

## OPTIMALISERING AV KRAFTSTASJONSLØSNING

HELGELAND KRAFT AS

**Kaldåga kraftverk, optimalisering av kraftstasjonsløsning**  
OPPDRAGSNUMMER 21742001



Sweco Norge AS

Arild Høydal

<b>Rapport nr.:</b> 21742001-R01	<b>Oppdrag nr.:</b> 21742001	<b>Dato:</b> 23.05.2016	
<b>Kunde:</b> Helgeland Kraft AS			
<b>Kaldåga kraftverk</b>  <b>Optimalisering av kraftstasjonsløsning</b>			
<b>Sammendrag:</b>  <p>Helgeland Kraft AS vurderer tiltak på Kaldåga kraftverk, ettersom kraftstasjonen er aldrende og eksisterende løpehjul er i dårlig forfatning. Det foreligger et tilbud fra en elmek-leverandør på utskifting av turbinhus, løpehjul og innløpsventil, som anses som det minst omfattende alternativet. Alternativer medfører ca. 5 måneder nedetid. I denne rapporten er det gjennomført en uavhengig vurdering av dette tilbudet, samt en vurdering av ytterligere tre alternativer med hensyn på kostnad, nedetid og gjenbruk av komponenter:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Utskifting av eksisterende aggregat (inkl. generator) med et nytt horisontalt aggregat.</li> <li>• Nytt vertikalt aggregat i eksisterende maskinsal ved siden av det gamle.</li> <li>• Bygging av ny maskinsal i tilknytning til eksisterende kraftstasjon med nytt aggregat.</li> </ul> <p>Rapporten konkluderer med at en forenklet rehabilitering av aggregatet gir høyest nåverdi av alternativene, på tross av at de øvrige alternativene gir høyere produksjon.</p> <p>Det understrekes at valg av vannvei (ny vannvei i fjell eller rehabilitering av eksisterende rør i dagen) får konsekvenser for tilkoblingskostnad mellom kraftstasjon og tilløpsrør, som ikke er hensyntatt i denne rapporten.</p>			
<b>Rev.</b>	<b>Dato</b>	<b>Revisjonen gjelder</b>	<b>Sign.</b>
Utarbeidet av: Arild Høydal		Sign.:	
Kontrollert av: Geir Brænd		Sign.:	
Oppdragsansvarlig / avd.: Bård Skatvold / Energi Trondheim		Oppdragsleder / avd.: Arild Høydal / Energi Trondheim	

