

Ressurskartlegging og lønnsomhetsvurdering av et potensielt småkraftverk i Fardalselvi

Forord

Dette er en tverrfaglig bacheloroppgave gjennomført av tre studenter ved avdeling for ingeniør- og naturfag, og avdeling for økonomi og administrasjon ved Høgskulen i Sogn og Fjordane, høsten 2012. Dette er den første oppgaven med denne kombinasjonen ved Høgskulen i Sogn og Fjordane. Oppgaven avslutter bachelorstudiet FE403 Fornybar Energi.

Vi vil gjerne takke noen av dem som har hjulpet oss underveis:

- Terje Bakke Nævdal. Administrerende direktør i Sognekraft.
- Rune Nydal. Nydal Energiutvikling AS.
- Erling Holden. Professor og forskningsleder for Fornybar Energiprogrammet ved avdeling for ingeniør- og naturfag ved HISF.

Spesiell takk for all hjelp går til vår veileder førsteamanuensis Johannes Idsø ved avdeling for økonomiske- og administrative fag ved HISF.

Espen Græsdal – kandidat 1
Christopher Ebbang – kandidat 2
Rune Lunde – kandidat 3

Sogndal 1.2.2013

Sammendrag

Dette er en prosjektoppgave med ressurskartlegging, valg av tekniske løsninger og en lønnsomhetsvurdering av en potensiell småkraftutbygging i Fardalselvi i Sogndal kommune.

Problemstillingen ble utformet etter forslag fra Sognekraft AS som tidligere har prosjektert, ved hjelp fra Norconsult i 2008, to utbyggingalternativer for Fardalselvi. Denne oppgaven er en mulighetsstudie av et tredje alternativ.

Inntaket til det prosjekterte kraftverket er plassert like under tilførselen av sideelven Kløversgilet ved kote 236, se kart 6, s.56. Kraftstasjonen er plassert i overkant av Fardalsfossen ved kote 38. Dette gir en vannvei på 1808 meter og en brutto fallhøyde på 198 meter. Nedbørsfeltet er målt til 24km² og vil ha en beregnet middelvannføring på 0,93m³/s.

Slukeevnen til kraftverket er satt til 2,25 ganger midlere vannføring og blir 2,1 m³/s. Minstevannføringen er 5 % av middelvannføring. Slukeevnen legges til grunn for valg av hovedkomponenter. Turbintypen blir en Pelton-turbin med installert effekt på 3,7 MW. Vannveien skal bestå av 1708 meter nedgravede 900mm rør og 100 meter boret tunnel. Friksjonstapet i rørgata tilsvarer 18 meter som gir netto fallhøyde på 180 meter for kraftverket. Ved hjelp av representative nedbørsdata har vi estimert at kraftverket vil ha 5054 driftstimer med ulik last gjennom året, dette tilsvarer 2585 driftstimer med full effekt og gir en årlig produksjon på 9,6 GWh et normalår.

Vi har fastslått kraftverkets investerings- og driftskostnader ved hjelp av markedspriser og erfaringstall, og beregnet inntekter ut i fra estimert produksjon og kraftpriser. Sammen legger dette grunnlaget for en lønnsomhetsanalyse. I lønnsomhetsanalysen har vi vektlagt den bedriftsøkonomiske totalkapitallønnsomheten. Den totale investeringskostnaden er kr 37 176 561, noe som tilsvarer 3,89 kr/kWh. Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er beregnet til kr 286 883. Årlige innbetalingsoverskudd er beregnet til kr 4 218 727 de første 15 driftsårene som inkluderer elsertifikater. De påfølgende 25 årene gir et innbetalingsoverskudd på kr 2 497 432 og inkluderer ikke elsertifikater. Med et avkastningskrav på 3,16 % gir dette positiv nåverdi på kr 38 192 630.

De økonomiske resultatene, og resultatene fra følsomhetsanalysen er svært positive og viser god soliditet for prosjektet. En utbygging i Fardalselvi vil være svært lønnsom.

Innholdsfortegnelse

Forord	
Sammendrag	
Innholdsfortegnelse	6
1 Innledning.....	10
2 Problemstilling.....	12
3 Overordnet metode.....	12
3.1 Ressurskartlegging.....	12
3.2 Tekniske løsninger	12
3.3 Lønnsomhetsvurdering	13
3.4 Validitet	13
3.5 Reliabilitet.....	13
4 Tidligere arbeid.....	14
5 Fornybar energi i Norge.....	16
5.1 Små kraftverk	17
5.2 Generell kraftverksplanlegging.....	17
5.3 Konesjonssøknad	18
6 Fremgangsmåte i kronologisk rekkefølge	19
7 Forutsetninger	20
DEL 1: Ressurskartlegging	
8 Ressursgrunnlag	21
8.1 Plassering av inntak	22
8.2 Kartlegging av nedbørsfeltet til Fardalselvi	22
8.3 Representativ målestasjon	22
8.3.1 Årstidsvariasjoner og variasjon fra år til år	24
8.3.2 Representative måleserier for produksjonsestimering.....	24
9 Resultat ressursgrunnlag	25
9.1 Plassering av inntak og avgrensning av nedbørsfeltet	25
9.2 Nedbørsfelt og avrenning.....	26
9.2.1 Fardalselvi og Krokedalselvi	26
9.3 Årstidsvariasjon	28

9.4 Variasjon fra år til år	29
Del 2: Valg av tekniske løsninger og produksjonsestimering	
10 Fastsetting av hovedkomponenter	30
10.1 Kraftstasjon	31
10.2 Minstevannføring og slukeevne	31
10.3 Vannvei, rør og falltap	32
10.3.1 Vannvei	33
10.3.2 Rørdiameter	33
10.3.3 Rørtype	34
10.3.4 Tunnelboring	35
10.3.5 Falltap	35
10.4 Turbin	36
10.4.1 Turbindimensjonering	38
10.4.2 Virkningsgrad for Peltonturbiner	39
10.5 Generator	40
10.6 Apparatanlegg	41
11 Driftstimer og produksjonsestimering	41
11.1 Estimering av driftstimer ved ulikt pådrag	41
11.2 Produksjonsestimering	43
11.3 Resultat - Driftstimer og produksjon	43
11.3.1 Driftstimer og produksjon	44
12 Kostnadsestimering og valg av øvrige tekniske løsninger	45
12.1 Dam og inntak	47
12.1.1 Inntaksdam	47
12.1.2 Inntaksarrangement	47
12.1.3 Varegrind	48
12.1.4 Bruddkonsekvensvurdering og klassifisering	48
12.1.5 Ventiler og luker	49
12.2 Rør og vannvei	50
12.2.1 Rør	50
12.2.2 Grøft med drenasjeanlegg	50
12.2.3 Anleggsvei langs rørgate	53
12.4 Turbin	53

12.5 Kraftstasjon og bygg	54
12.6 Generator	54
12.7 Kontrollanlegg	55
12.8 Apparat-anlegg	55
12.9 Linjer	55
12.10 Tilkomsvei	56
12.11 Kart som viser vårt alternativ	56
 Del 3: Lønnsomhetsvurdering	
13 Kostnader	57
13.1 Kostnadsoverslag.....	57
13.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader.....	58
13.3 Avskrivinger	58
14 Inntekter - Kraftpris	59
14.1 Småkraftutbygging – økt produksjonsevne.....	60
14.2 Nettutbygging – økt transportkapasitet.....	61
14.2.1 Økt eksportkapasitet til utlandet	63
14.3 Det nordiske kraftprismarkedet	63
14.4 Grønne sertifikater	64
14.4.1 Elsertifikatmarkedet	64
14.5 Beslutningsgrunnlag	65
15 Lønnsomhetsanalyse	67
15.1 Avkastningskrav.....	67
15.1.1 β -verdi	67
15.2 Modeller for lønnsomhetsvurdering.....	68
15.2.1 Kr/kWh beregning	68
15.2.2 Tilbakebetalingsmetoden	69
15.2.3 Nåverdimetoden	69
15.2.4 Internrentemetoden	70
15.3 Følsomhetsanalyse	70
16 Resultater – Lønnsomhet	71
16.1. Fastsetting av avkastningskrav	71
16.1.2 Risikofri rente	72
16.1.3 Risikotillegg.....	72

16.1.4 Inflasjonskorrigering og fastsetting av reelt avkastningskrav	73
16.2 Investeringskostnad i kr/kWh.....	75
16.3 Tilbakebetalingsmetoden	75
16.4 Nåverdi og internrente	76
16.5 Følsomhetsanalyse	76
16.5.1 Følsomhet for endringer i kraftpris	77
16.5.2 Nåverdi med og uten elsertifikater	78
16.5.3 Følsomhet ovenfor variasjon i nedbørsmengder	79
16.5.4 Følsomhet ovenfor variasjon i nedbørsmengder med varierende kraftpris	79
16.5.5 Økte investeringskostnader med og uten elsertifikater	81
17 Diskusjon	83
17.1 Kartlegging av ressursgrunnet	83
17.2 Dimensjonering	84
17.3 Turbinvalg	84
17.4 Rørdiameter	84
17.5 Lønnsomhet.....	85
18 Konklusjon	86
19 Bibliografi.....	87
19.1 Figurliste	89
19.2 Kartliste	89
19.3 Tabelliste	89

1 Innledning

Denne bacheloroppgaven er skrevet av tre studenter fra to ulike avdelinger ved Høgskulen i Sogn og Fjordane. Alle har bachelorprogrammet Fornybar Energi som utgangspunkt hvor to har studiespesialisering i plan- og miljøfag ved naturfagavdelingen, og én har studiespesialisering i økonomiske- og administrative fag. Dette har lagt noen føringer på strukturen i oppgaven. Vi har etter beste evne forsøkt å kombinere den naturvitenskapelige og den samfunnsvitenskapelige tilnærmingen for å løse en problemstilling.

Vi ønsket å se på en problemstilling knyttet til småkraftutbygging i et vassdrag i nærheten av Sogndal. Vi ville lære mer om prosessene som er nødvendig for å drive en småkraftutbygging fra idé til prosjektskisse. Etter samtaler med administrerende direktør Terje Bakke Nævdal i Sognekraft AS, ble vi rådet til å jobbe med Fardalselvi som munner ut i Sogndalsfjorden. Fardalselvi har stor fallhøyde og en avrenning som varierer mye gjennom året.

Oppgaven består av tre hoveddeler etter at problemstilling, overordnet metode og bakgrunn for oppgaven er presentert. I hoveddelene er funnene vi har gjort underveis grunnlaget for det videre arbeidet. Hoveddelene i oppgaven er i så stor grad som mulig kronologisk oppbygd der metoden, og resultatene metoden gir, blir presentert. En oppsummering av fremgangsmåten blir presentert i kapittel 6 og kan være en leserveiledning der kronologien i oppgaven blir presentert oversiktlig.

Første del (kapittel 8 og 9) er en ressurskartlegging av nedbørsfeltet for å finne hvor mye vann som er tilgjengelig for kraftproduksjon, til hvilken tid av året det er tilgjengelig, og hvordan avrenningen varierer fra år til år.

Del to (kapittel 10 til 12) tar for seg valg knyttet til utformingen av kraftverket, og hvilke tekniske løsninger som er best egnet til å utnytte den tilgjengelige ressursen. Hovedfokus er valg og dimensjonering av de komponentene som er avgjørende for produksjonen. Når ressursen er kartlagt og de tekniske løsningene som påvirker produksjonen er valgt, kan vi estimere produksjonen. Komplementære tekniske løsninger som må være på plass i kraftverket blir presentert for å legge grunnlaget for investeringskostnaden til kraftverket.

Del tre (kapittel 13-16) tar for seg de økonomiske spørsmålene knyttet til kraftverket. På bakgrunn av utbyggings- og driftskostnader, produksjonsestimater og estimater av fremtidige kraftpriser blir lønnsomheten til kraftverket vurdert. Det er i tillegg foretatt følsomhetsanalyser for å finne ut hvor følsomt kraftverket er for endringer i basisforutsetningene vi har lagt til grunn.

Som en avslutning blir material, metode og resultat for hoveddelene diskutert. Videre er det gitt en konklusjon som skal gi svar på problemstillingen. Hovedmålet til oppgaven er å gi svar på om det er mulig, og om det er lønnsomt med småkraftutbygging i Fardalselvi.

Alle modeller for produksjonsestimering og lønnsomhetsanalyse er utført i Microsoft Excel. Modellene inneholder store mengder data og er mest egnet for elektronisk gjennomgang. Disse modellene er overlevert Høgskulen i Sogn og Fjordane.

Liste over Microsoft Office Excel-regneark filer:

- Fardalkraftverk.xlsx
- Følsomhetsanalyse.xlsx

2 Problemstilling

- Hva er ressursgrunnlaget, de nødvendige tekniske løsningene og lønnsomheten til et potensielt småkraftverk i Fardalselvi i Sogndal kommune?

Med denne problemstillingen ønsker vi å beregne ressursgrunnlag og foreslå tekniske løsninger. Ut fra dette skal vi estimere produksjonen og gi svar på hvorvidt en småkraftutbygging i Fardalselvi er lønnsom eller ikke.

3 Overordnet metode

I dette kapittelet ønsker vi å forklare kort hvilke data vi har samlet inn og hvordan vi har gått frem. Den overordnede metoden ligger til grunn for vår tilegning av kunnskap og er fremgangsmåter for å besvare problemstillingen på en god måte.

Senere i oppgaven vil hver hoveddel inneholde en utdypende og konkret forklaring for hvilke metoder og fremgangsmåter som ligger til grunn for resultatet.

3.1 Ressurskartlegging

For å kartlegge ressursgrunnlaget har vi brukt kvantitativ metode i form av historiske nedbørsdata fra nedbørsfeltet i perioden 1961-1990, og avrenningsdata fra en representativ elv. Dette er data hentet fra undersøkelser gjort av NVE og Meteorologisk Institutt. Disse dataene er behandlet i Microsoft Excel. I dokumentanalyse av tidligere arbeid og befaring har vi tatt beslutninger knyttet til lokalisering av kraftverket.

3.2 Tekniske løsninger

Fastsetting av tekniske løsninger er sammensatt, og for å sikre et gyldig resultat på dette området har vi benyttet både kvalitativ og kvantitativ metode. For valg av tekniske løsninger har vi brukt NVE sin veileder. Veilederen er basert på statistikk fra tidligere utbygginger og erfaringstall, og gir anbefalinger for fremtidig småkraftutbygging. Vi har gjennom personlig intervju, telefonintervju, og epostkorrespondanse med fagfolk, innhentet nyttig informasjon og anbefalinger for fremgangsmåte. GIS er blitt brukt for å kartlegge grunnforhold i området hvor kraftverket planlegges. Dette inkluderer løsmasseoversikt, terrengprofil og fremstilling av plankart.

3.3 Lønnsomhetsvurdering

Resultatene i den økonomiske analysen skal gi utbygger beslutningsrelevant informasjon. For å sikre at de data vi har lagt til grunn er korrekte har vi benyttet både kvantitative og kvalitative data. For fastsetting av kraftpris og pris på elsertifikater har vi studert kvantitative data med historisk statistikk fra Nordpool og Montel. Avkastningskravet er et resultat av dokumentanalyse fra flere kilder hvor statistikk med erfaringstall fra Norske offentlige utredninger, PriceWaterhouseCoopes og Enova er lagt til grunn.

For kostnadsberegning av de tekniske løsningene er NVE sitt kostnadsgrunnlag lagt til grunn. Dette er en veileder for prissetting av komponenter med erfaringstall fra tidligere utbygginger. Vi har innhentet kvalitative data i form av personlig intervju og epostkorrespondanse med Sognekraft AS, Nydal Energiutvikling AS, Småkraft AS og Sparebanken Sogn og Fjordane for å verifisere kostnadsgrunnlaget. Dette har gitt oss erfaringsbaserte tall og anbefalinger som er lagt til grunn sammen med de kvantitative dataene. For lønnsomhetsvurderingen har vi benyttet nåverdimetoden, internrentemetoden, tilbakebetalingsmetoden og beregnet investeringskostnad i kr/kWh.

3.4 Validitet

Vi har sikret oppgavens validitet ved å sammenlikne resultatene opp mot liknende arbeid. Vi har brukt fagfolk som ekstern kontroll av funnene vi har gjort for å styrke oppgavens validitet. I tillegg har vi benyttet et kjent og mye brukt datagrunnlag for både ressurskartleggingen og lønnsomhetsanalysen.

3.5 Reliabilitet

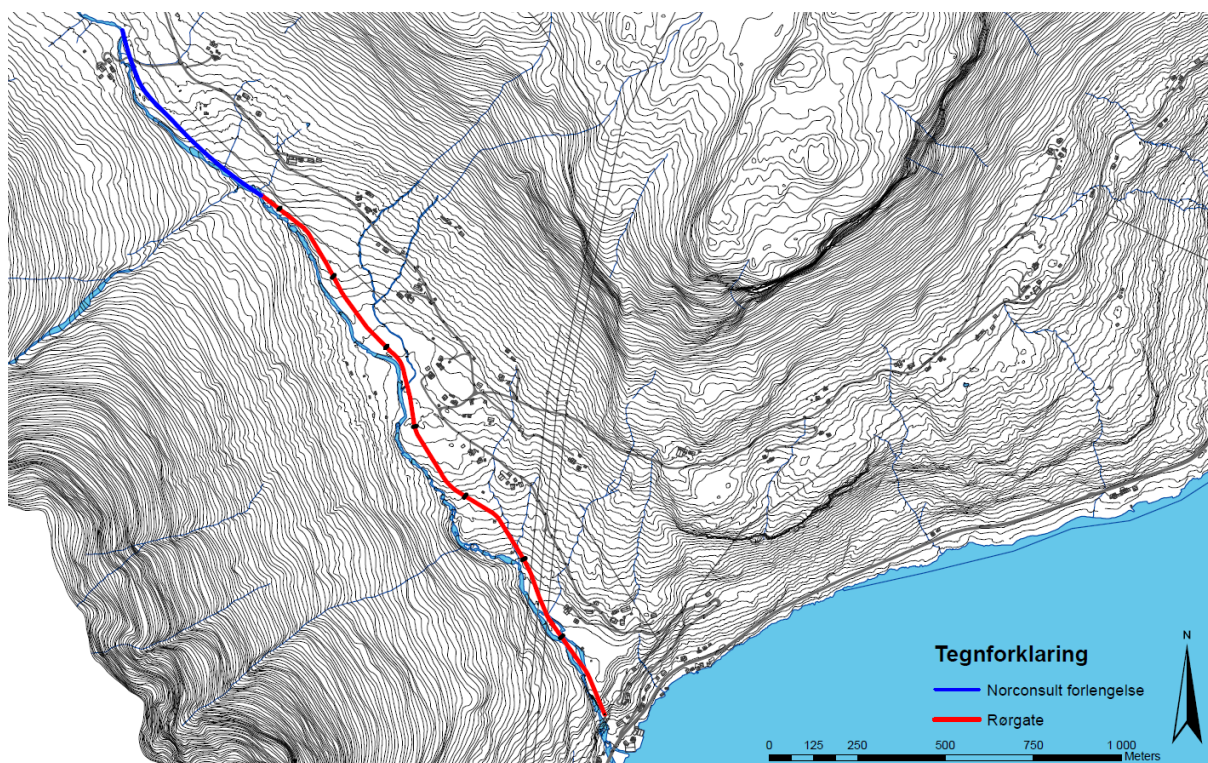
Reliabilitet er en metodes evne til å gi samme resultat ved senere undersøkelser ved like eller sammenlignbare forhold. Vi har lagt vekt på at resultatene våre skal ha god forankring i kildene og at metodikken skal presenteres grundig ved hvert enkelt funn. Dette gjør at etterprøving av våre metoder, skal gi et likt eller sammenlignbart resultat.

4 Tidligere arbeid

Det er foreslått flere alternativer til hvordan et kraftverk i Fardalselvi kan realiseres.

Norconsult gjorde i 2008, på oppdrag fra Sognekraft AS, en skisserapport med to mulige løsninger for hvordan kraftutbygging i Fardalselvi kan utformes (Norconsult, 2008). Inntaket er plassert ved gården Hjelmesete og kraftstasjonen er plassert i overkant av Fardalsfossen. I denne prosjektskissen er inntaket på 275 meter over havet og kraftstasjonen på 38 meter over havet. Dette gir et samlet fall på 237 meter. Ved å legge inntaket her blir nedbørsfeltet til kraftverket 21,2 km². Dette gir en midlere avrenning på 0,86 m³/s.

Norconsult foreslår to ulike alternativer for hvordan kraftverket skal dimensjoneres. Et alternativ med en installert effekt på 2,2 MW og et på 3,65 MW. Utbyggingskostnadene på disse alternativene er på henholdsvis 26,1 og 33,8 millioner kroner eller 2,94 og 3,68 kr/kWh. Deres produksjonsberegninger har tatt utgangspunkt i elven Feios som representativ målestasjon.

