

► VA Rørledningen til Ballangen sjøfarm - Kraftproduksjon

Sammendrag

Norconsult AS er engasjert av Ballangen Sjøfarm AS ved Indira AS til å lokalisere trasé og utarbeide reguleringsplan for overføringsanlegg mellom Børsvann og nytt planlagt smoltanlegg, samt utrede mulighet for kraftproduksjon på rørledningen med driftsvann til smoltanlegget. Denne rapporten omfatter vurdering av kraftstasjon, mens egen rapport omhandler vannvei.

Utbygger av smoltanlegg har satt som føring at det skal være trykk på 0,9 bar inn mot smoltanlegget. Det er derfor, i denne rapporten, fokusert på installering av In Line Francisaggregat på rørledningen lokalisert ved smolt anlegg, alternativt Pelton aggregat lokalisert i tilstrekkelig avstand fra smoltanlegg.

Smoltanlegget vil kreve kontinuerlig tilgang på vann og hovedvannforsyningssystemet er råvann med rørledning, ventil og et omløp for turbin, dette gjelder for både Francis og Pelton arrangement. For vannforsyningen er det behov for et strupeventilsystem, hvor strupeventilen åpner når turbinen stanser pga. nettutfall eller feil på aggregatet, struper ned trykket, og leder vannet inn til smoltanlegget. Dette krever i tillegg til strupeventil sikkerhetsventiler, overløpsledning, og ikke minst et robust styresystem som sikrer vannforsyning til enhver tid.

Et godt gjennomtenkt og velfungerende kontrollanlegg, både for aggregat og ventilsystem (hovedvannsystemet) er kritisk viktig for å ikke binde opp drifts- og vedlikeholdsstab. Det anbefales å legge inn tilstrekkelige ressurser i denne delen, dersom prosjektet går videre.

Kraftstasjon er antatt uklassifisert. Klassifisering av rørgata i konsekvensklasse 2 er foreslått og må søkes godkjent av NVE. Det setter krav til at det må utarbeides en teknisk plan for rørgata som må godkjennes av NVE før arbeider kan påbegynnes.

Det rimeligste alternativet for dette anlegget vil være en In Line Francisturbin, denne teknologien utnytter fallet helt ned til smoltanlegget og kan opereres på varierende trykk og baktrykk (minste tillatte baktrykk er satt til 0,3 bar). Norconsult har ikke tidligere kjennskap til den aktuelle leverandøren av In Line Francisturbin. Ei heller andre prosjekter hvor dette konseptet er brukt. Leverandøren har heller ikke framlagt brukererfaringer med denne teknologien. Før evt. bestilling bør derfor brukererfaring og dokumentasjon på leveransens driftssikkerhet kartlegges nærmere. Det kan i tillegg være en utfordring i forhold til konsesjon med tanke på at fallet i dette tilfellet benyttes hele veien ned til smoltanlegget, noe som må avklares mot myndigheter.

Kostnaden for implementering av kraftstasjon er estimert 16,3 – 23,5 millioner NOK, og produksjonen, uten hensyn til falltap, 1,5-1,9 GWh. Dette gir en merkostnad for kraftstasjonsutbygging, på mellom 9 -15 NOK/kWh. Mer detaljerte produksjonssimulering bør utføres i neste fase.

B01	2024-07-02	For kommentar hos eksterne parter	SIMUL	GHA / KG	BERHES
Versjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent

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

1 Bakgrunn

Ballangen Sjøfarm AS planlegger å etablere et smolt- og postsmoltanlegg i tilknytning til sin sjøbaserte oppdrettsvirksomhet. Anlegget planlegges bygget på sjønær tomt ved Ballangen i Narvik kommune i Nordland fylke.

Smoltanleggets vannkilde vil være Børsvann, som er regulert for produksjon av elektrisk kraft ved Bjørkåsen kraftverk. Det er forutsatt at driftsvannet hentes fra tilløpstunnelen som leder vann fra Børsvannet til Bjørkåsen kraftverk. Vann som tas ut til produksjon av smolt vil redusere produksjonen ved Bjørkåsen kraftverk. Det er omsøkt et årlig gjennomsnittlig vannuttak på 341 l/s og et maksimalt uttak på 560 l/s. Bjørkåsen kraftverk har en energiekvivalent på 0,175 kWh/m³ og vannuttaket vil gi en redusert produksjon på 1,8 GWh.

Vannveien til smoltanlegg er planlagt som rørtrasé fra svingkammeret like oppstrøms eksisterende kraftstasjon og vil gå delvis langs- og i Kiselva frem til smoltanlegget på cirka kote 8 moh. Denne omtales i egen rapport.

Ved utbygging av smoltanlegget vil det i fremtiden være fire brukere med vannbehov som skissert i Tabell 1.

Tabell 1 Avrenning fra Børsvannet dekker ulike behov. (Ref. Søknad – Ballangen Energi)

Vannbruk	Mill m ³ / år	%	Liter / sek
Minstevanns slipp Børselva*	15,77	13,6	500
Drikkevannsproduksjon Ballangen kommune	0,7	0,6	22,2
Bjørkåsen Kr. Verk Ballangen Energi **	89	76,6	3614
Ballangen Sjøfarm Smoltanlegg ***	10,75	9,3	341

Eksisterende konsesjon gir tilgang til å benytte reguleringsvann til andre formål enn kraftproduksjon og Ballangen Energi har tidligere vært i dialog med NVE angående dette, hvor det er omsøkt endret bruk av vann og NVE's tilbakemelding er vist under:

«En allmenn interesse som blir berørt, er kraftproduksjon. Ved å installere peltonturbin på inntaksrøret vil Ballangen Sjøfarm kunne hente inn det meste av krafttapet. NVE vurderer på bakgrunn av dette at krafttapet vil være minimalt og mener at de negative følgene av krafttapet ikke vil utløse behov for ytterligere behandling etter vannressursloven.»

«Så lenge vannuttaket ikke berører det naturlige nedbørfeltet til Kiselva og detaljplaner for selve vannuttaket godkjennes av NVE, mener vi at planene ikke vil kreve ytterligere behandling etter bestemmelsene i vannressursloven. Vannuttaket til settefiskanlegget styres av Ballangen Energi sin konsesjon fra 19.02.1993 og privatrettslige avtaler mellom Ballangen Energi og Ballangen Sjøfarm.»

For å redusere tapet av kraftproduksjon ønsker utbygger av smoltanlegget å se på muligheten for å etablere kraftproduksjon i ny vannstreng.

2 Oppdraget

Norconsult AS er engasjert av Ballangen Sjøfarm AS ved Indira AS til å lokalisere trasé og utarbeide reguleringsplan for overføringsanlegg mellom kraftverket og smoltanlegget samt utrede mulighet for kraftproduksjon. Denne rapporten omfatter vurdering av kraftstasjon, mens egen rapport omhandler vannvei.

3 Forutsetninger og grunnlag

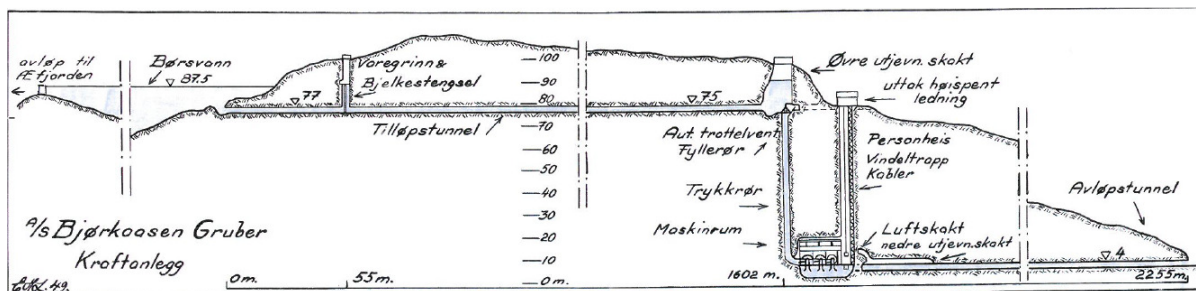
Forutsetninger for prosjektering er skissert i Tabell 2.

Tabell 2 Forutsetninger for prosjektering

Grunnlagsdata	
Høydesystem	NN 2000
Koordinatsystem	NTM16: EUREF89 NTM Sone 16
Høydesystem Bjørkåsen kraftverk	Uavklart referanse fra HRV / LRV Børsvann til NN2000, må etableres i neste fase.
Forutsetninger	
Resttrykk mot smolt anlegg	0,9 bar
HRV Børsvann	HRV = 89,5
LRV Børsvann	LRV 84,9
Vektet middelvannsstand	$V_{\text{middelvannsstand}} = 88,0$
Kote smoltanlegg	Ca. 8,85
Diameter _{vannvei}	600-1000 mm
Lengde eksisterende vannvei frem til sjakt	Ca. 1600 meter
Tverrsnitt eksisterende vannvei	Uavklart
Gjennomsnittlig vannføring Q_{mid}	0,341 m ³ /s
Q_{maks}	0,560 m ³ /s
Q_{min}	0,068 m ³ /s
Samlet vannmengde for smoltanlegg	10,75 Mill m ³

Eksisterende Bjørkåsen kraftverk er skissert i Figur 1. Tiltent påkoblingspunkt for vannvei til smoltanlegget er i svingekammer oppstrøms kraftstasjon. Dagens vannvei og kraftstasjon ligger i berg. Vannvei for smoltanlegg er vurdert uavhengig av kraftstasjon, da den dekker primærbehovet for smoltanlegget og må

utføres uavhengig om det installeres turbin eller ikke. Ved installasjon av aggregat på denne strengen vil vannveien måtte klassifiseres ihht. NVE's reglement.