OPTIMALISERING AV KRAFTSTASJONSLØSNING  
23.05.2016

21742001-R01  
KALDÅGA KRAFTVERK, OPTIMALISERING AV KRAFTSTASJONSLØSNING

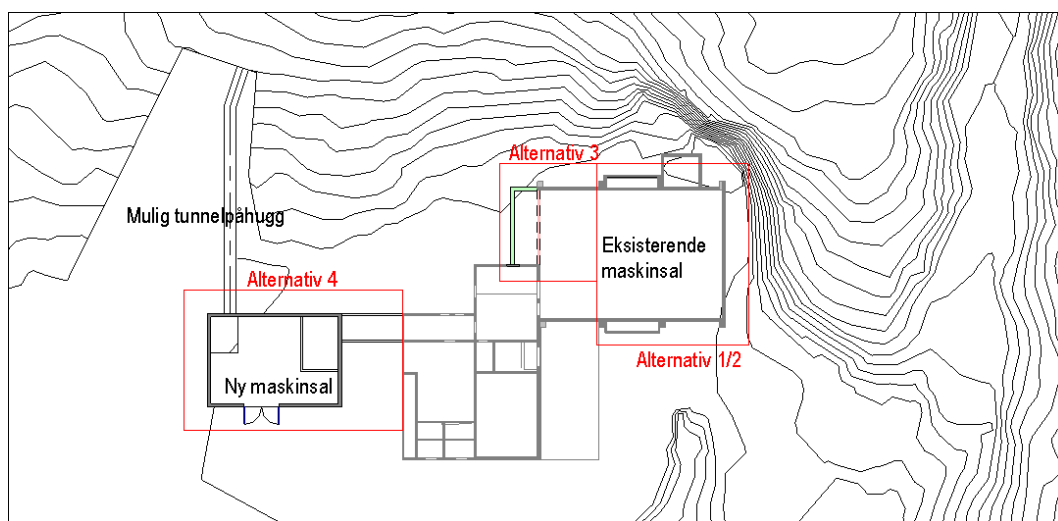
## Innledning

HK har besluttet å gjennomføre tiltak på Kaldåga kraftverk ettersom dagens mekaniske utrustning er i dårlig forfatning. I 2011 gjennomførte Sweco et skisseprosjekt, *Kaldåga kraftverk - Opprustnings- utvidelsesmuligheter*, der flere O/U alternativer ble vurdert, deriblant rehabilitering av eksisterende aggregat, ny kraftstasjon i fjell og ny kraftstasjon lenger nedstrøms eksisterende kraftstasjon.

Det er besluttet å ikke bygge nytt kraftverk i fjell eller å flytte kraftstasjon lenger ned i Kaldåga. Det foreligger fire aktuelle alternativ som ønskes utredet før endelig løsning blir prosjektert. De fire alternativene er:

- Alternativ 1: Skifte ut turbinhus over maskinsalgulv, nytt løpehjul og kuleventil.
- Alternativ 2: Skifte ut elektromekanisk utrustning fra og med sluseventil, erstattet med nytt horisontalt aggregat.
- Alternativ 3: Bygge nytt vertikalt aggregat ved siden av det gamle.
- Alternativ 4: Bygge ny maskinsal med kontrollrom og nytt aggregat ved siden av kraftstasjon.

En oversikt over alternativenes områder er vist i Figur 1.



Figur 1 Oversikt over alternativer

Noen alternativ medfører gjenbruk av generator og kontrollanlegg. Restlevetiden av disse er basert på NVE-rapporten *Opprusting og utvidelse av vannkraftverk (NVE, 1992)* og oversendt regneark fra Helgeland Kraft med alder på objekter og estimert restlevetid. Komponenter som blir gjenbrukt i alle alternativer er ikke hensyntatt (for eksempel transformator og høyspent koblingsanlegg).

Helgeland Kraft utfører en parallell vurdering av tilløpsrøret til kraftverket, der det vurderes å bygge ny vannvei i fjell. For vurdering av kraftstasjonsløsning hensyntas derfor ikke kostnader og alternativer til vannveien annet enn til og med

hovedstengeventil. Det må bemerkes at valg av alternativ på vannveien vil medføre endrete totalkostnader for valg av kraftstasjon. Bygging av ny maskinsal ved siden av den gamle fordyres vesentlig dersom det ikke bygges ny vannvei i fjell slik at det må gjennomføres en påkobling på eksisterende rørgate. I andre tilfelle kan tiltak i kraftverket bli dyrere dersom vannveien skal legges over i fjell, ettersom det nødvendiggjør et tverrslag med påkoblinger/tilpasninger på eksisterende tilløpsrør.

## Forutsetninger

I skisseprosjektet gjennomført i 2011, ble et alternativ med en økning av slukeevne fra dagens 3,6 m<sup>3</sup>/s til 4,4 m<sup>3</sup>/s, tilsvarende 21,5 MW, produksjonsberegnet til 73,1 GWh (dagens kraftverk produserer ca. 66,5 GWh). Denne produksjonsberegningen var for et alternativ med kraftstasjon og vannvei i fjell. Produksjonsberegningen benyttes likevel som utgangspunkt for produksjonen til Alternativ 1 når produksjonsgevinsten av økt trykkehøyde og virkningsgrad beregnes for de andre alternativene.

Det er tidligere beregnet at eksisterende generator tåler en belastning på 21 MW, som legges til grunn som installert effekt for alle alternativer. Det bemerkes likevel at øvrige alternativer kan/bør optimaliseres for slukeevne dersom de anses som aktuelle.

Ved nåverdberegning av produksjonsgevinster legges dataen i Tabell 1 til grunn. Alle kostnader er diskontert til 1. januar 2016 og oppgis eks. mva.