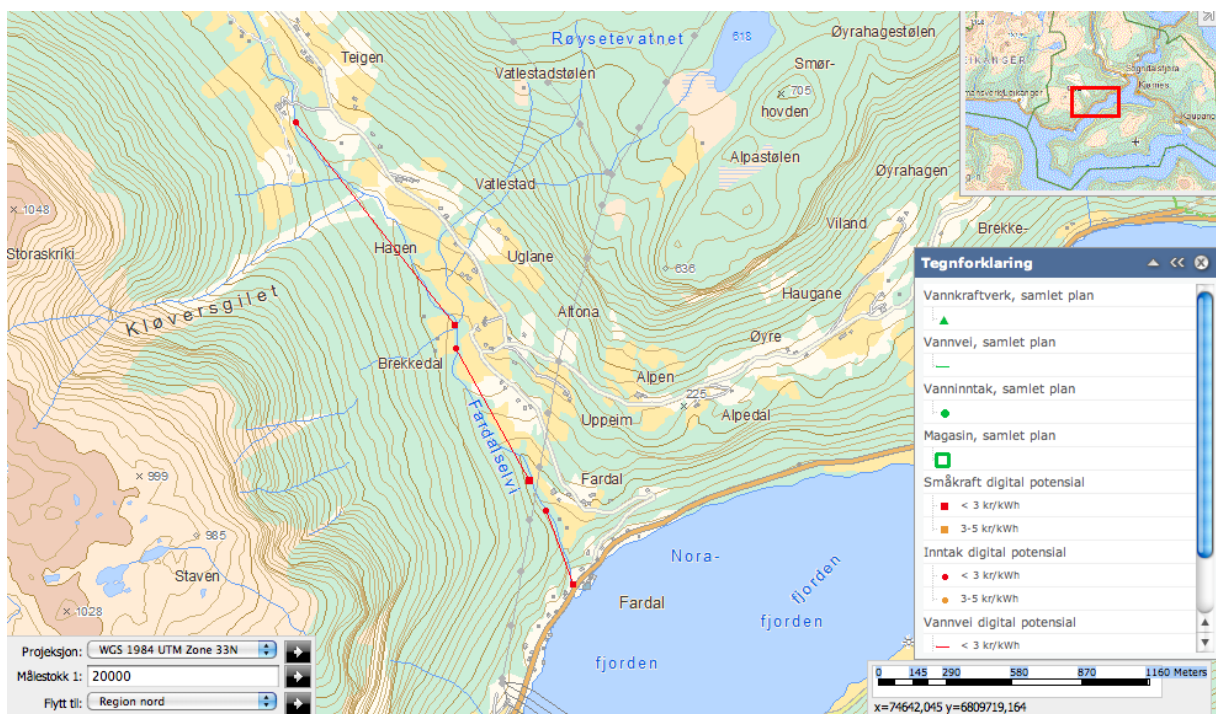


Kart 1 Rød + blå linje illustrerer Norconsult sitt valg av vannvei

Sognekraft AS har sendt inn en konsesjonssøknad for et småkraftverk i Fardalselvi med installert effekt på 3,9 MW og estimert årlig produksjon på 9,9 GWh.

NVE har gjort en generell ressurskartlegging av alle nedbørsfelt i Norge av en viss størrelse. Dette er en enkel analyse som baserer seg på opplysninger om hydrologiske forhold, generelle prisnivå, områdets topografi og avstand til eksisterende kraftlinjer og veier. De ulike traséene er foreslått i NVE atlas med kart som viser investeringskostnadene i kr/kWh.

Denne kartleggingen er grov, men foreslår 3 potensielle løsninger for småkraftverk i Fardalselvi. To kraftverk på 0,5-1 MW og et på 1-10 MW installert effekt (energidirektorat, 2012).



Kart 2 NVE sin ressurskartlegging av Fardalselvi

5 Fornybar energi i Norge

Som følge av den globale oppvarmingen og de økte klimagassutslippene verden over er det i de senere årene blitt lagt en del føringer og retningslinjer for bruk og produksjon av energi. Med det stadig økende energibehovet verden står ovenfor, er det nødvendig å redusere klimagassutslippene ved å redusere bruk av fossil energi og øke andelen fornybar energi.

Eu sitt fornybardirektiv gir viktige føringer for norsk energi- og klimapolitikk. Direktivet har som mål å etablere et felles rammeverk for å fremme fornybare energikilder. Det overordnede målet er å øke EUs andel av fornybar energi fra 8,5 % i år 2005, til 20 % av det totale energiforbruket innen år 2020 (Klimakur 2020, 2009).

Et land kan øke sin fornybarandel ved å redusere utslipp, øke produksjon av fornybar energi eller handle med statistikk. Handel med statistikk innebærer enkelt sagt at et land kan kjøpe fornybar energi fra et annet land og dermed øke sin fornybarbrøk. På denne måten stimuleres land med allerede høy fornybarandel til å skape ny fornybar energi og selge til utlandet (Klimakur 2020, 2009).

Et ledd i Norges klimapolitikk er et ambisiøst mål om at vårt totale energiforbruk innen 2020 skal bestå av 67,5 % fornybar energi. Dette skal i praksis innebære at Norge, i samarbeid med Sverige skal øke kraftproduksjonen fra fornybare energikilder med 26,4TWh frem mot 2020. Avtalen sier ingenting om hvor den nye kraften skal produseres, men Norge har et mål om å stå for halvparten, altså 13,2 TWh av den nye produksjonen (Christensen, 2011).

Målene om økt produksjon av ny fornybar energi har ført til en felles elsertifikatordning mellom Norge og Sverige kjent som grønne sertifikater. Grønne sertifikater er en måte å subsidiere utbygging av ny fornybar energi. Dette skjer i praksis ved at produsenter av ny fornybar energi mottar ett elsertifikat for hver MWh ny fornybar energi som produseres. Kraftleverandørene er videre pålagt å kjøpe elsertifikater for en viss andel av selskapets kraftleveranse. På denne måten skapes det et marked og en pris for elsertifikatene som gjør at produksjon av ny fornybar energi blir mer lønnsom (Statnett, 2012).

Norge har store vannkraftressurser og utbygging av småkraft vil stå for store deler av den nye fornybare energiproduksjonen frem mot år 2020. Ved å besøke NVE sine hjemmesider

ser vi at det foreligger søknader for vannkraftverk tilsvarende 10,2 TWh per 26.1.13. Konesjonssøknadene har lang behandlingstid hos NVE og OED og medfører flere års ventetid for utbygger. Dette gir store forsinkelser og er med på å dra ned ønsket tempo for utbygging av ny fornybar energi frem mot år 2020.

Hvorvidt de fastsatte målene er realistiske og oppnåelige kan være diskuterbart. Det kan uansett sies å være en offensiv satsing, og en tydelig pekepinn på hvordan norsk klimapolitikk gjennomføres.

5.1 Små kraftverk

Små kraftverk er en samlet betegnelse på kraftverk med installert effekt på 10 MW eller mindre. Det er vanlig å dele samlebetegnelsen inn i 3 underkategorier:

- Mikrokraftverk, installert effekt på under 0,1 MW
- Minikraftverk, installert effekt fra 0,1-1 MW
- Småkraftverk, installert effekt fra 1-10 MW

En utbygging i Fardalselvi vil være i størrelsesorden 1-10MW og falle under kategorien småkraftverk.

5.2 Generell kraftverksplanlegging

Før en eventuell konsesjonsprosess settes i gang er det en del nøkkelfaktorer og kriterier som må være til stede, og det må utarbeides en projektskisse. Gunstige faktorer for en kraftverksutbygging er mye nedbør som er jevnt fordelt over året, mye og konsentrert fall, enkelt tilkomst og kort avstand til eksisterende linjer.

Når flere av de gunstige faktorene for kraftutbygging er oppfylt kan arbeide med en projektskisse starte. Projektskissen inneholder en ressurskartlegging, mulige tekniske løsninger og et grovt kostnadsoverslag. Videre i prosessen må forholdet til grunneiere og fallrettsinnehavere avklares. Projektskissen skal gi et beslutningsgrunnlag for videre handling og kartlegge faktorene som påvirker realiseringsmulighetene for prosjektet. Skissen redegjør om kraftverket er konsesjonspliktig.

5.3 Konesjonssøknad

I vannressursloven § 18 heter det: " Vassdragstiltak som kan være til skade eller ulempe av betydning for allmenne interesser må ha konsesjon etter vannressursloven". I praksis betyr dette at alle vannkraftanlegg over 1 MW må ha konsesjon fra NVE før tiltak kan iverksettes i vassdrag som ikke er bygd ut fra før. En utbygging i Fardalselvi vil være større enn 1 MW og dermed kreve konsesjonssøknad.

En konsesjonssøknad med konsekvensutredninger er et omfattende arbeid og en stor del av planleggingen av et småkraftverk. I konsekvensutredning skal alle effekter av utbyggingen belyses. Konsekvenser for nærmiljøet, det biologiske mangfoldet, kulturminner, samfunnsikkerhet og kost nytte skal utredes. Den samfunnsøkonomiske nytten og hvor vidt utbyggingen er i tråd med lokale, regionale og nasjonale retningslinjer blir så vurdert på bakgrunn av konsesjonssøknaden og konsekvensutredningen. Det er NVE som behandler søknadene med Olje- og energidirektoratet som ankeinstans.

Spørsmål knyttet til konsesjonssøknaden og konsekvensutredning er ikke sentral i denne oppgaven. Det er likevel en del valg som er tatt med tanke på å få forslaget gjennom en konsesjonssøknadsprosess. Dette gjelder blant annet valg av tekniske løsninger og plassering av kraftstasjon.

6 Fremgangsmåte i kronologisk rekkefølge

For å vise hvordan vi har gått frem for å beregne størrelsene til kraftverket, er oppgaven i så stor grad som mulig kronologisk oppbygd der de ulike trinnene i prosessen er avhengige av det forrige trinnet.

Vår fremgangsmåte satt i kronologisk rekkefølge blir som følger:

- Inntaket plasseres for å avgrense nedbørsfeltet
- Nedbørsfeltet og tilgjengelig vannressurs kartlegges
- Kraftstasjonen plasseres for å fastslå fallhøyden
- Hovedkomponentene, de komponentene som påvirker produksjonen, dimensjoneres på bakgrunn av ressursgrunnlag og fallhøyde
- Produksjonen estimeres
- Beregning av totalkostnader
- Beregning av inntekter
- Investeringsanalyse
- Følsomhetsanalyse
- Diskusjon
- Konklusjon

Inntakets plassering er essensiell for å beregne størrelsen på nedbørsfeltet og er noe av det første som må gjøres. Når inntaket er plassert blir nedbørsfeltet som danner ressursgrunnlaget kartlagt. Siden mengden kraft vi kan utnytte er proporsjonal med fallhøyden, må plassering av kraftstasjon fastsettes før dimensjoneringen av hovedkomponentene kan starte. Når hovedkomponentene er bestemt kan vi gå i gang med produksjonsestimeringen.

Kostnadene på hovedkomponentene, de komplementære komponentene og byggekostnadene må fastsettes for å finne investeringskostnaden. Investeringskostnaden vil sammen med årlige drifts- og vedlikeholdskostnader gi de totale kostnadene til kraftverket. Produksjonsestimatet danner sammen med forventede kraftpriser grunnlaget for inntektene til kraftverket.

Når vi har estimert inntektene og kostnadene kan vi foreta en lønnsomhetsvurdering og andre økonomiske analyser av kraftverket. Resultatet av de økonomiske analysene gir grunnlag for å konkludere om kraftverket vil være en god investering eller ikke.

7 Forutsetninger

Denne oppgaven er i stor grad basert på NVE sin veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk (Norge, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010). Dette er en generell veileder for småkraftutbygging. Vi forutsetter at metodene i veilederen er gode nok for vår oppgave som er på et skissestadie.

Det forutsettes at målestasjonen som er brukt for å vise variasjon i vannføring er representativ for Fardalselvi, og at nedbørsdata for måleperioden 1961-1990 gir et godt nok bilde av hvordan avrenningen vil være i fremtiden.

Miljø og samfunnsmessige effekter faller utenfor fokuset i denne oppgaven. Dette er bestemt etter gjennomgang av kriteriene som stilles for prosjekteringen av et vannkraftverk på skissestadiet, men mest etter vurdering av relevans i henhold til problemstillingen. Likevel er enkelte miljø- og samfunnsmessige hensyn gjort i valg av tekniske løsninger.

Vi forutsetter at generelle priser hentet fra NVE sitt kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg er representative for prisene på markedet. Der NVE sin håndbok ikke gir oss tilstrekkelig data har vi benyttet oss av utstyrsleverandører i kraftbransjen og forhørt oss med fagfolk med erfaring med lignende utbygginger.

Inntektsestimeringen er gjort med utgangspunkt i gjennomsnittlige historiske kraftpriser. Der annet ikke er opplyst er det lagt til grunn inntekter fra elsertifikater i de første 15 driftsårene.

Spørsmålet om egenkapitalrentabilitet faller utenfor vårt fokus i denne oppgaven.

Modigliani-Miller teoremet hevder at skattlegging, utbyttepolitikk og andre kapitalkostnader er irrelevant for total kapitallønnsomheten. Vi har derfor valgt å utelukke alle kostnader av denne typen for spørsmålet om total lønnsomheten.

DEL 1: Ressurskartlegging

For å finne ut hvor mye kraft vi kan produsere i Fardalselvi, og for å finne de tekniske løsningene til kraftverket er det nødvendig å kartlegge ressursgrunnlaget til elven. Dette er noe av det første som må være på plass ved planleggingen av et vannkraftverk. I kapittel 8 og 9 er metode og resultat for ressurskartlegging i Fardalselvi presentert.

8 Ressursgrunnlag

For å kartlegge ressursgrunnlaget til Fardalselvi må vi kartlegge egenskapene til nedbørsfeltet. Dette gjelder:

- Nedbørsfeltets størrelse
- Årlig nedbør
- Hvordan avrenningen varierer fra år til år
- Hvordan avrenningen varierer gjennom året
- Hvilke egenskaper nedbørsfeltet har som påvirker avrenningshastigheten

Det er ingen målestasjoner som registrerer vannføring i Fardalselvi. For å beregne nedbørsfeltets størrelse har vi brukt NVE sine karttjenester. Elektroniske kart fra NVE sine nettsider (NVE-atlas) kan beregne nedbørsfeltets egenskaper fra et gitt punkt ved hjelp av applikasjonen "lavvann" (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2012). Denne applikasjonen bruker metrologiske data til å estimere midlere avrenning til inntaket til kraftverket, som må være fastsatt først. Lavvannapplikasjonen gir også svar på en del egenskaper til nedbørsfeltet som er avgjørende for avrenningshastigheten. En kommer frem til samme midlere avrenning ved å ta gjennomsnittet av avrenningsdata som er tilgjengelig for nedbørsfeltet i millimeter/år, og multiplisere det med arealet på nedbørsfeltet for å få $\text{m}^3/\text{år}$. Dette er data som er tilgjengelig gjennom de interaktive kartdatabasene NVE-atlas eller senorge.no.

Utgangspunktet for denne estimeringen er nedbørsdata fra perioden 1961-1990 og elektroniske kart som avgrenser nedbørsfeltet langs høyeste punkt. Dette er de samme nedbørsdata som Norconsult har benyttet seg av i sin rapport.

Nedbørsdata er relativt usikre for små nedbørsfelt og kan i følge NVE sin veileder avvike så mye som 20 % fra det som er beregnet i nedbørsfelt under 25 km² (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010).

8.1 Plassering av inntak

Noe av det første som må på plass i planleggingen av et småkraftverk er å finne ut hvor inntaket skal være. Når inntaket plasseres, avgrenses også nedbørsfeltet. Det vil si at hvis en plasserer inntaket lenger opp i elven vil en få større fallhøyde men et mindre nedbørsfelt. Inntakets plassering blir derfor et kompromiss mellom mest mulig fall og størst mulig nedbørsfelt.

8.2 Kartlegging av nedbørsfeltet til Fardalselvi

Faktorer som påvirker avrenningshastigheten fra nedbørsfeltet er størrelsen på nedbørsfeltet, antall og størrelse på innsjøer og breer, type vegetasjon, gradienten på nedbørsfeltet, høyde over havet og urbanisering. For å få et visuelt inntrykk av hvordan snøsmeltingen utarter seg gjennom året har vi benyttet oss av kartdatabasen over snømengde på senorge.no og vært på befarings.

8.3 Representativ målestasjon

Det er som nevnt ingen målestasjoner i Fardalselvi som kan vise den faktiske vannføringa i elva. NVE atlas gir oss svar på midlere avrenning, men ikke hvordan avrenningen varierer gjennom året, eller fra et år til et annet. For å finne en måleserie fra en elv som oppfører seg tilnærmet likt som Fardalselvi har vi sett etter målestasjoner i nærområdet til Fardalselvi. Valg av representativ målestasjon ble gjort i samråd med Einar Sofienlund (Sofienlund, 2012) som foreslo Krokedalselvi som renner ut i Lustrafjorden og er vist med omriss på kart 3, s.23.



Kart 3 Nedbørsfelt Krokedalselvi

Grunnen til at Krokedalselvi ble valgt fremfor mer nærliggende vannmerker som Sogndalsvatn og Feios er at de to sistnevnte målestasjonene har et nedbørsfelt med andre egenskaper enn det som er tilfelle i Fardalselvi. Sogndalsvatn og Feios har større nedbørsfelt og jevnere vannføring. I tillegg har begge disse nedbørsfeltene isbreer som gir en jevn sommeravrenning.

Vi har forutsatt at Krokedalselvi og Fardalselvi oppfører seg likt gjennom året og bruker avrenningsdata fra Krokedalselvi til å beskrive hvordan avrenningen i Fardalselvi vil variere gjennom året. Måleserien fra Krokedalselvi er ukentlige feltmålinger fra perioden 1966-2011. Målingene er i m^3/s tatt kl. 12:00 en gang i uken over 46 år.

8.3.1 Årstidsvariasjoner og variasjon fra år til år

Ved å dividere midlere avrenning i Fardalselvi med midlere avrenning i Krokedalselvi får vi et forholdstall mellom de to elvenes størrelse.

$$\frac{\text{Midlere vannføring Fardalselvi}}{\text{Midlere vannføring Krokedalselvi}} = \text{omregningsfaktor}$$

$$\frac{0,93\text{m}^3/\text{s}}{2,22\text{m}^3/\text{s}} = 0,42$$

Ved å multiplisere dette forholdstallet med de ukentlige målingene i Krokedalselvi, skalerer vi tallene fra Krokedalselvi til å gjelde for Fardalselvi.

Med denne metoden kan vi multiplisere forholdstallet med de ukentlige målingene fra Krokedalselvi i måleperioden 1966-2011 og få et estimat over hvordan den ukentlige avrenningen varierer gjennom året og fra år til år. Det er ukentlige avrenningsdata som legges til grunn for å estimere driftstimer kraftverket vil ha.

8.3.2 Representative måleserier for produksjonsestimering

For å finne ut hvordan produksjonen varierer gjennom året har vi tatt utgangspunkt i hvordan avrenningen er i et normalår. Som normalår har vi brukt det året som avviker minst fra gjennomsnittlig avrenning gjennom måleperioden fra 1966-2011, og er satt til 1975. Hvordan avrenningen varierer i et normalår er essensielt for produksjonsestimeringen og gir svar på hvor mange driftstimer kraftverket vil ha med ulik last, og er grunnlag for dimensjoneringen av kraftverket.

For å beskrive hvordan avrenningen varierer fra år til år har vi tatt utgangspunkt i avrenningen i tre ulike år: et tørt år, et normalår og et vått år. Normalåret ligger tettest opp mot gjennomsnittlig årlig avrenning, og det tørreste og våteste året ligger lengst fra. Normalår (1975), vått år (1990) og tørt år (1996) er brukt i produksjonsestimeringen og for å beregne lønnsomhet ved ulike scenario.

9 Resultat ressursgrunnlag

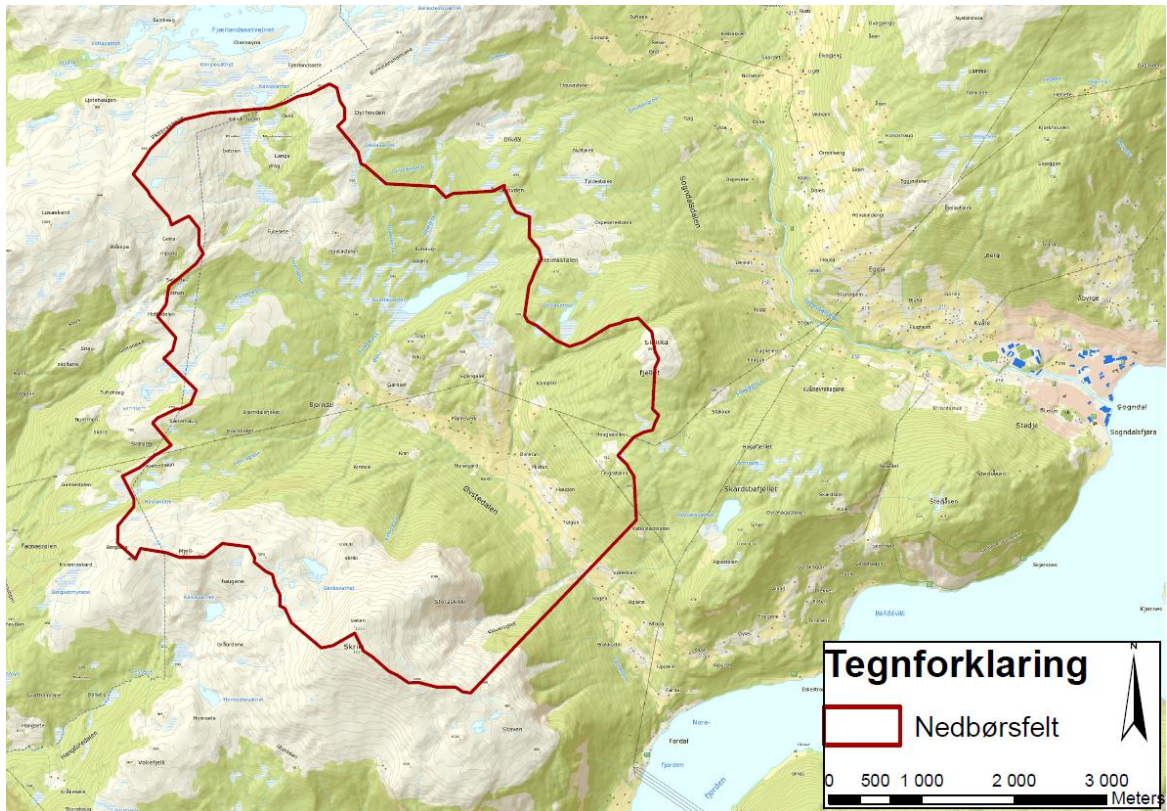
Resultatene bygger på data og metodene som er beskrevet. Resultatene fra ressursgrunnlaget legges til grunn for valg av hovedkomponenter og for dimensjoneringen av kraftverket. Plassering av inntak og avrenningsdata er essensielle for valg av tekniske løsninger senere i prosessen.