Figur 1 Bjørkåsen kraftverk

4 Teknisk beskrivelse

Et viktig prinsipp når det etableres energiproduksjon i vannforsyningsanlegg, er at vannproduksjon har prioritet foran energiproduksjon. En vannkraftturbin som etableres er derfor å betrakte som et reservesystem som installeres som et omløp forbi en tappeventil som blir hovedsystemet og som alltid må fungere. Hovedsystemet består typisk av et strupeventilsystem. Selv om det bråker, er det pålitelig. Et vannkraftverk er en effektiv måte å «ta ned trykket» i en vannledning gjennom turbin. Da vil typisk 80-90 % av energien i vannet utnyttes som elektrisk energi, i motsetning til en strupeventil, hvor 100% av energien går over i støy, vibrasjon og kavitasjon på seg selv og omkringliggende konstruksjoner.

Det er i tidligere skisseprosjekt, signert Ballangen Energi, beskrevet forslag om å benytte Pelton turbin for produksjon, en turbintype som krever fritt avløp. Et Peltonaggregat plassert i umiddelbar tilknytning til Balangen sjøfarms smoltproduksjon vil kreve pumping av vann fra avløpskum til høydebasseng og det er ønskelig fra kunde å unngå dette. Kunde ønsker 0,9 bar inn mot smoltanlegg og derfor må kraftverksdelen av anlegget plasseres med tilstrekkelig avstand fra smoltanlegget for å oppnå tilstrekkelig høyde og dermed trykk inn til smoltanlegget, som vil gi redusert fallhøyde for kraftproduksjon.

In-line turbiner er brukt i småskala vannkraftprosjekter med tanke på enkel installasjon og vedlikehold. In-line turbiner representerer en effektiv måte å utnytte strømmen av vann i rør eller kanaler for å generere fornybar energi, og deres design er tilpasset de spesifikke forholdene til vannstrømmen de er plassert i. Disse turbinene er stedsspesifikke for å oppnå maksimal effektivitet, men deler flere felles komponenter for konkurransedyktig pris og rask leveringstid. Francis turbiner er konstruert slik at trykkhøyde varierer med tilgjengelig baktrykk og denne vil være fleksibel.

Etter noe søk har Canyon Hydro, et amerikansk selskap, dukket opp som en potensiell leverandør av In-Line (ILT) Francisaggregat som kan være egnet for fallhøyden og det vannføringsområdet smoltanlegget skal forsynes med. Canyon Hydro har oversendt referanser på 11 installerte anlegg i perioden 2017 – 2022 og videre driftserfaringer fra disse bør undersøkes nærmere om en ønsker å gå videre med dette konseptet i neste fase. NOAS har ikke kjennskap til andre leverandører som tilbyr det samme konseptet og i neste fase bør det derfor gjøres en detaljert gjennomgang av dokumentasjon på beregninger og komponenter for å verifisere driftssikkerheten til deres konsept. Det opplyses for øvrig fra leverandør at installerte aggregater fra 2017 har blitt driftet mer eller mindre kontinuerlig uten større hendelser eller serviceinngrep.

Regelmessig vedlikehold er minimalt og krever årlig oljeskift på generator og regelmessige inspeksjoner for lekkasjer. Det er vedlagt typisk vedlikeholdsskjema. Opplyst leveringstid for In-Line turbiner vil kreve 3-4 måneder for design og 8-10 måneder for produksjon, i tillegg må det beregnes tid for frakt. Leverandør av

In-Line turbin, opplyser at det har vært en nedgang i bestilling av disse siden Covid, i hovedsak pga. leveringstid, men har to enheter under utvikling i dag.

Canyon Hydro har konservativt antatt en levetid på 30 år, mens det normale i vannkraftbransjen er 50 års levetid.



Figur 2 In-Line hydro turbin fra Canyon Hydro, prinsipiell utførelse

4.1 Karakteristisk trykk

Karakteristisk trykk bestemmes av: DFV / Undervann / + trykkstigning: For turbin kan vi foreløpig anta 20% trykkstigning.

Etter hvert som utstyr og vannveg velges, vil en trykktransientberegning kunne vise hva som vil være anleggets maksimale trykkstigning. Karakteristisk trykk vil da settes basert på dette.

4.2 Inntak

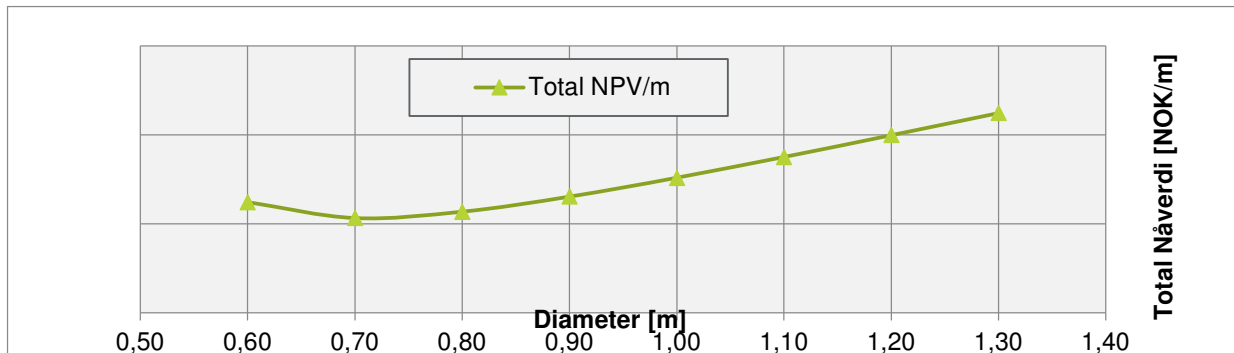
Eksisterende inntak i Børsvann vil benyttes.

4.3 Vannvei

Vannvei er behandlet i egen rapport.

Oppsummert; Eksisterende vannveg i berg, benyttes frem til utjevningsbasseng, hvor det etableres påkoblingspunkt for ny rørtrasee. Dette vil medføre at dersom det utføres tilsyn eller vedlikehold hvor inntak børsvann er stengt og vannvei Bjørkåsen kraftverk er tappet ned, vil det ikke være tilgjengelig vann for produksjon i smoltanlegget. Konsekvenser av dette må vurderes av utbygger.

Rørtypen bestemmes av trykk, vannføring, og rørtraséens helning og beskaffenhet. Foruten rørtype, -pris og leggekostnad (i den grad denne varierer med rørtypen), er falltapskostnaden med å bestemme optimal rørdiameter. Denne bestemmes igjen av beregnet falltap i meter multiplisert med utkjørt vannmengde, kraftverdi og aggregatvirkningsgrad. Det er antatt at optimal rørdimensjon vil ligge mellom 0,6 – 1,0 meter, avhengig av hvilke dimensjoneringskriterier som legges til grunn med tanke på optimalisering. Rørgate er antatt plassert i konsekvensklasse 2 og dette vil medføre krav om teknisk plan.



Figur 3 Grov vurdering av rørdiameter, må verifiseres mot endelig valgt rørtrasee og rørtype.

For kostnadsestimatet er det benyttet kostnader for PE rør og grøft. Erfaringstall tilsier at en rørgate inkl. grøftearbeid for rør egnet til kraftproduksjon, dvs. med større diameter enn vanlig VA-trasé (Ø-1000 vs. Ø-600) vil bli ca. 20 % dyrere enn gitt VA-trasé. Det er grovt estimert en 20 % merkostnad i økt rørtverrsnitt fra 600 mm til 1000 mm. Denne kostnaden er lagt inn i kostnadsestimatet.

4.4 Kraftstasjon

Det er gjort vurderinger av to tekniske løsninger for kraftproduksjon:

- In Line turbin (ILT)
- Pelton turbin

Begge disse alternativene må ses på som et sekundæranlegg til hovedsystemet som vil være vannledning. Det må for begge alternativer forventes at vann må føres forbi kraftstasjon på de minste vannføringene. Det er forutsatt uklassifisert kraftstasjon, men sikkerhet for vannforsyning kan likevel øke kravene knyttet til f.eks. skallsikring av anlegg, dette må avklares i neste fase. Dette gir grunnlag for å velge en enkel og kostnadseffektiv utforming av stasjonsbygg, se eksempel vedlagt Figur 4.



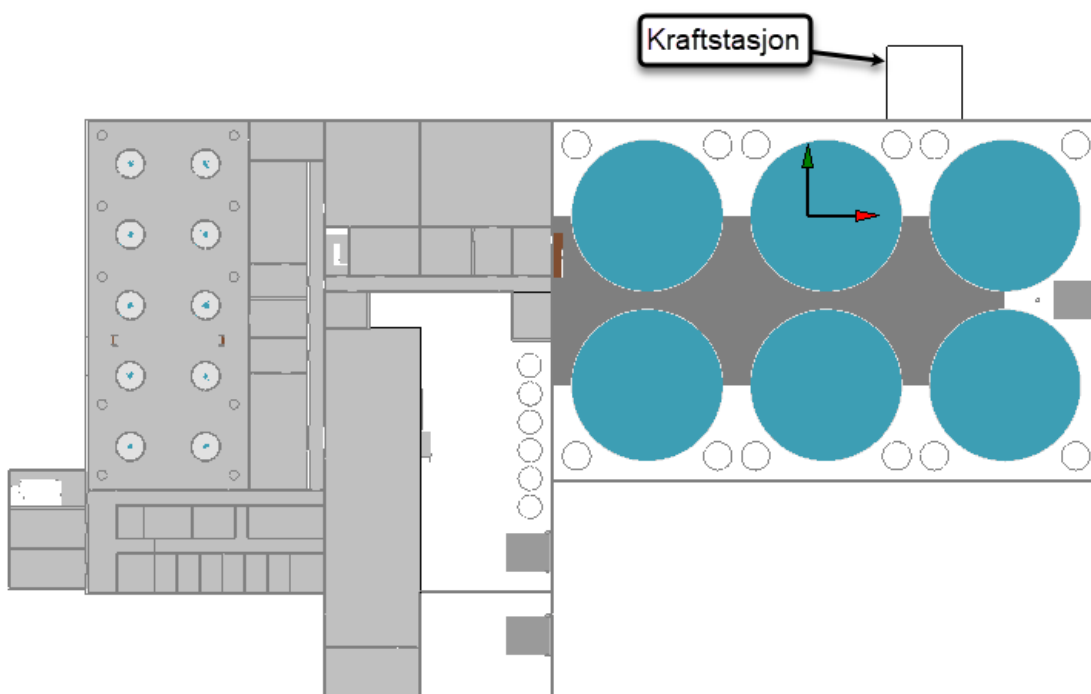
Figur 4 Eksempel på enkel kraftstasjon

- Størrelsen på kraftstasjonsbygget avhenger i stor grad av praktisk gjennomføring og byggherrens preferanser for minimumsstørrelser knyttet til drift og vedlikehold. Totale kostnader for kraftstasjon er i stor grad avhengig av plassering, utforming, klassifisering og størrelse på aggregat og tilløpsrør.

