



BORDVEDÅGA KRAFT AS

(SUS)

BORDVEDÅGA KRAFTVERK i Rana kommune



SØKNAD OM KONSESJON

endelig

JANUAR 2014

Sofienlund

NVEMiddelthunsgate 29,
Postboks 5091 Majorstua,
0301 OsloTil: Konsesjonsavdelingen for småkraftverk
:*Deres Ref.:**Vår Ref.:*
Bordvedåga-Utkast til søknad om konsesjon - NVEmal2011-u0-es6-gb4-at2*Dato:*

24. januar 2014

Søknad om konsesjon for bygging av Bordvedåga kraftverk

Bordvedåga Kraft AS, ønsker å utnytte fallet i Bordvedåga i Rana kommune i Nordland fylke, og søker derfor om konsesjon i hht følgende regelverk:

I. Etter vannressursloven, jf. §8 om tillatelse til:

- å bygge Bordvedåga kraftverk og nødvendige hjelpeanlegg

II. Etter energiloven om tillatelse til:

- bygging og drift av Bordvedåga kraftverk, med tilhørende koblingsanlegg og kraftlinjer som beskrevet i søknaden.

Nødvendige opplysninger om tiltaket er beskrevet i vedlagte utredning og planer.

Dersom det skulle bli behov for mer informasjon så vennligst ta kontakt.

Vennlig hilsen
Statskog SFArild Tokle
Prosjektleder

Kopi: Sofienlund, Ånnerudskogen 2, 1383 Asker

Sammendrag

Prosjektet omfatter bygging av Bordvedåga kraftverk i Rana kommune i Nordland Fylke. Fra et inntak i et lite tjern på kote 400 moh. blir vannveien lagt i fjell ved ei boret 1100 mm rørgate på 700 m, videre med rør i tunnel i 760 m og nedgravde rør de siste 460 m ned til kraftstasjonen på kote 60 moh. Med en installert effekt på 5490 kW vil prosjektet kunne få en middelproduksjon på 15,5 GWh, med slipping av minstevannføring tilsvarende 21 l/s hele året.

For adkomst til stasjonen vil man bygge ny tilkomstvei på 750 m fra lokal vei som går fram til Bordvedaven. Dam og inntak bygges med helikopter og uten adkomstvei.

For å få kraften frem til eksisterende 22 kV kraftnett vil det bli gravd ned en 900 m lang 22 eller 33 kV jordkabel, langsmed tilkomstveien til nærmeste tilknytningspunkt rett ved Bordvedaven.

Kulturminner vil ikke bli berørt, og andre brukerinteresser vil i liten grad bli berørt. Det vil samarbeides tett med reindrifta, for at tiltaket skal få minimale konsekvenser for utøvelsen av næringa i anleggsperioden. I driftsperioden vil tiltaket ikke ha konsekvenser for reindrifta.

Det er ingen verdifulle naturtyper eller vegetasjonstyper i området som blir berørt. Den eneste rødlistede arten som ble funnet under befaring i området var strandsnipe (NT). Andre forekommende rødlistearter innenfor nedbørfeltet/tiltaksområdet er; jerv (EN), fiskemåke (NT), stær (NT) og sannsynligvis gaupe (VU) og hønsenhauk (NT). Fossekall og Linerle, som begge står på Bernliste II, er også sannsynlige arter i tiltaksområdet. Rødlistede arter vil bli lite negativt påvirket av tiltaket. Redusert vannføring i Bordvedåga vil trolig forverre situasjonen for fossekall, som sannsynligvis hekker innenfor tiltaksområdet.

Utbyggingen vil bli i et område som er noe menneskelig påvirket. Det reduserer inngrepsfrie naturområder (INON) med 5,6 km². Ingen villmarkspregede områder vil bli berørt.

Utbygger vurderer med grunnlag i utarbeidet biologisk rapport og Rana kommunes småkraftrapport, at tiltaket samlet sett vil ha «liten til middels negativ konsekvens» for biologisk mangfold og miljø i og langs Bordvedåga.

Bordvedåga kraftverk					
A	Nedbørfeltets areal	8,6	km ²		
Qg	Spesifikk avrenning	0,089	m ³ /s/km ²		
Qm	Middelvannføring	0,766	m ³ /s	24,2	mill m ³
	Alminnelig lavvannføring	0,021	m ³ /s	sommer	vinter
	Inntak kote	400,0	moh		
	Avløp kote	60,0	moh		
	Rørlengde & diameter	1 920	m	1100	mm
Qt	Turbinslukeevne	1,92	m ³ /s		
g	Gravitasjonskoeffisient	9,81	m/s ²		
H	Brutto fallhøyde	340	m		
h	Stasjonsvirkningsgrad	87 %	maks last		
P	Installert effekt turbin	5 490	kW		
	Brukstid	2 824	timer / år		
E	Estimert produksjon	15,5	GWh		
	Utbyggingskostnad *)	69	mill. kr		
	Spesifikk utbyggingskostnad	4,47	Kr/kWh		

Vannmerke 156.27 Leiråga
*) Inkl. usikkerheter 15 %

NVE 2010

INNHALDSFORTEGNELSE

1	INNLEDNING.....	1
1.1	OM SØKEREN	1
1.2	BEGRUNNELSE FOR TILTAKET	1
1.3	GEOGRAFISK PLASSERING AV TILTAKET	1
1.4	BESKRIVELSE AV OMRÅDET	3
1.5	EKSISTERENDE INNGREP	3
1.6	SAMMENLIGNING MED ØVRIGE NEDBØRFELT/NÆRLIGGENDE VASSDRAG	4
2	BESKRIVELSE AV TILTAKET	6
2.1	HOVEDDATA FOR KRAFTVERKET	6
2.2	TEKNISK PLAN FOR DET OMSØKTE ALTERNATIV	7
2.2.1	Hydrologi og tilsig.....	7
2.2.2	Overføringer.....	10
2.2.3	Reguleringsmagasin	10
2.2.4	Inntak.....	10
2.2.5	Vannvei	11
2.2.6	Kraftstasjon	12
2.2.7	Kjøremønster og drift av kraftverket	12
2.2.8	Veibygging.....	12
2.2.9	Masseuttak og deponi	13
2.2.10	Nettilknytning	13
2.3	KOSTNADSOVERSLAG	14
2.4	FORDELER OG ULEMPER VED TILTAKET	14
2.4.1	Fordeler.....	14
2.4.2	Ulemper ved tiltaket.....	15
2.5	AREALBRUK OG EIENDOMSFORHOLD	15
2.5.1	Arealbruk.....	15
2.5.2	Eiendomsforhold.....	16
2.6	FORHOLDET TIL OFFENTLIGE PLANER OG NASJONALE FØRINGER.....	16
2.6.1	Fylkes- og/eller kommunal plan for småkraftverk	16
2.6.2	Kommuneplaner og andre offentlige planer.....	16
2.6.3	Samlet plan for vassdrag	16
2.6.4	Verneplan for vassdrag	16
2.6.5	Nasjonale laksevassdrag	16
2.6.6	Eventuelt andre planer eller beskyttede områder.....	16
2.6.7	EUs vanndirektiv	16
3	VIRKNING FOR MILJØ, NATURRESSURSER OG SAMFUNN	17
3.1	HYDROLOGI.....	17
3.2	VANNTEMPERATUR, ISFORHOLD OG LOKALKLIMA	19
3.3	GRUNNVANN	19
3.4	RAS, FLOM OG EROSIJON	20
3.5	RØDLISTEARTER	21
3.6	TERRESTRISK MILJØ.....	22
3.6.1	Verdifulle naturtyper og viltområder.....	22
3.6.2	Karplanter, moser og lav.....	25
3.6.3	Fugl / pattedyr.....	25
3.6.4	Krypdyr / amfibium.....	26
3.7	AKVATISK MILJØ	26
3.8	VERNEPLAN FOR VASSDRAG OG NASJONALE LAKSEVASSDRAG	27
3.9	LANDSKAP OG INNGREPSFRIE NATUROMRÅDER (INON)	27
3.9.1	Landskapet.....	27
3.9.2	Inngrepsfrie områder (INON).....	29
3.10	KULTURMINNER OG KULTURMILJØ.....	29
3.11	REINDRIFT	30
3.12	JORD- OG SKOGRESSURSER	30

3.13	FERSKVANNSRESSURSER	30
3.14	BRUKERINTERESSER	30
3.15	SAMFUNNSMESSIGE VIRKNINGER	31
3.15.1	Verdiskapning og inntekter	31
3.15.2	Arbeidsplasser	31
3.15.3	Skatteinngang	31
3.16	KRAFTLINJER	31
3.17	DAM OG TRYKKRØR	31
3.18	ALTERNATIVE UTBYGGINGSLØSNINGER	32
3.19	SAMLET VURDERING	32
3.20	SAMLET BELASTNING	33
4	AVBØTENDE TILTAK	33
5	REFERANSER OG GRUNNLAGSDATA	34
5.1	GRUNNLAGSDATA	34
5.2	REFERANSER	34
6	VEDLEGG	35
6.1	VEDLEGG 1 - REGIONKART	35
6.2	VEDLEGG 2 - OMRÅDEKART MED NEDBØRSFELT OG EIENDOMSGRENSER	35
6.3	VEDLEGG 3 - DETALJKART OVER UTBYGGINGSOMRÅDET	35
6.4	VEDLEGG 4 - HYDROLOGI	35
6.5	VEDLEGG 5 – FOTO AV BERØRTE OMRÅDER	35
6.6	VEDLEGG 6 - FOTO VED VARIERENDE VASSFØRINGER	35
6.7	VEDLEGG 7 - OVERSIKT OVER FALLRETTSEIERE OG GRUNNEIERAVTALE	35
6.8	VEDLEGG 8 – KOMMUNIKASJON MED LOKALT E-VERK	35
6.9	VEDLEGG 9 - RAPPORT OM BIOLOGISK MANGFOLD	35

1 INNLEDNING

1.1 Om søkeren

Statskog SF er landets største grunneier, og eiendommene omfatter vel 20 % av Norges totale landareal. Utvikling og drift av eiendommenes ressurser er et av hovedområdene innenfor eiendomsforvaltningen. Dette inkluderer utnyttelse av energiresurser, både gjennom etablering av vindkraft, vannkraft og bioenergi. Balansert økonomisk utnyttelse av ressursene og utvikling av fornybare ressurser i de områder som eies av Statskog, er et av selskapets viktigste målsetninger. Som landets største grunneier vil Statskog kunne bli en betydelig aktør innenfor produksjon av fornybar energi.

Statskogs kjernevirksomhet er i selskapets naturressurser og kompetanse, og inkluderer:

- Jakt, fiske og annet friluftsliv
- Drift og utvikling av eiendommer
- Sikring av statens eier- og rettighetsposisjon
- Skogsdrift
- Lokal næringsutvikling
- Tjenestesalg
- Utvikling av vind, vann og bioenergi

I stiftelsesdokumentet for Statskog SF datert 18.12.1992 ble følgende formål for Statskog vedtatt: ”Statskog SF har til formål selv, gjennom deltakelse eller i samarbeid med andre, å forvalte, drive og utvikle statlige skog- og fjelleiendommer med tilhørende ressurser og annen naturlig tilgrensende virksomhet. Eiendommene skal drives effektivt med sikte på å oppnå et tilfredsstillende økonomisk resultat. Det skal drives et aktivt naturvern og tas hensyn til friluftslivet. Ressursene skal utnyttes balansert, og fornybare ressurser skal tas vare på og utvikles videre.”

Tiltakshaver er:	Selskapsnavn:	Statskog SF
	Postnummer og sted:	Serviceboks 1016, 7809 Namsos
	Organisasjonsnummer.:	966 056 258
	Kontaktperson:	Arild Tokle
	Telefon / mobil:	tlf. 07800, mobil 91622010
	Faks:	77836701
	E-post:	arild.tokle@statskog.no

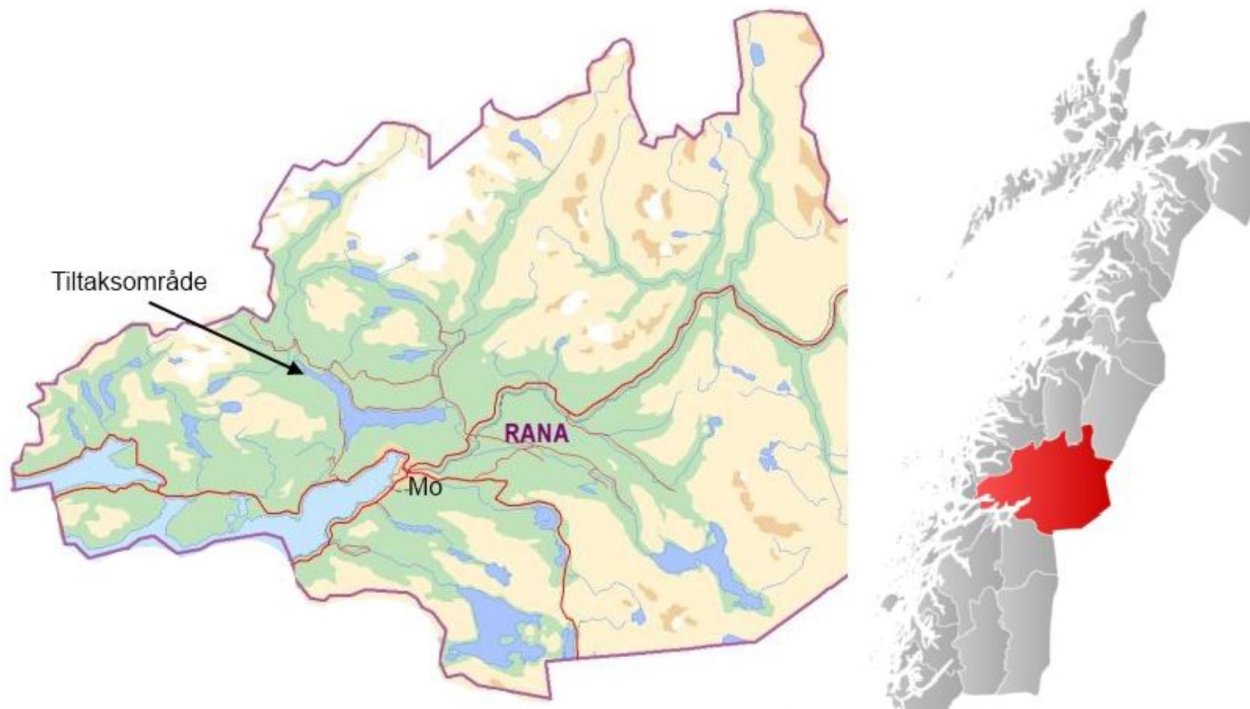
Utbyggingsprosjektets navn er Bordvedåga Kraftverk.

1.2 Begrunnelse for tiltaket

Formålet med å bygge et kraftverk i Bordvedåga er å utnytte energien i vassdraget til elektrisk kraftproduksjon, og ved det bidra til å nå de nasjonale mål som er satt i klima- og energipolitikken. Tiltaket har dessuten stor betydning for grunneiernes verdiskapning og de ringvirkninger det har i lokalsamfunnet. Tiltaket ble i 2009 levert som utkast og har registreringsnummer 5905.

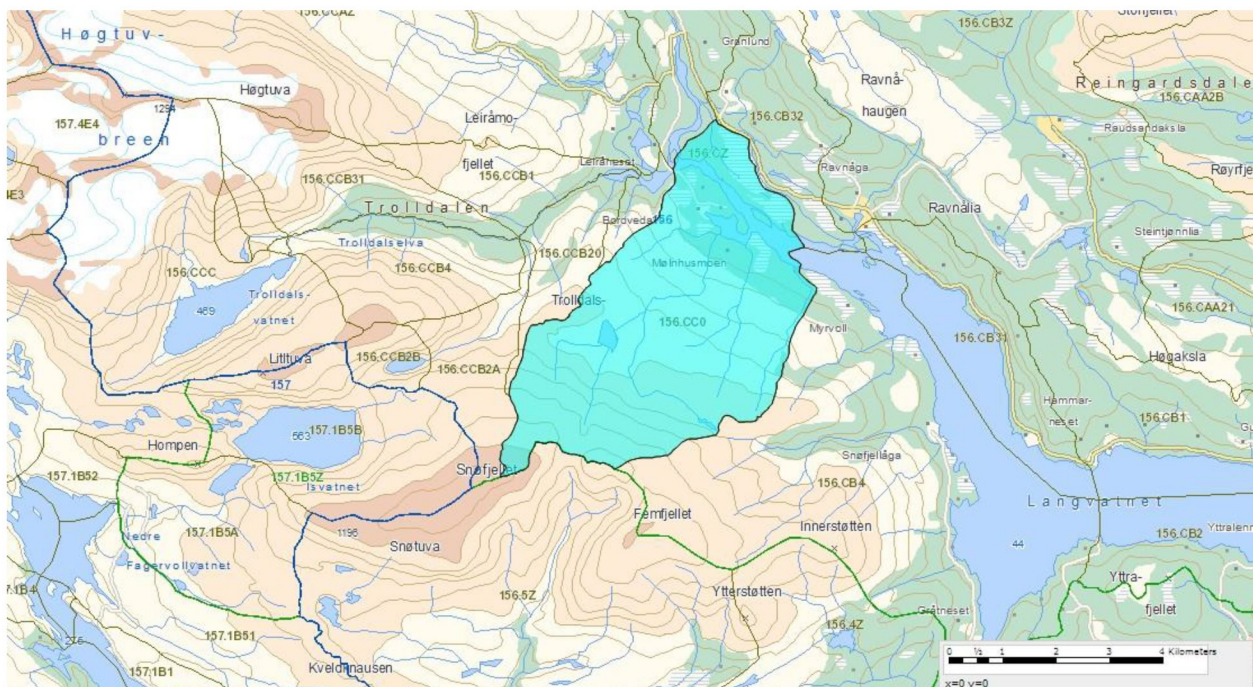
1.3 Geografisk plassering av tiltaket

Dette prosjektet omhandler planer for bygging og drift av kraftverk i Bordvedåga, i Rana kommune i Nordland fylke. Det planlagte utbyggingsområdet ligger ved nordvestre ende av Langvatnet, ca. 15 km (luftlinje) nordvest for kommunesenteret Mo i Rana. Stasjonsområdet ligger ca. 700 meter fra Bordvedaven (gårdsbruk) og privat veg. Tilkomst fra E6 er ved Røssvoll, 33 km unna. Området preges av spredt landbruk og noe fritidsbebyggelse. Nærmeste bebyggelse ligger 80 m vest for stasjonen; Mølhusmoen (fritidshus). Figur 1 - lokalisering (under), viser hvor i landet prosjektet er lokalisert, mens på Vedlegg 3 bak, er elva avmerket sammen med inntak, rørtrasé og kraftstasjon.



Figur 1 – Lokalisering: Rana kommune i Nordland fylke

Bordvedåga renner ut i vannet Aven, og hører til Ranavassdraget. Den har vassdragsnummer 156.CC0, se fig. 2.



Figur 2 – Bordvedåga har vassdragsnummer 155.CC0, her merket med blått. Kilde: NVE Atlas, 2013.

1.4 Beskrivelse av området

Utbyggingen vil berøre en elvestrekning på om lag 2,4 km. Tiltaksområdet ligger fra kote 400 moh. til stasjonsområdet på kote 60 moh.

Vassdraget har utspring i Snøfjellet og drenerer nordøstover mot innsjøen Aven i Glomådeltaet landskapsvernområde ved innløpet til Langvatnet. Herifra renner Langvassåga ut i Ranelva om lag 12 km oppstrøms utløpet i havet, som er lengst nordøst i Ranfjorden ved kommunesenteret Mo i Rana. Det omkringliggende landskapet er et stort åpent deltaområde, med frodig skog på nordsida og fattig vegetasjon og nakent berg på sørsida.

Bordvedåga renner for det meste over nakent berg og i små fossefall. Det mest markerte fossefallet ligger omkring kote 200. I øvre og nedre partier har elva gravd seg noe mer ned i terrenget. Nede i skogsonen opptrer gradvis mer løsmasser i elveløpet, og fossefallene blir borte. Rett nedenfor planlagt stasjonsområde deler Bordvedåga seg i flere mindre løp. Elva er synlig fra omkringliggende områder og Langvassvegen, men fokus i landskapet er deltaområdet.

1.5 Eksisterende inngrep

Planområdet og det øvrige nedbørfeltet til Bordvedåga er påvirket av tekniske inngrep i de nederste partiene. Områdene omkring Aven er preget av spredt landbruk og noe fritidsbebyggelse. Fra nord går det kjørevei fram til bruket Bordvedaven. Videre sørover i retning Bordvedåga finnes noe innmark og en gammel kjerrevei. Området er dessuten noe hogstpåvirket. Utmarksområdene beites av sau og periodevis også tamrein. Det er lansert planer om uttak av mineraler i området hvor inntaket for kraftverket er planlagt. I perioden 1986-88 er Bordvedåga-forekomsten boret opp og avgrenset med 45 borehull på tilsammen 2215 m (NGU, 2008). Området er åpent for fri ferdsel hele året.

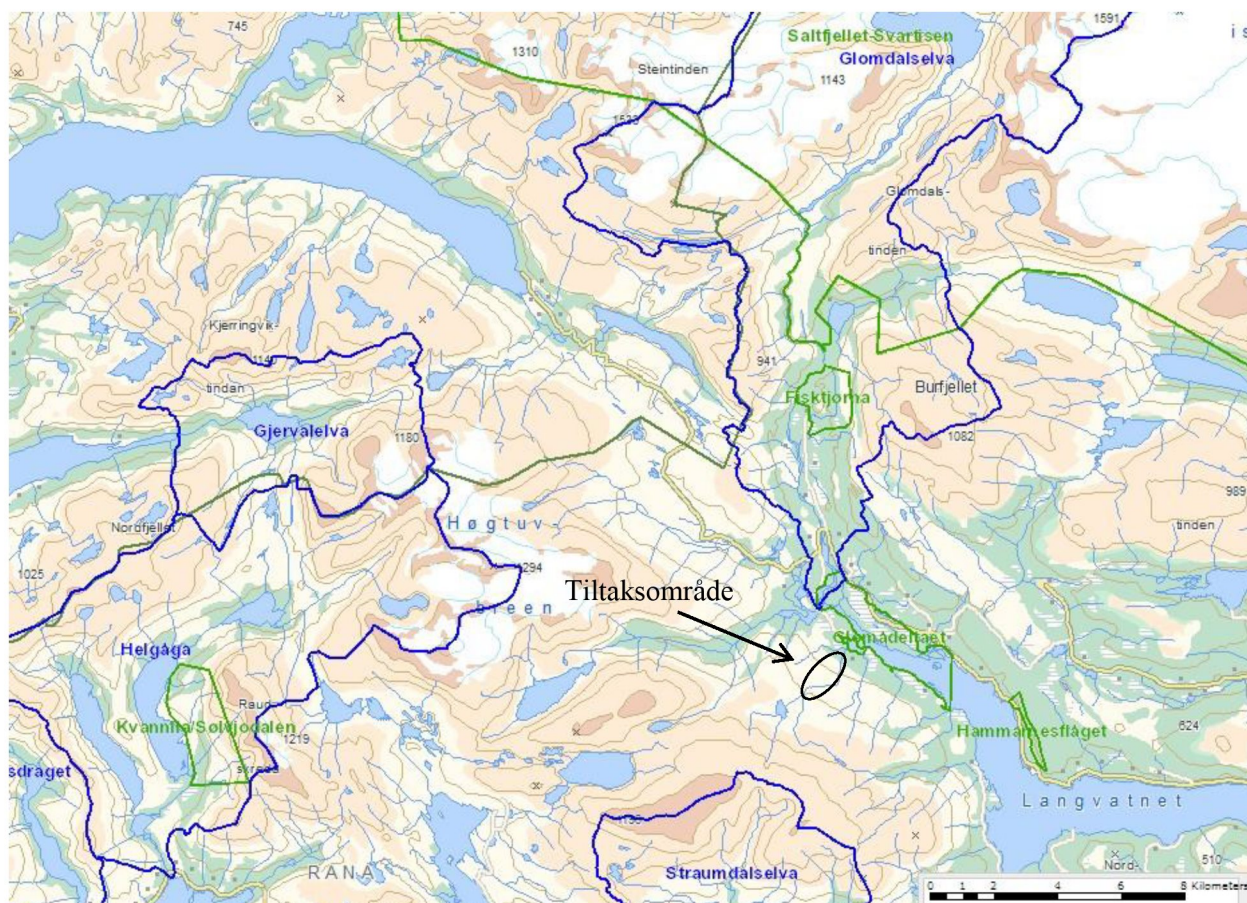
Det lokale e-verket Helgelandskraft (HK) har ei lokal 22 kV forsyningslinje til Bordvedaven, ca. 700 m nordvest for det planlagte kraftverket. Se fig. 3.



Figur 3 – Lokal plassering som viser veier, bebyggelse og høyspentlinjer. Stasjonsområdet er angitt. Kartkilde: Norgeskart, 2013.

1.6 Sammenligning med øvrige nedbørfelt/nærliggende vassdrag

Vassdraget som berøres grenser i nord til det verna vassdraget Glomdalselva, som ble tatt inn i verneplanen i 2004. Glomdalselva ligger delvis innenfor Saltfjellet-Svartisen nasjonalpark. I sør grenser det berørte vassdraget til Straumdalselva, som ble vernet under Verneplan 1 i 1973. Bordvedåga har utløp i landskapsvernområdet Glomådeltaet, som ble vernet et i 1997. Formålet med fredningen er «å ta vare på et unikt deltalandskap med nasjonal verneverdi og det tilhørende rike fuglelivet og de botanisk verdifulle myr- og sumpområdene». Se fig. 4.



Figur 4 – Vernede vassdrag i tiltaksområdets nærhet er markert med blått. Landskapsvernområder er markert med grønt. Kartkilde: NVE Atlas, 2013.

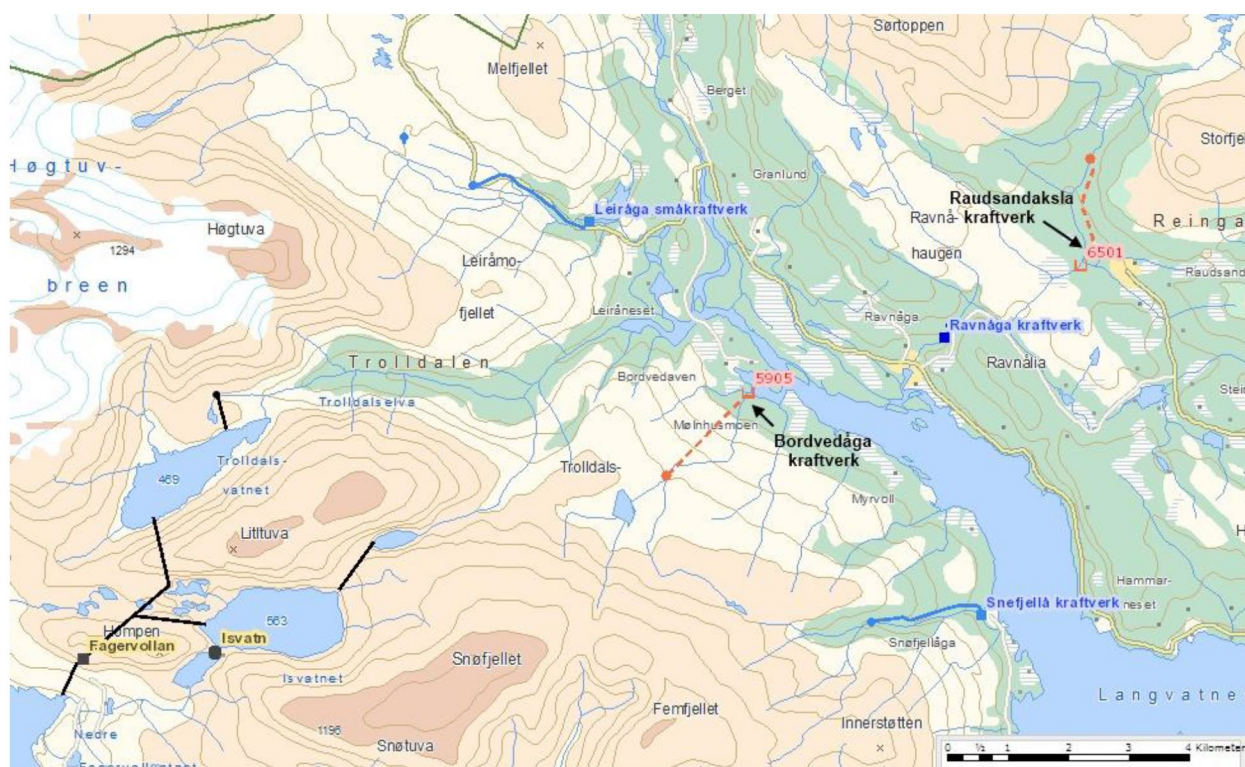
Det er bygd og omsøkt en rekke kraftverk i Rana kommune.

I tiltaksområdets nærhet har 2 kraftverk nylig fått konsesjon: Leiråga småkraftverk og Sneffjellå kraftverk. I 2012 ble det søkt om ytterligere 2 kraftverk i tilknytning til Leiråga: Leirdalselva kraftverk og Nedre Leiråga kraftverk.

Ravnåga kraftverk ble ferdigstilt og satt i drift i 2012. Raudsandaksla kraftverk er under planlegging.

Se tab.1 og fig.5.

Reg.Nr.	Kraftverk	Årsproduksj.	Effekt	Tiltakshaver / Eier	Status
5905	Bordvedåga kraftverk	15,2 GWh	5 MW	Statskog SF / Bordvedåga Kraft AS	Utkast søknad 2009
	Fagervollan	56 GWh	21 MW	Helgelandskraft	I drift 1990
6961	Leirdalselva kraftverk	8,7 GWh	3 MW	Miljøkraft Nordland AS	Søknad i kø 2012
4550	Leiråga småkraftverk	25,66 GWh	7,8 MW	Miljøkraft Nordland AS	Konsesjon 2008
6938	Nedre Leiråga kraftverk	8,6 GWh	3 MW	Miljøkraft Nordland AS	Søknad i kø 2012
6501	Raudsandaksla kraftverk	14,49 GWh	5,5 MW	Småkraft AS	Søknad i kø 2011
5643	Ravnåga kraftverk	6 GWh	1,15 MW	Minikraft / Ravnåga Kraftverk AS	I drift 2012
5026	Sneffjellå kraftverk	7,93 GWh	2,7 MW	Sneffjellåkraft AS	Konsesjon 2009

Tabell 1 – Utbygde og planlagte kraftverk i tiltakets nærområde**Figur 5 - Utbygde og planlagte kraftverk i tiltakets nærområde. Kartkilde: NVE-Atlas, 2013.**

2 BESKRIVELSE AV TILTAKET**2.1 Hoveddata for kraftverket**

Bordvedåga kraftverk	Hoveddata			
TILSIG		Hovedalternativ		
Nedbørsfelt	km ²	8,6		
Spesifikk avrenning	m ³ /s/km ²	0,089		
Middelvannføring	m ³ /s	0,766		
Årstilsig til inntaket	mill. m ³	24,2		
Alminnelig lavvannføring	m ³ /s	0,021		
5-persentil sommer (1/5-30/9)	m ³ /s	0,160		
5-persentil vinter (1/10-30/4)	m ³ /s	0,035		
Restvannføring	m ³ /s	0,082		
KRAFTVERK				
Inntak kote	m.o.h	400,0		
Magasinvolym	(m ³)	4000		
Avløp kote	m.o.h	60,0		
Lengde på berørt elvestrekning	m	2 400		
Brutto fallhøyde	m	340		
Midlere energiekvivalent (E)	kWh/m ³	0,803		
Slukeevne, maks	m ³ /s	1,920		
Slukeevne, min	m ³ /s	0,019		
Planlagt minstevannføring, sommer	m ³ /s	0,021		
Planlagt minstevannføring, vinter	m ³ /s	0,021		
Tilløpsrør, diameter	m.m.	1 100		
Tunnel, tverrsnitt	m ²	20		
Tilløpsrør/tunnel lengde	m	1 920		
Overføringsrør/tunnel, lengde	m			
Installert effekt, maks	kW	5 490		
Brukstid	Timer/år	2 824		
Magasin				
Volum	Mill/m ³	-		
HRV	m.o.h.	400,0		
LRV	m.o.h.	400,0		
Nat. Hk.	Nat. hk	-		
PRODUKSJON				
Produksjon, vinter (1/10-30/4)	GWh	4,8		
Produksjon, sommer (1/5-30/9)	GWh	10,7		
Produksjon, årlig middel	GWh	15,5		
ØKONOMI				
Utbyggingskostnad	mill kr	69		
Spesifikk utbyggingspris	kr/kWh	4,47		
Bordvedåga kraftverk	Elektriske	Anlegg		
Generator ytelse	MVA	5,49		
Generator spenning	kV	6,6		
Transformator ytelse	MVA	6,3		
Transformator omsetning	kV	6,6 / 33		
Kraftnett Lengde	km	0,9		
Nominell spenning	kV	33		
Linje v.s. jordkabel		jordkabel		

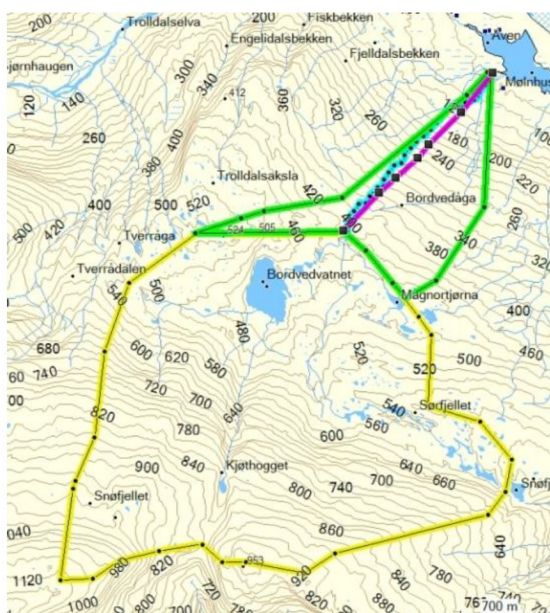
Tabell 2 - Hoveddata

2.2 Teknisk plan for det omsøkte alternativ

2.2.1 Hydrologi og tilsig

Bordvedåga renner nordover og nedbørsfeltet består vesentlig av bart fjellandskap. Nedbørsfeltet ligger fra 400 til 1120 moh. hvorav alt er over tregrensen. Nedbørsfeltet har ingen breer, en del myrer, et lite vatn (Bordvedvatnet) og en del småtjern.

Nedslagsfeltet favner totalt 8,6 km². For å finne vannføringen er det benyttet NVE Atlas som gir en spesifikk vannføring på 89,1 liter per sekund per kvadratkilometer. Dette gir en 33-års middelvannføring for vassdraget på 0,766 m³/s eller 24,2 m³/år til inntaket som også vist i tabell 3.



Vassdraget har hydrologisk nummer 155.CC0, og nedbørsfeltet er vist i fig. 6 og på Vedlegg 2.

Vannføringen er typisk for indre Nordland hvor det er en svært lav vannføring på vinteren, en tilsvarende stor vårflom og varierende vannføring om sommeren som er tiltakende utover mot høsten. En 33-års midlet kurve er som vist på Figur 7 - grønn avrenningskurve, nedenfor.

Figur 6 - Nedbørsfelt (gult) og restfelt (grønt) for kraftverket

Nedbørsfelt	Areal	Spesifikt avløp	Midlere avløp	
Navn	km ²	l/sek/km ²	m ³ /sek	mill. m ³
Nedbørsfelt til inntak	8,6	89,0	0,765	24,1
Overføring	-	-	-	-
Restfeltet til stasjon	1,6	51,5	0,082	2,6
Hele feltet til stasjon	10,2	83,1	0,848	26,7

Tabell 3 - Nedbørsfelt

Vassdraget har ikke tidligere vært utbygd eller regulert, og kraftverket vil bli drevet som et elvekraftverk.

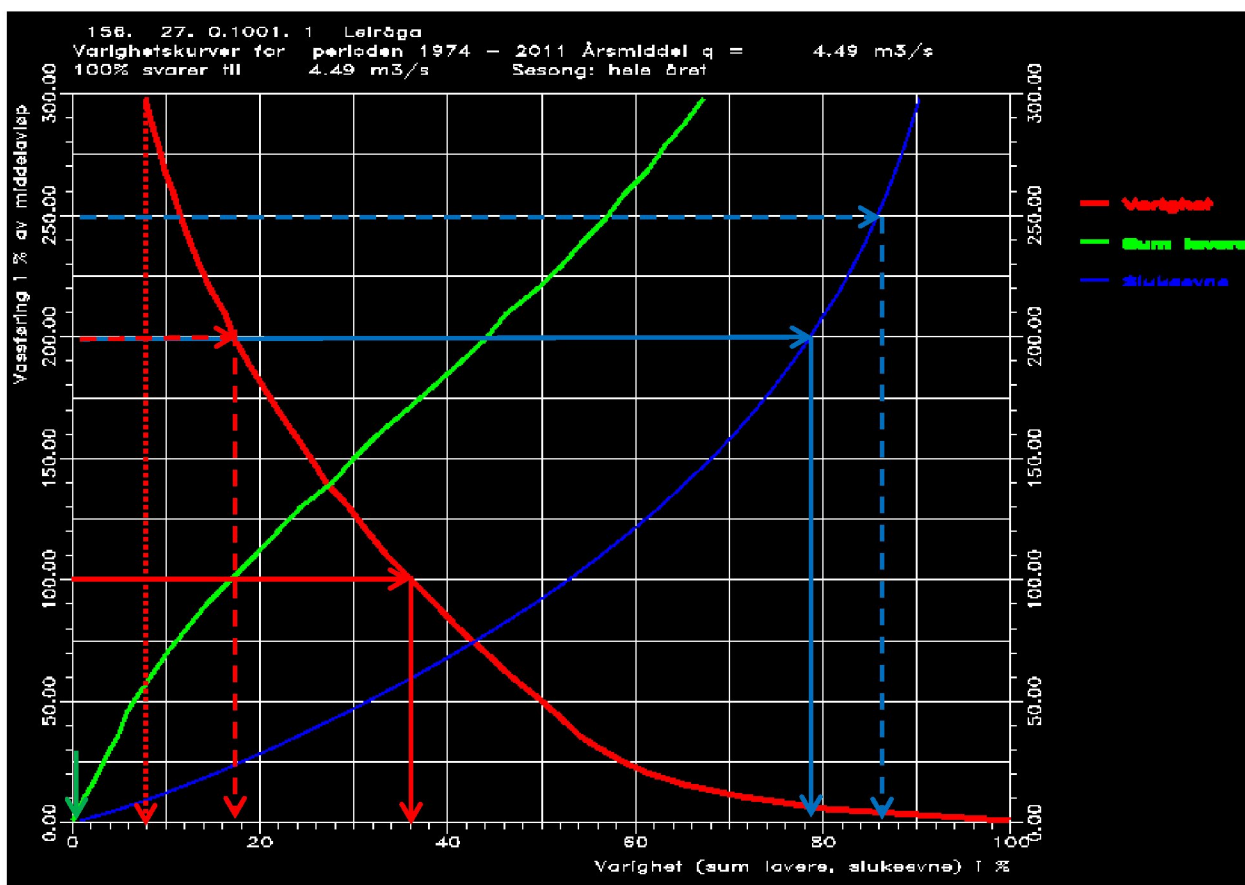
Hydrologisk observasjonsmateriale for vassdraget eksisterer ikke, men VM 156.27 Leiråga, er fra et nærliggende område med tilsvarende natur og det er derfor valgt å benytte dette vannmerket for å fordele vannføringen utover året. Vannmerket har en lang kontinuerlig måleserie. Se også varighetskurve i Figur 7 under. En midlet flerårs kurve får derfor en markant vårflom (se Figur 7 - blå avrenningskurve).

Stasjon	Måle periode	Feltareal (km ²)	$Q_N(61-90)/Q_{NM}$ (l/s·km ²)	Middelv. Q_m (m ³ /sek)	Snaufj (%)	Eff. sjø (%)	Høyde (moh)	Breand el (%)
Bordveåga		8,6	89	0,766	96,4	1	400-1112	0 %
156.27 Leiråga	1975-2007	44,0	100	4,409	65,8	0,1	78-1283	13 %

Tabell 4 – Sammenligning av målestasjoner

Middelvannføringen (Q_m) er distribuert over året ved hjelp av oven nevnte vannmerke. Dette er gjort ved å skalere middelvannføringen for VM til middelvannføringen for vassdraget. Vannmerket ligger i samme dal, og i rimelig nærhet. Pga. dets beliggenhet med hensyn til høyde over havet og nærhet i forhold til aktuelt vassdrag skulle dette være rimelig representativt med hensyn til distribusjon for avrenningen over året. Bordvedåga har likevel et noe mindre nedbørsfelt enn vannmerket og et mindre felt kan ha en noe mer dynamisk avrenning. I produksjonssimuleringene har vi tatt hensyn til de hydrologiske døgnvariasjonene for en 33-års periode fra 1975 til 2007. Dersom det aktuelle feltet skulle være enda mer dynamisk enn vannmerket, kan reell middelproduksjon likevel bli marginalt lavere.

**Figur 7 - Avrenningskurver**

**Figur 8 - Varighetskurve**

Varighetskurven (rød kurve) i figur 8 (over) viser en sortering av vannføringene etter størrelse, og angir hvor stor del av tiden vannføringen har vært større enn en viss verdi (angitt i % av middelvannføringen) når det er naturlig avrenning i vassdraget. Kurven viser at vannføringen har vært større enn middelvannføringen i 36 % av tiden (røde piler). Vannføringen er større enn 200 % i 18 % av tiden (rød stiplet linje) og den har overskredet 300 % av middelvannføringen i 8 % av tiden (rød prikket linje).

Slukeevnen (blå kurve) viser hvor stor del av den totale vannmengden kraftverket kan utnytte, avhengig av den maksimale vannføringen turbinen kan benytte, samt minstevannføring. En turbin som er dimensjonert for å kunne utnytte 200 % av middelvannføringen ved inntaket vil her kunne utnytte 79 % (blå piler) av tilgjengelig vannmengde til kraftproduksjon i gjennomsnitt over året. De resterende 21 % vil gå tapt ved flommer. Alternativt, men 250 % slukeevne vil man kunne utnytte rundt 86 % av årsmiddelvolumet. Verdien må også korrigeres for tapt vann i den tiden turbinen må stå på grunn av for lite tilsig etter at minstevannføring er sluppet.

Sum lavere (grønn kurve) viser hvor stor del av vannmengden som vil gå tapt når vannføringen underskrider lavest mulig driftsvannføring i kraftverket. En Peltonturbin er valgt for dette kraftverket. Denne vil kunne kjøres med vannmengder ned mot 1 % av maksimal slukeevne. Tapt vann på grunn av for lite vann til turbin utgjør derfor tilnærmet 0 % av vannføringen (grønn pil).

I Bordvedåga kan man utnytte vannet med rundt 86 % fratrasket minstevannføring på 3 % og 0 % lavvannstap. Dette tilsier da en total utnyttelse på 83 % av den totale vannmengden per år, og med en energiekvivalent på 0,80 gir det en middelproduksjon på 15,9 GWh.

Tabell 5 - Vannbalanse

Vannbalanse	Vann- volum		Volum %	Qelv m3/sek	Energi GWh
Årstilsig	24,0	mill m3	100,0 %	0,76	19,0
Flomtap	3,4	mill m3	14,1 %	0,11	2,7
Q-min	0,0	mill m3	0,1 %	0,00	0,0
Minstevannføring	0,6	mill m3	2,6 %	0,02	0,5
Turbinvann	20,1	mill m3	83,1 %	0,63	15,9
Magasin vann	0,0	mill m3	0,0 %	0,00	0,0

I tabellen over er det presentert historiske produksjonsberegninger basert på vannvolum fra NVE Atlas og energiekvivalenten. Dette viser at kraftverket ville ha kunnet utnytte rundt 83 % av vannvolumet og produsert 15,9 GWh et middels år.

Detaljerte produksjonssimuleringer basert på skalerte vannmålinger over en hele års- serien med hydrologiske døgndata og virkelige virkningsgrader er presentert i oppsummeringen og i tabellen med nøkkeldata. Dette er normalt litt lavere da dette også tar hensyn til mindre flomtap. Totalt gir dette en middelproduksjon på 15,5 GWh.

2.2.2 Overføringer

Det er ikke planlagt med overføringer.

2.2.3 Reguleringsmagasin

Det er ikke planlagt med reguleringer

2.2.4 Inntak

Demningen blir lagt i avløpet av en naturlig stille i elva på ca. kote 400 moh.

Demningen vil bli bygd som en betongkonstruksjon tvers over elva. Den vil bli forankret med fjellbolter både i bunnen og i sidene. Som bakstøtte vil inntakskonstruksjonen støtte opp demningen, og støttepilarer vil bli satt opp.

Total høyde på demningen vil bli 3 meter, lengden blir ca 30 meter og neddemt areal 3 da. dammen får et volum på 4 000 m³. For å få tilstrekkelig overhøyde til inntaket vil selve inntakskonstruksjon bli sprengt ned i fjell under dagens avløp.

Inntaket vil bli konstruert som en integrert del av demningen. Bjelkestengsel, inntaksrist, inntakskonus og en stengningsanordning, vil alt bli godt nedfylt av sprengstein, men tilgjengelig via en kulvert.

Slipping av minstevannføring vil bli gjort i form av et V-overløp i inntaksdemningen eller alternativt vha. en ultralydmåler i et ventilhus. Kontrollanlegget i kraftstasjonen vil uansett logge enten vannhøyden eller vannstanden i inntaket som dermed også viser reell slipping av minstevannføring.



Figur 9 – Inntaksområde (kote 400). Foto: Sofienlund, 2008

2.2.5 Vannvei

Fra inntaket vil vannveien først bestå av ei boret skråsjakt på 700 m ned til en sprengt horisontal tunnel med minimum tverrsnitt på 20 m² og som er 760 m lang og hvor det legges trykkrør ut til kote 280 moh. Herfra er det 460 m ned til kraftstasjonen og hvor blir sprengt ned ei rørgate med diameter 1100 mm.

Denne traseen ligger inne i et spredt skogsområde med et tynt lag med løsmasser over. Dette er likevel så vidt tynt at det er beregnet sprengning hele denne strekningen på 460 m. Siden det er i et skogsområde må et område på 9 da avskoges. Det planlegges her å legge til side toppmassen for å legge den tilbake og benytte den til revegetering.

Denne løsningen er vurdert som uproblematisk med hensyn til atkomstvei. Tunnelmassene vil utgjøre rundt 15 000 m³ utsprengt masse som vil bli deponert nede ved kraftstasjonen og som vist på detaljkartet. Det vil bli en liten riggplass rett utenfor tunnelåpningen i tillegg til et lite slambasseng.

2.2.6 Kraftstasjon

Figur 10 – Eksempel på kraftstasjon. Foto: Sofienlund, 2012.

Kraftstasjonen vil bli bygd nede ved utløpet på kote 60 moh. I det aktuelle området flater terrenget ut og det er et lite morenelag over grunnfjellet slik at kraftstasjonen kan bli plassert på fjell. Det er løvskog i området og stasjonen vil ikke bli synlig fra omgivelsene. Det er ikke bebyggelse i umiddelbar nærhet, bortsett fra Mølnhusmoen, 120 m mot sørøst, hvor det er et fraflyttet småbruk som benyttes. Nærmeste hytte ligger 350 meter nord for kraftstasjonens plassering. Støy vil ikke være et problem, fordi avløpskanalen plasseres på best mulig måte i forhold til disse.

Kraftstasjonen blir rundt 200 m² (10 * 20 m) og får et solid fundament av betong, og overbygget vil bli bygd av stål eller mur, med fasade av enten, mur, betong eller glass. Se eksempel på design i fig. 10. Stasjonen vil bli utstyrt med en I-bjelke som mønebjelke og krandrager. Her monteres det en løpekatt som maskinsalkran. Denne kan da operere langsetter hele maskinsalens aksiale lengde. Avløpsvannet slippes rett tilbake til elva med en kort avløpskanal fra turbinkjelleren under kraftstasjonen.

Maskinmessig blir stasjonen utstyrt med 1 stk Pelton-turbin på 5,49 MW som koples på samme aksel som en synkrongenerator på 5,49 MVA. Maskinspenningen blir på 6,6 kV spenning og blokk-koples til primærsiden på transformatoren som har en sekundærspenning på 22 kV.

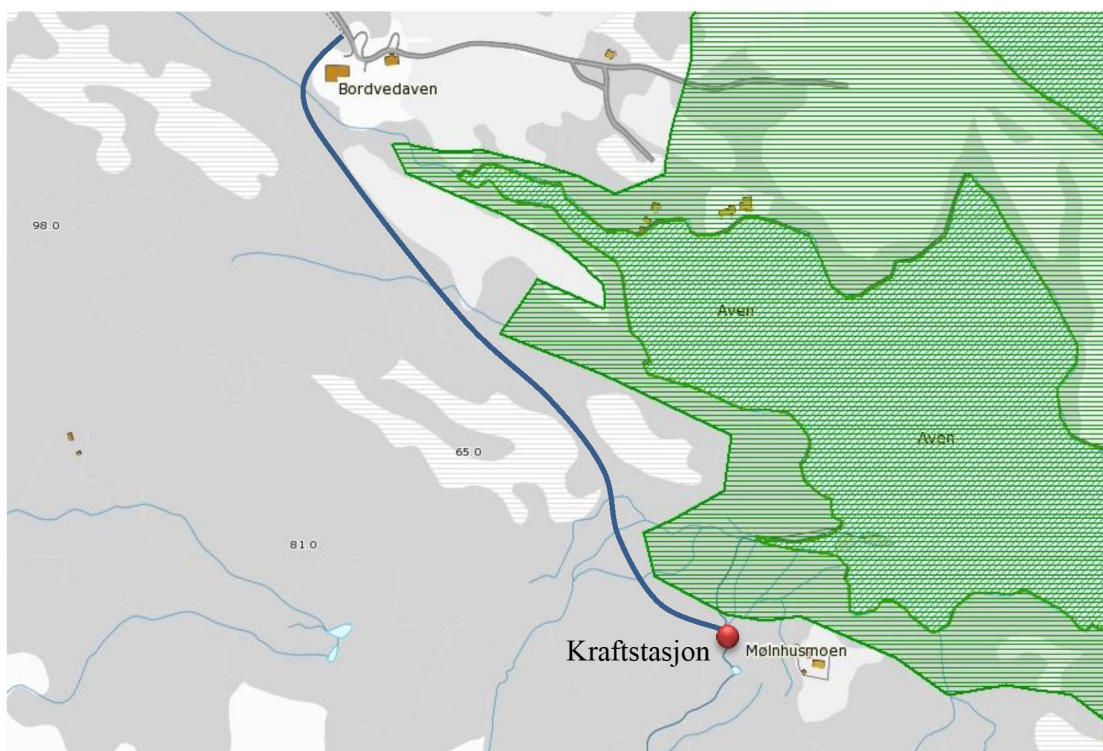
2.2.7 Kjøremonster og drift av kraftverket

Kjøremonsteret for dette kraftverket vil bli et typisk elvekraftverk hvor en må benytte alt det vannet som til enhver tid kommer for å produsere mest mulig energi. Uten reguleringsmagasin er det ikke mulig å gjøre effektkjøring.

2.2.8 Veibygging

Det eksisterer vei frem til gården til Tor Ivan Johnsen (Bordvedaven). Det må derfor bygges en bilvei de resterende 750 meterne frem til planlagt kraftstasjon. Det vil bli behov for minst 10 m arbeidsbredde for denne veien under byggeperioden, mens reelt arealbehov for driftsperioden vil bli 6 m, Denne planlegges som en permanent vei med 4 m veibredde klasse 7.

Det er ikke tenkt bygget varig vei opp til inntaket, men det blir en anleggsvei opp til tunnelpåhugget.



Figur 11 – Ny tilkomstvei (blå linje) legges utenfor det registrerte svært viktige deltaområdet (merket grønt). Kartkilde: Skog og landskap, 2013.

2.2.9 Masseuttak og deponi

I forbindelse med utsprenghingen av tunnelen vil det bli sprengt ut rundt 15 000 m³ med stein og grusmasser. Dersom noe av dette knuses, kan ca. 20 % av dette bli benyttet for tilbake-, om- og overfylling av rørgata.

Man kan benytte et volum tilsvarende 3 000 m³ til å lage en robust adkomstvei frem til kraftstasjonen, inkludert et par mindre parkeringsplasser ved kraftstasjonen. Se også vedlegg 3.

Man står da igjen med rundt 10 000 m³ som må deponeres som vist på detaljkartet vedlagt.