I NVEs veileder for Småkraft er de typiske vassdragstypene klassifisert i flere typer. Kystregime, overgangsregime, innlandsregime, fjellregime og breregime. Fardalselvi er i et fjellregime med dominerende vårflo og lavvannsperiode på vinteren.

9.1 Plassering av inntak og avgrensning av nedbørsfeltet

Vi har valgt å plassere inntaket ved kote 236 moh. Dette er like under der sideelven fra Kløversgilet renner ut i Fardalselvi. Ved å avgrense dette nedbørsfeltet i dette punktet får vi et nedbørsfelt på 23,85 km². Avgrensingen av nedbørsfeltet kan ses på kart 4, s.26. Inntaket er 236 meter over havet og blir laveste punkt i nedbørsfeltet. Høyeste punkt i nedbørsfeltet er toppen av fjellet Skriki på 1228 meter over havet. Nedbørsfeltet til Fardalselvi er registrert i NVEs register over nedbørsfelt REGINE. Nedbørsfeltet har vassdragsnummer (077.4Z)

Kløversgilet er et sidednbørsfelt på 2 km² som strekker seg til toppen av fjellet Skriki på 1228 meter. Det er i denne delen av vårt nedbørsfelt snøen ligger lengst utover sommeren. Lang snøsmeltingsperiode bidrar til jevn avrenning gjennom vår og sommer. Ved å plassere inntaket like under der sideelven kommer inn, får vi mer vann til inntaket samtidig som det utnyttes så mye fall som mulig. Kløversgilet er bratt og utsatt for skred, noe som kan medføre betydelig mengde sedimenttransport. Dette må tas hensyn til i utformingen av inntaket. I dalføret lenger opp for inntaket har elven et mindre konsentrert fall, noe som gjør at en må ha flere meter rør for å vinne høyde. Vår plassering av inntak avviker fra Norconsult sitt forslag som har valgt å legge inntaket på kote 275, ved Hjelmasete.



Kart 4 Nedbørsfelt Fardalselvi

9.2 Nedbørsfelt og avrenning

Midlere årlig avrenning fra nedbørsfeltet er 1229 mm/år. Ved å multiplisere dette med nedbørsfeltets størrelse og anta at alt vannet renner ned til inntaksdammen får vi en gjennomsnittlig vannføring til inntakspunktet på 0,93 m³/s. Ved å anta at alt vann renner ned til inntaket blir det ikke tatt høyde for fordampning.

Avrenningen i Fardalselvi vil ha relativt kort reaksjonstid på endringer i nedbør og snøsmelting. I kart 4 kan vi se at terrenget er relativt bratt og i tabell 1 på neste side ser vi at 21,2 prosent av nedbørsfeltet er snaufjell. Det er få dempende faktorer som breer og innsjøer, men 62 prosent av nedbørsfeltet er dekket med skog, dyrket mark eller myr, som demper responstiden til elven noe. Det er likevel rimelig å anta at elven vil ha kort reaksjonstid på endringer i avrenning.

9.2.1 Fardalselvi og Krokedalselvi

Når vi sammenligner de to nedbørsfeltene i tabell.1, s.27, er det en del vesentlige forskjeller mellom Krokedalselvi og Fardalselvi. Krokedalselvi er dobbelt så stort som nedbørsfeltet til

Fardalselvi. Krokedalselvi har en høydeforskjell fra høyeste til laveste punkt på 1449 meter. Dette er 454 høydemeter mer enn i vårt nedbørsfelt. Stor høydeforskjell gjør at snøsmeltingen varer lenger utover våren enn ved lavere høydeforskjell.

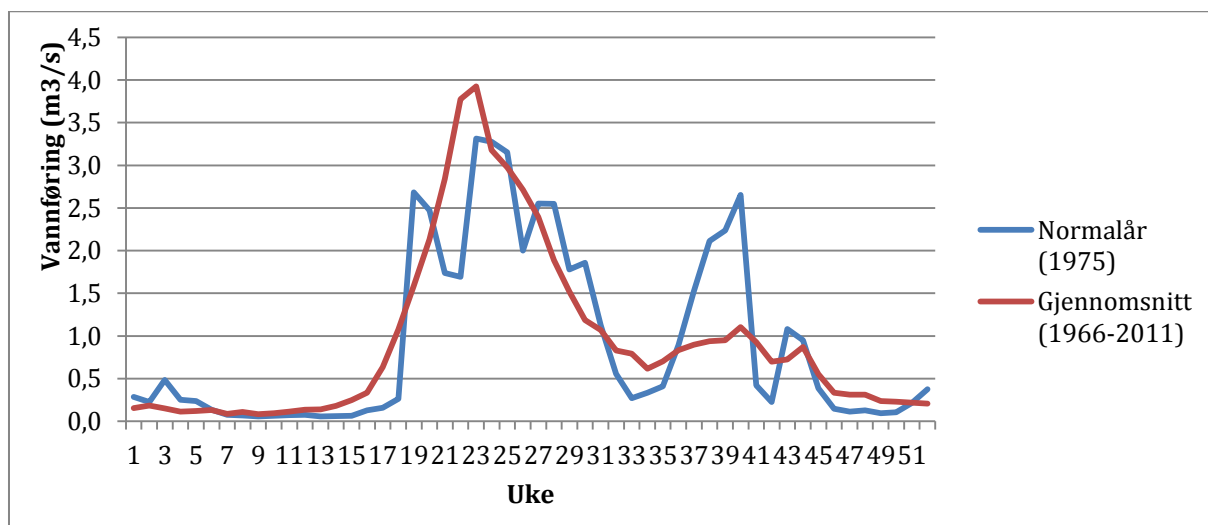
At nedbørsfeltet til Krokedalselvi er større enn i Fardalselvi, og at deler av nedbørsfeltet ligger vesentlig høyere enn i Fardalselvi, tilsier at Krokedalselvi har lengre responstid som følge av nedbørsendringer eller endringer i snøsmelting. Krokedalselvi har imidlertid en mye høyere andel med snaufjell, noe som øker reaksjonshastigheten på endringer i nedbør eller snøsmelting. I nedbørsfeltet til Fardalselvi er det en mye høyere andel dyrket mark, myr og skog, enn i Krokedalselvi. Vegetasjon reduserer avrenningshastigheten. Det er med andre ord faktorer som trekker i begge retninger men vi mener Krokedalselvi er det tilgjengelige vannmerket som representerer Fardalselvi best.

Elv	Fardalselvi ved inntak	Krokedalselvi
Vassdragsnummer	077.4Z	075.2Z
Klimaregion	Vest	Vest
Areal (km ²)	23,85	46
Minimum høyde (moh)	236	17
Maksimum høyde (moh)	1228	1466
Høydeforskjell (m)	995	1449
Midlere årsavrenning (mm/år)	1229,18	1489,56
Middelvannføring (61-90) l/s/km ²	38,96	47,21
Middelvannføring m ³ /s	0,93	2,17
Sjø (%)	0,83	0,96
Bre (%)	0	0
Skog (%)	54,16	16,38
Dyrket mark (%)	4,1	0,04
Myr (%)	3,58	0,3
Snaufjell (%)	21,19	78,07
Urban (%)	0	0
Effektiv sjø (%)	0,04	0,05
Antall innsjøer	7	29
Årsnedbør (mm)	997,4	1190,6

Tabell 1 Sammenligning av nedbørsfeltet til Fardalselvi og Krokedalselvi

9.3 Årstidsvariasjon

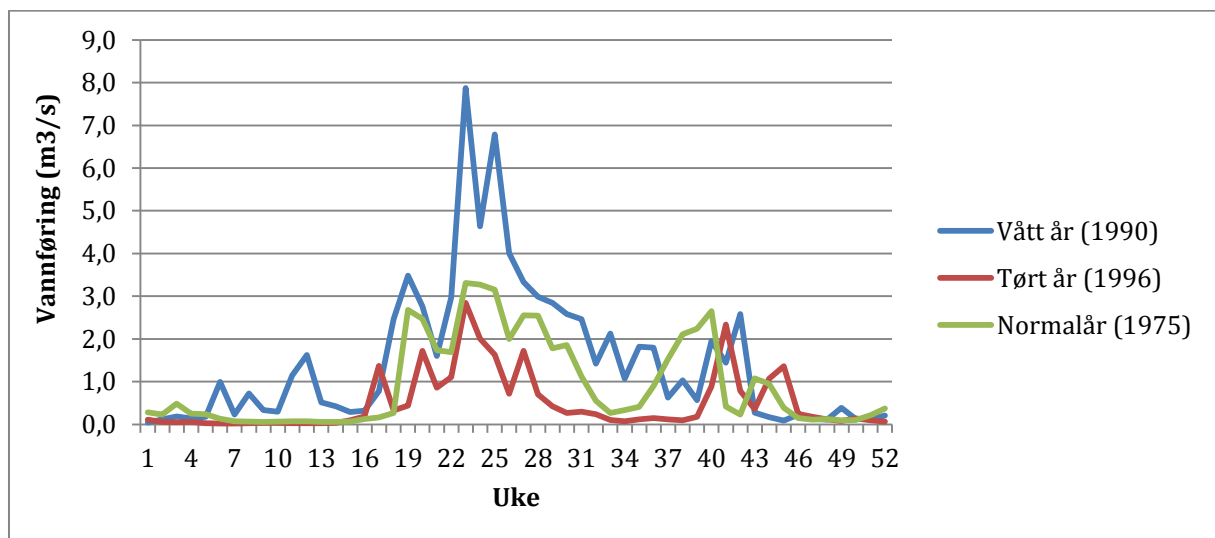
Årstidsvariasjonen er omregnet ved hjelp av omregningsfaktor fra avrenningsdata fra Krokedalselvi til å gjelde Fardalselvi. Vi ser av figur 1 hvordan vannstanden i Fardalselvi er preget av snøsmelting og vårfloam samt økt vannføring utover høsten. Dette er typisk i et fjellregime. Hvis vi deler året i to med et vinter- og et sommerhalvår, ser vi ut i fra figur 1 at det er lav vannføring fra rundt uke 45 til uke 18 og høy vannføring fra rundt uke 19 til uke 44. Hele 91 % av den årlige avrenningen skjer i sommerhalvåret med en tydelig topp i mai når snøsmeltingen er på det sterkeste.



Figur 1 Gjennomsnittlig avrenning over 46 år og normalavrenning fra 1975.

9.4 Variasjon fra år til år

Nedbøren varierer mye fra år til år og gjort synlig i figur 2. Gjennomsnittlig avrenning i et normalår gir midlere vannføring på $0,93 \text{ m}^3/\text{s}$, mens et ekstremt vått år gir midlere vannføring helt opp i $1,49 \text{ m}^3/\text{s}$ noe som er 160 % av normal vannføring. Samtidig vil vannføringen et tørt år kunne gi en gjennomsnittlig vannføring helt nede i $0,50 \text{ m}^3/\text{s}$ noe som er 54 % av normal vannføring. De store variasjonene i vannføring vil naturligvis påvirke produksjonen i stor grad.



Figur 2 Årstidsvariasjon i et tørt, normalt og vått år

Del 2: Valg av tekniske løsninger og produksjonsestimering

Å fastsette de tekniske løsningene i et småkraftverk er en sammensatt prosess der de forskjellige valgene er avhengig av hverandre.

Kapittel 10 presenterer metode og resultat for fastsetting av hovedkomponentene. Dette gjelder alle de komponenter som må være på plass for å kunne si noe om anleggets størrelse og årlig produksjon.

Kapittel 11 presenterer metode og resultat for beregning av driftstimer og årlig produksjon. Driftstimer og årlig produksjon kan beregnes ut fra de fastsatte hovedkomponentenes størrelser, og gir samtidig datagrunnlag for valg av de øvrige tekniske løsningene i kapittel 12.

Kapittel 12 presenterer metode og resultat for valg og prissetting av øvrige komponenter. I tillegg presenteres metode for prissetting av hovedkomponentene. Dette gir grunnlag for lønnsomhetsanalysen.

10 Fastsetting av hovedkomponenter

I dette kapittelet skal vi presentere hvilke fremgangsmåter vi har brukt for å beregne størrelse på kraftverket og årlig produksjon. Dette er en komplisert prosess med mye prøving og feiling der målet er å optimalisere produksjonen. Vi har prøvd å presentere de ulike størrelsene som slukeevne, turbinstørrelse og rørdiameter i noenlunde kronologisk rekkefølge for på best mulig måte vise trinnene i prosessen.

På bakgrunn av resultatene fra ressurskartleggingen og plassering av inntak blir hovedkomponentene til kraftverket bestemt. Dette gjelder plassering av kraftstasjon, turbinstørrelse, lengde på vannvei og rørdimensjon. De resterende komponentenes størrelse og pris er gitt av størrelsen på hovedkomponentene.

For å fastsette størrelsen på hovedkomponentene har vi foretatt en produksjonsestimering, med flere ulike alternativer i et regneark. De faktorene som påvirker produksjonen er fall, tilgjengelig vann og størrelsen på turbinen. Noen parametre er enkle å fastslå, slik som

fallhøyde og lengden på rørgata, mens størrelsen på turbinen og kraftverkets slukeevne blir en avveining mellom flere ulike faktorer.

10.1 Kraftstasjon

For kraftstasjonen har vi valgt samme plassering som Norconsult har foreslått i sin rapport fra 2008. Plasseringen vil være like i overkant av Fardalsfossen som går ned mot riksvei 55 og vil være 38 meter over havet. I ressurskartleggingen ble lokaliseringen av inntak like under Kløversgilet satt til 236 meter over havet. Dette gir en brutto fallhøyde på 198 meter.

Vi støtter forslaget om å bevare fossen i Fardal, og kraftstasjonen er derfor lagt i overkant av fossen. Dette vil gjøre landskapsinngrepet så skånsomt som mulig samtidig som man nyttiggjør seg av fallet i øvre del av fossen. Nedbygging av en foss som er så synlig i landskapet vil sannsynligvis bli et konfliktområde, noe vi ønsker å unngå. Vi antar at det vil være uaktuelt med tillatelse til å bygge ned en foss som er så synlig i landskapet.

10.2 Minstevannføring og slukeevne

Med slukeevne menes den maksimale vannføringen som et vannkraftverk kan nyttiggjøre seg. For ei elv med helt jevn vannføring gjennom året vil slukeevnen til kraftverket bli satt til én gang midlere vannføring. Siden vannføringen i elven varierer over og under gjennomsnittlig vannføring, settes slukeevnen høyere enn midlere vannføring. Kraftverkets slukeevne er sammen med fallhøyden med på å bestemme størrelsen på turbinen.

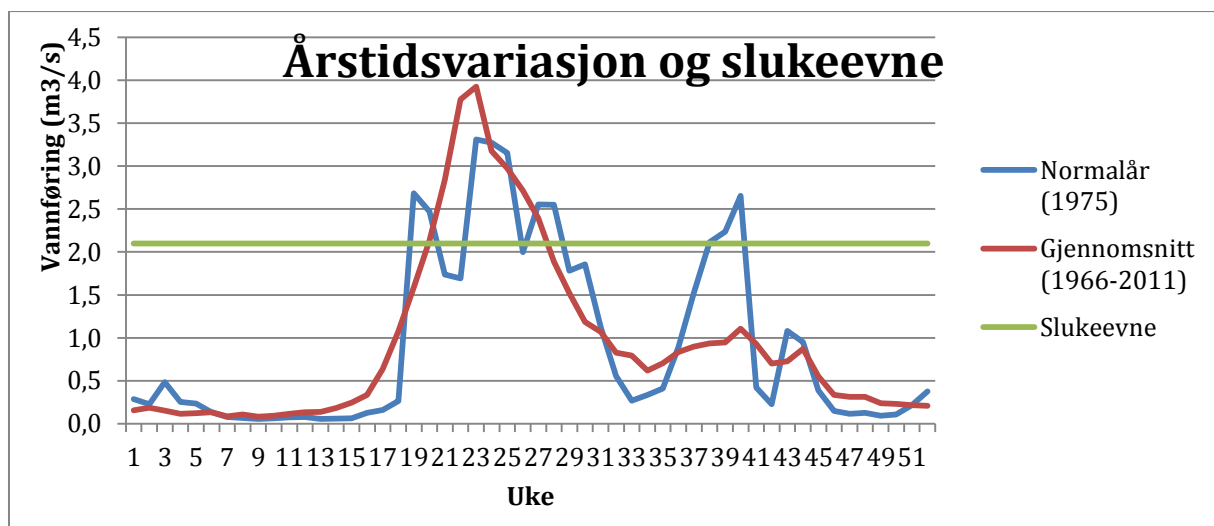
I NVEs veileder for utbygging av små kraftverk brukes to ganger midlere vannføring som tommelfingerregel. I elver med lite dpende faktorer som innsjøer, store myrområder og breer vil den optimale slukeevnen være høyere enn to ganger midlere vannføring. Et bratt nedbørsfelt med mye snaufjell vil også øke avrenningshastigheten i nedbørsfeltet.

I NVE sin veileder anbefales det en minstevannføring på 5 % i planlegging av småkraftverk som tommelfingerregel. Minstevannføringen i Fardalselvi blir da $0,11 \text{ m}^3/\text{s}$. Alle vannføringer over dette er tilgjengelig for kraftproduksjon og brukes i våre beregninger.

Kraftverkets slukeevne settes på grunnlag av mange parametre. Det er en avveining mellom vannets hastighet gjennom røret, turbinestørrelse, hvor mange driftstimer kraftverket vil ha med ulikt pådrag, og når på året kraftprisene er høyest. Vår erfaring er at ulike aktører i

næringen kommer med sprikende svar på hva de mener den optimale slukeevnen bør settes til. Egne beregninger med prøving og feiling, samtaler med Rune Nydal og Einar Sofienlund har ført til at den maksimale slukeevnen til kraftverket er satt til 2,25 ganger midlere vannføring (Nydal, 2012) (Sofienlund, 2012). Dette gir en maksimal slukeevne på $2,1\text{m}^3/\text{s}$. Dette er noe høyere enn det NVE anbefaler men kan forsvares på bakgrunn av egenskapene til nedbørsfeltet og elven. Dette tallet brukes når turbinens størrelse beregnes.

Ved å øke kraftverkets maksimale slukeevne kan den årlige produksjonen økes noe. En går da glipp av driftstimer på lavt pådrag siden turbinen krever minimum 10 prosent av maksimal vannføring for å produsere kraft. Ved å øke slukeevnen og dermed turbinstørrelsen får en høyere produksjon i flomperioder men mer tap av driftstimer ved lav vannføring. Ved å sette slukeevnen til noe lavere enn det som gir høyest årsproduksjon vil vi produsere noe mindre i flomperioder, men mer i perioder med lav vannføring. Kraftverkets slukeevne er nært knyttet til valg av turbin og er beskrevet nærmere under kapittelet for turbinvalg. I perioder der vannføringen er høyere enn slukeevnen vil vi ha flomtap. Av figur 3 ser vi hvordan flomtaket vil være ved den fastsatte slukeevnen. Feltet ovenfor den grønne linjen for slukeevne representerer flomtap.



Figur 3 Årstidsvariasjon og flomtap ved $2,1\text{m}^3/\text{s}$

10.3 Vannvei, rør og falltap

Vannveien skal lede vannet fra inntaket ned til kraftstasjon og turbin. For småkraftverk vil vannveien normalt sett legges i rør, enten på fundament i dagen eller nedgravd. Det er de

siste årene blitt mer vanlig med nedgravde rør, både for å skåne omgivelsene og fordi kvaliteten på nedgravde rør blir stadig bedre og krever mindre vedlikehold. Teknikker for tunnelboring og føring av vannvei i tunnel blir stadig bedre og mindre kostbar. Dette gjør at det de seinere årene også er aktuelt med tunnelboring for småkraftverk.

For produksjonsestimeringen er det nødvendig å finne netto fallhøyde. For å beregne dette må lengden på rørgata, rørtype og dimensjon fastsettes. Disse parameterne gjør det mulig å regne ut friksjonstapet i røret og gir oss netto fallhøyde. Netto fallhøyde kan beskrives som virkningsgraden til vannveien.

$$\text{Brutto fallhøyde} - \text{Falltap} = \text{Netto fallhøyde}$$

10.3.1 Vannvei

Vannveien vil følge samme trasé som er brukt i Norconsult sitt prosjekt, men starter der vi har plassert inntak og dam for denne oppgaven. Vi har målt vannveien til 1808 meter fra inntaket til kraftstasjonen. Dette blir også lengden på røret. Detaljene rundt utformingen av vannveien kommer vi tilbake til i kapittel 12.2.

10.3.2 Rørdiameter

Valg av rørdiameter vil bli gjort etter formel der det er kraftverkets slukeevne og vannhastighet som er avgjørende. Rørene skal kunne svelge unna $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$ vann uten å overstige en vannhastighet på 4 m/s i følge krav fra NVE (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010). Ved å øke rørdiameter synker vannhastigheten.

Rørdiameteren beregnes ut ifra formelen:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{C \cdot \pi}}$$

Hvor D =rørdiamter, Q =slukeevne, C =vannhastighet, $\pi=3,14$

$$\sqrt{\frac{4 \cdot 2,1 \text{ m}^3/\text{s}}{3,29 \text{ m/s} \cdot \pi}} = 0,9 \text{ m} = 900 \text{ mm}$$

Rør leveres i standardiserte størrelser på blant annet 800, 900, og 1000 mm. For Fardal kraftverk ble 900 mm etter prøving og feiling den beste løsningen. Dette gir en hastighet i røret på 3,29 m/s som er innenfor hva NVE krever.

10.3.3 Rørtype

Hvilken type rør som velges har påvirkning på produksjonen på grunn av hvilket friksjons- eller falltap de forskjellige rørene gir. Siden friksjonskoeffisienten er avhengig av overflatemateriale i røret, må falltapet beregnes ut fra hvilken rørtype som skal brukes. Det skilles mellom nedgravde eller synlige rør, tunneler og kanaler. Typene kan klassifiseres ytterligere etter materialtype: det finnes stålrør, støpejernsrør, GRP-rør (glassfiber), PE-rør (polyetylen), betongrør og trerør. Vannveien kan også bores eller sprenges direkte i fjell. I avløpet til kraftverket er det ofte en kanal som fører vannet tilbake til elva eller ut i sjø/innsjø.