- Kjølebehov vil i hovedsak være knyttet til kjøling av generatoren som har de største tapene. Det kan velges luft- eller vannkjølt generator, men for disse størrelsene er luftkjøling det normale. På lignende «kraftverk i vannverk» av sammenlignbar størrelse har dette fungert fint.
- Hovedstengeventil, vil normalt styres (åpnes) av oljeanlegg med HPU (oljetrykksanlegg), og lukkes med fallodd. Dette er den vanlige og sikreste løsningen. Her må det benyttes hydraulikkmedium godkjent av mattilsynet dersom det er fare for lekkasje av olje inn i vannveien. Et alternativ er elektrisk aktuator med spindel, men da trengs sikker nødstrøm.

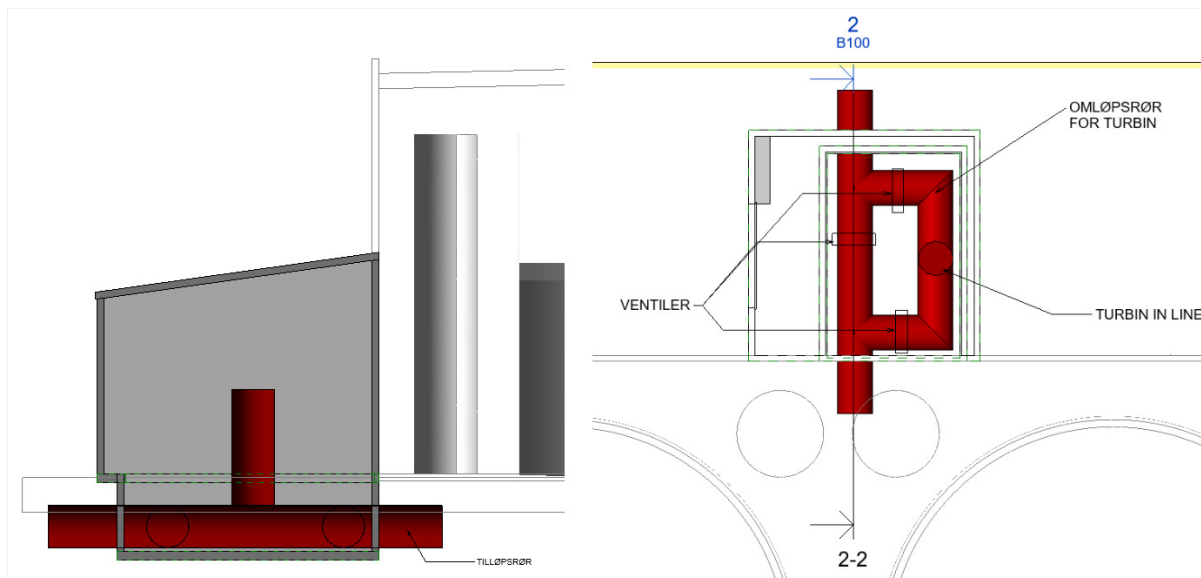
4.4.1 In Line Francisturbin (344 kw)

Det er vurdert kraftstasjon i dagen i direkte tilknytning til Ballangen smoltanlegg. Eksakt plassering og tilknytning må vurderes nærmere i neste fase, i samråd med utvikler av sjøfarm. I kraftstasjonen vil man kunne utnytte hele fallet mellom Børsvann og smoltanlegg og således få mest mulig kraftproduksjon.



Figur 5 Kraftstasjon skissert plassering, i nær tilknytning til smolt anlegg. Eksakt plassering må vurderes ift. Påkoblingspunkt.

I kraftstasjonen etableres det en forsenkning for hovedvannføring og omløp for turbininnstallasjon. Trykkehøyde i kraftstasjon er avhengig av undervann på nedstrøms side av turbin, altså i smoltanlegget, se Figur 6.



Figur 6 Plan og snitt av arrangement kraftstasjon

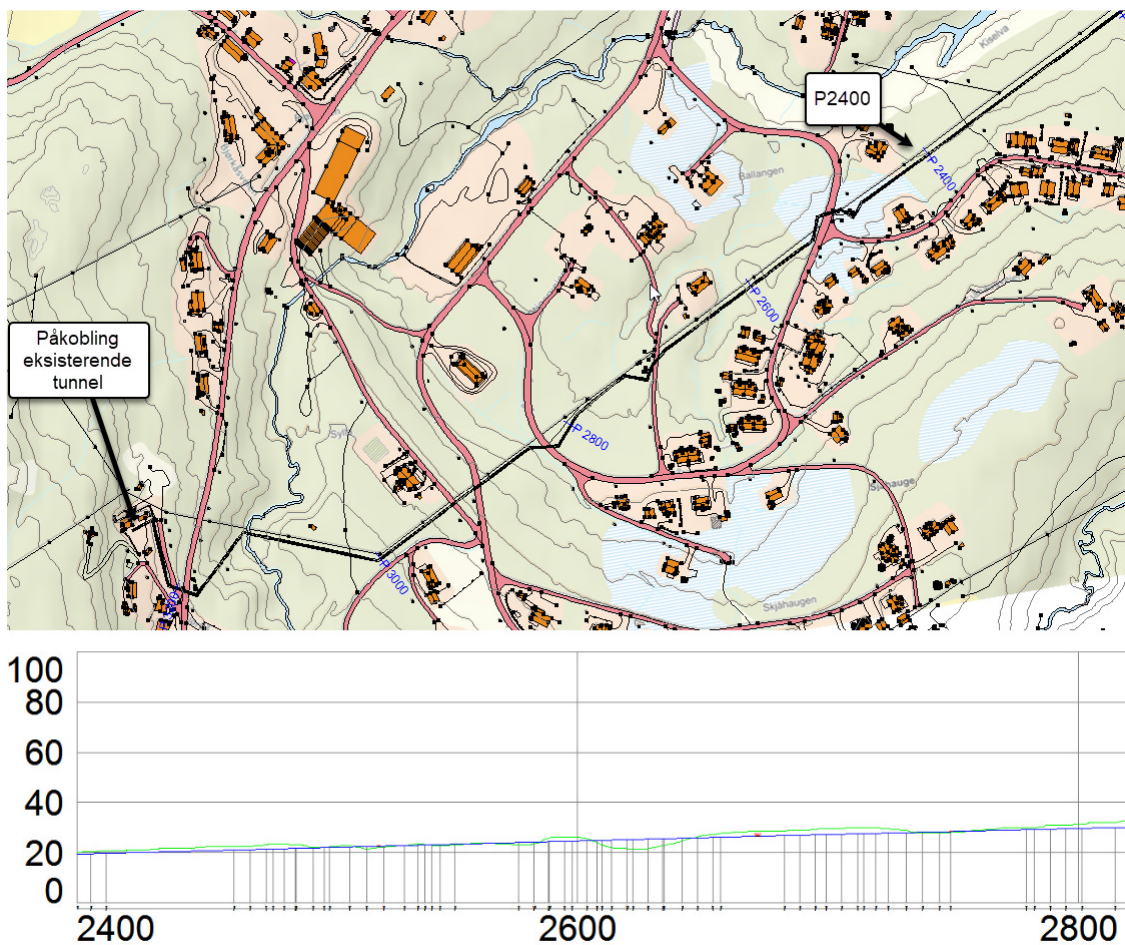
4.4.2 Peltonturbin (310 kW)

Peltonturbin er avhengig av friskeisstrømning ved utløpet av stasjon. Denne typen stasjon må derfor plasseres i tilstrekkelig avstand fra produksjonsanlegg for smolt for å opprettholde tilstrekkelig trykhøyde. Alternativt kan stasjonen plasseres nær smoltanlegget hvor det etableres pumper fra utløpskum, men dette er signalisert uønsket og derfor ikke vurdert videre i denne rapporten.

Tabell 3 Plassering av stasjon fra P 2400 mot P2800, for å oppnå tilstrekkelig trykkehøyde mot smoltanlegg.

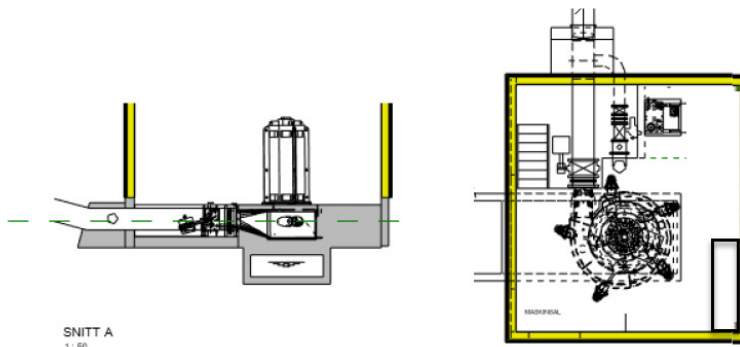
Trykk mot smoltanlegg	Falltap fra kraftstasjon til smoltanlegg	Avstand fra turbin til undervann
0,9 bar	2,6 m	Ca. 1,5 m.

Stasjon med Peltonaggregat må plasseres i minimum 2,4 km fra smoltanlegget, for å oppnå tilstrekkelig selvfall. Kart viser at dette området er delvis myr, se Figur 7, og en egnet tomt må vurderes i detalj i neste fase, dersom det blir aktuelt å gå videre med denne konfigurasjonen. Flytting av stasjon lenger oppstrøms i forhold til ILT Francisaggregat, vil gi en reduksjon i fallhøyde for kraftproduksjon på cirka 13 meter.



