

Kasper Eriksen

NTNU
Norges teknisk-naturvitenskapelige
universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for bygg - og miljøteknikk

Kasper Eriksen

Opprusting og utvidelse av Nygård kraftverk

Juni 2020



Kunnskap for en bedre verden

Opprusting og utvidelse av Nygård kraftverk

Kasper Eriksen

Bygg- og miljøteknikk

Innlevert: Juni 2020

Hovedveileder: Amund Bruland

Medveileder: Leif Lia

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for bygg - og miljøteknikk

Forord

Masteroppgavene markerer avslutningen på 2 årlig masterstudie innen bygg og miljøteknikk ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelig Universitet. Masteroppgaven er skrevet for studieretning bygg og anlegg i løpet av våren 2020. Temaet for studiet er valgt basert på personlig interesse innen vannkraft og fornybar energi.

Masteroppgaven er utviklet i samarbeid med kraftkonsernet Nordkraft. Formålet med studiet er å kartlegge opprusting og utvidelsespotensialet til Nygård kraftverk. Opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftverk er et viktig ledd for at Norge skal nå sine lovfestede klimamål. Studiet har gitt et viktig læringsutbytte innen et fagfelt som forventes å få økt oppmerksomhet de kommende årene.

Jeg vil først og fremst takke Nordkraft for samarbeidet. Nordkraft har bidratt med tilrettelegging og økonomisk støtte for å kunne utføre befaringene. Nordkraft har gitt tilgang til grunnlagsmateriell i form av produksjonsdata og tekniske beskrivelser. Jeg ønsker spesielt å takke produksjonssjef Marius Larsen, stasjonsleder Dan Olaisen, driftsleder Bård Lund, produksjonsplanlegger Tore Schjelderup og prosjektingeniør Ørjan Steien.

Jeg vil også takke Amund Bruland og Leif Lia for intern veiledning ved NTNU. Brulands og Lias lange erfaring innen bransjen har gitt interessante diskusjoner og ført til gode innspill. Jeg vil samtidig takke ekstern veileder i SWECO Arild Høydal samt Kjetil Vaskinn for innspill i forbindelse med produksjonssimuleringene i nMAG.



Kasper Eriksen

Trondheim, juni 2020

Sammendrag

Norske vannkraftanlegg har en gjennomsnittsalder på omtrent 50 år. Den høye gjennomsnittsalder medfører at flere kraftverk nærmer seg teknisk levealder. En forutsetning for å opprettholde dagens kraftproduksjon er at eksisterende kraftverk opprustes og videreutvikles.

NVE anslår at Norges gjenværende opprusting- og utvidelsespotensiale (O/U) er 5-6 TWh. Studier utført ved NTNU anslår et betydelig større potensiale på 20-30 TWh. Sprikende anslag for Norges gjenværende potensiale gjør temaet interessant for videre forskning. Det er viktig at O/U-potensialet for norske kraftverk kartlegges med høyere nøyaktighet slik at reelt potensiale benyttes i klimapolitikken som et alternativ til utbygging av andre former for fornybar energi.

Masteroppgavens formål er å kartlegge O/U-potensialet for et konkret anlegg og vurdere potensialet mot NVEs og NTNUs anslag. Det er valgt å konkretisere studiet ved å kartlegge potensialet for Nygård kraftverk. Kraftverket er bygd i 1932 og det er nødvendig å oppgradere anlegget for å opprettholde kraftproduksjonen. Vassdraget bærer preg av menneskeskapt naturinngrep. I nedbørsfeltet finnes en europavei, jernbane, vindpark, kraftlinjer og hyttebebyggelse. Ved å omdisponere vassdraget og benytte eksisterende infrastruktur forventes det at kraftproduksjonen kan økes med få naturinngrep.

Utvelgelseskriteriene for O/U-tiltakene er inspirert av forskningsprosjektet AlternaFuture. Utbyggingene skal ikke komme i konflikt med verneområder, eksisterende infrastruktur, kulturminner og viktig rekreasjonsområder. Utbyggingsalternativene er simulert i nMAG og lønnsomhetsbetraktningene baseres på utbyggingskostnad i kr/kWh som hovedparameter.

Ved å realisere alle identifiserte utbyggingsalternativer er det teknisk mulig å øke kraftproduksjonen med 51,2 %. Realiseres tiltakene gir det en produksjonsøkning på 53,7 GWh, tilsvarende energiforbruket til 2654 husholdninger. Kostnadene beløper seg til 774 MNOK og gir en samlet utbyggingskostnad lik 5,0 kr/kWh. Utbyggingskostnadene er totalt sett lavere enn kraftverkseiers investeringsgrense, men karakteriseres som urealistisk grunnet enkelte utbyggingsalternativers høye marginale utbyggingskostnad.

Med dagens kraftpriser og kraftverkseiers avkastningskrav er det realistisk å øke kraftproduksjon med 16,1 %. Utbyggingen gir et økt energiuttak på 16,9 GWh og tilsvarer energiforbruket til 835 husstander. Kostnadene relatert til utbyggingen er 387 MNOK og gir en total utbyggingskostnad lik 3,3 kr/kWh. For de realistiske utbyggingsalternativene er marginale utbyggingskostnad betydelig lavere enn kraftverkseiers innvesteringsgrense, og karakteriseres som en lønnsom investering. Funnene i studiet er i samsvar med tidligere forskning utført ved NTNU, som anslår at kraftproduksjonen i eksisterende kraftverk kan økes med 15-20 %. Ved å gjennomføre flere slike studier kan Norges reelle opprusting- og utvidelsespotensiale på sikt fastslås med høyere nøyaktighet.

Abstract

Norwegian hydropower plants have an average age of about 50 years, and several power plants are approaching the end of their technical lifetime. To uphold current power generation it is necessary to maintain and further develop existing hydropower plants.

NVE estimates that the remaining upgrading and extension potential is 5-6 TWh in Norway. Studies published by NTNU estimate a significantly higher potential of 20-30 TWh. Divergent estimates make the topic interesting for further studies. It is important to determine the potential with higher accuracy for use in climate policy as an alternative to other forms of renewable energy.

The purpose of the master thesis is to map the upgrading and extension potential for Nygård powerplant and compare it with NVE's and NTNU's estimates. The plant was built in 1932 and it is necessary to upgrade the plant in order to maintain the power production. In the catchment area there is a road, railway, wind farm, and powerlines. By using existing infrastructure and by rebuilding the powerplant it is expected to increase the power production with few natural interventions.

The selected criteria for this study is inspired by AlternaFuture research project. Developments shall not conflict with protected areas, existing infrastructure, cultural heritages, and important recreational areas. The power generation is simulated in nMAG and the profitability considerations is based on development cost in NOK/kWh.

By realizing all identified development options, it is possible to increase power production by 51,2 %. This gives an increase of 53,7 GWh corresponding to the energy consumption of 2654 households. Costs amount to 774 MNOK and provide a total development cost equal to 5,0 NOK/kWh. Development costs are overall lower than the owner's investment limit but are characterized as unrealistic due to the high marginal cost.

With current power prices and owner's investment requirements, it is realistic to increase power generation by 16,1 %. This will provide an increased energy outlet of 16,9 GWh and corresponds to the energy consumption of 835 households. The costs related to the development are 387 MNOK and provide a total development cost equal to 3,3 NOK/kWh. The marginal cost of development is significantly lower than the owner's investment limit and is characterized as a highly profitable investment.

This study is in accordance with studies published by NTNU. NTNU estimates that power production in existing power plants can be increased by 15-20 %. By conducting similar studies, the remaining upgrading and extension potential can be determined with higher accuracy.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	1
1.1	Bakgrunn.....	1
1.2	Tidligere studier.....	2
1.3	Formål og forskningsspørsmål.....	3
1.4	Avgrensninger av oppgaven.....	4
1.5	Rapportens oppbygning.....	4
2	Metode.....	5
3	Teori.....	6
3.1	Økonomiske forutsetninger.....	6
3.2	Tekniske forutsetninger.....	8
4	Beskrivelse av Nygård kraftverk.....	12
4.1	Om Nordkraft.....	12
4.2	Historikk.....	13
4.3	Teknisk beskrivelse.....	15
4.4	Hydrologi.....	16
4.5	Magasiner og reguleringsanlegg.....	18
4.6	Berggrunnsgeologi.....	20
4.7	Vannvei.....	22
4.8	Fallhøyder.....	24
4.9	Falltapsberegninger.....	24
5	Tilstandsvurdering av Nygård kraftverk.....	25
5.1	Maskinteknisk anlegg.....	25
5.2	Elektroteknisk anlegg.....	28
5.3	Bygningsteknisk anlegg.....	29
5.4	Totalteknisk vurdering.....	30
6	Beskrivelse av Sirkelvann kraftverk.....	31
6.1	Teknisk beskrivelse.....	31
6.2	Fallhøyder.....	32
6.3	Falltapsberegninger.....	32
6.4	Totalteknisk vurdering.....	32
7	Produksjonssimuleringer eksisterende kraftanlegg.....	33
8	Prosjekteringsmetodikk.....	34

8.1	Underlagsdata.....	34
8.2	Investeringsgrense.....	34
8.3	Kostnadsgrunnlag.....	35
8.4	Inntakskonstruksjoner	36
8.5	Vannvei	36
8.6	Bekkeinntak og overføringstunneler	38
8.7	Elektromekanisk utrustning	39
8.8	Utvelgelseskriterier for opprusting og utvidelse	41
9	Analyse av utbyggingsalternativer	42
9.1	Hydrologi og produksjonsmodell.....	43
9.2	Overføring Bjørnefjell.....	45
9.3	Overføring Søsterbekk	47
9.4	Lille Fisk kraftverk.....	49
9.5	Holmelva kraftverk	53
9.6	Skitdalsvannet kraftverk.....	56
9.7	Jernvannet kraftverk.....	58
9.8	Store Fisk kraftverk.....	60
9.9	Overføring Haugfjell	62
9.10	Overføring Nevelva.....	65
10	Analyse av nytt Nygård kraftverk	66
10.1	Nytt kraftverk ved Trældal.....	66
10.2	Nytt kraftverk ved Hergot	68
10.3	Hergot kraftverk i fjell.....	71
10.4	Hergot krafverk i fjell 37,5 MW	73
11	Diskusjon.....	76
11.1	Teknisk opprusting- og utvidelsespotensiale	76
11.2	Realistisk opprusting- og utvidelsespotensiale	78
11.3	Opprusting- og utvidelsespotensiale ved endrede rammebetingelser	80
12	Konklusjon.....	83
13	Videre arbeid	85
14	Referanseliste.....	86

Figurer

Figur 1 - Utbygging av norsk vannkraft.....	1
Figur 2 - Parametere for vurdering av fjelloverdekning [18].....	10
Figur 3 - Nygård Kraftverk sett fra rørgate	12
Figur 4 - Ofofbanen 1923 [22]	13
Figur 5 - Beliggenhet av representative vannmerker	16
Figur 6 - Oversiktsfigur magasiner	18
Figur 7 - Berggrunnkart Nygårdsvassdraget	20
Figur 8 - Foto av nærliggende veiskjæringer	21
Figur 9 - Eksisterende tilløpstunnel [38].....	21
Figur 10 - Inngrep tilløpstunnel Nygård kraftverk.....	22
Figur 11 - Rørgate Nygård kraftverk i snitt.....	23
Figur 12 - Falltapsberegninger Nygård Kraftverk.....	24
Figur 13 - Maskinsal Nygård kraftverk.....	26
Figur 14 - Korrosjonsskader turbin T3.....	27
Figur 15 - Falltapsberegninger Sirkelvann kraftverk	32
Figur 16 - Overløp Jernvannet	34
Figur 17 - Eksisterende infrastruktur Nygårdsvassdraget	35
Figur 18 - Grøftesnitt for nedgravd rørgate [49]	37
Figur 19 - Bekkeinntak type 1 [51]	38
Figur 20 - Kurveoppsett for valg av turbintype [49].....	40
Figur 21 - Identifiserte utbyggingsalternativer Nygårdsvassdraget	42
Figur 22 - Moduloppsett nMAG	44
Figur 23 - Overføring Bjørnfjell.....	46
Figur 24 - Overføring Søsterbekk	48
Figur 25 - Oversiktskart Lille Fisk kraftverk	50
Figur 26 - Snitt vannvei Lille Fisk kraftverk.....	51
Figur 27 - Snitt vannvei Holmelva kraftverk	54
Figur 28 - Snitt vannvei Skitdalsvannet kraftverk.	57
Figur 29 - Snitt vannvei Jernvannet kraftverk.....	59
Figur 30 - Snitt vannvei Store Fisk kraftverk.....	61
Figur 31 - Overføring Haugfjell	63
Figur 32 - Nytt kraftverk øst for dagens kraftstasjon	66
Figur 33 - Vannvei Hergot kraftverk plan.....	68
Figur 34 - Alternativ 1: Kraftstasjon i fjell	69
Figur 35 - Alternativ 2: Kraftstasjon i dagen uten luftputekammer	69
Figur 36 - Alternativ 3: Kraftstasjon i dagen med luftputekammer	69
Figur 37 - Kraftprisvariasjoner NO4.....	72
Figur 38 - Inntak Nygårdsvannet	73
Figur 39 - Snitt vannvei Hergot kraftverk 37,5 MW.....	73
Figur 40 - Prinsippskisse Hergot kraftverk i fjell.....	74
Figur 41 - O/U-potensiale som følger av endrede rammebetingelser	81

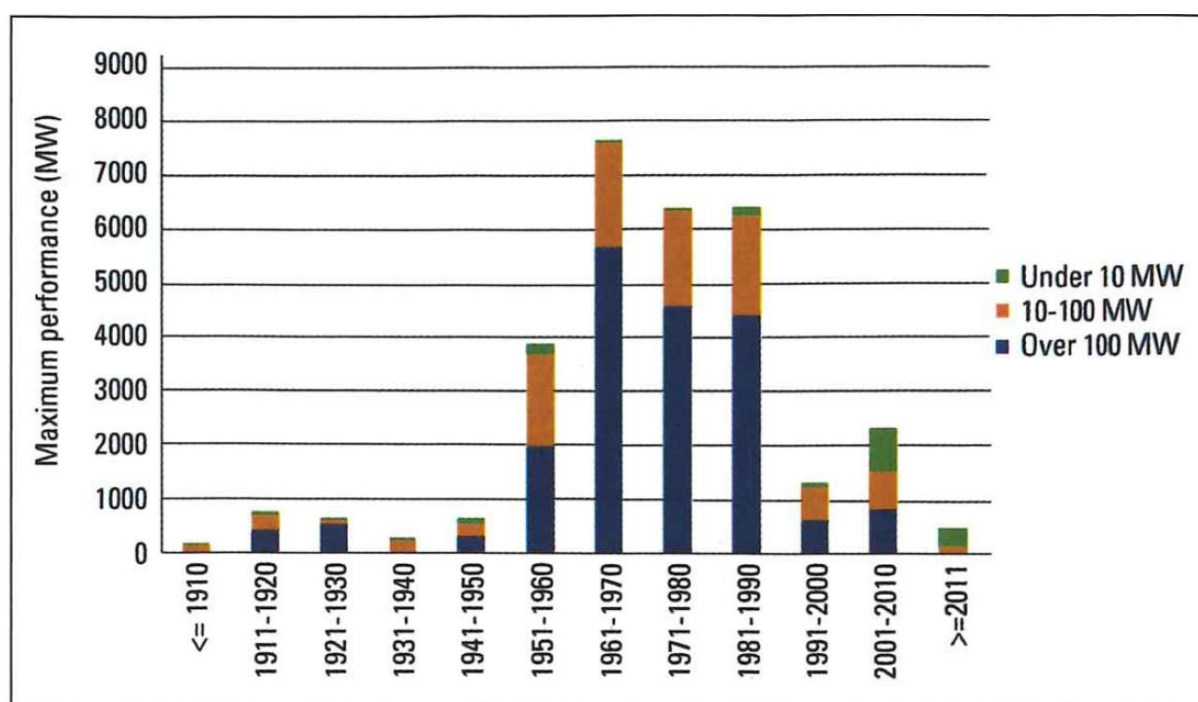
Tabeller

Tabell 1 - Inngangsdata nMAG2004 [19]	11
Tabell 2 - Hoveddata Nygård kraftverk	15
Tabell 3 - Feltparametre for representative vassdrag [29].	16
Tabell 4 - Observert spesifikk avrenning 1990-2019	17
Tabell 5 - Avrenning delfelt Nygårdsvassdraget.....	17
Tabell 6 - Oversiktstabell for magasiner	19
Tabell 7 - Høydenivåer Nygård kraftverk	24
Tabell 8 - Investering og revisjonshistorikk maskinteknisk	25
Tabell 9 - Hoveddata turbiner Nygård kraftverk.....	26
Tabell 10 - Innvesteringer og revisjonshistorikk elektroteknisk anlegg	28
Tabell 11 - Hoveddata generatorer	28
Tabell 12 - Hoveddata transformatorer	28
Tabell 13 - Innvesteringer og revisjonshistorikk byggteknisk	29
Tabell 14 - Hoveddata Sirkelvann kraftverk	31
Tabell 15 - Nivåer Sirkelvann kraftverk	32
Tabell 16 - Reel og simulert produksjon eksisterende kraftanlegg	33
Tabell 17 - Oppsummering nye overføringer.....	43
Tabell 18 - Delfelt i vassdraget	43
Tabell 19 - Hoveddata overføring Bjørnfjell.....	45
Tabell 20 - Hoveddata overføring Søsterbekk O2.1	47
Tabell 21 - Hoveddata Lille Fisk kraftverk	49
Tabell 22 - Hoveddata Holmelva kraftverk.....	53
Tabell 23 - Hoveddata Skitdalsvannet kraftverk.....	56
Tabell 24 - Hoveddata Jernvannet kraftverk	58
Tabell 25 - Hoveddata Store Fisk kraftverk	60
Tabell 26 - Hoveddata overføring Haugfjell	62
Tabell 27 - Hoveddata overføring Nevelva.....	65
Tabell 28 - Sammendrag av utbyggingskostnader for Hergot kraftverks delalternativer	70
Tabell 29 - Hoveddata Hergot kraftverk i fjell.....	71
Tabell 30 - Oppsummering teknisk O/U-potensiale	76
Tabell 31 - Kraftproduksjon i eksisterende kraftverk med minstevannføring	77
Tabell 32 - Marginal utbyggingskostnader for utbyggingsalternativene	79

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Vannkraft har blitt benyttet som energikilde i Norge i mer enn hundre år, og har vært sentral for oppbyggingen av Norge som industrinasjon. Norge er Europas største vannkraftprodusent med over 1600 kraftverk med en totalt installert effekt på 33 755 MW og midlere årsproduksjon på 141 TWh [1]. Vannkraft forsyner Norge med hele 95 % av all elektrisk energi og er fastlands-Norges største industrielle verdiskaper. Figur 1 viser utbyggingen av norsk vannkraft fra 1910-2011. Perioden 1950-1990 karakteriseres som norsk vannkrafts «gullalder» hvor omtrent 70 % av dagens installerte effekt ble utbygd [2].



Figur 1 - Utbygging av norsk vannkraft

Norske vannkraftanlegg har en gjennomsnittsalder på omtrent 50 år. Gjennomsnittsalder medfører at flere kraftverk nærmer seg teknisk levealder. En forutsetning for å opprettholde dagens kraftproduksjon er at eksisterende kraftverk opprustes og videreutvikles. Norge har gjennom klimaloven lovfestet sine klimamål [3]. Norge skal ifølge klimaloven redusere sine klimagassutslipp med 40 prosent innen 2030 sammenlignet med 1990 nivået. For at Norge skal nå klimamålene må produksjonen av fornybar energi økes. Opprusting og utvidelse (O/U) av eksisterende vannkraftverk anses som et skånsomt alternativ for å realisere ny fornybar energi. Dette er begrunnet i at O/U-prosjekter allerede er tilknyttet til regulert vassdrag og kan benytte eksisterende infrastruktur [4].

Opprusting og utvidelse spenner bredt fra utskifting av enkeltkomponenter som turbinhjul og generatorer til nye overføringssystemer og kraftstasjoner. O/U er et samlebegrep som dekker modernisering, effektivisering og ombygging av eksisterende vannkraftverk [4].

Opprusting og utvidelse defineres i *NOU 1998:11 Energi- og kraftbalansen i Norge mot 2020* på følgende måte [5]:

Opprusting omfatter:

- Å redusere falltapene, blant annet ved å utvide tverrsnittene i vannveiene
- Å modernisere og automatisere kraftverkene for å øke den totale virkningsgrad, redusere driftsutgiftene og forbedre driftssikkerheten

Utvidelse omfatter:

- Å overføre vann fra hittil ikke utnyttede felt, eller føre vann fra ett felt til et annet som kan nytte det bedre.
- Å øke eksisterende magasiner eller etablere nye.
- Å øke fallhøyden, enten ved å bygge helt nye kraftverk eller ved å heve overvannet og/eller senke undervannet.
- Å øke maskininstallasjonen/slukeevnen for å få mer disponibel effekt under topplast og redusere flomtapene

Det er viktig å skille opprusting og utvidelse. Opprustinger kan utføres under eksisterende konsesjon og forårsaker ingen nye naturinngrep i vassdraget. Utvidelser utløser krav om konsesjonsbehandling etter vannressurs- og vassdragsreguleringsloven. Naturinngrepene i forbindelse med utvidelsesprosjekter avhenger av omfanget av ombyggingen. Omfattende utvidelser som eksempelvis overføring av nye elver eller etablering av nye magasiner kan være like kontroversielle som nye vannkraftprosjekter. Miljøbelastningen anses likevel å være mer skånsom sammenlignet med utbygging av andre fornybare energiprosjekter som eksempelvis vindkraft og solkraft, siden O/U-prosjekter benytter eksisterende infrastruktur som veier, magasiner og kraftlinjer [4].

1.2 Tidligere studier

NVE anslår at opprustingspotensialet ved utskifting av enkeltkomponenter utgjør 3-5 % [6]. Ved å erstatte utslitte komponenter kan totalevirkningsgraden og kraftproduksjonen økes. De siste 20 årene har NVE registrert 200 O/U-prosjekter. Basert tidligere prosjekter antyder NVE at Norges gjenværende O/U-potensial utgjør 5-6 TWh [6].

Basert på ett studie gjennomført av NTNU i 2015 anslås O/U-potensialet til å være betraktelig større. Studiet baserer seg på en systematisk gjennomgang av 20 norske vannkraftverk som har gjennomført O/U-tiltak de siste 15 årene. For de undersøkte prosjektene økte kraftproduksjonen fra 6-60 %, med et gjennomsnitt på 23 %. Ved å tillate utvidelser viser studiet at det mulig å oppnå en større gevinst enn 3-5% som utskifting av kun enkeltkomponenter er i stand til å realisere. Hensyntatt alderen til norsk vannkraftverk anslår forskere ved NTNU at 15-20 % produksjonsøkning kan hentes fra det eksisterende vannkraftsystemet. Tilsvarende en produksjonsøkning på 20-30 TWh [7] [8].

1.3 Formål og forskningsspørsmål

NVE og NTNUs sprikende anslag for Norges gjenværende O/U-potensiale gjør temaet interessant for videre forskning. Det er viktig at O/U-potensialet for norsk vannkraftverk kartlegges med høyere nøyaktighet. Norges reelle oppgradering- og utvidelsespotensiale må benyttes i klimapolitikken som et alternativ til utbygging av andre former for fornybar energi som vindkraft og solkraft.

Masteroppgavens formål er å kartlegge O/U-potensiale for et konkret anlegg og vurdere potensiale mot tidligere studier. Studiet er av interesse for kraftverkseier, men også som et forskningsobjekt. Ved å gjennomføre flere slike studier kan resultatene på sikt bidra til å presisere Norges gjenværende O/U-potensiale. Det er valgt å konkretisere studiet ved å undersøke Nygård kraftverk. Nygård kraftverk tilhører kraftkonsernet Nordkraft og befinner seg i Narvik kommune. Kraftverket er valgt på bakgrunn av undertegnede forbindelser til kraftkonsernet samt tilgang til detaljert grunnlagsmateriell.

Kraftverket er bygd i 1932 og det er nødvendig å oppgradere anlegget for å opprettholde kraftproduksjonen. Nygårdsvassdraget bærer preg av omfattende menneskeskapte naturinngrep. I nedbørsfeltet finnes en europavei, jernbane, vindpark, kraftlinjer og hyttebebyggelse. Ved å omdisponere Nygårdsvassdraget og ta i bruk eksisterende infrastruktur forventes det at kraftproduksjonen kan økes med få naturinngrep.

Det er valgt å definere tre forskningsspørsmål som studiet skal besvare. Forskningsspørsmålene er som følger:

1. Analysere vassdragets tekniske opprusting- og utvidelsespotensiale uten å komme i konflikt med verneområder, eksisterende infrastruktur, kulturminner og viktige rekreasjonsområder.
2. Analysere vassdragets realistiske opprusting- og utvidelsespotensiale med dagens kraftpriser og kraftverkseiers avkastningskrav.
3. Analysere hvordan endrede rammebetingelser i form av høyere kraftpriser, redusert avkastningskrav og teknologiutvikling kan påvirke vassdragets opprusting- og utvidelsespotensiale.

1.4 Avgrensninger av oppgaven

Rapporten forutsetter at leser har kjennskap til fagområdets terminologi og nasjonale føringer for vannkraftutbygging. Studiet baserer seg på en forenklet hydrologisk analyse som kan gi utslag på kraftproduksjonen. Kraftverkseiere er pliktig til å bidra med inntektskatt, grunnrenteskatt, naturressursskatt, konsesjonskraft mm. For lønnsomhetsanalysene er det valgt å unnlate skatter, avgifter, drift og vedlikeholdskostnader for å redusere omfanget av studiet.

1.5 Rapportens oppbygning

Rapportens struktur tar utgangspunkt i boken «Praktisk rapportskrivning» [9] og er modifisert og tilpasset studiet.

Det er valgt å inndele metodekapittelet i metode og prosjekteringsmetodikk. Metodekapittelet gir en generell beskrivelse av studiets benyttede metoder, mens prosjekteringsmetodikk gir en detaljert gjennomgang av designkriterier og utvelgelseskriterier benyttet i analysen. Teorikapittelet gir en beskrivelse av de økonomiske og tekniske forutsetningene benyttet i studiet. Det er valgt å unnlate teori omhandlende nasjonale føringer ettersom studiet forutsetter at leser har grunnleggende kjennskap til dette.

Det er valgt å vie Nygård kraftverk større oppmerksomhet enn de øvrige utbyggingsalternativene. Nygård kraftverk må opprustes for å opprettholde kraftproduksjonen. Kraftverket vurderes som enkeltprosjektet med høyest prioritet på grunn av betydelig høyere kraftproduksjon sammenlignet med de øvrige utbyggingsalternativene. Det er valgt å utføre en detaljert tilstandsvurdering av kraftverket, for å beslutte om anlegget bør opprustes eller erstattes med et nytt. For analysen er det valgt å gi nytt Nygård kraftverk et eget kapittel. Kraftverkets mange delalternativer gjør det hensiktsmessig å avsette et eget kapittel for å unngå unødvendig mange underkapitler og en uryddig struktur.

2 Metode

Studiet baserer seg på en mikset metode. Det vil si en kombinasjon mellom kvalitativ og kvantitativ analyse. Innledningsvis er det foretatt et systematisk litteratursøk etter relevante artikler, pensumlitteratur og publikasjoner. Litteratursøket er foretatt i fagdatabaser som: Google Scholar, Oria og ScienceDirect. I tillegg er relevante publikasjoner av NVE, NEVINA og masteroppgaver vurdert. Litteraturen er kritisk evaluert i henhold til TONE-prinsippet, det vil si en kritisk vurdering av litteraturens Troverdighet, Objektivitet, Nøyaktighet og Egnethet. For mer informasjon av benyttede søkeord og evalueringskriterier henvises det til utført rapport for litteraturstudie.

For å innhente informasjon om dagens kraftverk er det utført et dokumentstudie, intervjuer og befaringer av dagens anlegg. Intervjuene og befaringene er utført i forbindelse med ett to ukers opphold i Narvik. Under oppholdet ble undertegnede tildelt kontorplass hos kraftverkseier som ga korte kommunikasjonslinjer til ressurspersoner i selskapet. Det er utført intervjuer av produksjonssjef, stasjonsleder, konserncontroller og driftspersonell. Intervjuene er utført etter en semistrukturert intervjumetode hvor en sakliste er fulgt, men hvor det stilles oppfølgingsspørsmål ved behov. I ettertid av intervjuene er det skrevet referat som intervjuobjektet har godkjent. Svakheterne med å benytte intervju som metode er faren for at det blir oppgitt uriktig informasjon. Dette er forsøkt unngått ved at intervjuobjektet godkjenner møtereferatet i ettertid. For intervjuer omhandlende Nygårds kraftverks tilstand og utforming er det i etterkant av intervjuene tilsendt dokumentasjon som bilder, tegninger og rapporter for å bekrefte informasjonen.

Det er utført befaring av kraftstasjonen og nedslagsfeltet for å få et visuelt bilde av vassdragets utforming og topografi. Befaringen har vært avgjørende for å kunne prosjektere realistiske og byggbare utbyggingsalternativer. Kraftverkseier har gitt student tilgang til kraftstasjonens database slik at grunnlagsmateriale som tilstandsanalyser, revurderingsrapporter og sluttrapporter enkelt kan innhentes. Tilgangen til detaljert grunnlagsmaterie, intervjuer og befaringer har gitt en helhetlig forståelse om studieobjektet og øker studiets nøyaktighet og relevans.

Litteratursøket er benyttet som et grunnlag for den kvantitative analysen. Gjennom litteratursøket er relevante beregningsmetoder innhentet. Beregningsmetodene er benyttet som inngangsdata for produksjonssimuleringene og lønnsomhetsanalysene. Produksjonssimuleringene er utført i nMag og simulert for en 30 års periode hvor avrenningsmønsteret baserer seg på et representativt vassdrag. nMAG modellen er kalibrert inntil det er oppnådd et tilfredsstillende samsvar mellom simulert og dagens kraftverkets reelle produksjon. Deretter er opprusting og utvidelsesalternativene implementert for å analysere utbyggingenes energibidrag.

3 Teori

3.1 Økonomiske forutsetninger

3.1.1 Levetid for vannkraftverk

For økonomiske analyser av vannkraftverk er levetiden avgjørende. Levetiden er av avgjørende betydning både for nye vannkraftverkprosjekter, men også for O/U-prosjekter hvor anleggets restverdi må vurderes. For økonomiske analyser for nye vannkraftverk benyttes 40 års levetid uavhengig av kraftverksutforming [10]. Restverdien defineres som nettoverdien kraftverket har i dag. Det vil si nåverdien for framtidige kraftinntekter fratrukket drift og vedlikeholdsutgifter. Restverdien er av avgjørende betydning for lønnsomheten for O/U-prosjekter og må innkalkuleres ved nye investeringer [11].

Basert på erfaringer fra norske vannkraftverk kan levetiden for de ulike kraftverketskomponentene settes til [11]:

- Bygg: 100 år
- Maskin: 60 år
- Elektro: 40 år

Dette gir en vesentlig lengre levetid for enkeltkomponenter enn analysehorisonten for nye kraftverk tilsier. Erfaringstallene er kun benyttet innledningsvis for å få en indikasjon på restlevetid av eksisterende anlegg.

3.1.2 Lønnsomhetbetraktninger

For lønnsomhetsbetraktninger av vannkraftprosjekter benyttes ofte utbyggingskostnad i kr/kWh som et nøkkeltall. Nøkkeltallsbetraktningen er en anerkjent metode og benyttes blant annet i konsesjonssøknader [12]. Forholdet mellom investeringskostnad og årlig produksjon kan i prinsippet settes likt for alle typer kraftverk. Driftsutgiftene varierer avhengig av kraftverkets størrelse og utforming, men utgjør en beskjeden del sammenlignet med investeringskostnadene [13]. Nøkkeltallsbetraktning egner seg dermed godt til lønnsomhetsvurderinger i tidligfaseprosjektering.

For at en investering skal være lønnsom må utbyggingskostnaden være lavere eller lik kraftverkseiers investeringsgrense. Med dagens kraftpriser og avkastningskrav anses en utbyggingskostnad på 4,5-5,5 kr/kWh som en øvre investeringsgrense. Utbyggingskostnadene og investeringsgrensen defineres med følgende formel:

$$\text{Utbyggingskostnad} = \frac{I}{E}$$

Utbyggingskostnad [kr/kWh]
I = Investeringskostnad [MNOK]
E = Årlig kraftproduksjon [GWh]

$$\text{Investeringsgrense} = p * \frac{(1+r)^n - 1}{r * (1+r)^n}$$

Investeringsgrense [kr/kWh]
p = Strømpris [kr/kWh]
r = Avkastningskrav [%]
n = Analyseperiode [år]

Nåverdibetraktning er benyttet for å gi en mer standardisert lønnsomhetsbetraktning uttrykt i NOK. NVE beskriver nåverdimetoden på følgende vis [14]:

«Nåverdi til et prosjekt er lik differansen mellom de samlede nyttevirksomheter og kostnader summert over prosjektets levetid. For å gjøres sammenlignbare må alle ressurser som går med for å realisere prosjektet, eller som produseres av prosjektet, verdsettes i en felles enhet, vanligvis kroner, og verdiene neddiskonteres til et felles tidspunkt.»

Nåverdien for en kontantstrøm defineres med følgende formel [15] :

$$NV = X_0 + \frac{X_1}{(1+r)^1} + \frac{X_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{X_n}{(1+r)^n}$$

$X_1, X_2 \dots$ er kontantstrømmen per år og er for studiet forenklet til inntekter av kraftproduksjon og utbyggingskostnad. r defineres som diskonteringsfaktor og n = analyseperioden. Videre i studiet er diskonteringsfaktoren omtalt som kraftverkseiers avkastningskrav. Nåverdi lik null tilsier at avkastningen er lik avkastningskravet. Det vil si minimumskravet bedriften har til lønnsomhet hensyntatt risiko og bedriftens alternative investeringsmuligheter. Positiv nåverdi defineres som lønnsomme investeringer. Ved evaluering av lønnsomheten til ulike prosjekter vil en tradisjonelt prioritere prosjektene med høyest nåverdi først. Utfordringen med å benytte nåverdimetoden er at den kun belyser avkastningen til prosjektet, og ikke noe om størrelsen til avkastningen i forhold til investert beløp.

3.2 Tekniske forutsetninger

Kapittelet gir en beskrivelse av formler benyttet i studiet. Tekniske forutsetninger er i hovedsak benyttet som inngangsdata for produksjonssimuleringene utført i nMAG.

3.2.1 Falltapsberegninger

Falltapene inndeles i friksjonstap og singulærtap. Friksjonstapene skyldes friksjon mellom vannet og vannveiens våte perimenter. Mens singulære falltap oppstår i bend, innsnevring og utvidelser i vannveien. Vannkraftverk utnytter vannets stillingsenergi og ved å redusere falltapene oppnås en høyere kraftproduksjon.

3.2.1.1 Friksjonstap

$$h_f = \frac{Q^2 * L}{M^2 * A^2 * R_h^{\frac{4}{3}}}$$

h_f = Friksjonsfalltap [m]

Q = Volumstrøm [m^3/s]

L = Lengde på vannvei [m]

M = Mannings friksjonskoeffisient [$m^{1/3}/s$]¹

A = Vannveiens tverrsnitt [m^2]

R_h = Hydraulisk radius [m]

3.2.1.2 Singulærtap

$$h_{sing} = k * \frac{v^2}{2 * g}$$

h_{sing} = Singulære falltap [m]

k = Falltapskoeffisient [-]¹

v = Vannhastighet [m/s]

g = Tyngdens akselerasjon [m/s^2]

3.2.2 Produksjon i vannkraftverk

Produksjonen fra et vannkraftverk avhenger av kraftstasjonens elektromekaniske totalvirkningsgrad, fallhøyde og tilsig. Kraftstasjonens effektivitet bestemmes av:

$$P = Q * g * H_n * \rho * \eta$$

P = Effekt [W]

Q = Volumstrøm [m^3/s]

g = Tyngdens akselerasjon [m/s^2]

H_n = Netto fallhøyde [m]

ρ = Vannets spesifikke vekt [kg/m^3]

η = Elektromekanisk totalvirkningsgrad [-]

¹ Benyttede falltapskoeffisienter er innhentet fra NVEs inntakshåndbok [73, p. 87]

3.2.3 Vannets energiekvivalent

Energi­ekvivalenten (EEKV) uttrykkes i kWh/m³ og er et begrep for å fastslå vannets energipotensiale for nedstrøms kraftverk og defineres med følgende formel:

$$EEKV = \frac{\rho * g * H_n * \eta}{3600}$$

EEKV = Vannets energiekvivalent [kWh/m³]

ρ = Vannets spesifikke vekt [kg/m³]

g = Tyngdens akselerasjon [m/s²]

H_n = Netto fallhøyde [m]

η = Elektromekanisk totalvirkningsgrad [-]

3.2.4 Vannets akselerasjonstid

Vannets akselerasjonstid (T_w) er definert som «den tid det tar å akselerere vannmassene fra nærmeste frie overflate oppstrøms turbin til nærmeste frie overflate nedstrøms turbinen» [16]. Statnett pålegger større kraftverk ($P > 10\text{MW}$) å bidra til effekt- og frekvensregulering [17]. Funksjonskravet medfører at vannets akselerasjonstid ikke kan overstige 1,0 sekund. Vannets akselerasjonstid kan reduseres ved å øke vannveistverrsnittet og/eller etablere svingekammer for å redusere lengden til nærmeste frie vannflate. Formelen for vannets akselerasjonstid defineres av følgende formel:

$$T_w = \frac{Q}{H_0 * g} \sum \frac{L}{A}$$

T_w = Vannets akselerasjonstid [s]

Q = Volumstrøm [m³/s]

g = Tyngdens akselerasjon [m/s²]

H_0 = Høyde mellom OS og NS vannspeil [m]

L = Lengde mellom OS og NS vannspeil [m]

A = Vannveiens tverrsnitt [m²]

3.2.5 Trykkstøt

Trykkstøt oppstår når væske i bevegelse blir stanset eller tvinges til å endre retning. Ved lastendring eller nedstengning av turbin fører vannets elastisitet til et trykkstøt foran turbinen. Trykkstøtets størrelse avhenger av turbinens lukketid og defineres med følgende formel:

$$\Delta H = \frac{c * \Delta v}{g} * \frac{T_r}{T_l}$$

ΔH = Trykkstigning [mVs]

c = Trykkbøl­gens forplantings­hastighet [m/s]

Δv = Vannets hastighet [m/s]

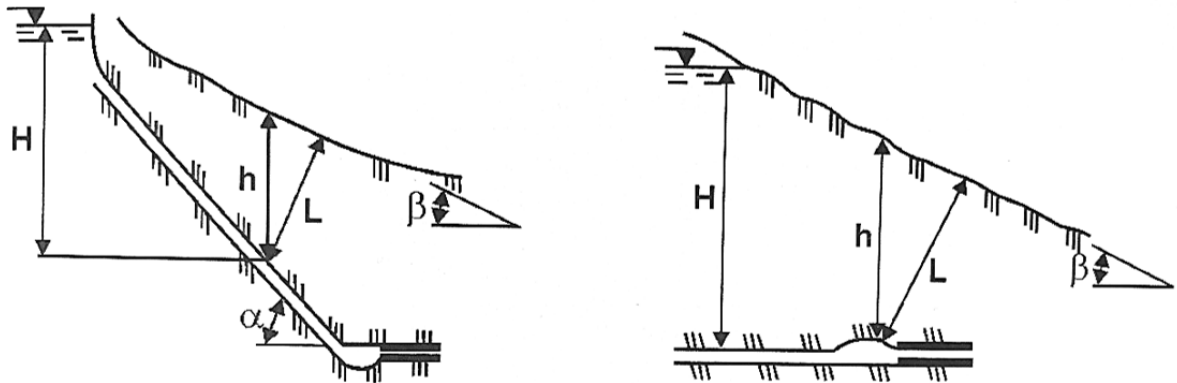
g = Tyngdens akselerasjon [m/s²]

T_l = Turbinens lukketid [s]

T_r = Vannets refleksjonstid [s]

3.2.6 Tunneloverdekning

Plasseringen av uforede trykksjakter og tunneller skal ikke føre til deformasjoner av utenforliggende bergmasser. Betydningen av det er at minste hovedspenning i bergmassen skal på et hvert sted være større enn vanntrykket i tunnelen [18]. Overstiger vanntrykket minste hovedspenningen kan hydraulisk splitting og jekking forekomme. Hydraulisk splitting defineres som initieringen av brudddannelse, mens jekking omhandler utvidelse av eksisterende sprekker. Hydraulisk splitting med påfølgende jekking kan føre til omfattende lekkasjer og forårsake produksjonstap for kraftverkseiere. For analyse av sikker plassering av uforede trykktunneler er likevektbetraktninger benyttet. Likevektbetraktningene er basert på at lastkomponenter vinkelrett på tunnelen skal være større enn kraften vanntrykket påfører tunnelveggen [18]. For kombinasjonsløsninger mellom tunnel og rørgate er det nødvendig fore tunnelen inntil det oppnås tilstrekkelig fjelloverdekning.



Figur 2 - Parametere for vurdering av fjelloverdekning [18]

For sjakter er følgende formel benyttet:

$$\rho_f * g * h * \cos \alpha > H * \rho_w * g$$

For tunnel er følgende formel benyttet:

$$\rho_f * g * L * \cos \beta > H * \rho_w * g$$

ρ_f = Bergmassens densitet [kg/dm³]

ρ_w = Densitet for vann [kg/dm³]

h = Vertikal bergoverdekning [m]

H = Statisk vanntrykk [m]

α = Sjaktas helning [°]

L = Vinkelrett avstand til dalside [m]

β = Gj.snittlig helningsvinkel til dalsiden [°]

3.2.7 Produksjonssimuleringer

Produksjonssimuleringer er utført i nMAG2004. nMAG er et fleksibelt simuleringsprogram for vannkraftsystemer med ett eller flere magasiner. Programmet er utviklet av Norges Hydrotekniske Laboratorium, som er tilknyttet Sintef og NTNU.

Programmet anses som et godt planleggingsverktøy for produksjonssimuleringer for tidligfaseprosjektering, da brukerterskelen og mengden inngangsdata er begrenset sammenlignet med mer avanserte modeller. nMAG baserer seg på å inndele vannkraftsystemet i moduler som representerer magasiner, kraftverk og overføringstunneler. For hver modul innsettes et utvalg obligatoriske og driftsoperasjonell inngangsdata. Avrenningsmønsteret for vannkraftsystemet simuleres ved å legge inn tilsigsserier fra representative vannmerker.

Tabell 1 viser en oversikt over inngangsdata nMAG benytter for å simulere kraftproduksjonen. For ytterligere beskrivelse av programvaren henvises det til programmets brukermanual [19]. Hensikten med produksjonssimuleringene er å simulere anleggets kraftproduksjon. Simuleringsmodellen er kalibrert inntil det er oppnådd et tilfredsstillende samsvar mellom simulert og reel produksjon for eksisterende kraftverk. Deretter er opprusting og utvidelsesalternativene implementert for å kunne betrakte produksjonsbidraget.

Tabell 1 - Inngangsdata nMAG2004 [19]

Modul	Obligatorisk inngangsdata	Driftsoperasjonell inngangsdata
Magasin	<ul style="list-style-type: none">- HRV og LRV- Magasinvolum	<ul style="list-style-type: none">- Tappestrategi- Magasinkurve- Vannstandsdata- Lukekapasitet- Restriksjoner- Fordampning
Kraftstasjon	<ul style="list-style-type: none">- Slukeevne- Energiekvivalent	<ul style="list-style-type: none">- Brutto fallhøyde- Nivå inntak- Nivå undervann- Falltapskoeffisient- Last / virkningsgradskurve- Restriksjoner- Kjøremønster
Overføringer	<ul style="list-style-type: none">- Overføringskapasitet	<ul style="list-style-type: none">- Restriksjoner

4 Beskrivelse av Nygård kraftverk

4.1 Om Nordkraft

Nordkraft er et kraftkonsern med hovedsete i Narvik kommune i Nordland fylke. Kraftkonsernets kjernevirksomhet er innen utbygging, produksjon og distribusjon av fornybar energi. Nordkraft ble etablert 21. desember i 1913 under navnet Narvik kommunale elektrisitetsverk. Nordkraft drifter 27 kraftverk, hvorav syv vannkraftverk og to vindkraftverk inngår i konsernets egen produksjonsportefølje [20]. De resterende 18 kraftverkene er omfattet av operatørskapsavtaler.

Kraftkonsernets installerte effekt er 392,9 MW og midlere årsproduksjon utgjør 1223,2 GWh [21]. Tilsvarende energibehovet for ca. 60 464 husstander. Nordkraft eies av Narvik kommune (50,0 %), Jämtkraft AB (28 %), Troms kraft AS (5,3 %) og Hålogaland Kraft AS (16,7 %).



Figur 3 - Nygård Kraftverk sett fra rørgate

4.2 Historikk

Nygård kraftverk er et vannkraftverk i Narvik kommune i Nordland fylke. Kraftverket ligger ved Trældal på nordsiden av Rombaksfjorden, ca. 12 km nord for Narvik. Hensikten med kraftutbyggingen var å elektrifisere norsk side av Ofotbanen. 7 april 1930 vedtok stortinget utbyggingen av kraftverket, allerede 1932 sto kraftverket ferdig. Utbyggingskostnadene beløpte seg på 6,8 millioner kroner, 100 000 kroner over budsjett.

Opprinnelig besto kraftverket av tre aggregater med en midlere årsproduksjon på 37 GWh. To enfase-generatorer leverte likestrøm til Ofotbanen og en trefasegenerator leverte vekselstrøm til Narviks befolkning. Ved byggeår inngikk magasinene Store Fiskeløs, Sirkelvannet, Nygårdsvannet og Trollvannet. Total utgjorde magasinvolumet 37 Mm³.

I 1938 ble 1. byggetrinn av Jernvassdammen ferdigstilt, dette innebar 7 m oppdemning av Jernvannet. 1941 ble det installert et nytt 8,0 MW aggregat for å imøtekomme økt kraftetterspørsel fra Narviks befolkning. 2. byggetrinn av Jernvassdammen ble påstartet i 1939, men utsatt grunnet krigshandlingene. Byggetrinnet ble først ferdigstilt i 1947. Magasinene Skitedalsvannet og Lille Fiskeløs ble ferdigstilt og overført til Jernvannet i 1956 og 1960. Kraftverkets magasin ble med disse utbyggingene 99,2 Mm³ tilsvarende dagens magasinkapasitet.



Figur 4 - Ofotbanen 1923 [22]

Enfase-aggregatene som opprinnelig leverte likestrøm til Ofotbanen ble avviklet i 1969 da NSB bygde en egen omformer ved Rombakkstasjon. Aggregatene ble erstattet av ett 9 MW aggregat i 1973. I perioden 1980-2002 har anlegget gjennomgått omfattende oppgraderinger. Oppgraderingene innebar blant annet rehabilitering av reguleringsanlegget, sandblåsing av rørgate, kontrollanlegg, statoromviklinger, bytte av løpehjul samt byggingen av Sirkelvann kraftverk. Investeringen knyttet til rehabiliteringen beløpte seg på 70 MNOK inkludert utbyggingen av Sirkelvann kraftverk på 10,2 MNOK [23]. Vinteren 2010 ble det konstatert en omfattende vannlekkasje i kraftverkets tilløpstunnel. Lekkasjen utgjorde et årlig produksjonstap på 9 GWh tilsvarende 8 % av årsproduksjonen [24]. Tunnelen ble utbedret i 2011 og dagens lekkasjer anses som neglisjerbare.

4.2.1 Tidslinje:

- 1930 – Utbyggingsplanene for Nygårdvassdraget godkjennes av Stortinget
- 1932 – Kraftverket ferdigstilles og settes i drift
- 1938 – 1. byggetrinn av Jernvassdammen ferdigstilles.
- 1941 – Installering av nytt francisaggregat for å dekke økt kraftteterspørsel.
- 1947 – 2. byggetrinn av Jernvassdammen ferdigstilles.
- 1956 – Overføring av Skitdalsvannet til Jernvannet.
- 1960 – Overføring av Lille Fiskeløsvannet til Jernvannet.
- 1972 – Enfasemaskinene avvikles og erstattes med et 9 MW trefaseaggregat.
- 1994 – Ny dam ved Sirkelvannet.
- 1998 – Sirkelvann kraftverk settes i drift.
- 1980-2002 – Modernisering av Nygård kraftverk
- 2011 – Tetting av lekkasje i tilløpstunnelen

4.3 Teknisk beskrivelse

Nygård kraftverk har siden idriftsettelsen i 1932 gjennomgått flere nødvendige ombygginger og rehabiliteringer. Dagens kraftverk fremstår som et eldre kraftverk som gjennom oppgraderinger tillater moderne drift og fjernstyring. Kraftverkets nedbørsfelt utgjør 146,3 km² og består av syv magasiner og 14 dammer med en total magasinkapasitet på 99,2 Mm³. Kraftverket er utformet som et høytrykksanlegg av den alpine typen og utnytter en brutto fallhøyde på 256 m [25]. Fra inntaksmagasinet strømmet vannet gjennom en 3636 meter lang horisontal tilløpstunnel til svingekammeret. Fra svingekammeret går vannet i en 540 m lang frittliggende rørgate, delvis i fjell og deretter i dagen ned til kraftstasjonen ved Trældal.

Kraftverket maskininstallasjon består av tre vertikale francisturbiner med en nominell ytelse på 2 x 8 MW og 9 MW. Midlere årsproduksjonen er 110,7 GWh, tilsvarende energiforbruket til 5472 husstander [27].

Tabell 2 - Hoveddata Nygård kraftverk

Tilslig		
Nedbørsfelt	km ²	146,3
Middelvannføring	m ³ /s	6,2
Tilslig	Mm ³	194,7
Pålagt minstevannføring	m ³ /s	0
Magasin		
Samlet magasinkapasitet	Mm ³	99,2
Kraftverk		
Driftsatt	år	1932
HRV	moh.	259
LRV	moh.	250
Undervann	moh.	0
Brutto midlere fallhøyde (2/3-punkt)	m	256,0
Netto midlere fallhøyde, ved maks last	m	233,3
Totalvirkningsgrad bestpunkt	%	88,7
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,553
Maks slukeevne	m ³ /s	12,5
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	25,0
Tunnel, lengde / gj. tverrsnitt	m / m ²	3636 / 8,0
Tilløpsrør, lengde / tverrsnitt	m / m ²	540 / 1,9-1,5
Produksjon		
Produksjon, vinter (1.1-30.4) / (1.10-31.12)	GWh	61,4
Produksjon, sommer (1.5-30.9)	GWh	49,3
Årlig middelproduksjon	GWh	110,7

4.4 Hydrologi

Nygård kraftverk befinner seg i overgangsregimet mellom innlands- og kystregime. Nedbørsfeltet består i hovedsak av snaufjell og skog. Det finnes ikke vannmålestasjoner i vassdraget av tilfredsstillende kvalitet. De hydrologiske betraktningene baserer seg på tilsigsserier fra representative vannmerker, produksjonsdata og data generert i NEVINA. Det er ikke foretatt en utdypet hydrologisk analyse begrunnet i studiets bygg og anleggstekniske vinkling. Studiets hydrologiske betraktning må anses som forenklet.

4.4.1 Representative målestasjoner

Det er valgt å innhente feltparametere for nærliggende vannmerker for å vurdere vannmerkernes representativitet ovenfor Nygårdsvassdraget. Feltparametere er generert i NEVINA. NEVINA er en karttjeneste utviklet av NVE for å beregne nedslagsfelt, feltparametere og indekser for et fritt valgt punkt i et vassdrag [28]. Det er valgt innhente feltparametere for vannmerkene 174.3 Litlevatnet og 191.2 Øvrevatn. Vannmerkene ligger hhv. 43,5 km og 17,2 km i luftlinje fra kraftverkets inntaksmagasin, se Figur 5. Vannmerkene vurderes som representative med hensyn til geografisk beliggenhet og nærhet til kysten. Tabell 3 viser et sammendrag av vannmerkernes feltparametere. Bre- og snaufjellandel anses som sammenfallende, mens vannmerkernes feltareal og medianhøyde er noe avvikende.

Tabell 3 - Feltparametre for representative vassdrag [29].

Måleserie	Feltareal [km ²]	Breandel [%]	Eff.sjø [%]	Snaufjell [%]	Medianhøyde [moh.]
Nygårdsvassdraget	146,3	0,9 %	10,7 %	54,4 %	490
174.3 Litlevatnet	28,4	2,6 %	1,6 %	57,5%	724
191.2 Øvrevatn	522,7	0,5 %	2,5 %	52,7 %	567



Figur 5 - Beliggenhet av representative vannmerker

4.4.2 Spesifikk avrenning

Klimaendringer har ført til økt nedbør og energitilsig. For Troms har energitilsig i gjennomsnitt økt med 7 % for perioden 1989-2018 sammenlignet med normalperioden 1961-1990 som NEVINA tar utgangspunkt i [30].

For å unngå å underestimere tilsiget er det valgt å innhente observerte verdier for vannmerkene for perioden 1990-2019. Kraftverkets avrenning er tilbakeregnet for samme periode ved å benytte produksjonsserier og kraftverkets energiekvivalent. Siden kraftverket ikke har flomtap eller praktiserer minstevannføring forventes fremgangsmåten å gi en indikasjon på vassdragets avrenning [31]. Tabell 4 viser et sammendrag mellom observerte og tilbakeregnet avrenning. Sammenfallende spesifikk avrenning tyder på at vannmerkene representativitet er høy. Grunnet endret EEKV i løpet av analyseperioden som følger av elektromekaniske oppgradering av kraftstasjonen er avrenningen for vassdraget satt som et gjennomsnitt mellom observerte og tilbakeregnet verdier.