I NVE-veileder er det en tabell over de ulike rørtypene som kan benyttes i småkraftverk, der de ulike egenskapene til røra er beskrevet. Dette gjelder hvilke trykk de må tåle, friksjonskoeffisient, størrelser de kan leveres i, holdbarhet, vedlikeholdsbehov og rørets pris.

På bakgrunn av de egenskapene som rørene må ha velges det nedgravde duktile støpejernsrør. Duktile støpejernsrør kan leveres i alle trykkklasser og standard lengder. Disse rørene har lav monteringskostnad og god korrosjonsbestandighet ved nedgraving. Duktile rør gir noe høyere friksjonskoeffisient og har derfor noe høyere falltap enn andre rørtypen, men fordelene med denne rørtypen oppveier for dette falltapet. Friksjonskoeffisienten til duktile støpejernsrør er 0,016 (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010).

Rørene må være sertifisert for å tåle trykket de utsettes for i kraftverket og skal stå i mot det innvendige trykket og aksiale krefter fra trykk og temperaturendringer. Fardal Kraftverk vil måtte tåle trykkendring på 10 prosent. Dette tilsvarer et trykk fra 198 meter + 10 prosent, ca. 22 bar. Til utbygging i Fardal egner duktile støpejernsrør i trykkklasse K9 seg best. Rør på 900 mm i trykkklasse K9 tåler trykk på 31bar som er godt innenfor trykket ved Fardal Kraftverk.

10.3.4 Tunnelboring

De siste 100 meterne ned mot kraftstasjonen er bratt fjell med vanskelig tilkomst. Her har vi valgt tunnelboring fremfor å legge rør. Dette vil for det første gjøre landskapsinngrepet mindre synlig enn ved rør i dagen, og samtidig forenkle arbeidet med vannveien.

Tunnelboring kan utføres på forskjellige måter. Den mest vanlige teknikken er at man i første omgang borer et pilothull med diameter \varnothing 250-300 mm, som i neste omgang blir opprømmet ved tradisjonell raiseboring til ønsket diameter mellom \varnothing 600-2100 mm.

Raiseboring går ut på at en ved hjelp av en senkhammer eller rotasjonskrone opprømmer, eller utvider hullet til ønsket diameter. Ved tradisjonell raiseboring går det en praktisk grense på 600 meters tunnel lengde da kronebytte, lengde på borestreng og overføring av rotasjonsmoment setter sine begrensinger (Rognes, Skog, Henriksen, & Grøner, 2003).

Det er grunn til å anta at friksjonskoeffisienten til en boret tunnel vil avvike fra resten av vannveien. Men på grunn av sprikende informasjon fra få kilder vil vi for enkelthets skyld forutsette lik friksjonskoeffisient i hele vannveien.

10.3.5 Falltap

Når rørlengde, rørdimensjonen og rørtype er fastsatt, kan friksjonstap eller netto fallhøyde beregnes. Friksjonstapet uttrykkes i meter og trekkes fra brutto fallhøyde.

$$htap = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{C^2}{2g}$$

Hvor: $htap$ =friksjonstap, λ = friksjonskoeffisient, L =rørlengde, D =rørdiameter, C =vannhastighet og g =tyngdens akselerasjon

$$0,016 \cdot \frac{1808}{0,9} \cdot \frac{3,29^2}{2 \cdot 9,81} = 17,7m \sim 18m$$

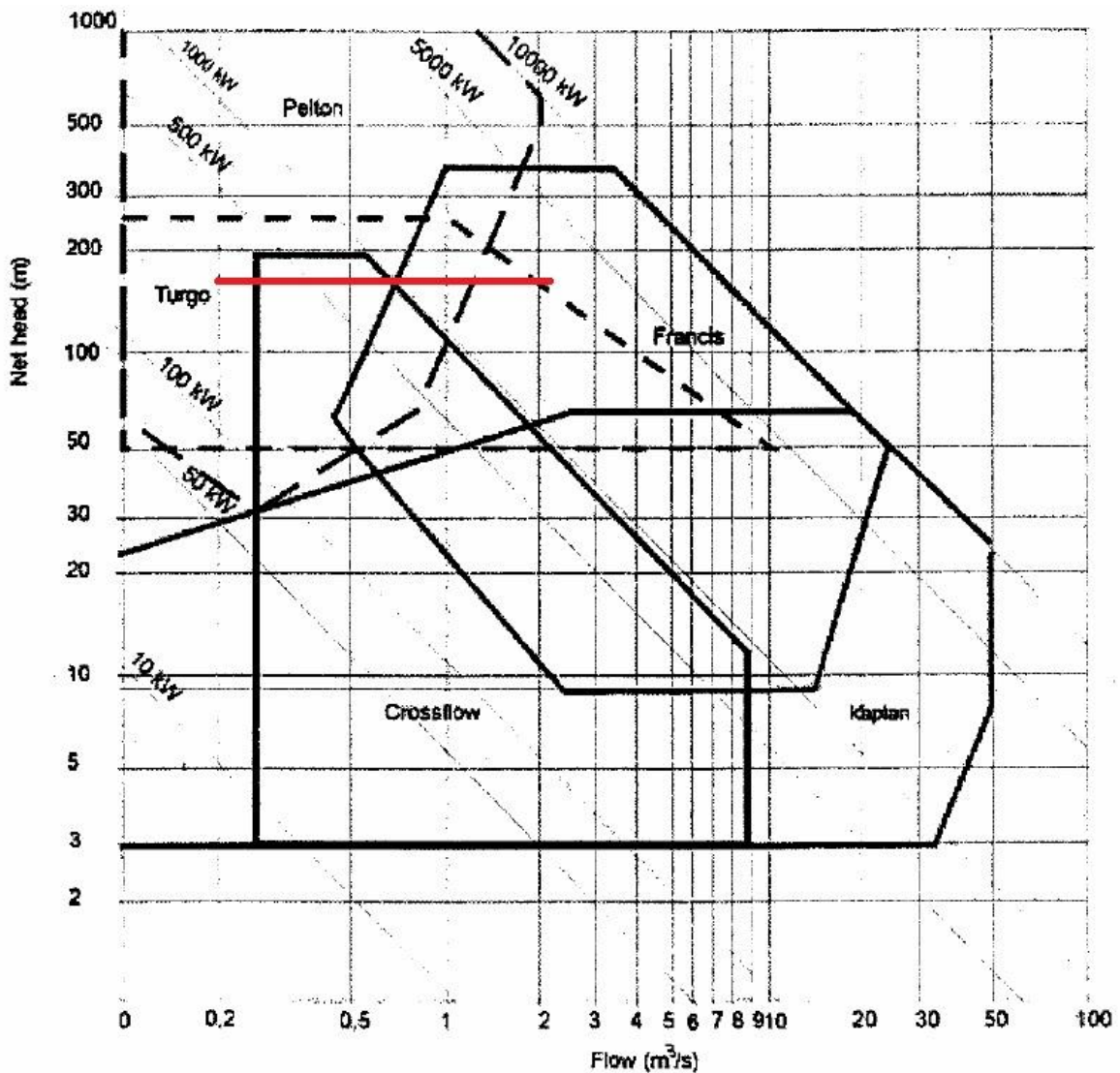
Falltaptet ved kraftverket i Fardal blir 18 meter. Dette gir oss et netto fall på 180 meter når produksjonen går for fullt. Ved lavere last vil hastigheten i røret være mindre og friksjonstapet vil derfor være noe lavere. Dette er ikke tatt hensyn til i produksjonsestimeringen, hvilket betyr at produksjonen ved lavt pådrag kan ligge noe høyere enn antatt.

10.4 Turbin

Det skal gjøres rede for hvilken turbintype som skal benyttes, turbindimensjon og virkningsgrad ved ulik last

For vårt kraftverk er det i hovedsak tre aktuelle turbintyper, Kaplan-, Francis- og Peltonturbiner. Valg av turbin blir gjort på bakgrunn av slukeevne, fallhøyde, midlere vannføring og hvordan vannføringen varierer gjennom året. Den turbinen som i størst grad dekker virkningsområdet til vassdraget velges. Virkningsområdet for aktuelle turbiner er beskrevet i NVE sin veileder og kan kort gjengis slik (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010);

1. Peltonturbinen har en lavere maksimal virkningsgrad en Francis, men fungerer godt i vassdrag med ujevn vannføring og stor fallhøyde. Peltonturbin har høyere virkningsgrad ved lavt pådrag enn Francisturbinen.
2. Francisturbinen fungerer godt med middels vannføringer ved litt mindre fallhøyde. Dersom Francisturbinen kjøres ved lave vannstander synker virkningsgraden betraktelig i motsetning til Peltonturbinen. Det bør derfor vurderes to turbiner når det ikke planlegges magasin.
3. Kaplanturbiner brukes i vassdrag med stor vannføring og liten fallhøyde. Turbinen er mest egnet for elvekraftverk.



Figur 4 Oversikt over virkningsområdet til ulike turbiner som en funksjon av vannføring og fallhøyde

I figur 4 er det tegnet en rød strek i det intervallet som er aktuelt for vår turbin. Den er plassert ved 180 meter netto fallhøyde og et spenn i vannføring fra $0,2 \text{ m}^3/\text{s}$ til $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$. Vi ser at vi befinner innenfor virkningsområde for Francis-, Turgo- og Pelton-turbiner. Kaplan- og Crossflow-turbiner er ikke aktuelle turbiner for vår vannføring og fallhøyde.

Turgo-turbiner fungerer godt i virkningsområdet hvor Pelton- og Francisturbiner overlapper hverandre. Vi fikk inntrykk av at Turgo-turbiner ikke var vanlig å bruke i norske kraftverk og fikk bekreftet dette ved å kontakte aktører i bransjen (Nydal, 2012). I NVEs veileder er heller ikke Turgo-turbinen beskrevet som et reelt alternativ.

Valg av turbin må ses i sammenheng med fastsatt slukeevne. Kraftverket i Fardal faller innenfor virkningsområdet for både Francis- og Peltonturbin. Den ujevne vannføringen i Fardalselvi med lange perioder med lav vannføring trekker i favør av en Peltonturbin på grunn av dens overlegne egenskaper på lav delast. En Peltonturbin fungerer ned til minst 10 % av maksimal kapasitet i følge NVE veileder. En liten turbin produserer mer kraft når vannføringen er lav enn en stor turbin. Årstidsvariasjon i figur

Den ujevne vannføringen i Fardalselvi som vi ser i figur 3, s.32, trekker i favør av Peltonturbin. En Peltonturbin vil gi flere driftstimer og har høyere virkningsgrad ved lav vannføring, men ha noe lavere virkningsgrad enn en Francisturbin ved full effekt. Ved å opprettholde produksjonen i lavvannsperioder unngår en lange perioder med driftsstans og faren for likviditetsproblemer som en følge av inntektstap. De økonomiske aspektene er nærmere beskrevet seinere i oppgaven, men er avgjørende for valg av turbin og nevnes derfor her.

For et småkraftverk i Fardalselvi vil Francis- eller Peltonturbin være mest aktuell. Vi vektlegger å kunne opprettholde produksjonen ved lavere vannføringer, da kraftprisene ofte er sammenfallende høyere ved lav vannføring. Peltonturbinens høye virkningsgrad på lav vannføring er avgjørende for at valget faller på en Peltonturbin.

10.4.1 Turbindimensjonering

Turbinens installerte effekt beregnes ut fra fastsatt slukeevne og fallhøyde.

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n$$

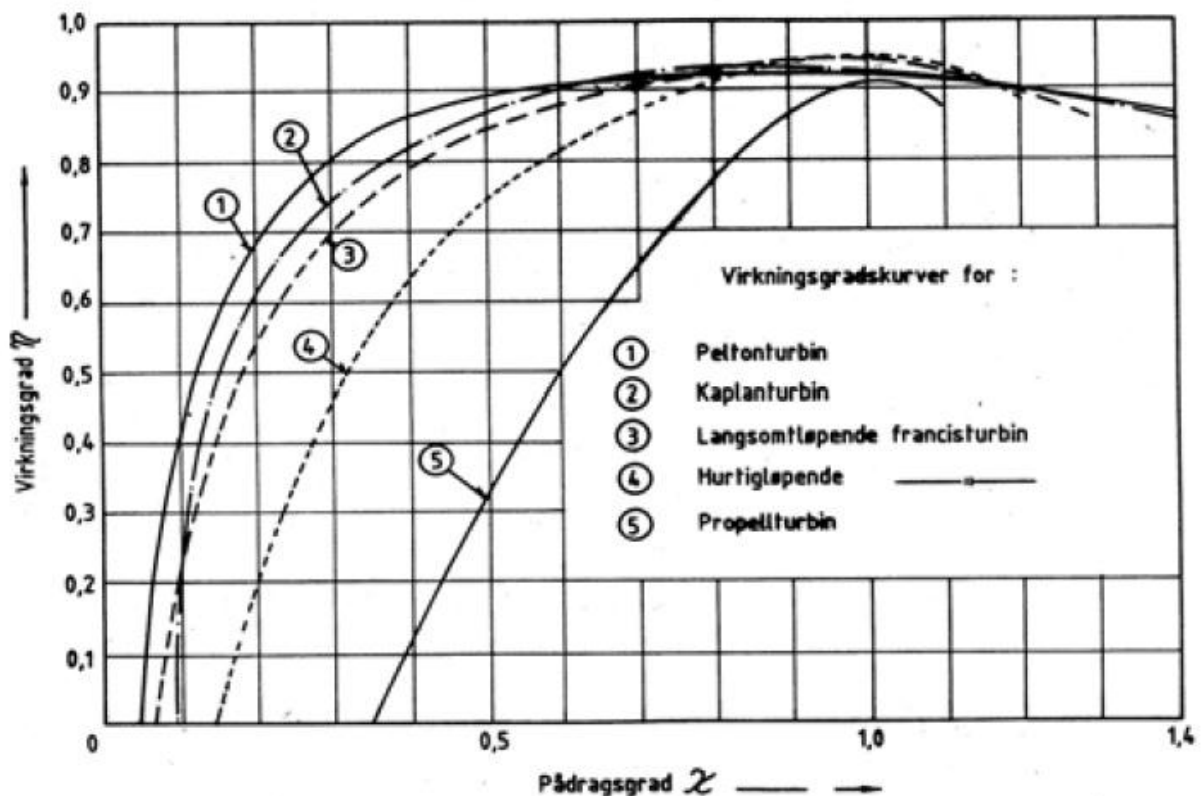
Hvor: P=effekt, ρ =vannets spesifikke vekt, g =tyngdens akselerasjon, Q =turbinvannføring, slukeevne, H_n =netto fallhøyde

$$1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \cdot 2,1 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 180 = 3708180 \text{ W} \sim 3,7 \text{ MW}$$

Dersom virkningsgraden for turbinen legges til, vil formelen vise maksimal turbinytelse. Denne formelen gir oss maksimal turbinytelse, eller installert effekt på 3,7MW.

10.4.2 Virkningsgrad for Peltonturbiner

En turbin har forskjellig virkningsgrad ved ulikt pådrag. Med pådrag menes hvor mye vann som er tilgjengelig for turbinen i forhold til turbinens maksimum. Siden virkningsgraden varierer ved ulikt pådrag må vi beregne de ulike virkningsgradene for hvert produksjonsintervall for å få en presis produksjonsestimering. Virkningsgradskurvene for de forskjellige turbinene kan leses av i figur 5.



Figur 5 Virkningsgrader for ulike turbiner ved ulikt pådragsgrad

Ved å lese av virkningsgrad for Peltonturbiner i figur 5 kan virkningsgraden ved ulikt pådrag vises som i tabell 2, s.40.

Vi har forenklet linjen i figur 5 til en tabell der vi har brukt 10 prosent intervaller. Vi har lest av virkningsgraden for gjennomsnittlig pådrag i et intervall og brukt denne virkningsgraden for hele produksjonsintervallet. Eksempel: I intervallet 10-20 % pådrag har vi lest av virkningsgraden for turbinen ved 15 % pådrag til å være 0,56 eller 56 %, og gjort det

gjeldende for hele intervallet. Det er tallene i tabell 2 som er brukt i produksjonsestimeringen.

Pådrag	Prosent ytelse	Turbin virkningsgrad
0-10 %	0	
10-20 %	15	0,56
20-30 %	25	0,74
30-40 %	35	0,83
40-50 %	45	0,88
50-60 %	55	0,90
60-70 %	65	0,91
70-80 %	75	0,92
80-90 %	85	0,92
90-100 %	95	0,92
K 100 %	100	0,92

Tabell 2 Turbinens ytelse ved forskjellig pådragsintervall og turbinens virkningsgrad ved ulikt pådrag

I tabell 2 ser vi at virkningsgraden øker i takt med pådraget. Vi ser også Pelton-turbinens evne til å ha relativt høy virkningsgrad ved lavt pådrag. Dette skaper stabilitet ved at vi kan produsere med høy virkningsgrad også ved lave vannføringer.

10.5 Generator

I generatoren omdannes den mekaniske energien fra turbinen til elektrisk energi. Dette gir et effekttap og må derfor tas hensyn til i produksjonsestimeringen.

Det skal velges enten en synkron-generator eller asynkron-generator. Forskjellene er i hovedsak knyttet til hvordan kraftverket kan kobles til strømnettet. Synkron-generatorer er selvmagnetiserende, dvs. at generatoren kan forsyne et isolert nett, mens asynkron-generatoren trekker nødvendig reaktiv effekt fra nettet for å produsere aktiv energi. Asynkron-generatorer kan medføre spenningsfall på et svakt tilkoblet nett. I praksis velges synkron-generatorer for kraftverk med ytelse over 1 MW.

For produksjonsestimering settes virkningsgrad for generator til 94 % i alle produksjonsintervall.

10.6 Apparatlegg

Apparatanlegget er den delen av kraftverket som bringer den produserte elektriske energien fra generatoren og frem til strømmettet. I apparatanlegget inngår koblingsutstyr på generatorspenningsnivå, 0,4/22kV transformator og 22 kV høyspentutstyr. I transformatoren er det et spenningsstap som må tas med i produksjonsestimeringen.

Bruk av transformator medfører to spenningsnivåer som krever høyspenningsutstyr som høyspenningsbryter, spenningstransformator, strømtransformator og lynavledere.

Virkningsgraden for transformator i apparatanlegget er 98 % og lik i alle produksjonsintervall (SWEKO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010).

11 Driftstimer og produksjonsestimering

Ressursgrunnlaget er nå kartlagt og vi har beregnet at den installerte effekten til kraftverket er 3,7 MW. For å finne ut hvor mye energi/kraft kraftverket vil produsere i løpet av et år må vi regne ut hvor mange driftstimer kraftverket har ved ulik effekt eller dellast.

Antall driftstimer er tatt høyde for i dimensjoneringen av hovedkomponenter i et regneark der slukeevne, driftstimer og installert effekt henger nøye sammen. Beregningen av driftstimer tar utgangspunkt i kraftverkets slukeevne og avrenningsdata for å finne ut hvor stor del av tiden kraftverket produserer ved ulik dellast.

11.1 Estimering av driftstimer ved ulikt pådrag

Utgangspunktet for å estimere driftstimer er avrenningsdata fra Krokedalselvi, som er regnet om til å gjelde Fardalselvi ved hjelp av en omregningsfaktor. Metoden for dette er beskrevet i kapittelet med ressursgrunnlag. Ved hjelp av avrenningsdata, kraftverkets slukeevne og turbinstørrelse kan vi beregne hvor mange driftstimer vi vil få ved ulikt pådrag.

I følge NVE veileder er virkningsområdet for Pelton-turbiner fra 10 til 100 prosent av maksimal last. Flere leverandører opererer med turbiner som fungerer med enda lavere dellast enn 10 prosent av maksimalt pådrag, men vi har valgt å forholde oss til det som er skissert i NVE veileder. (SWEKO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010).

Ved å ta vannføringen i elven på et gitt tidspunkt i måleserien og trekke fra minstevannføringen, får vi hvor mye vann som er tilgjengelig for produksjon. Ved å se hvor mange prosent av maksimal vannføring det tilgjengelige vannet utgjør, får vi hvor stor produksjonen er det gitte tidspunktet.

Eksempel: Hvis vannføringen et gitt tidspunkt er $1,05 \text{ m}^3/\text{s}$, minstevannføringen er $0,05 \text{ m}^3/\text{s}$ og slukeevnen til kraftverket er $2 \text{ m}^3/\text{s}$ vil den tilgjengelige vannmengden til turbinen være $1,05 \text{ m}^3/\text{s} - 0,05 \text{ m}^3/\text{s}$ altså en tilgjengelig vannmengde på $1,0 \text{ m}^3/\text{s}$. Siden kraftverkets slukeevne er $2 \text{ m}^3/\text{s}$ vil kraftverket produsere 50 % av maksimal produksjon.

Ved å regne ut dette for alle ukentlige avrenningsmålinger i et år og samle antall målinger i intervaller på 10 prosent. Ved å multiplisere dette antallet med timer i uka får vi antall driftstimer kraftverket vil produsere i hvert intervall i løpet av et år. Denne fremgangsmåten er satt opp i en tabell og lagt sammen for å finne antall timer i hvert produksjonsintervall.

Vi har satt minstevannføring til 5 % etter NVEs tommelfingerregel i NVE veileder (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010).

Vi har tatt utgangspunkt i ukentlige vannmålinger i et normalår, et ekstremt vått og et tørt år i måleserien fra Krokadalselvi 1966-2011 og så på hvor mange driftstimer det vil gi oss ved forskjellig dellast. Vi har brukt 1975 som normalår og som utgangspunktet i dimensjoneringen av kraftverket. Tabell 3 viser hvor mange driftstimer kraftverket har ved ulikt pådrag.

