NVE

Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk

10
2011

RAPPORT

Økt installasjon i eksisterende kraftverk

Potensial og kostnader

Norges vassdrags- og energidirektorat
2011

Rapport nr 10 -2011

Økt installasjon i eksisterende kraftverk

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Kjell Erik Stensby

Forfatter: Kjell Erik Stensby og Norconsult

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 50
Forsideill.: Rune Stubrud, NVE
ISSN 1501-2832
ISBN 978-82-410-0749-1

Sammendrag: Denne rapporten søker å synliggjøre kostnader knyttet til økt installert effekt i eksisterende vannkraftverk. Fem utvalgte kraftverk er nærmere studert. Videre gis det en oversikt over de tekniske mulighetene for effektutvidelser i Norge.

Emneord: effektutvidelse, effekt, vannkraft, kostnader

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Juni 2011

Innhold

Forord **4**

1 Innledning **5**

1.1 Norges fortrinn 5

1.2 Rapportens struktur 6

2 Potensial for økt effekt **6**

2.1 Grunnlag og kriterier 6

2.2 Utvalget og vurderingene 6

3 Resultater **7**

3.1 Oppsummering 9

4 Ombygging av vannkraftverk **11**

4.1 Kort beskrivelse av kraftverkene og effektutvidelsene 12

4.1.1 Guolas kraftverk 12

4.1.2 Aurland I kraftverk 13

4.1.3 Mauranger kraftverk 14

4.1.4 ”Blåsjø” mot Jøsenfjorden (Ulla-Førre) 15

4.1.5 Tonstad kraftverk 16

4.1.6 Solhom kraftverk 17

4.2 Sammenstillinger 17

Vedlegg **20**

Forord

Det har de siste årene vært en økende interesse for energilagring og kontrollerbar effekt på grunn av en utvikling i retning av mer uregulert fornybar energi i energisystemet i Norge og i våre naboland.

Denne rapporten søker å belyse mulighetene for å gjøre mer effekt tilgjengelig fra norske vannkraftverk, ved å fremlegge de fysiske potensialene og ved å eksemplifisere kostnadene ved effektutvidelser.

Rapporten har to deler. Den første går gjennom det fysiske potensialet for effektutvidelser i norske vannkraftverk, og er skrevet av Kjell Erik Stensby ved ressursseksjonen i NVE. Den andre delen, skrevet at konsulentselskapet Norconsult, viser kostnader ved ombygging av fem vannkraftverk.

NVE jobber videre med spørsmål rundt vannkraft, magasiner og effekt, og håper på gode debatter om fremtiden for en av vårt samfunns viktigste ressurser –vannkraften.

Oslo, mai 2011

Marit L. Fossdal

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Torodd Jensen
seksjonssjef

1 Innledning

Det er antatt, og en kan vel også si fastslått, at det vil være et betydelig behov for storskala balansekraft (effektkjøring, toppkraft; ”peak power”) i årene framover på grunn av en forutsatt og planlagt rask økning av uregulert, fornybar energi. Dette gjelder både i Norge, og ikke minst i Europa ellers, der det gjennomføres og planlegges en betydelig utbygging av vindkraftproduksjon. Hittil er dette i all hovedsak begrenset til vindkraftproduksjon på land (onshore), men etter hvert kan det også bli vindkraftproduksjon til havs (offshore). Også andre fornybare, uregulerte kraftkilder bidrar til behovet for storskala balansekraft. En nærmere beskrivelse av hvordan systemet i Europa kan se ut om noen tiår faller utenom formålet med denne rapporten.

Økningen av uregulert, fornybar energi vil kreve økt kapasitet for lagring av energi. Forskjellige nye lagringsteknikker er under utvikling, og det foregår et omfattende arbeid innen dette feltet både i Europa og andre deler av verden. Viktige parametre er kapasitet, fleksibilitet og kostnader.

Norges vannkraftsystem med stor magasinkapasitet kan absolutt være et konkurransedyktig alternativ til andre lagringsformer for energi, enten de allerede eksisterer eller er under utvikling.

1.1 Norges fortrinn

Norge har store muligheter til å bidra med lagringskapasitet gjennom vårt vannkraftsystem, som har stor magasinkapasitet. Noen nøkkeltall (per 2010):

Installert kapasitet	29 600 MW
Midlere årlig produksjonskapasitet	123,5 TWh
Brukstid[1]	4200 timer
Magasinkapasitet	85 TWh (62 000 mill. m^3)

Dette gir en magasinkapasitet på nesten 70 % av midlere årsproduksjon. Magasinkapasiteten er omtrent 50 % av Europas samlede kapasitet.

Norges vannkraftsystem er i all hovedsak energidimensjonert. Det er svært få kraftverk som er spesifikt dimensjonert for effektkjøring (toppkraft) som kan bidra med balansekraft i stor skala.

Norge har også noen pumpekraftverk. Disse er imidlertid utbygd for sesongpumping (pumping opp til magasin i sommerhalvåret, og produksjon i vinterhalvåret). Pumpekraftverk for korte perioder har vært lite aktuelt hittil, og slike kraftverk er derfor ikke bygd i Norge, men dette kan bli aktuelt.

Magasinkapasiteten gir muligheter for:

- Økt kapasitet (installasjon) i eksisterende kraftverk
- Bygging av pumpekraftverk mellom eksisterende magasiner

[1] Brukstid er her beregnet som total produksjon dividert på total installasjon

Muligheter for pumpekraftverk er ikke vurdert her, men for noen av kraftverkene i utvalget (og også for kraftverk som ikke er med i utvalget) kan pumpekraftverk selvsagt være aktuelt. Denne rapporten sier følgelig ingen ting om potensial for pumpekraftverk.

1.2 Rapportens struktur

Rapporten har to deler:

I den første delen har NVE utført en enkel beregning av potensialet for økt effekt i eksisterende norske kraftverk

I den andre delen er det sett mer detaljert på 5 utvalgte kraftverk, med tekniske løsninger og beregning av kostnader

2 Potensial for økt effekt

2.1 Grunnlag og kriterier

Potensialet er anslått ved bruk av tall og annen informasjon fra NVEs databaser og kartgrunnlag (NVE Atlas m.m.). I databasene og kartgrunnlaget er blant annet disse parameterne gitt: Installasjon, produksjon, fallhøyde, magasinkapasitet, utløp (sjø, magasin, innsjø, elv), vannveier. Dette gir et godt grunnlag for potensialberegningen som presenteres her.

Norge har et stort antall kraftverk, men ikke alle er egnet for effektkjøring slik dette her er definert. Det ble derfor satt opp noen enkle kriterier ved utvelgelsen av kraftverk der en ut fra datagrunnlaget kan se for deg mulighet for effektøkning.

Følgende kriterier er lagt til grunn:

- Det er bare tatt med kraftverk med en installasjon på minst 50 MW
- Kraftverket må ha en viss magasinkapasitet
- Kraftverket må ha utløp til sjø, magasin eller stor innsjø
- I tillegg er det tatt med noen kraftverk som i dag har utløp til elv, men hvor dagens kraftstasjon er plassert slik at det kan være mulig å legge utløpet for tilleggsinstallasjonen til sjø/magasin/stor innsjø

Her omtales potensial for økt installasjon alene, dvs. uten at pumping er vurdert. Dette er senere kalt konvensjonell utbygging.

2.2 Utvalget og vurderingene

Ut fra de nevnte kriteriene ble det valgt ut 89 kraftverk fra totalt 143 kraftverk større enn 50 MW. Det presiseres at dette er en relativ grov screening, både når det gjelder utvelgelsen og beregningen av potensialet. En har ikke sett detaljert på hvert enkelt kraftverk, og det vil sikkert forekomme at et kraftverk som er med, blir ansett som uaktuelt ved en nærmere vurdering. På den annen side, det kan sikkert også være kraftverk som ikke er med, men som likevel kan være aktuelle. Kraftverkene som er med

anses å være et representativt utvalg som dermed skal gi et bra estimat på dette nøyaktighetsnivået.

Det vil selvsagt være et potensial for effektøkning også for kraftverk med installasjon mindre enn 50 MW. Kraftverkene større enn 50 MW utgjør imidlertid en relativ stor andel av installasjonen og produksjonen i norske kraftverk (hhv. ca. 23 000 MW og ca. 95 TWh/år, det vil si bortimot 80 % av total kapasitet).

Det er kun betraktet økning av installasjonen basert på konvensjonelt kraftverk. I noen tilfeller kan det sikkert også være egnet for en kombinasjon av økt effekt og pumping, men dette er ikke vurdert.

Resultatet er som nevnt et grovt estimat av potensialet. Det er ikke sett på tekniske løsninger, kostnader, overføringskapasitet eller miljøvirkninger. Om tekniske løsninger kan en generelt si at det blir nødvendig med ny vannvei eller utvidelse av eksisterende på grunn av relativ stor økning av kraftverkets slukeevne. I de aller fleste tilfeller innebærer nok dette ny tilløpstunnel/sjakt/utløpstunnel, mer eller mindre parallelt med nåværende vannveier. For plassering av nytt permanentutstyr kan det bli ny kraftstasjon eller en utvidelse av den eksisterende.

De aktuelle kraftverkene har alle gode reguleringsgrader, og med lite eller intet flomtap. Dersom det noen steder kan bli redusert flomtap, antas dette totalt sett å være minimalt, slik at en eventuell økt produksjon vil være neglisjerbar i det totale kostnads/inntektsbildet i de beregningene som her er foretatt. Screeningen inkluderer heller ikke muligheter for andre produksjonsøkninger, som for eksempel nye overføringer, nye inntak på tilløpstunnel, økt magasinkapasitet eller muligheter for pumpekraftverk.

Det er valgt ut kraftverk med god magasinkapasitet, og som dermed bør gi gode forhold for effektkjøring. Det er imidlertid ikke foretatt en direkte vurdering av egnetheten for effektkjøring (kapasitet i inntaksmagasin, tid for oppfylling og nedtapping, vannstandsendringer).

Forholdene som er nevnt her vil selvsagt bli grundigere vurdert dersom en går mer detaljert inn på hvert enkelt kraftverk.

3 Resultater

Som nevnt foran er gjennomsnittlig brukstid for det norske kraftsystemet ca. 4 200 timer. De 89 kraftverkene i utvalget har med samme beregningsmåte en gjennomsnittlig brukstid på ca. 3 900 timer. Ved beregning av potensial for effektøkning er det brukt en vesentlig lavere brukstid. Hva som er en optimal brukstid er et tema for atskillig mer omfattende vurderinger enn det som her er brukt som utgangspunkt, og vil selvsagt variere fra kraftverk til kraftverk.

I beregningene er det brukt en brukstid på 2 000 timer for hvert enkelt kraftverk, og ny installasjon er satt opp ut fra dette.

Det er her satt opp to sammendrag. Det ene er ut fra utløp (sjø, magasin, stor innsjø og elv). I det andre sammendraget er det foretatt en inndeling i 5 regioner:

Øst (Oppland, Buskerud, Telemark)
Sør (Aust-Agder, Vest-Agder, Rogaland samt Fjone i Telemark)
Vest (Hordaland, Sogn og Fjordane
Midt (Møre og Romsdal, Trøndelag samt Kolsvik i Nordland)
Nord (Nordland, Troms, Finnmark)

Fylkene som ikke er nevnt har ingen kraftverk som er med i utvalget (noen østlandsfylker).

Fordelt etter utløpslokalisering er resultatene slik:

	Antall	Installasjon	Produksjon	Brukstid	Magasin	Ny total	Økning
		MW	TWh	timer	% 1)	MW	MW
> 50 MW	143	23 000	95	4150			
"Mulige"	89	17 000	66,4	3910	82	33 500	16 500
Utløp							
Magasin	36	8 000	27,4	3430	93	13 700	5 700
Fjord	33	5 300	22,9	4300	70	11 400	6 100
Innsjø	7	1 200	4,6	3730	99	2 300	1 100
Elv	13	2 500	11,5	4700	76	5 800	3 300

1) Oppgitt magasinkapasitet er kraftverkets totale kapasitet (i % av tilsiget), ikke bare inntaksmagasinet. Dersom det er kraftverk ovenfor det aktuelle kraftverket, gjelder kapasiteten magasinene mellom de to kraftstasjonene.

Fordelt etter regioner er resultatene slik:

	Antall	Installasjon	Produksjon	Brukstid	Magasin	Ny total	Økning
		MW	TWh	timer	%	MW t	MW
> 50 MW	143	23 000	95	4150			
"Mulige"	89	17 000	66,4	3910	82	33 500	16 500
Region							
Øst	13	2 000	8,1	4050	73	4 100	2 100
Sør	18	4 900	17,0	3480	92	8 600	3 700
Vest	30	6 100	23,3	3800	64	11 900	5 700
Midt	8	1 000	4,6	4660	60	2 300	1 300
Nord	20	3 000	13,4	4520	93	6 700	3 700

Dersom en ser på regionene øst, sør og vest gir dette en økning på til sammen 11 500 MW. Det antas at det er i disse regionene at det er aktuelt med utveksling med utlandet (nærhet til kontinentet og evt. utenlandskabler).

Det er også foretatt en beregning med brukstid på 1500 timer, med disse resultatene totalt og fordelt på regionene:

	Antall	Installasjon	Produksjon	Brukstid	Magasin	Ny total	Økning
		MW	TWh	timer	%	MW	MW
> 50 MW	143	23 000	95	4150			
"Mulige"	89	17 000	66,4	3910	82	44500	27500
Region							
Øst	13	2 000	8,1	4050	73	5400	3400
Sør	18	4 900	17,0	3480	92	11400	6500
Vest	30	6 100	23,3	3800	64	15700	9600
Midt	8	1 000	4,6	4660	60	3100	2100
Nord	20	3 000	13,4	4520	93	8900	5900

Her har regionene øst, sør og vest et potensial på til sammen 19 500 MW.

En sammenligning mellom brukstid 2000 timer og 1500 timer blir da slik:

Brukstid timer	Ny total MW	Økning MW	Ny total øst, sør, vest MW	Økning Øst, sør, vest MW
2000	33 500	16 500	24 500	11 500
1500	44 500	27 500	32 500	19 500

3.1 Oppsummering

Som nevnt foran er de presenterte resultatene basert på en relativ enkel screening ut fra gitte kriterier, og kan anses som et teknisk potensial. Dersom en vurderer potensialet for hvert enkelt kraftverk mer detaljert, vil en høyst sannsynlig finne andre tall for hvert enkelt kraftverk. Men kanskje ikke nødvendigvis i total sum når en som i denne screeningen ser på et totalt (mulig) teknisk potensial.

Vi har brukt samme brukstid for alle kraftverkene, utgangspunktet var brukstid på 2000 timer. Om en ser nærmere på hvert enkelt kraftverk, vil sannsynligvis noen være uaktuelle, og dermed falle bort. For kraftverk som er aktuelle, kan det være at det er optimalt med en lavere brukstid. Det tilføyes at noen av kraftverkene i utvalget allerede har en brukstid på under 3000 timer, slik at en utvidelse til brukstid på 2000 timer neppe vil være aktuell. En eventuell utvidelse vil da være til en brukstid godt under 2000 timer.

Der er mange faktorer som vil ha betydning ved en mer detaljert planlegging og vurdering med hensyn til gjennomførbarhet for hvert enkelt kraftverk vil. Aktuelle faktorer er selvsagt økonomi, og da kommer både kostnader og marked inn i vurderingen. Andre forhold er konsesjonsbehandling, miljøkonsekvenser (som er en del av

konsesjonsbehandlingen), nettkapasitet i Norge, nettilknytning til utlandet, frekvensregulering, en del tekniske forhold for øvrig, så vel systemet som drift av de enkelte kraftverkene, med blant annet hyppigere start og stopp. Hva som kan bygges ut, og hva som til slutt blir bygd ut, må derfor anses som relativt usikkert. Et overordnet aspekt er energipolitikk, både i Norge og utenfor Norge. EUs direktiver og forskrifter for målsetninger og energisamarbeid vil utvilsomt også få stor betydning. Men resultatene som er presentert her bør kunne tas som en dokumentasjon på at Norge har et betydelig teknisk potensial for økt effekt (balansekraft, toppkraft, effektkjøring). I tillegg til økt effekt gjennom konvensjonell utbygging (effektøkning alene) er det også et potensial for pumpekraftverk med kortvarig syklus.

En videre prosess vil være å se nøyere på de enkelte kraftverkene i utvalget over, og da også gjennom kontakt med kraftverkseierne. Dette vil kunne gi en mer nyansert oversikt.

4 Ombygging av vannkraftverk

Som en første videreføring av potensialberegningene ble det valgt ut 5 kraftverk som ble ansett egnet for effektkjøring. Det ble vurdert tekniske løsninger og utført kostnadsberegninger for disse kraftverkene:

Guolas kraftverk i Troms
Aurland I kraftverk i Sogn og Fjordane
Mauranger kraftverk i Hordaland
”Blåsjø” kraftverk i Rogaland (utbygging mot Jøsenfjorden)
Tonstad kraftverk i Vest-Agder

”Blåsjø” er en utbygging fra Blåsjømagasinet i Ulla-Førre-utbyggingen direkte til Jøsenfjorden.

Under vurderingene av økt installasjon i Tonstad kraftverk ble det funnet at det samtidig vil være gunstig å øke installasjonen i oppstrøms kraftverk Solhom. I realiteten er det derfor sett på tekniske løsninger og kostnader for 6 kraftverk.

Prosjekteringen og kostnadsberegningene er utført av konsulentselskapet Norconsult på oppdrag fra NVE. Det har vært kontakt med kraftverkseierne for kontroll av data, diskusjon av løsninger og resultater.

Det skulle primært settes opp effektøkninger slik at ny total effekt gir brukstider på i størrelsesorden hhv. 2500, 2000, 1500 og 1000 timer. Ikke alle brukstider er relevante for alle kraftverkene. Det framgår av tabeller under, og er nærmere begrunnet i beskrivelsen av hvert enkelt kraftverk i Norconsults rapport.

Ut fra dette er det sett på tekniske løsninger, tegnet enkle skisser og utført kostnadsberegninger. Miljøkonsekvenser er omtalt ut fra generelle betraktninger. Dagens linjetilknytning er omtalt, men behov for økt overføringskapasitet er ikke vurdert. Følgelig er heller ikke nettkostnader inkludert.

Markedsvurderinger er heller ikke en del av prosjektet, hverken hvor markedet kan være eller markedspriser for effekt og balansekraft. Men det kan nok sies at fire av kraftverkene er valgt med tanke på gunstig beliggenhet for utveksling med utlandet. Guolas kraftverk er valgt ut fra mer lokale/regionale forhold og balanse mot regional uregulert kraft, spesielt vindkraft.

De fem opprinnelige kraftverkene har alle god reguleringsgrad (bra magasinkapasitet i forhold til midlere årlig tilsig). Dette gjelder også for Tonstad kraftverk når en også tar hensyn til magasinene i kraftverkene oppstrøms. Det er derfor regnet med at økt installasjon ikke fører til redusert flomtap og dermed produksjonsøkning. Med andre ord forutsettes det samme utnyttede vannmengde før og etter effektutvidelsen, dersom det ikke er mulighet for inntak av nye felter. Mulighet for tilleggsfelter er funnet kun for Guolas kraftverk. For Guolas kraftverk er det også beregnet en produksjonsøkning på grunn av at utløpet for den nye installasjonen legges lavere enn dagens utløp (utløp til sjøen i stedet for til elv).

I det etterfølgende er det gitt et kort sammendrag av resultater, med en kort beskrivelse av hvert kraftverk, tekniske løsninger for utvidelser samt kostnader. Vi har her oppjustert

kostnadene i Norconsults rapport fra kostnadsnivå 2008 til kostnadsnivå 2011, med et påslag på 15 %.

Det bemerkes også at for Guolas kraftverk ble det opprinnelig brukt for høy produksjon for dagens kraftverk. Dermed ble ny installasjon for stor; brukstiden er mindre enn 2 000, 1 500 og 1 000 timer som først ble satt opp (ca. 1 500, 1 100 og 700 timer når korrigert produksjon settes inn). Se også beskrivelsen for Guolas kraftverk i Norconsults rapport. For noen av de andre kraftverkene er det noen små avvik fra de tilsiktede brukstidene.

Resultater er satt opp for hvert enkelt kraftverk, med kostnader per MW som et essensielt resultat. En annen størrelse som kan være interessant, er hvor lang tid det tar å tømme inntaksmagasinet når kraftverket kjøres på maksimal driftsvannføring. I sammenstillingen er dette kalt ”Tømming”, og er satt opp i døgn. Vannstandsendringer per tidsenhet, for eksempel per time eller per døgn, er ikke vurdert (fare for erosjon, etc.). Det er forutsatt at magasinenes reguleringsgrenser beholdes som i dag.

For beskrivelser, forutsetninger, beregninger og resultater utover det som her presenteres, vises det til den vedlagte rapporten fra Norconsult.

4.1 Kort beskrivelse av kraftverkene og effektutvidelsene

4.1.1 Guolas kraftverk

Guolas kraftverk i Troms nytter et fall på omtrent 720 meter fra inntaks- og reguleringsmagasinet Guolasjavrre til kraftstasjon med utløp i Kåfjordelva. Guolasjavrre er regulert mellom kote 772 og kote 752, som gir et magasinvolum på 134,6 mill. m^3. Vi regner med en midlere årlig produksjon i dag på ca. 320 GWh og et midlere årlig tilsig på ca. 190 mill. m^3. Siden kraftverket har utløp til elv, er det sett på en løsning med utløp til Kåfjorden for effektøkningen, mens utløpet for dagens installasjon beholdes som det nå er.

Dagens installasjon i Guolas kraftverk er 80 MW. Det er foretatt beregninger for effektøkning på 145 MW, 220 MW og 370 MW. Kostnadene er beregnet til hhv. 1129, 1300 og 1650 mill. kroner (brutto), med kostnadsnivå 2011.

Det er også mulig å ta inn tilleggsfelter, noe som i Norconsults rapport er gitt en verdi. Jf. rapporten, som gir kostnader både med og uten tilleggsfeltene. Her presenteres resultater eksklusive tilleggsfeltene for å få en mer direkte sammenligning med de andre kraftverkene i kostnader per MW. Produksjonsøkningen ved at den nye installasjonen har større fallhøyde godskrives utvidelses-prosjektet for Guolas separat, men også for dette alternativet bruker vi brutto verdi for sammenligningen av kostnader per MW for alle kraftverkene.

Sammendrag for Guolas kraftverk (alternativ uten tilleggsoverføring):

Dagens installasjon	MW	80	80	80
Økt installasjon	MW	145	220	370
Sum installasjon	MW	225	300	450
Brukstid	timer	1500	1100	750
Kostnad	Mill. kr	1129	1300	1650
Kostnad per MW	Mill. kr	7,8	5,9	4,5
Netto kostnad	Mill. kr	1081	1244	1588
Kostnad per MW	Mill. kr	7,5	5,7	4,3
Produksjon	GWh	334	336	338
Kostnad per kWh (brutto)	kr	3,4	3,9	4,9
Tømming	døgn	45	33	22

4.1.2 Aurland I kraftverk

Aurland I kraftverk i Sogn og Fjordane nytter et fall på omtrent 840 meter fra inntaks- og reguleringsmagasinet Viddalsvatn til kraftstasjon med utløp i Vassbygdvatn. Viddalsvatn er regulert mellom kote 930 og kote 868, noe som gir et magasinvolum på 196,4 mill. m^3. Vi regner med en midlere årlig produksjon i på 1946 GWh.

Vassbygdvatn er regulert mellom kote 55,4 og kote 54,0. Dette gir et magasinvolum på 2,6 mill. m^3. Vassbygdvatn er inntaksmagasin for Vangen kraftverk, som har utløp til Aurlandsfjorden. Vangen kraftverk har en installasjon på 38 MW og en gjennomsnittlig årlig produksjon på 114 GWh. Vassbygdvatn har liten magasinkapasitet, og det er regnet med en ny kraftstasjon med utløp til Aurlandsfjorden for effektøkningen.

Det er regnet med en installasjon i dagens Aurland I kraftverk på 840 MW. Det er foretatt beregninger for effektøkning på 140 MW, 475 MW og 1150 MW. Kostnadene er beregnet til hhv. 814, 1497 og 2818 mill. kroner, med kostnadsnivå 2011.

Sammendrag for Aurland I kraftverk (inkludert Vangen kraftverk):

Dagens installasjon 1)	MW	875	875	875
Økt installasjon	MW	140	475	1150
Sum installasjon	MW	1015	1350	2025
Brukstid	timer	2050	1550	1000
Kostnad	Mill. kr	814	1497	2818
Kostnad per MW	Mill. kr	5,8	3,2	2,5
Produksjon 1)	GWh	2060	2060	2060
Kostnad per kWh	kr	0,4	0,7	1,4
Tømming	døgn	49	25	13

1) Inkluderer Vangen kraftverk

4.1.3 Mauranger kraftverk

Mauranger kraftverk i Hordaland nytter et fall på omtrent 830 meter fra inntaks- og reguleringsmagasinet Mysevatn til kraftstasjon med utløp i Austrepollen (havnivå). Mysevatn er regulert mellom kote 855 og kote 775, noe som gir et magasinvolum på 39 mill. m^3. Det er regnet med en midlere årlig produksjon på ca. 1240 GWh. Mauranger kraftverk har i dag en installasjon på 250 MW.

Jukla pumpekraftverk oppstrøms Mysevatn har en installasjon som i disse beregningene er satt til 40 MW, og med en produksjon på 60 GWh/år. Juklavatn er regulert mellom kote 1060 og kote 950. Dette gir et magasinvolum på 236 mill. m^3.

Det er vurdert to alternativ med hensyn til effektutvidelse:

1. Utbygging parallelt med eksisterende Mauranger kraftstasjon, med inntak i Mysevatn og utløp i Austrepollen
2. Utbygging fra Juklavatn og med utløp til Nordrepollen for den nye installasjonen

Det er valgt å gå videre med alternativ 2. Det vises til vedlagt rapport fra Norconsult.

Det er foretatt beregninger for effektøkning på 310 MW, 470 MW, 730 MW og 1250 MW. Kostnadene er beregnet til hhv. 1132, 1462, 1868 og 2621 mill. kroner, med kostnadsnivå 2011.

Installasjon og produksjon for Jukla pumpekraftverk er her satt opp noe skjønnsmessig ut fra gitte tall (Jukla høy og Jukla lav), men anses tilstrekkelig som grunnlag for beregningene. Vedrørende produksjon etter utvidelse kan det være fornuftig med en mer detaljert beregning dersom en går videre med prosjektet.

Sammendrag for Mauranger kraftverk (inkludert Jukla pumpekraftverk):

Dagens installasjon 1)	MW	280	280	280	280
Økt installasjon	MW	310	470	730	1250
Sum installasjon	MW	590	750	1010	1530
Brukstid	timer	2200	1750	1300	850
Kostnad	Mill. kr	1132	1462	1868	2621
Kostnad per MW	Mill. kr	3,7	3,1	2,6	2,1
Produksjon	GWh	1300	1300	1300	1300
Kostnad per kWh	kr	0,9	1,1	1,4	2,0
Tømming	døgn	39	30	23	16

1) Inkluderer Jukla kraftverk

4.1.4 ”Blåsjø” mot Jøsenfjorden (Ulla-Førre)

Dagens Ulla-Førre-utbygging nytter fallet fra Blåsjømagasinet til Hylsfjorden gjennom de tre kraftverkene Saurdal (pumpekraftverk), Kvilldal og Hylen. Installasjonen er henholdsvis 640 MW, 1240 MW og 160 MW, til sammen 2040 MW. Samlet produksjon for de tre kraftverkene er satt til 5400 GWh.

Blåsjømagasinet, som i dag er inntaksmagasin for Saurdal kraftverk (det øverste kraftverket), er regulert mellom kote 1055 og kote 930. Dette gir et magasinvolum på 3105 mill. m^3.

Den korteste vannveien fra hovedmagasinet Blåsjø til havnivå er til Jøsenfjorden. Dette anses som den enkleste utbyggingen for effektutvidelse i systemet. Det er foretatt beregninger for effektøkning på 160 MW, 660 MW, 1560 MW og 3360 MW. Kostnadene er beregnet til hhv. 1042, 2243, 3869 og 6731 mill. kroner, med kostnadsnivå 2011.