Tabell 1 Økonomiske forutsetninger

Størrelse	Enhet	Verdi
Rentefot	%	7,5
Levetid	År	60
Diskonteringsfaktor	-	13,16
Strømpris	NOK/kWh	0,20
Elsertifikater	NOK/kWh	0,20
Nåverdi pr. GWh, elcert	MNOK/GWh	2,63
Nåverdi pr. GWh, strømpris	MNOK/GWh	5,26

For alternativ med utskifting av generator, beregnes det en elsertifikatberettiget produksjonsgevinst på 1 % av dagens produksjon. Denne produksjonen anses ikke som en faktisk produksjonsøkning ettersom reel virkningsgradsøkning på generator ikke antas å være så høy. NVE gi imidlertid elsertifikater basert på denne prosentsetningen.

Nedetiden på kraftverket er beregnet for alle alternativer. En elmek-leverandør estimerte nedetiden på Alternativ 1 til 5 måneder. Nedetiden for de andre alternativene er skjønnsmessig vurdert, og innebærer stor usikkerhet. Ettersom vassdraget er regulert, vil også produksjonsplanleggingen i forkant av nedetiden ha stort utslag på både tapt

produksjonsvolum og produksjonspris. Det er ikke gjort beregninger av tapt produksjon, foruten kvantitative vurderinger basert på skisseprosjektet fra 2011.

### Alternativ 1: Utskifting av ikke-innstøpte turbindeler

I 2014 utarbeidet en elmek-leverandør et tilbud på en forenklet rehabilitering av elektromekanisk utrustning i kraftstasjon. Dette alternativet omfattet

- Nytt løpehjul
- Ny turbinaksel med flens mot eksisterende generator
- Nytt radiallager for turbin
- Ombygging av eksisterende turbinhus
- Ny kuleventil med, lodd, omløp mm.

Alternativet omfatter gjenbruk av

- Generator
- Eksisterende nålebend og grenrør
- Innstøpt del av turbinhus
- Eksisterende trykkoljeanlegg

I tilbudet er det ikke spesifisert nødvendig nedetid eller prisfordeling på komponenter, men det estimeres en nedetid på ca. 20 uker. Tilbudet hadde et budsjett på 17 MNOK.

Det er gjort en uavhengig vurdering av løsningen, der det angitte budsjettet fra leverandøren tilbud ikke er hensyntatt, mens tilsvarende ytelser er levert. Oppsett for kostnadsberegningen er angitt i Tabell 2.

Tabell 2 Kostnadsberegning av Alternativ 1

Element	Kostnad [MNOK]
Ny turbin, inkl. turbinhus, lager og aksel	6,0
Ny kuleventil	2,0
Prosjektering	1,5
Frakt	0,3
Montasje	2,5
Usikkerhet, elmek (15 %)	1,8
<i>Delsum, elmek</i>	<i>14,1</i>
Nåverdi av utskifting av generator og kontrollanlegg	3,5
Bygningsmessige arbeider	0,0
<i>Sum</i>	<i>17,6</i>

Alternativet medfører gjenbruk av generator og kontrollanlegg. Det er medtatt nåverdien av reinvestering i gjenbrukte komponenter som en kostnad, diskontert til 2016 med forutsetningene fra Tabell 1.

Beregningen gir en noe lavere kostnad enn hva presentert i tilbudet fra en leverandør i 2014. Usikkerheten forbundet med slike jobber vil gi stor variasjon i prising, og kan normalt variere med  $\pm 25$  %. Tilbudet fremstår som et overslag, der kostnader på komponentnivå ikke er presentert og kan følgelig ikke kvalitetssikres.

### **Alternativ 2: Utskifting av hele aggregatet i kraftstasjon**

Utskifting av hele aggregatet i kraftstasjon vil medføre en mer omfattende rivejobb med en forlenget nedetid beregnet til ca. 40 uker. Ny hovedventil, ringledning, nytt turbinhus og løpehjul og ny generator vil derimot medføre en virkningsgradsøkning på ca. 1 % og en lengre forventet levetid enn ved en forenklet rehabilitering av eksisterende aggregat.