Tabell 4 - Observert spesifikk avrenning 1990-2019

Målested	Periode	Observert spesifikk avrenning [l/(s*km ²)]
Nygård Kraftverk (tilbakeregnet)	1990 - 2019	41,9
174.3 Litlevannet	1990 - 2019	41,7
191.2 Øvrevatn	1990 - 2019	43,1
Observert gjennomsnittlig avrenning, Nygård	1990 - 2019	42,2

4.4.2.1 Spesifikk avrenning delfelt

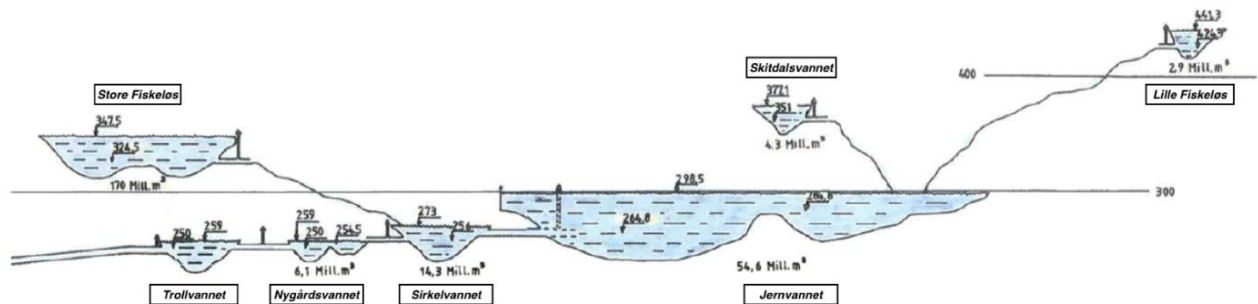
Nygårdsvassdragets observerte avrenning er betraktet å være 42,2 l/(s*km²). Med et nedslagsfelt på 146,3 m² utgjør dette et tilsig på 194,7 Mm³ per år. Dette er 11,9 % høyere sammenlignet med avrenningen generert i NEVINA for normalperioden 1961-1990. Vassdraget består av syv delfelt og er inndelt etter tilsiget for magasinene. Delfeltenes spesifikke avrenning er skalert til analyseperioden 1990-2019 ved å øke delfeltenes verdier hentet i NEVINA med 11,9 %. Tabell 5 viser delfeltenes skalerte avrenning.

Tabell 5 - Avrenning delfelt Nygårdsvassdraget

Delfelt	Delfelt [km ²]	q-spes [l/s*km ²]	Q mid [m ³ /s]	5-persentil [l/s*km ²]	Tilsig [Mm ³]
Lille Fiskeløs	2,23	43,1	0,10	5,04	3,0
Skitdalsvannet	4,47	42,9	0,19	4,37	6,0
Jernvannet	96,8	45,3	4,39	3,92	138,4
Store Fiskeløs	14,72	39,3	0,58	5,15	18,2
Sirkelvannet	15,98	34,4	0,55	4,14	17,3
Nygårdsvannet	9,38	30,6	0,29	4,03	9,0
Trollvannet	2,66	30,4	0,08	4,03	2,6
Sum	146,28	42,20	6,17	4,03	194,7

4.5 Magasiner og reguleringsanlegg

Nygårdsvassdraget består av syv magasiner og 14 dammer. Kapittelets hensikt er å beskrive magasinenes og dammenes utforming. Revurderingsrapporter er benyttet om grunnlagsmaterieell for kapittelet [32].



Figur 6 - Oversiktsfigur magasiner

4.5.1 Lille Fiskeløsvannet

Fiskeløsvannet er demmet opp med en 4,0 m høy og 54 m lang gravitasjonsdam i betong. Dammens overløp er på 6,0 m. Magasinet reguleres fra HRV kt. 441,3 til LRV kt. 424,0 moh., totalt magasinivolum er 2,9 Mm³. Tappingen fra magasinet foretas via en 94 m lang tappetunnel med et tverrsnitt på 4,0 m². Ved nedtapping ledes vannet til naturlig elveleie for så å magasineres i Jernvatnet.

4.5.2 Skitdalsvatnet

Skitdalsvatnet er demmet opp med en 4,0 m høy og 17 m lang trebukkedam. Dammen har overløp i hele damlengden. Magasinet reguleres fra HRV kt. 377,1 til LRV kt. 361,0 moh., totalt magasinivolum er 4,3 Mm³. Tappingen fra magasinet foretas via en 280 m lang tappetunnel med et tverrsnitt på 4,0 m². Ved nedtapping ledes vannet tilbake til naturlig elveleie for så å magasineres i Jernvatnet.

4.5.3 Jernvatnet

Jernvatnet, tidligere Øvre og Nedre Jernvatnet er demmet opp av fem dammer. Lengst sør ligger Jernvassdammen, en 270 m lang og 21 m høy gravitasjonsdam i betong. Jernvassdammen har et overløp på 70 m. Ved overtopping ledes vannet inn i delfeltet til Nygårdsvannet. Overtoppingen medfører ikke tap av vann, men forårsaker redusert produksjon for Sirkelvatn kraftverk. Sett nord fra Jernvassdammen ligger tre mindre sperredammer utført som gravitasjonsdammer i betong. Lengst nord ligger Blindtarmdammen, en 260 m lang og 12 m høy gravitasjonsdam. Dammene danner et magasin som reguleres fra HRV på kt. 298,5 til LRV kt. 264,8 moh., totalt magasinivolum er 54,6 Mm³. Magasinet er forbundet til Sirkelvatnet med en 4,0 m² og 1100 m lang tappetunnel.

4.5.4 Store Fiskeløsvannet

Store Fiskeløsvannet er demmet opp med 4 dammer. Magasinet reguleres fra HRV kt. 347,5 til LRV kt. 324,5 moh., totalt magasinivolum er 17 Mm³. Lengst øst i magasinet ligger en 8,0 m høy hvelvdam med kordelengde på 30 m. I tilknytning til hvelvdammen ligger en 42,5 m

overløpsdam utført som gravitasjonsdam i betong. Nord for magasinet er det bygd to dammer på vannskillet mot Herjangen. Den ene er utført som fyllingsdam i jord med sentral tetningskjerne i betong. Den andre er utført som gravitasjonsdam av betong med en 80 cm brystning. Tappingen av magasinet foretas via en 320 m lang tappetunnel med tverrsnitt på ca. 4,0 m². Ved nedtapping ledes vannet til naturlig elveleie for så å magasineres i Sirkelvannet.

4.5.5 Sirkelvannet

Sirkelvannet er demmet opp av en 3,5 m høy og 39,5 m lang overløpsdam utført som en gravitasjonsdam i betong. Magasinet reguleres fra HRV kt. 273 til LRV kt. 256 moh., totalt magasinivolum er 14,3 Mm³. Magasinet er forbundet til Nygårdsvannet med 587 m lang og 4,0 m² overføringstunnel.

4.5.6 Nygårdsvannet og Trollvannet

Nygårdsvannet og Trollvannet er hydraulisk tilknyttet via en 6,0 m² og 812 m lang horisontal overføringstunnel. Magasinet er demmet opp med to dammer, Nygårdsvannet er demmet opp av en 13 m høy hveldam med kordelengde på 36 m. I tilknytting til hveldamen er det bygd en 3,5 m høy og 34 m lang overløpsdam utført som en gravitasjonsdam i betong. Trollvannet er demmet opp med en 5,5 m høy og 62 m lang gravitasjonsdam. Dammen erstattet en tidligere jordfyllingsdam med sentral kjerne av betong. Totalt magasinivolum er 6,1 Mm³.

4.5.7 Regulering av magasiner

Kraftverker regulerer totalt syv magasiner. Magasinene Lille Fiskeløs, Skitdals- og Store Fiskeløsvannet reguleres av manuelle luker. Lukene åpnes i månedsskiftet november/desember og blir stående åpne inntil magasinene er tømt. De resterende magasinene har fjernstyrt lukestyring. Jernvannet fungerer som hovedmagasin og forsyner Sirkelvann- og Nygård kraftverk

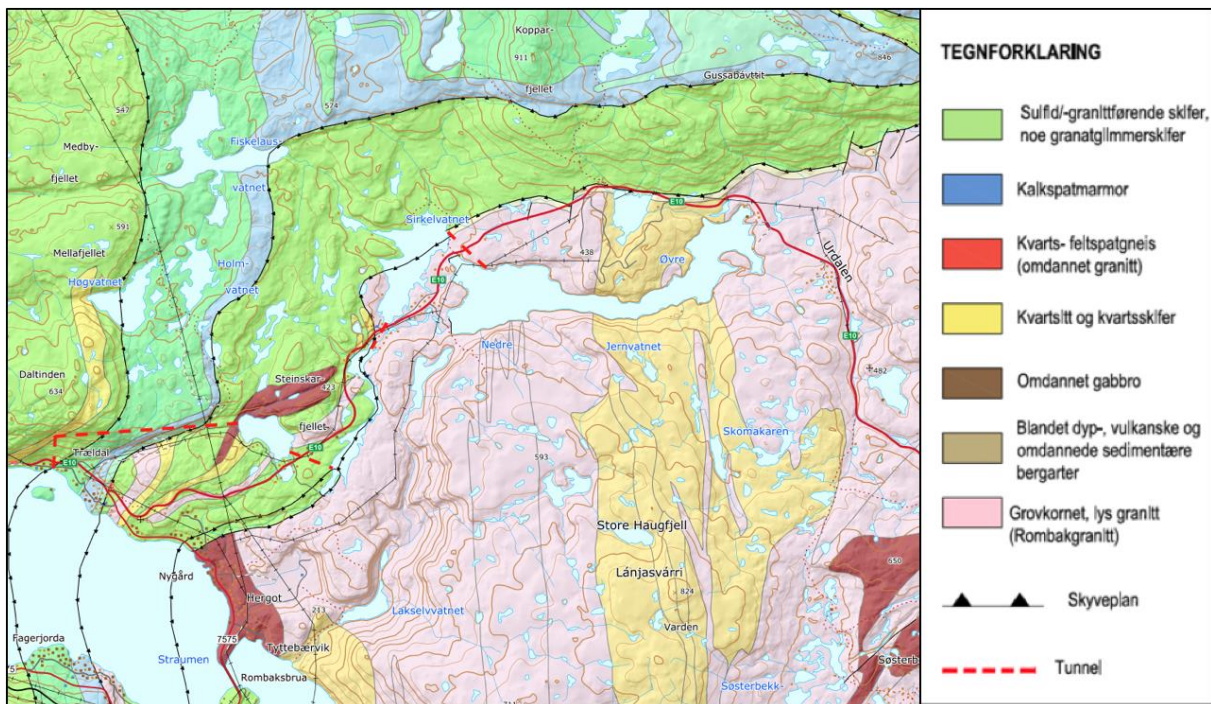
Trollvannet og Nygårdsvannet er hydraulisk tilknyttet via en horisontal overføringstunnel. Når Nygård kraftverk kjøres med full-last stabiliseres vannivået i Trollvannet seg på ca 4,0 m lavere enn Nygårdsvannet [33]. Nivådiffransen forårsakes av lav hydraulisk kapasitet som følger av begrenset trykkehøyde og trang overføringstunnel. Differansen gir en redusert netto fallhøyde for Nygård kraftverk og reduserer kraftproduksjonen.

Tabell 6 - Oversiktstabell for magasiner

Magasin	HRV [moh.]	LRV [moh.]	Reguleringshøyde [m]	Magasinivolum [Mm ³]
Lille Fiskeløsvannet	441,3	424,3	17,0	2,9
Skitdalsvannet	377,1	351,0	26,1	4,3
Jernvannet	298,5	264,8	33,7	54,6
Store Fiskeløsvannet	347,5	324,5	23,0	17,0
Sirkelvannet	273,0	256,0	17,0	14,3
Nygårdsvannet	259,0	250,0	9,0	4,1
Trollvannet	259,0	250,0	9,0	2,0
				99,2

4.6 Berggrunnsgeologi

Sørøst for magasinene Trollvann, Nygårdsvannet og Sirkelvann ligger grunnlagsfjellet Rombaksvinduet. Rombaksvinduet karakteriseres som et område i indre strøk av Ofoten hvor erosjon har fjernet overliggende bergarter slik at grunnfjellet ligger i dagen. Grunnfjellet består i hovedsak av granitt, synitter, glimmerskifer og kvartsitt. Grunnfjellet er fra tidlig proterozoisk alder, bestemt til 17-18 millioner år [34]. Granitten inndeles i to hovedtyper. En lys og grovkornet granitt, kalt Rombakksgranitt og en finkornet grå mikroklingranitt, kalt Sildvikgranitt.



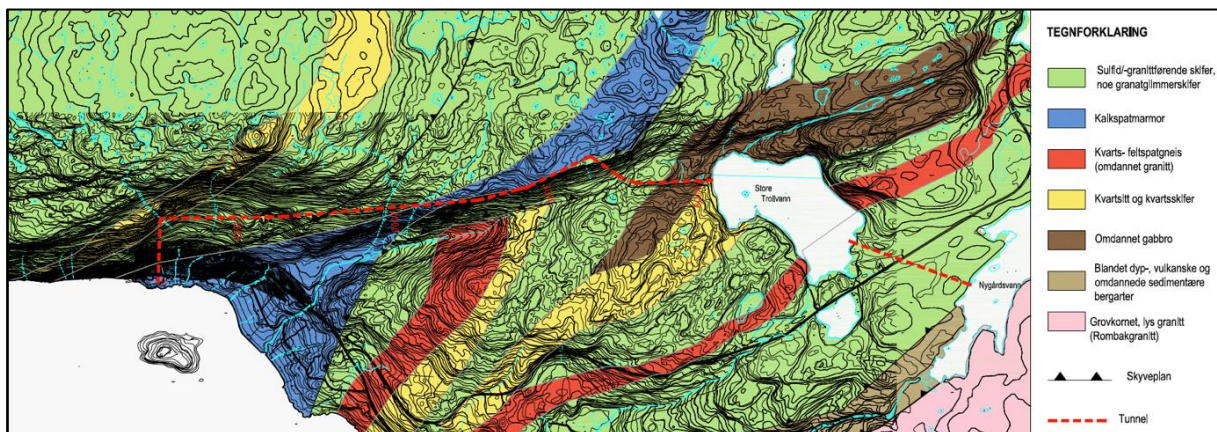
Figur 7 - Berggrunnskart Nygårdsvassdraget

Området sørøst for vassdraget består i hovedsak av Rombakksgranitt foruten ett 1 km bredt felt med Sildvikgranitt som strekker seg fra Jernvannet og sydover mot Rombaksbotten. Vest for inntaksmagasinet består grunnen av Kambrosiluriske bergarter, datert til 0,4-0,5 millioner år [34]. Berggrunnen i dette området er varierende og består av glimmerskifer, granittisk gneis, kvartsitt, marmor, metagabbro og fylitt. Mellom bergartene viser berggrunnskartet tydelige svakhetssoner. Nærliggende veiskjæringer langs E10 gir en indikasjon på bergkvaliteten og bergartsvariasjonen for området. Veiskjæringene avbildet i Figur 8 er tatt langs E10 ca. 1,5 km sørvest for inntaksmagasinet. Bildet til venstre viser løs kvartsskifer med tydelig oppsprekking. Bildet til høyre viser en forholdsvis homogen feltspatgneis med få sprekker [35]. Skjæringene ligger nært hverandre og understreker bergartsvariasjonen for området.



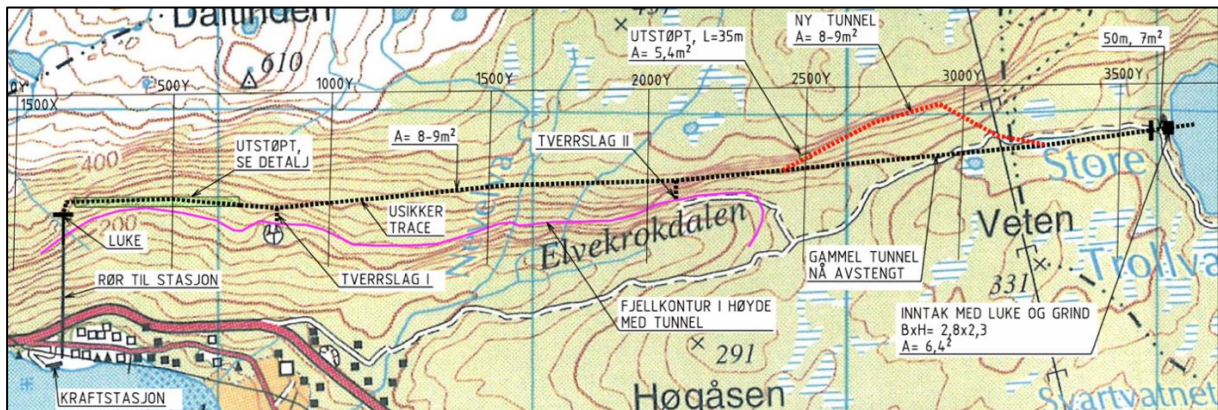
Figur 8 - Foto av nærliggende veiskjæringer

Eksisterende tilløpstunnel har til dels liten fjelloverdekning og er delvis drevet parallelt med forkastningssoner. Hovedbergarten for tilløpstunnelen er glimmerskifer med kryssende partier med kalkstein/ kalkspatmarmor [36]. Oppstrøms tverrslag II krysser tunnelen et lengre parti med kalkspatmarmor med skarp vinkel. I 2010 ble det påvist en betydelig lekkasje i dette området. Vannlekkasjen ble målt til 425 l/s og medførte til et produksjonstap på ca. 9 GWh. Lekkasjen tilsvarte ca. 8,5 % av vassdragets tilsig [37]. Partier med kalksteinlag opptrer enkeltvis i hele tilløpstunneltraseen og tykkelsen på laget veksler fra 1- 5 m. Bergets dårlige beskaffenhet har ført til omfattende sikringsarbeider og lekkasjetetteringer for tilløpstunnelen. Les mer om utførte sikringstiltak for vannveien i kapittel 4.7.1



Figur 9 - Eksisterende tilløpstunnel [38]

4.7 Vannvei



Figur 10 - Inngrep tilløpstunnel Nygård kraftverk

4.7.1 Inntak - Svingekammer

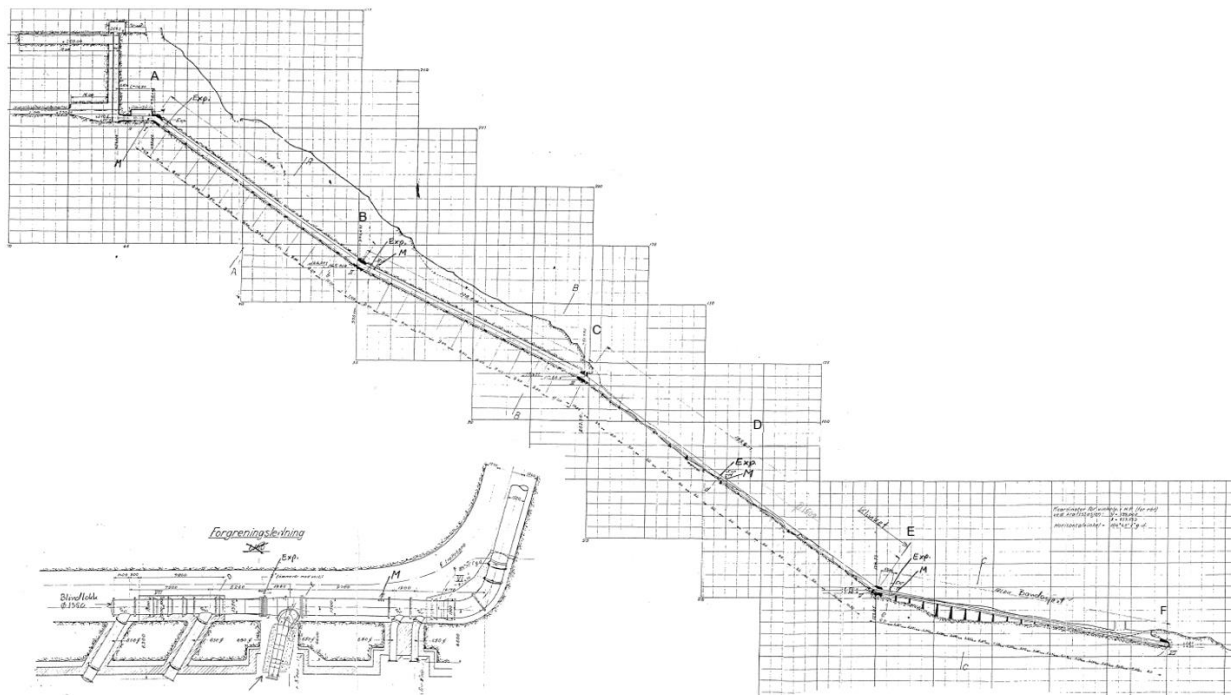
Fra inntaksmagasinet renner vannet gjennom inntaksarrangement bestående av luke og revisjonsluke. Videre følger 3636 meter lang konvensjonell utsprengt tilløpstunnel med et gjennomsnittstverrsnitt lik $8,0 \text{ m}^2$. Tunneltraseen har lav fjelloverdekning og går i oppsprukket og kalkholdig fjell som har medført til omfattende lekkasjer og ras. Følgende tiltak er utført for tilløpstunnelen:

- Lukenisjen - Tverrslag II er det drevet en ny tunnel på ca. 900 m parallelt med opprinnelig tunnel. Opprinnelig tunnel er tatt ut av drift. Nedstrøms for den parallelle tunnelen er det foretatt utstøping på 35 m med tverrsnitt lik $5,4 \text{ m}^2$ [33].
- 400 m oppstrøms tverrslag II ble det i forbindelse med lekkasjen i 2010 påstøpt ca 30-60 cm sprøytebetong i 70 m lengde.
- Tverrslag I - Svingekammeret er det foretatt fem utstøping i tilløpstunnelen. Alt fra full utstøping, til lokal tetting. Den lengste utstøping er på 100 m med tverrsnitt $\text{Ø}2,2 \text{ m}$. De øvrige utstøpingen har samme tverrsnitt, men lengde lik 10 m [39]

4.7.2 Svingekammer – kraftstasjon

Oppstrøms svingekammeret finnes sandfang og ei finvaregrind. Nedstrøms svingekammeret er rørbruddsventilen, lufterventil og betongpropp med overgang til frittliggende rørgate plassert. De første 217 meterne av rørgaten går i tunnel, de resterende 323 meterne går i dagen til kraftstasjonen. Rørgaten ender med et 90 graders bend før den forgreines til hver turbin inne i kraftstasjonen. Rørgaten har varierende rørdiameter fra svingekammeret og ned til kraftstasjonene. Følgende diameter er oppgitt av sist revurderingsrapport [26]:

- Diameter: 1,9 m, lengde 108,9 m
- Diameter: 1,8 m, lengde 108,5 m
- Diameter: 1,7 m, lengde 77,9 m
- Diameter: 1,6m, lengde 77,9 m
- Diameter: 1,5m, lengde 166,8 m



Figur 11 - Rørgate Nygård kraftverk i snitt

4.7.3 Avløpstunnel

Nedstrøms turbinene ledes vannet gjennom en 20 meter lang avløpstunnel med et tverrsnitt på ca. $4,0 \text{ m}^2$ til havnivå. Det er kun satt opp en terskel i avløpstunnelen for T3. Dette medfører at sugerør for T1 og T2 er dykket i saltvann. Ved springflo dykkes også turbin T3. Eksponeringen av saltvann har forårsaket korrosjonsskader på turbinenes løpehjul og sugerør. Les mer turbinenes tilstand i kapittel 5.1.2

4.8 Fallhøyder

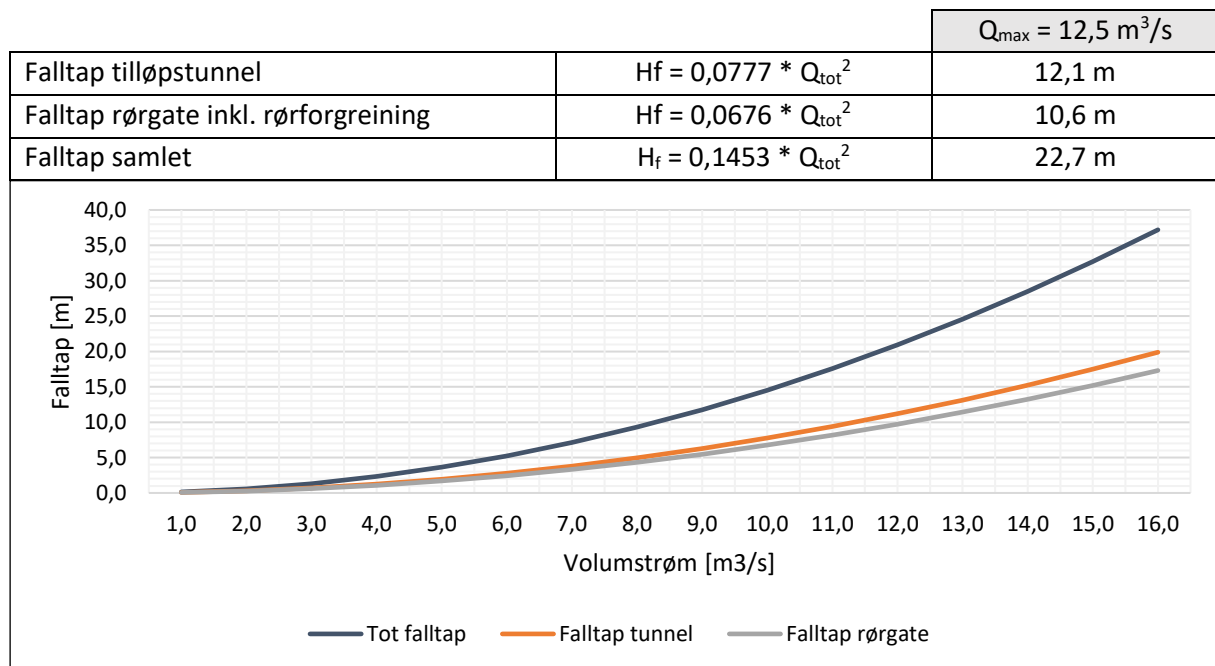
Francisturbinene er plassert med turbinsenter på kote 3,0 moh. Alle turbinene er dykket under havnivå. Francisturbinens utforming med sugerør gjør at turbinene utnytter fallhøyden helt til havnivået. Dette gir en midlere brutto fallhøyde på 256 m fra inntaksmagasinet 2/3-punkt.

Tabell 7 - Høydenivåer Nygård kraftverk

Nivå	Verdi
LRV	250,0 moh.
HRV	259,0 moh.
Midlere brutto fallhøyde, 2/3 punkt	256,0 m
Turbinsenter	3,0 moh.

4.9 Falltapsberegninger

Det er gjennomført detaljerte falltapsberegninger. Vedlegg 1 viser falltapsberegninger og benyttede koeffisienter. Falltapsberegningene må betraktes som konservative og er i samsvar med beregninger utført i forbindelse med virkningsgradsmålingene i 1996. Figur 12 viser falltapets utvikling som en funksjon av volumstrømmen. Det er valgt å neglisjere falltapene knyttet til tverrslagene i tilløpstunnelen. Tverrslagene er utformet med en tverrslagsporter som ligger i flukt med tunnelveggen og det forventes at falltapsbidrag er neglisjerbart. Rørgaten ble overflatebehandlet innvendig og utvendig i 1995. Rørgaten ble i denne forbindelse blåserenset og påført to-komponent epoksy wintergrade Jotamastic 87 maling. Forutsatt påført malingstykkelse lik 300×10^{-6} m gir dette en ruhet på 85×10^{-6} m og er benyttet som et utgangspunkt for falltapsberegningene [7]. Ved full last har kraftverket et falltap på 22,7 m. Med en brutto fallhøyde lik 256 mVs gir dette en netto fallhøyde lik 233,3 mVs. Falltapene kan betraktes som høye og økes med volumstrømmen. Spesielt tilløpstunnel anses som «trang» og gir et høyt falltapsbidrag.



Figur 12 - Falltapsberegninger Nygård Kraftverk

5 Tilstandsvurdering av Nygård kraftverk

Kapittelets hensikt er å foreta en detaljert tilstandsvurdering for maskin-, elektro- og byggetekniske anlegg, for å komme med en anbefaling om kraftverket bør opprustes eller erstattes med et nytt. Tilstandsvurderingen baserer seg på revurderingsrapporter, virkningsgradsmålinger og kraftverkseiers egne observasjoner. Det er valgt å belyse større investeringer som er gjort for anlegget for de siste 50 årene. Hensikten med å belyse investeringene er å få et innblikk av tidligere opprustingstiltak samt kartlegge opprustingsbehovene.

5.1 Maskinteknisk anlegg

Tabell 8 - Investering og revisjonshistorikk maskinteknisk

Maskintekniske investeringer og revisjoner fom. 1978		Kostnader [MNOK]
1987	Turbinrevisjon T3, sveiseutbedringer av korrosjonsskader	3,0
1988	Turbinrevisjon aggregat 2	0,8
1989	Turbinrevisjon aggregat 1	0,9
1991	Rehabilitering trallebane	1,1
1995	Overflatebehandling av rørgate	1,8
1996	Revisjon av sluseventil T1 og T2, rørbruddsventil og montering av ny finvaregrind	0,8
2000	Revisjon T2, inkl. Bytting av løpehjul	6,5
2001	Lagerhavari T1, nedre styrelager	0,2
2004	Ny ventilstyring for hovedstengeventiler T1 og T2	N/A
2007	Turbinrevisjon T1	0,1
2007	Turbinrevisjon T3	0,3
2013	Kuleventilstyring T3	2,5

5.1.1 Rørgate

Rørgatens diameter varierer fra 1,9 m ved ventilkammeret til 1,5 m ved kraftstasjonen. Rørgaten er av støpejern, fra kraftstasjon og ca. 130 m oppstrøms stasjonen er rørgaten smisveiset og bandasjert med påkrypende ringer av støpestål [26]. Lengre oppstrøms er rørgaten klinket fram til betongproppen.

Rørgaten ble sist revurdert i 2016 og godkjent for 15 nye år. Det ble ikke avdekket forhold som krevde umiddelbare tiltak. Revurderingsrapporten påpekte korrosjon langs rørgaten som bør behandles ved neste anledning. Det ble også registrert riss langs enkelte forankringsklosser som bør overvåkes. NVE har tidligere vurdert å endre deres praksis vedrørende smisveiste tilløpsrør for eldre kraftverk. Av brev 22.06.1994 tilsendt Nordkraft konkluderte NVE at det ikke var nødvendig å skifte ut rørgaten for Nygård kraftverket begrunnet i den ekstra sikkerheten bandasjeringen med støpestålringene gir [26].

5.1.2 Turbiner

Kraftverket er utstyrt med tre vertikale francisturbiner. Turbinene er navngitt med tall etter plasseringen fra kontrollrommet. Turbinenes hoveddata er opplistet i Tabell 9.

Tabell 9 - Hoveddata turbiner Nygård kraftverk

	Turbin 1 T1	Turbin 2 T2	Turbin 3 T3
Leverandør	A/S Kværner Brug	A/S Kværner Brug	A/S Kværner Brug
Type	Vertikal francis	Vertikal francis	Vertikal francis
Driftsatt	1941	1932	1973
Hovedstengevetil	Sluseventil	Sluseventil	Kuleventil
Effekt	8 MW	8 MW	9 MW
Turbinvirkningsgrad	90 % [40]	92,4 % ²	90 % ³

Turbin 1

Turbin 1 ble rehabilitert i 2007, på grunn av pågående vurderinger om et nytt Nygård kraftverk ble rehabiliteringen redusert til et minimum. Rehabiliteringen skulle sikre problemfri drift i 10-15 år inntil et nytt kraftverk var ferdigstilt. Dette er nå 13 år siden og dagens tilstand ansees som prekær. Turbinen generer støy på enkelte lastområder trolig forårsaket av kavitasjon på turbinhjulet som er fra 1941. For å redusere slitasjen og faren for havari har kraftverkseier innført kjørerestriksjoner på turbinen. Kraftverkseier ønsker å begrense antall start og stopp og unngår lastområdet 3,7-4,3 MW og 5,8-6,7 MW. I prinsippet medfører kjørerestriksjonene at turbinen enten står eller kjøres for fullt. Når turbinene først kjører ønsker kraftverkseier å kjøre for en lengre periode for å unngå unødvendig slitasje på løpehjulet [33].



Figur 13 - Maskinsal Nygård kraftverk

² Innhentet 2000, forutsetter lavere virkningsgrad for dagens tilstand.

³ Antatt turbinvirkningsgrad basert på øvrige turbiners virkningsgrad

Turbin 2

Turbin 2 ble rehabilitert i 2000. Rehabiliteringen innebar bytting av løpehjul, ledeskovler, nedre spalting og omstøping av turbinlager. Virkningsgradsmålinger før og etter rehabiliteringen viser en økning av turbinvirkningsgraden fra 90,2 % til 92,4 %. Turbin 2 er den eneste av turbinene som i prinsippet tillater regulering. På vinterstid benyttes turbinen til frostkjøring. Ved frostkjøring kjøres turbinen med lav last for å holde sirkulasjon i vannet for å hindre frostdannelse i rørgaten. Ved frostkjøring kjøres turbinen typisk på 2 MW og forårsaker kjøring på lav virkningsgrad.

Turbin 3

Turbin 3 erstattet de opprinnelige enfasemaskinene i 1973. Turbinen har hatt vedvarende korrosjonsproblemer. Årene før revisjonen i 1987 ble turbinen kjørt unntaksvis grunnet høyt støy og vibrasjonsnivå. Under revisjon i 1987 ble det gjennomført omfattende sveiseutbedringer av korrosjonsskader forårsaket av saltvann. I 2001 ble det gjennomført en tilsvarende revisjon grunnet samme problematikk. Undersøkelser gjennomført av Nordkraft i 2007 viser at skovlene har tæring og slagskader. Det er også registrert tæringskader ved innløpet til spiralen, skadene skyldes trolig struping ved innfasing med hovedstengeventilen. Hovedstengeventilen benyttes ved innfasing da turbinen ikke er utstyrt med ladeapparat.



Figur 14 - Korrosjonsskader turbin T3

5.2 Elektroteknisk anlegg

Tabell 10 - Investeringer og revisjonshistorikk elektroteknisk anlegg

Elektrotekniske investeringer og revisjoner fom. 1978		Kostnader [MNOK]
1979-80	Omvikling av stator G1 og G2	N/A
1984	Nye hovedtrafostasjoner for G1 og G2.	0,7
1998	Nytt apparat og kontrollanlegg inkl. bygningsarbeid	27,0
2000	Omisolering av poler og trykkoljeavlastning i bærelager, G2	N/A
2001	Nye polviklinger etter jordfeil og trykkoljeavlastning i bærelager, G3	N/A
2007	Rengjøring og nye sporkiler, G3	N/A
2008	Kjøling av aggregater	0,1

5.2.1 Generator

Tabell 11 - Hoveddata generatorer

	Generator 1 G1	Generator 2 G2	Generator 3 G3
Leverandør	NEBB	NEBB	NEBB
Produksjonsår	1940	1932	1972
Ytelse	8,0 MVA	8,0 MVA	10,3 MVA
Spenning	4,2 kV	4,2 kV	4,2 kV

5.2.2 Transformator

Tabell 12 - Hoveddata transformatorer

	Transformator 1 T1	Transformator 2 T2	Transformator 3 T3	Transformator 4 T4
Leverandør	National Industri	National Industri	No-Tra-Mo	No-Tra-Mo
Produksjonsår	1984	1983	1972	1971
Ytelse	10 MVA	10 MVA	10 MVA	7 MVA
Spenning	35 / 4,2 kV	35 / 4,2 kV	35 / 4,2 kV	35 / 23 kV

T1-T3 er generatortransformatorer. Transformator T4 tilhører Nordkraft nett og sørger for lokal forsyning for Bjørnfjell og Bjerkvik. Strømmen fra kraftproduksjonen distribueres via en sjøkabel til Frydenlund transformatorstasjon i Narvik. PD-målinger (måling av el-overslag/gnist i isolasjonsmediet) av G1 indikerer at generatoren er i teknisk dårlig stand som følger av høy alder og slitasje. På sikt kan isolasjonen punkteres og forårsake totalt generatorhavari [41]. G2 og G3 er i bedre tilstand sammenlignet med G1, men også disse anses å være i overkant av sin tekniske levealder [41]. Transformatoranlegget overvåkes ved at det jevnlig sendes inn gass og oljeprøver. Prøvene viser en økende gassutvikling for T1 og tyder på en pågående trafofeil som trolig vil akselerere. Basert på transformatorenes alder og resultatet av prøvene nærmer transformatorene seg teknisk levealder [41].

5.3 Bygningsteknisk anlegg

Tabell 13 - Innvesteringer og revisjonshistorikk byggtknisk

Byggtknisk innvesteringer og revisjoner fom. 1978		Kostnader [MNOK]
1977 - 78	Rehabilitering av Jernvassdammen	4,0
1978-94	Opprusting av reguleringsanlegg	10,0

5.3.1 Kraftstasjonsbygning

Kraftverksbygningen er fra 1932, både underbyggingen og overbygningen er utført i plasstøpt betong. I forbindelse med moderniseringen av anlegget i perioden 1980-2000 er det bygget et tilbygg med kontrollrom og personalrom. Personalrom, kontrollrom og stasjonssal ser tilsynelatende godt vedlikeholdt.

Utvendige betongvegger er kledd med korrugerte stålplater for å redusere påbegynnende betongskader grunnet inntrenging av saltvann. Taket på kraftstasjonen ble sist byttet i 2010. Taket på kraftstasjonen er flatt og hindrer naturlig drenering og øker faren for lekkasjer. Det kreves dermed hyppig tilsyn og vedlikehold for å unngå eventuelle taklekkasjer som kan skade teknisk utstyr inne i stasjonen.

Eksposering av saltvann og frost/tinesykluser har tæret på betongen. Spesielt betong i underetasjen eksponert mot saltvann bærer preg av avskalling og krakkelering. I 2010 ble det påvist alkalireaksjon i betongfundamentet under turbin 2. Kraftverkseier mistenker at den påbegynnende alkalireaksjonen forårsaket problemene ved oppretting av turbinakslingen for turbin 2 etter sist revisjon. Det forventes at alkalireaksjonen er gjeldende for all våt betong fra byggeår og at prosessen akselereres for de kommende årene [33].

5.3.2 Reguleringsanlegg

Nygård kraftverk regulerer syv magasiner med 14 dammer. Dammene og tilhørende luker ble sist revurdert av Multiconsult i 2017 [32]. Revurderingsrapporten påpekte at Jernvassdammen ikke var stabil etter damsikkerhetsforskriften. Dammen er i ettertid forsterket med fjellbolter og innfrrir nå kravene til forskriften. Det forventas at framtidige revurderinger og hovedtilsyn vil pålegge rehabilitering og forsterkning av flere dammer.

5.4 Totalteknisk vurdering

Basert på en helhetsvurdering av maskin-, elektro- og byggeteknisk anlegg anses det som uhensiktsmessig å oppruste eksisterende anleggsdeler. En slik opprusting innebærer bytte av løpehjul, ledeapparat, ombygging av generator og falltapsreduserende tiltak i vannveien osv. De nevnte elektromekaniske opprustingstiltakene er allerede gjennomført for deler av anlegget og gevinsten av ytterligere opprusting anses som liten [42]. Komponentene i det eksisterende anlegget har en høy levealder og restlevetiden er usikker. Spesielt T1 og T3 bærer preg på aldring og strenge kjørerestriksjoner. Det er også knyttet stor usikkerhet til betongkvaliteten i fundamentet, da det er påvist alkalireaksjoner. Alkalireaksjonen medfører at betongen stedvis er oppsprukket og gjør fundamentering av nye turbiner og annet utstyr utfordrende.

Geologien langs tilløpstunnelen er uheldig. Tunnelen er drevet med liten fjelloverdekning og ligger delvis parallelt med en forkastningssone. Berggrunnens dårlige beskaffenhet har forårsaket ras og omfattende lekkasjer. I 2010 ble det registrert en lekkasje tilsvarende 8,5 % av tilsiget [24]. Lekkasjene har gjort det nødvendig å foreta en rekke utbedringer av tilløpstunnelen. Det er blant annet drevet en parallell tunnel for deler av tunnelstrekningen, utført fullutstøpning og lekkasjetetting med sprøytebetong. Berggrunnsgeologien for tilløpstunnel gir en usikkerhet for kraftverkets driftssikkerhet. Det er grunn til å tro at nye lekkasjer og ras kan forekomme. Ras og lekkasjer kan forårsake forhold som krever umiddelbare tiltak som kan føre til stans av kraftproduksjonen og tapte produksjonsinntekter.

Tilløpstunnel er trang og fører til forholdsvis høye falltap sammenlignet med dagens dimensjoneringsprinsipper. Ved full last utgjør falltapene i tilløpstunnelen 12,1 m og rørgaten 10,6 m. Vannveiens totale falltap er beregnet til 22,7 m. Sammenlignet med dagens dimensjoneringsprinsipper med en antatt optimal vannhastighet tilsvarende 1,3 m/s for tilløpstunnelen og 3,0 m/s for rørgaten er det mulig å redusere falltapene med ca. 60 %. Bemerk at anslaget må tolkes som grove og tar ikke hensyn til singularørtapene. Anslaget gir likevel indikasjoner på at dagens vannvei ikke er optimal.

Rørgaten er fra byggeår og ble sist revurdert i 2016. Det ble ikke avdekket forhold som krevde umiddelbare tiltak i henhold til revurderingsrapporten tilfredsstillende styrkemessige krav i damsikkerhetsforskriften [26]. Det er likevel knyttet usikkerhet til offentlige forskrifter og NVEs praksis vedrørende smisveiste rørgater for eldre kraftverk [12]. Om praksisen mot formodning endres over tid og medfører til pålegg om utskifting av rørgaten vil det føre til en stor merkostnad. Rørgaten ligger i ett bratt terreng. Det forventes at en utskifting av rørgaten vil være tidkrevende og arbeidet anses som utfordrende med hensyn til å innfri dagens krav til HMS.

På bakgrunn av anleggets tilstand anbefales det å avvikle dagens kraftverk og erstatte det med et nytt. Ved bygging av et nytt kraftverk kan eksisterende anlegg kjøres normal og fører til ingen produksjonstap i anleggsperioden. Ved å bygge et nytt kraftverk ender kraftverkseier opp med et moderne kraftverk med reduserte drift og vedlikeholdskostnader. Et nytt kraftverk kan dimensjoneres for effektkjøring og det forventes å gi økt lønnsomhet. Selv om anlegget potensielt kan gå noen flere år er det valgt å sette restverdien lik null. Det er besluttet å sette restverdien til null på grunn av fare for havari i umiddelbar framtid.

6 Beskrivelse av Sirkelvann kraftverk

6.1 Teknisk beskrivelse

Sirkelvann kraftverk er bygget i forbindelse med opprustingen av anlegget i 1999. Kostnadene knyttet til utbyggingen beløpte seg på 10,2 MNOK [23]. Med en gjennomsnittlig årsproduksjon på 3,9 GWh gir dette en utbyggingskostnad på 2,6 kr/kWh og kan betraktes som en lønnsom investering. Sirkelvann kraftverk utnytter høydeforskjellen mellom Sirkelvannet og Nygårdsvannet. Kraftverket utnytter en tidligere overføringstunnel mellom Sirkelvann og Nygårdsvannet som tilløpstunnel. Kraftverket er bygget ved å sprengte en vertikal sjakt til overføringstunneler hvor det tidligere var montert en tappeluke. Kraftstasjonen er utrustet med en vertikal kaplanturbin med en installert effekt på 1,0 MW. Grunnet høye falltap utnyttet kun 0,7 MW av maskinens effektinstallasjon.

Tabell 14 - Hoveddata Sirkelvann kraftverk

Tilslig		
OS Nedbørsfelt	km ²	134,2
Middelvannføring	m ³ /s	5,8
Tilslig	Mm ³	183,1
Minstevannføring	m ³ /s	0
Magasin		
OS magasinkapasitet	Mm ³	93,1
Kraftverk		
Driftsatt	år	1999
HRV	moh.	273
LRV	moh.	256
Undervann	moh.	259
Brutto midlere fallhøyde	m	14,0
Netto midlere fallhøyde, ved maks last	m	9,3
Totalvirkningsgrad	%	90
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,023
Maks slukeevne	m ³ /s	8,0
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	1,0 (0,7)
Tunnel, lengde / gj.tverrsnitt	m / m ²	587 / 4,0
Produksjon		
Produksjon, vinter (1.1-30.4) / (1.10-31.12)	GWh	2,4
Produksjon, sommer (1.5 – 30.9)	GWh	1,5
Årlig middelproduksjon	GWh	3,9

6.2 Fallhøyder

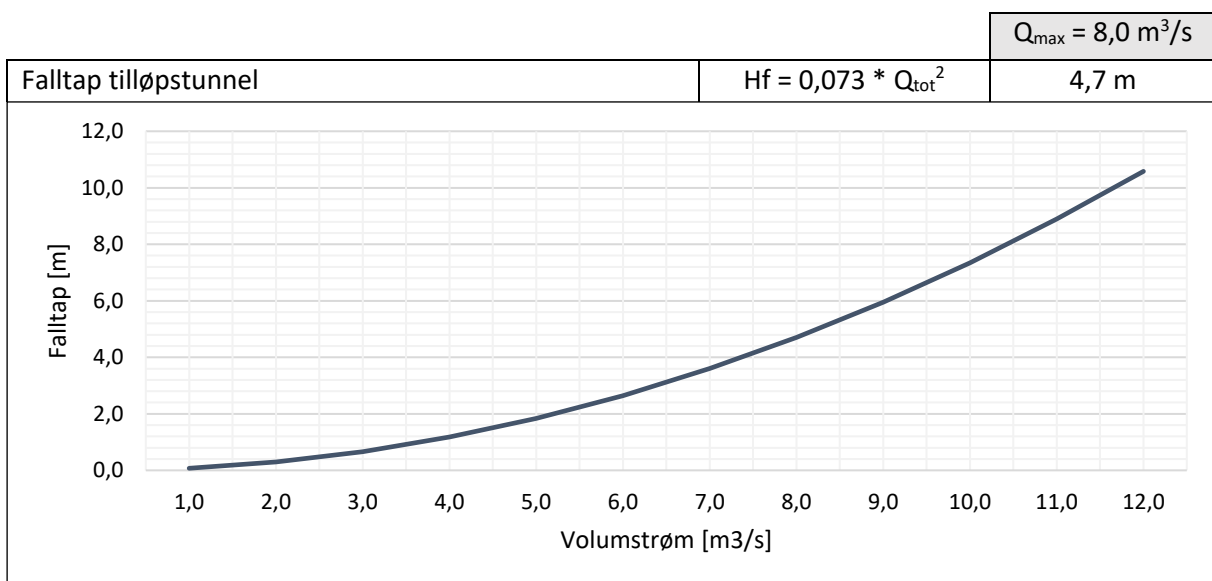
Kaplanturbinen er plassert på kt. 260,3 moh. og dykket i nedstrøms magasin. Kaplan-turbinens utforming med sugerør medfører at turbinen utnytter fallhøyden helt til nedstrøms magasin. Både oppstrøms og nedstrøms magasin er regulert. Av hensyn til kraftproduksjonene i Sirkelvann og Nygård kraftverk er det ønskelig å holde vannstand i inntaksmagasinen tilnærmet til HRV. Midlere brutto fallhøyde er 14,0 m, beregnet fra HRV fra oppstrøms til nedstrøms magasin. Dette er gjeldende for hele året unntatt en kort periode under vårflommen hvor magasinene senkes for å oppnå en bufferkapasitet for å hindre flomtap.

Tabell 15 - Nivåer Sirkelvann kraftverk

Nivå	Kote
HRV / LRV OS magasin	273 / 256 moh.
HRV / LRV NS magasin	259 / 250 moh.
Midlere brutto fallhøyde	14,0 m
Turbinsenter	260,3 moh.

6.3 Falltapsberegninger

Det er foretatt falltapsberegninger for vannveien. Figur 15 viser falltapets utvikling som en funksjon av volumstrømmen, for fullstendige beregninger se vedlegg 1.



Figur 15 - Falltapsberegninger Sirkelvann kraftverk

6.4 Totalteknisk vurdering

Det er ikke foretatt befaring eller utført en detaljert tilstandsanalyse for Sirkelvann kraftverk. Nye kraftverk dimensjoneres for 40 års levetid, det forventes at kraftverket skal kunne driftes ytterligere 19 år med få påkostninger. Grunnet antatt god tilstand og høy restverdi er det valgt å ikke vurdere opprustingstiltak for Sirkelvann kraftverk for studiet.

7 Produksjonssimuleringer eksisterende kraftanlegg

Grunnlagsmaterieell innhentet i dokumentstudiet er benyttet som inngangsparametere for produksjonssimuleringer i nMAG2004. Under følger en beskrivelse av forutsetning gjort for produksjonssimuleringene. For en detaljert gjennomgang av benyttede inngangsparametere henvises det til produksjonssimuleringsmodellen, se vedlegg 12.0.

Tilsigsserier for vannmerket 191.2 Øvrevatne er benyttet for å simulere Nygårdsvassdragets tilsigsmønster. Vannmerket anses som representativ for Nygårdsvassdraget med hensyn til nærhet til kysten og sammenfallende feltparametere. Det er mulig å benytte inntil ni vannmerker for å simulere tilsigsmønsteret for vassdragets delfelt. For å unngå å gjøre modellen unødvendig komplisert er det valgt å benytte ett vannmerke. Gitt at vannmerket er representativ og med hensyn til Nygårdsvassdragets beskjedne størrelse anses forenklingene å gi lite utslag for simuleringene [31].

Grunnlagsmaterialet tilsier at overføringstunnelen mellom Nygårdsvann og Trollvannet er 6,0 m². Produksjonssimuleringer med oppgitt tverrsnitt gir betydelige flomtap som ikke er gjeldende for dagens situasjon. Det mistenkes at reelt tverrsnitt er større enn hva grunnlagsmaterialet tilsier. For å unngå flomtap er det valgt å øke tverrsnittet til 7,0 m² for simuleringene.

Simulert effektinstallasjon for Nygård og Sirkelvann kraftverk er i samsvar med de reelle forholdene. Samsvarende effektinstallasjon tyder på at beregnede inngangsdata som EEKV og falltapsberegninger stemmer [31]. Magasinenes vannstandsdata er benyttet for å simulere kjøremønsteret etter dagens forhold. Simulert årsproduksjon tender til å følge reel produksjon med unntak for 1995 og 1996. Produksjonen for disse årene er unormalt høye og det mistenkes feil i produksjonsdataen. «Feilen» forårsaker det forholdsvis store avviket for perioden 1990-2000. For perioden 2001-2019 er simulert og reel produksjon sammenfallende. Det er oppnådd tilfredsstillende samsvar mellom modellen og reel produksjon. Simuleringsmodellens nøyaktighetsnivå vurderes som akseptabel for en videre kartlegging ved å implementere O/U-alternativene.

Tabell 16 - Reel og simulert produksjon eksisterende kraftanlegg

	Enhet	1990 - 2000			2001- 2010			2011 - 2019		
		Sirkel	Nygård	Sum	Sirkel	Nygård	Sum	Sirkel	Nygård	Sum
Reel produksjon	[GWh]	-	118,6	118,6	4,1	110,3	114,3	3,9	111,0	114,9
Simulert produksjon	[GWh]	-	110,8	110,8	4,0	110,8	114,7	3,9	107,6	111,4
Avvik	[GWh]	-	7,8	7,8	0,1	-0,5	-0,4	0,1	3,4	3,5
Avvik	[%]	-	7 %	7 %	3 %	0 %	0 %	2 %	3 %	3 %

8 Prosjekteringsmetodikk

8.1 Underlagsdata

Utbyggingsalternativene baserer seg til dels på tidligere planer og egne vurderinger. Kraftverkseier har gitt tilgang til kraftstasjonens tekniske database og gitt studenten fri dispensasjon til å benytte ressurspersoner i kraftselskapet. Det er gjennomført intervjuer av stasjonssjef, driftspersonell, konserncontroller samt befarings av eksisterende kraftstasjon og nedslagsfelt. Alle kraftverksutbyggingsalternativene er modellert i Civil 3D. Det er valgt å benytte GIS-verktøy for å kunne lage pålitelige terrengmodeller for plassering av vannveier og kraftstasjoner.



Figur 16 - Overløp Jernvannet

8.2 Investeringsgrense

Nøkkeltallsbetraktninger uttrykt i kr/kWh er benyttet som utgangspunkt for lønnsomhetsanalysen. For at utbyggingen skal være lønnsom må utbyggingskostnaden være mindre eller lik kraftverkseiers investeringsgrense. Investeringsgrensens mest usikre inngangsparameter er strømprisen. Strøm omsettes på et åpent marked hvor tilbud og etterspørsel styrer prisene. For lønnsomhetsanalysene er kraftprisen satt til 0,35 kr/kWh og avkastningskravet til 5,5 %. Inngangsparameterne er satt i samarbeid med kraftverkseier [44]. Med en analyseperiode på 40 år gir dette en øvre investeringsgrense på 5,6 kr/kWh.

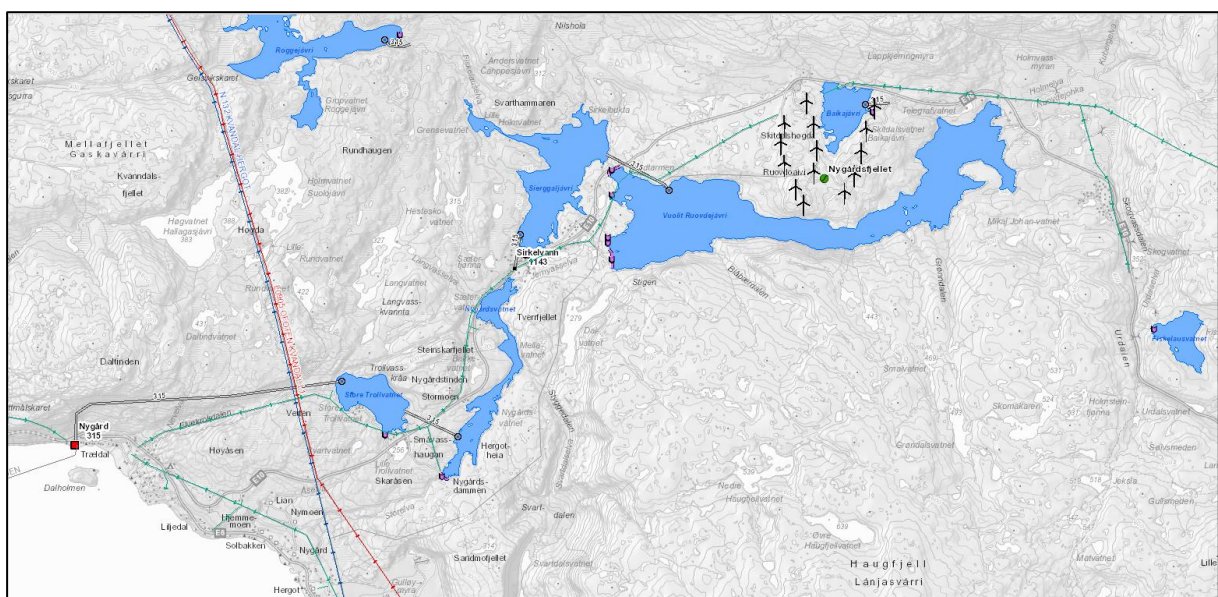
Nåverdiberegningene må betraktes som forenklede og må ses i sammenheng med utbyggingskostnad i kr/kWh. Nåverdiberegningene forutsetter konstant kraftpris for analyseperioden. Drift og vedlikeholdskostnadene vil variere avhengig av kraftverkets størrelse og utforming. For studiet er det valgt å ekskludere driftskostnadene. Forenklingen forventes å gi et lite utslag da drift og vedlikeholdskostnadene er beskjedene sammenlignet med investeringskostnadene.