Sammendrag for utbygging fra Blåsjø til Jøsenfjorden:

Dagens installasjon	MW	2040	2040	2040	2040
Økt installasjon	MW	160	660	1560	3360
Sum installasjon	MW	2200	2700	3600	5400
Brukstid	timer	2450	2000	1500	1000
Kostnad	Mill. kr	1042	2243	3869	6731
Kostnad per MW	Mill. kr	6,5	3,4	2,5	2,0
Produksjon	GWh	5400	5400	5400	5400
Kostnad per kWh	kr	0,2	0,4	0,7	1,3
Tømming	døgn	189	143	103	64

4.1.5 Tonstad kraftverk

Tonstad kraftverk i Vest-Agder nytter et fall på omtrent 440 meter fra tre relativt små inntaks- og reguleringsmagasin, med Homstølvatn som det største. Homstølvatn er regulert mellom kote 497,6 og kote 471. Dette gir et magasinvolum på 55,6 mill. m^3. Kraftverket har utløp til Sirdalsvatn, som er regulert mellom kote 49,5 og kote 47,5. Dette gir et magasinvolum på 32 mill. m^3.

Det er regnet med en midlere årlig produksjon i dag på 4066 GWh.

Basis for studien er Tonstad kraftverk med installasjon som det er søkt om konsesjon for (960 MW, november 2007), i tillegg til dagens installasjon på 960 MW. Utgangspunktet er dermed en installasjon på 1920 MW. I konsesjonssøknaden er det satt opp pumpekraftverk.

Med 1920 MW er brukstiden nær 2000 timer. Det er derfor sett på installasjoner som tilsvarer brukstider på henholdsvis ca. 1500 timer og 1000 timer, som gir effektøkning på hhv. 790 MW og 2150 MW. Kostnadene er beregnet til hhv. 2983 og 6027 mill. kroner, med kostnadsnivå 2011. Det er regnet med pumpeaggregater i begge alternativene.

Sammendrag for Tonstad kraftverk:

Dagens installasjon	MW	960	960
Konsesjonssøkt	MW	960	960
Økt installasjon	MW	790	2150
Sum installasjon	MW	2710	4070
Brukstid	timer	1500	1000
Kostnad	Mill. kr	2983	6027
Kostnad per MW	Mill. kr	3,8	2,8
Produksjon	GWh	4066	4066
Kostnad per kWh	kr	0,7	1,5
Tømming	døgn	1	0,7

Det er planlagt med Homstølvatn som inntaksmagasin for effektøkningen. Homstølvatn har en svært liten magasinkapasitet i denne sammenhengen; det er betydelige driftsvannføringer det her er snakk om. Det ovenforliggende kraftverket Solhom har imidlertid god magasinkapasitet i Nesjen. Det er derfor forutsatt at installasjonen i Solhom kraftverk økes når installasjonen for Tonstad kraftverk økes til brukstider tilsvarende 1500 timer og 1000 timer. Dermed kan Homstølvatn ”etterfylles” med mer vann fra Solhom kraftverk enn fra dagens Solhom kraftverk. Effektøkning i Solhom kraftverk er beskrevet under.

4.1.6 Solhom kraftverk

Solhom kraftverk i Vest-Agder nytter et fall på omtrent 215 meter mellom inntaks- og reguleringsmagasinet Nesjen. Nesjen er regulert mellom kote 715 og kote 677. Dette gir et magasinvolum på 274 mill. m^3. Kraftverket har utløp til Homstølvatn, som er regulert mellom kote 497,6 og kote 471. Dette gir et magasinvolum på 55,6 mill. m^3. Homstølvatn er inntaksmagasin for Tonstad kraftverk.

Det er regnet med en midlere årlig produksjon i dag på 748 GWh. Installasjonen er på 200 MW.

Det er som for Tonstad kraftverk sett på installasjoner som tilsvarer brukstider på henholdsvis ca. 1500 timer og 1000 timer, som gir effektøkning på hhv. 300 MW og 550 MW. Kostnadene er beregnet til hhv. 1262 og 1856 mill. kroner, med kostnadsnivå 2011.

Sammendrag for Solhom kraftverk:

Dagens installasjon	MW	200	200
Økt installasjon	MW	300	550
Sum installasjon	MW	500	750
Brukstid	timer	1500	1000
Kostnad	Mill. kr	1262	1856
Kostnad per MW	Mill. kr	4,2	3,4
Produksjon	GWh	748	748
Kostnad per kWh	kr	1,7	2,5
Tømming	døgn	17	10

4.2 Sammenstillinger

Beskrivelsene over gir en oversikt for hvert enkelt kraftverk, blant annet i kostnader per MW. Utgangspunktet for effektutvidelsen er som nevnt brukstider på hhv. 2500, 2000, 1500 og 1000 timer. Dette kan være nyttig for en vurdering av hva det koster å ha en forutsatt brukstid. For å gi en indikasjon på hva effektutvidelser koster, er det også satt opp en sammenstilling ut fra kostnad per MW. Disse tallene finnes i tabellene over, men settes opp her for å gjøre sammenligningen enklere. Se tabell neste side.

Kostnad per MW varierer selvsagt med hvor mange MW økningen består i, og kan være et grunnlag for overlagsmessige beregninger for effektkostnad som en funksjon av effektøkningen. Dette kan være brukbart som grunnlag i en tidlig fase og for en summering for flere kraftverk. Oppstillingen er rangert i stigende rekkefølge for utvidelsen i MW. En kan (ikke uventet) se at kostnaden per MW avtar med økende antall nye MW, uansett hvilket kraftverk en ser på. For det enkelte kraftverk er vel dette mer eller mindre opplagt. Men det er ikke en jevn kurve som framkommer når en sammenstiller alle kraftverkene og alle alternativene; det er noen hopp i kurven (Guolas kraftverk, Tonstad kraftverk).

Vi har foretatt en fordeling av kostnadene på kraftstasjon bygg (inkludert adkomst- og kabeltunnel), vannveier, maskinteknisk og elektroteknisk. Kostnadene for hver av disse kostnadsbærerne er framkommet ved at direkte kostnader er påplusset påslag for rigg og drift, prosjektering, administrasjon, uforutsett og finansieringskostnader. Av fordelingen ser en at kostnadene for vannveiene utgjør en relativ høy andel spesielt Guolas kraftverk og Tonstad kraftverk.

Det er derfor interessant å se på lengden av vannveiene for hvert av kraftverkene. Dette viser følgende:

Guolas kraftverk: 19,0 kilometer tunnel pluss 1,0 kilometer trykksjakt

Aurland I kraftverk: 10,0 kilometer tunnel

Mauranger kraftverk: 8,1 kilometer tunnel pluss 0,75 kilometer trykksjakt

”Blåsjø” kraftverk: 13,5 kilometer tunnel

Tonstad kraftverk: 14,3 kilometer tunnel (pluss 630 meter sjakt for det største alternativet)

Solhom kraftverk: 5,6 kilometer tunnel

Lengder på tunneler og sjakter som er nevnt her, viser hvorfor vannveiens andel av kostnader varierer (som igjen gir en lavere andel for de andre hovedkomponentene) og at dette i stor grad forklarer ”hoppene” på kostnadskurven i mill. kr per MW.

Kostnaden per MW for de fire nevnte hovedkomponentene kan settes opp for effektøkninger av forskjellig størrelse. Dette gir relativt jevne kurver for kraftstasjonen, maskinteknisk og elektroteknisk. For vannveier kan en umiddelbar tanke være å sette opp kostnad per km*MW som enhet. Dette gir imidlertid en ”urytmisk” kurve, med spesielle høye enhetskostnader for Solhom kraftverk, og delvis også for Tonstad kraftverk. Forklaringen på dette antas å være fallhøyden; begge disse har betydelig lavere fallhøyder enn de øvrige kraftverkene. Dette betyr en større driftsvannføring i forhold til installasjonen, dermed forholdsvis større tverrsnitt for tunneler og sjakter, og dyrere vannvei per MW og kilometer.

Det er selvsagt variasjoner fra kraftverk til kraftverk også innen de tre andre hovedkomponentene. Men vi mener at det kan settes opp brukbare kostnadsanslag for effektutvidelser på grunnlag av kostnadene som er beregnet for kraftverkene i denne studien (kostnad i MW som funksjon av effektutvidelsen). Dette kan for eksempel brukes for kostnadsestimater for kraftverk som inngår i kapittel 2 foran (Potensial for økt effekt). Vi har imidlertid ikke satt opp slike ”enhetskostnader” foreløpig, men har dette til vurdering som en fortsettelse av effektvurderingene.

For øvrig vises det til tabellen på neste side.

Kraftverk, navn	Dagens inst., MW	**Økning MW**	Brukstid timer	Kostnad mill. kr	**Kostnad mill. kr/MW**	Kr.st bygg, %	Vann-vei; %	Maskin %	Elektro %
Aurland I	875	**140**	2050	814	**5,8**	22	41	12	25
Guolas	80	**145**	1500	1129	**7,8**	12	64	9	15
Blåsjø	2040	**160**	2450	1042	**6,5**	17	55	9	19
Guolas	80	**220**	1100	1300	**5,9**	13	61	10	16
Solhom	200	**300**	1500	1262	**3,8**	18	37	20	25
Mauranger	280	**310**	2200	1132	**3,7**	25	38	12	25
Guolas	80	**370**	750	1650	**4,5**	13	52	14	21
Mauranger	280	**470**	1750	1462	**3,1**	20	35	16	29
Aurland I	875	**475**	1550	1497	**3,2**	20	32	17	31
Solhom	200	**550**	1000	1856	**2,8**	15	32	24	29
Blåsjø	2040	**660**	2000	2243	**3,4**	16	44	15	25
Mauranger	280	**730**	1300	1624	**2,6**	17	32	19	32
Tonstad	1920	**790**	1500	2983	**3,8**	13	47	22	28
Aurland I	875	**1150**	1000	2818	**2,5**	18	28	20	34
Mauranger	280	**1250**	850	2279	**2,1**	15	29	21	35
Blåsjø	2040	**1560**	1500	3869	**2,5**	18	33	18	31
Tonstad	1920	**2150**	1000	6027	**2,8**	14	37	22	27
Blåsjø	2040	**3360**	1000	6731	**2,0**	17	26	21	36

Vedlegg

Situasjonsplaner (fra Norconsults rapport)

Norconsults rapport

Situasjonsplaner

Guolas kraftverk

Aurland I kraftverk

Mauranger kraftverk

Ulla/Førre/Blåsjø

Tonstad kraftverk

Solhom kraftverk

NY KRAFTSTASJON

EKSIST. KRAFTSTASJON

NYTT FELT
A= 61,4m²

NY TUNNEL

EKSIST. TUNNEL

NY TUNNEL

EKSISTERENDE TUNNEL

0 0,5 1 1,5 2 2,5 km

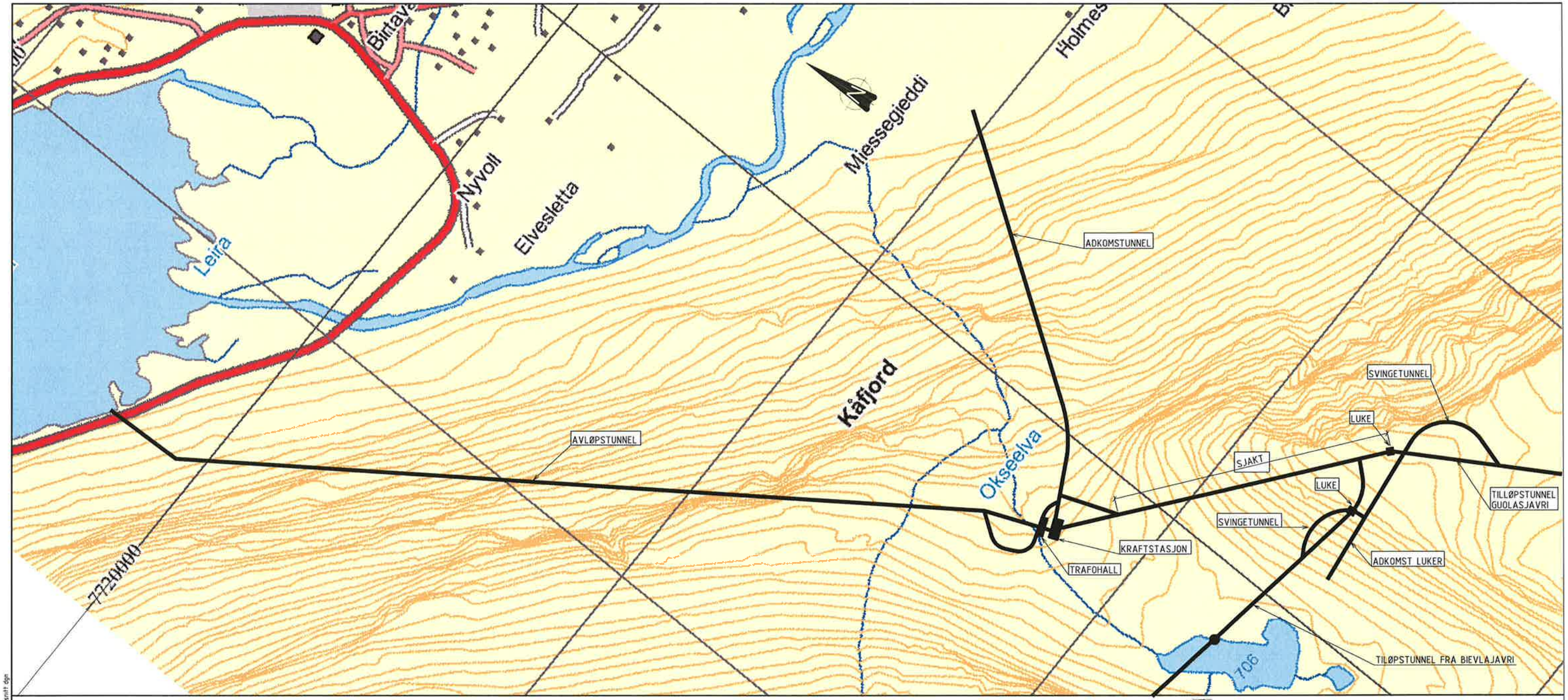
Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av et oppdrag som fremgår nedenfor. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

NVE	Målestokk ifølge tur A1 format: SOM VIST

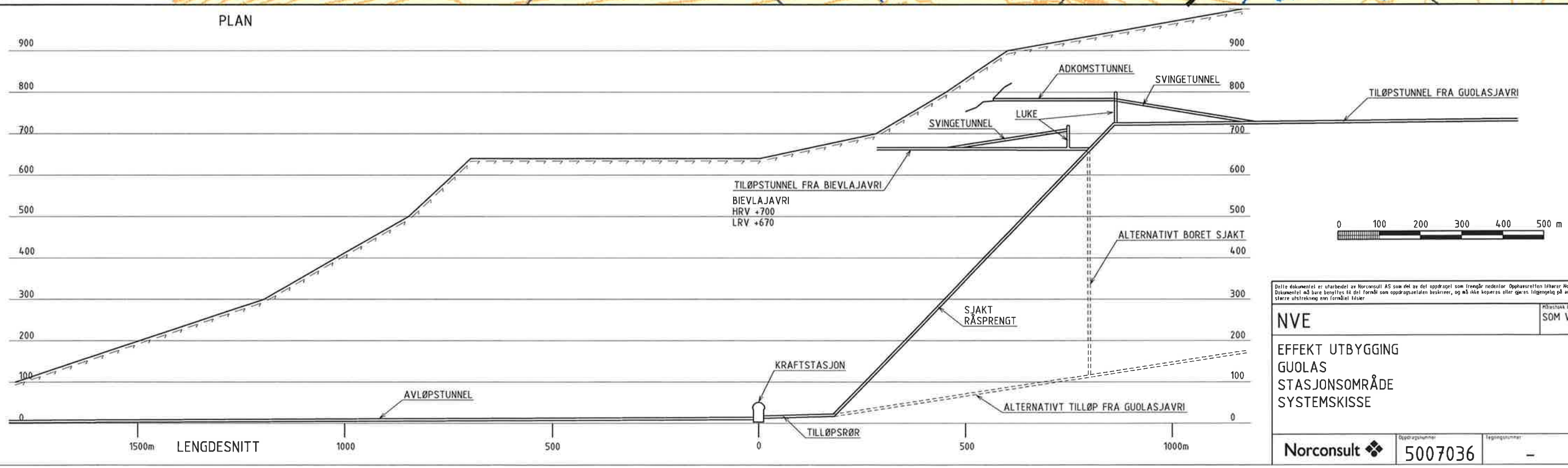
EFFEKT UTBYGGING
GUOLAS
OVERSIKT

Norconsult	Oppdragsnummer	Tegningsnummer	Revisjon
	5007036	-	-

5007036 – M:\dak\Energi\guolas-oslkt s01 – fbe – 27.05.09 – 13:54:34 – Mod: Ark – Ref: guolas-oslkt s01,guolas dgn,guolas-plan.dgn



PLAN



LENGDESNITT

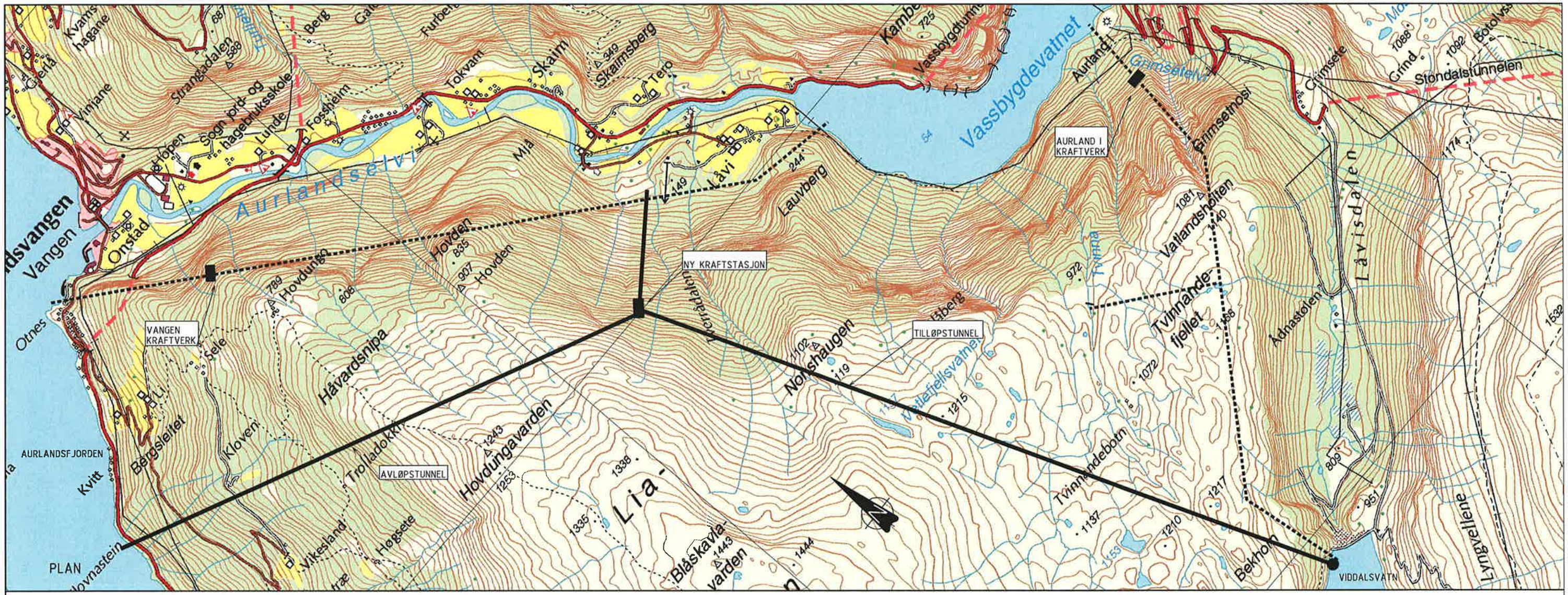
Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdrag som fremgår nedenfor. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier

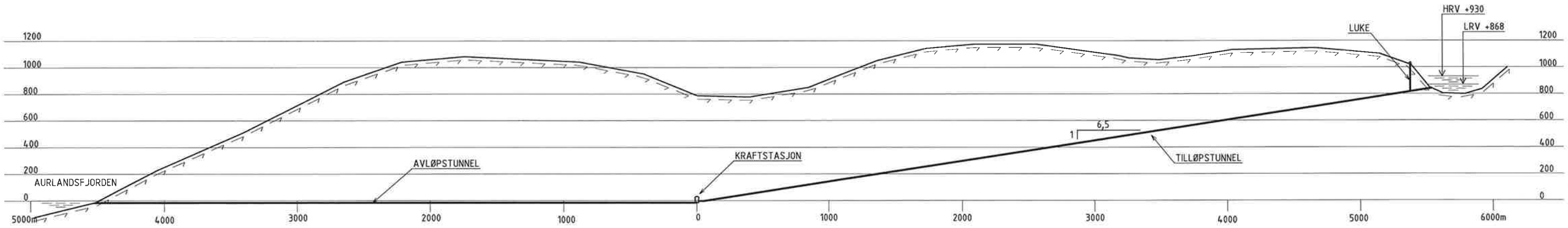
NVE	Målestokk (gjelder for A1 format): SOM VIST

EFFEKT UTBYGGING
GUOLAS
STASJONSOMRÅDE
SYSTEMSKISSE

Norconsult	Oppdragsnummer	Tegningsnummer	Revisjon
	5007036	–	–

5007036 – M:\Cak\Energi\guolas-st s01 – hbe – 28.05.99 – 14:26:39 – Mod: A4x – Ref: guolas-st s01,guolas dgn,guolas-plan-kreste dgn,guolas-snitt dgn





LENGDESNITT

0 0.5 1 km

NY TUNNEL

EKSISTERENDE TUNNEL

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som fremgår nedenfor. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

NVE	Målestokk gjelder for A1 format: SOM VIST

EFFEKT UTBYGGING
AURLAND KRAFTVERK
PLAN OG LENGDESNITT

Norconsult	Oppdragsnummer	Tegningsnummer	Revisjon
	5007036	-	-

5007036 - M:\dak\Energi\aurland-i-p.s01 - tbe - 27.05.09 - 13:57:53 -Mod Ark - Ref aurland-i-p.s01,aurland-snitt.dgn,aurland-plan-kreste.dgn,aurland.dgn

NY TUNNEL

EKSISTERENDE TUNNEL

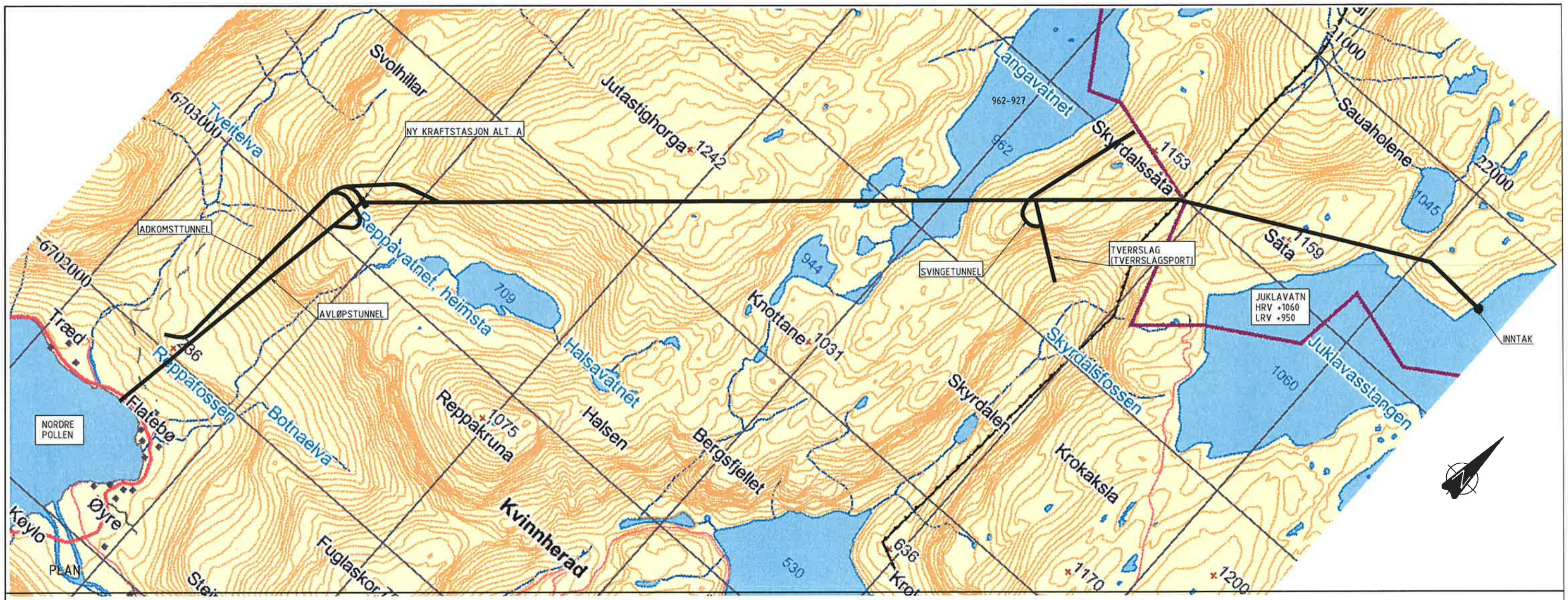
0 0.5 1 1.5 2 2.5 km

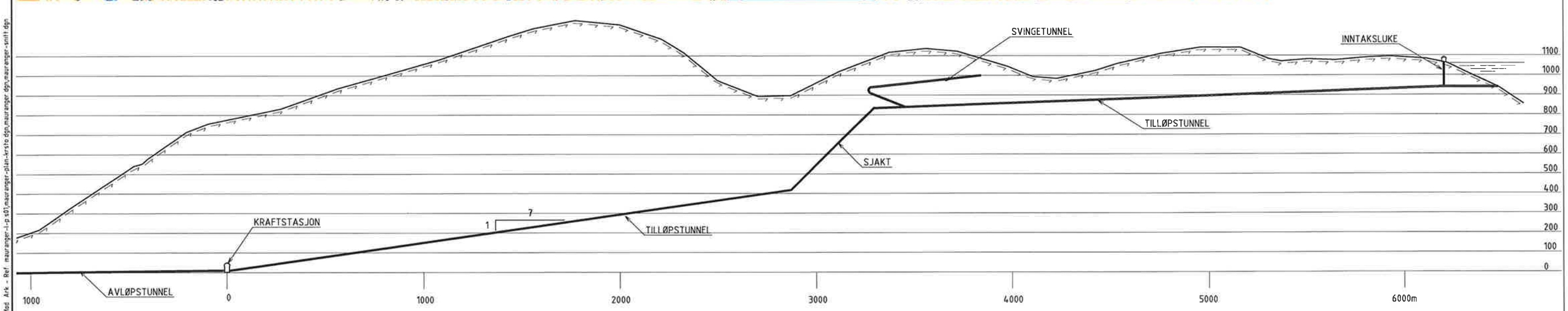
Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som fremgår nedenfor. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