Det forutsettes at nytt aggregat vil være horisontalt. Et vertikalt aggregat vil ha ca. 1 % bedre virkningsgrad og ca. 2 m høyere trykkhøyde, tilsvarende en økning av nåverdi på ca. 5,2 MNOK. Merkostnaden med et vertikal aggregat og kostnaden til de nødvendige bygningsmessige tilpasninger (utvidelse av turbinsump mm.) antas å overskride gevinsten av å velge et vertikalt aggregat.

Alternativet medfører gjenbruk av kontrollanlegg. Det er medtatt nåverdien av reinvestering i kontrollanlegg som en kostnad, diskontert til 2016 med forutsetningene fra Tabell 1.

Tabell 3 viser et oppsett over estimerte kostnader ved Alternativ 2.

Tabell 3 Kostnadsberegning av Alternativ 2

Element	Kostnad [MNOK]
Turbin	8,0
Kuleventil	2,0
Generator	7,0
Kjølevann	0,4
Prosjektering	1,0
Frakt	0,5
Montasje	2,0
Usikkerhet, elmek (15 %)	3,1
<i>Delsum, elmek</i>	24,0
Nåverdi av utskifting av kontrollanlegg	1,6
Bygningsmessige arbeider	2,5
Usikkerhet, bygg (30 %)	0,8
<i>Sum</i>	28,9

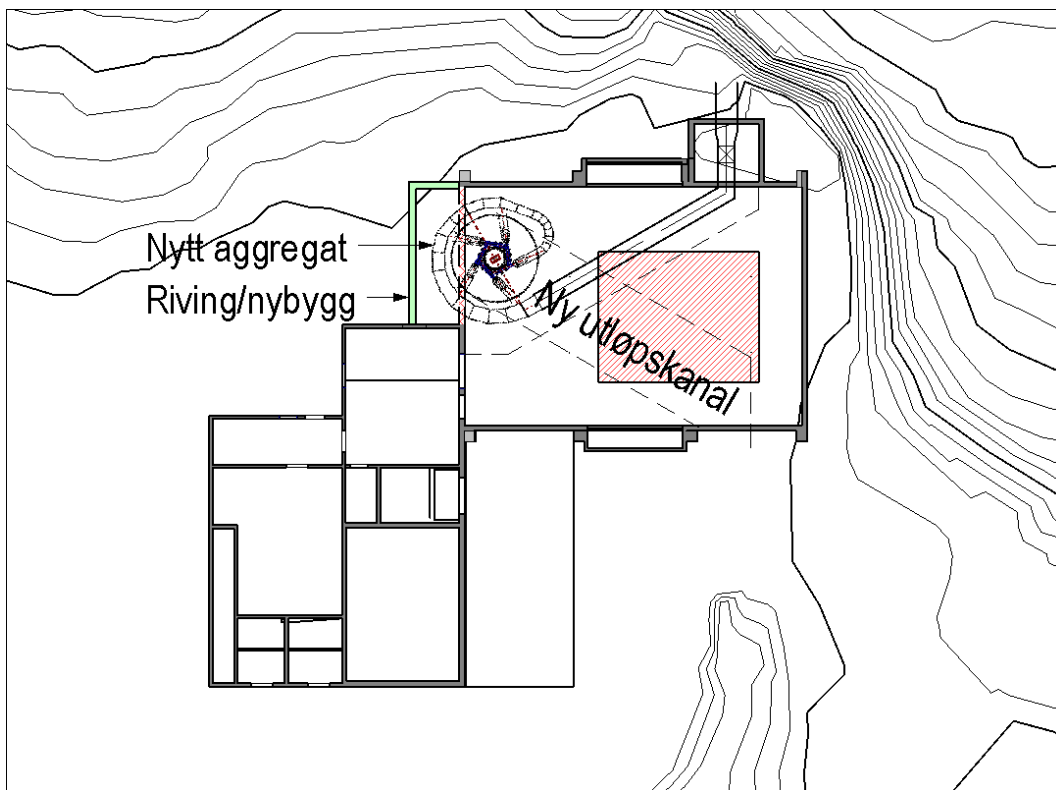
### Alternativ 3: Sette inn nytt aggregat ved siden av det gamle

I eksisterende kraftstasjon er det rom for å plassere et vertikalt Pelton-aggregat ved siden av det gamle. Med en utvidelse av maskinsal inn i lagerrom i kjeller og et påbygg på ca. 18 m<sup>2</sup>, vil det være tilstrekkelig areal for å få plass til et nytt aggregat ved siden av eksisterende. Se Figur 2 for foreslått layout.

