

RAPPORT

O/U Kaldåga

14.08.2014

FORORD

O/U av Kaldåga kraftverk har foregått over en periode på 10-15 år gjennomgått betydelige rehabiliteinger og fremstår i dag mer eller mindre som en "ny" stasjon med unntak av turbinhjul som må skiftes. Det er ikke endret noe vensentilge på anlegget siden 1958 og anlegget er rehabilitert/oppgradert bit for bit.

Siden 2011 har det pågått arbeid med vurderinger av hele anlegget med tanke på eventuelt nye tekniske løsninger gjennom prosjektet "O/U Kaldåga vurdering ny vannvei". Sweco Grøner leverte i desember 2011 en rapport med i alt 16 ulike alternativer til opprusting og utvidelse, Se vedlegg 1. Denne rapporten initierte prosessen med denne rapporten som skulle være ferdig juni 2012. Dessverre har prosjektet blitt liggende som følge av prioriteringer knyttet til utbygging av Øvre Forsland, Tosbotn og Smibelg & Storåvatn.

Prosjektet har vært dårlig forankret med halvferdig prosjektplan og manglende ressurser for ferdigstillelse. Det har dog vært gjort mye godt arbeid i perioden og kunnskapen i HK Vannkraft om Kaldåga kraftverk har blitt betydelig bedre gjennom prosjektet.

16.10.2015

Tore Bjørnå-Hårvik
Prosjektleder

Innhold

FORORD.....	2
SAMMENDRAG	4
KALDÅGA KRAFTVERK DAGENS SITUASJON	6
TEKNISK GJENNOMGANG	7
FREMtidig STØRRE VEDLIKEHOLD NESTE 15 ÅR	8
Turbinhjul.....	8
Elektroteknisk.....	9
Byggteknisk/ vannvei	9
Fundament rørgate.....	9
Reguleringsanlegg	9
Overføringstunnel.....	9
Rehabiliteringskostnader neste 15 år	9
DRIFT AV ANLEGGET	10
Manøvrering og styring av reguleringsanleggene.....	10
Nettforhold	10
Driftsmønster og virkningsgradskurver	12
Produksjon.....	13
Øvrige forhold knyttet til produksjon	13
OPPRUSTNING/UTVIDELSE AV KALDÅGA.....	14
BESKRIVELSE AV ALTERNATIVER	14
HYDROLOGI/TILSIG.....	15
PRODUKSJONSBEREGNINGER.....	15
INGENIØRGEOLOGI.....	16
ALTERNATIV 0 – DAGENS SITUASJON.....	17
ALTERNATIV 1.....	19
ALTERNATIV 2.....	20
ALTERNATIV 3.....	20
ALTERNATIV 4.....	23
LØNNSOMHETSANALYSE.....	27
SAMMENDRAG	27
Konklusjon	28
1. HELGELAND KRAFT FORUTSETNINGER.....	28
1.1 Årsproduksjon.....	28
1.2 Investeringer	28
1.3 Avkastningskrav	28
1.4 Skatter og avgifter.....	30
1.5 Øvrige forutsetninger	30
RESULTAT.....	32
Konklusjon	32
Risiko og sensitivitet	33
OPPSUMMERING OG ANBEFALNING	34
VEDLEGG	35

SAMMENDRAG

Eksisterende anlegg

O/U av Kaldåga kraftverk har foregått over en periode på 10-15 år gjennomgått betydelige rehabiliteinger og fremstår i dag mer eller mindre som en "ny" stasjon med unntak av turbinhjul som må skiftes. Det er ikke endret noe vesentlig på anlegget siden 1958 og anlegget er rehabilitert/oppgradert bit for bit.

Gjennomgangen av Kaldåga kraftverk har identifisert flere forhold som gjør at anlegget ikke kan drives optimalt med tanke på vannressursen.

- Utfordringer knyttet til regulering/drift av kraftverket på grunn av rørgate i dagen og manglende fjernstyring av luker i deler av systemet.
- Kjøring på dårlig virkningsgrad.
- Akutt utfordring knyttet til turbinhjulet i Kaldåga.
- Sannsynligvis betydelig flomtap.

Uavhengig av opprusting/utvidelse av Kaldåga bør det utredes om luke i Ni-vatn bør fjernstyres, dette vil redusere flomtap samt øke muligheten til å kjøre på optimale tidspunkt med tanke på pris. En slik fjernstyring vil kanskje også være berettiget til el sertifikater.

Hydrologi

Ut fra ei forsiktig vurdering av tilsiget i området er det derfor lagt på 5 % på avrenningen fra Toven. Dette gir en avrenning på totalt 63,7 Mm³.

Helgeland Kraft vannkraft bruker i dag et tilsigsanslag på totalt 51,6 Mm³ i våre modeller.

Det er målinger på både produksjon og vanntap (flom) i systemet i dag, men disse er dessverre beheftet med såpass stor usikkerhet at de ikke kan brukes til å lage gode tilsigsanalyser.

Tabell 1 Oversikt over nedbørfelt, tilsig og reguleringsgrad i Kaldåga kraftverk. Basert på NVE sine nedbør/avløps tall

Delfelt	Areal [km ²]	Middelvannføring [m ³ /s]	Tilsig [mill. m ³]	Magasin [mill. m ³]	Reg. grad [%]
NVE Totalt	15,4	1,93	60,7	14,4	24 %
HK Totalt	15,4	1,64	51,6	14,4	28 %
Målt* Totalt	15,4	2,02	63,7	14,4	23 %

Det er en betydelig differanse mellom NVE/målte avrenninger i området og HK anslag på totalt tilsig >20 % avvik. Dersom avviket er reelt indikerer det betydelig flomtap (delvis dokumentert) samt at det i perioder kjøres med lave virkningsgrader på grunn av rørgate som fører til dårlig utnyttelse av vannressursen.

Opprusting eller utvidelse

Kaldåga kraftverk har vært i drift siden 1958. Helgeland Kraft vurderer diverse tiltak; opprustning, utvidelse eller nybygging. Alle alternativene innebærer ny vannvei i fjell til erstatning for dagens rørgate i dagen. I tillegg er nåsituasjonen tatt med som referanse "0-alternativet"

Alternativene som er vurdert er videreutviklet fra Sweco rapport fra 23.10.2011 med de mest sannsynlige alternativene med tanke på økonomi og sannsynlighet for "konsesjon/fritak" med bakgrunn i at Drevjavassdraget er vernet mot kraftutbygging.

Følgende alternativer er vurdert i detalj:

Alt. 0: Dagens situasjon

Alt. 1: Ny vannvei i fjell, eksisterende kraftstasjon

Alt. 2: Ny vannvei i fjell, nytt aggregat i eksist. stasjon 17 MW + 3 MW

Alt. 3: Ny vannvei i fjell, eksisterende kraftstasjon, trimmet aggregat 21 MW

Alt. 4: Ny vannvei i fjell, ny kraftstasjon i fjell, større fall, 21 MW

KALDÅGA KRAFTVERK		Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
KRAFTVERK						
Midlere energiekvivalent	kWh / m ³	1,24	1,30	1,34	1,30	1,43
Slukeevne, maks.	m ³ /s	3,6	3,6	4,1	4,6	4,1
Inst. effekt, maks. fallhøyde	MW	17	17	17+3	21	21,2
Brukstid	timer	4680	4680	4166	3713	4166
PRODUKSJON						
Produksjon, årlig middel Sweco	GWh	71,4	75		78,4	82,6
ØKONOMI						
Utbyggingskostnad ultimo 2015	mill. NOK	41	110		120	181
Utbygningspris	NOK / kWh	0,6	1,5		1,5	2,2

Det er gjennomført lønnsomhetsberegninger for alternativ 0, 3 og 4. Alle disse rehabilitering/ utvidelse alternativene viser betydelige nåverdier med Markedskraft basis prissenario. Ut fra rene nåverdbetraktninger er det Alternativ 0 og 3 som gir høyest avkastning med en nåverdi ca 193 mill. kr. Alternativ 4 gir lavere nåverdi på 153,5 mill. kr.

Avkastningskrav 5,5 %

Scenario	Prisbane	Internrente	Nåverdi 2016
Alternativ 0	Markedskraft basis	44,5 %	192,6
Alternativ 3	Markedskraft basis	12,9 %	192,8
Alternativ 4	Markedskraft basis	9,2 %	153,5

Alternativene 3 og 4 gir henholdsvis 7 og 11,2 GWh produksjonsøkning i forhold til et produksjonsvolum for alternativ 0 på 71,4 GWh. Virkelig oppnådd produksjon i Kaldåga er 65 GWh.

Det anbefales at det sendes søknad om konsesjonsfritak for alternativ 3 og 4 til NVE for å få vurdert mulighetsrommet innenfor Drevja vernet. Uten vernet hadde det vært overhengende sannsynlig med et konsesjonsfritak for alternativene som er presentert.

En avklaring om konsesjonsfritak bør foreligge ila 2016 seinest 2017 dersom det skal være mulig å realisere en utbygging innenfor sertifikat ordningen. En konsesjonsprosses synes ikke å være realistisk innenfor dette tidsperspektivet.

Nytt løpehjul bør avventes til avklaring fra NVE foreligger dersom dette er mulig mtp sikkerhet mot havari.

KALDÅGA KRAFTVERK DAGENS SITUASJON

Kaldåga kraftverk ble satt i drift i 1958.

Kraftverket består av 3 magasin i serie i Kaldåga (Fem-vatnet, To-vatnet og En-vatnet) i tillegg til ett magasin i Bugtelva (Ni-vatnet). Vannet fra sistnevnte er overført til En-vatnet via en 2,3 km lang tunnel.

Fallet, ca. 564 m brutto, mellom En-vatnet og Kaldåga kote 110,5 er utnyttet i Kaldåga kraftverk. Driftsvannveien består av 0,23 km tunnel og 1,8 km frittliggende rør. Kraftstasjonen ligger i dagen.

Maks. ytelse er 17 MW ved 3,6 m³ / s.

På grunn av rørgate i dagen ”må” en kjøre jevnt gjennom vinteren for å unngå problemer med ising i rør. Magasinprosenten, ca. 23 %, er i praksis relativt lav da 77 % av magasinkapasiteten ligger i hovedmagasinet som kontrollerer ca. 45 % av vannet. De resterende 55 % har et samlet lokalt magasin på **10 %**. Plan og lengdeprofil er vist i vedlegg 1.

Tabell 1 viser hoveddata for eksisterende Kaldåga kraftverk.

Figur 1 Bilde over Kaldåga kraftverk



Det har gjennom arbeidet blitt (gjen)oppdaget flere feil i dokumentunderlaget i HK

Ni-vatnet har vært oppgitt med et magasinivolum på 0,7 mill m³, dette er mindre enn reelle som sannsynligvis er nærmere 1,4 mill. m³.

På et gammelt plankart ble det funnet påtegnet en overføring fra nedbørfeltet til Fem-vatnet (Åtte-vatn) over til Ni-vatnet. Overføringen ble befart i forbindelse med annet arbeid og det er vurdert at ca 50-60 % av vannføringen fra dette feltet (ca 0,4 km²) drenerer til Ni-vatnet. Det er ikke gjort korrigeringer av nedbørfelt eller tilsig på grunn av dette, men anbefalt at kanalen tettes slik at alt vannet renner til Fem-vatn.