Figur 7 Oversikt område for kraftstasjonsplassering, eksakt plassering må vurderes i neste fase, men basert på høydekoter bør den ligge cirka 2,4 – 2,6 km fra smolt anlegg.

Kraftstasjon må utformes slik at den legger til rette for omløp av vann til smoltanlegget via strupeventil, dette i forbindelse med utetid på aggregat og rutinemessig vedlikehold, se skisse i Figur 8.



Figur 8 Skisser av Pelton- kraftstasjon i dagen, i plan, snitt og 3D.

4.5 Hovedvannforsyningssystemet

Hovedvannforsyningssystemet etableres uavhengig av turbin og dette systemet må alltid være operativt. Videre detaljering må utføres i neste fase, i samråd med utbygger av smoltanlegg. Turbin etableres som et omløp til hoved vannforsyningen, dette blir sekundærsystemet. Hovedvannforsyningssystemet kan være et strupeventilsystem rundt turbinen i den nye i kraftstasjonen, som åpner når turbinen stanser, struper ned trykket, og leder vannet inn på rør mot Smoltanlegg. Dette krever strupeventiler, sikkerhetsventiler, overløpsledning, og ikke minst et robust styresystem.

4.6 Elektromekanisk

4.6.1 Alt. 1, In Line Francisturbin

Det vil installeres en stk. In line turbin med effekt 344 kW.

Innallasjon
Canyon Hydro ILT16 In-Line Variable Flow Francis Turbine, speed 1500 RPM
Vertikal aksel, 500 HK, 400 VAC, 50 Hz, 3-fase induksjonsgenerator
DN400 stengeventil med aktuator foran turbin (feilsikker)
Oljetrykksanlegg (HPU) for regulering av ledeskovler og stengeventil foran turbin med en akkumulator dimensjonert for å lukke ledeapparatet ved strømbrytning i nettet (feilsikker)
Bryteranlegg og kontrollpaneler for parallellkobling av generatoren med det lokale strømmettet og for å gi beskyttende releer i samsvar med strømmettet sine standarder for et prosjekt av denne størrelsen. Spesifikke nettverkskrav kan endre omfanget av bryteranlegg og kontrollpakke som tilbys, og prisen kan påvirkes. Et enlinjeskjema og utstyrsliste vil bli sendt inn for lokal strømmettkontroll og godkjenning før fremstilling av panelene starter.
Ventilstyring – Må spesifiseres i neste fase
Transformator - Må spesifiseres i neste fase
Hjelpeanlegg - Må spesifiseres i neste fase
Nettilknytning - Må spesifiseres i neste fase

4.6.2 Alt. 2: Peltonturbin

Det vil installeres en stk. turbin med effekt 310 kW.

Innallasjon
Peltonturbin
DN400 stengeventil med aktuator foran turbin (feilsikker)
Oljetrykksanlegg (HPU) for regulering av ledeskovler og stengeventil foran turbin med en akkumulator dimensjonert for å lukke ledeapparatet ved strømbrudd i nettet (feilsikker)
Bryteranlegg og kontrollpaneler for parallellkobling av generatoren med det lokale strømmettet og for å gi beskyttende releer i samsvar med strømmettet sine standarder for et prosjekt av denne størrelsen. Spesifikke nettverkskrav kan endre omfanget av bryteranlegg og kontrollpakke som tilbys, og prisen kan påvirkes. Et enlinjeskjema og utstyrsliste vil bli sendt inn for lokal strømmettkontroll og godkjenning før fremstilling av panelene starter.
Ventilstyring – Må spesifiseres i neste fase
Transformator - Må spesifiseres i neste fase
Hjelpeanlegg - Må spesifiseres i neste fase
Nettilknytning - Må spesifiseres i neste fase

5 Nettilknytning

Det er forutsatt at kraften transformeres opp til 22 kV (Da 344 kW tilsvarer 16 A ved 22 kV og 1433 A ved 344 kW) før den mates ut på nettet.

Det er ikke avklart med det lokale nettselskapet hvor kraften som produseres kan mates inn i nettet. Hva slags tilknytning nettselskapet kravstiller vil ha stor innvirkning på kostnaden av tilknytningen. I estimatene er det forutsatt at prosjektet får tillatelse til å koble seg til i en 22 kV-luftlinje, og at det ikke må bygge seg inn til nærmeste transformatorstasjon. Dersom nettselskapet stiller krav om at kraftstasjonen bygger seg inn til nærmeste transformatorstasjon vil dette gi adskillig lengre forbindelser og muligens også utløse behov for å bygge om transformatorstasjonen. Dette vil kunne gi veldig mye større kostnader enn estimatet som presenteres her tilsier.

Det anbefales å snarlig ta kontakt med nettselskapet Nordkraft Nett AS for å få klarlagt forutsetningene for nettilknytningen.

Før nettet kan bygges ut må det inngås overenskomster med grunneiere på arealet som luftlinjer/ kabler vil oppta. Kostnader til inngåelse av disse avtalene, samt til erstatninger er ikke medregnet i estimatene.

Prisene i REN sitt kalkyleverktøy legges til grunn i estimatet. Verktøyet bruker større samleposter og NO har valgt poster som antas å gi et rimelig estimat. Det må tas høyde for prisvekst som kan ha forekommet siden tallene sist ble oppdatert.

5.1 ***Alt 1: Kraftstasjon plasseres ved det planlagte Smoltanlegget og knyttes til i nærliggende 22 kV luftnett***

Da det ikke er ønskelig å krysse i nærheten av flystripa til Ballangen flyplass i luftlinje, forutsettes det at det bygges kabelanlegg hele veien. Kabelanlegget blir ca. 500 meter langt og det forutsettes at dette kan ligge i

konvensjonell grøft og ikke omstøpt rørkanal (som ville blitt fordyrende. Ved tilknytningen i 22 kV luftnettet forutsettes det at det settes opp en egen mast med kabeloppføring, brytere, avleder, vern osv. Deretter loopes det til det eksisterende 22 kV luftnettet.

Der kabelen skal ligge i en vei/bro som krysser vannet er eventuelle ekstrakostnader som kan utløses her ikke medregnet.



Figur 9 Kabeltrasee alt. 1

5.2 Kraftstasjonen plasseres i nærheten av Bjerkåsen Kraftverk i Syllaveien og knyttes til i nærliggende 22 kV luftnett

Da dette er et område med boliger er det forutsatt at det kables fra kraftstasjonen og til 22 kV luftnettet. Også her blir kabelanlegget ca. 500 meter langt. Det forutsettes at kabelen etableres i grøft på siden av veien, ikke i veien da dette utløser ekstra kostnader. Eventuelle vegkryssinger er ikke medregnet i estimatet. I nærheten av der kabelen er tenkt knyttet til nettet, er det en nettstasjon på mastefot. Avhengig av kapasiteten i nettstasjonen og avtale med nettselskap, hadde det beste for prosjektet vært å få kable inn i denne. Det er imidlertid estimert kostnader for en egen mast med kabeloppføring, brytere, avleder, vern og looping til det eksisterende 22 kV luftnettet.



6 Inntekter

[https://norconsult365.sharepoint.com/sites/nocosnoasg52403726/shared documents/02 dokumenter/forprosjekt/r01_balangen kraftproduksjon_01.docx](https://norconsult365.sharepoint.com/sites/nocosnoasg52403726/shared%20documents/02%20dokumenter/forprosjekt/r01_balangen%20kraftproduksjon_01.docx)



Figur 11 Vannuttak smoltanlegg (*Kilde Multiconsult)

6.1 Årsproduksjon $P [GWh] = Q \cdot H \cdot \eta \cdot t \cdot \rho \cdot g$

Gjennomsnittlig årsproduksjon kan beregnes etter denne formelen. De enkelte parametere er forutsatt som følger:

6.1.1 t (timer i året):

For anlegg er det forutsatt drift i 8500 av årets 8760 timer, altså ca. 11 dager med nedetid pr. år, for eksempel i form av planlagt og ikke-planlagt vedlikehold, stans ved feilmeldinger etc.

6.1.2 Q (vannføring)

Valgt slukeevne tar utgangspunkt i middelerdi for vannføring gjennom smoltanlegg Q_m . Det vil være perioder hvor vannføringen er lavere enn det som kreves for drift av kraftverket og i denne perioden må kraftverket stå.

6.1.3 Fallhøyde

Effektiv fallhøyde inn mot smolt anlegg vil variere ihht. til produksjonsanlegget driftsstatus. Vektet årlig magasinnivå er benyttet.

6.1.4 η (virkningsgrad)

Det er antatt gjennomsnittlig virkningsgrad på 0,85 for begge aggregater.

6.1.5 g (gravitasjon)

9,81 m/s²

6.1.6 ρ (tetthet vann)

1000 kg/m³

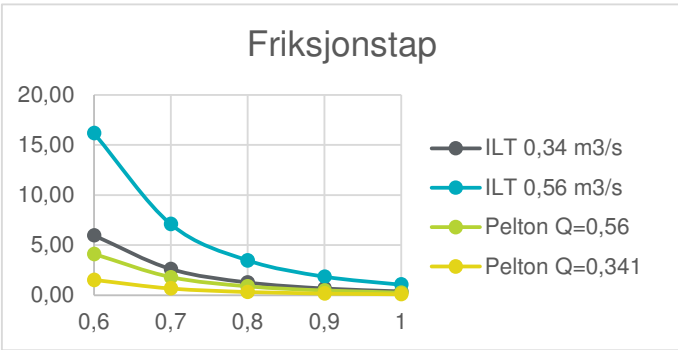
6.2 Produksjon

Med kjente, garanterte og antatte parametere er årsproduksjonen overslagsmessig beregnet som følger.