NVE	Målestokk legende for A1 format: SOM VIST

EFFEKT UTBYGGING
MAURANGER
OVERSIKT

Norconsult	Oppdragsnummer	Tegningsnummer	Revisjon
	5007036	-	-





LENGDESNITT

0 0 5 1 km

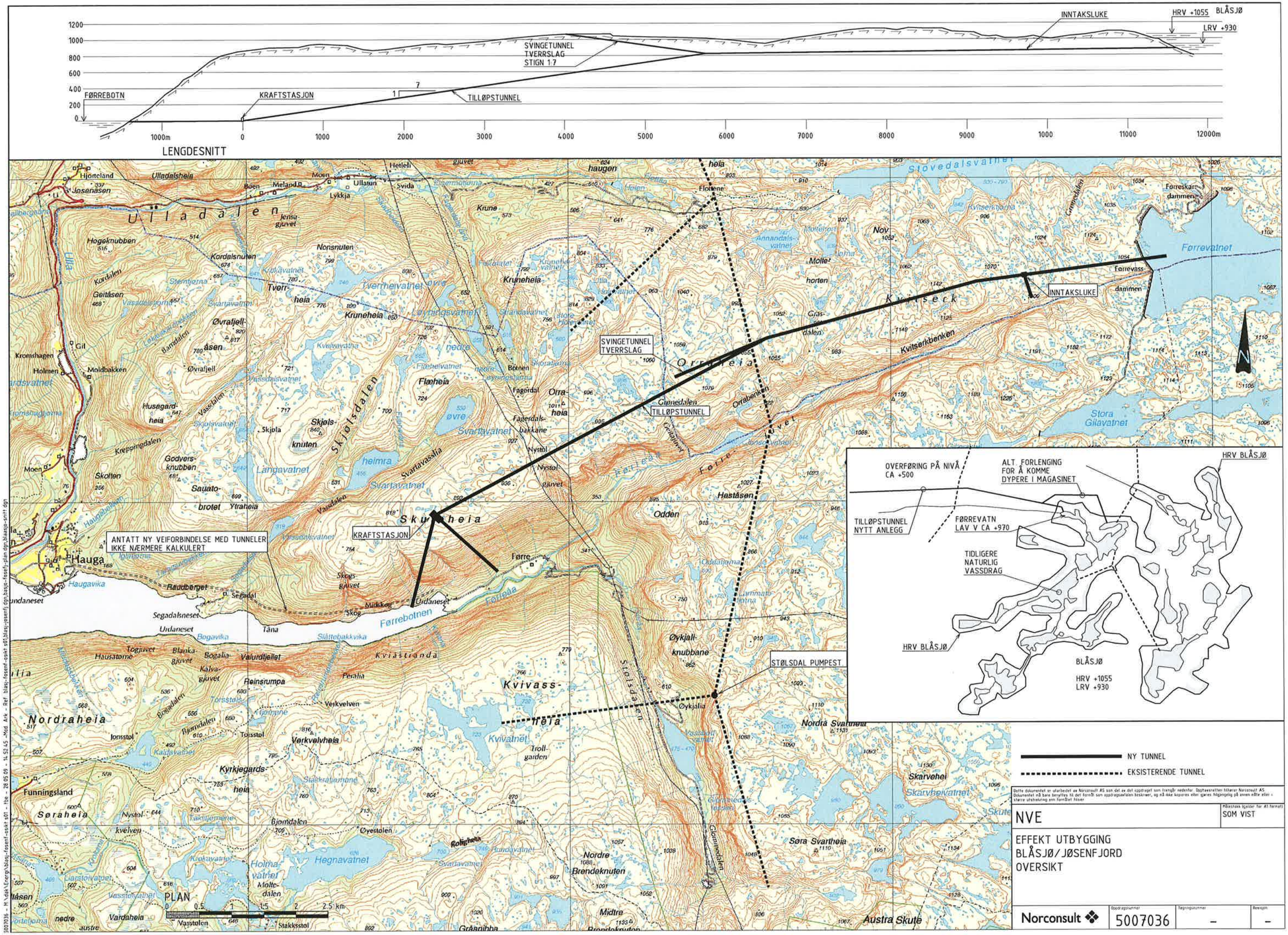
Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av oppdraget som fremgår nedenfor. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier

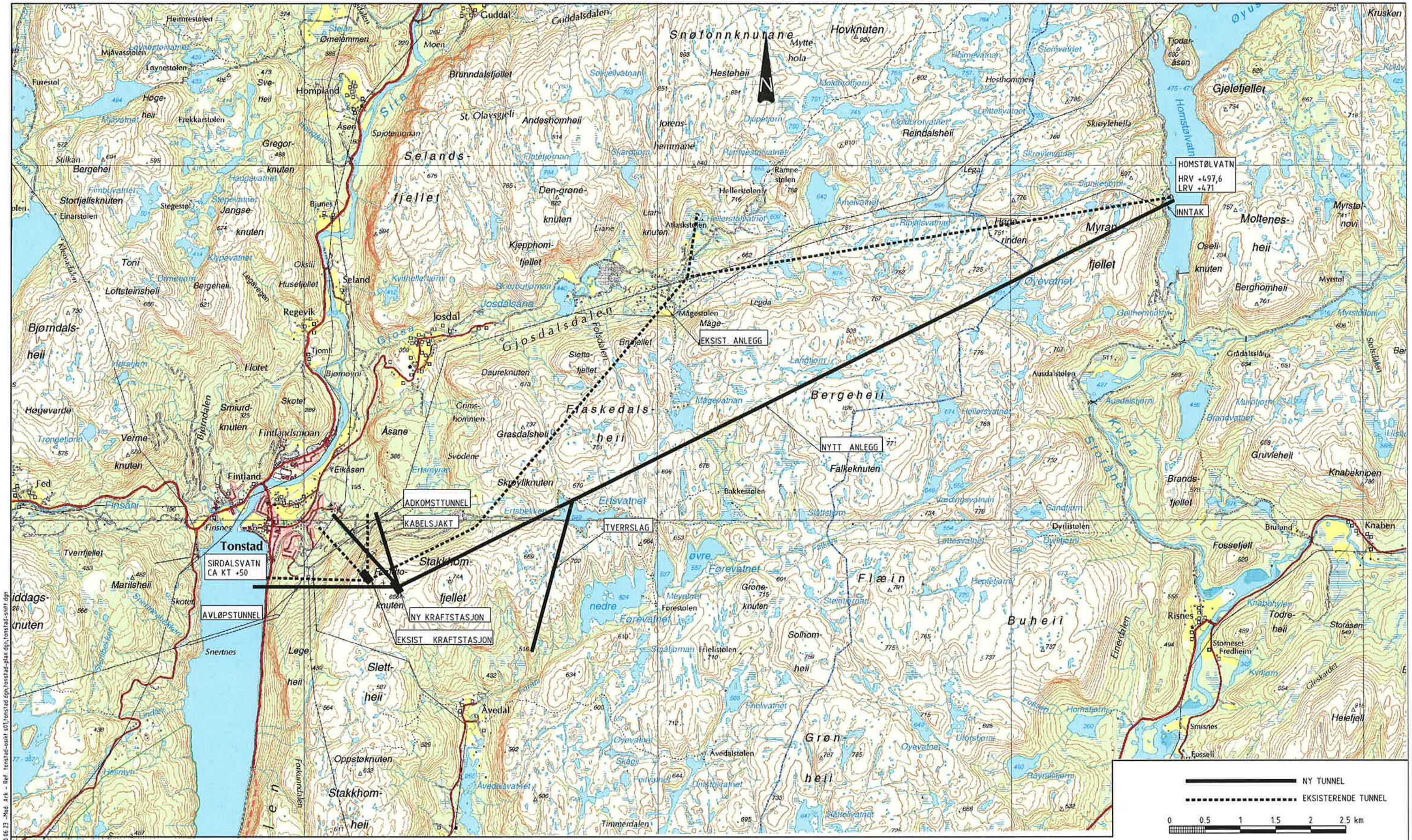
NVE	Målestokk gjelder for A1 format: SOM VIST

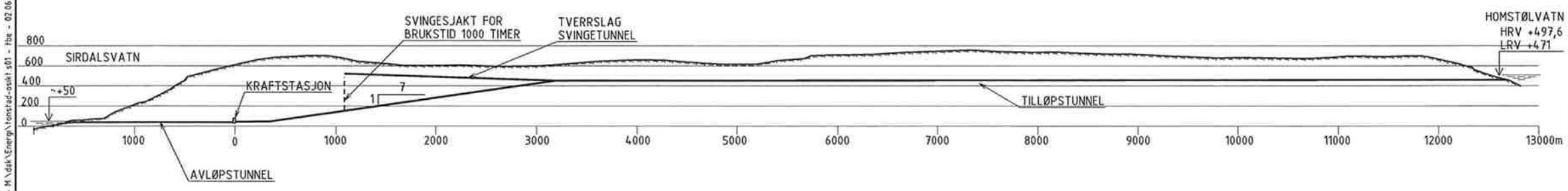
EFFEKT UTBYGGING
MAURANGER KRAFTVERK ALT. A
PLAN OG LENGDESNITT

Norconsult	Oppdragsnummer	Tegningsnummer	Revisjon
	5007036	–	–

5007036 - M:\dak\Energi\mauranger-i-p.dgn - tbe - 27.05.09 - 13:56:34 - Mod Ark - Ref mauranger-i-p.dgn,mauranger-plan-krsta.dgn,mauranger.dgn,mauranger-snitt.dgn


LENGDESNITT
FØRREBOTN
KRAFTSTASJON
TILLØPSTUNNEL
SVINGETUNNEL
TVERRSLAG
STIGN 1:7
INNTAKSLUKE
HRV +1055 BLÅSJØ
LRV +930
1000m
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
1000
11000
12000m
ANTATT NY VEIFORBINDELSE MED TUNNELER
IKKE NÆRMERE KALKULERT
KRAFTSTASJON
SVINGETUNNEL
TVERRSLAG
TILLØPSTUNNEL
INNTAKSLUKE
STØLSDAL PUMPEST
Hauga
Førrebotnen
Førrevatnet
Stora Gilavatnet
Kvivassheia
Nordraheia
Søraheia
Austra Skute
OVERFØRING PÅ NIVÅ
CA +500
ALT. FORLENGING
FOR Å KOMME
DYPERE I MAGASINET
HRV BLÅSJØ
TILLØPSTUNNEL
NYTT ANLEGG
FØRREVATN
LAV V CA +970
TIDLIGERE
NATURLIG
VASSDRAG
HRV BLÅSJØ
BLÅSJØ
HRV +1055
LRV +930
PLAN
0
0.5
1
1.5
2
2.5 km
NY TUNNEL
EKSISTERENDE TUNNEL
NVE
EFFEKT UTBYGGING
BLÅSJØ/JØSENFJORD
OVERSIKT
SOM VIST
Norconsult
5007036
-
-





NY TUNNEL

EKSISTERENDE TUNNEL

0 0.5 1 1.5 2 2.5 km

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som frengår nedenfor. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsvarlden beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

NVE

Målestokk (gjelder for A1 format): SOM VIST

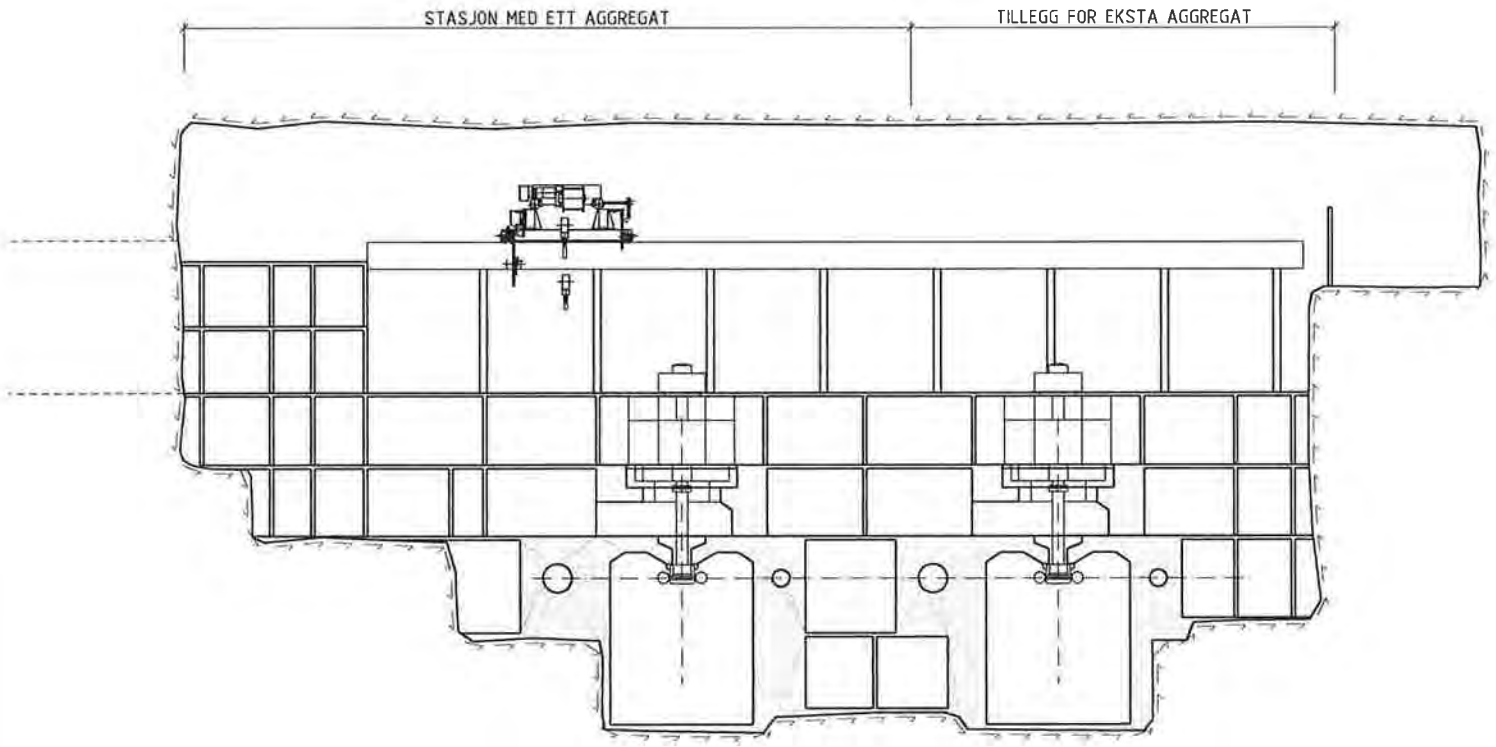
EFFEKT UTBYGGING
TONSTAD
OVERSIKT

Norconsult

Oppdragsnummer	Tegningsnummer	Revisjon
5007036	–	–

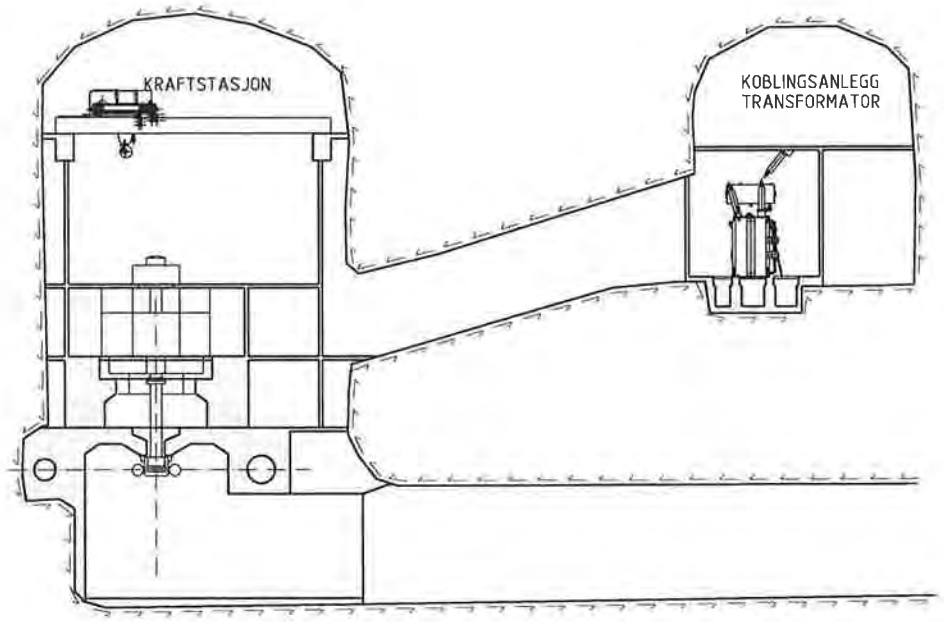
5007036 - M:\data\Energi\tonstad-oskt s01 - Hbe - 02.06.09 - 10.06.23 - Mod. Ark - Ref: tonstad-oskt s01,tonstad dgn,tonstad-plan dgn,tonstad-snitt dgn

INNTAKSLUKE
TILLØPSTUNNEL
EKSIST KRAFTSTASJON
NY KRAFTSTASJON
ADKOMSTTUNNEL
AVLØPSTUNNEL
Nesjene
Fiskevatni
Reinsknuten
Storfjell
Meljeknuten
Breidevassknuten
Meljeheii
Meljestøl
Svoldalsstøl
Svoldal
Breidevatnet
Svarteknutane
Tjørnefjell
Botnedal
Salmeli
Øysteinsetet
Kvine
Ramnefjell
Ramnefjelldalen
Flateheii
Kålvetjørnknuten
Kålvetjørndalen
Storhomheii
Storhom
Rundatjørnknuten
Skuthei
Dalane
Stemheii
Brudle
Øyusvatnet
Letthei
Skorfjellet
Krakefjellet
Krusken
Storevatnet
Snøfonnskardet
Hovknuten
Slettefjellet
Groneknuten
Holeknuten
Svartatjørn
Langatjørn
Hyttevatnet
Kvernavatnet
Meljevatnet
Torjusbakknuten
Gjuvknuten
Torjusbakken
Fjelldraget
Sordalslii
Oseknuten
Breidevassknuten
Vikevatn
Landslok
Storhomheii
Djupedalen
Ramnefjelldalen
Urddalen
Kyre
Atlakstølen
Josdalen
Asmundsskardet
Leitet
Diplane
Tverrbekktjørn
Stølstjørnene
Diretjørnene
Kartetjørn
Maurholtjørn
Angnavtjørn
Hellertjørn
Trestøltjørnane
Gjeitbekktjørn
Asmunds
Salmeltjørn
Bergetjørn
Knabeneset
Kvernedalen
Ramnefjellbekken
Kåleb
Kåletjørn
Lægdene
Sokkiersfjørn
Fjelldraget
Lomane
Øvevatn
Svartatjørn
Tverrbekktjørn
Hovknutvatnet
Hovknuten
920
Storhomheii
Storevatnet
Kyre
Vikevatn
Landslok
Tjørnene
Kålvetjørndalen
Kålvetjørni
Maurholtjørni
Karteljørn
Angnavtjørni
Hellertjørni
Trestøltjørnane
Gjeitbekktjørni
Salmeltjørni
Bergetjørni
Svartatjørn
Langatjørn
Hyttevatnet
Kvernavatnet
Meljevatnet
Breidevatnet
Sokkiersfjørni
Kåleb
Kåletjørn
Lægdene
Fjelldraget
Torjusbakken
Sordalslii
Stølstjørnene
Diretjørnene
Tverrbekktjørn
Hovknutvatnet
Hovknuten
Diplane
Leitet
Josdalen
Asmundsskardet
Atlakstølen
Brudle
Snøfonnskardet
Fjellet
Lomane
Øvevatn
Landslok
Tjørnene
Kyre
Urddalen
Djupedalen
Ramnefjelldalen
Ramnefjellbekken
Kvernedalen
Knabeneset
Salmeltjørni
Bergetjørni
Kartetjørn
Maurholtjørni
Angnavtjørni
Hellertjørni
Trestøltjørnane
Gjeitbekktjørni
Asmunds



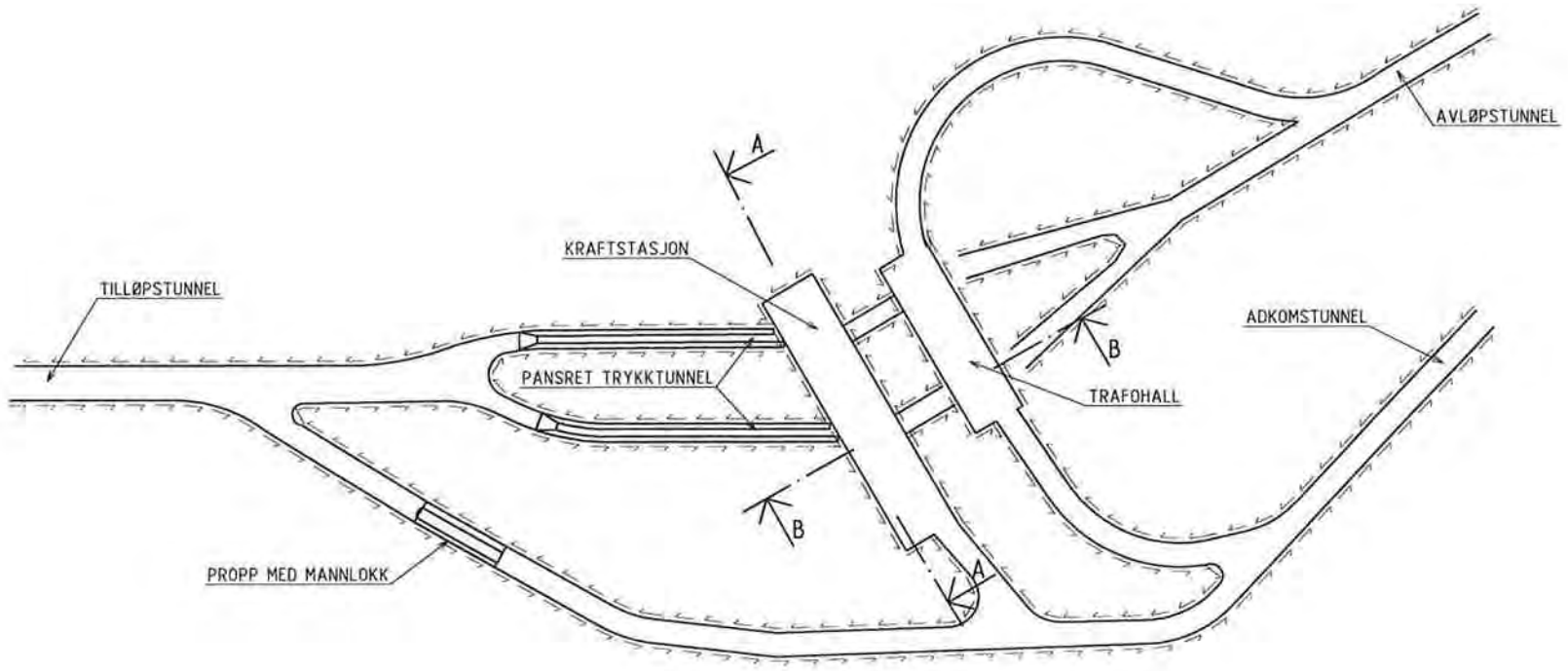
TYPISK LENGDESNITT A-A

0 5 10 15 20 m



TYPISK TVERRSNITT B-B

0 5 10 15 20 m



PLAN STASJONSOMRÅDE

0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 m

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som inngår nedenfor. Oppbevaringsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

NVE	Målestokk ligninger har AV forholds: SOM VIST

EFFEKT UTBYGGING
ALLE ANLEGG
KRAFTSTASJON
SYSTEMSKISSE

Norconsult	Oppdragsnummer: 5007036	Tegningsnummer: -	Revisjon: -

5007036 - M:\gok\Energi\kraftst-pelton\01 - fbk - 28.05.09 - 16:25:57 -Med Ark - Ref kraftst-pelton\01\kraftst-arr-gen.dgn

Effektutvidelse i eksisterende kraftverk

Muligheter og kostnader

Guolas kraftverk
Aurland kraftverk
Mauranger kraftverk
Blåsjø kraftverk (utbygging mot Jøsenfjorden)
Tonstad og Solhom kraftverker

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Effektutvidelse

Guolas kraftverk
Aurland kraftverk
Mauranger kraftverk
Blåsjø kraftverk (utbygging mot Jøsenfjorden)
Tonstad og Solhom kraftverker

Revisjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontroll	Godkjent

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS for den oppdragsgiver og i anledning det oppdrag som fremgår nedenfor. Innholdet i dokumentet er Norconsult AS' eiendom. Dokumentet skal bare benyttes for det formål som oppdraget gjelder, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig i større utstrekning enn formålet tilsier.

Oppdragsgiver

Norges vassdrags- og energidirektorat NVE

Sak

Effektutvidelser
Eksempler på utvidelse av anlegg

Dato

Mars 2009

Utarbeidet av
Maskin, Ø. Otterlei
Elektro, A. Lingaas
Bygg og rapport, M. Berntsen

Fagkontrollert av

Godkjent av

Norconsult	Oppdragsnummer	Dokumentnummer	Revisjon
	5007036	001	

Innhold

Oppdraget 6
Sammendrag 6
Alle anlegg 7
felles Grunnlag for alle anlegg 9
Prinsipper for utvelgelse av anlegg egnet for effektutbygging 9
Prinsipper ved prosjektering og kostnadsberegning av de enkelte anlegg 9
Generelt 9
Bygg 9
Maskin 13
Elektro 14
Miljø 15
Prosjektering, byggeledelse og generelle byggherrekostnader 15
Finansieringskostnader 15
Diverse og uforutsett 15
Vurdering av resultater 16
GuolaS kraftverk (GuolasJÅKKA) 17
Sammendrag og vurdering av prosjektet 17
Eksisterende anlegg 18
Systembeskrivelse 18
Reguleringer 18
Kraftstasjon 18
Linjetilknytning 18
Miljøforhold 19
Tidligere prosjekter 19
Nytt prosjekt 19
Mulige alternativer, kort oppsummering 19
Tilleggsoverføringer 19
Systembeskrivelse, valgt alternativ 20
Vurdering av brukstid 21
Vannveier 22
Kraftstasjon 22
Kraftlinjer 22
Miljø 23
Produksjon 24
Kostnadsoverslag for økt installasjon 25
Aurland kraftverk 28
Sammendrag og vurdering av prosjektet 28
Eksisterende anlegg 28
Systembeskrivelse 28
Reguleringer 29
Kraftstasjoner 30
Linjetilknytning 30
Miljøforhold 30
Tidligere og parallelle prosjekt 30
Nytt prosjekt, Låvi kraftverk 31
Mulige alternativer, kort oppsummering 31
Tilleggsoverføringer 31
Systembeskrivelse, valgt alternativ 31
Vurdering av brukstid 32
Vannveier 32
Kraftstasjon 32

Kraftlinjer 33
Miljø 33
Produksjon 34
Kostnadsoverslag 34
Mauranger kraftverk 36
Sammendrag og vurdering av prosjektet 36
Eksisterende anlegg 36
Systembeskrivelse 36
Reguleringer 37
Linjetilknytning 37
Miljøforhold 37
Tidligere prosjekt 37
Nytt prosjekt 37
Mulige alternativer, kort oppsummering 37
Tilleggsoverføringer 38
Systembeskrivelse, valgt alternativ. Inntak i Juklavatn 38
Vurdering av brukstid - Alternativ med anlegg parallelt med Mauranger kraftanlegg 39
Vurdering av brukstid - Alternativ med anlegg med inntak i Juklavatn 39
Vannveier 40
Kraftstasjon 40
Kraftlinjer 41
Miljø 41
Produksjon 41
Kostnadsoverslag 42
Blåsjø mot Jøsenfjorden 43
Sammendrag og vurdering av prosjektet 43
Eksisterende anlegg 43
Systembeskrivelse 43
Reguleringer 44
Linjetilknytning 44
Miljøforhold 44
Tidligere prosjekt 45
Nytt prosjekt 45
Mulige alternativer, kort oppsummering 45
Tilleggsoverføringer 45
Systembeskrivelse, valgt alternativ 45
Vurdering av brukstid 46
Vannveier 46
Kraftstasjon 47
Kraftlinjer 47
Adkomst 47
Miljø 47
Produksjon 48
Kostnadsoverslag 48
Tonstad og Solhom 49
Sammendrag og vurdering av prosjektet 49
Eksisterende anlegg 50
Systembeskrivelse 50
Reguleringer 50
Kraftstasjon 51
Linjetilknytning 51
Miljøforhold 51
Tidligere prosjekt 51

Nytt prosjekt 52
Mulige alternativer, kort oppsummering 52
Tilleggsoverføringer 52
Systembeskrivelse, valgt alternativ 52
Vurdering av magasin 54
Vannveier 56
Kraftstasjon 56
Kraftlinjer 57
Miljø 57
Produksjon 58
Kostnadssammendrag 59

Vedlegg

Økonomisk vurdering av tunneltverrsnitt

OPPDRAGET

Studien skal gi en oversikt over hva det kan koste å utvide effektinstallasjonen ved noen typiske større kraftanlegg. Det er først og fremst sett på en utvidelse innenfor de eksisterende reguleringer og overføringer. I noen tilfeller hvor det synes å ligge spesielt godt til rette for å ta inn mer vann, er dette tatt med i planene. Det er ikke vurdert om magasinene bør/kan utvides.