Intervall (%)	Driftstimer (h)	Prosent ytelse (%)	Driftstimer med 100 % (h)
0-10	3706	0	0
10-20	1348	15	202
20-30	337	25	84
30-40	0	35	0
40-50	505	45	227
50-60	168	55	93
60-70	0	65	0
70-80	337	75	253
80-90	505	85	430
90-100	337	95	320
K 100	1516	100	1516
Total timer	5054		3125

Tabell 3 Driftstimer ved ulikt pådrag

Ved å multiplisere antall driftstimer med prosent ytelse får vi hvor mange driftstimer produksjonen tilsvarer ved full effekt. I tabell 3, s.42, ser vi at 1348 timer med 15 % ytelse tilsvarer 202 driftstimer med 100 % ytelse. Ved å summere opp antall driftstimer i hvert intervall får vi at totalt antall driftstimer er 5054, som tilsvarer 3125 driftstimer med full effekt.

11.2 Produksjonsestimering

Produksjonsestimeringen skal gi et uttrykk for hvilken energimengde som produseres i løpet av et år. Effekt er definert som arbeid utført per tidsenhet. Måleenheten wattime brukes som et uttrykk for arbeid per time, W*h eller KW*h.

For produksjonsestimeringen har vi brukt følgende formel

$$Produksjon = \left(\sum (\bar{\eta}_1 \cdot h_1) + (\bar{\eta}_2 \cdot h_2) \dots + (\bar{\eta}_n \cdot h_n) \right) \cdot \eta_{gen} \cdot \eta_{app} \cdot P$$

Hvor: $\bar{\eta}_n$ =virkningsgrad for turbin ved hvert intervall, h_n =driftstimer med 100 % produksjon for hvert intervall, η_{gen} =virkningsgrad for generator, η_{app} =virkningsgrad for apparatanlegg og P =turbinens effekt

$$\begin{aligned} & \left(\sum (0,56 \cdot 202) + (0,74 \cdot 84) + (0,83 \cdot 0) + (0,88 \cdot 227) + (0,90 \cdot 93) \right. \\ & \left. + (0,91 \cdot 0) + (0,92 \cdot 253) + (0,92 \cdot 430) + (0,92 \cdot 320) + (0,92 \cdot 1516) \right) \\ & \cdot 0,95 \cdot 0,98 \cdot 3,7 = 9563,24 \text{ MWh} \sim 9,56 \text{ GWh} \end{aligned}$$

11.3 Resultat - Driftstimer og produksjon

På bakgrunn av ressurskartleggingen og de tekniske løsningene kan vi regne ut hvor stor produksjonen til kraftverket blir. Vi har tatt utgangspunkt i avrenningsdata fra 1975 som er et normalår i måleperioden 1966-2011 og regnet hvilken produksjon det ville gitt med de tekniske løsningene vi har valgt. Det har blitt gjort produksjonsestimering med mange ulike utbyggingsalternativer i valg av hovedkomponenter men vi velger bare å presentere det vi mener er den beste løsningen, altså den realiserbare løsningen som vil gi høyest økonomisk gevinst.

11.3.1 Driftstimer og produksjon

Vi ser av tabell 4 at kraftverket vil ha totalt 5054 driftstimer totalt. Dette er altså timer der kraftverket produserer. Av disse driftstimene er 1516 ved fullt pådrag. I intervallet fra 0-10 % er det 3706 timer, her er det ingen produksjon i det hele tatt.

Videre ser vi at vi har 3125 driftstimer tilsvarende 100 % ytelse. Ved å multiplisere inn virkningsgraden i hvert intervall og summere dette opp får vi 2585 driftstimer med 100 % ytelse og en virkningsgrad på 100 %. Dette tallet multipliseres med installert effekt på 3,7 MW som gir en total årlig produksjon på 9,6 GWh i et normalår.

Av tabell 4 kan det leses av driftstimer og produksjonen i alle produksjonsintervallene og hvordan den totale virkningsgraden påvirker produksjonen. Produksjonen i hvert intervall blir summert opp og gir oss den totale produksjonen.

Intervall (%)	Driftstimer (h)	Ytelse (%)	Tilsvarende 100 % (h)	Total virkningsgrad*	Tilsvarende 100 % med virkningsgrad (h)	Produksjon ulik dellast (GWh)
0-10	3706	0	0			
10-20	1348	15	202	0,52	105	0,4
20-30	337	25	84	0,69	58	0,2
30-40	0	35	0	0,77	0	0,0
40-50	505	45	227	0,82	186	0,7
50-60	168	55	93	0,84	78	0,3
60-70	0	65	0	0,85	0	0,0
70-80	337	75	253	0,86	216	0,8
80-90	505	85	430	0,86	368	1,4
90-100	337	95	320	0,86	274	1,0
K 100	1516	100	1516	0,86	1299	4,8
Sum	5054		3125		2585	9,6

Tabell 4 Totaloversikt som inkluderer produksjon ved ulik last og total produksjon.

*total virkningsgrad i tabell 4 er virkningsgraden for turbin, generator og apparat/transformator multiplisert sammen i hvert intervall

Ved å multiplisere pådragsgraden med de ulike virkningsgradene og multipliserer dette med størrelsen på turbinen får vi den årlige produksjonen.

12 Kostnadsestimering og valg av øvrige tekniske løsninger

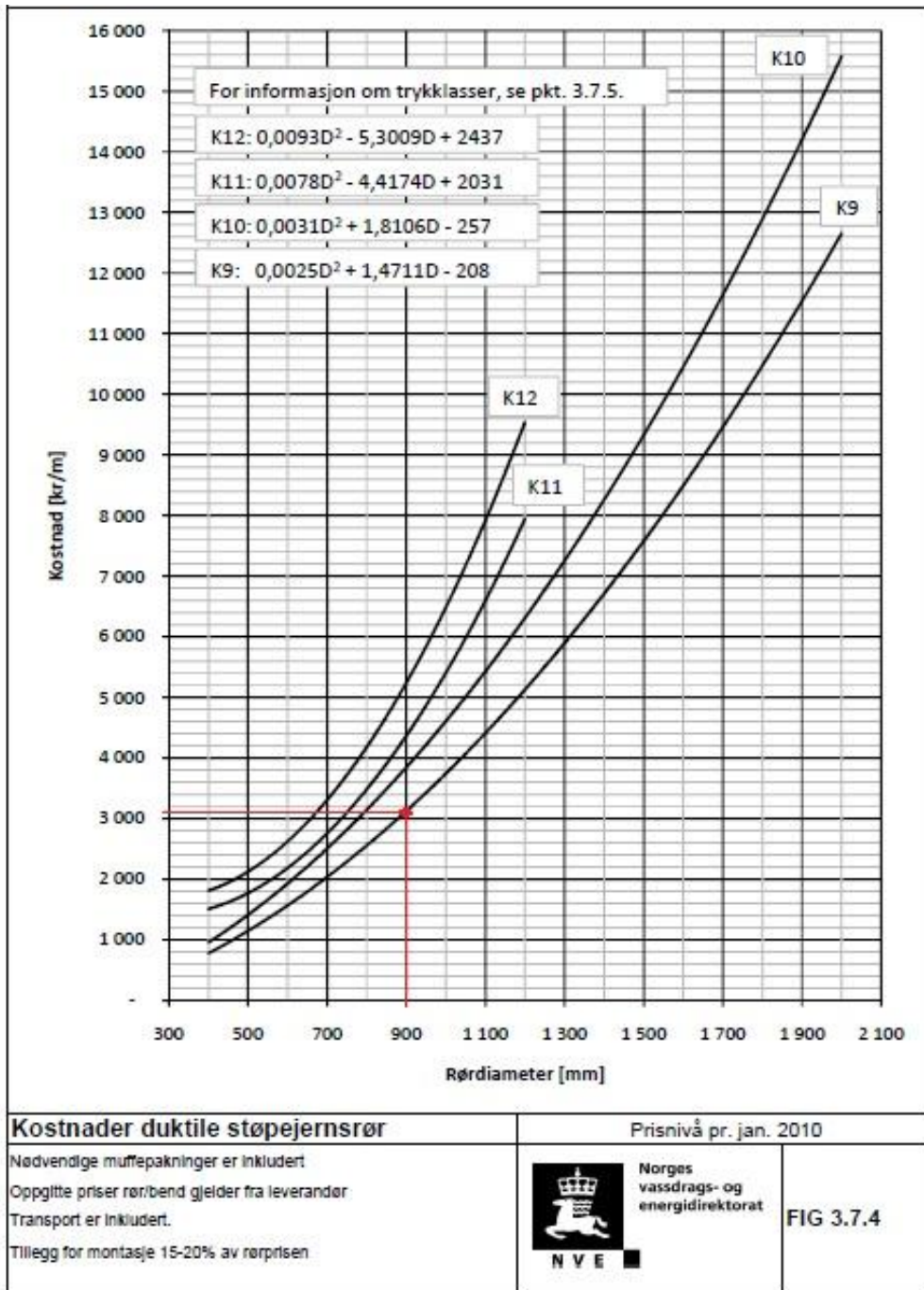
I dette kapittelet skal alle kraftverkets komponenter som inngår i kostnadsoverslaget presenteres. Samtidig skal det redegjøres for valg av øvrige tekniske løsninger med tilhørende kostnadsestimering. Dette resulterer i et kostnadsoverslag for hele utbyggingen og legger grunnlaget for den økonomiske analysen.

Fastsatt slukeevne og valg av rør og turbin er avgjørende for produksjon og ytelse til kraftverket. Dette legger føringer for utforming av de øvrige tekniske løsningene som må være til stede. De øvrige tekniske løsningene dimensjoneres i forhold til hovedkomponentene. Vi har tilpasset de øvrige tekniske løsningene til å gjelde vårt kraftverk, og på denne måten dannet grunnlaget for prissetting av de forskjellige komponentene som inngår i kostnadsoverslaget.

En del av kostnadene ved en småkraftutbygging baserer seg på standardiserte løsninger med faste priser. De faste prisene kan variere noe fra anlegg til anlegg som følge av lokale forhold, men stort sett er de standardiserte løsningene såkalte hyllevarer som må være på plass som komplimentære deler i kraftverket. Dette gjør beregningen av utbyggingskostnadene mer forutsigbare for utbygger, og det blir enklere å gjøre kostnadsoverslag basert på erfaringstall.

For priser har vi brukt NVE sitt kostnadsgrunnlag for små kraftverk i så stor grad som mulig (SWECO Norge, 2010). Her er prisene gitt som funksjoner av en eller flere variabler av aktuelle størrelser i kraftverket. På enkelte komponenter har vi fastsatt pris med bruk av andre kilder. Vi har kontaktet leverandører og personer med erfaring og kunnskap i planlegging og drift av små kraftverk.

I NVEs kostnadsgrunnlag er det en standard metode for prissetting av de fleste komponenter. Det er noen hyllevarer hvor pris følger av størrelse og utforming av kraftverket, mens prissetting på andre komponenter er et produkt av en eller flere variabler som illustreres i figur 6, s.46.



Figur 6 Viser fremgangsmåten for prissetting av komponenter.

I dette eksempelet er fremgangsmåten for prissetting av rør vist. Her blir prisen satt som et produkt av rørdiameter og kostnad per lengdemeter, se figur 6.

I NVE sitt kostnadsoverslag for små vannkraftanlegg heter det:

“Håndboka er utarbeidet for beregning av gjennomsnittlig påregnelige entreprenørutgifter bygningsmessige arbeider og leverandørutgifter (mekanisk og elektrisk utstyr) for mindre vannkraftanlegg i området opp til 10.000 kW i en tidlig fase.” (SWECO Norge, 2010)

12.1 Dam og inntak

Alle småkraftverk må ha en form for dam som skal danne et vannspeil ved inntaket.

Inntaksdammen er ikke et reguleringsmagasin som ved store kraftverksutbygginger.

Dammens viktigste funksjon for småkraftverk med inntak i elven er å etablere et mindre basseng foran kraftverksinntaket som sikrer at vannhastigheten foran inntaket blir redusert.

Dette fører til at eventuelle sedimenter legger seg i bassenget og ikke blir med inn i inntaket.

Overflødig vann må ledes utenom inntaket på en sikker måte, og drivgods, is og sedimenter må samles opp eller ledes forbi. Inntaket skal være utformet slik at minstevannføringen slipper forbi. I forbindelse med inntaket må det være en stengeanordning slik at rørgaten

kan tømmes når det er behov for inspeksjon og vedlikehold. Stengeventilen skal også sikre anlegget ved uforutsette hendelser.

12.1.1 Inntaksdam

Inntakets utforming må tilpasses de lokale forholdene i vassdraget og utformes deretter.

NVE veileder anbefaler en inntaksdam med minimum høyde på 3,5-4 meter for kraftverk over 1 MW installert effekt. Lavere dam krever mer vedlikehold som fjerning av løv, greiner is og sedimenter. Dammen blir en gravitasjonsdam lik den Norconsult har foreslått i sitt alternativ. Kostnaden er en funksjon av størrelsen og kommer på kr 870 000 (SWECO Norge, 2010).

12.1.2 Inntaksarrangement

Valg av inntaksarrangement er generelt svært avhengig av lokale forhold og varierer mye. I sin enkleste form kan selve inntaket bare bestå av en sil, men i større anlegg med større slukeevne vil være mest hensiktsmessig å bygge et inntak av betong. Et inntak inkluderer inntaksmagasin, en sil/varegrind og ventil med stengemulighet. Inntaksarrangementet har

mye av de samme funksjonene som gravitasjonsdammen og bygges ofte i ett med gravitasjonsdammen (SWECO Norge, 2010).

Prisen er en funksjon av vannføring i inntak og leses av til kr 1 275 000 ved $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$ (SWECO Norge, 2010).

12.1.3 Varegrind

En varegrind fungerer som en sil som gjør at større gjenstander ikke kommer inn i rør og videre til turbinen. Beregning av størrelse på varegrind er ikke en funksjon av størrelsen på kraftverket eller lengden på rørgaten. Det er en sammensatt operasjon der elvens sedimenttransport og isgang bør studeres nøye før endelig utforming. Dette krever langvarig observasjon av elven i inntaksområdet og er en avveining mellom vedlikeholdskostnader og investeringskostnader. Den endelige utformingen utføres på et senere tidspunkt i planleggingen av kraftverket.

Som kostnadsgrunnlag for varegrind har vi derfor lagt til grunn lik varegrind og brukt pris fra Norconsult sitt kostnadsoverslag korrigert for årlig inflasjon til kr 160 463 (Norconsult, 2008).

12.1.4 Bruddkonsekvensvurdering og klassifisering

Ved brudd på rør eller ventiler kan det oppstå farlige situasjoner som kan være til fare for mennesker, miljø og eiendom i nærheten av anlegget. Hvert enkelt vannkraftanlegg må derfor klassifiseres ut fra største skadepotensial ved bruddvannføring, bruddstråle eller vannstandsending. Dette følger av damsikkerhetsforskriften § 4-2 og § 4-3

Konsekvens-klasse	Boenheter	Infrastruktur, samfunnsfunksjoner	Miljø og eiendom
4	> 150		
3	21-150	Skade på sterkt trafikkert veg eller jernbane, eller annen infrastruktur, med spesielt stor betydning for liv og helse	Stor skade på spesielt viktige miljøverdier eller spesielt stor skade på fremmed eiendom
2	1 - 20	Skader på middels trafikkert veg eller jernbane eller annen infrastruktur med stor betydning for liv og helse.	Stor skade på viktige miljøverdier eller stor skade på fremmed eiendom
1	Midlertidig oppholdssted tilsvarende < 1 permanent boenhet	Skader på mindre trafikkert veg eller annen infrastruktur med betydning for liv og helse	Skade på miljøverdier eller fremmed eiendom

Tabell 5 Kriterier for klassifisering dam og trykkrør (dkl - NVE, 2010).

I området rundt inntak, vannvei og kraftstasjon er det få boliger, infrastruktur, miljø og eiendom med beliggenhet som kan berøres av et eventuelt rørbrudd. Ved hjelp av kart og egen befaring har vi kommet frem til antall boenheter i størrelsesorden 1-20. Vi finner skade på infrastruktur og miljø av mindre betydning for klassifiseringen av anlegget. Ut fra tabell 5 kan vi lese av antatt konsekvensklasse 2 for vårt småkraftverk. Klassifiseringen skal gjennomføres av et godkjent kontrollorgan, og medfører en kostnad på kr 300 000 (Nydal, 2012).

12.1.5 Ventiler og luker

Alle luker skal være solide, pålitelige og sertifisert etter bruddkonsekvensklasse. Lukene må utformes i hvert enkelt tilfelle og operere under alle driftsforutsetninger. For bruddkonsekvensklasse 2, er det krav om automatisk stengende ventil.

Det er vanlig å ha ventil ved inntak og turbin. Ventil ved inntak skal kunne stenge vannveien ved inspeksjon og vedlikehold. Nødavstenging skal stenge vannveien ved for stor vannføring i rør som kan gi rørbrudd. Ventilen ved turbinen sørger for at det ikke oppstår stående trykk som kan gi skader på turbinen. Ventilen forenkler også vedlikeholdsarbeidet.

Det finnes to hovedtyper ventiler for vannkraftverk, kule- og spjeldeventil. De ulike ventilene fungerer etter hvilken fallhøyde kraftverket har.

- Fallhøyde fra 0 - 150 meter - Spjeldeventil
- Fallhøyde fra 150 – 250 meter - Spjeld- eller kuleventil
- Fallhøyde fra 250 meter - Kuleventil

I vårt tilfelle kan spjeld- eller kuleventil med automatisk stengefunksjon velges. Dette vil medføre en kostnad på kr 300 000 (Nydal, 2012).

12.2 Rør og vannvei

Lengde, type rør og vannvei er avgjørende for produksjonen og er nærmere beskrevet i kapittelet som omhandler hovedkomponentene i kraftverket. Vi vil her fokusere på kostnadene tilknyttet utformingen av rør og vannvei.

12.2.1 Rør

I kapittelet for hovedkomponentene kom vi fram til at 1708 meter av røret skal være av typen duktile støpejernsrør med diameter på 900mm. Prisen på duktile støpejernsrør i denne størrelsen er gitt i pris per lengdemeter: kr 3200 pr lengdemeter, og gir en kostnad på kr 5 465 000 (SWECO Norge, 2010).

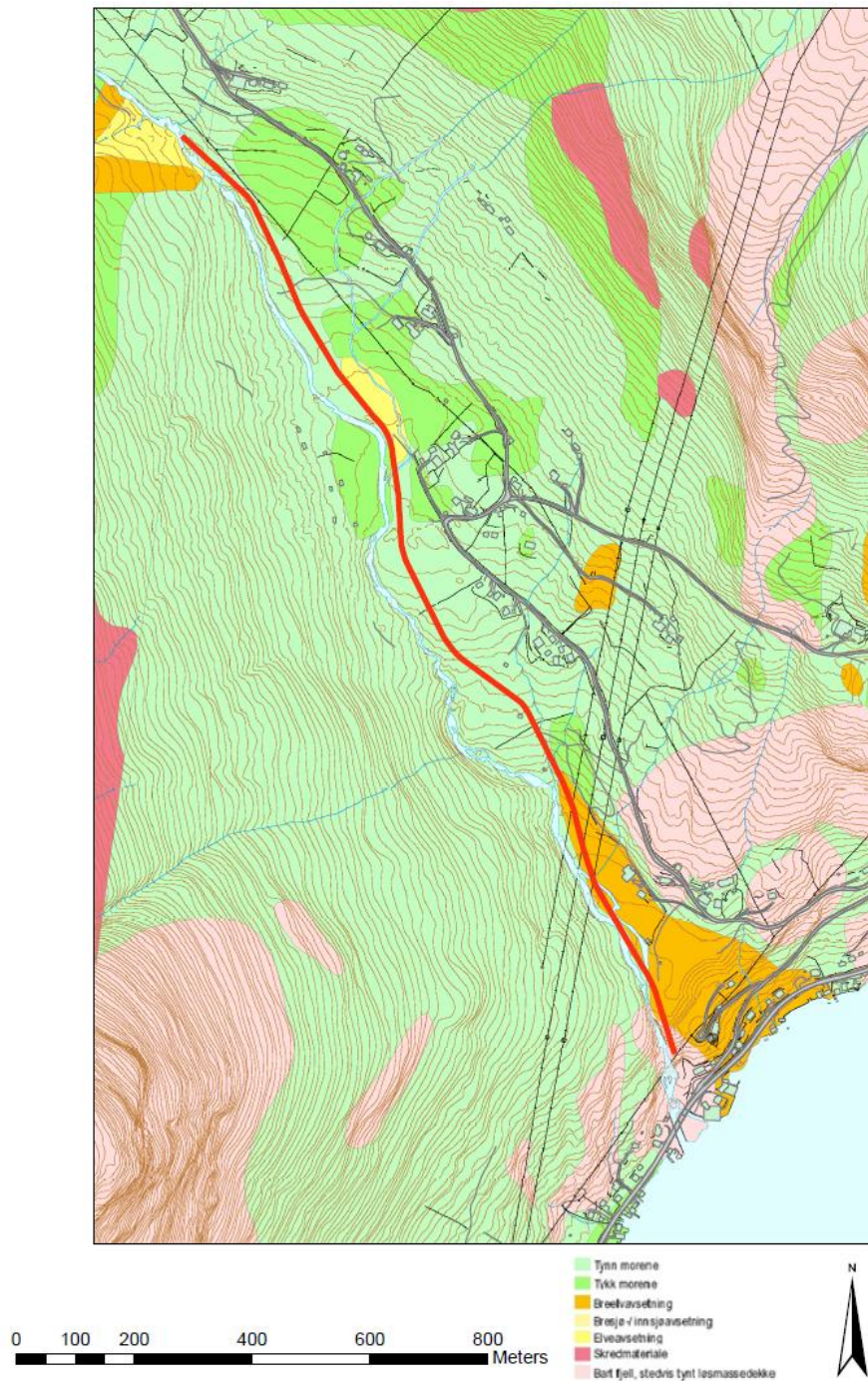
12.2.2 Grøft med drenasjeanlegg

Rørene skal graves ned i grøft og prisene på grøftegraving varierer i forhold til hva slags masse grøften skal graves i. For å sikre god planlegging av vannveien bruker vi løsmassekart for å identifisere hvilken type grøft som kreves i vannveien. God oversikt over materialet vil gi færre retningsendringer, mindre fyllinger og en bedre oversikt over kostnadene knyttet til graving av grøft. Det må graves grøfter som drenerer vannet vekk med jevne mellomrom langs vannveien.