De enkelte parametere er forutsatt som følger:

$$P \text{ [GWh]} = \text{Utkjørt vannmengde [m}^3\text{/år]} * g \text{ [m/s}^2\text{]} * H \text{ [mVs]} * \eta[-] / 3600 \text{ [s/t]}.$$

Tabell 4 Produksjon In Line Turbin og Pelton turbin

Beskrivelse	Mengde		Enhet
Tetthet av vann, p	1000		Kg/m ³
Tyngdeakselerasjon, g	9,81		m/s ²
Tid	8500		Timer (Antatt 11 dager utetid per år)
Vannføring, Q _{middel} / Q _{max}	0,34 / 0,56		m ³ /s
	In Line Turbin (ILT)	Pelton turbin	
Effektivitet, η	0,85	0,85	-
Bruttofallhøyde, H	79	66	meter
L _{ny rørgate til kraftstasjon}	3284	835	meter
Falltap i rørgate basert på friksjon. Det er antatt at optimal rørdimensjon vil ligge mellom 0,6 m og 1,0 meter. Optimalisering av rørdiameter er ikke utført, dette vil ha stor påvirkning på total falltap i systemet.	Figur 12 Falltap i ny rørgate basert på diameter 		meter
Produksjon, In Line Turbin*	Ø 600	Ø 1000	GWh
	1,76	1,9	
Produksjon, Pelton*	1,5	1,6	GWh

*Optimal rørdimensjon er ikke estimert og vil ha direkte påvirkning på falltap og produksjon, antatt optimal dimensjon er Ca. 700mm.

6.3 Inntekter

NVE har lagt fram en langsiktige kraftmarkedsanalyse for 2023. Rapporten er en analyse av forventet utvikling i kraftmarkedene i Norge og Europa fram mot 2040. Målt i 2022-kroner anslår NVE at den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge vil ligge på rundt 80 øre/kWh i 2030.

7 Kostnader

Kostnader er oppsummert i tabellform i det etterfølgende.

Det bemerkes at dette er grove overslag, med typiske verdier for rigg, usikkerhet, byggherrekostnader etc., samt at alle slike poster akkumuleres oppå hverandre. I en modnere fase vil kostnadene kunne estimeres mer presist.

Prisunderlaget er i stor grad basert på NVEs kostnadsgrunnlag fra 2015, indeksert med 40% økning fram til 2024. Der hvor relevant, er disse prisene supplert eller justert med priser fra Norconsults egen prisdatabase. I tillegg er enkelte leverandører kontaktet for tilgjengelighet av foreslåtte løsninger og budsjettpris.

For rørgate henvises til egen rapport, merkostnad for å øke dimensjon på rør fra 600 - 1000 mm er lagt inn i estimat for å skissere totalkostnader for kraftproduksjon, det er ikke hensyntatt kostnader ved forankring av rørgate. Dette estimatet må verifiseres ved optimalisering av rørgateverrsnitt.

Tabell 5 Kostnadsestimat

Anleggsdata	Lengde vannvei		3284	3284
	Fall	m	78,5	65,5
	Kraftpris	0,8		
	Rente	%	7	7
	Levetid	år	30	50
	Virkningsgrad aggregat	-	0,85	0,85
	Antall driftstimer i året	timer	8500	8500
	Slukeevne	m3/s	0,56	0,56
	Middelvannføring	m3/s	0,341	0,341
	Innstallert effekt	kW	334	310
	Årsproduksjon uten falltap	GWh	1,9	1,6
Kostnadsestimat				
Rør og inntak	Alternativ		In Line Turbin	Pelton Turbin
	Merkostnad Rør, ferdig lagt og montert ø1000. Uten bend og forankringer	20 %	kr 3 352 964	kr 3 352 964
	Rørbruddsventil DN 1000 / v inntak vannledning		kr 750 000	kr 750 000
	Kostnader rør og ventil totalt		kr 4 102 964	kr 4 102 964
Bygg- og anleggs	Kraftstasjonsbygg		kr 1 500 000	kr 2 500 000
	Kostnader bygg totalt		kr 1 500 000	kr 2 500 000
Elmek-kraftstasjon	Elmek inkl. turbin, stengeventil, turbinsytring, generator kontroll og apparatanlegg		kr 6 179 725	kr 12 000 000
	Tillegg for tilstedeværelse ved idriftsettelse inkl. opplæring		kr 200 000	Inkludert
	Tilbakeslagsventil etter In-Line Francis turbin		kr 100 000	
	Rørøpplagg for tappeventil og turbin på omløp forbi tappeventil		kr 500 000	kr 500 000
	5 tonns maskinsalkran		kr 500 000	kr 500 000
	Kostnader maskin og generator, totalt		kr 7 479 725	kr 13 000 000
Elektro-kost	Overordnet styringssystem for tappeventil og turbinaggregat		kr 500 000	kr 500 000
	Transformator		kr 250 000	kr 250 000
	Nettilkobling		kr 1 000 000	kr 1 000 000
	Kostnader elektro totalt		kr 1 750 000	kr 1 750 000
Rigg, prosj. usikkerhet	Riggkostnader %	30 %	kr 1 455 889	kr 1 755 889
	Usikkerhet bygg %	20 %	kr 1 261 771	kr 1 521 771
	Usikkerhet maskin og el %	20 %	kr 1 995 945	kr 3 100 000
	Byggherrekostnader %	5 %	kr 741 634	kr 1 067 648
	Prosjektering %	10 %	kr 1 483 269	kr 2 135 296
	Sum rigg, usikkerhet, prosjektering og byggherrekostnader	-	kr 6 938 508	kr 9 580 604
Totalt	Totale kostnader		kr 14 833 000	kr 21 353 000
	Uforutsett %	10 %	kr 1 483 300	kr 2 135 300
	Sum		kr 16 316 300	kr 23 488 300
Merknader	Spesielle usikkerhetsmomenter		Sikre god styring med backupfunksjoner ventilarrangement	

8 Kritiske forhold som må hensyntas i videre prosjektering ifob. med kraftproduksjon

- Avklaring søknadsprosess og konsesjon for videre fremdrift.
- Detaljering for tilkobling smoltanlegg.
- Detaljering av omløpsarrangement for kraftstasjonen.
- Avklaringer knyttet til nettilkobling.
- Avklare klassifisering mot NVE, i henhold til damsikkerhetsforskriften. Klassifisert anlegg vil medføre krav til utarbeidelse av teknisk plan.
- Optimalisering av rørdimensjon for rørtrasee.
- Transientberegninger må utføres.
- Ved videreføring av kraftverksprosjektet anbefales det en detaljert gjennomgang av underlag fra turbinleverandør med hensyn på brukererfaringer og beregninger og design av turbinkomponenter.
- Fallretter - Dersom det finnes andre grunneiere mellom inntak og kraftstasjon, kan disse ha fallrettigheter som de kan kreve leie for, tilsvarende sin andel av brutto fallhøyde. I tillegg avgjøres størrelsen på disse rettighetene av forhold som fallrettseierens mulighet til selv å utnytte fallet til et småkraftverk, og om vedkommende eier på begge sider av elva. Hver fallrettseier skal til slutt ha en prosentandel av produsert energi (kWh/år), multiplisert med sin andel av fallet. Det må inngås avtale med hver fallrettseier. Det er vanskelig å si hvor mye typisk leiekostnad for hele fallet kommer på i dette tilfellet, 5-25% kan være et første estimat.
- Tilsyn og vedlikehold av vannvei for Bjørkåsen kraftverk kan påvirke tilgjengelighet av vann til smoltanlegget. Det kan oppstå perioder hvor det ikke vil være mulig å hente ut vann fra eksisterende tunnelsystem og konsekvens av dette må vurderes av utbygger.

9 Konklusjon og anbefaling med tanke på kraftproduksjon

Grovt kostnadsestimat for Peltonaggregat og ILT Francisaggregat er beregnet til henholdsvis 16,3 og 24,5 Millioner NOK.

Alternativet med ILT Francisturbin vil gi den laveste investeringskostnaden og samtidig den høyeste produksjonen. Det anbefales derfor å undersøke dette alternativet videre i neste fase.

10 Forhold til NVE og myndigheter

10.1 Konsesjon

Balangen sjøfarm har vært i dialog med NVE angående behandling av omdisponering av vann fra Børsvann. NVE spesifiserer at Ballangen Energi allerede har en konsesjon med rammer som gir føringer for utnyttelse av Børsvatnet. NVE har i vurderingen sett på krafttap og om tiltaket har nevneverdig skade eller ulempe for almenne interesser i vassdraget. NVE skriver «så lenge vannuttaket ikke berører det naturlige nedbørfeltet til Kilelva og detaljplaner for selve vannuttaket godkjennes av NVE, mener vi at planene ikke vil kreve ytterligere behandling etter bestemmelsene i vannressursloven».

Detaljplaner til nytt vannuttak skal godkjennes av NVE som del av Ballangen Energi sin konsesjon. Dersom selskapet planlegger å utvide sin settefiskproduksjon, øke sitt vannuttak eller gjøre andre tekniske inngrep som kan påvirke de allmenne interessene i vassdraget negativt, skal NVE kontaktes.

10.2 Klassifisering

Alle dammer og trykkrør med tilhørende konstruksjoner skal vurderes og klassifiseres av NVE i én av fem konsekvensklasser (0-4) i tråd med Damsikkerhetsforskriften Kap.4.

I dette tilfellet vil det omfatte klassifisering av nye rørkomponenter ned til (men ikke inkludert) turbinens hovedstengeventil. I praksis gjøres dette ved å fylle ut skjemaet "Klassifisering av dammer og trykkrør" for rørene, og legge ved den dokumentasjon og de beregninger som kreves her. Når NVE mottar skjema og dokumentasjon, vil de vurdere dette og svare i brev med vedtak om klassifisering.

Varighet: Typisk 1 uke - 2 mnd fra innsendelse av søknadsskjema.

10.3 Tekniske planer

Ved bygging og fornyelse av vassdragsanlegg underlagt tilsyn skal det utarbeides tekniske planer som sendes NVE til godkjenning før byggestart.

Tekniske planer skal utarbeides og kontrolleres av kvalifiserte fagpersoner innen relevante fagområder, jf. Damsikkerhetsforskriften § 3-5.