Norconsult har prosjektert og kostnadsberegnet bygg- og anlegg, maskin- og elektroteknisk utstyr for anleggene. Produksjon og forhold vedrørende tilknytning til nett er ikke vurdert av Norconsult, men har generelle kommentarer fra NVE.

I dette prosjektet er effekt fremskaffet ved utvidet installasjon (uten pumping) for fire av anleggene. For det femte (Tonstad kraftverk) er magasinet oppstrøms så lite at pumping er nødvendig i tillegg til effektutvidelsen.

Kontakt mot eiere er i første hånd gjort av NVE og senere fulgt opp av Norconsult.

Detaljeringsnivået ligger på forstudienivå. Studien omfatter ikke en detaljert landskapstilpasning, og det er derfor ikke foretatt befaring på de enkelte anlegg.

SAMMENDRAG

Det er for alle kraftverkene tatt utgangspunkt i opp til 4 forskjellige størrelser for ny installasjon, med brukstider hhv. 2 500, 2 000, 1 500 og 1 000 timer for ny total installasjon. Ikke alle brukstider er relevante for alle kraftverkene. Det framgår av tabellen under, og er nærmere begrunnet i beskrivelsen av hvert enkelt kraftverk.

Det bemerkes også at for Guolas kraftverk ble det opprinnelig brukt for høy produksjon i dagens kraftverk. Dermed ble ny installasjon for stor; brukstiden er mindre enn 2 000, 1 500 og 1 000 timer som først ble satt opp (ca. 1 500, 1 100 og 700 timer). Se også beskrivelsen for Guolas kraftverk.

Også for Mauranger kraftverk er det noe ”sprik” mellom oppsatt brukstid og brukstid som en får ved å dividere produksjon med effekt, men her er forskjellen av betydelig mindre grad enn for Guolas kraftverk.

I tabellene i dette sammendraget er de opprinnelige beregnede brukstider satt opp i headingen.

.

Alle anlegg

I tabellen under er det satt opp kostnader i mill. kroner totalt og per MW for hvert enkelt anlegg. Det er brukt kostnadsnivå 2008.

		Brukstid timer, omtrentlig verdi (eks. effekt av pumping i pumpekraftverk)			
		2500	**2 000**	**1 500**	**1 000**
Guolas inkl. Bievlajavrre					
Ny effekt	MW		145	220	370
Kostnad, brutto	mill. kr		1 266	1 413	1 718
Kostnad, netto	mill. kr		1 065	1 206	1 505
Kostnad pr. ny MW, netto	mill. kr		**7,3**	**5,5**	**4,1**
Guolas ekskl. Bievlajavrre					
Ny effekt	MW		145	220	370
Kostnad, brutto	mill. kr		982	1 130	1435
Kostnad, netto	mill. kr		940	1 082	1 381
Kostnad pr. ny MW, netto	mill. kr		**6,5**	**4,9**	**3,7**
Aurland I					
Ny effekt	MW		140	475	1 150
Kostnad, brutto	mill. kr		708	1302	2 450
Kostnad pr. ny MW, brutto	mill. kr		**5,1**	**2,7**	**2,1**
Mauranger					
Ny effekt	MW	310	470	730	1 250
Kostnad brutto	mill. kr	984	1271	1624	2 279
Kostnad pr. ny MW, brutto	mill. kr	**3,2**	**2,7**	**2,3**	**1,8**
Blåsjø					
Ny effekt	MW	160	660	1 560	3 360
Kostnad, brutto	mill. kr	906	1 950	3 364	5 853
Kostnad pr. ny MW, brutto	mill. kr	**5,7**	**3,0**	**2,2**	**1,8**
Tonstad (pumpe)					
Ny effekt	MW			790	2 150
Kostnad, brutto	mill. kr			2594	5241
Kostnad pr. ny MW, brutto	mill. kr			**3,3**	**2,4**
Solhom (pumpe)					
Ny effekt	MW			300	550
Kostnad, brutto	mill. kr			1 097	1 613
Kostnad pr. ny MW, brutto	mill. kr			**3,7**	**2,9**

Brutto kostnad er beregnet uten hensyn til eventuelle tilleggsfelt. I netto kostnad er eventuell tilleggsproduksjon fratrukket med verdi kr 3,00 pr. kWh.

Anleggene Guolas (etter effektøkningen), Aurland I (etter effektøkningen), Mauranger og Blåsjø har inntak i magasin og utløp i sjøen (saltvann).

Tonstad og Solhom kraftstasjoner ligger mellom magasiner. For Tonstads vedkommende er oppstrøms magasiner (nedstrøms Solhom) så små at det må installeres pumpeturbiner for å få nytte av installasjonen. Solhom kraftverk oppstrøms Tonstad har det største magasinet oppstrøms (Nesjen), men også her er det valgt å benytte pumpeturbiner. Anlegg med pumpeturbiner vil i prinsippet bare være en effektreserve med noen ganske få timers brukstid mellom hver pumpesekvens. Virkelig brukstid for anlegg med pumpe avhenger av hvor ofte en velger å pumpe.

Kostnadene per MW reduseres med utbyggingens størrelse, men en stor installasjon gir kortere brukstid for anlegget før magasinet er tomt. Nytten over tid som reserve blir dermed redusert med økende installasjon. Det er i denne studien kun sett på brukstider med fullt magasin ved maksimalt effektuttak. I tabellen nedenfor er det vist kostnad pr. MW og døgn for de aktuelle anlegg og alternativer.

		Brukstid timer, omtrentlig verdi (eks. effekt av pumping i pumpekraftverk)			
		2500	**2 000**	**1 500**	**1 000**
Guolas inkl. Bievlajavrre	kr/MW/døgn		136 000	141 000	164 000
Guolas ekskl. Bievlajavrre	kr/MW/døgn		144 000	149 000	170 000
Aurland	kr/MW/døgn		103 000	110 000	164 000
Mauranger	kr/MW/døgn	81 000	90 000	97 000	114 000
Blåsjø	kr/MW/døgn	31 000	21 000	21 000	27 000
Tonstad (pumpe)	kr/MW/døgn			3 300 000	3 500 000
Solhom (pumpe)	kr/MW/døgn			215 000	293 000

Merk at i innledningen, og i all hovedsak også senere i rapporten, er brukt de opprinnelige tiltenkte brukstider (2500, 2000, 1500 og 1000 timer) som heading i tabeller etc., selv om det i løpet av prosjektgjennomføringen ble brukstider som avvek fra disse. Det bemerkes at for Guolas kraftverk ble det i prosjektstaren brukt for høy produksjon for dagens kraftverk. Dermed ble ny installasjon for stor; brukstiden er mindre enn 2 000, 1 500 og 1 000 timer som først ble satt opp (ca. 1 500, 1 100 og 700 timer når korrigert produksjon settes inn) da en valgte å fortsette med de installasjonsøkningene som det ble startet med. Se også beskrivelsen for Guolas kraftverk. For noen av de andre kraftverkene er det noen små avvik fra de tilsiktede brukstidene.

FELLES GRUNNLAG FOR ALLE ANLEGG

Prinsipper for utvelgelse av anlegg egnet for effektutbygging

Følgende momenter er lagt til grunn for valg av anlegg:

- høyt fall
- magasin på tilløpssiden og avløpssiden, alternativt avløp i sjøen
- spredning av anlegg med mulighet for effekt i nettet og sikring ved feil
- god linjedekning og tilstrekkelig kapasitet til å overføre den produserte effekten, eller relativt enkelt å skaffe nødvendig linjekapasitet

Formålet med effektverkene kan være:

- Samkjøring med varmekraft/vindkraft som gir behov for utjevning over døgnet samt også over lengre perioder med lite vind.
- Gi ekstra effekt i forbindelse med lengre kuldeperioder om vinteren.
- Gi ekstra effekt på dagtid på ukens virkedager.
- Sikring mot manglende effekt i tørrår hvor det generelt er lite vann i store deler av systemet.
- Tilføre ekstra effekt innen et begrenset område hvor nettet er begrensende for tilførsel av effekt utenfra.
- Sikring mot bortfall av kraft i viktige forsyningsområder i fall alvorlig svikt i deler av systemet. Svikt i nett eller produksjonsapparat som utfall av store og viktige kraftstasjoner.

Prinsipper ved prosjektering og kostnadsberegning av de enkelte anlegg

Generelt

Prosjekteringen er basert på kart, bilder og oversiktstegninger av eksisterende anlegg.

Det er ikke forutsatt at magasiner, overføringer etc. endres som følge av effektutbyggingen.

Dersom eventuelt nytt anlegg med fordel kan legges langs en annen trasé enn parallelt med eksisterende anlegg, og dette muliggjør inntak av nye bekker, tas dette med som en tilleggsgevinst. Det forutsettes at inntak av nye felt ikke vil ha negative miljøkonsekvenser av betydning.

Bygg

Prosjekteringsgrunnlag

Anleggene er skissert på kart i målestokk 1:50 000. Disse er vedlagt rapporten. For vurdering av volumer, utsprengning, forskaling, armering og betong etc. i kraftstasjonene er det laget grove håndskisser. Disse er ikke vedlagt rapporten.

Det er ikke gjennomført en optimalisering av anleggene med hensyn på tunnel- sjakttverrsnitt, lukedimensjoner etc. Tverrsnittene er bestemt ut fra erfaringstall for vannhastighet. Falltapet i en tunnel med stort tverrsnitt er mindre enn i en tunnel med lite tverrsnitt. Marginalkostnad for utvidelse av tverrsnittet varierer ikke mye om tunnelen er stor eller liten. Grovt vurdert er derfor vannhastigheten i en økonomisk dimensjonert tunnel lavere i et lite tverrsnitt enn i et mye større tverrsnitt. Vi har derfor lagt til grunn forskjellig hastighet i tunnelene avhengig av tverrsnittet. Det er antatt at anlegg som bygges for effekt vil kjøre en stor del av tiden på fullt pådrag.

Valgt grunnlag:

- tunnel 20-160 m^2: vannhastighet 1,2 - 2,5 m/s (se vedlegg)
- råsprengt sjakt: 3 m/s
- stålforet sjakt: 5 m/s
- inntaksgrind: 1,0 m/s
- luke med trykk 0-10 m: 3,5 m/s
- luke med trykk 10-40 m: 5 m/s
- trykkrør ved stasjon: 5 m/s

Adkomsttunnel: Når arrangementet krever ny adkomst, gis minimum samme frie tverrsnitt som benyttes i det offentlige veinett. Fri høyde 4,6 m + klaring til eventuelle installasjoner 0,2 m. Bredde 5,5 m. Når hensyn tas til mulige installasjoner i heng og langs vegg antas utsprengt nyttbart areal B x H = 6,5m x 6,0m = ca. 40 m^2.

Kabeltunnel, separat rømningstunnel, etc: Det antas normalt minimumstverrsnitt ca. 25 m^2.

Der det er regnet med Peltonturbiner, er det antatt at det vil være mulig å benytte avløpstunnelen som rømningsvei (båt). Benyttes Francisturbiner dykkes avløpet, og det er derfor ikke naturlig å velge frispeil avløpstunnel. Rømning må da skje i egen tunnel, eller normalt i en separat kabeltunnel. Vi har derfor valgt å inkludere egen kabel-/rømningstunnel ved stasjoner med Francisturbiner.

Vannveien er lagt ut slik at den får en enklest mulig anleggsteknisk utforming. Dette medfører at det for tilløpsvannveien velges tunnel med stigning 1:7 fremfor slakere tunnel og sjakt nær stasjonen knyttet opp mot et svingekammer. Avstanden mellom stasjonen og nærmeste frie vannflate blir da ofte lengre enn det som kreves for at anlegget vil være stabilt på eget nett. Det er spesielt for anlegg med lavest brukstid hvor tunneltverrsnittene er store og økonomisk vannhastighet i tunnelen også er stor at dette blir mest markert. Ved prosjektering for en eventuell utbygging bør denne forutsetningen vurderes på ny. Anlegg som ikke er stabile på eget nett kan gjøres stabile ved enten å forkorte avstanden mellom stasjon og nærmeste frie vannflate f. eks ved å legge inn svingekammer eller flytte svingekammeret nærmere stasjonen, alternativt å øke tunneltverrsnittet mellom fri vannflate og stasjonen, eller en kombinasjon av begge.

Kostnadsgrunnlag

Kostnader er kalkulert i henhold til "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg" (NVEs Håndbok 2/2005) og Norconsults egen kostnadsbank.

Kostnadene er justert for prisstigning 2005/1 til 2007/1 iht. notat "Prisstigning vannkraftverk, kostnadsindekser" av 27.3.2007 fra NVE, og videre en vurdert justering fram til 2008/1.

Følgende basiskostnader er benyttet:

Rigg og drift av byggeplass

Beskrivelse	enhet	%
Rigg og drift i % av mengdeposter		35

Sprengte tunneler, kostnader eks. rigg.
(Sikringsvolum tilpasset vanntunneler)

Beskrivelse	enhet	kr	Beskrivelse	%	enhet	kr
Grunnpris sprengning og utkjøring			*Totalpris inkl. sikring*			
Tunnel 18/20 m^2 (minimumstverrsnitt)	m	9 513	Grunnpris + sikring %	30	m	12 367
Tunnel 25 m^2	m	10 872	Grunnpris +sikring %	30	m	14 134
Tunnel 30 m^2	m	11 840	Grunnpris +sikring %	30	m	15 392
Tunnel 35 m^2	m	12 805	Grunnpris +sikring %	30	m	16 647
Tunnel 40 m^2	m	13 768	Grunnpris +sikring %	35	m	18 587
Tunnel 45 m^2	m	14 729	Grunnpris +sikring %	40	m	20 621
Tunnel 50 m^2	m	15 687	Grunnpris +sikring %	45	m	22 746
Tunnel 60 m^2	m	17 597	Grunnpris +sikring %	45	m	25 516
Tunnel 70 m^2	m	19 496	Grunnpris +sikring %	45	m	28 269
Tunnel 80 m^2	m	21 386	Grunnpris +sikring %	45	m	31 010
Tunnel 90 m^2	m	23 267	Grunnpris +sikring %	45	m	33 737
Tunnel 100 m^2	m	25 138	Grunnpris +sikring %	45	m	36 450
Tunnel 120 m^2	m	28 850	Grunnpris +sikring %	45	m	41 833
Tunnel 140 m^2	m	31 190	Grunnpris +sikring %	50	m	46 785
Tunnel 160 m^2	m	33 530	Grunnpris +sikring %	50	m	50 295
Tunnel 180 m^2	m	35 870	Grunnpris +sikring %	50	m	53 805
Tunnel 200 m^2	m	38 210	Grunnpris +sikring %	50	m	57 315
Tunnel 220m^2	m	40 550	Grunnpris +sikring %	50	m	60 825
Tunnel 240 m^2	m	42 890	Grunnpris +sikring %	50	m	64 335
Tunnel 260 m^2	m	45 230	Grunnpris +sikring %	50	m	67 845

Lange sjakter. Borede og sprengte, kostnader eks. rigg.

Beskrivelse	enhet	kr	Beskrivelse	%	enhet	kr
Grunnpris			*Totalpris*			
Sjakt boret Ø 1,5 m A=1,8 m^2	m	10 000	Grunnpris +sikring %	10	m	11 000
Sjakt boret Ø 2,0 m A=3,1 m^2	m	13 000	Grunnpris +sikring %	10	m	14 300
Sjakt boret Ø 2,5 m A=4,9 m^2	m	16 000	Grunnpris +sikring %	10	m	17 600
Sjakt boret Ø 3,0 m A=7,1 m^2	m	19 000	Grunnpris +sikring %	10	m	20 900
Sjakt boret Ø 3,5 m A=9,6 m^2	m	23 000	Grunnpris +sikring %	10	m	25 300
Sjakt boret Ø 4,0 m A=12,6 m^2	m	27 000	Grunnpris +sikring %	10	m	29 700
						-
Sjakt A=16 m^2	m	23 738	Grunnpris +sikring %	25	m	29 673
Sjakt A=20 m^2	m	32 154	Grunnpris +sikring %	30	m	41 800
Sjakt A=30 m^2	m	39 273	Grunnpris +sikring %	35	m	53 019
Sjakt A=40 m^2	m	47 968	Grunnpris +sikring %	35	m	64 757
Sjakt A=50 m^2	m	58 588	Grunnpris +sikring %	35	m	79 094
Sjakt A=60 m^2	m	71 560	Grunnpris +sikring %	35	m	96 606
Sjakt A=70 m^2	m	87 404	Grunnpris +sikring %	35	m	117 995
Sjakt A=80 m^2	m	106 755	Grunnpris +sikring %	35	m	144 119
Sjakt A=90 m^2	m	130 391	Grunnpris +sikring %	35	m	176 028
Sjakt A=100 m^2	m	159 260	Grunnpris +sikring %	35	m	215 001

Korte vertikale sjakter, lukesjakter etc.

Beskrivelse	enhet	kr	Beskrivelse	%	enhet	kr
Grunnpris: Boring eller sprengning, opplasting og utkjøring			*Totalpris*			
Sjakt A=7,5 m^2	m	10 000	Grunnpris +sikring %	20	m	12 000
Sjakt A=10 m^2	m	12 000	Grunnpris +sikring %	20	m	14 400
Sjakt A=16 m^2	m	18 400	Grunnpris +sikring %	25	m	23 000
Sjakt A=20 m^2	m	23 000	Grunnpris +sikring %	30	m	29 900
Sjakt A=30 m^2	m	34 500	Grunnpris +sikring %	35	m	46 575
Sjakt A=40 m^2	m	46 000	Grunnpris +sikring %	35	m	62 100
Sjakt A=50 m^2	m	57 500	Grunnpris +sikring %	35	m	77 625
Sjakt A=60 m^2	m	69 000	Grunnpris +sikring %	35	m	93 150

Sprengningsarbeider i bergrom

Beskrivelse	enhet	kr	Beskrivelse	%	enhet	kr
Grunnpris: Boring eller sprengning, opplasting og utkjøring			*Totalpris*			
						-
Fjellhall, takskive	m^3	295	Grunnpris + sikring %	50		443
Fjellhall, palling	m^3	120	Grunnpris + sikring %	50		180
						-
Fjellhall, snittpris	m^3	230	Grunnpris + sikring %	50		345

Betongarbeider

Beskrivelse	enhet	kr
Forskaling, alt inkl.	m^2	1600
Armering, alle dimensjoner	tonn	19 000
Betong, alt inkl.	m^3	2 000

Annet

Beskrivelse	enhet	kr
Kjørebane med fast dekke i tunnel	m	2 500

Samtlige anlegg vil bli utformet med kraftstasjon i fjell. Basis for kostnadsvurderingen av selve stasjonen vil være utsprengt volum. Dette volumet vurderes ut fra et standard skissert stasjonsarrangement. Med basis i utsprengt volum vurderes totalkostnaden som følger (ref. NVE "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg"):

- Sprengning:
  - volum og enhetspris pr. m^3. Sprengningsvolumer for kraftstasjoner med forskjellige ytelser er vist i etterfølgende tabell.

Kraftstasjon med ett aggregat		Tillegg for aggregat 2, 3, etc.
Ytelse i MW	*Sprengnings-volum m^3*	*Sprengnings-volum m^3*
100	12 000	8 000
125	13 500	9 000
150	15 000	10 000
175	17 000	11 000
200	19 000	12 000
225	22 000	13 000
250	25 000	14 000
275	28 500	15 500
300	32 000	17 000
325	36 000	18 500
350	40 000	20 000

Tabellen er basert på fall ca. 900 meter.

- Betong:
  - volum vurdert som 20 % av utsprengt fjell og enhetspris
- Armering:
  - tonnasje vurdert som 60 kg/m^3 betong og enhetspris
- Forskaling: areal vurdert som
  - areal vurdert som 2,1 m^2/m^3 betong og enhetspris
- Mur og pussarbeider:
  - 5 % av kostnader for sprengnings- og betongarbeider
- Innredningsarbeider:
  - 15 % av kostnader for sprengnings- og betongarbeider

VVS og elektriske installasjoner er medtatt som egne poster under de respektive fag.

Maskin

Anleggene i studien har konstruksjonsfallhøyder i størrelsesområde 200 meter til 1000 meter. Største fallhøyde for Francisturbiner på verdensbasis er drøye 700 meter. I denne studien tar vi utgangspunkt i maksimalt 650 meter for Francisturbiner, som også er iht. NVEs kostnadsgrunnlag.

For alternativer med flere aggregater er maksimal aggregatstørrelse generelt 250-300 MW. For å begrense antall aggregater er aggregatytelsen for noen alternativer kommet opp i ca. 320 MW, som det er levert flere av i Norge. Ved en eventuelt videre prosjektering kan det være at man velger å holde ytelsen innenfor ca. 250 MW, der det blant annet har vært et skille mellom luftkjølte og vannkjølte generatorviklinger. Eller, om svært stor utvidelse viser seg lønnsom, at man går opp til aggregatstørrelse på 500 MW og mer, som jo finnes på verdensbasis.

Aggregatenes turtall, som har vesentlig betydning for aggregatkostnaden, har vi funnet riktig å ta ut fra Norconsults database (altså ikke NVEs kostnadsgrunnlag). For Peltonturbiner er det brukt turtall for seks dyser, som samsvarer med kostnadsgrunnlaget. For pumpeturbiner (reversible Francis), er det valgt et par turtallstrinn under det naturlige, for å begrense dykkingen til i størrelsesorden 30 meter.

Inntakslukenes størrelse har vi begrenset til 30 m^2, selv om det er levert atskillig større luker enn det. For inntakene med høyest trykk kan 30 m^2 være for stort.

Det er generelt regnet med lengde 70 meter for stålforing av trykksjakter.

Priser for maskintekniske anlegg er gitt med utgangspunkt i NVEs "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg" pr. 2005, indeksregulert iht. NVE's notat 27.3.2007 pluss 5 % fra 2007 til 2008, til sammen 15 % generelt for maskin. For turbiner blir tilsvarende justering 19 %.

Kommentar til NVEs kostnadsgrunnlag for turbiner:
Tallene (kronebeløp) ble i 2005 nedjustert med 10 - 15 % i forhold til utgave 2000 pga. unormalt lave priser rundt den tiden. Antall innkjøp av større turbiner er for tiden svært begrenset, men inntrykket er at NVEs kostnadsgrunnlag etter hvert vil vise seg å være ganske mye for lavt.

Vi har valgt å beholde "sekkeposten" M.4 Diverse utstyr, som inneholder maskinsalkran, kjøle- og lenseanlegg og inntaksvaregrind, selv om tallene her må tilpasses betydelig for stasjon med mange aggregater.

Elektro

Den tekniske utformingen av de elektriske anleggene er basert på prinsippskjemaet for middels/stor kraftstasjon i fjell med 2 aggregat for utgående linjer (fig. E.3.2 fra "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg" NVE 2005). For hvert kraftverk som er kostnadsvurdert er vist med et enlinjeskjema.

Ytelsen for elektriske komponenter som generator, transformator og apparater angis i MVA og det er brukt en fast effektfaktor (cosφ) på 0,85.

Følgende hovedkomponenter er tatt med i kostnadsvurderingen:

- *Generator* i vertikal utførelse med magnetiseringsutrusting. Generatorbryter og skinneforbindelse mellom generator og transformator er tatt med i vurderingen for hjelpeanlegg.
- *Transformator* med lastkobler og nødvendig tilleggsutstyr (Omsetning henholdsvis 16/300 kV, 16/420 kV og 12/132 kV).
- *Høyspent* koblingsanlegg som blir utarbeidet spesielt for hver kraftstasjon. Det bør bli vurdert i hvert enkelt tilfelle om et kapslet SF_6-anlegg bør plasseres i fjell eller om det er mer hensiktsmessig å plassere koplingsanlegget som konvensjonelt friluftsanlegg. Prisene gjelder for friluftsanlegg med ett komplett felt med effektbryter, skillebryter, måletransformator og overspenningsavleder. Spenningstransformator og jording på samleskinner er tatt med.
- *Kontrollanlegg* omfatter lokalanlegg, pumpeaggregater (hvor det er planlagt) samt fellesanlegg, skjermsystem og fjernkontroll. Der hvor det planlegges flere enn 2 aggregater benyttes en pris som er 50 % av det første aggregatet for hvert av tilleggsanleggene.
- *Hjelpeanlegg* består av høyspent og lavspent stasjonsforsyning, stasjonstransformator, høyspent og lavspent kabel, dieselaggregat, batterianlegg med DC-forsyning, jording, brann varslings- og slukkeanlegg, brann merking og tetning samt telefonanlegg. Hvis det er flere enn 2 aggregater benyttes en pris som er 50 % av det første hjelpeanlegget for hvert av tilleggsanleggene.
- *Kabelanlegg* består av høyspentkabel (420 kV, 300 kV eller 132 kV) fra hovedtransformator til koblingsanlegg som blir plassert rett utenfor inngangen til kraftstasjonen. Det forutsettes en PEX kabel med kabeltverrsnitt 800 mm^2 Al for 132 kV og 1200 mm^2 Al for 300 kV og 420 kV.
- *Kraftlinjer* blir planlagt mellom det nye koblingsanlegget og tilknytningspunktet på høyspentnettet. I de fleste tilfeller er det kalkulert ett kraftlinjesystem. I tillegg er det tatt med nødvendige høyspentanlegg for tilknytningspunktet.

De totale kostnadene for hvert anlegg vil være avhengig av de faktiske forhold på stedet.

Faktorer som har størst betydning for kostnadene foruten stasjonsytelse (MW) er:

- Antall aggregater
- Aggregatenes turtall
- Type koplingsanlegg (enkel/dobbel samleskinne)
- Lengde, type og antall kabler
- Traseen til kraftlinjene og antall systemer

Miljø

For hvert enkelt anlegg er det et skjema hvor antatt virkning av tilleggsutbyggingen på miljø er anført. Det er ikke engasjert egne fagfolk på de forskjellige temaer for vurderingen. Normalt vil en tilleggsutbygging ha små konsekvenser for de aller fleste miljørelaterte forhold.

Prosjektering, byggeledelse og generelle byggherrekostnader

Kostnader er beregnet etter følgende prinsipp:

- Prosjektering
  - Bygg og anlegg: fast sum for tunnelanlegg og landskap uavhengig av lengde og kostnad. Kostnad vurdert til kr 2 000 000,-
  - Bygg og anlegg: fast sum for stasjon med ett aggregat med tillegg for eventuelle ekstra aggregater. Kostnad vurdert til kr 2 000 000,- og kr 1 000 000,- pr. stk. for hvert ekstra aggregat
  - Maskin: fast sum for en stasjon uavhengig av størrelse, men forutsetter like aggregater hvor stasjonen har flere aggregater. Kostnad vurdert til kr 1 500 000,-
  - Elektro: fast sum for en stasjon uavhengig av størrelse, men forutsetter like aggregater hvor stasjonen har flere aggregater. Kostnad vurdert til kr 1 500 000,-
  - Ventilasjon, sanitær etc.: fast sum pr. stasjon. Kostnad vurdert til kr 250 000,-

- Byggeledelse
  - Bygg og anlegg: fast sum pr. måned byggetid. Kostnad vurdert til kr 400 000,- pr. måned.
  - Maskin og elektro: fast sum pr. aggregat for oppfølging fra kontrakt tom. idriftsetting. Kostnad vurdert til kr 600 000,- hver.

- Byggherrekostnader
  - Kostnader for egne ansatte samt diverse utlegg regnet som fast sum pr. anlegg. Kostnad vurdert til kr 1 000 000,- pr. år byggetid.

Finansieringskostnader

Finansieringskostnader regnes som rentebelastning på en utgift linjert stigende gjennom hele byggetiden. Renten er satt til:

- 6,5 % p.a.