Nedgravde rør gir mindre fare for frost, men kan gi større utfordringer knyttet til vedlikehold og reparasjon. Oversikten blir delt inn i behov for enten jord eller fjellgrøft. Der hvor det er tykt dekke av løsmasser, er det mulig å grave dyp nok grøft. Områder med tynt dekke, kan ha

behov for grøft i fjell og må da sprenges. Dette er grunnlaget for kostnadsberegningen som følger veileder av NVE (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010).

Oversikt over løssmassene og mektighet i vannveien er beregnet i GIS etter kartlag fra NGU (WMS-server). Løssmassene blir presentert som prosent av vannveien og på kart 5.



Kart 5 Fordeling av løssmasser langs vannveien

Dekke	Meter	Prosent
Tynt morenedekke	1308	72 %
Breelavsetning	346	19 %
Elve- bekkeavsetninger	99	5 %
Bart fjell	55	3 %
Totalt	1808	100 %

Tabell 6 Fordelingen av løsmasser av ulike sammensetning langs vannveien

Mektighet	Meter	Prosent
Tynt dekke	1100	61 %
Tykt dekke	608	34 %
Fjell	100	5 %

Tabell 7 Mektighetsoversikt

12.2.2.1 Grøft i løsmasser

I tabell 7 kan vi se at 608 meter av vannveien er løsmasser med tykt dekke. I områder med tykt dekke kan det graves jordgrøft. Grøfteprisen er en funksjon av bredden og lengden på grøften. Bunnbredden på grøft beregnes ut fra rørdiameter og settes til rørdiameter pluss en meter. Med rørdiameter på 900mm gir det en bunnbredde på 1,9 meter \approx 2 meter. Vi har beregnet pris på 2 meter bred grøft som koster kr 2155 per meter, som gir en kostnad på kr 1 091 867 (SWECO Norge, 2010).

12.2.2.2 Grøft i fjell

1100 meter av vannveien er av tynt dekke og gir behov for grøft i fjellmasser, se tabell 7. Dette krever sprengningsarbeid og er vesentlig dyrere enn jordgrøft. Bunnbredde skal også her være 2 meter og koster kr 3245 pr meter. Dette gir en kostnad på kr 2 974 583 (SWECO Norge, 2010).

12.2.2.3 Dreneringsgrøfter

For å forhindre at vann dreneres langs vannveien, må det graves dreneringsgrøfter som drenerer vann vekk fra grøften hvor røret ligger. Dette hindrer erosjon og eventuelle skader på vannveien i forbindelse med store nedbørmengder og flom. Vann i grøften kan gi oppdrift av røret når det er tomt.

Kostnadene knyttet til dreneringsgrøfter er en funksjon av lengde på vannvei. Prisene er hentet fra Norconsult sin skisserapport og justert for inflasjon. Pris for dreneringsgrøft er kr 107 per meter, som for 1708 meter gir en kostnad på kr 182 714 (Norconsult, 2008).

12.2.2.4 Tunnelboring

Kostnadene for pilothull og opprømming kan variere veldig og påvirkes av anleggets beliggenhet og adkomst, diameter og lengde på hullet, bergkvalitet og borehullets helling. Behov for retningsavvik under boringen kan medføre ekstra kostnader.

For berg med liten oppsprekking og middels holdbarhet er kostnadene oppgitt til henholdsvis kr 6400 og kr 7300 per meter for hull med diameter på \varnothing 800 mm og \varnothing 1000 mm. I tillegg til dette vil kostnader for rigg, drift og nedrigging beløpe seg til mellom kr 100 000 og kr 500 000 (Rognes, Skog, Henriksen, & Grøner, 2003). Tallene vil i kostnadsberegningen korrigeres for inflasjon.

For hull på 900 mm har vi lagt til grunn en kostnad på kr 7 972 per meter. Og en riggkostnad på kr 232 765. Dette gir total kostnad for tunnelboring lik kr 1 029 987 (Rognes, Skog, Henriksen, & Grøner, 2003).

12.2.3 Anleggsvei langs rørgate

I anleggsfasen er det nødvendig med tilkomst- og anleggsvei langs vannveien. Det må være oppstillingsplasser for maskiner og utstyr, og adgang til anleggsområdet. Det legges opp til langsgående anleggsvei langs hele vannveien ovenfor tunnelåpningen. Denne blir 1708 meter. Vannveien går i relativt lett terreng med slak helling og opparbeidede jorder. Etter NVE kostnadsgrunnlag vil anleggsvei i lett til moderat terreng koste mellom kr 500-1000 per meter. Vi har derfor tatt utgangspunkt i en gjennomsnittspris på kr 750 per meter. Dette gir en kostnad på kr 1 281 000 (SWECO Norge, 2010).

12.4 Turbin

Vurderingene rundt valg av turbin er redegjort i kapittelet for hovedkomponenter.

Vi har innhentet pristilbud på turbin fra turbinleverandører, men store sprik i prisene gjør at vi forholder oss til de veiledende prisene fra NVE.

Her er pris på turbin oppgitt som kr/kW nominell effekt, og som en funksjon av maksimal slukeevne og effektiv fallhøyde. Valget av turbin er i tillegg til ønske om produksjonsoptimalisering også et resultat av økonomisk optimalisering. Selv om Peltonturbiner tradisjonelt sett er dyrere enn Francistubiner, vil de store

reguleringsmulighetene til Peltonturbinen gjøre den lønnsom i Fardalselvi. Ut fra de gitte forutsetningene rundt slukeevne og fallhøyde får vi en turbinkostnad på kr 5 500 000 for en turbin på 3,7 MW installert effekt (SWECO Norge, 2010).

12.5 Kraftstasjon og bygg

Plassering av kraftstasjon og bygg setter rammer for kraftverkets fall og er avgjørende for produksjonen. Begrunnelse for plassering av kraftstasjonen for optimal produksjon er derfor beskrevet i kapittelet om kraftverkets hovedkomponenter. Kraftstasjonen plasseres i enden av vannveien i tilknytning til turbin og kontrollanlegg.

De fem viktigste funksjonene til kraftstasjonen er følgende:

- Oppta vanntrykk på turbinen når turbinen eller ventilen er stengt
- Være fundament for produksjonsutstyr og sørge for absorbering av krefter som virker på kraftverket for å unngå bevegelse og vibrering
- Gi et tørt og riktig temperert klima for elektronisk utstyr
- Sikring mot flom
- Støyreduisering for nærliggende områder

(SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010)

Kraftstasjonen kan enten bygges i dagen eller i fjell. Med den rørløsningen som er valgt for Fardal Kraftverk vil kraftstasjon i dagen være mest hensiktsmessig.

Kraftstasjonen skal dimensjoneres og utformes for å oppfylle funksjonene som tidligere nevnt. I kostnaden for kraftstasjonen inngår også maskinsalkran som må være tilstede for installasjon og vedlikehold av store komponenter i kraftstasjonen. Pris for kraftstasjon fastsettes som en funksjon av slukeevne og fallhøyde. Dette gir en kostnad på kr 3 450 000. (SWECO Norge, 2010).

12.6 Generator

Valg av generator påvirker produksjonen og er beskrevet i kapittelet om valg av hovedkomponenter.

Pris på generator er satt ut fra hvilken ytelse den skal ha. Generatoren dimensjoneres til å tåle turbinens maksimale ytelse. Etter veileder fra NVE skal generatorytelsen settes til

turbinstørrelse x 1,15-1,25 (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010). I vårt forslag tar vi utgangspunkt i en generatorytelse lik turbinstørrelse x 1,20. Generatorytelse blir oppgitt som aktiv effekt i kilowatt (kW) og gir ut fra kostnadsgrunnlaget en kostnad på kr 3 000 000 (SWECO Norge, 2010).

12.7 Kontrollanlegg

Det er i kontrollanlegget kraftverkets funksjoner styres, og kan beskrives som hjernen i kraftverket. Selve kontrollanlegget er databaserte maskiner som er plassert i kraftstasjonen.

Anlegget består av datamaskiner eller programmerbare logiske systemer (PLS) og skal oppdage og kunne reagere ved eventuelle mekaniske og elektriske feil. For anlegg som skal operere ubemannet, må det inkluderes et fjernkontrollanlegg som kan gi nødvendig informasjon til eier eller driftsansvarlig. Slik drift setter større krav til datainnsamling og kontrollfunksjoner slik at anlegget reagerer ved unaturlige hendelser. Ubemannet fjernstyrt drift er med dagens tilgjengelige løsninger mest vanlig, og gir lavere lønnskostnader. Prisen på kontrollanlegget er gitt av turbinstørrelse og gir en kostnad på kr 780 000 (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010).

12.8 Apparat-anlegg

Apparat-anlegget gir et spenningstap og påvirker produksjonen. Begrunnelse for valg av apparat-anlegg er derfor gjort i kapittelet for hovedkomponentene. Prisen på apparat-anlegget er en funksjon av installert effekt i kraftverket og gir en kostnad på kr 2 200 000 (SWECO Norge, 2010).

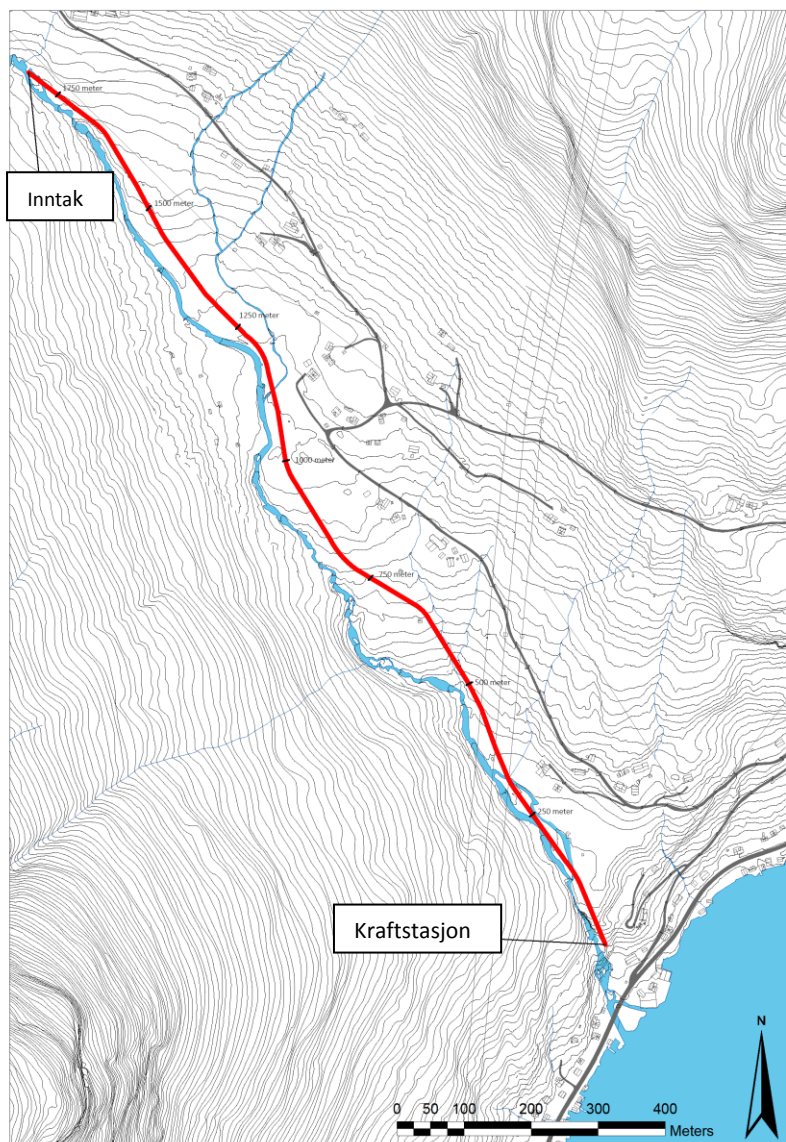
12.9 Linjer

Kraftoverføring skal skje via luftlinje fra stasjon til eksisterende 22 kV høyspentlinje. Ettersom kraftstasjonen er plassert i tråd med Norconsult sin skisserapport vil tilkoblingen til høyspentlinje være lik. Denne avstanden er 30 meter og har en kostnad på kr 17 369 pluss eventuelle uforutsette kostnader og riggekostnader (Norconsult, 2008). Kostnaden er justert for inflasjon.

12.10 Tilkomstvei

For enkel tilgang til kraftstasjon er det nødvendig med en permanent tilkomstvei til kraftstasjonen fra eksisterende vei. Plassering og dimensjonering av tilkomstvei er gjort i tråd med Norconsult sin skisserapport hvor det foreligger kostnadsoverslag for 40 meter tilkomstvei til kraftstasjon. Dette gir en kostnad på kr 106 975 (Norconsult, 2008). Kostnaden er justert for inflasjon.

12.11 Kart som viser vårt alternativ



Kart 6 Viser plassering av inntak, vannvei og kraftstasjon

Etter fastsettelse av hovedkomponenter og øvrige tekniske løsninger kan vi se vårt utbyggingsalternativ.

Del 3: Lønnsomhetsvurdering

Videre i oppgaven skal vi gå enda dypere inn i inntekts- og kostnadsestimeringen. Dette er gjort for å gi et tilfredsstillende svar på hvorvidt et småkraftanlegg med det ressursgrunnlaget og de tekniske løsningene som er valgt for Fardalselvi vil være lønnsomt.

13 Kostnader

For å vurdere lønnsomheten i et småkraftprosjekt er det viktig å kartlegge kostnader knyttet til både investering og årlige driftskostnader i fremtiden. I et småkraftverks levetid er den største økonomiske utfordringen forbundet med investeringskostnaden med mindre uforutsette situasjoner oppstår i driftsfasen. Når anlegget først er på plass er det relativt lav kostnad knyttet til drift og vedlikehold.

13.1 Kostnadsoverslag

De forskjellige kostnadene som inngår i den totale investeringskostnaden er beskrevet i foregående kapittel og oppsummeres i tabell 8.

Kostnadsoverslag	Kostnad	Prosent av total kostnad
Inntak	2 866 009	8 %
Vannvei m/rør	14 847 550	40 %
Kraftstasjon	4 174 500	11 %
Turbin, generator, kontrollanlegg	12 628 000	34 %
Linjer	24 664	0,1 %
Tilkomstvei	106 975	0,3 %
Planlegging og adm.	2 528 862	7 %
Totale byggekostnader	37 176 561	100 %

Tabell 8 Oppsummering av byggekostnader

Vedlagt kostnadsoverslag viser kostnader inkludert rigg og uforutsette kostnader. Total investeringskostnad blir kr 37 176 651 for et småkraftverk med installert effekt på 3,7 MW i Fardalselvi.

Hovedkomponentene i kraftverket er også de mest kostnadskrevene. Kostnader knyttet til vannvei og rør utgjør 40 % av total investeringskostnad. Peltonturbin på 3,7 MW med

tilhørende generator, transformator og kontrollanlegg utgjør 34 % av den totale kostnaden. Dette er også de komponentene som er vanskeligst å fastslå i arbeidet med valg av tekniske løsninger og er avgjørende for produksjonen. Ved valg av disse komponentene må optimalisering av produksjon og kost nytte vurdering stå sentralt.

Ved valg av rør og turbin er det viktig å forstå at større dimensjonering av disse komponentene isolert sett kan bidra til økt produksjon, men kostnadene som økt størrelse medfører er ikke økonomisk forsvarlig. Dette setter rammene for optimal produksjon og optimal økonomi.

De komplementære komponentene gir kostnader som følger av dimensjoneringen på anlegget. Sammen utgjør de 26 % av totalkostnaden og gjelder de komponentene i kraftverket som er grunnleggende for å realisere et kraftverk.

13.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader

De årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene utgjør i mange tilfeller en stor del av bedriftens totale kostnader. For et småkraftverk vil imidlertid den daglige driften stort sett gå uten driftspersonell. Det er også mulig med fjernstyrte anlegg hvor en kan stenge anlegget via pc eller telefon. Vedlikeholdskostnadene knyttet til vannkraftproduksjon er generelt lave, og anlegget har lang levetid.

Etter samtaler med Terje Bakke Nævdal i Sognekraft AS fikk vi erfaringsbaserte tall på årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. Dette omfatter faste og variable kostnader, lønnskostnader direkte knyttet til produksjon, og vedlikehold. Disse kostnadene er blitt gitt en sats på 3 øre/kWh for den type småkraftverk som er tiltenkt i Fardalselvi. Andre aktører har uttalt at de faktiske drifts- og vedlikeholdskostnadene vil ligge noe lavere. Vi bruker Sognekraft sine tall som grunnlag og forutsetter 3 øre/kWh.

Ser vi nærmere på driftsbudsjettet får vi, årlig produksjon på 9,6 GWh, årlige kostnader knyttet til drift og vedlikehold på kr 286 833.

13.3 Avskrivinger

I de økonomiske analysene har vi lagt til grunn 40 års levetid. Dette er gjort med bakgrunn i skattelovens eget kapittel som omhandler avskrivinger av kraftanlegg, og vi mener dette

gjenspeiler levetiden til et småkraftverk. Erfaringstall viser imidlertid at de fleste anlegg har en mye lengre levetid.

*Skatteloven kapittel 18. § 18-6 - Lineær avskrivning for særskilte driftsmidler i kraftanlegg:
"Følgende særskilte driftsmidler som benyttes i kraftproduksjon skal avskrives lineært over lovforutsatt levetid med inntil angitt andel av anskaffelsesverdi som årlig avskrivningsbeløp:*

a. dammer, tunneler, rørgater (unntatt rør), kraftstasjoner (inkludert adkomsttunneler): 1,5 % årlig over 67 år

b. maskinteknisk utrustning i kraftstasjon, generator, rør, foring i sjakt/tunnel, luker, rister etc.: 2,5 % over 40 år."

14 Inntekter - Kraftpris

Når investeringskostnad og årlige kostnader knyttet til drift- og vedlikehold er kartlagt, må inntektene estimeres for å gi årlige innbetalingsoverskudd. Inntektene til et småkraftverk er en direkte funksjon av årlig produksjon og kraftpris. Årlig produksjon har vi i ressurskartleggingen estimert til 9,6 GWh i et normalår. Fremtidige kraftpriser er ikke like lett å fastslå. Vi skal derfor presentere et resonnement som ligger til grunn for den kraftprisen vi har basert vår lønnsomhetsanalyse på.

I følge NVEs veileder taler alle prognoser for økte priser på elektrisitet. Til tross for at finanskrisen skaper noe usikkerhet rundt etterspørselen, er ren fornybar energi av klimahensyn alltid populær blant politikerne. Utbygging av dyr vindkraft og termisk energi vil dra kraftprisen mot en høyere snittpris over et normalår (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010).

I tillegg til råvarepriser på olje, gass og kull blir kraftprisene på kort sikt også påvirket av tilbud og etterspørsel av kraft på markedet. Hvis tilbud og etterspørsel av kraft ikke samsvarer kan vi få kunstig høye eller lave kraftpriser over kortere perioder. Forbruket er som regel høyest under lange kuldeperioder. I disse periodene er ofte produksjonen lav grunnet lav vannføring i elvene. I flomperioder er kraftprisen ofte lav, noe som henger

sammen med at flomperiodene ofte kommer i vår/sommer halvåret når forbruket er lavt. Dette gir kraftoverskudd på markedet.

På lang sikt vet vi at prisene påvirkes av produksjonsevne og transportkapasitet. Økes produksjonen i et område er det viktig at transportkapasiteten ut av området også er god nok (Energibedriftenes landsforening, 2007).

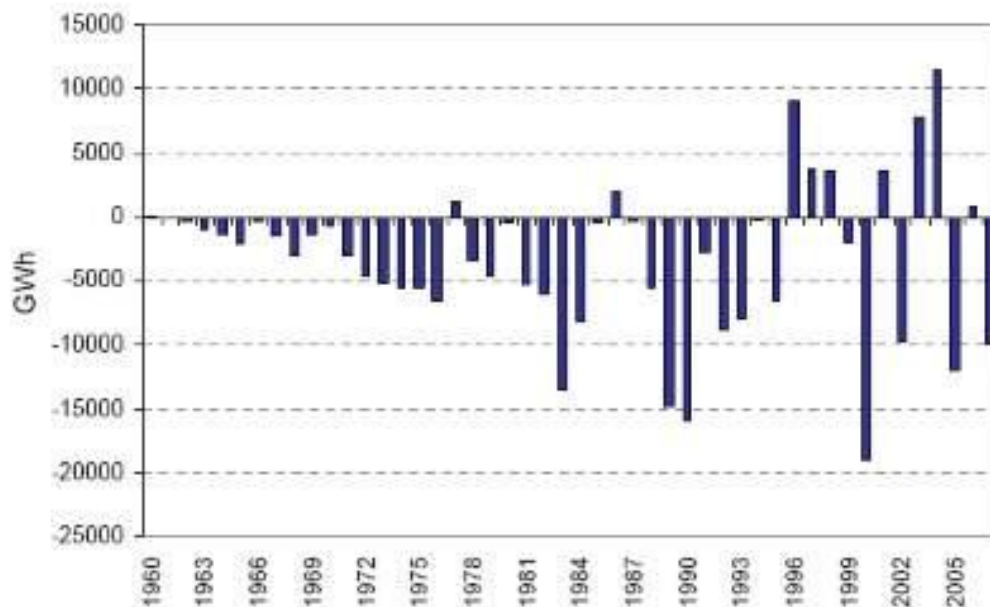
For vår lønnsomhetsanalyse er det de langsiktige kraftprisene vi ønsker å estimere, vi skal derfor se på noen av de viktige faktorene som på lang sikt vil påvirke kraftprisene i Norge, herunder økt produksjonsevne og transportkapasitet.

14.1 Småkraftutbygging – økt produksjonsevne

Mange av de store vannkraftressursene i Norge er allerede utbygd i form store vassdrag som er demmet opp med magasiner. I Norge har vi over 800 kraftverk med oppdemmede magasiner som muliggjør lagring av vann som tilsvarer 85 TWh. Dette er en stor andel av den midlere årsproduksjonen på 130 TWh fra vannkraftsystemet og er bærebjelken i det norske kraftsystemet (Norge offentlige utredninger, 2004).