Tabell 2 Kaldåga kraftverk. Dagen situasjon

		Ni-vatnet	Fem-vatnet	To-vatnet	En-vatnet	Sum krv.
HYDROLOGI						
Nedbørfelt	km ²	5,15	6,82	2,67	0,77	15,41
Spesifikk avrenning	l/s/km ²	125	128	119	115	124,5
Middelvannføring	m ³ /s	0,64	0,87	0,32	0,09	1,92
Årlig tilsig til inntak	mill. m ³	20,3	27,6	10,0	2,8	60,7
MAGASIN						
HRV	moh.	681,0	730,8	686,3	674,6	674,6
LRV	moh.	675,0	712	672,9	663,7	663,7
Volum	mill m ³	1,4*	10,5	2,1	0,4	14,4*
KRAFTVERK						
Turbinsenter (pelton)	moh.					110,5
Fallhøyde, br. midlere	m					564
Midl. energiekvivalent	kWh/m ³					1,315
Slukeevne, maks	m ³ /s					3,59
Slukeevne, min.	m ³ /s					0,2
Driftsvannvei	km			1,8 km rør, 0,23 km tunnel		
Vannvei, diameter	m			D=1,0 m - 1,3 m rør, 4 m2 tunnel		
Installert effekt, maks	kW					17,0
Brukstid	timer					3860
PRODUKSJON						
Produksjon, vinter	GWh					22,0
Produksjon, sommer	GWh					44,5
Produksjon, år 31 - 00	GWh					66,5

*Korrigert fra 0,7 til 1,4 mill m³

TEKNISK GJENNOMGANG

Notatet er utarbeidet som en oppsummering av utførte rehabiliteringer på elektromekanisk utstyr i Kaldåga kraftverk de senere år, samt en vurdering av fremtidig rehabiliteringsbehov kommende 15 år. Det er tatt med en oversikt over investeringer de siste 5 år samt antydning en rehabiliteringskostnad på fremtidige arbeider.

I perioden fra 2007 er følgende arbeider utført i stasjonen.

Prosjekt nytt kontroll og apparatanlegg

- Nytt lokalkontrollanlegg.
- Ny likestrømsfordeling og likerettere.
- Ny vekselretterfordeling.
- Ny omkobling stasjonsforsyning.
- Ny magnetiseringsutrustning.
- Ny hovedtransformator.
- Ny turbinregulator og trykkoljeanlegg, revisjon turbinutstyr.
- Nytt 66 kV apparatanlegg.
- Nytt 22 kV apparatanlegg.
- Nytt 8 kV apparatanlegg.
- Kabling av innstrekke for 66 kV linjer.
- Nytt fjernkontroll samband.

Diverse bygningsmessige arbeider som følge av ombyggingen

- Oppussing/maling av 66 kV-rom.
- Neddriving av betongskillere og delvis oppussing av 8 kV-rom.
- Utvidelse av himling, nytt laminatgulv og delvis oppussing av kontrollrom.
- Kjerneboring for nye kabelutsparinger.
- Platekledning av utvendig frontvegg.
- Fjerning av gammelt betongfundament for magnetiseringsmaskiner i maskinsalen.
- Tilpasning av fundament for det nye trykkoljeanlegget

Prosjekt Ombygging til omluftskjøling på generator
 Prosjekt Revisjon av generatorpoler og nytt smøreoljeaggregat
 Oppgradering av elektroinstallasjon
 Ny støp i utløpskanal

Det er videre utført en del mindre arbeider som ikke er av en slik størrelse at de er tatt med i denne sammenheng

Nedenfor er det satt opp en sammenstilling av kostnadene ved de nevnte arbeidene.

Tabell 3 Kostnader over arbeider utført i Kaldåga

Aktivitet	Ca kostnad
Nytt kontroll og apparatanlegg inkl. rev. turbinanlegg	15.000.000
Ombygging til omluftskjøling	2.150.000
Revisjon av generatorpoler	3.700.000
Oppgradering av elinattallasjon	270.000
Ny støp utløpskanal	200.000
Totalkostnad siden 2007	21.320.000

FREMTIDIG STØRRE VEDLIKEHOLD NESTE 15 ÅR

Det er gjort en vurdering av behov for større investeringer i elektromekanisk utstyr og bygningsmessige arbeider de neste 15 år. I 2027 har anlegget gått 20 år etter revisjon og vi kan anta at det er behov for større vedlikehold. Det tas her forbehold om generatorens vikling som ikke var gjenstand for større arbeider utover rengjøring ifm. polrevisjon.

TURBINHJUL

Løpehjul i Kaldåga ble installert i 1993. Det ble i 2007 registrert sprekker mellom 2 skovler ved hjelp av NDT (magnetpulver). Det ble deretter etablert årlig sprekkekontroll på løpehjulet. Sprekkene har utviklet seg og er pr i dag på grenseverdiene for anbefalt dybde (10 mm).

Hans Aunemo (SWECO) ble i 2015 engasjert for å uttale seg om status på løpehjulet med bakgrunn i rapporter fra NDT-kontroller som er utført siden 2007. Anbefalingene fra ham er oppsummert som følger:

«Sweco's vurdering tilsier at det ikke er noen umiddelbar fare for utmattingsbrudd i løpehjulet på kort sikt forutsatt at løpehjulet inspiseres regelmessig, men det anbefales at det anskaffes et nytt løpehjul. Reparasjonssveising av eksisterende løpehjul anbefales ikke basert på feilhistorikk, usikkert arbeidsomfang og økonomisk bidrag ved skifte av løpehjul.»

Han anbefaler i tillegg at vi tar hyppigere kontroll på løpehjulet for å få en bedre kontroll på utviklingen i sprekken på løpehjulet.

Følgende tiltak iverksettes umiddelbart:

- Starte anbudskonkurranse på produksjon og installasjon av nytt løpehjul.
- Foreta en vurdering av om gammelt løpehjul kan monteres inn midlertidig. Dette kan være en god nødløsning i tilfelle framtidige sprekkkontroller tilsier at vi må redusere effekt eller stanse produksjon i påvente av nytt løpehjul.
- Det innføres halvårlig sprekkkontroll. Neste kontroll utføres med fluoriserende pulver som i følge IKM (nå SOS Inspection) vil gi bedre indikasjon på sprekkdannelse.

Tidsperspektiv for installasjon av nytt løpehjul er 2-3 år.

ELEKTROTEKNISK

For det elektrotekniske utstyret er det reservedelstilgang og levetid på pls og liknende som blir avgjørende. I løpet av de nærmeste 15 år og senest ca 2027 vil det trolig bli behov for utskifting av pls og annen elektronikk. For øvrig vil levetiden på trafoer, brytere og større anleggsdeler være 20 år eller mer.

BYGGTEKNISK/ VANNVEI

Rørgate er ikke inspisert tilstrekkelig til å gi et godt estimat, men det antas at sandblåsing og maling må utføres i slutten av perioden. Estimert kostnad 10 mill

FUNDAMENT RØRGATE

Fundamentene til rørgata har tidligere blitt rehabilitert. Dessverre er den opprinnelige betongkvaliteten av en slik forfatning at reparasjonene sannsynligvis gjorde ting vondt verre. Tilstanden er dårligst på fundamentene i nedre del av rørgaten. Sweco har utarbeidet et estimert med en total kostnad på ca 30 mill. kroner for rehabilitering av rørgatefundamentene.

REGULERINGSANLEGG

Betongkvaliteten i Kaldåga på arbeider utført i forbindelse med utbyggingen er generelt av dårlig kvalitet og det er behov for påstøp på de fleste damanleggene.

Status for damanlegg:

- Hoveddammen på Fem-vatn ble rehabilitert i 2002
- Dam To-vatn ble rehabilitert i 2015
- Dam En-vatn og dammer Ni-vatnet bør rehabiliteres innen en 5-10 års periode.
- Overløpet på dam Fem-vatn bør rehabiliteres innen en 5-10 års periode.

OVERFØRINGSTUNNEL

Overføringstunnelen mellom En- og Ni-vatnet ble befart den 04.10.2012 og er i god stand.

REHABILITERINGSKOSTNADER NESTE 15 ÅR

Tabell 4 Rehabiliteringskostnader neste 15 år

Komponent	2012-17	2017-22	2022-27	2027 +
Turbinhjul	7 mill			
Turbinrevisjon				4 mill
Generatorrevisjon				4 mill
PLS og div elektroteknisk			1 mill	
Sandblåsing / maling rørgate				10 mill
Fundamenter rørgate		30 mill		
Reguleringsanlegg		5 mill		
Total Rehabiliteringskostnader	7 mill	35 mill	1 mill	18 mill

Tilstand og levetider på de ulike komponenter i Kaldåga er detaljert oppsummert i et regneark utarbeidet av Jan Eiterstraum. Se vedlegg 2.

DRIFT AV ANLEGGET

MANØVRERING OG STYRING AV REGULERINGSANLEGGENE

For oversikt over anlegget se figur 2

Magasinene i Kaldåga har historisk blitt etablert for å få en jevn produksjon over året og lukene i magasinene i To-, Fem og Ni-vatnet har vær styrt manuelt. Dette har begrenset muligheten i dag til å kjøre optimalt med tanke på virkningsgrad eller priser. Historisk har det sannsynligvis vært viktigere å sikre produksjon i vårknipa enn å minimere flomtap.

Fjernstyrt lukestyring og vannmåling med strømtilknytning er etablert på To-vatn i xxxx og seinest på Fem-vatn i 2013. Dette har ført til en betydelig bedre situasjon med tanke på styring av magasin og tilsig til kraftverket.

Luken i Ni-vatnet må fortsatt betjenes lokalt og gjør at Kaldåga på grunn av dette feltet har dårlig reguleringsevne og må kjøres i stor grad på tilsig fra dette feltet, det er etablert måling av vannstanden i Ni-vatnet (2005). Etter at det ble etablert LRV terskel i Ni-vatnet (2014) er styring av lukeåpningen blitt et kompromiss mellom grad av uregulert vannføring og risikoen for flomtap.

For å unngå tømning av rørgate om vinteren, på grunn av for lite vann, kjøres kraftverket på lave last i lengre perioder (oktober-mai) kraftverket kjører da med last lavere enn 4 MW og helt ned til 1 MW. Dette lastområdet er ikke unormalt for en Pelton, men aggregatet i Kaldåga har kun to dyser og har derfor en betydelig dårligere virkningsgrad i dette området enn en moderne maskin med 5 - 6 dyser. Totalvirkningsgraden for anlegget på 2 MW er ca 77 % mot bestpunkt på ca 86 %. En moderne Pelton vil normalt ha en totalvirkningsgrad på 88-90 % i området 5-95 % last.

Flomtapene dokumentert i perioden er fra 0-20 GWh per år, der 2011 skiller seg spesielt ut med både høy produksjon og mye flomtap. En tunnel leder vann fra Ni-vatn til En-vatn. Ved HRV i begge magasin er tunnelens kapasitet beregnet til 3,9 m³/s.

Tabell 5 Flomtap, kvaliteten er dessverre for dårlig til at man kan konkludere på virkelig volum.

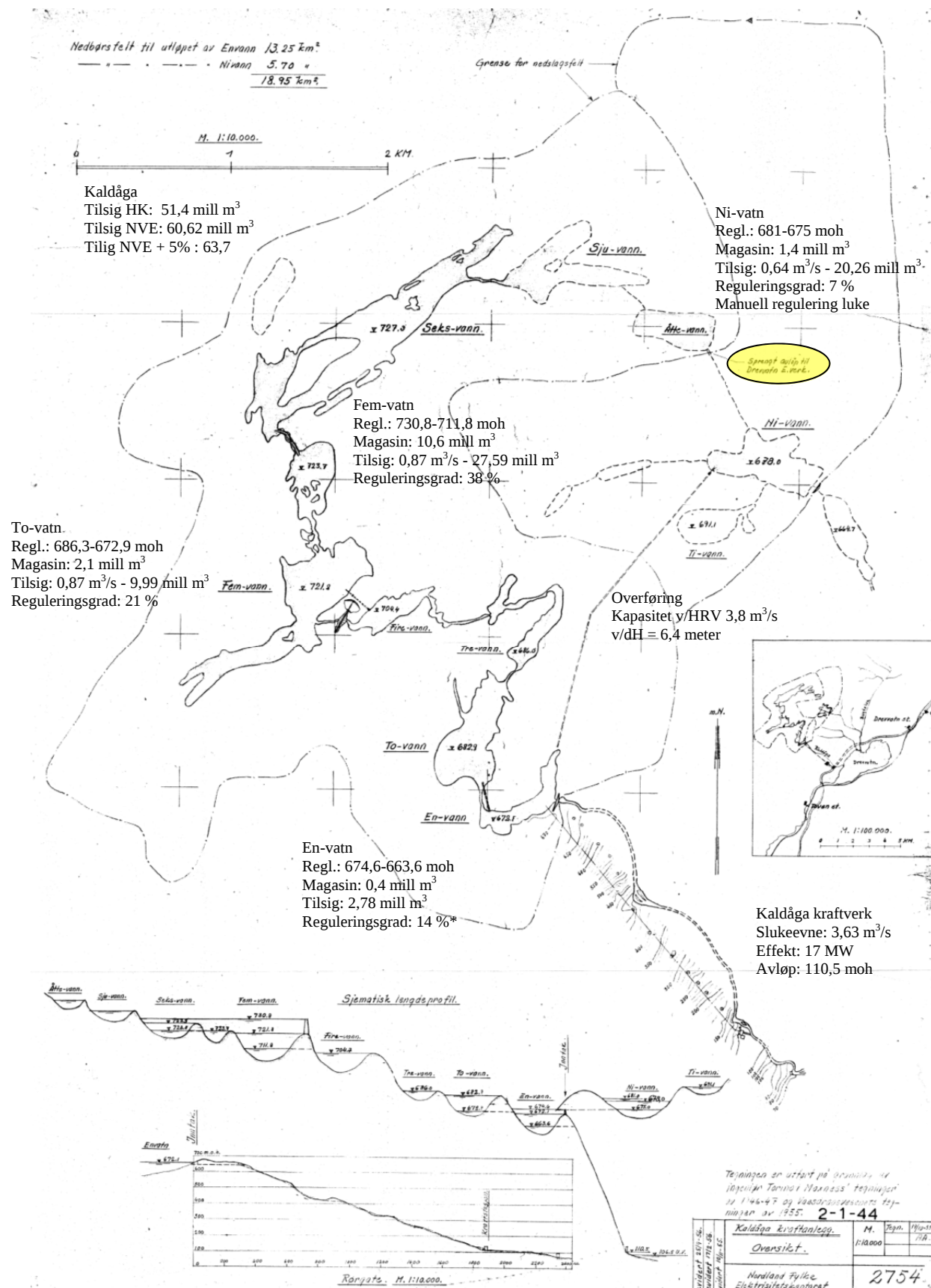
Årstall	Flom [GWh]
2008	11,10
2009	9,40
2010	0,80
2011	19,90
2012	3,80
2013	4,40
2014	0,00
2015	0,80