Diverse og uforutsett

Diverse kostnader dekker:

- Mange små og hver for seg ubetydelige kostnader som det ikke er praktisk å legge inn som egne poster i kostnadskalkulasjonen. Denne kostnaden regnes som % av delkostnaden for det objektet denne dekker. Prosenten vil variere avhengig av objektets art.
  1. Forberedende arbeider, vurdert til 15 %
  2. Kraftstasjon, vurdert til 15 %

3. Adkomsttunnel, vurdert til 10 %
4. Råsprengt tunnel, vurdert til 5 %
5. Råsprengt sjakt, vurdert til 7 %
6. Pansret tunnel/sjakt, vurdert 10 %
7. Inntak, vurdert til 15 %
8. Propper, vurdert til 12 %
9. Portaler, vurdert til 13 %
10. Maskin og elektro, vurdert til 5 % hver

Uforutsette kostnader dekker:

- Dette er i hovedsak en reservepost som dekker opp generell usikkerhet i kostnadsgrunnlag og forhold som kan være oversett i en forstudie hvor grunnlagsdata etc. kun er omtrentlig definert eller kontrollert. Uforutsett legges til som et generelt prosentpåslag på hele kostnaden. For detaljeringsgrad tilsvarende denne rapporten er uforutsett vurdert til 10 %.

Vurdering av resultater

Anleggene vurderes først og fremst etter kostnad pr. MW tilleggseffekt.

Der en ny utbygging medfører økt produksjon godskrives dette med en skjematisk pris på kr 3,00 pr. innvunnet kWh. Det forutsettes at innvunnet kraft skaffes gjennom tilførsel av nytt vann. Små variasjoner i produksjon som fremkommer gjennom redusert falltap, forbedret virkningsgrad etc. medregnes ikke som innvunnet ny kraft. Dette fordi prosjektet ikke går tilstrekkelig i dybden vedrørende fastlegging av eksisterende falltap, virkningsgrader etc.

I tillegg til en pris pr. kW tilleggseffekt vurderes også anleggets evne til å levere effekt over tid. Dette er gjort på følgende måte:

- det tas utgangspunkt i fullt magasin i en periode med minimal naturlig tilrenning
- den tid det tar å tømme magasinet med den nye totale slukeevnen beregnes
- men der det er kraftverk oppstrøms forutsettes disse kjørt med sin maksimale slukeevne

Å utvide slukeevnen slik at tiden anlegget kan kjøres med full effekt blir urimelig kort, vil ikke være en god investering. Slike anlegg har dårlig eller ingen reserve i tilfeller der det vil være behov for effekt ved f.eks. feil i andre anlegg etc. Man kan heller ikke regne med at en mulig nødssituasjon starter når magasinet er fullt. Vi forutsetter dog at anleggene kan manøvreres slik at magasin ovenfor det aktuelle magasinet tømmes først slik at potensialet for produksjon av tilleggseffekt beholdes lengst mulig i sesongen.

Dersom en vil kompensere for liten magasinkapasitet med å installere pumpeturbin(er), er dette mulig der utløpet ligger i et magasin og ikke i saltvann. Effekt fremskaffet gjennom pumping vil imidlertid ha en betydelig større driftskostnad enn effekt skaffet ved å kjøre ut magasinert vann.

Ut fra en vurdering av magasinkapasiteten kan det være at en utbygging direkte til et stort høytliggende magasin vil være riktigste løsning selv om dette gir en noe lenger vannvei.

I en sammenlikning mellom alternativer bør den tiden det tar å tømme magasinet ved full utnytting av effektinstallasjonen tillegges stor vekt. Hvorledes en best kan vekte dette momentet sammen med pris pr. MW er det ikke tatt stilling til i denne rapporten. Som en indikator er pris pr. MW og døgn basert på kjøring med full effekt sammenhengende med vann fra oppstrøms magasin. Magasinet forutsettes kjørt fra fullt til tomt kun med tilsig tilsvarende oppstrøms kraftverks slukeevne.

GUOLAS KRAFTVERK (GUOLASJÅKKA)

Sammendrag og vurdering av prosjektet

Anlegget er vurdert for følgende ca. brukstider: 1500, 1100, 750[1]

			Eks. Bievlajavrre		Inkl. Bievlajavrre	
Brukstid timer*	**Sum effekt etter utvidelse MW**	**Ny effekt (Guolas) MW**	**Kostnad ny effekt mill. kr brutto/netto**	**Kostnad ny effekt mill. kr pr. MW** brutto/netto**	**Kostnad ny effekt mill. kr brutto/netto**	**Kostnad ny effekt mill. kr pr. MW** brutto/netto**
Eksisterende anlegg med nytt fall:						
1500 (2000)	225	145	982/940	6,8/6,5	1 266/1 065	8,7/7,3
1100 (1500)	300	220	1 130/1 082	5,1/4,9	1 413/1 206	6,4/5,5
750 (1000)	450	370	1 435/1 381	3,9/3,7	1 718/1 505	4,6/4,1
Eksisterende anlegg: 4000 timer	80					
Produksjon Guolas nytt fall: 342 GWh (dersom all produksjon i nytt anlegg blir økningen 22 GWh)						
Produksjon tilleggsfelt Bievlajavrre: 53 GWh						

*Beregnet på grunnlag av Guolas kraftverk med nytt fall uten hensyn til tilleggsfelt. Guolas kraftverk har i dag utløp til elv. For effektøkningen er det planlagt med utløp til Kåfjorden, slik at denne delen av kraftverket får omtrent 50 meter høyere fall. Nåværende kraftstasjon forblir som i dag.
**Netto kostnad når gevinst ved tilleggsproduksjon med verdi kr 3,00 pr. kWh er fratrukket. Bievlajavrre kan overføres til Guolas kraftverk. For dette feltet er det brukt samme tilsig som angitt i Samlet plan rapport fra 1984.

Det er en betydelig reduksjon i kostnad pr. MW ved en stor utbygging. Stor utbygging medfører at magasinet tømmes på kortere tid slik at nytten som reserveeffekt reduseres. Ved en brukstid på 1500 timer er det en effektreserve i 1068 timer. Ved 750 timer brukstid er denne halvert til 534 timer. Disse tallene er for utbygging uten Bievlajavrre. Med Bievlajavrre er tallene hhv. 1296 og 622 timer.

Nedenfor er vist pris i kr pr. MW og døgn når det kjøres med full effekt med alt vann fra nærmeste magasin.

---

[1] *Det gjøres oppmerksom produksjonstallet var oppgitt for høyt ved prosjektstart. Dette skyldes en feil i NVEs datagrunnlag. Riktig produksjon er ca. 320 GWh/år, mens det var oppgitt 424 GWh/år. Installasjonsøkningene ble beregnet ut fra 424 GWh/år, og med utgangspunkt i hhv. 2000, 1500 og 1000 timer. Det ble valgt å beholde installasjonen i de videre beregningene, og dermed har en kommet ut med en lavere brukstid enn opprinnelig tiltenkt. Den "korrekt" brukstiden er nå satt inn i tabellen (ut fra produksjon eksklusive Bievlajavrre).*

Når det gjelder produksjonsøkningen ved økt installasjon (eksklusive Bievlajavrre) settes denne til 22 GWh/år dersom all produksjon forutsettes i nytt anlegg. Det er da regnet med "riktig" nåværende produksjon (ca. 320 GWh/år). Imidlertid vil ikke all produksjon foregå i nytt anlegg. Økningen er fordelt mellom gammelt og nytt proporsjonalt med de respektive installasjoner. Dermed får en følgende produksjonsøkninger:

2000 timer: 14 GWh/år
1500 timer: 16 GWh/år
1000 timer: 18 GWh/år

Brukstid timer	1500	1100	750
Med Bievlajavrre			
Tid ved full effekt i døgn	54	39	25
Pris kr / MW / døgn	136 000	141 000	164 000
Uten Bievlajavrre			
Tid ved full effekt i døgn	45	33	22
Pris kr / MW / døgn	144 000	149 000	170 000

Eksisterende anlegg

Systembeskrivelse

Anlegget eies av Troms Kraft AS og ligger i Kåfjord kommune i Troms fylke.

Anlegget utnytter vannet i Kåfjordelva som har sitt utspring i fjellområdet innerst i Kåfjorddalen. Kraftverket nytter fallet mellom Guolasjavrre og ca. kote 50 i Kåfjordelva. Langs tilløpstunnelen er det ført inn i alt 7 bekker. Brutto fallhøyde er 719 meter. I stasjonen er det installert to like Peltonaggregater med samlet ytelse 80 MW. Guolasjavrre er eneste magasin. Kraftverket er et konvensjonelt anlegg i fjell og er plassert på sørvestsiden av Kåfjorddalen. Kraftstasjonen ligger ca. 5 km fra Birtavarre innerst i Kåfjorden, som er en gren av Lyngenfjorden.

Anlegget ble satt i drift i 1971.

Reguleringer

Magasin umiddelbart oppstrøms Guolas kraftstasjon		
Magasin	Guolasjavrre	
HRV	772	
LRV	752	
Volum mill. m^3	134,6	
Sjøareal km^2	11,4	

Kraftstasjon

Kraftstasjon	**Guolas**
Produksjon GWh/år	320
Midlere avløp eks. flomtap ca. mill. m^3/år	191
Ytelse MW fordelt på to like Peltonturbiner	80
Energiekvivalent kWh/m^3	1,671
Fall m	719
Slukeevne m^3/s	13
Brukstid timer	4000
Satt i drift	1971

Linjetilknytning

Anlegget er knyttet direkte til hovedlinjen nord/sør med spenning 132 kV. Mot nord går en linje og mot sør to linjer, en linje via Skibotn til Balsfjord og Bardufoss, og en via Tromsø til Bardufoss.

Miljøforhold

Det har vært noen miljøproblemer med stor vannføring i elva fra utløpet fra kraftstasjonen og ned til fjorden om vinteren. Før øvrig er det ikke rapportert om spesielle miljøproblemer i forbindelse med driften av det eksisterende anlegget.

Tidligere prosjekter

Ingen prosjekt for utvidelse av selve anlegget.

Samlet plan - prosjekt for utbygging av småkraftverk med oppdemning oppstrøms Guolasjavrre (Prosjekt 822 Kåfjordelva, Guolasjavrre, 1986).

Samlet plan - prosjekt for utbygging av felt nedstrøms Guolas kraftverk (Prosjekt 821 Skarvdalselva, Bievlajavrre, 1984). Dette prosjektet er alternativt inkludert i foreslått utbygging (effektutvidelsen) i denne rapporten.

Nytt prosjekt

Mulige alternativer, kort oppsummering

Generelt
Hovedmagasinet Guolasjavrre ligger øverst i Kåfjorddalen mellom 700 og 800 meter over havet. Eksisterende anlegg har driftstunnel med bekkeinntak på dalens venstre side sett i strømningsretningen (sør-vestsiden av dalen). Anlegget kunne også ha vært bygd med driftstunnel på dalens høyre side (nord-østsiden), men dette hadde gitt mindre tilskudd via bekkeinntak enn den valgte løsningen.

Mulige alternative utbygginger med tanke på effekt er kort skissert nedenfor.

Alternativ 1 (valgt alternativ)
Nytt kraftverk anlagt med inntak i Guolasjavrre og avløp direkte i Kåfjorden. Vannveien legges parallelt med eksisterende anlegg på dalens sør-vestre side. Det nye anlegget tilføres vann fra et noe lavere liggende felt som tidligere har vært vurdert som en separat utbygging (Bievlajavrre kraftverk). Vannet i det lavereliggende feltet samles i magasin i Bievlajavrre og utnyttes i felles kraftverk ved vekselkjøring mellom de to fallhøydene. Magasinet som er prosjektert i Bievlajavrre er så godt som i sin helhet senkningsmagasin.

Nytt utvidet Goulas kraftverk foreslås kjørt på to fall, Guolasjavrre maksimalt ca. 770 meter fall og Bievlajavrre maksimalt ca. 700 meter fall.

Alternativ 2
Vann fra Bievlajavrre pumpes til Guolasjavrre og forøvrig som alternativ 1. Kan være aktuelt dersom det ikke tillates anlagt tilstrekkelig stort magasin i Bievlajavrre.

Alternativ 3
Ny driftstunnel legges langs dalens høyre side (nordøst). Nytt kraftverk legges på høyre side av Kåfjorden omtrent på høyde med stasjonen i alternativ 1. Legges tunnelen langs denne siden av dalen vil det være mulig å ta inn noen mindre felt. Største av disse er Njuorjojavrre. Noen felt med avløp mot Reisadalen hadde det vært fysisk mulig å ta inn, men nedslagsfeltet til Reisadalen er fredet.

Tilleggsoverføringer

Tilleggsoverføringen er beskrevet i Samlet plan for vassdrag i rapport for 821 Skarvdalselva, Bievlajavrre.

Følgende gjengis fra rapporten:

Nedbørfelt og avløp

Feltets navn	Inntak kote	Areal km²	Spesifikt avløp l/s km²	Midlere avløp	
				m³/s	mill. m³/år
Bievlajavrre	700	18	32	0,576	18,2
Båelva	705	3,7	32	0,118	3,7
Ytre Iselva	705	3,8	32	0,122	3,8
Indre Iselva	705	3,2	32	0,102	3,2
Okselva	705	5,7	32	0,182	5,8
Sum		**34,4**		**1,10**	**34,7**

Beregnet midlere produksjon 53 GWh/år. Magasin 18 mill. m³. Produksjon og magasinstørrelse er hentet fra Samlet plan-prosjekt fra april 1984. Hydrologien for SP-prosjektet er ikke vurdert i effektprosjektet.

Systembeskrivelse, valgt alternativ

Tekniske installasjoner, maskin og elektro

Beskrivelse Guolas II høyt fall (Guolas og Bievlajavrre)	**Enhet** Brukstid timer	**Dimensjon/mengde**			
			1500	1100	750
Installasjon totalt for anleggene	MW		225	300	450
Tilleggsinstallasjon ytelse	MW		145	220	370
Slukeevne totalt for anleggene	m³/s		35	47	70
Tilleggsinstallasjon slukeevne	m³/s		22	34	57
Aggregater, antall	stk.		1	1	2
Turbintype			Pelton	Pelton	Pelton
Effektiv fallhøyde Guolas, ca.	m		740	740	740
Effektiv fallhøyde Bievlajavrre, ca.	m		685	685	685
Inntaksluke, Guolas *	m²		7	9	12
Inntaksluke Bievlajavrre	m²		6	7	7
Trykkrør, diameter	m		2,4	3	2x2,7
Trykkrør, lengde	m		70	70	2x70
Generatorytelse**	MVA		170	259	2 x 218
Turtall	o/min		428,57	375	375
Transformator	kV/kV		12/132	12/132	12/132
Kabelanlegg, antall			1	1	2
Høyspentanlegg, antall felt			2	2	3
Kraftlinjer og tilkoblingsfelt, antall			1	1	2

* Trykk ca. 40 meter, vannhastighet 5 m/s
** Tilleggsinstallasjon dividert med effektfaktor 0,85

Bygg og anlegg
Hoveddimensjoner

Beskrivelse	**Enhet**	**Dimensjon/mengde**			
Brukstid totalt			1500	1100	750
Tilløpstunnel tverrsnitt, Guolas	m^2		25	30	35
Tilløpstunnel lengde, Guolas	km		17	17	17
Tilløpstunnel tverrsnitt Bievlajavrre	m^2		20	20	20
Tilløpstunnel lengde, Bievlajavrre, inkl. grentunnel	km		9	9	9
Trykksjakt tverrsnitt	m^2		7,6	11,5	19,4
Trykksjakt lengde	km		1,0	1,0	1,0
Utsprengt volum i kraftstasjon	m^3		15 000	22 000	31 000
Adkomsttunnel, tverrsnitt	m		40	40	40
Adkomsttunnel, lengde	km		1,0	1,0	1,0
Avløpstunnel, tverrsnitt	m^2		25	30	35
Avløpstunnel, lengde	km		2,0	2,0	2,0

Kommentarer:[2]
Da anlegget eventuelt bygges ut med det formål å øke effektreserven i systemet er en utbygging tilsvarende en brukstid på 2500 timer tilsvarende en ny (økt) effekt på kun ca. 100 MW ikke et fornuftig valg. Kostnadsdifferansen til neste trinn, 2000 timer, vil være relativt liten. Det ses derfor kun på brukstidene 2000, 1500 og 1000 timer i den videre bearbeidingen av alternativene.

Vurdering av brukstid

Anlegget henter vannet direkte fra hovedmagasinet. Det er dermed full fleksibilitet med hensyn på utnyttelsen av installasjonen over tid. Det er ingen begrensninger på tappingen fra magasinet.

Som tabellen viser er tilgjengeligheten til magasin gunstig for effektutbygging.

	Eksisterende anlegg		**1500 timer**	**1100 timer**	**750 timer**
Sum effekt MW (Goulas)	80		225	300	450
Ny effekt (Goulas inkl. Bievlajavrre)			145	220	370
Sum slukeevne m^3/s	13		35	47	70
Ny slukeevne m^3/s			22	34	57
Produksjon fra magasin Guolas; GWh			225	225	225
Produksjon fra magasin Bievlajavrre; GWh			29	29	29
*Tid med produksjon fra magasin, Guolas timer/døgn			1068/45	795/33	534/22
**Tid med produksjon fra magasin, Bievlajavrre timer/døgn			227/9	147/6	88/3,5

Brukstid vurdert ut fra anleggets nye produksjon (eks. Bievlajavrre)
* nytt og gammelt anlegg
** bare nytt anlegg

[2] Dette er opprinnelig kommentar, ut fra produksjon som senere viste seg å være for høy. Vi anser at en tilsvarende betraktning ut fra de reelle forhold vil gi samme konklusjon. Med 2000 timer blir ny (økt) effekt 80 MW, som analogt ikke anses som et fornuftig valg.

Vannveier

Eksisterende tunnel har et tverrsnitt på 10 m^2 som gir en hastighet på 1,3 m/s ved full last. Denne tunnelen er dermed dimensjonert for den aktuelle vannføring og det er ikke rom for mer vann.

Økning av slukeevnen må skje med ny vannvei, alternativt strossing av eksisterende vannvei. Normalt blir produksjonstapet ved strossing så stort at ny parallell tunnel vil være mest økonomisk. Vi har regnet med ny tunnel for alle alternativer. Antatt minimum tverrsnitt for økonomisk driving antas å være ca. 20 m^2. En grov vurdering av økonomisk tverrsnitt basert på 40 øre pr. kWh og en kapitaliseringsfaktor på 13 ligger til grunn for tverrsnittene oppgitt i tabellen.

Fra Bievlajavrre vil det være tilstrekkelig med minimumstverrsnitt 20 m^2 for hele tilløpstunnelen. Det er da ikke regnet med at anlegget kjøres som effektverk fra Bievlajavrre dersom det velges brukstid lavere enn ca. 1100 timer.

Det er antatt at tilløpstunnelen fra Guolasjavrre drives fra det tidligere tverrslaget som har veiforbindelse. Tunnelen fra Bievlajavrre er antatt drevet fra tverrslag i fjellsiden ovenfor Birtavarre ved Iselvene (Samlet plan - prosjekt).

Sammenkoblingen av de to anleggene blir ved Vuoksavaggi. I anleggstiden vil adkomsten bli gjennom tilløpstunnelen fra Bievlajavrre og under drift kun med helikopter.

Kraftstasjon

Det anlegges ny kraftstasjon med utløp direkte i Kåfjorden. Anlegget kjøres på to fall, maksimalt ca. 770 meter fra Guolasjavrre og maksimalt ca. 700 meter fra Bievlajavrre. Omkobling mellom de to fallene er planlagt ved bekkeinntaket ved topp trykksjakt (ved Vuoksavaggi) slik at trykksjakt kan gjøres felles for de to fallene. I dette området er det også forutsatt svingesjakt for tilløpene. Det er regnet med råsprengt, alternativt boret trykksjakt.

Stasjonen er prosjektert med Peltonaggregater. Antallet aggregater vil være avhengig av valgt installasjon. For installasjon tilsvarende brukstid 1000 timer er det valgt to aggregater, mens det for øvrige brukstider er valgt kun ett aggregat.

Hovedtransformator forutsettes plassert i egen hall i nær tilknytning til kraftstasjonshallen.

Adkomsttunnelen får påhugget like ved Birtavarre sentrum. Her settes det opp en inngangsportal med noen få rom for tekniske anlegg, nødstrømsaggregat, ventilasjon, etc. Adkomsttunnelen antas å få en lengde på ca. 1 km for at trykkvannveien skal kunne være upansret i kraftstasjonsområdet.

Fra stasjonen føres vannet ut i en frispeiltunnel. Denne vil også fungere som nødutgang ved bruk av båt.

Det er gjort en overslagsberegning av stabiliteten på eget nett, frekvensstabilitet. Anlegget er funnet å være godt innenfor de anleggstekniske krav som settes til et anlegg som er stabilt.

Kraftlinjer

Anlegget tilkobles eksisterende kraftlinje (132 kV) i området ved eksisterende kraftstasjon. Dette krever 4-5 km ny linje samt nytt felt i eksisterende koblingsanlegg.

Miljø

Virkninger på miljø

Nedenfor er listet en del vanlige forhold som berøres i miljøstudier ved bygging/utvidelse av kraftverk. Det er gjort en grov vurdering av om den foreslåtte tilleggsutbyggingen vil ha betydning for noen av de nevnte forholdene. Det er ikke foretatt befaring eller involvering av fagekspertise i vurderingene.

Miljøforhold ved utvidelse av anlegget.

Saksområde og konsekvens*		**Saksområde og konsekvens***		**Saksområde og konsekvens***	
Fiske	?	Hydrologi		Næringsliv og sysselsetting	P
Planteliv	I	Restvannføringer		Kommunal økonomi	P
Dyreliv	I	Minstevannføringer	I	Jord- og skogbruk	I
Kvartærgeologi	I	Flom og erosjonssikring	P	Reindrift	I
Geologi	I	Is og vanntemperatur	**1**	Friluftsliv	I
Naturvern	I	Vannforsyning	I	Kulturminne	I
		Forurensning	I	Veier, transport	I
		Klima	?	Massedeponi / massetak	I
		Ny tappestrategi fra magasin	N	Nærmiljø / bebyggelse	I

*P: antatt positiv konsekvens
I: antatt små konsekvenser av liten betydning
N: antatt negativ konsekvens

Tall henviser til punkt i teksten nedenfor.

1. Eksisterende anlegg med utløp ca. 5 km opp i elven gir under enkelte værforhold problemer med is og frostrøyk i dalen. Dette problemet vil være løst dersom vann i fremtiden vesentlig blir kjørt i det nye anlegget. Det kan bli vanskelig å kjøre i gang det eksisterende anlegget som effektverk på vinteren dersom det tidligere i vintersesongen ikke har vært i drift.

Mulige avbøtende tiltak

Anleggsfasen
For anleggsfasen forutsettes en gjennomgang av miljøspørsmål ved utarbeidelse av et miljøoppfølgingsprogram hvor krav til miljøhensyn i anleggsgjennomføringen skal gjennomgås. Det forutsettes at tiltakshaver på forhånd definerer strenge miljømål i forbindelse med en eventuell utbygging. Programmet må minst inneholde:

- Miljømål synliggjort og konkretisert
- Krav fra myndigheter, lokalt og sentralt, synliggjort og konkretisert
- Praktiske tiltak for å oppnå målene
- Krav til rutiner for oppfølging og beredskap

Vanlige tiltak som vurderes og hvor avbøtende tiltak kan være aktuelle kan være:

- Begrensning av støy
- Begrensning av støv
- Rensing av avløpsvann fra anleggsdriften
- Hindre at veier i tilknytning til anlegget skitnes til.

Permanente anlegg
Følgende punkter skal normalt vurderes:

- Terrenginngrep begrenses mest mulig og sår repareres ved avsluttet arbeid

- Permanente bygg gis en god arkitektonisk form tilpasset lokale forhold
- Eventuelle skjemmende anlegg som koblingsanlegg etc. gis en mest mulig skjermet plassering
- Permanente veier begrenses mest mulig. Veier som det kun er behov for i anleggsfasen fjernes etter bruk.
- Elvestrekningen som får mindre vannføring vurderes for bygging av terskler.

Produksjon

Etter avtale med NVE har Norconsult ikke utført produksjonsberegninger, som eventuelt skulle utføres av NVE. NVE har heller ikke utført beregninger av produksjon, men anslår at produksjonsvannmengden fra Guolasjavrre vil skille seg lite fra dagens også etter en utvidelse. Det regnes med at det så å si ikke er flomtap i nåværende kraftverk. Det er imidlertid beregnet økt produksjon ved at den nye installasjonen nytter fallet helt ned til Kåfjorden, og ikke til elva som eksisterende kraftverk har som utløp, ca. 50 høydemeter lenger opp. For alternativet med Bievlajavrre er selvsagt også denne tilleggsproduksjonen inkludert.

Produksjonen ble angitt for høyt i oppstarten av prosjektet, se fotnote 1 foran.

Kostnadsoverslag for økt installasjon

Brukstid totalt anlegg (eksisterende +tillegg)	**1500**	**1100**	**750**
Slukeevne totalt, m^3/s	**35**	**47**	**70**
Slukeevne (tilleggsinstallasjon), m^3/s	**22**	**34**	**57**
Forberedende arbeider	0,1	0,2	0,2
Inntak	27,5	31,7	37,3
Tilløpstunnel	270,1	294,1	318,1
Tverrslag m. tverrslagsport/propp tilløpstunnel	10,8	10,8	10,8
Lukearrangement ved topp trykksjakt	14,7	15,5	16,0
Trykksjakt	23,5	27,1	31,8
Pansret trykksjakt/trykktunnel	1,6	2,0	2,3
Kraftstasjon	44,4	61,0	80,4
Adkomsttunnel	24,3	24,3	24,3
Portal kraftstasjon	1,4	1,4	1,4
Avløpstunnel	17,8	19,4	21,0
Rigg og drift av byggeplass	152,7	173,2	190,3
Prosjektering bygg og anlegg	4,5	4,5	5,5
Byggeledelse	16,8	16,8	16,8
Sum bygg og anlegg Guolas	**610,2**	**682,0**	**756,2**
Byggetid, år	3,50	3,50	3,50
Bievlajavrre			
Forberedende arbeider	5,8	5,8	5,8
Inntak	6,2	6,2	6,2
Tilløpstunnel	133,8	133,8	133,8
Bekkeinntak	5,9	5,9	5,9
Lukearrangement ved topp trykksjakt	17,3	17,3	17,3
Rigg og drift av byggeplass	59,1	59,1	59,1
Prosjektering bygg og anlegg	0,8	0,8	0,8
Byggeledelse	0,9	0,9	0,9
Sum bygg og anlegg Bievlajavrre	**229,8**	**229,8**	**229,8**
Byggetid, år	1,50	1,50	1,50
Delsum maskin inkl. prosjektering og oppfølging	**72,3**	**88,2**	**160,2**
Delsum elektro inkl. prosjektering og oppfølging	**115,7**	**147,9**	**251,1**
Sum med Bievlajavrre	**1027,9**	**1147,9**	**1397,3**
Sum uten Bievlajavrre	**798,1**	**918,1**	**1167,5**

Produksjon

	GWh/år	Pris pr. kWh	Verdi mill. kr
Produksjon i eksisterende Guolas	**320**		
Økt produksjon i Guolas*	14-18	3,00	42-54
Produksjon i Bievlajavrre	53	3,00	159
Sum produksjon (maks)	387-391		

* Avhengig av installasjonsøkningen, se fotnote 1 foran

Summering med Bievlajavrre

Brukstid totalt anlegg (eksisterende +tillegg)	**1500**	**1100**	**250**
Slukeevne totalt, m^3/s	**35**	**47**	**70**
Slukeevne tilleggsinstallasjon, m^3/s	**22**	**34**	**57**
Summering med Bievlajavrre (overført)	**1028,0**	**1148,0**	**1397,3**
Diverse			
Byggherrekostnader	4,9	4,9	4,9
Diverse og uforutsett, 10 %	103,3	115,3	140,2
Sum før finans	**1136,2**	**1268,1**	**1542,4**
Byggetid 3,5 år			
Finansiering, 6,5 % p.a.	129,5	144,6	175,8
Sum	1265,7	1412,6	1718,3
Sum i mill. kr.	**1 266**	**1 413**	**1 718**

Effektkostnad med Bievlajavrre

Brutto uten fratrekk for ny produksjon

Ny effekt MW	**145**	**220**	**370**
Kostnad pr. MW ny effekt mill. kr	**8,7**	**6,4**	**4,6**

Netto fratrukket bidrag fra ny produksjon

Ny effekt MW	**145**	**220**	**370**
Sum kostnad mill. kr	**1 266**	**1 413**	**1 718**
Verdi av ny produksjon Guolas	**42**	**48**	**54**
Verdi av ny produksjon Bievlajavrre	**159**	**159**	**159**
Netto kostnad for effekt	**1 065**	**1 206**	**1 505**
Kostnad pr. MW ny effekt mill. kr	**7,3**	**5,5**	**4,1**
Tid ved full effekt i døgn	**54**	**39**	**25**
Kostnad kr/MW/døgn	**136 000**	**141 000**	**164 000**

Summering uten Bievlajavrre

Brukstid totalt anlegg (eksisterende +tillegg)	**1500**	**1100**	**250**
Slukeevne totalt, m^3/s	**35**	**47**	**70**
Slukeevne tilleggsinstallasjon, m^3/s	**22**	**34**	**57**
Summering uten Bievlajavrre (overført)	**798,2**	**918,1**	**1167,5**
Diverse			
Byggherrekostnader	3,5	3,5	3,5
Diverse og uforutsett 10 %	80,2	92,2	117,1
Sum før finans	**881,9**	**1013,8**	**1288,1**
Byggetid 3,5 år			
Finansiering, 6,5 % p.a.	100,3	115,7	147,0
Sum	**982,2**	**1129,5**	**1434,9**
Sum mill. kr	**982**	**1 130**	**1 435**

Effektkostnad uten Bievlajavrre

Brutto uten fratrekk for ny produksjon

Ny effekt MW	**145**	**220**	**370**
Kostnad pr. MW ny effekt mill. kr	**6,8**	**5,1**	**3,9**

Netto fratrukket bidrag fra ny produksjon

Ny effekt MW	**145**	**220**	**370**
Sum kostnad mill. kr	**982**	**1 138**	**1 435**
Verdi av ny produksjon Guolas	**42**	**48**	**54**
Netto kostnad for effekt	**940**	**1 082**	**1 381**
Kostnad pr. MW ny effekt mill. kr	**6,5**	**4,9**	**3,7**
Tid ved full effekt i døgn	**45**	**33**	**22**
Pris kr/MW/døgn	**144000**	**149000**	**170000**

AURLAND KRAFTVERK

Sammendrag og vurdering av prosjektet

Anlegget er vurdert for følgende brukstider:

Brukstid Timer	Sum effekt MW	Ny effekt MW	Kostnad ny effekt mill. kr	Kostnad ny effekt mill. kr/MW	"Produksjon" totalt; GWh/år (effekt*brukstid)	Kommentarer
Nytt anlegg						
2500						ikke relevant
2000	1 015	140	708	5,1	2 030	
1500	1 350	475	1303	2,7	2 030	
1000	2 025	1 150	2 450	2,1	2 030	
Eks. anlegg						
Aurland I brukstid 2317 timer	840				1 946	
Vangen brukstid 3000 timer	38				114	

Det er ingen signifikant produksjonsdifferanse ved utvidelsen.