2.2.10 Nettilknytning

Helgelandskraft AS (HK) er områdekonsesjonær og kraftsystemansvarlig for området og har en 22 kV distribusjonslinje inn til Bordvedaven. Utbygger kontaktet tidlig HK og informerte om utbyggingsplanene.

I et samarbeid mellom HK og produsentene i området ble det utført en nettanalyse for tilknytning av ny produksjon ved Langvatnet samt Gjervalåga i Mefjordbotn. Analysen viste at det ikke er kapasitet i dagens distribusjonsnett til å ta i mot denne og at nett må forsterkes og ombygges.

Flere alternative nettløsninger ble analysert og analysearbeidet som ble utført av Norconsult konkluderte med at den samfunnsmessig beste løsningen var en løsning med 22 eller 33kV produksjonsradial langs Langvatn med tilknytning til 132 kV ledningen Sjona Langvatn via en transformering lokalisert til Strupen.

Det har hele tiden vært tett dialog mellom produsentene og 33kV produksjonsradial mellom Leiråga og Strupen er konsesjonssøkt av Miljøkraft Nordland AS og transformatorstasjon i Strupen er omsøkt av HK. Videre har Fjellkraft AS konsesjonssøkt 33 kV produksjonsradial fra Gjervalåga til Leiråga for tilknytning til felles produksjonsradial Leiråga – Strupen.

Tilknytning av Bordvedåga er planlagt via en ca 900 m lang 33 kV kabel TSLE 3x150mm² til bryterkiosk med vern og måling i tilknytningspunktet til felles produksjonsradial Leiråga – Strupen. Kabeltrase vil gå i adkomstveien til kraftstasjonen. For øvrig vises det til vedlegg 8 nettutredning samt konsesjonssøknadene for omtalte produksjonsradialer (se referanseliste).

2.3 Kostnadsoverslag

Kostnader for utbyggingen er beregnet i hht NVEs kostnadstall fra Håndbok 2010 med oppjusteringer for prisglidning (KPI), innhentede budsjettpriser og erfaringstall med 15 % tillegg for uforutsett og reserve.

Bordvedåga Kraftverk	mill. NOK
Rigg og drift	2,8
Transportanlegg	1,2
Reguleringsanlegg	-
Overføringsanlegg	-
Inntak/dam	3,1
Driftsvannveier	19
Kraftstasjon, bygg	5,2
Kraftstasjon, maskin og elektro (fortrinnsvis adskilt)	14,9
Kraftlinje	2,6
Anleggsbidrag	2,7
Div. tiltak (terskler, landskapspleie, med mer)	-
Uforutsett	7,7
Planlegging/administrasjon.	6,6
Finansieringsutgifter og avrundning	3,3
Sum utbyggingskostnader	69

Tabell 6 – Estimerte utbyggingskostnader

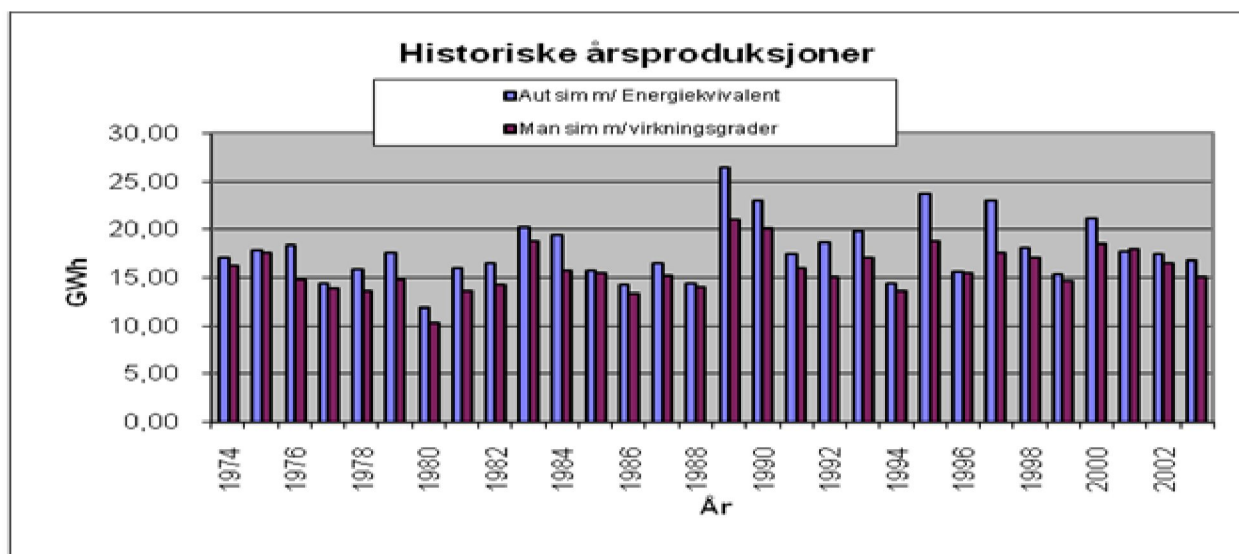
For rørgata er det benyttet dagens tilbudspriser med fraktt tillegg, samt erfaringspriser for sprengning og legging av tilsvarende rørgater.

2.4 Fordeler og ulemper ved tiltaket

2.4.1 Fordeler

2.4.1.1 Produksjon

Produksjonen er basert på de hydrologiske data som fremkommer i hydrologikapittelet og som beskrevet over. Kraftverket er simulert med en dynamisk beregningsmodell med de hydrologiske variasjoner som fremkommer i datamaterialet over aktuell måleperiode. I produksjonssimuleringene har vi tatt hensyn til de hydrologiske døgnvariasjonene for en 33-års periode, fra 1975 til 2007.

**Figur 12 – Historiske produksjoner**

Med de forelagte planer vil kraftverket gi en årlig middelproduksjon på 15,5 GWh med slipping av minstevannføring på 21 l/s hele året.

Med en langsiktig kraftpris tilsvarende 0,35 kr/kWh, samt 0,15 kr/kWh for el-sertifikater i 15 år, vil dette generere en brutto omsetning for grunneierne på 7,75 mill. kr hvert år, og derved sikre en solid fremtidig inntekt for utbyggerne og samfunnet.

Fordelingen mellom sommer- og vinterkraft er som følger:

Beskrivelse	Produksjon	Søknad
Produksjon, vinter (1/10-30/4)	GWh	4,8
Produksjon, sommer (1/5-30/9)	GWh	10,7
Produksjon, årlig middel	GWh	15,5

2.4.1.2 Skatteinngang

Prosjektet genererer skatteinntekter.

2.4.2 Ulemper ved tiltaket

- 1) Det vil bli noe reduksjon av INON-arealer.
- 2) Det vil bli forstyrrelser på omgivelsene i byggetiden

2.5 Arealbruk og eiendomsforhold

2.5.1 Arealbruk

Utbygging vil kreve følgende landområder:

Arealbehov	I anleggsfasen		Permanent	
1 Dam og inntak	0,1	da	0,1	da
2 Inntaksmagasin	0,0	da	0,0	da
3 Rørgate	11,2	da	0,0	da
4 Kraftstasjon og trafokiosk	0,2	da	0,2	da
5 Kraftlinje/kabel	2,1	da	0,0	da
6 Snu- og parkeringsplass v/kr.st.	0,5	da	0,5	da

7	Adkomstvei til inntak	0,0	da	0,0	da
8	Atkomstvei til stasjonen	15,0	da	4,5	da
9	Masseuttak og deponi	4,0	da	2,0	da
=	Sum arealbehov	33,1	da	7,3	da

Tabell 7 - Arealbehov

Totalt vil denne utbyggingen da kreve et areal på rundt 33 da i byggeperioden, mens for fremtiden vil kun et område på 7 da båndlegges.

2.5.2 Eiendomsforhold

Det er Statskog og Tor-Ivan Jacobsen som er både grunneier og fallrettshaver med 50 % hver for dette vassdraget.

Adkomstveier og alle andre installasjoner som skal konstrueres i forbindelse med utbyggingen ligger på utbyggernes eiendommer. Se også vedlegg 7.

2.6 Forholdet til offentlige planer og nasjonale føringer

2.6.1 Fylkes- og/eller kommunal plan for småkraftverk

Fylkesrådet i Nordland vedtok "Regional plan om små vannkraftverk" i Fylkestinget februar 2012. I dokumentets del 3, Fakta om vannområder, kommer tiltaket inn under kap.10.3 Ranfjorden. Bordvedåga nevnes ikke spesielt, men deler av nedbørsområdet hører til lokalitet 32 Snøfjellet, som har fått middels verdi som friluftsområde.

Det er på oppdrag fra Rana kommune gjort en miljøvurdering av planlagte og potensielle mikro-, mini- og småkraftprosjekter i Rana kommune (Multiconsult, 2009), hvor det er vurdert mulige konsekvenser på et overordnet nivå for temaene landskap, naturmiljø, friluftsliv/reiseliv og reindrift. Det er ikke gjort detaljerte vurderinger knyttet til hvert enkelt prosjekt. Tiltaket kommer inn under delfelt 7, *Trolldalen og Leirdalen*, som har fått samlet *middels til stor verdi*.

2.6.2 Kommuneplaner og andre offentlige planer

Hele tiltaksområdet er i arealdelen i Kommuneplan for Rana 2004-2014, avsatt som LNF 1 område, dvs. at spredt bebyggelse ikke er tillatt.

2.6.3 Samlet plan for vassdrag

Elva har ikke vært inkludert i Samlet Plan prosjekter.

2.6.4 Verneplan for vassdrag

Tiltaket berører ikke vernede vassdrag.

2.6.5 Nasjonale laksevassdrag

Den berørte elvestrekning er ikke lakseførende, og den er ikke del av nasjonale laksevassdrag.

2.6.6 Eventuelt andre planer eller beskyttede områder

Ikke kjent for utbygger.

2.6.7 EUs vanndirektiv

Tiltaksområdet hører til Vannregion Nordland, vannområde *Ranfjorden*. Se fig. 13. Vannregionmyndighet er Nordland fylkeskommune.

I Nordland var vannområde Ranfjorden "pilotområde" dvs. området hvor arbeidet med gjennomføringen av vannforskriften skulle starte opp. Dette arbeidet har resultert i en forvaltningsplan med tilhørende tiltaksprogram for vannområde Ranfjorden, som er et av ti vannområder i Nordland. Tiltaket hører inn under delområde *Nord-Rana* i tiltaksprogrammet, men omtales ikke spesielt, og berøres ikke av noen tiltak eller miljømål.

Arbeidet etter vannforskriften er nå inne i andre plan periode, det vil si at arbeidet med en forvaltningsplan med tilhørende tiltaksprogram som innbefatter de resterende ni vannområdene i Nordland og Jan Mayen er i gang. Denne forvaltningsplanen vil fremmes som en regional plan for fylkestinget i løpet av 2015 og målene i planen skal være nådd innen 2021.

Dokumentet *Vesentlige vannforvaltningsspørsmål* har nå vært på høring med frist 1. januar 2013. Dokumentet gir en oversikt over hva som er de viktigste problemstillingene for vannmiljøet i vannregionen.



Figur 13 – Vannområde Ranfjorden i Vannregion Nordland. Kilde: Vann-nett, 2013.

3 VIRKNING FOR MILJØ, NATURRESSURSER OG SAMFUNN

3.1 Hydrologi

Vassdraget består av følgende felt:

a) Nyttbart nedbørfelt til inntak	8,6 km ²
b) Restfelt til kraftstasjon.....	1,6 km ²
c) Totalfelt for Bordvedåga	10,2 km ²

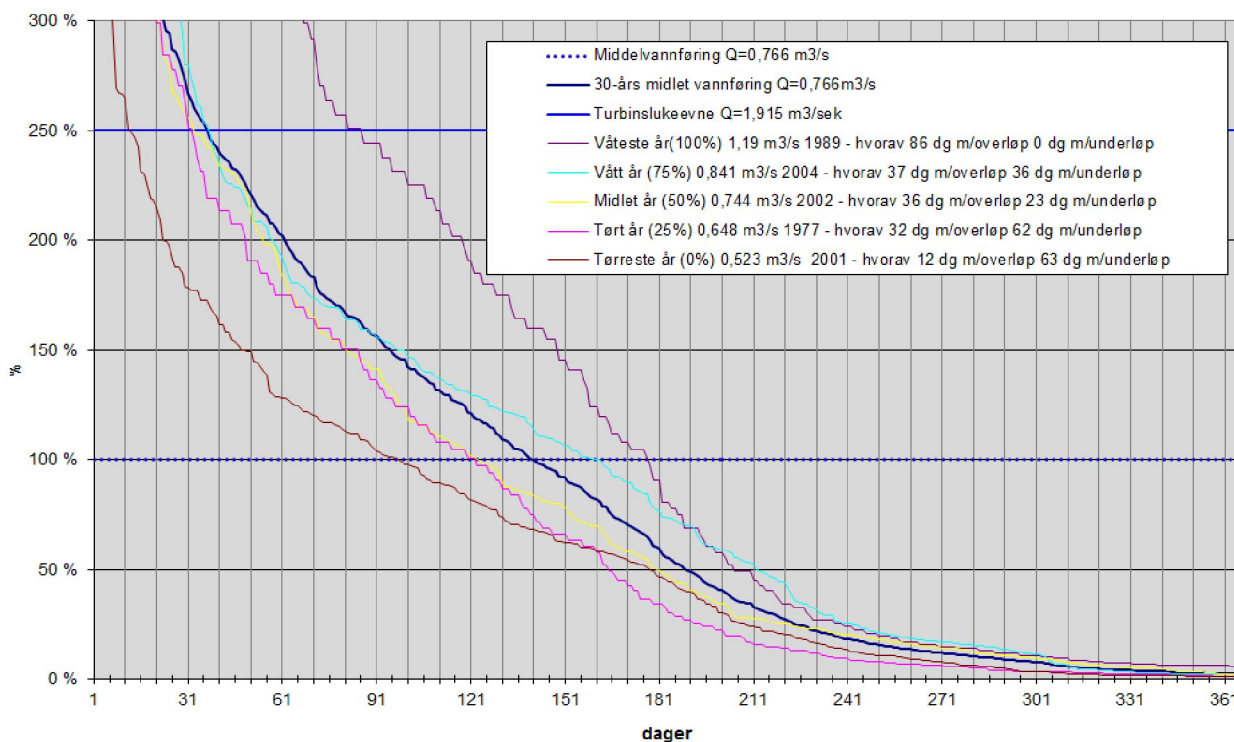
Feltet ligger i et middels høyt beliggende område varierende fra 400 til og med det høyeste punktet på 1120 moh. Feltet oppstrøms inntaket består hovedsakelig av snauffjell. Området har en del myrterreng, mens fjellsidene er skrinne med liten overdekning av løsmasser. Det er ingen isbreandel i feltet, et lite tjern, og noen pytter.

De hydrologiske endringene som disse planene innebærer, knytter seg i hovedsak til oppdemmingen ved inntaket, og til en redusert restvannføring mellom inntaket og kraftstasjonen. Nedstrøms restfelt er på 1,6 km², og bidrar med en beregnet restvannføring på rundt 82 l/s eller 2,6 mill. m³ per år.

Vannføringsvariasjonene kan beskrives som følger:

- Alminnelig lavvannføring 21 l/s
- 5-percentil sommer 160 l/s
- 5-percentil vinter 33 l/s
- Planlagt slipping av minstevannføring sommer 21 l/s
- Planlagt slipping av minstevannføring vinter 21 l/s

Med hensyn til vannføringsvariasjoner på strekningen før og etter utbyggingen med tilsigskurver for hhv vått, normalt og tørt år, er dette inkludert i vedlegg 4 – Hydrologi.



Figur 14 – Antall dager med overløp ved tørre, median og våte år

Antall dager med overløp ved forskjellige vannføringer kan avleses i diagrammet over, og som følger i tabellen under:

Antall dager med overløp i våteste år 86 dager
Antall dager med overløp i et middels år 36 dager
Antall dager med overløp i tørreste år 12 dager

Antall dager med mindre vann enn minste slukeevne:

Antall dager med for lite vann i et vått år 0 dager
Antall dager med for lite vann i et middels år 23 dager
Antall dager med for lite vann i et tørt år 63 dager

Det er planlagt med slipping av minstevannføring hele året, tilsvarende 21 l/s.

Utenfor anleggsområdet (demningen, elvestrekningen og kraftstasjonen) vil det bli minimale hydrologiske endringer med utbyggingen siden kraftverket ikke har regulering.

3.2 Vanntemperatur, isforhold og lokalklima

Dagens situasjon

Klimaet i nedbørfeltet er kjølig oceanisk. Ved målestasjonen på Rana-Båsmoen (40 moh.) ca. 12 km mot sørøst, er årsnedbøren 1 625 mm. Det faller mest nedbør i oktober (209 mm), minst i mai (72 mm). I høyereliggende områder vil nedbørmengden være atskillig høyere. Årsmiddeltemperaturen på samme stasjon er 3,0 °C, med juli som varmeste måned (13,0 °C) og januar som kaldeste måned (-6,0 °C).

Med dagens situasjon i vassdraget vil vanntemperaturen veksle fra +/- 0 °C om vinteren og opp til en antatt høyeste sommertemperatur på cirka 20 °C. Isforholdene i elva kan variere mye fra år til år, og med en vanntemperatur om vinteren på +/- 0 °C vil vannet i elva fryse til store issvuller. Området har et typisk innlandsklima hvor det kan være lange kuldeperioder som gradvis bygger opp store issvuller. Det er likevel ikke vurdert som et problem med isras i elva.

Konsekvensvurdering

Utbyggingen er ikke forventet å medføre store endringer mht. vanntemperaturen, men om vinteren vil det meste av vannet gå i rørgata og vannet vil derfor ikke bli eksponert for kald luft med tilhørende oppbygging av issvuller. I den grad det har vært et problem med issvuller antas dette problemet å bli redusert ved en utbygging. Samtidig med at friksjonen i rørene bidrar med litt varme, kan en anta at vanntemperaturen blir marginalt høyere når den slippes ut fra kraftverket.

Inntaksmagasinet får et estimert volum på 12 000 m³. Med en middelvannføring på 0,766 m³/sek vil gjennomstrømningstiden være svært liten og alt vannet vil være utskiftet på 15 timer. Følgelig vil vanntemperaturen ved inntaket forbli tilnærmet uendret året rundt. Med det planlagte kjøremønsteret vil inntaksmagasinet bli islagt om vinteren, men isen vil nok bli usikker akkurat ved inntaket.

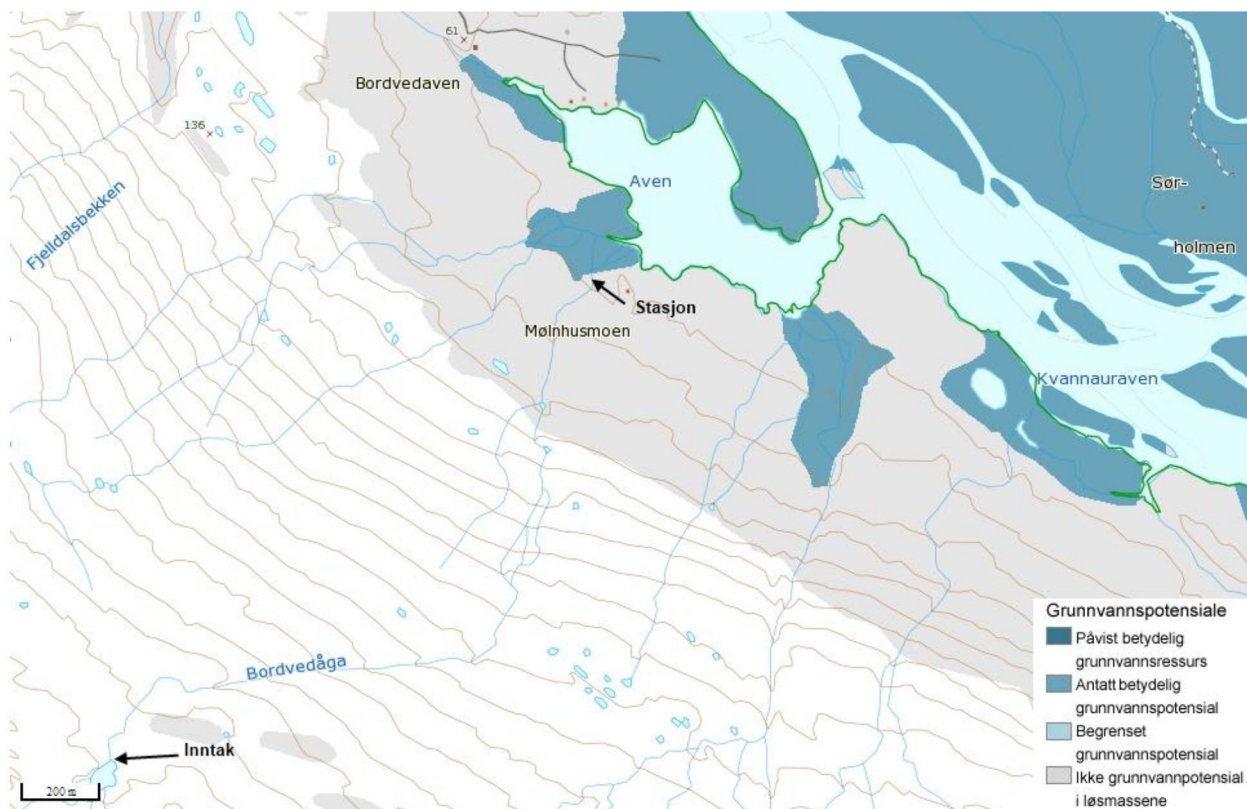
I hht varighetskurven ser en at elva vil få vannføring alle dager, da det er minstevannføring året rundt. Dette vil likevel medføre lokale endringer, men utbygger kan likevel ikke se at lokalklimaet vil bli vesentlig forandret siden det også er et betydelig restfelt som vil bidra med en relativt stor restvannføring. I tillegg vil flomvannføringen bli tilnærmet like høy som tidligere.

Konsekvensen av utbyggingen for vanntemperatur, isforhold og lokalklima anses å være ubetydelig.

3.3 Grunnvann

Dagens situasjon

Området nedenfor planlagt stasjonsområde har antatt betydelig grunnvannspotensiale. Det er ingen registrerte brønner i området. Se fig. 15. Elva renner i dag hovedsakelig på fjellgrunn og i nedre del over grove løsmasser langs hele strekningen fra inntaket og ned til kraftstasjonen.



Figur 15 – Grunnvannspotensiale i området. Kartkilde: Granada, 2012

Konsekvensvurdering

Inngrepet er begrenset og reduksjonen i vannføringen i Bordvedåga vil ikke påvirke grunnvannsforholdene.

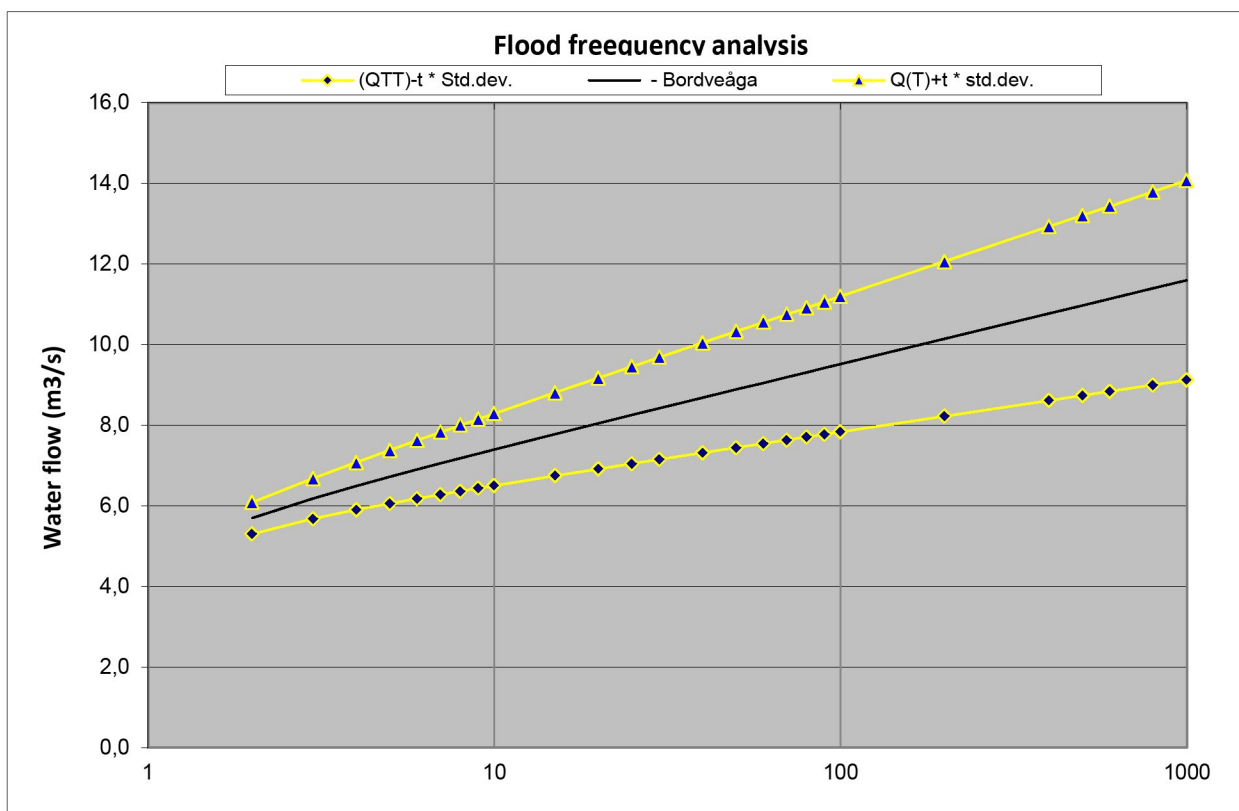
Tiltaket forventes ikke å få konsekvenser for grunnvannsressursene i området.

3.4 Ras, flom og erosjon

Dagens situasjon

Det er ingen risiko for ras i området.

Med bakgrunn i valgt vannmerke er det gjort en flomfrekvensanalyse som i fig.16 viser statistisk fordeling og størrelse av flommer i vassdraget.



Figur 16 – Flommer for hhv Qmaks, avrenning for måleperioden og Flomfrekvensanalyse

Det er ikke vurdert noen reell fare for erosjon og det er ikke rasutsatte masser på stedet.

Konsekvensvurdering

Det er ikke sannsynlig at utbyggingen vil medføre en større sedimenttransport eller tilslamming av vassdraget. I anleggsfasen kan vannet bli noe tilgrumset, men arbeidene er dog begrenset til inntak og demning samt avløpskanal. En omlegging av elva forbi inntaket antas å bli av kort varighet og vurderes som uproblematisk.

Ved en utbygging vil flommene renne i elveløpet som tidligere. Tatt i betraktning at en normalt vil tappe vann gjennom kraftverket, er det klart at utbyggingen vil redusere flommene, om enn marginalt. I fig. 16 ser en at en beregnet 200-års flom vil ha en maksimal vannføring mellom 8,2 og 12,1 m³/s og med en mest sannsynlig vannføring på 10,1 m³/sek mens en 100-års flom ligger rundt 9,5 m³/sek.

Konsekvensene for ras, flom og erosjon forventes å bli ubetydelige.

3.5 Rødlistearter

I kapitlene 3.5 tom. 3.14 siteres det fritt fra rapport om biologisk mangfold (Spikkeland, 2013). Planområdet ble befart i juli 2008. Rana kommunes småkraftrapport (Multiconsult, 2009) er også brukt som underlag for vurderingene.

Dagens situasjon

Rødlistede arter av pattedyr, fugler og karplanter registrert eller som sannsynlig forekommer innenfor, eller nær, definert influensområde er listet opp i tab. 8. Bare den rødlistede arten *strandsnipe* ble registrert under feltarbeidet ved utarbeidelsen av biologisk rapport.

Tabell 8 – Rødlistede arter og arter på Bernliste som sannsynlig opptrer i eller nær influensområdet

Art	Rødlistekategori *	Forekomst / Funnsted	Registrert
Fossefall	LC (+ Bern II)	Sannsynlig	
Fiskemåke	NT	Aven, kulturlandskap og streif	
Gaupe	VU	Sannsynlig streifdyr	
Hønehauk	NT	Sannsynlig streiffugl	
Jerv	EN	Streifdyr	30.10.2009
Linerle	LC (+ Bern II)	Sannsynlig	
Strandsnipe	NT	Ved Bordvedåga	24.02.2008
Stær	NT	Kulturlandskap Bordvedaven	

*Kilde: Artsportalen

Potensiale for funn av rødlistede arter blant karplanter, moser og lav vurderes som lavt, siden berggrunnen er fattig og ensartet, og løsmassedekket er nesten helt fraværende over store områder. Med utgangspunkt i registrerte og sannsynlig forekommende rødlistede arter i området, setter biologisk rapport tiltaksområdet til stor verdi for rødlistede arter.

Verdien for rødlistede arter settes til stor.

Konsekvensvurdering

Redusert vannføring i Bordvedåga vil trolig forverre situasjonen for fossefall, som sannsynligvis hekker innenfor tiltaksområdet. Skadene reduseres dersom hekking gjennomføres på et så tidlig tidspunkt i sesongen at det fremdeles vil foregå en del snøsmeltevannføring i vassdraget. I tillegg tilføres noe restvannføring fra et felt på 1,6 km² nedenfor inntaket. Det er lite sannsynlig at vannføringsreduksjon vil ramme linerle eller strandsnipe negativt.

Området har sannsynligvis verdi for flere rødlistearter, men en forventer at det bare er i anleggsfasen at disse vil trekke unna. Artenes bruk av området vil ta seg opp igjen etter anleggsarbeidets slutt.

Prosjektet medfører små negative konsekvenser for sannsynlig forekommende rødlistede arter. Konsekvensen settes til liten negativ.

3.6 Terrestrisk miljø

Naturgeografisk hører mesteparten av planområdet og nedbørfeltet til Bordvedåga til region 36b; *Nordlands, Troms og Lapplands høyfjellsregion, underregion Nordland*. De aller lavestliggende delene i nord-øst hører til region 34b; Bar- og fjellbjørkeskogsområdet nord for Dovre, underregion Ranaområdet.

Vassdraget omfatter høydegradienten fra utløpet i Aven 43 moh. til toppen av Snøfjellet mer enn 1 100 moh. De lavestliggende områdene inngår i den nordboreale vegetasjonssonen, mens områdene videre oppover mot høyden inngår i den alpine vegetasjonssonen. Hele området tilhører den klart oseaniske seksjonen.

Berggrunnsforholdene er sure og det finnes sparsomt med løsmassedekke. Forholdene er noe rikere i lavereliggende områder, først og fremst i tilknytning til kulturmark som opptrer langs deler av traséen for planlagt veitilkomst og nettilknytning nordover mot Bordvedaven.

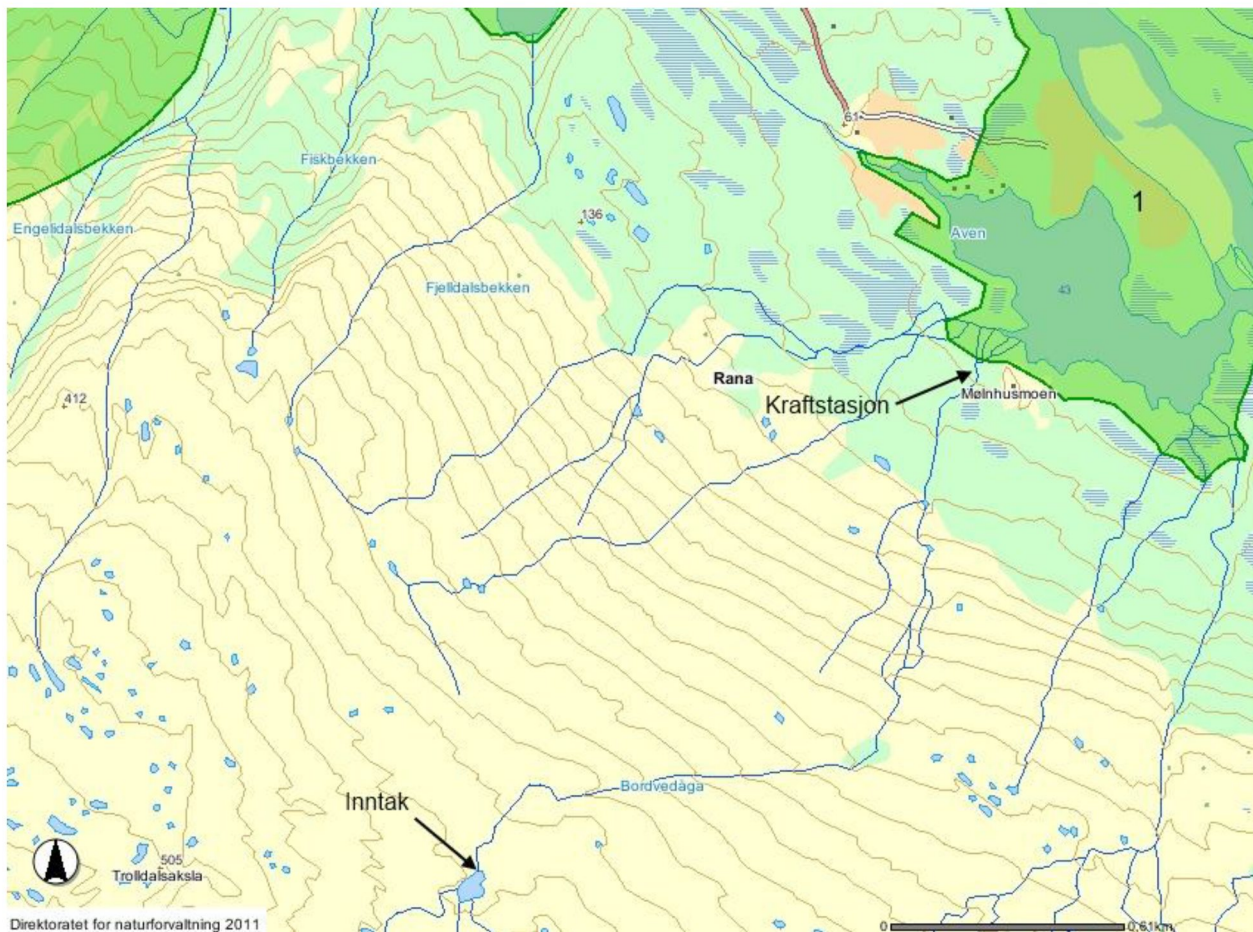
3.6.1 Verdifulle naturtyper og viltområder

Dagens situasjon

Det er ikke registrert verdifulle naturtyper innenfor tiltaksområdet, men det er registrert et svært viktig deltaområde nord for tiltaksområdet. Se fig. 17 og tab. 9. (jfr. også fig. 11 angående veibygging). Deltaområdet dekker den aller nederste delen av Bordvedåga, men går ikke opp til planlagt kraftstasjonsområde.

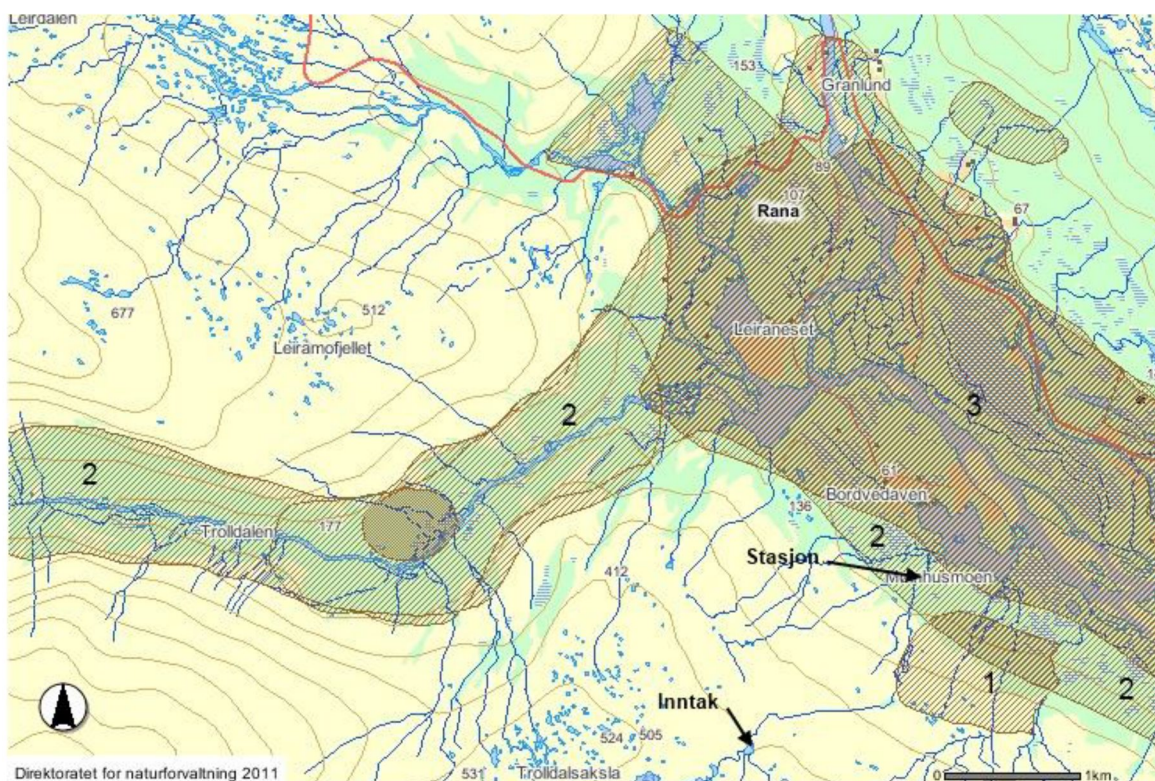
Nr. Jfr. fig 17	Navn	Naturtype	Stedskvalitet	Verdi	Dato reg.
1	Glomågas utløp i Langvatnet	Deltaområde	God	Svært viktig	20.03.2002

Tabell 9 – Verdifulle naturtyper registrert i nærområdet. Jfr. fig.17



Figur 17 – Verdifulle naturtyper registrert i nærområdet er merket grønt. Jfr. tab.9. Kilde: Naturbase.

For øvrig er elveløp, i dette tilfelle Bordvedåga, en rødlistet naturtype, kategori NT.



Figur 18 – Registrerte viltområder er her skravert brunt. Jfr. tab.10. Kilde: Naturbase

I Naturbasen er det registrert en spillplass for storfugl sørøst for stasjonsområdet. Det er også registrert beiteområde for elg i stasjonsområdet. Nord for tiltaksområdet ligger Glomådeltaet, som er et viktig leveområde for en rekke vanntilknyttede fuglearter. Se fig. 18 og tab. 10.

Nr jfr fig 18 / Navn	Artsforekomst	Funksjon	Årstid	Vekting	Dato reg.
1 Mølhusmoen	Storfugl	Spill/parringsområde	Vår/sommer	3	01.06.1999
2 Langvassdelta Trolldalen	Elg	Beiteområde		1	01.06.2000
3 Glomådeltaet	Mange fuglearter	Beite- raste- yngle- og leveområde	Vår-sommer og høst	1 - 4	1978-1999

Tabell 10 – Registrerte viltområder i nærheten av tiltaket. Jfr. fig. 17

Planområdet settes til middels verdi når det gjelder temaet naturtyper og viltområder.

Konsekvensvurdering

Tiltaket får ikke konsekvenser for verdifulle naturtyper. Den svært viktige naturtypen *deltaområde*, inkluderer innsjøen Aven og den nederste delen av Bordvedågas utløp. Stasjonen er trukket et stykke oppover i vassdraget, oppstrøms det punktet hvor vannstrengen deler seg i flere elve-/bekkeløp og danner et skogkledd delta ut mot verneområdet i Aven. Utbyggingen vil derfor ikke berøre deltaområdet.

Av viltområdene er det lokalitet 1 og 2 (se fig.18 og tabell 10) som kan berøres av utbyggingen. Elgens bruk av området vil kunne endres noe i anleggsfasen, men dette er kortvarig. Spillplassen for storfugl, vil ikke bli direkte berørt, da vannveien legges i tunnel. Fuglene kan likevel trekke unna pga. menneskelig aktivitet i nærområdet, men dette er også av midlertidig karakter. I driftsfasen vil ingen av lokalitetene ha endret sin verdi som viltområder.

Konsekvensen for verdifulle naturtyper og viltområder settes til liten negativ.

3.6.2 Karplanter, moser og lav**Dagens situasjon**

Vegetasjonen i planområdet framstår som forholdsvis fattig. Berggrunnsforholdene er sure, og løsmassedekket er sparsomt utviklet, og stedvis også helt fraværende. Forholdene er noe rikere i lavere-liggende områder, først og fremst i tilknytning til kulturmark som opptrer langs deler av traséen for planlagt veitilkomst og nettilknytning sørover fra Bordvedaven.

Skogområdene domineres av gran og bjørk, men har også innslag av furu. I randsonene langs Bordvedåga, og rundt innmark, inngår dessuten lauv-trærne gråor, selje, osp, rogn, sølvvier, lappvier og ullvier. I midtre og øvre deler av tiltaksområdet er den sparsomme vegetasjonen knyttet til sprekker i berggrunnen, eller til små forsenkninger. Her opptrer alpine floraelementer. Langs mesteparten av vannstrengen til Bordvedåga ble det registrert svært liten, eller ingen, begroing av moser og lav. Ingen rødlistede arter ble funnet under befaringen

Det er ikke registrert truede vegetasjonstyper innenfor definert planområde

Samlet sett er påviste botaniske elementer i influensområdet vanlige og typiske for regionen og slik sett av lokal, liten verdi.

Konsekvensvurdering

Gjennomføring av det planlagte prosjektet vil føre til beslaglegging av areal. Det etableres inntaksdam, nedsprenget rørgate med tilliggende midlertidig anleggsvei nedenfor fjelltunnel, kraftstasjonen med kort utslippskanal samt fellestrase for tilkomstvei og jordkabel for nettilknytning.

Vannføringsreduksjon vil kunne være til ulempe for karplanter, mose- og lavflora og andre organismegrupper som er nært knyttet til fosser og stryk langs den berørte elvestrekningen, men i praksis er store arealer i og langs vannstrengen tilnærmet uten begroing av disse artsgruppene. Risikoen for uttørring av fuktmiljøet langs gjenværende vannstreng vil bli noe redusert ved at vassdraget er eksponert mot nordøst.

Etablering av inntaksdam i Bordvedåga forventes ikke å medføre særlig store ulemper for flora eller fauna. Kun alminnelig forekommende naturtyper og arter blir berørt, dvs. åpne knauser og rabber med noe bjørkekratt i forsenkningene.

Strømkabelen fra kraftstasjonen frem til tilkoblingspunktet legges nedgravd i tilknytning til adkomstvei, og vil således ikke ha ytterligere effekt på naturmiljøet. Heller ikke bygging av driftsvannvei synes å få vesentlige negative konsekvenser for biologisk mangfoldverdier. I de øvre og midtre partier med nakent berg benyttes fjelltunnel og rør i tunnel. Dette vil skåne vegetasjonsdekket, selv om dette gjennomgående er lite utviklet, eller helt fraværende, og det kun er registrert vanlig forekommende arter. I nedre deler av tiltaksområdet er løsmasse- og vegetasjonsdekket mer intakt, men vegetasjonen har også her et fattig preg.

De negative konsekvenser av å bygge anlegget som planlagt vurderes til liten negativ konsekvens for det terrestre naturmiljøet.

3.6.3 Fugl / pattedyr**Dagens situasjon**

Fugle- og pattedyrfaunaen i planområdet vurderes som middels rik. Følgende arter er knyttet direkte til vannveiene i nedbørfeltet: Mink, strandsnipe og sannsynligvis også fossefall og linerle. Til sammenligning er artsmangfoldet betydelig større i det fredete våtmarksområdet Glomådeltaet like

nordøst for Bordvedåga, spesielt hva angår fuglefaunaen. Flere av de våtmarkstilknyttede fugleartene i Glomådeltaet, inkludert Aven, vil med stor sannsynlighet kunne opptre spontant også innenfor planområdet og nedre eler av Bordvedågas nedbørfelt. Dette gjelder særlig innenfor gruppene gressender og vadefugler. Blant annet opptrer også sangsvane og trane i det store Glomådeltaet. I tilknytning til dyrket mark ved Bordvedåga forekommer periodevis måker. Ellers finnes rugde i området. Det foreligger ikke kunnskap om eventuelle vannfuglforekomster i Bordvedvatnet høyere opp i nedbørfeltet.

Av hjortevilt forekommer elg i alminnelig gode bestander, mens tamrein trekker gjennom planområdet på vei til og fra sommerbeiteområdene. Den øvrige faunaen består av: Hare, ekorn, rødrev, mår, røyskatt og ulike arter av smånagere, flaggermus og spissmus. Av større rovdyr streifer jerv og sannsynligvis også gaupe i nedbørfeltet. Av rovfugler og ugler forekommer med sikkerhet; kongeørn, havørn, fjellvåk, dvergalk, spurvehauk og kattugle – sannsynlig også hønschauk. Av skogshøns opptrer storfugl, lirype, fjellrype og iblant orrfugl. Av spetter finnes med sikkerhet flaggspett og tretåspett. Bortsett fra i skog- og landbruksdominerte områder i lavereliggende deler av nedbørfeltet, synes spurvefugl-faunaen i planområdet å være forholdsvis fattig.

Influensområdet vurderes å ha funksjon for regiontypisk fauna og er av liten, lokal verdi.

Konsekvensvurdering

En utbygging vil forverre hekkeforholdene for fossekallen som sannsynligvis har tilknytning til elva, men minstevannføringen vil sannsynligvis være tilstrekkelig til å sikre hekkemuligheter for fossekall innenfor tiltaksområdet, spesielt på bakgrunn av at restvannføringen er forholdsvis høy og dels fordi hekking gjerne finner sted i vårflomperioden.

Hele de skogdekte områdene nederst langs Bordvedåga inngår i et avmerket beiteområde for elg. Den negative virkningen vurderes å være liten.

Tiltaket vil i driftsperioden i liten grad ha negative virkninger for fugler og pattedyr, men i anleggsperioden vil det bli forstyrrelser som endrer dyrs bruk av området.

Konsekvensen for fugler og dyr er liten negativ.

3.6.4 Krypdyr / amfibium

Dagens situasjon

Av krypdyr og amfibium forekommer kun frosk i nedbørfeltet

Konsekvensvurdering

Tiltaket vil få små negative konsekvenser for en eventuell forekomst av krypdyr / amfibium.

3.7 Akvatisk miljø

Dagens situasjon

Det er ikke registrert verdifulle lokaliteter i ferskvannsmiljø. I Bordvedvatnet, som ligger ovenfor planlagt inntaksområde, finnes noe ørret av dårlig kvalitet. Bordvedåga skal ikke være fiskeførende innenfor tiltaksområdet, men fra innsjøen Aven i Glomådeltaet kan ørret vandre opp i nedre del av elveløpet. Om lag 70-80 m opp fra innsjøen møter imidlertid fisken et naturlig vandringshinder. Dette punktet befinner seg nedstrøms planlagt kraftstasjon. I Aven vil det unntaksvis kunne påtreffes røye i tillegg til ørret. Det finnes ikke ål, eller anadrome fiskeslag, i vassdraget. Vandringshinder for anadrom fisk ligger nedstrøms Langvatnet/Langvassåga. Det er ikke forhold som tilsier at vassdraget har verdier for fisk eller andre ferskvannsorganismer utover det som er vanlig for tilsvarende elver i regionen.

Influensområdet vurderes å ha liten verdi for akvatisk miljø.

Konsekvenser av utbyggingen

Tiltaket vil føre til at vannmengden i Bordvedåga, fra kote 60-400, vil bli noe redusert i variabel grad gjennom året. Bordvedåga er en relativt liten elv med begrenset variasjon i elvehabitater. Den renner for det meste på bart fjell, med liten eller ingen randvegetasjon. På den regulerte strekningen er den også uten fiskebestand.

Prosjektet medfører liten negativ konsekvens for akvatisk miljø.

3.8 Verneplan for vassdrag og nasjonale laksevassdrag

Tiltaket berører ikke områder som inngår i verneplan for vassdrag og er ikke del av nasjonale laksevassdrag.

Tiltaket har ingen virkning på verna vassdrag eller nasjonale laksevassdrag.

3.9 Landskap og inngrepsfrie naturområder (INON)**3.9.1 Landskapet****Dagens situasjon**

Tiltaksområdet hører til landskapsregion *Innlandsbygdene i Nordland*, underregion *Indre Rana*, jordbruksregion *Skogsbygdene i Nord-Norge*. De øvre delene av nedbørsområdet hører til landskapsregion *Høgjellet i Nordland og Troms*, underregion *Høgtuva*.

Tiltaksområdet ligger sørvest for Glomågas utløp i Langvatnet, som er en bred elvedal hvor bunnen er preget av et stort elvedelta med vide sandbanker og våtmarksområder. Nordøstlige deler omkranses av frodige kalkberg og skogkledde lier. Sørvestlige områder domineres av gneis, og her er det mye bart berg.

Tiltaksområdet kommer inn under delområde 7 i Rana kommunes småkraftrapport (Multiconsult, 2009, vedlegg 2). Delfeltet tilordnes landskapsklasse A2, hvor det er Trollaldalen og Leiråga, nord for tiltaksområdet, som er grunnlaget for den høye verdifastsettingen. Se også fig. 19.

Selve prosjektområdet vurderes å ha middels verdi. Det er et typisk landskap for området, med gjengs gode kvaliteter, men også med noen inngrep i lavereliggende områder.

Konsekvensvurdering

Tilkomsvei er planlagt langsetter eksisterende gårdsvei og videre med skogsvei i kanten av dyrket mark. Kraftstasjonen vil ligge i et område med spredt bosetting og landbruk. Vannveien går for det meste i fjell og vil ikke endre vesentlig på dagens inntrykk av landskapet. Den nederste delen av rørgata, som blir gravd/sprenget ned, ligger i et område som for det meste er skogbevokst. Den vil etterhvert gro til igjen.

Inntaket vil ligge i et søkk i terrenget i og vil ikke være synlig fra elvedalen. Inntaksdammen vil være synlig fra fjellområdene rundt. Den vil likevel ikke skille seg ut fra andre dammer og tjern i området, og derfor ikke endre på landskapsopplevelsen.

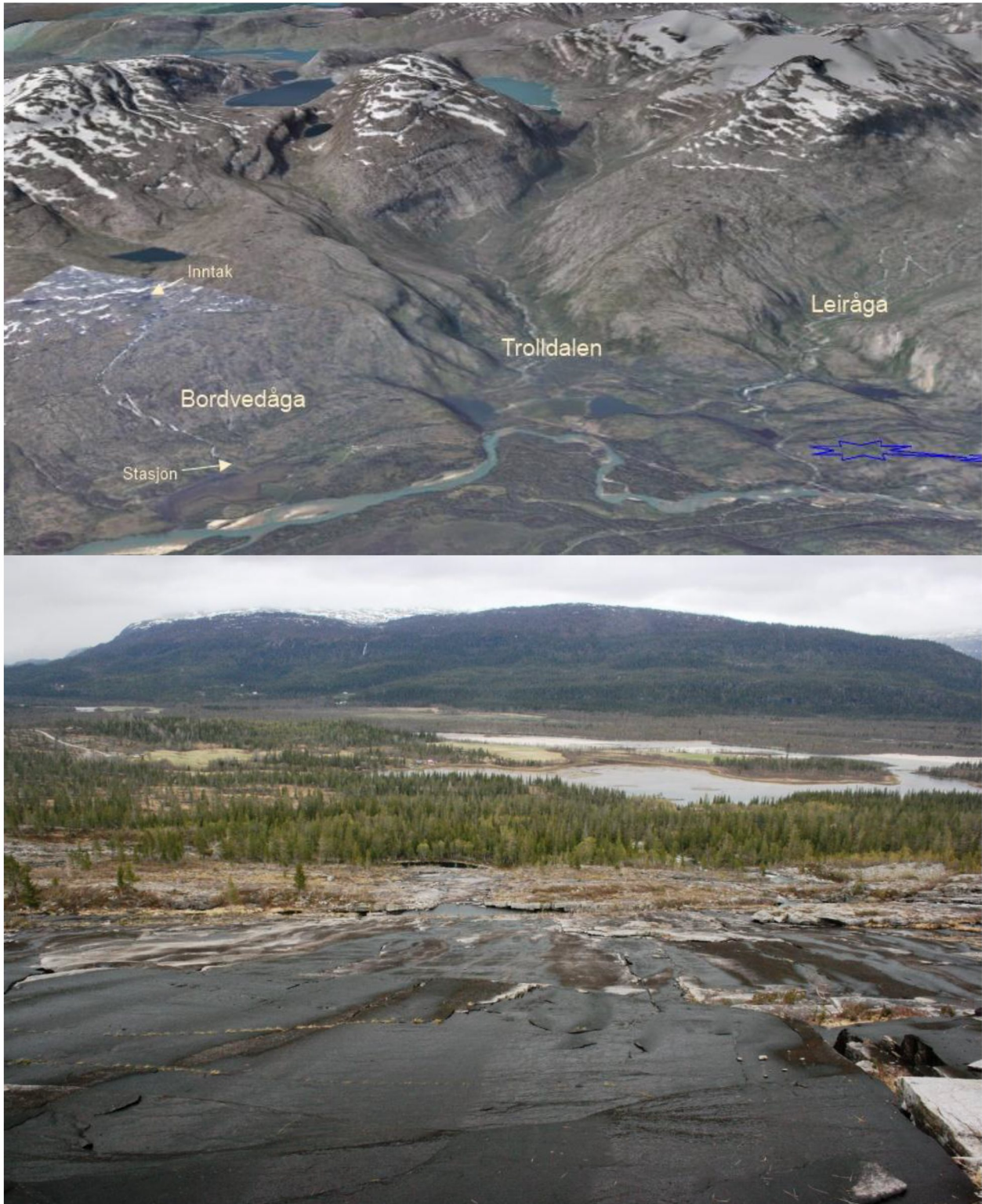
Kraftstasjonen vil bli en naturlig del av den spredte bebyggelsen i området, og vil heller ikke bli spesielt synlig, da det er noe skog der.

