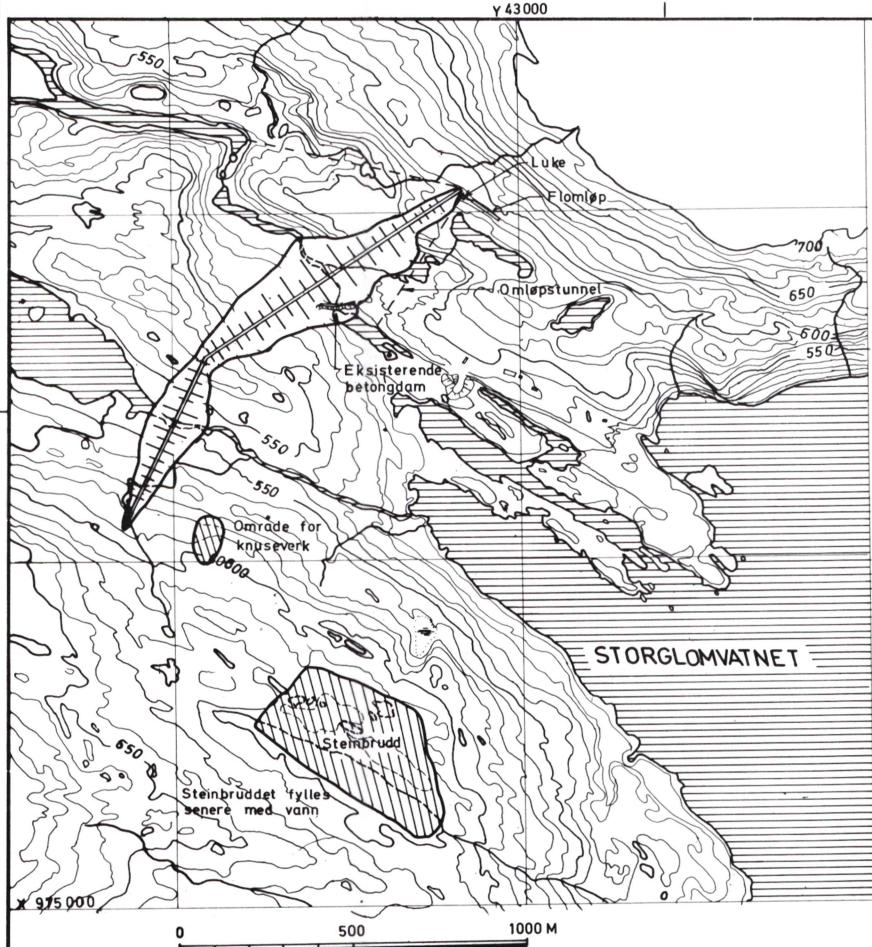




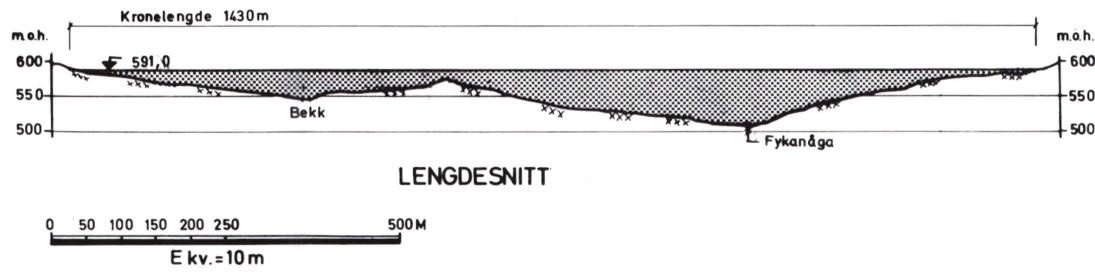




Anlegg		Forandringar		Tegn.		Kontr.		Dato	
		<b>STOR - GLOMFJORD: Magasiner</b>							
		Oversiktskisse		Tekst					
				<b>Storglomvatnet Magasinkart</b>				M=1: Alle mål i mm	
		Tegningsleverander (Eksternt firma eller avd. i NVE - S)		TEGN H.S. BYGNINGSAVDELINGEN Kontor for generalplan vannkraft (SBG)					
				TRAC G.F. KONTR F.R.					
								Dato 7.12.77	
		NORGES VASSDRAGS OG ELEKTRISITETSVESEN STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)							
		NVE - S ORIGINALARKIV		Journallnr <b>A4 49927</b>				Dato	
SØRTERE ENDR. TEGN NR.	Ansettig SBG	Tidliggende SBG	Fase 4	Objekt V27DSA	Bild	Rev.			
BI. 9791-2/020. 1-10-75.									