Det er en betydelig reduksjon i kostnad pr. MW ved en stor utbygging. Stor utbygging medfører at magasinet tømmes på kortere tid slik at nytten som reserveeffekt reduseres. Ved en brukstid på 2000 timer er det en effektreserve i 1185 timer. Ved 1000 timer brukstid er denne redusert til 310 timer. Det er forutsatt at magasinet tilføres 84 m^3/s alt vesentlig fra anlegget ovenfor (Aurland II).

Nedenfor er vist kostnad i kr pr. MW og døgn når det kjøres med full effekt med alt vann fra nærmeste magasin.

Brukstid timer	**2000**	**1500**	**1000**
Driftstid ved full effekt (døgn)	**49**	**25**	**13**
Kostnad kr /MW/døgn	**103 000**	**110 000**	**164 000**

Eksisterende anlegg

Systembeskrivelse

Anlegget eies av E-Co Vannkraft AS (93 %) og Statkraft Energi AS (7 %) og ligger i Aurland kommune i Sogn og Fjordane fylke. Anlegget utnytter vannet i fjellområdene på begge sider av Aurlandsdalen.

Utbyggingen består av 5 kraftstasjoner hvorav en er bygget for to forskjellige fall. Fire av stasjonene ligger etter hverandre i serie.

Reguleringer

Magasin umiddelbart oppstrøms Aurland III kraftstasjon		
Magasin	Nyhellervatn	
HRV	1438	
LRV	1364	
Volum mill. m^3	448	
Sjøareal km^2	20,41	

Magasin umiddelbart oppstrøms Reppa kraftstasjon		
Magasin	Reppavatn	Store Kreklavatn
HRV	1307	1477
LRV		
Volum mill. m^3	3,4	13
Sjøareal km^2	0,33	1,13

Magasin umiddelbart oppstrøms Aurland II H kraftstasjon					
Magasin	Adamsvatn	Svartavatn	Vargevatn	Nedre Mellomvatn	Katlavatn
HRV	1415	1440,5	1432	1450,5	1340
LRV		1410	1410	1430	
Volum mill. m^3	32	57	64	15	18
Sjøareal km^2	2,14	2,68	4,89	1,05	1,7

Magasin umiddelbart oppstrøms Aurland II L kraftstasjon		
Magasin	Vetlebotnvatn	Vesterdalstjørnane
HRV	1025	1152
LRV	1006	1130
Volum mill. m^3	9,8	36
Sjøareal km^2	0,74	2,26

Magasin umiddelbart oppstrøms Aurland I kraftstasjon		
Magasin	Viddalsvatn	
HRV	930	
LRV	868	
Volum mill. m^3	196,4	
Sjøareal km^2	4,13	

Magasin umiddelbart oppstrøms Vangen kraftstasjon		
Magasin	Vassbygdvatn	
HRV	55,4	
LRV	54	
Volum mill. m^3	2,6	
Sjøareal km^2	1,83	

Kraftstasjoner

Kraftstasjoner						
	Aurland III	Reppa	Aurland II H	Aurland II L	Aurland I	Vangen
Produksjon GWh	307,9	32,6	185,3	181	1946,4	114,1
Ytelse MW	270	9	70	70	840	38
Energiekvivalent kWh/m^3	0,938	0,965	1,215	0,295	2,074	0,123
Fall m	400	395	500	109	840	55
Slukeevne m^3/s	79,9	2,6	16	66	115	90
Brukstid timer	1140	3622	2647	2586	2317	3000
Satt i drift	1979	1983	1983	1982	1973	1980

Linjetilknytning

Aurlandsanleggene er tilknyttet to 420 kV linje mot Oslo (en via Aurland II og Aurland III til Hol I og Usta samt en direkte til Usta) og en 420 kV linje til Simaanleggene. I tillegg er det en 300 kV linje nordover mot Fardal.

Miljøforhold

Det er ikke rapportert om spesielle miljøproblemer i forbindelse med driften av det eksisterende anlegget. Det er knyttet betydelige interesser for laksefiske i Aurlandselven mellom Vassbygdvatnet og Aurlandsvangen. Vannføringen i denne elvestrekningen er underlagt spesielle regler. Varierende vannføring og varierende vanntemperatur har vært et ankepunkt mot kraftverkene og det har av den grunn vært vurdert å knytte anleggene Aurland I og Vangen sammen med en avløpstunnel utenom Vassbygdvatn.

Vi antar derfor at en utbygging parallelt med Aurland I med utløp i Vassbygdvatn ikke er miljømessig akseptabelt. En utbygging forutsettes derfor ført utenom Vassbygdvatn direkte til fjorden.

Tidligere og parallelle prosjekt

E-CO Vannkraft har tidligere vurdert alternative utvidelser av Aurland kraftverk, men da en mer beskjeden utvidelse enn det som nå vurderes.

Et fjellparti ved Flåm vest for Viddalsvatn antas å kunne rase ut i fjorden og skape en katastrofal tsunami. En måte å redusere risikoen for en utrasning antas å være å drenere fjellpartiet. Dette kan gjøres ved å overføre bekker i området til Viddalsvatn for dermed å redusere grunnvannstrykket mot det rasutsatte fjellpartiet. Dette prosjektet kan med fordel inkluderes i byggingen av nytt kraftverk. Vannmengden tilført anlegget fra disse bekkene er imidlertid ikke stor nok til å forsvare overføringskostnadene. En tilleggsoverføring fra Vindedalselvi, en sidegren til Flåmsvassdraget kan gi et tilstrekkelig tilskudd til at utbygging av nytt kraftverk kan bli økonomisk. Dette vil bli undersøkt nærmere i et annet prosjekt.

I denne studien er det kun sett på en økning av slukeevnen basert på nåværende nedbørfelt.

Nytt prosjekt, Låvi kraftverk

Mulige alternativer, kort oppsummering

Det er sett på en utbygging mellom Viddalsvatn og Aurlandsfjorden. Denne utbyggingen vil være en parallell utbygging med Aurland I og Vangen kraftverker. Fallet i de to parallelle strengene vil være nærmest identiske. Det synes ikke å være andre mulige utbyggingsalternativer.

Tilleggsoverføringer

Det er ikke identifisert mulig nye inntak av vann i forbindelse med utbyggingen. Det sees da bort fra overføring av bekker for å drenere et ustabilt fjellparti ved Flåm. Dette prosjektet må vurderes for seg da det kan utbygges uavhengig av bygging av nytt kraftverk.

Systembeskrivelse, valgt alternativ

Tekniske installasjoner, maskin og elektro

Beskrivelse Aurland høyt fall (Aurland I + Vangen)	**Enhet** Brukstid timer	**Dimensjon/mengde**			
		2500	2000	1500	1000
Installasjon totalt for anlegget (Aurland I+nytt anlegg)	MW		1015	1350	2025
Tilleggsinstallasjon ytelse	MW		140	475	1150
Slukeevne totalt for anleggene	m^3/s		130	175	260
Tilleggsinstallasjon slukeevne	m^3/s		20	60	150
Aggregater antall	stk		1	2	4
Turbintype			Pelton	Pelton	Pelton
Effektiv fallhøyde ca.	m		895	895	895
Inntaksluke*	m^2		4	12	30
Trykkrør, innstøpt diameter	m		2,2	2 x 2,8	4 x 3,1
Trykkrør, lengde	m		70	70	70
Generatorytelse**	MVA		165	2 x 279	4 x 338
Turtall	o/min		500	428,6	375
Transformator	kV/kV		16/420	16/420	16/420
Kabelanlegg, antall			1	2	4
Høyspentanlegg, antall felt			2	3	5
Kraftlinjer og tilkoblingsfelt, antall			1	1	1

* Vanntrykk ca. 40 meter, vannhastighet 5 m/s
** Tilleggsinstallasjon dividert med effektfaktor 0,85

Bygg og anlegg

Beskrivelse Brukstid totalt	**Enhet**	**Dimensjon/mengde**			
		2500	2000	1500	1000
Tilløpstunnel tverrsnitt	m^2		20	40	80
Tilløpstunnel lengde	km		5,5	5,5	5,5
Utsprengt volum i kraftstasjon og trafohall	m^3		15000	39000	83000
Adkomsttunnel, tverrsnitt	m^2		40	40	40
Adkomsttunnel, lengde	km		1,0	1,0	1,0
Avløpstunnel, tverrsnitt	m^2		20	40	80
Avløpstunnel, lengde	km		4,5	4,5	4,5
Kabeltunnel, tverrsnitt	m^2		20	20	20

Beskrivelse Brukstid totalt	Enhet	Dimensjon/mengde			
		2500	2000	1500	1000
Kabeltunnel, lengde	km		0,8	0,8	0,8

*Vurderes dersom anlegget skal være stabilt på eget nett.

Vurdering av brukstid

Anlegget henter vannet fra Viddalsvatn som er nederste magasin i Aurlandsutbyggingen (bortsett fra Vassbygdvatn med kun 2,8 mill. m^3). Dette magasinet har et volum på 196,4 mill. m^3, mens det ovenfor ligger magasin med samlet volum på 696 mill. m^3. Vannet fra disse magasinene tilføres Viddalsvatn bare gjennom ovenforliggende kraftverk. Ved maksimal kjøring i disse anleggene tilføres Viddalsvatn 84 m^3/s. De ovenforliggende kraftverkenes kapasitet reduserer dermed muligheten for langvarig utnytting av en svært stor installasjon i nytt Aurland I.

	Eks. anlegg	2500 timer (ikke relevant)	2000 timer	1500 timer	1000 timer
Sum effekt MW (Aurland I + nytt anlegg)	840		1015	1350	2025
Ny effekt (nytt anlegg), MW	0		140	475	1150
Ny slukeevne, m^3/s (nytt anlegg)	0		20	60	150
Vann tilført fra ovenforliggende kraftverk, m^3/s*	84		84	84	84
Produksjon fra magasin (Viddalsvatn), GWh	417		417	417	417
Total produksjon GWh, Aurland I + Vangen	2060		2060	2060	2060
Tid med produksjon fra magasin, timer			420	310	210
Tid med produksjon fra magasin og tilførsel fra ovenforliggende kraftverk, timer /døgn			1185/ 49	600/ 25	310/ 13

*Aurland II H: 16 m^3/s, Aurland II-L: 65 m^3/s og Reppa: 2,7 m^3/s, sum 84 m^3/s
Brukstider basert på nytt Aurland I + Vangen, slukeevne eksisterende anlegg 113 m^3/s

Vannveier

Ny vannvei mellom Viddalsvatn og Aurlandsfjorden forutsettes for prosjektet.

Kraftstasjon

Plassering
Det foreligger flere alternative løsninger for plassering av kraftstasjon:

- i direkte tilknytning til Aurland I, men ca. 55 m lavere (tilsvarende fallet i Vangen)
- egen adkomst, for eksempel fra nedstrøms ende av Vassbygdvatn, ved Låvi
- egen adkomst ved Aurlandsfjorden
- i direkte tilknytning til Vangen kraftverk

Kostnadsdifferansen for de forskjellige alternativene er neppe veldig stor. Mest sannsynlig vil det være praktiske og miljømessige hensyn som er avgjørende. For tilknytning til eksisterende linjer vil en kabeltunnel med endepunkt nær koblingsanlegget for Aurland I trolig være det beste. Miljømessig vil vel også en samlokalisering med eksisterende inngrep være å foretrekke.

Hovedarrangement
For kraftstasjonen er det valgt egen adkomst fra Låvi ved Vassbygdvatn. Stasjonen blir da liggende omtrent midt på vannveien. Tilløpstunnelen drives med stigning 1:7 mot Viddalsvatn og nær horisontalt mot utløpet i

Aurlandsfjorden. Avstanden fra stasjonen til Viddalsvatn kan tilpasses slik at det ikke er behov for sjakt. Dette arrangementet gjør dog at anlegget ikke kan regnes som stabilt med drift på eget nett. Dersom dette skulle bli et krav må enten tunneltverrsnittet økes eller det må legges inn en sjakt med svingekammer i tilknytning til vannveien for å redusere avstanden mellom stasjonen og nærmeste frie vannflate. En kombinasjon av begge kan også være aktuelt.

Avløpstunnelen kan utføres med frispeil frem mot Aurlandsfjorden med utløp i nærheten av standkanten og med dykket avløp og utslipp på dypt vann. Dette gir mulighet for rømning fra stasjonen med båt gjennom avløpstunnelen. Alternativt kan det også legges inn egen kabeltunnel nær parallelt med adkomsttunnelen. Valg av løsning gjøres ved en eventuelldetaljplanlegging av anlegget. I kostnaddsoverslaget er det regnet med egen kabeltunnel da avløpstunnelen må anses å bli i lengste laget for rømning med båt.

Anlegget er planlagt med Peltontubiner. Det er valgt maksimale aggregatstørrelser på i underkant av 300 MW. Stasjonen får derved fra 1 til 4 aggregater, avhengig av brukstiden som velges. Transformatorer, en for hvert aggregat, plasseres i egen trafohall separert fra selve stasjonshallen.

Det er regnet med at det i forbindelse med tidligere anlegg er en god infrastruktur for drift av kraftverk i nærområdet. Det er derfor ikke regnet med ny infrastruktur i forbindelse med utvidelsen.

Reguleringen i Viddalsvatn forutsettes uforandret, men magasinet vil måtte kjøres annerledes med større og hyppigere vannstandsvariasjoner enn tidligere.

Av hensyn til laksen i Aurlandselven er det vurdert å sprenge en tunnel direkte fra avløpet til Aurland I til tilløpet til Vangen slik at vannet fra kraftanlegget ikke trenger å passere gjennom Vassbygdvatn. Denne tunnelen er ikke medtatt i kostnadsoverslagene.

Kraftlinjer

Anlegget knyttes til eksisterende kraftlinjer ved koblingsanlegget Aurland I. Det er 300 kV linje nordover mot Fardal og to 420 kV linjer mot Oslo, begge via Usta. I tillegg er det en 420 KV linje mot Sima i Eidfjord.

Etter avtale med NVE har Norconsult ikke vurdert nettkapasitet, som eventuelt skulle utføres av NVE. NVE har heller ikke vurdert nettkapasiteten.

Miljø

Nedenfor er listet en del vanlige forhold som berøres i miljøstudier ved bygging/utvidelse av kraftverk. Det er grovt gjort en vurdering av om den foreslåtte tilleggsutbygging vil ha betydning for noen av de nevnte forholdene. Det er ikke foretatt befaring eller involvering av fagekspertise i vurderingene.

Miljøforhold ved utvidelse av anlegget.

Saksområde og konsekvens*		**Saksområde og konsekvens***		**Saksområde og konsekvens***	
Fiske (1)	P	Hydrologi	I	Næringsliv og sysselsetting	P
Planteliv	I	Restvannføringer	I	Kommunal økonomi	P
Dyreliv	I	Minstevannføringer	I	Jord- og skogbruk	I
Kvartærgeologi	I	Flom og erosjonssikring	I	Reindrift	I
Geologi	I	Is og vanntemperatur	N	Friluftsliv	I
Naturvern	I	Vannforsyning	I	Kulturminne	I
		Forurensning	I	Veier, transport	I
		Klima	I	Massedeponi / massetak	I

*P: antatt positiv konsekvens
I: antatt små konsekvenser av liten betydning
N: antatt negativ konsekvens

Tall i parentes henviser til kommentarer i teksten nedenfor.

1. Utbyggingen vil kunne forbedre forholdene for laks i Aurlandselva. Vannførings- og temperaturvariasjoner i elva som nå hevdes å påvirke laksen negativt vil bli forbedret i en ny utbygging. Om nødvendig kan det også sprenges en ny tunnel fra eksisterende avløp fra Aurland I til inntaket i Vangen slik at vannet mellom de to anleggene ikke trenger å passere gjennom Vassbygdvatn.

Produksjon

Etter avtale med NVE har Norconsult ikke utført produksjonsberegninger, som eventuelt skulle utføres av NVE. NVE har heller ikke utført beregninger av produksjon, men anslår at produksjonen vil skille seg lite fra dagens produksjon også etter en utvidelse.

Kostnadsoverslag

	Slukeevne m^3/s (nytt anlegg)		
Spesifikasjon bygg og anlegg	**20**	**60**	**150**
Veier, plasser og landskap	2,9	3,5	4,0
Inntak med inntaksluker bygningsmessig	6,2	9,4	12,8
Tilløpstunnel	83,5	122,4	199,5
Tverrslag på tilløpstunnel	8,7	11,0	13,7
Pansret trykktunnel ved stasjon	3,0	5,9	11,5
Kraftstasjon med trafohall	46,2	105,6	211,4
Adkomsttunnel og kabeltunnel	38,7	38,7	38,7
Avløpstunnel	58,9	87,2	146,2
Portal	4,2	4,2	4,2
Rigg og drift av byggeplass	88,3	135,7	224,7
Prosjektering bygg og anlegg	4,5	5,5	7,5
Byggeledelse	16,8	19,2	21,6
Delsum bygg og anlegg	**361,7**	**548,1**	**895,6**
Delsum maskin inkl. prosjektering og oppfølging	**66,2**	**171,0**	**378,7**
Delsum elektro inkl. prosjektering og oppfølging	**146,7**	**324,2**	**664,1**
Diverse			
Byggherrekostnader	3,5	4,0	4,5
Diverse og uforutsett 10 %	57,8	104,7	194,3
Sum før finans	635,9	1152,0	2137,2
Finansiering, 6,5 % p.a	72,3	149,8	312,6
Sum	**708,2**	**1301,8**	**2449,8**
Sum mill. kr	**708**	**1302**	**2 450**
Byggetid, år	3,50	4,00	4,50

Brukstid, timer	**2000**	**1500**	**1000**
Effekt nye MW	**140**	**475**	**1 150**
Kostnad pr. MW ny effekt	**5,1**	**2,7**	**2,1**
Driftstid ved full effekt (døgn)	**49**	**25**	**13**
Pris kr/MW/døgn	**103 000**	**110 000**	**164 000**

MAURANGER KRAFTVERK

Sammendrag og vurdering av prosjektet

Anlegget er vurdert for følgende brukstider:

Brukstid timer	Sum effekt MW	Ny effekt MW	Kostnad ny effekt mill. kr	Kostnad ny effekt mill. kr/MW	"Produksjon" total; GWh (effekt*brukstid)	Kommentarer
2500	590	310	984	3,2	1475	
2000	750	470	1271	2,7	1500	
1500	1010	730	1624	2,2	1515	
1000	1530	1250	2279	1,8	1530	
Eks. anlegg: 4960	250					

Det er ingen signifikant produksjonsdifferanse ved effektutvidelsen.

Det er en betydelig reduksjon i pris pr. MW ved en stor utbygging. Stor utbygging medfører at magasinet tømmes på kortere tid slik at nytten som reserveeffekt reduseres. Ved en brukstid på 2000 timer er det en effektreserve i 730 timer. Ved 1000 timer brukstid er denne redusert til 375 timer. Det er forutsatt at magasinet ikke tilføres vann fra Jukla pumpestasjon i denne perioden. En utbygging fra Mysevatn parallelt med eksisterende anlegg vil ha en meget kort brukstid med fullt pådrag da Mysevatn er et svært lite magasin i forhold til Juklavatn.

Nedenfor er vist pris i kr pr. MW og døgn når det kjøres med full effekt med alt vann fra nærmeste magasin.

Brukstid timer	**2500**	**2000**	**1500**	**1000**
Driftstid ved full effekt i døgn	**39**	**30**	**23**	**16**
Pris kr/MW/døgn	**81 000**	**90 000**	**97 000**	**114 000**

Eksisterende anlegg

Systembeskrivelse

Anlegget eies av Statkraft Energi AS (85 %) og Skagerak Kraft (15 %) og ligger i Kvinnherad kommune i Hordaland fylke.

Anlegget samler vann i fjellområdene vest for Folgefonna. Det er utbygget i to trinn. Nederste trinn består av Mauranger kraftverk med fall ca. 800 meter fra Mysevatn og med utløp i fjorden. En overføringstunnel sørover og en nordover fra Mysevatn samler vann på nivå ca. kote 800 med magasin i Mysevatn, Svartedalsvatn og Blådalsvatn. På nivå ca. kote 1000 samles vann til hovedmagasinet Juklavatn samt Dravladalsvatn, Jukladalsvatn, Langavatn og noen flere småvann. Jukla pumpekraftverk ligger mellom de to nivåene.

Reguleringer

Magasin umiddelbart oppstrøms Jukla kraftstasjon						
Magasin	Juklavatn	Langavatn	Dravladals--vatn	Jukladals vatn	Kvanngrø-vatn	Heimste Revavatn
HRV	1060	962	957	1082,9	972	1147
LRV	950	927	880	990	937	1141
Volum mill. m^3	236	14	53	33	4	1,0
Sjøareal km^2	3,76	0,79	1,38	0,63	0,26	0,21

Magasin umiddelbart oppstrøms Mauranger kraftstasjon			
Magasin	Mysevatn	Svartedalsvatn	Blådalsvatn
HRV	855	860	1072,1
LRV	775	780	1018
Volum mill. m^3	39	31	18,7
Sjøareal km^2	1,0	0,82	0,52

Kraftstasjoner			
	Jukla lav	Jukla høy	Mauranger
Produksjon GWh	21,3	59,4	1240,4
Ytelse MW	16,8	41,5	250,1
Energiekvivalent kWh/m^3	0,218	0,303	1,930
Fall m			830
Slukeevne m^3/s	21,4	32	36
Brukstid timer	1268	1431	4960
Satt i drift	1974	1974	1974

Jukla med pumping 20 GWh/år

Linjetilknytning

Anlegget er knyttet direkte opp mot hovedlinjen nord/syd (Samnanger-Mauranger-Blåfalli) med spenning 300 kV.

Miljøforhold

Det er ikke rapportert om spesielle miljøproblemer i forbindelse med driften av det eksisterende anlegget.

Tidligere prosjekt

Det er tidligere sett på et prosjekt med effektutvidelse ved en parallell utbygging med Mauranger kraftverk fra Mysevatn til fjorden (Austrepollen).

Nytt prosjekt

Mulige alternativer, kort oppsummering

To mulige alternativer for en utvidelse med hensyn på effektproduksjon peker seg ut. Disse er:

- utbygging parallelt med eksisterende Mauranger kraftstasjon med inntak i Mysevatn og utløp i Austrepollen
- utbygging direkte fra det høyest liggende magasinet, Juklavatn, til utløp i Nordrepollen

Begge alternativene kan bygges ut for en ønsket brukstid. Tilgjengelig magasinreserve vil imidlertid være svært forskjellig. En stor installasjon vil relativt raskt kunne tømme Mysevatn. Tilgangen på vann fra ovenforliggende magasiner vil være begrenset av slukeevnen i Jukla kraftverk (pumpekraft) og overføringstunnelen Svartedalsvatn-Mysevatn. Det antas at en stor effektutvidelse parallelt med eksisterende anlegg vil medføre en utvidelse av systemet lenger opp. En utbygging direkte fra Juklavatn vil derfor mest trolig være den gunstigste løsningen. Dette alternativet er derfor valg for denne studien.

På østsiden av Folgefonna er det tidligere sett på noen småkraftprosjekter. En utbygging i kombinasjon med disse med tilløpstunnel fra f.eks. Juklavatn og felles kraftstasjon med et av disse prosjektene med avløp til Sørfjorden er grovt vurdert og antatt urealistisk på grunn av lang vannvei, forskjell i fall, vanskelig magasinforhold da eneste mulige magasin vil bli liggende i Folgefonna nasjonalpark.

Tilleggsoverføringer

Det er ikke funnet praktiske og økonomiske tilleggsoverføringer i forbindelse med noen av de to mulige alternativene.