Etter idriftsettelsen vil varig berørte områder bli begrenset til 7 da.

Etter utbyggingen vil det naturlig bli en mindre vannføring i vassdraget. Som vist i kapittel 3.1 – Hydrologi, figur 14, vannførings og varighetskurve, kan en se at elva vil få et overløp fra inntaket i 36 dager av året. I tillegg vil restfeltet på 1,6 km² bidra med en middelvannføring på 82 liter per sekund.

Tiltaket er pga. av løsningen med vannvei delvis i fjell, lite av omfang og stasjon og inntak vil ikke være synlig annet enn på nært hold.

Tiltaket vurderes totalt sett å ha *små negative konsekvenser for landskapsopplevelsen.*



Figur 19 – Ortofoto fra tiltaksområdet øverst. Kartkilde: Norgei3D, 2013

Bildet over i fig 19 er tatt fra fly og man kan skimte elva i venstre billedkant og man får et inntrykk av det massive flåfjellet i området. Bildet under er tatt fra brinken på ca kote 360 moh og viser flåfjellet i området akkurat der som tunnelen kommer ut i skogkanten midt i bildet.

3.9.2 Inngrepsfrie områder (INON)

Dagens situasjon

Området er påvirket av menneskelig aktivitet i stasjonsområdet. I de øvre områdene vil utbyggingen berøre INON- arealer som illustrert i fig. 20. Villmarkspregede områder berøres ikke.

Inngrepsfri sone 2 (1-3 km fra tyngre tekniske inngrep) 3,1 km²

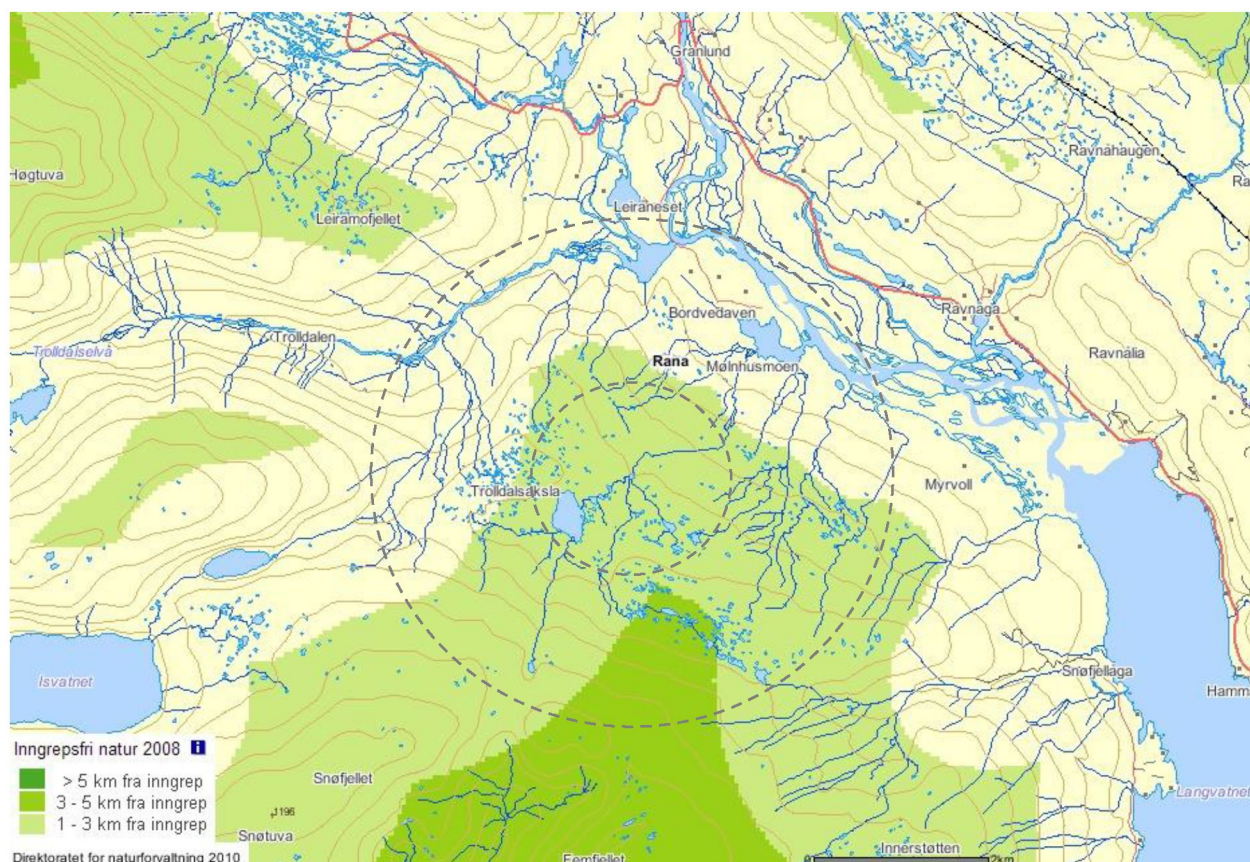
Inngrepsfri sone 1 (3-5 km fra tyngre tekniske inngrep) 2,5 km²

Villmarkspregede områder (> 5 km fra tyngre tekniske inngrep) 0,0 km²

Konsekvensvurdering

Bare inntaket berører INON-områder. Dette er lite og vil tilpasses terrenget. Det vil bare få små negative konsekvenser for området. Det er store områder med uberørt natur i kommunen, og mye av dette er også villmarkspregede områder som er vernet. Tiltaket får ingen konsekvenser for villmarkspregede områder.

Utbyggingen vurderes å få liten negativ konsekvens for inngrepsfrie områder.



Figur 20 - Kart som viser inngrepsfrie områder. Kilde: DN INON.01.08

3.10 Kulturminner og kulturmiljø

Det er ikke registrerte kulturminner i tiltaksområdet.

Utbygger har tatt kontakt med kulturminneetaten i Nordland fylkeskommune. Utbygger har ikke pr. dato fått tilbakemelding om at det finnes kulturminner som kan bli berørt i dette området.

Tiltaket vil så langt utbygger ser, ikke få konsekvenser for kulturminner og helhetlige kulturmiljø.

3.11 Reindrift

Dagens situasjon

Området hører til Hestmannen/Strandtindene reinbeitesdistrikt og kontaktmann er Kurt Jørgen Gaup på Utskarpen.

Området nedenfor inntaket brukes som vår- (kalvingsland) og høstbeite. Ovenfor inntaksområdet er det sommerbeite. Det er viktig at simlene ikke forstyrres i kalvingsperioden.

Området har middels verdi for reindrifta.

Konsekvensvurdering

I anleggsfasen er det naturlig at reinen vil trekke unna. Anleggsperioden vil bli planlagt i nært samarbeid med reindrifta, slik at eventuelle konsekvenser blir minimale. I driftsfasen får tiltaket ingen konsekvenser for reindrifta. Det blir ingen regulering og dermed skal det ikke bli usikker is ved inntaket. Dette vil gi liten påvirkning på reindrifta, ettersom områdene ikke benyttes om vinteren.

Utbygger vil planlegge gjennomføringen av utbyggingen i samarbeide med reindriftsnæringa, slik at tiltaket vil få ubetydelige konsekvenser for reindrifta.

3.12 Jord- og skogressurser

Dagens situasjon

Tiltaket berører lite dyrka mark og beiter. Tiltaksområdet består hovedsakelig av myr og bart fjell, men tilkomstveien til kraftstasjonen og den nederste delen av vannvegen, vil også berøre noe skog med lav til middels bonitet.

Konsekvensvurdering

I traséen for tilkomstvei og nettilknytning samt nedgravd rørgate, må det avskoges rundt 18 dekar med skog av lav til middels bonitet, men det er relativt glissen skog i dette området.

Utbygger konkluderer med at dette ikke har negative konsekvenser for jord- og skogressurser.

3.13 Ferskvannsressurser

Det er i dag ingen som har vannforsyning direkte fra elva.

De fleste anleggsarbeidene vil bli utført utenom selve vassdraget med unntak av inntaket og demningen. Vannkvaliteten antas derfor å bli lite negativt berørt under anleggsfasen og helt upåvirket i driftsfasen.

Kraftverket vil kun benytte vannets potensielle energi og det blir ikke tilsatt stoffer eller dumpet avfallsstoffer i vannet under prosessen, og kraftstasjonen avgir derfor ingen forurensing.

Prosjektet får ingen negative konsekvenser for ferskvannsressurser.

3.14 Brukerinteresser

Området blir i dag hovedsakelig benyttet av grunneier til bærplukking, landbruk og jakt, men området er åpent for allmenn ferdsel.

I anleggsfasen vil nok anleggsarbeidene påvirke brukerinteressene noe, og da spesielt mht. jakt. Det er forventet at dyrene vil trekke unna i byggeperioden. Anleggsperioden er dog antatt å bli relativt kort og skal være gjennomført i løpet av 2 sesonger og innen 24 måneder. Sett i et 10-års perspektiv blir derfor denne påvirkningen relativt liten. Anleggsperioden kan kanskje legges utenom jaktseasonen, men det er utbygger selv som har disse interessene så det er derfor ingen problem.

Utbygger mener at inngrepet ikke vil gjøre området mindre attraktivt mht. allmenne brukerinteresser som jakt, fiske, bærplukking, friluftsliv, etc.

Utbygger mener at tiltaket ikke vil ha noen konsekvenser for brukerinteresser.

3.15 Samfunnsmessige virkninger

3.15.1 Verdiskapning og inntekter

Det nye kraftverket har en beregnet middelproduksjon på rundt 15,5 GWh. Med en langsiktig kraftpris tilsvarende 0,35 kr/kWh, samt 0,15 kr/kWh for el-sertifikater i 15 år, vil dette generere en brutto omsetning for grunneierne på 7,75 mill. kr hvert år, og derved sikre en solid fremtidig inntekt for utbyggerne og samfunnet.

3.15.2 Arbeidsplasser

I byggeperioden vil bygging av kraftverket med tilhørende installasjoner kreve en betydelig arbeidsinnsats til en samlet verdi av rundt 10 mill. kr. Disse vil fortrinnsvis bli utført med lokale entreprenører og med lokal arbeidskraft dersom de er konkurransedyktige i pris og kvalitet samt har tilstrekkelig med tilgjengelige ressurser.

Etter at kraftverket er satt i drift blir det ikke behov for fast bemanning, men kraftverket vil trenge daglig tilsyn. Dette vil bli en oppgave som beboerne i området kan utføre og slik sett også bidra med både arbeid og inntekter. På denne måten vil også kraftverket medvirke til å opprettholde en lokal verdiskapning som er bærebjelken i en lokal bosetting, og som også er i tråd med en tradisjonell politisk målsetting om distriktsbosetting i Norge.

3.15.3 Skatteinngang

Småkraftverk er underlagt skatteplikt og genererer skatter og avgifter.

3.16 Kraftlinjer

Det er Helgelandskraft AS som er områdekonsesjonær og det er i samarbeid mellom produsenter og netteier utført nettanalyser for området for å finne den samfunnsmessige beste nettløsning for tilknytning av ny produksjon ved Langvatn i Rana. Det vises her til nærmere omtale i søknadens kapittel 2.2.10 samt vedlegg 8 rapport fra netttutredningene.

Utbygger har eget personell som har godkjenning som "Sakkyndig driftsleder" for planlegging, bygging og drift av høyspenningsanlegg.

3.17 Dam og trykkrør

Det er gjort en foreløpig sikkerhetsvurdering for hhv demningen og trykkrøret og hvor demningen ikke vurderes som noen sikkerhetsrisiko da oppdemt volum er begrenset.

Når det gjelder rørgata så er totalt trykk på 18 Bar og med en rørdiameter på 1100 mm vil total vannmengde og trykk tilsi at rørgata vil bli definert som sikkerhetsklasse 1.

3.18 Alternative utbyggingsløsninger

Det er ikke vurdert andre utbyggingsalternativ.

3.19 Samlet vurdering

Konsekvensene av utbyggingen er sammenstilt i tabell 7. Vurderingene følger metodikken fra kap.6 i Statens vegvesens Håndbok 140, se fig. 21.

Med **verdi**

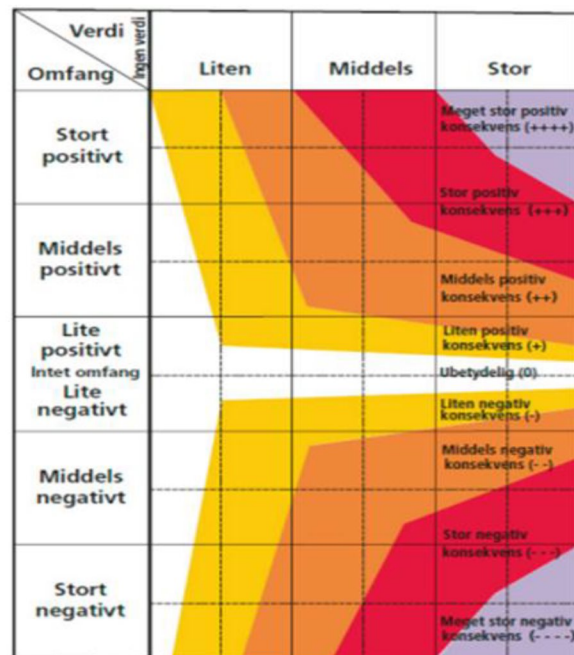
menes en vurdering av hvor verdifullt et område eller miljø er.

- Med **omfang**

menes en vurdering av hvilke endringer tiltaket antas å medføre for de ulike miljøene eller områdene, og graden av denne endringen.

- Med **konsekvens**

menes en avveining mellom de fordeler og ulemper et definert tiltak vil medføre



Figur 21 – Konsekvensvifta. Kilde: Statens vegvesen, 2006

Tema	Verdi	Omfang	Konsekvens	Hvem vurderer
Vanntemperatur, is og lokalklima	Liten	Intet	Ubetydelig	Utbygger
Ras, flom og erosjon	Ingen	Intet	Ubetydelig	Utbygger
Ferskvannsressurser	Liten	Intet	Ubetydelig	Utbygger
Grunnvann	Ingen	Intet	Ubetydelig	Utbygger
Brukerinteresser	Liten	Lite negativt	Ubetydelig	Utbygger
Biologisk mangfold	Liten til middels	Middels negativt	Liten til middels negativ	Bio-rapport/Utbygger/Små krafrapport
Landskap / INON	Middels	Lite til middels negativt	Liten negativ	Utbygger/Småkrafrapport
Kulturminner og kulturmiljø	Liten	Intet	Ubetydelig	Utbygger
Reindrift	Middels til stor	Lite negativt	Liten negativ	Utbygger/Småkrafrapport
Jord- og skogressurser	Liten	Intet	Ubetydelig	Utbygger
Lovstatus (verna vassdrag)	Ingen	Intet	Ubetydelig	Utbygger
Oppsummering	Middels til stor	Middels negativt	Liten til middels negativ	Samlet

Tabell 11 – Samlet konsekvensvurdering

3.20 Samlet belastning

De nærmeste kjente prosjektene er omtalt i kap. 1.6 og se også fig.5 for kartfesting.

Rana er en betydelig vannkraftkommune, med Rana kraftverk som landsdelens største målt i produksjon (1975 GWh). I tillegg til Rana kraftverk (500 MW) er Langvatn kraftverk (90MW), Sjona kraftverk (55 MW) og Fagervollan kraftverk (21 MW) de største bidragsyterne når det gjelder kraftproduksjon i Rana. Samlet produksjon var i 2007 på 2600 GWh. I tillegg til eksisterende vannkraftverk, har kommunen et stort potensial med tanke på mikro-, mini- og småkraftverk. Kommunen har derfor fått utarbeidet en rapport som vurderer miljømessige konsekvenser av potensielle utbygginger (Multiconsult, 2009).

Utbyggingen av Bordvedåga kraftverk medfører i sammenhengen liten belastning på landskap og biologisk mangfold, og tiltaket kan etter utbyggers mening vurderes isolert fra de andre planlagte kraftverkene. Det anses ikke som konfliktfylt i forhold til belastning på miljø eller landskapsbilde.

4 AVBØTENDE TILTAK

Med de foreslåtte planene er det tatt hensyn til alle kjente elementer som kan komme i konflikt med eller som kan få ulemper ved utbyggingen og det er foreslått følgende avbøtende tiltak:

1. Samtlige terrenginngrep vil bli utført og avsluttet på en skånsom måte, slik at lokalt biologisk mangfold blir godt ivaretatt. Inngrepsområdene revegeteres med stedlige masser og røtter.
2. Det vil bli satt opp rugekasser for fossefall i fossefall som får fraført vann.
3. Det er valgt å legge jordkabel langs eksisterende skogsvei/tilkomstvei.
4. Inntaket vil bli utformet på en slik måte at det ikke ruver eller skjemmer terrenget.
5. Det vil bli sluppet minstevannføring tilsvarende alminnelig lavvannføring med 21 l/s hele året. Slipping av alminnelig lavvannføring i elva vil få følgende konsekvenser for utbyggingen:

Minstevannføring har følgende påvirkning:	Produksjon	kostnad
• Uten slipping av alminnelig lavvannføring	16,0 GWh	4,29 kr/kWh
• Alminnelig lavvannføring om sommeren	15,8 GWh	4,34 kr/kWh
• Alminnelig lavvannføring om vinteren	15,7 GWh	4,37 kr/kWh
• Alminnelig lavvannføring hele året	15,5 GWh	4,41 kr/kWh
• 5-percentil om sommeren	14,7 GWh	4,67 kr/kWh
• 5-percentil om vinteren	15,6 GWh	4,40 kr/kWh
• 5-percentil hele året med respektive persentil	14,3 GWh	4,80 kr/kWh

5 REFERANSER OG GRUNNLAGSDATA

I forbindelse med utarbeidelse av denne søknaden har vi benyttet følgende:

5.1 Grunnlagsdata

Detaljkart: Økonomisk kartverk 1:5000, ekvidistanse 5 m.

Avrenningskart: NVE Atlas

Vannmerke: VM 156.27 Leiråga

5.2 Referanser

Artsportalen (2013). Tilgjengelig fra: <http://www.artsportalen.artsdatabanken.no/>

Direktoratet for naturforvaltning (2007). Kartlegging av naturtyper. Verdsetting av biologisk mangfold. DN-håndbok 13. Tilgjengelig fra: <http://www.dirnat.no/attachment.ap?id=54>

Direktoratet for naturforvaltning (DN) (2013). Naturbase. Tilgjengelig fra: <http://dnweb12.dirnat.no/nbinsyn>

Direktoratet for naturforvaltning (DN) (2012). Vannportalen. Tilgjengelig fra: <http://www.vannportalen.no>

Fjellkraft Produksjon AS (2012). Søknad om anleggskonsesjon for produksjonsradial for Gjervalåga kraftverk. Tilgjengelig fra: <http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/201207672-1-1191935.pdf>

Forskrift om vern av Glomådeltaet landskapsvernområde med fuglelivsfredning, Rana kommune, Nordland (1997). Tilgjengelig fra: <http://www.lovdatabasen.no/cgi-wif/ldles?doc=/lf/lf-19971219-1369.html>

Helgelandskraft AS (2012). Søknad om anleggskonsesjon for Strupen transformatorstasjon i Rana kommune. Tilgjengelig fra: <http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/201203696-1-1078097.pdf>

Landbruks- og matdepartementet (2013). Skog og Landskap. Kilden – til arealinformasjon. Tilgjengelig fra: <http://kilden.skogoglandskap.no/map/kilden/index.jsp?theme=LANDSKAP>

Miljøkraft Nordland AS (2011). Søknad om anleggskonsesjon for elkrafttekniske anlegg og produksjonsradial 22 kV for Leiråga kraftverk. Tilgjengelig fra: <http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/201004286-5-860537.pdf>

Multiconsult AS (2009). Miljøfaglig vurdering av småkraftverk i Rana kommune. 43 s. Tilgjengelig fra: http://www.rana.kommune.no/getfile.aspx/document/epcx_id/4372/epdd_id/4455

Multiconsult AS (2009). Miljøfaglig vurdering av småkraftverk i Rana kommune : vedlegg 2 : beskrivelse og verdivurdering av delfelt. 49 s. Tilgjengelig fra: http://www.rana.kommune.no/getfile.aspx/document/epcx_id/4372/epdd_id/4456

Nordland fylkeskommune (2012). Regional plan om små vannkraftverk i Nordland : arealmessige vurderinger (del 1 og 2). Tilgjengelig fra: <http://www.nfk.no/Filnedlasting.aspx?Mid1=141&FilId=13016>

Nordland fylkeskommune (2012). Regional plan om små vannkraftverk i Nordland : arealmessige vurderinger (del 3). Tilgjengelig fra: <http://www.nfk.no/Filnedlasting.aspx?Mid1=141&FilId=10305>

NGU (2008). Malmdatabasen. Høgtuva 1: forekomst nr.99 i Rana (1833) kommune. Tilgjengelig fra: http://aps.ngu.no/pls/oradb/minres_dsp_deposit.link_object?p_sprakobjid=N0000002852

NGU (2013). Den nasjonale grunnvannsdatabasen (GRANADA). Tilgjengelig fra: <http://www.ngu.no/kart/granada/>

NVE (2013). NVE Atlas. Tilgjengelig fra: <http://atlas.nve.no/ge/Viewer.aspx?Site=NVEAtlas>

NVE (2013). Skredatlas. Tilgjengelig fra: <http://www.skrednett.no/>

NVE (2013). Vann-nett. Tilgjengelig fra: <http://www.vann-nett.no/>

Polarsirkelportalen (2013). Felles kartløsning for kommunene Rana, Hemnes, Nesna, Lurøy, Rødøy og Træna. Tilgjengelig fra: <http://www.polarsirkelportalen.no/>

Spikkeland, O.K. (rev. 2013). Bordvedåga kraftverk : Rana kommune : virkninger på biologisk mangfold. 17 s.

Statens vegvesen (2006). Håndbok 140 : konsekvensanalyser. Tilgjengelig fra: [www.vegvesen.no/ attachment/61437/binary/14144](http://www.vegvesen.no/attachment/61437/binary/14144)

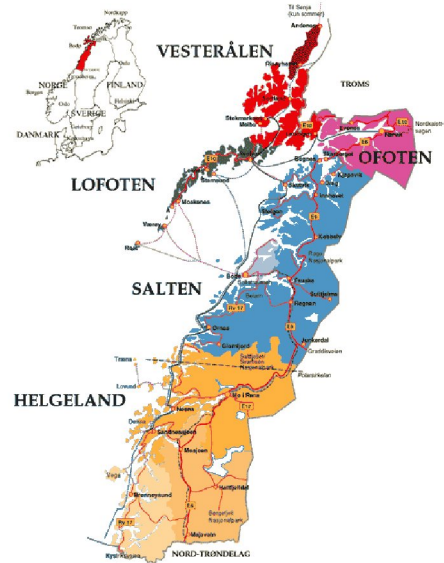
Vannregionmyndighet Nordland FK (2012). Vesentlige vannforvaltningsspørsmål : Nordland og Jan Mayen : høringsdokument. Tilgjengelig fra: http://www.vannportalen.no/Dokumentet_vesentlige_utfordringer_til_web_c7zkY.pdf.file

Vannregionmyndighet Nordland FK (2011). Planprogram for forvaltningsplan med tiltaksprogram for vannregion Nordland og Jan Mayen 2016-2021. Tilgjengelig fra: http://www.vannportalen.no/Vannregion_Nordland_plan_til_web_02.12.2011_MqECd.pdf.file

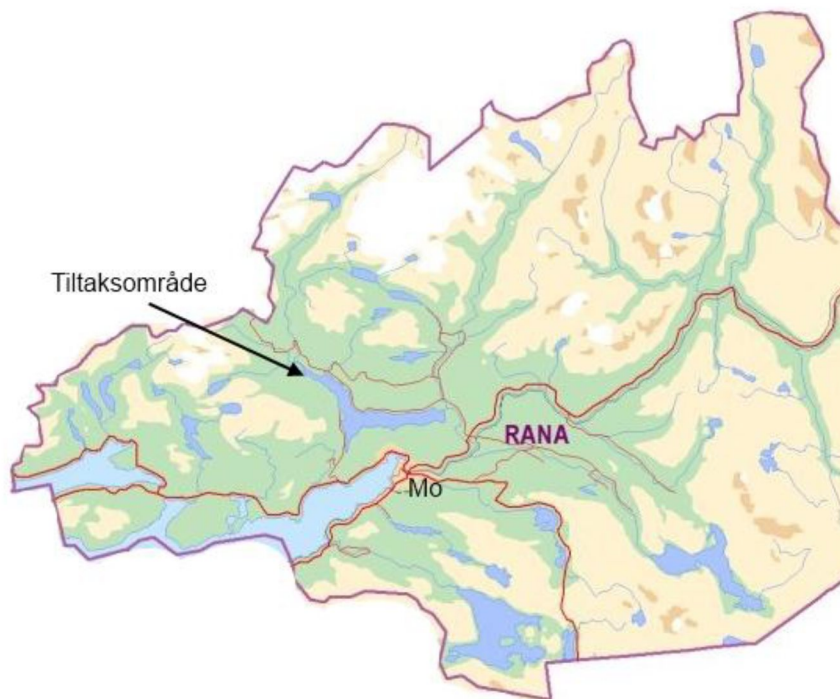
Vannregionmyndighet Nordland FK (2009). Tiltaksprogram vannområde Ranfjorden : vedlegg 1 til forvaltningsplan for vannregion Nordland for planperioden 2010-2015. Tilgjengelig fra: http://www.vannportalen.no/Vedlegg_1._Tiltaksprogram_for_Vannområde_Ranfjorden_kSHQC.pdf.file

6 VEDLEGG

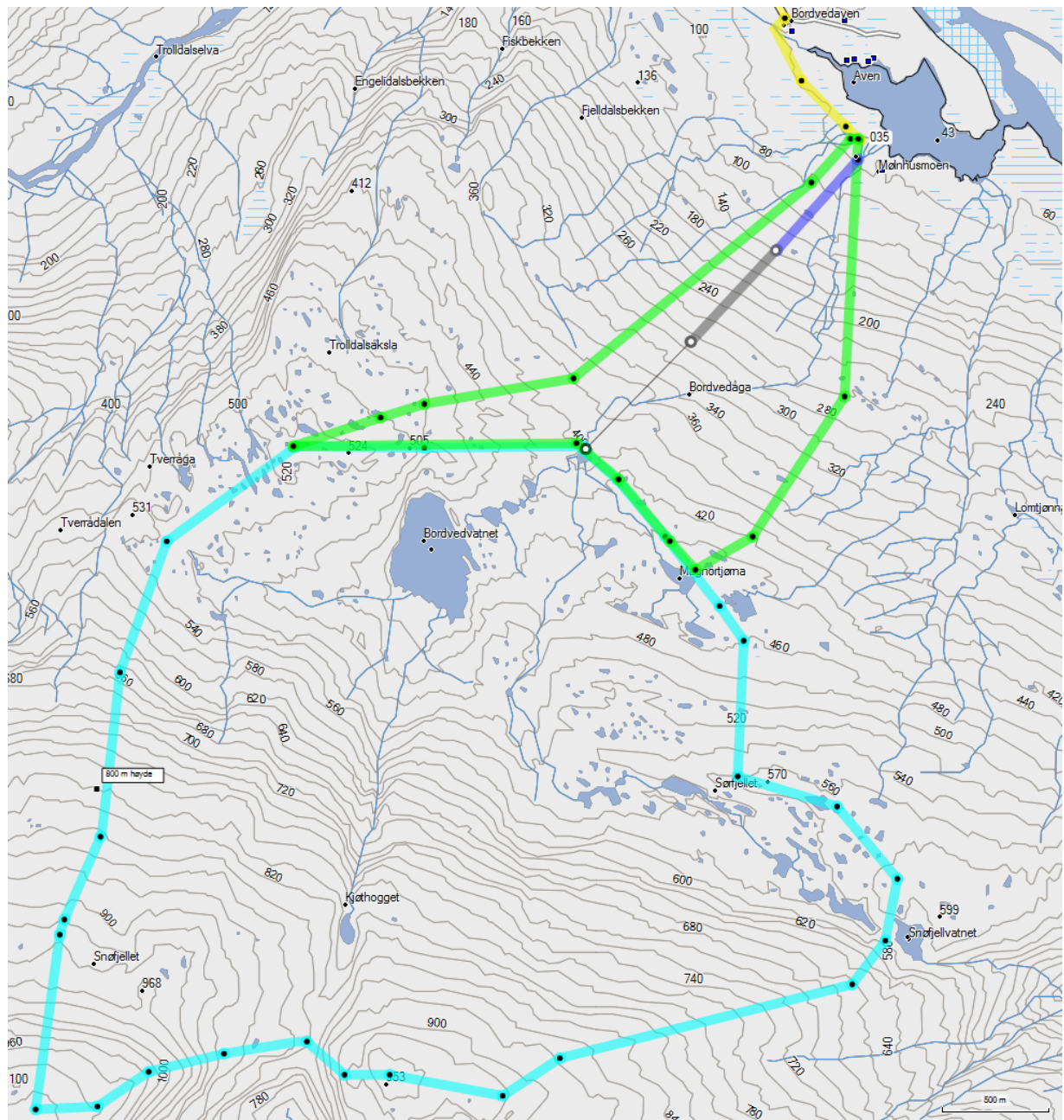
- 6.1 Vedlegg 1 - Regionkart**
- 6.2 Vedlegg 2 - Områdekart med nedbørsfelt og eiendomsgrenser**
- 6.3 Vedlegg 3 - Detaljkart over utbyggingsområdet**
- 6.4 Vedlegg 4 - Hydrologi**
- 6.5 Vedlegg 5 – Foto av berørte områder**
- 6.6 Vedlegg 6 - Foto ved varierende vassføringer**
- 6.7 Vedlegg 7 - Oversikt over fallrettseiere og Grunneieravtale**
- 6.8 Vedlegg 8 – Kommunikasjon med lokalt e-verk**
- 6.9 Vedlegg 9 - Rapport om biologisk mangfold**



- | | | |
|---|---|------------|
| | 1 | Vesterålen |
| | 2 | Ofoten |
| | 3 | Lofoten |
| | 4 | Salten |
| | 5 | Helgeland |

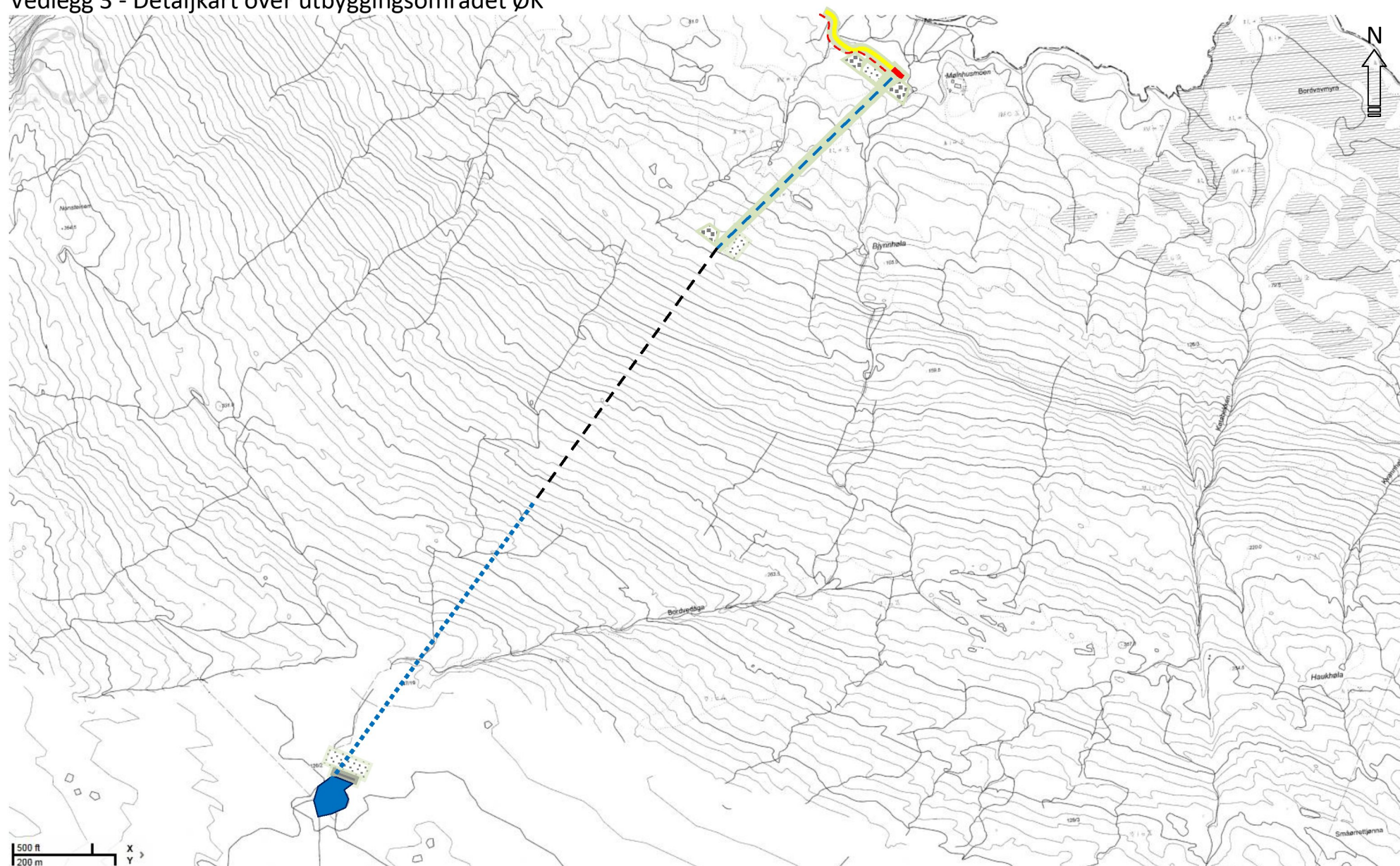


På vedlagte kart er nedbørsfeltet inntegnet:



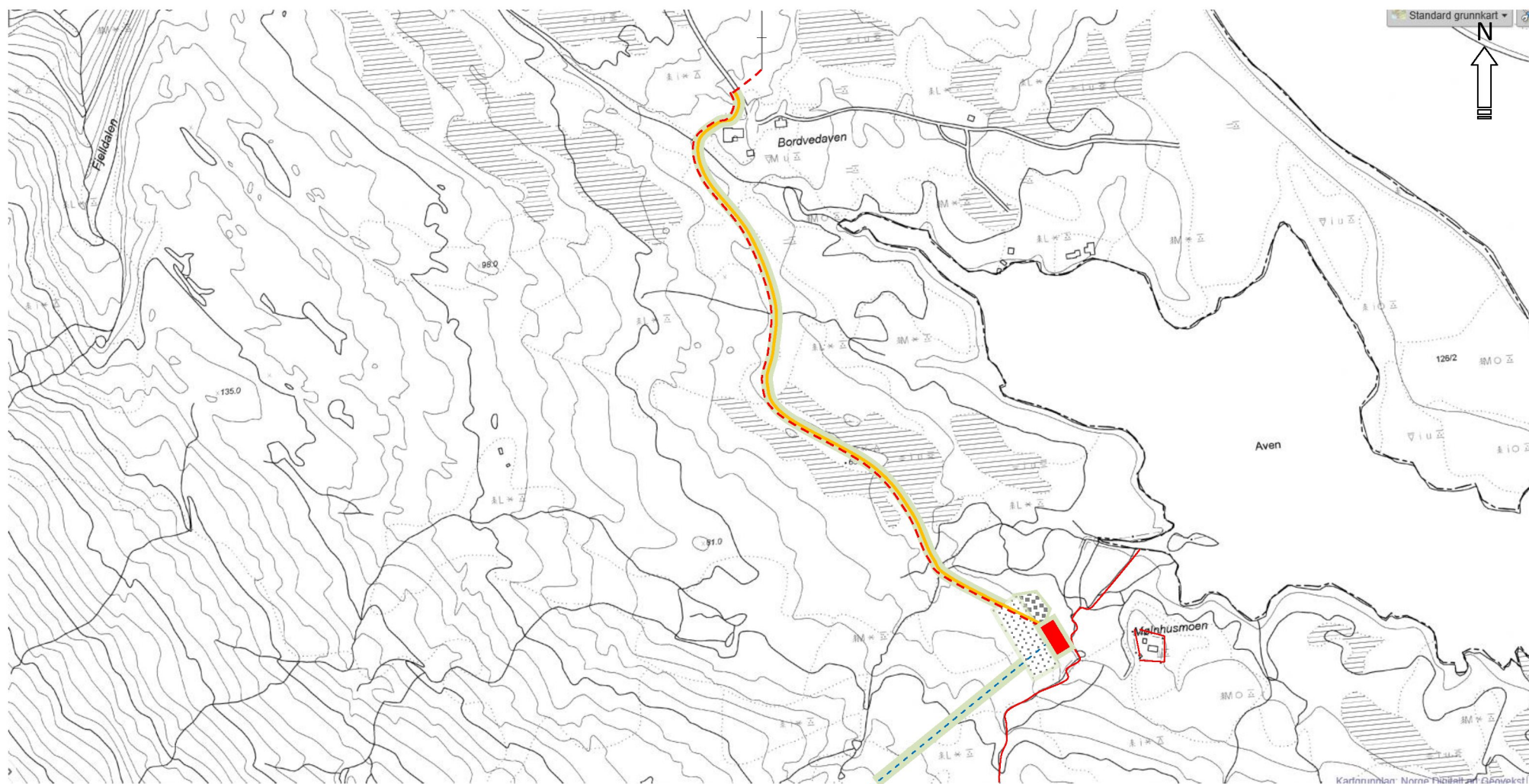
—	Nedbørsfelt til inntaket	8,6 km ²
—	Restfeltet ned til kraftstasjonen	1,6 km ²
— —	Nedbørsfelt til kraftstasjon	10,2 km ²
—	Rørgate nedgravd	
—	Tunnel med rørgate	
—	Boret sjakt	
—	Ny adkomstvei	

Vedlegg 3 - Detaljkart over utbyggingsområdet ØK



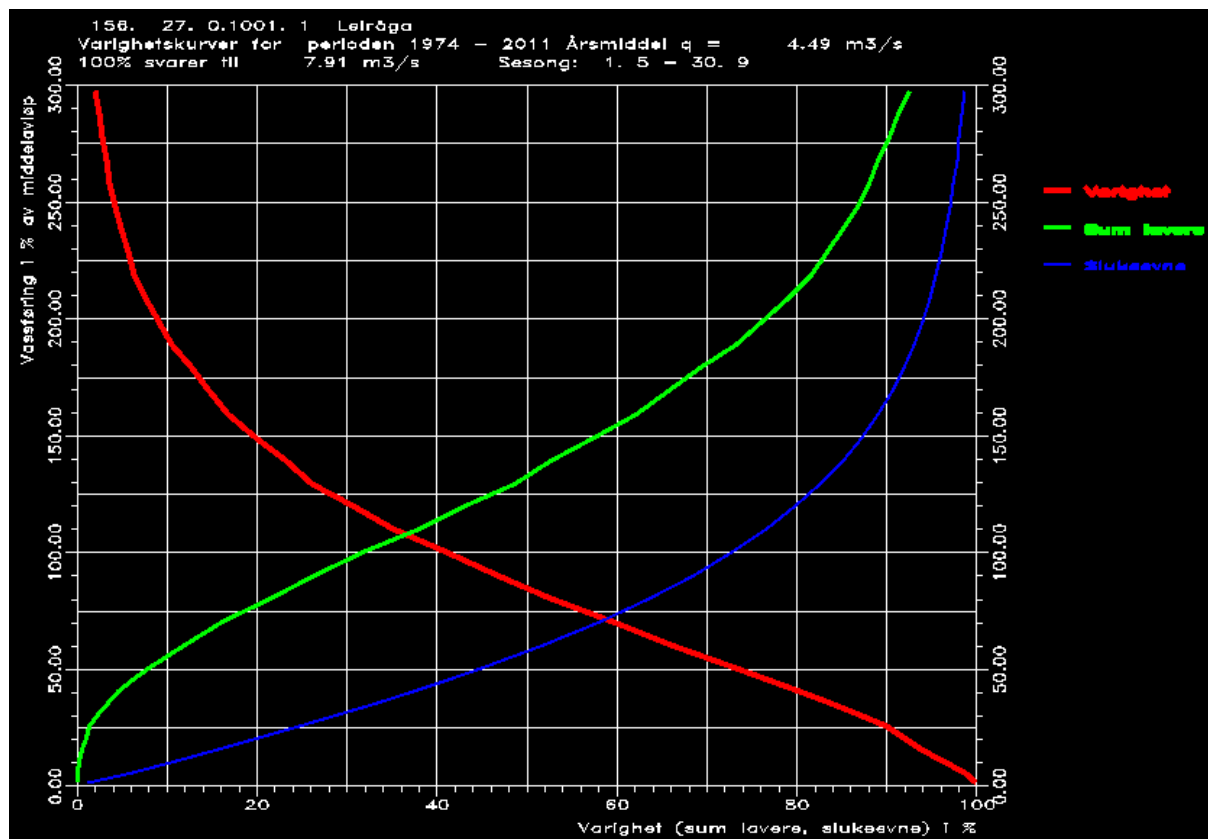
—	Jernbane	■	Rigg	■	Dam	■	Kraftstasjon	Klient :	Statskog SF
—+—	Kraftlinje	■	Massetak/deponi		Boret vannvei			Anlegg:	Bordvedåga kraftverk
- - -	Ny 22 kV kabel	■	Arealbehov	- -	Sprengt tunnel med rør			Dato & sign. :	10/01 - 2013 / ES
—	Ny vei	■	Demning	- -	Nedgravde rør	—	Eiendomsgrense	Firma:	Sofienlund

Vedlegg 3a - Detaljkart over utbyggingsområdet - adkomstvei

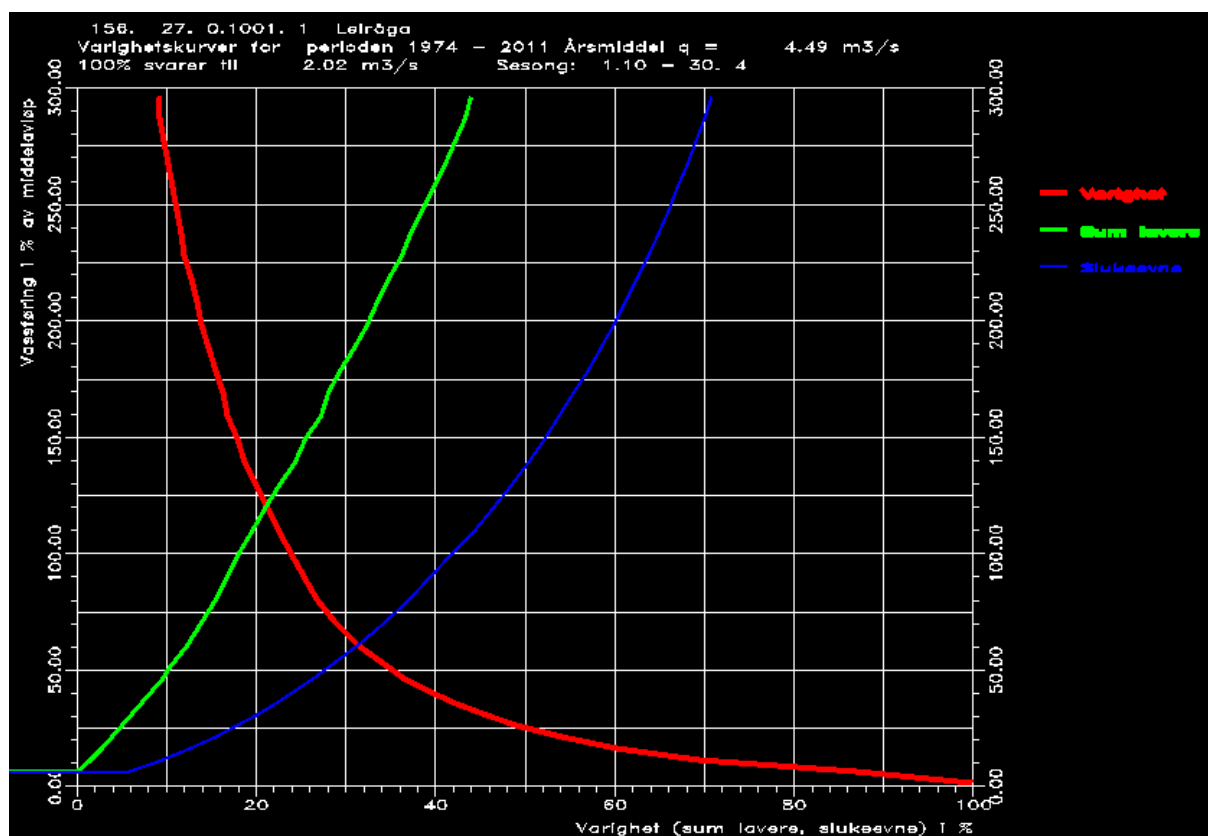


	Jernbane		Rigg		Dam		Kraftstasjon	Klient :	Statskog SF
	Kraftlinje		Massetak/deponi		Boret vannvei			Anlegg:	Bordvedåga kraftverk
	Ny 22 kV kabel		Arealbehov		Sprengt tunnel			Dato & sign. :	10/10 - 2013 / ES
	Ny vei		Demning		Nedgravde rør		Eiendomsgrense	Firma:	Sofienlund

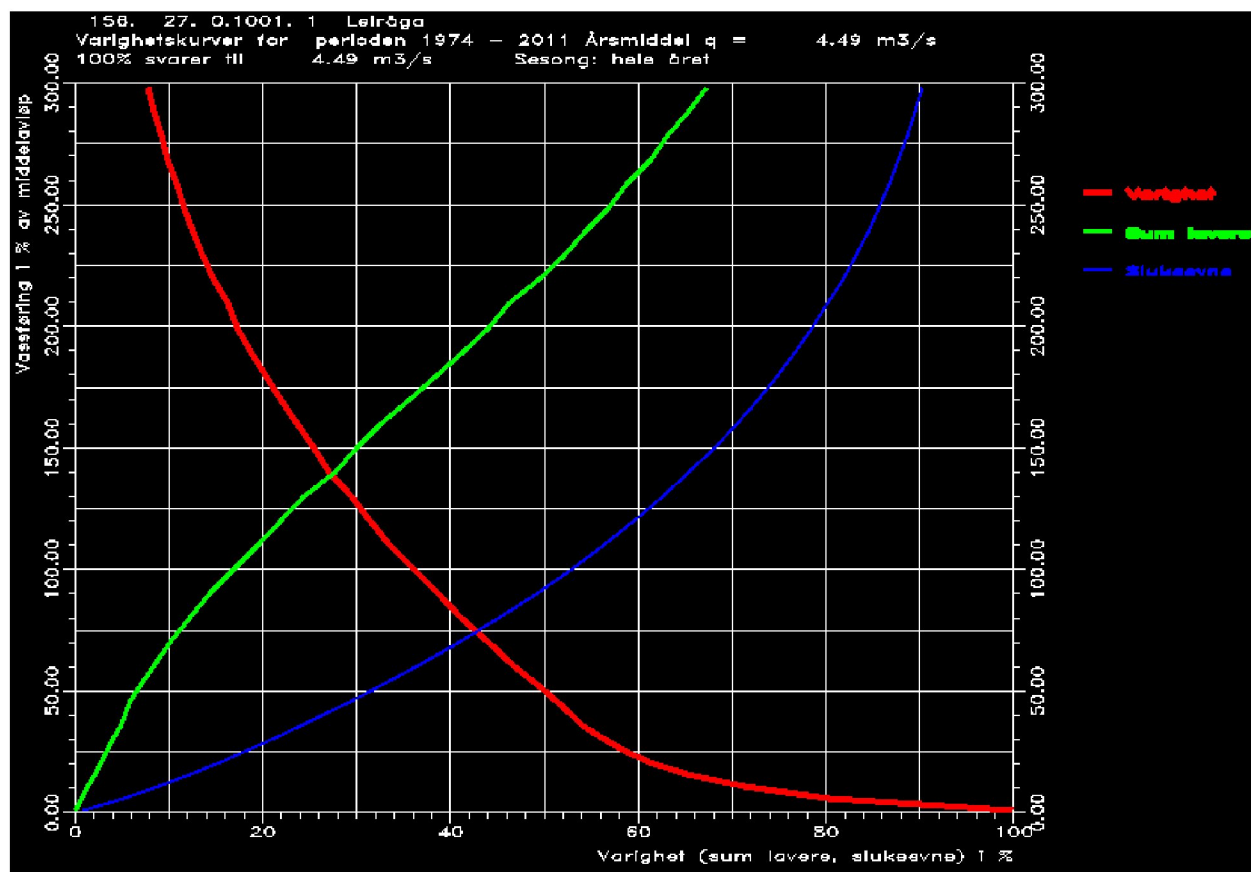
Vedlegg 4 - Hydrologi KS Bordvedåga



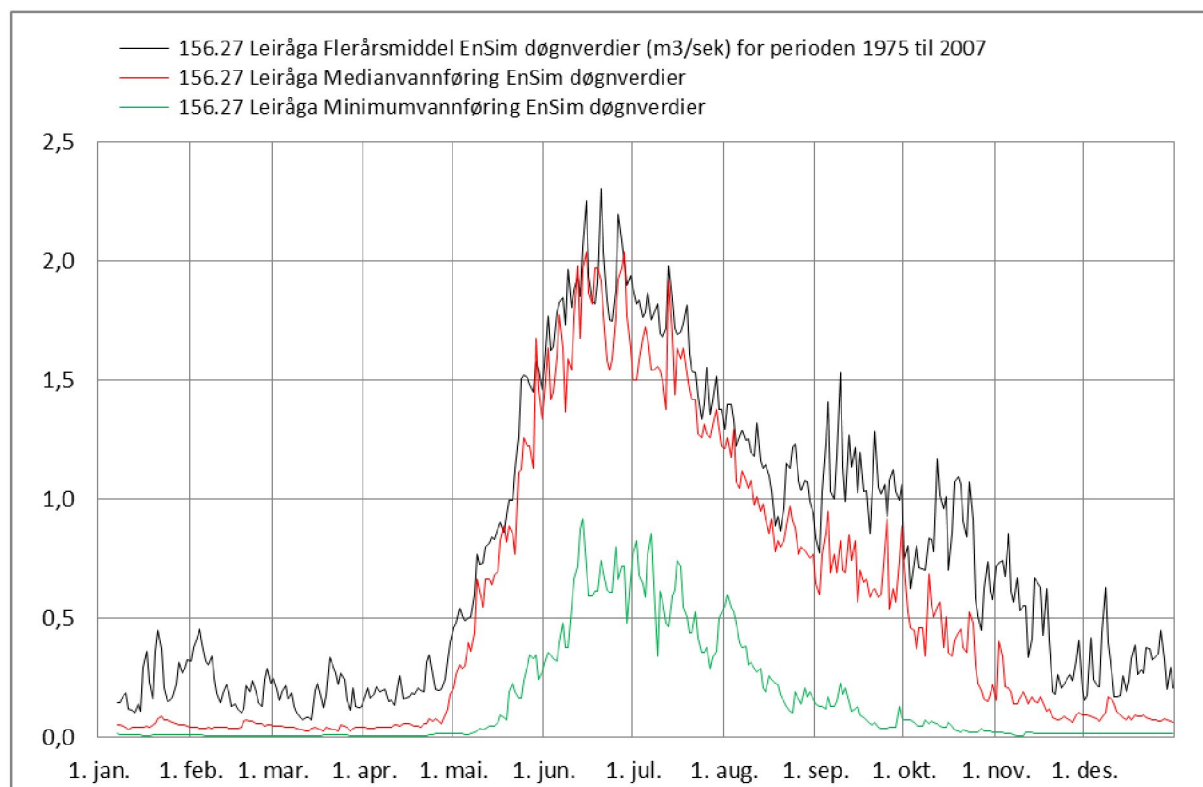
Figur 1 - Varighetskurve for sommersesongen (1/5 – 30/9)