Av disse 130 TWh utgjør småkraft 8,2 TWh. Det er i tillegg gitt utbyggingstillatelse for ytterligere 3,7 TWh i form av småkraftverk. I følge NVE foreligger det per oktober 2012 konsesjonssøknader til behandling som tilsvarer potensiell energi på 5,9 TWh (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2009).

Dette er tall som tyder på at vi i årene fremover vil se mange nye småkraftverk og dermed økt produksjonsevne. Småkraftverk produserer i hovedsak uten oppdemmet magasin hvilket betyr at kraften må produseres og føres inn på nettet når vannet er tilgjengelig. Med det stadig økende antallet småkraftverk blir det også viktig å opprettholde god nettkapasitet.



Figur 7 Norsk nettutveksling de siste 45 år. Plussiden indikerer import og minussiden indikerer eksport (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2009)

Vi kan av figur 7 se at det frem til 1995 nesten utelukkende var norsk eksport av kraft. Dette skyldes at vi frem til da hadde jevnlig kraftoverskudd. Siden den tid har energibehovet økt voldsomt, samtidig som utbygging av ny fornybar energi har hatt en stagnasjon. Dette har ført til at Norge i stadig større grad er blitt nettoimportør av kraft de siste 15 årene. Det er imidlertid blitt større aktivitet på utbyggingsfronten de siste årene, og nye småkraftutbygginger vil forhåpentligvis bidra til bedre selvforsyningsikkerhet og mulighet for mer eksport av kraft.

14.2 Nettutbygging – økt transportkapasitet

Grunnet dårlig nettkapasitet, spesielt på Vestlandet, står mange småkraftverk fortsatt på vent for klarsignal til å starte utbygging når nettet er bygd ut. Dette gjelder et stort antall utbygginger der noen venter på godkjenning av konsesjonssøknad, mens andre allerede har fått godkjent søknad og i utgangspunktet er klar for å starte utbygging (Småkraftforeninga, 2010).

Den dårlige transportkapasiteten i mange områder har ført til at kraftprisene varierer alt ettersom hvor i landet en befinner seg. Norge er delt inn i fem kraftprissoner, der Fardal ligger i NO5. NO5 på Vestlandet skiller seg ut som et eget prisområde fordi det ofte genereres stort overskudd av kraft i denne delen av landet, se figur 8.



Figur 8 Kraftprisområder i Norge

I NO5 ligger ofte prisene lavere enn i resten av landet grunnet kraftoverskudd. Grunnen til dette er todelt: Det er her det beste ressursgrunnlaget for vannkraftproduksjon ligger i form av mye nedbør og store fallhøyder, samtidig som nettkapasiteten for å transportere kraft ut av dette området er dårlig.

Som en følge den dårlige nettkapasiteten og en stadig økende mengde meldinger og konsesjonssøknader, ga NVE i 2008 ut et rundskriv som setter rammer for behandlingen av konsesjonssøknader (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2008). Der kommer det tydelig frem at sentral- og regionalnettet og nye ledninger knyttet til produksjonsanlegg i Hordaland og Midt-Norge har høy prioritet.

Det bygges nå nye kraftlinjer som strekker seg fra Fardal i Sogn og Fjordane til Ørskog i Møre og Romsdal, i tillegg til den mye omtalte kraftlinjen fra Eidfjord til Samnanger i Hardanger. Dette arbeidet skal etter planen være ferdigstilt i løpet av de neste 2-3 årene. Disse

utbyggingene gjør at vi får spredt forbruket på en bedre måte, og at de store forskjellene i kraftpriser i Norge sannsynligvis vil utjevne hverandre og stabiliseres. Antagelig på et noe høyere prisnivå enn dagens nivå. Det er grunn til å tro at prisområdet NO5 i fremtiden vil forsvinne og stabilisere seg på lik linje med resten av landet.

14.2.1 Økt eksportkapasitet til utlandet

Det planlegges å øke transportkapasiteten til utlandet. Det er planlagt å utvide det norske el-nettets tilknytting til resten av Europa innen 2018 i form av overføringskabler til både Tyskland og England, hver på 1400 MW. Dette kan føre til eksport av betydelige mengder overskuddskraft, samtidig som vi kan importere mer ved behov.

Et resultat av utbyggingene til Europa vil være økt transport av kraft over landegrensene, noe som sannsynligvis vil påvirke kraftprisene i de landene det gjelder. Når to store kraftkjøpere som England og Tyskland kommer inn på det norske markedet er det grunn til å tro at de norske prisene vil dras mot prisnivået i disse landene. Både England og Tyskland har etter dagens situasjon gjennomsnittlig høyere kraftpriser enn Norge.

14.3 Det nordiske kraftprismarkedet

Slik situasjonen er i dag henger kraftmarkedet og prisene i Norge sammen med resten av kraftmarkedet i Norden. Dette markedet styres av Nordpools kraftbørs som påvirkes av tilbud og etterspørsel i de nordiske landene.

Hos Nordpool skilles det mellom det fysiske og det finansielle kraftmarkedet. På det fysiske markedet blir spotprisen på kraft fastsatt. Dette skjer hver eneste dag, og fastsettes for en dag frem i tid. Her er det tilbud og etterspørsel til enhver tid som styrer prisene.

I det finansielle markedet kan vi handle kraft på opsjonskontrakter som strekker seg inntil fire år frem i tid, til en systempris som er basert på elspotprisene. Denne handleformen er også kjent som prissikring. For småkraftverk hvor produksjonen jevnt over er uforutsigbar kan det i teorien lønne seg å prissikre før antatt våte perioder. Dette for å sikre seg en fast og mulig bedre kraftpris på den fremtidige produksjonen. Dette gir en viss forutsigbarhet i inntektene selv om spotprisen skulle svinge.

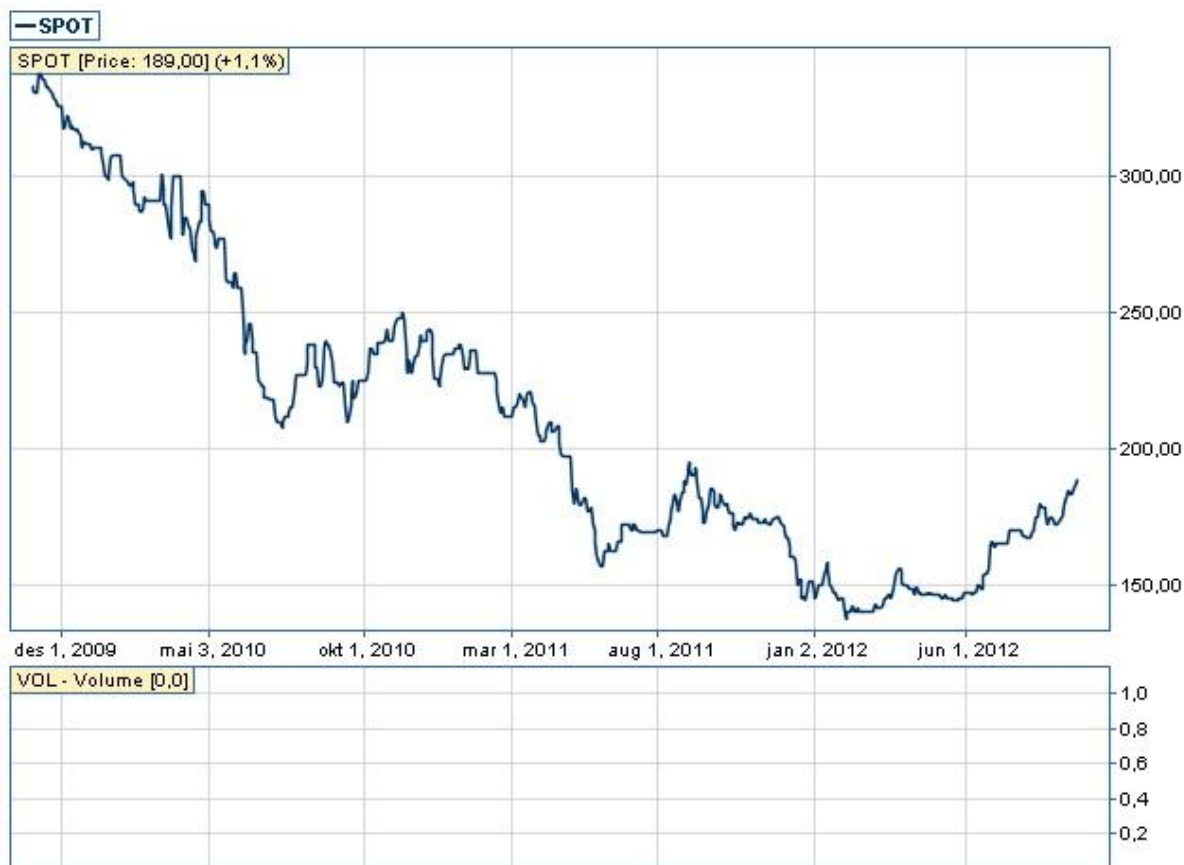
14.4 Grønne sertifikater

Som nevnt innledningsvis i oppgaven ble det 1.januar 2012, i et samarbeid med Sverige, innført en el-sertifikatordning, også kjent som grønne sertifikater. Dette ble gjort med mål om å skape økt aktivitet rundt utbygging av ny fornybar energi i de to landene.

Dette fungerer slik at alle kraftprodusenter med driftsstart innen år 2020 blir tildelt et sertifikat for hver MWh som produseres i de første 15 driftsårene. Ordningen fungerer som et støttesystem som subsidierer ny kraftproduksjon, og har blant annet som mål å gjøre de marginale utbyggingsprosjektene mer lønnsomme. For produsentens inntekter vil elsertifikatene komme i tillegg til den vanlige kraftprisen de første 15 årene. På denne måten vil de grønne sertifikatene gi en ekstra økning i kraftprisene, og det er sluttforbruker som er med på å finansiere produksjon av ny fornybar energi. Elsertifikatene gis til alle produsenter av ny fornybar energi, uavhengig av teknologi. Vi skal senere i oppgaven diskutere hvorvidt de grønne sertifikatene bidrar til å realisere de marginale prosjektene eller om de bare gjør de allerede lønnsomme prosjektene til gullgruver.

14.4.1 Elsertifikatmarkedet

Prisene på elsertifikatene er styrt av etterspørselen og gjør at nye produsenter av fornybar energi genererer større inntekt per kWh sammenliknet med allerede eksisterende produsenter. Det skal også nevnes at eksisterende produsenter har mulighet til å sikre seg elsertifikater ved å ruste opp og forbedre gamle anlegg. De vil da motta sertifikater for ny produksjon som en følge av opprustningen.



Figur 9 Utviklingen i elsertifikatpris fra desember 2009 til medio september 2012. Prisen er gitt i kr/MWh (Sogn og Fjordane Energi, 2012).

Vi har vært i kontakt med Sogn og Fjordane Energi (SFE) for å få et bilde av hvilket påslag kraftprodusenter kan forvente fra elsertifikatordningen. Vi fikk tilsendt av Ole Johnny Nesdal ved SFE sin kraftbørs, en grafisk fremstilling av elsertifikatenes prisutvikling de siste 3 årene. Norge har ikke deltatt i denne ordningen før 1. Januar 2012, så det er fortsatt noe uklart hvilket prisnivå elsertifikatene vil stabilisere seg på. Av figur 9 ser vi helt til høyre (tilsvarende medio oktober) at sertifikatene hadde en pålydende verdi på 0,18kr/kWh. Det blir vanskelig å spå den fremtidige verdien av elsertifikatene, men at prisen etterhvert vil stabilisere seg på et noe høyere nivå er ikke utenkelig ifølge SFE.

14.5 Beslutningsgrunnlag

Dersom vi oppsummerer det foregående resonnementet kan vi for fremtiden forvente stabiliserte men økte kraftpriser og mulig økt pris på el sertifikatene. Dette vil isolert sett tilsi at inntektene vil bli høyere. I produksjonsestimeringen har vi sett at Fardal kraftverk vil

produsere mest kraft under flomperioder når kraftprisene ofte er lavest. Vi legger derfor ikke til grunn forventninger om økte kraftpriser for våre inntektsberegninger. Ved å bruke gjennomsnittet av historiske kraftpriser fra perioden 1999-2011 mener vi at vi gjør et nøkternt, men realistisk anslag om forventet kraftpris for vår produksjon.

	Lav kraftpris	Middels kraftpris	Høy kraftpris
Kraftpris	0,16	0,29	0,42
Elsertifikat	0,18	0,18	0,18
Kraftpris m/elsertifikat	0,34	0,47	0,60

Tabell 9 Kraftpriser i kr/kWh. Bearbeidet data hentet fra Nordpool (Nordpool, 1999-2011)

Tallene i tabell 9 er utarbeidet med data fra Nordpools database med historiske kraftpriser fra 1999-2011. Alle priser er korrigert for årlig prosentvis økning i konsumprisindeksen (KPI). Lav kraftpris er gjennomsnittet av de tre laveste kraftprisene i Oslo, Molde og Bergen. Høy kraftpris er gjennomsnittet av de tre høyeste kraftprisene i tilsvarende områder. Middels kraftpris er gjennomsnittet av alle kraftprisene i samme område. Verdien av elsertifikatene er satt på bakgrunn av de opplysninger vi har fått ut fra samtaler med SFE.

Vi vektlegger at vi i stor grad vil produsere kraft i de våteste periodene av året. I

lønnsomhetsanalysen legges det derfor til grunn middels kraftpris inkludert elsertifikat på 47 øre/kWh for inntektsberegninger de første 15 driftsårene. For driftsårene utover dette brukes kraftpris på 29 øre/kWh for inntektsberegninger.

Vanligvis vil produsenter gjennomføre prissikring for enkelte perioder for å sikre gode priser på produksjonen. Prissikringsavtaler kan ikke gjøres for lengre enn 4 års perioder og vi vil ikke spekulere i prissikring i denne oppgaven.

15 Lønnsomhetsanalyse

I en lønnsomhetsanalyse skal vi ved hjelp av kjente økonomiske modeller gi svar på hvorvidt en utbygging i Fardalselvi vil være bedriftsøkonomisk lønnsom eller ikke. Vi skal i tillegg se hvordan lønnsomheten i prosjektet kan endre seg som følge av endringer i basisforutsetningene.

I følge NVE sin veileder bør en gjøre forenklete analyser av flere prosjekialternativer for å få en grovsortering av potensielle utbygginger, for så å utføre mer detaljerte analyser for utvalgte alternativer. Vi har brukt generelle prisberegninger fra NVE sitt kostnadsgrunnlag og gjort detaljerte analyser på bakgrunn av dette.

15.1 Avkastningskrav

Når vi skal analysere nåverdi og internrente får vi et resultat som må tilfredsstillende et avkastningskrav. Avkastningskravet er et resultat av forventet fremtidig risikofri rente pluss risikotillegg. Den risikofrie renten skal gjenspeile rentenivået i markedet og viser hvilken avkastning vi kunne fått uten risiko. Hvilken rente som legges til grunn vil variere noe fra investor til investor. Avkastningskravet settes ut fra hvilken avkastning vi kan oppnå ved en alternativ investering med samme risiko. Vi skal senere begrunne vårt valg av både risikofri rente og risikotillegg.

$$r = RF + \beta * MP$$

Formel for avkastningskrav: Der r er avkastningskrav, RF er risikofri rente, MP er markedspremie eller risikotillegg. β indikerer den såkalte marked- eller konjunkturrisikoen. 0,7 er en representativ β -verdi for vannkraft (Gjølberg & Johnsen, 2007).

15.1.1 β -verdi

β -verdi viser standardavviket av fremtidig prosentvis variasjon i investeringens nåverdi, justert for korrelasjon med variasjonen i avkastningen for markedsporteføljen. Når en investering kan anses å ha risiko som gjenspeiler pengemarkedets generelle risiko vil den ha en β -verdi lik 1. Når Gjølberg og Johnsen legger til grunn 0,7 som β -verdi for vannkraftinvesteringer, kan vi si at investeringen har en systematisk risiko som er lavere enn risikoen i markedet.

Nå som verdensmarkedet er generelt mer usikkert enn når Gjølberg og Johnsens utredning ble gjort i 2007, er det grunn til å si at den relative risikoen for vannkraftinvesteringer sett i forhold til markedet har blitt lavere. For hvert enkelt prosjekt bør det utredes en representativ β -verdi. Vi har lagt til grunn en β -verdi på 0,7.

15.2 Modeller for lønnsomhetsvurdering

Vi skal bruke kjente økonomiske modeller for å beregne lønnsomhet og se hvordan små endringer i forutsetningene påvirker lønnsomheten. Følgende økonomiske metoder/modeller er lagt til grunn for våre beslutninger:

- Kr/kWh beregning
- Tilbakebetalingsmetoden
- Nåverdimetoden
- Internrentemetoden
- Avkastningskrav
- Følsomhetsanalyse

15.2.1 Kr/kWh beregning

Kr/kWh er i kraftbransjen et mye brukt mål på hvor lønnsom en kraftutbygging vil være. Det anses som et pålitelig estimat for å uttrykke utbyggingskostnad i forhold til produksjon. Her ser vi på investeringskostnaden fordelt på antall kilowatt timer som produseres i første driftsår. Dette er ingen økonomisk modell som gir predikasjoner om fremtidige økonomiske utsikter, og kan derfor ikke alene brukes til analyseformål. Kr/kWh brukes for å vurdere kraftprosjekter opp mot hverandre.

NVE bruker kr/kWh beregninger til å kartlegge ressursgrunnet i Norge, og klassifiserer utbygginger med kostnad mindre enn 3kr/kWh som svært gunstig, og prosjekter med utbyggingskostnader mellom 3-5 kr/kWh som lønnsomme prosjekter. Utbygginger med antatt investeringskostnad over 5 kr/kWh er av NVE ikke ansett som lønnsom, og dermed ikke tatt med i deres kartlegging av vannkraftressurser.

15.2.2 Tilbakebetalingsmetoden

Tilbakebetalingsmetoden er en forholdsvis rask og enkel metode for å anslå hvor mange år det tar før investeringen er tjent inn igjen, og vi er break even. Denne metoden tar ikke hensyn til nåverdier av fremtidige kontantstrømmer, og den gir lite informasjon om den fremtidige lønnsomheten etter tilbakebetalingstidspunktet. For analyse er derfor metoden ikke så godt egnet, men er et nyttig verktøy på et tidlig stadium i et prosjekt og intern sammenlikning med liknende prosjekter.

15.2.3 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden er et verktøy som brukes for å beregne dagens verdi av fremtidige innbetalingsoverskudd minus investeringskostnad. For vannkraftanlegg brukes avskrivninger over 40 år. Det er derfor vanlig å beregne nåverdi for 40 års drift, selv om den økonomiske levetiden til et vannkraftverk ofte er lenger (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010).

Nåverdien kan beregnes ved hjelp av en formel der de fremtidige kontantstrømmene blir neddiskontert til investeringstidspunktet med avkastningskravet som diskonteringsrente. En positiv nåverdi gir en indikasjon på at prosjektet er lønnsomt og at det dermed bør satses på. En negativ nåverdi vil indikere det motsatte.

$$NV = -U_o + \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+k)^t}$$

Formel for nåverdi der NV=Nåverdi, U=investering, I=årlige innbetalingsoverskudd, og k=diskonteringsrenten.

Når de fremtidige innbetalingsoverskuddene neddiskonteres til dagens verdi vil nåverdimetoden gi en god indikasjon på lønnsomheten til prosjektet på langt sikt. Ved å lage gode modeller for nåverdiberegninger kan vi bruke denne metoden for å se på hvordan endringer i fremtidige kontantstrømmer vil påvirke lønnsomheten. I en følsomhetsanalyse kan vi bruke denne metoden til å kartlegge mulige utfall av lønnsomheten dersom vi får endringer i de økonomiske forutsetningene til prosjektet.

Ved flere investeringsalternativer vil det i teorien være naturlig å handle etter prinsippet om gjensidig utelukkende prosjekter, der det prosjektet med høyest positiv nåverdi prioriteres.

15.2.4 Internrentemetoden

Prosjektets internrente vil tilsvare den diskonteringsrenten som gir prosjektets fremtidige kontantstrømmer en nåverdi lik null. På denne måten kan vi se hvilken faktisk avkastning vi har på den kapitalen som er bundet i prosjektet. Internrenten er gitt av følgende formel:

$$NV = -U_o + \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+k)^t} = 0$$

Dette er samme formel som for nåverdi, men settes lik null for å finne diskonteringsrenten når nåverdien er lik null.

Internrenten måler bare relativ lønnsomhet, og er lite beslutningsrelevant dersom vi ikke ser den i sammenheng med nåverdimetoden som gir oss absolutte tall som et mål på lønnsomheten. Internrenten er et nyttig verktøy for å se hvilken margin vi har på avkastningskravet vårt. Skal et prosjekt være lønnsomt må avkastningskravet være lavere enn internrenten.

15.3 Følsomhetsanalyse

For et investeringsprosjekts økonomiske beregninger er det som regel lagt til grunn et forventet, eller en sannsynlig kostnadskurve for de variabler som inngår i prosjektet. Vi skal ved hjelp av en følsomhetsanalyse kartlegge hvor følsomt prosjektet er ovenfor endringer i basisforutsetningene. Dette gjør vi ved å se hvordan nåverdi og internrente reagerer på endringer i de basisforutsetninger vår lønnsomhetsanalyse er bygget på.

16 Resultater – Lønnsomhet

På bakgrunn av estimerte inntekter og kostnader har vi beregnet de årlige innbetalingsoverskuddene som kraftverket vil generere. Det er relativt få men usikre variabler som inngår i vårt likviditetsbudsjett. Det ligger mange forutsetninger til grunn for både produksjonsestimering og forventninger om fremtidig kraftpris. Vi opererer med årlige innbetalingsoverskudd med og uten elsertifikater.