NETTFORHOLD

Kaldåga er i dag tilknyttet HK nett og leverer 66 kV til Drevvatn sekundærstasjon og leverer 17 MW i fullast. I tillegg kommer det inn 13 MW fra småkraft på 22 kV nivå som transformeres opp til 66 kV nivå. Fra Drevvatn sekundærstasjon kan kraften deles mellom avgang til Mosjøen og/eller Meisfjord, kapasiteten på linjen mellom Drevvatn og Mosjøen er begrenset til 23 MW slik at resten av effekten (7MW) må tas som last mot Meisfjorden.

Det kan i enkelte episoder med høy produksjon og lav last (uttak) være begrensninger knyttet til maksimal produksjon. Spesielt i vårflom.

En må forvente at en eventuell økning av installert effekt kan få begrensninger på kjøring >17 MW i spesielle lastsituasjoner frem til en eventuell forsterking av regionalnettet. En vil kanskje indirekte avhjelpe nettsituasjonen, da det med høyere effekt i noe grad kan kjøres ut mer vann i andre perioder enn lavlast.



Figur 2 Oversiktskart over Kaldåga

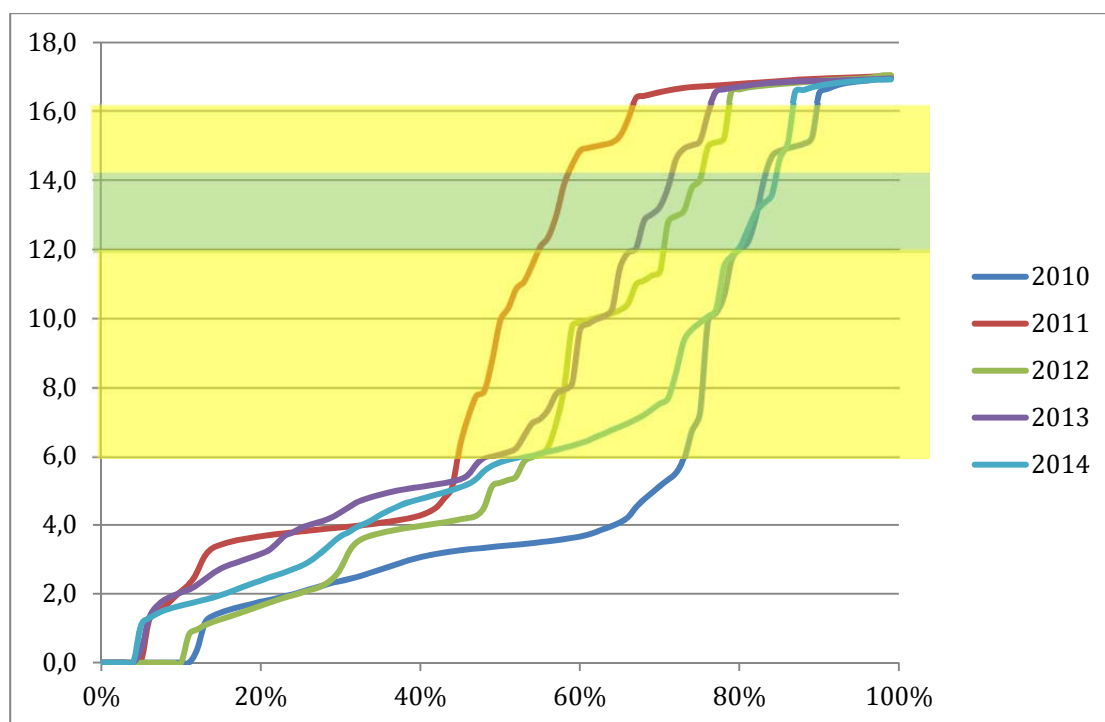
DRIFTSMØNSTER OG VIRKNINGSGRADSKURVER

Det er gjort en analyse av drift og kjøremønster i Kaldåga med bakgrunn i historiske data fra kjøring i perioden 2010 til og med 2014, se figur 3.

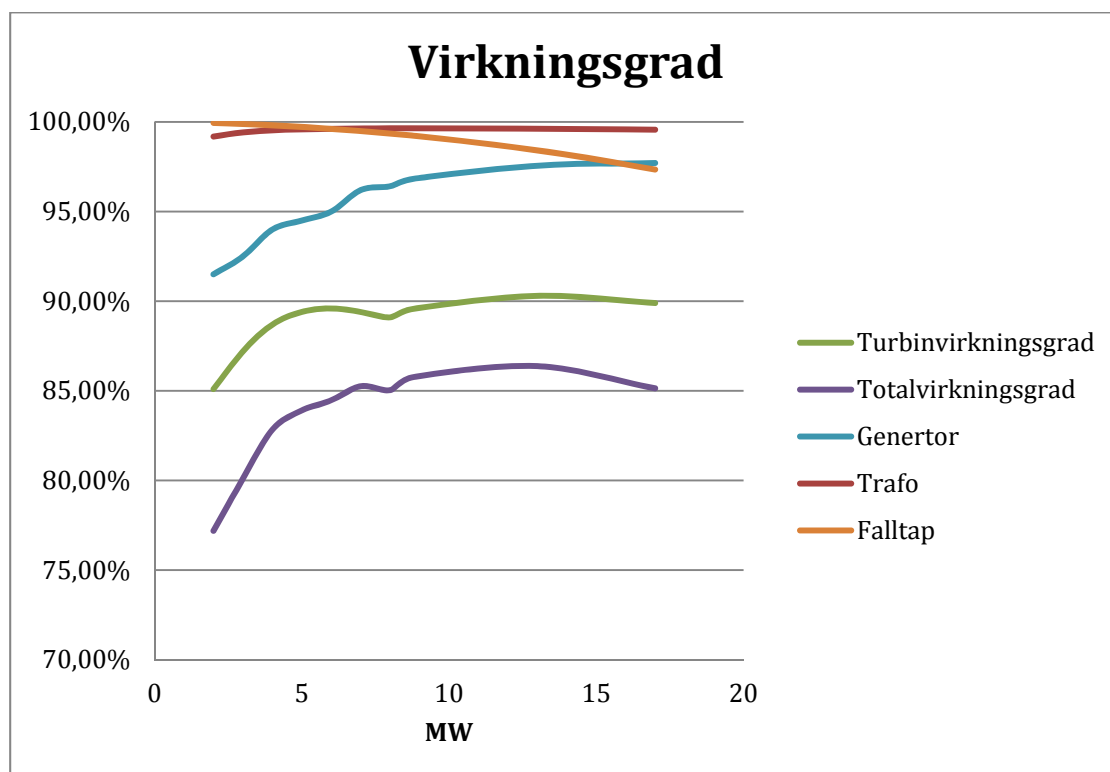
Kjøremønsteret er vurdert opp mot virkningsgradene i anlegget og dette viser at anlegget i stor grad (som forventet) kjøres som et tilsigsverk 5-17 MW (ca 50 %) og i perioder med lav last <5 MW (50 %) slik at kraftverket har en driftstid på 90-95%.

Kraftverket kjøres i liten grad med tanke på optimalisering av vannressursen, kjøringen gjøres ikke med bakgrunn i vannverdier, men ut fra praktiske forhold og ønske om å unngå å kjøre tomt på grunn av ising av rørgate i vintersesongen. I tillegg er turbinhjulet i Kaldåga modent for utskifting og det er ikke ønskelig å kjøre anlegget med hyppige start og stopp. I perioder med smelting og eller perioder med mye nedbør kjøres anlegget med maksimalt pådrag med tanke på å redusere/unngå vanntap (ca10-30% av året).

Bruktiden til Kaldåga er relativt høy >4000 timer noe som gjør at selv om det er en del magasinkapasitet så må det spesielt i år med mye nedbør kjøres jevnt med relativt stor last for å ta unna tilsiget.



Figur 3 Kjøring av Kaldåga kraftverk 2010-2014, grønt område indikerer optimal kjøring (bestpunkt)



Figur 4 Virkningsgrader og falltap for de ulike delene av Kraftverket. Totalvirkningsgraden er inklusiv falltap i prosent av fallhøyde ved HRV.

PRODUKSJON

Simuleringer utført i Vansmitap samt historiske produksjonsdata gir en produksjonskapasitet i størrelsesordenen 65 GWh for perioden 1970-2012, se vedlegg 3. Årstilsig som benyttets i modellen er 51,6 mill m³.

ØVRIGE FORHOLD KNYTTET TIL PRODUKSJON

I normalsituasjonen bør inntaksmagasinet (En-vatn) bør ligge så høyt som mulig og kun ha volum til lokaltilsig. Fordi Ni-vatn har manuelt styrt luke og Kaldåga har liten kapasitet i inntaksmagasinet så må Kaldåga kjøres ”kontinuerlig” i perioder med åpen luke i Ni-vatn dersom man ikke skal ha store svingninger i inntaksmagasinet. Uten fjernstyring av Ni-vant vil Kaldåga i praksis være et ”elvekraftverk” med dempesats avhengig av lukeåpning i Ni-vatn. Dette gjør igjen at Kraftverket må kjøres mye på ugunstig virkningsgrad. Det er betydelig økt risiko for flomtap fra Ni-vatn på grunn av sein respons (utkalling/justering), det er også en kostnadsside ved utsending av personell for justering av luke.

Uavhengig av opprusting/utvidelse av Kaldåga bør det utredes om luke i Ni-vatn bør fjernstyres, dette vil redusere flomtap samt øke muligheten til å kjøre på optimale tidspunkt med tanke på pris.

OPPRUSTNING/UTVIDELSE AV KALDÅGA

Kaldåga kraftverk har vært i drift siden 1958. Helgeland Kraft vurderer diverse tiltak; opprustning, utvidelse eller nybygging. Alle alternativene innebærer ny vannvei i fjell til erstatning for dagens rørgate i dagen. I tillegg er nåsituasjonen tatt med som referanse "0-alternativet"

Alternativene som er vurdert er videreutviklet fra Sweco rapport fra 23.10.2011 med de mest sannsynlige alternativene med tanke på økonomi og sannsynlighet for "konsesjon/fritak" med bakgrunn i at Drevjavassdraget er vernet mot kraftutbygging. Se vedlegg 8.