8.3 Kostnadsgrunnlag

Utbyggingskostnadene for de ulike O/U-tiltakene er kalkulert i henhold til NVEs «kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg» og «kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg» [45] [46]. Kostnadsgrunnlagene tar utgangspunkt i prisnivået for 2015. Kostnadene er indeksregulert i henhold til Statistisk sentralbyrås byggkostnadsindeks til dagens prisnivå. Tilleggs kostnader som uforutsett, riggekostnader, administrasjon og planlegging er medberegnet i kostnadskalkylen. Det er valgt å redusere takstene for planlegging og byggherreutgifter for små kraftverk ($P < 10\text{MW}$) sammenlignet med store kraftverk ($P > 10\text{MW}$). Takstene er redusert på bakgrunn av småkraftverks begrensede omfang og kompleksitet. Benyttede takster er opplistet under:

- Uforutsett elektromekanisk 10 %
- Uforutsett bygg 15 %
- Administrasjon og planlegging, 15 % / 10 %
- Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter, 20 % / 15 %

NVEs kostnadsgrunnlag angir gjennomsnittlig påregnelige kostnader for bygningsmessige arbeider og leverandørutgifter, herunder maskin og elektroteknisk utstyr. Omkostningene varierer sterkt avhengig av stedlige forhold. Usikkerheten i kostnadsgrunnlaget er oppgitt til å være $\pm 20\%$ og kan anses som konservativt. Nygårdsvassdraget ligger tett mot eksisterende infrastruktur. E10 krysser nedslagsfeltet sentralt, i tillegg finnes det en rekke veier i forbindelse med damanlegget og Nygårdsfjellet vindpark. I nedslagsfeltet finnes en 22 kV linje og regionalnettet ligger like i nærheten. Det forventes at eksisterende infrastruktur og nærheten til Narvik med bo- og overnattingsfasiliteter kan bidra til å redusere kostnadene sammenlignet med et gjennomsnittlig kraftverk som kostnadsgrunnlaget tar utgangspunkt i. Figur 17 gir en oversikt over vassdragets infrastruktur.



Figur 17 - Eksisterende infrastruktur Nygårdsvassdraget

8.4 Inntakskonstruksjoner

Utforming av større inntakskonstruksjoner er i stor grad påvirket av stedlige forhold. Omkostningene egner seg dårlig for skjematisk beregning [45]. For å kunne fastsette kostnadene for hvert enkelt inntak med høy presisjon er det nødvendig å beregne kostnadene basert på mengder og enhetspriser. Framgangsmåten anses som tidkrevende og lite hensiktsmessig med hensyn til oppgavens formål. Kostnadene for inntak utgjør som regel en beskjeden del av totalkostnadene for lengre tunneler. Det forventes at grove overslagberegninger basert på fastpriser gir beskjedne utslag i totalomkostningene [45]. Det er valgt å gi inntakskonstruksjoner en fastpris tilsvarende 10 MNOK for store kraftverk. For småkraftverk gir kostnadsgrunnlaget derimot et kostnadsanslag basert på kraftverkets slukeevne. For kostnadene for inntakskonstruksjonene inngår inntakskonus, lukenisjer og lukehus.

8.5 Vannvei

8.5.1 Trykksjakter

Det er forsøkt å redusere antall sjakter med hensyn til kostnader og arbeidsmiljø. Tidligere ble Allimaksystemet benyttet for driving av 1:1 sjakter. Driving med allimak tilfredsstiller ikke dagens krav til HMS [42]. I dag er det få entreprenører som besitter slikt utstyrt og kompetanse. På bakgrunn av dette er det foretrukket å benytte pilothull med opprømming ved etablering av lengre sjakter. Pilothull med opprømming utføres ved å bore et pilothull. Ved gjennomslag skiftes borekronene og pilothullet opprømmes. Pilothull med opprømming begrenser seg fra ca. Ø600-2500 mm og lengder inntil 600 m [47].

8.5.2 Tilløpstunneler

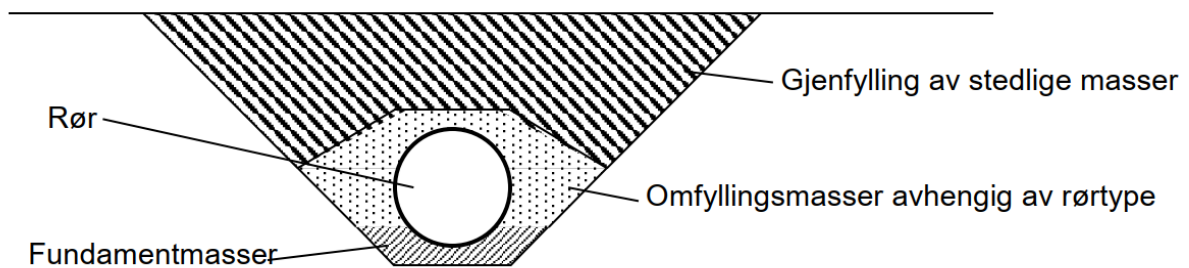
For konvensjonelle tunneler er økonomisk minstetverrsnitt satt til 15 m² og maksimalt fall 1:6. Det er benyttet 50 m stålforet trykktunnel oppstrøm kraftstasjoner i fjell for å hindre lekkasjer inn i kraftstasjonshallen. For kombinasjonsløsninger med tunnel og rørgate er det nødvendig å fore tunnelen inntil det oppnås tilstrekkelig fjelloverdekning. For fjelloverdekningsbetraktningene er det valgt å øke det statiske vanntrykket med 15 % for å hensynta trykkstøt ved nedstengning av turbiner. TBM er kun vurdert som drivemetode for tunnellengder f.o.m. 4,5 km. Erfaringsmessig anses 5 km som minimumslengden for å kunne forsvare de økte riggekostnadene TBM medfører [48].

8.5.3 Retningstyrt fullprofilboring

Ny boreteknologi basert på elektrisk ikke-roterende borestreng kalt retningsstyrt fullprofilboring er under utvikling. Retningstyrt fullprofilboring muliggjør fullprofilboring over lange distanser med minimale naturinngrep. Boringen utføres fra nedsiden uten naturinngrep i høyereliggende terreng. Integreert navigasjonsutstyr i borekronen gjør det mulig å borre i kurver og treffe utsalgsstedet med høy presisjon. Med dagens utstyr begrenses borediameteren seg til Ø700-1500 mm og lengde inntil 1500 m. Teknologien er under utvikling og det forventes økt effektivitet og driftssikkerhet for framtidige versjoner [45].

8.5.4 Nedgravd rørgate

Nedgravd rørgate er foretrukket framfor frittliggende rørgate med hensyn til synlighet og driftsutfordringer. Frittliggende rørgate utsettes i større grad for ras og tilfrysing vinterstid og kan gi driftsutfordringer [49]. For nedgravde rørgate er bunnbredden av grøften satt lik rørdiametrene pluss 1,0 m. Røret legges med komprimerte masser før det dekkes med stedlige masser. Parallelt med rørgaten bygges det en anleggsvei for graving av grøft og legging av rør. Kostnadene for anleggsveien er beregnet separat. Figur 18 viser et typisk grøftesnitt for nedgravd rørgate.



Figur 18 - Grøftesnitt for nedgravd rørgate [49]

8.5.5 Bestemmelse av vannveiens tverrsnitt

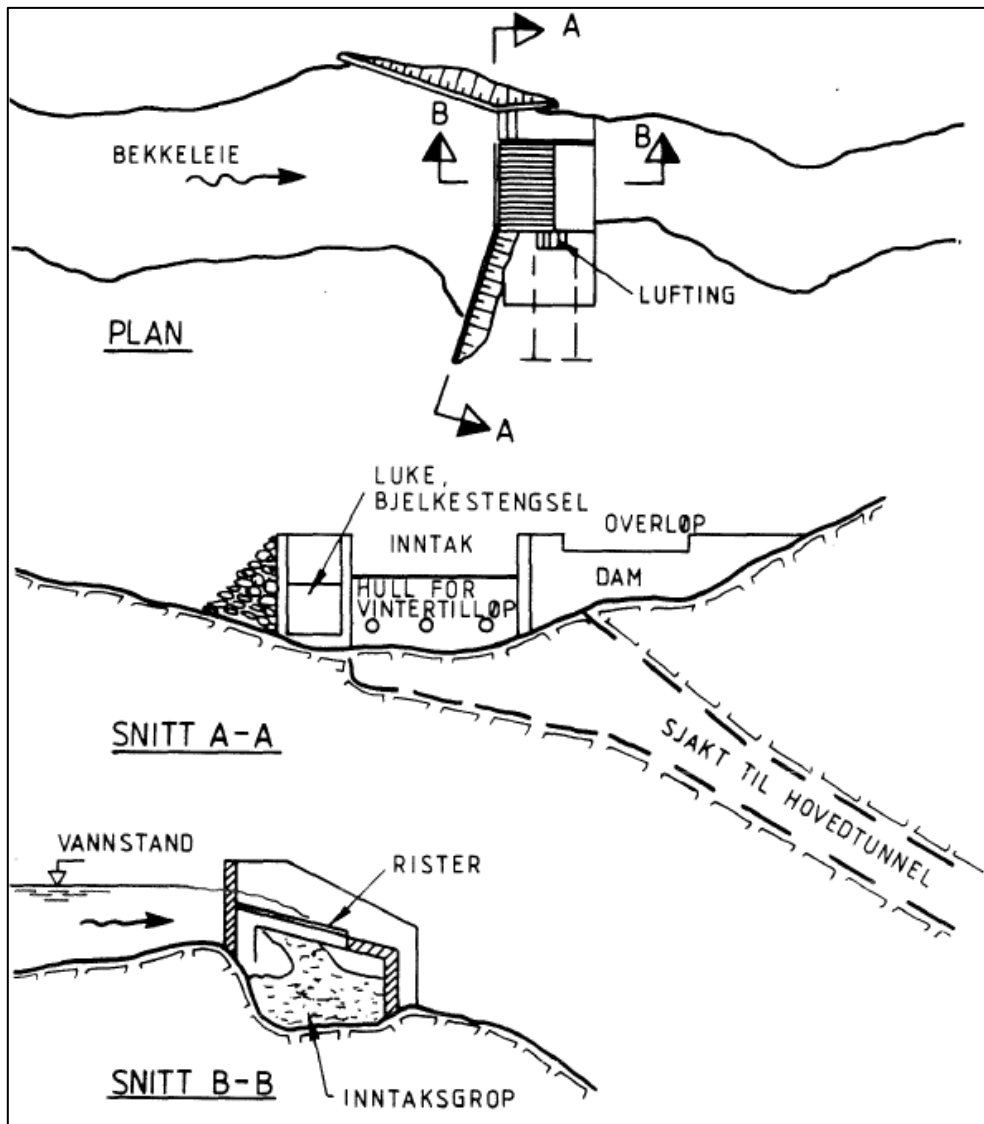
Vannveiens tverrsnitt er dimensjonert etter vannhastigheter som erfaringsmessig gir optimalt tverrsnitt. For konvensjonelt drevne tunneler, fullprofiltunneler og rørgater er vannhastigheten satt til henholdsvis 1,3 m/s, 2,5 m/s og 3,0 m/s som et prosjekteringsutgangspunkt [50]. For utbyggingsprosjektene med rørgater i størrelsesområdet $\text{Ø}440\text{-}770$ mm medfører prosjekteringsutgangspunktet uhensiktsmessig høye falltap. For disse prosjektene er vannhastigheten redusert til 2,5 m/s. Falltapsberegningene for nye systemer omfatter singulertap for inntak og utløp samt friksjonstap for vannveien. For benyttede koeffisienter henvises det til utbyggingsalternativenes vedlegg.

8.6 Bekkeinntak og overføringstunneler

Utformingen av bekkeinntak følger metodikken presentert i rapporten «Bekkeinntak på kraftverkstunneler» utarbeidet av vassdragsregulantenenes forening (VR) [51].

8.6.1 Inntaksarrangement

Inntaket er bygget i tilknytning til en sperredam på tvers av bekken. Fra inntaket føres vannet via en skråsjakt inn på overføringstunnelen [51]. VRs rapport anbefaler bekkeinntak av type 1 med liggende rist, se Figur 19. Bekkeinntaket gir generelt de beste resultatene mht. flomtap og driftssikkerhet. Studiet forutsetter at bekkeinntakene utformes i henhold til prinsippene for slike inntak. Bekkeinntakene er i hovedsak bygd vegløst. Det forutsetter at all transport under anleggsperioden foregår i tunnel eller med helikopter. Veiløse bekkeinntak gir et påslag på 40 % i henhold til kostnadsgrunnlaget.



Figur 19 - Bekkeinntak type 1 [51]

8.6.2 Minstevannføring og konsesjonstilpasning

Bekkeinntakene er ikke prosjektert med minstevannføringsarrangement. Gis det konsesjon for overføring av bekker medfører det i henhold til norsk konsesjonspraksis at hele tilsiget kan overføres [52]. I henhold til dagens konsesjonspraksis skal ikke vann fra den ene bekken kunne overføres til andre i flomperioder [51, p. 41]. Det er forsøkt å legge bekkeinntakene på samme høydenivå slik at eventuelt overløp forekommer samtidig når overføringstunnlens kapasitet overskrides.

8.6.2.1 Overføringstunnel og skråsjakter

Overføringstunnelene er i hovedsak utformet som konvensjonelle tunneler. Lasteutstyr og utstyr for transport av sprengmasser er bestemmende tunnelens tverrsnitt og fall [25]. Økonomisk minstetverrsnitt og fall er satt likt som for tilløpstunnelene. Det er etterstrebet å legge overføringstunnelene så høyt opp til inntaksnivåene som mulig for å redusere lengden på kostbare skråsjakter, redusere luftmedriving og unngå unødvendige høye vanntrykk i tunnelene [25]. Alle skråsjakter i forbindelse med bekkeinntakene er grovt prosjektert med 20 m skrås jakt med et tverrsnitt på 5 m². Skrås jaktene for konvensjonelle overføringstunneler borres og lades fra tunnelen med samme stuff som for tunneldrivingen. Overføringstunneler drevet med TBM bores sjaktene med en pallerigg plassert i dagen. Deretter lades og detonerer sjakten fra tunnelen før sprengmassene kjøres ut med en torolaster. Slukeevnen for overføringssystemene er grovt prosjektert til en kapasitet tilsvarende 8 x Q_{mid}. Overføringstunnelene er drevet med økonomisk minstetverrsnitt og medfører at alle overføringene har kapasitet til å overføre hele tilsiget.

8.7 Elektromekanisk utrustning

Maskin og elektroteknisk utstyr baserer seg på anslag for totale kostnader, fremfor enkeltkomponenter. Forenklingen er gjort for å unngå å ta beslutninger innen et fagfelt som student ikke har forutsetning til å ta. Det er valgt å inndele de maskintekniske kostnader i turbin- og diverse kostnader. For diverse kostnader inngår maskinsalkran, kjølevanns- og lenseanlegg. For totalelektronisk utrustning inngår generatorer, transformatorer, hjelpeanlegg, kontrollanlegg og koblingsanlegg. Kostnadene for kraftlinjer er ikke inkludert og er beregnet separert basert på enhetspriser. Linjetrasen er lagt hvor det forventes færrest konflikter med hensyn til grunneiere og naturverninteresser. Det er etterstrebet å legge kraftlinjene parallelt med eksisterende linjer for å begrense naturinngrepene og linjekostnadene.

8.7.1 Utrustning store kraftverk (P>10 MW)

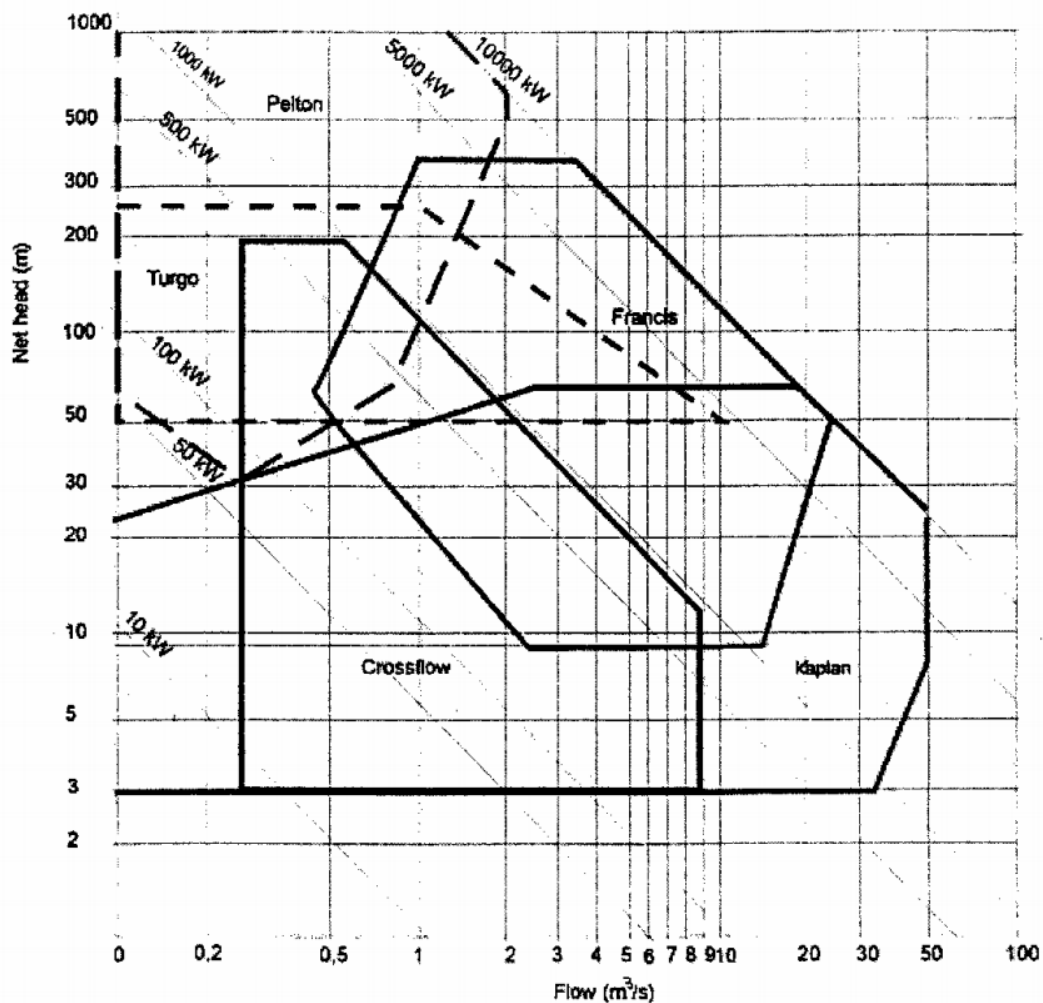
Kostnadene for totalelektroteknisk utrustning påvirkes av stasjonsutformingen. Foruten maskininstallasjon og kraftverksutforming har antall aggregater og turtallet størst betydning for de elektromekaniske kostnadene. Ved installering av to eller flere turbiner er kostnadene for hver ny turbin satt til 90 % av kostnadene for turbin en. Kostnadene for total elektromekanisk utrustning forutsetter at store kraftverk utformes som fjellanlegg. For kraftstasjon i dagen er det vanligvis mulig å plassere høyspentanlegg nærmere transformatorene sammenlignet med fjellanlegg. Kostnadsgrunnlaget for totalelektronisk utrustning tar utgangspunkt i fjellanlegg med en 800 m lang kabelforbindelse fra kraftstasjonen til høyspentanlegget. For store kraftstasjoner i dagen er kostnadene for kabelforbindelsen fratrukket.

8.7.2 Totalvirkningsgrader og valg av turbintyper

Kraftstasjonens totalvirkningsgrad bestemmes av turbinens, generatorens og transformatorens virkningsgrader. Virkningsgradene multipliseres og utgjør stasjonens totalvirkningsgrad. Generatorens og transformatorens virkningsgrad er generelt høy og er ikke like følsom for lastpådraget sammenlignet med turbinvirkningsgraden.

For magasinkraftverk er det forutsatt at det brukes francisturbin og en totalvirkningsgrad på 90 % [42]. For kraftverk uten magasin kjøres turbinene på varierende lastpådrag avhengig av tilsiget. Det er tatt utgangspunkt i at kraftverk uten magasin utrustes med peltonturbiner. Peltonturbinen har lavere virkningsgrad på bestpunkt sammenlignet med francisturbinen, men har høyere virkningsgrad over et større lastområde. Det medfører at turbinene kan produsere på høyere virkningsgrad på mer av tilsiget [50]. For kraftverk uten magasin er totalvirkningsgraden satt til 85 % forutsatt peltonturbin.

Figur 20 er benyttet for å kontrollere om turbintypen er egnet med hensyn til slukeevne og fallhøyde. Turbinenes slukeevne er i hovedsak satt til $2 \times Q_{\text{mid}}$ som anses som et normalt dimensjoneringsutgangspunkt [53].



Figur 20 - Kurveoppsett for valg av turbintype [49]

8.8 Utvelgelseskriterier for opprusting og utvidelse

Metodikken bak design og utvelgelseskriteriene for opprusting og utvidelse av Nygårdsvassdraget er inspirert av AlternaFuture. AlternaFuture er et forskningsprosjekt som omhandler ekstrem ombygging av Manddalsvassdraget samtidig som miljøforholdene forbedres [54]. Målet med prosjektet er å tvinge seg selv til å tenke helt nytt uten å måtte ta hensyn til begrensningene som finnes i kraftsystemet [54]. AlternaFuture baserer seg på følgende designkriterier:

- Minimum trippel installert effekt, inkludert omfattende bruk av pumpekraftverk.
- I sum positiv miljøpåvirkning for vassdraget.
- Eksisterende verneområder skal ikke berøres.
- Myndighetenes interesser skal ivaretas.

8.8.1 Tilpasninger av utvelgelseskriterier for Nygårdsvassdraget

Utbyggingsalternativene følger hovedprinsippene i AlternaFuture og skal ikke komme i konflikt med verneområder, eksisterende infrastruktur, kulturminner og viktige rekreasjonsområder. Utbyggingsalternativenes miljøpåvirkning er ikke drøftet i detalj og er kun drøftet på et overordnet plan ved å belyse fordeler og ulemper. Fordelene er i hovedsak knyttet til økt produksjon av fornybar energi, mens ulempene er begrenset til synlige naturinngrep.

For opprusting og utvidelsesalternativene til erstatning for Nygård kraftverk er en effektøkning på henholdsvis 0 %, 50 % og 100 % vurdert. Det er ikke funnet hensiktsmessig å vurdere effektalternativer for kraftverk med maskininstallasjon under 10 MW.

Analysens framgangsmåte:

1. Identifiser alle potensielle vannkraftprosjekter i vassdraget som ikke er i konflikt med verneområder, eksisterende infrastruktur, kulturminner og viktig rekreasjonsområder.
2. Forkast alle prosjekter som strider med designkriteriene og prosjekter som forventes å få uhensiktsmessige høye utbyggingskostnader.
3. Gjennomføre produksjonssimuleringer og kostnadsoverslag for å fastslå utbyggingskostnader.
4. Belyse teknisk opprusting- og utvidelsespotensiale ved å realisere alle identifiserte utbyggingsalternativer.
5. Belyse realistisk opprusting- og utvidelsespotensiale mot dagens kraftpriser og kraftverkseiers avkastningskrav.

9 Analyse av utbyggingsalternativer

Figur 21 viser en oversikt over alle utbyggingsalternativer som tilfredstiller designkriteriene. Enkelte utbygginger har flere delalternativer som utelukker hverandre. For slike tilfeller er utbyggingsalternativet valgt basert på en avveining mellom utbyggingskostnad og miljøpåvirkninger. Utbyggingsalternativene er beskrevet i rekkefølge sett nedstrøms. Det vil si at utbyggingene som ligger høyest i vassdraget er beskrevet først, deretter er alternativene lengre nedstrøms presentert. Presentasjonsrekkefølgen er valgt for å belyse korrelasjonen i systemet da utbygginger oppstrøms gir ringvirkninger for prosjekter lengre nedstrøms. Utbyggingsalternativene er beskrevet med samme struktur som en konsesjonssøknad. Strukturen sørger for at de viktigste momentene blir beskrevet.



SYMBOLFORKLARING

- - - - - OVERFØRINGSTUNNEL
- ◆ ————— KRAFTVERK

Figur 21 - Identifiserte utbyggingsalternativer Nygårdsvassdraget

9.1 Hydrologi og produksjonsmodell

Tilsiget og spesifikk avrenning for overføringsfeltene er skalert i henhold til de samme hydrologiske prinsippene gjort innledningsvis i kapittel 4.4.2.1. Bemerk at Langvannet og Holmelva er nyetablerte delfelt i eksisterende nedslagsfelt og ikke medfører tilførsel av nytt vann. Etableringen av Langvannet og Holmelva medfører at Jernvannets opprinnelige delfelt er redusert. Redusert tilsig fra fjellfelt gjør at Jernvannets spesifikke avrenning er redusert med ca. 4 %.

Studiet forutsetter at alle utbyggingsalternativene praktiserer slipp av minstevannføring. Minstevannføringen er satt lik 5-persentil som anses som et normalt utgangspunkt for norsk konsesjonspraksis [50]. Nyttbart tilsig er definert som spesifikk avrenning minus minstevannføringen. Nyttbart tilsig utgjør kraftstasjonenes årlige tilsig uttrykt i Mm^3

Kraftverkernes årsproduksjon er simulert i nMAG og forutsetter at alle beskrevne overføringer og kraftverk etableres. Produksjonsmodellene baserer seg på samme tappestrategi av magasinene som for dagens system. Det forventes at en mer optimalisert tappestrategi kan redusere flomtapene mellom magasinene. For simuleringer, moduloppsett og korrelasjon mellom overføringssystemer, kraftverk og magasiner henvises det til Figur 22 og vedlegg 12.1.

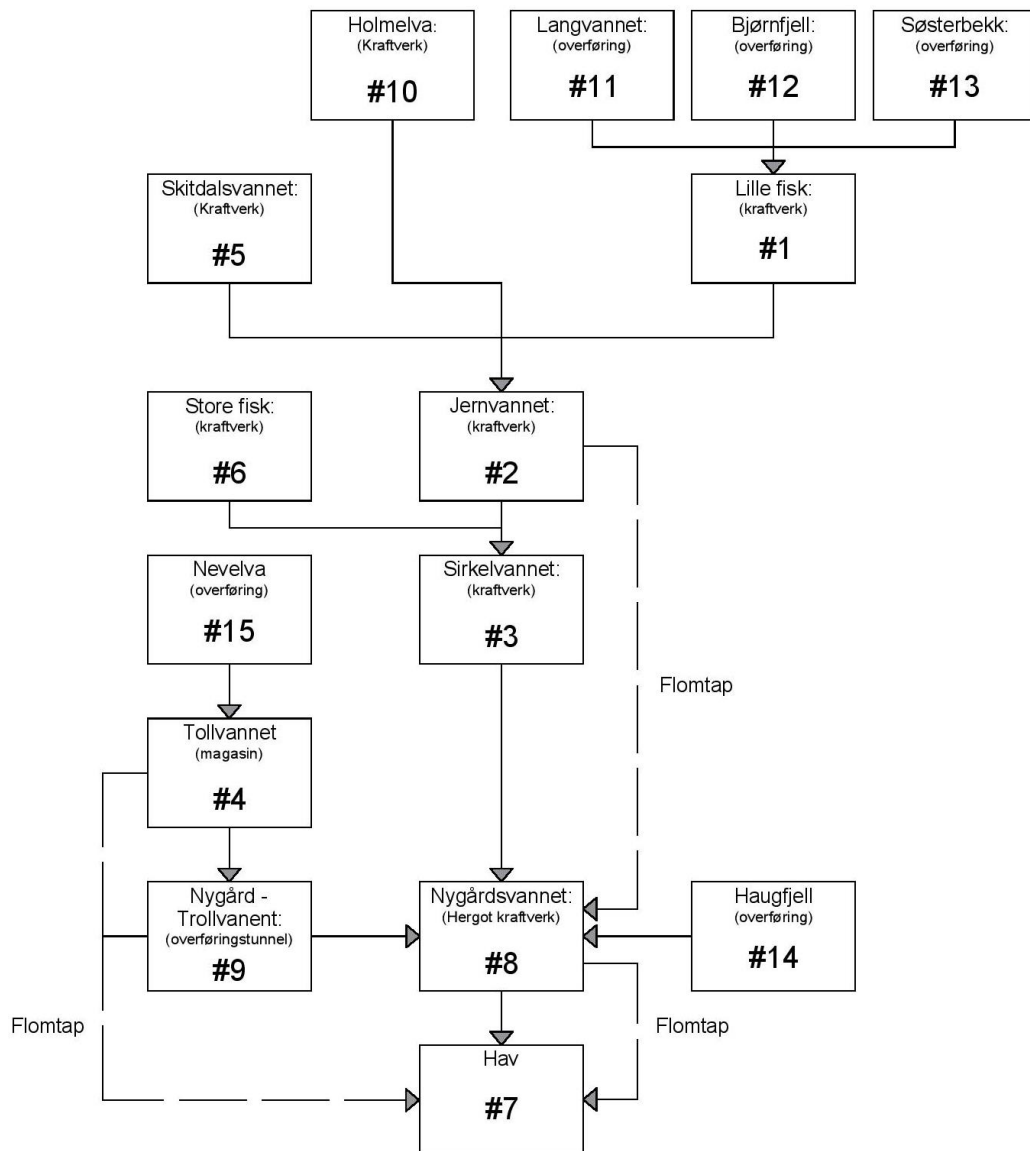
Tabell 17 - Oppsummering nye overføringer

Nye overføringer:	Delfelt [km ²]	Spesifikk avrenning [l/(s*km ²)]	5-persentil [l/(s*km ²)]	Nyttbart tilsig [Mm ³]
Bjørnfjell	3,6	44,3	4,4	4,5
Søsterbekk [O1 + O2.1]	10,7	41,4	3,8	12,7
Haugfjell O1	3,7	46,7	3,9	5,0
Haugfjell O2-O4	13,8	46,7	3,9	18,6
Nevelva	1,5	39,5	4,9	1,6
Sum	33,3			42,5

Tabell 18 - Delfelt i vassdraget

Delfelt	Delfelt [km ²]	Spesifikk avrenning delfelt [l/(s*km ²)]	5-persentil [l/(s*km ²)]	Nyttbart tilsig delfelt [Mm ³]	Nyttbart tilsig inkl. overføringer [Mm ³]
Langvannet	18,5	42,8	4,4	22,4	22,4
Lille Fiskeløs KRV.	2,2	43,1	5,0	2,7	42,3
Holmelva KRV.	26,0	54,0	4,1	40,8	40,8
Skitdalsvannet KRV.	4,5	42,9	4,4	5,4	5,4
Jernvatnnet KRV.	52,3	43,5	3,8	65,6	154,2
Store Fiskeløs KRV.	14,7	39,3	5,1	15,8	15,8
Sirkelvannet KRV.	16,0	34,4	4,1	15,2	185,3
Trollvannet	2,7	30,4	4,0	2,2	3,9
Nygårdsvannet / Hergot KRV.	9,4	30,6	4,0	7,8	220,6
Sum	146,3	42,2	4,0	178,1	220,6

Moduloppsett N MAG: Teknisk utvidelsespotensiale



Figur 22 - Moduloppsett nMAG

9.2 Overføring Bjørnefjell

Tiltaket innebærer overføring av to bekker med naturlig avrenning til Rombakselva. Samlet gir overføringene et økt nedslagsfelt på 3,6 km², tilsvarende 2,5 % økning av Nygårdsvassdragets opprinnelige nedslagsfelt. Tilsiget gir en produksjonsøkning på 3,5 GWh for nedstrøms kraftverk til en utbyggingskostnad lik 1,5 kr/kWh. For detaljert kostnadskalkyle henvises det til vedlegg 2.

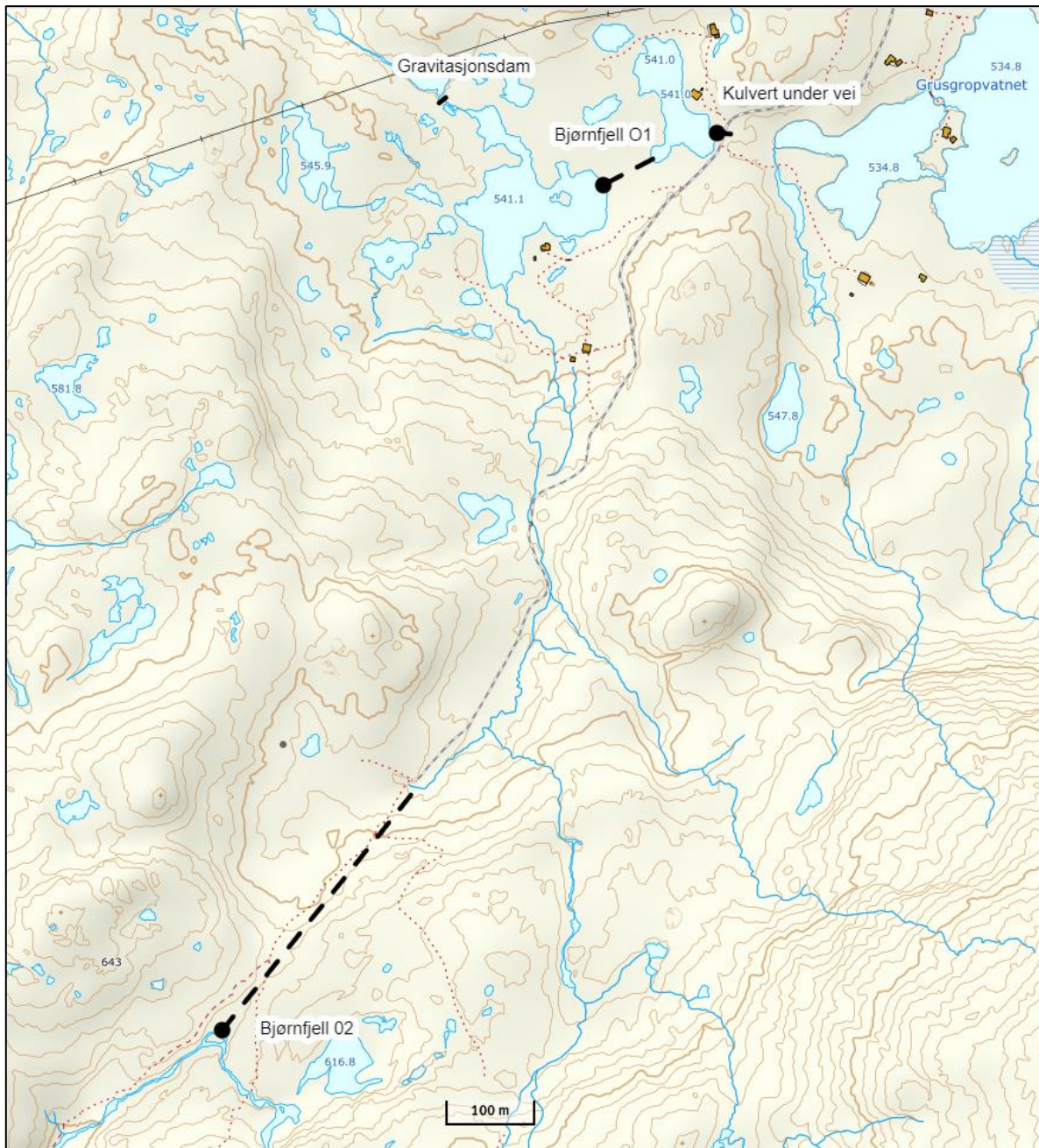
Tabell 19 - Hoveddata overføring Bjørnefjell

Tilsig	Enhet	O1	O2	Sum
Nedbørsfelt	km ²	1,0	2,6	3,60
Spesifikk avrenning	l/(s*km ²)	44,3	44,3	
Middelvanneføring	m ³ /s	0,044	0,115	0,16
Minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,004	0,011	0,02
Nyttbart tilsig	Mm ³	1,26	3,28	4,54
Overføring				
Inntakskote	moh.	541	611	-
Kanal / Nedgravd rørgate	m	78	345	-
Utløpskote	moh.	534	586	-
Økonomi				
Kostnad	MNOK	0,7	4,7	5,4
Økt produksjon NS. kraftverk	GWh	1,0	2,5	3,5
Utbyggingskostnad	kr/kWh	0,7	1,9	1,5
Nåverdi	MNOK	4,9	9,3	14,3

9.2.1 Beskrivelse av tiltaket

Overføringen forbinder vann 541,1 til Grosgrupvannet som er del av Nygårds naturlige nedslagsfelt. For å kunne overføre O2 forutsettes det at O1 etableres. Overføring O1 innebærer bygging av 10 meter lang og 1 m høy gravitasjonsdam. Gravitasjonsdammen er nødvendig for å opparbeide et inntaksmagasin og sørge at tilsiget dreneres til Grosgrupvannet. Overføringen O1 utføres med to kanaler på ca. 63 m og 15 m. Kanaler er vurdert som den beste løsningen mht. kostnader, topografi og gunstige berggrunnsgeologi. Berggrunnen langs kanaltrassen består av granitt i dagen med lite oppsprekkingen og det anses som mulig å etablere en kanal uten foring eller erosjonshud. Åpne kanaler på høyfjellet kan medføre driftsutfordringer vinterstid. Det er nødvendig å gjøre tilpassede inngrep for å motvirke at kanalen tettes med is og snø [42]. Eksempelvis ved å plassere større stein i kanalløpet for å hindre at kanalen bunnfryses.

Overføring O2 forutsetter at overføring O1 realiseres. Overføringen innebærer bekkeinntak med nedgravd rørgate ca. 500 m oppstrøms Brudeslørvannet. Topografien langs traséen tillater kanal. Kanal vil forenkle inntakskonstruksjon og redusere utbyggingskostnadene betraktelig sammenlignet med nedgravd rørgate. Det er likevel valgt bort som løsning med hensyn til traseens lengde, synligheten samt driftsutfordringer vinterstid.



Figur 23 - Overføring Bjørnfjell

9.2.2 Fordeler og ulemper

Realiseringen av Bjørnfjelloverføringen gir en kraftproduksjon på 3,5 GWh for nedstrøms kraftverk til en utbyggingskostnad på 1,5 kr /kWh. Utbyggelsene karakteriseres som lønnsom med dagens rammebetingelser. Det er søkt og innvilget konsesjon til å overføre bekkene i 1960 [55]. På grunn av at utbyggingen ikke er realisert er konsesjonen utgått. Tidligere konsesjonsgodkjenning medfører at overføringen kan anses som realistisk, selv om det forventes strengere krav til dagens konsesjonspraksis. Utbyggingen baserer seg på å benytte en eksisterende anleggsvei. Bruk av anleggsveien bidrar til å begrense naturinngrepene og utbyggingskostnadene. Den antatt største miljøpåvirkningen som følger av tiltaket er redusert vannføring til Brudesløret. Brudesløret er en foss som ses fra Ofotbanen og har en lokalhistorisk betydning relatert til «rallarene» som bygde jernbanen [56].

9.3 Overføring Søsterbekk

Tiltaket innebærer å overføre Rombaksvannet og en bekk nedstrøms Øvre Bruvannet. Overføringstunnelen utløp er 400 m oppstrøms Geitvannet som er del av Nygårdsvannets opprinnelige nedslagsfelt. Samlet gir overføringen et økt nedbørsfelt på 10,7 km², tilsvarende 7 % økning av Nygårdsvassdragets opprinnelige nedslagsfelt. Tilsiget gir en produksjonsøkning på 8,9 GWh for nedstrøms kraftverk til en utbyggingskostnad lik 11,1 kr/GWh. For detaljert kostnadskalkyle henvises det til vedlegg 3.0 og 3.1.

Tabell 20 - Hoveddata overføring Søsterbekk O2.1

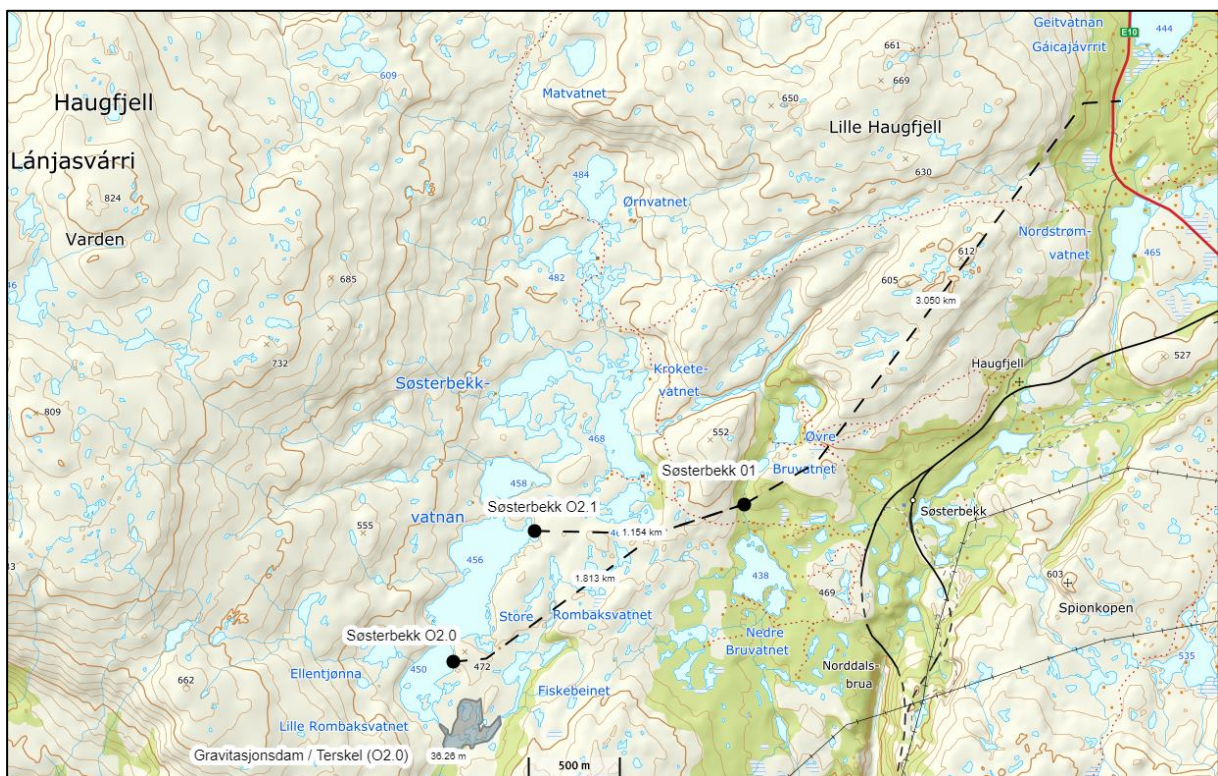
Tilsig	Enhet	O1	O2.1	Sum
Nedbørsfelt	km ²	1,6	9,1	10,70
Spesifikk avrenning	l/(s*km ²)	41,4	41,4	-
Middelvannføring	m ³ /s	0,07	0,38	0,44
Minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,01	0,03	0,04
Nyttbart tilsig	Mm ³	1,90	10,79	12,69
Overføring				
Inntakskote	moh.	456	456	-
Tunnellengde	m	3050	1154	4204
Utløpskote	moh.	446		-
Økonomi				
Kostnad	MNOK	69,7	29,1	98,8
Økt produksjon NS. kraftverk	GWh	1,4	7,5	8,9
Utbyggingskostnad	kr/kWh	50,1	3,9	11,1
Nåverdi	MNOK	-61,9	13,0	-48,9

9.3.1 Beskrivelse av tiltaket

Utbyggingen er tenkt utført veiløst for å redusere veiutbyggelse i et populært hytteområde. Overføringstunnelen er tenkt drevet med konvensjonell drivemetode på økonomisk minstetversnitt. Tunneltraseen er anlagt i en grovkornet granitt kalt Rombaksgranitt foruten et kort parti ved Øvre Bruvannet hvor den krysser en gabbrosone. Driveerfaringer for Rombaksgranitt ved Sildvik kraftverk tilsier god bor- og sprengbarhet [38].

To ulike overføringsalternativer er vurdert, se Figur 24. Alternativene utelukker hverandre og begge utbyggingsalternativene forutsetter at O1 etableres. Alternativ O2.0 baserer seg på inntak direkte i Lille Rombaksvann. Ved å regulere vann 448,1 med en 40 m lang og 2,5 m høy platedam, kan tilsiget fra Fiskbeinvannet inkluderes. Alternativet øker nedslagsfelt med 2,4 km² sammenlignet med O2.1 som baser seg på inntak direkte i Rombaksvannet. Utbyggingskostnadene for overføringsalternativene er 11,4 kr/kWh for O2.0 og 11,1 kr/kWh for utbyggingsalternativ O2.1.

Utbyggingskostnadene er relativt sett like, men utbyggingen av O2.0 gir oppdemning og beslagleggelse av 0,042 km². Oppdemningen forventes å gi større negative miljøpåvirkninger sammenlignet med O2.1 som har inntak direkte i Rombaksvannet. Kostnadene med å etablere platedammen veiløst kan bli betydelig og er usikre grunnet helikoptertransport av betong. Basert på kostnadmessige usikkerhet samt høyere negativ miljøpåvirkning for O2.0 vurderes O2.1 som det beste utbyggingsalternativet. Det er undersøkt å unnlate bekkeinntak O1 og overføre O2.1 direkte. Dette gir 70 m kortere overføringstunnel og en utbyggingskostnad lik 12,5 kr/kWh. Utbyggingskostnad er høyere enn de øvrige alternativer og ikke nærmere vurdert.



Figur 24 - Overføring Søsterbekk

9.3.2 Fordeler og ulemper

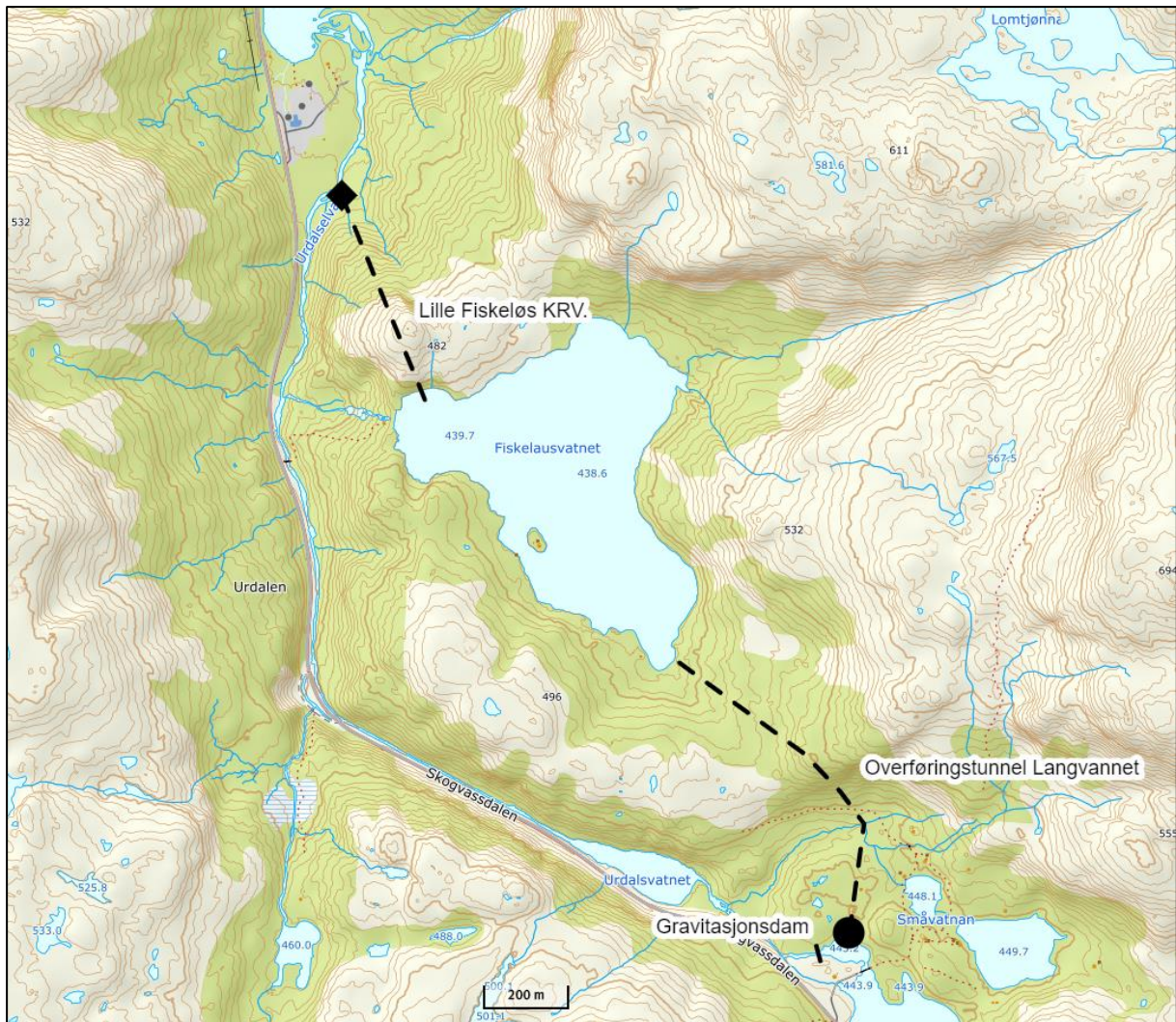
Realisering av Søsterbekkoverføringen gir 8,9 GWh økt kraftproduksjon for nedstrøms kraftverk. Utbyggingskostnaden er 11,1 kr/kWh og anses som en ulønnsom investering iht. dagens rammebetingelser. Utbyggingen er utført veiløst og medfører ingen nye anleggsveier. Utbyggingen av Søsterbekkoverføringen gir redusert tilsig til Søsterbekken og Nedre Bruvannet. Det finnes et betydelig antall hytter ved Bruvannet. Redusert tilsig kan føre til lavere vannstand i Bruvannet og anses som negativt for områdets rekreasjonsverdi.

9.4 Lille Fisk kraftverk

Utbyggingen av Lille Fisk kraftverk baserer seg på å overføre Langvannet gjennom en 843 m dykket overføringstunnel til magasin Lille Fiskløs. Fra Lille Fiskløs drives en ny vannvei med retningsstyrt fullprofilboring til kraftstasjonen i dagen på kt. 361 moh. Kraftstasjonens utnytter en midlere brutto fallhøyde lik 74,6 m. Årsproduksjon er simulert til 6,6 GWh og gir en marginal utbyggingskostnad lik 13,5 kr/kWh. For kostnadskalkyle, falltapsberegninger og plan/snitt-tegninger henvises det til vedlegg 4.

Tabell 21 - Hoveddata Lille Fisk kraftverk

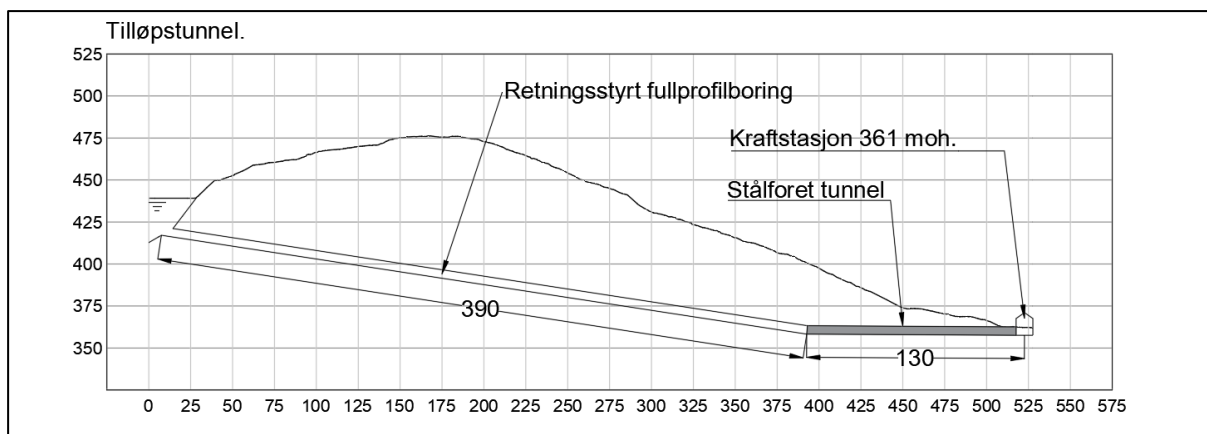
Tilslig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	1,49
Minstevannføring (5 – persentil)	m ³ /s	0,15
Nyttbart tilslig	Mm ³	42,3
Magasin		
Magasinkapasitet	Mm ³	2,95
Kraftverk		
HRV	moh.	441,3
LRV	moh.	424,3
Undervann	moh.	361,0
Brutto midlere fallhøyde (2/3 – punkt)	m	74,6
Netto midlere fallhøyde, full last	m	71,4
Totalt virkningsgrad bestpunkt	%	90 %
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,1751
Maks slukeevne	m ³ /s	3,0
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	1,9
Overføringstunnel, Langvannet- Lfisk: lengde/ tverrsnitt	m / m ²	843 / 15
Tilløpstunnel boret lengde/ diameter	m / m	520 / 1,23
Tilløpstunnel stålforet lengde/ diameter	m / m	130 / 1,23
Produksjon Simulert		
Middeproduksjon med / uten overføringer	GWh	6,6 / 4,5
Flomtap med overføringer	Mm ³	6,4
Økonomi		
Kostnad	MNOK	60,8
Utbyggingskostnad	kr/kWh	13,5
Nåverdi	MNOK	-35,5



Figur 25 - Oversiktskart Lille Fisk kraftverk

9.4.1 Overføring Langvannet

Det etableres en 35 m lang gravitasjonsdam like nedstrøms Langvannet. Dammen etableres for å danne et inntaksmagasin. Vannspeilet heves 0,7 m til kt. 443,9 moh. tilsvarende nivået til Langvannet. Overføringstunnelen er tenkt drevet med konvensjonell drivemetode på økonomisk minstetverrsnitt. Berggrunnsgeologien langs overføringstunnel består av grovkornet granitt kalt rombaksgranitt og det forventes god bor- og sprengbarhet [38]. Basert på NGUs berggrunnskart og satellittbilder krysser ikke tunneltrassene synlige forkastningssoner. Overføringstraseen er grovt prosjektert hvor det forventes mulig å oppnå tilfredsstillende overdekning. Tunneltrassen er anlagt slik at den passerer en kryssende bekk mest mulig vinkelrett for å unngå en mulig svakhetssone langs elveleiet.