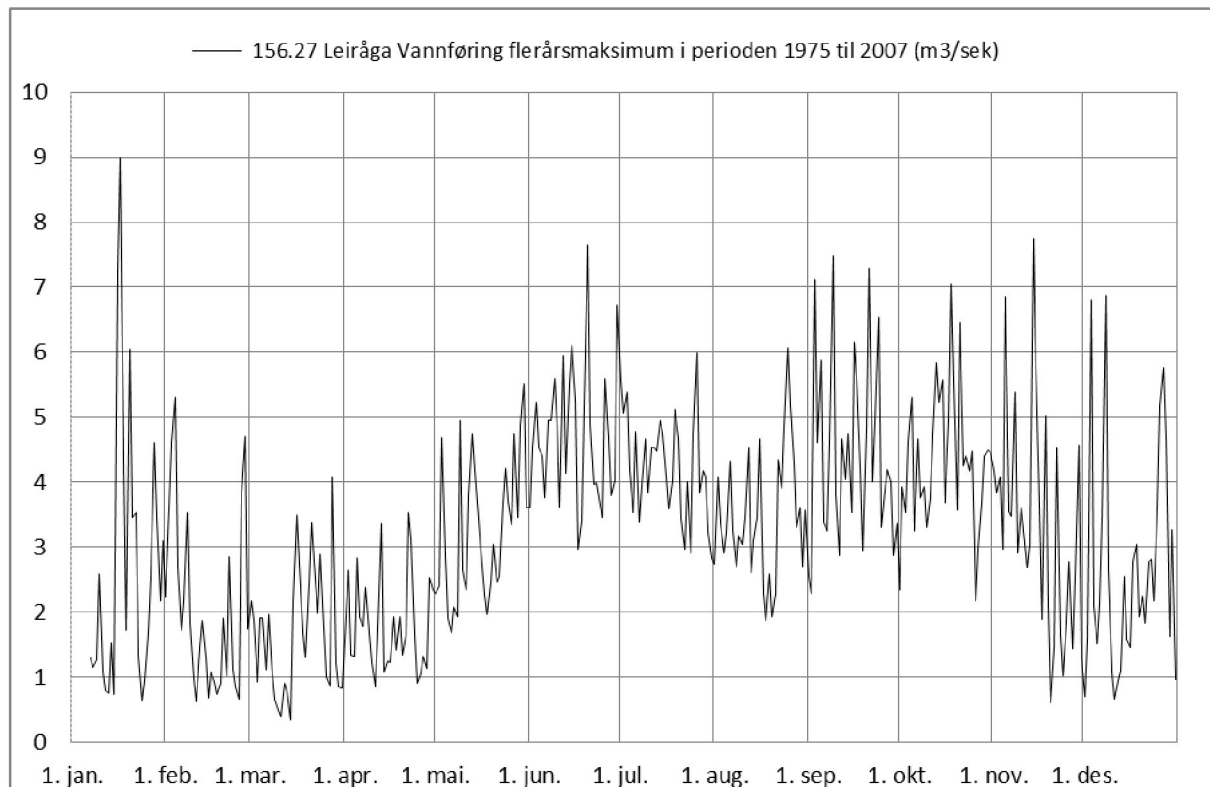
Figur 2 - Varighetskurve for vintersesongen (1/10 – 30/4)



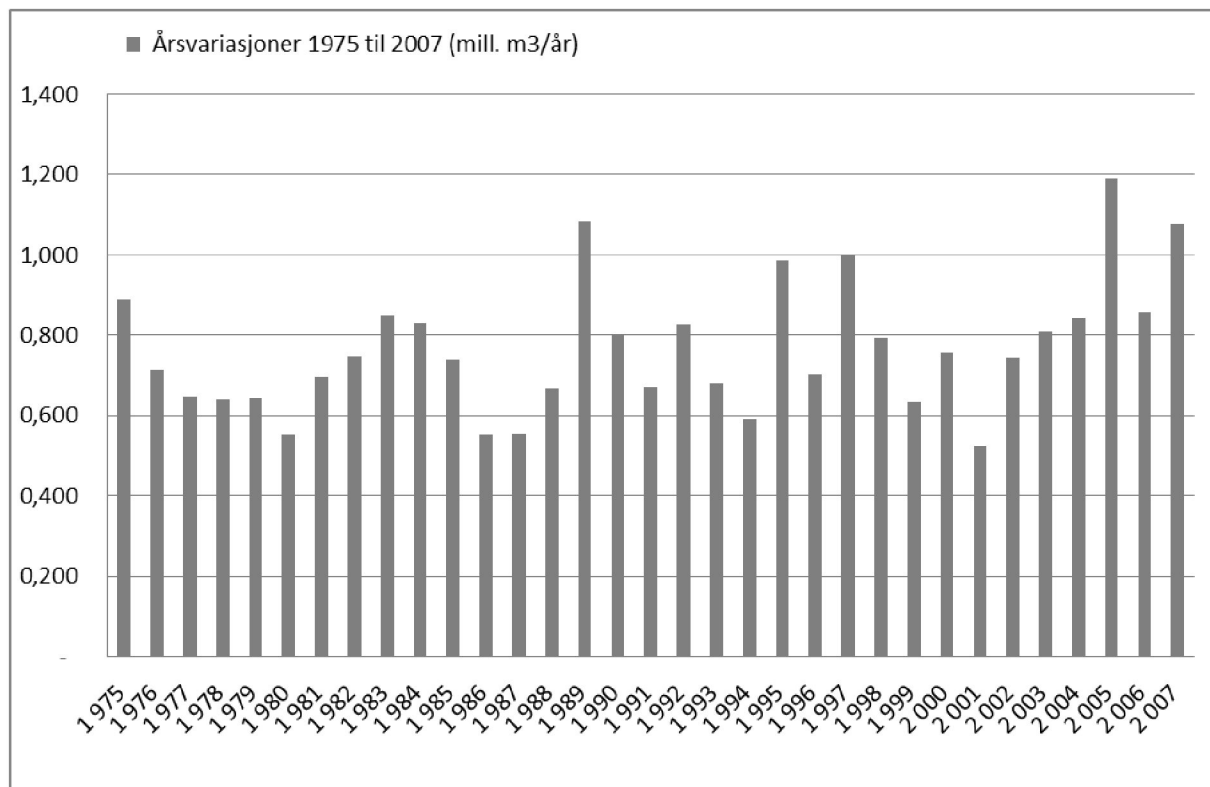
Figur 3. Varighetskurve, kurve for flomtap og for tap av vann hele året



Figur 4 - Plott som viser middel/median- og minimumsvannføringer (døgndata)

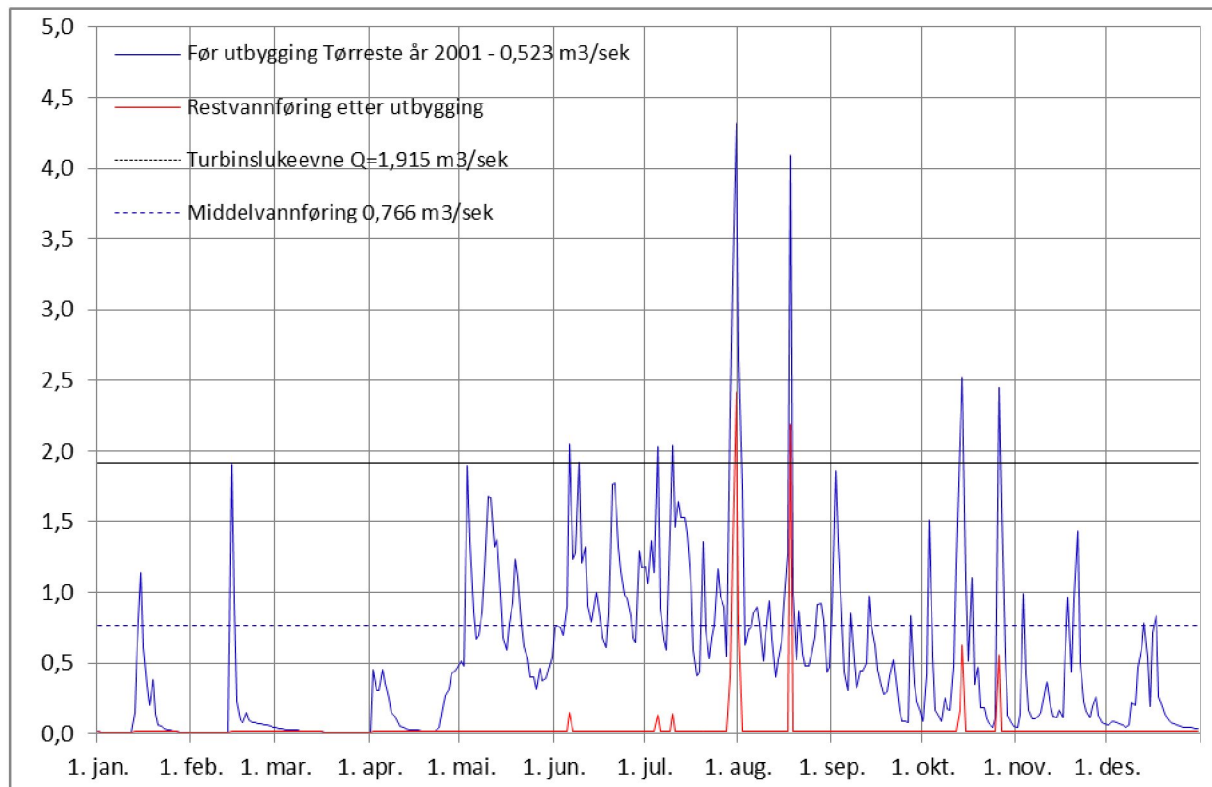


Figur 5 - Plott som viser maksimumsvannføringer (døgndata)

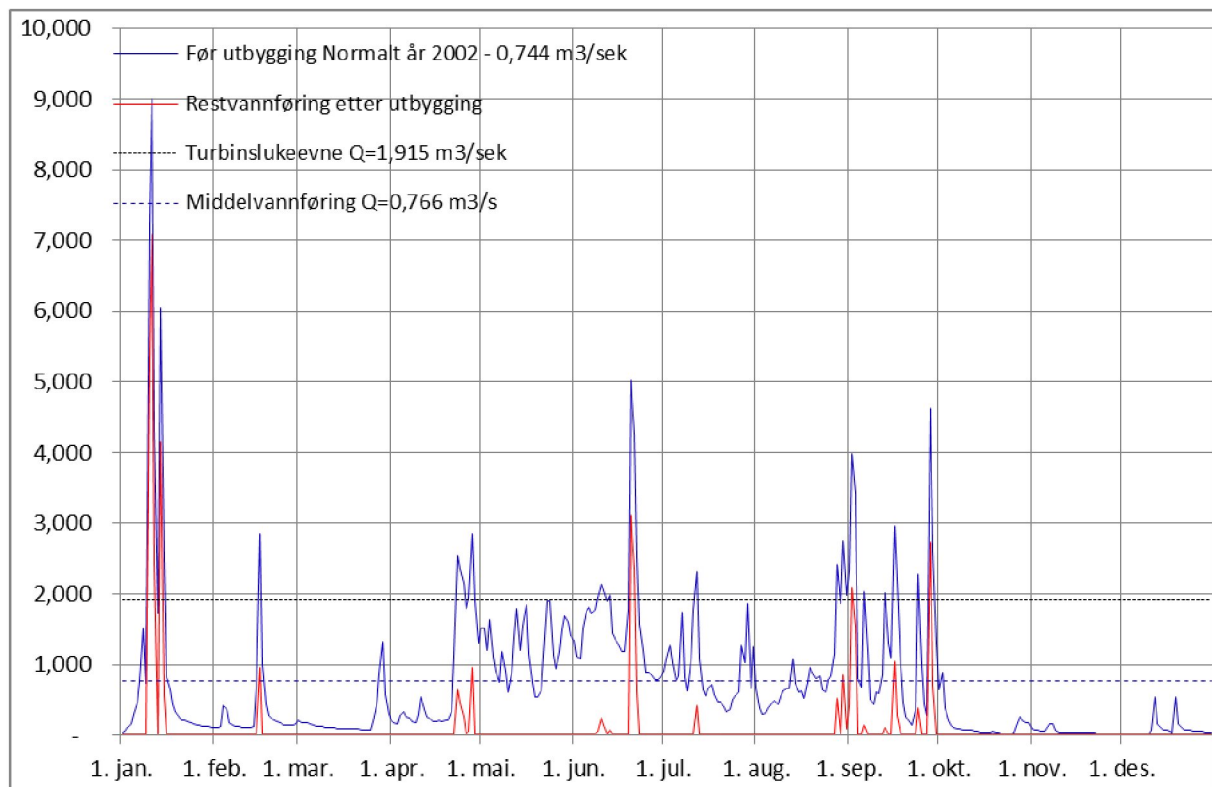


Figur 6 - Plott som viser variasjoner i vannføring fra år til år

Vedlegg 4 - Hydrologi KS Bordvedåga

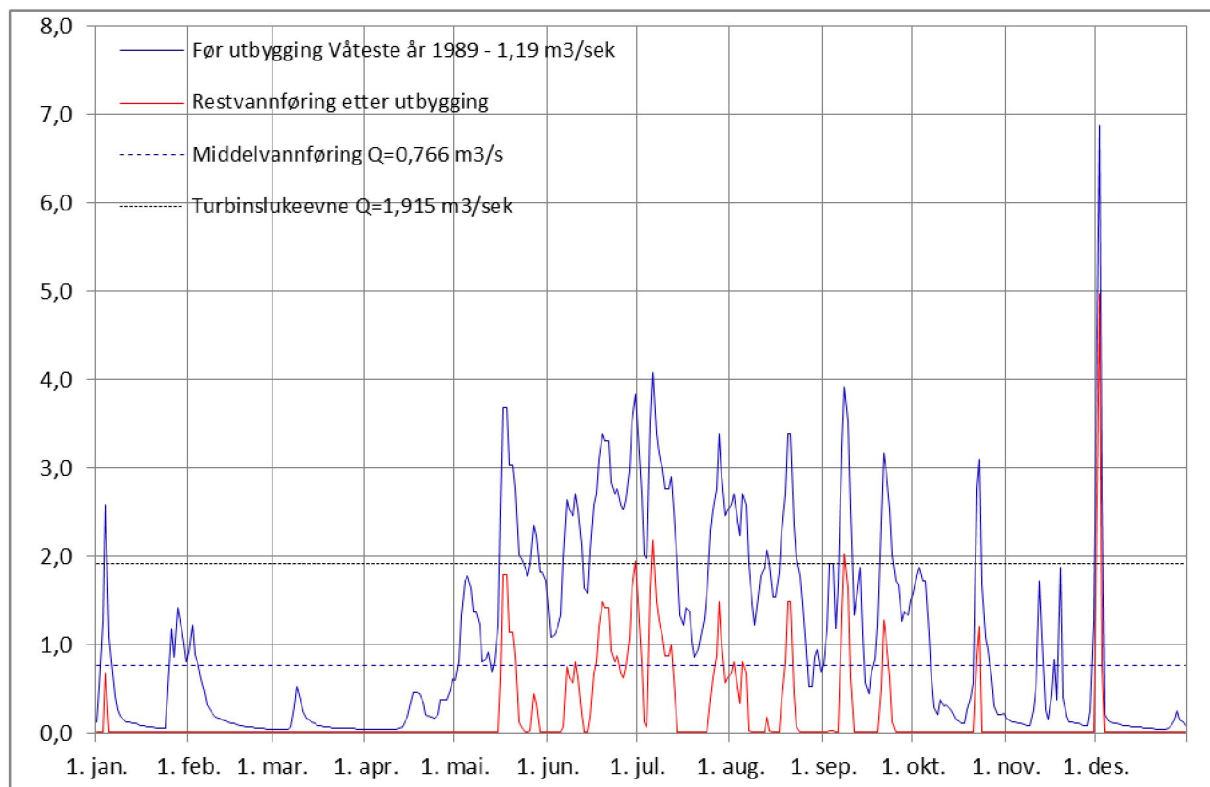


Figur 7 - Plott som viser vannføringsvariasjoner i et tørt år (før og etter utbygging)



Figur 8 - Plott som viser vannføringsvariasjoner i et middels år (før og etter utbygging)

Vedlegg 4 - Hydrologi KS Bordvedåga



Figur 9 - Plott som viser vannføringsvariasjoner i et vått år (før og etter utbygging)

INNHALDSFORTEGNELSE

BILDEGRUPPE 1	INNTAK	1
BILDE 1.1	INNTAKSOMRÅDE MED TENKT DAMSTED.....	1
BILDE 1.2	EKSISTERENDE TJERN.....	1
BILDEGRUPPE 2	VASSDRAGET	2
BILDE 2.1	OPP MOT DAM KOTE KOTE 380.....	2
BILDE 2.2	NEDOVER FRA DAM KOTE 380.....	2
BILDE 2.3	CA KOTE 360 MOH	2
BILDE 2.4	SETT OPPOVER FRA KOTE 360	2
BILDE 2.5	SETT NEDOVER FRA CA KOTE 200	3
BILDE 2.6	CA KOTE 200 MOH	3
BILDE 2.7	CA KOTE 120 MOH	3
BILDE 2.8	CA KOTE 100 MOH	3
BILDEGRUPPE 3	KRAFTSTASJONEN	4
BILDE 3.1	OMRÅDET VED KRAFTSTASJONEN	4
BILDEGRUPPE 4	KRAFTLINJETILKOPLING	4
	EKSISTERENDE KRAFTLINJE TIL GÅRDEN	4
BILDEGRUPPE 5	RØRGATETRASE	5
BILDE 5.1	KOTE 380 MOH.....	5
BILDE 5.2	CA KOTE 360 MOH LANGS VEI	5
BILDE 5.3	CA KOTE 300 MOH	5
BILDE 5.4	CA KOTE 240 MOH	5
BILDE 5.5	CA KOTE 200 MOH	5
BILDE 5.6	CA KOTE 180 MOH	5
BILDE 5.7	CA KOTE 120 MOH	5
BILDE 5.8	KOTE 100 MOH.....	5
BILDEGRUPPE 6	ANDRE ELEMENTER	6
BILDE 6.1	EKSISTERENDE SMÅBRUK MED VEI	6
BILDE 6.2	EVT NY 22 KV LINJETRASE.....	6

Bildene er tatt i 28 mai. 2008.

Bildegruppe 1 INNTAK



Bilde 1.1 Inntaksområde med tenkt damsted

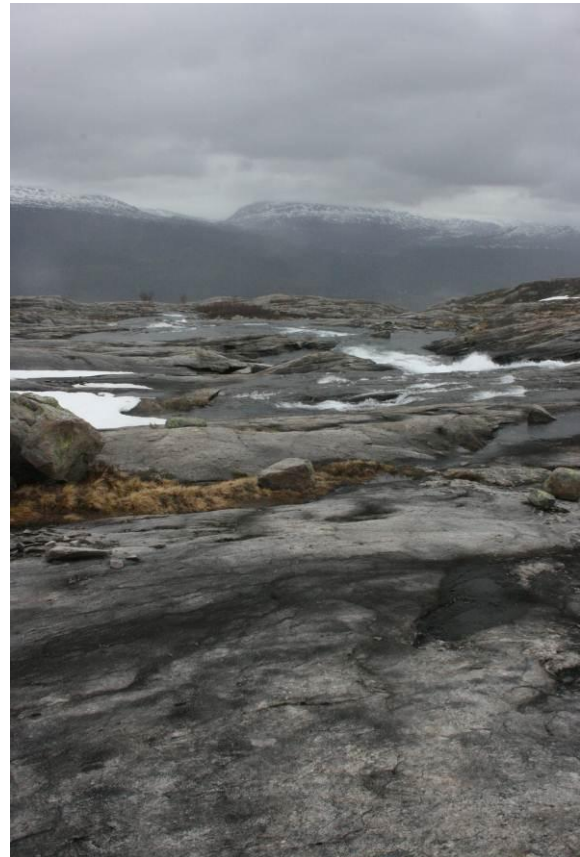


Bilde 1.2 Eksisterende tjern

Bildegruppe 2 VASSDRAGET



Bilde 2.1 Opp mot dam kote kote 380



Bilde 2.2 Nedover fra dam kote 380



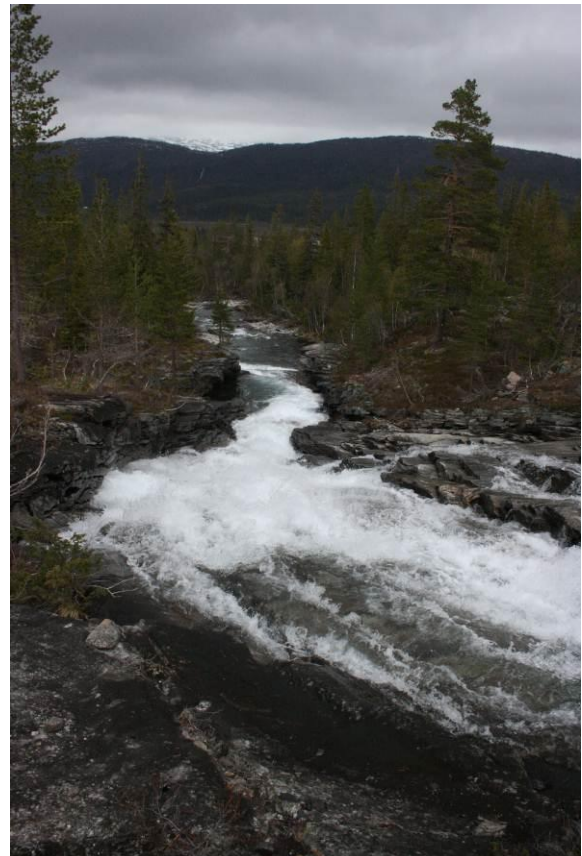
Bilde 2.3 Ca kote 360 moh



Bilde 2.4 Sett oppover fra kote 360



Bilde 2.5 Sett nedover fra ca kote 200



Bilde 2.6 Ca kote 200 moh



Bilde 2.7 Ca kote 120 moh



Bilde 2.8 Ca kote 100 moh

Bildegruppe 3 KRAFTSTASJONEN



Bilde 3.1 Området ved kraftstasjonen

Bildegruppe 4 KRAFTLINJETILKOPLING



Eksisterende kraftlinje til gården

Bildegruppe 5 RØRGATETRASE



Bilde 5.1 Kote 380 moh



Bilde 5.2 Ca kote 360 moh Langs vei



Bilde 5.3 Ca kote 300 moh



Bilde 5.4 Ca kote 240 moh



Bilde 5.5 Ca kote 200 moh



Bilde 5.6 Ca kote 180 moh



Bilde 5.7 Ca kote 120 moh



Bilde 5.8 Kote 100 moh

Bildegruppe 6 ANDRE ELEMENTER



Bilde 6.1 Eksisterende småbruk med vei



Bilde 6.2 Evt ny 22 kV linjetrase

INNHALDSFORTEGNELSE

BILDEGRUPPE 1	VASSDRAGET	2
BILDE 1.1	KOTE 120 MOH Q CA	2
BILDE 1.2	KOTE 120 MOH Q CA	2
BILDE 1.3	2008-05-28 KOTE 225 MOH	3
BILDE 1.4	2008-07-24 KOTE 225 MOH	3
BILDE 1.5	2008-05-28 KOTE 400 MOH	4
BILDE 1.6	2008-07-24 KOTE 400 MOH	4

Bildene er tatt hhv

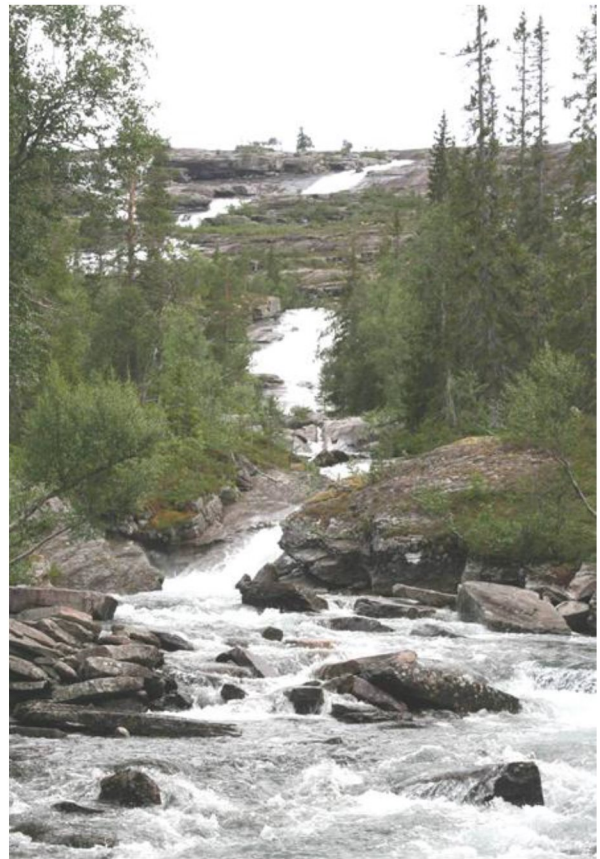
Venstre kolonne 28. mai. 2008 Q = ca 0,3m³/sek

Høyre kolonne 24. juli. 2008 Q = ca 1,0 m³/sek

Bildegruppe 1 VASSDRAGET



Bilde 1.1 Kote 120 moh Q ca



Bilde 1.2 Kote 120 moh Q ca



Bilde 1.3 2008-05-28 Kote 225 moh



Bilde 1.4 2008-07-24 Kote 225 moh



Bilde 1.5 2008-05-28 Kote 400 moh



Bilde 1.6 2008-07-24 Kote 400 moh

Vedlegg 7 - Oversikt over fallrettighetseiere

Gnr/bnr..... Gårdsnavn Eier Adresse Postnr & sted Telefon

Eiendommer på høyre side

1. .. / Statskog SF Boks 63 Sentrum..7801 Namsos..... 07800

Eiendommer på venstre side

2. .. / Jan Ivan Jacobsen Bordvedaven 80...8615 Skonseng 911 15 577

HELGELANDSKRAFT AS

**NETTANALYSE
TILKNYTTING AV KRAFTVERK I
LANGVATN OG RØVASSDAL**

ENDELIG RAPPORT

April 2010

Prosjekt nr.: 5014399

1	29.04.2010	Endelig rapport	JHo	LFO	LFO
0	21.04.2010	Utkast rapport	TBj/JHo	LFO	LFO
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					
Sak NETTANALYSE Tilknytning av kraftverk i Langvatn og Røvassdal			Dato		
			21.04.2010		
			Utarbeidet av		
			Thomas Bjørnerud/ Jarleiv Horve		
			Fagkontrollert av		
			Lars Fosser		
			Godkjent av		
			Lars Fosser		
		Oppdragsnummer	Dokumentnummer	Revisjon	
5014399		1	1		

INNHALDSFORTEGNELSE

1. INNLEDNING	4
2. FORUTSETNINGER	5
2.1. Investeringskostnader.....	5
2.2. Kalkulasjonsrente	6
2.3. Økonomisk levetid	6
2.4. Drift- og vedlikeholdskostnader.....	6
2.5. Produksjon	7
2.6. Nettalternativer	7
2.7. Overføringstap	10
2.8. Tapskostnader	10
2.9. Termisk grenselast	11
3. ØKONOMISKE ANALYSER	13
3.1. Økonomisk optimalt tverrsnitt	13
3.2. Totale kostnader.....	15
3.3. Sensitivitetsanalyser.....	15
4. LASTFLYTANALYSER.....	17
5. OPPSUMMERING OG KONKLUSJON.....	19
5.1. Økonomisk analyse	19
5.2. Lastflytberegninger.....	20
5.3. Konklusjon/anbefaling.....	20

REFERANSER

VEDLEGG

1. INNLEDNING

Denne analysen av nytt regionalnett og distribusjonsnett i Langvatn og Røvassdal på Helgeland er utført på oppdrag av HelgelandsKraft AS i forbindelse med tilknytning av 5 nye kraftverksprosjekter på 23,6 - 27,1 MW.

Denne rapporten er i hovedsak begrenset til en analyse av to alternative tilknytninger til eksisterende 132 kV regionalnett på Helgeland. Tilknytningsalternativene er basert på HelgelandsKraft sine planer for tilknytning av kraftverkene, samt ønske om å vurdere 132 kV, 33 kV og 22 kV spenning på de ulike traseene. Rapporten gir svar på en sammenligning av de to analyserte alternativer for nettilknytting, Strupen eller Røvassdal.

Analysen omfatter følgende:

- En teknisk og økonomisk optimalisering av tverrsnitt på 22 kV tilknytningskablene fra aktuelle kraftverk til nye transformator- koblingsstasjoner.
- En teknisk og økonomisk optimalisering av tverrsnitt på 22 kV, 33 kV og 132 kV kraftlinjer mellom nye transformator- koblingsstasjoner og Strupen eller Røvassdal.
- Lastflytberegninger som gir svar på stasjonære spenningsvariasjoner og belastning på linjer og kabler i de valgte nettløsningen.

Formålet med analysen er å gi svar på hvilket nettalternativ som er best teknisk og økonomisk.

Rapporten presenterer resultater fra den tekniske og økonomiske analysen, samt fra en analyse av stasjonære forhold i nettet.

2. FORUTSETNINGER

I dette avsnittet presenteres forutsetningene som er lagt til grunn for analysen.

2.1. INVESTERINGSKOSTNADER

Dette avsnittet gir en oversikt over investeringskostnadene som er lagt til grunn for analysen.

2.1.1. Kraftkabel og -linje

I den økonomiske analyser er det lagt til grunn følgende investeringskostnader forbundet med kraftkabel og -linje:

Tabell 2-1: Investeringskostnader forbundet med kraftkabel og -linje.

	Type	Spenningsnivå		
		24 kV	36 kV	145 kV
		[kk/km]	[kk/km]	[kk/km]
Enleder kabel	TSLE 3x1x50	398		
	TSLE 3x1x95	433		
	TSLE 3x1x150	474		
	TSLE 3x1x240	508		
	TSLE 3x1x400	608		
	TSLE 3x1x630	708		
Kraftlinje	FeAl 50	639	797	
	FeAl 70	685	853	
	FeAl 95	743	926	1223
	FeAl 120	786	980	1304
	FeAl 150	872	1080	1369
	FeAl 185	927	1148	1451
	FeAl 240	998	1224	1875
	FeAl 253	1147	1408	
	FeAl 300	1234	1514	

Kostnadene for kraftlinjene i tabell 2.1 gjelder for simplex linjer oppført på tremaster. Duplex linjer er antatt å ha en kostnad som er 33 % høyere enn angitt i tabell 2.1.

Kostnadsanslagene for kraftkabel inkluderer alle kostnader med materiell, legging, graving osv.

2.1.2. Krafttransformatorer

Tabell 2-2 viser investeringskostnader som er lagt til grunn for krafttransformatorer. Det er lagt til grunn 30 % tillegg for treviklingstransformatorer.

Tabell 2-2: Investeringskostnader krafttransformator [MNOK].

		132/33 kV	132/22 kV	33/22 kV
		[MNOK]	[MNOK]	[MNOK]
Transformorkapasitet [MVA]	10	2.8	2.8	2.1
	20	3.6	3.6	3.1
	25	4.0	4.0	3.5
	30	4.3	4.3	3.9
	35	4.6	4.6	4.3
	40	4.9	4.9	4.7
	45	5.2	5.2	5.0
	50	5.5	5.5	5.4
	55	5.8	5.8	5.7
	60	6.0	6.0	6.0

2.1.3. Transformatorstasjon

Investeringskostnader lagt til grunn for transformatorstasjon er gitt i Tabell 2-3.

Tabell 2-3: Investeringskostnader transformatorstasjon [kkkr].

Transformatorstasjon (1-bryterstasjon)								
	Ny stasjon				Utvidelse av eksist. stasjon			
	22kV	33 kV	66 kV	132 kV	22kV	33 kV	66 kV	132 kV
Elektrotekniske kostnader pr felt [kkkr]	350	800	1250	2150	450	875	1300	2400
Bygningstekniske kostnader pr felt (Up/22 kV) [kkkr]		2500	3000	4000		175	200	250
Planlegging, frakt og montasje [kkkr]		1300	1300	1300		500	500	500
Grunnerstatning [kkkr]		150	150	150		0	0	0

2.1.4. Koplingsstasjon

Investeringskostnader lagt til grunn for koplingsstasjon er gitt i Tabell 2-4.

Tabell 2-4: Investeringskostnader koplingsstasjon [kkkr]

Koplingsstasjon (1-brytersystem):								
	Ny stasjon				Utvidelse av eksist. stasjon			
	22kV	33 kV	66 kV	132 kV	22kV	33 kV	66 kV	132 kV
Elektrotekniske kostnader pr felt [kkkr]	350	800	1250	2150	450	875	1300	2400
Bygningstekniske kostnader pr felt [kkkr]		1000	1200	1600		175	200	250
Planlegging, frakt og montasje kostnader [kkkr]		1000	1000	1000		500	500	500
Grunnerstatning [kkkr]		150	150	150		0	0	0

2.2. KALKULASJONSRENTE

Kalkulasjonsrenten er i utgangspunktet satt til 4,5 %.

2.3. ØKONOMISK LEVETID

Det er benyttet en økonomisk levetid på 30 år på samtlige vurderte investeringer i distribusjonsnett.

2.4. DRIFT- OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER

Drift- og vedlikeholdskostnadene er antatt å være 1,5 % av nyverdi av komponenten pr. år.

2.5. PRODUKSJON

I analysene er det forutsatt at de aktuelle generatorene kjøres med maksimal aktiv effektproduksjon (MW). Videre er det for tapsberegningene i den økonomiske analysen antatt at kraftverkene kjøres undermagnetisert med reaktiv effekt Q lik ca. 25 % av den aktive produksjonen P (tilsvarer $\cos \phi$ lik 0,97).

Tabell 2-5 angir kraftverkene som er tatt hensyn til i analysen.

Tabell 2-5: Kraftverk i Langvatn og Røvassdal som er analysert.

Kraftverk	Maks produksjon [MW]	Min produksjon [MW]	Maks produksjon [GWh/år]	Min produksjon [GWh/år]	Lokalisering
Gjervallåga	8,8	5,3	-	-	
Øvre Leiråga	5,5	-	19,0	-	
Nedre Leiråga	3,0	-	12,0	-	
Bordveåga	5,0	-	15,0	-	
Ravnåga	1,2	-	6,0	4,0	
Rausandaksla	4,8	-	12,6	-	

Ravnåga kraftverk planlegges tilknyttet eksisterende 22 kV nett, og er ikke vurdert i denne analysen.

2.6. NETTALTERNATIVER

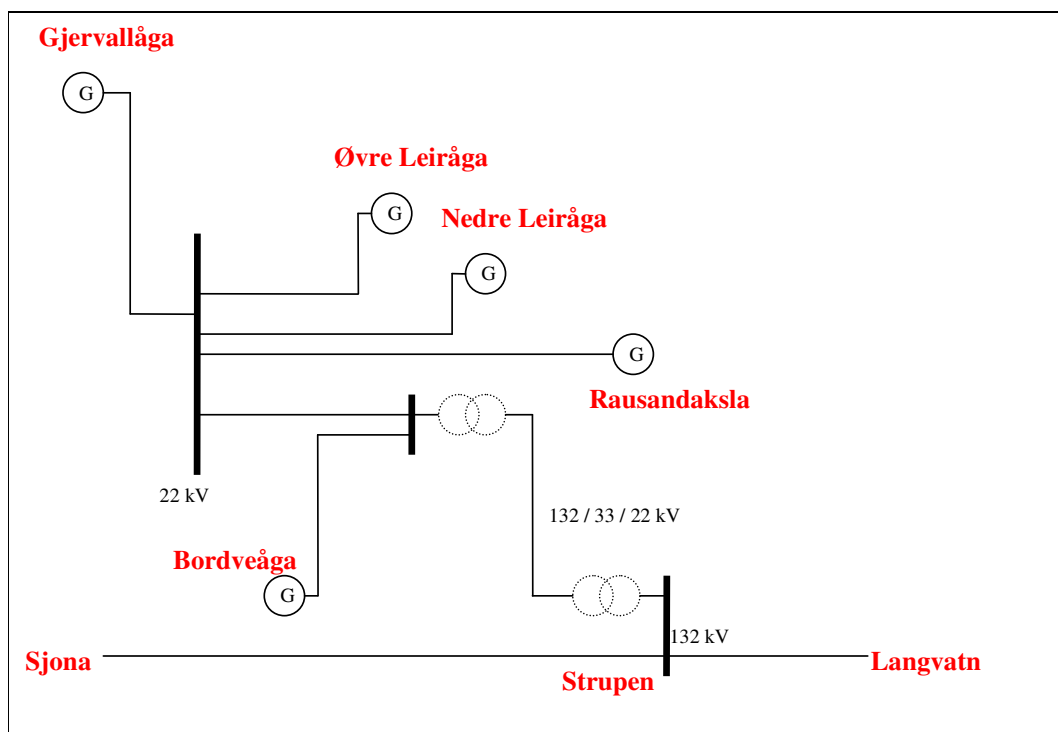
Nettalternativene er utformet med utgangspunkt i HelgelandsKraft sine planer for nettilknytningen av kraftverkene, og dermed begrenset til å omfatte 132 kV, 33 kV og 22 kV spenningsnivå. Det er to alternative tilknytningspunkter i regionalnettet.

Nettalternativ 1: Tilknytning mot Strupen:

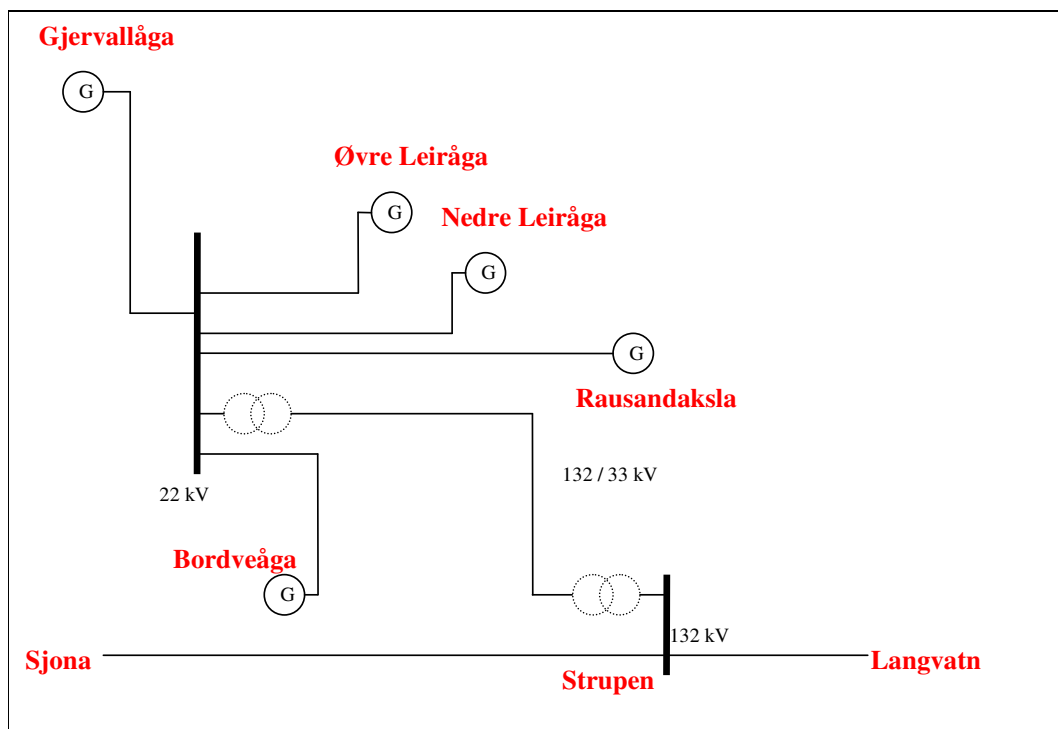
Nettalternativ 1 innebærer at kraftverkene tilknyttes en ny transformatorstasjon/koplingsstasjon Strupen på eksisterende 132 kV kraftlinje mellom Sjona og Langvatn. To ulike varianter av nettutformingen for tilknytning mot Strupen er studert. Forskjellen mellom de to variantene er gitt i Tabell 2-6. En enkel illustrasjon av nettalternativene er gitt i Figur 2-1 og Figur 2-2.

Tabell 2-6: Kort beskrivelse av nettalternativene 1-A og 1-B.

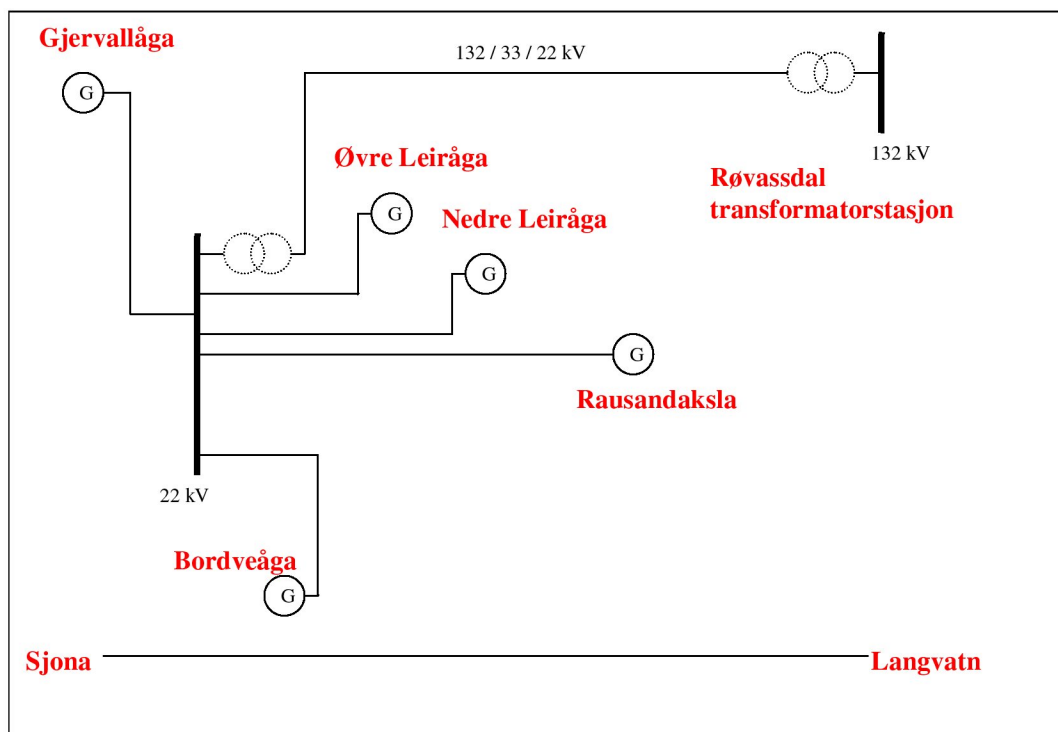
Nettalternativ 1-A	Nettalternativ 1-B
Ny 132/33 kV transformatorstasjon i Strupen og 33/22 kV transformatorstasjon i Bordevåga eller 132 kV koblingsstasjon i Strupen og 132 /22 kV transformatorstasjon i Bordevåga.	Ny 132/33 kV transformatorstasjon i Strupen og 33/22 kV transformatorstasjon i Leiråga eller 132 kV koblingsstasjon i Strupen og 132 /22 kV transformatorstasjon i Leiråga.



Figur 2-1: Systemskisse for nettalternativ 1-A.



Figur 2-2: Systemskisse for nettalternativ 1-B.



Figur 2-4: Systemskisse for nettalternativ 2-B.

2.7. OVERFØRINGSTAP

Overføringstapene er beregnet etter følgende formel:

$$P_{\text{tap}} = 3 * (I^2 * r * l) / 1000$$

der

$$I = 1000 * [P_{\text{prod}} / (U * \cos \varphi * \sqrt{3})]$$

hvor

P_{tap}	-	Overføringstap [kW]
I	-	Overføringsstrøm [A]
r	-	Resistans [ohm/km]
l	-	kabel-/linjelengde [km]
P_{prod}	-	Produsert effekt [MW]
U	-	Linjespenning (22 kV / 33 kV / 132 kV) [kV]
$\cos \varphi$	-	Representerer forholdet mellom aktiv effekt P og reaktiv effekt Q.

I beregningen av overføringstap er de aktuelle kraftverkernes maksimale effektproduksjon (MW) benyttet for P_{prod} , samt at $\cos \varphi$ er antatt lik 0,97.

2.8. TAPSKOSTNADER

Tradisjonelt beregnes kostnadene forbundet med overføringstap etter følgende formel:

$$k_{\text{pekv}} = k_p + k_{\text{wekv}} * T_t$$

hvor

k_{pekv}	-	ekvivalent årskostnad av tap, referert tapenes årsmaksimum [kr/kW år]
k_p	-	kostnad av maksimale effekttap [kr/kW år]
k_{wekv}	-	ekvivalent årskostnad av energitap [kr/kWh]
T_t	-	brukstid for maksimaltap [timer/år]. Satt lik 2400 t/år i denne analysen.

Det aktuelle nettet vil fungere som et rent produksjonsnett. I prinsippet vil effektleddet i formelen representere overføringstap under tunglasttiden. Elvekraftverk vil i hovedsak produsere lite under tunglasttiden, slik at endringer i overføringstap forbundet med produksjon i kraftverkene vil være av liten betydning. For magasinverk vil effektleddet spille en større betydning på totale kostnader forbundet med overføringstap. Overføringstap forbundet med produksjon er her ikke belastet med effekttap, men kun med energileddet i formelen over.

Ekvivalent årskostnad av energitap k_{wekv} er i utgangspunktet satt til 35 øre/kWh.

At effektleddet er utelatt i disse analysene vil kunne favorisere lavere tverrsnitt på linjer og kabler, samt lavere overføringsspenning.

2.9. TERMISK GRENSELAST

Termisk overføringskapasitet avhenger av en rekke faktorer slik som vær, vind og geografisk plassering. Termisk grenselast for kabel- og luftlinjeforbindelser vil kunne variere stort fra sted til sted selv for samme tverrsnitt og type. Det er her valgt å ta utgangspunkt i termisk grenselast som beskrevet i SINTEF sin Planleggingsbok for kraftnett [1]. Termisk grenselast for kraftlinjer baserer seg her på følgende forutsetninger:

Driftstemperatur på ledere:	80 °C
Lufttemperatur:	20 °C
Vindhastighet (flau vind):	0,6 m/s
Emisjonskoeffisient for linen:	0,5
Høyde over havet:	0 m
Sterk solbestråling	
Permeabilitet for Al og Cu:	$\mu = 1$
Permeabilitet for Fe-wire:	$\mu = 20$
Permeabilitet for Fe.kompakt:	$\mu = 360$
Resistansen i positivt/negativt system	

Med disse forutsetningene blir termisk grenselast for luftledninger på 22 kV, 33 kV og 132 kV driftsspenning som gitt i tabell 2.8.

Tabell 2-8: Termisk grenselast for 132 kV og 33 kV luftlinjeforbindelser.

Ledertype			22 kV		33 kV		132 kV	
					lth [A]	[MVA]	lth [A]	[MVA]
FeAl 1x10	6/1		118	4,5	118	6,7	-	-
FeAl 1x16	6/1		171	6,5	171	9,8	-	-
FeAl 1x25	6/1		235	9,0	235	13,4	-	-
FeAl 1x35	6/1		287	10,9	287	16,4	-	-
FeAl 1x50	6/1		362	13,8	362	20,7	-	-
FeAl 1x70	26/7		454	17,3	454	25,9	-	-
FeAl 1x95	26/7		544	20,7	544	31,1	544	124,4
FeAl 1x120	26/7		624	23,8	624	35,7	624	142,7
FeAl 1x150	26/7		727	27,7	727	41,6	727	166,2
FeAl 1x185	26/7		832	31,7	832	47,6	832	190,2
FeAl 1x240	26/7		992	37,8	992	56,7	992	226,8
FeAl 1x300	26/7		1200	45,7	1200	68,6	1200	274,4

Termisk grenselast for kraftkabel baserer seg på følgende forutsetninger:

Maksimal ledertemperatur: PEX = 90 °C
 Temperatur i jord: 15 °C
 Temperatur i luft: 25 °C
 Forlegningsdybde i jord: 0,7 m
 Termisk resistivitet i jord: 10 °C m/W

Enlederkabel forutsatt lukket kappe/skjerm, og flat forlegning med en fri avstand mellom kablene minimum like kabeldiameteren eller 7 cm, eller trekantforlegning.

Med disse forutsetningene blir termisk grenselast for kraftkablene på 22 kV driftsspenning som gitt i Tabell 2-9.

Tabell 2-9: Termisk grenselast for 22 kV enleder kraftkabel.

22 kV				
	Flat forlegning		Tett forlegning	
	lth [A]	[MVA]	lth [A]	[MVA]
TSLE 3x1x50	200	7.6	185	7.0
TSLE 3x1x95	295	11.2	275	10.5
TSLE 3x1x150	370	14.1	355	13.5
TSLE 3x1x240	465	17.7	455	17.3
TSLE 3x1x400	590	22.5	600	22.9
TSLE 3x1x630	715	27.2	745	28.4

3. ØKONOMISKE ANALYSER

Det er utført økonomiske analyser for å undersøke økonomisk optimalt tverrsnitt på linjer og kabler i forbindelse med de nye kraftverkene og transformatorstasjonene. I første omgang er det utført en økonomisk optimalisering av tverrsnitt for ulike spenningsnivå. Deretter er det sett på hvilken systemløsning (spenningsnivå og tverrsnitt) som totalt sett er forbundet med minst kostnader.

3.1. ØKONOMISK OPTIMALT TVERRSNITT

I første omgang er tverrsnitt for de ulike linje- og kabelforbindelsene optimert for de aktuelle spenningsnivåene. Dette avsnittet gir derfor kun en vurdering av hvilket tverrsnitt som er det økonomisk optimale for de forskjellige spenningsnivåene.

3.1.1. Nettilknytning: Gjervallåga kraftverk

Gjervallåga (5,3 MW eller 8,8 MW) er tenkt tilknyttet en ny Leirå koblingsstasjon over en ny 16 km lang produksjonsradial. Tilknytningen er av nettselskapet tenkt realisert ved bruk av kraftkabel. Med forutsetninger som gitt i kapittel 2 vil økonomisk optimalt tverrsnitt på 22 kV kabelforbindelsen være TSLE 3x1x240 Al både ved en produksjon på 5,3 MW og 8,8 MW. Detaljerte beregninger er gitt på side 1 og 2 i vedlegg 1.

3.1.2. Nettilknytting: Øvre Leiråga kraftverk

Øvre Leiråga (5,5 MW) er tenkt tilknyttet en ny Leirå koblingsstasjon over en ny 1,5 km lang 22 kV produksjonsradial. Tilknytningen er av nettselskapet tenkt realisert ved bruk av kraftkabel. Med forutsetningene som gitt i kapittel 2 vil økonomisk optimalt tverrsnitt på 22 kV kabelforbindelsen være TSLE 3x1x240 Al. Detaljerte beregninger er gitt på side 3 i vedlegg 1.

3.1.3. Nettilknytting: Nedre Leiråga kraftverk

Nedre Leiråga (3,0 MW) er tenkt tilknyttet en ny Leirå koblingsstasjon over en ny 1 km lang 22 kV produksjonsradial. Tilknytningen er av nettselskapet tenkt realisert ved bruk av kraftkabel. Med forutsetningene som gitt i kapittel 2 vil økonomisk optimalt tverrsnitt på 22 kV kabelforbindelsen være TSLE 3x1x95 Al. Detaljerte beregninger er gitt på side 4 i vedlegg 1.

3.1.4. Nettilknytting: Bordveåga kraftverk

Tilknytting av Bordveåga (5,0 MW) er avhengig av nettalternativene.

For alternativ 1-A er kraftverket tenkt tilknyttet en ny Bordveåga koblingsstasjon over en ny 0,5 km lang 22 kV produksjonsradial. For alternativene 1-B, 2-A og 2-B er kraftverket tenkt tilknyttet en ny Leirå koblingsstasjon over en ny 4,5 km lang 22 kV produksjonsradial. Tilknytningen er av nettselskapet tenkt realisert ved bruk av kraftkabel. Med forutsetningene som gitt i kapittel 2 vil økonomisk optimalt tverrsnitt på 22 kV kabelforbindelsen være TSLE 3x1x240 Al. Detaljerte beregninger er gitt på side 5 og 6 i vedlegg 1.