Utfordringen vil være å gjennomføre rivearbeid i kraftstasjon mens eksisterende aggregat fremdeles er i drift. Bruk av betongsag vil øke muligheten for dette. Alternativet er aktuelt dersom nedetiden kan reduseres i forhold til ved rehabilitering/utskifting av eksisterende aggregat.

Det elektriske anlegget har en del kabelføringer og koblingsskap i området hvor det nye aggregatet (i hovedsak utløpskanal) vil bli plassert. Denne tilpasningen vil føre til noe ekstra nedetid. Det vil også være nødvendig med pigging/sprenging av ny turbinsump, samt etablering av føring for nytt tilløpsrør og ny utløpskanal. Dette medfører at estimert nedetid er minst ca. 20 uker.

Krokhøyden på maskinsalkranen er oppmålt til å være ca. 6,5 m. Et nytt, vertikalt aggregat, antas å ha en høyde på ca. 5,1 m. Dersom generator ikke leveres todelt, vil eksisterende løftehøyde være tilstrekkelig for å få reist opp generator og heist den på plass.



Figur 2 Layout til Alternativ 3

Alternativet i seg selv innebærer en stor risiko i forhold til rivearbeid, drift av eksisterende aggregat under bygging og uforutsette kostnader under arbeidene. I Tabell 4 er kostnadene for alternativet satt opp.

Alternativet medfører gjenbruk av kontrollanlegg. Det er medtatt nåverdien av reinvestering i kontrollanlegg som en kostnad, diskontert til 2016 med forutsetningene fra Tabell 1.



Tabell 4 Kostnadsberegning av Alternativ 3

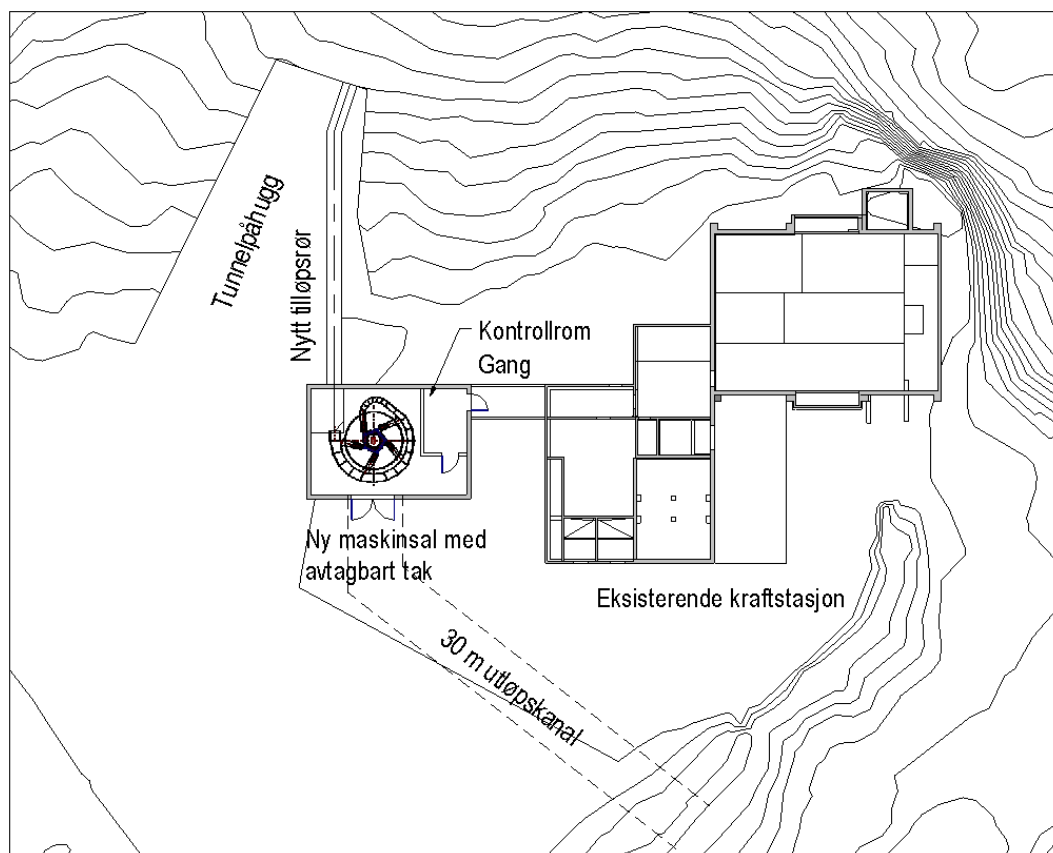
Element	Kostnad [MNOK]
Turbin	8,0
Kuleventil	2,0
Generator	7,0
Kjølevann	0,4
Prosjektering	1,0
Frakt	0,4
Montasje	1,1
Usikkerhet, elmek (15 %)	3,0
<i>Delsum, elmek</i>	22,9
Nåverdi av utskifting av kontrollanlegg	1,6
Bygningsmessige arbeider	3,9
Usikkerhet, bygg (40 %)	1,6
<i>Sum</i>	30,0