Figur 26 - Snitt vannvei Lille Fisk kraftverk

9.4.2 Inntak og reguleringsmagasin

Inntaket er i et eksisterende magasin og gjør at inntaket kan tørrlegges under anleggsfasen. Dette vil forenkle gjennomslaget av tunnelene betraktelig. Inntaket er plassert i nærheten av dagens overløp hvor det forventes mulig å oppnå korteste vannvei. Med inntak i et eksisterende magasin forventes det gode inntaksforhold. Inntakets plassering nært dagens overløp gjør at drivgods som potensielt kan tette inntaket kan ledes naturlig forbi overløpet.

9.4.3 Vannvei

Tilløpstunnelen er tenkt drevet på stigning med retningsstyrt fullprofilboring med en diameter på 1,23 m. Tilløpstunnelen er 520 m lang, hvor 130 m er stålforet. Lengden av stålforingen baserer seg på likevektbetraktninger for nødvendig fjelloverdekning. Retningsstyrt fullprofilboring er egnet som drivemetode basert på berggrunnens gode bor og sprengbarhet samt kort tilkomst fra E10. Alternativt kan rørgate benyttes. Basert på satellittbilder og NGUs løsmassekart forventes det bart fjell og stedvis tynt løsmassedekke for området. Det medfører at rørgaten blir stående i dagen. Dette er uheldig mht. frost vinterstid, ras og synlighet fra E10. Om rørgaten benyttes som vannvei må den kombineres med en tunnel for å forsere høyden nord for magasinet. Det gir en utfordrende tilkomst til tunnelpåhugg og det forventes å gi økte kostnader sammenlignet med retningsstyrt fullprofilboring. På bakgrunn av nevnt argumentasjon er rørgate valgt bort som løsning til fordel for retningsstyrt fullprofilboring.

9.4.4 Kraftstasjon

Kraftstasjon er plassert på kt. 361 moh. på sørsiden av Urdalselva. Basert på satellittbilder og NGUs løsmassekart forventes et tynt dekke av morenemasse ved kraftstasjonstomten. Det forventes mulig å fundamentere kraftstasjon på underliggende fjell. Kraftstasjon utstyres med en 1,9 MW francisturbin med en slukeevne lik $3,0 \text{ m}^3/\text{s}$ tilsvarende $2 \times Q_{\text{mid}}$. Avløpet leder vannet tilbake til naturlig elveleie nedstrøms for stasjonen.

9.4.5 Veibygging og kraftlinjer

Utbyggingen av Lille Fisk kraftverk krever minimal vei og linjeutbygging. Overføringstunnelen mellom Langvannet og til Lille Fisk drives på fall fra Langvannet. Utbyggingen baserer seg på å benytte en eksisterende bru over Langvannet som tilkomstvei til tunnelpåhugget. Kraftstasjonen er plassert i direkte tilknytting til E10. Tilkomsten til kraftstasjonen gjøres med en helårsvei fra E10 med bru over Urdalselva. På nordsiden av Urdalselva ligger et planert område hvor det etableres riggområde og midlertidig deponi i forbindelse med tunneldrivingen. Kraftstasjonen tilknyttes eksisterende 22 kV linjen med en 300 m lang luftlinje.

9.4.6 Fordeler og ulemper med tiltaket

Realiseringen av Lille Fisk kraftverk gir en kraftproduksjon på 6,6 GWh til en marginal utbyggingskostnad på 13,5 kr /kWh. Utbyggelsene karakteriseres som ulønnsom med dagens rammebetingelser.

Det forventes få negative miljøpåvirkninger ved å realisere Lille Fisk kraftverk. Utbyggingen ligger i et område som er bærer preg av menneskeskapte naturinngrep. Utbyggingen medfører ingen endring i regulering av Lille Fisk og er dermed ikke i konflikt med hyttebebyggelse ved magasinet. Den største negative miljøpåvirkningen forventes å gjelde håndtering av tunnelmasser. Volumet av utsprengt masse ligger i størrelsesorden 20 000 lm^3 . Massene er forutsatt brukt til bygging av ny vei i forbindelse med kraftutbyggingen og samfunnsnyttig formål. Det forventes mulig å etablere et velegnet deponi i nærområdet. Plassering av deponier er ikke nærmere bestemt for studiet.

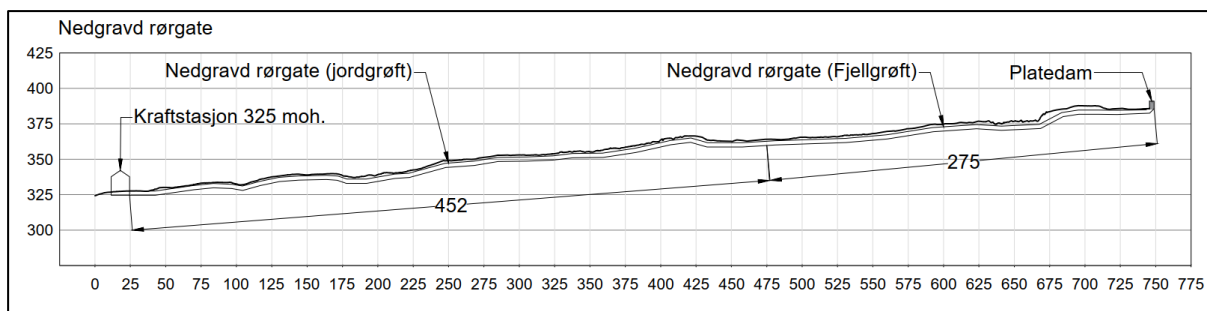
9.5 Holmelva kraftverk

Utbyggingen av Holmelva kraftverk baserer seg på å utnytte fallet fra Holmelva til flaten like oppstrøms Jernvannet. Holmelva kraftverk utnytter en midlere brutto fallhøyde på 64,8 m. Det etableres et inntaksmagasin med en platedam på kt. 390 moh. For utbyggingsalternativet er to ulike delalternativer vurdert. Alternativ 1 innebærer vannveien utført som nedgravd rørgate, mens alternativ 2 er en retningsstyrt fullprofilboret tunnel. Begge alternativene gir en årsproduksjon på 4,7 GWh. Kostnadene for alternativ 1 er 42,0 MNOK og alternativ 2 50,5 MNOK. Tilsvarende en utbyggingskostnad på hhv. 8,9 kr/kWh og 10,7 kr/kWh. Alternativ 1 gir lavest utbyggingskostnad og er nærmere beskrevet.

Det er mulig å øke nedslagsfeltet med 3,0 km² ved å overføre en bekk nedstrøms Kubervannet med naturlig avrenning til Jernvannet. Overføringen kan eksempelvis utføres med en 250 m lang kanal. Det forventes omfattende naturinngrep ved å etablere en slik overføring. Både med hensyn til tilkomst og synligheten til selve kanalen. På bakgrunn av nevnt argumentasjon samt kanalers driftsutfordringer vinterstid er det valgt å ikke se nærmere på en slik løsning. For kostnadskalkyle, falltapsberegninger og plan/snitt-tegninger henvises det til vedlegg 5.0 og 5.1.

Tabell 22 - Hoveddata Holmelva kraftverk

Tilslig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	1,40
Minstevannføring (5 – persentil)	m ³ /s	0,11
Nyttbart tilslig	Mm ³	40,8
Magasin		
Magasinkapasitet	Mm ³	0,025
Kraftverk		
HRV	moh.	390,0
LRV	moh.	389,5
Undervann	moh.	325,0
Brutto midlere fallhøyde (2/3 – punkt)	m	64,8
Netto midlere fallhøyde, full last	m	60,7
Totalt virkningsgrad bestpunkt	%	85 %
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,1407
Maks slukeevne	m ³ /s	2,8
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	1,4
Nedgravd rørgate GRP lengde / diameter	m / m	727 / 1,09
Produksjon		
Middelproduksjon	GWh	4,7
Flomtap	Mm ³	7,2
Økonomi		
Kostnad	MNOK	42,0
Utbyggingskostnad	kr/kWh	8,9
Nåverdi	MNOK	-15,60



Figur 27 - Snitt vannvei Holmelva kraftverk

9.5.1 Inntak og reguleringsmagasin

Det etableres et inntaksmagasin for å bedre inntaksforholdene med hensyn til is og sedimenter. Magasinet etableres med en 49 m lang og 3 m høy platedam med overløp på tvers av elveløpet. Inntaket til rørgaten etableres i damkonstruksjonen på sørsiden av Holmelva. Plasseringen gir kortest vannvei og gjør at det ikke er nødvendig å krysse elva under tilsyn. Grunnet inntak i elv forventes det sedimenttransport. For å unngå at inntaksmagasinet fylles med sedimenter utstyres dammen med bunntappeluke for å enkelt kunne spyle ut sedimentene.

9.5.2 Vannvei

Vannveien består av en nedgravd rørgate av GRP med diameter lik 1,09 m. Rørgaten kan alternativt utføres som frittliggende rørgate. Det gir antageligvis lavere utbyggingskostnader, men er valgt bort som løsning på grunn av synlighet. Det forventes utfordrende grunnforhold og topografi fra inntaket og til ca. kt. 360 moh. Kostnadene knyttet til etablering av nedgravd rørgate for partiet er hensyntatt i kostnadskalkylen.

9.5.3 Kraftstasjon

Kraftstasjonen er plassert på kt. 325 moh. Løsmassekart tilsier tynt dekke av morene ved kraftstasjonstomten og det forventes at kraftstasjonen kan fundamenteres på underliggende berg. Kraftstasjon utrustes med en 1,4 MW peltonturbin med slukeevne lik $2,8 \text{ m}^3/\text{s}$ tilsvarende $2 \times Q_{\text{mid}}$. Peltonturbinene er valgt på grunn av høyere virkningsgradskurve over et større lastområde sammenlignet med francisturbin. Det gjør at peltonturbinen kan produsere på høyere virkningsgrad på mer av tilsiget [50].

9.5.4 Veibygging og kraftlinjer

Utbyggingen baserer seg på å etablere en 1,3 km lang en helårsvei fra E10 til kraftstasjonen. Tilkomsveien til kraftstasjonen er nødvendig for å utføre drift og vedlikeholdsarbeid. Fra kraftstasjon bygges en anleggsvei langs rørgatetrassen for legging av rørgaten og for tilkomst for arbeidet ved platedammen. Anleggsveien er tenkt arrondert etter utbyggingen og vil i ettertid bli farbar for terrengående kjøretøy for tilsyn. Kraftstasjonen tilknyttes eksisterende 22 kV linjen med en 500 m lang jordkabel.

9.5.5 Fordeler og ulemper med tiltaket

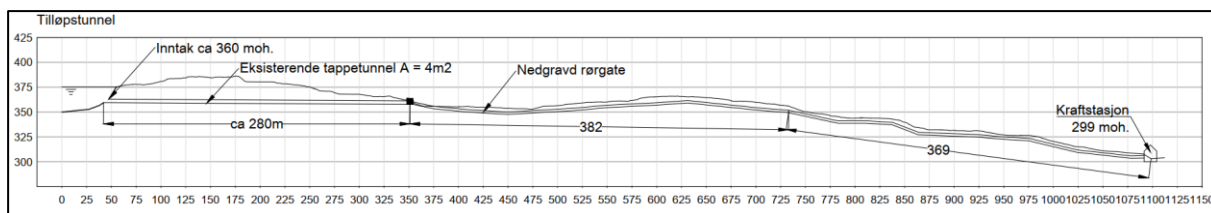
Utbyggingen gir en kraftproduksjon på 4,7 GWh til en utbyggingskostnad på 8,9 kr/kWh. Utbyggingen karakteriseres som ulønnsom med dagens rammebetingelser. Nedgravd rørgate og anleggsvei fører til omfattende naturinngrep. Rørgatetrassene er delvis kupert og ligger i et høyfjellsområde hvor det er lite løsmasser og vegetasjon. En utforming av vannveien som alternativ 2 med retningsstyrt fullprofilboring vil redusere naturinngrepene. Geologien i området er velegnet for drivemetoden og det anbefales å følge teknologiutviklingen da kostnadene forventes å reduseres i framtiden [57].

9.6 Skitdalsvannet kraftverk

Skitdalsvannet kraftverk utnytter fallhøyden mellom Skitdalsvannet og Jernvannet. Utbyggingen baserer seg på å benytte eksisterende tappetunnel med en forlengelse i form av nedgravd rørgate fram til kraftstasjon i dagen. Kraftstasjonen er plassert på kt. 299 moh. og utnytter en midlere brutto fallhøyde på 72,7 m. Utbyggingen gir en kraftproduksjon på 0,8 GWh til en utbyggingskostnad lik 19,2 kr/kWh. For kostnadskalkyle, falltapsberegninger og plan/snitt-tegninger henvises det til vedlegg 6.

Tabell 23 - Hoveddata Skitdalsvannet kraftverk

Tilsig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	0,19
Minstevannføring (5 – persentil)	m ³ /s	0,02
Nyttbart tilsig	Mm ³	5,4
Magasin		
Magasinkapasitet	Mm ³	4,3
Kraftverk		
HRV	moh.	377,1
LRV	moh.	361,0
Undervann	moh.	299,0
Brutto midlere fallhøyde (2/3 – punkt)	m	72,7
Netto midlere fallhøyde, full last	m	63,6
Totalt virkningsgrad bestpunkt	%	90 %
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,1561
Maks slukeevne	m ³ /s	0,38
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	0,21
Tunnel (Eksisterende) lengde/ tverrsnitt	m / m ²	280 / 4,0
Nedgravd rørgate GRP lengde / diameter	m / m	751 / 0,44
Produksjon Simulert		
Middelproduksjon	GWh	0,8
Flomtap	Mm ³	0
Økonomi		
Kostnad	MNOK	15,3
Utbyggingskostnad	kr/kWh	19,2
Nåverdi	MNOK	-10,9



Figur 28 - Snitt vannvei Skitdalsvannet kraftverk.

9.6.1 Inntak og reguleringsmagasin

Inntaket er i et eksisterende magasin og gjør at inntaket kan tørrelgges under anleggsfasen. Kostnadskalkylen tar utgangspunkt at inntaket til dagens tappetunnel ombygges med ny inntakskonuss, varegrind og lukearrangement. Kostnadene relatert til ombyggingen er satt tilsvarende 50 % av kostandene for et komplett nytt inntaksarrangement. Magasinet er tenkt regulert tilsvarende dagens regulering med lik HRV og LRV.

9.6.2 Vannvei

Vannveien består av en eksisterende tappetunnel og en 751 m lang nedgravd rørgate av GRP med diameter lik 0,44 m. Kostnadskalkylen tar utgangspunkt i at rørgaten legges i en kombinasjonsgrøft av jord og fjell.

9.6.3 Kraftstasjon

Kraftstasjonen er plassert på kt. 299 moh. like oppstrøms Jernvannet. Basert på NGUs løsmassekart er det bart fjell ved kraftstasjonstomten som stasjonen fundamenteres på. Kraftstasjonen utrustes med 0,2 MW francisturbin med en slukeevne lik 0,4 m³/s tilsvarende $2 \times Q_{mid}$. Avløpet leder vannet direkte til Jernvannet.

9.6.4 Veibygging og kraftlinjer

Skitdalsvannet befinner seg i Nygårdsfjellet vindpark og er i direkte tilknytting til E10. Utbyggingen innebærer kun etablering av en 150 m tilkomstvei fra E10 til kraftstasjonsbygget. Fra kraftstasjon bygges en parallell anleggsvei langs rørgatetrassen for legging av rørgaten. Anleggsveien er tenkt arrondert etter utbyggingen og vil i ettertid bli farbar for terrenggående kjøretøy for tilsyn. Kraftstasjonen tilknyttes eksisterende 22 kV linjen med en 340 m lang jordkabel.

9.6.5 Fordeler og ulemper med tiltaket

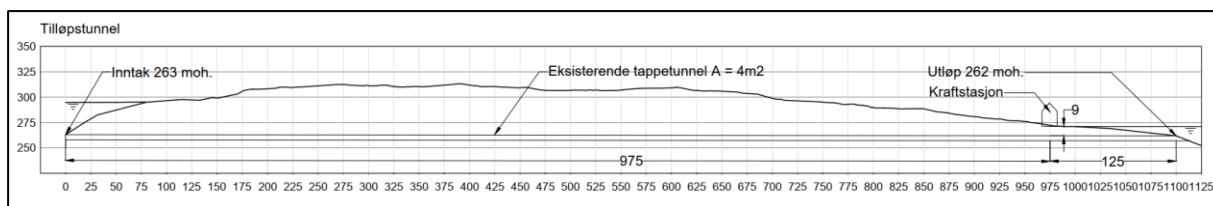
Utbyggingen av Skitdalsvannet kraftverk gir en kraftproduksjon på 0,8 GWh til en utbyggingskostnad lik 19,2 kr /kWh. Utbyggingen karakteriseres som ulønnsom med dagens rammebetingelser. Utbyggingen strider ikke med designkriteriene og det forventes generelt få naturinngrep grunnet bruk av eksisterende infrastruktur.

9.7 Jernvannet kraftverk

Jernvannet kraftverk utnytter fallhøyden mellom Jernvannet og Sirkelvannet. Utbyggingen baserer seg på å benytte eksisterende tappetunnel. Kraftstasjonen etableres ved å sprengte en sjakt ned til tappetunnel 125 m oppstrøms Sirkelvannet. Kraftstasjonen er plassert på kt. 273 moh. og utnytter en midlere brutto fallhøyde på 14,3 m. Utbyggingen gir en kraftproduksjon på 4,1 GWh. Kostnadene relatert til utbyggingen er 12,2 MNOK og gir en marginal utbyggingskostnad på 3,3 kr/kWh. For kostnadskalkyle, falltapsberegninger og plan/snitt-tegninger henvises det til vedlegg 7.

Tabell 24 - Hoveddata Jernvannet kraftverk

Tilslig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	5,36
Minstevannføring (5 – persentil)	m ³ /s	0,47
Nyttbart tilslig	Mm ³	154,2
Magasin		
Magasinkapasitet	Mm ³	54,8
Kraftverk		
HRV	moh.	298,5
LRV	moh.	264,8
Undervann	moh.	273,0
Brutto midlere fallhøyde (2/3 – punkt)	m	14,3
Netto midlere fallhøyde, full last	m	10,4
Totalt virkningsgrad bestpunkt	%	90 %
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,0256
Maks slukeevne	m ³ /s	5,36
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	0,68
Tunnel (Eksisterende) lengde/ tverrsnitt	m / m ²	1100 / 4,0
Produksjon Simulert		
Årlig middelproduksjon med / uten overføringer	GWh	4,1 / 3,7
Flomtap med overføringer	Mm ³	14,9
Økonomi		
Kostnad	MNOK	12,2
Utbyggingskostnad	kr/kWh	3,3
Nåverdi	MNOK	8,6



Figur 29 - Snitt vannvei Jernvannet kraftverk

9.7.1 Inntak og reguleringsanlegg

Inntaket er i et eksisterende magasin og gjør at inntaket kan tørregges under anleggsfasen. Kostnads kalkylen tar utgangspunkt i at inntaket til dagens tappetunnel ombygges med ny inntakskonus, varegrind og lukearrangement. Kostnadene relatert til ombyggingen er satt tilsvarende 50 % av kostandene for et komplett nytt inntaksarrangement. Magasinet er tenkt regulert tilsvarende dagens regulering med lik HRV og LRV.

9.7.2 Vannvei

Utbyggingen baserer seg på å benytte dagens tappetunnel på 4,0 m² mellom Jernvannet og Sirkelvannet. Tappetunnelen i kombinasjon med overføringssystemene Søsterbekk og Bjørnfjell gir økt tilsig og fører til overløp over Jernvassdammen. Flomtapet utgjør 14,9 Mm³ og er 7 % av tilsiget. Ved overløp over Jernvassdammen ledes vannet til Nygårdsvannet og medfører kun tapt tilsig for Jernvannet og Sirkelvann kraftverk.

Det er undersøkt å drive en parallell tunnel på økonomisk minstetverrsnitt for å redusere flomtapet. Utbyggingen gir en midlere årsproduksjon på 5,7 GWh til 39,2 MNOK. Tilsvarende en utbyggingskostnad på 6,9 kr/kWh. Alternativet fører til høyere utbyggingskostnad og er ikke nærmere vurdert. Alternativt kan tappetunnelen strosses, men det er ikke nærmere vurdert da kostnadene med å strosse tunneltverrsnitt på 4,0 m² forventes å bli dyrere enn en parallell tunnel.

9.7.3 Kraftstasjon

Kraftstasjonene plasseres på kt. 273 moh. og gir en midlere brutto fallhøyde lik 14,3 m. Kraftstasjon utrustes med en 0,7 MW francisturbin med en slukeevne lik 5,4 m³/s. Slukeevnen er 1 x Q_{mid} og valgt for å unngå uhensiktsmessige høye falltap i tappetunnelen. Francisturbin er valgt grunnet høyere virkningsgrad og rimeligere utbyggingskostnad sammenlignet med kaplanturbin som tradisjonelt benyttes for slik fallhøyder [45].

9.7.4 Veibyggning og kraftlinjer

Tilkomsten til kraftstasjonen foretas med 200 m lang helårsvei fra E10. Kraftstasjonen påkobles nærliggende 22 kV linje med en 380 m lang luftlinje. Tilkomst til inntaksarrangementet foretas med terrenggående kjøretøy fra E10.

9.7.5 Fordeler og ulemper med tiltaket

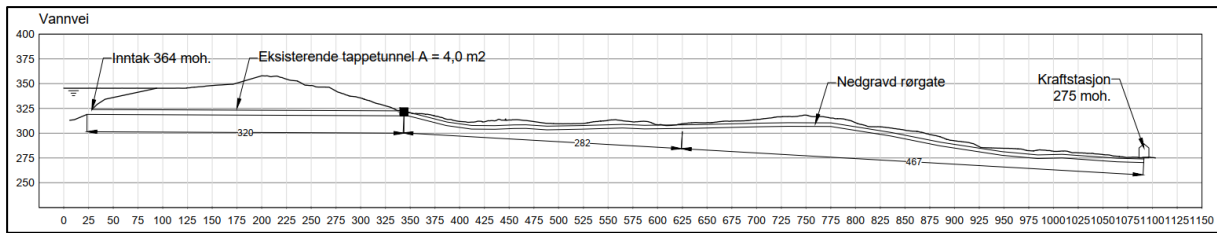
Utbyggingen gir en marginal utbyggingskostnad lik 3,3 kr/kWh og anses som lønnsom investering med dagens rammebetingelser. Midlere årsproduksjon er simulert til 4,1 GWh og tilsvarer energiforbruket til 202 husstander [27]. Utbyggingen strider ikke med designkriteriene og det forventes få negative miljøpåvirkninger grunnet bruk av eksisterende infrastruktur.

9.8 Store Fisk kraftverk

Store Fisk kraftverk utnytter fallhøyden mellom magasin Store Fiksløs og Sirkelvannet. Utbyggingen baserer seg på å benytte eksisterende tappetunnel med en forlengelse av nedgravd rørgate fram til kraftstasjonen i dagen. To ulike utbyggingsalternativer er vurdert. Alternativ 1 innebærer å anlegge kraftstasjon på kt. 312 moh. 100 m nedstrøms dagens tappetunnel. Alternativ 2 innebærer kraftstasjon på kt. 275 moh. Alternativ 2 gir en lengre og dyrere vannvei sammenlignet med alternativ 1, men gir høyere fallhøyde. Simulert årsproduksjon er 1,0 GWh og 2,3 GWh for alternativ 1 og 2. Utbyggingskostnadene er henholdsvis 20,4 kr/kWh og 13,8 kr/kWh. Alternativ 2 gir lavest utbyggingskostnad og er nærmere beskrevet. For kostnadskalkyle, falltapsberegninger og plan/snitt-tegninger henvises det til vedlegg 8.

Tabell 25 - Hoveddata Store Fisk kraftverk

Tilsig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	0,58
Pålagt minstevannføring (5 – persentil)	m ³ /s	0,08
Nyttbart tilsig	Mm ³	15,8
Magasin		
Magasinkapasitet	Mm ³	17,0
Kraftverk		
HRV	moh.	347,5
LRV	moh.	324,5
Undervann	moh.	275,0
Brutto midlere fallhøyde (2/3 – punkt)	m	64,8
Netto midlere fallhøyde, full last	m	60,4
Totalt virkningsgrad bestpunkt	%	90 %
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,1481
Maks slukeevne	m ³ /s	1,16
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	0,62
Tunnel (Eksisterende) lengde/ tverrsnitt	m / m ²	320 / 4,0
Nedgravd rørgate GRP lengde / diameter	m / m	749 / 0,77
Produksjon Simulert		
Middeproduksjon	GWh	2,3
Flomtap	Mm ³	0
Økonomi		
Kostnad	MNOK	31,8
Utbyggingskostnad	kr/kWh	13,8
Nåverdi	MNOK	-18,8



Figur 30 - Snitt vannvei Store Fisk kraftverk

9.8.1 Inntak og reguleringsmagasin

Inntaket for kraftstasjonen baserer seg på å benytte dagens tappetunnel med tilhørende inntakskonstruksjon. Inntaket er i et eksisterende magasin og gjør at inntaket kan tørrlegges under anleggsfasen. Kostnadene relatert til ombyggingen av inntakskonstruksjonen er satt tilsvarende 50 % av kostandene for et komplett nytt inntaksarrangement. Magasinet er tenkt regulert tilsvarende dagens regulering med lik HRV og LRV.

9.8.2 Vannvei

Vannveien består av en eksisterende tappetunnel og en 749 m lang nedgravd rørgate av GRP med diameter lik 0,77 m. Kostnadsalkylen tar utgangspunkt i at rørgaten anlegges i en kombinasjonsgrøft av jord og fjell.

9.8.3 Kraftstasjon

Kraftstasjonen er plassert på kt. 275 moh. vest for Fiskeløselva. NGUs løsmassekart tilsier forvittringsmateriale av uspesifisert mektighet for kraftstasjonstomten. Basert på satellittbilder forventes det mulig å fundamentere kraftstasjonen i underliggende berg. Kraftstasjonen utstyres med en 0,6 MW francisturbin med slukeevne lik $1,2 \text{ m}^3/\text{s}$, tilsvarende $2 \times Q_{\text{mid}}$. Avløpet leder vannet tilbake til naturlig elveleie like nedstrøms kraftstasjonen.

9.8.4 Veibygging og kraftlinjer

Det er nødvendig å etablere en 3,1 km lang tilkomstvei fra E10 til kraftstasjonen. Tilkomstveien anses som nødvendig for å utføre drift og vedlikeholdsarbeid. Utbyggingen kan utføres veiløst med båt/flåte over Sirkelvannet. Det vil gi redusert naturinngrep og kostnader, men gir en utfordrende tilkomst spesielt på vinterstid grunnet ustabil is som følger av reguleringen av Sirkelvannet. På bakgrunn av dette er en helårsvei til kraftstasjonen foretrukket. Kraftstasjonen tilknyttes 22 kV linjen ved E10 med en parallell jordkabel langs tilkomstveien. Fra kraftstasjonen bygges en parallell anleggsvei langs rørgatetrassen for legging av rørgaten. Anleggsveien arronderes etter utbyggingen og blir farbar for terrenggående kjøretøy for tilsyn. Tilkomst til inntaksarrangementet foretas med terrenggåendekjøretøy langs en eksisterende sti.

9.8.5 Fordeler og ulemper med tiltaket

Kraftutbyggingen gir en kraftproduksjon på 2,3 GWh og utbyggelseskostnad lik 13,8 kr/kWh. Utbyggingen karakteriseres som ulønnsom med dagens rammebetingelser. Utbyggelsene strider ikke med designkriteriene. Tilkomstveien forventes å gi den største negative miljøpåvirkningen om utbyggingen mot formodning realiseres.

9.9 Overføring Haugfjell

Haugfjelloverføringen er utformet som et takrennesystem med tre bekkeinntak fra Haugfjellplatået. Overføringstunnelen ledes til Dalvannet og deretter til Nygårdsvannet med en 540 m lang overføringstunnel. Samlet gir utbyggingen et økt nedslagsfelt på 17,5 km², tilsvarende 12 % økning av Nygårdsvassdragets opprinnelige nedbørsfelt. Overføringen gir en produksjonsøkning på 14,2 GWh for nedstrøms kraftverk. Utbyggingskostnaden er beregnet til 9,0 kr/kWh. For detaljert kostnadskalkyle henvises det til vedlegg 9.0 og 9.1.

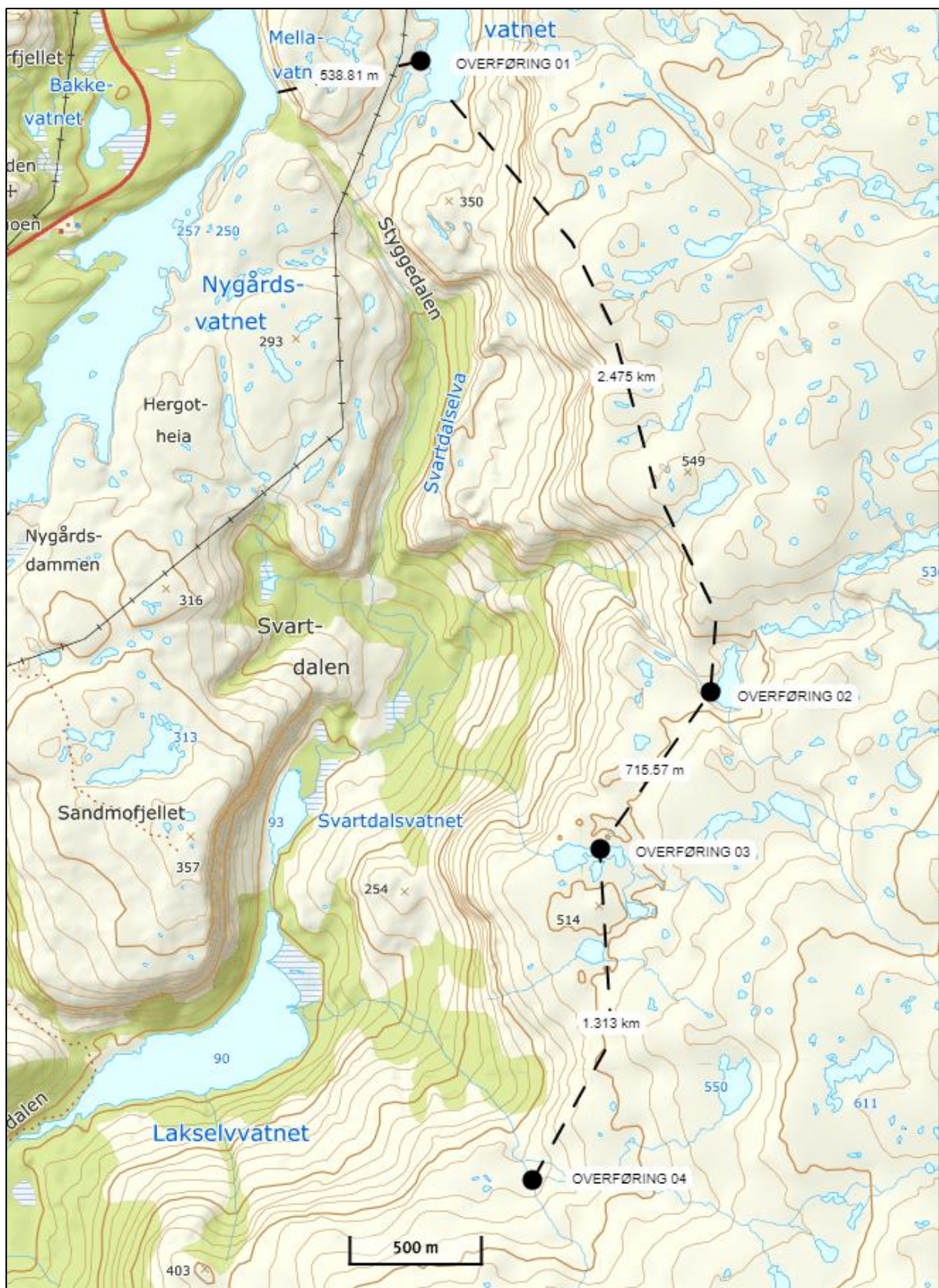
Tabell 26 - Hoveddata overføring Haugfjell

Tilsig	Enhet	O1	O2	O3	O4	Sum
Nedbørsfelt	km ²	3,70	6,90	1,80	5,10	17,50
Spesifikk avrenning	l/(s*km ²)	46,7	46,7	46,7	46,7	
Middelvanneføring	m ³ /s	0,17	0,32	0,08	0,24	0,82
Minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,01	0,03	0,01	0,02	0,07
Nyttbart tilsig	Mm ³	5,0	9,3	2,4	6,9	23,6
Overføring						
Inntakskote	moh.	278	476	503	433	-
Tunnellengde	m	539	2475	716	1313	5043
Utløpskote	moh.	539	278			-
Økonomi						
Kostnad	MNOK	19,0	57,7	19,2	32,3	128,2
Økt produksjon NS. kraftverk	GWh	3,0	5,6	1,5	4,1	14,2
Utbyggingskostnad	kr/kWh	6,3	10,3	12,8	7,9	9,0
Nåverdi	MNOK	-2,2	-26,3	-10,8	-9,3	-48,5

9.9.1 Beskrivelse av tiltaket:

Haugfjelloverføringen innebærer å overføre tre bekker fra Haugfjellplatået med en ca. 4500 m lang overføringstunnel. Overføringstunnelen går i en grovkornet granitt kalt Rombaksgranitt. Basert på driveerfaringer i tilsvarende bergart ved Sildvik kraftverk forventes det god bor- og sprengbarhet [38]. Bekkeinntak O2 og O3 er plassert i tjern og hvor det forventes gode inntaksforhold. Basert på NGUs berggrunnskart krysser ikke overføringstunnelen forkastningssoner. Overføringstrassen er grovt prosjektert hvor det forventes mulig å oppnå tilstrekkelig overdekning. Trassen passerer kryssende bekker mest mulig vinkelrett for å unngå eventuelle svakhetszone parallelt med tunneltrassen.

Overføringstunnelens utløp er i Dalvannet. Fra Dalvannet ledes vannet via en overføringstunnel til Nygårdsvannet. Det er undersøkt å drive overføringstunnelene med TBM. Drive- og sikringskostnadene for TBM er satt til 16 500 kr/lm for Ø1,89 m. Drivekostnadene er tilsendt fra kraftverkseier fra et tilsvarende prosjekt med tilsvarende berggrunnsgeologi. TBM forutsetter at bekkeinntaksjaktene bores fra dagen med en innflydd pallerigg. Det gir et estimert påslag på 40 % for skråsjaktene. TBM fører til en utbyggingskostnad på 9,6 kr/kWh og er ikke nærmere vurdert grunnet høyere utbyggingskostnad sammenlignet med konvensjonell tunneldriving.



Figur 31 - Overføring Haugfjell

9.9.2 Fordeler og ulemper

Realisering av Haugfjelloverføringen gir 14,2 GWh økt kraftproduksjon for nedstrøms kraftverk. Utbyggingskostnaden er 9,0 kr/kWh og anses som en ulønnsom investering med dagens rammebetingelser. For å kunne drive overføringstunnelene forutsettes det at det bygges en 2,7 km lang anleggsvei fra Jernvassdammen til tunnelpåhugget ved Dalvannet. Anleggsveien og håndteringen av 114 000 lm³ sprengstein i forbindelse med tunneldrivingen forventes å gi de største negative miljøpåvirkningene. Realiseres Haugfjelloverføringen fører det til redusert vannføring for Lakselva. Det forventes å få negative ringvirkninger for dyrelivet i elva og for områdets rekreasjonsverdi.

9.9.3 Utvidelsesalternativer for Haugfjell

Realisering av Haugfjelloverføringene kan øke Nygårdsvassdragets nedbørsfelt betraktelig. Overføringssystemet kan utføres på flere måter. For dette studiet er en løsning med tre bekkeinntak fra Haugfjellplatået undersøkt. Overføringstrassene krysser flere mindre bekker og tjern. Bekkene kan eksempelvis påkobles overføringstunnelen med enkle bekkeinntaksarrangementer og loddsjakter utført med pilothull og opprømming. En slik løsning er svært aktuelt for Haugfjelloverføringen, da medrivende sedimenter som følger av enklere inntakskonstruksjon ikke påfører skade for turbiner nedstrøms. Sedimentene forventes sedimentert i Dalvannet før vannet ledes til Nygårdsvannet og til kraftstasjonen. Kostnadene for en slik løsning er ikke forsøkt tallfestet grunnet usikkert kostnadsbilde. Det anbefales å undersøke kostnadene for en slik løsning for videre studier. En slik løsning kan øke tilsiget og kan potensielt gjøre overføringen lønnsom.

Pumpekraft mellom Lakselvvannet og Nygårdsvannet er et alternativ til et tradisjonelt overføringssystem. Et pumpekraftverk vil kunne utnytte hele tilsiget fra Haugfjell og gir et økt nedslagsfelt sammenlignet med beskrevet overføringssystem. Grunnet Nygårdsvannets begrensede magasinkapasitet anses pumpekraftverk fra Lakselvvannet og Nygårdsvannet som urealistisk. Alternativt er det mulig å pumpe vannet til Jernvannet. En slik løsning gir betraktelig større lagringskapasitet for oppstrøms magasin, men medfører betydelig lengre vannvei. En slik løsning er ikke nærmere vurdert grunnet antatt høy utbyggingskostnad. Ett tredje alternativt er å etablere et helt nytt kraftverk mellom Lakselvvannet og havnivå. En slik løsning er ikke vurdert, for å begrense omfanget av studiet.

9.10 Overføring Nevelva

Overføring Nevelva innebærer å overføre to bekker med naturlig avrenning til Mølnelva. Overføringen utføres med pilothull med opprømming til dagens tilløpstunnel. Overføringen gir et økt nedslagsfelt på 1,5 km², tilsvarende 1 % økning av Nygårdsvassdragets opprinnelige nedslagsfelt. Utbyggingen gir en produksjonsøkning på 0,9 GWh for nedstrøms kraftverk til en utbyggingskostnad lik 10,8 kr/kWh. For detaljert kostnadsgrunnlag og figur av utbyggingen henvises det til vedlegg 10.

Tabell 27 - Hoveddata overføring Nevelva

Tilsig	Enhet	Nevelva I	Nevelva II	Sum
Nedbørsfelt	km ²	0,8	0,7	1,50
Spesifikk avrenning	l/(s*km ²)	39,5	39,5	
Middelvannføring	m ³ /s	0,032	0,028	0,059
Pålagt minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,004	0,003	0,007
Nyttbart tilsig	Mm ³	0,9	0,8	1,60
Overføring				
Inntakskote	moh.	370	372	-
Utløpskote	moh.	250	250	-
Økonomi				
Kostnad	MNOK	5,0	5,0	10,0
Økt produksjon NS. kraftverk	GWh	0,5	0,4	0,9
Utbyggingskostnad	kr/kWh	9,6	12,5	10,8
Nåverdi	MNOK	-2,1	-2,8	-4,8

9.10.1 Beskrivelse av tiltaket

Bekkeinntakene er bygget i tilknytning til en sperredam på tvers av bekken. Fra inntaket føres vannet via en loddsjakt. Loddsjakten er ca. 120 m lang og utføres med pilothull med opprømming. Gjennomslaget gjøres i dagens tilløpstunnel. Fra tilløpstunnelen ledes vannet til Trollvannet som er hydraulisk forbundet med Nygårdsvannet. Berggrunnsgeologien for området er av varierende kvalitet. Drivingen forventes utført i Sulfid /granittførende skifer. Berggrunnens dårlige kvalitet kan komplisere og fordyre tiltaket.

9.10.2 Fordeler og ulemper

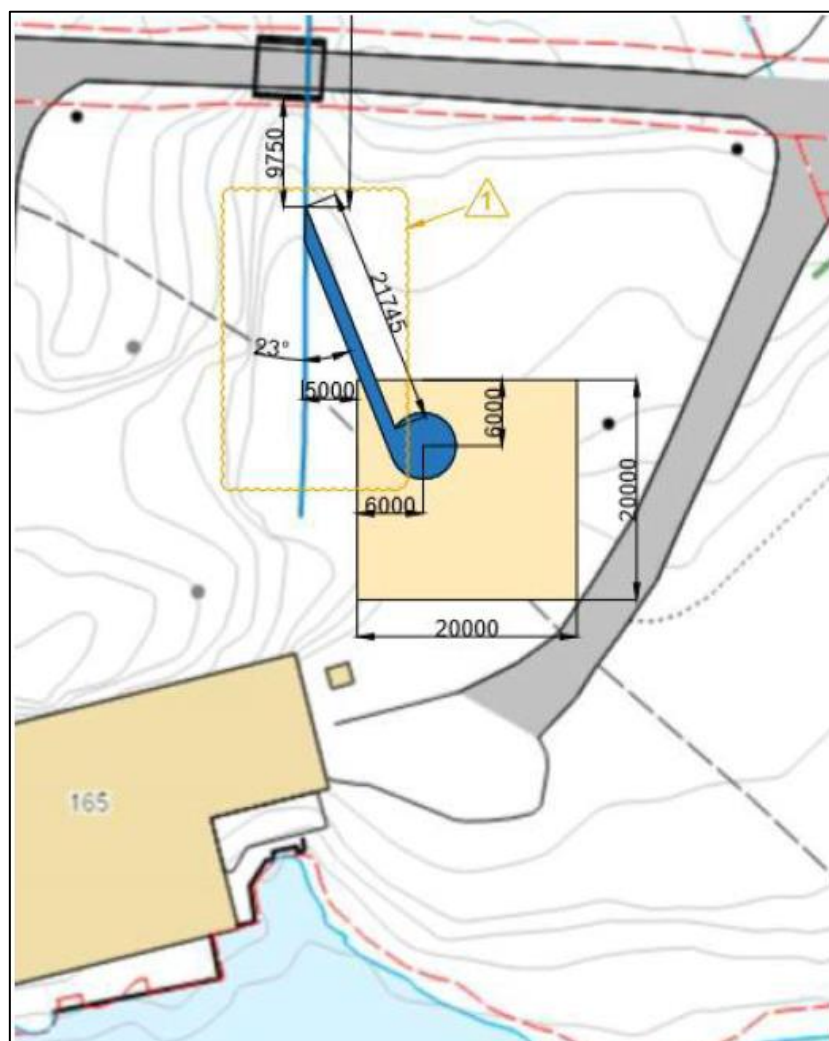
Overføringen gir en økt kraftproduksjon på 0,9 GWh for nedstrøms kraftverk. Det forventes få negative miljøpåvirkninger ved å realisere tiltaket. Tiltaket er tenkt utført veiløst og medfører ingen veiutbyggelse. Realisering gir redusert avrenning til Mølnelva. Miljøkonsekvensene av redusert vannføring i Mølnelva anses som minimale for dyrelivet og for områdets rekreasjonsverdi. Nedstrøms området er en trang dal og anses som et område som ikke benyttes til rekreasjon og friluftsliv.

10 Analyse av nytt Nygård kraftverk

Som beskrevet i kapittel 5.4 er det konkludert som mest hensiktsmessig og avvikle dagens kraftverk til fordel for et nytt kraftverk. To ulike plasseringer av nytt Nygård kraftverk er vurdert. Alternativ 1 er et nytt kraftverk ved Trældal parallelt med dagens kraftstasjon, mens alternativ 2 er et nytt kraftverk ved Hergot.

10.1 Nytt kraftverk ved Trældal.

Tidligere studier har undersøkt mulighetene til å bygge et nytt kraftverk like øst for dagens kraftstasjon. Utbyggingsalternativet innebærer bruk av eksisterende tilløpstunnel og rørgate med en forgreining oppstrøms dagens kraftstasjon som vist på Figur 32. Alternativet gjør at eksisterende kraftstasjon kan produsere tilnærmet uanfektet i hele anleggsperioden, med kun en kort produksjonsstans ved omkoblingen av rørgaten. Det forventes at ombyggingen kan gjennomføres uten nevneverdige flomtap ved å senke magasinene i forkant og magasinene tilsiget under anleggsperioden.



Figur 32 - Nytt kraftverk øst for dagens kraftstasjon

Utbyggingsalternativet innebærer få inngrep, men medfører at dagens begrensninger i vannveien vedvarer. Ved nybygging er det hensiktsmessig å øke maskininstallasjonen sammenlignet med dagens kraftstasjon for å utnytte prisvariasjoner i strømmarkedet bedre. Økes maskininstallasjonen økes også slukeevnen og forårsaker uakseptable høye falltap i vannveien.

Det er teknisk mulig å strosse tilløpstunnelen for å redusere falltapene. Strossing anses som uheldig for utbyggingsalternativet. Ved strossing er det nødvendig å tørrlegge vannveien over en lengre periode med påfølgende produksjonstap. Tunneltraseens lekkasjehistorikk, lave fjelloverdekning og ugunstige berggrunnsgeologi er også medvirkende til at strossing anses som uhensiktsmessig.

Driving av en ny parallell tilløpstunnel fra inntaket til svingekammeret er et alternativ til strossing. En ny parallell tunnel kan anlegges med høyere fjelloverdekning og med en spissere vinkel på forkastningssonene. Lengden av en ny tunnel anslås til ca. 4,2 km. Utbyggingsalternativet baserer seg på gjenbruk av eksisterende rørgate med dens begrensninger og medfører at de høye falltapene i rørgaten vedvarer.

Det er knyttet stor usikkerhet til utbyggingsalternativet. Utbyggingsalternativet vurderes som svært risikofyllt med hensyn til uforutsette hendelser knyttet til bruk av bygningselementer fra kraftstasjonens byggår. Om NVEs revurderingspraksis vedrørende eldre rørgater endres over tid forventes en utskifting av rørgaten å bli svært kostbar.

Fordelene med å anlegge et nytt Nygård kraftverk ved Hergot med inntak direkte i Nygårdsvannet er betydelige. Til sammenligning forventes vannveien for et kraftverk ved Hergot å bli 2,5 km. Berggrunnsgeologien for tilløpstunnelen går i en grovkornet granitt av høyere kvalitet sammenlignet med dagens tilløpstunnel. Realisering av Hergot kraftverk gir kortere vannvei til en antatt lavere utbyggingskostnad. Byggingen av et nytt Nygård kraftverk ved Hergot gjør at dagens kraftverk kan driftes tilnærmet uhindret under anleggsperioden og medfører ingen flomtap. Kraftverkseier sitter igjen med et nytt kraftverk som kan driftes med lave vedlikeholdskostnader i minimum 40 år. På bakgrunn i nevnt argumentasjon anbefales det å realisere Hergot kraftverk til fordel for et parallelt kraftverk ved Trældal.

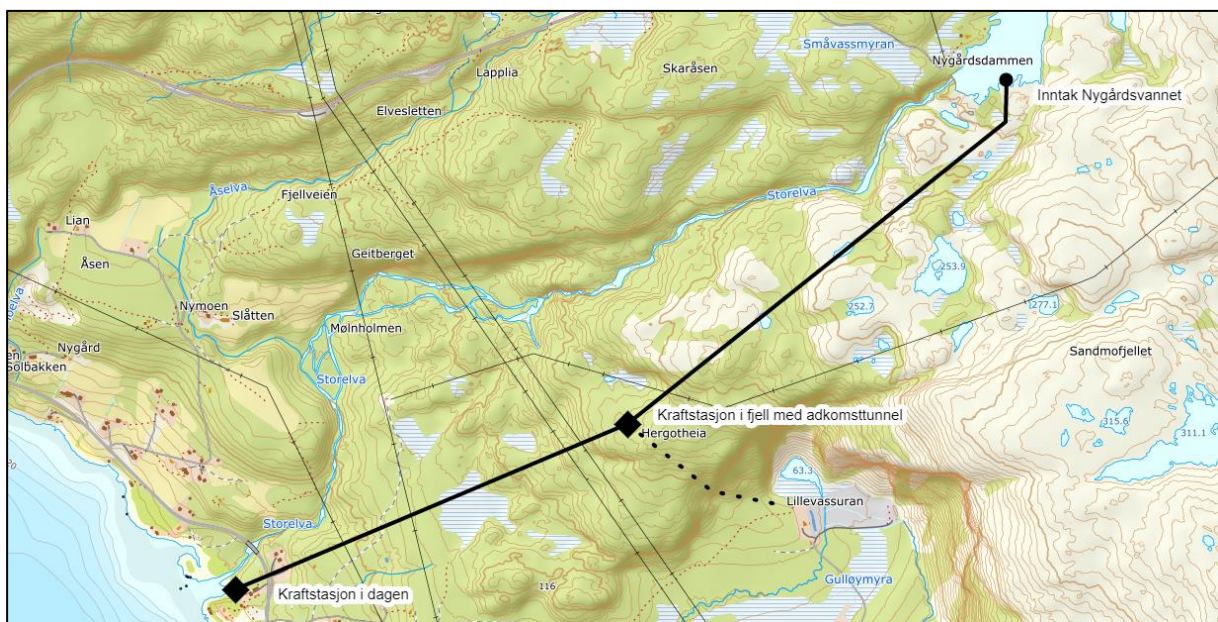
10.2 Nytt kraftverk ved Hergot

Utbyggingen av Hergot kraftverk er tidligere vurdert i 2007 gjennom forprosjektet «Nytt Nygård kraftverk» [12]. Utbyggingen ble utformet som et fjellanlegg med inntak i Nygårdsvannet. Prosjektet ble skrinlagt da kraftverkseier ikke fant prosjektet lønnsomt nok. Endrede betingelser i form av kritisk tilstand for eksisterende kraftstasjon tvinger kraftverkseier til å oppruste anlegget for å opprettholde kraftproduksjonen. Utbyggingen av Hergot kraftverk anses som det beste utbyggingsalternativet for å erstatte dagens kraftstasjon.

Tre delalternativer vurdert, delalternativene er som følger:

- **Alternativ 1:** Kraftstasjon i fjell
- **Alternativ 2:** Kraftstasjon i dagen med kombinert tunnel og nedgravd rørgate
- **Alternativ 3:** Kraftstasjon i dagen med kombinert tunnel og nedgravd rørgate med luftputekammer.

Kraftstasjon i fjell anses som den mest hensiktsmessige utformingen for store norske vannkraftanlegg ($P > 10\text{MW}$). Norges velegnede berggrunnsgeologi gjør at fjellanlegg tradisjonelt er rimeligere enn kraftverk i dagen [18]. På grunn av Hergots beskjedne størrelse og korte vannvei er det likevel valgt å gjøre kostnadsoverslag for kraftstasjonen i dagen. Den største gevinsten ved å legge kraftstasjonen i dagen er at kostnadene relatert til stasjonshallen og adkomsttunnelen kan kuttes.

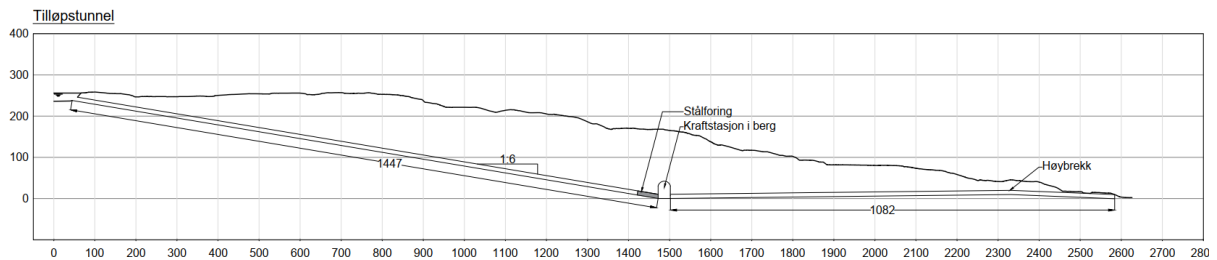


Figur 33 - Vannvei Hergot kraftverk plan

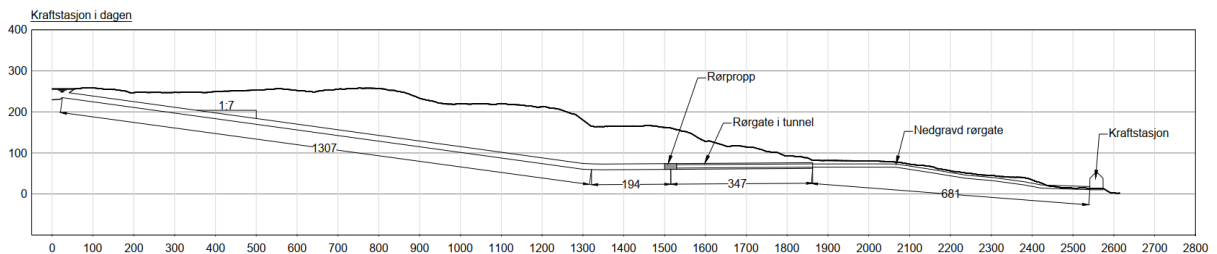
10.2.1 Beskrivelse av tiltaket

Inntaket er plassert direkte i Nygårdsvannet. Tilløpstunnelene er plassert sørøst for Storelva med utløp i elvemunningen. Vannveien går i en grovkornet granitt, kalt Rombaksgranitt. Basert på driveerfaringer fra Sildvik Kraftverk og ingeniørgeologiske undersøkelser i forbindelse med forprosjektet «Nytt Nygård kraftverk» forventes det god bor og sprengbarhet for bergarten [38].