3.1.5. Nettilknytting: Rausandaksla kraftverk

Tilknytting av Rausandaksla (4,8 MW) er avhengig av nettalternativene.

For alternativene 1-A, 1-B og 2-B er kraftverket tenkt tilknyttet en ny Leirå koblingsstasjon over en ny 8 km lang 22 kV produksjonsradial. For alternativ 2-A er kraftverket tenkt tilknyttet en ny Røvassdal transformatorstasjon over en ny 11 km lang 22 kV produksjonsradial. Tilknytningen er av nettselskapet tenkt realisert ved bruk av kraftkabel. Med forutsetningene som gitt i kapittel 2 vil økonomisk optimalt tverrsnitt på 22 kV kabelforbindelsen være TSLE 3x1x240 Al. Detaljerte beregninger er gitt på side 7 og 8 i vedlegg 1.

3.1.6. Ny 22 kV kraftlinje Leirå koblingsstasjon - Bordveåga koblingsstasjon

For alternativ 1-A er det antatt en 5 km lang 22 kV kraftlinje mellom Leira koblingsstasjon og Bordveåga koblingsstasjon. Med en produksjon på 5,3 MW i Gjervallåga vil en få en overføring på 18,4 MW på denne kraftledningen. Dersom produksjonen i Gjervallåga økes til 8,8 MW vil overføringen på kraftledningen øke til 21,7 MW. Med forutsetningene som gitt i kapittel 2 vil økonomisk optimalt tverrsnitt på 22 kV kraftledningen være FeAl 240 simplex dersom en har lav produksjon i Gjervallåga og FeAl 240 duplex dersom en har høy produksjon i Gjervallåga. Detaljerte beregninger er gitt på side 9,10,11 og 12 i vedlegg 1.

3.1.7. Ny kraftlinje Bordveåga koblingsstasjon - Strupen transformatorstasjon

For alternativ 1-A er det antatt en 12 km lang kraftlinje mellom og Bordveåga koblingsstasjon og Strupen transformatorstasjon. Med en produksjon på 5,3 MW i Gjervallåga vil en få en overføring på 23,4 MW på denne kraftledningen. Dersom produksjonen i Gjervallåga økes til 8,8 MW vil overføringen på kraftledningen øke til 26,7 MW. Med forutsetningene som gitt i kapittel 2 vil økonomisk optimalt tverrsnitt for en 22 kV kraftledningen være FeAl 240 duplex både for lav produksjon og høy produksjon i Gjervallåga. Ved 33 kV vil tverrsnittet FeAl 240 (simplex) være økonomisk både ved lav og høy produksjon i Gjervallåga, og ved 132 kV vil tverrsnittet FeAl 95 (simplex) være økonomisk ved begge produksjonene i Gjervallåga. Detaljerte beregninger er gitt på sidene 13, 14, 15, 16, 17 og 18 i vedlegg 1.

3.1.8. Ny kraftlinje Leirå koblingsstasjon - Strupen transformatorstasjon

For alternativ 1-B er det antatt en 17 km lang kraftlinje mellom og Leirå koblingsstasjon og Strupen transformatorstasjon. Med en produksjon på 5,3 MW i Gjervallåga vil en få en overføring på 23,4 MW på denne kraftlinjen. Dersom produksjonen i Gjervallåga økes til 8,8 MW vil overføringen på kraftlinjen øke til 26,7 MW. Det er her sett på 33 kV og 132 kV på denne kraftlinjen. Med forutsetningene som gitt i kapittel 2 vil økonomisk optimalt tverrsnitt på 33 kV bli FeAl 240 (simplex) både ved lav og høy produksjon i Gjervallåga, og på 132 kV vil FeAl 95 (simples) være økonomisk ved både lav og høy produksjon i Gjervallåga. Detaljerte beregninger er gitt på sidene 19, 20,21 og 22 i vedlegg 1.

3.1.9. Ny kraftlinje Leirå koblingsstasjon - Røvassdal transformatorstasjon

For alternativ 2-A er det antatt en 19 km lang kraftlinje mellom Leirå koblingsstasjon og Røvassdal transformatorstasjon. I dette alternativet er Rausandaksla kraftverk antatt tilkoblet Røvassdal transformatorstasjon på 22 kV. Med en produksjon på 5,3 MW i Gjervallåga vil en få en overføring på 18,6 MW på denne kraftlinjen. Dersom produksjonen i Gjervallåga økes til 8,8 MW vil overføringen på kraftlinjen øke til 21,9 MW. Det er her sett på 22 kV, 33 kV og 132 kV på denne kraftlinjen. Med forutsetningene som gitt i kapittel 2 vil økonomisk optimalt tverrsnitt på 22 kV bli FeAl 185 (duplex) ved lav produksjon i Gjervallåga og FeAl 240 (duplex) ved høy produksjon i Gjervallåga. Ved 33 kV vil økonomisk tverrsnitt være FeAl 240 (simplex) både ved lav og høy produksjon i Gjervallåga, og ved 132 kV vil tverrsnittet FeAl 95 (simplex) komme best ut. Detaljerte beregninger er gitt på sidene 23, 24, 25, 26, 27 og 28 i vedlegg 1.

For alternativ 2-B er det antatt en 19 km lang kraftlinje mellom Leirå koblingsstasjon og Røvassdal transformatorstasjon. I dette alternativet er Rausandaksla kraftverk antatt tilkoblet Leirå koblingsstasjon på 22 kV. Med en produksjon på 5,3 MW i Gjervallåga vil en få en overføring på 23,4 MW på denne kraftlinjen. Dersom produksjonen i Gjervallåga økes til 8,8 MW vil overføringen på kraftlinjen øke til 26,8 MW. Det er her sett på 22, 33 og 132 kV på denne kraftlinjen. Med forutsetningene som gitt i kapittel 2 vil økonomisk optimalt tverrsnitt på 22 kV bli FeAl 240 (duplex) både ved lav og høy produksjon i Gjervallåga. Ved 33 kV vil økonomisk tverrsnitt FeAl 240 (simplex) ved både lav og høy produksjon i Gjervallåga. Ved 132 kV vil økonomisk tverrsnitt være FeAl 95 (simplex) både ved lav og høy produksjon i Gjervallåga. Detaljerte beregninger er gitt på sidene 29, 30, 31, 32, 33 og 34 i vedlegg 1.

3.2. TOTALE KOSTNADER

Til slutt er det utført en sammenligning av totale kostnader forbundet med de ulike systemløsningene skissert under avsnitt 2.6. Alle kostnader fra 22 kV bryterfelt i kraftverkene er medtatt i alle alternativene.

Tabell 3-1 og Tabell 3-2 viser totale diskonterte kostnader ved lav henholdsvis høy produksjon i Gjervallåga. Detaljerte beregninger er vist på sidene 35 - 42 i vedlegg 1. Resultatene viser at ved tilknytting mot Strupen, vil alternativet med å gå med 132 kV helt til Leirå bli betydelig rimeligere enn å føre kraften på 22 kV eller 33 kV helt til Strupen. Dette gjelder både for høy og lav produksjon i Gjervallåga. Dersom en velger tilknytting mot Røvassdal vil det også være økonomisk gunstigst å gå med 132 kV helt fram til Leirå. Det er riktignok bare en marginal forskjell til løsningen med 22 kV forbindelse Leirå - Røvassdal ved lav produksjon i Gjervallåga og dersom Rausandaksla skal tilkobles Røvassdal på egen 22 kV produksjonsradial.

Tabell 3-1: Diskonterte kostnader (lav produksjon i Gjervallåga).

	Alt. 1-A	Alt. 1-B	Alt. 2-A	Alt. 2-B
Investeringskostnader [MNOK]	67,5	68,2	57,8	61,3
Tapskostnader [MNOK]	7,1	4,6	13,1	3,8
Drift- og vedlikeholdskostnader [MNOK]	16,5	16,7	14,1	15,0
Totale neddiskonterte kostnader [MNOK]	91,1	89,4	85,0	80,2

Tabell 3-2: Diskonterte kostnader (høy produksjon i Gjervallåga).

	Alt. 1-A	Alt. 1-B	Alt. 2-A	Alt. 2-B
Investeringskostnader [MNOK]	69,5	68,5	60,2	61,6
Tapskostnader [MNOK]	9,0	8,1	16,8	7,0
Drift- og vedlikeholdskostnader [MNOK]	17,0	16,7	14,7	15,1
Totale neddiskonterte kostnader [MNOK]	95,4	93,2	91,7	83,7

3.3. SENSITIVITETSANALYSE

Det er utført beregninger for å studere resultatenes sensitivitet med hensyn til variasjoner i inngangsparametere som er beheftet med usikkerhet.

3.3.1. Økonomisk levetid

Som utgangspunkt i analysene er det benyttet en økonomisk levetid på 30 år. Beregninger viser at resultatene (valgt spenningsnivå og tverrsnitt) ikke er sensitive med hensyn til økning i økonomisk levetid til 40 år.

3.3.2. Kalkulasjonsrente

Med bakgrunn i SINTEFs planleggingsbok for kraftnett er det i utgangspunktet benyttet en kalkulasjonsrente på 4,5 %.

Det er valgt å studere om valg av optimalt tverrsnitt og spenningsnivå er svært sensitivt med hensyn til variasjoner i kalkulasjonsrenten (3,0 % - 4,5 % - 6,0 % - 7,5 % - 9,0 %). Kalkulasjonsrentens innvirkning på valg av optimalt tverrsnitt er illustrert i Tabell 3-3.

Tabell 3-3: Kalkulasjonsrentens innvirkning på valg av tverrsnitt og spenningsnivå.

Delstrekning	Kalkulasjonsrente				
	3,0 %	4,5 %	6,0 %	7,5 %	9,0 %
Leirå - Strupen	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95
Leirå - Røvassdal	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95
Gjervallåga - Leirå	22 kV 3x1x400	22 kV 3x1x240	22 kV 3x1x240	22 kV 3x1x240	22 kV 3x1x240
Nedre Leiråga - Leirå	22 kV 3x1x95	22 kV 3x1x95	22 kV 3x1x95	22 kV 3x1x95	22 kV 3x1x95

For strekningene Leirå - Strupen og Leirå - Røvassdal vil kalkulasjonsrenten ikke ha noen innvirkning på valg av spenningsnivå og tverrsnitt. Dette skyldes at det er antatt en høy overføring på disse delstrekningene og investeringskostnadene ved de ulike spenningsnivå blir da omtrent den samme uansett spenningsnivå. Videre er det ved 132 kV spenning antatt at laveste tverrsnitt er FeAl 95. Om også lavere tverrsnitt var blitt vurdert ville en nok kommet ut med et noe lavere tverrsnitt ved de høyeste kalkulasjonsrentene.

Generelt vil en høyere kalkulasjonsrente favorisere et lavere tverrsnitt.

3.3.3. Kraftpris

Som utgangspunkt er det benyttet en energipris på 35 øre/kWh i beregningen av tapskostnadene. Kraftprisens innvirkning på valg av nettløsning er vist i Tabell 3-4. Resultatene viser at høyere kraftpris favoriserer høyere tverrsnitt på 22 kV kablene.

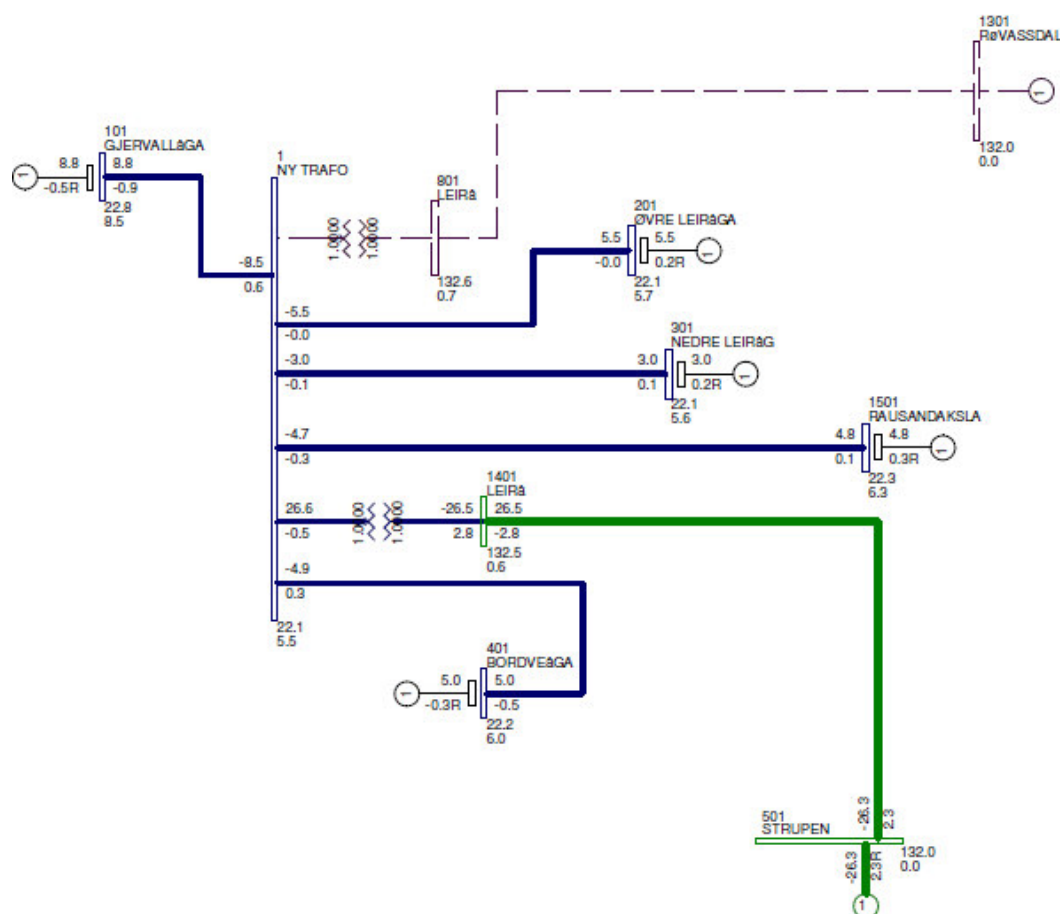
Tabell 3-4: Kraftprisens innvirkning på valg av tverrsnitt og spenningsnivå.

Delstrekning	Kraftpris [øre/kWh]			
	20	35	50	65
Leirå - Strupen	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95
Leirå - Røvassdal	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95	132 kV FeAl 95
Gjervallåga - Leirå	22 kV 3x1x240	22 kV 3x1x240	22 kV 3x1x400	22 kV 3x1x630
Nedre Leiråga - Leirå	22 kV 3x1x95	22 kV 3x1x95	22 kV 3x1x95	22 kV 3x1x150

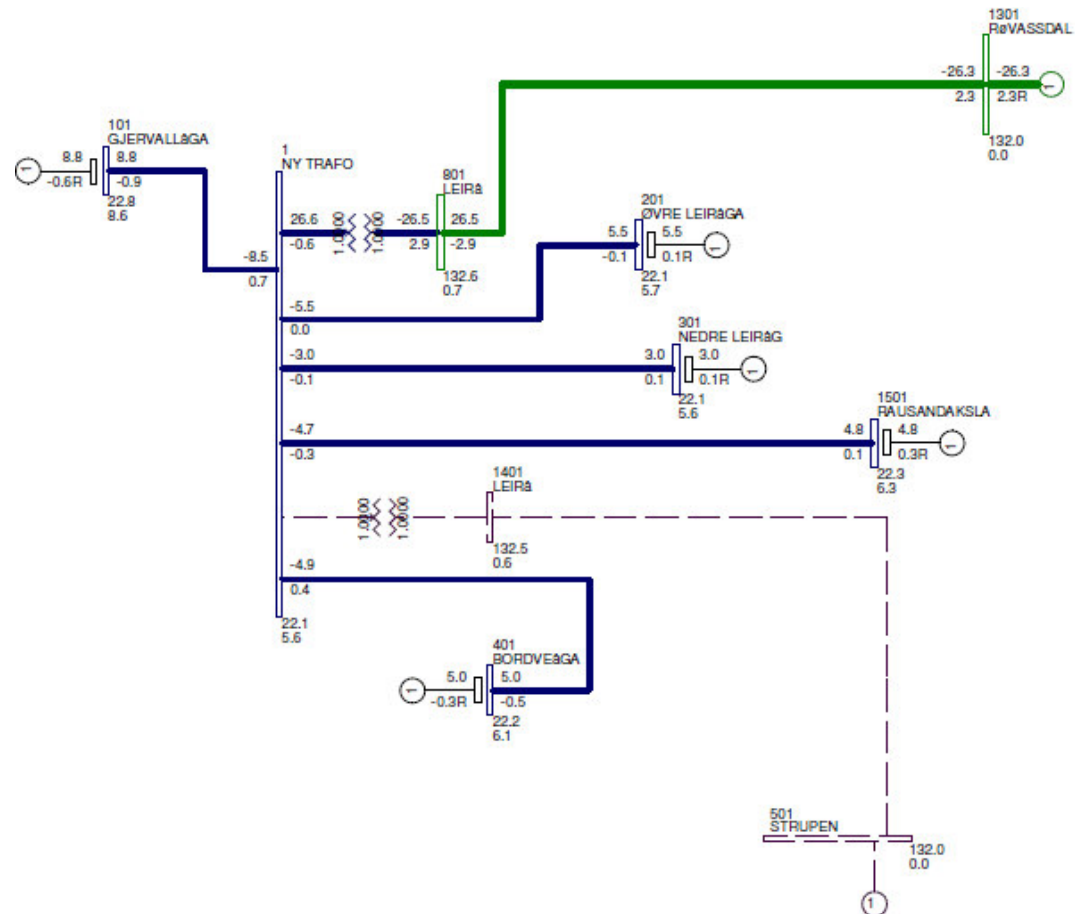
4. LASTFLYTANALYSER

Det er utført lastflytanalyser for de økonomisk gunstigste nettløsningene, alternativ 1-B og 2-B. Antatte data for linjer og kabler er gitt i vedlegg III, for generatortransformatorer er det benyttet en kortslutningsimpedans på 5 % mens 8 % er benyttet for 132/22 kV transformatorene. Lastflytmodellen er begrenset til en modell av det aktuelle nettet til og med 132 kV samleskinner i Strupen og Røvassdal. Svingmaskin er lagt til disse samleskinnene.

Lastflytberegningene viser at de valgte systemløsningene gir akseptable spennings- og flytforhold under normale driftsforhold, se figurene 4-1 og 4-2. Det er ikke undersøkt om det vil være kapasitetsproblemer i det eksisterende 132 kV nettet.



Figur 4-1: Lastflytskjema for full aktiv effektproduksjon i kraftverkene. Netternetiv 1-B



5. OPPSUMMERING OG KONKLUSJON

Denne analysen vurderer tilknytting av 5 kraftverk med en produksjon på 23,6 - 27,1 MW mellom Langvatn og Røvassdal på Helgeland. Nettilknyttingen av kraftverkene er planlagt enten ved å etablere en transformatorstasjon/koblingsstasjon Strupen på eksisterende 132 kV linje mellom Sjona og Langvatn eller mot en ny 132 kV stasjon i Røvassdal Med utgangspunkt i HelgelandsKraft sine planer er det etablert fire alternative nettutforminger:

Alt.1-A	22 kV, 33 kV eller 132 kV Strupen - Bordveåga 22 kV Bordveåga - Leirå 22 kV Bordveåga kraftverk- Bordveåga
Alt. 1-B	33 kV eller 132 kV Strupen - Leirå 22 kV Bordveåga kraftverk- Leirå
Alt. 2-A	22 kV, 33 kV eller 132 kV Røvassdal - Leirå 22 kV Rausandaksla kraftverk - Røvassdal
Alt. 2-B	22 kV, 33 kV eller 132 kV Røvassdal - Leirå 22 kV Rausandaksla kraftverk- Leirå

Denne rapporten gir svar på optimal nettløsning samt optimalt tverrsnitt og spenningsnivå på delstrekninger og produksjonsradialer ved hver at tilknyttingsalternativene Strupen eller Røvassdal. Etter avtale med HelgelandsKraft er forholdene i det omkringliggende 132 kV nettet er ikke vurdert her. Således er en fullstendig teknisk/økonomisk sammenlikning av de to tilknyttingsalternativene, hvor også tap i det omkringliggende 132 kV nettet tas med, ikke utført i denne studien.

5.1. ØKONOMISK ANALYSE

Det er utført økonomisk optimalisering av alle overførnevnte delstrekninger samt tilknytting av kraftverkene.

Som utgangspunkt for analysen er følgende forutsetninger lagt til grunn:

- 4,5 % kalkulasjonsrente
- 30 års økonomisk levetid
- Drifts og vedlikeholdskostnader på 1,5 % av nyverdi av komponent pr. år
- Kraftpris lik 35 øre/kWh

Resultatene fra de økonomiske beregningene viser at nettalternativene 1-B og 2-B er mest gunstig. For begge disse løsningene bør 132 kV kraftlinje bygges helt fram til Leirå. Med forutsetninger som nevnt ovenfor er økonomisk optimale tverrsnitt for de aktuelle forbindelser gitt i tabellene 5-1 og 5-2.

Tabell 5-1. Optimale tverrsnitt ved alternativ 1-B.

Delstrekning	Spenningsnivå og tverrsnitt
Gjervallåga - Leirå transformatorstasjon	22 kV TSLE 3x1x240
Øvre Leiråga - Leirå transformatorstasjon	22 kV TSLE 3x1x240
Nedre Leiråga - Leirå transformatorstasjon	22 kV TSLE 3x1x95
Bordveåga - Leirå transformatorstasjon	22 kV TSLE 3x1x240
Rausandaksla - Leirå transformatorstasjon	22 kV TSLE 3x1x240
Leirå transformatorstasjon - Strupen koblingsstasjon	132 kV FeAl 95 (simplex)

Tabell 5-2. Optimale tverrsnitt ved alternativ 2-B.

Delstrekning	Spenningsnivå og tverrsnitt
Gjervallåga - Leirå transformatorstasjon	22 kV TSLE 3x1x240
Øvre Leiråga - Leirå transformatorstasjon	22 kV TSLE 3x1x240
Nedre Leiråga - Leirå transformatorstasjon	22 kV TSLE 3x1x95
Bordveåga - Leirå transformatorstasjon	22 kV TSLE 3x1x240
Rausandaksla - Leirå transformatorstasjon	22 kV TSLE 3x1x240
Leirå transformatorstasjon - Røvassdal transformatorstasjon	132 kV FeAl 95 (simplex)

Sensitivitetsanalyser er utført med hensyn til økonomisk levetid, kalkulasjonsrente og kraftpris. Sensitivitetsanalysen indikerer at høyere kraftpris vil gi et noe høyere kabeltverrsnitt på produksjonsradialene.

5.2. LASTFLYTBREGNINGER

Det er utført lastflytanalyser for å undersøke om de økonomisk beste løsningene tilfredsstiller krav til stasjonære spenningsvariasjoner og flytforhold. Disse beregningene viser at stasjonære spenningsvariasjoner og flytforhold er akseptable for både alternativ 1-B og alternativ 2-B.

5.3. KONKLUSJON/ANBEFALING

Ved tilknytning mot Strupen anbefales nettalternativ 1-B med 132 kV koblingsstasjon i Strupen og 132/22 kV transformatorstasjon i Leirå. Ved tilknytning mot Røvassdal anbefales nettalternativ 2-B med 132/22 kV transformatorstasjon i Røvassdal. Følgende tverrsnitt anbefales på linjer og kabler:

- Gjervallåga - Leirå transformatorstasjon 22 kV TSLE 3x1x240
- Øvre Leiråga - Leirå transformatorstasjon 22 kV TSLE 3x1x240
- Nedre Leiråga - Leirå transformatorstasjon 22 kV TSLE 3x1x95
- Bordveåga - Leirå transformatorstasjon 22 kV TSLE 3x1x240
- Rausandaksla - Leirå transformatorstasjon 22 kV TSLE 3x1x240
- og
- Leirå transformatorstasjon - Strupen koblingsstasjon 132 kV FeAl 95
- eller
- Leirå transformatorstasjon - Røvassdal transformatorstasjon 132 kV FeAl 95

For å kunne foreta en fullstendig teknisk/økonomisk sammenlikning av de to tilknytningsalternativene må også det omkringliggende 132 kV nettet tas med i analysen. Dermed vil kostnader ved eventuelle nødvendige forsterkningstiltak, drift og vedlikeholdskostnader samt de totale tapkostnader, tas med i sammenlikningen.

REFERANSER

- [1] - **Planleggingsbok for kraftnett, Bind I**
SINTEF Energiforskning AS

VEDLEGG I:

ØKONOMISKE BEREGNINGER

Dette vedlegget presenterer resultatene fra den økonomiske analysen av tverrsnittet på nye kraftlinjer og -kabler i forbindelse med nettilknytningen av de aktuelle kraftverkene.

Tilknytting av kraftverkene:

Side 1:	Gjervallåga tilknyttet Leirå koblingsstasjon. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 2:	Gjervallåga tilknyttet Leirå koblingsstasjon. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 3:	Øvre Leiråga tilknyttet Leirå koblingsstasjon.
Side 4:	Nedre Leiråga tilknyttet Leirå koblingsstasjon.
Side 5:	Bordveåga tilknyttet Bordveåga koblingsstasjon.
Side 6:	Bordveåga tilknyttet Leirå koblingsstasjon.
Side 7:	Rausandaksla tilknyttet Leirå koblingsstasjon.
Side 8:	Rausandaksla tilknyttet Røvassdal transformatorstasjon.

Nettalternativ 1-A.

22 kV kraftlinje Leirå koblingsstasjon - Bordveåga koblingsstasjon:

Side 9:	Duplex. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 10:	Simplex. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 11:	Duplex. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 12:	Simplex. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.

Kraftlinje Bordveåga koblingsstasjon - Strupen transformatorstasjon.

Side 13:	22 kV duplex kraftlinje. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 14:	22 kV duplex kraftlinje. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 15:	33 kV simplex kraftlinje. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 16:	33 kV simplex kraftlinje. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 17:	132 kV simplex kraftlinje. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 18:	132 kV simplex kraftlinje. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.

Nettalternativ 1-B.

Kraftlinje Leirå koblingsstasjon - Strupen transformatorstasjon.

Side 19:	33 kV simplex kraftlinje. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 20:	33 kV simplex kraftlinje. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 21:	132 kV simplex kraftlinje. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 22:	132 kV simplex kraftlinje. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.

Nettalternativ 2-A.**Kraftlinje Leirå koblings/transformatorstasjon - Røvassdal transformatorstasjon.**

Side 23:	22 kV duplex kraftlinje. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 24:	22 kV duplex kraftlinje. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 25:	33 kV simplex kraftlinje. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 26:	33 kV simplex kraftlinje. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 27:	132 kV simplex kraftlinje. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 28:	132 kV simplex kraftlinje. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.

Nettalternativ 2-B.**Kraftlinje Leirå koblingsstasjon - Røvassdal transformatorstasjon.**

Side 29:	22 kV duplex kraftlinje. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 30:	22 kV duplex kraftlinje. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 31:	33 kV simplex kraftlinje. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 32:	33 kV simplex kraftlinje. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 33:	132 kV simplex kraftlinje. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 34:	132 kV simplex kraftlinje. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.

Sammenligning av totalkostnadene.

Side 35:	Nettalternativ 1-A. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 36:	Nettalternativ 1-A. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 37:	Nettalternativ 1-B. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 38:	Nettalternativ 1-B. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 39:	Nettalternativ 2-A. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 40:	Nettalternativ 2-A. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 41:	Nettalternativ 2-B. 5,3 MW produksjon i Gjervallåga.
Side 42:	Nettalternativ 2-B. 8,8 MW produksjon i Gjervallåga.

NETTILKNYTNING AV GJERVALLÅGA KRAFTVERK

Gjervallåga - Leirå koblingsstasjon

Innstallert effekt, maks	MW	5,3
Brukstid	timer/år	0
Produksjon, året	GWh	

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spennning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

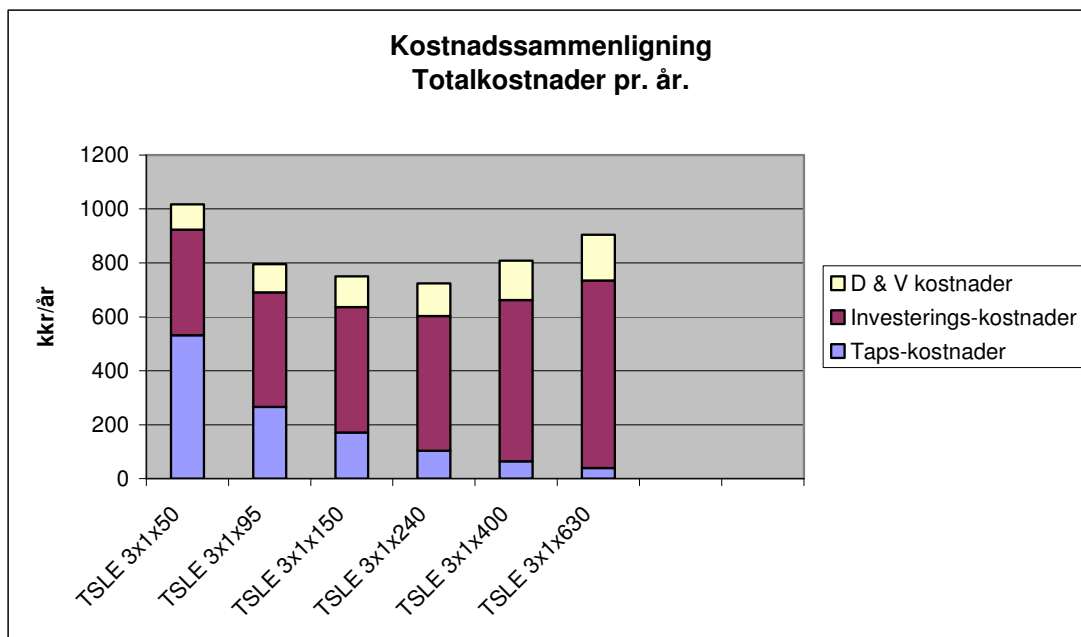
Lengde av 22 kV kabel	km	16
Overført strøm	A	143
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 16 km		
	Kabel- kostnader [kkkr]	Kabel- kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
TSLE 3x1x50	6368	398
TSLE 3x1x95	6928	433
TSLE 3x1x150	7584	474
TSLE 3x1x240	8128	508
TSLE 3x1x400	9728	608
TSLE 3x1x630	11328	708

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
TSLE 3x1x50	0,641	633	531	6368	96	1018
TSLE 3x1x95	0,320	316	265	6928	104	795
TSLE 3x1x150	0,206	203	171	7584	114	750
TSLE 3x1x240	0,125	123	104	8128	122	725
TSLE 3x1x400	0,078	77	65	9728	146	808
TSLE 3x1x630	0,047	46	39	11328	170	904

MINIMUM TOTAL ÅRSKOSNAD: TSLE 3x1x240

725



NETTILKNYTNING AV GJERVALLÅGA KRAFTVERK

Gjervallåga - Leirå koblingsstasjon

Innstallert effekt, maks	MW	8,8
Brukstid	timer/år	0
Produksjon, året	GWh	

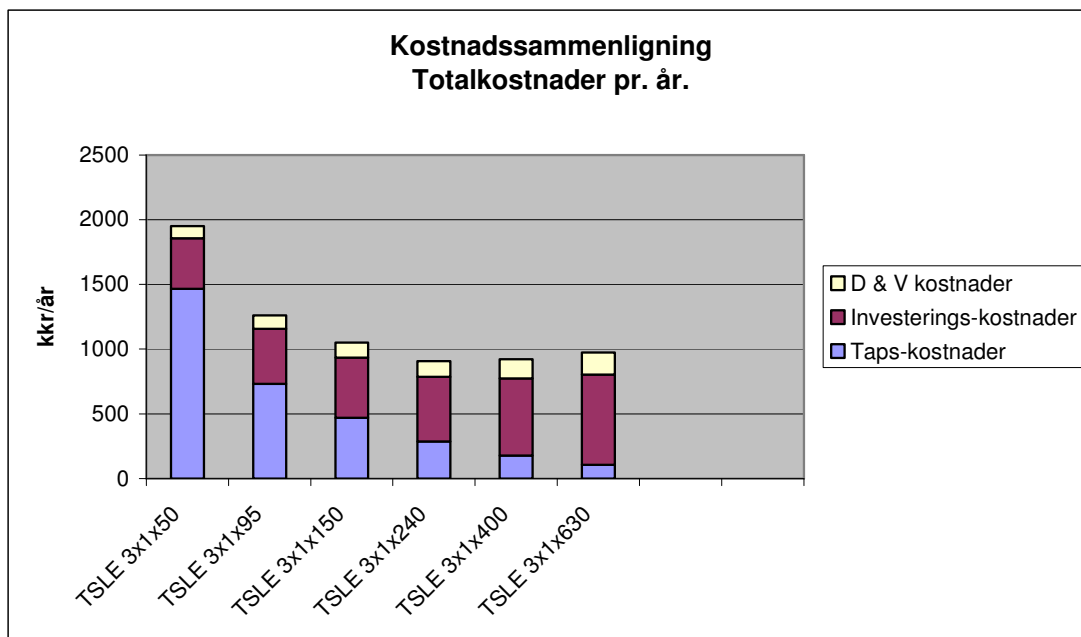
Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spennings	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	16
Overført strøm	A	238
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 16 km		
	Kabel- kostnader [kkkr]	Kabel- kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
TSLE 3x1x50	6368	398
TSLE 3x1x95	6928	433
TSLE 3x1x150	7584	474
TSLE 3x1x240	8128	508
TSLE 3x1x400	9728	608
TSLE 3x1x630	11328	708

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	Investerings- kostnader [kkkr/år]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
TSLE 3x1x50	0,641	1744	1465	6368	391	96	1951
TSLE 3x1x95	0,320	871	731	6928	425	104	1261
TSLE 3x1x150	0,206	560	471	7584	466	114	1050
TSLE 3x1x240	0,125	340	286	8128	499	122	907
TSLE 3x1x400	0,078	212	178	9728	597	146	921
TSLE 3x1x630	0,047	128	107	11328	695	170	973

MINIMUM TOTAL ÅRSKOSNAD: TSLE 3x1x240 907



Øvre Leiråga - Leirå koblingsstasjon

Innstallert effekt, maks	MW	5,5
Bruktid	timer/år	3455
Produksjon, året	GWh	19,0

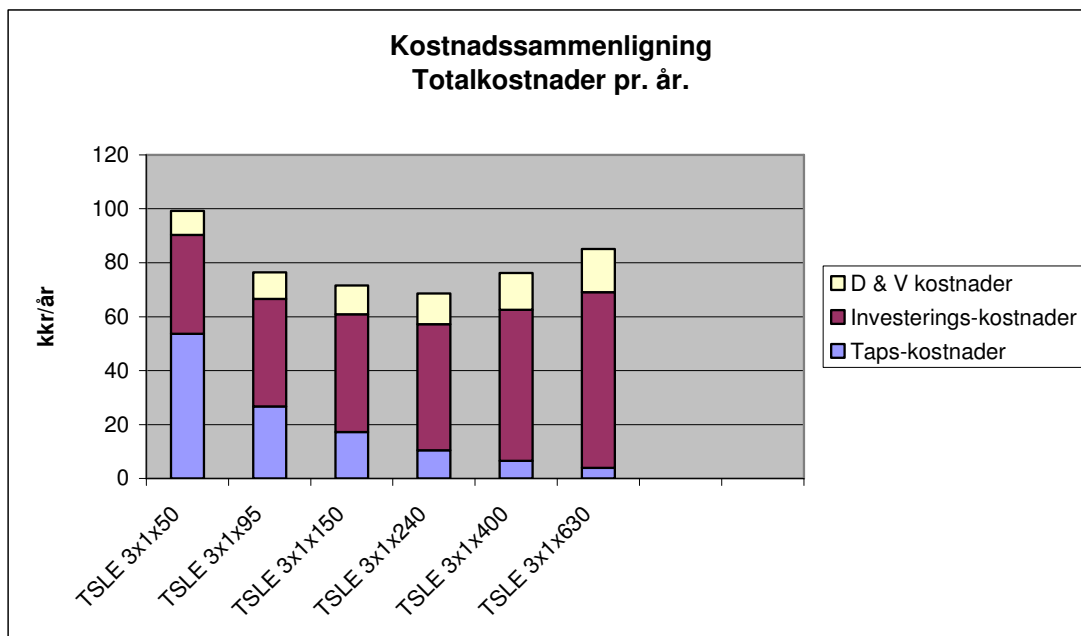
Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	1,5
Overført strøm	A	149
Bruktid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER:			1,5 km
	Kabel-	Kabel-	
	kostnader	kostnader	
Tverrsnitt	[kkr]	[kkr/km]	
TSLE 3x1x50	597	398	
TSLE 3x1x95	650	433	
TSLE 3x1x150	711	474	
TSLE 3x1x240	762	508	
TSLE 3x1x400	912	608	
TSLE 3x1x630	1062	708	

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkr/år]	Investerings- kostnader [kkr]		D & V kostnader [kkr/år]	Totale kostnader [kkr/år]
TSLE 3x1x50	0,641	64	54	597	37	9	99
TSLE 3x1x95	0,320	32	27	650	40	10	76
TSLE 3x1x150	0,206	21	17	711	44	11	72
TSLE 3x1x240	0,125	12	10	762	47	11	69
TSLE 3x1x400	0,078	8	7	912	56	14	76
TSLE 3x1x630	0,047	5	4	1062	65	16	85

MINIMUM TOTAL ÅRSKOSNAD: TSLE 3x1x240 69



NETTILKNYTNING AV NEDRE LEIRVÅGA KRAFTVERK

Nedre Leiråga - Leirå koblingsstasjon

Innstallert effekt, maks	MW	3
Brukstid	timer/år	4000
Produksjon, året	GWh	12,0

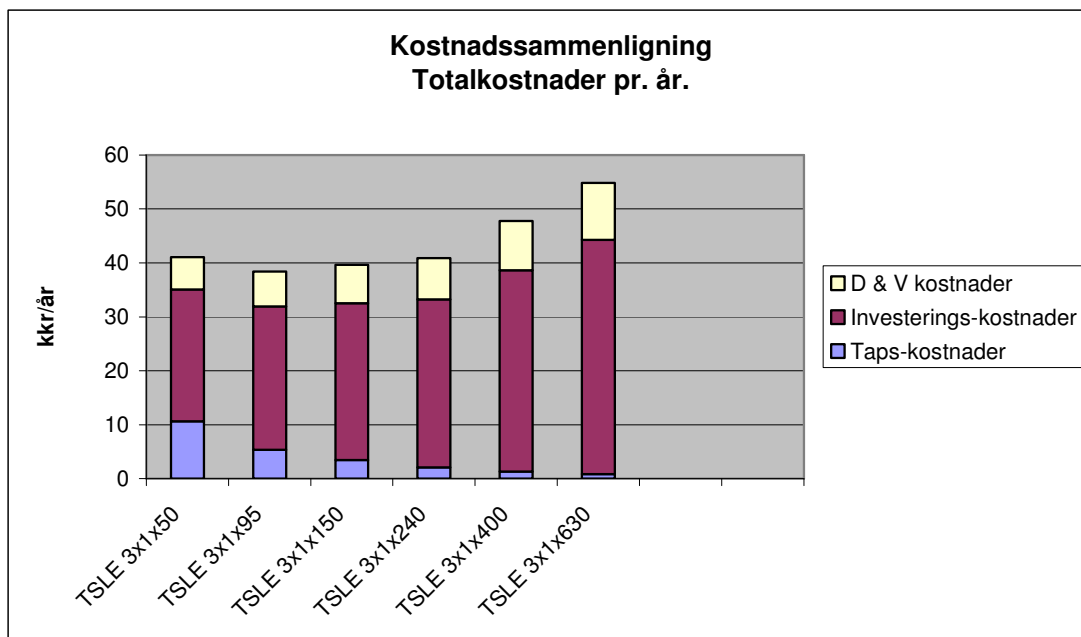
Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spennings	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	1
Overført strøm	A	81
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 1 km		
	Kabel- kostnader [kkkr]	Kabel- kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
TSLE 3x1x50	398	398
TSLE 3x1x95	433	433
TSLE 3x1x150	474	474
TSLE 3x1x240	508	508
TSLE 3x1x400	608	608
TSLE 3x1x630	708	708

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]		D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
TSLE 3x1x50	0,641	13	11	398	24	6	41
TSLE 3x1x95	0,320	6	5	433	27	6	38
TSLE 3x1x150	0,206	4	3	474	29	7	40
TSLE 3x1x240	0,125	2	2	508	31	8	41
TSLE 3x1x400	0,078	2	1	608	37	9	48
TSLE 3x1x630	0,047	1	1	708	43	11	55

MINIMUM TOTAL ÅRSKOSNAD: **TSLE 3x1x95** **38**



NETTILKNYTNING AV BORDVEÅGA KRAFTVERK

Bordveåga - Bordveåga koblingsstasjon

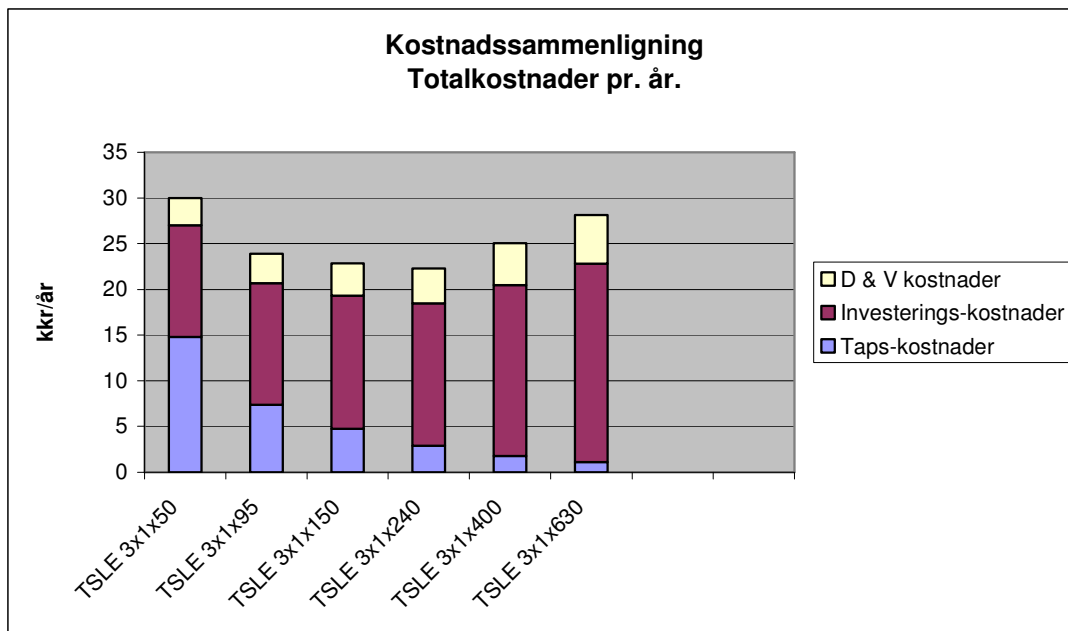
Innstallert effekt, maks	MW	5
Bruktid	timer/år	3000
Produksjon, året	GWh	15,0

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	0,5
Overført strøm	A	135
Bruktid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 0,5 km		
Tverrsnitt	Kabel- kostnader [kkkr]	Kabel- kostnader [kkkr/km]
TSLE 3x1x50	199	398
TSLE 3x1x95	217	433
TSLE 3x1x150	237	474
TSLE 3x1x240	254	508
TSLE 3x1x400	304	608
TSLE 3x1x630	354	708

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
TSLE 3x1x50	0,641	18	15	199	12	30
TSLE 3x1x95	0,320	9	7	217	13	24
TSLE 3x1x150	0,206	6	5	237	15	23
TSLE 3x1x240	0,125	3	3	254	16	22
TSLE 3x1x400	0,078	2	2	304	19	25
TSLE 3x1x630	0,047	1	1	354	22	28
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: TSLE 3x1x240						22



NETTILKNYTNING AV BORDVEÅGA KRAFTVERK

Bordveåga - Leirå koblingsstasjon

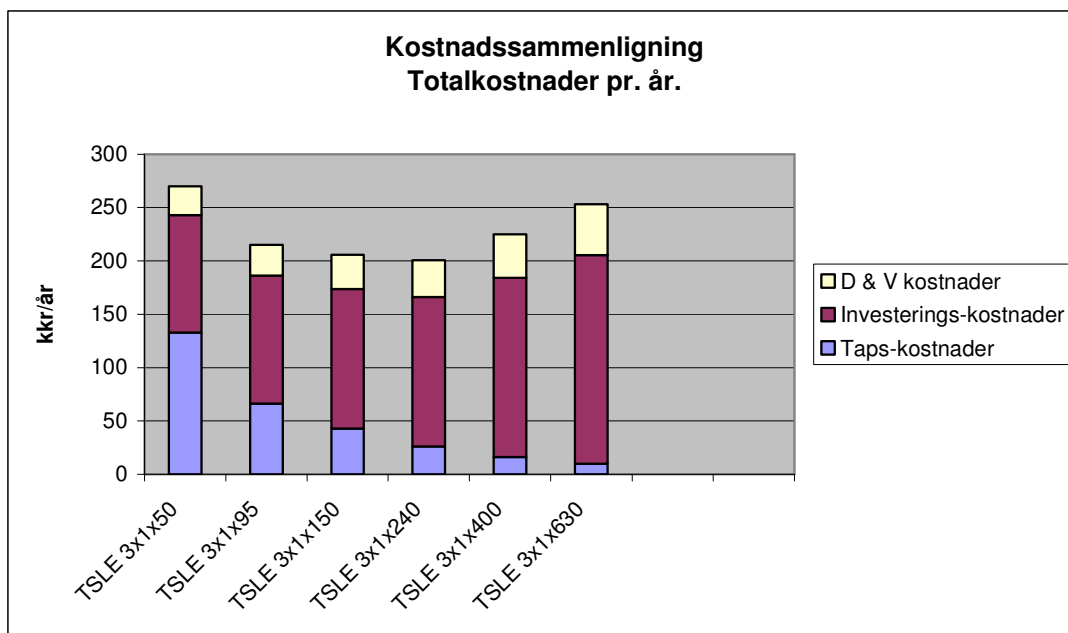
Innstallert effekt, maks	MW	5
Bruktid	timer/år	3000
Produksjon, året	GWh	15,0

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	4,5
Overført strøm	A	135
Bruktid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 4,5 km		
	Kabel- kostnader [kkkr]	Kabel- kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
TSLE 3x1x50	1791	398
TSLE 3x1x95	1949	433
TSLE 3x1x150	2133	474
TSLE 3x1x240	2286	508
TSLE 3x1x400	2736	608
TSLE 3x1x630	3186	708

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]		D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
TSLE 3x1x50	0,641	158	133	1791	110	27	270
TSLE 3x1x95	0,320	79	66	1949	120	29	215
TSLE 3x1x150	0,206	51	43	2133	131	32	206
TSLE 3x1x240	0,125	31	26	2286	140	34	201
TSLE 3x1x400	0,078	19	16	2736	168	41	225
TSLE 3x1x630	0,047	12	10	3186	196	48	253
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: TSLE 3x1x240				201			



NETTILKNYTNING AV RAUSANDAKSLA KRAFTVERK

Rausandaksla - Leirå koblingsstasjon

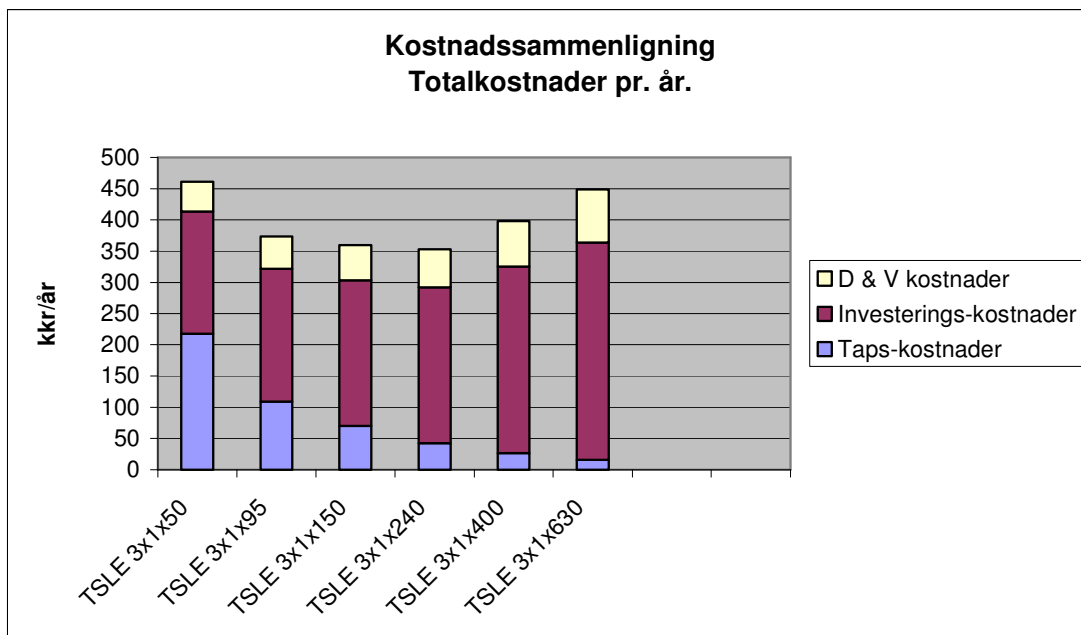
Innstallert effekt, maks	MW	4,8
Brukstid	timer/år	2625
Produksjon, året	GWh	12,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	8
Overført strøm	A	130
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 8 km		
	Kabel- kostnader [kkkr]	Kabel- kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
TSLE 3x1x50	3184	398
TSLE 3x1x95	3464	433
TSLE 3x1x150	3792	474
TSLE 3x1x240	4064	508
TSLE 3x1x400	4864	608
TSLE 3x1x630	5664	708

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]		D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
TSLE 3x1x50	0,641	259	218	3184	195	48	461
TSLE 3x1x95	0,320	130	109	3464	213	52	373
TSLE 3x1x150	0,206	83	70	3792	233	57	360
TSLE 3x1x240	0,125	51	42	4064	249	61	353
TSLE 3x1x400	0,078	32	27	4864	299	73	398
TSLE 3x1x630	0,047	19	16	5664	348	85	449
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD:				TSLE 3x1x240		353	



NETTILKNYTNING AV RAUSANDAKSLA KRAFTVERK

Rausandaksla - Røvassdal transformatorstasjon

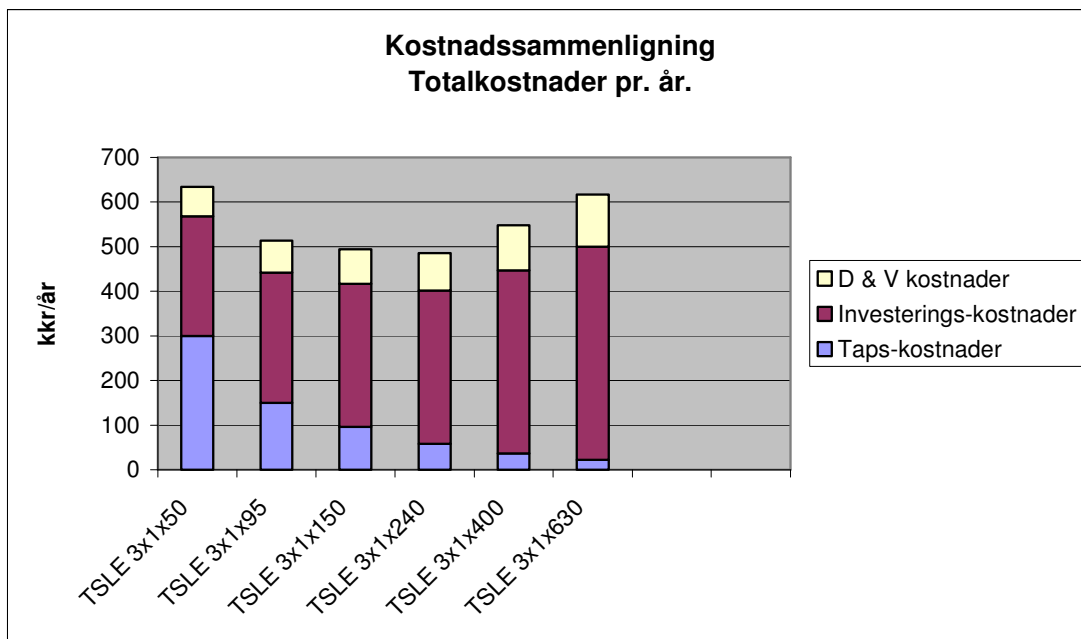
Innstallert effekt, maks	MW	4,8
Brukstid	timer/år	2625
Produksjon, året	GWh	12,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	11
Overført strøm	A	130
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 11 km		
	Kabel-kostnader [kkkr]	Kabel-kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
TSLE 3x1x50	4378	398
TSLE 3x1x95	4763	433
TSLE 3x1x150	5214	474
TSLE 3x1x240	5588	508
TSLE 3x1x400	6688	608
TSLE 3x1x630	7788	708