#### Alternativ 4: Bygging av ny maskinsal ved siden av eksisterende

Bygging av en ny maskinsal ved siden av eksisterende kraftstasjon vil redusere nedetiden til kraftverket til et minimum, begrenset til tiden det tar å koble på tilløpsrøret til eksisterende. I praksis kan denne operasjonen planlegges slik at overløp i Femvatn ikke forekommer.

En helt ny maskinsal med nytt aggregat medfører bygging av et moderne aggregat med bedre virkningsgrad enn hva en rehabilitering av eksisterende aggregat kan oppnå. Det legges til grunn ca. 2 % bedre virkningsgrad enn ved gjennomføring av Alternativ 1. Terrenget faller noe fra eksisterende kraftstasjon til ny planlagt maskinsal, slik at det kan tillates å plassere maskinalgulv ca. 1 m under dagens maskinsalnivå.

Ny maskinsal kan plasseres sør for eksisterende kraftstasjon, så tett inntil eksisterende kraftstasjon at det kan etableres en tett gang mellom bygningene. Det forutsettes gjenbruk av eksisterende høyspent- og transformatorrom. Ny maskinsal forutsettes utført minimalistisk med kun et kontrollrom med nytt kontrollanlegg. Det er mulig å gjenbruke dagens kontrollrom med kontrollanlegg, men det anses som mest hensiktsmessig å bygge ny maskinsal med kontrollrom i umiddelbar nærhet til aggregatet.



Figur 3 Layout for Alternativ 4

Det anslås at ny maskinsal vil ha et arealbehov på  $B \times L = 11,5 \times 8,0 = 92 \text{ m}^2$ , med et estimert betongforbruk på ca.  $250 \text{ m}^3$ . Kraftstasjon forutsettes utført med enkle materialer og løsninger, fundamentert på godt berg.

Ny utløpskanal med 30 m lengde kan utføres som betongkulvert eller nedgravde rør.

Beregnete kostnader ved oppføring av ny kraftstasjon er gjengitt i Tabell 5.

Tabell 5 Kostnadsberegning av Alternativ 4

Element	Kostnad [MNOK]
Turbin	8,0
Kuleventil	2,0
Generator	7,0
Kjølevann	0,4
Prosjektering	1,0
Frakt	0,5
Montasje	1,5
Kontrollanlegg	2,0
Usikkerhet, elmek (15 %)	3,4
<i>Delsum, elmek</i>	25,8
Bygningsmessige arbeider	5,0
Usikkerhet, bygg (15 %)	0,8
<i>Sum</i>	31,6

### Sammenstilling av alternativer

I Tabell 6 er nøkkeltall for alle alternativer presentert. Alternativ 1 er beregnet til å ha høyest nåverdi på -19,8 MNOK, selv når det hensyntas at de øvrige alternativene har bedre virkningsgrad og større trykkhøyde, og at alternativet innebærer fremtidige reinvesteringer i generator og kontrollanlegg. Alternativ 4 og 3 følger rett bak med nåverdier på hhv. -20,1 MNOK og -21,4 MNOK.