BESKRIVELSE AV ALTERNATIVER

Følgende alternativer er vurdert:

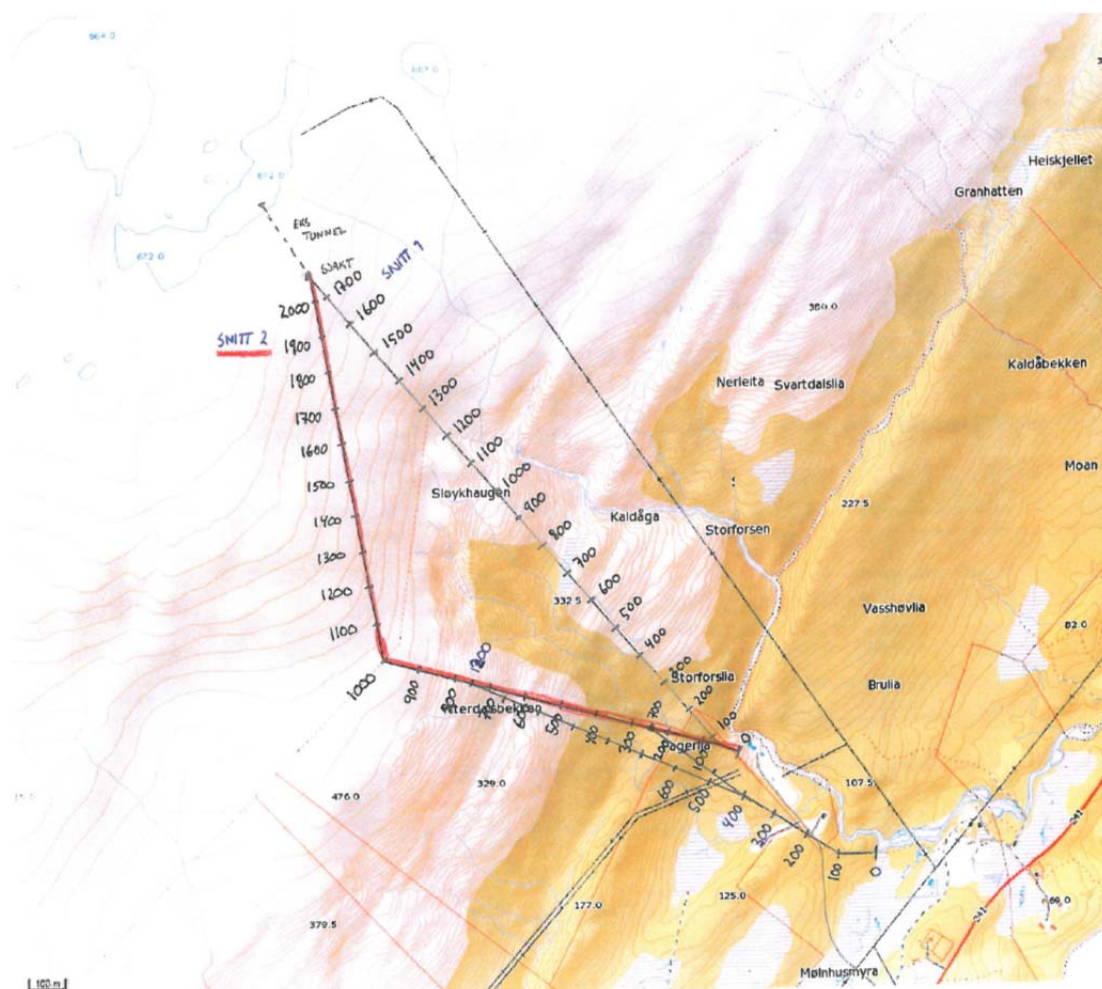
Alt. 0: Dagens situasjon

Alt. 1: Ny vannvei i fjell, eksisterende kraftstasjon

Alt. 2: Ny vannvei i fjell, nytt aggregat i eksist. stasjon 17 MW + 3 MW

Alt. 3: Ny vannvei i fjell, eksisterende kraftstasjon, trimmet aggregat 21 MW

Alt. 4: Ny vannvei i fjell, ny kraftstasjon i fjell, større fall, 21 MW



Figur 5 Kart over alternative vannveier

HYDROLOGI/TILSIG

Det gjennomføres målinger av vannføring i feltet nedenfor Sju-vatn, dessverre er det oppdaget i ettertid at deler av dette feltet drenerer mot Ni-vatn på grunn av en gammel overføring til Drevvatn kraftverk i Buktelvassdraget. For å vurdere vannføringen i Kaldåga er det derfor benyttet resultatet fra målingene i Sørelva, Hansfinnvatn og Øvre Forsland. I Sørelva og Hansfinnvatn er det målt 20 % mer vatn enn hva NVE Atlas angir. Øvre Forsland har målingene vist en økning på 5 %.

Ut fra ei forsiktig vurdering av tilsiget i området er det derfor lagt på 5 % på avrenningen fra Toven. Dette gir en avrenning på totalt 63,7 Mm³.

Helgeland Kraft vannkraft bruker i dag et tilsigsanslag på totalt 51,6 Mm³ i våre modeller.

Det er målinger på både produksjon og vanntap (flom) i systemet i dag, men disse er dessverre beheftet med såpass stor usikkerhet at de ikke kan brukes til å lage gode tilsigsanalyser.

Tabell 6 Oversikt over nedbørfelt, tilsig og reguleringsgrad i Kaldåga kraftverk. Basert på NVE sine nedbør/avløps tall

Delfelt	Areal [km ²]	Middelvannføring [m ³ /s]	Tilsig [mill. m ³]	Magasin [mill. m ³]	Reg. grad [%]
En-vatn	0,78	0,09	2,8	0,4	14 %
To-vatn	2,67	0,32	10,1	2,1	21 %
Fem-vatn	6,81	0,87	27,5	10,5	38 %
Ni-vatn	5,15	0,64	20,3	1,4	7 %
NVE Totalt	15,4	1,93	60,7	14,4	24 %
HK Totalt	15,4	1,64	51,6	14,4	28 %
Målt* Totalt	15,4	2,02	63,7	14,4	23 %

Det er en betydelig differanse mellom NVE/målte avrenninger i området og HK anslag på totalt tilsig >20 % avvik. Dersom avviket er reelt indikerer det betydelig flomtap (delvis dokumentert) samt at det i perioder kjøres med lave virkningsgrader på grunn av rørgate som fører til dårlig utnyttelse av vannressursen.

I denne rapporten er det valgt å bruke tilsigstall fra NVE korrigert for målte verdier i produksjonsberegningene.

PRODUKSJONSBEREKNINGER

Benyttes derimot NVE sine tilsigstall + 5% gir det med en gjennomsnittlig energiekvivalent på ca. 1,3 for eksisterende anlegg en produksjon uten flomtap på ca. 83 GWh.

Sweco har kjørt simuleringer av NVE sine tilsigstall + 5% som antyder en produksjon på ca. 75 GWh for eksisterende kraftverk. Ingen av simuleringene har tatt høyde for den relativt store andelen tvungen kjøring som gjøres i Kaldåga knyttet til dagens rørgate. Det er gjort en skjønnsmessig justering av produksjonstallene for alternativ 0 med tanke på rørgate og virkningsgrader.

Den store differansen mellom teoretisk potensial og simulert/virkelig produksjon + flomtap tyder på at HK anslag på tilsig er for lavt. På grunn av at deler av feltet som det gjennomføres målinger i er overført kan det heller ikke gis et helt entydig svar på hvor riktige NVE sine tall er.

Produksjonsberegningene er gjort eksternt av Sweco og HK bør kvalitetssikre beregningene dersom det blir gitt konsesjonsfritak.

Tabell 7 Produksjonsberegninger for de ulike alternativene. Tall i parentes for alternativ 0 er simulerte verdier.

	Alt 0 [GWh]	Alt 1	Alt 2-3 [GWh]	Alt 4 [GWh]
Virkelig	65			
Kaldåga simulert HK	65 (68,4)		69,8	76,6
Kaldåga simulert Sweco	71,4 (74,8)	75	78,4	82,6
Teoretisk maksimum	82,8	82,8	82,8	89,2

INGENIØRGEOLOGI

Det er gjennomført ingeniørgeologisk kartlegging av de ulike alternativene med tanke på gjennomførbarhet, se **vedlegg 4**.

Det er sett på to traseer for ny vannvei i berg, se vedlegg 5. Alternativ 1 ligger i rett linje mellom dagens kraftstasjon og inntak. Alternativ 2 ligger langs en rygg sørvest for dagens trase. Alternativ 2 er noe lengre enn alternativ 1 men oppnår raskere overdekning og unngår å krysseterrenget hvor de registrerte lineamentene i området er mest tydelig. Overdekningen hvor alt. 1 krysser under de mest markerte lineamentene er > 300 meter. Begge alternativene vurderes som gjennomførbare.

Erfaringer fra byggingen av Toventunnelen sørvest for Kaldåga tilsier at det kan forekomme sprakeberg og innlekkasjer. Sprakeberg ble erfart under tunneldrift de nærmeste 20 meterne fra stoffen og stabiliserte seg normalt etter en dag.

Tung sikring antas i hovedsak å være knyttet til kryssing av svakhetssoner. Det er totalt registrert 5 lineamenter mellom dagens kraftstasjon og inntak som antas å være svakhetssoner som vil kunne inntreffe ved tunnelnivå. Det mest markerte lineamentet (merket 2 i vedlegg 1) ligger ca. 50-100 meter vest for planlagt påhuggsplassering. Tung sikring vil i hovedsak bestå av systematisk bruk av sprøytbetong og bolter, sprøytbetongbuer, forbolting og evt. sålestøp. Det er i henhold til NGU sitt berggrunnskart registrert marmor i grunnen hvor utløpstunnelen for alternativ 2 er lagt. Marmor er observert i elveløpet nordøst for traseen. Det er ikke registrert tegn til karst langs elveløpet. Det har ikke vært mulig å observere bergmassen langs tunneltraseen da terrenget er dekket av løsmasse. Det er registrert myr, to bekkeløp og to lineamenter i dette området som gjør at det ikke er mulig å utelukke muligheten for karst. Karst vil mest sannsynlig være begrenset til området hvor det er marmor i grunnen, og dermed være avgrenset til utløpstunnelen for alt. 2. Mulige tiltak for kontroll med karst og innlekkasje under driving er systematisk sonderboring og at det er utstyr for injeksjon tilgjengelig på stedet under driving.

Påhugg for begge alternativene er tiltenkt ved dagens kraftstasjon hvor det er registrert en løsmasserygg. For å komme inn til berget som er registrert bak kraftstasjonen må disse løsmassene fjernes

Det er tatt bergprøver ved antatt område for sjaktboring som er analysert av Sintef med tanke på borrhbarhet, se vedlegg 6.

ALTERNATIV 0 – DAGENS SITUASJON

Alternativet innebærer at eksisterende vannvei i dagen beholdes, og at aggregatet rehabiliteres. Alternativet presenteres som en referanse til opprusting eller utvidelse av Kaldåga kraftverk.

På grunn av elde er det nødvendig med en omfattende rehabilitering av rørgaten da fundamenter og forankringsklosser må forsterkes/fornyes. Dette arbeidet vil sannsynligvis føre til terrengarbeid for å få fram utstyr og materiell langs rørgaten. Selve røret er i relativt god forfatning, alder (57 år) tatt i betraktning, men det er selvfølgelig en risiko knyttet til gjenværende teknisk levetid. Det må sannsynligvis påregnes at rørgata må utskiftes og eller rehabiliteres en gang i løpet av neste 10-30 års periode.

Tabell 8 Oversikt alternativ 0

Kaldåga kraftverk alt. 0				
		Alt. 0		
TILSIG				
Nedbørfelt	km ²	15,6		
Årlig tilsig til inntaket	mill.m ³	63,8		
Spesifikk avrenning	l/s/km ²	131		
Middelvanntføring	m ³ /s	2,02		
KRAFTVERK				
Inntak	moh.	674,6/663,7		
Turbinsenter	moh.	110,5		
Brutto fallhøyde	m	564		
Slukeevne, maks	m ³ /s	3,6		
Vannvei, totallengde	m	2000		
Installert effekt, maks	MW	17		
Brukstid	timer	4400		
REGULERINGSMAGASIN				
Magasinvolym (alle)	mill. m ³	14,4		
PRODUKSJON				
Produksjon, årlig middel	GWh	71,4		
ØKONOMI				
Utbyggingskostnad (2015)	mill.NOK	41		
Utbyggingspris (tilleggsprod.)	NOK/kWh			
Utbyggingspris (midlere prod.)	NOK kWh	0,6		

Det er beregnet kostnader basert på interne anslag for kjøp og montasje av nytt turbinhjul og ny hovedstengeventil, kostandsestimat fra Sweco knyttet til rehabilitering av rørgatefundamenter. Det er identifisert ytterligere kostnader knyttet til rehabilitering av Kaldåga disse er valgt å ta inn i reinvesteringer i investeringsanalysen da en del av disse ligger noe frem i tid.