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps-kostnader [kkkr/år]	Investerings-kostnader [kkkr]	Investerings-kostnader [kkkr/år]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
TSLE 3x1x50	0,641	357	300	4378	269	66	634
TSLE 3x1x95	0,320	178	150	4763	292	71	513
TSLE 3x1x150	0,206	115	96	5214	320	78	495
TSLE 3x1x240	0,125	70	58	5588	343	84	485
TSLE 3x1x400	0,078	43	36	6688	411	100	547
TSLE 3x1x630	0,047	26	22	7788	478	117	617
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD:				TSLE 3x1x240		485	



NY 22 kV KRAFTLINJE, DUPLEX (lav produksjon i Gjervallåg)

Leirå koblingsstasjon - Bordveåga koblingsstasjon

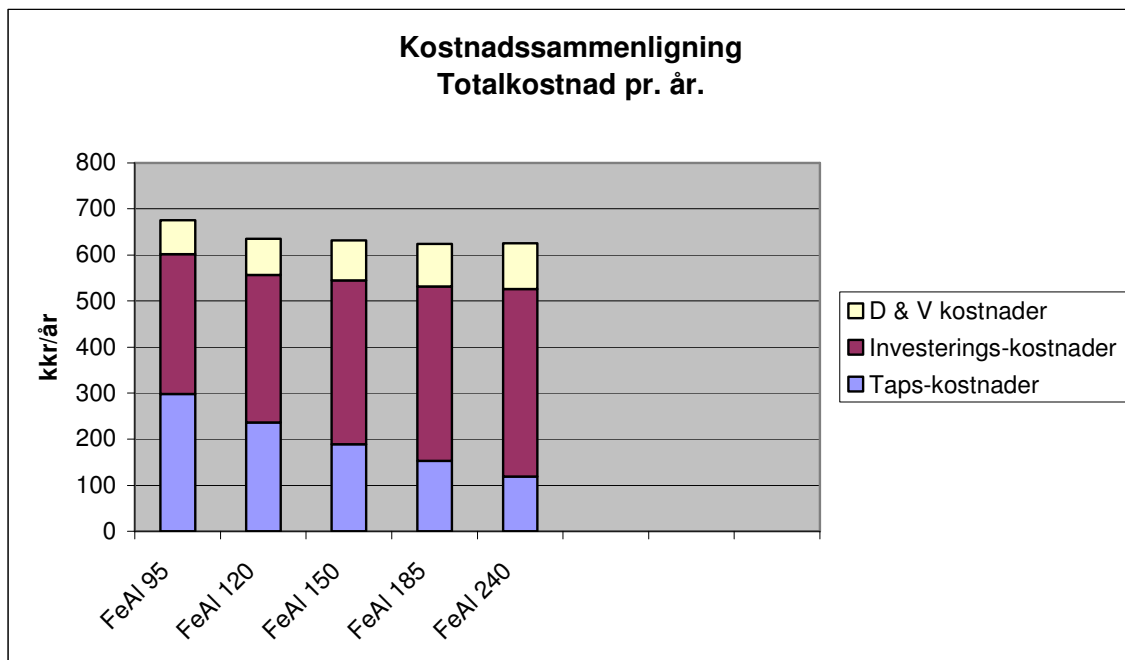
Innstallert effekt, maks	MW	18,4
Bruktid	timer/år	3185
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spennning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	5
Overført strøm	A	498
Bruktid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 5 km		
	Linje-kostnader [kkkr]	Linje-kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	4943	989
FeAl 120	5225	1045
FeAl 150	5799	1160
FeAl 185	6168	1234
FeAl 240	6634	1327

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps-kostnader [kkkr/år]	Investerings-kostnader [kkkr]	Investerings-kostnader [kkkr/år]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,096	355	298	4943	303	74	676
FeAl 120	0,076	281	236	5225	321	78	635
FeAl 150	0,061	225	189	5799	356	87	632
FeAl 185	0,049	182	153	6168	379	93	624
FeAl 240	0,038	141	119	6634	407	100	625
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 185				624			



NY 22 kV KRAFTLINJE, SIMPLEX (lav produksjon i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Bordveåga koblingsstasjon

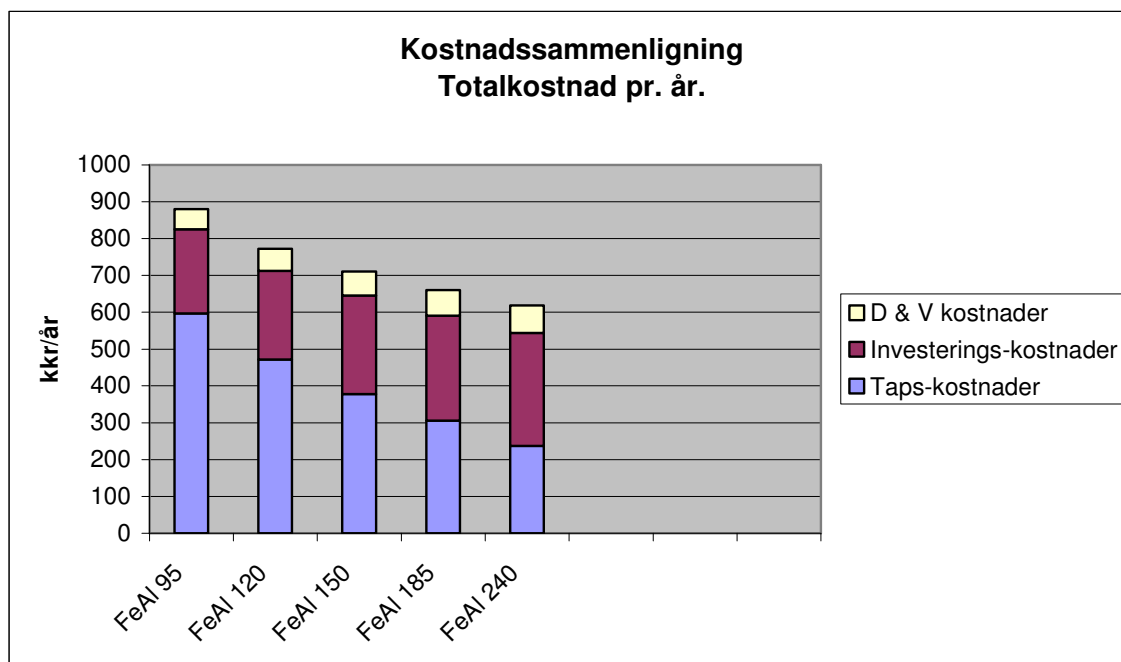
Innstallert effekt, maks	MW	18,4
Bruktid	timer/år	3185
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spennning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	5
Overført strøm	A	498
Bruktid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 5 km		
	Linje-kostnader [kkkr]	Linje-kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	3716	743
FeAl 120	3928	786
FeAl 150	4360	872
FeAl 185	4637	927
FeAl 240	4988	998

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps-kostnader [kkkr/år]	Investerings-kostnader [kkkr]	Investerings-kostnader [kkkr/år]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	710	596	3716	228	56	880
FeAl 120	0,151	561	471	3928	241	59	772
FeAl 150	0,121	450	378	4360	268	65	711
FeAl 185	0,098	364	306	4637	285	70	660
FeAl 240	0,076	283	237	4988	306	75	618
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 240				618			



NY 22 kV KRAFTLINJE, DUPLEX (høy produksjon i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Bordvegåga koblingsstasjon

Innstallert effekt, maks	MW	21,7
Brukstid	timer/år	2700
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spennings	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

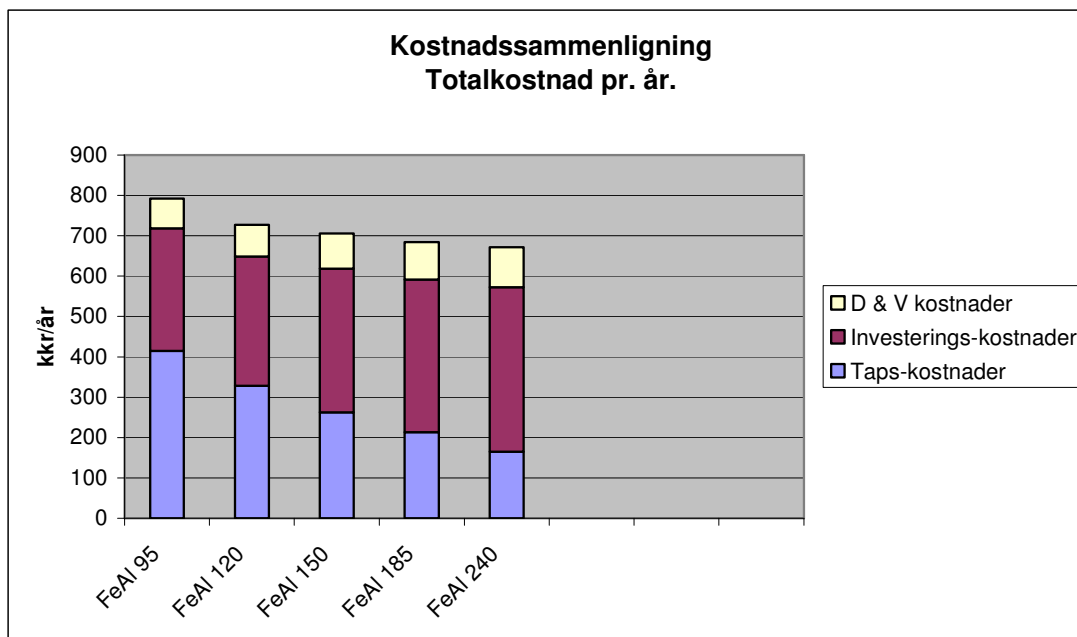
Lengde av 22 kV linje	km	5
Overført strøm	A	587
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 5 km		
	Linje- kostnader [kkkr]	Linje- kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	4943	989
FeAl 120	5225	1045
FeAl 150	5799	1160
FeAl 185	6168	1234
FeAl 240	6634	1327

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]		D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,096	494	415	4943	303	74	792
FeAl 120	0,076	390	328	5225	321	78	727
FeAl 150	0,061	313	263	5799	356	87	706
FeAl 185	0,049	253	213	6168	379	93	684
FeAl 240	0,038	196	165	6634	407	100	672

MINIMUM TOTAL ÅRSKOSNAD: FeAl 240

672



NY 22 kV KRAFTLINJE, SIMPLEX (høy produksjon i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Bordveåga koblingsstasjon

Innstallert effekt, maks	MW	21,7
Brukstid	timer/år	2700
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spennings	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

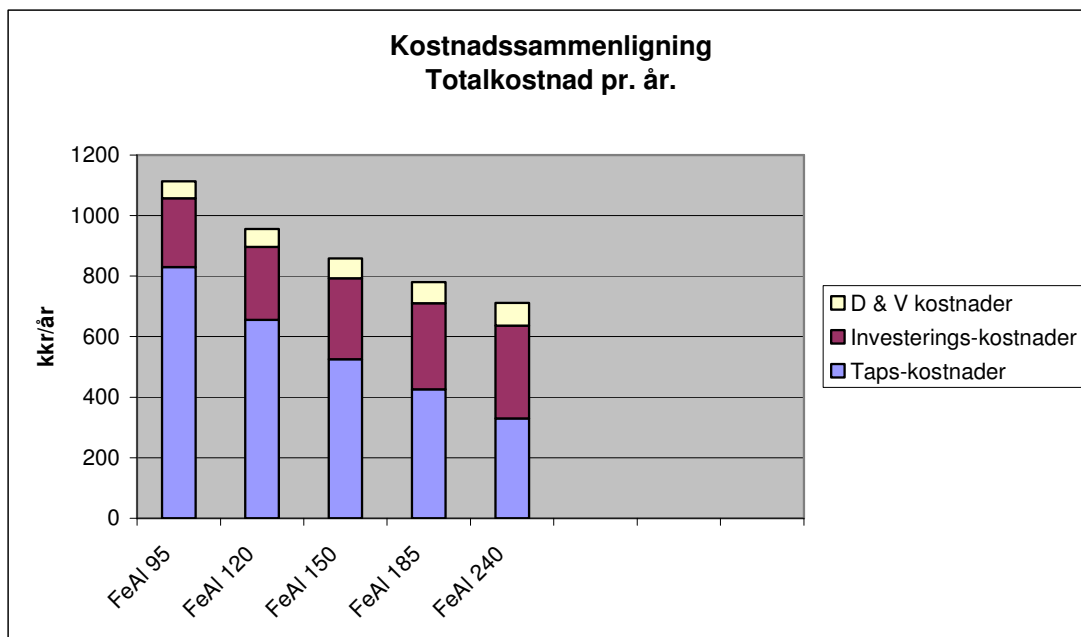
Lengde av 22 kV linje	km	5
Overført strøm	A	587
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 5 km		
	Linje- kostnader [kkkr]	Linje- kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	3716	743
FeAl 120	3928	786
FeAl 150	4360	872
FeAl 185	4637	927
FeAl 240	4988	998

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]		D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	987	829	3716	228	56	1113
FeAl 120	0,151	781	656	3928	241	59	956
FeAl 150	0,121	626	525	4360	268	65	859
FeAl 185	0,098	507	426	4637	285	70	780
FeAl 240	0,076	393	330	4988	306	75	711

MINIMUM TOTAL ÅRSKOSNAD: FeAl 240

711



NY 22 kV KRAFTLINJE, DUPLEX (lav produksjon i Gjervallåga)

Bordvegåga koblingsstasjon - Strupen tr. stasjon

Innstallert effekt, maks	MW	23,4
Brukstid	timer/år	2504
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spennning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

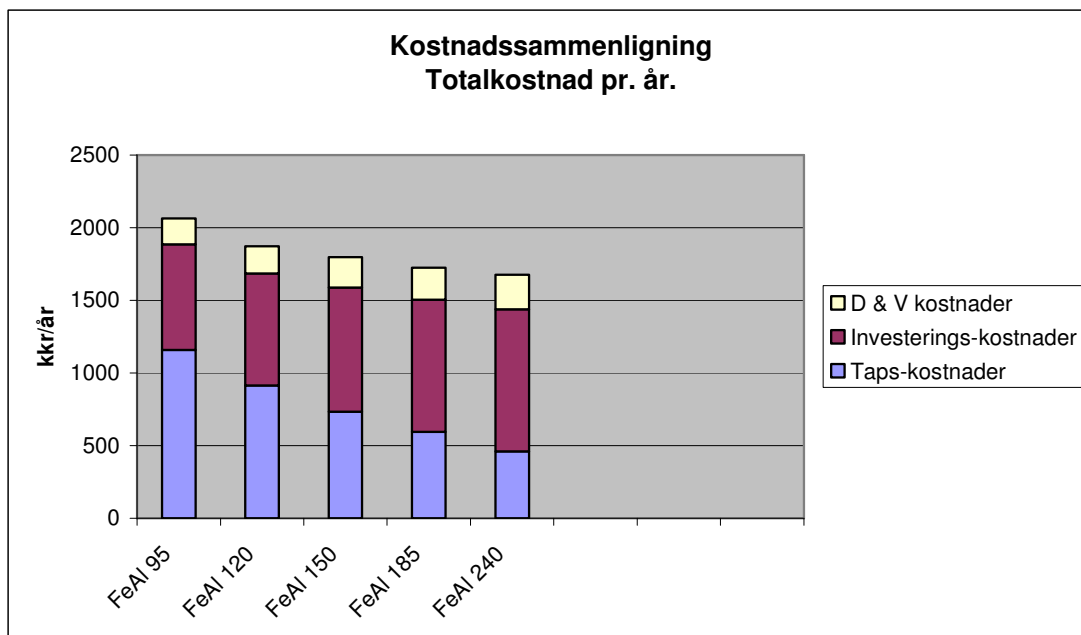
Lengde av 22 kV linje	km	12
Overført strøm	A	633
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 12 km		
	Linje- kostnader [kkkr]	Linje- kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	11863	989
FeAl 120	12539	1045
FeAl 150	13918	1160
FeAl 185	14802	1234
FeAl 240	15921	1327

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	Investerings- kostnader [kkkr/år]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,096	1378	1157	11863	728	178	2064
FeAl 120	0,076	1089	915	12539	770	188	1873
FeAl 150	0,061	873	733	13918	854	209	1796
FeAl 185	0,049	707	594	14802	909	222	1725
FeAl 240	0,038	548	461	15921	977	239	1677

MINIMUM TOTAL ÅRSKOSNAD: FeAl 240

1677



NY 22 kV KRAFTLINJE, DUPLEX (høy produksjon i Gjervallåga)

Bordvegåga koblingsstasjon - Strupen tr. stasjon

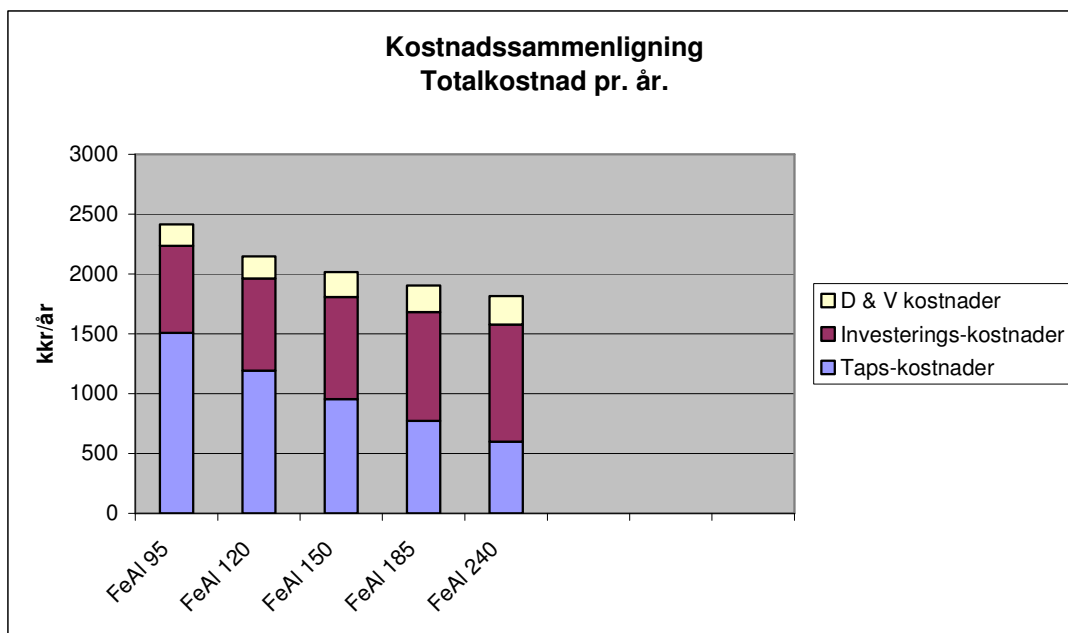
Innstallert effekt, maks	MW	26,7
Bruktid	timer/år	2195
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spennning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	12
Overført strøm	A	722
Bruktid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 12 km		
	Linje- kostnader [kkkr]	Linje- kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	11863	989
FeAl 120	12539	1045
FeAl 150	13918	1160
FeAl 185	14802	1234
FeAl 240	15921	1327

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,096	1794	1507	11863	728	2413
FeAl 120	0,076	1418	1191	12539	770	2149
FeAl 150	0,061	1137	955	13918	854	2018
FeAl 185	0,049	920	773	14802	909	1904
FeAl 240	0,038	714	600	15921	977	1816
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 240						1816



NY 33 kV KRAFTLINJE, SIMPLEX (lav prod. i Gjervallåga)

Bordveåga koblingsstasjon - Strupen tr. stasjon

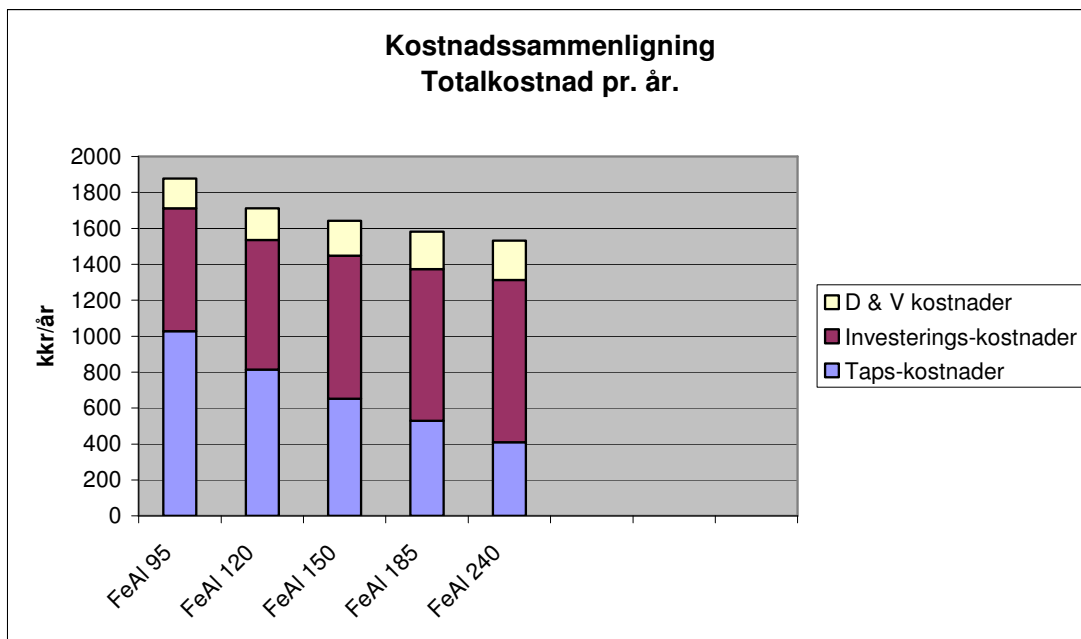
Innstallert effekt, maks	MW	23,4
Brukstid	timer/år	2504
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	33
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	12
Overført strøm	A	422
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 12 km		
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
	[kkkr]	[kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	11110	926
FeAl 120	11756	980
FeAl 150	12959	1080
FeAl 185	13780	1148
FeAl 240	14690	1224

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]		D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	1225	1029	11110	682	167	1878
FeAl 120	0,151	968	813	11756	722	176	1711
FeAl 150	0,121	776	652	12959	796	194	1642
FeAl 185	0,098	628	528	13780	846	207	1581
FeAl 240	0,076	487	409	14690	902	220	1532
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 240				1532			



NY 33 kV KRAFTLINJE, SIMPLEX (høy prod. i Gjervallåga)

Bordveåga koblingsstasjon - Strupen tr. stasjon

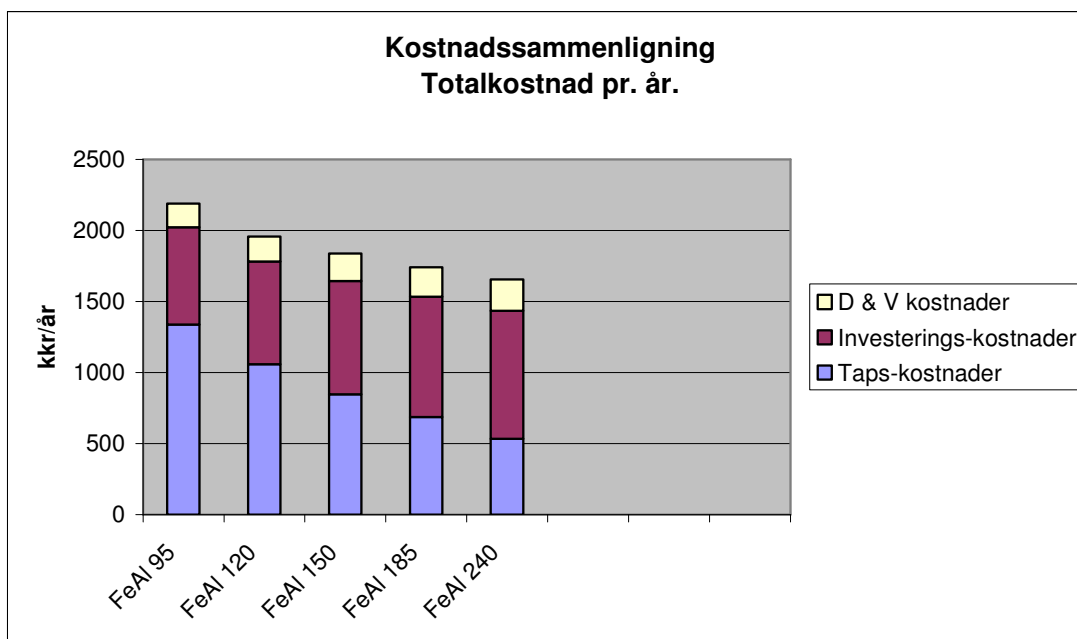
Innstallert effekt, maks	MW	26,7
Brukstid	timer/år	2195
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	33
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	12
Overført strøm	A	482
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 12 km		
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
	[kkkr]	[kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	11110	926
FeAl 120	11756	980
FeAl 150	12959	1080
FeAl 185	13780	1148
FeAl 240	14690	1224

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	1595	1340	11110	682	2188
FeAl 120	0,151	1261	1059	11756	722	1957
FeAl 150	0,121	1010	849	12959	796	1839
FeAl 185	0,098	818	687	13780	846	1740
FeAl 240	0,076	635	533	14690	902	1655
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 240						1655



NY 132 kV KRAFTLINJE (lav prod. i Gjervallåga)

Bordveåga koblingsstasjon - Strupen tr. stasjon

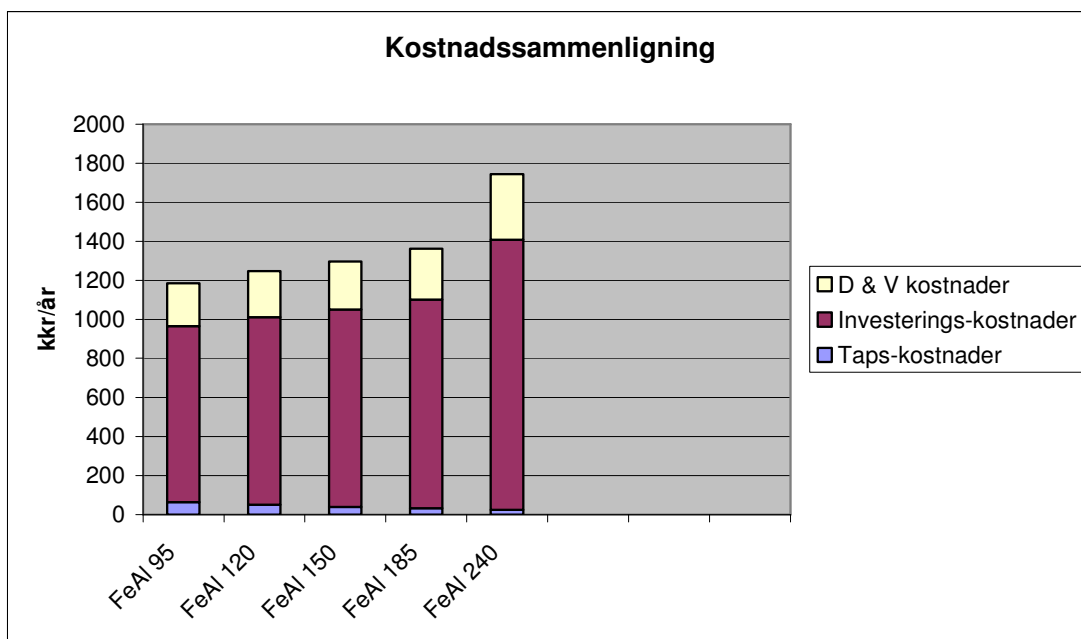
Innstallert effekt, maks	MW	23,4
Brukstid	timer/år	2504
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	132
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	12
Overført strøm	A	106
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER:		12 km
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
Tverrsnitt	[kk]	[kk/km]
FeAl 95	14670	1223
FeAl 120	15648	1304
FeAl 150	16430	1369
FeAl 185	17408	1451
FeAl 240	22494	1875

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kk/år]	Investerings- kostnader [kk]	Investerings- kostnader [kk/år]	D & V kostnader [kk/år]	Totale kostnader [kk/år]
FeAl 95	0,191	77	64	14670	901	220	1185
FeAl 120	0,151	61	51	15648	961	235	1246
FeAl 150	0,121	48	41	16430	1009	246	1296
FeAl 185	0,098	39	33	17408	1069	261	1363
FeAl 240	0,076	30	26	22494	1381	337	1744
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD:				FeAl 95			1185



NY 132 kV KRAFTLINJE (høy prod. i Gjervallåga)

Bordveåga koblingsstasjon - Strupen tr. stasjon

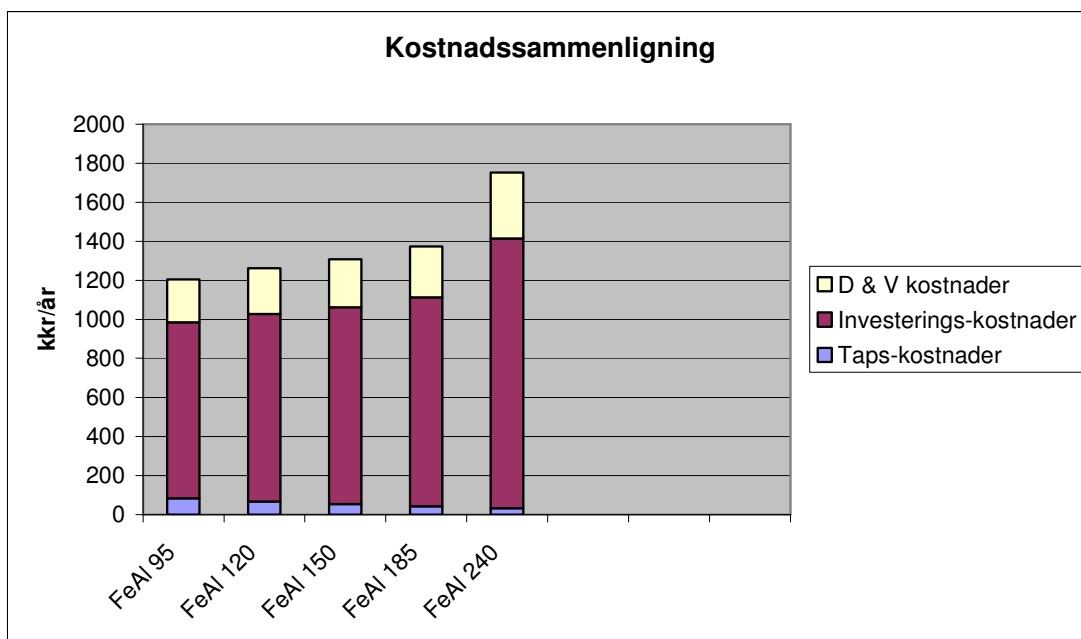
Innstallert effekt, maks	MW	26,7
Brukstid	timer/år	2195
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	132
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	12
Overført strøm	A	120
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 12 km		
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
Tverrsnitt	[kkkr]	[kkkr/km]
FeAl 95	14670	1223
FeAl 120	15648	1304
FeAl 150	16430	1369
FeAl 185	17408	1451
FeAl 240	22494	1875

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]		D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	100	84	14670	901	220	1204
FeAl 120	0,151	79	66	15648	961	235	1262
FeAl 150	0,121	63	53	16430	1009	246	1308
FeAl 185	0,098	51	43	17408	1069	261	1373
FeAl 240	0,076	40	33	22494	1381	337	1752
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 95							1204



NY 33 kV KRAFTLINJE, SIMPLEX (lav prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Strupen tr. stasjon

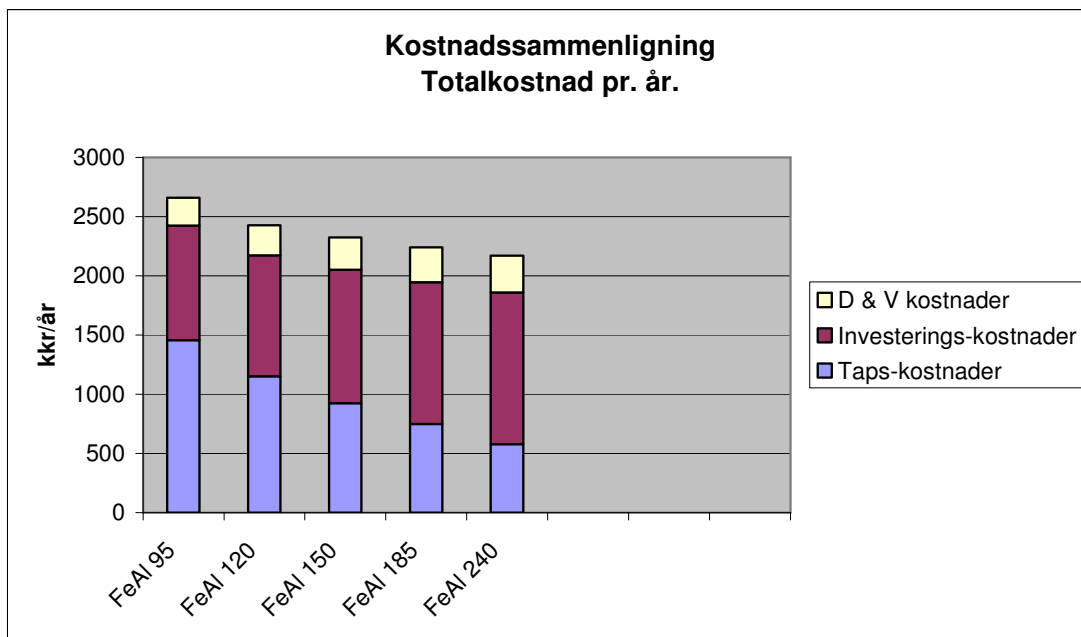
Innstallert effekt, maks	MW	23,4
Brukstid	timer/år	2504
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	33
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	17
Overført strøm	A	422
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER:	17 km
	Linje- Linje-
	kostnader kostnader
Tverrsnitt	[kk] [kk/km]
FeAl 95	15739 926
FeAl 120	16654 980
FeAl 150	18358 1080
FeAl 185	19522 1148
FeAl 240	20810 1224

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps-kostnader [kk/år]	Investerings-kostnader [kk]	D & V kostnader [kk/år]	Totale kostnader [kk/år]
FeAl 95	0,191	1735	1458	15739	966	2660
FeAl 120	0,151	1372	1152	16654	1022	2425
FeAl 150	0,121	1099	923	18358	1127	2326
FeAl 185	0,098	890	748	19522	1198	2239
FeAl 240	0,076	690	580	20810	1278	2170
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 240						2170



NY 33 kV KRAFTLINJE, SIMPLEX (høy prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Strupen tr. stasjon

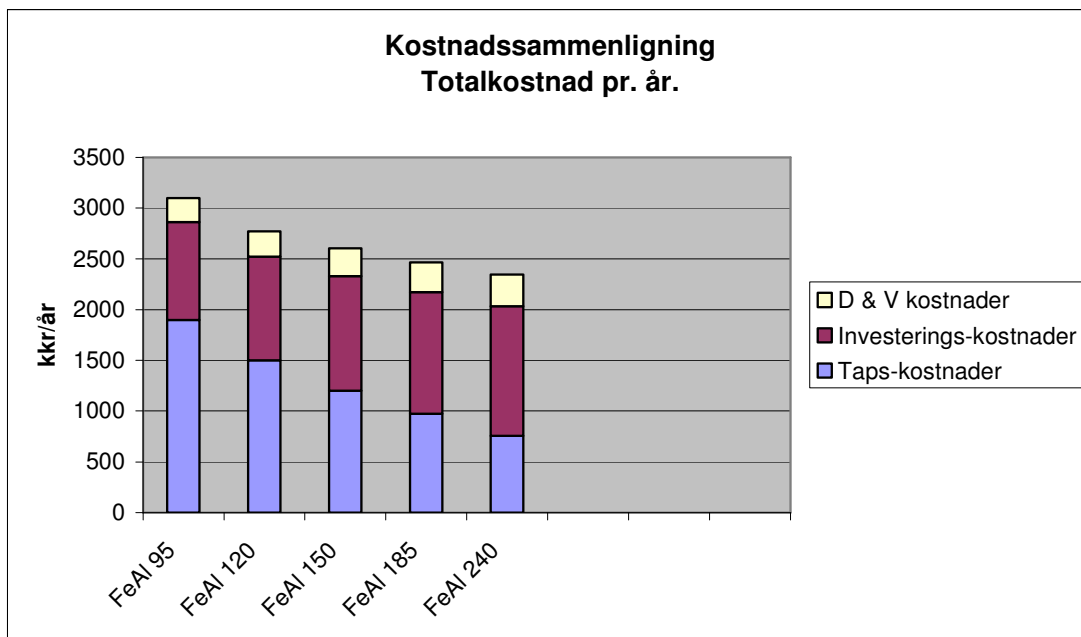
Innstallert effekt, maks	MW	26,7
Brukstid	timer/år	2195
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	33
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	17
Overført strøm	A	482
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 17 km		
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
	[kkkr]	[kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	15739	926
FeAl 120	16654	980
FeAl 150	18358	1080
FeAl 185	19522	1148
FeAl 240	20810	1224

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	2259	1898	15739	966	3100
FeAl 120	0,151	1786	1500	16654	1022	2772
FeAl 150	0,121	1431	1202	18358	1127	2605
FeAl 185	0,098	1159	974	19522	1198	2465
FeAl 240	0,076	899	755	20810	1278	2345
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 240						2345



NY 132 kV KRAFTLINJE (lav prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Strupen tr. stasjon

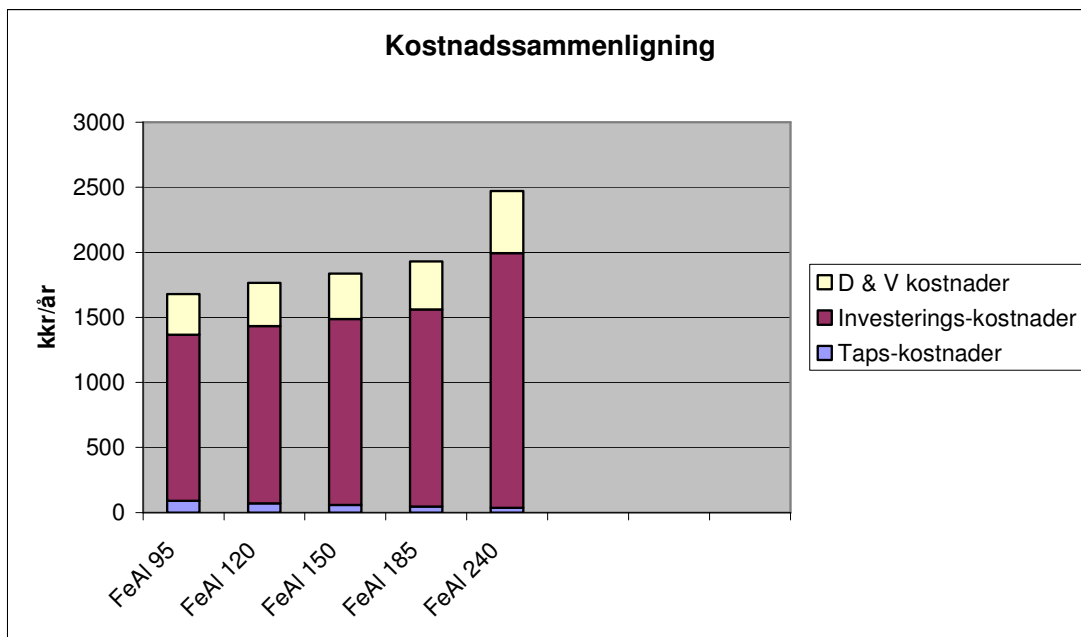
Innstallert effekt, maks	MW	23,4
Brukstid	timer/år	2504
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	132
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	17
Overført strøm	A	106
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 17 km		
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
Tverrsnitt	[kkkr]	[kkkr/km]
FeAl 95	20783	1223
FeAl 120	22168	1304
FeAl 150	23276	1369
FeAl 185	24662	1451
FeAl 240	31867	1875

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]		D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	108	91	20783	1276	312	1679
FeAl 120	0,151	86	72	22168	1361	333	1765
FeAl 150	0,121	69	58	23276	1429	349	1836
FeAl 185	0,098	56	47	24662	1514	370	1931
FeAl 240	0,076	43	36	31867	1956	478	2471
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 95							1679



NY 132 kV KRAFTLINJE (høy prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Strupen tr. stasjon

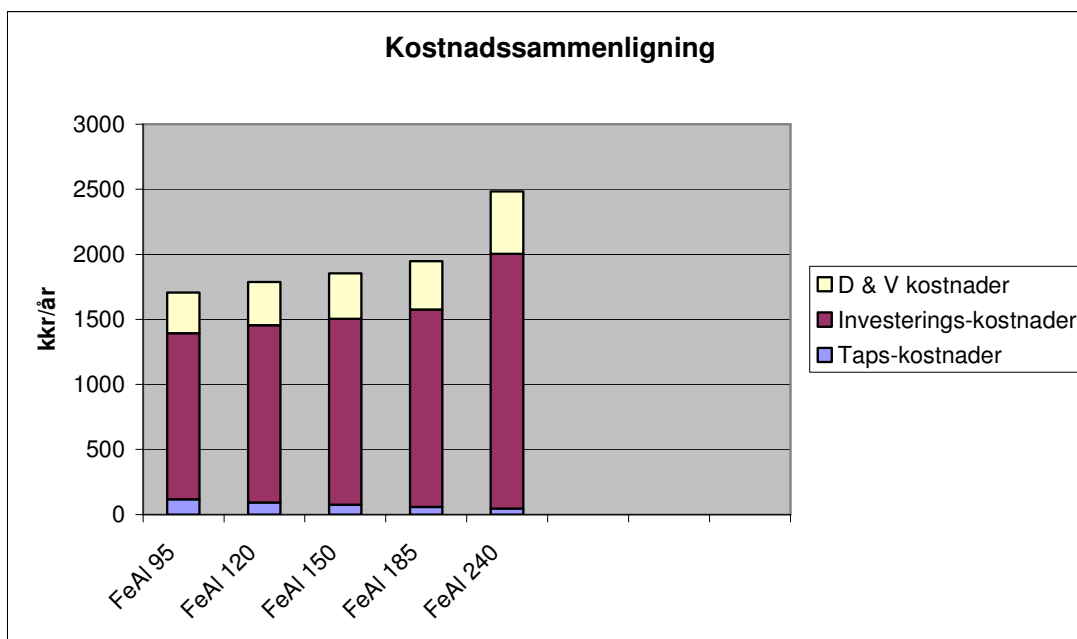
Innstallert effekt, maks	MW	26,7
Brukstid	timer/år	2195
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	132
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	17
Overført strøm	A	120
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER:			17 km
	Linje- kostnader	Linje- kostnader	
Tverrsnitt	[kk]	[kk/km]	
FeAl 95	20783	1223	
FeAl 120	22168	1304	
FeAl 150	23276	1369	
FeAl 185	24662	1451	
FeAl 240	31867	1875	

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kk/år]	Investerings- kostnader [kk]	Investerings- kostnader [kk/år]	D & V kostnader [kk/år]	Totale kostnader [kk/år]
FeAl 95	0,191	141	119	20783	1276	312	1706
FeAl 120	0,151	112	94	22168	1361	333	1787
FeAl 150	0,121	89	75	23276	1429	349	1853
FeAl 185	0,098	72	61	24662	1514	370	1945
FeAl 240	0,076	56	47	31867	1956	478	2482
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD:				FeAl 95			1706



NY 22 kV KRAFTLINJE, DUPLEX (lav prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Røvassdal tr. stasjon

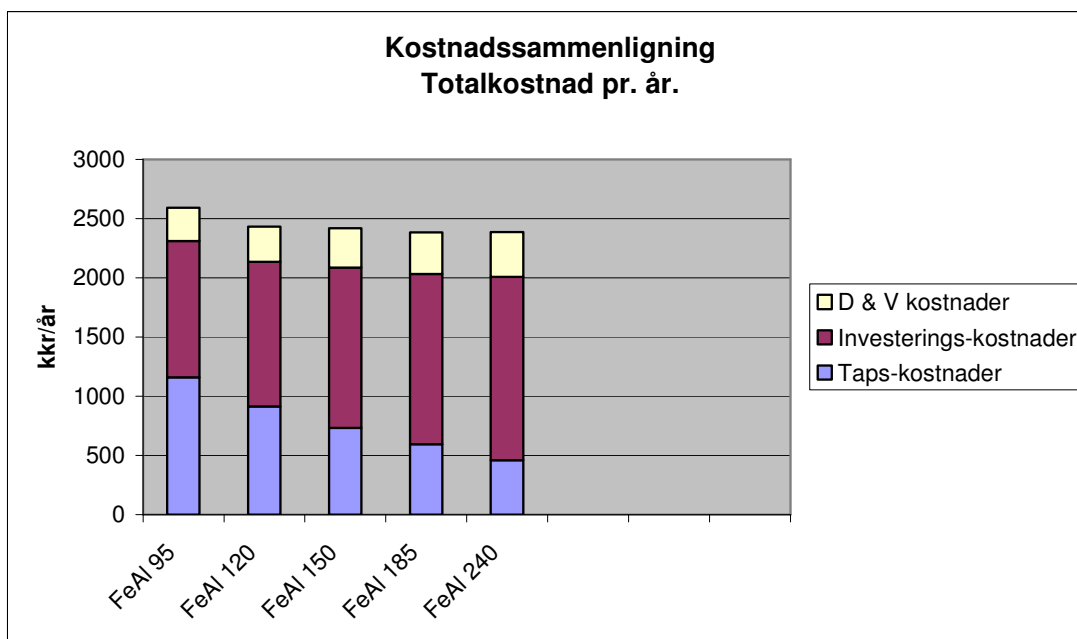
Innstallert effekt, maks	MW	18,6
Brukstid	timer/år	3151
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	19
Overført strøm	A	503
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER:		19 km
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
Tverrsnitt	[kkkr]	[kkkr/km]
FeAl 95	18783	989
FeAl 120	19854	1045
FeAl 150	22037	1160
FeAl 185	23437	1234
FeAl 240	25208	1327

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]		D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,096	1378	1158	18783	1153	282	2593
FeAl 120	0,076	1090	915	19854	1219	298	2432
FeAl 150	0,061	873	734	22037	1353	331	2417
FeAl 185	0,049	707	594	23437	1439	352	2385
FeAl 240	0,038	548	461	25208	1548	378	2386
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD:				FeAl 185			2385



NY 22 kV KRAFTLINJE, DUPLEX (høy prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Røvassdal tr. stasjon

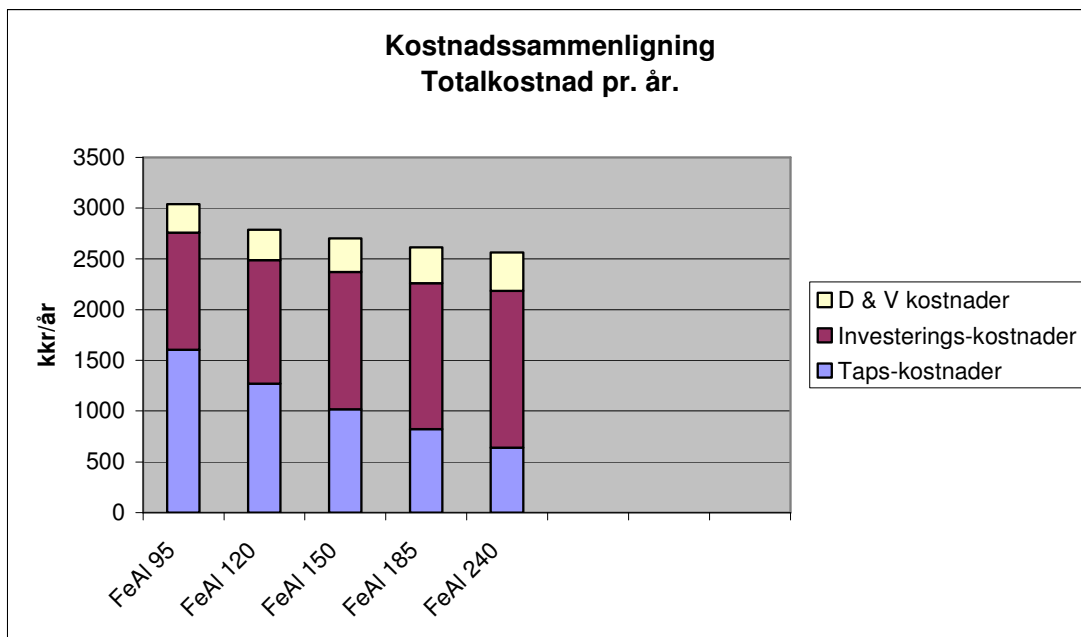
Innstallert effekt, maks	MW	21,9
Brukstid	timer/år	2676
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	19
Overført strøm	A	593
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER:			19 km
	Linje- kostnader	Linje- kostnader	
	[kkkr]	[kkkr/km]	
Tverrsnitt			
FeAl 95	18783	989	
FeAl 120	19854	1045	
FeAl 150	22037	1160	
FeAl 185	23437	1234	
FeAl 240	25208	1327	

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]		D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,096	1911	1605	18783	1153	282	3040
FeAl 120	0,076	1511	1269	19854	1219	298	2786
FeAl 150	0,061	1211	1017	22037	1353	331	2700
FeAl 185	0,049	981	824	23437	1439	352	2614
FeAl 240	0,038	760	639	25208	1548	378	2564
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD:				FeAl 240			2564



NY 33 kV KRAFTLINJE, SIMPLEX (lav prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Røvassdal tr. stasjon

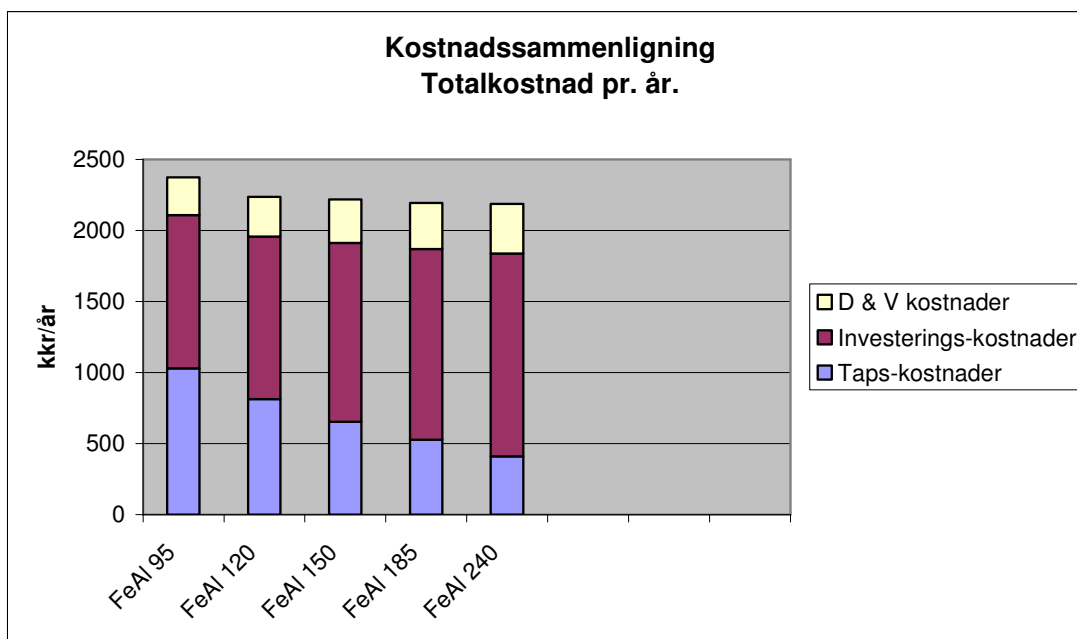
Innstallert effekt, maks	MW	18,6
Brukstid	timer/år	3151
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	33
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	19
Overført strøm	A	335
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 19 km		
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
Tverrsnitt	[kkkr]	[kkkr/km]
FeAl 95	17591	926
FeAl 120	18613	980
FeAl 150	20518	1080
FeAl 185	21818	1148
FeAl 240	23258	1224

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	1225	1029	17591	264	2373
FeAl 120	0,151	969	814	18613	279	2236
FeAl 150	0,121	776	652	20518	308	2219
FeAl 185	0,098	629	528	21818	327	2195
FeAl 240	0,076	488	410	23258	349	2186
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 240						2186



NY 33 kV KRAFTLINJE, SIMPLEX (høy prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Røvassdal tr. stasjon