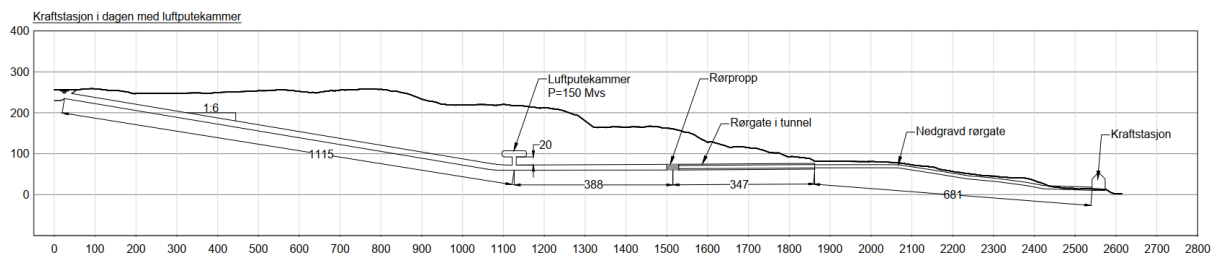
Utbyggingsalternativenes utforming gjør at eksisterende kraftverk kan driftes uanfektet gjennom hele anleggs- og reklamasjonsperioden. Utformingen av vannveien følger dagens dimensjoneringsprinsipper og gjør at falltapene kan reduseres betraktelig sammenlignet med dagens vannvei. Ved fullt lastpåkdrag forårsaker overføringstunnelen mellom Nygård- og Trollvannet redusert fallhøyde for dagens kraftverk. Med inntak direkte i Nygårdsvannet forhindres falltapedet og det oppnås en høyere netto fallhøyde. Overføringstunnelen er drevet horisontal og gjør at tilsiget fra Trollvannet fortsatt vil kunne overføres til Nygårdsvannet. Figur 34, Figur 35 og Figur 36 viser utbyggingsalternativene i snitt. For detaljerte kostnadskalkyler, plan/snitt-tegninger og overdekningsbetraktninger henvises det til vedlegg 11.0, 11.1 og 11.2



Figur 34 - Alternativ 1: Kraftstasjon i fjell



Figur 35 - Alternativ 2: Kraftstasjon i dagen uten luftputekammer



Figur 36 - Alternativ 3: Kraftstasjon i dagen med luftputekammer

10.2.2 Delalternativer for Hergot

Tre ulike utbyggingsalternativer er vurdert for et nytt kraftverk ved Hergot. I alle alternativene utrustes kraftstasjonen med to like francisturbiner. Det er valgt å utruste kraftstasjonen med to aggregater for å øke driftssikkerheten og redusere konsekvensene ved havari eller omfattende vedlikeholdsarbeid. Hergot kraftverk er et magasinkraftverk og det forventes at turbinene kun kjøres på bestpunkt. Alternativt kan kraftverkene utrustes med 1/3 og 2/3 maskininstallasjonsfordeling. En slik fordeling gir høyere virkningsgrad på et større lastområde. Siden kraftverket har inntak i magasin og siden turbinene forventes å kjøre på bestpunkt, anses gevinsten av en slik fordeling som liten og er ikke nærmere vurdert.

Vannveistraseen er tilnærmet lik for delalternativene. Traseen for alternativ 1 skiller seg ut ved at den er plassert lengre sør for å redusere lengden av adkomsttunnelen. For alternativ 1 etableres det et bukserørbend i betongproppen med en 50 meters rørgate i tunnel fram til stasjonshallen. Alternativ 2 og 3 baserer seg på samme utformingsprinsipp med kombinert bukserørbend og betongpropp. Nedstrøms etableres det to parallelle rørgater delvis i tunnel og deretter i dagen fram til kraftstasjonen.

Statnetts funksjonskrav til kraftsystemet pålegger større kraftverk ($P > 10\text{MW}$) å bidra til effekt- og frekvensregulering [17]. Kravet medfører at vannets aksellerasjonstid (T_w) ikke kan overstiges 1,0 sekund. Topografien for området tillater ikke etablering av tradisjonelt svingekammer. For alternativ 1 (fjellanlegg) er det uproblematisk å innfri funksjonskravet forutsatt at det etableres svingesjakt nedstrøms kraftstasjonshallen. For alternativ 2 kraftstasjon i dagen uten luftputekammer, er funksjonskravet dimensjonerende og fører til uhensiktsmessig stort vannveistverrsnitt. For alternativ 3 kraftstasjon i dagen med luftputekammer, reduseres lengden til nærmeste frie vannspeil og gjør at vannveistverrsnittet og kostnadene kan reduseres sammenlignet med alternativ 2.

Tabell 28 viser et sammendrag av kostnadskalkylen for Hergot kraftverkets delalternativer. Tabellen viser at alternativ 1, kraftstasjon i fjell i snitt gir lavest utbyggingskostnad for de ulike effektalternativene. Kostnadene for kraftstasjon i dagen er betydelig høyere enn øvrige alternativ som følger av stort vannveistverrsnitt for å tilfredsstille krav til vannets aksellerasjonstid. Luftputekammer bør kun velges foran konvensjonelle løsninger dersom økonomien er svært god [45]. Omkostningen for injeksjoner, luftfylling og driftskostnader kan bli betydelige. Basert på en helhetsvurdering er Alternativ 1, kraftstasjon i fjell vurdert som det beste utbyggingsalternativet med hensyn til utbyggingskostnad og risiko. Videre følger en nærmere beskrivelse av Alternativ 1, kraftstasjon i fjell.

Tabell 28 - Sammendrag av utbyggingskostnader for Hergot kraftverks delalternativer

Delalternativer	P = 25 MW [MNOK]	P = 37,5 MW [MNOK]	P = 50 MW [MNOK]
Alternativ 1: Kraftstasjon i fjell	311,1	369,3	427,4
Alternativ 2: Kraftstasjon i dagen	320,3	406,1	503,1
Alternativ 3: Kraftstasjon i dagen, luftputekammer	310,8	378,4	446,6

10.3 Hergot kraftverk i fjell

Tabell 29 - Hoveddata Hergot kraftverk i fjell

Tilsig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	7,67
Minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,67
Nyttbart tilsig	Mm ³	220,6
Magasin		
Magasinkapasitet Nygårdsvannet	Mm ³	4,1
Nivåer		
HRV	moh.	259,0
LRV	moh.	250,0
Undervann	moh.	0
Brutto midlere fallhøyde (2/3 - punkt)	m	256,0

Alternativer

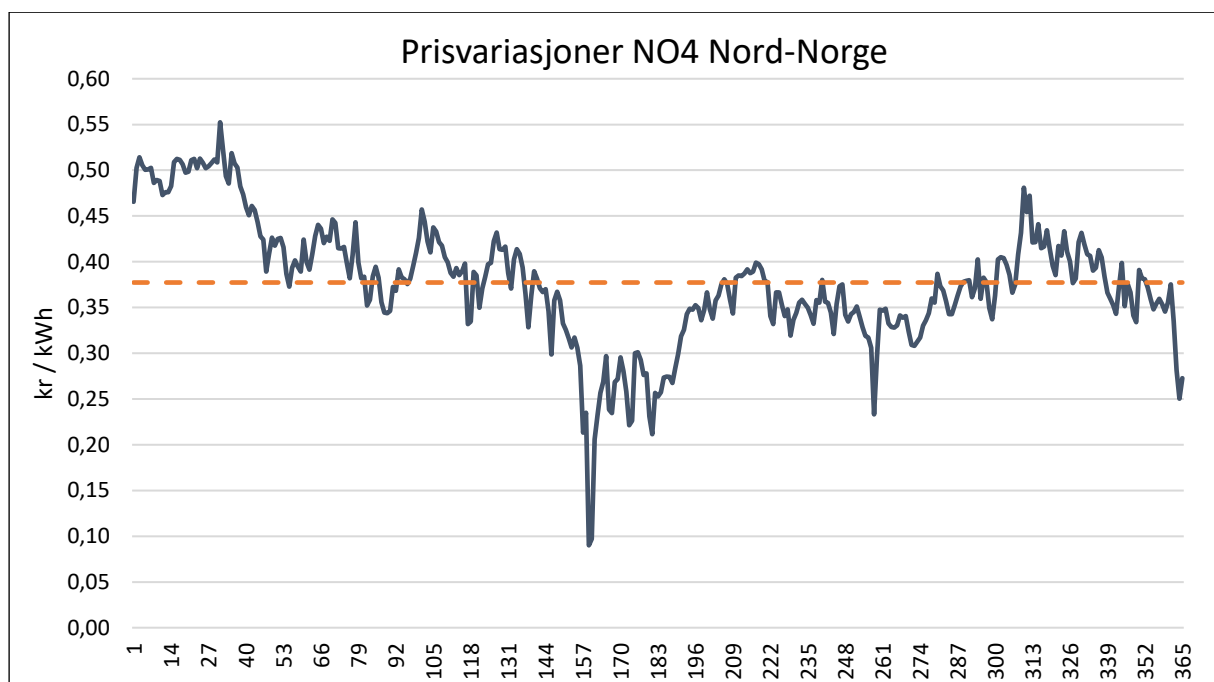
Data		H25	H37,5	H50
Maskininstallasjon	MW	25,0	37,5	50,0
Slukeevne	m ³ /s	11,1	16,8	22,5
Falltap, full last	m	1,5	3,1	3,8
Netto midlere fallhøyde, full last	m	254,5	252,9	252,2
Totalt virkningsgrad bestpunkt	%	90 %	90 %	90 %
Midlere energiekvivalent	kWh/ m ³	0,624	0,620	0,618
Tilløpstunnel	m	1447,0	1447,0	1447,0
	m ²	15,0	15,0	17,3
Rørgate i tunnel x 2	m	50,0	50,0	50,0
	m ²	1,9	2,8	3,7
Avløpstunnel	m	1082,0	1082,0	1082,0
	m ²	15,0	15,0	17,3
Adkomsttunnel	m	452,0	452,0	452,0
	m ²	25,0	25,0	25,0
Nedstrøms svingekammer	m	100,0	100,0	100,0
	m ²	15,0	15,0	17,3
Produksjon				
Middelproduksjon med / uten overføringer	GWh	132,7 / 110,7	136,2 / 111,4	137,0 / 111,3
Flomtap med overføringer	Mm ³	9,6	2,6	0,6
Økonomi				
Kostnad	MNOK	311,1	369,3	427,4
Utbyggingskostnad	kr/kWh	2,8	3,3	3,8
Nåverdi	MNOK	310,6	256,4	197,7

10.3.1 Verdi av effektkjøring

Tilleggsgevinsten som følger av økt effektinstallasjon oppnås ved å redusere flomtap og/eller flytte produksjonen fra perioder med lave strømpriser til perioder med relativt høyere strømpriser. Hergot kraftverk er et magasinkraftverk med direkte utløp i havet. Effektkjøring gir ingen ringvirkninger for vassdrag lengre nedstrøms. Grunnet utløp i havet og tidligere konsesjon uten pålegg av minstevannføring anses miljøkonsekvensene av effektkjøring å ha minimal betydning for fisk og annet ferskvannsbiologi nedstrøms inntaksmagasinet.

Kraftverkets beliggenhet med tilknytting til regionalnettet og utløp direkte i havet gir ideelle rammer for effektkjøring. For Hergot kraftverk er en effektøkning på henholdsvis 0 %, 50 % og 100 % av opprinnelig installasjon vurdert. Det er ikke foretatt en utdypet økonomisk analyse av effektkjøringens verdi, da en slik analyse krever avanserte analyseverktøy og anses å være utenfor studentens kompetanseområde. Det er valgt gjøre kostnadsoverslag for ulike effektinstallasjoner for å belyse påvirkning for utbyggingskostnader og flomtap.

Figur 37 viser prisvariasjonene i Nord-Norge for 2019. Gjennomsnittlig spotpris er vist som en oransje graf og utgjør 0,38 kr/kWh. Basert på pristoppene for vintermånedene er det realistisk å kunne øke lønnsomheten ved å tilrettelegge for effektkjøring. Tabell 29 viser simulert flomtap for de ulike effektinstallasjonene. H25 medfører økt flomtap sammenlignet med H37,5 og H50. H50 gir svært lite flomtap, men medfører til relativt høy utbyggingskostnad. Basert på forholdsvis lave flomtap og rimelig utbyggingskostnad anses en effektinstallasjon på 37,5 MW som mest egnet for Hergot. Med en effektinstallasjon lik 37,5 MW er slukeevnen $2 \times Q_{mid}$ som betraktes som et normalt dimisjoneringsutgangspunkt for nye kraftverk. For videre studier anbefales det å gjennomføre en mer avansert analyse for å kartlegge gevinsten av effektkjøring. Videre følger er en beskrivelse av Hergot kraftverk i fjell med en maskininstallasjon på 37,5 MW.

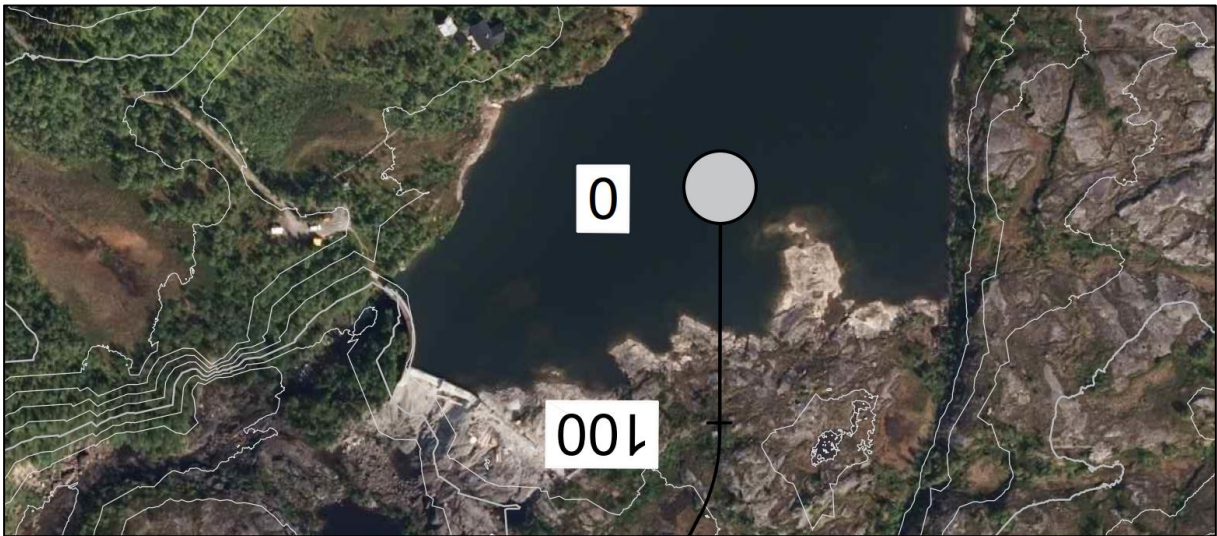


Figur 37 - Kraftprisvariasjoner NO4

10.4 Hergot krafverk i fjell 37,5 MW

10.4.1 Inntak og reguleringsmagasin

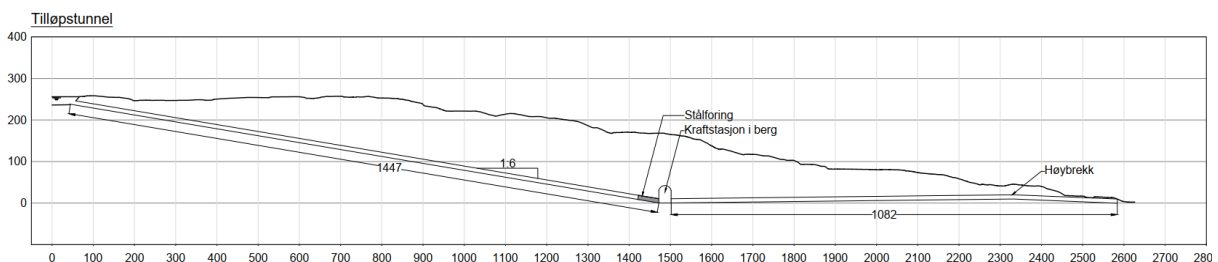
Inntaket er plassert like oppstrøms Nygård dammen ved en høyde hvor der forventes mulig å oppnå tilstrekkelig fjelloverdekning for tilløpstunnelen. Utbyggingen baserer seg på at eksisterende kraftverk driftes tilnærmet normalt gjennom hele anleggsperioden. For å kunne tørrelegge inntaksområde er det nødvendig å etablere en midlertidig fangdam. Kostnadene for fangdammen er ikke forsøkt tallfestet og må tas høyde for i videre studier. Inntaket er plassert i nærheten til Nygård dammens overløp, se Figur 38. Nærheten til overløpet gjør at is og annet drivgods kan fløtes naturlig forbi i flomperioder og reduserer faren for tilstopping av inntaket.



Figur 38 - Inntak Nygårdsvannet

10.4.2 Vannvei

Vannveien er drevet med konvensjonell tunneldriving på økonomisk minstetverrsnitt. Tilløpstunnel er drevet med 1:6 stigning fra tverrslagsporten oppstrøms kraftstasjonshallen. Det etableres en kombinert betongpropp og bukserørsbend med en 50 meters rørforgrening til turbinene. Nedstrøms kraftstasjonshallen etableres det en adkomsttunnel til avløpstunnelen. Tunnelen tjener som adkomsttunnel under anleggsperioden og som nedstrøms svingekammer i driftsperioden. Avløpstunnelen er utformet med et høybrekk, se Figur 39. Høybrekket fungerer som en saltvannssperre og gir nødvendig dykking av turbinene samtidig som det hindrer saltvannerosjon. Avløpstunnelens utløp er lagt ved Storelvas munning. Se vedlegg 11.0 for detaljerte plan/snitt-tegninger.



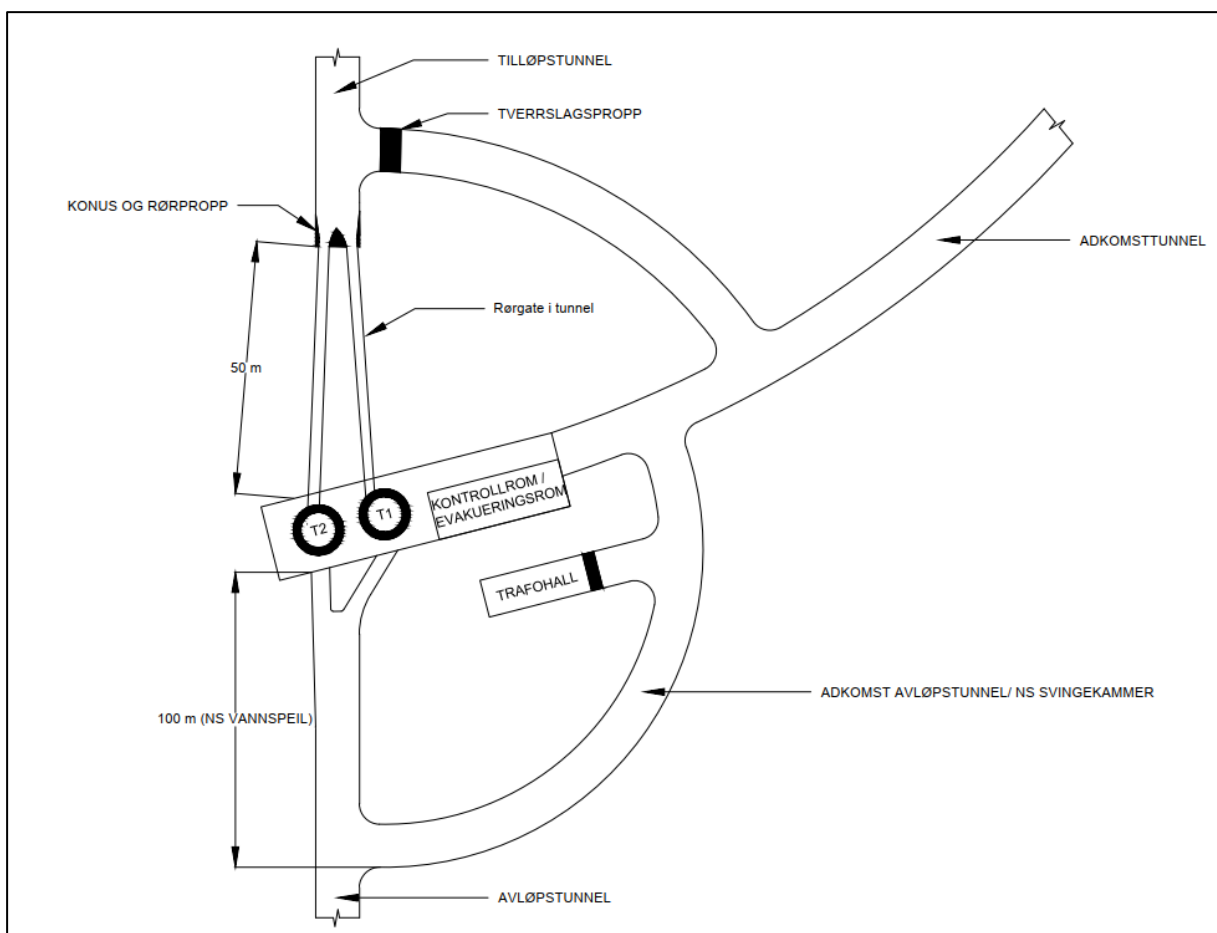
Figur 39 - Snitt vannvei Hergot kraftverk 37,5 MW

10.4.3 Kraftstasjon

Tilkomsten til kraftstasjonen foretas via en 452 meter lang adkomsttunnel drevet med 1:8 fall fra Svartdalen. Adkomsttunnelen er dimensjonert etter dimensjonene på komponentene som skal plasseres i kraftstasjonen. Rotoren må fraktes inn som en komponent og er erfaringsmessig dimensjonerende for adkomsttunnelen [58]. Det forventes at et tunneltverrsnittet på 25 m² er tilstrekkelig for adkomsttunnelen.

Kraftstasjonen er plassert på kt. 3,0 moh. Kraftstasjonen utrustes med to like francisturbiner på 18,75 MW. Turbinenes samlede slukeevne er 16,8 m³/s og tilsvarer ca. 2 x Q_{mid}. For perioder med lite tilsig eller for å hindre overløp kjøres kun en turbin for å bedre turbinens virkningsgrad. Francisturbinenes utforming med dykket sugerør medfører at turbinene utnytter fallhøyden helt til havnivået. Dette gir en midlere brutto fallhøyde på 256 m, fra inntaksmagasinet 2/3-punkt. Stasjonshallen er 9580 m³ og er grovt beregnet basert på formler hentet fra kostnadsgrunnlaget for store kraftverk [45, p. 110].

Kraftstasjonen utrustes med kontroll- og evakueringsrom. Trafostasjonen plasseres i separat trafohall for å redusere konsekvensene ved trafofeil. Se Figur 40 for prinsippskisse for kraftstasjonsutforming.



Figur 40 - Prinsippskisse Hergot kraftverk i fjell

10.4.4 Veitbygging og kraftlinjer

Utbyggingen av Hergot kraftverk baserer seg på å benytte eksisterende infrastruktur og medfører minimal veitbygging. Tilløpstunnelen og avløpstunnelen er tenkt drevet fra stasjonshallen. Tilkomsten foretas via adkomsttunnel hvor det finnes helårsvei til tunnelpåhugget. Kostnadskalkylen tar utgangspunkt i at veien oppgraderes for å tåle påkjenningen fra anleggsmaskinene. Adkomst til inntakskonstruksjonen kan enten gjøres veiløst med flåte over Nygårdsvannet eller som en forlengelse av anleggsveien til Haugfjelloverføringen. Kostnadene for anleggsveien avhenger sterkt om Haugfjelloverføringene realiseres eller ikke. Det er valgt å ikke foreta kostnadsoverslag på tilkomstkostnadene for inntaket. Kostnadene anses som usikre og forventes å utgjøre en beskjeden del av anleggets total kostnader. Kraftstasjonen tilknyttes eksisterende 132 kV linje ved Mølnholmen med 1,3 km luftlinje.

10.4.5 Fordeler og ulemper

Realiseringen av Hergot kraftverk gir kraftproduksjon på 136,2 GWh til en marginal utbyggingskostnad lik 3,3 kr/kWh. Kraftproduksjonen tilsvarer årsforbruket til 6732 husstander og karakteriseres som en lønnsom utbygging med dagens rammebetingelser. Realiseringen av kraftverket øker kraftproduksjon med 25,5 GWh direkte sammenlignet med dagens situasjon. Tilsvarende en økning på 23 %. Utbygging forutsetter bruk av eksisterende infrastruktur og fører til begrensede naturinngrep. Kraftstasjonsutformingen med kraftstasjon i fjell gjør at det kun er inntaket og tunnelportalene som blir synlige for allmenheten. Utbyggingen baserer seg på at det slippes minstevannføring og kan på sikt føre til at livet i Storelva delvis reetableres.

Den største negative miljøpåvirkningen forventes å gjelde håndtering av sprengmassene i forbindelse med tunneldrivingen. Volumet av utsprengt masse ligger i størrelsesorden 90470 lm^3 . Massene er forutsatt brukt til bygging av ny vei i forbindelse med kraftutbyggingen og til samfunnsnyttig formål. Det forventes mulig å etablere et velegnede deponi i nærhet av adkomsttunnel i Svartdalen. Plassering av deponi er ikke nærmere bestemt for studiet.

11 Diskusjon

11.1 Teknisk opprusting- og utvidelsespotensiale

Nygårdsvassdraget bærer preg av menneskeskapte naturinngrep. I nedslagsfeltet finnes en europavei, jernbane, vindpark og utstrakt hyttebebyggelse. Naturinngrepene i vassdraget gjør en videreutvikling av vassdraget mindre kontroversielt sammenlignet med kraftutbygging i uberørt natur. For alle utbyggingsalternativene er det eksisterende infrastruktur som kan benyttes, og som bidrar til å begrense naturinngrepene. Ved å omdisponere vassdraget er det mulig å realisere et betydelig energipotensial.

Tabell 30 viser en oppsummering av vassdragets tekniske potensiale. Teknisk potensiale er definert som vassdragets oppgradering og utvidelsespotensialet som følger av å realisere alle alternativene som tilfredsstillende utvelgelseskriteriene. Ved å realisere alle beskrevne alternativer er det teknisk mulig å oppnå en kraftproduksjon på 158,5 GWh.

Tabell 30 - Oppsummering teknisk O/U-potensiale

Overføringer	Kostnad [MNOK]	Produksjon NS. kraftverk [GWh]	Marginal utbyggingskostnad [kr/kWh]
Bjørnfjell	5,4	3,5	1,5
Søsterbekk	98,8	8,9	11,1
Haugfjell	128,2	14,2	9,0
Nevelva	10,0	0,9	10,8
Sum	242,4	27,5	-
Kraftverk	Kostnad [MNOK]	Produksjon (med / uten overføringer) [GWh]	Marginal utbyggingskostnad [kr/kWh]
Lille Fisk KRV.	60,8	6,6 / 4,5	13,5
Holmelva KRV.	42,0	4,7	8,9
Skitdalsvannet KRV.	15,3	0,8	19,2
Jervannet KRV.	12,2	4,1 / 3,7	3,3
Store Fisk KRV.	31,8	2,3	13,8
Sirkel KRV.	-	3,8 ⁴ / 3,6	-
Hergot KRV.	369,3	136,2 / 111,4	3,3
Sum	531,4	158,5 / 131,0	
	Total kostnader [MNOK]	Ny produksjon [GWh]	Total Utbyggingskostnad [kr/kWh]
Sum	773,8	154,7	5,0

⁴ Årsproduksjonen for Sirkel kraftverk er fratrukket ny produksjon

For å kunne vurdere vassdragets produksjonsøkning er det nødvendig å sammenligne økningen mot dagens forhold på likt grunnlag. Dagens kraftverk praktiserer ikke minstevannføring og en direkte sammenligning gir et misvisende bilde av produksjonsøkningen. Det er lite sannsynlig at dagens kraftverk tillates å kjøres uten minstevannføring i all fremtid. Nygård kraftverk er oppført på NVEs lister over vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022 [59]. Studiet forutsetter at dagens kraftverk pålegges minstevannføring tilsvarende 5-persentil ved en vilkårsrevisjon. Minstevannføringen er satt likt som for utbyggingsalternativene for å gi et godt utgangspunkt for sammenligning. Med minstevannføring er kraftproduksjonen for dagens system simulert til 104,8 GWh. Tabell 31 viser Nygårds og Sirkelvann kraftproduksjon som følger av minstevannføring.

Tabell 31 - Kraftproduksjon i eksisterende kraftverk med minstevannføring

Kraftproduksjon eksisterende kraftverk	Produksjon [GWh]
Nygård kraftverk, med minstevannføring	101,0
Sirkelvann kraftverk, med minstevannføring	3,8
Sum	104,8

Realiseres alle beskrevne utbyggingsalternativer er det teknisk mulig å øke kraftproduksjon med 53,7 GWh. Produksjonsøkningen tilsvarer en økning på 51,2 %. Utbyggingskostnadene er beregnet til 773,8 MNOK og svarer til en total utbyggingskostnad på 5,0 kr/kWh. Utbyggingskostnad er totalt sett lavere enn kraftverkseiers investeringsgrense på 5,6 kr/kWh, men anses som urealistisk grunnet enkeltprosjekters høye marginale utbyggingskostnad.

11.2 Realistisk opprusting- og utvidelsespotensiale

For at utbyggingsalternativene skal defineres som lønnsomme må prosjektene være lønnsomme marginalt og totalt. Videre følger en investeringsanalyse for å kartlegge vassdragets realistiske opprusting- og utvidelsespotensiale.

For en investeringsanalyse er det nødvendig å vurdere utbyggingene mot et nullalternativ. Nullalternativet innebærer en videreføring av dagens situasjon uten endringer. Differansen mellom nullalternativet og de øvrige utbyggingsalternativene er av interesse for en økonomisk analyse. Valg av nullalternativ kan få vesentlig innflytelse om et prosjekt vurderes som lønnsomt eller ikke [60]. For Nygårdsvassdraget er det valgt å definere nullalternativet som en videreføring av Sirkelvann kraftverk. Nygård kraftverks alder og tilstand medfører en reel fare for havari i nær framtid. Selv om kraftverket potensielt kan kjøres noen år til er det vurdert som mest hensiktsmessig å sette restverdien til null. Det medfører at en videreføring av dagens anlegg kun omfatter Sirkelvann kraftverk.

Investeringsanalysen baserer seg på marginalkostnadsbetraktninger for de øvrige utbyggingsalternativene sammenlignet mot nullalternativet. Utbyggingsrekkefølgen er av avgjørende betydning for prosjektenes lønnsomhet på grunn av kraftverkene og overføringssystemenes gjensidige avhengighet. En forutsetning for å realisere overføringenes fulle energipotensiale er at alle kraftverkene nedstrøms er bygd.

For marginalkostnadsbetraktningene er utbyggingsalternativene vurdert som selvstendige prosjekter. Anbefalt utbyggingsrekkefølge baser seg på at alternativene med lavest marginal utbyggingskostnad realiseres først. Deretter er utbyggingsalternativene rangert etter stigende marginal utbyggingskostnad. Overføringssystemenes energibidrag uttrykkes i nedstrøms kraftverks produksjonsøkning og forutsetter at alle utbyggingsprosjekter med høyere prioritet er realisert.

Tabell 32 viser Nygårdsvassdragets anbefalte utbyggingsrekkefølge. Tradisjonelt prioriteres utbyggingsalternativene etter lavest marginal utbyggingskostnad først. Isolert sett er både Bjørnfjelloverføringen og Søsterbakkoverføringen rimeligere enn forestående utbyggingsalternativer. Intuitivt er det mest riktig å stokke om utbyggingsrekkefølgen. Men for at Bjørnfjelloverføringen skal kunne realiseres til oppgitt marginal utbyggingskostnad forutsettes det at Hergot kraftverk allerede er bygd. Tilsvarende gjelder for Søsterbakkoverføringen og Lille Fisk kraftverk. Som følger av alternativenes gjensidige avhengighet må disse prosjektene vurderes under samme prosjekt. Det vil si at realiseres Hergot kraftverk er det også lønnsomt å realisere Bjørnfjelloverføringen og vice versa for Lille Fisk kraftverk og Søsterbakkoverføringen.

Med dagens kraftpriser og kraftverkseiers avkastningskrav er investeringsgrensen 5,6 kr/kWh. Tabell 32 viser at det er realistisk å realisere Hergot Kraftverk, Jernvannet kraftverk og Bjørnfjelloverføringen med dagens rammebetingelser. Utbyggingenes samlede produksjon er 121,7 GWh og gir en produksjonsøkning på 16,1 %. Realiseres utbyggingene økes vassdraget kraftproduksjon med 16,9 GWh, tilsvarende energiforbruket til 835 husstander [27]. Utbyggingsalternativenes samlede utbyggingskostnad er 386,9 MNOK og gir en total utbyggingskostnad på 3,3 kr/kWh. Utbyggingskostnadene er lavere enn kraftverkseiers investeringsgrense og vurderes som en lønnsom investering.

Ved å benytte eksisterende infrastruktur forventes utbyggingen å gi beskjedene naturinngrep. Utbyggingen defineres som en utvidelse og utløser krav om konsesjonsbehandling. For at konsesjons skal gis må «fordelen med tiltaket være større enn ulempene for samfunnet» [61]. Etablering av Bjørnfjelloverføringen vurderes som utbyggingen med størst ulempe for samfunnet. Bjørnfjelloverføringen befinner seg i et etablert hytteområde, og fører til redusert vannføring i Brudesløret. Selv med konsesjonsavslag for Bjørnfjelloverføringen kan kraftproduksjon økes.

Funnene i studiet er i samsvar med tidligere forskning utført ved NTNU, der studier anslår at det er mulig å øke kraftproduksjonen i eksisterende kraftverk med 15-20 % [7]. Ved å omdisponere Nygårdsvassdraget er det realistisk å øke kraftproduksjonene med 16,1 %. Funnene fra studiet bidrar til å underbygge tidligere forskning ved NTNU. Ved å gjennomføre flere slike studier kan Norges O/U-potensiale på sikt fastslås med høyere nøyaktighet.

Tabell 32 - Marginal utbyggingskostnader for utbyggingsalternativene

Alt	Beskrivelse	Kostnad [MNOK]	Akk. kostnader [MNOK]	E [GWh]	Akk. produksjon [GWh]	Marginal Utbyggingskostnad [kr/kWh]
0	Sirkelvann KRV.	0	0	3,8	3,8	0
1	Hergot kraftverk KRV.	369,3	369,3	111,4	115,2	3,3
2	Bjørnfjell	5,4	374,7	2,8	118,0	1,9 ⁵
3	Jernvannet KRV.	12,2	386,9	3,7	121,7	3,3
4	Haugfjell O1	19,0	405,9	3,0	124,8	6,2
5	Holmelva KRV.	42,0	447,9	4,7	129,5	8,9
6	Haugfjell O2-O4	109,2	557,1	11,2	140,7	9,7
7	Nealva	10,0	567,1	0,9	141,6	10,8
8	Lille Fisk KRV.	60,8	627,9	5,1	146,7	11,9
9	Søsterbekk	98,8	726,7	8,9	155,6	11,1 ⁶
10	Store Fisk KRV.	31,8	758,5	2,3	157,8	13,8
11	Skitdalsvannet KRV.	15,3	773,8	0,8	158,5	19,2

⁵ Droppet i marginalkostnaden skyldes Bjørnfjells avhengighet til Hergot KRV.

⁶ Droppet i marginalkostnaden skyldes Søsterbekks avhengighet til Lille Fisk KRV.

11.3 Opprusting- og utvidelsespotensiale ved endrede rammebetingelser

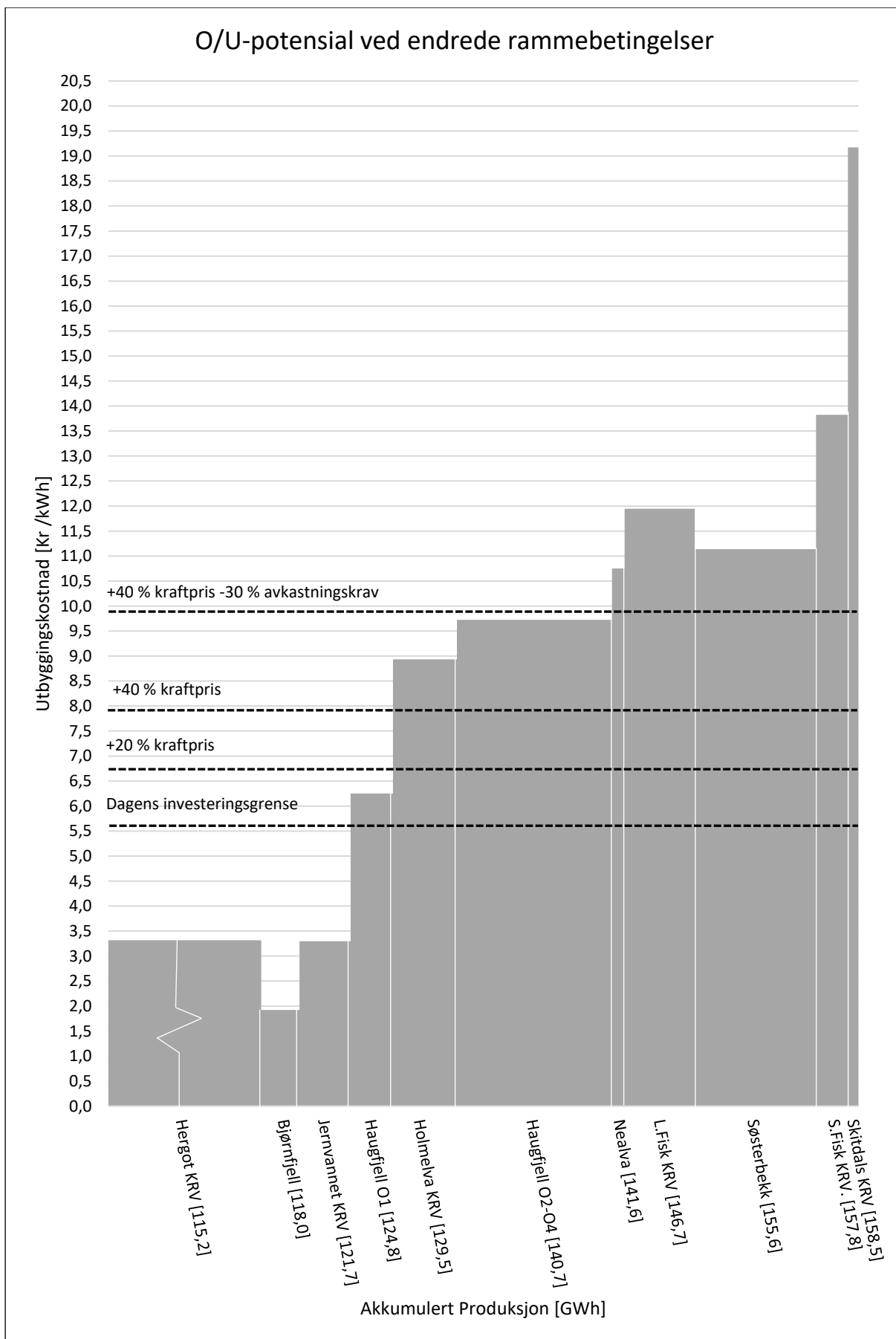
Nygårdsvassdragets realistiske opprusting- og utvidelsespotensiale er 121,7 GWh med dagens rammebetingelser. For å evaluere påvirkningen av endrede betingelser er det utført en følsomhetsanalyse. Studiet tar utgangspunkt i en kraftpris på 0,35 kr/kWh og avkastningskrav på 5,5 %.

Kraftprisen er inngangsparameteren det er knyttet størst usikkerhet til. Markedsanalyser utført av NVE anslår at kraftprisene vil stige til 0,43 kr/kWh innen 2040 [62]. Kraftprisene vil stige som følge av politiske føringer for å redusere fossil kraftproduksjon og som følger av økt utvekslingskapasitet til Europa. Innstramming av EUs klimavoter bidrar til at lønnsomhetene i fossil kraftproduksjon reduseres. Kullkraft vil trolig utfases i de fleste europeiske land innen 2040 [62]. Utfasing av kullkraft i kombinasjon med omfattende utbygging av uregulerbar kraft som vind- og solkraft vil gi et underskudd av regulerbar kraft i det europeiske kraftmarkedet [4].

Utvekslingskapasitet mellom det nordiske og europeiske kraftmarkedet forventes å doubles innen 2030 [62]. Overføringsforbindelser fra Norge til Tyskland og Storbritannia er under utbygging. Forbindelsene gjør at Norges utvekslingskapasitet økes med 40 % [62]. Høyere utvekslingskapasitet til Europa og framskrivninger om økt andel uregulerbar kraftproduksjon vil forsterke prisvariasjonene i det nordiske kraftmarkedet. Ifølge Thaulow vil norske vannkraftverk med reguleringsmagasiner få en avgjørende rolle som effektleverandør i det nordiske kraftmarkedet [4]. Framtidsprognosene gjør at kraftverk med reguleringsmagasiner får en betydelig større verdi enn kraftverk uten reguleringsmuligheter [4]. Hergot-kraftverkets utforming og tilknytting til regionalnettet gir ideelle rammer for effektkjøring. Som følger av større prisvariasjoner i framtidens kraftmarked forventes det at lønnsomheten av effektkjøring økes.

For følsomhetsanalysen er det valgt å analysere Nygårdsvassdragets opprusting- og utvidelsespotensiale som følger av 20 % og 40 % økning i kraftprisene. Det gir en øvre investeringsgrense på henholdsvis 6,7 kr/kWh og 7,9 kr/kWh. Figur 41 gir en visuell framvisning av Tabell 32. Figurene viser utbyggingsalternativenes akkumulert kraftproduksjon langs X-aksen og investeringsgrensen uttrykt i kr/kWh langs Y-aksen.

Økes kraftprisene med 20 % er det lønnsomt å realisere Haugfjell O1. Realiseres Haugfjelloverføringen økes vassdragets kraftproduksjon med 19 % sammenlignet med dagens situasjon. Økes kraftprisen med 40 % gir dette ingen utslag for vassdragets O/U-potensiale. For å kunne realisere et betydelig potensial må rammebetingelsene endres ytterligere. Som en ekstremvariant er vassdragets O/U-potensiale vurdert som en følge av å redusere kraftverkseiers avkastningskrav med 30 % i tillegg til 40 % økning i kraftprisen. Ekstremvarianten gir en øvre investeringsgrense på 9,9 kr/kWh og er i stand til å realisere 140,7 GWh. Tilsvarende en produksjonsøkning på 34 % sammenlignet med dagens situasjon.



Figur 41 - O/U-potensiale som følger av endrede rammebetingelser

Økte kraftpriser og redusert avkastningskrav kan bidra til å realisere et betydelig produksjonspotensial i Nygårdvassdraget. Ekstremvarianten med 40 % økning i kraftprisen og 30 % redusert avkastningskrav påfører kraftverkseier høy risiko og vurderes som et lite sannsynlig scenario.

Teknologiutvikling kan senke utbyggingskostnadene og bidra til å realisere et økt potensiale. Tunneler og fjellrom utgjør typisk 50 % av kostnadene i norske vannkraftverk [63]. Reduseres drivekostnadene kan et økt produksjonspotensial realiseres.

Retningsstyrt fullprofilboring og små tunnelboremaskiner anses som drivemetodene som er under størst teknologiutvikling. Drivemetodene er aktuelle for små kraftverk hvor vannveiens tverrsnitt er begrenset. Holmelva og Lille Fisk kraftverk er egnet for retningsstyrt fullprofilboring på bakgrunn av god berggrunnsgeologi og enkel tilkomst. For Holmelva kraftverk vil retningsstyrt fullprofilboring redusere lengden av vannveien samtidig som naturinngrepene reduseres i forhold til nedgravd rørgate som er anbefalt løsning mht. dagens kostnadsbilde.

Videreutvikling av små tunnelboremaskiner kan på sikt gjøre drivemetoden konkurransedyktig for Haugfjell og Søsterbekkoverføringen. For studiet er konvensjonell tunneldriving på økonomisk minstetvernsnitt anbefalt for overføringssystemene. Tunneltverrsnittet gjør at overføringskapasiteten er overdimensjonert. TBM kan drives effektivt på mindre tverrsnitt, erfaringsmessig kan tunneltverrsnittet reduseres fra 40-60 % sammenlignet med konvensjonell tunneldriving [64]. Mindre tunneltverrsnitt reduserer genererte masser og massedeponiets størrelse og fører til færre synlige naturinngrep.

Teknologiutvikling kan på sikt realisere et enda større O/U-potensiale samtidig som naturinngrepene reduseres. Det er på nåværende tidspunkt vanskelig å forutsi hva framtidig teknologiutvikling kan realisere for Nygårdvassdraget. Studiet baserer seg på NVEs kostnadsgrunnlag med utgangspunkt i 2015. Det er knyttet spenning til kostnadsutviklingen for retningsstyrt fullprofilboring og TBM for oppdatert kostnadsgrunnlag som forventes publisert, i løpet av 2020.

Endrede rammebetingelser i form av reduserte skatter og økonomiske støtteordninger kan være effektive virkemidler for å fremme investeringer i O/U-prosjekter [4]. Det foreligger ingen konkrete planer om støtteordninger og det er valgt å ikke analysere dette nærmere. Ved å øke vannkraftverks forventede levetid i en lønnsomhetsanalyse økes investeringsgrensen. Basert på erfaring fra norske vannkraftverk og Nygård kraftverks alder tatt i betraktning er det sannsynlig at levetiden kan oppjusteres. For studiet er det valgt å ikke analysere påvirkningen av økt levetid da det strider med grunnprinsippene for lønnsomhetsanalyser av vannkraftverkinvesteringer.

12 Konklusjon

Ved å omdisponere Nygårdsvassdraget er det mulig å øke kraftproduksjonen med få naturinngrep. Opprustings- og utvidelsespotensialet er sammenlignet mot dagens forhold og forutsetter at dagens kraftverk pålegges minstevannføring. For analysen er restverdien for Nygård kraftverk satt lik null begrunnet i en totalteknisk tilstandsvurdering. Under følger en punktvis besvarelse av forskningsspørsmålene.

1. Analysere vassdragets tekniske opprusting- og utvidelsespotensiale uten å komme i konflikt med verneområder, eksisterende infrastruktur, kulturminner og viktige rekreasjonsområder.

Studiet viser at vassdragets kraftproduksjon kan økes med 51,2 %. Produksjonsøkningen gir et økt energiuttak på 53,7 GWh, tilsvarende energiforbruket til 2654 husholdninger. Kostnadene beløper seg til 774 MNOK og gir en samlet utbyggingskostnad lik 5,0 kr/kWh. Utbyggingskostnaden er totalt sett lavere enn kraftverkseiers investeringsgrense, men karakteriseres som urealistisk grunnet enkelte utbyggingsalternativers høye marginale utbyggingskostnad.

2. Analysere vassdragets realistiske opprusting- og utvidelsespotensiale med dagens kraftpriser og kraftverkseiers avkastningskrav.

Med dagens rammebetingelser er det realistisk å øke kraftproduksjonen med 16,1 %. Produksjonsøkningen gir et økt energiuttak på 16,9 GWh og utgjør energiforbruket til 835 husstander. Realistisk opprusting- og utvidelsespotensial innebærer bygging av Hergot kraftverk som erstatning for Nygård kraftverk. Jernvannet kraftverk og Bjørnfjelloverføringen. Ved å benytte eksisterende infrastruktur forventes tiltakene å gi beskjedne naturinngrep. Kostnadene relatert til utbyggingen er 387 MNOK og gir en total utbyggingskostnad lik 3,3 kr/kWh og karakteriseres som en lønnsom investering.

3. Analysere hvordan endrede rammebetingelser i form av høyere kraftpriser, redusert avkastningskrav og teknologiutvikling kan påvirke vassdragets opprusting- og utvidelsespotensiale.

Følsomhetsanalysen viser at 20 % økning i kraftprisen er i stand til å realisere Haugfjell O1. Overføringen øker kraftproduksjonen med 3,0 GWh og fører til 19 % produksjonsøkning sammenlignet med dagens situasjon. Økes kraftprisen 40 % gir det ingen ytterligere utslag i vassdragets potensiale. For å kunne realisere et betydelig potensial må rammebetingelsene endres ytterligere. Ved å senke kraftverkseiers avkastningskrav med 30 % i tillegg til 40 % økt kraftpris oppnås en kraftproduksjon på 140,7 GWh. Tilsvarende en produksjonsøkning på 34 % sammenlignet med dagens situasjon. Et slik scenario utsetter kraftverkseier for høy risiko og anses som urealistisk. Teknologiutvikling kan på sikt senke utbyggingskostnadene og realisere et større energipotensiale. Retningsstyrt fullprofilboring og små tunnelboremaskiner trekkes fram som teknologier under utvikling som kan øke vassdragets energipotensial samtidig som naturinngrepene reduseres.

Med dagens rammebetingelser er det realistisk å øke kraftproduksjonen med 16,1 %. Der er i samsvar med tidligere forskning utført ved NTNU, som anslår at kraftproduksjonen i eksisterende kraftverk kan økes med 15-20 %. Ved å gjennomføre flere slike studier kan Norges reelle opprusting- og utvidelsespotensial fastslås med høyere nøyaktighet. Reelt potensiale må benyttes i klimapolitikken som et alternativ til utbygging av andre former for fornybar energi.

13 Videre arbeid

Studiet bærer preg av et stort arbeidsomfang. Det har ikke lyktes å begrense oppgaven tilstrekkelig. Opprusting- og utvidelsesalternativene påvirker hverandre og det er nødvendig å analysere hele vassdraget for å belyse potensialet. Arbeidet har innebåret å utføre en detaljert tilstandsvurdering av dagens kraftverk, hydrologisk analyse, produksjonssimuleringer og teknisk økonomisk planlegging av totalt seks kraftverk og fire overføringssystemer. For enkelte utbyggingsalternativer er det prosjektert flere delalternativer. Eksempelvis for Hergot kraftverk er det prosjektert hele ni delalternativer. En mer erfaren vannkraftingeniør kunne antagelig avskrevet håpløse utbyggingsalternativer tidligere og dermed begrenset oppgaven.

Investeringsanalysen inkluderer ikke kostnader knyttet til avvikling av dagens kraftstasjon og vedlikehold av reguleringsanlegget. Utbyggingen baserer seg på å benytte dagens reguleringsanlegg. Deler av reguleringsanlegget er fra kraftverkets byggeår og tilstanden er usikker. Det forventes at framtidige revurderinger vil pålegge ombygging og rehabilitering av damanlegget for å tilfredsstille kravene i damikkerhetsforskriften. Ved bygging av et nytt kraftverk er kraftverkseier pliktig iht. vannressursloven §41 å avvikle dagens kraftstasjon og tilbakeføre forholdene slik de var før utbyggingen. Lønnsomhetsanalysen tar utgangspunkt i en nøkkeltallsbetraktning uttrykt i kr/kWh og tar ikke hensyn til disse utgiftene. Kostnadene relatert til avviklingen av kraftstasjonen, skatter og vedlikeholdsutgifter må medberegnes for en nærmere økonomisk analyse.

Basert på tilstanden til Nygård kraftverk anbefales det å iverksette planprosessen for opprusting og utvidelse av Nygårdsvassdraget umiddelbart. Plan og byggeprosessen for vannkraftutbygging er omfattende og tidkrevende. Det er nødvendig å søke konsesjon, utføre konsekvensutredninger, detaljprosjektere og utføre selve utbyggingen. Erfaringsmessig tar planprosessen for store kraftverk 5-10 år [58]. Nygård kraftverks tilstand medfører en reel fare for havari. Det er avgjørende at dagens kraftverk holdes i drift inntil Hergot kraftverk ferdigstilles for å unngå tap av uvurderlige produksjonsinntekter.

For videre studier anbefales det å benytte regnearkene for kostnadskalkylene aktivt. Regnearkene inneholder en kolonne med kommentar med forklarende tekst og henvisninger til NVEs kostnadsgrunnlag. Det er valgt å skjule kommentarkolonnen i vedleggene for å gjøre regnearkene mer oversiktlige. Produksjonssimuleringene baserer seg på samme tappestrategi av magasinene som for dagens system. Ved å optimalisere tappestrategien forventes det at flomtapet reduseres og kraftproduksjonen kan økes for Jernvannet og Lille Fisk kraftverk. For videre studier anbefales det å vurdere kostnadsbesparende tiltak for Haugfjelloverføringen O1. Kostnadsbesparende tiltak kan gjøre overføringen lønnsom med dagens rammebetingelser. Realiseres overføringen økes vassdragets realistisk potensiale med 3,0 GWh. For å validere de hydrologiske betraktningene anbefales det å plassere vannmålere i vassdraget. Tilsiget er avgjørende for kraftproduksjonen og må presiseres for videre studier.

14 Referanseliste

- [1] Energifakta Norge, «Kraftproduksjon,» 1 Januar 2018. [Internett]. Available: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>. [Funnet 10 Oktober 2019].
- [2] C. Drefvelin, «Teknisk ukeblad,» 2012. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/gamle-generatorer-gir-gylne-tider-for-leverandorene/235500>. [Funnet 25 September 2019].
- [3] Lovdata, «Lov om klimamål,» 1 Januar 2018. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2017-06-16-60>. [Funnet 12 Oktober 2019].
- [4] NIVA, «Barrierer og muligheter for opprustning og utvidelse av vannkraftverk,» Norsk institutt for vannforskning, Oslo, 2007.
- [5] Statens forvaltningstjeneste, «Energi- og kraftbalanse mot 2020,» 3 Juli 1998. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/contentassets/c3738387e8724acdabc69d8cd7744d1/no/pdfa/nou199819980011000dddpdfa.pdf>. [Funnet 24 Mai 2020].
- [6] NVE, «Reinvesteringsbehov, opprustning og utvidelse,» 13 September 2019. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning/vannkraft/reinvesteringsbehov-opprusting-og-utvidelse/?ref=mainmenu>. [Funnet 14 Oktober 2019].
- [7] HydroCen, «Increased generation from upgrading and extension projects,» Mars 2017. [Internett]. Available: <https://www.hydropower-dams.com/articles/increased-generation-from-upgrading-and-extension-projects/>. [Funnet 25 September 2019].
- [8] L. Lia, «Vindmøller overflødig om vi fornyer vannkraften,» Dagens Næringsliv, 10 Mai 2019. [Internett]. Available: <https://www.dn.no/innlegg/energi/vindkraft/fornybar-energi/vindmoller-overflodig-om-vi-fornyer-vannkraften/2-1-600733>. [Funnet 4 februar 2020].
- [9] N. Olsson, Praktisk Rapportskriving, 7005: Tapir Akdademisk forlag, 2011.
- [10] NVE, «Opprustning og utvidelse av vannkraftverk,» 3 April 1993. [Internett]. Available: <http://publikasjoner.nve.no/diverse/1993/opprusting1993.pdf>. [Funnet 20 Mai 2020].
- [11] NVE, «Levetid og restlevetid,» 1 September 1992. [Internett]. Available: http://publikasjoner.nve.no/publikasjon/1992/publikasjon1992_21.pdf. [Funnet 20 Mai 2020].
- [12] Ø. Otterlei, «Nytt Nygård,» Norconsult, Sandvika, 2007.