Tabell 9 Utbyggingskostnader alternativ 0

Kaldåga Kraftverk	mill. NOK (primo 2015)
Bygningsmessig arbeid inkl. rigg	22,0
Kraftstasjon, maskin og elektro	6,9
Kraftlinje	-
Transportanlegg, anleggstrøm	0,5
Uforutsett	5,9
Planlegging/administrasjon.	4,0
Finansieringsutgifter og avrunding	1,7
Anleggsbidrag	-
Sum utbyggingskostnader	41

ALTERNATIV 1

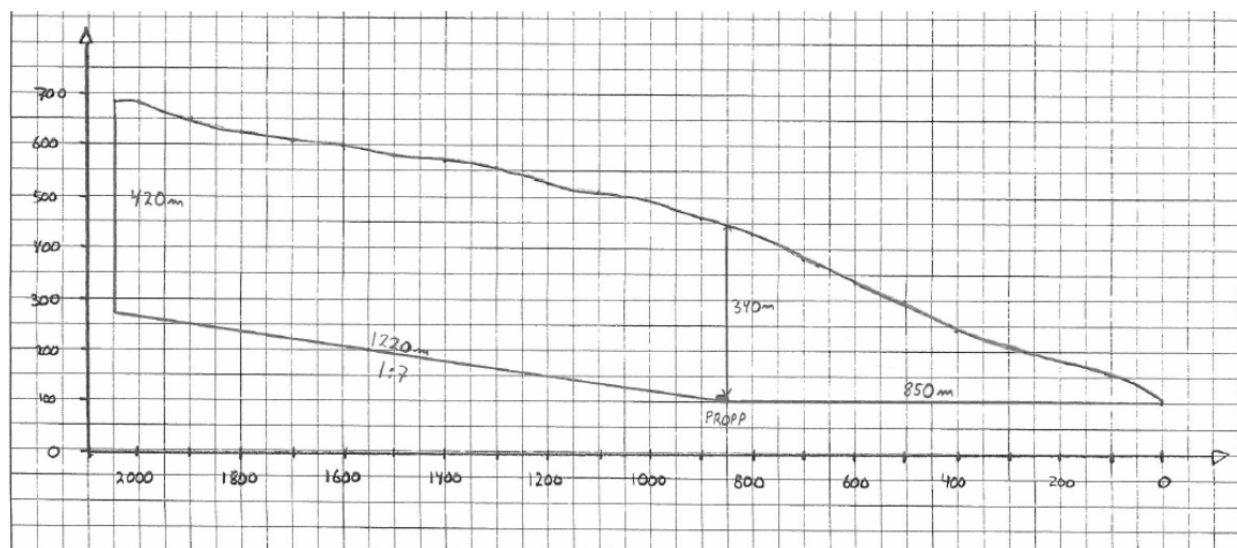
Alternativet innebærer at det kun blir tiltak i vannveien. Eksisterende stasjon og installasjon beholdes.

Flere alternativer vannveiløsninger er aktuelle. Felles for alle innebærer at det sprenges tunnel fra påhugg rett bak kraftstasjonen og til bunn av boret sjakt. Ved topp sjakt sprenges en kort forbindelse mellom sjakt og eksisterende tilløpstunnel. Sistnevnte inklusiv inntak, vil bli benyttet videre. Betongpropp etableres i trykktunnelen der det er tilstrekkelig overdekning, og herfra legges trykkrør i tunnelen fram til kraftstasjonen.

Det er vurdert ulike alternativer til vannvei med forskjellig helning på rørtunnelen (nær horisontal eller 1:7) og helning på sjakt (45 - 90 grader). Førstnevnte forhold virker inn på overdekningen og dermed også på lengden av rørtunnelen.

Alternativet innebærer at eksisterende stasjon og aggregat beholdes. Vannvei i fjell løser driftsproblemet med "tvungen" kjøring på lav last og fører til noe lavere falltap. Anlegget har fortsatt relativt høy brukstid slik at verdien av magasinene og risikoen for flomtap fortsatt er lik dagens situasjon.

Det er forutsatt at dersom man utvider vannveien vil det være lønnsomt og også utvide slukeevnen da økningen i kostnad for elektromekanisk installasjon er relativt beskjeden. Ny vannvei uten økt slukeevne vil gi en marginal økning i produksjonspotensialer ref. produksjonsberegningene.



Figur 6 Oversikt over vannvei for alternativ 1, 2 og 3

Tabell 10 Diameter/tverrsnitt og lengde for sjakt og tunneler

	Diameter / tverrsnitt	Lengde
	m / m ²	m
Boret sjakt	1,6 / -	420
Råsprengt tunnel	- / min. tv.	1220
Trykkrør i tunnel	1,2 / -	850
Utløpstunnel	- / min. tv.	-
Totalt		2490

ALTERNATIV 2

Alternativet innebærer at både ny vannvei og nye aggregat (17 MW + 3 MW) installeres i eksisterende stasjon.

Vannveialternativene blir som i alt. 1. På grunn av noe større slukeevne bør sjakt og rørdiametrene i prinsippet øke noe; f. eks. fra 1,2 m til 1,3 m for rør og fra 1,6 m til 1,7 m på sjakt. Dette vil imidlertid bli finoptimalisert i en senere fase.

Da det er mulig å øke eksisterende installasjon iht alternativ 3 er ikke dette alternativet vurdert nærmere. Man ville fått en bra virkningsgrad i området 0,5-3 MW, men dette antas ikke å være regningsvarende med en ganske stor "utvidelse" med tanke på bygningsmessige tilpassinger, rørføringer, og elektromekanisk utrusting. Vannvei i fjell løser driftsproblemet med "tvungen" kjøring på lav last og det gir mindre verdi for økt virkningsgrad ved lav last.

ALTERNATIV 3

Alternativet innebærer ny vannvei og trimmet aggregat. Vannveisalternativet blir som for alternativ 1. Undersøkelser utført av Voith Hydro viser at det er sannsynlig at ytelsen på turbin kan økes helt opp til ca 21,5 MW ved skifte av løpehjul og turbinhus, uten skifte av bend og injektorer. Det er noe usikkerhet om materialer i turbinhuset. Dette kan ha betydning for endelig valg av løsning, men i denne fasen forutsetter vi at huset skjæres av ved gulvnivå og den innstøpte delen beholdes.

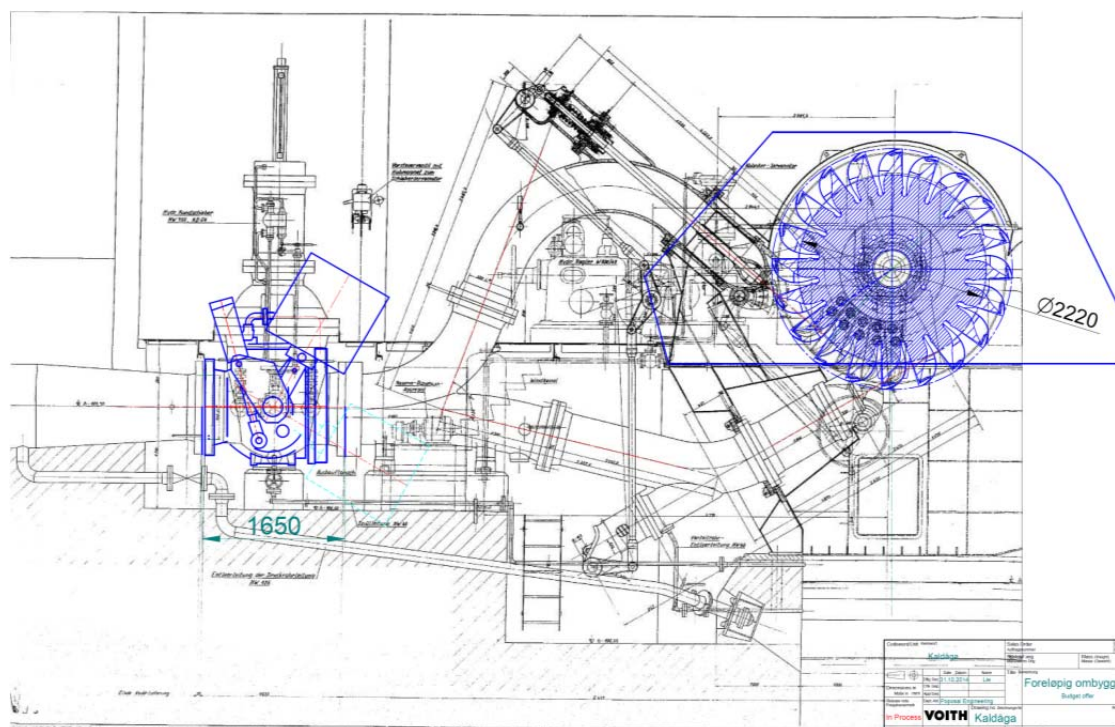
Hovedventil foreslås skiftet dels av hensyn til falltapp og del av hensyn til sikkerhet. Det forutsettes å beholde dagens ventil diameter på 750 mm og at det er plass i stasjonen til fall lodd.

Alternativet omfatter følgende oppgradering:

- Nytt løpehjul
- Ny turbinaksel med flens for feste av løpehjul
- Nytt radiallager for turbinen.
- Ombygging av eksisterende turbinhus, med ny kapsel og påsveising av festeflens for kapsel i eksisterende turbinhus.
- Ny kuleventil med fall lodd, omløp og nødvendig tilbehør.

Forutsetninger:

- Gjenbruk av eksisterende nålbend og grenrør slik det er i dag
- Gjenbruk av servomotorer for nåler og deflektor
- Gjenbruk av koblingsbolter mot generator
- Innstøpt del av turbinhus
- Eksisterende trykkoljeanlegget brukes videre og det forutsettes at det er mulig å bygge på ventilblokk og utstyr for å inkludere styring av innløpsventil.
- Nødvendig engineering, montasje og i driftsettelse



Figur 7 Tegning av alternativ 3 - oppgradering

Vannvei i fjell løser driftsproblemet med "tvungen" kjøring på lav last og det gir mindre verdi for økt virkningsgrad ved lav last. Det kan dog være en gevinst å se på en ombygning av aggregatet til 4 nåler for å utvide området med bedre virkningsgrad.

Utvidelsen fører til betydelig redusert brukstid som vil øke verdien av magasin og redusere flomtap i systemet.

Tabell 11 Oversikt alternativ 3

Kaldåga kraftverk alt. 3				
		Alt. 0	Alt. 1	Endring
TILSIG				
Nedbørfelt	km ²	15,6	15,6	-
Årlig tilsig til inntaket	mill.m ³	63,8	63,8	-
Spesifikk avrenning	l/s/km ²	131	131	-
Middelvannføring	m ³ /s	2,02	2,02	-
KRAFTVERK				
Inntak	moh.	674,6/663,7	674,6/663,7	
Turbinsenter	moh.	110,5	110,5	
Brutto fallhøyde	m	564	564	
Slukeevne, maks	m ³ /s	3,6	4,5	0,9
Vannvei, totallengde	m	2000	1870	
Installert effekt, maks	MW	17	21	4
Brukstid	timer	4400	3700	-700
REGULERINGSMAGASIN				
Magasinvolum (alle)	mill. m ³	14,4	14,4	
PRODUKSJON***				
Produksjon, årlig middel	GWh	71,4	78,4	7
ØKONOMI				
Utbyggingskostnad (2015)	mill.NOK	41	120	79
Utbyggingspris (tilleggsprod.)	NOK/kWh			
Utbyggingspris (midlere prod.)	NOK kWh	0,6	1,5	22

Det er beregnet kostnader basert på mottatt "tilbud" fra Voith for kjøp og montasje av nytt turbinhjul mv. og kostnadsberegninger av ny vannvei basert på kostnadsbilde fra Tosbotn. Tilbudsprisene er benyttet til å optimalisere systemet med tanke på lavest pris.