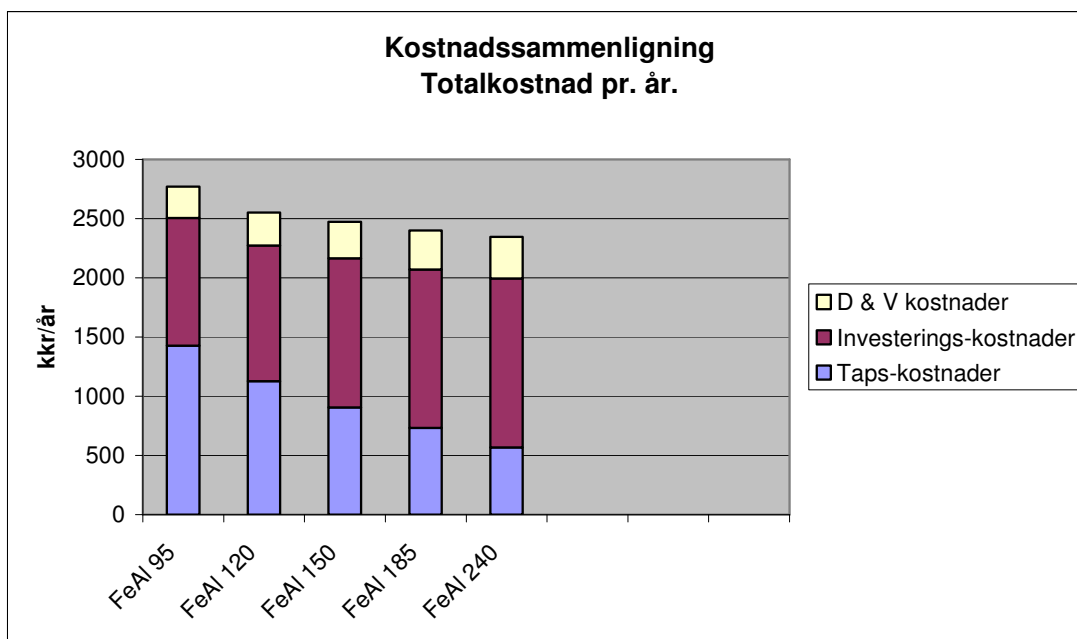
Innstallert effekt, maks	MW	21,9
Brukstid	timer/år	2676
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	33
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	19
Overført strøm	A	395
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 19 km		
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
	[kkkr]	[kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	17591	926
FeAl 120	18613	980
FeAl 150	20518	1080
FeAl 185	21818	1148
FeAl 240	23258	1224

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	1699	1427	17591	1080	2771
FeAl 120	0,151	1343	1128	18613	1143	2550
FeAl 150	0,121	1076	904	20518	1260	2471
FeAl 185	0,098	872	732	21818	1339	2399
FeAl 240	0,076	676	568	23258	1428	2345
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 240						2345



NY 132 kV KRAFTLINJE (lav prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Røvassdal tr. stasjon

Innstallert effekt, maks	MW	18,6
Brukstid	timer/år	3151
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spennings	kV	132
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

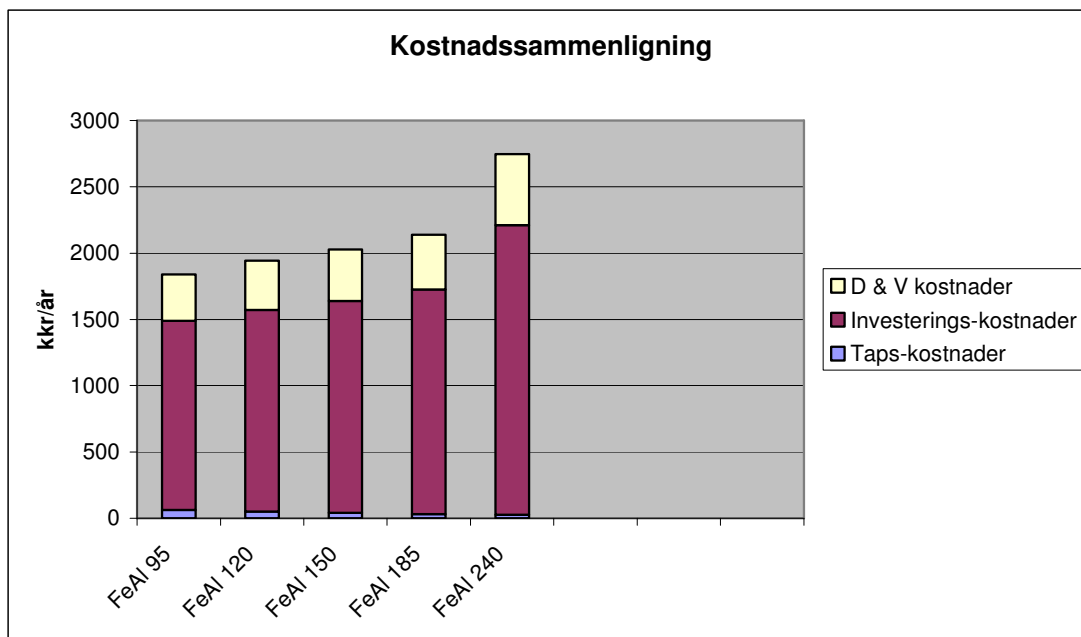
Lengde av 22 kV kabel	km	19
Overført strøm	A	84
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 19 km		
	Linje- kostnader [kkkr]	Linje- kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	23228	1223
FeAl 120	24776	1304
FeAl 150	26015	1369
FeAl 185	27563	1451
FeAl 240	35616	1875

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	Investerings- kostnader [kkkr/år]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	77	64	23228	1426	348	1839
FeAl 120	0,151	61	51	24776	1521	372	1944
FeAl 150	0,121	49	41	26015	1597	390	2028
FeAl 185	0,098	39	33	27563	1692	413	2139
FeAl 240	0,076	30	26	35616	2186	534	2746

MINIMUM TOTAL ÅRSKOSNAD: FeAl 95

1839



NY 132 kV KRAFTLINJE (høy prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Røvassdal tr. stasjon

Innstallert effekt, maks	MW	21,9
Brukstid	timer/år	2676
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spennings	kV	132
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

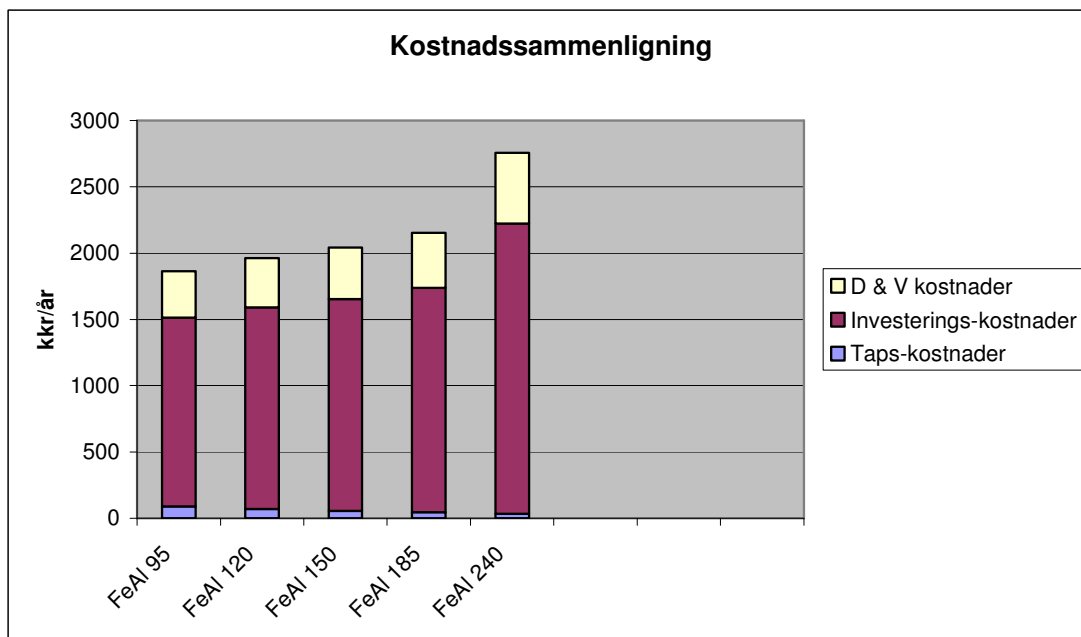
Lengde av 22 kV kabel	km	19
Overført strøm	A	99
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 19 km		
	Linje- kostnader [kkkr]	Linje- kostnader [kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	23228	1223
FeAl 120	24776	1304
FeAl 150	26015	1369
FeAl 185	27563	1451
FeAl 240	35616	1875

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	Investerings- kostnader [kkkr/år]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	106	89	23228	1426	348	1864
FeAl 120	0,151	84	71	24776	1521	372	1963
FeAl 150	0,121	67	56	26015	1597	390	2044
FeAl 185	0,098	54	46	27563	1692	413	2151
FeAl 240	0,076	42	35	35616	2186	534	2756

MINIMUM TOTAL ÅRSKOSNAD: FeAl 95

1864



NY 22 kV KRAFTLINJE, DUPLEX (lav prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Røvassdal tr. stasjon

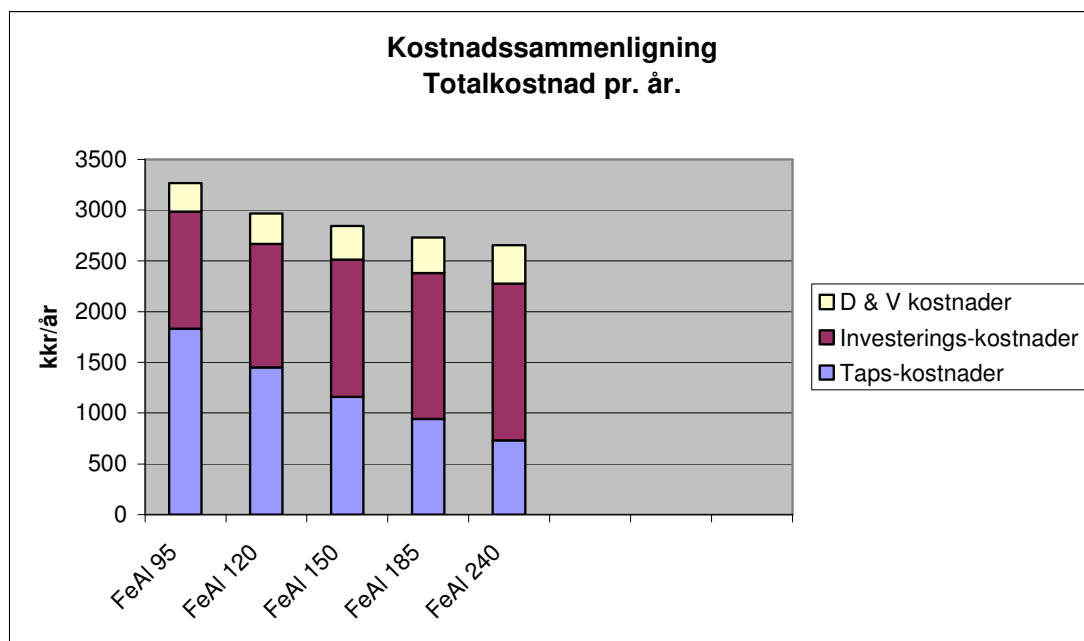
Innstallert effekt, maks	MW	23,4
Brukstid	timer/år	2504
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	19
Overført strøm	A	633
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 19 km		
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
	[kkkr]	[kkkr/km]
Tverrsnitt		
FeAl 95	18783	989
FeAl 120	19854	1045
FeAl 150	22037	1160
FeAl 185	23437	1234
FeAl 240	25208	1327

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,096	2182	1833	18783	1153	3267
FeAl 120	0,076	1725	1449	19854	1219	2965
FeAl 150	0,061	1382	1161	22037	1353	2844
FeAl 185	0,049	1119	940	23437	1439	2731
FeAl 240	0,038	868	729	25208	1548	2655
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 240						2655



NY 22 kV KRAFTLINJE, DUPLEX (høy prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Røvassdal tr. stasjon

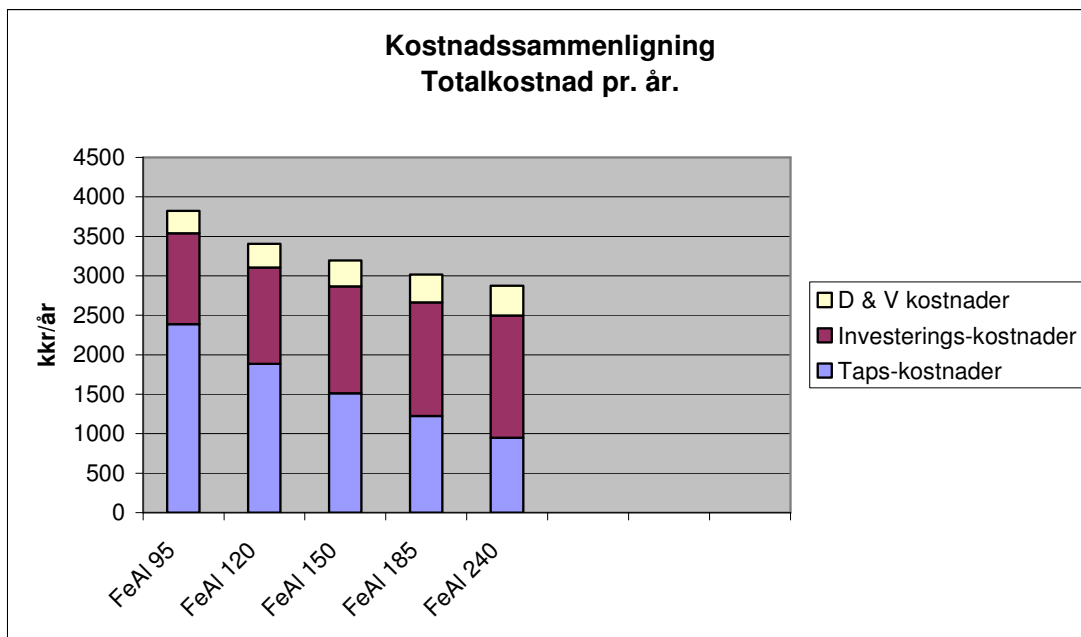
Innstallert effekt, maks	MW	26,7
Brukstid	timer/år	2195
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	22
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	19
Overført strøm	A	722
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER:			19 km
	Linje- kostnader	Linje- kostnader	
	[kkkr]	[kkkr/km]	
Tverrsnitt			
FeAl 95	18783	989	
FeAl 120	19854	1045	
FeAl 150	22037	1160	
FeAl 185	23437	1234	
FeAl 240	25208	1327	

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]		D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,096	2840	2386	18783	1153	282	3821
FeAl 120	0,076	2246	1886	19854	1219	298	3403
FeAl 150	0,061	1799	1512	22037	1353	331	3195
FeAl 185	0,049	1457	1224	23437	1439	352	3015
FeAl 240	0,038	1130	949	25208	1548	378	2875
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD:				FeAl 240			2875



NY 33 kV KRAFTLINJE, SIMPLEX (lav prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Røvassdal tr. stasjon

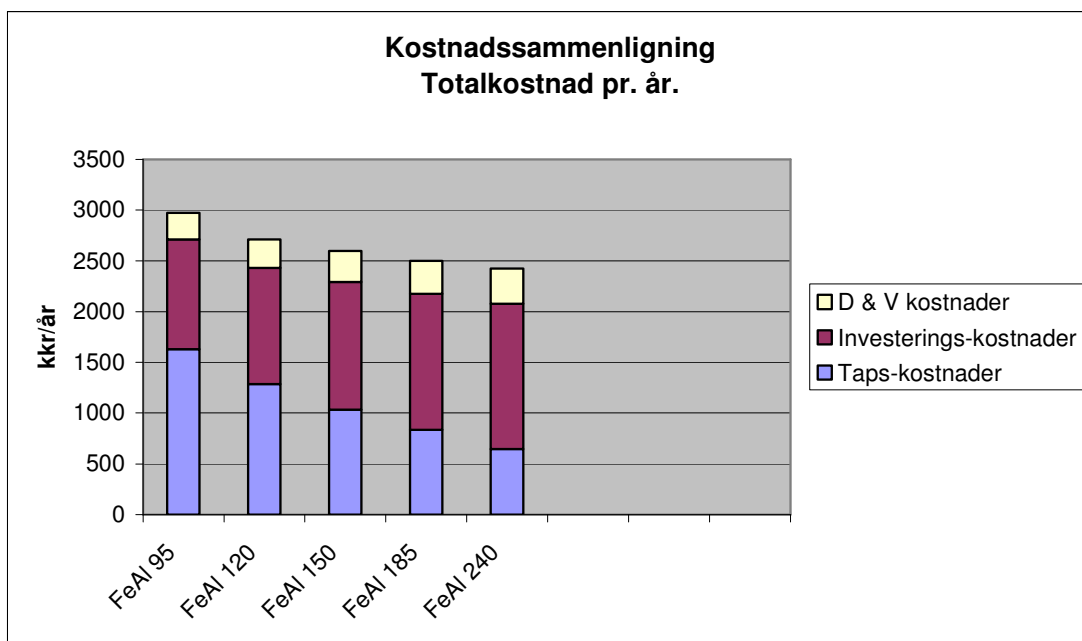
Innstallert effekt, maks	MW	23,4
Brukstid	timer/år	2504
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	33
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	19
Overført strøm	A	422
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER:			19 km
	Linje- kostnader	Linje- kostnader	
	[kkkr]	[kkkr/km]	
Tverrsnitt			
FeAl 95	17591	926	
FeAl 120	18613	980	
FeAl 150	20518	1080	
FeAl 185	21818	1148	
FeAl 240	23258	1224	

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	1939	1629	17591	264	2973
FeAl 120	0,151	1533	1288	18613	279	2710
FeAl 150	0,121	1229	1032	20518	308	2599
FeAl 185	0,098	995	836	21818	327	2503
FeAl 240	0,076	772	648	23258	349	2425
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD:						FeAl 240 2425



NY 33 kV KRAFTLINJE, SIMPLEX (høy prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Røvassdal tr. stasjon

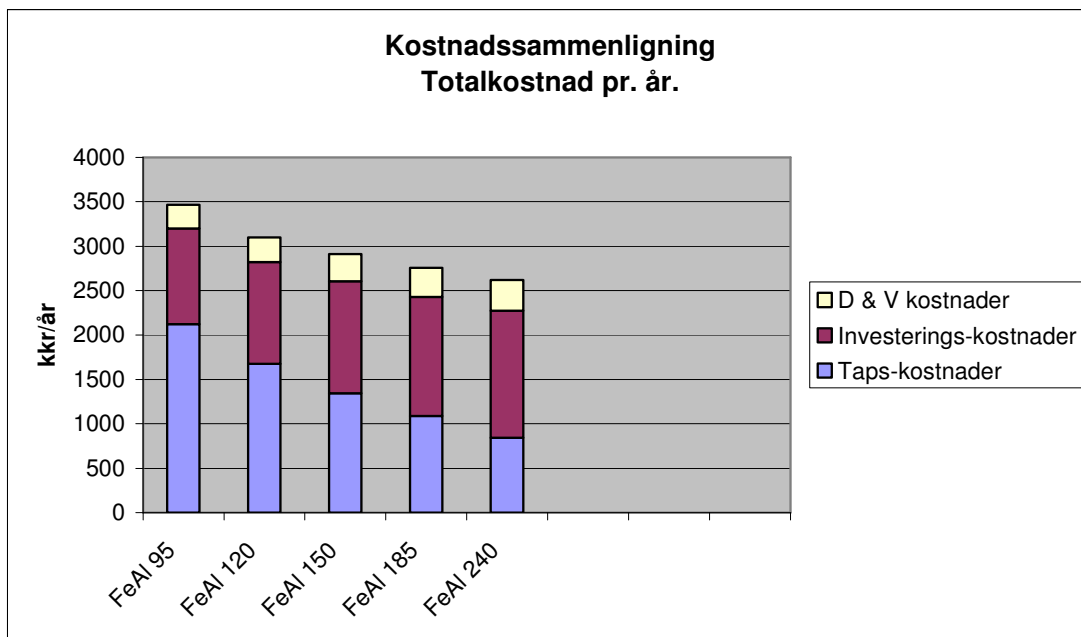
Innstallert effekt, maks	MW	26,7
Brukstid	timer/år	2195
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	33
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV linje	km	19
Overført strøm	A	482
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 19 km		
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
Tverrsnitt	[kkkr]	[kkkr/km]
FeAl 95	17591	926
FeAl 120	18613	980
FeAl 150	20518	1080
FeAl 185	21818	1148
FeAl 240	23258	1224

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	2525	2121	17591	1080	3465
FeAl 120	0,151	1996	1677	18613	1143	3099
FeAl 150	0,121	1600	1344	20518	1260	2911
FeAl 185	0,098	1295	1088	21818	1339	2755
FeAl 240	0,076	1005	844	23258	1428	2621
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 240						2621



NY 132 kV KRAFTLINJE (lav prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Røvassdal tr. stasjon

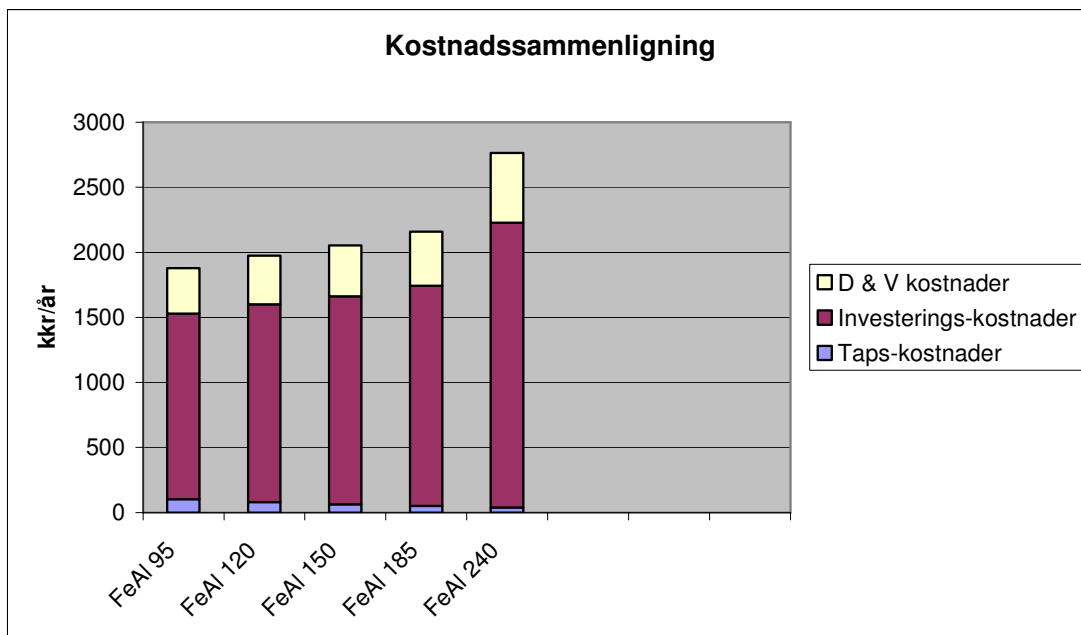
Innstallert effekt, maks	MW	23,4
Brukstid	timer/år	2504
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	132
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	19
Overført strøm	A	106
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER:		19 km
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
Tverrsnitt	[kkkr]	[kkkr/km]
FeAl 95	23228	1223
FeAl 120	24776	1304
FeAl 150	26015	1369
FeAl 185	27563	1451
FeAl 240	35616	1875

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]		D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	121	102	23228	1426	348	1876
FeAl 120	0,151	96	80	24776	1521	372	1973
FeAl 150	0,121	77	64	26015	1597	390	2052
FeAl 185	0,098	62	52	27563	1692	413	2158
FeAl 240	0,076	48	41	35616	2186	534	2761
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD:				FeAl 95			1876



NY 132 kV KRAFTLINJE (høy prod. i Gjervallåga)

Leirå koblingsstasjon - Røvassdal tr. stasjon

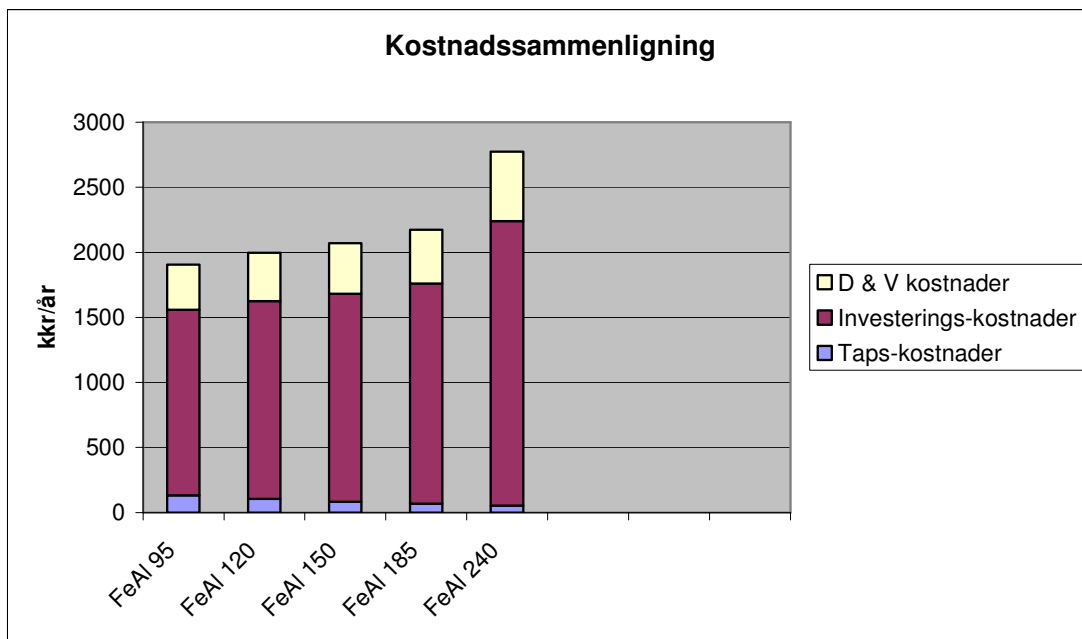
Innstallert effekt, maks	MW	26,7
Brukstid	timer/år	2195
Produksjon, året	GWh	58,6

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Spenning	kV	132
Cos phi		0,97
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

Lengde av 22 kV kabel	km	19
Overført strøm	A	120
Brukstid for tap	timer/år	2400

INVESTERINGSKOSTNADER: 19 km		
	Linje- kostnader	Linje- kostnader
Tverrsnitt	[kkkr]	[kkkr/km]
FeAl 95	23228	1223
FeAl 120	24776	1304
FeAl 150	26015	1369
FeAl 185	27563	1451
FeAl 240	35616	1875

Tverrsnitt	Resistans (ohm/km)	Tap [kW]	Taps- kostnader [kkkr/år]	Investerings- kostnader [kkkr]	D & V kostnader [kkkr/år]	Totale kostnader [kkkr/år]
FeAl 95	0,191	158	133	23228	1426	1907
FeAl 120	0,151	125	105	24776	1521	1997
FeAl 150	0,121	100	84	26015	1597	2071
FeAl 185	0,098	81	68	27563	1692	2174
FeAl 240	0,076	63	53	35616	2186	2773
MINIMUM TOTAL ARSKOSNAD: FeAl 95						1907



NETTALTERNATIV 1-A (lav produksjon i Gjervallåga) SAMMENLIGNING AV TOTALKOSTNADER

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

	22 kV		33 kV		132 kV	
		[MNOK]		[MNOK]		[MNOK]
Kraftlinier og -kabler:						
Gjervallåga - Leirå	22 kV	8,1	22 kV	8,1	22 kV	8,1
Øvre Leiråga - Leirå	22 kV	0,8	22 kV	0,8	22 kV	0,8
Nedre Leiråga - Leirå	22 kV	0,4	22 kV	0,4	22 kV	0,4
Bordveåga - Bordveåga	22 kV	0,3	22 kV	0,3	22 kV	0,3
Rausandaksla - Leirå	22 kV	4,1	22 kV	4,1	22 kV	4,1
Leirå - Bordveåga	22 kV	5,0	22 kV	5,0	22 kV	5,0
Bordveåga - Strupen	22 kV	15,9	33 kV	14,7	132 kV	14,7
Felt i kraftverker, 22 kV	5 stk	3,5	5 stk	3,5	5 stk	3,5
Leirå koblingsstasjon						
Elektrotekniske kostnader pr felt	22 kV	5 stk 1,8	5 stk 1,8	5 stk 1,8	5 stk 1,8	5 stk 1,8
Bygningstekniske kostnader pr felt	22 kV	5 stk 1,8	5 stk 1,8	5 stk 1,8	5 stk 1,8	5 stk 1,8
Planlegging, frakt og montasje		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Grunnerstatning		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Bordveåga transformator/koblings stasjon:						
Elektrotekniske kostnader pr felt	132 kV				1 stk 2,2	1 stk 2,2
	33 kV		1 stk 0,8	1 stk 0,8		
	22 kV	3 stk 1,1	3 stk 1,1	3 stk 1,1	3 stk 1,1	3 stk 1,1
Bygningstekniske kostnader pr felt	132 kV				1 stk 4,0	1 stk 4,0
	33 kV		1 stk 2,5	1 stk 2,5		
	22 kV	3 stk 1,1	3 stk 1,1	3 stk 1,1	3 stk 1,1	3 stk 1,1
Planlegging, frakt og montasje		1,0	1,3	1,3	1,3	1,3
Grunnerstatning		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ny transformator			25 MVA 3,5	25 MVA 3,5	25 MVA 4,0	25 MVA 4,0
Strupen						
Elektrotekniske kostnader pr felt:	132 kV	3 stk 6,5	3 stk 6,5	3 stk 6,5	3 stk 6,5	3 stk 6,5
	33 kV		1 stk 0,8	1 stk 0,8		
	22 kV	1 stk 0,4				
Bygningstekniske kostnader pr felt:	132 kV	3 stk 12,0	3 stk 12,0	3 stk 12,0	3 stk 4,8	3 stk 4,8
	33 kV		1 stk 2,5	1 stk 2,5		
	22 kV	1 stk 0,4				
Planlegging, frakt og montasje		1,3	1,3	1,3	1,0	1,0
Grunnerstatning		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ny transformator		25 MVA 4,0	25 MVA 4,0	25 MVA 4,0		
Investeringer		70,5	79,0	79,0	67,5	67,5
D & V kostnader		17,2	19,3	19,3	16,5	16,5
Tapskostnader		14,1	13,3	13,3	7,1	7,1
TOTAL		101,9	111,6	111,6	91,1	91,1

NETTALTERNATIV 1-A (høy produksjon i Gjervallåga) SAMMENLIGNING AV TOTALKOSTNADER

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

	22 kV		33 kV		132 kV	
	[MNOK]		[MNOK]		[MNOK]	
Kraftlinier og -kabler:						
Gjervallåga - Leirå	22 kV	8,1	22 kV	8,1	22 kV	8,1
Øvre Leiråga - Leirå	22 kV	0,8	22 kV	0,8	22 kV	0,8
Nedre Leiråga - Leirå	22 kV	0,4	22 kV	0,4	22 kV	0,4
Bordveåga - Bordveåga	22 kV	0,3	22 kV	0,3	22 kV	0,3
Rausandaksla - Leirå	22 kV	4,1	22 kV	4,1	22 kV	4,1
Leirå - Bordveåga	22 kV	6,6	22 kV	6,6	22 kV	6,6
Bordveåga - Strupen	22 kV	15,9	33 kV	14,7	132 kV	14,7
Felt i kraftverker, 22 kV	5 stk	3,5	5 stk	3,5	5 stk	3,5
Leirå koblingsstasjon						
Elektrotekniske kostnader pr felt	22 kV	5 stk	5 stk	1,8	5 stk	1,8
Bygningstekniske kostnader pr felt	22 kV	5 stk	5 stk	1,8	5 stk	1,8
Planlegging, frakt og montasje		1,0		1,0		1,0
Grunnerstatning		0,2		0,2		0,2
Bordveåga transformator/koblings stasjon:						
Elektrotekniske kostnader pr felt	132 kV				1 stk	2,2
	33 kV		1 stk	0,8		
	22 kV	3 stk	3 stk	1,1	3 stk	1,1
Bygningstekniske kostnader pr felt	132 kV				1 stk	4,0
	33 kV		1 stk	2,5		
	22 kV	3 stk	3 stk	1,1	3 stk	1,1
Planlegging, frakt og montasje		1,0		1,3		1,3
Grunnerstatning		0,2		0,2		0,2
Ny transformator			30 MVA	3,9	30 MVA	4,3
Strupen						
Elektrotekniske kostnader pr felt:	132 kV	3 stk	3 stk	6,5	3 stk	6,5
	33 kV		1 stk	0,8		
	22 kV	1 stk				
Bygningstekniske kostnader pr felt:	132 kV	3 stk	3 stk	12,0	3 stk	4,8
	33 kV		1 stk	2,5		
	22 kV	1 stk				
Planlegging, frakt og montasje		1,3		1,3		1,0
Grunnerstatning		0,2		0,2		0,2
Ny transformator		30 MVA	30 MVA	4,3		
Investeringer		72,5		81,4		69,5
D & V kostnader		17,7		19,9		17,0
Tapskostnader		18,2		17,1		9,0
TOTAL		108,4		118,4		95,4

NETTALTERNATIV 1-B (lav produksjon i Gjervallåga) SAMMENLIGNING AV TOTALKOSTNADER

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

	33 kV		132 kV	
		[MNOK]		[MNOK]
Kraftlinier og -kabler:				
Gjervallåga - Leirå	22 kV	8,1	22 kV	8,1
Øvre Leiråga - Leirå	22 kV	0,8	22 kV	0,8
Nedre Leiråga - Leirå	22 kV	0,4	22 kV	0,4
Bordveåga - Leirå	22 kV	2,3	22 kV	2,3
Rausandaksla - Leirå	22 kV	4,1	22 kV	4,1
Leirå - Strupen	22 kV	20,8	22 kV	20,8
Felt i kraftverker, 22 kV	5 stk	3,5	5 stk	3,5
Leirå transformator/koblings stasjon:				
Elektrotekniske kostnader pr felt				
132 kV			1 stk	2,2
33 kV	1 stk	0,8		
22 kV	6 stk	2,1	6 stk	2,1
Bygningstekniske kostnader pr felt				
132 kV			1 stk	4,0
33 kV	1 stk	2,5		
22 kV	6 stk	2,1	6 stk	2,1
Planlegging, frakt og montasje		1,3		1,3
Grunnerstatning		0,2		0,2
Ny transformator	25 MVA	3,5	25 MVA	4,0
Strupen				
Elektrotekniske kostnader pr felt:				
132 kV	3 stk	6,5	3 stk	6,5
33 kV	1 stk	0,8		
22 kV				
Bygningstekniske kostnader pr felt:				
132 kV	3 stk	12,0	3 stk	4,8
33 kV	1 stk	2,5		
22 kV				
Planlegging, frakt og montasje		1,3		1,0
Grunnerstatning		0,2		0,2
Ny transformator	25 MVA	4,0		
Investeringer		79,6		68,2
D & V kostnader		19,5		16,7
Tapskostnader		12,6		4,6
TOTAL		115,7		89,4

NETTALTERNATIV 1-B (høy produksjon i Gjervallåga) SAMMENLIGNING AV TOTALKOSTNADER

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

	33 kV		132 kV	
		[MNOK]		[MNOK]
Kraftlinier og -kabler:				
Gjervallåga - Leirå	22 kV	8,1	22 kV	8,1
Øvre Leiråga - Leirå	22 kV	0,8	22 kV	0,8
Nedre Leiråga - Leirå	22 kV	0,4	22 kV	0,4
Bordveåga - Leirå	22 kV	2,3	22 kV	2,3
Rausandaksla - Leirå	22 kV	4,1	22 kV	4,1
Leirå - Strupen	22 kV	20,8	22 kV	20,8
Felt i kraftverker, 22 kV	5 stk	3,5	5 stk	3,5
Leirå transformator/koblings stasjon:				
Elektrotekniske kostnader pr felt				
132 kV			1 stk	2,2
33 kV	1 stk	0,8		
22 kV	6 stk	2,1	6 stk	2,1
Bygningstekniske kostnader pr felt				
132 kV			1 stk	4,0
33 kV	1 stk	2,5		
22 kV	6 stk	2,1	6 stk	2,1
Planlegging, frakt og montasje		1,3		1,3
Grunnerstatning		0,2		0,2
Ny transformator	30 MVA	3,9	30 MVA	4,3
Strupen				
Elektrotekniske kostnader pr felt:				
132 kV	3 stk	6,5	3 stk	6,5
33 kV	1 stk	0,8		
22 kV				
Bygningstekniske kostnader pr felt:				
132 kV	3 stk	12,0	3 stk	4,8
33 kV	1 stk	2,5		
22 kV				
Planlegging, frakt og montasje		1,3		1,0
Grunnerstatning		0,2		0,2
Ny transformator	30 MVA	4,3		
Investeringer		80,3		68,5
D & V kostnader		19,6		16,7
Tapskostnader		18,4		8,1
TOTAL		122,7		93,2

NETTALTERNATIV 2-A (lav produksjon i Gjervallåga) **SAMMENLIGNING AV TOTALKOSTNADER**

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

	22 KV		33 KV		132 KV	
	[MNOK]		[MNOK]		[MNOK]	
Kraftlinier og -kabler:						
Gjervallåga - Leirå	22 kV	8,1	22 kV	8,1	22 kV	8,1
Øvre Leiråga - Leirå	22 kV	0,8	22 kV	0,8	22 kV	0,8
Nedre Leiråga - Leirå	22 kV	0,4	22 kV	0,4	22 kV	0,4
Bordveåga - Leirå	22 kV	2,3	22 kV	2,3	22 kV	2,3
Rausandaksla - Røvassdal	22 kV	5,6	22 kV	5,6	22 kV	5,6
Leirå - Røvassdal	22 kV	23,4	33 kV	23,3	132 kV	23,2
Felt i kraftverker, 22 kV	5 stk	3,5	5 stk	3,5	5 stk	3,5
Leirå transformator/koblings stasjon:						
Elektrotekniske kostnader pr felt						
132 kV					1 stk	2,2
33 kV			1 stk	0,8		
22 kV	5 stk	1,8	5 stk	1,8	5 stk	1,8
Bygningstekniske kostnader pr felt						
132 kV					1 stk	4,0
33 kV			1 stk	2,5		
22 kV	5 stk	1,8	5 stk	1,8	5 stk	1,8
Planlegging, frakt og montasje		1,0		1,3		1,3
Grunnerstatning		0,2		0,2		0,2
Ny transformator			20 MVA	3,1	20 MVA	3,6
Røvassdal, utvidelse						
Elektrotekniske kostnader pr felt:						
132 kV	1 stk	2,4	1 stk	2,4	2 stk	4,8
33 kV			1 stk	0,9		
22 kV	3 stk	1,4	2 stk	0,9	2 stk	0,9
Bygningstekniske kostnader pr felt:						
132 kV	1 stk	0,3	1 stk	0,3	2 stk	0,5
33 kV			1 stk	0,2		
22 kV	3 stk	0,5	2 stk	0,4	2 stk	0,4
Planlegging, frakt og montasje		0,5		0,5		0,5
Grunnerstatning		0,0		0,0		0,0
Ny transformator	25 MVA	4,0	25/20/5 MVA	5,2	10 MVA	2,8
Investeringer		57,8		66,0		68,5
D & V kostnader		14,1		16,1		16,7
Tapskostnader		13,1		10,1		3,8
TOTAL		85,0		92,2		89,0

NETTALTERNATIV 2-A (høy produksjon i Gjervallåga) SAMMENLIGNING AV TOTALKOSTNADER

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

	22 KV		33 KV		132 kV	
	[MNOK]		[MNOK]		[MNOK]	
<u>Kraftlinjer og -kabler:</u>						
Gjervallåga - Leirå	22 kV	8,1	22 kV	8,1	22 kV	8,1
Øvre Leiråga - Leirå	22 kV	0,8	22 kV	0,8	22 kV	0,8
Nedre Leiråga - Leirå	22 kV	0,4	22 kV	0,4	22 kV	0,4
Bordveåga - Leirå	22 kV	2,3	22 kV	2,3	22 kV	2,3
Rausandaksla - Røvassdal	22 kV	5,6	22 kV	5,6	22 kV	5,6
Leirå -Røvassdal	22 kV	25,2	33 kV	23,3	132 kV	23,2
Felt i kraftverker, 22 kV	5 stk	3,5	5 stk	3,5	5 stk	3,5
<u>Leirå transformator/koblings stasjon:</u>						
Elektrotekniske kostnader pr felt						
132 kV					1 stk	2,2
33 kV			1 stk	0,8		
22 kV	5 stk	1,8	5 stk	1,8	5 stk	1,8
Bygningstekniske kostnader pr felt						
132 kV					1 stk	4,0
33 kV			1 stk	2,5		
22 kV	5 stk	1,8	5 stk	1,8	5 stk	1,8
Planlegging, frakt og montasje		1,0		1,3		1,3
Grunnerstatning		0,2		0,2		0,2
Ny transformator			25 MVA	3,5	25 MVA	4,0
<u>Røvassdal</u>						
Elektrotekniske kostnader pr felt:						
132 kV	1 stk	2,4	1 stk	2,4	2 stk	4,8
33 kV			1 stk	0,9		
22 kV	3 stk	1,4	2 stk	0,9	2 stk	0,9
Bygningstekniske kostnader pr felt:						
132 kV	1 stk	0,3	1 stk	0,3	2 stk	0,5
33 kV			1 stk	0,2		
22 kV	3 stk	0,5	2 stk	0,4	2 stk	0,4
Planlegging, frakt og montasje		0,5		0,5		0,5
Grunnerstatning		0,0		0,0		0,0
Ny transformator	30 MVA	4,6	30/25/5 MVA	5,7	10 MVA	2,8
Investeringer		60,2		66,9		68,9
D & V kostnader		14,7		16,3		16,8
Tapskostnader		16,8		15,6		7,0
TOTAL		91,7		98,8		92,7

NETTALTERNATIV 2-B (lav produksjon i Gjervallåga) SAMMENLIGNING AV TOTALKOSTNADER

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

	22 KV		33 KV		132 kV	
	[MNOK]		[MNOK]		[MNOK]	
Kraftlinier og -kabler:						
Gjervallåga - Leirå	22 kV	8,1	22 kV	8,1	22 kV	8,1
Øvre Leiråga - Leirå	22 kV	0,8	22 kV	0,8	22 kV	0,8
Nedre Leiråga - Leirå	22 kV	0,4	22 kV	0,4	22 kV	0,4
Bordveåga - Leirå	22 kV	2,3	22 kV	2,3	22 kV	2,3
Rausandaksla - Leirå	22 kV	4,1	22 kV	4,1	22 kV	4,1
Leirå - Røvassdal	22 kV	25,2	33 kV	23,3	132 kV	23,2
Felt i kraftverker, 22 kV	5 stk	3,5	5 stk	3,5	5 stk	3,5
Leirå transformator/koblings stasjon:						
Elektrotekniske kostnader pr felt						
132 kV					1 stk	2,2
33 kV			1 stk	0,8		
22 kV	6 stk	2,1	6 stk	2,1	6 stk	2,1
Bygningstekniske kostnader pr felt						
132 kV					1 stk	4,0
33 kV			1 stk	2,5		
22 kV	6 stk	2,1	6 stk	2,1	6 stk	2,1
Planlegging, frakt og montasje		1,0		1,3		1,3
Grunnerstatning		0,2		0,2		0,2
Ny transformator			25 MVA	3,5	25 MVA	4,0
Røvassdal						
Elektrotekniske kostnader pr felt:						
132 kV	1 stk	2,4	1 stk	2,4	1 stk	2,4
33 kV			1 stk	0,9		
22 kV	2 stk	0,9				
Bygningstekniske kostnader pr felt:						
132 kV	1 stk	0,3	1 stk	0,3	1 stk	0,3
33 kV			1 stk	0,2		
22 kV	2 stk	0,4				
Planlegging, frakt og montasje		0,5		0,5		0,5
Grunnerstatning		0,0		0,0		0,0
Ny transformator	25 MVA	4,0	25 MVA	4,0		
Investeringer		58,1		63,1		61,3
D & V kostnader		14,2		15,4		15,0
Tapskostnader		15,0		13,7		3,8
TOTAL		91,4		96,2		80,2

NETTALTERNATIV 2-B (høy produksjon i Gjervallåga) SAMMENLIGNING AV TOTALKOSTNADER

Energipris	NOK/kWh	0,35
Levetid	år	30
Kalkulasjonsrente	%	4,5
Drift- og vedlikeholdskost	%	1,5

	22 KV		33 KV		132 kV	
	[MNOK]		[MNOK]		[MNOK]	
Kraftlinier og -kabler:						
Gjervallåga - Leirå	22 kV	8,1	22 kV	8,1	22 kV	8,1
Øvre Leiråga - Leirå	22 kV	0,8	22 kV	0,8	22 kV	0,8
Nedre Leiråga - Leirå	22 kV	0,4	22 kV	0,4	22 kV	0,4
Bordveåga - Leirå	22 kV	2,3	22 kV	2,3	22 kV	2,3
Rausandaksla - Leirå	22 kV	4,1	22 kV	4,1	22 kV	4,1
Leirå - Røvassdal	22 kV	25,2	33 kV	23,3	132 kV	23,2
Felt i kraftverker, 22 kV	5 stk	3,5	5 stk	3,5	5 stk	3,5
Leirå transformator/koblings stasjon:						
Elektrotekniske kostnader pr felt						
132 kV					1 stk	2,2
33 kV			1 stk	0,8		
22 kV	6 stk	2,1	6 stk	2,1	6 stk	2,1
Bygningstekniske kostnader pr felt						
132 kV					1 stk	4,0
33 kV			1 stk	2,5		
22 kV	6 stk	2,1	6 stk	2,1	6 stk	2,1
Planlegging, frakt og montasje		1,0		1,3		1,3
Grunnerstatning		0,2		0,2		0,2
Ny transformator			30 MVA	3,9	30 MVA	4,3
Røvassdal						
Elektrotekniske kostnader pr felt:						
132 kV	1 stk	2,4	1 stk	2,4	1 stk	2,4
33 kV			1 stk	0,9		
22 kV	2 stk	0,9				
Bygningstekniske kostnader pr felt:						
132 kV	1 stk	0,3	1 stk	0,3	1 stk	0,3
33 kV			1 stk	0,2		
22 kV	2 stk	0,4				
Planlegging, frakt og montasje		0,5		0,5		0,5
Grunnerstatning		0,0		0,0		0,0
Ny transformator	30 MVA	4,3	30 MVA	4,3		
Investeringer		58,4		63,8		61,6
D & V kostnader		14,3		15,6		15,1
Tapskostnader		21,6		19,9		7,0
TOTAL		98,6		103,5		83,7

VEDLEGG II:

LASTFLYTDATA

Antatte linjedata:

Systemreferanse (Sbase): 100 MVA
Systemspenning (Ubase): 132 kV
Basisverdi for impedans (Zbase) 174,24 Ohm

Fra	Til	Type	km	$r_{(\Omega/\text{km})}$	$x_{(\Omega/\text{km})}$	$c_{d(nF/\text{km})}$	$R_{(\text{pu})}$	$X_{(\text{pu})}$	$B_{(\text{pu})}$
Leirå tr. stasjon	Strupen koblingsstasjon	FeAl 95	17,000	0,1910	0,4190	8,7200	0,01864	0,04088	0,00811
Leirå tr.stasjon	Røvassdal tr. stasjon	FeAl 95	19,000	0,1910	0,4190	8,7200	0,02083	0,04569	0,00907

Antatte kabeldata:

Systemreferanse (Sbase): 100 MVA
Systemspenning (Ubase): 22 kV
Basisverdi for impedans (Zbase) 4,84 Ohm

Fra	Til	Type	km	$r_{(\Omega/\text{km})}$	$x_{(\Omega/\text{km})}$	$c_{d(nF/\text{km})}$	$R_{(\text{pu})}$	$X_{(\text{pu})}$	$B_{(\text{pu})}$
Gjervallåga	Leirå tr. stasjon	TSLE 3x1x240	16,000	0,1250	0,1800	280,0000	0,41322	0,59504	0,00681
Øvre Leiråga	Leirå tr. stasjon	TSLE 3x1x240	1,500	0,1250	0,1800	280,0000	0,03874	0,05579	0,00064
Nedre Leiråga	Leirå tr. stasjon	TSLE 3x1x95	1,000	0,3200	0,2000	200,0000	0,06612	0,04132	0,00030
Bordvegåga	Leirå tr. stasjon	TSLE 3x1x240	4,500	0,1250	0,1800	280,0000	0,11622	0,16736	0,00192
Rausandaksla	Leirå tr. stasjon	TSLE 3x1x240	8,000	0,1250	0,1800	280,0000	0,20661	0,29752	0,00341

Bordvedåga kraftverk

Rana kommune

Virkninger på biologisk mangfold



Ole Kristian Spikkeland Naturundersøkelser

November 2008, rev. desember 2013

Sammendrag

Generell omtale av situasjon og egenskaper / kvaliteter		i) Vurdering av verdi
Bordvedåga er et relativt lite vassdrag (8,6 km² ved planlagt inntak; normaltilsig 0,77 m³/s) som drenerer nordøstover mot Langvatnet, og Ranelva, før det munner ut i Ranfjorden ved Mo i Rana. Store deler av tiltaksområdet og nedbørfeltet mangler løsmassedekke og har lite, eller ingen, vegetasjon. Unntak gjelder de lavestliggende områdene, som i det vesentlige er skogdekte eller består av kulturmark. Bordvedvatnet er største innsjø i nedbørfeltet, og har en tynn ørretbestand. Bordvedåga er ikke fiskeførende innenfor tiltaksområdet. Det er ikke registrert verdifulle naturtyper (jf. DN-håndbok 13) eller truede vegetasjonstyper innenfor tiltaksområdet. Følgende rødlistearter opptrer sikkert, eller sannsynligvis, innenfor nedbørfeltet/tiltaksområdet: Jerv (EN), gaupe (VU), strandsnipe, fiskemåke, hønhauk og stær (alle NT). Datagrunnlag: Litteraturstudier, gjennomgang av ulike databaser, intervjuer og eget feltarbeid.		LitenMiddelsStor ▲ Middels godt
ii) Omtale og vurdering av mulige virkninger og konfliktpotensiale		iii) Samlet vurdering
Elvekraftverk uten regulering. Bordvedåga tas inn på kote 400, og driftsvannet føres ca. 1 920 m i skråsjakt/horisontal tunnel og nedsprenget rør (diameter 1 100 mm) til kraftstasjon på ca. kote 60 (planlagt effekt 5 490 kW; maks slukeevne 1,92 m³/s; beregnet årsproduksjon 15,5 GWh). Kraftverket tilknyttes eksisterende 22 kV nett via en ca. 700 m lang jordkabel som vil følge en planlagt tilkomstvei til kraftstasjonen. Langs rørraséen opp til tunnelinnslaget må det bygges ca. 460 m anleggsvei. Det er planlagt slipp av minstevannføring tilsvarende alminnelig lavvannsføring 21 l/s.	Vannføringen i Bordvedåga vil bli betydelig redusert mellom kote 400 og kote 60, noe som trolig vil forverre situasjonen for fossefall, som sannsynligvis hekker i sentrale deler av tiltaksområdet. Sammen med tilsig fra restfeltet vil planlagt slipp av minstevannføring trolig redusere skadevirkninger for denne arten. Det bør likevel vurderes å sette opp egne rugekassar for fossefall i fossefall som får fraført vann. Slipp av minstevannføring vil ellers kunne trygge leveområdene for karplanter, lav-/moseflora og andre organismegrupper som er nært knyttet til fosser og stryk. Ingen rødlistearter forventes å bli særlig negativt berørt av planlagt vannføringsreduksjon eller terrenginngrep. Etablering av inntaksdam i Bordvedåga forventes ikke å medføre særlige ulemper for flora eller fauna, ei heller mer arealkrevende terrenginngrep i nedre del av tiltaksområdet. Kraftstasjonen m/utslippskanal er nå flyttet opp til kote 60, slik at avstanden til Glomådeltaet landskapsvernområde og avgrenset naturtype deltaområde omkring innsjøen Aven har blitt tilstrekkelig stor. Ulempene ved samtlige typer terrenginngrep vil være størst under, og like etter, anleggsfasen. Forstyrrelser knyttet til anleggsarbeid og annen ferdsel/aktivitet vil virke negativt inn på fugle- og dyrelivet, spesielt i nærområdene til Glomådeltaet landskapsvernområde m/dyrelivsfredning. Yngleperioden er mest kritiske periode. Omfang: Stort negativtMiddels negativtLite/intetMiddels positivtStort positivt ▲	Middels til liten negativ

Forside:

Parti fra Bordvedåga i Rana kommune. Foto: Ole Kristian Spikkeland.