Utskifting av dagens aggregat med et nytt horisontalt Pelton-aggregat (Alternativ 2) er vesentlig mer kostbart enn de øvrige alternativene med en nåverdi på -28,4 MNOK.

Tabell 6 Sammenstilling av alternativer

Størrelse	Enhet	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
HRV (Femvatn)	moh.	674,6	674,6	674,6	674,6
LRV (Femvatn)	moh.	663,7	663,7	663,7	663,7
Turbinsenter	moh.	111,5	111,5	109,5	108,5
Fallhøyde	m	563	563	565	566
Turbinvirkningsgrad	[-]	90 %	91 %	92 %	92 %
Forbedret generatorvirkningsgrad (elsertifikat)	[-]	0 %	1 %	1 %	1 %
Kostnader, elmek (inkl. usikkerhet og reinvest.)	MNOK	17,6	25,6	24,5	25,8
Kostnader, bygg (inkl. usikkerhet)	MNOK	0	3,3	5,5	5,8
<b>Sum kostnader</b>	<b>MNOK</b>	<b>17,6</b>	<b>28,9</b>	<b>30,0</b>	<b>31,6</b>
Estimert nedetid under bygging	uker	20	40	20	4
Produksjonstap under bygging	GWh	11	25	11	0
Kostnad produksjonstap under bygging	MNOK	2,2	5,0	2,2	0
<b>Totalkostnad</b>	<b>MNOK</b>	<b>19,8</b>	<b>33,9</b>	<b>32,2</b>	<b>31,6</b>
Elsertifikatberettiget produksjon pga. generatorskifte	GWh	0	0,67	0,67	0,67
Nåverdi elsert. produksjon fra generatorskifte	MNOK	0	1,8	1,8	1,8
Årlig produksjonsgevinst relativt til Alternativ 1	GWh	0	0,73	1,7	1,9
Nåverdi av produksjonsgevinst	MNOK	0	3,8	9,0	9,7
<b>Sum (Nåverdier fratrukket totalkostnad)</b>	<b>MNOK</b>	<b>-19,8</b>	<b>-28,3</b>	<b>-21,4</b>	<b>-20,1</b>
Marginalpris ift. Alt 1 (kostnad / merproduksjon)	NOK/GWh	-	19,3	7,3	6,2

## Konklusjon

Basert på en gjennomgang av kostnader, usikkerheter, kostnad som følge av nedetid og fremtidige investeringsbehov, gir Alternativ 1 totalt sett den høyeste nåverdien. Alternativet medfører lav investeringsrisiko, selv når det hensyntas fremtidige investeringer i generator og koblingsanlegg.

Ved ønske om en større investering i nye komponenter, for å redusere fremtidig usikkerhet og investeringsbehov, fremstår bygging av ny maskinsal (Alternativ 4) som det beste alternativet. Alternativet har nest høyest nåverdi av alle, men innebærer lavere risiko enn Alternativ 2 og 3, ved å utføres som en helt ny, enkel, stasjon ved siden av den

eksisterende. Løsningen er også enklere å omforene ved bygging av ny vannvei, da en unngår å måtte koble nytt tilløpsrør fra ny betongpropp til eksisterende tilløpsrør.

Alternativ 2 gir relativt liten gevinst i forhold til Alternativ 1 og anses som uaktuelt.

Alternativ 3 er relativt likt priset med Alternativ 1 og 4, men har høy usikkerhet tilknyttet seg i forhold til drift under bygging og generelle byggekostnader og er vanskelig å rettferdiggjøre når nåverdien er lavere.

Rapportens forutsetning var å gjennomføre vurdering av optimal kraftstasjonsløsning, der kostnader på tiltak på hovedkomponenter til og med hovedstengeventil ble vurdert. Under denne forutsetning fremstår Alternativ 1, en forenklet rehabilitering av eksisterende aggregat, som det beste alternativet. Det anbefales likevel å gjøre en kostnadsvurdering av tilkobling mellom kraftstasjon og vannvei når det er avklart om det blir lagt ny vannvei i fjell eller om eksisterende rør i dagen blir rehabilitert.

Geir Brænd

  
Senioringeniør Maskin

Arild Høydal

  
Sivilingeniør Vannkraft