Tekniske planer skal dokumentere at krav som stilles i Damsikkerhetsforskriften blir fulgt.
Typisk varighet: 1 uke - 2 mnd fra innsendelse av søknadsskjema.

10.4 Anbudsfase

En eventuell videreføring av prosjektet vil typisk fortsette med anbudsfase; spesifisering av utstyr og utarbeidelse av konkurransegrunnlag for bygg- og anleggsarbeider og elektromekaniske leveranse, basert på forprosjekt og tekniske planer som allerede er utført, tilbudsevaluering og kontrahering.

Typisk varighet: 3 mnd (1 mnd spesifisering + 1,5 mnd hos tilbyderne + 2 uker evaluering og kontrahering).

10.5 Byggefase

Verkstedsproduksjon av kontrahert elektromekanisk utstyr og anleggsarbeider kan starte opp så snart leverandører og entreprenører er valgt og de har gjort nødvendig forberedende engineering.

Byggearbeider skal imidlertid ikke påbegynnes før tekniske planer er godkjent av NVE.
Typisk varighet: 1-1,5 år.

10.6 Idriftsettelse

Tørr- og våttesting av alt installert utstyr.

Typisk varighet: 1-2 uker, litt avhengig av om og hvilke problemer som påtreffes.

10.7 Varighet frem til ferdig kraftverk

Totalt sett anslår vi at det normalt vil ta om lag 2 år fra melding om konsesjonspliktavurdering sendes til anleggene står ferdig.

11 Referanser

Referanser
NVEs Kostnadesgrunnlag for små kraftverk; https://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_40.pdf
Søknad - Ballangen Energi AS - 07. 01. 2019.pdf
NVEs vurdering ved overføring av vann fra Bjørkåsen kraftverk til smoltanlegg i Ballangseira - 21.09.20.pdf

12 Vedlegg

Nummer	Navn
Vedlegg 1	Canyon Hydro *Energi Recovery Hydropower
Vedlegg 2	Kostnadsestimat In Line Turbin
Vedlegg 3	Typisk virkningsgradskurve In Line Turbin
Vedlegg 4	Vedlikeholdsskjema, In Line Turbin

The background of the entire image is a photograph of a large industrial facility. In the foreground, a large teal-colored vertical turbine is mounted on a concrete base. It has a black top section and a white horizontal pipe extending from its side. In the background, there are several large white horizontal pipes, electrical control cabinets with various gauges and switches, and other industrial equipment. The ceiling has exposed metal beams and fluorescent lighting.

Energy Recovery Hydropower

208 kW Variable Flow ILT12
Palmdale, California

Generate Power from New and Existing Water Delivery Networks

Canyon Hydro offers complete hydroelectric equipment packages for in-conduit energy recovery applications.

Potential generation sites may be found in any raw, drinking, or waste water network. The electricity generated can be used on-site to offset facility needs or sold to local utilities for profit.

Common applications are at flow or pressure control locations. Standard equipment packages include all components required to recover lost energy.



256 kW Variable Flow ILT12
Sheridan, Wyoming

Complete Customizable Systems

Canyon Hydro's In-Line Turbines Systems are specifically engineered for conduit energy recovery applications. With variable flow capabilities and an extremely compact footprint they integrate seamlessly into both new and existing water delivery networks.

Simplified Integration

- All Required Components Included
- Compatible with Any Existing SCADA System
- Controls Configured to Customer Specification
- Multiple Turbine Sizes for Standard Pipe Diameters
- Interconnection for Local Utility Requirements

Worry Free Operation

- Water Delivery Always Prioritized
- Smooth Startup and Shutdown
- Gentle Transitions between Flow Rates
- Adjustable Variable Flow Capacity
- Precision Pressure Differential Control
- Secure Remote and Local Operation
- Utility Grade Controls and Interconnection
- Double Fail-Safe Configuration Standard
- System Battery Backup Available

Available System Services

- Mechanical Installation by Canyon Hydro Millwrights
- Equipment Start-up, Testing, Commissioning and Training
- Ongoing Phone Support and Troubleshooting *
- Standard 1-Year Equipment Warranty *
- Optional 2-Year Equipment Warranty
- Maintenance Contracts

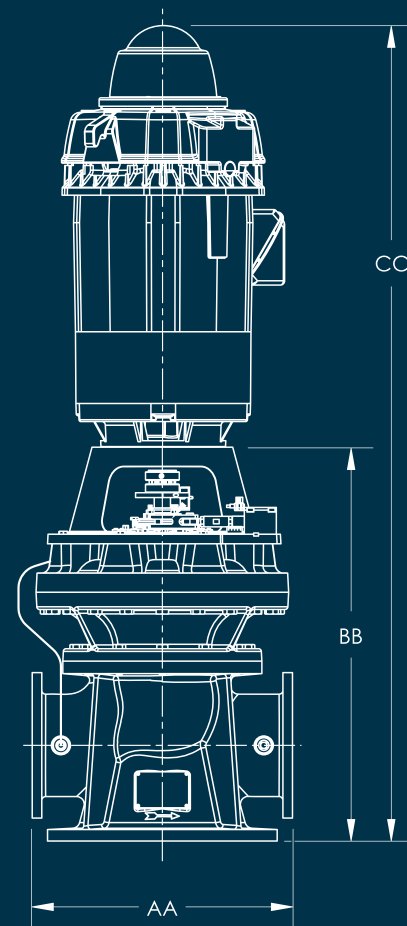
* Included with purchase



Standard In-Line Turbines

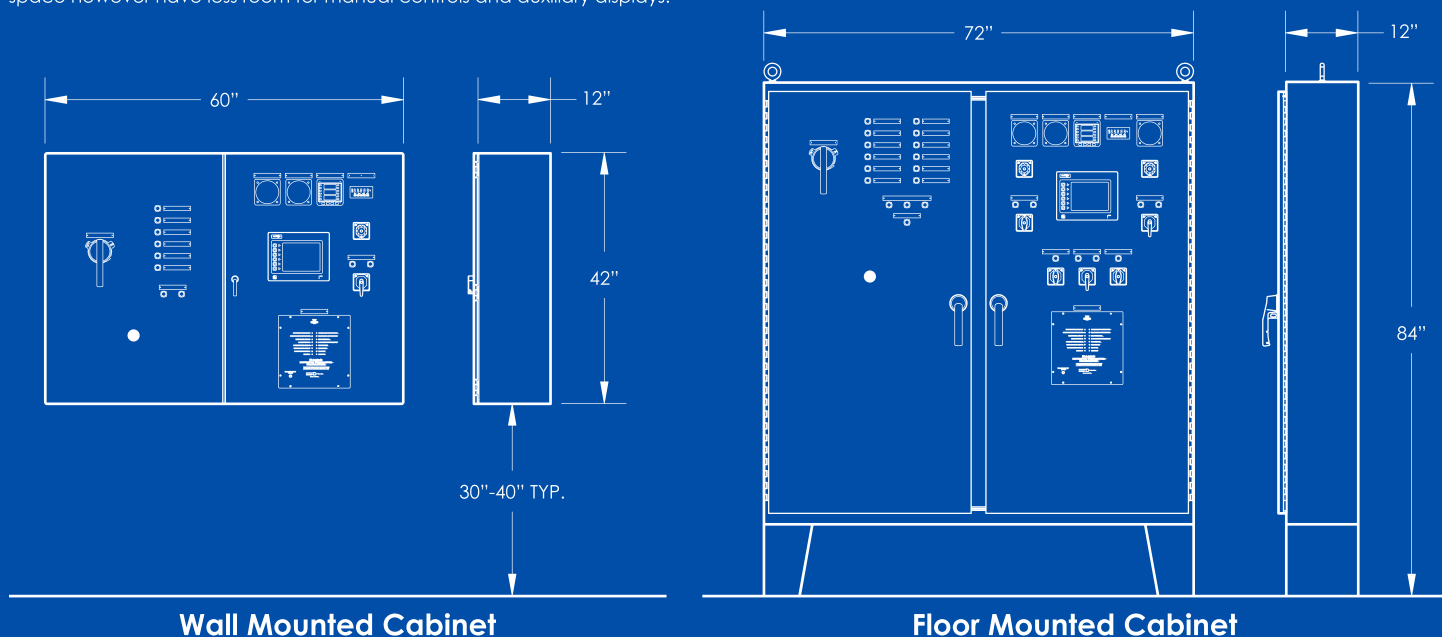
Turbine Model	ILT06	ILT08	ILT12	ILT16	ILT24
Pipe Diameter	6"	8"	12"	16"	24"
Max Head (ft)	575	575	575	575	575
Min Flow (CFS)	1.0	1.8	4.0	10	22
Max Flow (CFS)	3.1	5.3	17	28	56
Max Power (kW)	100	200	600	900	2,000
Lay Length - AA	20"	27"	34"	47"	61"
Turbine Height - BB	21.8"	29.0"	51.5"	58.3"	63.0"
Overall Height - CC	45-80"	50-90"	84-120"	95-160"	110-195"

NOTE: Dimensions given are for reference only and not for construction.
Lay length (AA) given for class 150 flange applications however others are available.
Overall height (CC) depends on generator size and power output requirements.



Control and Interconnection Equipment

Standard control systems are available for most systems in either a wall or floor mounted configuration. Wall mounted configurations require less space however have less room for manual controls and auxillary displays.



In-Line Turbine Technology

Manufactured at Canyon facilities within the USA, the In-Line Turbine is a traditional Francis turbine reconfigured to have in-line flanges for ease of installation.

A set of adjustable wicket gates manipulate the flow rate and pressure differential across the turbine giving operators precise control. These wicket gates also ensure the highest possible efficiency is maintained over the entire flow range of the turbine.

When properly implemented in clean water applications the In-Line Turbines have an expected life cycle of 30+ years with minimal routine maintenance. When rebuild is necessary all bushings, bearings and seals are engineered to be completely servicable.