Systembeskrivelse, valgt alternativ. Inntak i Juklavatn

Tekniske installasjoner, maskin og elektro

Beskrivelse **Mauranger II høyt fall** **(Mauranger + Jukla)**	**Enhet** Brukstid timer	**Dimensjon/mengde**			
		2500	2000	1500	1000
Installasjon totalt for anlegget	MW	590	750	1010	1530
Tilleggsinstallasjon ytelse	MW	310	470	730	1250
Slukeevne totalt for anleggene	m^3/s	70	90	120	175
Tilleggsinstallasjon slukeevne	m^3/s	35	55	85	140
Aggregater antall	stk	1	2	3	4
Turbintype		Pelton	Pelton	Pelton	Pelton
Effektiv fallhøyde, ca.	m	1000	1000	1000	1000
Inntaksluke*	m^2	7	11	17	28
Trykkrør, innstøpt diameter	m	3,0	2 x 2,6	3 x 2,7	4 x 3,0
Trykkrør, lengde	m	70	70	70	70
Generatorytelse**	MVA	365	2 x 277	3 x 286	4 x 368
Turtall	o/min	375	428,6	428,6	375
Transformator	kV/kV	16/300	16/300	16/300	16/300
Kabelanlegg, antall		1	2	3	4
Høyspentanlegg, antall felt		2	3	4	5
Kraftlinjer og tilkoblingsfelt, antall		1	1	1	1

* Vanntrykk ca. 120 m, vannhastighet 5 m/s
** Tilleggsinstallasjon dividert med effektfaktor 0,85

Bygg og anlegg

Beskrivelse **Brukstid totalt**	**Enhet**	**Dimensjon/mengde**			
		2500	2000	1500	1000
Tilløpstunnel tverrsnitt	m^2	30	40	50	70

Beskrivelse Brukstid totalt	Enhet	Dimensjon/mengde			
		2500	2000	1500	1000
Tilløpstunnel lengde	km	6,5	6,5	6,5	6,5
Trykksjakt tverrsnitt, råsprengt	m^2	11	18	28	47
Trykksjakt dia. boret, (alt. ved lang brukstid)	m	3	3,7	4,6	6,0
Trykksjakt lengde,	km	0,75	0,75	0,75	0,75
Utsprengt volum i kraftstasjon	m^3	31000	39000	51000	82000
Adkomsttunnel, tverrsnitt	m^2	40	40	40	40
Adkomsttunnel, lengde	km	1,0	1,0	1,0	1,0
Avløpstunnel, tverrsnitt	m^2	30	40	50	70
Avløpstunnel, lengde	km	1,6	1,6	1,6	1,6
Kabeltunnel	m^2	20	20	20	20
Kabeltunnel	km	0,6	0,6	0,6	0,6

Vurdering av brukstid - Alternativ med anlegg parallelt med Mauranger kraftanlegg

Anlegget henter vannet fra Mysevatn som er nederste magasin i Folgefonn verkene. Dette magasinet har kun et volum på 39 mill. m^3, men kommuniserer med Svartedalsvatn med magasin 31 mill. m^3. Overføringstunnelens kapasitet vil være begrensende for utnyttelsen av dette magasinet til effektproduksjon over lengre tid. Bak Svartedalsvatn ligger Blådalsvatn med magasin 18 mill. m^3. Ovenfor Jukla kraftverk ligger magasin med 341 mill. m^3. Vannet fra disse magasiner tilføres Mysevatnet bare gjennom Jukla pumpekraftverk. Jukla pumpekraftverk har utløp i Svartedalsvatn. Ved maksimal kjøring i Jukla kraftverk tilføres Svartedalsvatn 21 m^3/s eller 32 m^3/s avhengig av hvilken fallhøyde anlegget kjøres fra. Jukla kraftverk og kapasiteten i overføringen Svartedalsvatn/Mysevatn reduserer derved muligheten for langvarig utnytting av en svært stor installasjon i nytt Mauranger kraftverk.

Anlegg parallelt med eksisterende anlegg, inntak i Mysevatn

	Brukstid				
	Eks. anlegg	**2500 timer**	**2000 timer**	**1500 timer**	**1000 timer**
Sum effekt MW (Mauranger + nytt anlegg) MW	250	496	620	827	1240
Ny effekt (nytt anlegg) MW	0	246	370	577	990
Ny slukeevne m^3/s (nytt anlegg)	0	26	42	67	119
Vann tilført fra Svartedalsvatn m^3/s*	32	32	32	32	32
Produksjon fra magasin (Mysevatn), GWh	75	75	75	75	75
Total produksjon Mauranger, GWh	1240	1240	1240	1240	1240
Tid med produksjon fra Mysevatn, timer/døgn	301/13	174/7	139/6	105/4	70/3
Tid med produksjon fra Mysevatn og tilførsel fra Svartadalsvatn/Jukla, timer/døgn	2708/113	361/15	236/10	153/6	88/4

*Slukeevne eksisterende anlegg 36 m^3/s, fall eksisterende og nytt anlegg 830 meter. Slukeevne Jukla kraftverk 21 m^3/s (lav) og 32 m^3/s (høy)

Tider for produksjon fra Mysevatn bør kontrolleres med hensyn til tilført vann.

Vurdering av brukstid - Alternativ med anlegg med inntak i Juklavatn

Anlegget henter vannet fra Juklavatn som er største magasin i Folgefonn-verkene. Dette magasinet har et volum på 236 mill. m^3. Ovenforliggende magasin er på til sammen 105 mill. m^3. Overføringstunnelens kapasitet kan være begrensende for utnyttingen av disse magasinene til effektproduksjon over lengre tid. Ved maksimal pumping i Jukla pumpekraftverk tilføres Juklavatn 20 m^3/s.

	Brukstid

	Eks. anlegg timer	2500 timer	2000 timer	1500 timer	1000 timer
Sum effekt MW (Mauranger + nytt anlegg) MW	250	590	750	1010	1530
Ny effekt (nytt anlegg) MW	0	310	470	730	125
Ny slukeevne m^3/s (nytt anlegg)	0	35	55	85	140
Vann tilført fra ovenforliggende magasiner m^3/s*	0	0	0	0	0
Vann fra nedenforliggende magasin via Jukla pumpe*	0	0	0	0	0
Produksjon fra magasin (Juklavatn), GWh	576	576	576	576	576
Total produksjon nytt Mauranger, GWh	1300	1300	1300	1300	1300
Tid med produksjon fra Juklavatn, (nytt anlegg) timer/døgn**		940/39	730/30	550/23	375/16

*Antatt å være små verdier og uten praktisk betydning.
** Ikke regnet med pumping

Vannveier

Tilløpstunnelen får inntak i Juklavatn ovenfor terskelen som deler vannet ved lav vannstand. Det er prosjektert inntaksluke i sjakt i forbindelse med inntaket. Da reguleringshøyden er hele 110 m blir sjakten høy. Flyttes inntaksluken ca. 2,5 km nedstrøms kan alternativ med pakkboksluke vurderes i forbindelse med tverrslaget.

Tilløpet er foreslått med en høytliggende øvre del som er ca. 3,5 km lang. Denne drives fra tverrslag i dalen nedenfor dammen i Juklavatn. Tunnelen drives på moderat stigning mot inntaket. Fra tverrslaget drives også en svingetunnel som kobles til sjakten som fører vannet ned til en lavereliggende del av tilløpet. Den lavereliggende del av tilløpet sprenges med stigning ca 1:7 fra stasjonen. Denne delen blir ca 3 km lang. Sjakten mellom høy og lav tunnel antas å skulle overvinne ca. 400 høydemeter. Sjakten er plassert slik i fjellet at den uten problemer kan være uforet. Den kan enten sprenges eller bores.

Fra stasjonen ledes vannet ut i Nordrepollen. Avløpstunnelen kan tilpasses frispeil og rømning med båt som alternativ utgang. Det er antatt at det vil være ønskelig med utslipp av vannet på dypt vann i fjorden. Vi antar at det da vil være hensiktsmessig å føre kablene ut i egen kabeltunnel som også kan tjene som rømningsvei.

Vannveien vil ikke for alle alternativer gjøre anlegget stabilt for kjøring mot eget nett. I den grad dette skulle være et krav flyttes svingetunnelen i nedstrøms retning for at avstanden mellom stasjon og fritt vannspeil i svingetunnelen blir kortere.

Kraftstasjon

Kraftstasjonen bygges med Peltonturbiner. Antallet avhenger av installasjonens størrelse. Transformatorer plasseres i egen hall adskilt fra den øvrige del av stasjonen.

Det er antatt at det i området er tilstrekkelig infrastruktur for betjening av anlegget. Det eksisterende Mauranger kraftverk ligger kun 7-8 km fra det nye anlegget. Det er derfor regnet med kun et enkelt portalbygg med et minimum av funksjoner.

Adkomst til anlegget vil bli fra en sidevei noen hundre meter oppe i Flatebødalen. Sideveien tar av fra hovedveien ved Træd i Nordrepollen.

Kraftlinjer

Forbi anlegget går en 300 kV linje Samnanger - Blåfalli og Sauda. Linjen går i fjellet ca 2 km vest for det nye anlegget. Om det skal legges et koblingspunkt her eller om linjen skal føres til eksisterende koblingsanlegg ved Mauranger kraftstasjon i Austrepollen vurderes i en senere prosjekteringsfase.

Det er i denne studien ikke foretatt vurderinger av behov for økning av overføringskapasiteten.

Miljø

Nedenfor er listet en del vanlige forhold som berøres i miljøstudier ved bygging/utvidelse av kraftverk. Det er grovt gjort en vurdering av om den foreslåtte tilleggsutbygging vil ha betydning for noen av de nevnte forholdene. Det er ikke foretatt befaring eller involvering av fagekspertise i vurderingene. Tallene i parentes henviser til kommentarer nedenfor.

Miljøforhold ved utvidelse av anlegget.

Saksområde og konsekvens*		**Saksområde og konsekvens***		**Saksområde og konsekvens***	
Fiske	I	Hydrologi	I	Næringsliv og sysselsetting	P
Planteliv	I	Restvannføringer	I	Kommunal økonomi	I
Dyreliv	I	Minstevannføringer	I	Jord- og skogbruk	I
Kvartærgeologi	I	Flom og erosjonssikring	I	Reindrift	I
Geologi	I	Is og vanntemperatur	N	Friluftsliv	I
Naturvern	I	Vannforsyning	I	Kulturminne	I
		Forurensning	I	Veier, transport	I
		Klima	I	Massedeponi/massetak	I

*P: antatt positiv konsekvens
I: antatt små konsekvenser
N: antatt negativ konsekvens

Produksjon

Etter avtale med NVE har Norconsult ikke utført produksjonsberegninger, som eventuelt skulle utføres av NVE. NVE har heller ikke utført beregninger av produksjon, men anslår at produksjonen vil skille seg lite fra dagens produksjon også etter en utvidelse.

Kostnadsoverslag

Sammendrag av kostnader

	Slukeevne m^3/s			
Spesifikasjon	**35**	**55**	**85**	**140**
Veier, plasser og landskap	6,4	6,4	6,4	6,4
Inntak med inntaksluker	7,8	9,2	9,7	10,8
Tilløpstunnel	121,6	145,3	173,7	214
Tverrslag på tilløpstunnel	18,5	18,5	18,5	18,5
Trykksjakt og svingesjakt	24,0	33,8	42,7	63,7
Pansret trykktunnel ved stasjon	5,9	5,9	8,9	11,8
Kraftstasjon med trafohall	101,8	106,0	111,0	147,7
Adkomsttunnel og kabeltunnel	33,2	33,2	33,2	33,2
Avløpstunnel	30,1	35,3	43,4	53,4
Portal	4,2	4,2	4,2	4,2
Rigg og drift av byggeplass	123,7	139,2	158,1	197,3
Prosjektering bygg og anlegg	4,5	5,5	6,5	7,5
Byggeledelse	16,8	19,2	19,2	21,6
Delsum bygg og anlegg	**498,5**	**561,7**	**635,5**	**790,1**
Delsum maskin inkl. prosjektering og oppfølging	**98,5**	**164,8**	**249,5**	**383,1**
Delsum elektro inkl. prosjektering og oppfølging	**202,6**	**292,2**	**417,6**	**630,2**
Diverse				
Byggherrekostnader	3,5	4,0	4,0	4,5
Diverse og uforutsett 10 %	80,3	102,3	130,7	180,8
Sum før finans	883,4	1125	1437,3	1988,7
Finansiering 6,5 % p.a.	100,7	146,3	186,8	290,4
Sum				
Sum i mill kr.	**984**	**1 271**	**1 624**	**2 279**
Byggetid, år	3,5	4	4	4,5

Brukstid timer	**2500**	**2000**	**1500**	**1000**
Effekt nye MW	**310**	**470**	**730**	**1250**
Kostnad i mill. kr pr. ny MW	**3,2**	**2,7**	**2,2**	**1,8**
Driftstid ved full effekt i døgn	**39**	**30**	**23**	**16**
Pris kr/MW /døgn	**81 000**	**90 000**	**97 000**	**114 000**

BLÅSJØ MOT JØSENFJORDEN

Sammendrag og vurdering av prosjektet

Anlegget er vurdert for følgende brukstider:

Brukstid timer	Sum effekt MW	Ny effekt (Blåsjø) MW	Kostnad ny effekt mill. kr	Kostnad ny effekt mill. kr/MW	"Produksjon" total, GWh (effekt*brukstid)	Kommentarer
2500	2 200	160	9 06	5,7	5400	
2000	2 700	660	1 950	3,0	5400	
1500	3 600	1 560	3 364	2,2	5400	
1000	5 400	3 360	5 853	1,7	5400	
Eks.Kvilldal: 2504	1 240					
Eks. Saurdal: 3169	640					
Eks. Hylen 3749	160					

Det er ingen signifikant produksjonsdifferanse ved utvidelsen.

Det er en stor reduksjon i kostnad pr. MW ved en stor utbygging. Stor utbygging medfører at magasinet tømmes på kortere tid slik at nytten som reserveeffekt reduseres. Ved en brukstid på 2000 timer er det en effekt reserve i 3450 timer. Ved 1000 timer brukstid er denne redusert til 1540 timer. De beregnede tidene forutsetter at hele magasinet er tilgjengelig uten begrensninger. Blåsjø består av flere naturlige vann som er knyttet sammen med tunneler. Det antas derfor at kapasiteten vil avta etter hvert som magasinet tømmes. Dette må undersøkes nærmere i forbindelse med en eventuell videre planlegging.

Nedenfor er vist pris i kr pr. MW og døgn når det kjøres med full effekt med alt vann fra nærmeste magasin.

Brukstid timer	**2500**	**2000**	**1500**	**1000**
Driftstid ved full effekt i døgn	**189**	**143**	**103**	**64**
Pris kr / MW / døgn	**31 000**	**21 000**	**21 000**	**27 000**

Eksisterende anlegg

Systembeskrivelse

Blåsjø er det øverste og største magasinet i Ulla-Førre-utbyggingen, og består av flere kraftverk, med Saurdal kraftverk, Kvilldal kraftverk og Hylen kraftverk som de største. Statkraft Energi AS er hovedeier (72 %) av anleggene, som ligger i Suldal (mesteparten) og Hjelmeland kommuner i Rogaland fylke.

Kraftverkene samler vann i fjellområdene mellom fjordene i Suldal og Bykleheiene. Det er utbygd hovedsaklig i tre nivåer. Nederste nivå er mellom Suldalsvatnet kote 68 og fjorden hvor Hylen kraftstasjon ligger. På neste nivå mellom Suldalsvatnet og ca. kote 600 ligger det største kraftverket; Kvilldal kraftverk. På øverste nivå ca. kote 1000 ligger hovedmagasinet Blåsjø. Fra dette nivået til neste ligger Saurdal pumpekraftverk. I tillegg til disse er det bygget to pumpestasjoner for pumping til nivå ca. kote 600.

Reguleringer

Magasin umiddelbart oppstrøms Saurdal kraftstasjon		
Magasin	Blåsjø	Kaldavatn
HRV	1055	1115
LRV	930	1111
Volum mill. m^3	3105	5
Sjøareal km^2	80,53	1,28

Magasin umiddelbart oppstrøms Kvilldal kraftstasjon					
Magasin	Lauvastølvatn	Sandsvatn	Mosvatn	Vassbottvatn	Stovedalsvatn
HRV	605	605	518,2	475	830
LRV	590	560	516,2	470	790
Volum mill. m^3	8	230	3	1	55
Sjøareal km^2	0,87	6,91	1,83	0,27	1,85

Magasin umiddelbart oppstrøms Hylen kraftstasjon		
Magasin	Suldalsvatn	
HRV	68,5	
LRV	67,0	
Volum mill. m^3	44	
Sjøareal km^2	28,84	

Kraftstasjoner					
	Saurdal eks. pumpe	Stølsdal	Hjorteland pumpe	Kvilldal	Hylen
Produksjon GWh*	2028	62,5	-19,9	3105,5	599,8
Ytelse MW	640	17		1240	160
Energiekvivalent kWh/m^3	1,026	0,212	-0,292	1,308	0,165
Fall m	437	95		536,5	88
Slukeevne m^3/s	170	18	0,1	268	600
Brukstid timer	3169	3676		2504	3749
Satt i drift	1985	1986	1986	1981	1980

Saurdal ved pumping 578 GWh/år

Linjetilknytning

Tilknytningen til kraftverkene Kvilldal og Saurdal er via to 420 kV linjer og to 300 kV linjer.

Miljøforhold

Det er ikke rapportert om spesielle miljøproblemer i forbindelse med driften av det eksisterende anlegget.

Suldalslågen, elven fra Suldalsvatn til fjorden, er en god lakseelv. Vannføringen i elven er derfor strengt regulert.

Tidligere prosjekt

Det er i et tidligere prosjekt sett på effektutbygging mellom Blåsjø og Jøsenfjorden.

Nytt prosjekt

Mulige alternativer, kort oppsummering

Den korteste vannveien fra hovedmagasinet Blåsjø til havnivå er fra området ved Førrevassdammen til Jøsenfjorden i Hjelmeland kommune. Dette er den åpenbart enkleste måten å skaffe mer effekt fra dette magasinet. Det er åpenbart ikke andre alternativer som kan måles mot dette.

Tilleggsoverføringer

Det er ikke noen muligheter for inntak av tilleggsfelter i forbindelse med en utbygging etter dette alternativet.

Systembeskrivelse, valgt alternativ

Tekniske installasjoner, maskin og elektro

Beskrivelse **Blåsjø** **Fallet fra Blåsjø til Jøsenfjorden**	**Enhet** Brukstid timer	**Dimensjon/mengde**			
		2500	2000	1500	1000
Installasjon totalt for anlegget	MW	2200	2700	3600	5400
Tilleggsinstallasjon ytelse	MW	160	660	1560	3360
Slukeevne totalt for anleggene	m^3/s	190	250	350	560
Tilleggsinstallasjon slukeevne	m^3/s	20	80	180	390
Aggregater antall	stk	1	3	5	11
Turbintype		Pelton	Pelton	Pelton	Pelton
Effektiv fallhøyde ca.	m	980	980	980	980
Inntaksluke*	m2	5	18	2 x 19	3 x 26
Trykkrør, innstøpt diameter	m	1 x 2,3	3 x 2,9	5 x 3,1	11 x 3,0
Trykkrør, lengde	m	70	70	70	70
Generatorytelse**	MVA	1 x 188	3 x 259	5 x 367	11 x 359
Turtall	o/min	600	428.6	375	375
Transformator	kV/kV	16/300	16/300	16/300	16/300
Kabelanlegg, antall		2	3	5	11
Høyspentanlegg, antall felt		3	4	6	12
Kraftlinjer og tilkoblingsfelt, antall		1	1	2	3

* Vanntrykk ca. 100 meter, vannhastighet 5 m/s
** Tilleggsinstallasjon dividert med effektfaktor 0,85

Bygg og anlegg

Beskrivelse Brukstid totalt	Enhet	Dimensjon/mengde			
		2500	2000	1500	1000
Tilløpstunnel tverrsnitt	m^2		65	100	160
Tilløpstunnel lengde	km		12	12	12
Trykksjakt tverrsnitt	m^2		33	62	130
Utsprengt volum i kraftstasjon	m^3		49000	99000	200000
Adkomsttunnel, tverrsnitt	m		50	50	50
Adkomsttunnel, lengde	km		1,4	1,4	1,4
Avløpstunnel, tverrsnitt	m^2		65	100	160
Avløpstunnel, lengde	km		1,5	1,5	1,5
Kabeltunnel, tverrsnitt	m^2		20	20	20
Kabeltunnel, lengde	km		1,4	1,4	1,4

Vurdering av brukstid

Anlegget henter vannet fra Førrevatn som er en del av Blåsjømagasinet, som har et volum på hele 3105 mill. m^3. Magasinet består av flere tidligere separate vann med utløp i forskjellige retninger. Mellom østre del av magasinet, som hadde avløp mot Setesdalen, er det sprengt en overføringstunnel mot vestre del med avløp til Førreåna. Fra denne delen er det videre sprengt en tunnel mot Ulladalsåna hvor inntaket til Saurdal pumpekraftverk er plassert. Overføringstunnelens kapasitet kan ved lave vannstander i Blåsjø være begrensende for utnyttingen av magasinet til effektproduksjon over lengre tid.

	Brukstid				
	Eks. anlegg,	**2500 timer**	**2000 timer**	**1500 timer**	**1000 timer**
Sum effekt MW (Saurdal, Kvildal, Hylen + nytt anlegg) MW	2040	2100	2700	3600	5400
Effekt (nytt anlegg) MW	0	60	660	1560	3360
Slukeevne m^3/s (nytt anlegg)	0	20	80	180	390
Produksjon fra magasin (Blåsjø); GWh	7433	7433	7433	7433	7433
Tid med produksjon fra Blåsjø, timer/døgn		4540/189	3450/143	2464/103	1540/64

*Slukeevne Saurdal 170 m^3/s, fall nytt anlegg 1010 meter

Vannveier

Vannveien følger nordsiden av Førrejuvet.

Det er regnet med tverrslag nedstrøms dammen for driving av tunnelen i dalen. I forbindelse med dette tverrslaget vil det være mulig å etablere inntaksluker som pakkboksluker. Det er her dog regnet med inntaksluker i egen sjakt nær selve inntaket.

Terrenget er generelt ikke mye over HRV i magasinet. Noen steder litt lavere. Tilløpstunnelen vil derfor spesielt mot stasjonen legges ned for å få tilstrekkelig overdekning på kritiske punkt. Det er av denne grunn ikke mulig å arrangere svingesjakt nærmer stasjonen enn ca. 4 km (stasjonen kan om nødvendig trekkes oppover). På dette punktet er det valgt å legge inn et tverrslag som også kan fungere som svingevolum. Tilløpstunnel mellom stasjon og dette tverrslaget legges med stigning 1:7.

Arrangementet av vannveien medfører at anlegget ikke uten videre blir stabilt på eget nett. For å oppnå dette må avstanden mellom stasjon og nærmeste frie vannflate reduseres. Det er her regnet med at anlegget ikke må være stabilt på eget nett i alle driftsituasjoner.

Avløpstunnelen leder vannet ut i fjorden, antatt på dypt vann. Det er mulig å arrangere denne som frispeil tunnel frem til fjorden slik at den kan benyttes som nødutgang med båt.

Kraftstasjon

Stasjonen er basert på bruk av Peltonturbiner. Størrelsen på hvert aggregat er begrenset til 250-300 MW. Dette gir maksimalt 11 aggregater i stasjonen. Transformatorer for hvert aggregat er plassert i egen transformatorhall.

For kabler og som nødutgang er det planlagt egen kabeltunnel fra stasjonen og ut i dagen.

Kraftlinjer

Anlegget tilknyttes 300 kV linjen som går nord-sør (Saurdal - Førre - Lyse). Via Førre går også 300 kV - linje Lyse- Førre-Tokke. NVE har ikke foretatt nærmere vurderinger av nettkapasiteten.

Adkomst

Det er ikke veiforbindelse til Førrebotn hvor kraftstasjonen er tenkt plassert. Eneste adkomst er med ferge. I forbindelse med byggingen av Stølsdal pumpestasjon ble det anlagt fergekai i Førrebotn.

I forbindelse med bygging av et anlegg i størrelse med et mulig effektanlegg regnes det med at det må skaffes veiforbindelse. Eneste mulighet vil være å bygge ny vei fra tettstedet Jøsenfjorden til Førrebotn. Store deler av denne veien vil måtte bygges som tunnel. Veien vil kun være av interesse for kraftanlegget og har ingen annen samfunnsnytte.

Miljø

Nedenfor er listet en del vanlige forhold som berøres i miljøstudier ved bygging/utvidelse av kraftverk. Det er grovt gjort en vurdering av om den foreslåtte tilleggsutbygging vil ha betydning for noen av de nevnte forholdene. Det er ikke foretatt befaring eller involvering av fagekspertise i vurderingene.

Miljøforhold ved utvidelse av anlegget.

Saksområde og konsekvens*		**Saksområde og konsekvens***		**Saksområde og konsekvens***	
Fiske	I	Hydrologi	I	Næringsliv og sysselsetting	P
Planteliv	I	Restvannføringer	I	Kommunal økonomi	P
Dyreliv	I	Minstevannføringer	I	Jord- og skogbruk	I
Kvartærgeologi	I	Flom og erosjonssikring	I	Reindrift	I
Geologi	I	Is og vanntemperatur	N	Friluftsliv	I
Naturvern	N	Vannforsyning	I	Kulturminne	I
		Forurensning	I	Veier, transport	I
		Klima	N	Massedeponi/massetak	I

*P: antatt positiv konsekvens
I: antatt små konsekvenser av liten betydning
N: antatt negativ konsekvens

Produksjon

Etter avtale med NVE har Norconsult ikke utført produksjonsberegninger, som eventuelt skulle utføres av NVE. NVE har heller ikke utført beregninger av produksjon, men anslår at produksjonen vil skille seg lite fra dagens produksjon også etter en utvidelse.

Kostnadsoverslag

Sammendrag av kostnader

	Slukeevne m^3/s			
Spesifikasjon	**20**	**80**	**180**	**390**
Bygg og anlegg				
Veier, plasser og landskap	7,0	7,0	7,0	7,0
Inntak med inntaksluker bygningsmessig	15,9	21,6	23,8	29,2
Tilløpstunnel	224,0	400,6	512,5	699
Tverrslag på tilløpstunnel	8,7	8,7	8,7	8,7
Pansret trykksjakt/trykktunnel ved stasjon	5,7	8,5	14	30,6
Kraftstasjon med trafohall	48,7	137,7	303,7	517,8
Adkomsttunnel og kabeltunnel	33,2	33,2	33,2	33,2
Avløpstunnel	28,6	50,7	63,3	84,5
Portal	4,2	4,2	4,2	4,2
Rigg og drift av byggeplass	131,6	235,3	339,6	495,0
Prosjektering bygg og anlegg	4,5	6,5	8,5	14,5
Byggeledelse	16,8	19,2	24,0	24,0
Delsum bygg og anlegg	**528,9**	**933,2**	**1342,5**	**1947,7**
Delsum maskin inkl. prosjektering og oppfølging	**68,7**	**231,2**	**475,7**	**971,6**
Delsum elektro inkl. prosjektering og oppfølging	**138,0**	**400,5**	**807,4**	**1653,2**
Diverse				
Byggherrekostnader	3,5	4,0	5,0	5,0
Diverse og uforutsett	73,9	156,9	263,1	457,7
Sum før finans				
Finansiering 6,5 % p.a.	92,7	224,3	470,2	818,2
Sum	905,7	1950,1	3363,9	5853,4
Sum i mill kr.	**906**	**1 950**	**3 364**	**5 853**
Byggetid, år	3,50	4,00	5,00	5,00

Brukstid, timer	**2500**	**2000**	**1500**	**1000**
Ny effekt i MW	**160**	**660**	**1 560**	**3 360**
Kostnad i mill. kr pr. ny MW	**5,7**	**3,0**	**2,2**	**1,7**
Driftstid ved full effekt i døgn	**189**	**143**	**103**	**64**
Pris kr /MW/døgn	**30 000**	**21 000**	**21 000**	**27 000**

TONSTAD OG SOLHOM

Sammendrag og vurdering av prosjektet

Basis for denne studien er Tonstad med dagens installerte effekt, i tillegg til den utvidelsen det er søkt konsesjon for. Korteste vannvei for Tonstad er mot Homstølvatn i Kvina-vassdraget. Magasinet her er imidlertid så beskjedent at det ikke kan benyttes som effektsikring med noen fornuftig varighet. En effektutbygging her vil derfor måtte ta utgangspunkt i pumping hvor en tilleggsinstallasjon i det alt vesentlige benyttes til produksjon på dagtid og pumping på natt. Dette gjelder også den konsesjonssøkte tilleggsinstallasjonen, som tilleggsinstallasjon som vurderes i denne studien tar utgangspunkt i. Da magasinet Nesjen (Solhom kraftverk) ovenfor Homstølvatn er større, er det også sett på en utvidelse av Solhom kraftverk som ligger mellom Nesjen og Homstølvatn.