- [13] M. N. Aas, «Opprutsning og utvielse av kraftverk (Masteroppgave),» NTNU, 7005, 2015.
- [14] NVE, «Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter,» 2003. [Internett]. Available: http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003_01.pdf. [Funnet 12 Mai 2020].
- [15] D. Luenberger, Investment Science, Oxford: Oxford University Press, 1998.
- [16] T. Nielsen, Dynamisk dimensjonering av vannkraftverk, Trondheim: SINTEF, 1990.
- [17] Statnett, «Funksjonskrav til kraftsystemet,» Statnett, 2012. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/soknad-om-idriftsettelse-av-anlegg-fos--14/funksjonskrav-i-kraftsystemt-fiks-2012.pdf>. [Funnet 22 mai 2020].
- [18] B. Nilsen, Ingeniørgeologi Berg, Trondheim: Akademika , 2016.
- [19] Å. Killingveit, «User's manual nMAG2004,» NTNU, Trondheim , 2004.
- [20] Nordkraft, «Om-Nordkraft Historie,» [Internett]. Available: <http://nordkraft.no/Om-Nordkraft/Historie/>. [Funnet 26 Mai 2016].
- [21] Nordkraft, «Årsrapport 2018,» 7 Mai 2019. [Internett]. Available: https://www.nordkraft.no/getfile.php/139993-1562134728/Nordkraft%20dokumenter/Arssrapporter/Nordkraft_2018_endelig.pdf. [Funnet 21 Januar 2020].
- [22] Nordkraft, «Ofotbanen elektrifiseres,» [Internett]. Available: <https://www.nordkraft.no/historie/1923-ofotbanen-elektrifiseres-article576-851.html>. [Funnet 21 Januar 2020].
- [23] Nordkraft, «Større investeringer / vedlikehold ved Nygård kraftverk,» Nordkraft, Narvik, 2001.
- [24] Sweco, «Lekkasjevurdering Nygård kraftverk,» Magnus Persson, 8515, 2010.
- [25] O. Guttormsen, Vassdragsteknikk II, Trondheim: Akademika, 2014.
- [26] K. Gjermundrød og R. Heggen, «Revurdering av vannveien Nygård,» Norconsult, Sandvika, 2016.
- [27] Statistisk sentralbyrå, «Energibruk i husholdningene,» SSB, 2014 juli 2014. [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/husenergi>. [Funnet 4 Mars 2020].
- [28] NVE, «Kartverktøy - NVE,» NVE, 19 Mai 2020. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/karttjenester/kartverktoy/?ref=mainmenu>. [Funnet 10 Mars 2020].

- [29] NVE, «NEVINA,» 2019. [Internett]. Available: <http://nevina.nve.no>.
- [30] V. Koestler, Ø. Ann og C. Birkelan, «Vannkraftverkene i Norge får mer tilsig,» NVE, Oslo, 2019.
- [31] K. Vaskinn, Interviewee, *Veiledningsmøte Nmag*. [Intervju]. 11 mars 2020.
- [32] M. Malmberg, «Revurdering av dammer og luker,» Multiconsult, Oslo, 2018.
- [33] O. Dan , Interviewee, *Intervju vedrørende drift med Kraftverkseier*. [Intervju]. 6 Februar 2020.
- [34] M. Gustavson, «Beskrivelse til det begrunnsgeologiske fradteigskart N9 - Narvik,» NGU, 1974.
- [35] Ø. Otterlei, «Nytt Nygård kraftverk,» Norconsult, 1338, 2007.
- [36] Harald Sverre Arntsen, «Lekkasjevurdering Nygård Kraftverk,» Sweco, Narvik, 2010.
- [37] R. Sværd, «Lekkasjer på driftstunnelen til Elvkrokdalen,» Nordkraft, Narvik, 2010.
- [38] H. S. Arntsen, «Nye nygård kraftverk, Ingeniørgeologi,» AT Consult, Narvik, 2007.
- [39] F. Henriksen, «Tunnelinspeksjon 14-15.4.2010,» Nordkraft, 8515, 2010.
- [40] E. Bøkkø, «Virkningsgradsmåling, turbin 1,» Norconsult, Sandvika, 2006.
- [41] L. P. Nora, «Skisseprosjekt - Nye Nygård kraftverk,» Nordkraft, Narvik, 2019.
- [42] L. Lia og A. Bruland, Interviewees, *Veiledningsmøte*. [Intervju]. 3 April 2020.
- [43] A. Hoepel, Interviewee, *Lønnsomhetsanalyser for O/U av Nygård kraftverk*. [Intervju]. 25 Februar 2020.
- [44] Kjell Erik Stensby, «Kostnadsgrunnlag for vannkraft, Rapport 46-2016,» NVE, Oslo, 2016.
- [45] K. E. Stensby, «Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg,» NVE, Oslo, 2016.
- [46] NVE, «Langhullsboring,» NVEs hustrykkeri, Oslo, 2003.
- [47] A. Bruland, Interviewee, *Veiledningsmøte TBM driving.*. [Intervju]. 3 April 2020.
- [48] NVE, «Veilder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk,» Januar 2010. [Internett]. Available: http://publikasjoner.nve.no/veileder/2010/veileder2010_01.pdf. [Funnet 22 Januar 2020].
- [49] L. Lia, Interviewee, *Øving 2, Vannkraft og vassragteknikk VK*. [Intervju]. 26 August 2019.

- [50] B. Berdal, G. Brox, O. Guttormsen, A. Kjeldsen, O. Stokkebø og K. Tvinnereim, «Bekkeinntak på kraftverkstunneler,» Vassdragsregulantenenes forening, Asker, 1986.
- [51] L. Lia, Interviewee, *Veiledningsmøte 21.04.2020*. [Intervju]. 21 April 2020.
- [52] L. Lia, Interviewee, *Forelesning Vannkraft VK*. [Intervju]. 27 August 2019.
- [53] HydroCen, «AlternaFuture – et forskningsprosjekt på ekstrem ombygging,» HydroCen, 6 September 2019. [Internett]. Available: <https://www.ntnu.no/documents/1269211504/1285295926/2019-07-21+En-sider+AlternaFuture.pdf/798b5b65-3c47-424f-bfed-f38c0422e47c>. [Funnet 23 Mars 2020].
- [54] NVE, «Meddelte Vassdragskonsesjoner, tillatelser meddelt i 1960,» Fredr. Arnsen bok - og akcidenstrykkeri, Oslo, 1961.
- [55] M. Larsen, Interviewee, *Intervju seksjonssjef produksjon Nordkraft vedrørende O/U av Nygårdsvassdraget*. [Intervju]. 13 Februar 2020.
- [56] L. Lia, Interviewee, *Veiledningsmøtet*. [Intervju]. 12 Mai 2019.
- [57] L. Lia, «Øving 1, Vannkraft og vassdragsteknikk VK,» NTNU, Trondheim, 2019.
- [58] NVE, «Vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022,» September 2013. [Internett]. Available: <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/M49/M49.pdf>. [Funnet 10 mai 2020].
- [59] NVE, «Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter,» 2003. [Internett]. Available: http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003_01.pdf. [Funnet 20 Mai 2020].
- [60] Knut A Rosvold, «Konsesjon - Kraftanlegg,» SNL, 28 Januar 2019. [Internett]. Available: https://snl.no/konsesjon_-_kraftanlegg. [Funnet 20 Mai 2020].
- [61] NVE, «Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040,» Oktober 2019. [Internett]. Available: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_41.pdf. [Funnet 20 mai 2020].
- [62] NINA, «Utfordringer og muligheter for norsk vannkraft ved integrasjon med vind- og solkraft i Europa,» Sintef, 7005, 2017.
- [63] R. Skjevdal, T. Anderson og S. Log, «TBMS for Norwegian small hydropower projects,» Norsk forening for fjellspregningsteknikk, Oslo, 2019.
- [64] T. A. Jensen, «Revurdering av vannvei Nygård kraftverk,» Norconsult, 2017.

- [65] Nordkraft, «Nygård Kraftverk,» [Internett]. Available: <https://www.nordkraft.no/kraftverk/nygard-kraftverk-article328-110.html>. [Funnet 24 Oktober 2019].
- [66] A. K. Larsen, *En enklere metode*, 5068 Bergen: Fagbokforlaget, 2017.
- [67] L. Lia, Interviewee, *Veiledningsmøte litteratursøk*. [Intervju]. 16 Oktober 2019.
- [68] M. Larsen, Interviewee, *Oppstartsmøte NK*. [Intervju]. 16 Januar 2020.
- [69] Kartverket, «Nivåskisse med de viktigste vannstands nivåene og ekstremverdier,» Kartverket, 2020.
- [70] B. Lunde og D. Olaisen, «Horisont Nygård,» Nordkraft, Narvik, 2014.
- [71] Regjeringen, «Liste over kritiske samfunnsfunksjoner,» 18 Mai 2020. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/tema/samfunnssikkerhet-og-beredskap/innsikt/liste-over-kritiske-samfunnsfunksjoner/id2695609/?expand=factbox2695623>. [Funnet 2020 mai 21].
- [72] NVE, «Inntakshåndboken,» April 2006. [Internett]. Available: http://publikasjoner.nve.no/veileder/2006/veileder2006_01.pdf. [Funnet April 15 2020].
- [73] THEMA Consulting Group, «Vannkraftinvesteringer og skatt,» 28 mai 2019. [Internett]. Available: <https://www.energinorge.no/contentassets/cd47caa5f4a545afb678576d4a58778f/2019-05-28-vannkraftinvesteringer-og-skatt---eksempelkatalog-thema-consulting.pdf>. [Funnet 28 mai 2020].
- [74] P. D. Jacobsen, «Kort innføring i bruk av TBM,» Norsk forening for fjellspregningsteknikk, Oslo, 2015.

Falltapsberegninger:	Nygård Kraftverk
Q	12,5 m ³ /s
2/3 - punkt magasin	256,0 moh.
Senterpunkt turbin	3,0 moh.
Midlere brutto fallhøyde	256,0 m
Falltapskoeffisient tilløpstunnel, kf	0,0777 s ² /m ⁵
Falltapskoeffisient rørgate, kf	0,0676 s ² /m ⁵
Gj.snitt Falltap for turbinene, kf	0,1453 s ² /m ⁵
Gj.snitt Falltap for turbinene	22,7 m
Gj.snitt brutto midlere fallhøyde	233,3 m
EEKV	0,553 kWh/m ³

	T1	T2	T3
Falltap [m]	22,2	22,2	23,6
Tilgjengelig fallhøyde [m]	233,8	233,8	232,4
Virkningsgrad vannvei [%]	0,91	0,91	0,91

*Falltapsberegningene for Nygård krv. er overkant detaljerte.

Inntaksarrangement

Tverrsnitt lukenisje	6,44 [m ²]
V lukenisje	1,94 [m/s]
V Tunnel	1,56 [m/s]
k - innløp	0,08 [-]
k - lukenisje	0,10 [-]
k - utløp	0,30 [-]
Hinntak	0,05 [m]

Tilløpstunnel

Tverrsnitt	8,00 [m ²]
Lengde	3461,00 [m]
Rh	0,75
Manningstall	35,00 [m ^(1/3) /s]
Hf	10,13 [m]

Utstøping #1

Tunnel tverrsnitt	8,00 [m ²]
V tunnel	1,56 [m/s]
Ustøpings tverrsnitt	5,40 [m ²]
Rh	0,66 [m]
V utstøping	2,31 [m/s]
Lengde	35,00 [m]
Manningstall - betongutstøping	70,00 [m ^(1/3) /s]
k - innløp	0,50 [-]
k - utløp	1,00 [-]
Hi	0,06 [m]
Hf	0,07 [m]
Hu	0,03 [m]
Sum	0,16 [m]

Utstøping #2

Tunnel tverrsnitt	8,00 [m ²]
V tunnel	1,56 [m/s]
Ustøpings tverrsnitt	3,80 [m ²]
Rh	0,55 [m]
V utstøping	3,29 [m/s]

Lengde	100,00 [m]
Manningstall - betongutstøping	70,00 [m ^{1/3} /s]
k - innløp	0,50 [-]
k - utløp	1,00 [-]
Hi	0,06 [m]
Hf	0,49 [m]
Hu	0,15 [m]
Sum	0,70 [m]

Utstøping #3-6

Tunnel tverrsnitt	8,00 [m ²]
V tunnel	1,56 [m/s]
Ustøpings tverrsnitt	3,80 [m ²]
Rh	0,55 [m]
Vutstøping	3,29 [m/s]
Lengde	10,00 [m]
Manningstall - betongutstøping	70,00 [m ^{1/3} /s]
k - innløp	0,50 [-]
k - utløp	1,00 [-]
Hi	0,06 [m]
Hf	0,05 [m]
Hu	0,15 [m]
Sum	1,05 [m]

Finvaregrind

Tverrsnitt (B x H = 3,0 x 3,5)	10,50 [m ²]
V varegrind	1,19 [m/s]
KF	2,42 [-]
Bredde Lysåpning	0,03 [m]
Tykkelse flatstål	0,01 [m]
Hvaregrind	0,04 [m]

Konstanter falltap rørgate - Darcy Weisbachs

v - Kinematisk viskositet	0,00000176 [m ² /s]
ρ - densitet vann	1000 [kg/m ³]
ϵ - Ruhet behandlet rørgate	0,085 [mm]

Rørbruddsventil og konus

Rørdiameter	1,90 [m]
Rørtverrsnitt	2,83 [m ²]
V rørgate	4,41 [m/s]
K-konus	0,06 [-]
K-rørbruddsventil	0,30 [-]
Lengde	14,00 [m]
Re	4761832 [-]
Relativ ruhet	0,00004 [-]
f	0,01100 [-]
Hrørbruddsventilarrangement	0,44 [m]

45° Bend: Svingekammer - A

Rørdiameter	1,90 [m]
Rørtverrsnitt	2,83 [m ²]
V rørgate	4,41 [m/s]
Antatt radius	3,75 [m]
Kbend	0,18 [-]
Hbend	0,18 [m]

Rørgate A-B

Rørdiameter	1,90 [m]
Rørtverrsnitt	2,83 [m ²]
V rørgate	4,41 [m/s]
Lengde	108,90 [m]
Re	4761832 [-]
Relativ ruhet	0,00004 [-]
f	0,01100 [-]
Hf.A-B	0,63 [m]

10° Bend + kontrasjon: B - C

Rørdiameter NS	1,80 [m]
Rørtverrsnitt	2,54 [m ²]
V rørgate	4,91 [m/s]
Antatt radius	2,00 [m]
Kbend	0,06 [-]
Kkontrasjon	0,06 [-]
Hbend + kontrasjon	0,15 [m]

Rørgate B - C

Rørdiameter	1,80 [m]
Rørtverrsnitt	2,54 [m ²]
V rørgate	4,91 [m/s]
Lengde	108,50 [m]
Re	5026378 [-]
Relativ ruhet	0,00005 [-]
f	0,01100 [-]
Hf.B-C	0,82 [m]

10° Bend + kontrasjon: C - D

Rørdiameter NS	1,70 [m]
Rørtverrsnitt	2,27 [m ²]
V rørgate	5,51 [m/s]
Antatt radius	2,00 [m]
Kbend	0,06 [-]
Kkontrasjon	0,06 [-]
Hbend + kontrasjon	0,19 [m]

Rørgate C - D

Rørdiameter	1,70 [m]
Rørtverrsnitt	2,27 [m ²]
V rørgate	5,51 [m/s]
Lengde	77,90 [m]
Re	5322048 [-]
Relativ ruhet	0,00005 [-]
f	0,01100 [-]
Hf.C-D	0,78 [m]

Kontrasjon: D - E

Rørdiameter NS	1,60 [m]
Rørtverrsnitt	2,01 [m ²]
V rørgate	6,22 [m/s]
K-kontrasjon	0,06 [-]
Hkontrasjon	0,12 [m]

Rørgate D - E

Rørdiameter	1,60 [m]
Rørtverrsnitt	2,01 [m ²]
V rørgate	6,22 [m/s]
Lengde	77,90 [m]
Re	5654676 [-]
Relativ ruhet	0,00005 [-]
f	0,01100 [-]
Hf.1-2	1,06 [m]

20° Bend + kontrasjon: E - F

Rørdiameter NS	1,50 [m]
Rørtverrsnitt	1,77 [m ²]
V rørgate	7,08 [m/s]
Antatt radius	2,00 [m]
K-bend	0,12 [-]
K-kontrasjon	0,06 [-]
Hbend + kontrasjon	0,46 [m]

Rørgate E-F

Rørdiameter	1,50 [m]
Rørtverrsnitt	1,77 [m ²]
V rørgate	7,08 [m/s]
Lengde	126,70 [m]
Re	6031654 [-]
Relativ ruhet	0,00006 [-]
f	0,01100 [-]
Hf.1-2	2,37 [m]

90° Bend: F

Rørdiameter NS	1,50 [m]
Rørtverrsnitt	1,77 [m ²]
V rørgate	7,08 [m/s]
Radius	3,75 [m]
Kbend	0,28 [-]
Hbend	0,70 [m]

Rørgate: F - T3

Rørdiameter	1,50 [m]
Rørtverrsnitt	1,77 [m ²]
V rørgate	7,08 [m/s]
Lengde	27,77 [m]
Re	6031654 [-]
Relativ ruhet	0,00006 [-]
f	0,01100 [-]
Hf.1-2	0,52 [m]

Grenrør T3

Rørdiameter	0,65 [m]
Rørtverrsnitt	0,33 [m ²]
V rørgate	12,56 [m/s]
Lengde	5,30 [m]
Re	4639734 [-]
Relativ ruhet	0,000131 [-]
f	0,013000 [-]
Radius bend	2,00 [m]

K-bend - 45° Bend	0,18 [-]
K-ventil	0,10 [-]
Hf.T3	3,11 [m]

Rørgate: T3-T2

Rørdiameter OS	1,50 [m]
Rørtverrsnitt	1,77 [m ²]
V rørgate	4,72 [m/s]
Lengde Ø1,5	1,90 [m]
Rørdiameter NS	1,35 [m]
Rørtverrsnitt	1,43 [m ²]
V rørgate	5,82 [m/s]
Lengde Ø1,350	5,26 [m]
Re	4021103 [-]
Relativ ruhet	0,000057 [-]
f	0,011000 [-]
Kkontrasjon	0,060 [-]
Hf.T3-T2	0,19 [m]

Grenrør T2

Rørdiameter	0,85 [m]
Rørtverrsnitt	0,57 [m ²]
V rørgate	7,35 [m/s]
Lengde	5,30 [m]
Re	3548032 [-]
Relativ ruhet	0,000100 [-]
f	0,012 [-]
Radius bend	2,00 [m]
45° Bend: T3	0,18 [-]
Kventil	0,10 [-]
Hf.T2	0,98 [m]

Rørgate: T2-T1

Rørdiameter	1,50 [m]
Rørtverrsnitt	1,77 [m ²]
V rørgate	2,36 [m/s]
Lengde Ø1,5	7,20 [m]
Re	2010551 [-]
Relativ ruhet	0,00006 [-]
f	0,01100 [-]
Kkontrasjon	0,06 [-]
Hf.1-2	0,01 [m]

Grenrør T1

Rørdiameter	0,85 [m]
Rørtverrsnitt	0,57 [m ²]
V rørgate	7,35 [m/s]
Lengde	5,30 [m]
Re	3548032 [-]
Relativ ruhet	0,000100 [-]
f	0,012 [-]
Radius bend	2,00 [m]
45° Bend: T3	0,18 [-]
K-ventil	0,10 [-]
Hf.T3	0,98 [m]

Falltapsberegninger:**Sirkelvann Kraftverk**

Q	8,0 m ³ /s
HRV OS magasin	273,0 moh.
HRV NS magasin	259,0 moh.
Midlere brutto fallhøyde	14,0 m
Falltap [m]	4,7 m
Netto fallhøyde	9,3 m
Falltapskoeffisient, Kf	0,073 s ² /m ⁵
EEKV	0,023 KWh / m ³

Inntaksarrangement

Tverrsnitt lukenisje	6,44 [m ²]
Vlukenisje	1,24 [m/s]
VTunnel	2,00 [m/s]
k - innløp	0,08 [-]
k - lukenisje	0,10 [-]
k - utløp	0,30 [-]
Hinntak	0,03 [m]

Tilløpstunnel + Avløpstunnel

Tverrsnitt	4,00 [m ²]
Lengde	587,00 [m]
Rh	0,53 [m]
Manningstall	35,00 [m ^(1/3) /s]
Hf	4,47 [m]

Utløpsarrangement

Tverrsnitt	4,00 [m ²]
Hastighet avløpstunnel	2,00 [m/s]
k - utløp	1,00 [m]
Hutløp	0,20 [s ² /m ⁵]

Kostnadskalkyle: Bjørnfjelloverføringen

Tilsig	Enhet	O1	O2	Sum
Nedbørsfelt	km2	1,0	2,6	3,60
Spesifikk avrenning	l/(s*km2)	44,3	44,3	
Middelvannføring	m3/s	0,044	0,115	0,16
Minstevannføring (5 - persentil)	m3/s	0,004	0,011	0,02
Nyttbar årstilsig	Mm3	1,3	3,3	4,54
Overføring				
Inntakskote	moh.	541	611	-
Kanal / Nedgravd rørgate	m	78	345	-
Kote utløp	moh.	534	586	-
Økonomi				
Kostnad	MNOK	0,7	4,7	5,4
Økt produksjon NS. kraftverk	GWh	1,0	2,5	3,5
Utbyggingskostnad	NOK/kWh	0,7	1,9	1,5
Nåverdi	MNOK	4,9	9,3	14,3

Beskrivelse	Enhet	
Max slukeevne, 8 x mid	[m3/s]	1,3

Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	Mengde	MNOK
Kanal i fjell til Grusgropvannet (O1)	[m]	78,0	0,09
Kulvert under eksisterende vei (O1)	[m]	4,0	0,30
	L, [m]	10,0	
Gravitasjondam / terskel (O1)	H, [m]	1,0	0,10
Bekkeinntak: Bekk OS Brudeslørvatnet (O2)	[m3/s]	0,115	1,71
	[m]	345,0	
Nedgravd rørgate GRP: Bekk OS Brudeslørvatnet (O2)	Ø, [m]	0,6	0,60
	[m]	345,0	
Kombinert jord/fjellgrøft (O2)	B, [m]	1,5	1,04
Delsum			3,9

Diverse kostnader	Enhet	Mengde	MNOK
Uforutsett bygg	[%]	15 %	0,6
Adm. og planlegging	[%]	10 %	0,4
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	[%]	15 %	0,6
Delsum			1,5

Totalsum			5,4
-----------------	--	--	------------

Kostnadskalkyle: Søsterbekkoverføringen 02.0

Tilslig	Enhet	O1	O2	Sum
Nedbørsfelt	km2	1,6	11,5	13,10
Spesifikk avrenning	l/(s*km2)	41,4	41,4	-
Middelvannføring	m3/s	0,066	0,476	0,54
Minstevannføring (5 - persentil)	m3/s	0,006	0,044	0,05
Nyttbar årstilsig	Mill.m3	1,90	13,64	15,54
Overføring				
Inntakskote	moh.	456	450	-
Tunnellengde	m	3050	1813	4863
Kote utløp	moh.	446		-
Økonomi				
Kostnad	MNOK	69,7	52,6	122,2
Økt produksjon NS. kraftverk	GWh	1,4	9,3	10,7
Utbyggingskostnad	NOK/kWh	50,1	5,7	11,4
Nåverdi	MNOK	-61,9	-0,3	-62,2

Beskrivelse	Enhet	
Max slukeevn, 8 x mid	[m3/s]	4,3

Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	Mengde	MNOK
Bekkeinntak: Bruvannet (O1)	[m3/s]	0,066	2,33
Bekkeinntak: Lille Rombaksvann (O2)	[m3/s]	0,476	2,92
	[m]	20,0	
Sjakt bekkeinntak: Bruvannet (O1)	[m^2]	5,0	0,13
	[m]	20,0	
Sjakt bekkeinntak: Lille Rombaksvann (O2)	[m^2]	5,0	0,13
	[m]	3050,0	
Overføringstunnel: Langvannet -Bruvannet (O1)	[m^2]	15,0	47,31
	[m]	1813,0	
Overføringstunnel: Bruvannet - L. Rombaksvann (O2)	[m^2]	15,0	28,12
	L, [m]	40,0	
Betong-platedam (O2)	H, [m]	2,5	6,38
Delsum			87,3

Diverse kostnader	Enhet	Mengde	MNOK
Uforutsett bygg	[%]	15 %	13,10
Adm. og planlegging	[%]	10 %	8,73
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	[%]	15 %	13,10
Delsum			34,9

Totalsum			122,2
-----------------	--	--	--------------

Kostnads kalkyle: Søsterbekkeoverføringen O2.1

Tilsig	Enhet	O1	O2.1	Sum
Nedbørsfelt	km2	1,6	9,1	10,70
Spesifikk avrenning	l/(s*km2)	41,4	41,4	-
Middelvannføring	m3/s	0,066	0,377	0,44
Minstevannføring (5 - persentil)	m3/s	0,006	0,035	0,04
Nyttbar årstilsig	Mm3	1,9	10,8	12,69
Overføring				
Inntakskote	moh.	456	456	-
Tunnellengde	m	3050	1154	4204
Kote utløp	moh.	446		-
Økonomi				
Kostnad	MNOK	69,7	29,1	98,8
Økt produksjon NS. kraftverk	GWh	1,4	7,5	8,9
Utbyggingskostnad	NOK/kWh	50,1	3,9	11,1
Nåverdi	MNOK	-61,9	13,0	-48,9

Beskrivelse	Enhet	
Max slukeevn, 8 x mid	[m3/s]	3,5

Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	Mengde	MNOK
Bekkeinntak: Bruvannet (O1)	[m3/s]	0,066	2,33
Bekkeinntak: Store Rombaksvann (O2.1)	[m3/s]	0,377	2,78
	[m]	20,0	
Sjakt bekkeinntak: Bruvannet (O1)	[m^2]	5,0	0,13
	[m]	20,0	
Sjakt bekkeinntak: Store Rombaksvann (O2.1)	[m^2]	5,0	0,13
	[m]	3050,0	
Overføringstunnel: Langvannet -Bruvannet (O1)	[m^2]	15,0	47,31
	[m]	1154,0	
Overføringstunnel: Bruvannet - S. Rombaksvann (O2.1)	[m^2]	15,0	17,90
Delsum			70,6

Diverse kostnader	Enhet	Mengde	MNOK
Uforutsett bygg	[%]	15 %	10,59
Adm. og planlegging	[%]	10 %	7,06
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	[%]	15 %	10,59
Delsum			28,2

Totalsum			98,8
-----------------	--	--	-------------

Hoveddata:		Lille Fisk kraftverk
Tilsig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	1,49
Minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,15
Nyttbar årstilsig	Mm ³	42,3
Magasin		
Magasinkapasitet	Mm ³	2,95
Kraftverk		
HRV	moh.	441,30
LRV	moh.	424,30
Undervann	moh.	361,00
Brutto midlere fallhøyde (2/3 - punkt)	m	74,63
Netto midlere fallhøyde, full last	m	71,42
Falltap, full last	m	3,22
Falltapskoeffisient, Kf	s ² /m ⁵	0,36
Totalvirkningsgrad bestpunkt	%	0,90
Midlere energiekvivalent	Kwh/m ³	0,18
Maks slukeevne	m ³ /s	2,98
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	1,88
Overføringstunnel, Langvannet- Lfisk	m	843,00
	m ²	15,00
Tilløpstunnel boret	m	520,00
	Ø, m	1,23
Tilløpstunnel ståloret	m	130,00
	Ø, m	1,23
Produksjon		
Middeproduksjon med /uten overføringer	GWh	6,6 / 4,5
Flomtap	Mm ³	6,40
Økonomi		
Kostnad	MNOK	60,81
Utbyggingskostnad	kr/KWh	13,51
Nåverdi	MNOK	-35,54

Falltapsberegninger:		Lille Fisk kraftverk
Beskrivelse		
Slukeevne	[m ³ /s]	3,0
installasjon	[MW]	1,9
Inntaksarrangement, Kf		
Tverrrsnitt lukenisje	[m ²]	1,19
Hastighet tilløpstunnel	[m/s]	2,50
k - innløp	[-]	0,30
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,010761
Tilløpstunnel boret, Kf		
Tverrrsnitt	[m ²]	1,19
Lengde	[m]	390,00
Manningstall	[m ^(1/3) /s]	70,00
Rh	[m]	0,31
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,269218
Stålforet trykksjakt		
Tverrrsnitt	[m ²]	1,19
Lengde	[m]	130,00
Manningstall	[m ^(1/3) /s]	85,00
Rh	[m]	0,31
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,060861
Utløpsarrangement		
Tverrrsnitt	[m ²]	1,19
Hastighet utløp	[m/s]	2,50
k - utløp	[m]	0,60
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,021522
Samlet, falltapskoeffisienter, Kf		
SUM	[s ² /m ⁵]	0,362362

Kostnadskalkyle:		Lille Fisk kraftverk	
Beskrivelse			
Slukeevne [m3/s]	3,0		
installasjon [MW]	1,9		
Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	Mengder	MNOK
	L, [m]	35,0	
Dam Langvannet	H, [m]	1,0	0,36
Inntak overføringstunnel, Langvannet	Q_mid, [m3/s]	1,5	3,13
	[m]	843	
Overføringstunnel: Langvannet - Lille Fisk	[m^2]	15,0	13,08
Inntak tilløpstunnel	[m3/s]	3,0	1,70
Varegrind	[m2]	6,0	0,14
	[m]	520,0	
Tilløpstunnel, Retningsstyrt fullprofilboring	Ø [m]	1,23	9,64
	[m]	130,0	
Stålforet tilløpstunnel	Ø [m]	1,23	1,20
Tilkomstvei kraftstasjon	[m]	150	0,25
Kraftstasjon i dagen	[m3/s]	3,0	5,11
Delsum			34,6
Maskin og elektro	Enhet	Mengder	MNOK
	2 x Qmid, [m3/s]	3,0	
Totale elektromekanisk utrustning	[MW]	1,9	8,99
Kraftlinje (jordkabel eller luftlinje)	[m]	300,0	0,17
Delsum			9,2
Diverse kostnader	Enhet	Mengder	MNOK
Uforutsett maskin / elektro	[%]	10 %	0,9
Uforutsett bygg	[%]	15 %	5,2
Adm. og planlegging	[%]	10 %	4,4
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	[%]	15 %	6,6
Delsum			17,0
Totalsum			60,8

Formel:

$$p_f * g * L \cos B > H * P_w * g * \text{trykkstigning}$$

Parameter	Verdi	Enhet
Pf		2,7 [kg/dm ³]
Pw		1,0 [kg/dm ³]
Snitthelning dalside		19,0 [grader]

Kontrollpunkt:

L	34,0 [m]
H	82,2 [m]

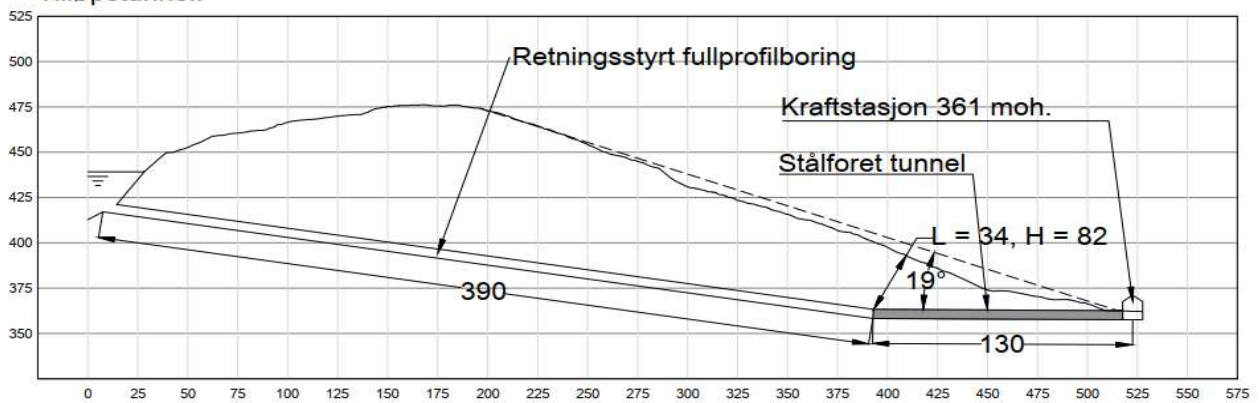
VS

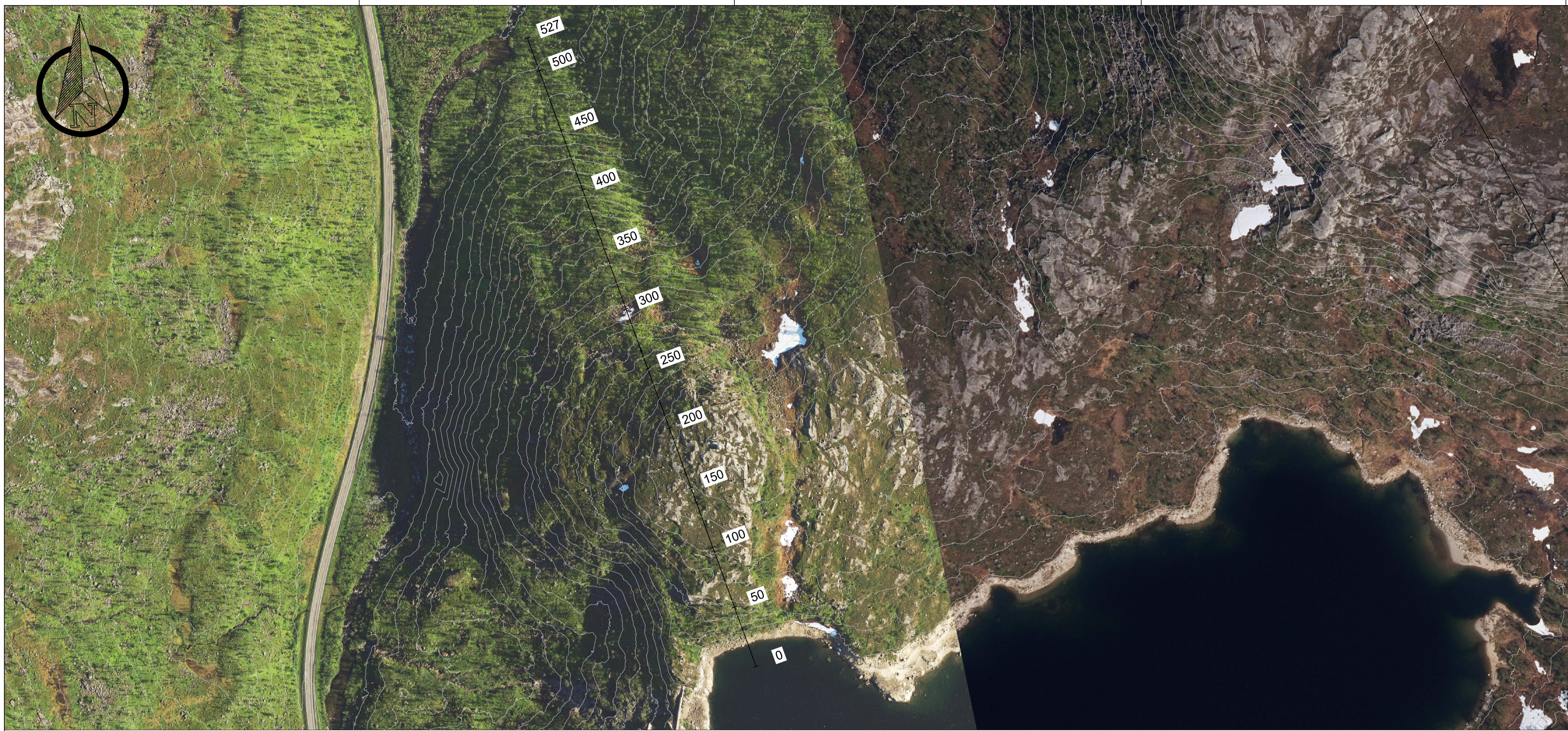
835,7

HS

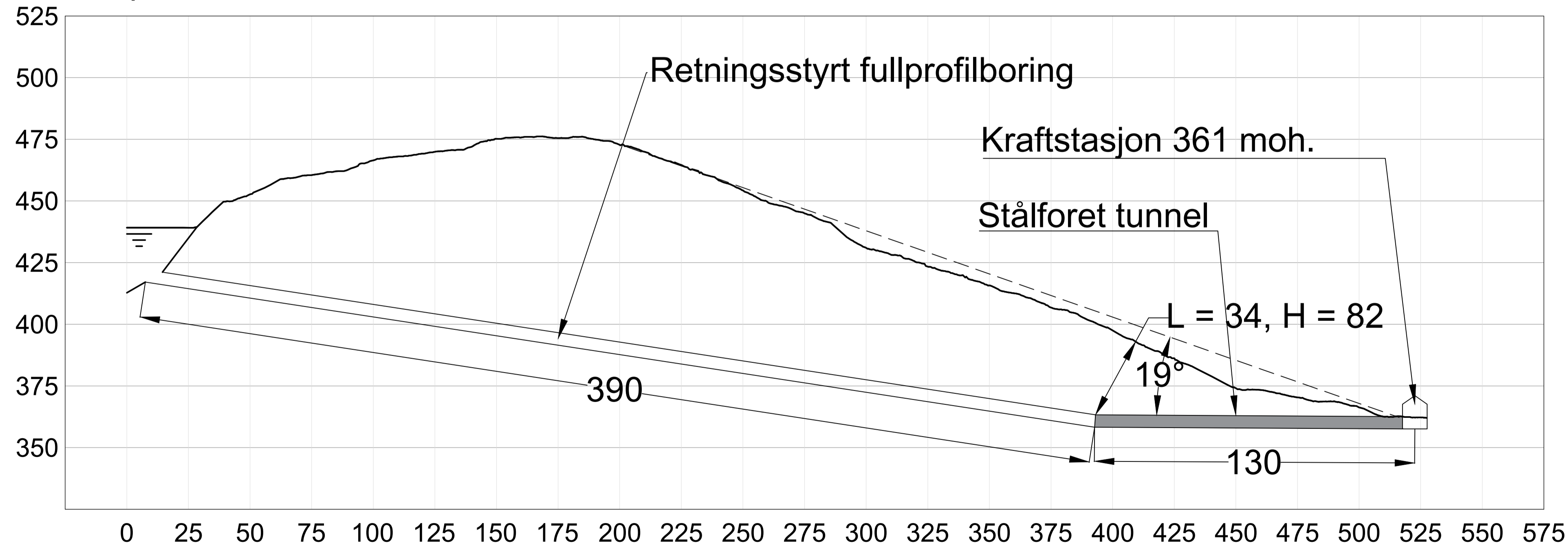
805,9

Tilløpstunnel.





Tilløpstunnel.



Kartdata:
 Kordinatsystem: EUREF89 UTM 33
 Høydesystem: NN2000
 Ekvidistanse: 5 m

Status	Rev.	Endring	Utført	Kontr.	Ansv.	Dato
Nordkraft						27.04.20
O / U Nygård Kraftverk			Målestokk	Format		A1
Lille Fiskløs kraftverk			Oppdragsleder: Kasper Eriksen			
Boret tilløpstunne med kraftsasjon i dagen			Oppdragsnr.			
		Disiplin:	Løpenummer:	Status:	Rev.:	
		B	1	X	0	

Hoveddata		Holmelva KRV - Nedgravd rørgate
Tilslig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	1,40
Pålagt minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,11
Nyttbar årstilsig	Mm ³	40,84
Magasin		
Magasinkapasitet	Mm ³	0,03
Kraftverk		
HRV	Moh.	390,00
LRV	Moh.	389,50
Undervann	Moh.	325,00
Brutto midlere fallhøyde (2/3 - punkt)	m	64,83
Netto midlere fallhøyde, full last	m	60,72
Falltap, full last	m	4,11
Falltapskoeffisient, Kf	s ² /m ⁵	0,52
Totalt virkningsgrad bestpunkt	%	0,85
Midlere energiekvivalent	Kwh/m ³	0,14
Maks slukeevne	m ³ /s	2,81
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	1,42
	m	727,00
Nedgravd rørgate GRP	Ø, m	1,09
Produksjon		
Middelproduksjon	GWh	4,70
Flomtap	Mm ³	7,20
Økonomi		
Kostnad	MNOK	42,00
Utbyggingskostnad	kr/KWh	8,94
Nåverdi	MNOK	-15,60

Falltapsberegninger:		Holmelva KRV - Nedgravd rørgate
Beskrivelse	Enhet	
Slukeevne	[m ³ /s]	2,81
installasjon	[MW]	1,42
Inntaksarrangement	Enhet	
Tverrsnitt rørgate	[m ²]	0,94
Hastighet rørgate	[m/s]	3,00
k - innløp	[-]	0,30
Falltapskoeffisient, Kf	[s²/m⁵]	0,017485
Nedgravd rørgate		
Tverrsnitt	[m ²]	0,94
Diameter	Ø, [m]	1,09
Lengde	[m]	727,00
Manningstall GRP	[m ^(1/3) /s]	100,00
Rh		0,27
Falltapskoeffisient, Kf	[s²/m⁵]	0,469717
Utløpsarrangement		
Tverrsnitt	[m ²]	0,94
Hastighet utløp	[m/s]	3,00
k - utløp	[m]	0,60
Falltapskoeffisient, Kf	[s²/m⁵]	0,034969
Samlet, falltapskoeffisienter, Kf		
SUM	[s²/m⁵]	0,522170

Kostnadskalkyle:**Holmelva KRV - Nedgravd rørgate****Beskrivelse**

Slukeevne [m3/s]	2,81
installasjon [MW]	1,42

Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	Mengder	MNOK
	L, [m]	49,0	
Betong-platedam	H, [m]	3,0	2,25
Inntak	[m3/s]	2,8	1,69
Varegrind	[m2]	5,6	0,13
Anleggsvei dam/rørgate, vanskelig terreng	[m]	275,0	0,93
Grøft nedgravd rørgate fjellgrøft (vanskelig terreng)	[m]	275,0	2,80
Anleggsvei dam/rørgate, moderat terreng	[m]	452,0	0,76
Grøft nedgravd rørgate jordgrøft (moderat terreng)	[m]	452,0	1,33
	[m]	727,0	
Nedgravd rørgate GRP PN10	Ø, [m]	1,1	3,18
Tilkomstvei kraftstasjon	[m]	1300,0	2,19
Kraftstasjon i dagen	[m3/s]	2,8	4,92
Delsum			20,2

Maskin og elektro	Enhet	Mengder	MNOK
	2 x Qmid, [m3/s]	2,81	
Totale elektromekanisk utrustning	[MW]	1,42	9,89
Kraftlinje (jordkabel eller luftlinje)	[m]	500	0,28
Delsum			10,2

Diverse kostnader	Enhet	Mengder	MNOK
Uforutsett maskin / elektro	[%]	10 %	1,0
Uforutsett bygg	[%]	15 %	3,0
Adm. og planlegging	[%]	10 %	3,0
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	[%]	15 %	4,6
Delsum			11,6

Totalsum			42,0
-----------------	--	--	-------------

Hoveddata		Holmelva KRV - Boret tunnel
Tilslig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	1,40
Minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,11
Nyttbar årstilsig	Mm ³	40,84
Magasin		
Magasinkapasitet	Mm ³	0,03
Kraftverk		
HRV	Moh.	390,00
LRV	Moh.	389,50
Undervann	Moh.	325,00
Brutto midlere fallhøyde (2/3 - punkt)	m	64,83
Netto midlere fallhøyde, full last	m	60,49
Falltap, full last	m	4,34
Falltapskoeffisient, Kf	s ² /m ⁵	0,55
Totalt virkningsgrad bestpunkt	%	0,85
Midlere energiekvivalent	Kwh/m ³	0,14
Maks slukeevne	m ³ /s	2,81
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	1,42
Nedgravd rørgate	m	44,00
	Ø, m	1,20
Tilløpstunnel boret	m	660,00
	Ø, m	1,20
Tilløpstunnel stålforet	m	145,00
	Ø, m	1,20
Produksjon		
Middelproduksjon	GWh	4,70
Flomtap	Mm ³	7,20
Økonomi		
Kostnad	MNOK	50,48
Utbyggingskostnad	kr/KWh	10,74
Nåverdi	MNOK	-24,09

Falltapsberegninger:		Holmelva KRV - Boret tunnel
Beskrivelse	Enhet	
Slukeevne	[m ³ /s]	2,81
installasjon	[MW]	1,42
Inntaksarrangement	Enhet	
Tverrsnitt tilløpstunnel	[m ²]	1,12
Hastighet tilløpstunnel	[m/s]	2,50
k - innløp	[-]	0,30
Falltapskoeffisient, Kf	[s²/m⁵]	0,012142
Nedgravd rørgate		
Tverrsnitt	[m ²]	1,12
Diameter	Ø [m]	1,20
Lengde	[m]	44,00
Manningstall GRP	[m ^(1/3) /s]	100,00
Rh		0,30
Falltapskoeffisient, Kf	[s²/m⁵]	0,017483
Tilløpstunnel boret		
Tverrsnitt	[m ²]	1,12
Diameter	Ø [m]	1,20
Lengde	[m]	515,00
Manningstall, boret tunnel	[m ^(1/3) /s]	70,00
Rh		0,30
Falltapskoeffisient, Kf	[s²/m⁵]	0,417602
Stålforet trykksjakt		
Tverrsnitt	[m ²]	1,12
Diameter	Ø [m]	1,20
Lengde	[m]	145,00
Manningstall, støpejernsrør	[m ^(1/3) /s]	85,00
Rh		0,30
Falltapskoeffisient, Kf	[s²/m⁵]	0,079741
Utløpsarrangement		
Tverrsnitt	[m ²]	1,12
Hastighet utløp	[m/s]	2,50
k - utløp	[m]	0,60
Falltapskoeffisient, Kf	[s²/m⁵]	0,024284
Samlet, falltapskoeffisienter, Kf		
SUM	[s²/m⁵]	0,551252

Kostnadskalkyle:		Holmelva KRV - Boret tunnel		
Beskrivelse				
Slukeevne [m3/s]		2,8		
installasjon [MW]		1,42		
Bygg- og anleggstekniske arbeider				
	Enhet	Mengder	MNOK	
	L, [m]	49,0		
Betong-platedam	H, [m]	3,0		2,25
Inntak tilløpstunnel	[m3/s]	2,8		1,69
Varegrind	[m2]	5,6		0,13
Anleggsvei dam/rørgate, vanskelig terreng	[m]	275,0		0,93
Anleggsvei dam/rørgate, moderat terreng	[m]	452,0		0,76
Grøft nedgravd rørgate jord-/fjellgrøft	[m]	44,0		0,20
	[m]	44,0		
Nedgravd rørgate, GRP PN6	Ø [m]	1,2		0,08
	[m]	660,0		
Tilløpstunnel, Retningsstyrt fullprofilboring	Ø [m]	1,2		11,86
	[m]	145,0		
Stålforet tilløpstunnel	Ø [m]	1,2		1,26
Tilkomstvei kraftstasjon	[m]	1300,0		2,19
Kraftstasjon i dagen	[m3/s]	2,8		4,92
Delsum				26,3
Maskin og elektro				
	Enhet	Mengder	MNOK	
	2 x Qmid, [m3/s]	2,8		
Totale elektromekanisk utrustning	[MW]	1,4		9,85
Kraftlinje (jordkabel eller luftlinje)	[m]	500,0		0,28
Delsum				10,1
Diverse kostnader				
	Enhet	Mengder	MNOK	
Uforutsett maskin / elektro	[%]	10 %		1,0
Uforutsett bygg	[%]	15 %		3,9
Adm. og planlegging	[%]	10 %		3,6
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	[%]	15 %		5,5
Delsum				14,1
Totalsum				50,5

Formel:

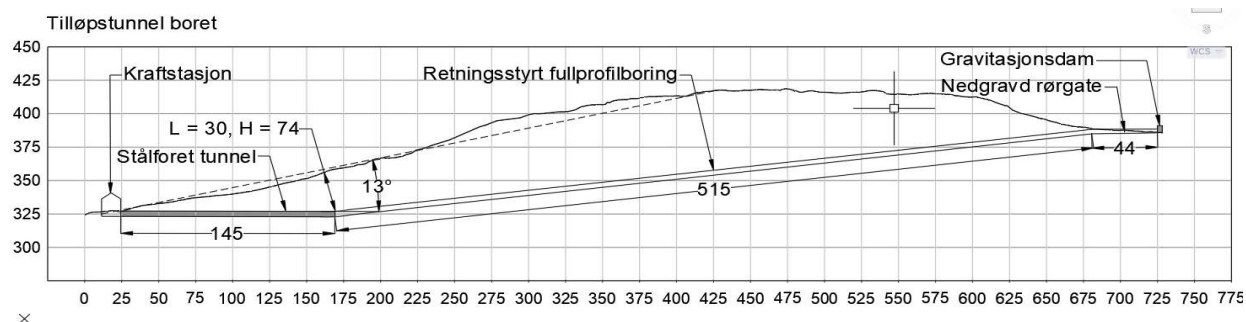
$$p_f * g * L * \cos B > H * P_w * g * \text{trykkstigning}$$

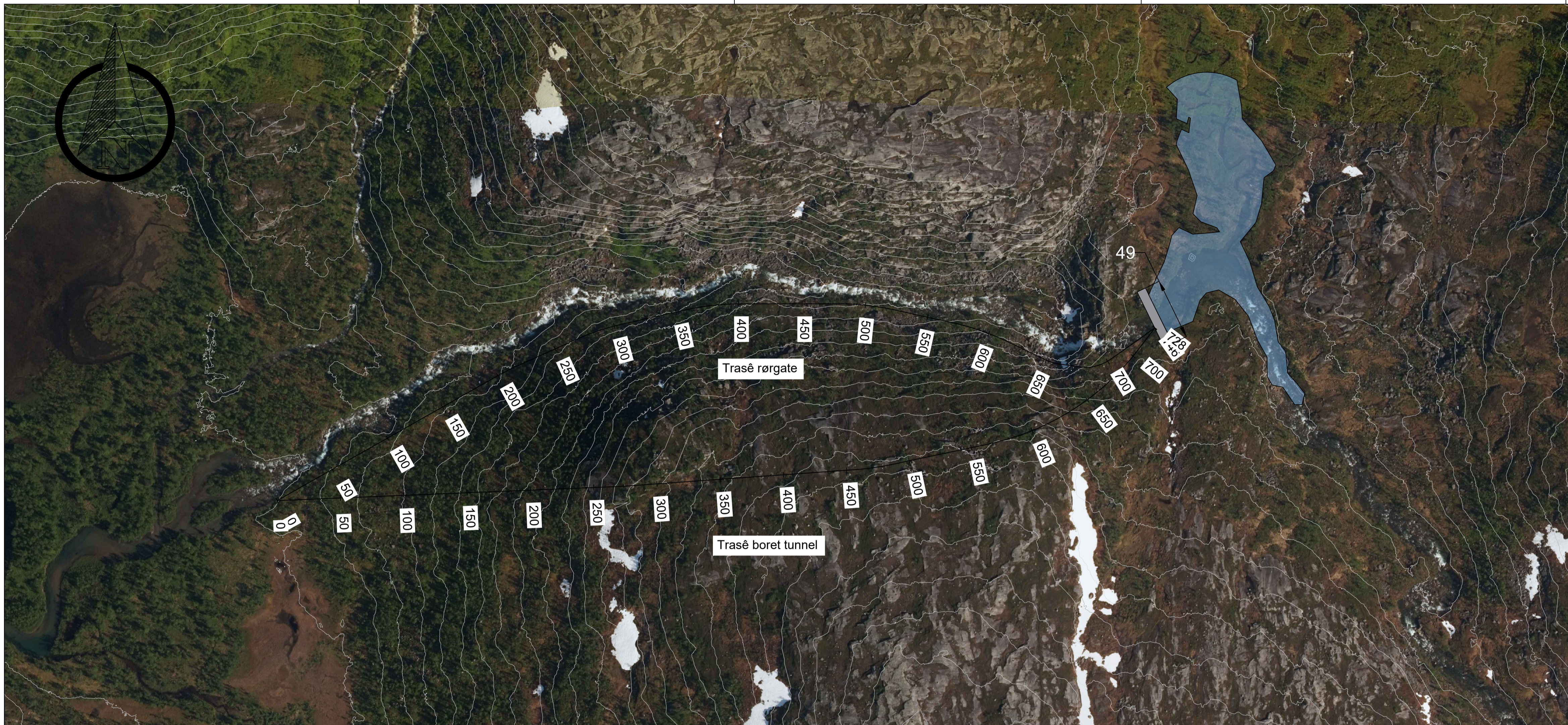
Parameter	Verdi	Enhet
Pf		2,65 [kg/dm3]
Pw		1,0 [kg/dm3]
Snitthelning dalside		13,0 [grader]

Kontrollpunkt 1:

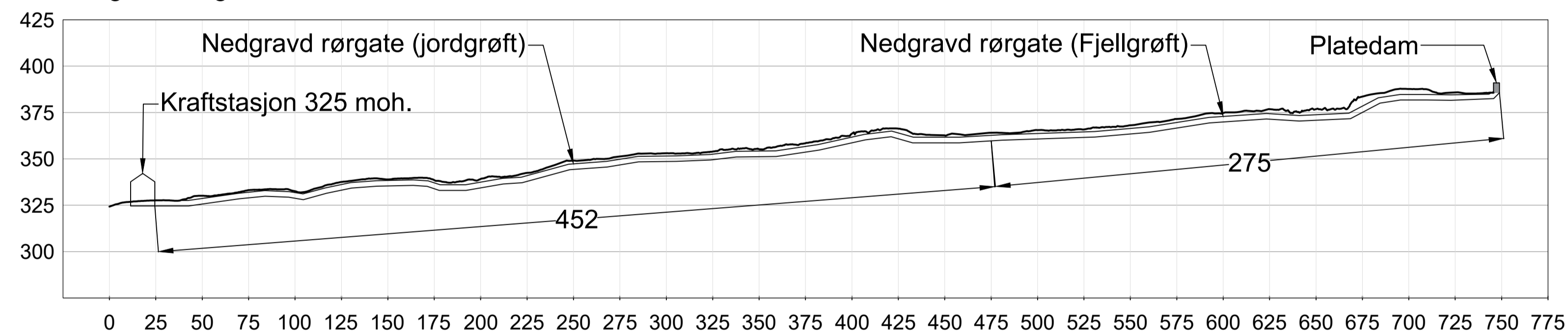
L	30,0 [m]
H	74,0 [m]

VS	HS
759,9	725,9

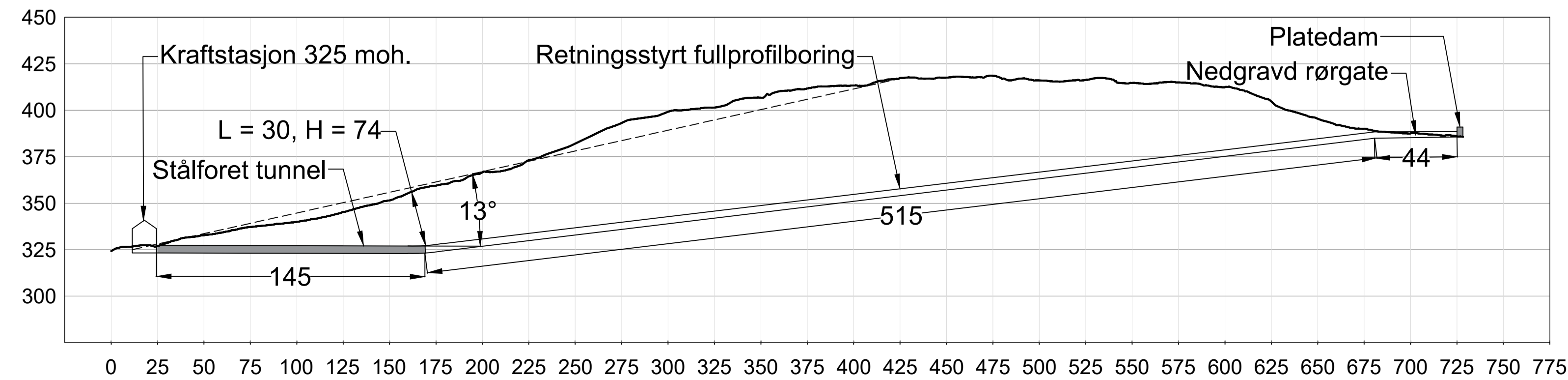




Nedgravd rørgate



Tilløpstunnel boret



Kartdata:
 Kordinatsystem: EUREF89 UTM 33
 Høydesystem: NN2000
 Ekvidistanse: 5 m