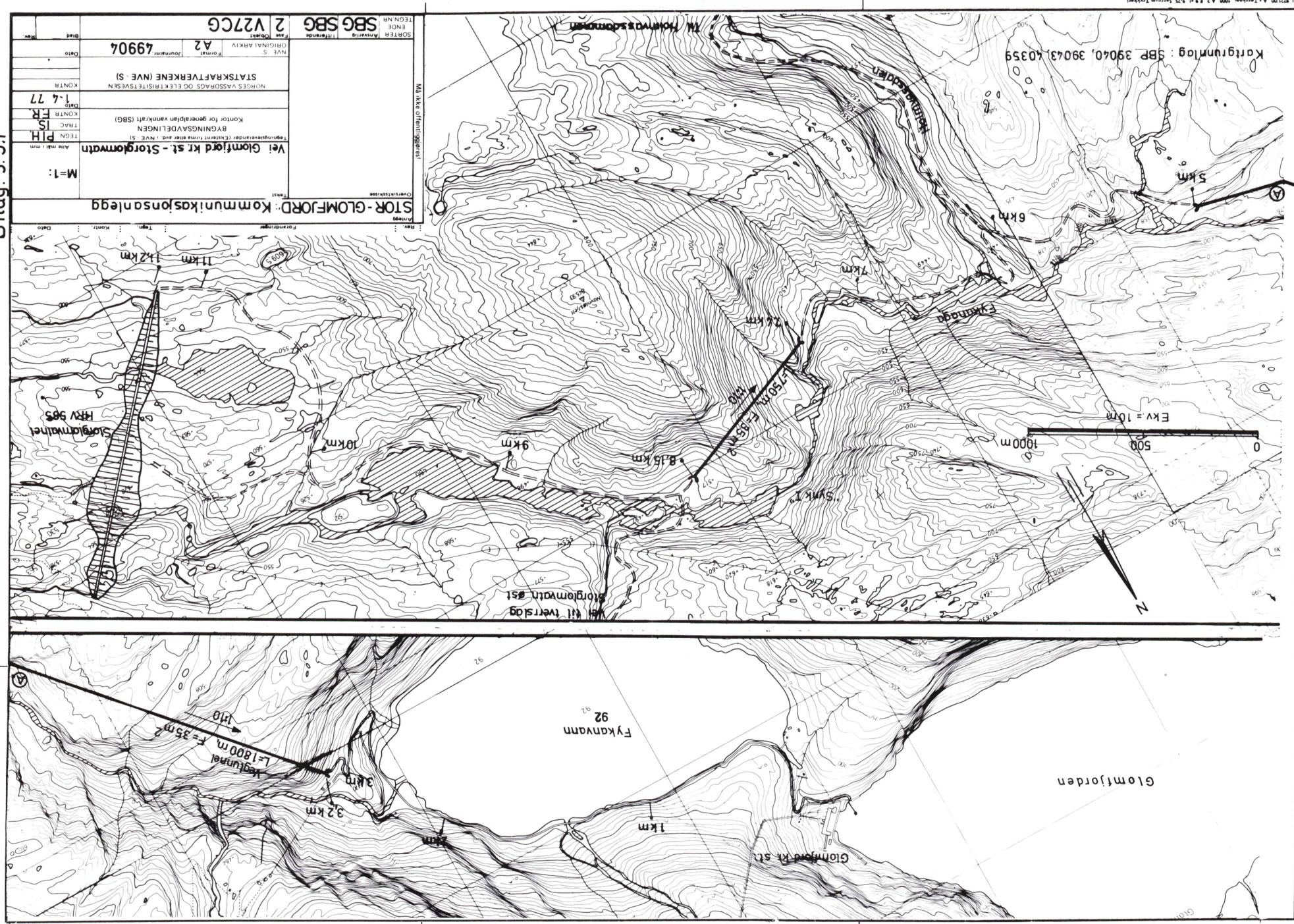


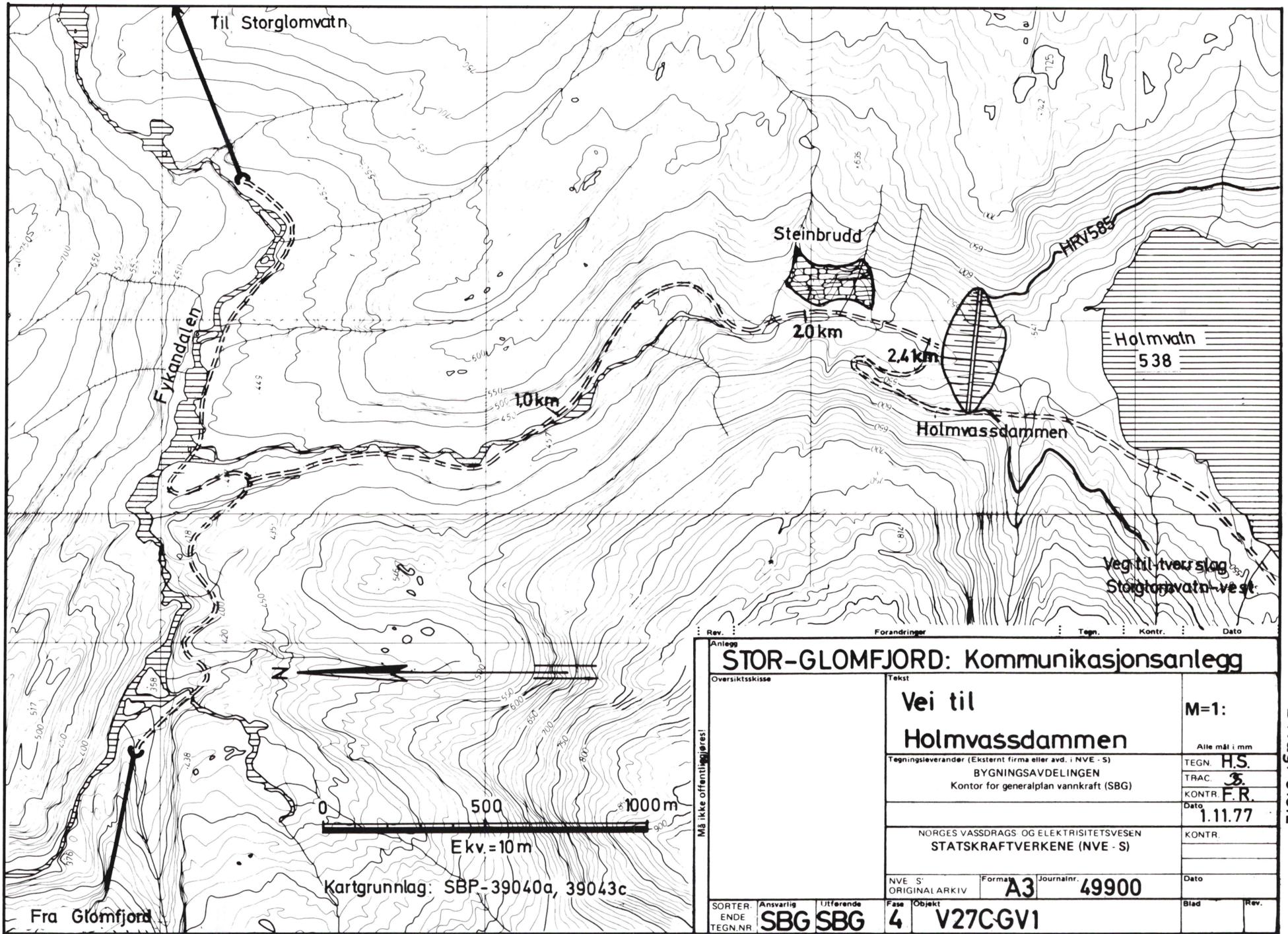
Sone	Materiale	Volum m <sup>3</sup>
①	Tetningskjerne knust og malt stein	630 000
②	Filtersone, knust stein	455 000
③	Overgangssone, delvis knust stein	435 000
④ ⑤ ⑥ og ⑦	Støttefylling og plastring, bruddstein	2 980 000
Totalvolum		4 500 000



Antelegg	Forandringer		Tegn.	Kontr.	Dato
<b>STOR-GLOMFJORD</b>		<b>Dammer</b>			
Oversiktshisse	Tekst				
	<b>Stor glomvassdammen</b>				
	<b>Alternativ damtype med</b>				
	<b>knuste tetningsmaterialer</b>				
		<b>M=1:</b>			
		Alle mål i mm			
Må ikke øfremføres!	Tegningsleverandør (Ekstern firma eller avd.: NVE - S)	TEGN F.R.			
	BYGNINGSAVDELINGEN	TRAC X			
	Kontor for generalplan vannkraft (SBG)	KONTR F.R.			
		Dato 15-6-77			
	NORGES VASSDRAGS OG ELEKTRISITETSEVSEN				KONTR
	STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)				
	NVE'S ORIGINALARKIV	Format A2	Journalnr. 49905	Dato	
SORTER: Antsvring ENDR: Tifarende TEGN NR: SBG	Objekt 2	V27DS		Blad	Rev.