Det er inkludert 10 mill. kr til sanering av eksisterende rørgate.

Tabell 12 Utbyggingskostnader alternativ 3

Kaldåga Kraftverk	mill. NOK (primo 2015)
Bygnings- og maskinmessig arbeid inkl. rigg og riving eksist. Rørgate	76,3
Kraftstasjon, maskin og elektro	17,0
Kraftlinje	-
Transportanlegg, anleggsstrøm	2,0
Uforutsett	18,7
Planlegging/administrasjon.	6
Finansieringsutgifter og avrunding	4,5
Anleggsbidrag	-
Sum utbyggingskostnader	120

ALTERNATIV 4

Alternativet innebærer helt nytt kraftverk der kun inntak og første del av tilløpstunnelen benyttes. I forhold til dagens utløp flyttes utløpet lengre ned i elva, til ca. kote 72. Dette stedet er valgt ut fra grunnforhold (fjell i dagen) og at det markerer slutten på anadrom strekning.

Kraftstasjonen legges i fjell. Påhugg til atkomsttunnelen er forutsatt lagt ved eksisterende stasjon. Atkomsttunnelen blir ca. 250 m på ca. 1 : 7 synk (alt. 300 m med synk 1 : 8). I tillegg bør en regne med til sammen ca. 100 m hjelpetunneler/avgreininger (oppstrøms og nedstrøms) ved kraftstasjonen. Disse vil lette arbeidet i kraftstasjonen under bygging og vil også være nyttige adkomster under drift (f. eks. adkomst til utløpstunnelen som kan fungere som redningstunnel). Ved utløpet forutsettes etablert føringer for et bjelkestengsel.

Utløpstunnelen er forutsatt drevet fra adkomsttunnelen. Alternativt kan den drives fra et kort tverrslag nær utløpet. Dette vil innebære ekstra inngrep i terrenget.

Det er også vurdert plassering av kraftstasjonen i dagen ved utløpet. Dette medfører lengre trykkrør og større inngrep. Alternativet er derfor så langt lagt til side både av økonomiske, praktiske og miljømessige grunner.

Tilsvarende gjelder et alternativ der kraftstasjonen legges i dagen og der nedre strekning av vannveien (fra eksisterende stasjon og til utløpt) vil bestå av nedgravd rør. Dette vil være miljømessig uheldig i et allerede vernet vassdrag.

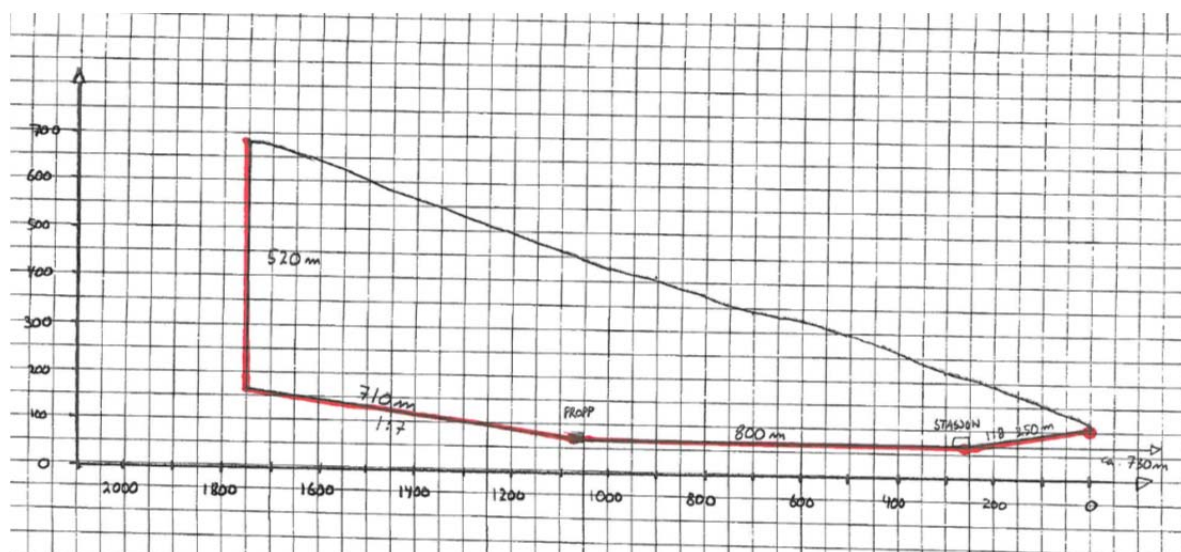
Kraftstasjonen kan også legges enda lengre inn i fjellet. Dette medfører kortere trykkrør i tunnel og tilsvarende lengre atkomsttunnel. Så langt viser kostnadsvurderingene at dette blir en dyrere løsning. Vannveialternativet er vist i tabellene **xx**

Vannvei i fjell løser driftsproblemet med "tvungen" kjøring på lav last og det gir mindre verdi for økt virkningsgrad ved lav last.

Utvidelsen fører til betydelig redusert brukstid som vil øke verdien av magasin og redusere flomtap i systemet. Alternativet vil gi en komplett moderne stasjon og vannvei.

Tabell 13 Oversikt alternativ 2

Kaldåga kraftverk alt. 2				
		Alt. 0	Alt. 2	Endring
TILSIG				
Nedbørfelt	km ²	15,6	15,6	
Årlig tilsig til inntaket	mill.m ³	63,8	63,8	
Spesifikk avrenning	l/s/km ²	131	131	
Middelvannføring	m ³ /s	2,02	2,02	
KRAFTVERK				
Inntak	moh.	674,6/663,7	674,6/663,7	
Turbinsenter	moh.	110,5	74,5	
Brutto fallhøyde	m	564	596,5	32
Slukeevne, maks	m ³ /s	3,6	4,1	0,5
Samlet vannvei	m	2000	2740	
Installert effekt, maks	MW	17	21	4
Brukstid	timer	4400	3900	-500
REGULERINGSMAGASIN				
Magasinvolum (alle)	mill. m ³	14,4	14,4	
PRODUKSJON				
Produksjon, årlig middel	GWh	71,4	82,6	11,2
ØKONOMI				
Utbyggingskostnad (2015)	mill.NOK	41	181	140
Utbyggingspris (tilleggsprod.)	NOK/kWh			18
Utbyggingspris (midlere prod.)	NOK kWh	0,6	2,2	



Figur 8 Oversikt over vannvei

Tabell 14 Diameter/tverrsnitt og lengde for sjakt og tunneler - Alternativ 4

	Diameter / tverrsnitt	Lengde
	m / m ²	m
Boret sjakt	1,6 / -	520
Råsprengt tunnel	- / min. tv.	710
Trykkrør i tunnel	1,2 / -	800
Utløpstunnel	- / min. tv.	730
Totalt		2760
Atkomsttunnel	- / 27	250
Hjelpetunneler	- / ca. 18	100

Det er beregnet kostnader basert på tilbudt aggregat i Tosdalen fra Voith for kjøp og montasje av komplett elektromekanisk installasjon. Kostnadsberegninger av ny vannvei er basert på kostnadsbilde fra Tosbotn. Tilbudsprisene i Tosbotn er benyttet til å optimalisere systemet med tanke på lavest pris.

Det er inkludert 10 mill. kr til sanering av eksisterende rørgate.

Tabell 15 Utbyggingskostnader alternativ 4

Kaldåga Kraftverk	mill. NOK (primo 2015)
Bygnings- og maskinmessig arbeid inkl. rigg og riving eksist. Rørgate	94,1
Kraftstasjon, maskin og elektro	38,2
Kraftlinje	-
Transportanlegg, anleggsstrøm	5,0
Uforutsett	20,6
Planlegging/administrasjon.	15,0
Finansieringsutgifter og avrunding	8,1
Anleggsbidrag	-
Sum utbyggingskostnader	181

Hovedtabell**Tabell 16 oversikt over tilsig, kraftverk, magasin, produksjon og økonomi for alt. 1 - 4**

KALDÅGA KRAFTVERK		Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
TILSIG (NVE ATLAS 1961 – 80)						
Nedbørfelt	km ²	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
Årlig tilsig til inntaket	mill.m ³	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8
Spesifikk avrenning	l/s/km ²	124,7	124,7	124,7	124,7	124,7
Middelvanntføring	m ³ /s	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
KRAFTVERK						
Inntak HRV	moh.	674,6	674,6	674,6	674,6	674,6
Inntak LRV	moh.	663,7	663,7	663,7	663,7	663,7
Turbinsenter	moh.	110,5	110,5	110,5	110,5	74,5
Midlere brutto fallhøyde	m	560,5	560,5	560,5	560,5	596,5
Maks brutto fallhøyde	m	564	564	564	564	600
Falltap	m	14,66*	7,7	10,1	12,6	
Falltapskoeffisient		1,094*	0,611	0,611	0,611	0,615
Midlere energiekvivalent	kWh / m ³	1,24	1,30	1,34	1,3?	1,43
Slukeevne, maks.	m ³ /s	3,6	3,6	4,1	4,6	4,1
Inst. effekt, maks. fallhøyde	MW	17	17	17+3	21	21,2
Brukstid	timer	4200	4410	4166	3713	4166
MAGASIN (totalt)						
Magasinvolum	mill. m ³	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
PRODUKSJON						
Produksjon, årlig middel HK	GWh	65	68,7		69,8	76,6
Produksjon, årlig middel Sweco	GWh	71,4	75		78,4	82,6
ØKONOMI						
Utbyggingskostnad ultimo 2015	mill. NOK	41	110		120	181
Utbygningspris	NOK / kWh	0,6	1,5		1,5	2,2

LØNNSOMHETSANALYSE

SAMMENDRAG

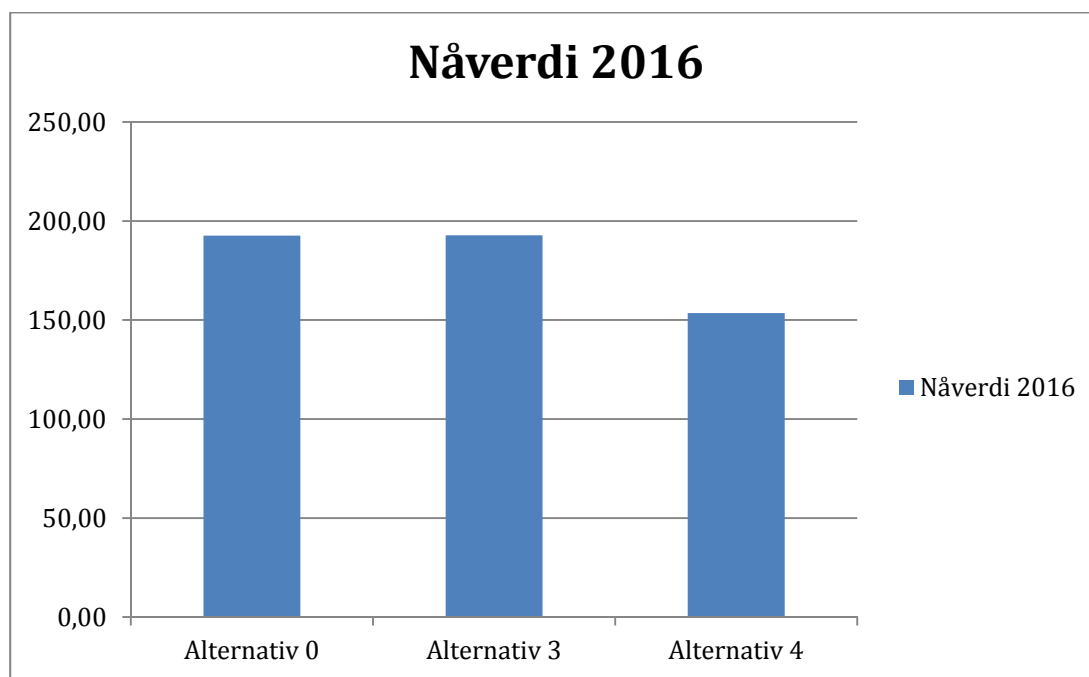
Lønnsomhetsanalysen

Det er utarbeidet lønnsomhetsvurderinger med Helgeland Kraft sitt avkastningskrav og basis prisprognose fra Markedskraft. Videre er det foretatt beregninger for totalavkastning og for alternativene 0, 3 og 4.