Status	Rev.	Endring	Utført	Kontr.	Ansv.	Dato
						03.05.20
Nordkraft			Målestokk	1:2000		Format
O / U Nygård Kraftverk			Oppdragsleder:		Kasper Eriksen	
Holmelva kraftverk			Oppdragsnr.			
Vannvei						
Nedgravd rørgate og						
Boret tunnel						
			Disiplin:	Løpenummer:	Status:	Rev.
			B	1	X	0

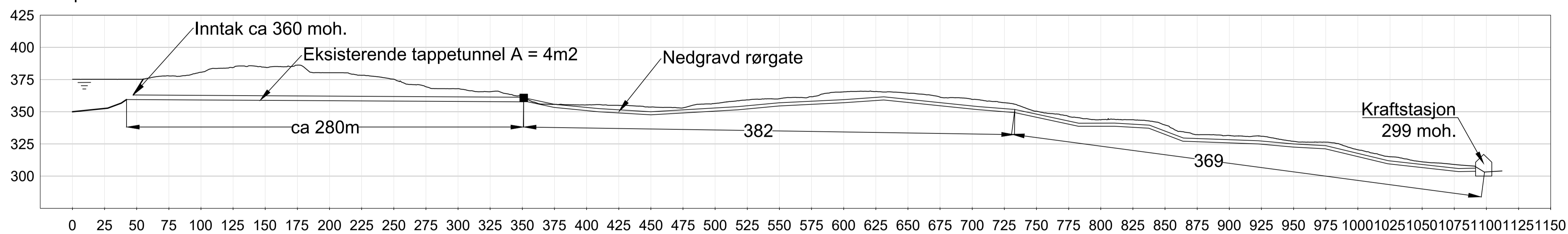
Hoveddata:		Skitdalsvannet KRV
Tilslig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	0,19
Pålagt minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,02
Nyttbar årstilsig	Mm ³	5,36
Magasin		
Magasinkapasitet	Mm ³	4,30
Kraftverk		
HRV	Moh.	377,10
LRV	Moh.	361,00
Undervann	Moh.	299,00
Brutto midlere fallhøyde (2/3 - punkt)	m	72,73
Netto midlere fallhøyde, full last	m	63,63
Falltap, full last	m	9,10
Falltapskoeffisient, Kf	s ² /m ⁵	63,02
Totalt virkningsgrad bestpunkt	%	0,90
Midlere energiekvivalent	Kwh/m ³	0,16
Maks slukeevne	m ³ /s	0,38
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	0,21
Tunnel (Eksisterende)	m	280,00
	m ²	4,00
Grøft nedgravd rørgate	m	751,00
Nedgravd rørgate GRP	m	751,00
	Ø, m	0,44
Produksjon		
Middelproduksjon	GWh	0,80
Flomtap	Mm ³	0,00
Økonomi		
Kostnad	MNOK	15,35
Utbyggingskostnad	kr/KWh	19,18
Nåverdi	Mnok	-10,85

Falltapsberegninger:		Skitdalsvannet KRV
Beskrivelse		
Slukeevne	[m ³ /s]	0,38
installasjon	[MW]	0,21
Inntaksarrangement		
Tverrsnitt tilløpstunnel	[m ²]	4,00
Hastighet tilløpstunnel	[m/s]	0,10
k - innløp	[-]	0,30
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,00096
Tilløpstunnel		
Tverrsnitt	[m ²]	4,00
Lengde	[m]	280,00
Manningstall	[m ^(1/3) /s]	35,00
Rh	[m]	0,53
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,03331
Nedgravd rørgate		
Tverrsnitt	[m ²]	0,15
Diameter	Ø, [m]	0,44
Lengde	[m]	751,00
Manningstall GRP	[m ^(1/3) /s]	100,00
Rh	[m]	0,11
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	61,66549
Utløpsarrangement		
Tverrsnitt	[m ²]	0,15
Hastighet utløp	[m/s]	2,50
k - utløp	[m]	0,60
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	1,32361
Samlet, falltapskoeffisienter, Kf		
SUM	[s ² /m ⁵]	63,02336

Kostnadskalkyle:		Skitdalsvannet KRV	
Beskrivelse			
Slukeevne [m ³ /s]		0,38	
installasjon [MW]		0,21	
Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	Mengder	MNOK
Inntak tilløpstunnel	[m ³ /s]	0,4	0,78
Varegrind	[m ²]	0,8	0,06
Anleggsvei parallell med rørgate	[m]	751,0	0,84
Grøft nedgravd rørgate jord-/fjellgrøft	[m]	751,0	3,51
	[m]	751,0	
Nedgravd rørgate GRP PN10	Ø, [m]	0,4	1,01
Tilkomsvei kraftstasjon	[m]	150,0	0,25
Kraftstasjon i dagen	[m ³ /s]	0,4	2,32
Delsum			8,8
Maskin og elektro	Enhet	Mengder	MNOK
	[m ³ /s]	0,4	
Totale elektromekanisk utrustning	[MW]	0,2	2,07
Kraftlinje (jordkabel eller luftlinje)	[m]	340,00	0,19
Delsum			2,3
Diverse kostnader	Enhet	Mengder	MNOK
Uforutsett maskin / elektro	[%]	10 %	0,2
Uforutsett bygg	[%]	15 %	1,3
Adm. og planlegging	[%]	10 %	1,1
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	[%]	15 %	1,7
Delsum			4,3
Totalsum			15,3



Tilløpstunnel



Kartdata:
 Kordinatsystem: EUREF89 UTM 33
 Høydesystem: NN2000
 Kotehøyde: 5 m

Status	Rev.	Endring	Utført	Kontr.	Ansv.	Dato
Nordkraft			1:2000		Format A1	
O / U Nygård Kraftverk			Oppdragsleder: Kasper Eriksen			
Skitdalsvannet kraftverk Vannvei Med bruk av eksisterende tunnelsystem			Oppdragsnr.			
			Disiplin:	Løpenummer:	Status:	Rev.:
			B	1	X	0

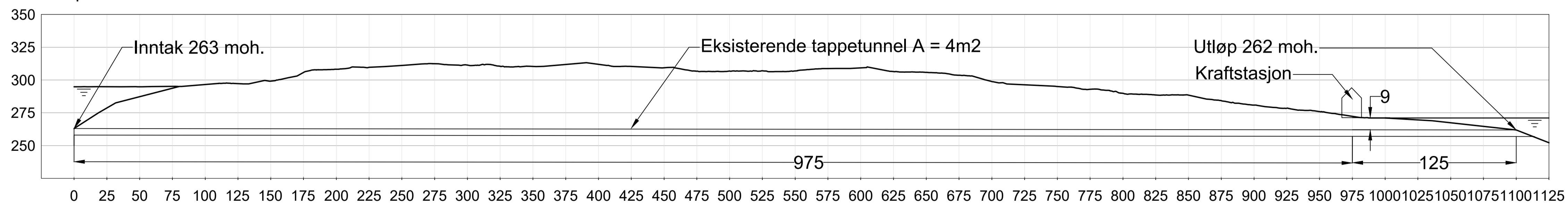
Hoveddata:		Jervannet Kraftverk
Tilslig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	5,36
Minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,47
Nyttbar årstilsig	Mm ³	154,20
Magasin		
Magasinkapasitet	Mm ³	54,80
Kraftverk		
HRV	Moh.	298,50
LRV	Moh.	264,80
Undervann	Moh.	273,00
Brutto midlere fallhøyde (2/3 - punkt)	m	14,27
Netto midlere fallhøyde, full last	m	10,42
Falltap, full last	m	3,84
Falltapskoeffisient, Kf	s ² /m ⁵	0,13
Totalt virkningsgrad bestpunkt	%	0,90
Midlere energiekvivalent	Kwh/m ³	0,03
Maks slukeevne	m ³ /s	5,36
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	0,68
	m	975,00
Tunnel eksisterende, OS stasjon	m ²	4,00
	m	125,00
Tunnel eksisterende, NS stasjon	m ²	4,00
Produksjon		
Årlig middelproduksjon med / uten overføringer	GWh	4,1 / 3,7
Flomtap	Mm ³	14,90
Økonomi		
Kostnad	MNOK	12,2
Utbyggingskostnad	kr/kWh	3,3
Nåverdi	MNOK	8,6

Falltapsberegninger:		Jervannet Kraftverk
Beskrivelse		
Slukeevne	[m ³ /s]	5,36
installasjon	[MW]	0,68
Inntaksarrangement		
Tverrrsnitt tilløpstunnel	[m ²]	4,00
Hastighet tilløpstunnel	[m/s]	1,34
k - innløp	[-]	0,30
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,00096
Tilløpstunnel OS kraftstasjon		
Tverrrsnitt	[m ²]	4,00
Lengde	[m]	975,00
Manningstall	[m ^(1/3) /s]	35,00
Rh		0,53
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,11598
Tilløpstunnel NS kraftstasjon		
Tverrrsnitt	[m ²]	4,00
Lengde	[m]	125,00
Manningstall	[m ^(1/3) /s]	35,00
Rh		0,53
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,01487
Utløpsarrangement		
Tverrrsnitt	[m ²]	4,00
Hastighet utløp	[m/s]	1,34
k - utløp	[m]	0,60
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,00191
Samlet, falltapskoeffisienter, Kf		
SUM	[s ² /m ⁵]	0,13372

Kostnadskalkyle:		Jernvannet Kraftverk	
Beskrivelse			
Slukeevne [m3/s]	5,36		
installasjon [MW]	0,68		
Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	Mengder	MNOK
Inntak tilløpstunnel	[m3/s]	5,4	0,92
Varegrind	[m2]	10,7	0,21
	[m]	9,0	
Sjakt til tilløpstunnel under kraftstasjon	[m2]	10,0	0,35
Tilkomstvei kraftstasjon	[m]	200,0	0,34
Kraftstasjon i dagen	[m3/s]	5,4	3,52
Delsum			5,3
Maskin og elektro	Enhet	Mengder	MNOK
	[m3/s]	5,4	
Totale elektromekanisk utrustning	[MW]	0,7	3,31
Kraftlinje (jordkabel eller luftlinje)	[m]	380,0	0,21
Delsum			3,5
Diverse kostnader	Enhet	Mengder	MNOK
Uforutsett maskin / elektro	[%]	10 %	0,4
Uforutsett bygg	[%]	15 %	0,8
Adm. og planlegging	[%]	10 %	0,9
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	[%]	15 %	1,3
Delsum			3,4
Totalsum			12,2



Tilløpstunnel



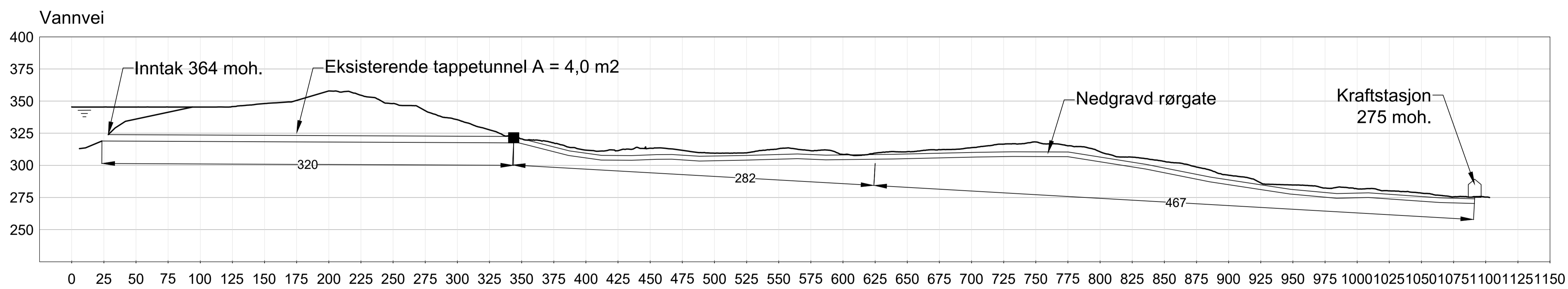
Kartdata:
 Kordinatsystem: EUREF89 UTM 33
 Høydesystem: NN2000
 Kotehøyde: 5 m

Status	Rev.	Endring	Utført	Kontr.	Ansv.	Dato
Nordkraft			1:2500		Format A1	
O / U Nygård Kraftverk			Oppdragsleder: Kasper Eriksen			
Jernvannet kraftstasjon Vannvei Med bruk av eksisterende tunnelsystem			Oppdragsnr.			
		Disiplin:	Løpenummer:	Status	Rev.	
		B	1	X	0	

Hoveddata:		Store Fiskløs Kraftverk
Tilslig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	0,58
Pålagt minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,08
Nyttbar årstilsig	Mm ³	15,83
Magasin		
Magasinkapasitet	Mm ³	17,00
Kraftverk		
HRV	Moh.	347,50
LRV	Moh.	324,50
Undervann	Moh.	275,00
Brutto midlere fallhøyde (2/3 - punkt)	m	64,83
Netto midlere fallhøyde, full last	m	60,37
Falltap, full last	m	4,46
Falltapskoeffisient, Kf	s ² /m ⁵	3,34
Totalvirkningsgrad bestpunkt	%	0,90
Midlere energiekvivalent	Kwh/m ³	0,15
Maks slukeevne	m ³ /s	1,16
Turbineffekt midlere netto fallhøyde	MW	0,62
Tunnel (Eksisterende)	m	320,00
	m ²	4,00
Grøft nedgravd rørgate	m	749,00
Nedgravd rørgate GRP	m	749,00
	Ø, m	0,77
Produksjon		
Middeproduksjon	GWh	2,30
Flomtap	Mm ³	0,00
Økonomi		
Kostnad	MNOK	31,8
Utbyggingskostnad	kr/KWh	13,8
Nåverdi	MNOK	-18,8

Falltapsberegninger:		Store Fiskløs Kraftverk
Beskrivelse		
Slukeevne	[m ³ /s]	1,16
installasjon	[MW]	0,62
Inntaksarrangement		
Tverrsnitt tilløpstunnel	[m ²]	4,00
Hastighet tilløpstunnel	[m/s]	0,29
k - innløp	[-]	0,30
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,00096
Tappetunnel		
Tverrsnitt	[m ²]	4,00
Lengde	[m]	320,00
Manningstall	[m ^(1/3) /s]	35,00
Rh	[m]	0,53
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,03807
Nedgravd rørgate		
Tverrsnitt	[m ²]	0,46
Diameter	Ø, [m]	0,77
Lengde	[m]	749,00
Manningstall GRP	[m ^(1/3) /s]	100,00
Rh	[m]	0,19
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	3,15825
Utløpsarrangement		
Tverrsnitt	[m ²]	0,46
Hastighet utløp	[m/s]	2,50
k - utløp	[m]	0,60
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,14278
Samlet, falltapskoeffisienter, Kf		
SUM	[s ² /m ⁵]	3,34005

Kostnadskalkyle:		Store Fiskløs Kraftverk	
Beskrivelse:			
Slukeevne [m3/s]	1,16		
installasjon [MW]	0,62		
Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	Mengder	MNOK
Inntak tilløpstunnel	[m3/s]	1,2	0,80
Varegrind	[m2]	2,3	0,09
Anleggsvei parallell med rørgate	[m]	749,0	0,84
Grøft nedgravd rørgate jord-/fjellgrøft	[m]	749,0	4,95
	[m]	749,0	
Nedgravd rørgate GRP PN10	Ø, [m]	0,8	2,03
Tilkomstvei kraftstasjon, skogsbilvei kl.3	[m]	3100,0	5,22
Kraftstasjon i dagen	[m3/s]	1,2	3,15
Delsum			17,1
Maskin og elektro	Enhet	Mengder	MNOK
	[m3/s]	1,2	
Totale elektromekanisk utrustning	[MW]	0,6	4,0
Kraftlinje (jordkabel eller luftlinje)	[m]	3200,0	1,8
Delsum			5,8
Diverse kostnader	Enhet	Mengder	MNOK
Uforutsett maskin / elektro	[%]	10 %	0,6
Uforutsett bygg	[%]	15 %	2,6
Adm. og planlegging	[%]	10 %	2,3
Byggherreutgifter ink. erstatninger og renter	[%]	15 %	3,4
Delsum			8,9
Totalsum			31,8



Kartdata:
 Kordinatsystem: EUREF89 UTM 33
 Høydesystem: NN2000
 Ekvidistans: 5 m

Status	Rev.	Endring	Utført	Kontr.	Ansv.	Dato
Nordkraft			1:2000		03.05.20	
O / U Nygård Kraftverk			Format		A1	
Store Fiskløs Kraftverk			Oppdragsleder: Kasper Eriksen			
Vannvei			Oppdragsnr.			
Med bruk av eksisterende tunnelsystem						
Disiplin:		Løpenummer:		Status:		Rev.:
B		1		X		0

Kostnadskalkyle: Haugfjelloverføringen

Tilslig	Enhet	O1	O2	O3	O4	Sum
Nedbørsfelt	km ²	3,70	6,90	1,80	5,10	17,50
Spesifikk avrenning	l/(s*km ²)	46,7	46,7	46,7	46,7	
Middelvannføring	m ³ /s	0,17	0,32	0,08	0,24	0,82
Minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,01	0,03	0,01	0,02	0,07
Nyttbar årstilsig	Mm ³	5,0	9,3	2,4	6,9	23,62
Overføring						
Inntakskote	moh.	278	476	503	433	-
Tunnellengde	m	539	2475	716	1313	5043
Kote utløp	moh.	539	278			-
Økonomi						
Kostnad	MNOK	19,0	57,7	19,2	32,3	128,2
Økt produksjon NS. kraftverk	GWh	3,0	5,6	1,5	4,1	14,2
Utbyggingskostnad	NOK/kWh	6,3	10,3	12,8	7,9	9,0
Nåverdi	MNOK	-2,2	-26,3	-10,8	-9,3	-48,5

Beskrivelse	Enhet	
Max slukeevn, 8 x mid	[m ³ /s]	6,5

Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	Mengde	MNOK
Tilkomstvei tunnelpåhugg	[m]	2435,0	2,74
Bekkeinntak: Dalvannet (O1)	[m ³ /s]	0,17	2,48
	[m]	539,0	
Overføringstunnel: Dalvannet -Nygårdsvannet (O1)	[m ²]	15,0	8,36
Bekkeinntak: O2	[m ³ /s]	0,32	2,70
	[m]	20,0	
Sjakt bekkeinntak: O2	[m ²]	5,0	0,13
	[m]	2475,0	
Overføringstunnel: Dalvannet - O2	[m ²]	15,0	38,39
Bekkeinntak: O3	[m ³ /s]	0,08	2,35
	[m]	40,0	
Sjakt bekkeinntak: O3	[m ²]	5,0	0,25
	[m]	716,0	
Overføringstunnel: O2 - O3	[m ²]	15,0	11,11
Bekkeinntak: O4	[m ³ /s]	0,24	2,58
	[m]	20,0	
Sjakt bekkeinntak: O4	[m ²]	5,0	0,13
	[m]	1313,0	
Overføringstunnel: O3 - O4	[m ²]	15,0	20,37
Delsum			91,6

Diverse kostnader	Enhet	Mengde	MNOK
Uforutsett bygg	[%]	15 %	13,7
Adm. og planlegging	[%]	10 %	9,2
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	[%]	15 %	13,7
Delsum			36,6

Totalsum			128,2
-----------------	--	--	--------------

Kostnadskalkyle: Haugfjelloverføringen TBM

Tilsig	Enhet	O1	O2	O3	O4	Sum
Nedbørsfelt	km ²	3,70	6,90	1,80	5,10	17,50
Spesifikk avrenning	l/(s*km ²)	46,7	46,7	46,7	46,7	-
Middelvannføring	m ³ /s	0,17	0,32	0,08	0,24	0,82
Minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,01	0,03	0,01	0,02	0,07
Nyttbar årstilsig	Mm ³	4,99	9,31	2,43	6,88	23,62
Overføring						
Inntakskote	moh.	278	476	503	433	-
Tunnellengde	m	539	2475	716	1313	5043
Kote utløp	moh.	539	278			-
Økonomi						
Utbyggingskostnad	MNOK	19,8	61,3	20,4	34,2	135,7
Økt produksjon NS. kraftverk	GWh	3,0	5,6	1,5	4,1	14,2
Utbyggingspris	kr/KWh	6,6	10,9	13,6	8,4	9,6
Nåverdi	MNOK	-0,5	-25,4	-10,7	-7,9	-44,6

Beskrivelse	Enhet	Mengde	MNOK
Max slukeevn, 8 x mid	[m ³ /s]	6,5	
Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	Mengde	MNOK
Tilkomstvei tunnelpåhugg	[m]	2435,0	2,74
Bekkeinntak: Dalvannet (O1)	[m ³ /s]	0,17	2,48
	[m]	539,0	
Overføringstunnel: Dalvannet -Nygårdsvannet (O1)	Ø [m]	1,9	8,91
Bekkeinntak: O2	[m ³ /s]	0,32	2,70
	[m]	20,0	
Sjakt bekkeinntak: O2	[m ²]	5,0	0,18
	[m]	2475,0	
Overføringstunnel: Dalvannet - O2	Ø [m]	1,9	40,92
Bekkeinntak: O3	[m ³ /s]	0,08	2,35
	[m]	40,0	
Sjakt bekkeinntak: O3	[m ²]	5,0	0,35
	[m]	716,0	
Overføringstunnel: O2 - O3	Ø [m]	1,9	11,84
Bekkeinntak: O4	[m ³ /s]	0,24	2,58
	[m]	20,0	
Sjakt bekkeinntak: O4	[m ²]	5,0	0,18
	[m]	1313,0	
Overføringstunnel: O3 - O4	Ø [m]	1,9	21,71
Delsum			96,9
Diverse kostnader	Enhet	Mengde	MNOK
Uforutsett bygg	[%]	15 %	14,5
Adm. og planlegging	[%]	10 %	9,7
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	[%]	15 %	14,5
Delsum			38,8
Totalsum			135,7

Kostnadskalkyle: Nivelvaoverføringen

Tilslig	Enhet	Nivelva I	Nivelva II	Sum
Nedbørsfelt	km ²	0,8	0,7	1,50
Spesifikk avrenning	l/(s*km ²)	39,5	39,5	
Middelvannføring	m ³ /s	0,032	0,028	0,059
Pålagt minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,004	0,003	0,007
Nyttbar årstilsig	Mm ³	0,9	0,8	1,6
Overføring				
Inntakskote	moh.	370	372	-
Kote utløp	moh.	250	250	-
Økonomi				
Kostnad	MNOK	5,0	5,0	10,0
Økt produksjon NS. kraftverk	GWh	0,5	0,4	0,9
Utbyggingskostnad	NOK/kWh	9,6	12,5	10,8
Nåverdi	MNOK	-2,1	-2,8	-4,8

Beskrivelse

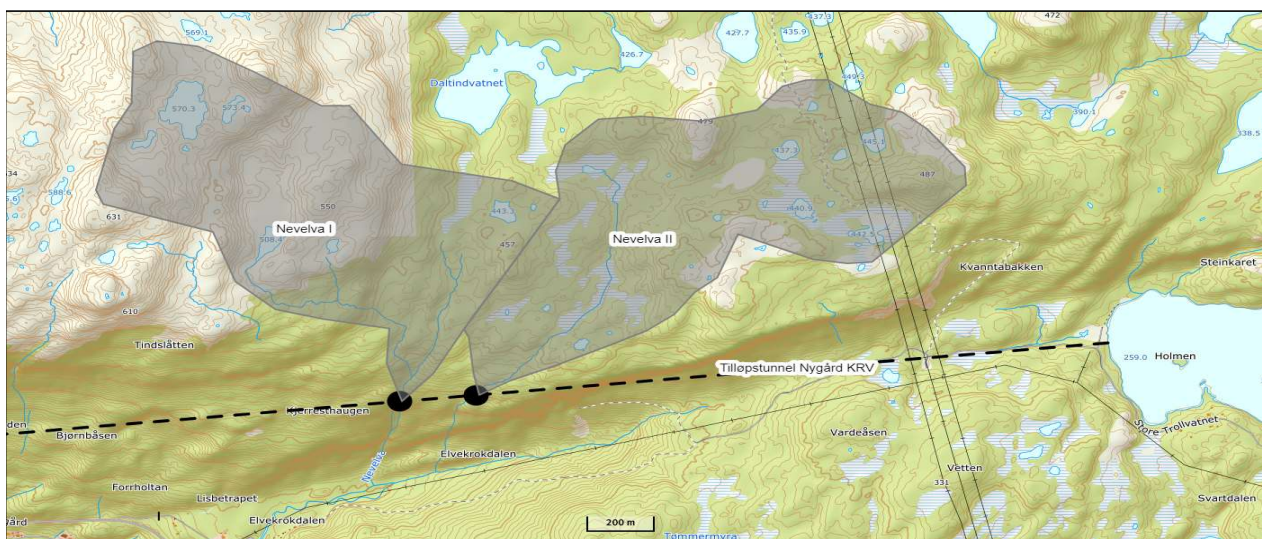
Beskrivelse	Enhet	
Max slukeevn, 8 x mid	[m ³ /s]	0,3

Bygg- og anleggstekniske arbeider

Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	Mengde	MNOK
Bekkeinntak: Nivelva I	[m ³ /s]	0,032	2,3
	[m]	120,0	
Pilothull med oppdriving til bekkeinntak: Nivelva I	Ø, [m]	0,5	1,3
Bekkeinntak: Nivelva II	[m ³ /s]	0,028	2,3
	[m]	122,0	
Pilothull med oppdriving til bekkeinntak: Nivelva II	Ø, [m]	0,5	1,3
Delsum			7,1

Diverse kostnader

Diverse kostnader	Enhet	Mengde	MNOK
Uforutsett bygg	[%]	15 %	1,1
Adm. og planlegging	[%]	10 %	0,7
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	[%]	15 %	1,1
Delsum			2,8

Totalsum**10,0**

Hoveddata		Hergot Kraftverk fjellanlegg	
Tilsig	Enhet	Data	
Middelvannføring	m ³ /s	7,7	
Minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,7	
Nyttbar årstilsig	Mm ³	220,6	
Magasin			
OS magasinkapasitet	Mm ³	4,1	
Kraftverk Generelt			
HRV	moh.	259,0	
LRV	moh.	250,0	
Undervann	moh.	0,0	
Brutto midlere fallhøyde (2/3 - punkt)	m	256,0	

Kraftverk: Alternativer		Alternativer		
		H25	H37,5	H50
Maskininnstallasjon	MW	25,0	37,5	50,0
Slukeevne	m ³ /s	11,1	16,8	22,5
Falltap, full last	m	1,5	3,1	3,8
Netto midlere fallhøyde, full last	m	254,5	252,9	252,2
Totalt virkningsgrad bestpunkt	%	0,9	0,9	0,9
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,624	0,620	0,618
Tilløpstunnel	m	1447,0	1447,0	1447,0
	m ²	15,0	15,0	17,3
Rørgate i tunnel x 2	m	50,0	50,0	50,0
	m ²	1,9	2,8	3,7
Avløpstunnel	m	1082,0	1082,0	1082,0
	m ²	15,0	15,0	17,3
Adkomsttunnel	m	452,0	452,0	452,0
	m ²	25,0	25,0	25,0
Nedstrøms svingekammer	m	100,0	100,0	100,0
	m ²	15,0	15,0	17,3
Produksjon				
Årlig middelproduksjon med overføringer	GWh	132,7	136,2	137,0
Flomtap	mm ³	9,6	2,6	0,6
Årlig middelproduksjon uten overføringer	GWh	110,7	111,4	111,3
Økonomi				
Kostnad	MNOK	311,1	369,3	427,4
Utbyggingskostnad	NOK/kWh	2,8	3,3	3,8
Nåverdi	MNOK	310,6	256,4	197,7

Sammendrag falltapsberegninger:	Enhet	Alternativer		
		H25	H37,5	H50
Kf totalt	[s ² /m ⁵]	0,01246	0,01111	0,00758
Falltap, full last	[m]	1,5	3,1	3,8
H_netto	[m]	254,5	252,9	252,2

Vannveisdynamikk:	Enhet	Alternativ		
		H25	H37,5	H50
P	[MW]	25,0	37,5	50,0
Q	[m ³ /s]	11,1	16,8	22,5
A tunnel tilløpstunnel	[m ²]	15,0	15,0	17,3
V tunnel tilløpstunnel	[m/s]	0,7	1,1	1,3
A rørgate i tunnel x 2	[m ²]	1,9	2,8	3,7
	Ø, [m]	1,5	1,9	2,2
V rørgate i tunnel x 2	[m/s]	3,0	3,0	3,0
Distanse OS vannspeil	[m]	1447,0	1447,0	1447,0
Distanse NS Vannspeil	[m]	100,0	100,0	100,0
Tw	[s]	0,5	0,7	0,9
Tr	[s]	2,4	2,4	2,4
TL	[s]	15,0	15,0	15,0
Trykkstøt ΔH	[m]	14,6	22,0	25,6
% - Trykkstigning	[%]	5,6 %	8,5 %	9,9 %

Falltapsberegninger:

Hergot Kraftverk fjellanlegg

Beskrivelse	Enhet	Alternativer		
		H25	H37,5	H50
Slukeevne [m ³ /s]		11,1	16,8	22,5
installasjon [MW]		25,0	37,5	50,0
Inntaksarrangement				
Tverrrsnitt lukenisje	[m ²]	3,75	3,75	4,32
Hastighet lukenisje	[m/s]	2,97	4,48	5,20
Hastighet tilløpstunnel	[m/s]	0,74	1,12	1,30
k - innløp	[-]	0,08	0,08	0,08
k - lukenisje x 2	[-]	0,10	0,10	0,10
k - utløp	[-]	0,30	0,30	0,30
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,001608	0,001608	0,001212
Tilløpstunnel				
Tverrrsnitt	[m ²]	15,00	15,00	17,28
Lengde	[m]	1397,00	1397,00	1397,00
Manningstall	[m ^{1/3} /s]	35,00	35,00	35,00
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,004896	0,004896	0,003357
Rørgate i tunnel x 2				
Tverrrsnitt	[m ²]	1,85	2,80	3,74
Diameter	[m]	1,54	1,89	2,18
Lengde	[m]	50,00	50,00	50,00
Manningstall	[m ^{1/3} /s]	80,00	80,00	80,00
Falltapskoeffisient, Kf pr rør	[s ² /m ⁵]	0,008130	0,002711	0,001249
Falltapskoeffisient, Kf totalt	[s ² /m ⁵]	0,002032	0,000678	0,000312
Avløpstunnel				
Tverrrsnitt	[m ²]	15,00	15,00	17,28
Lengde	[m]	1082,00	1082,00	1082,00
Manningstall	[m ^{1/3} /s]	35,00	35,00	35,00
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,003792	0,003792	0,002600
Utløpsarrangement				
Tverrrsnitt	[m ²]	15,00	15,00	17,28
Hastighet avløpstunnel	[m/s]	0,74	1,12	1,30
k - utløp	[m]	0,60	0,60	0,60
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,000136	0,000136	0,000102
Samlet, falltapskoeffisienter, Kf				
SUM	[s ² /m ⁵]	0,012464	0,011110	0,007584

Kostnadskalkyle:		Hergot Kraftverk fjellanlegg		
		Alternativer		
Beskrivelse		H25	H37,5	H50
Slukeevne [m ³ /s]		11,1	16,8	22,5
installasjon [MW]		25,0	37,5	50,0
Mengder				
Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet			
Dam	-	-	-	-
Inntak	-	-	-	-
	[m]	1447,0	1447,0	1447,0
Tilløpstunnel	[m ²]	15,0	15,0	17,3
	[m]	10,4	10,4	10,4
Tverrslagspropp inkl. port tilløpstunnel	m ²	15,0	15,0	17,3
	[m]	10,4	10,4	10,4
Betongpropp og konus	[m ²]	15,0	15,0	17,3
	[m]	50,0	50,0	50,0
Rørgate i tunnel, støpejernsrør	Ø [m]	1,5	1,9	2,2
	[m]	1082,0	1082,0	1082,0
Avløpstunnel	[m ²]	15,0	15,0	17,3
Kraftstasjon i fjell, bygningsmessig	[m ³]	7202,7	9579,4	11724,1
	[m]	452,0	452,0	452,0
Adkomsttunnel og kabeltunnel	[m ²]	25,0	25,0	25,0
	[m]	100,0	100,0	100,0
Nedstrøms svingekammer	[m ²]	15,0	15,0	17,3
Oppgraderering vei til adkomsttunnel	[m]	2300,0	2300,0	2300,0
Elektroteknisk Leveranser				
	[r/min]	500,0	500,0	500,0
Totale elektrotekniske utrustning	[MW]	25,0	37,5	50,0
Kraftlinje, luftlinje	[km]	1,3	1,3	1,3
Maskintekniske Leveranser				
Turbin 1				
	[r/min]	500,0	500,0	500,0
	[MW]	12,5	18,8	25,0
	[m ³ /s]	5,6	8,4	11,2
Turbin 2				
	[r/min]	500,0	500,0	500,0
	[MW]	12,5	18,8	25,0
	[m ³ /s]	5,6	8,4	11,2

Økonomi	Enhet	Alternativer		
		H25	H37,5	H50
Bygg- og anleggstekniske arbeider				
Dam		0,0	0,0	0,0
Inntak		10,0	10,0	10,0
Tilløpstunnel		22,4	22,4	24,6
Tverrlagspropp inkl. port tilløpstunnel		2,6	2,6	2,7
Betongpropp og konus		7,7	7,7	8,1
Rørgate i tunnel, støpejernsrør		0,6	0,6	0,7
Avløpstunnel		16,8	16,8	18,4
Kraftstasjon i fjell, bygningsmessig		18,2	24,2	29,6
Adkomsttunnel og kabeltunnel		9,6	9,6	9,6
Nedstrøms svingekammer		1,6	1,6	1,7
Oppgradering vei til adkomsttunnel		2,6	2,6	2,6
Delsum	MNOK	92,1	98,1	108,0
Elektroteknisk Leveranser				
Totale elektrotekniske utrustning		78,3	99,6	118,1
Kraftlinje, luftlinje til regionalnettet		2,4	2,4	2,4
Delsum	MNOK	80,7	101,9	120,4
Maskintekniske Leveranser				
Turbin 1		17,5	23,1	28,1
Turbin 2		15,8	20,8	25,3
Diverse maskinteknisk		5,32	7,39	9,30
Delsum	MNOK	38,6	51,2	62,6
Diverse kostnader				
Uforutsett maskin / elektro	10,00 %	11,9	15,3	18,3
Uforutsett bygg	15,00 %	13,8	14,7	16,2
Adm. og planlegging	15,00 %	31,7	37,7	43,7
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	20,00 %	42,3	50,3	58,2
Delsum		99,7	118,0	136,4
Sum	MNOK	311,1	369,3	427,4

Formel:

$$p_f * g * L \cos B > H * P_w * g * \text{trykkstigning}$$

Parameter	Verdi	Enhet
Pf		2,7 [kg/dm ³]
Pw		1,0 [kg/dm ³]
Snitthelning dalside		8,0 [grader]

Kontrollpunkt 1:

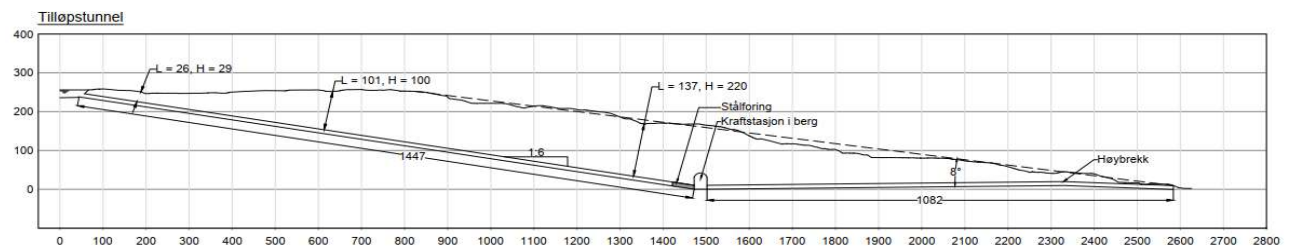
L		26,0 [m]
H		29,0 [m]
	VS	HS
	669,3	300,5

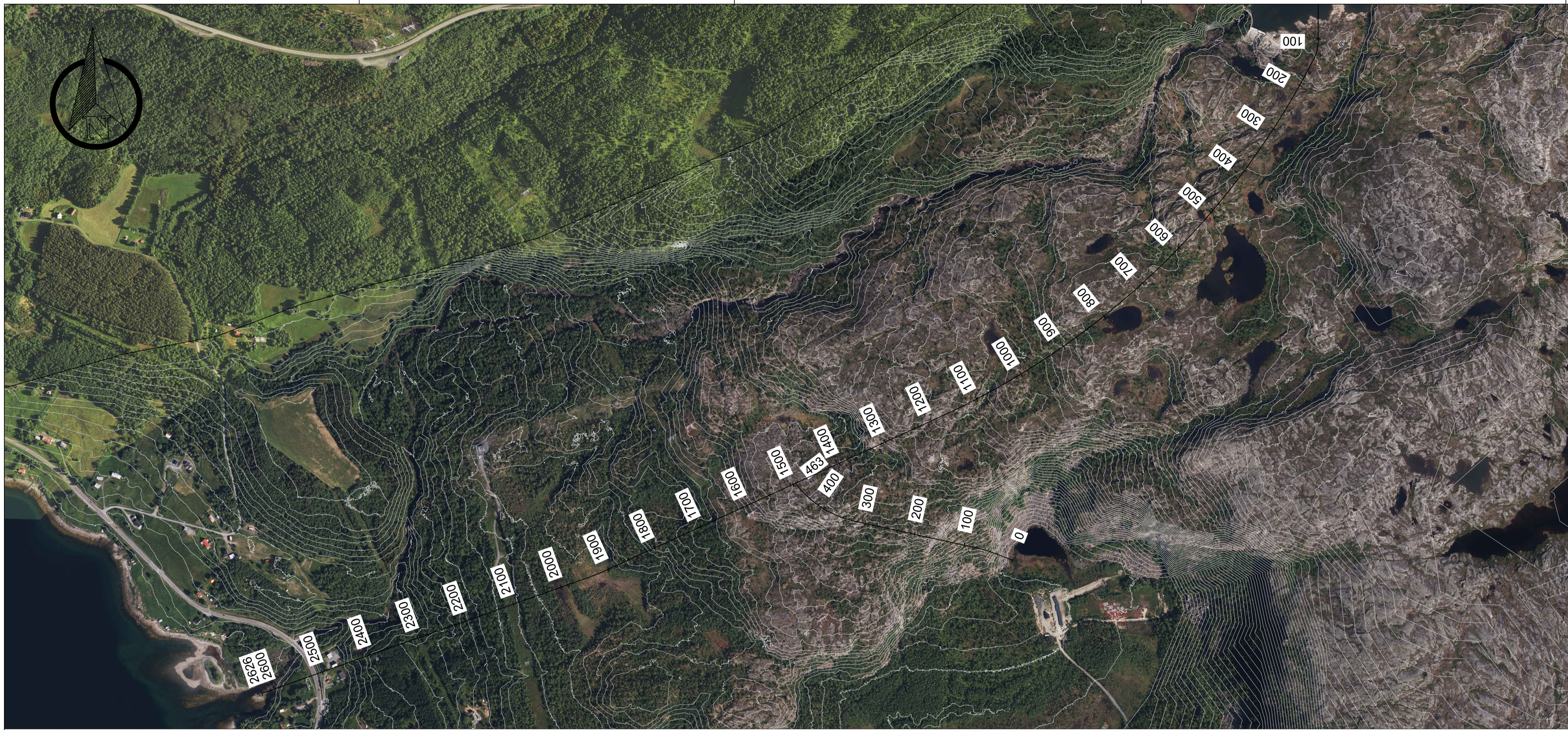
Kontrollpunkt 2:

L		101,0 [m]
H		100,0 [m]
	VS	HS
	2600,1	1036,3

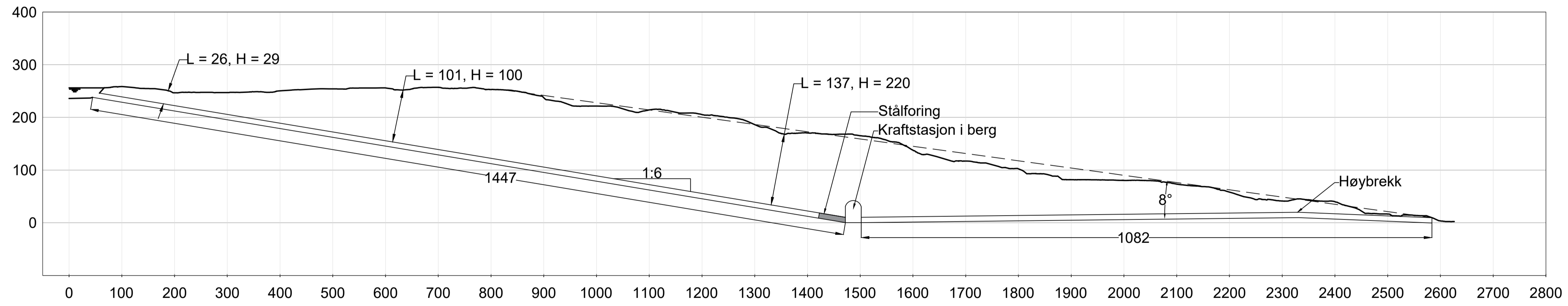
Kontrollpunkt 3:

L		137,0 [m]
H		222,0 [m]
	VS	HS
	3526,9	2300,5

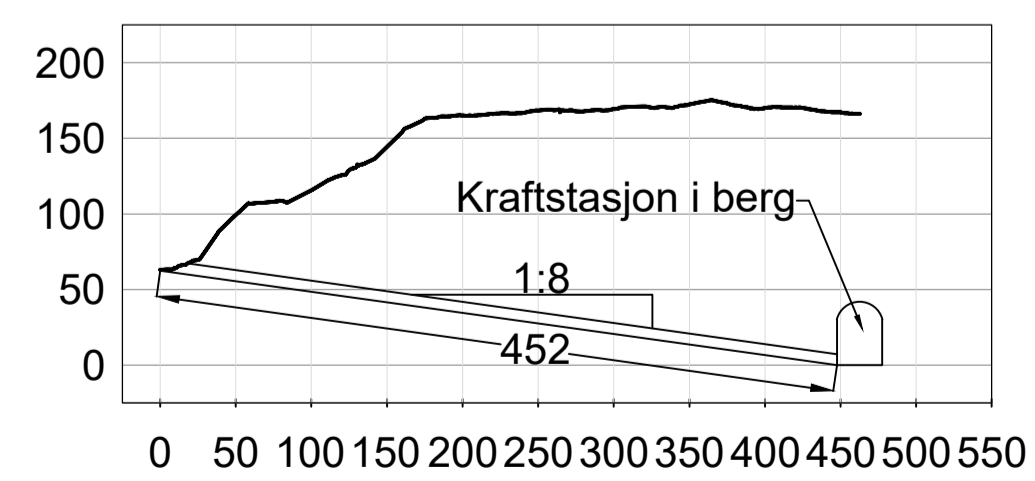




Tilløpstunnel



Adkomsttunnel



Kartdata:
 Kordinatsystem: EUREF89 UTM 33
 Høydesystem: NN2000
 Ekvidistanse: 5 m

Status	Rev.	Ending	Utført	Kontr.	Ansv.	Dato
Nordkraft						27.04.20
O / U Nygård Kraftverk			Målestokk	Format		A1
Hergot Kraftverk Kraftstasjon i fjell			Oppdragsleder: Kasper Eriksen		Oppdragsnr.	
			Disiplin:	Løpenummer:	Status:	Rev.
			B	1	X	0

Hoveddata		Hergot Kraftverk i dagen	
Tilsig	Enhet	Data	
Middelvannføring	m ³ /s	7,7	
Minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,7	
Nyttbar årstilsig	Mm ³	220,6	
Magasin			
OS magasinkapasitet	Mm ³	4,1	
Kraftverk Generelt			
HRV	moh.	259,0	
LRV	moh.	250,0	
Undervann	Moh.	0,0	
Brutto midlere fallhøyde (2/3 - punkt)	m	256,0	

Kraftverk: Alternativer		Alternativer		
		H25	H37,5	H50
Maskininnstallasjon	MW	25,0	37,5	50,0
Slukeevne	m ³ /s	11,1	16,6	22,2
Falltap, full last	m	1,1	0,9	0,8
Netto midlere fallhøyde, full last	m	254,9	255,1	255,2
Totalvirkningsgrad bestpunkt	%	0,9	0,9	0,9
Midlere energiekvivalent	Kwh/m ³	0,625	0,626	0,626
Tilløpstunnel	m	1848,0	1848,0	1848,0
	m ²	18,3	27,4	36,5
Rørgate i tunnel x 2	m	347,0	347,0	347,0
	m ²	3,7	5,5	7,4
	∅, m	2,2	2,7	3,1
Nedgrad rørgate i dagen x 2	m	681,0	681,0	681,0
	m ²	3,7	5,5	7,4
	∅, m	2,2	2,7	3,1
Produksjon				
Årlig middelproduksjon med overføringer	GWh	132,9	137,3	138,6
Flomtap	Mm ³	9,6	2,6	0,6
Årlig middelproduksjon uten overføringer	GWh	110,8	112,2	112,4
Økonomi				
Utbyggingskostnad	MNOK	320,3	406,1	503,1
Utbyggingspris	kr/KWh	2,9	3,6	4,5
Nåverdi	MNOK	301,9	224,0	128,1

Sammendrag falltapsberegninger:	Enhet	Alternativer		
		H25	H37,5	H50
Kf totalt	[s ² /m ⁵]	0,00900	0,00322	0,00157
Falltap ,full last	[m]	1,1	0,9	0,8
H_netto	[m]	254,9	255,1	255,2

Vannveisdynamikk:	Enhet	Alternativ		
		H25	H37,5	H50
P	[MW]	25,0	37,5	50,0
Q	[m ³ /s]	11,1	16,6	22,2
A tunnel tilløpstunnel	[m ²]	18,3	27,4	36,5
V tunnel tilløpstunnel	[m/s]	0,61	0,61	0,61
A rørgate x 2	[m ²]	3,7	5,5	7,4
	∅	2,17	2,66	3,07
V rørgate x 2	[m/s]	1,5	1,5	1,5
Distanse OS vannspeil	[m]	2529	2529	2529
Distanse NS Vannspeil	[m]	0,0	0,0	0,0
Tw	[s]	1,00	1,00	1,00
Tr	[s]	4,22	4,22	4,22
TL	[s]	15,0	15,0	15,0
Trykkstøt ΔH	[m]	36,2	36,2	36,2
%- Trykktigning	[%]	14 %	14 %	14 %

Falltapsberegninger:

Hergot Kraftverk i dagen

Beskrivelse	Enhet	Alternativ		
		H25	H37,5	H50
Slukeevne [m ³ /s]		11,1	16,6	22,2
installasjon [MW]		25,0	37,5	50,0
Inntaksarrangement				
Tverrrsnitt lukenisje	[m ²]	4,57	6,86	9,13
Hastighet lukenisje	[m/s]	2,43	2,43	2,43
Hastighet tilløpstunnel	[m/s]	0,61	0,61	0,61
k - innløp	[-]	0,08	0,08	0,08
k - lukenisje x 2	[-]	0,10	0,10	0,10
k - utløp	[-]	0,30	0,30	0,30
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,001084	0,000481	0,000271
Tilløpstunnel				
Tverrrsnitt	[m ²]	18,27	27,42	36,54
Lengde	[m]	1501,00	1501,00	1501,00
Manningstall	[m ^{1/3} /s]	35,00	35,00	35,00
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,003110	0,001052	0,000490
Rørgate i tunnel x 2				
Tverrrsnitt	[m ²]	3,70	5,55	7,40
Diameter	[m]	2,17	2,66	3,07
Lengde	[m]	347,00	347,00	347,00
Manningstall GRP	[m ^{1/3} /s]	100,00	100,00	100,00
Falltapskoeffisient, Kf per rør	[s ² /m ⁵]	0,005730	0,001946	0,000903
Falltapskoeffisient, Kf totalt	[s ² /m ⁵]	0,001433	0,000486	0,000226
Nedgravd rørgate				
Tverrrsnitt	[m ²]	3,70	5,55	7,40
Diameter	[m]	2,17	2,66	3,07
Lengde	[m]	681,00	681,00	681,00
Manningstall GRP	[m ^{1/3} /s]	100,00	100,00	100,00
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,011246	0,003819	0,001772
Falltapskoeffisient, Kf totalt	[s ² /m ⁵]	0,002811	0,000955	0,000443
Utløpsarrangement				
Tverrrsnitt	[m ²]	3,70	5,55	7,40
Hastighet avløpstunnel	[m/s]	1,50	1,50	1,50
k - utløp	[m]	0,60	0,60	0,60
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,000559	0,000249	0,000140
Samlet, falltapskoeffisienter, Kf				
SUM	[s ² /m ⁵]	0,008998	0,003223	0,001569

Kostnadskalkyle:

Hergot Kraftverk i dagen

Alternativer

Beskrivelse	H25	H37,5	H50
Slukeevne [m ³ /s]	11,1	16,6	22,2
installasjon [MW]	25,0	37,5	50,0

Mengder

Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet			
Dam	-	-	-	-
Inntak	-	-	-	-
	[m]	1848	1848	1848
Tilløpstunnel	[m ²]	18,3	27,4	36,5
	[m]	10,4	10,4	10,4
Betongpropp og konus	[m ²]	18,3	27,4	36,5
	[m]	347,0	347,0	347,0
Rørgate i tunnel	Ø [m]	2,17	2,66	3,07
	[m]	681,0	681,0	681,0
Nedgravd rørgate	Ø [m]	2,17	2,66	3,07
Kraftstasjon i dagen, bygningsmessig	[m ²]	200	220	260

Elektroteknisk Leveranser

Elektroteknisk Leveranser	Enhet			
	[r/min]	500,0	500,0	500,0
Totale elektrotekniske utrustning	[MW]	25,0	37,5	50,0
Kraftlinje, luftlinje til regionalnettet	[km]	0,8	0,8	0,8

Maskintekniske Leveranser

Maskintekniske Leveranser	Enhet			
Turbin 1	[r/min]	500,0	500,0	500,0
	[MW]	12,5	18,7	25,0
	[m ³ /s]	5,5	8,3	11,1
Turbin 2	[r/min]	500,0	500,0	500,0
	[MW]	12,5	18,7	25,0
	[m ³ /s]	5,5	8,3	11,1

Økonomi		Alternativer		
Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	H25	H37,5	H50
Dam		0	0	0
Inntak		10,0	10,0	10,0
Tilløpstunnel		32,5	42,4	63,8
Betongpropp og konus		8,3	9,9	11,4
Rørgate i tunnel GRP		5,7	6,2	6,6
Grøft nedgravd rørgate		11,1	13,6	15,7
Nedgravd rørgate GRP		24,1	33,1	41,7
Kraftstasjon i dagen, bygningsmessig		8,54	9,39	11,10
Delsum	MNOK	100,3	124,6	160,2
Elektroteknisk Leveranser				
Totale elektrotekniske utrustning		78,3	99,5	118,1
Fratrekk kabel i adkomsttunnel		1,1	1,1	1,1
Kraftlinje, luftlinje til regionalnettet		1,5	1,5	1,5
Delsum	MNOK	78,6	99,9	118,4
Maskintekniske Leveranser				
Turbin 1		17,5	23,1	28,2
Turbin 2		15,8	20,8	25,4
Diverse maskinteknisk		5,31	7,39	9,32
Delsum	MNOK	38,6	51,3	62,9
Diverse kostnader				
Uforutsett maskin / elektro	10,00 %	11,7	15,1	18,1
Uforutsett bygg	15,00 %	15,0	18,7	24,0
Adm. og planlegging	15,00 %	32,6	41,4	51,2
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	20,00 %	43,5	55,2	68,3
Delsum		102,9	130,3	161,7
Sum	MNOK	320,3	406,1	503,1

Formel:

$$p_f * g * L \cos B > H * P_w * g * \text{trykkstigning}$$

Parameter	Verdi	Enhet
Pf	2,7	[kg/dm ³]
Pw	1,0	[kg/dm ³]
Snitthelning dalside	8,0	[grader]

Kontrollpunkt 1:

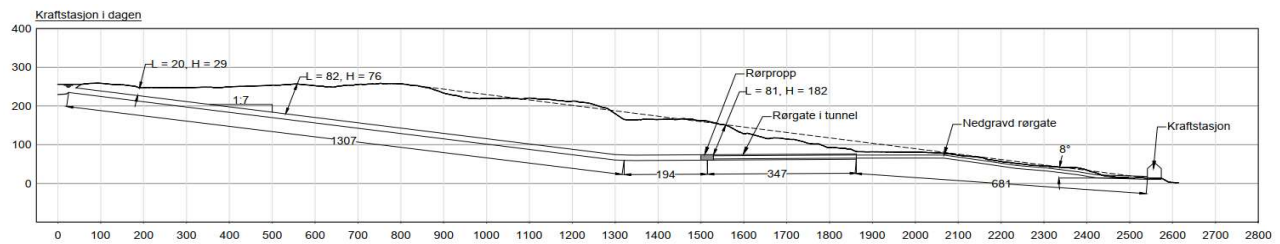
L	20,0	[m]
H	29,0	[m]
	VS	HS
	514,9	324,3