207 kW Variable Flow ILT2
Fort Collins, Colorado

1-360-592-5552
info@canyonhydro.com

5500 Blue Heron Ln., Deming, WA 98244 USA





Simon Mulelid
Norconsult AS
Postboks 626, NO-1303 Sandvika
Tel: +47 67 57 10 00
Simon.mulelid@norconsult.com

June 17, 2024

Dear Mr. Mulelid,

Thank you for your correspondence regarding the hydroelectric project you are evaluating in Norway. We appreciate the opportunity to work with you to offer the best possible Canyon Hydro equipment package for this site and application.

Canyon Hydro has been building high quality turbine systems in the United States of America for over 45 years and we would be pleased to provide equipment for your project.

1. **Efficiency:** Efficiency has undergone continual refinement over the years, and we believe our turbines match or exceed the efficiency of any other turbine manufacturer. Our entire staff recognizes the critical nature of the hydraulic design resulting in the best possible performance.
2. **Durability:** We recognize that a turbine system must run continuously for years at a time. For this reason, we use only the highest quality alloys, bearings and controls.
3. **Customer Support:** We have often been told that our customer support is the best in the business. We work closely with you throughout the project, and if an outage should occur, system recovery becomes our highest priority.

Based on your correspondence we are offering an equipment package designed around a Canyon In-Line Turbine that will pass 0.570 m³/sec under an available net head of 80 meters. Under these conditions expected system production will be 344 kW utilizing the equipment package described below.

- (1) Canyon Hydro ILT16 In-Line Variable Flow Francis Turbine, 1500 RPM
- (1) Vertical Shaft, 500 HP, 400 VAC, 50 Hz, 3 ph. Induction Generator
- (1) DN400 Actuated Turbine Inlet Valve (fail-safe)
- (1) HPU to support wicket gate and TIV actuation with an accumulator sized to close the wicket gates in the event of a power grid failure (fail-safe)
- (1) Switchgear and controls panels to parallel the generator with the local electrical utility grid and provide protective relays to utility grid standards for a project of this size. Specific utility requirements may change the scope of the switchgear and controls package offered and pricing may be affected. A one-line diagram and equipment list will be submitted for local electrical utility review and approval prior to proceeding with panel manufacture.

Budgetary estimate system price, as described.....\$584,500.00

Normal Terms	15% to begin final design
	30% to begin manufacture following final design approval
	25% mid-project
	20% upon notice of readiness to ship



	10% upon successful start-up or 90 days from readiness, whichever is first
Normal Delivery	8-10 months from design approval and receipt of payments
Delivery FOB	Deming, Washington (crated for shipment)

The equipment package offered will be custom designed to meet the particular requirements of your site and project as explained through our discussions. As the project progresses and requirements are determined, we will be pleased to refine our budgetary estimate or offer a firm quotation. Budgetary estimates are offered for planning purposes only but we are typically within 10% of a firm quotation for the same equipment package.

Commonly start-up, commissioning and training services are of value following installation. For a project of this type, we can typically send a single technician who is capable of covering the mechanical and electrical portions of the equipment package. If start-up, commissioning and training assistance is of interest we suggest budgeting \$14,000-\$16,000 for a qualified Canyon Hydro technician.

I look forward to working with you to ensure our equipment package meets all the requirements of the site and project. Please contact me as questions arise or as additional project information becomes available.

Sincerely,

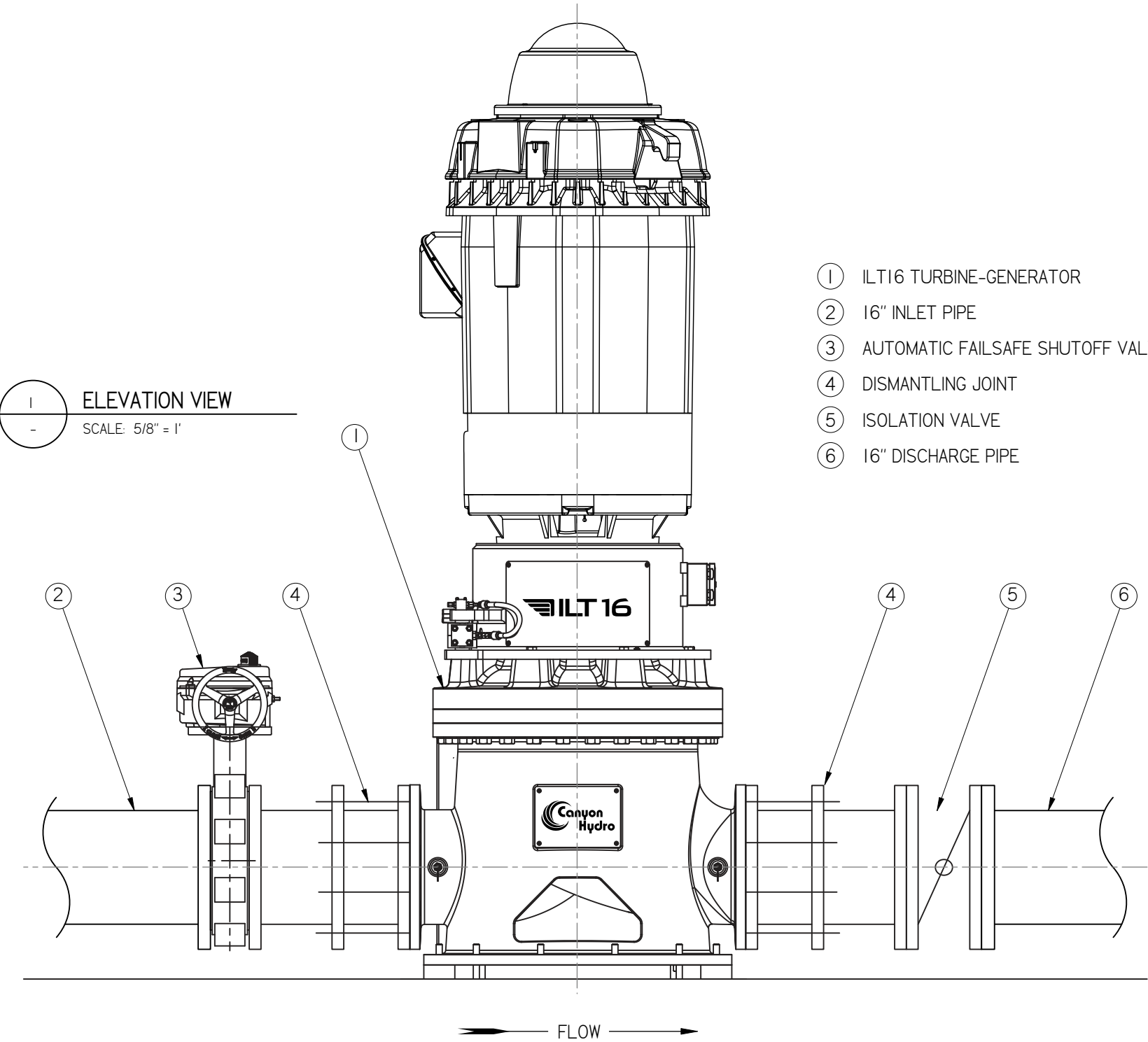
A handwritten signature in black ink, appearing to read "Ryan Maloney", with a stylized, cursive-like script.

Ryan Maloney

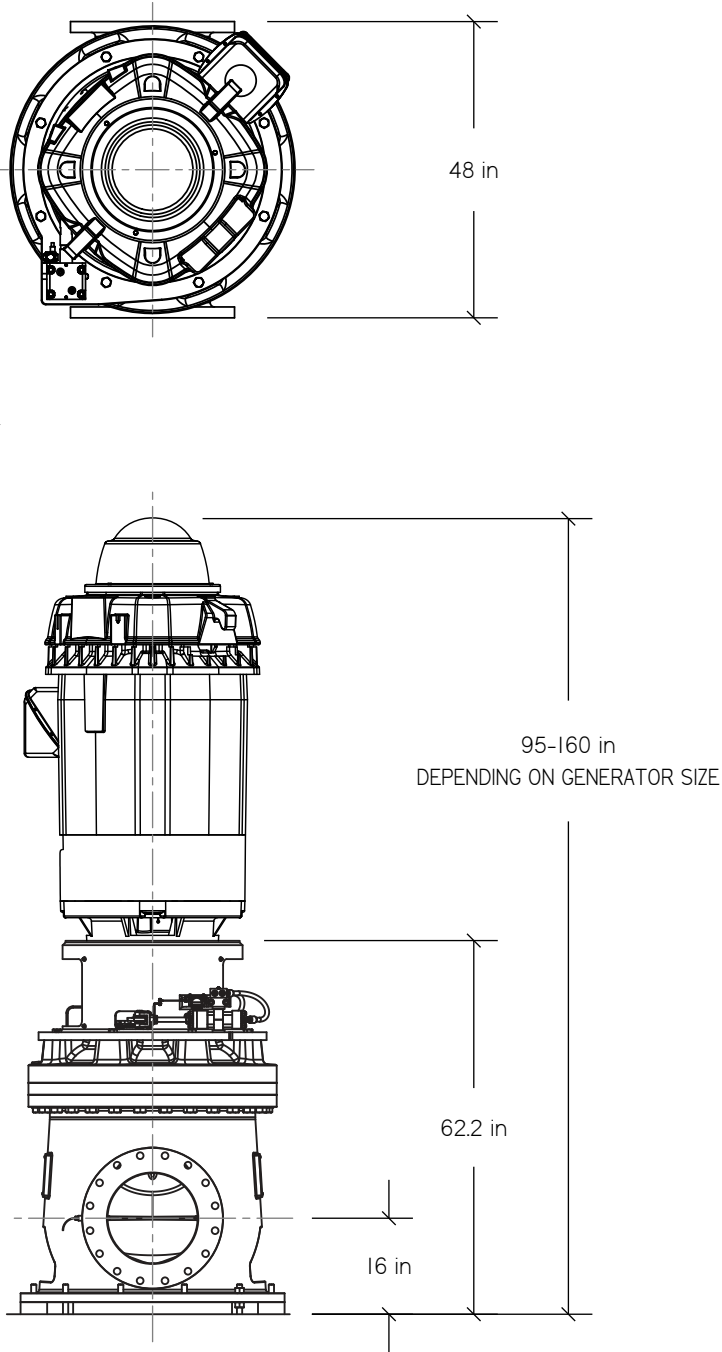
STANDARD INSTALLATION

CANYON ILT16 TURBINE-GENERATOR

NOT FOR CONSTRUCTION



2
-
ORTHOGRAPHIC VIEWS
SCALE: 3/8" = 1'



CANYON ILT16 STANDARD INSTALLATION



5500 Blue Heron Lane
Deming, Washington 98244
(360) 592-5552

The water power division of Canyon Industries, Inc

TITLE: ILT16 ASSEMBLY STD INSTALLATION

DWG. NO. 190016-0000

DATE: 2019-07-30

REV

SCALE: N.T.S.