Målsetningen med lønnsomhetsanalysen er å vurdere om man skal gå videre med utvidelsesalternativene til eksisterende stasjon og rørgate.

Tabell 176 Totalavkastning for Kaldåga alternativene 0, 3 og 4

Avkastningskrav 5,5 %			
Senario	Prisbane	Internrente	Nåverdi 2016
Alternativ 0	Markedskraft basis	44,5 %	192,6
Alternativ 3	Markedskraft basis	12,9 %	192,8
Alternativ 4	Markedskraft basis	9,2 %	153,5



Figur 9 Nåverdi 2016

KONKLUSJON

Alle alternativene til rehabilitering/ utvidelse viser betydelige nåverdier med Markedskraft basis prissenario. Ut fra rene nåverdibetraktninger er det Alternativ 0 og 3 som gir høyest avkastning med en nåverdi ca 193 mill. kr. Alternativ 4 gir lavere nåverdi på 153,5 mill. kr.

Man bør være klar over at det fortsatt er en del usikkerhet knyttet til produksjonsestimatet og forskjellen mellom de ulike alternativene.

I forhold til målsetningen om å konkludere på om man skal gå videre med utvidelsesalternativene synes det interessant å få avklart både alternativ 4 og 3 med tanke på konsesjonsfritak. Det anbefales at det sendes søknad om konsesjonsfritak for alternativ 3 og 4.

Når premissene i et eventuelt vedtak om konsesjonsfritak foreligger kan man gå nærmere inn i alternativene.

1. HELGELAND KRAFT FORUTSETNINGER

1.1 ÅRSPRODUKSJON

Produksjon i 2020: Alternativ 0 – 71,4 GWh, Alternativ 3 - 78,4 GWh og Alternativ 4 - 82,6 GWh.

Det er ikke forutsatt vanntap i eksisterende kraftverk i noen av alternativene som følge av utbygging/rehabilitering. Det er knyttet størst usikkerhet til dette ved alternativ 0 i forbindelse med rehabilitering av rørfundamentene. Rehabilitering /utvidelse av turbin mv. kan potensielt føre til vanntap.

1.2 INVESTERINGER

I henhold til kostnadsestimatene som er beskrevet i kapittel xx. Kostandene er inflatert med 2,5 % og fordelt over antatt byggetid og skatte messing avskrivningsgrupper.

For alternativ 4 er det medtatt kostnader (indirekte) på utskifting av løpehjul og hovedstengeventil på til sammen

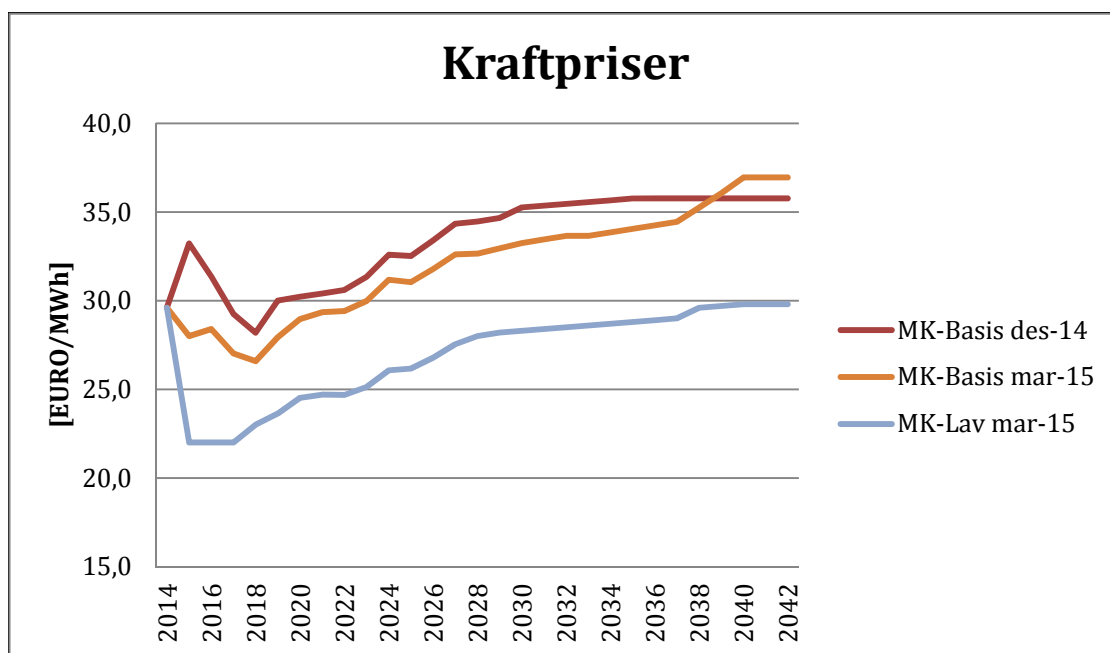
1.3 AVKASTNINGSKRAV

Det er benyttet et avkastningskrav til totalkapitalen nominelt etter skatt på 5,5 %.

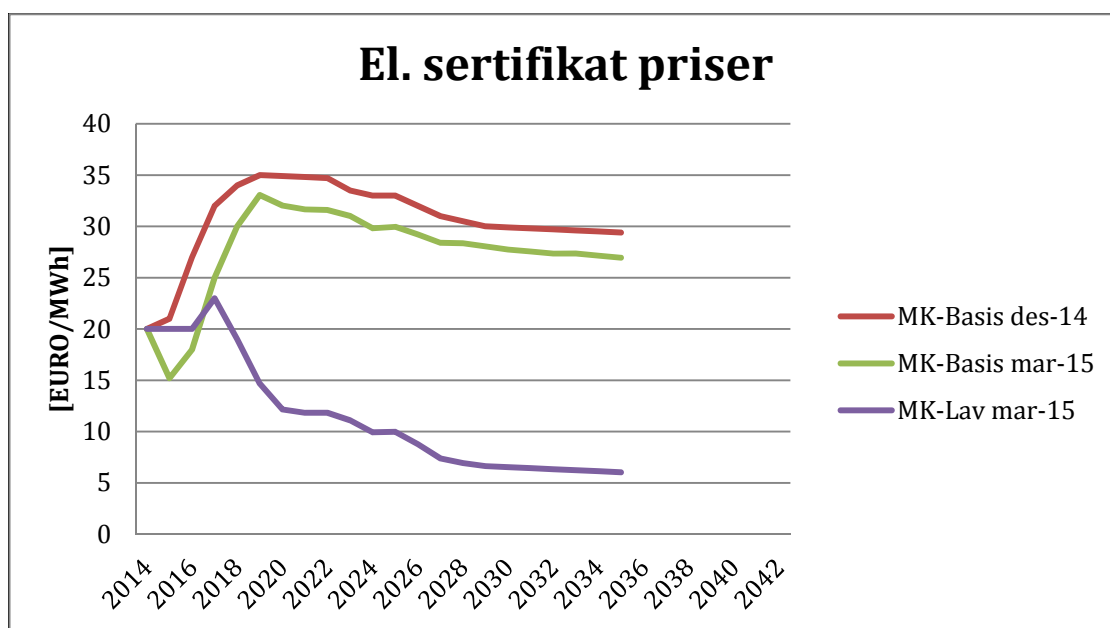
KRAFTPRISER

Det er benyttet kraftpris og elsertifikat fra Markeskraft april prognose

Kraftprisen holdes reelt flatt fra siste år i prognosen.



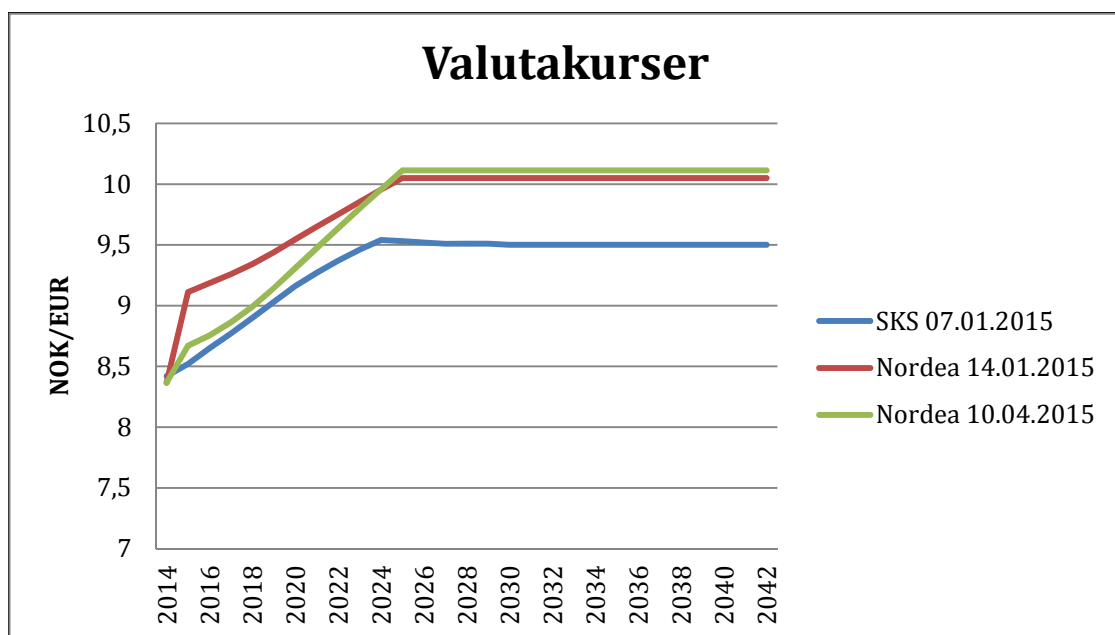
Figur 10 Kraftpriser



Figur 11 El. sertifikat priser

VALUTA

Det er valgt å benytte oppdaterte forward priser på valuta basert på Nordea pr 10.04.2015.

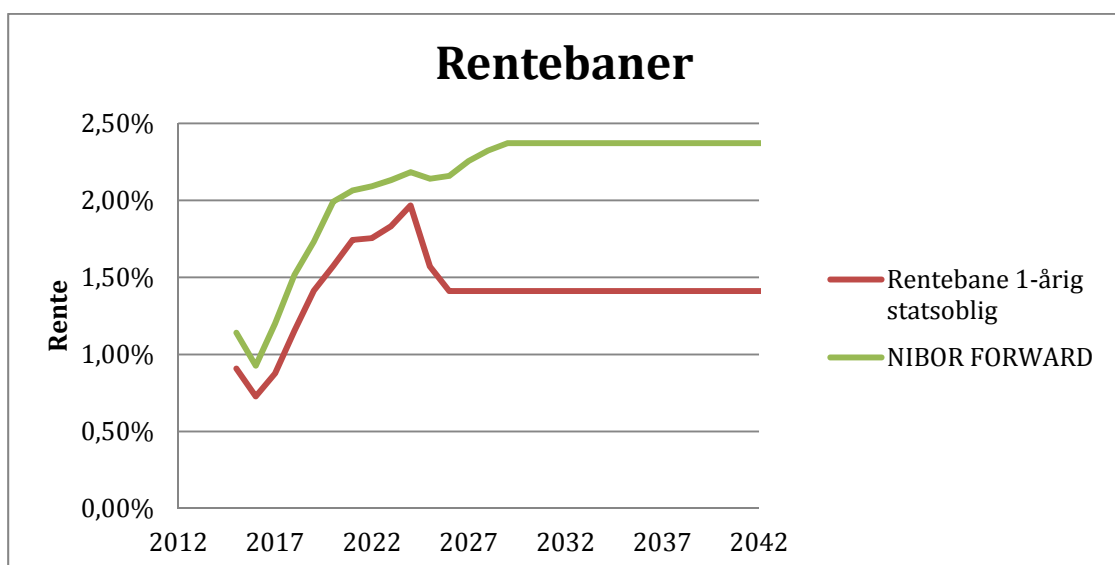


Figur 12 Valutakurser

RENTEBANER

Nye oppdaterte rentebaner per 13.4.2015

Rentebane 1 års stat er benyttet i grunnrenteberegningene



Figur 13 Rentebaner

1.4 SKATTER OG AVGIFTER

Skatter og avgifter beregnes i henhold til skatteloven.