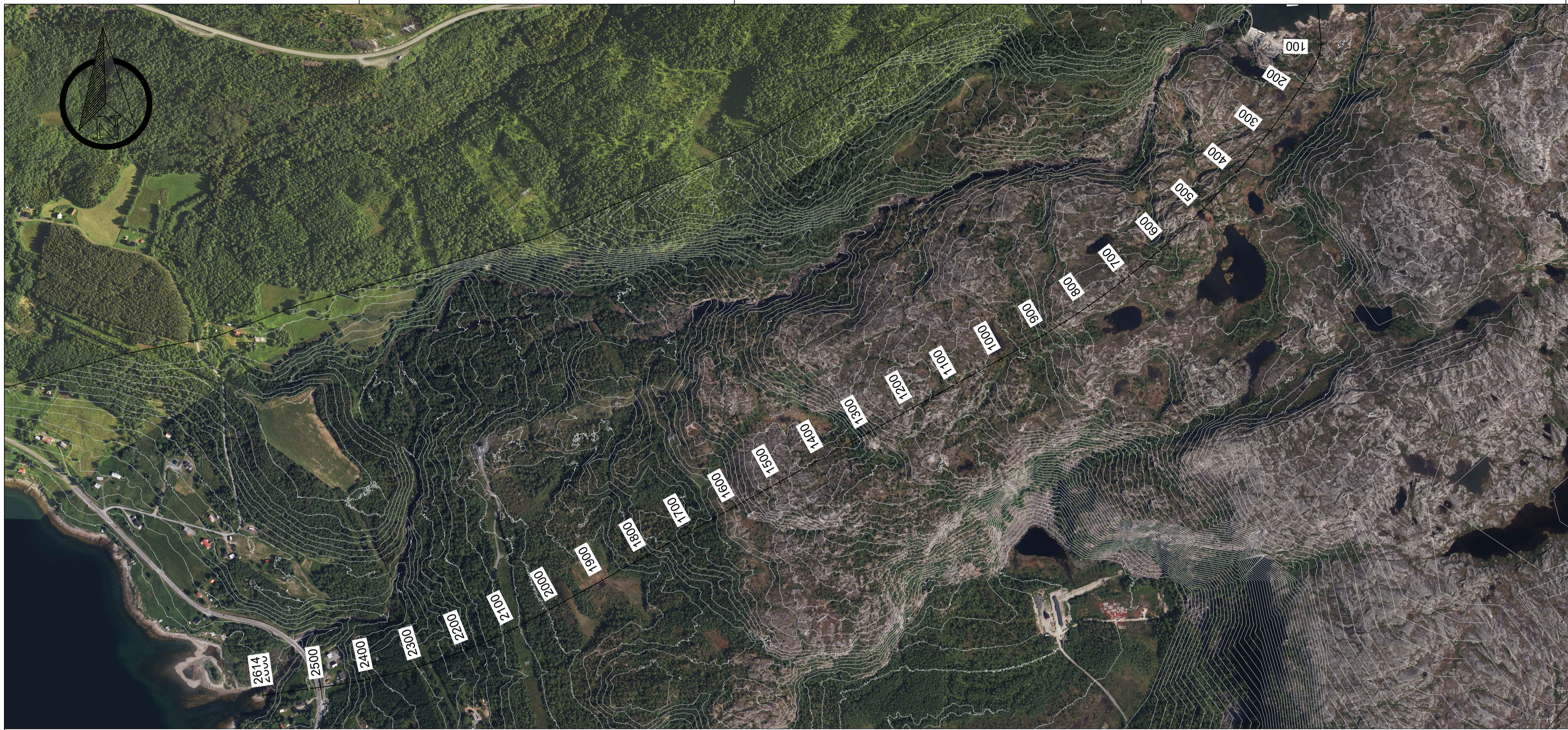
Kontrollpunkt 2:

L	82,0	[m]
H	76,0	[m]
	VS	HS
	2111,0	849,8

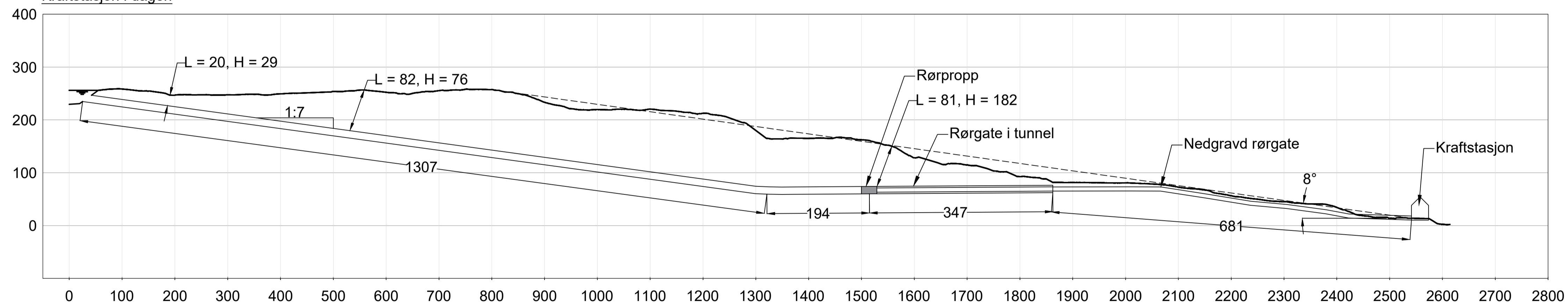
Kontrollpunkt 3:

L	81,0	[m]
H	182,0	[m]
	VS	HS
	2085,2	2035,1

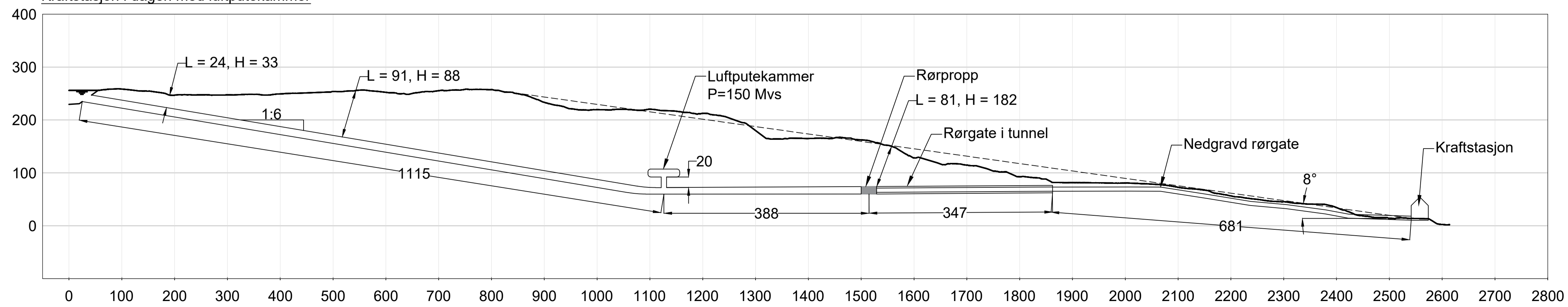




Kraftstasjon i dagen



Kraftstasjon i dagen med luftputekammer



Kartdata:
 Kordinatsystem: EUREF89 UTM 33
 Høydesystem: NN2000
 Ekvidistans: 5 m

Status	Rev.	Endring	Utført	Kontr.	Ansv.	Dato
Nordkraft						27.04.20
O / U Nygård Kraftverk			Målestokk	Format		A1
Hergot Kraftverk			Oppdragsleder:			
Kraftstasjon i dagen med og uten luftputekammer			Kasper Eriksen			
			Oppdragsnr.			
		Disiplin:	Løpenummer:	Status:	Rev.:	
		B	1	X	0	

Hoveddata	Hergot Kraftverk i dagen med luftputekammer
------------------	----------------------------------------------------

Tilslig	Enhet	Data
Middelvannføring	m ³ /s	7,7
Minstevannføring (5 - persentil)	m ³ /s	0,7
Nyttbar årstilsig	Mm ³	220,6
Magasin		
OS magasinkapasitet	Mm ³	4,1
Kraftverk Generelt		
HRV	moh.	259,0
LRV	moh.	250,0
Undervann	Moh.	0,0
Brutto midlere fallhøyde (2/3 - punkt)	m	256,0

Alternativer

Kraftverk: Alternativer		H25	H37,5	H50
Maskininnstallasjon	MW	25,0	37,5	50,0
Slukeevne	m ³ /s	11,2	16,8	22,4
Falltap, full last	m	2,3	2,8	3,1
Netto midlere fallhøyde, full last	m	253,7	253,2	252,9
Totalvirkningsgrad bestpunkt	%	0,9	0,9	0,9
Midlere energiekvivalent	Kwh/m ³	0,622	0,621	0,620
Tilløpstunnel	m	1850,0	1850,0	1850,0
	m ²	15,0	15,0	17,2
Rørgate i tunnel x 2	m	347,0	347,0	347,0
	m ²	2,7	4,3	6,0
	∅, m	1,8	2,3	2,8
Nedgrad rørgate i dagen	m	681,0	681,0	681,0
	m ²	2,7	4,3	6,0
	∅, m	1,8	2,3	2,8
Produksjon				
Årlig middelproduksjon med overføringer	GWh	132,4	136,3	137,4
Flomtap	Mm ³	9,4	2,6	0,6
Årlig middelproduksjon uten overføringer	GWh	110,4	111,3	111,4
Økonomi				
Utbyggingskostnad	MNOK	310,8	378,4	446,6
Utbyggingspris	kr/KWh	2,8	3,4	4,0
Nåverdi	Mnok	309,2	246,6	179,0

Alternativer

Oppsummering Falltapsberegninger	Enhet	H25	H37,5	H50
Kf totalt	[s ² /m ⁵]	0,01804	0,01008	0,00624
Falltap ,full last	[m]	2,3	2,8	3,1
H_netto	[m]	253,7	253,2	252,9

Alternativer

Vannveisdynamikk:	Enhet	H25	H37,5	H50
P	[MW]	25,0	37,5	50,0
Q	[m ³ /s]	11,2	16,8	22,4
A tunnel tilløpstunnel	[m ²]	15,0	15,0	17,2
V tunnel tilløpstunnel	[m/s]	0,7	1,1	1,3
A rørgate x 2	[m ²]	2,7	4,3	6,0
	∅	1,8	2,3	2,8
V rørgate x 2	[m/s]	2,1	1,9	1,9
Distanse OS vannspeil	[m]	1436,0	1436,0	1436,0
Distanse NS Vannspeil	[m]	0,0	0,0	0,0
Tw	[s]	1,0	1,0	1,0
Tr	[s]	2,4	2,4	2,4
TL	[s]	12,0	12,0	13,0
Trykkstøt ΔH	[mVS]	34,6	37,3	35,7
% - Trykkstigning	[%]	13 %	14 %	14 %

Falltapsberegninger:

Hergot Kraftverk i dagen med luftputekammer

Beskrivelse	Enhet	Alternativer		
		H25	H37,5	H50
Slukeevne [m ³ /s]		11,2	16,8	22,4
installasjon [MW]		25,0	37,5	50,0
Inntaksarrangement				
Tverrrsnitt lukenisje	[m ²]	3,75	3,75	4,31
Hastighet lukenisje	[m/s]	2,98	4,48	5,20
Hastighet tilløpstunnel	[m/s]	0,74	1,12	1,30
k - innløp	[-]	0,08	0,08	0,08
k - lukenisje x 2	[-]	0,10	0,10	0,10
k - utløp	[-]	0,30	0,30	0,30
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,001608	0,001608	0,001219
Tilløpstunnel				
Tverrrsnitt	[m ²]	15,00	15,00	17,23
Lengde	[m]	1503,00	1503,00	1503,00
Manningstall	[m ^{1/3} /s]	35,00	35,00	35,00
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,005267	0,005267	0,003639
Rørgate i tunnel x 2				
Tverrrsnitt	[m ²]	2,67	4,33	5,99
Diameter	[m]	1,85	2,35	2,76
Lengde	[m]	347,00	347,00	347,00
Manningstall GRP	[m ^{1/3} /s]	100,00	100,00	100,00
Falltapskoeffisient, Kf per rør	[s ² /m ⁵]	0,013632	0,003772	0,001584
Falltapskoeffisient, Kf totalt	[s ² /m ⁵]	0,003408	0,000943	0,000396
Nedgravd rørgate				
Tverrrsnitt	[m ²]	2,67	4,33	5,99
Diameter	[m]	1,85	2,35	2,76
Lengde	[m]	681,00	681,00	681,00
Manningstall GRP	[m ^{1/3} /s]	100,00	100,00	100,00
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,026753	0,007403	0,003109
Falltapskoeffisient, Kf totalt	[s ² /m ⁵]	0,006688	0,001851	0,000777
Utløpsarrangement				
Tverrrsnitt	[m ²]	2,67	4,33	5,99
Hastighet avløpstunnel	[m/s]	2,09	1,94	1,87
k - utløp	[m]	0,60	0,60	0,60
Falltapskoeffisient, Kf	[s ² /m ⁵]	0,001070	0,000408	0,000213
Samlet, falltapskoeffisienter, Kf				
SUM	[s ² /m ⁵]	0,018042	0,010078	0,006244

Kostnadskalkyle:		Hergot Kraftverk i dagen med luftputekammer		
		Alternativer		
Beskrivelse		H25	H37,5	H50
Slukeevne [m3/s]		11,2	16,8	22,4
installasjon [MW]		25,0	37,5	50,0
Mengder				
Bygg- og anleggstekniske arbeider		Enhet		
Dam	-	-	-	-
Inntak	-	-	-	-
	[m]	1850,0	1850,0	1850,0
Tilløpstunnel	[m^2]	15,0	15,0	17,2
Luftputekammer	[m3]	1832,5	1832,5	2309,0
	[m]	10,4	10,4	10,4
Betongpropp og konus	[m^2]	15,0	15,0	17,2
	[m]	347,0	347,0	347,0
Rørgate i tunnel	Ø [m]	1,8	2,3	2,8
	[m]	681,0	681,0	681,0
Nedgravd rørgate	Ø [m]	1,8	2,3	2,8
Kraftstasjon i dagen, bygningsmessig	[m2]	200,0	220,0	260,0
Elektroteknisk Leveranser		Enhet		
	[r/min]	500,0	500,0	500,0
Totale elektrotekniske utrustning	[MW]	25,0	37,5	50,0
Kraftlinje, luftlinje til regionalnettet	[km]	0,8	0,8	0,8
Maskintekniske Leveranser		Enhet		
Turbin 1	[r/min]	500,0	500,0	500,0
	[MW]	12,5	18,8	25,0
	[m3/s]	5,6	8,4	11,2
Turbin 2	[r/min]	500,0	500,0	500,0
	[MW]	12,5	18,8	25,0
	[m3/s]	5,6	8,4	11,2

Volum luftputekammer: Hergot Kraftverk i dagen med luftputekammer

Formel luftputekammer: formel 4.62 Vassdragsteknikk II

$A_{min} = 1,4 \cdot A_{min} \cdot H_{luft}$

Alternativer

Data	Enhet	H25	H37,5	H50
Q	[m ³ /s]	11,2	16,8	22,4
P-luftpute	[mVS]	150	150	150
OS-luftputekammer	[m]	1115	1115	1115
At	[m ²]	15,0	15,0	17,2
vt	[m/s]	0,74	1,12	1,30
H0	[m]	250	250	250
Hf	[m]	0,488	1,103	1,355
A _{min}		5,82	5,82	7,33
V _{min}	[m ³]	1221,7	1221,7	1539,3
1,5 x V _{min}	[m ³]	1833	1833	2309

Økonomi		Alternativer		
Bygg- og anleggstekniske arbeider	Enhet	H25	H37,5	H50
Dam		0,0	0,0	0,0
Inntak		10,0	10,0	10,0
Tilløpstunnel		28,7	28,7	31,4
Luftputekammer		5,1	5,1	6,5
Betongpropp og konus		7,7	7,7	8,1
Rørgate i tunnel GRP		5,5	5,9	6,3
Grøft nedgravd rørgate		9,4	12,0	14,1
Nedgravd rørgate GRP		18,9	27,3	35,2
Kraftstasjon i dagen, bygningsmessig		8,5	9,4	11,1
Delsum	MNOK	93,8	106,1	122,7
Elektroteknisk Leveranser				
Totale elektrotekniske utrustning		78,4	99,7	118,1
Fratrekk kabel i adkomsttunnel		1,1	1,1	1,1
Kraftlinje, luftlinje til regionalnettet		1,5	1,5	1,5
Delsum	MNOK	78,7	100,0	118,4
Maskintekniske Leveranser				
Turbin 1		17,5	23,1	28,1
Turbin 2		15,8	20,8	25,3
Diverse maskinteknisk		5,32	7,39	9,30
Delsum	MNOK	38,6	51,3	62,7
Diverse kostnader				
Uforutsett maskin / elektro	10,00 %	11,7	15,1	18,1
Uforutsett bygg	15,00 %	14,1	15,9	18,4
Adm. og planlegging	15,00 %	31,7	38,6	45,6
Byggherreutgifter inkludert erstatninger og renter	20,00 %	42,2	51,5	60,8
Delsum		99,7	121,1	142,8
Sum	MNOK	310,8	378,4	446,6

Formel:

$$p_f * g * L \cos B > H * P_w * g * \text{trykkstigning}$$

Parameter	Verdi	Enhet
Pf		2,7 [kg/dm ³]
Pw		1,0 [kg/dm ³]
Snitthelning dalside		8,0 [grader]

Kontrollpunkt 1:

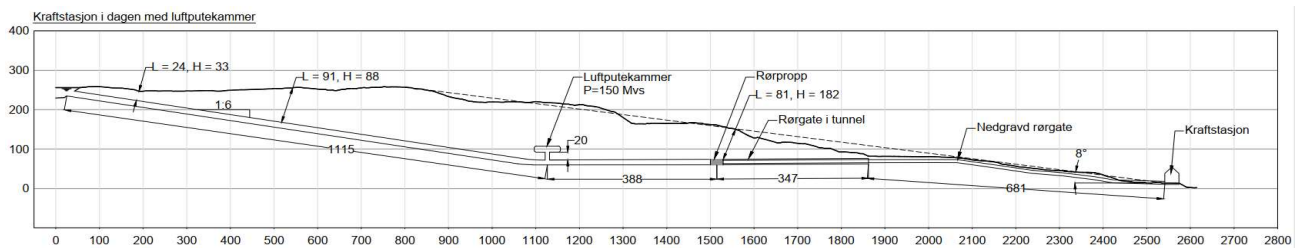
L		24,0 [m]
H		33,0 [m]
	VS	HS
	617,8	367,0

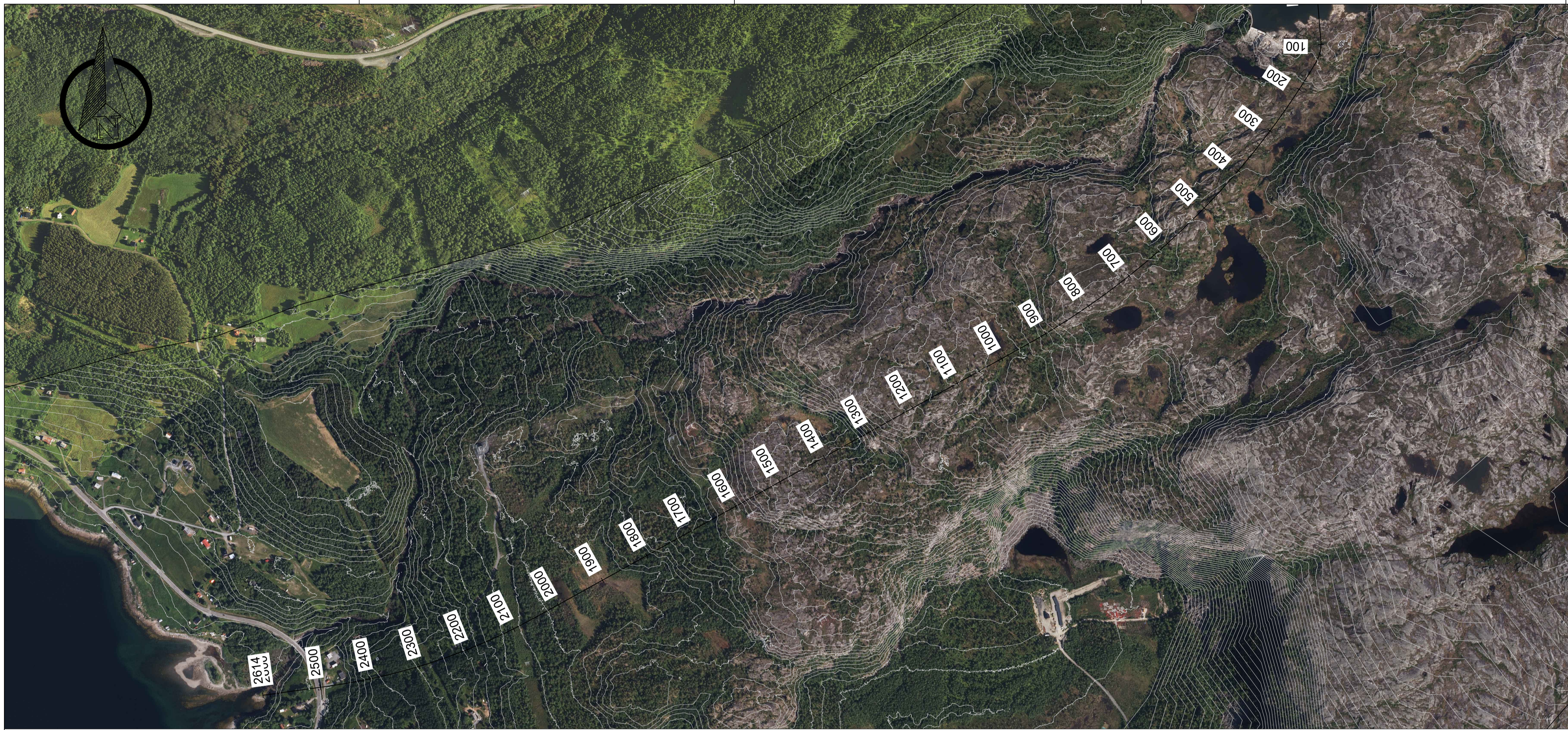
Kontrollpunkt 2:

L		91,0 [m]
H		88,0 [m]
	VS	HS
	2342,7	978,5

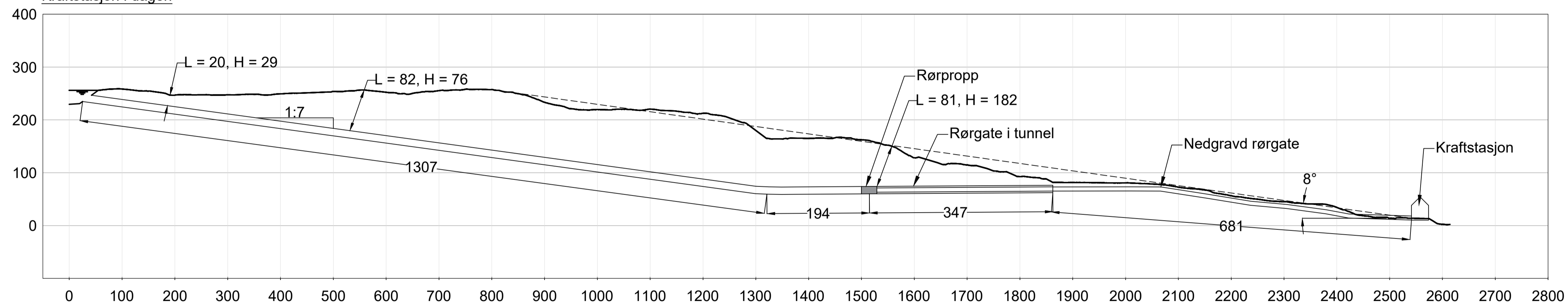
Kontrollpunkt 3:

L		81,0 [m]
H		182,0 [m]
	VS	HS
	2085,2	2023,8

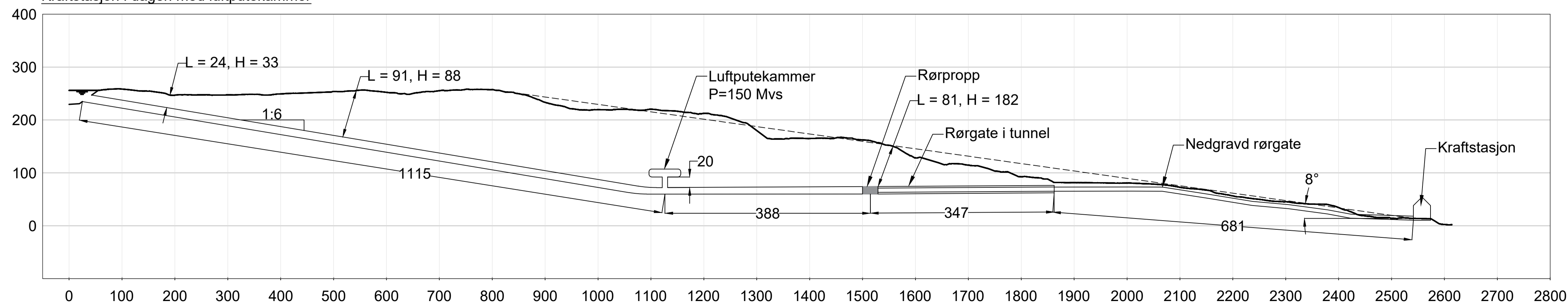




Kraftstasjon i dagen



Kraftstasjon i dagen med luftputekammer



Kartdata:
 Kordinatsystem: EUREF89 UTM 33
 Høydesystem: NN2000
 Ekvidistanse: 5 m

Status	Rev.	Endring	Utført	Kontr.	Ansv.	Dato
Nordkraft						27.04.20
O / U Nygård Kraftverk			Målestokk	Format		A1
Hergot Kraftverk			Oppdragsleder: Kasper Eriksen			
Kraftstasjon i dagen med og uten luftputekammer			Oppdragsnr.			
Disiplin:		Løpenummer:	Status:	Rev.		
B		1	X	0		

```

365,
9,
7,
2,
1,
1,
4660404,
*MO
0,
***
*CO
SWECO
Novask
NMAG-MODE
***
*MA
1,
LilleFisk
424.3,
441.3,
2.9,
2,2,2,
2,
Jernvannet
264.8,
298.0,
54.6,
3,3,8,
200,
15,
264.800,0.000,
268.000,0.900,
273.000,3.020,
277.000,5.420,
281.000,8.520,
282.000,9.690,
282.800,10.620,
285.000,13.950,
290.800,29.110,
293.300,36.790,
294.000,39.170,
295.200,42.970,
297.000,49.480,
297.800,51.580,
298.500,54.580,
3,
SirkeIvann
256.0,
273.0,
14.25,
8,8,8,
200,
8,
256.000,0.000,

```

* Number of timesteps in one year
* Total no of Modules (*MA, *KR, *OF og *K0)
* No of reservoirs
* No of power plants
* No of transfer modules
* No of control points
* Max. permitted no of entries in a Table
* Mode
* 1=ENMAG mode, 0=nMAG mode

***** RESERVOIRS *****
* Modul nr. 1 - LilleFisk

* Modul nr. 2 - Jernvannet

* Modul nr. 3 - SirkeIvann

261.000,3.150,
264.000,5.370,
265.230,6.380,
266.500,7.470,
270.000,10.830,
271.770,12.800,
273.000,14.250,

4,

Trollvann

250.0,

259.0,

2.0,

7,7,7,

5,

SkitdalsVannet

361.0,

377.1,

4.3,

2,2,2,

200,

5,

361.000,0.000,

363.000,0.400,

368.500,1.700,

373.100,2.900,

377.100,4.300,

6,

StoreFisk

324.5,

347.5,

17.02,

3,3,3,

200,

9,

324.500,0.000,

329.500,1.580,

330.500,2.020,

335.500,5.040,

338.500,7.280,

339.500,8.600,

340.500,8.970,

344.500,12.970,

347.500,17.020,

8,

Nygårdsvannet

250.0,

259.0,

4.1,

9,9,7,

*KR

3,

Sirkel KRV

8,8,8,

* Modul nr. 4 - Trollvann

* Modul nr. 5 - SkitdalsVannet

* Modul nr. 6 - StoreFisk

* Modul nr. 8 - Nygårdsvannet

***** POWER PLANTS *****

* Modul nr. 3 - Sirkel KRV

8.0,
0.023,
200,
12.0,
256.0,
250.0,
0.073,
2,
0.000,0.000,
100.000,0.870,
4,

Nygaard KRV
7,7,7,
12.5,
0.553,
200,
256.0,
250.0,
0.0,
0.1453,
13,
32.000,0.790,
42.000,0.810,
46.000,0.830,
52.000,0.840,
57.000,0.850,
62.000,0.860,
67.000,0.870,
72.000,0.880,
77.000,0.880,
82.000,0.880,
82.000,0.880,
87.000,0.880,
100.000,0.870,

*OF

9,
Nygårdsvannet-Trollvannet
4,4,7,
300,
259.0,
250.0,
8,
0.020,1.000,
0.080,2.000,
0.300,4.000,
0.680,6.000,
1.210,8.000,
1.890,10.000,
2.280,11.000,
2.950,12.500,

*KO

7,

* Modul nr. 4 - Nygaard KRV

***** TRANSFER MODULES *****

* Modul nr. 9 - Nygårdsvannet-Trollvannet

***** CONTROL POINTS *****

* Modul nr. 7 - utløp

utløp
0,0,0,

*KM
110.0,
30.0,
120,279,
3,
2,
1,0.274,
365,0.274,

3,
1,
1,120,
9,
-100.000, -0.400,
-100.000, -4.000,
-15.000, -13.000,
0.000, -13.000,
0.000, 15.000,
15.000, 15.000,
8.500, 62.000,
4.500, 120.000,
72.000, 350.000,
7,2,
2,
121,279,
9,
-100, -0.4,
-100, -2,
-15, -10,
0, -10,
0, 14,
15, 14,
8.5, 62,
4.5, 120,
72, 350,
7,2,
3,
280, 365,
9,
-100, -0.4,
-100, -10,
-15, -13,
0, -13,
0, 15,
15, 15,
8.5, 62,
4.5, 120,
72, 350,
7,2,

***** POWER MARKET *****

* Antall preferansefunksjoner

*RS

***** RESTRICTIONS *****

*ST
500,
1,
6,
1,17.000,
138,34.000,
169,75.000,
307,92.000,
341,6.000,
365,19.000,
500,
2,
6,
1,40.950,
90,0.250,
110,0.910,
200,83.710,
315,67.610,
365,40.950,
500,
3,
6,
1,100.000,
53,89.000,
128,50.000,
165,100.000,
365,100.000,
365,40.950,
300,
4,
500,
5,
6,
1,0.000,
101,4.000,
148,36.000,
193,93.000,
331,100.000,
365,0.000,
500,
6,
6,
1,30.850,
29,1.590,
126,13.290,
188,81.370,
310,97.060,
365,30.850,
300,
8,

*HY
1990,2019,
9,

***** OPERATIONAL STRATEGY *****

* Modul nr. 1 - LilleFisk

* Modul nr. 2 - Jernvannet

* Modul nr. 3 - SirkelVann/Sirkel KRV

* Modul nr. 4 - Trollvann/Nygard KRV

* Modul nr. 5 - SkitdalsVannet

* Modul nr. 6 - StoreFisk

* Modul nr. 8 - Nygårdsvannet

***** HYDROLOGICAL INPUT DATA *****

1,
1, 3.0,1.0,
2, 138.4,1.0,
3, 17.3,1.0,
4, 2.6,1.0,
5, 6.0,1.0,
6, 18.2,1.0,
7, 0.0,1.0,
8, 9.0,1.0,
9, 0.0,1.0,

* Modul nr. 1 - LilleFisk
* Modul nr. 2 - Jernvannet
* Modul nr. 3 - SirkelVann/Sirkel KRV
* Modul nr. 4 - Trollvann/Nygaard KRV
* Modul nr. 5 - SkitdalsVannet
* Modul nr. 6 - StoreFisk
* Modul nr. 7 - utløp
* Modul nr. 8 - Nygårdsvannet
* Modul nr. 9 - Nygårdsvannet-Trollvannet

1,
Øvrevatn
1912,,
1.0,
1912øvre.vsf

*JK

***** JOB CONTROL *****

ID

1990,

2019,

0,

85.0,

0,

1,

365,

1,1,1,1,

2,

0,

0,

0,

0,

None

2,3,8,excel_01.txt,

2,4,8,excel_02.txt,

1,4,2,excel_03.txt,

*EX

nMAG PRINT OUTPUT AT LEVEL 2
 SIMULATION MODE: SERIAL
 now in nMAG MODE

SIMULATION MODEL n N M A G 2004
 DATASET : one year. File: C:\nmag2004\NygardV105_eksisterende.set
 RUN : ID
 SIMULATION FOR 1990 TO 2019

YEAR	FIRM	PSUM	COST	DEFICIT	PSEASON1	PSEASON2
1990	0.00	130.00	-15.2617	0.09	48.72	81.28
1991	0.00	110.92	-12.7116	0.03	47.69	63.22
1992	0.00	117.98	-13.2176	0.02	56.47	61.51
1993	0.00	109.89	-12.1496	0.00	52.97	56.92
1994	0.00	94.03	-10.7557	0.05	38.12	55.91
1995	0.00	124.65	-14.1520	0.09	58.25	66.40
1996	0.00	117.29	-13.3503	0.10	52.71	64.58
1997	0.00	116.95	-13.2028	0.00	56.23	60.72
1998	0.00	98.73	-11.1618	0.04	42.93	55.80
1999	0.00	111.68	-12.6158	0.06	51.91	59.76
2000	0.00	130.24	-14.6306	0.00	64.15	66.09
2001	0.00	92.62	-10.7144	0.03	35.23	57.39
2002	0.00	117.62	-13.4068	0.00	51.66	65.96
2003	0.00	122.86	-14.0919	0.02	52.93	69.93
2004	0.00	122.42	-14.1500	0.00	47.58	74.84
2005	0.00	126.38	-14.5957	0.01	53.27	73.10
2006	0.00	112.98	-13.1987	0.00	39.36	73.62
2007	0.00	126.74	-14.7539	0.00	54.05	72.70
2008	0.00	90.50	-10.6101	0.03	27.43	63.07
2009	0.00	110.40	-12.6254	0.00	47.38	63.02
2010	0.00	111.35	-12.6846	0.02	53.70	57.65
2011	0.00	112.91	-12.9569	0.00	49.51	63.40
2012	0.00	118.60	-13.5384	0.03	51.14	67.46
2013	0.00	108.31	-12.2902	0.00	49.85	58.46
2014	0.00	113.14	-12.7467	0.03	54.33	58.81
2015	0.00	120.35	-13.7059	0.00	55.37	64.99
2016	0.00	100.99	-11.5565	0.01	39.51	61.48
2017	0.00	111.29	-12.3585	0.06	53.93	57.36
2018	0.00	98.31	-11.2935	0.00	40.46	57.86
2019	0.00	118.85	-13.2733	0.01	57.50	61.36
MID	0.00	113.30	-12.9254	0.02	49.48	63.82

...

MAIN SYSTEM DATA
 DATASET : one year. File: C:\nmag2004\NygardV105_eksisterende.set
 RUN : ID
 SIMULATION FOR YEARS 1990 TO 2019

NO	NAME	R P I C	RESVOL	P MAX	Q MAX	EEKV	ADR.	PROD	UTIL
		e p t o	Mm3	MW	m3/s	kWh/m3	1 2 3	GWH	%
1	LilleFisk	X	2.9	0.000	10000.0	0.000	2 2 2	0.0	0.0

2	Jervannet	X	54.6	0.000	10000.0	0.000	3 3 8	0.0	0.0
3	Sirkel KRV	X X	14.3	0.500	8.0	0.022	8 8 8	3.9	34.1
4	Nygaard KRV	X X	2.0	24.889	12.5	0.574	7 7 7	109.4	81.3
5	SkitdalsVa	X	4.3	0.000	10000.0	0.000	2 2 2	0.0	0.0
6	StoreFisk	X	17.0	0.000	10000.0	0.000	3 3 3	0.0	0.0
7	utløp	X	0.0	0.000	10000.0	0.000	0 0 0	0.0	0.0
8	Nygårdsvan	X	4.1	0.000	10000.0	0.000	9 9 7	0.0	0.0
9	Nygårdsvan	X	0.0	0.000	9.7	0.000	4 4 7	0.0	0.0

...

WATER BUDGET FOR EACH MODULE IN THE SYSTEM:

DATASET : one year. File: C:\nmag2004\NygaardV105_eksisterende.set

RUN : ID

SIMULATION FOR YEARS 1990 TO 2019

NO	MODULE NAME	QLOCAL Mm3	QTOTAL Mm3	THROUGH Mm3	BYPASS Mm3	SPILL Mm3	SPILL %
1	LilleFisk	3.0	3.0	3.1	0.0	0.0	0.0
5	SkitdalsVannet	6.0	6.0	6.1	0.0	0.0	0.0
2	Jervannet	138.4	147.6	148.4	0.0	0.0	0.0
6	StoreFisk	18.2	18.2	18.4	0.0	0.0	0.0
3	Sirkel KRV	17.3	184.1	177.1	0.0	6.9	3.7
8	Nygårdsvannet	9.0	193.0	193.0	0.0	0.0	0.0
9	Nygårdsvannet-Tro	0.0	193.0	187.9	0.0	5.1	2.7
4	Nygaard KRV	2.6	190.5	190.5	0.0	0.0	0.0
7	utløp	0.0	195.7	195.7	0.0	0.0	0.0

FINAL WATER BALANCE CONTROL (Mm3)

AVER. INFLOW TO SYSTEM : 194.5
 ACTUAL INFLOW TO SYSTEM : 194.5
 RESERVOIR EVAPORATION : 0.0
 INITIAL RESERVOIR LEVEL : 84.3
 FINAL RESERVOIR LEVEL : 49.6
 RES. CHANGE per YEAR : -1.2
 OUTFLOW : 195.7

...

SUMMARY OF PRODUCTION DATA:

DATASET : one year. File: C:\nmag2004\NygaardV105_eksisterende.set

RUN : ID

SIMULATION FOR YEARS 1990 TO 2019

	FIRM P.	TOTPROD	DUMP P.	EXT.P.	DEF.
SEASON1	0.00	49.48	49.50	0.00	0.02
SEASON2	0.00	63.82	63.82	0.00	0.00
YEAR	0.00	113.30	113.32	0.00	0.02
FIRM POWER VALUE	:	0.000	mill.MT/yr		
OPERATION COSTS	:	-12.925	---//---		
NET BENEFIT	:	12.9254	---//---		

...

STATISTICS OF DEFICIT:

=====

DATASET : one year. File: C:\nmag2004\NygardV105_eksisterende.set
RUN : ID

SIMULATION FOR YEARS 1990 TO 2019

YEAR / VOLUME OF DEFICIT:

1996	0.10
1990	0.09
1995	0.09
1999	0.06
2017	0.06

AVERAGE DEFICIT = 0.0 GWh/yr
DEMAND COVERAGE = 0.0 %

...

```

365,
15,
8,
7,
6,
1,
4660404,
*MO
0,
***
*CO
SWECO
Novask
NMAG-MODE
***
*MA
1,
LilleFisk
424.3,
441.3,
2.95,
2,2,2,
2,
Jervannet
264.8,
298.0,
54.6,
3,3,8,
200,
15,
264.800,0.000,
268.000,0.900,
273.000,3.020,
277.000,5.420,
281.000,8.520,
282.000,9.690,
282.800,10.620,
285.000,13.950,
290.800,29.110,
293.300,36.790,
294.000,39.170,
295.200,42.970,
297.000,49.480,
297.800,51.580,
298.500,54.580,
3,
SirkeIvann
256.0,
273.0,
14.25,
8,8,8,
200,
8,
256.000,0.000,

```

* Number of timesteps in one year
* Total no of Modules (*MA, *KR, *OF og *K0)
* No of reservoirs
* No of power plants
* No of transfer modules
* No of control points
* Max. permitted no of entries in a Table
* Mode
* 1=ENMAG mode, 0=nMAG mode

***** RESERVOIRS *****
* Modul nr. 1 - LilleFisk

* Modul nr. 2 - Jervannet

* Modul nr. 3 - SirkeIvann

261.000,3.150,
264.000,5.370,
265.230,6.380,
266.500,7.470,
270.000,10.830,
271.770,12.800,
273.000,14.250,

4,

Trollvann

250.0,

259.0,

2.0,

9,9,7,

5,

SkitdalsVannet

361.0,

377.1,

4.3,

2,2,2,

200,

5,

361.000,0.000,

363.000,0.400,

368.500,1.700,

373.100,2.900,

377.100,4.300,

6,

StoreFisk

324.5,

347.5,

17.02,

3,3,3,

200,

9,

324.500,0.000,

329.500,1.580,

330.500,2.020,

335.500,5.040,

338.500,7.280,

339.500,8.600,

340.500,8.970,

344.500,12.970,

347.500,17.020,

8,

Nygårdsvannet

250.0,

259.0,

4.1,

7,7,7,

10,

Holmelva

389.5,

390.0,

0.025,

* Modul nr. 4 - Trollvann

* Modul nr. 5 - SkitdalsVannet

* Modul nr. 6 - StoreFisk

* Modul nr. 8 - Nygårdsvannet

* Modul nr. 10 - Holmelva

2,2,2,

*KR
3,
Sirkel KRV
8,8,8,
8.0,
0.023,
200,
12.0,
256.0,
250.0,
0.073,
2,
0.000,0.000,
100.000,0.900,
1,
LilleFisk KRV
2,2,2,
2.98,
0.1751,
200,
71.4,
424.3,
361.0,
0.362,
2,
0.000,0.000,
100.000,0.900,
5,
Skitdal KRV
2,2,2,
0.38,
0.1561,
200,
63.6,
361.0,
299.0,
63.02,
2,
0.000,0.000,
100.000,0.900,
2,
Jervann KRV
3,3,8,
5.36,
0.0256,
200,
10.4,
264.8,
273.0,
0.134,
2,
0.000,0.000,

***** POWER PLANTS *****

* Modul nr. 3 - Sirkel KRV

* Modul nr. 1 - LilleFisk KRV

* Modul nr. 5 - Skitdal KRV

* Modul nr. 2 - Jervann KRV

100.000,0.900,
10,
Holmelva KRV
2,2,2,
2.81,
0.1407,
200,
60.7,
389.5,
325.0,
0.522,
8,
0.000,0.000,
9.000,0.000,
10.000,0.820,
20.000,0.850,
40.000,0.870,
60.000,0.880,
80.000,0.880,
100.000,0.870,
6,
StoreFisk KRV
3,3,3,
1.16,
0.148,
200,
60.4,
324.5,
275.0,
3.34,
2,
0.000,0.000,
100.000,0.900,
8,
Hergot KRV
7,7,7,
16.8,
0.6202,
200,
252.9,
250.0,
0.0,
0.01111,
2,
0.000,0.000,
100.000,0.900,

*OF
9,
Trollvannet-Nygårdsvannet
8,8,7,
300,
259.0,
250.0,

* Modul nr. 10 - Holmelva KRV

* Modul nr. 6 - StoreFisk KRV

* Modul nr. 8 - Hergot KRV

***** TRANSFER MODULES *****

* Modul nr. 9 - Trollvannet-Nygårdsvannet

8,
0.020,1.000,
0.080,2.000,
0.300,4.000,
0.680,6.000,
1.210,8.000,
1.890,10.000,
2.280,11.000,
2.950,12.500,
11,

Langvannet

1,1,1,

12,

Bjørnfjell

1,1,1,

13,

Søsterbekk

1,1,1,

14,

Haugfjell

8,8,8,

15,

Nevelva

9,9,9,

*K0

7,

utløp

0,0,0,

*KM

110.0,

30.0,

120,279,

3,

2,

1,0.274,

365,0.274,

3,

1,

1,120,

9,

-100.000,-0.400,

-100.000,-4.000,

-15.000,-13.000,

0.000,-13.000,

0.000,15.000,

15.000,15.000,

8.500,62.000,

4.500,120.000,

72.000,350.000,

7,2,

2,

121,279,

* Modul nr. 11 - Langvannet

* Modul nr. 12 - Bjørnfjell

* Modul nr. 13 - Søsterbekk

* Modul nr. 14 - Haugfjell

* Modul nr. 15 - Nevelva

***** CONTROL POINTS *****

* Modul nr. 7 - utløp

***** POWER MARKET *****

* Antall preferansefunksjoner

9,
-100,-0.4,
-100,-2,
-15,-10,
0,-10,
0,14,
15,14,
8.5,62,
4.5,120,
72,350,
7,2,
3,
280,365,
9,
-100,-0.4,
-100,-10,
-15,-13,
0,-13,
0,15,
15,15,
8.5,62,
4.5,120,
72,350,
7,2,

*RS

*ST
300,
1,
500,
2,
6,
1,40.950,
90,0.250,
110,0.910,
200,83.710,
315,67.610,
365,40.950,
500,
3,
6,
1,100.000,
53,89.000,
128,50.000,
165,100.000,
365,100.000,
365,40.950,
300,
4,
500,
5,
6,
1,0.000,

***** RESTRICTIONS *****

***** OPERATIONAL STRATEGY *****

* Modul nr. 1 - LilleFisk/LilleFisk KRV

* Modul nr. 2 - Jernvannet/Jernvann KRV

* Modul nr. 3 - SirkelVann/Sirkel KRV

* Modul nr. 4 - Trollvann

* Modul nr. 5 - SkitdalsVannet/Skitdal KRV

101,4.000,
148,36.000,
193,93.000,
331,100.000,
365,0.000,
500,
6,
6,
1,30.850,
29,1.590,
126,13.290,
188,81.370,
310,97.060,
365,30.850,
300,
8,
300,
10,

*HY
1990,2019,
15,
1,
1,
2.7,1.0,
2,
65.6,1.0,
3,
15.2,1.0,
4,
2.2,1.0,
5,
5.4,1.0,
6,
15.8,1.0,
7,
0.0,1.0,
8,
7.8,1.0,
9,
0.0,1.0,
10,
40.8,1.0,
11,
22.4,1.0,
12,
4.54,1.0,
13,
12.7,1.0,
14,
23.6,1.0,
15,
1.6,1.0,
1,

* Modul nr. 6 - StoreFisk/StoreFisk KRV

* Modul nr. 8 - Nygårdsvannet/Hergot KRV

* Modul nr. 10 - Holmelva/Holmelva KRV

***** HYDROLOGICAL INPUT DATA *****

* Modul nr. 1 - LilleFisk/LilleFisk KRV

* Modul nr. 2 - Jernvannet/Jernvann KRV

* Modul nr. 3 - SirkelVann/Sirkel KRV

* Modul nr. 4 - Trollvann

* Modul nr. 5 - SkitdalsVannet/Skitdal KRV

* Modul nr. 6 - StoreFisk/StoreFisk KRV

* Modul nr. 7 - utløp

* Modul nr. 8 - Nygårdsvannet/Hergot KRV

* Modul nr. 9 - Trollvannet-Nygårdsvannet

* Modul nr. 10 - Holmelva/Holmelva KRV

* Modul nr. 11 - Langvannet

* Modul nr. 12 - Bjørnfjell

* Modul nr. 13 - Søsterbekk

* Modul nr. 14 - Haugfjell

* Modul nr. 15 - Nevelva

Øvrevatn
1912,,
1.0,
1912Øvre.vsf

***** JOB CONTROL *****

*JK
ID
1990,
2019,
0,
85.0,
0,
1,
365,
1,1,1,1,
2,
0,
0,
0,
0,
None
2,3,8,excel_01.txt,
2,4,8,excel_02.txt,
1,4,2,excel_03.txt,

*EX

nMAG PRINT OUTPUT AT LEVEL 2
 SIMULATION MODE: SERIAL
 now in nMAG MODE

SIMULATION MODEL n N M A G 2004
 DATASET : one year. File: C:\nmag2004\NygardV105Teknisk_37MW.set
 RUN : ID
 SIMULATION FOR 1990 TO 2019

YEAR	FIRM	PSUM	COST	DEFICIT	PSEASON1	PSEASON2
1990	0.00	171.34	-19.7706	0.00	80.63	90.70
1991	0.00	149.07	-17.1319	0.00	69.77	79.30
1992	0.00	175.31	-19.8633	0.00	93.22	82.09
1993	0.00	155.98	-17.5780	0.00	86.22	69.76
1994	0.00	132.00	-15.0006	0.00	61.42	70.58
1995	0.00	177.49	-19.9225	0.00	96.04	81.45
1996	0.00	160.94	-18.2980	0.00	79.01	81.92
1997	0.00	171.11	-19.2820	0.00	91.34	79.77
1998	0.00	142.61	-16.4010	0.00	65.95	76.65
1999	0.00	152.61	-17.1993	0.00	78.50	74.10
2000	0.00	184.02	-20.7853	0.00	100.73	83.29
2001	0.00	135.14	-15.5699	0.00	60.17	74.97
2002	0.00	160.49	-18.5419	0.00	77.71	82.78
2003	0.00	166.05	-19.0680	0.00	80.71	85.34
2004	0.00	166.83	-19.5094	0.00	72.27	94.56
2005	0.00	190.58	-22.0222	0.00	88.85	101.73
2006	0.00	154.43	-18.0865	0.00	65.71	88.72
2007	0.00	170.58	-19.8754	0.00	76.90	93.68
2008	0.00	133.29	-15.6186	0.00	51.90	81.40
2009	0.00	147.19	-16.7137	0.00	75.03	72.16
2010	0.00	156.76	-17.7536	0.00	79.98	76.77
2011	0.00	160.51	-18.5357	0.00	77.91	82.59
2012	0.00	161.61	-18.5730	0.00	78.30	83.31
2013	0.00	149.87	-17.0917	0.00	77.01	72.86
2014	0.00	154.55	-17.6866	0.00	77.60	76.95
2015	0.00	168.16	-19.3128	0.00	83.07	85.10
2016	0.00	144.37	-16.7700	0.00	62.96	81.41
2017	0.00	158.64	-17.8439	0.00	86.60	72.04
2018	0.00	139.57	-15.9655	0.00	68.12	71.45
2019	0.00	164.18	-18.8697	0.00	82.65	81.53
MID	0.00	158.51	-18.1547	0.00	77.54	80.97

...

MAIN SYSTEM DATA
 DATASET : one year. File: C:\nmag2004\NygardV105Teknisk_37MW.set
 RUN : ID
 SIMULATION FOR YEARS 1990 TO 2019

NO	NAME	R P I C	RESVOL	P MAX	Q MAX	E E K V	ADR.	PROD	UTIL
		e p t o	M m 3	M W	m 3 / s	k W h / m 3	1 2 3	G W H	%
1	LilleFisk	X X	3.0	1.794	3.0	0.186	2 2 2	6.6	71.2

2	Jernvann K	X X	54.6	0.310	5.4	0.029	3 3 8	4.1	38.6
3	Sirkel KRV	X X	14.3	0.518	8.0	0.022	8 8 8	3.8	35.7
4	Trollvann	X	2.0	0.000	10000.0	0.000	9 9 7	0.0	0.0
5	Skitdal KR	X X	4.3	0.183	0.4	0.152	2 2 2	0.8	71.1
6	StoreFisk	X X	17.0	0.573	1.2	0.147	3 3 3	2.3	74.2
7	utløp	X	0.0	0.000	10000.0	0.000	0 0 0	0.0	0.0
8	Hergot KRV	X X	4.1	37.047	16.8	0.623	7 7 7	136.2	87.2
9	Trollvanne	X	0.0	0.000	9.7	0.000	8 8 7	0.0	0.0
10	Holmelva K	X X	0.0	1.357	2.8	0.140	2 2 2	4.7	65.0
11	Langvannet	X	0.0	0.000	0.0	0.000	1 1 1	0.0	0.0
12	Bjørnfjell	X	0.0	0.000	0.0	0.000	1 1 1	0.0	0.0
13	Søsterbekk	X	0.0	0.000	0.0	0.000	1 1 1	0.0	0.0
14	Haugfjell	X	0.0	0.000	0.0	0.000	8 8 8	0.0	0.0
15	Nevelva	X	0.0	0.000	0.0	0.000	9 9 9	0.0	0.0

...

WATER BUDGET FOR EACH MODULE IN THE SYSTEM:

DATASET : one year. File: C:\nmag2004\NygardV105Teknisk_37MW.set

RUN : ID

SIMULATION FOR YEARS 1990 TO 2019

NO	MODULE NAME	QLOCAL Mm3	QTOTAL Mm3	THROUGH Mm3	BYPASS Mm3	SPILL Mm3	SPILL %
4	Trollvann	2.2	2.2	2.2	0.0	0.0	0.0
5	Skitdal KRV	5.4	5.4	5.4	0.0	0.0	0.6
6	StoreFisk KRV	15.8	15.8	15.9	0.0	0.0	0.0
10	Holmelva KRV	40.8	40.8	33.6	0.0	7.2	17.8
11	Langvannet	22.4	22.4	0.0	0.0	22.4	100.0
12	Bjørnfjell	4.5	4.5	0.0	0.0	4.5	100.0
13	Søsterbekk	12.7	12.7	0.0	0.0	12.7	100.0
1	LilleFisk KRV	2.7	42.3	35.5	0.0	6.8	16.1
2	Jernvann KRV	65.6	154.2	140.1	0.0	14.9	9.6
3	Sirkel KRV	15.2	171.2	171.1	0.0	0.0	0.0
14	Haugfjell	23.6	23.6	0.0	0.0	23.6	100.0
15	Nevelva	1.6	1.6	0.0	0.0	1.6	100.0
9	Trollvannet-Nygår	0.0	3.8	3.7	0.0	0.1	3.1
8	Hergot KRV	7.8	221.1	218.5	0.0	2.6	1.2
7	utløp	0.0	221.3	221.3	0.0	0.0	0.0

FINAL WATER BALANCE CONTROL (Mm3)

AVER. INFLOW TO SYSTEM : 220.3
 ACTUAL INFLOW TO SYSTEM : 220.3
 RESERVOIR EVAPORATION : 0.0
 INITIAL RESERVOIR LEVEL : 84.4
 FINAL RESERVOIR LEVEL : 57.0
 RES. CHANGE per YEAR : -0.9
 OUTFLOW : 221.3

...

SUMMARY OF PRODUCTION DATA:

DATASET : one year. File: C:\nmag2004\NygardV105Teknisk_37MW.set
RUN : ID
SIMULATION FOR YEARS 1990 TO 2019

	FIRM P.	TOTPROD	DUMP P.	EXT.P.	DEF.
SEASON1	0.00	77.54	77.54	0.00	0.00
SEASON2	0.00	80.97	80.97	0.00	0.00
YEAR	0.00	158.51	158.51	0.00	0.00
FIRM POWER VALUE	: 0.000 mill.MT/yr				
OPERATION COSTS	: -18.155 ---//---				
NET BENEFIT	: 18.1547 ---//---				

...

STATISTICS OF DEFICIT:
=====

DATASET : one year. File: C:\nmag2004\NygardV105Teknisk_37MW.set
RUN : ID

SIMULATION FOR YEARS 1990 TO 2019

YEAR / VOLUME OF DEFICIT:

1990	0.00
1991	0.00
1992	0.00
1993	0.00
1994	0.00

AVERAGE DEFICIT = 0.0 GWh/yr
DEMAND COVERAGE = 0.0 %

...