Tonstad kraftverk er vurdert for følgende brukstider:

Brukstid timer	Sum effekt, MW	Ny effekt, MW	Kostnad ny effekt mill. kr	Kostnad ny effekt, mill. kr/MW	"Produksjon" total, GWh (effekt*brukstid)	Kommentarer
1500	2 710	790	2 594	3,3	4065	
1000	4 070	2 150	5 241	2,4	4070	
Eksisterende Tonstad: 4235	960					

Nedenfor er vist kostnad i kr pr. MW og døgn når det kjøres med full effekt med alt vann fra nærmeste magasin. Det er regnet med eksisterende slukeevne i oppstrøms kraftverk Solhom. Dersom det regnes med større slukeevne i Solhom, og dette kan kjøres ut samtidig, blir driftstiden selvsagt større.

Brukstid timer	**1500**	**1000**
Driftstid ved full effekt i døgn	**1**	**0,7**
Pris mill. kr/MW/døgn	**3,3**	**3,5**

Tider for produksjon fra Homstølvatn bør vurderes og kontrolleres med hensyn til tilført vann.

Solhom kraftverk er vurdert for følgende brukstider:

Brukstid timer	Sum effekt MW	Ny effekt MW	Kostnad ny effekt mill. kr	Kostnad ny effekt mill. kr/MW	"Produksjon" total, GWh (effekt*brukstid)	Kommentarer
1500	500	300	1 097	3,7	750	
1000	750	550	1 613	2,9	750	
Eksisterende Solhom: 3742	200					

Nedenfor er vist kostnad i kr pr. MW og døgn når det kjøres med full effekt med alt vann fra nærmeste magasin.

Brukstid timer	**1500**	**1000**

Driftstid ved full effekt i døgn	**17**	**10**
Pris kr/MW/døgn	**215 000**	**293 000**

Pumpingen vil redusere den totale produksjonen i anleggene vurdert i forhold til ikke pumpet vannmengde gjennom anleggene.

Eksisterende anlegg

Systembeskrivelse

Anlegget eies av Sira-Kvina kraftselskap og ligger i Sirdal kommune i Vest-Agder fylke. Anlegget utnytter vannet i elvene Sira og Kvina og er det nest nederste anlegget i utnyttelsen av de to elvene.

Elvene Sira og Kvina er bygget ut samlet med i alt syv kraftverk, to i Sira og tre i Kvina og ett felles hvor Kvina overføres til Sira samt ett på strekningen mellom Sirdalsvatn og havet.

I begge vassdrag ligger store magasiner øverst i systemet. I Sira ligger Svartevatn som er det største magasinet i hele utbyggingen samt Valevatn. I Kvina ligger Roskreppfjorden som er det største magasinet i Kvinadelen samt Øyarvatn, Kvifjorden/Nesjen og Homstølvatn.

Reguleringer

Magasin umiddelbart oppstrøms Duge kraftstasjon		
Magasin	Svartevatn	
HRV	899	
LRV	780	
Volum mill. m^3	1398	
Sjøareal km^2	31,38	

Magasin umiddelbart oppstrøms Tjørhom kraftstasjon		
Magasin	Gravann	
HRV	660	
LRV	625	
Volum mill. m^3	351*	
Sjøareal km^2	2,02	
*312 Mm^3 nyttbart gjennom Tjørhom kraftverk		

Magasin umiddelbart oppstrøms Roskrepp kraftstasjon		
Magasin	Roskreppfjorden	
HRV	929	
LRV	890	
Volum mill. m^3	684	
Sjøareal km^2	29,82	

Magasin umiddelbart oppstrøms Kvinen kraftstasjon		
Magasin	Øyarvann	
HRV	837	
LRV	820	
Volum mill. m^3	104	
Sjøareal km^2	8,02	

Magasin umiddelbart oppstrøms Solhom kraftstasjon		
Magasin	Nesjen	
HRV	715	
LRV	677	
Volum mill. m^3	274	
Sjøareal km^2	15,36	

Magasin umiddelbart oppstrøms Tonstad kraftstasjon			
Magasin	Tjørhomvann	Ousdalsvann	Homstølvann
HRV	497,6	497,6	497,6
LRV	492	482	471
Volum mill. m^3	3,33	12,25	55,62
Sjøareal km^2	0,89	1,07	2,89

Kraftstasjon

Kraftstasjoner						
	Duge	Tjørhom	Roskrepp	Kvinen	Solhom	Tonstad
Produksjon GWh	335	570	111	283	748	4066
Vanntap GWh	4,4	5,4	2,8	6,0	13,1	31,4
Pumpeforbruk GWh	142					
Ytelse MW	200	120	50	80	200	960
Energiekvivalent kWh/m^3	0,520	0,37	0,200	0,285	0,510	1,050
Fall m	220	158	88	120	215	442
Slukeevne m^3/s	106	84	69	84	110	254
Brukstid timer	1776	4752	2226	2853	3742	4235
Satt i drift	1979	1973	1980	1984	1974	1968, 1971, 1988

Pumping i Duge kraftverk 67,8 GWh/år

Linjetilknytning

Tonstad ligger i krysset mellom en nord - sør linje og en øst vest linje, begge 300 kV. Linjen mot sør er en dobbel linje. Etter avtale med NVE er det ikke foretatt nærmere vurderinger av nettkapasiteten.

Miljøforhold

Det er ikke rapportert om spesielle miljøproblemer i forbindelse med driften av det eksisterende anlegget.

Tidligere prosjekt

Det foreligger en konsesjonssøknad for tilleggsinstallasjon i Tonstad kraftverk av november 2007. Det søkes om en tilleggsinstallasjon i Tonstad kraftverk på 960 MW som er en dobling av eksisterende installasjon. Det er foreslått pumpeturbiner med en slukeevne 250 m^3/s som turbin og 200 m^3/s som pumpe.

Det er forutsatt ny vannvei mellom Sirdalsvatn og Homstølvatn samt kraftstasjon som egen hall i tilknytning til eksisterende kraftstasjonshall. Den planlagte tilleggsinstallasjonen gir en samlet brukstid for anlegget på noe under 2500 timer.

Nytt prosjekt

Mulige alternativer, kort oppsummering

Det er vurdert flere alternative løsninger for en effektutbygging i Tonstad-området. Disse er:

- et anlegg parallelt med eksisterende fra Homstølvatn til Sirdalsvatn
- to anlegg i serie, utvidelse av Solhom kraftverk fra Nesjen til Homstølvatn og en utvidelse av Tonstad kraftverk fra Homstølvatn til Sirdalsvatn
- et anlegg som over med inntak i Nesjen og utløp i Sirdalsvatn
- en utbygging fra Svartevatn til Lysebotn
- en overføring fra Roskrepp til Svartevatn sammen med en utbygging mot Lysebotn

En større utbygging for effekt i Tonstad-området er ikke mulig uten å satse på pumping eller en videre utbygging av flere av anleggene oppover i vassdraget som forsyner Tonstad med vann. Den nære tilknytningen til linjer mot kontinentet gjør at Sira-Kvina kraftselskap ser en forretningsmessig mulighet i utbygging av pumpekraftverk. For alle alternative utbygginger av Tonstad kraftverk vil det være aktuelt å benytte kun pumpeturbiner. En utbygging som foreslått også av Solhom kraftverk kan vurderes både som pumpekraftverk og som tradisjonelt kraftverk.

En utbygging videre oppover i vassdragene vil involvere dublering av mange kraftverk med tildels lange vannveier og vil være kostbar.

Eksisterende anlegg kan effektivt avlastes ved å fralede vann øverst i vassdraget ved de store magasinene. En utbygging i ett trinn mot Lysefjorden kan erstatte en utbygging i tre trinn mot Sirdalsvatn.

Tilleggsoverføringer

Noen mindre overføringer kan være aktuelle ved andre alternativer enn en utbygging parallelt med eksisterende anlegg.

Systembeskrivelse, valgt alternativ

For denne studien velges følgende:

- Den konsesjonssøkte utvidelsen av Tonstad kraftverk som pumpekraftverk forutsettes gjennomført slik at et utvidet Tonstad kraftverk vil være sammenlikningsgrunnlag (nåtilstand) i denne studien.
- Tonstad utvides med pumpeturbiner på fallet Hømstølvatn/Sirdalsvatn.
- Solhom kraftverk utvides med bare pumpeturbiner, selv om det bare er behov for i størrelsesorden halve pumpekapasiteten.
- Det regnes ikke aktuelt å utvide Solhom kraftverk for høyere brukstid enn 1500 timer

Tekniske installasjoner, maskin og elektro

Beskrivelse Tonstad III (Tonstad pumpekraftverk)	**Enhet** Brukstid timer	**Dimensjon/mengde**		
			1500	1000
Installasjon totalt for anlegget	MW		2710	4070
Tilleggsinstallasjon ytelse pumpeturbin	MW		790	2150
Slukeevne totalt for anleggene	m^3/s		720	1080
Tilleggsinstallasjon slukeevne pumpeturbin	m^3/s		210	570
Aggregater antall	stk		3	7
Turbintype			Francis, reversibel	Francis, reversibel
Effektiv fallhøyde ca.	m		420	420
Inntaksluke*	m^2		2 x 22	4 x 30
Trykkrør, innstøpt diameter	m		3 x 4,2	7 x 4,6
Trykkrør, lengde	m		70	70
Generatorytelse**	MVA		3 x 310	7 x 361
Turtall	o/min		250	250
Transformator	kV/kV		16/300	16/300
Kabelanlegg, antall			3	7
Høyspentanlegg, antall felt			4	8
Kraftlinjer og tilkoblingsfelt, antall			1	2
Kontrollanlegg for pumpeturbin			1	1

* Vanntrykk ca. 40 meter, vannhastighet 5 m/s
** Tilleggsinstallasjon dividert med effektfaktor 0,85

Beskrivelse Solhom II (Solhom pumpekraftverk)	**Enhet** Brukstid timer	**Dimensjon/mengde**		
			1500	1000
Installasjon totalt for anlegget	MW		500	750
Tilleggsinstallasjon ytelse, pumpeturbin	MW		300	550
Slukeevne totalt for anleggene	m^3/s		270	410
Tilleggsinstallasjon slukeevne	m^3/s		160	300
Tilleggsinstallasjon slukeevne pumpeturbin	m^3/s		160	300
Tilleggsinstallasjon slukeevne turbin	m^3/s		-	-
Aggregater antall totalt	stk		1	2
Effektiv fallhøyde ca.	m		215	215
Inntaksluke*	m^2		2 x 17	2 x 30
Trykkrør, innstøpt diameter	m		1 x 6,4	2 x 6,2
Trykkrør, lengde	m		70	70
Generatorytelse**	MVA		1 x 353	2 x 323
Turtall	o/min		176,5	176,5
Transformator	kV/kV		16/300	16/300
Kabelanlegg, antall			1	2
Høyspentanlegg, antall felt			2	3
Kraftlinjer og tilkoblingsfelt, antall			1	1
Kontrollanlegg for pumpeturbin			1	1

* Vanntrykk ca. 50 meter, vannhastighet 5 m/s
** Tilleggsinstallasjon dividert med effektfaktor 0,85

Bygg og anlegg

Beskrivelse Tonstad nytt pumpekraftverk	Enhet	Dimensjon/mengde		
			1500	1000
Tilløpstunnel tverrsnitt	m^2		120	250
Tilløpstunnel tverrsnitt, mellom stasjon og svingetunnel	m^2		160	
Tilløpstunnel lengde	km		9,5	9,5
Tilløpstunnel lengde, mellom stasjon og svingetunnel	km		3,3	3,3
Trykksjakt tverrsnitt	m^2			50
Trykksjakt lengde	km			630
Utsprengt volum i kraftstasjon	m^3		53 000	130 000
Adkomsttunnel, tverrsnitt	m		50	50
Adkomsttunnel, lengde	km		500	500
Avløpstunnel, tverrsnitt	m^2		120	250
Avløpstunnel, lengde	km		1,5	1,5

Beskrivelse Solhom nytt kraftverk m. pumpeturbin	Enhet	Dimensjon/mengde		
			1500	1000
Tilløpstunnel tverrsnitt	m^2		100	150
Tilløpstunnel lengde	km		1,4	1,4
Utsprengt volum i kraftstasjon	m^3		32000	44000
Adkomsttunnel, tverrsnitt	m		45	45
Adkomsttunnel, lengde (avgrening fra eks. tunnel)	km		0,5	0,5
Avløpstunnel, tverrsnitt	m^2		100	150
Avløpstunnel, lengde	km		4,2	4,2

Vurdering av magasin

Alternativ Solhom Nesjen/Homstølvatn og Tonstad Homstølvatn/Sirdalsvatn
Nedenfor er vist tid for tømming av magasinet i Homstølvatn ved full kjøring i Tonstad. Som det fremgår er magasinet så lite at det knapt vil ha noen betydning som langtidssikring av effekt. En utbygging mot et så lite magasin vil måtte baseres på pumping for å ta hyppige kortvarige topplaster, typisk dag/natt og virkedag/helg. Noen avgjørende betydning for å bære over lengre perioder med bortfall av vind eller i strenge kuldeperioder gir dette anlegget ikke.

Tonstad (Homstølvatn* dimensjonerende)	Timer med effekt på fullt magasin			
Total slukeevne/brukstid	**Solhom eks. 110 m^3/s**	**Solhom 2000 t 205 m^3/s**	**Solholm 1500 t 270 m^3/s**	**Solhom 1000 t 410 m^3/s**
508m^3/s / 2120 timer/år	38	51	65	157
720m^3/s / 1500 timer/år	25	29	34	509
1080 m^3/s / 1000 timer/år	16	18	19	23

Tabell: Tid med produksjon ved fullt magasin (Homstølvatn 55,6 mill. m^3)

Tilsvarende vurdering for Solhom kraftverk gir betydelig gunstigere effekt av utbyggingen i og med at reservene for effektkjøring blir vesentlig større, men effekten i Solhom kraftverk er betydelig mindre enn i Tonstad kraftverk.

Solhom Nesjen dimensjonerende	**Timer/døgn med full effekt på fullt magasin. Tilskudd fra Kvinen kraftverk 84 m³/s**			
	Eksisterende brukstid	Brukstid 2000 timer	Brukstid 1500 timer	Brukstid 1000 timer
Solhom	2930/122	620/25	410/17	233/10

Tabell: Tid for produksjon med fullt magasin (Nesjen 274 mill. m^3)

Til slutt er det sett på hvilken slukeevne Solhom må ha for å kunne kjøre ut begge magasin fra fullt til tomt på samme tid. Som det fremgår må installasjonen i Solhom økes betydelig for å forsyne Tonstad med vann fra Nesjen slik at ikke volumet i Homstølvatn blir begrensende for den tiden anlegget kan kjøre med full effekt på fulle magasin.

Slukeevner for lik tømming av magasinene Homstølvatn og Nesjen			
Tonstad Slukeevne/ brukstid m^3/s /timer	**Solhom Slukeevne total m^3/s**	**Solhom effekt total / ny MW**	**Tid for tømming av begge magasin samtidig Timer/døgn**
508/2120	435	794/594	216/9
720/1500	610	1111/911	145/6
1080/1000	910	1655/1455	92/4

Tabell: Slukeevner som gir lik tid for tømming av begge magasiner (Homstølvatn og Nesjen)

Så stor installasjon i Solhom kraftverk er neppe realistisk. Dersom en vil ha større fleksibilitet med hensyn på magasinering av vann ved en ytterligere utvidelse av Tonstad kraftverk, bør alternativet være utbygging av fallet Tonstad pluss Solhom i ett fall. Dette alternativet bør vurderes før en realiserer ytterligere utbygging i området.

Alternativ fra Svartevatn/Roskrepp til Lysefjorden

Det eksisterende anlegget forblir uendret mens det bygges et nytt kraftverk med inntak i Svartevatn og avløp i Lysefjorden. For å øke brukstiden med maksimal kontinuerlig produksjon kan det sprenges overføringstunnel fra Roskreppfjorden til Svartevatn.

	Eks. anlegg timer 4343	**2500 timer**	**2000 timer**	**1500 timer**	**1000 timer**
Sum effekt MW (Tonstad + nytt anlegg)	960	1667	2084	2779	4168
Ny effekt (nytt anlegg)	0	707	1124	1819	3208
Ny slukeevne m^3/s (nytt anlegg)		96	153	247	436
Vann tilført ved pumping i Duge kraftverk, m^3/s*	60	60	60	60	60
Produksjon fra magasin (Svartevatn), GWh		2800	2800	2800	2800
Produksjon fra magasin (Roskreppfjorden), GWh		1390	1390	1390	1390
Tid med produksjon fra magasin Svartevatn, timer/døgn		1934/80	1507/63	1105/46	718/30
Tid med produksjon fra magasin, Svartevatn og Roskreppfjorden, timer/døgn		2134/89	1763/73	1370/57	947/39

Fall for nytt anlegg er ca. 860 meter. Det er regnet med at nåværende Duge og Roskrepp kraftverker kjøres på maksimal driftsvannføring, hhv. 106 m^3/s og 69 m^3/s, i tillegg til "nytt kraftverk" at også kjøres for fullt.

Vannveier

Tonstad kraftverk

Kraftstasjonen legges nedstrøms i vannveien i nærheten av eksisterende anlegg. Dette gir en tilløpstunnel fra Homstølvatn som kan sprenges på stigning ca. 1:7 til kryss med tverrslag og svingetunnel. Fra krysset legges tilløpstunnelen tilnærmet horisontalt. For installasjon med brukstid ca. 1500 timer kan tunnelen fra krysset til stasjonen gjøres så stort at anlegget blir stabilt på eget nett. Reduseres brukstiden til 1000 timer øker kravet til utvidelse av tverrsnittet så mye at det kan være mer økonomisk å sprenge en svingesjakt nær stasjonen.

Det er gjort vurderinger/beregninger som viser at med full last er anlegget ikke stabilt på eget nett uten spesielle tiltak. Tiltak som er aktuelle kan i begge tilfeller være å øke tverrsnittet i vannveien mellom avgrening til svingetunnel/tverrslag eller å legge inn en sjakt. Denne studien vurderer ikke disse forholdene nærmere.

Det er regnet med inntaksluke i sjakt ved Homstølvatn. Det er regnet med at det er behov for tverrslag for driving av tunnelen på strekningen mellom inntak og kryss mot svingetunnel. Det er ikke tatt stilling til hvor dette tverrslaget best kan plasseres.

Avløpstunnelen blir maksimalt ca. 1,5 km lang og munner ut direkte i Sirdalsvatn. Det er antatt at denne kan sprenges fra stasjonsområdet.

Solhom kraftverk

Kraftstasjonen ligger her i oppstrøms ende av vannveien. Avstanden mellom stasjon og planlagt inntak er så kort at tilløpstunnel kan legges med fall 1:7 og det er ikke behov for svingesjakt for at anlegget skal være stabilt på eget nett.

Det er regnet med inntaksluke i sjakt nær utslaget i magasinet.

Avløpstunnelen blir ca. 4,5 km lang og munner ut direkte i Homstølvatn. Det er antatt at denne kan sprenges fra stasjonsområdet og fra utløpssiden.

Kraftstasjon

Tonstad kraftverk

Det bygges ny stasjonshall ved siden av eksisterende stasjon. Antall aggregater varierer med hensyn til valgt brukstid. Stasjonen utformes med adskilte haller for aggregater og transformatorer. For utføring av kabler antas det at disse kan føres ut gjennom eksisterende sjakt/tunnel.

Adkomsttunnelen til anlegget sprenges inn fra dagen. Det er mulig at avgrening fra eksisterende adkomsttunnel vil være mulig. Det er dog usikkert om dette vil skape så store praktiske problemer og ekstra kostnader at dette er den riktige løsningen. Separat adkomsttunnel er derfor valgt for denne studien.

Solhom kraftverk

Det bygges ny stasjonshall ved siden av eksisterende stasjon. Antall aggregater varieres med hensyn til valgt brukstid. Stasjonen utformes med adskilte haller for aggregater og transformatorer. For utføring av kabler antas det at disse kan føres ut gjennom eksisterende sjakt/tunnel.

Adkomsttunnelen til anlegget sprenges som en avgrening på eksisterende adkomsttunnel. Da dette er et betydelig enklere anlegg enn Tonstad er det antatt at dette vil være mulig.

Kraftlinjer

Tonstad ligger i et viktig knutepunkt for 300 kV linjene i området. Det er forbindelse mot sør med dobbel linje mot Stavanger, mot Arendal via Solhom og mot nord på stamlinjen mot Bergen.

Det opplyses i konsesjonssøknaden om utvidelse av Tonstad kraftverk at Statnett vurderer oppgradering av linjer i området til 420 kV spenning. Denne studien tar utgangspunkt i at den konsesjonssøkte utvidelsen av anlegget er utført når dette prosjektet eventuelt gjennomføres. Grunnlaget for studien synes derfor å være tilknytning til sentralnettet på 420 kV nivå.

NVE har ikke foretatt nærmere vurderinger av nettkapasiteten.

Miljø

Nedenfor er det listet en del vanlige forhold som berøres i miljøstudier ved bygging/utvidelse av kraftverk. Det er grovt gjort en vurdering av om den foreslåtte tilleggsutbyggingen vil ha betydning for noen av de nevnte forholdene. Miljøkonsekvenser vil i første rekke skyldes raske og hyppige vannstandsvariasjoner i magasiner oppstrøms og nedstrøms anleggene. Disse konsekvensene vil være forskjellige i de tre berørte magasinene (Nesjen, Homstølvatn og Sirdalsvatn). Det er ikke foretatt befaring eller involvering av fagekspertise i miljøvurderingene. Vurderingene vedrørende miljøkonsekvenser er derfor kun angitt som et gjennomsnitt for magasinene.

Miljøforhold ved utvidelse av anlegget.

Saksområde og konsekvens*		**Saksområde og konsekvens***		**Saksområde og konsekvens***	
Fiske	N	Hydrologi	I	Næringsliv og sysselsetting	I
Planteliv	I	Restvannføringer	I	Kommunal økonomi	P
Dyreliv	I	Minstevannføringer	I	Jord- og skogbruk	I
Kvartærgeologi	N (1)	Flom og erosjonssikring	N (1)	Reindrift	I
Geologi	I	Is og vanntemperatur	N (3)	Friluftsliv	N (1)
Naturvern	I	Vannforsyning	I	Kulturminne	I
		Forurensning	I	Veier, transport	I (2)
		Klima	I (3)	Massedeponi / massetak	I (4)

*P: antatt positiv konsekvens
I: antatt små konsekvenser av liten betydning
N: antatt negativ konsekvens

Tall henviser til punkt i teksten nedenfor.

1. Raske vannstandsvariasjoner kan føre til økt fare for ras i strandsonen. Strandsonene i de aktuelle magasiner har gjennom mange år variert. Størrelsen på variasjonene vil ikke bli forandret, det er kun hyppighet og hastighet for hver enkelt variasjon som øker.
2. Anleggsaktiviteten vil føre til større trafikk på veiene med større slitasje som resultat. Den økte trafikken antas imidlertid også å medføre oppgradering av enkelte veier. I sum når anlegget er ferdig antas det at distriktet sitter med et oppgradert veisystem.
3. Vannstandsvariasjoner i magasinene vil medføre problemer med islegging, og ferdsel på isen vil bli vanskeliggjort. I hvor stor grad dette vil influere på vanntemperatur og klima er ikke fastlagt, men en kan ikke utelukke negative virkninger.

4. Massedeponier (tipper) vil bli anlagt i nærheten av tverrslagene. Disse vil bli anlagt med naturlige former og tildekket og vegetert slik at de etter noen år vil gli helt naturlig inn i terrenget. Områdene som kan være aktuelle vil være karrig fjellterreng og får derfor ingen innvirkning på jord og skogbruk.

Produksjon

Etter avtale med NVE har Norconsult ikke foretatt produksjonsberegninger i denne studien.
NVE regner med at produksjonsendringene er relativt små, og det brukes derfor samme produksjon som i dag for begge kraftverkene.

Kostnadssammendrag

Sammendrag av kostnader Tonstad kraftverk

	Slukeevne m^3/s (nytt anlegg)	
Spesifikasjon	**210**	**570**
Bygg og anlegg		
Veier, plasser og landskap	4,0	9,4
Inntak med inntaksluker bygningsmessig	12,0	20,9
Tilløpstunnel	608,4	899,0
Tverrslag på tilløpstunnel	18,8	8,8
Trykksjakt og svingesjakt		69,2
Pansret trykksjakt/trykktunnel ved stasjon	8,9	19,6
Kraftstasjon med trafohall	167,3	391,7
Adkomsttunnel og kabeltunnel	25,3	25,3
Avløpstunnel	69,0	106,1
Portal	4,2	4,2
Rigg og drift av byggeplass	321,3	543,9
Prosjektering bygg og anlegg	6,5	10,5
Byggeledelse	16,8	19,2
Delsum bygg og anlegg	**1239,2**	**2127,8**
Delsum maskin inkl. prosjektering og oppfølging	**371,3**	**934,2**
Delsum elektro inkl. prosjektering og oppfølging	**479,9**	**1150,1**
Diverse		
Byggherrekostnader	3,5	4,0
Diverse og uforutsett, 10 %	211,7	421,6
Sum før finans	2328,9	4637,7
Finansiering 6,5 % p.a	265,5	602,9
Sum	2594,4	5240,5
Sum i mill kr.	**2 594**	**5 241**
Byggetid, år	**3,50**	**4,00**

Brukstid timer	**1500**	**1000**
Ny effekt i MW	**790**	**2150**
Kostnad i mill. kr pr. ny MW	**3,3**	**2,4**
Driftstid ved full effekt (døgn)	**1**	**0,7**
Pris mill. kr/MW/døgn	**3,3**	**3,5**

Sammendrag av kostnader Solhom kraftverk

	Slukeevne m^3/s (nytt anlegg)	
Spesifikasjon	**160**	**300**
Bygg og anlegg		
Veier, plasser og landskap	1,3	1,8
Inntak med inntaksluker bygningsmessig	10,1	13,8
Tilløpstunnel	64,1	83,1
Tverrslag på tilløpstunnel	4,5	4,5
Trykksjakt og svingesjakt		
Pansret trykksjakt/trykktunnel ved stasjon	2,9	5,7
Kraftstasjon med trafohall	100,0	124,3
Adkomsttunnel og kabeltunnel	12,9	12,9
Avløpstunnel	156,3	200,7
Portal	4,2	4,2
Rigg og drift av byggeplass	124,6	157,9
Prosjektering bygg og anlegg	5,5	5,5
Byggeledelse	14,4	14,4
Delsum bygg og anlegg	**500,6**	**628,8**
Delsum maskin inkl. prosjektering og oppfølging	**176,0**	**325,5**
Delsum elektro inkl. prosjektering og oppfølging	**229,0**	**379,0**
Diverse		
Byggherrekostnader	3,0	3,0
Diverse og uforutsett, 10 %	90,9	133,6
Sum før finansiering	999,5	1469,9
Finansiering, 6,5 % p.a.	97,5	143,5
Sum	1097,0	1613,4
Sum i mill. kr.	**1 097**	**1 613**
Byggetid år	3,00	3,00

Brukstid timer	**1500**	**1000**
Ny effekt i MW	**300**	**550**
Kostnad i mill. kr pr. ny MW	**3,7**	**2,9**
Tid ved full effekt (døgn)	**17**	**10**
Pris kr/MW/døgn	**215 000**	**293 000**

Vedlegg

Økonomisk vurdering av tunneltverrsnitt

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2011

Nr. 1 Samkøyring av vind- og vasskraft. Betre utnytting av nett og plass til meir vindkraft (42 s.)

Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2010. Svein Olav Arnesen, Jan Henning L'Abée-Lund, Anne Rogstad (36 s.)

Nr. 3 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2010. Tor Arnt Johnsen (red.)

Nr. 4 Evaluering av NVE sitt snøstasjonsnettverk. Bjørg Lirhus Ree, Hilde Landrø, Elise Trondsen, Knut Møen (105 s.)

Nr. 5 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2010. Jonatan Haga, Hervé Colleuille (41 s.)

Nr. 6 Lynstudien. Klimaendringenes betydning for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen. (29 s.)

Nr. 7 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2011. Tor Arnt Johnsen (red.) (69 s.)

Nr. 8 Fornyelse av NVE hydrologiske simuleringssystemer (22 s.)

Nr. 9 Energibruk. Energibruk i Fastlands-Norge (12 s.)

Nr. 10 Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk (91 s.)

Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen,
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Internett: www.nve.no