1.5 ØVRIGE FORUTSETNINGER

- Analyseperiode:
Nåverdier beregnes for enkeltår i perioden 2016-2067

HK forutsetter 50 års analyseperiode tillagt terminalverdi lik siste års kontantstrøm til TK inklusiv vekst.

For alternativ 4 er kontantstrøm fra alternativ 0 i perioden 2016-2019 tillagt verdien av prosjektet.

- Reinvesteringer/avskrivninger:

For alternativ 0 og 3 er skattemessige verdier og avskrivninger for eksisterende kraftverk medtatt i analysen.

Ved en realisasjon av alternativ 4 er det bokførte skattemessige verdier i Kaldåga på ca. 30 mill. kr i år 2020. Disse føres på en gevinst/tap konto og saldoavskrives med 20 %. Man mister derfor ikke kontanteffekten av avskrivningene men får i en periode høyere avskrivninger.

Følgende reinvestering lagt til grunn:

Tabell 188 Reinvestering etter 2020

Reinvesteringer Etter 2020	Dammer, tunneler, rørgater (unntatt rør), kraftstasjoner (inkludert atkomsttunneler)	Maskinteknisk utrustning i kraftstasjon, generatorer, rør, foring i sjakt/tunnel, luker, rister, etc	Anlegg for overføring og distribusjon av elektrisk kraft og elektroteknisk utrustning i kraftforetak	Totalt
Alternativ 0	19,25	29,4	29,4	78
Alternativ 3	5,2	15,0	25,0	45,2
Alternativ 4	5,2	13,6	17,0	35,8

Avskrivninger har normalt liten effekt på beregning av nåverdier på grunn av lange avskrivningstider.

- Effekttillegget:

Ikke lagt til effekttillegg

- Eiendomsskatt

HK beregner eiendomsskatten etter to prinsipper avhengig av om kraftverket er større enn 10 000 kVA eller ikke. Prinsippene følger skatteloven.

- Konesjonsavgift

Beregnet ut fra 7150 nat.hk.

- Drifts- og vedlikeholdskostnad

Det er lagt til et fastbeløp på totalt 550' i tillegg til et variabelt ledd per/MWh

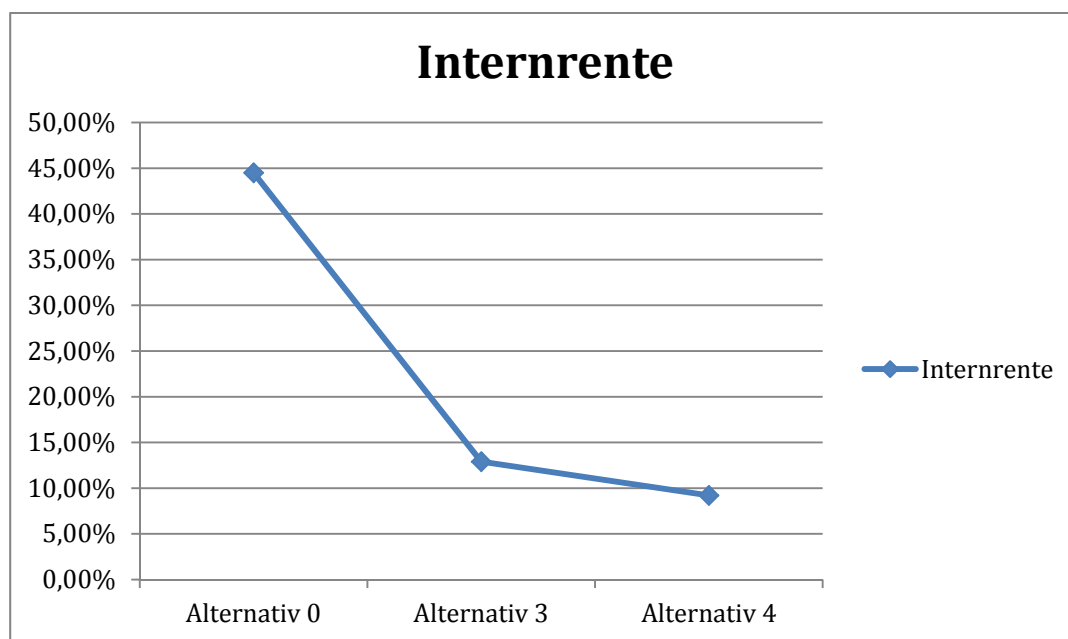
For alternativ 0 - 25 kr/MWh (rørgate og gammel stasjon)

For alternativ 3 - 20 kr/MWh (gammel stasjon)

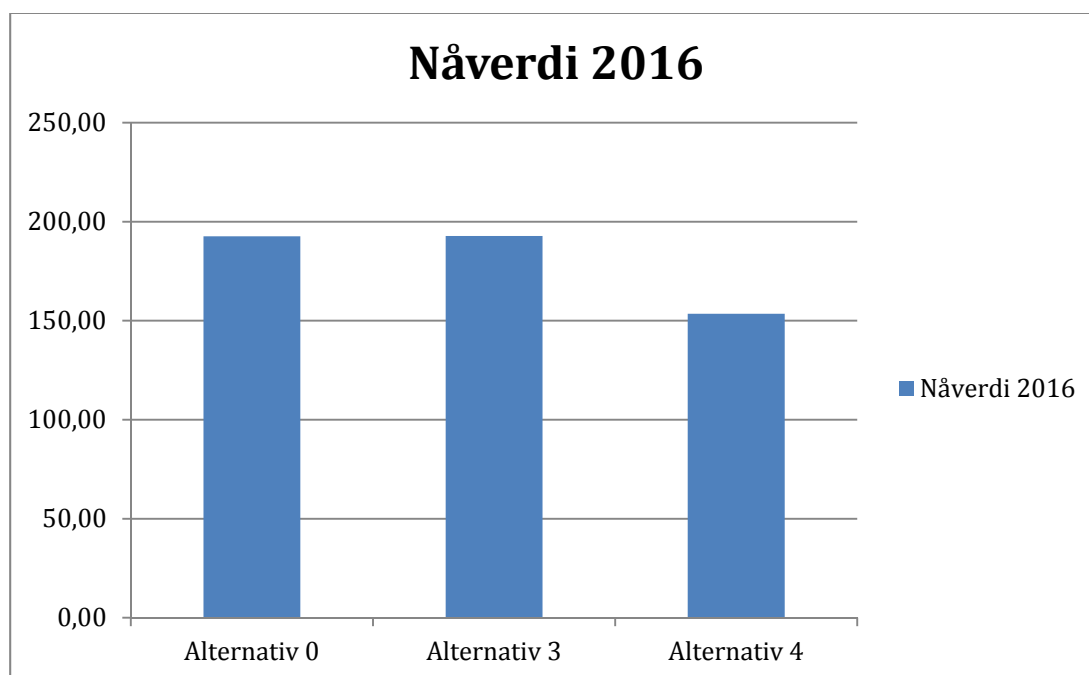
For alternativ 4 - 15 kr/MWh (nytt kraftverk)

- Skattemessige verdier eksisterende Kaldåga kraftverk medtatt i alternativ 0 og 3.

RESULTAT



Figur 14 Internrente Kaldåga ulike alternativ



Figur 15 Nåverdier Kaldåga ulike alternativ

KONKLUSJON

Alle alternativene til rehabilitering/ utvidelse viser betydelige nåverdier med Markedskraft basis prissenario. Ut fra rene nåverdibetraktninger er det Alternativ 0 og 3 som gir høyest avkastning med en nåverdi ca 193 mill. kr. Alternativ 4 gir lavere nåverdi på 153,5 mill. kr.

Man bør være klar over at det fortsatt er en del usikkerhet knyttet til produksjonsestimatet og forskjellen mellom de ulike alternativene.

I forhold til målsetningen om å konkludere på om man skal gå videre med utvidelsesalternativene synes det interessant å få avklart både alternativ 4 og 3 med tanke på konsesjonsfritak. Det anbefales at det sendes søknad om konsesjonsfritak for alternativ 3 og 4.

Når premissene i et eventuelt vedtak om konsesjonsfritak foreligger kan man gå nærmere inn i alternativene.

RISIKO OG SENSITIVITET

Det er ikke gjennomført noen følsomhetsanalyser i HK lønnsomhetsanalyse, men dette er belyst en differanse i oppnådd kraftpris mellom alternativ 0 og 3-4.

Forskjell i oppnådd kraftpriser (Endring i gjennomsnittlig kraftpris med + 10 NOK/MWh +20 NOK/MWh)

Tabell 19 Avkastningskrav

Avkastningskrav 5,5 %			
Senario	Prisbane	Prisbane +10	Prisbane +20
Alternativ 0	192,6	192,6	192,6
Alternativ 3	192,8	203,9	215,0
Alternativ 4	153,5	165,4	176,6

Ikke vurderte risikoforhold som bør vurderes ved nærmere før en eventuell investeringsbeslutning av alternativene.

- Risiko for flomtap under utbygging
- Investeringskostnad
- Produksjon
- Drifts og vedlikeholdskostnad

OPPSUMMERING OG ANBEFALNING

O/U av Kaldåga kraftverk har foregått over en periode på 10-15 år gjennomgått betydelige rehabiliteinger og fremstår i dag mer eller mindre som en "ny" stasjon med unntak av turbinhjul som må skiftes. Det er ikke endret noe vesentlig på anlegget siden 1958 og anlegget er rehabilitert/oppgradert bit for bit.

Gjennomgangen av Kaldåga kraftverk har identifisert flere forhold som gjør at anlegget ikke kan drives optimalt med tanke på vannressursen.

- Utfordringer knyttet til regulering/drift av kraftverket på grunn av rørgate i dagen og manglende fjernstyring av luker i deler av systemet.
- Kjøring på dårlig virkningsgrad.
- Akutt utfordring knyttet til turbinhjulet i Kaldåga.
- Sannsynligvis betydelig flomtap.

Uavhengig av opprusting/utvidelse av Kaldåga bør det utredes om luke i Ni-vatn bør fjernstyres, dette vil redusere flomtap samt øke muligheten til å kjøre på optimale tidspunkt med tanke på pris. En slik fjernstyring vil kanskje også være berettiget til el sertifikater.

Opprusting eller utvidelse

Alle alternativene til rehabilitering/ utvidelse viser betydelige positive nåverdier med Markedskraft basis prissenario. Ut fra rene nåverdibetraktninger er det Alternativ 0 og 3 som gir høyest avkastning med en nåverdi ca 193 mill. kr. Alternativ 4 gir lavere nåverdi på 153,5 mill. kr.

Alternativene 3 og 4 gir henholdsvis 7 og 11,2 GWh produksjonsøkning i forhold til et produksjonsvolum for alternativ 0 på 71,4 GWh. Virkelig oppnådd produksjon i Kaldåga er 65 GWh.

Det anbefales at det sendes søknad om konsesjonsfritak for alternativ 3 og 4 til NVE for å få vurdert mulighetsrommet innenfor Drevja vernet. Uten vernet hadde det vært overhengende sannsynlig med et konsesjonsfritak for alternativene som er presentert.

En avklaring om konsesjonsfritak bør foreligge ila 2016 seinest 2017 dersom det skal være mulig å realisere en utbygging innenfor sertifikat ordningen. Gjennomføring av en konsesjonsprosses vil ikke være realistisk innenfor dette tidsperspektivet.

Nytt løpehjul bør avventes til avklaring fra NVE foreligger dersom dette er mulig mtp sikkerhet mot havari.

VEDLEGG

- Vedlegg 1 – Rapport Sweco datert desember 2011
- Vedlegg 2 – Tilstand og levetid rapport
- Vedlegg 3 – Notat vedr. simulering
- Vedlegg 4 – Ingeniørgeologisk kartlegging
- Vedlegg 5 – Kart over traseer for vannveier i berg
- Vedlegg 6 – Sintef rapport – Bergprøver
- Vedlegg 7 – Ingeniørgeologisk rapport
- Vedlegg 8 – Rapport Sweco 23.10.2011
- Vedlegg 9 - Kontantstrøm til TK