Innhold

	Side
Sammendrag	2
1. Innledning	4
2. Utbyggingsplaner og influensområde	4
3. Metode	8
3.1. Eksisterende datagrunnlag	8
3.2. Verktøy for kartlegging av verdi- og konsekvensvurdering	8
3.3. Feltregistreringer	8
4. Resultat	9
4.1. Kunnskapsstatus	9
4.2. Naturgrunnlaget	10
4.3. Rødlistearter	11
4.4. Terrestrisk miljø	11
4.5. Akvatisk miljø	13
4.6. Konklusjon – verdi	13
5. Virkninger av tiltaket	14
5.1. Omfang og konsekvens	14
6. Avbøtende tiltak	15
7. Usikkerhet	15
8. Referanser og grunnlagsdata	16

Vedlegg

Referat

Utførende firma: Ole Kristian Spikkeland Naturundersøkelser (Org.nr.: 980 282 171 MVA)	Kontaktperson og prosjektansvarlig: Cand.real. Ole Kristian Spikkeland
Dato: November 2008, rev. desember 2013	Oppdragsgiver: Statskog SF v/Ivar Asbjørn Lervåg og Per Sivertsen
Referanse: Spikkeland, O.K. 2008. Bordvedåga kraftverk, Rana kommune. Virkninger på biologisk mangfold. Ole Kristian Spikkeland Naturundersøkelser. Rapport. 17 s.	
Referat: Virkningene på det biologiske mangfoldet av vannkraftutbygging av Bordvedåga i Rana kommune, Nordland fylke er vurdert. Forekomst av rødlistearter og sjeldne og/eller verdifulle naturtyper er vektlagt. Behovet for minstevannføring er vurdert, og det er satt fram forslag til avbøtende og kompenserende tiltak.	
4 emneord: Biologisk mangfold – Rødlistearter – Registrering – Vannkraftutbygging	

1. Innledning

Det planlegges å utnytte vannfallet i nedre del av Bordvedåga (vassdragsnr. 156.CC0) nordvest for Langvatnet i Rana kommune, Nordland fylke for å bygge kraftverk (Fig. 1). Vassdraget har utspring i Snøfjellet og drenerer nordøstover mot innsjøen Aven i Glomådeltaet landskapsvernområde ved innløpet til Langvatnet. Herifra renner Langvassåga ut i Ranelva om lag 12 km oppstrøms utløpet i havet lengst nordøst i Ranfjorden ved kommunesenteret Mo i Rana.

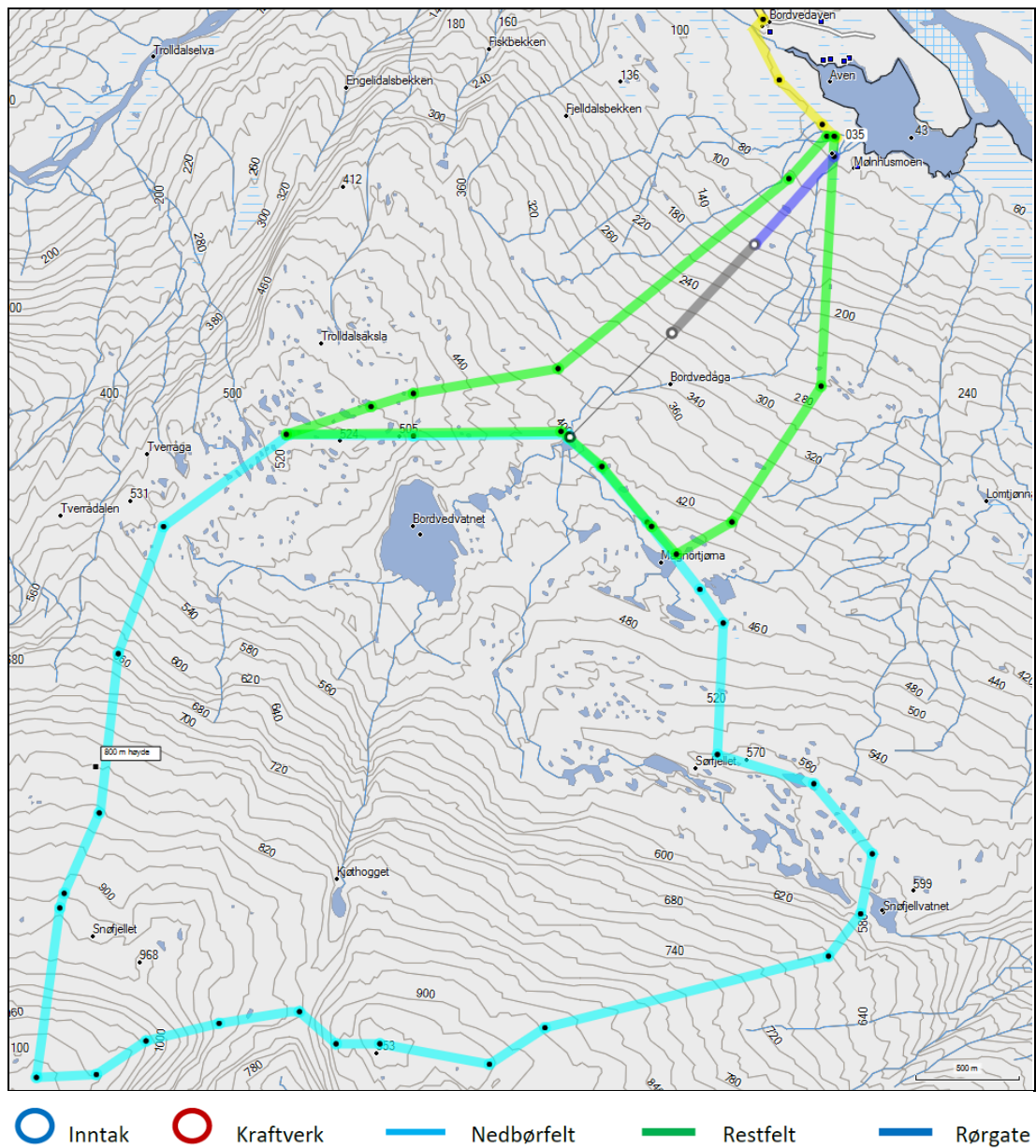


Figur 1. Bordvedåga ligger vest for Glomådeltaet i Langvatnet i Rana kommune, Nordland.

2. Utbyggingsplaner og influensområde

Det søkes om å utnytte et vannfall på ca. 340 m i Bordvedåga, fra ca. kote 400 og ned til kraftstasjon på ca. kote 60 (Fig. 2-6). Driftsvannveien får en samlet lengde på 1 920 m. Øverst bygges en 700 m lang fjelltunnel med tverrsnitt 20 m², deretter et 760 m langt rør i tunnel med diameter 1 100 mm, og til sist en 460 m lang nedsprengt grøft fram til kraftstasjonen. Driftsvannveien følger vestsiden av elveløpet. Det må bygges 750 m atkomstvei fra eksisterende vei til Bordvedåga og fram til planlagt kraftstasjon. Videre må det bygges en midlertidig anleggsvei ca. 460 m langs planlagt rørtrasé opp nedre tunnel-innslaget. Til arbeid med dam og inntak vil helikopter bli benyttet til transport. Inntaket består av en ca. 3 m høy og ca. 40 m lang betongdam. Neddemt areal blir ca. 3,0 da og magasinvolumet er beregnet til ca. 12 000 m³. Kraftstasjonen plasseres nær elvebredden ved Mølnhusmoen, litt oppstrøms Aven, som inngår i Glomådeltaet landskapsvernområde. Avløpsvannet føres tilbake til Bordvedåga via en kort kanal. Tunnelmassene vil utgjøre ca. 15 000 m³ og blir deponert nær planlagt kraftstasjon. Ved nedre tunnelåpning vil det bli etablert riggområde og et lite slambasseng. I kraftverket er det planlagt installert effekt på 5 490 kW og maks-min turbinslukeevne på henholdsvis 1,920 og 0,019 m³/s. Kraftverket tilknyttes eksisterende 22 kV nett ved Bordvedåga i nord via ca. 700 m lang jordkabel som følger den planlagte veitraséen. Kraftverket får et nedbørfelt på ca. 8,6 km². Middelvannføring er beregnet til 0,77 m³/s. Spesifikk avrenning er beregnet til 0,089 m³/s/km², som gir et årstilsig på ca. 24,2 mill. m³. Årsproduksjonen til 15,5 GWh, fordelt på 10,7 GWh sommerproduksjon og 4,8 GWh vinterproduksjon. Alminnelig lavvannføring er beregnet til 0,021 m³/s, mens 5-persentil sommer og vinter er beregnet til henholdsvis 0,160 og 0,035 m³/s. Det er planlagt slipp av minstevannføring tilsvarende alminnelig lavvannsføring 0,021 m³/s. Restfeltet på 1,6 km² vil gi avrenning på 0,082 m³/s.

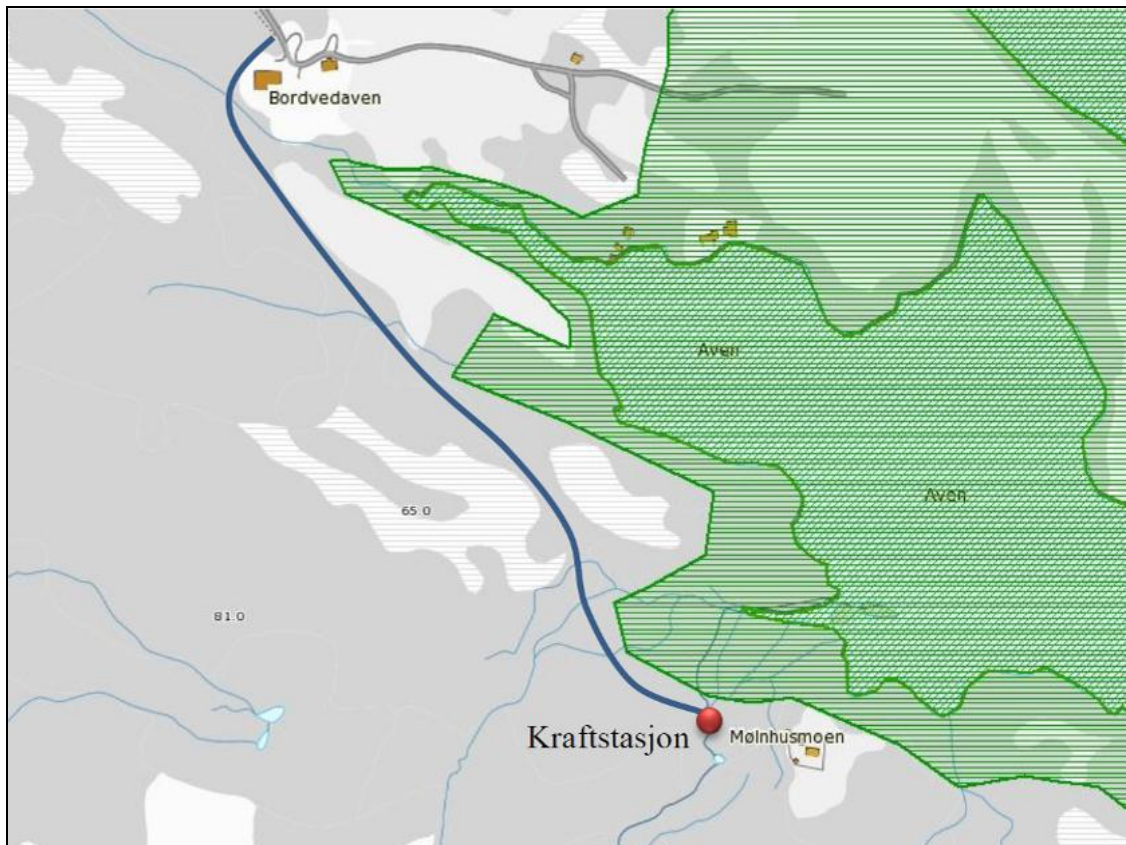
Influensområdet er i følge NVE–Veileder 3-2009 "alle områder som blir berørt av inngrepet og defineres innenfor en sone på minst 100 m fra planlagt tiltak. Dersom denne sonen fravikes og blir smalere så skal dette begrunnes". I Bordvedåga defineres influensområdet ut fra følgende inngrep: Elvestrekningen som blir fraført vann, inntaksdammen, nedsprengt rørgate med tilliggende midlertidig anleggsvei nedenfor fjelltunnel, samt kraftstasjonen med kort utslippskanal og tilkomstvei og jordkabeltrasé for nettilknytting.



Figur 2. Forenklet utbyggingsplan for Bordvedåga kraftverk i Rana kommune.



Figur 3. Bordvedåga renner store strekninger over nakent berg. Foto: Ole Kristian Spikkeland.



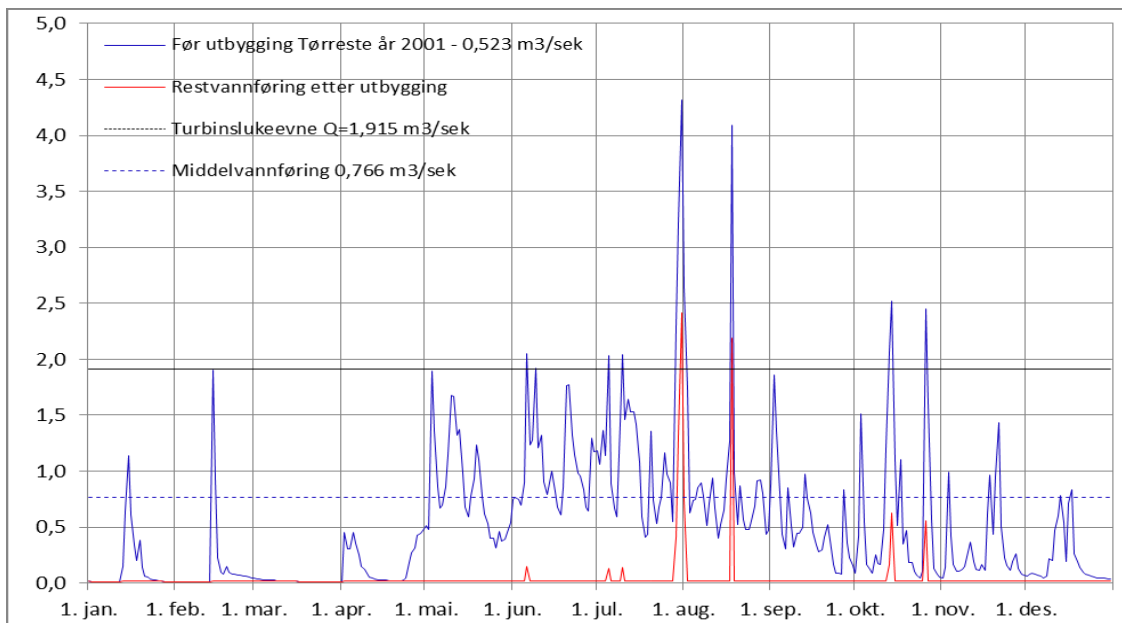
Figur 4. Ny tilkomstvei til planlagt kraftstasjon vil bli lagt utenom Glomådeltaet landskapsvernområde (skråstilt skravur som dekker selve vannflaten) og utenom avgrenset naturtype "deltaområde" Glomågas utløp i Langvatnet, jf. Naturbasen (liggende skravur).



Figur 5. Inntaksområdet i Bordvedåga ved kote 400. Det vil bli bygget en ca. 3 m høy og 40 m lang betongdam. Neddemt areal blir ca. 3,0 da. Foto: Ole Kristian Spikkeland.



Figur 6. Kraftstasjonen er planlagt nær Bordvedåga om lag kote 60. Foto: Ole Kristian Spikkeland.



Figur 7. Variasjoner i vannføring i Bordvedåga i et tørt år (2001), før og etter utbygging.

Tabell 1. Antall dager med vannføring større enn maksimal slukeevne og mindre enn minste slukeevne tillagt planlagt minstevannføring i utvalgte år i Bordvedåga.

	Tørt år	Middels år	Vått år
Antall dager med vannføring > maksimal slukeevne	12	36	85
Antall dager med vannføring < minste slukeevne	63	23	0

3. Metode

3.1. Eksisterende datagrunnlag

Ved prosjektoppstart ble foreløpige planer for utbygging av Bordvedåga gjennomgått. Dagens status for det biologiske mangfoldet i tiltaksområdet er ellers vurdert på bakgrunn av kontakt med Rana kommune og fylkesmannen i Nordland v/miljøvern avdelingen, grunneierrepresentant samt gjennomgang av litteratur, kartverk, Naturbasen og Artskart.

3.2. Verktøy for kartlegging av verdi- og konsekvensvurdering

Foreliggende rapport bygger på metodikken som er beskrevet i *NVE-Veileder 3-2009: Kartlegging og dokumentasjon av biologisk mangfold ved bygging av småkraftverk (1-10 MW) – revidert utgave* (jf. Vedl. 1). Bakgrunns litteratur og datakilder som er benyttet, framgår av referanselista i Kap. 8.

3.3. Feltregistreringer

Det er gjennomført egen befaringsrute i tiltaksområdet 24. juli 2008. Vannføringen i Bordvedåga synes nokså normal for årstiden. Det er ikke foretatt prøvefiske. Befaringsrute er kartfestet (Fig. 8) og grundig fotodokumentert.

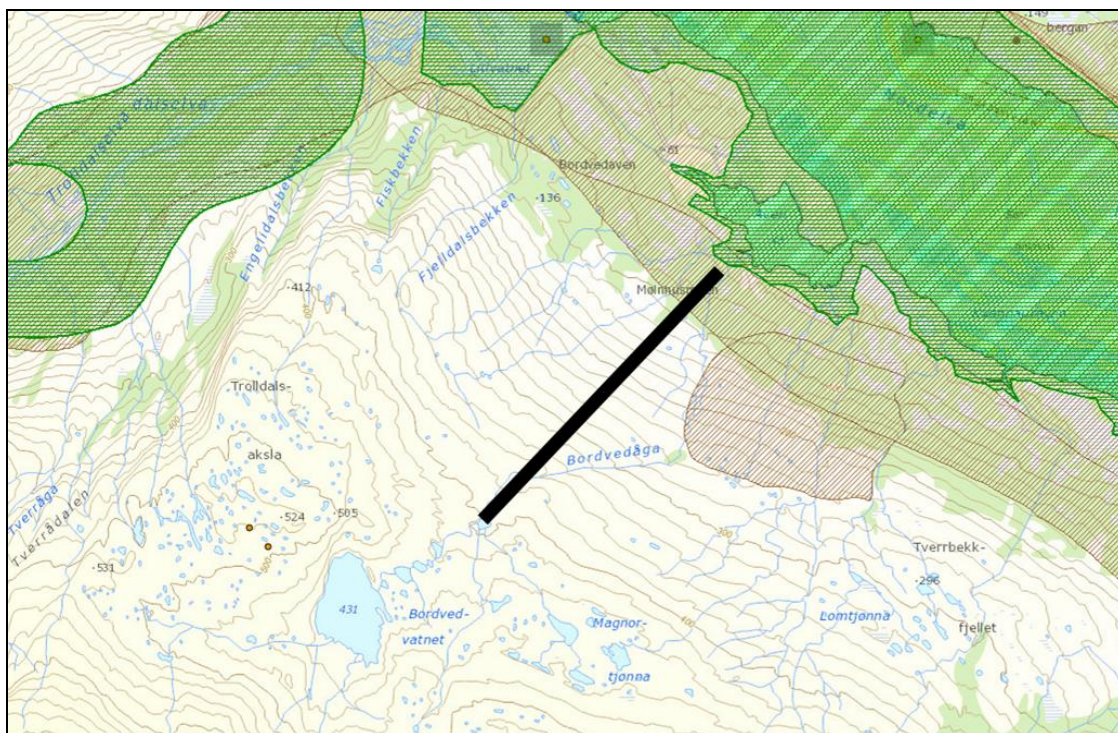


Figur 8. Spor fra befaringsruten i Bordvedåga 24. juli 2008. Grønn strek avgrenser landskapsvernområdet.

4. Resultat

4.1. Kunnskapsstatus

Naturbasen har følgende kartfestet informasjon fra tiltaksområdet og det øvrige nedbørfeltet til Bordvedåga (Fig. 9): I den aller nederste delen av tiltaksområdet, omkring innsjøen Aven, er lokaliteten *Glomågas utløp i Langvatnet* avmerket som prioritert naturtype; deltaområde - verdi *svært viktig*. Dette er en noe videre avgrensning enn den som gjelder for Glomådeltaet landskapsvernområde m/dyrelivsfredning. Her følger vernegrensene selve strandsonen langs Aven. Formålet med landskapsvernområdet er (sitat); "... å bevare et viktig våtmarksområde med naturlig tilhørende vegetasjon og dyreliv, spesielt det rike fuglelivet, de botanisk verdifulle myr- og sumpområdene, samt det spesielle deltalandskapet". Glomådeltaet, inkludert en smal randsone omkring Aven, er også avmerket som viltområde i Naturbasen – med høy verdi for en lang rekke våtmarkstilknyttede fuglearter. Lokaliteten er dessuten omtalt og beskrevet i DNS elvedeltadatabase. Utover dette er de lavestliggende, skogdekte delene av tiltaksområdet opp til ca. kote 100 vist i Naturbasen som beiteområde for elg (vekt 1), mens arealene like øst for Bordvedåga mellom ca. kote 100 og kote 250 er avmerket som spillplass/parringsområde for storfugl (vekt 3). Vassdraget berøres ikke av Samlet plan for vassdrag og befinner seg oppstrøms anadromt vandringshinder i Ranaelva, som er nasjonalt laksevassdrag. Artskart viser til flere spredte observasjoner av jerv, blant annet på Trolldalsaksla like vest for Bordvedvatnet. I forbindelse med foreliggende kraftutbyggingsplaner har firmaet Grønn kompetanse AS utgitt en egen befaringsrapport fra Bordvedåga (Hansgård 2008). Det er ellers utarbeidet en miljøfaglig vurdering av småkraftverk i Rana kommune (Mork mfl. 2009), hvor delfelt 7; Trolldalen og Leirdalen, samlet er gitt middels verdi for tema naturmiljø. Det er også laget en rapport om biologisk mangfold i Rana kommune (Gaarder mfl. 2012). Faunaopplysninger fra tiltaksområdet og nedbørfeltet er mottatt muntlig fra grunneier Tor-Ivan Johansen. Det er videre tatt kontakt med miljøvernssjefen i Rana kommune og miljøvernavdelingen hos fylkesmannen i Nordland med tanke på mulige supplerende innspill. Ved utarbeidelsen av foreliggende rapport har generell kunnskap om flora og fauna i regionen blitt lagt til grunn. Tiltaksområdet ble befart i juli måned. I gjeldende kommuneplan for Rana (2004) har tiltaksområdet i Bordvedåga status som landbruks-, natur- og friluftsområde, kategori LNF-1, dvs. at spredt bebyggelse ikke er tillatt.



Figur 9. Utskrift fra Naturbasen (<http://geocortex.dimat.no/silverlightviewer/?Viewer=Naturbase>) over tiltaksområdet i Bordvedåga med nærmeste omgivelser. Svart strek viser trasé for planlagt driftsvannvei.

4.2. Naturgrunnlaget

Berggrunnen i mesteparten av nedbørfeltet til Bordvedåga består av granittisk gneis tilhørende grunnfjellet. De laveliggende områdene er bygd opp av lyse og kvartsfeltspatrike gneiser av noe yngre opprinnelse; fra senproterozoisk til kambrosilurisk tid (Gustavson & Gjelle 1991). Store deler av tiltaksområdet mangler løsmassedekke. Unntak gjelder de lavestliggende områdene, som øverst består av skredmateriale i nedkant av de blankskurte bergpartiene og deretter av en sone med morenemateriale. Dette materialet er i noen grad overdekket av torv og myr, eller er tynt humusdekke. Det aller nederste partiet ut mot Aven består av elveavsetninger – og til side for disse hav- og fjordavsetninger. Høyere opp i nedbørfeltet, og ovenfor tiltaksområdet, finnes et parti med breelv- og moreneavsetninger sør for Bordvedvatnet.

Nedbørfeltet har relativt store høydeforskjeller. De nedre, skogkledde partiene ut mot Aven er relativt slake. Fra ca. kote 100 stiger terrenget forholdsvis jevnt opp mot ca. kote 375, for så å flate mer ut fram mot planlagt inntak i en liten dam hvor bekken fra Magnortjørnan i sørøst løper sammen med hovedvassdraget. Bordvedåga har lite fall videre oppover mot Bordvedvatnet (431 moh.; 0,144 km²), som er klart største innsjø i feltet. Til Bordvedvatnet renner større bekker inn fra vest og sør. Herifra stiger terrenget forholdsvis bratt mot sør og sørvest til høyeste punktet i nedbørfeltet nær toppen av Snøfjellet om lag kote 1 120. Innenfor tiltaksområdet renner Bordvedåga for det meste over nakent berg og i små fossefall. Det mest markerte fossefallet ligger omkring kote 200 (Fig. 10). I øvre og nedre partier har elva gravd seg noe mer ned i terrenget. Nede i skogsonen opptrer gradvis mer løsmasser i elveløpet, og fossefallene blir borte. Litt nedenfor planlagt kraftstasjon deler elva seg i flere mindre løp fram mot utløpet i Aven. Gran, furu og bjørk er dominerende treslag opp til ca. kote 100 i tiltaksområdet.

Tiltaksområdet og det øvrige nedbørfeltet til Bordvedåga er kun påvirket av tekniske inngrep i de nederste partiene. Områdene omkring Aven er preget av spredt landbruk og noe fritidsbebyggelse. Fra nord går det kjørevei fram til bruket Bordvedaven. Videre sørover i retning Bordvedåga finnes noe innmark og en gammel kjerrevei. Området er dessuten noe hogstpåvirket. Utmarksområdene beites av sau og periodevis også tamrein.



Figur 10. Det mest markerte fossefallet i Bordvedåga, omkring kote 200, er tilnærmet uten begroing av moser, lav og karplanter. Foto: Ole Kristian Spikkeland.

Klimaet i nedbørfeltet er kjølig oseanisk. Ved målestasjonen på Rana-Båsmoen (40 moh.) ca. 12 km mot sørøst, er årsnedbøren 1 625 mm. Det faller mest nedbør i oktober (209 mm), minst i mai (72 mm). I høyere liggende områder vil nedbørmengden være atskillig høyere. Årsmiddeltemperaturen på samme stasjon er 3,0 °C, med juli som varmeste måned (13,0 °C) og januar som kaldeste måned (-6,0 °C).

4.3. Rødlistearter

Eneste rødlisteart (jf. Kålås mfl. 2010) som ble registrert innenfor definert tiltaksområde i Bordvedåga under befaringen 24. juli 2008, var strandsnipe (kategori NT; *nær truet*). Arten ble observert både langs Aven og i nedre del av Bordvedåga, høyst sannsynlig som hekkefugl. Andre forekommende rødlistearter innenfor nedbørfeltet/tiltaksområdet er; jerv (kategori EN; *sterkt truet*), fiskemåke (NT), stær (NT) og sannsynligvis gaupe (kategori VU; *sårbar*) og hønsehauk (NT). Jerv og gaupe er streifdyr i området, mens stær og fiskemåke først og fremst er knyttet til kulturlandskapet langs Aven og ved bruket Bordvedaven. Hønsehauk opptrer på streif, og trolig også som hekkefugl, i de store skogområdene langs Langvatnet. Rødlisteartene er listet opp i tabell 2. Potensiale for funn av rødlistede arter blant karplanter, moser og lav vurderes som lavt, siden berggrunnen er fattig og ensartet, og løsmassedekket er nesten helt fraværende over store områder. Av arter som står oppført på Bern liste II, opptrer sannsynligvis både fossefall og linerle langs Bordvedåga. Fylkesmannen i Nordland har ingen supplerende artsinformasjoner fra nedbørfeltet.

Tabell 2. Rødlistearter (jf. Kålås mfl. 2010) innenfor, eller nær, definert influensområde i Bordvedåga.

Art	Status	Forekomst	Påvirkning
Jerv	EN – sterkt truet	Streifdyr	Høsting, menneskelig forstyrrelse, påvirkning på habitat
Gaupe	VU – sårbar	Sannsynlig streifdyr	Høsting
Strandsnipe	NT – nær truet	Bordvedåga og innsjøer	Påvirkning utenfor Norge
Fiskemåke	NT – nær truet	Aven, kulturlandskap og streif	Påvirkning fra stedege arter, menneskelig forstyrrelse, høsting
Hønsehauk	NT – nær truet	Sannsynlig streiffugl	Høsting, påvirkning på habitat
Stær	NT – nær truet	Kulturlandskap Bordvedaven	Påvirkning på habitat, påvirkning utenfor Norge

4.4. Terrestrisk miljø

Verdifulle naturtyper

Det er ikke identifisert naturtyper i henhold til *DN-håndbok 13* innenfor tiltaksområdet for Bordvedåga kraftverk. I en smal sone omkring innsjøen Aven i nordøst er imidlertid lokaliteten Glomågas utløp i Langvatnet avmerket i Naturbasen som naturtype; *deltaområde* (E01) - verdi *svært viktig* (Fig. 11). Dette området har fått en noe videre avgrensning enn Glomådeltaet landskapsvernområde m/dyrelivsfredning, og berører derfor den aller nederste delen av Bordvedåga (se Fig. 4 og 9), men ikke opp til planlagt kraftstasjonsområde.

For øvrig er elveløp, i dette tilfelle Bordvedåga, en rødlistet naturtype, kategori NT; *nær truet* (Lindgaard & Henriksen 2011).



Figur 11. Nordøst for tiltaksområdet for Bordvedåga kraftverk har Naturbasen avmerket innsjøen Aven som naturtype; deltaområde (E01), verdi svært viktig. Området berøres ikke av foreliggende utbyggingsplaner. Foto: Ole Kristian Spikkeland.

Karplanter, moser og lav

Naturgeografisk hører mesteparten av tiltaksområdet og nedbørfeltet til Bordvedåga til region 36b; *Nordlands, Troms og Lapplands høyfjellsregion*, underregion *Nordland*. De aller lavestliggende delene i nordøst hører til region 34b; *Bar- og fjellbjørkeskogsområdet nord for Dovre*, underregion *Ranaområdet*. Vassdraget omfatter høydegradienten fra utløpet i Aven 43 moh. til toppen av Snøfjellet mer enn 1 100 moh. De lavestliggende områdene inngår i den *nordboreale vegetasjonssonen*, mens områdene videre oppover mot høyden inngår i den *alpine vegetasjonssonen*. Hele området tilhører den *klart oseaniske seksjonen* (Moen 1998).

Vegetasjonen i tiltaksområdet framstår som forholdsvis fattig. Berggrunnsforholdene er sure, og løsmassedekket er sparsomt utviklet, og stedvis også helt fraværende. Forholdene er noe rikere i lavere liggende områder, først og fremst i tilknytning til kulturmark som opptrer langs deler av traséen for planlagt veitilkomst og nettilknytning sørover fra Bordvedaven. Skogområdene domineres av gran og bjørk, men har også innslag av furu. I randsonene langs Bordvedåga, og rundt innmark, inngår dessuten lauvtrærne gråor, selje, osp, rogn, sølvvier, lappvier og ullvier. I midtre og øvre deler av tiltaksområdet er den sparsomme vegetasjonen knyttet til sprekker i berggrunnen, eller til små forsengkninger. Her opptrer alpine floragelementer.

Det er ikke registrert *truede vegetasjonstyper* innenfor definert tiltaksområde (jf. Fremstad & Moen 2001).

Følgende plantearter er registrert i tiltaksområdet: Hengeving, fugletelg, sauettelg, skogburkne, lusegras, fjelljamne, skogsnelle, åkersnelle, elvesnelle, stri kattefot, blåbær, tyttebær, blokkebær, røsslyng, krekling, greplyng, hvitlyng, tranebær, rypebær, stjernestarr, slirestarr, bråtestarr, tranestarr, trådstarr, sveltestarr, slåttestarr, frynsestarr, dystarr, kornstarr, stivstarr, flaskestarr, blankstarr, torvmyrull, duskmyrull, småbjønnskjegg, engfrytle, rabbesiv, trådsiv, gullris, rome, harerug, molte, engsyre, vanlig høymol, stjernesildre, myrmaure, sivblom, myrhatt, myrfiol, engfiol, tettegras, smalsoldogg, rundsoldogg, bjønnbrodd, blåklokke, vendelrot, geitrams, enghumbleblom, flekkmarihånd, geitsvingel, engsvingel, engkvein, smyle, engreverumpe, sølvbunke, gulaks, fjellrapp, fjelltimotei, blåtopp, finnskjegg, bringebær, teiebær, kattefot, fjellmarikåpe, følblomart, sløke, hårsveve, sveveart, skogstorkenebb, hvitkløver, øyentrøst, småengkall, ryllik, tepperot, stormarimjelle, småmarimjelle, engsoleie, bekkeblom, skrubbær og skogstjerne. Mot Aven, noe nedstrøms planlagt kraftstasjon, ble også registrert; kongsspir, myrsnelle, skogsiv, småørkvein og evjesoleie. Følgende treslag ble registrert innenfor tiltaksområdet: Gran, furu, einer, bjørk, gråor, rogn, osp, selje, sølvvier, lappvier, ullvier og musøre. Langs mesteparten av vannstrengen til Bordvedåga ble det registrert svært liten, eller ingen, begroing av moser og lav.

Fugler og pattedyr

Fugle- og pattedyrfaunaen i tiltaksområdet vurderes som middels rik. Følgende arter er knyttet direkte til vannveiene i nedbørfeltet: Mink, strandsnipe og sannsynligvis også fossekall og linerle. Til sammenligning er artsmangfoldet betydelig større i det fredete våtmarksområdet Glomådeltaet like nordøst for Bordvedåga, spesielt hva angår fuglefaunaen. Flere av de våtmarkstilknyttede fugleartene i Glomådeltaet, inkludert Aven, vil med stor sannsynlighet kunne opptre spontant også innenfor tiltaksområdet og nedre deler av Bordvedågas nedbørfelt. Dette gjelder særlig innenfor gruppene gressender og vadefugler. Blant annet opptre også sangsvane og trane i det store Glomådeltaet. I tilknytning til dyrket mark ved Bordvedaven forekommer periodevis måker. Ellers finnes rugde i området. Det foreligger ikke kunnskap om eventuelle vannfuglforekomster i Bordvedvatnet høyere opp i nedbørfeltet. Av hjortevilt forekommer elg i alminnelig gode bestander, mens tamrein trekker gjennom tiltaksområdet på vei til og fra sommerbeiteområdene. Den øvrige faunaen består av: Hare, ekm, rødrev, mår, røyskatt og ulike arter av smågnagere, flaggermus og spissmus. Av større rovdyr streifer jerv og sannsynligvis også gaupe i nedbørfeltet. Av rovfugler og ugler forekommer med sikkerhet; kongeørn, havørn, fjellvåk, dvergfalk, spurvehauk, kattugle. Sannsynligvis finnes også hønsehauk. Av skogshøns opptre storfugl, lirype, fjellrype og iblant orrfugl. Av spetter forekommer med sikkerhet flaggspett og tretåspett. Bortsett fra i skog- og landbruksdominerte områder i lavereliggende deler av nedbørfeltet, synes spurvefuglfaunaen i tiltaksområdet å være forholdsvis fattig. Av krypdyr og amfibium finnes kun frøsk.

4.5. Akvatisk miljø

Verdifulle lokaliteter

Det er ikke registrert verdifulle lokaliteter i ferskvannsmiljø (jf. *DN-håndbok 15*) langs Bordvedåga.

Fisk og ferskvannsorganismer

I Bordvedvatnet, som ligger litt ovenfor planlagt inntaksområde, finnes noe ørret av dårlig kvalitet. Bordvedåga skal ikke være fiskeførende innenfor tiltaksområdet, men fra innsjøen Aven i Glomådeltaet kan ørret vandre opp i nedre del av elveløpet. Om lag 70-80 m opp fra innsjøen møter imidlertid fisken et naturlig vandringshinder. Dette punktet befinner seg nedstrøms planlagt kraftstasjon. I Aven vil det unntaksvis kunne påtreffes røye i tillegg til ørret. Det finnes ikke ål, eller anadrome fiskeslag, i vassdraget. Vandringshinder for anadrom fisk ligger nedstrøms Langvatnet/Langvassåga. Det er ikke forhold som tilsier at vassdraget har verdier for fisk eller andre ferskvannsorganismer utover det som er vanlig for tilsvarende elver i regionen.

4.6. Konklusjon – verdi

Verdivurderingen er basert på gjennomgangen i Kap. 4 og metodikken for verdsetting av biologisk mangfold slik den er beskrevet i tabellen i Vedl. 1. Med utgangspunkt i ulike tema/kilder går det her fram at tiltaksområdet / influensområdet i henhold til omsøkte utbyggingsalternativ har stor verdi mht. biologisk mangfold når det gjelder temaet; forekomst av rødlistede arter; middels til liten verdi når det gjelder temaet; naturtyper (naturtyper / viltområder / ferskvannslkaliteter), og liten verdi når det gjelder temaene truede vegetasjonstyper og lovstatus (verneplanarbeid / vassdragsvern).

Verdivurdering		
Liten	Middels	Stor
▲		

Samlet verdi for Bordvedåga blir svak middels. Dette avviker noe fra resultatene av den miljøfaglige vurderingen av småkraftverk i Rana kommune for delfelt 7; Trolldalen og Leirdalen (Mork mfl. 2009), hvor et større, og mer mangfoldig geografisk område, samlet ble gitt middels verdi for tema naturmiljø.

5. Virkninger av tiltaket

5.1. Omfang og konsekvens

Tiltaket vurderes samlet å ha middels negativt omfang på bakgrunn av følgende terrenginngrep: En om lag 2 400 m lang elvestrekning får i lengre perioder redusert vannføring. Det etableres inntaksdam, nedsprenget rørgate med tilliggende midlertidig anleggsvei nedenfor fjelltunnel, kraftstasjonen med kort utslippskanal samt fellestrasé for tilkomstvei og jordkabel for nettilknytning. I tillegg vil forstyrrelser oppstå som følge av tiltaket.

<i>Omfang</i>				
<i>Stort negativt</i>	<i>Middels negativt</i>	<i>Lite/intet</i>	<i>Middels positivt</i>	<i>Stort positivt</i>
	▲			

Redusert vannføring i Bordvedåga vil trolig forverre situasjonen for fossefall, som sannsynligvis hekker innenfor tiltaksområdet. Skadene reduseres muligens dersom hekking gjennomføres på et så tidlig tidspunkt i sesongen at det fremdeles vil foregå en del snøsmeltevannføring i vassdraget. I tillegg tilføres noe restvannføring fra et felt på 1,6 km² nedenfor inntaket. Det er lite sannsynlig at vannføringsreduksjon vil ramme andre vanntilknyttede arter som mink, linerle eller strandsnipe negativt. Det er i utgangspunktet stor naturlig vannføringsvariasjon i Bordvedåga. Vannføringsreduksjon vil også kunne være til ulempe for karplanter, mose- og lavflora og andre organismegrupper som er nært knyttet til fosser og stryk langs den berørte elvestrekningen. I praksis er store arealer i og langs vannstrengen tilnærmet uten begroing av disse artsgruppene. Risikoen for uttørring av fuktmiljøet langs gjenværende vannstreng vil bli noe redusert ved at vassdraget er eksponert mot nordøst. Bare vanlige plantearter er registrert i og langs det berørte elveavsnittet.

Etablering av inntaksdam i Bordvedåga forventes ikke å medføre særlig store ulemper for flora eller fauna. Kun alminnelig forekommende vegetasjonstyper og arter blir berørt, dvs. åpne knauser og rabber med noe bjørkekratt i forsenkningene. Typiske arter er: Røsslyng, krepling, småbjønnskjegg, duskmyrull, stivstarr, tranestarr, blankstarr, finnskjegg, fjelljamne, harerug, hvitlyng og gullris. Heller ikke bygging av driftsvannvei synes å få vesentlige negative konsekvenser for biologisk mangfold-verdier. I de øvre og midtre partier med nakent berg benyttes fjelltunnel og rør i tunnel. Dette vil skåne vegetasjonsdekket, selv om dette gjennomgående er lite utviklet, eller helt fraværende, og det kun er registrert vanlig forekommende arter. I nedre deler av tiltaksområdet er løsmasse- og vegetasjonsdekket mer intakt, men vegetasjonen har også her et fattig preg. En midlertidig servicevei vil følge traséen for nedsprenget driftsvannvei opp til tunnelinnslaget. Det føres flokker med tamrein gjennom tiltaksområdet to ganger årlig. I en overgangsfase vil terrenginngrepene her muligens kunne ha en svakt negativ virkning på tamrein.

Kraftstasjonen med utslippskanal til Bordvedåga var tidligere planlagt forholdsvis nær innsjøen Aven, som inngår i Glomådeltaet landskapsvernområde m/dyrelivsfredning. Nå er kraftstasjonen flyttet opp til kote 60, for at avstanden til verneområdet og naturkvalitetene i Aven skal bli større. Tilsvarende er fellestraséen for tilkomstvei og jordkabel for nettilknytning trukket lenger bort fra dette området. Flyttingen innebærer at heller ikke den avmerkete naturtypen deltaområde i *Glomågas utløp i Langvatnet*, vil bli berørt. Denne naturtypen er i Naturbasen avgrenset noe videre enn selve landskapsvernområdet. Nåværende plassering av kraftstasjonen med utslippskanal medfører dessuten at alle elve-/bekkeløp i Bordvedågas møte med Aven fortsatt vil skje gjennom det naturlige, skogdekte deltaområdet her. Hele de skogdekte områdene nederst langs Bordvedåga inngår for øvrig i et avmerket beiteområde for elg (vekt 1). Den negative virkningen vurderes å være liten.

Det er positivt at nettilknytning er planlagt som jordkabel langs vei i stedet for luftledning, dels av hensyn til tap av skogsareal, dels for å eliminere kollisjonsrisikoen for flygende vilt.

For samtlige tiltak vil ulempene være størst under, og like etter, anleggsfasen, og vil gradvis avta etter hvert som den naturlige vegetasjonen vokser opp igjen. Forstyrrelser knyttet til anleggsarbeid og annen ferdsel/aktivitet som følge av tiltaket vil virke negativt inn på fugle- og dyrelivet. Hekke-/yngleplasser er mest utsatte, og yngleperioden vil være den mest kritiske perioden. Det er særlig viktig å unngå unødig aktivitet i nærområdene til våtmarksområdet Aven, som gjennom forskriften for Glomådeltaet landskapsvernområde også omfattes av egen dyrelivsfredning. Det planlagte tiltaket ventes i driftsfasen å få små negative virkninger på forekomsten av rødlisteartene jerv, og sannsynlig forekommende gaupe og hønehawk, og ingen virkning på artene strandsnipe, fiskemåke og stær.

Det planlagte kraftutbyggingsprosjektet vites ikke å ha *positive* konsekvenser for det biologiske mangfoldet i tiltaksområdet.

Foreliggende utbyggingsplaner vurderes samlet å ha middels til liten negativ konsekvens for biologisk mangfold i og langs Bordvedåga. Konsekvensene vil bli mindre negative dersom ett eller flere av de foreslåtte avbøtende tiltakene (jf. Kap. 6) gjennomføres.

Konsekvens								
<i>Svært stor negativ</i>	<i>Stor negativ</i>	<i>Middels negativ</i>	<i>Liten negativ</i>	<i>Ubetydelig/ingen</i>	<i>Liten positiv</i>	<i>Middels positiv</i>	<i>Stor positiv</i>	<i>Svært stor positiv</i>
▲								

6. Avbøtende tiltak

Avbøtende tiltak blir normalt gjennomført for å unngå, eller dempe, negative konsekvenser. Men tiltak kan også iverksettes for å forsterke mulige positive konsekvenser.

- Planlagt slipp av minstevannføring i Bordvedåga tilsvarende alminnelig lavvannsføring 0,021 m³/s vil trolig kunne trygge leveområder for karplanter, lav-/moseflora og andre organismegrupper som er nært knyttet til fosser og stryk. Samtidig vil bunndyrfaunaen i vassdraget kunne ivaretas. Minstevannføringen vil sannsynligvis også være tilstrekkelig til å sikre hekkemuligheter for fossefall innenfor tiltaksområdet, spesielt på bakgrunn av at restvannføringen er forholdsvis høy og dels fordi hekking gjerne finner sted i vårflomperioden.
- Det bør vurderes å sette opp rugekasser for fossefall i fossefall som får fraført vann.
- Samtlige terrenginngrep bør utføres og avsluttes på en skånsom måte, slik at lokalt biologisk mangfold blir godt ivaretatt. Inngrepsområder bør revegeteres med stedlige masser og røtter.
- Anleggsarbeider bør fortrinnsvis utføres utenom yngleperioden for fugler og pattedyr. Dette gjelder særlig i nærområdene til Glomådeltaet landskapsvernområde m/dyrelivsfredning, som også omfatter innsjøen Aven.

7. Usikkerhet

Det er forholdsvis lite usikkerhet knyttet til verdi-, virknings- og konsekvensvurderingene for dette prosjektet. Området er undersøkt på en optimal årstid for studier av flora og fauna.

8. Referanser og grunnlagsdata

- Artsdatabanken. Artskart. Artsdatabanken og GBIF-Norge. www.artsdatabanken.no.
- Direktoratet for naturforvaltning 2000a. Viltkartlegging. DN-håndbok 11. www.dirnat.no.
- Direktoratet for naturforvaltning 2000b. Kartlegging av ferskvannslokaliteter. DN-håndbok 15. www.dirnat.no.
- Direktoratet for naturforvaltning 2007. Kartlegging av naturtyper. Verdsetting av biologisk mangfold. *DN-håndbok 13*. 2. utgave 2006 (oppdatert 2007). www.dirnat.no.
- Fremstad, E. 1997. Vegetasjonstyper i Norge. *NINA Temahefte 12*.
- Fremstad, E. & Moen, A. (red.) 2001. Truete vegetasjonstyper i Norge. NTNU Vitenskapsmuséet.
- Gaarder, G., Flynn, K.M. & Hanssen, U. 2012. Biologisk mangfold i Rana kommune. Miljøfaglig Utredning rapport 2012-3. 66 s. + vedlegg.
- Glover, B. m.fl. 2006. *Oversikt over avbøtende tiltak i Norge for sterkt modifiserte vannforekomster (SMVF)*. Multiconsult rapport.
- Gustavson, M. & Gjelle, S.T. 1991. *Geologisk kart over Norge. Berggrunnskart MO I RANA*. M 1:250 000. Norges geologiske undersøkelse.
- Hansgård, N.K.T. 2008. *Befaringsrapport fra Bordvedåga*. Grønn kompetanse AS. Rapport.
- Kålås, J.A., Viken, Å., Henriksen, S. og Skjelseth, S. (red.) 2010. Norsk rødliste for arter 2010. Artsdatabanken, Norge.
- Lindgaard, A. og Henriksen, S. (red.) 2011. Norsk rødliste for naturtyper 2011. Artsdatabanken, Trondheim.
- Meteorologisk institutt. <http://retro.met.no/observasjoner/>.
- Miljødirektoratets Naturbase: <http://geocortex.dirnat.no/silverlightviewer/?Viewer=Naturbase>
- Moen, A. 1998. *Nasjonalatlas for Norge. Vegetasjon*. Statens Kartverk.
- Mork, K., Eilertsen, S.M., Gaarder, G. & Melby, M.W. 2009. Miljøfaglig vurdering av småkraftverk i Rana kommune. Multiconsult rapport. 37 s. + vedlegg.
- Nordiska Ministerrådet 1984. *Naturgeografisk regioninndeling av Norden*.
- Norge i bilder. www.norgeibilder.no.
- Norges vassdrags- og energidirektorat 2008. Veileder for planlegging, bygging og drift av små vassdragsanlegg med konsesjon. *NVE-veileder 1/2008*.
- Norges vassdrags- og energidirektorat 2009. Kartlegging og dokumentasjon av biologisk mangfold ved bygging av småkraftverk (1-10 MW) – revidert utgave. *NVE-veileder 3/2009*.
- Norges vassdrags- og energidirektorat. *Vannatlas*. Kun internettutgave (www.nve.no).
- Rana kommune 2004. *Kommuneplan for Rana 2004-2014*.
- Saltveit, S.J. (red.) 2006. *Økologiske forhold i vassdrag – konsekvenser av vannføringsendringer. En sammenstilling av dagens kunnskap*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Statens vegvesen 2006. Konsekvensanalyser. *Håndbok 140*.

Muntlige kilder og epost:

- Tor-Ivan Johansen, grunneier
- Hilde Sofie Hansen, miljøvernssjef i Rana kommune
- Ole Christian Skogstad, rådgiver hos fylkesmannen i Nordland, miljøvernavdelingen

Vedlegg 1

Vurdering av verdier og konsekvenser

Vurderingene av verdier og konsekvenser i forbindelse med foreliggende kraftutbyggingsprosjekt er basert på en standardisert og systematisk tre-trinns prosedyre for å gjøre analyser, konklusjoner og anbefalinger mest mulig objektive, lettest mulig å forstå og lettest mulig å etterprøve. *Håndbok 140 for konsekvensanalyser* (Statens vegvesen 2006) er benyttet som metodegrunnlag for å vurdere virkningene for biologisk mangfold.

Trinn 1: Status/verdi: Biologisk mangfold verdsettes ut fra ulike tema/kilder vist i tabellen (jf. NVE-veileder 3-2009):

Tema/kilde	Stor verdi	Middels verdi	Liten verdi
Naturtyper: www.naturbasen.no DN-håndbok 13 DN-håndbok 11 DN-håndbok 15	- Naturtyper som er vurdert til svært viktige (<i>verdi A</i>) - Svært viktige viltområder (<i>vektfall 4-5</i>) - Ferskvannslokalitet som er vurdert som svært viktig (<i>verdi A</i>)	- Naturtyper som er vurdert til viktige (<i>verdi B</i>) - Viktige viltområder (<i>vektfall 2-3</i>) - Ferskvannslokalitet som er vurdert som viktig (<i>verdi B</i>)	Andre områder
Rødlistede arter: Norsk rødliste 2010 www.artsdatabanken.no www.naturbasen.no	Viktige områder for: - Arter i kategoriene "kritisk truet" (CR) og "sterkt truet" (EN) - Arter på Bern liste II - Arter på Bonn liste I	Viktige områder for: - Arter i kategoriene "sårbar" (VU), "nær truet" (NT) og "datamangel" (DD) - Arter på regional rødliste	Andre områder
Truete vegetasjonstyper: Fremstad & Moen 2001	Områder med vegetasjonstyper i kategoriene "akutt truet" og "sterkt truet"	Områder med vegetasjonstyper i kategoriene "noe truet" og "hensynskrevende"	Andre områder
Lovstatus: Ulike verneplanarbeider, spesielt vassdragsvern	Områder vernet eller foreslått vernet	- Områder som er vurdert, men ikke vernet etter naturvernloven, og som kan ha regional verdi - Lokale verneområder (pbl)	Områder som er vurdert, men ikke vernet etter naturvernloven, og som er funnet å ha kun lokal naturverdi

Den samlede verdien fastsettes langs en skala som spenner fra *liten* verdi til *stor* verdi:

Verdivurdering		
Liten	Middels	Stor
▲ (<i>eksempel!</i>)		

Trinn 2. Tiltakets omfang: Andre trinn består i å beskrive og vurdere type og omfang av mulige virkninger hvis tiltaket gjennomføres. Omfanget vurderes langs en skala fra *stort negativt omfang* til *stort positivt omfang*:

Omfang				
Stort negativt	Middels negativt	Lite/intet	Middels positivt	Stort positivt
▲ (<i>eksempel!</i>)				

Trinn 3. Tiltakets konsekvens: Det siste trinnet består i å kombinere verdien av området (Trinn 1) og omfang av tiltaket (Trinn 2) for å få frem den samlede konsekvensen av tiltaket. Sammenstillingen gir et resultat langs en skala fra *svært stor positiv konsekvens* (++++) til *svært stor negativ konsekvens* (----):

Konsekvens								
Svært stor negativ	Stor negativ	Middels negativ	Liten negativ	Ubetydelig/ingen	Liten positiv	Middels positiv	Stor positiv	Svært stor positiv
▲ (<i>eksempel!</i>)								

Vurderingen av biologisk mangfold avsluttes med et **oppsummeringsskjema** basert på verdivurderingene (Trinn 1) og vurderingene av omfang (Trinn 2) og konsekvens (Trinn 3). Dette skjemaet er gjengitt innledningsvis i biorapporten – se *Sammendrag*. Samtidig er det gitt en kort vurdering av kvaliteten av grunnlagsdataene.