Bilag: 3, 51



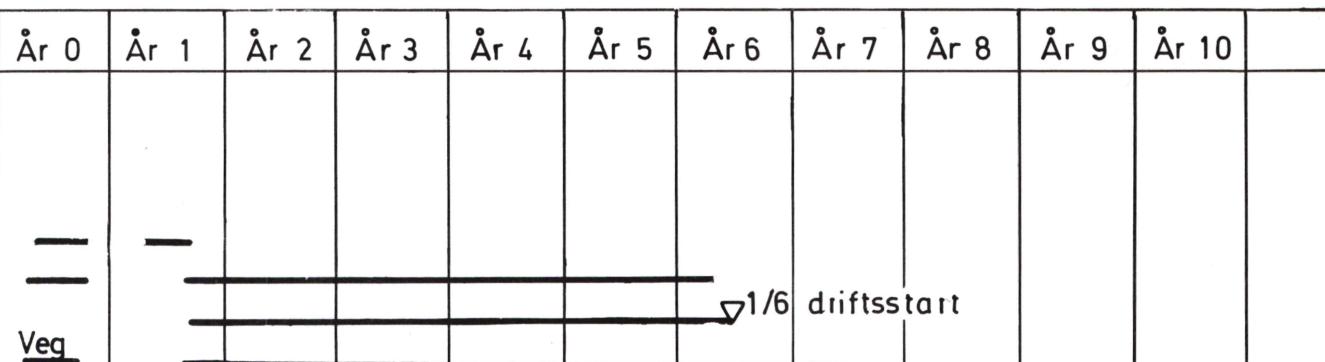


Bilag: 3.5.2

# TERMINPLAN

## Holandsfjord

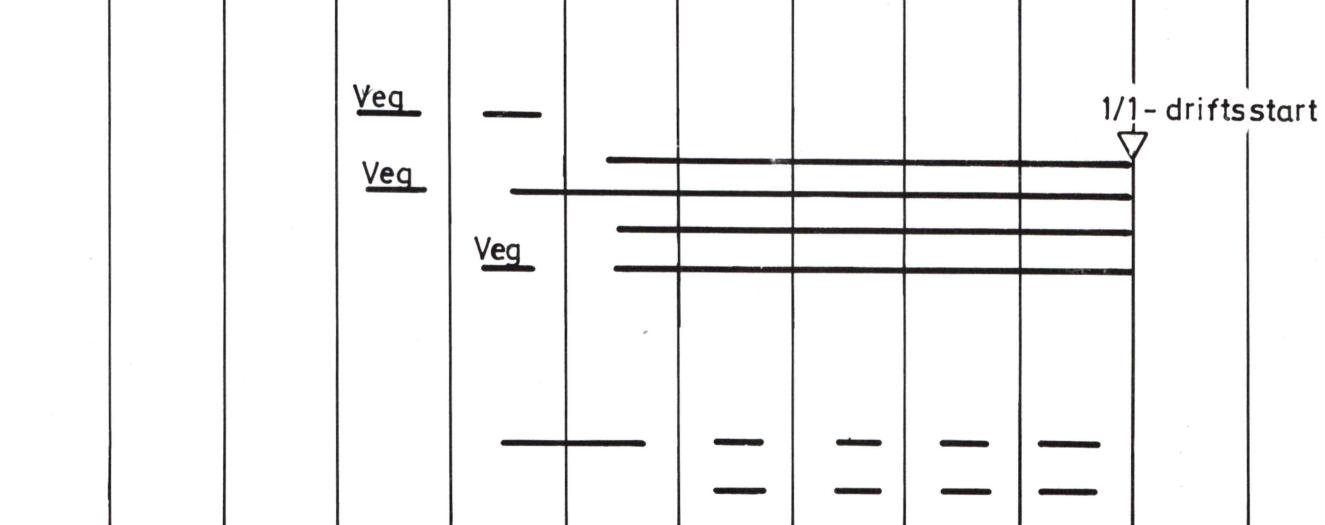
Veibygging, rigg.  
 Stasjon, trykksjakt, u-tunnel  
 Tilløpstunnel  
 Takrenne nord  
 Takrenne sør



## Vei til Storglomvatnet:

### Trollberget:

Veibygging, rigg  
 Stasjon, trykksjakt, del av u-tunnel  
 U-tunnel, overføring Gråtåga m.m.  
 Overføring Staupåga  
 Tilløpstunnel, overføring Blakkåga



## Magasin Storglomvatnet:

Storglomvassdammen  
 Holmvassdammen