SIZE: "B"

QBC:

01

WEIGHT (lbs.):

DRAWN BY: RM

CHECKED BY:

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:
DIMENSIONS ARE INCHES
TOLERANCES:

DECIMALS	ANGULAR
.X± .03	±0.5°
.XX± .010	
.XXX± .005	FRACTION
.XXXX± .0005	±1/16

DO NOT SCALE DRAWING





Canyon Hydro In-Line Francis Turbines

Installation Listing

1. **City of Libby, Montana:** Canyon ILT06-18-5.5, 152 feet available head, 2.8 cfs, design flow, 28 kW, installed 2017.
2. **Los Angeles County:** Palmdale, California. Canyon ILT12-22-9.0, 318 feet available head, 8.3 cfs design flow, 210 kW, installed 2017.
3. **Soldier Canyon:** Fort Collins, Colorado. Canyon ILT12-45-10.0, 155 feet available head, 14.5 cfs design flow, 140 kW, installed 2017.
4. **City of Sheridan:** Wyoming. Canyon ILT12-22-9.0, 366 feet available head, 9.0 cfs design flow, 251 kW, installed 2018.
5. **Three Sisters Irrigation District:** Sisters, Oregon. Canyon ILT06-18-5.5 – 162 feet available head, 1.95 cfs design flow, 22 kW, installed 2018.
6. **Waikoloa, Site 900:** Big Island, Hawaii. Canyon ILT12-30-8.7, 164 feet available head, 7.4 cfs design flow, 84 kW, installed 2019.
7. **Minot Water Treatment Facility:** Minot, North Dakota. (2) Canyon ILT12-31-8.7, 300 feet available head, 13.5 cfs design flow, 261 kW (each), installed 2019.
8. **Dodd Water Treatment Plant:** Longmont, Colorado. Canyon ILT12-22-9.0, 343 feet available head, 343 feet available head, 10 cfs design flow, 221 kW, installed 2020.
9. **Lynn R. Morgan Water Treatment Facility:** Erie, Colorado. Canyon ILT12-22-9.0, 295 feet available head, 4.3 cfs design flow, 107 kW, installed 2021.
10. **136th St. Inlet:** City of Bellevue, Washington. Canyon ILT06-14-5.5, 334 feet available head, 2.94 cfs design flow, 57 kW, installed 2021.
11. **Waiawa:** Kauai, Hawaii. Canyon ILT16-45-11.25, 261 feet available head, 15.7 cfs design flow, 260 kW, installation scheduled for 2022.



Company Profile

Canyon Industries, Inc. has been involved in the manufacture of hydroelectric systems since 1976. The company was incorporated under the laws of the State of Washington in 1982. All manufacturing facilities and offices are in the United States, near Deming, Washington.

The company currently employs approximately 55 full time employees and has two manufacturing centers: a 24,000 square foot fabrication facility in Deming, Washington, and a 25,000 square foot CNC Machining Center near Sumas, Washington. Canyon has extensive machining and fabrication capabilities, and handles all aspects of turbine construction except foundry castings and forgings.

Francis, Pelton, In-line Francis, Crossflow and Turgo turbines are designed and manufactured under the trade name "Canyon Hydro." Turbines are offered as independent units or as part of complete hydroelectric systems. Canyon Hydro turbines are designed for either islanded operation, providing power to private grids, or as grid parallel systems, connecting directly to the local or national grid. Canyon customers include; utility companies, private power developers, municipalities, individual landowners, Native American communities, First Nations, and remote communities.

Canyon Industries is a family-owned, profit-sharing business with low employee turnover. The company emphasizes environmental responsibility through recycling programs and selective purchasing, and maintains its own onsite hydroelectric system delivering 25 kW of renewable energy.

Richard A. New, President and co-owner, joined Canyon in 1978 and oversees all manufacturing and field service operations. Richard has extensive background in hydraulics and metallurgy, and has onsite experience with a wide array of hydroelectric projects.

Daniel A. New, Vice President, founded Canyon Industries in 1976. Dan participates in turbine design, production procedures, sales, as well as company management and planning.

Brett W. Bauer, M.E., Vice President and Chief Engineer, joined the company in 1994. Brett works closely with Canyon customers and oversees all specification development, system design, and project management.

Eric Melander, Vice President of Sales, joined the company in 2005. Eric is trained in turbine design and works closely with Canyon customers through all project stages to ensure the proper system is chosen and built to customer requirements.

Canyon Industries' annual gross sales have averaged \$12 - \$15 million for the past few years. The company is current on all suppliers' accounts and has no other debt. All production and support equipment are owned without attachment by the company. Corporate occupied land and buildings are presently leased. Canyon Industries Inc. has no claims or lawsuits pending.



Standard Warranty

Seller warrants that as to fabrication and assemblies all material and equipment purchased by it and incorporated in or becoming a part of the work shall be new, unless otherwise directed in writing by the Buyer. Seller warrants that all material and equipment manufactured by it shall be free from injurious defect, latent or otherwise, and shall conform to the specifications provided. If within 18 months after Notification of Readiness to Ship any such material or equipment, or within one year after such material or equipment is placed in use or operation, whichever first occurs, Buyer (or Buyer's successor in interest) shall discover a defect or defects therein other than those resulting from either ordinary wear and tear, defects resulting from improper use thereof, and additions or alterations made by persons other than Seller, and shall notify Seller thereof, in writing, within such period, Seller will repair or replace such defective material or equipment or the defective portion or part thereof free of charge to Buyer (or Buyer's successor in interest) ExWorks Seller's plant, except for costs of removal and installation.

Seller does not warrant or guarantee materials or equipment which it does not design, but will use its best efforts to obtain for Buyer such guarantees as requested by Buyer. Unless otherwise advised, in writing by Buyer, Seller shall incorporate in every purchase order to suppliers of material and equipment for Buyer, its customary warranty and guarantee requirements.

Except as above specified, Seller will not be liable upon any guarantees or warranties, expressed or implied, statutory or by operation of law or otherwise, in any manner or form whatsoever, including but not limited to warranties of merchantability and/or fitness for purpose.

Except as above specified, Seller will not be liable for any costs, expenses, or damages whatsoever, including but not limited to loss of interest, earnings, profits or other special indirect or consequential damages.



ILT16 HYDRO TURBINE ANNUAL INSPECTION AND MAINTENANCE SCHEDULE

No.	INSPECT(☐) OR SERVICE(☒) AT THE INDICATED CALENDAR TIME OR RUN TIME INTERVAL - WHICHEVER COMES FIRST	ROUTINELY	MONTHLY	2000 HOURS OR 3 MONTHS	4000 HOURS OR 6 MONTHS	8000 HOURS OR 12 MONTHS
1	UNUSUAL NOISE	☐				
2	UNUSUAL VIBRATION	☐				
3	UNUSUAL TEMPERATURE	☐				
4	LEAKS IN TURBINE OR PIPING	☐				
5	PRESSURE GAUGE READINGS	☐				
6	VISUAL INSPECTION OF EQUIPMENT GENERAL CONDITION	☐				
7	ANY TIME TURBINE IS OPENED, INSPECT RUNNING CLEARANCES AND RESTORE THEM TO ORIGINAL IF GREATER THAN DOUBLE MANUFACTURERS TOLERANCES	☐ ●				
8	ANY TIME TURBINE IS OPENED, INSPECT RUNNER FOR CAVITATION OR WEAR	☐				
9	MECHANICAL SEAL LEAKAGE (SHOULD BE ZERO LEAKAGE)	☐				
10	MECHANICAL SEAL COOLING / DRAIN LINE IS WORKING PROPERLY	☐				
11	COUPLING INTEGRITY	☐				
12	SHAFT INTEGRITY	☐				
13	WHEN TURBINE IS SHUT DOWN, OPERATE THE TURBINE WICKET GATES THROUGH THE FULL STROKE IF NOT DONE SO DURING NORMAL OPERATION AND VERIFY FREE MOVEMENT.		☐ ●			
14	WHEN TURBINE IS SHUT DOWN, ROTATE THE ROTOR BY HAND AND VERIFY FREE ROTATION.		☐			
15	CHECK WICKET GATE HYDRAULIC SYSTEM FOR PROPER OPERATION, PRESSURE SET POINTS AND OIL LEVEL		☐			
16	TIGHTNESS OF FOUNDATION HOLD DOWN BOLTS			☐		
17	CHECK COUPLING ALIGNMENT / RUNOUT AND INTEGRITY AND RECORD			☐		
18	WIPE OFF DUST, DIRT, OIL, WATER OR OTHER LIQUIDS FROM THE MOTOR AND TURBINE.				●	
19	REMOVE DIRT, DUST OR DEBRIS FROM VENTILATING AIR INLETS ON MOTOR.				●	
20	CHANGE MOTOR BEARING OIL ONCE PER YEAR WITH NORMAL SERVICE CONDITIONS					●
21	CHANGE HYDRAULIC OIL IN WICKET GATE HYDRAULIC POWER UNIT ONCE PER YEAR WITH NORMAL SERVICE CONDITIONS					●
22	VERIFY PRESSURE, FLOW AND KW MEASUREMENTS AND RECORD.					☐
23	CHECK AND FLUSH SEAL COOLING / DRAIN LINE PIPING					●

Canyon In-Line Hydro Turbine

Typical Performance Curve