Årlige innbetalingsoverskudd	
Årlige inntekter m/elsertifikat (15 år)	4 505 610
Årlige inntekter etter 15 år	2 784 314
Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader (inkl. lønn)	286 883
Årlige innbetalinger m/elsertifikat	4 218 727
Årlige innbetalinger u/elsertifikat	2 497 432

Tabell 10 Forventede innbetalingsoverskudd

Ut fra tallene i tabell 10 har vi gjort ulike lønnsomhetsberegninger som sammen med følsomhetsanalysen danner vårt beslutningsgrunnlag. Som grunnlag for analysen har vi fastsatt et avkastningskrav. Fremgangsmåten for avkastningskrav er derfor presentert først.

16.1. Fastsetting av avkastningskrav

Ved fastsetting av avkastningskrav må en ta stilling til hvordan en ønsker å verdsette inntekter i fremtiden. Legger en til grunn et høyt avkastningskrav eller diskonteringsrente, vil inntekter langt frem i tid ha liten verdi. Det er også viktig å kartlegge risikoen ved en investering. Å investere i vannkraft har vært lønnsømt langt tilbake i tid, og det er generelt liten risiko knyttet til vannkraftutbygginger. Dette har vi grunnlag for å si med tanke på blant annet hvor få historiske konkurser det er knyttet til vannkraftanlegg, og bankenes villighet til å fullfinansiere småkraftverk med kostnad under 2,6 kr/kWh, og ellers lave utlånsrenter for finansiering av småkraftverk (Gravdal, 2012).

For å fastsette avkastningskrav for denne oppgaven har vi basert oss på anbefalinger fra Norges offentlige utredninger (NOU) og Enova, sammen med tall fra en undersøkelse for fastsetting av avkastningskrav. Undersøkelsen ble i 2012 gjennomført av

PricewaterhouseCoopers (PWC), en ledende økonomisk rådgiver for private og offentlige bedrifter på verdensbasis.

16.1.2 Risikofri rente

Ifølge undersøkelsen PWC har gjennomført blant medlemmer i Norske Finansanalytikernes Forening, kommer det frem at 44 % mener norske statsobligasjoner over 10 år er en god indikator for hva som bør legges til grunn som den risikofrie renten i avkastningskravet (PWC, 2012).

Fra Norges Bank opplyses det at effektiv rente på norske statsobligasjoner over 10 år i 2011 var på 3,12 %. Vi anser norske statsobligasjoner som relativt sikre investeringer og representative til hvilken avkastning en investor kan kreve på sine langsiktige investeringer.

16.1.3 Risikotillegg

For valg av risikotillegg svarer hovedvekten (32 %) av respondentene på generelt grunnlag at pr 2011 og 2012 vil det vært naturlig å velge 5 % som risikotillegg. Dette mener vi er noe høyt for en langsiktig vannkraftinvestering som kan anses å ha lav risiko (PWC, 2012).

Enova anbefaler i sin rapport fra 2007 å legge til grunn et risikotillegg på 4 % for energiinvesteringer. Herunder gjelder også investeringer i vannkraft. Her er det viktig å notere seg at rapporten er gjort før finanskrisen, og at private investorer på den tiden hadde høye forventninger til avkastning (Gjølberg & Johnsen, 2007).

NOU har i sin rapport fra 2005 lagt til grunn et risikojustert avkastningskrav på 4 % for langsiktige statlige investeringer, hvor risikotillegget utgjør 2 % (Norge offentlige utredninger, 2012).

Vi har ut i fra dette besluttet å legge til grunn 3,12 % som risikofri rente som er lik den årlige avkastningen på norske statsobligasjoner siste 10 år, pluss et risikotillegg på 3 % som er noe lavere enn det Enova anbefalte under høykonjunkturen i 2007.

$$r = RF + \beta * MP \rightarrow r = 3,12\% + (0,7 * 3\%) = 5,22\%$$

Der r er avkastningskrav, RF er risikofri rente, MP er markedspremie eller risikotillegg. β indikerer den såkalte markeds- eller konjunkturrisikoen. Ifølge Gjølberg og Johnsen, 2007, er 0,7 en representativ β -verdi for vannkraft.

På bakgrunn av disse opplysningene, og i tillegg en gitt betaverdi for vannkraft på 0,7 får vi et nominelt avkastningskrav på 5,22 %.

16.1.4 Inflasjonskorrigering og fastsetting av reelt avkastningskrav

I nåverdivurderingen er de årlige kontantstrømmene til prosjektet satt i faste, eller reelle tall. Det betyr at avkastningskravet, eller diskonteringsrenten som legges til grunn for nåverdivurdering også må være reel. Dette beregnes ved å korrigere det nominelle avkastningskravet mot årlig inflasjon.

Norge har som kjent et langsiktig inflasjonsmål på 2,5 %. Vi vet imidlertid at den økonomiske veksten i lengre tid har vært lavere enn dette og ønsket å se på den reelle prisstigningen over tid. Dette for å kunne gjøre en inflasjonskorrigering som samsvarer med inflasjonen slik den er i dagens situasjon. KPI et godt mål på inflasjon, og er lagt til grunn for beregning av årlig inflasjon de siste 10 år.

Årstall	Årlig økning i KPI
2002	2,3 %
2003	0,4 %
2004	1,6 %
2005	2,3 %
2006	0,8 %
2007	3,7 %
2008	2,1 %
2009	2,4 %
2010	1,2 %
2011	0,5 %
Gj. Snitt siste 10 år	1,7 %

Tabell 11 Økning i KPI de siste 10 år (Statistisk sentralbyrå, 2012)

Av tabell 11 kan vi lese av gjennomsnittlig årlig økning i KPI de siste ti år har vært på ca. 1,7 %. Dette er lavere enn det norske langsiktige målet på 2,5 % årlig inflasjon. Vi mener at det med tanke på dagens økonomiske situasjon i Europa og verden forøvrig, kan være en reel

forutsetning at vi fortsatt kan forvente lav årlig prisstigning også i årene som kommer. 1,7 % årlig inflasjon er likevel et noe lavt inflasjonsmål på mellomlang sikt, så vi velger derfor å sette rente for inflasjonskorrigering noe under det langsiktige målet på 2,5 % til 2 %.

$$r_r = \frac{r_n - j}{(1+j)} \rightarrow r_r = \frac{5,22\% - 2\%}{(1+2\%)} \rightarrow r_r = 3,16\%$$

Formel for inflasjonskorrigering av avkastningskrav

Dette gir oss et inflasjonskorrigert avkastningskrav på 3,16 %, og det dette kravet som legges til grunn for lønnsomhetsanalysen. Hvorvidt dette avkastningskravet reflekterer dagens økonomiske situasjon, og om det er representativt for vannkraftbransjens krav til avkastning, blir diskutert senere i oppgaven.

Avkastningskravet må uansett sees i forhold til internrenten som er den renten prosjektet maksimalt kan tåle på lang sikt, og ut fra dette må vi ta stilling til om det er tilfredsstillende.

Avkastningskrav	Nåverdi
3 %	39 902 641
4 %	30 185 166
5 %	22 422 425
6 %	16 149 236
7 %	11 024 192
8 %	6 794 204
9 %	3 269 762
10 %	307 512
10,11 %	0
11 %	-2 202 081
12 %	-4 343 553
13 %	-6 182 800
14 %	-7 771 683

Tabell 12 Endring i nåverdi som følge av økt avkastningskrav

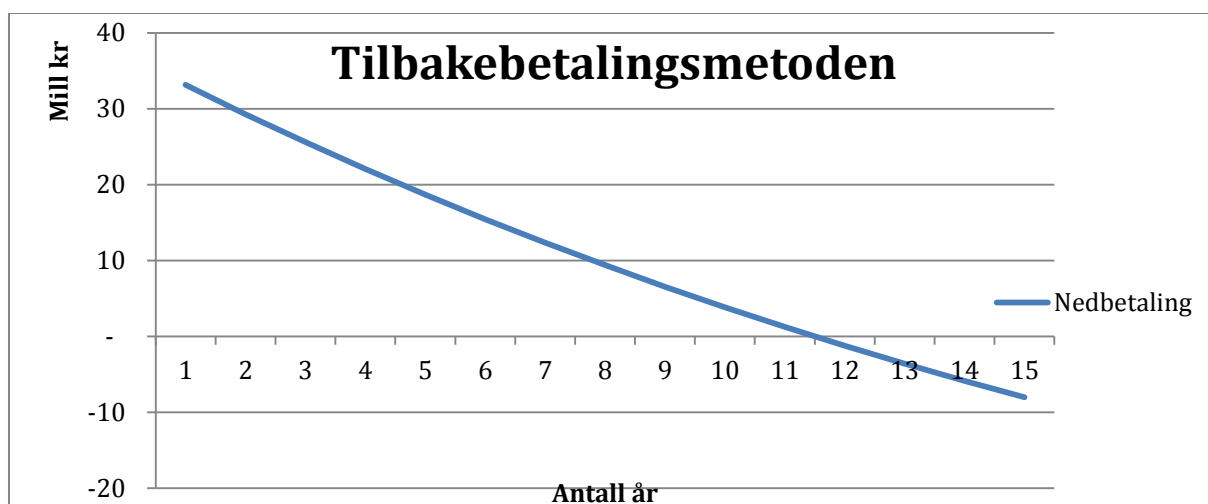
Ut fra tabell 12 ser vi at et reelt avkastningskrav opp til 10,11 % vil være akseptabelt for et utbyggingsprosjekt i Fardalselvi før nåverdien krysser nullpunktet. Dette er en solid internrente og en sterk indikasjon på at investeringen er lønnsom.

16.2 Investeringskostnad i kr/kWh

Den totale investeringen på kr 37 176 561 vil med installert effekt på 3,7 MW gi en årlig produksjon på 9,6 GWh og dermed en utbyggingskostnad på kr 3,89 kr/kWh. I følge NVE kan utbygginger i kostnadsområdet under 3kr/kWh karakteriseres som *svært gunstige*, mens utbygginger i kostnadsområdet 3-5kr/kWh *kan forsvares* (Voksø, et al., 2004).

16.3 Tilbakebetalingsmetoden

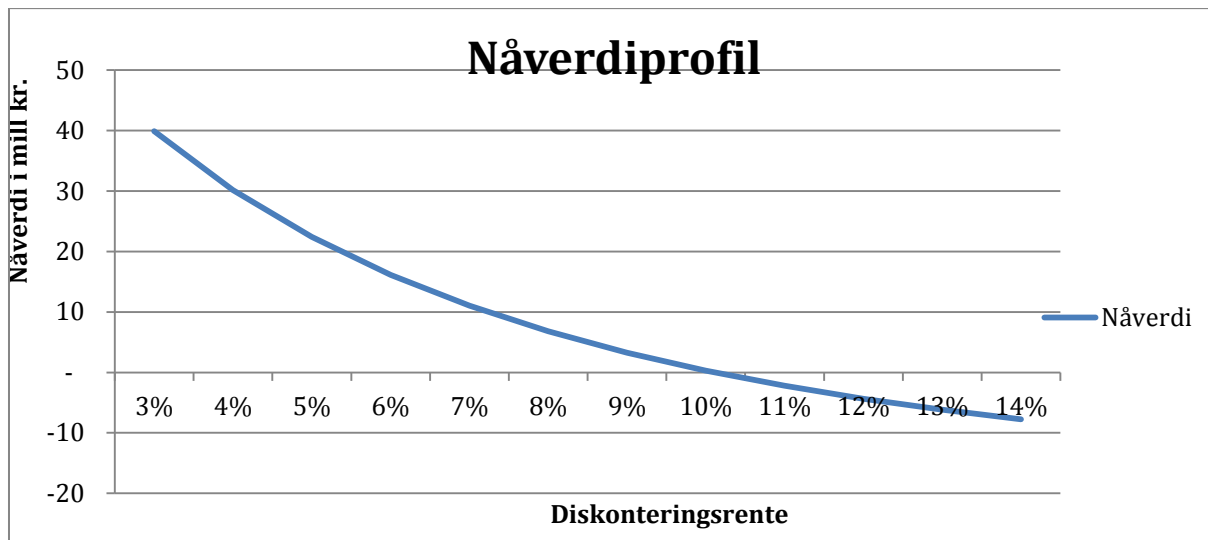
Vi har fremstilt en graf av tilbakebetalingstiden på investeringen. I figur 10 er de fremtidige innbetalingene diskontert for avkastningskravet og vi finner tilbakebetalingstidspunktet der grafen krysser nullpunktet. Dette er like i underkant av 11,5 år.



Figur 10 Antall år før investeringen er tilbakebetalt

16.4 Nåverdi og internrente

Nåverdien til prosjektet er gitt av at investeringen skjer i år 0 der det første innbetalingsoverskuddet kommer om et år. Med dagens avkastningskrav på 3,16 % vil de årlige innbetalingsoverskuddene gi investeringen en nåverdi pålydende kr 38 192 630.



Figur 11 Utviklingen av nåverdien ved endring av avkastningskrav. Internrenten kommer frem der grafen krysser x-aksen

En internrente på 10,11 % gir en positiv differanse på 6,95 % mot avkastningskravet vårt på 3,16 %. Dette er en meget positiv indikator som støtter utbygging.

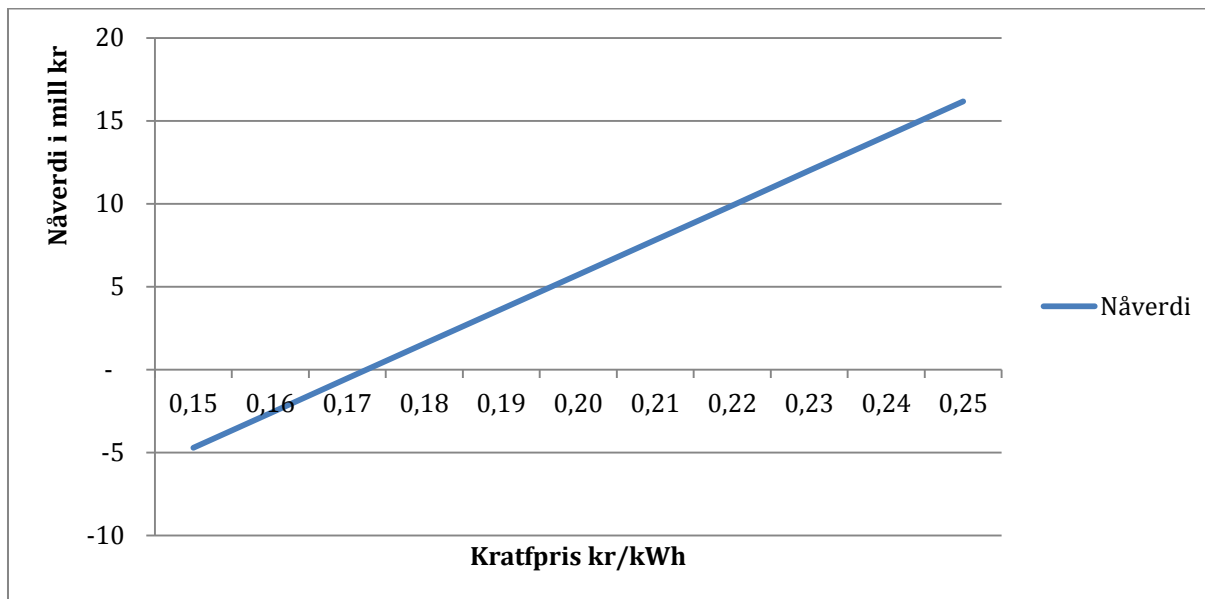
16.5 Følsomhetsanalyse

For å fremstille mulige scenario som følger av endringer i basisforutsetningene har vi sett på følgende endringer i vårt prosjekt:

- Endring i nåverdi som følge av kraftprisendringer
- Forskjell i nåverdi og internrente med og uten elsertifikater
- Endring i nåverdi som følge av variasjon i nedbør og produksjonsmengde
- Hvordan endring i investeringskostnad påvirker nåverdi.

Alle modellene er gjort med avkastningskravet på 3,16 % som utgangspunkt.

16.5.1 Følsomhet for endringer i kraftpris



Figur 12 Endring i nåverdi som følge av endring i kraftpris

I figur 12 ser vi store endringer i nåverdi som følge av små endringer i kraftprisen. Merk at det bare er ett-øres intervaller i kraftprisene som gir store utslag for nåverdien til prosjektet. Dette viser at kraftprisen i seg selv kan være avgjørende for lønnsomheten, og at det er små marginer som skiller mellom lønnsomt og ulønnsomt. Beregningene er gjort med utgangspunkt i et normalår, og viser at en kraftpris i overkant av 0,17 kr/kWh vil gi en nåverdi lik 0.

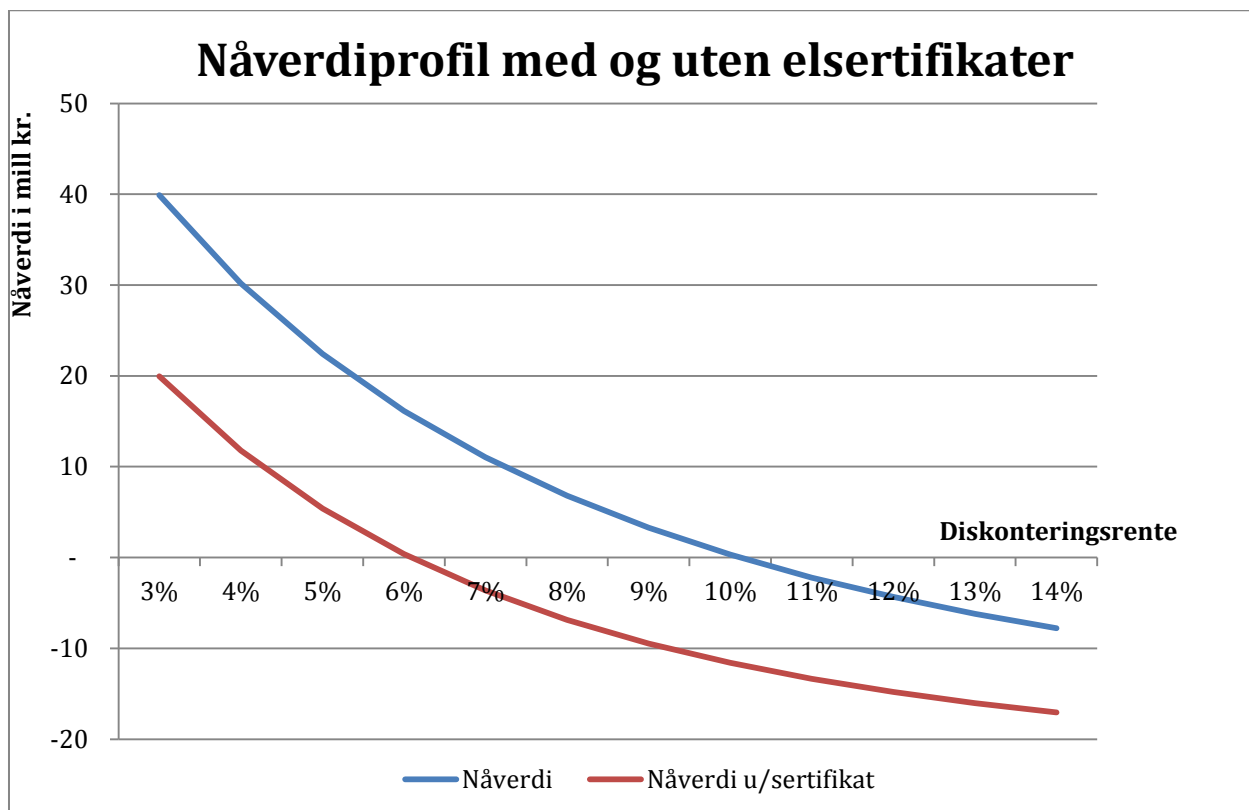
Kraftprisen som er lagt til grunn i lønnsomhetsberegningen er gjennomsnittlig kraftpris på 0,49 kr/kWh inkludert elsertifikater og 0,29 kr/kWh uten elsertifikater over en 40 års periode. Det er de kraftprisene vi mener er best representativ for fremtiden, og viser at vi har god margin før nåverdien blir negativ. Vi vil på lang sikt tåle en kraftpris på under halvparten av vår forventede kraftpris og fortsatt ha positiv nåverdi. På kort sikt kan vi derimot risikere at vi i et tørt år kan få perioder med negativ likviditet. Dette betrakter vi som naturlige variasjoner fra år til år og årstidsvariasjoner som vil utjevne seg på lang sikt.

Siden kraftverket i hovedsak vil produsere mest kraft i perioder med mye vann, har vi sett for oss en situasjon der all kraften blir produsert til lav kraftpris, altså 0,34 kr/kWh inkludert elsertifikater og 0,16 kr/kWh uten elsertifikater. Dersom denne situasjonen gjentar seg hvert

år i 40 år vil investeringen fortsatt gi en positiv nåverdi kr 10 801 406 med en internrente 5,51 %.

16.5.2 Nåverdi med og uten elsertifikater

Det er interessant å se på forskjellen i nåverdi med og uten elsertifikater. Elsertifikatene er som tidligere nevnt et tiltak som blant annet skal bidra med å gjøre de marginale prosjektene mer lønnsomme.



Figur 13 Forskjell i nåverdiutvikling der inntekten baseres på kraftpriser med og uten elsertifikater

I figur 13 ser vi den røde linjen som representerer nåverdiutvikling uten elsertifikater, og den blå linjen som viser nåverdiutvikling med elsertifikater. Den røde linjen viser en lavere parallell utvikling av nåverdiprofilen enn den blå linjen. Nåverdiutviklingen basert på en kraftpris uten elsertifikater (rød linje) gir et skjæringspunkt med x-aksen, eller internrente, på 6,09 %. Dette gir en svakere margin til vårt avkastningskrav på 3,16 % når vi sammenlikner med nåverdiutviklingen som er basert på en kraftpris inkludert elsertifikater. Med elsertifikater får vi som tidligere vist en internrente på 10,11 %.

16.5.3 Følsomhet ovenfor variasjon i nedbørsmengder

Ved konstant middels kraftpris og endringer i nedbørsmengder får vi følgende variasjon i nåverdi:

	Tørt år	Normalår	Vått år
Nåverdi	-551 513	38 192 630	63 338 061

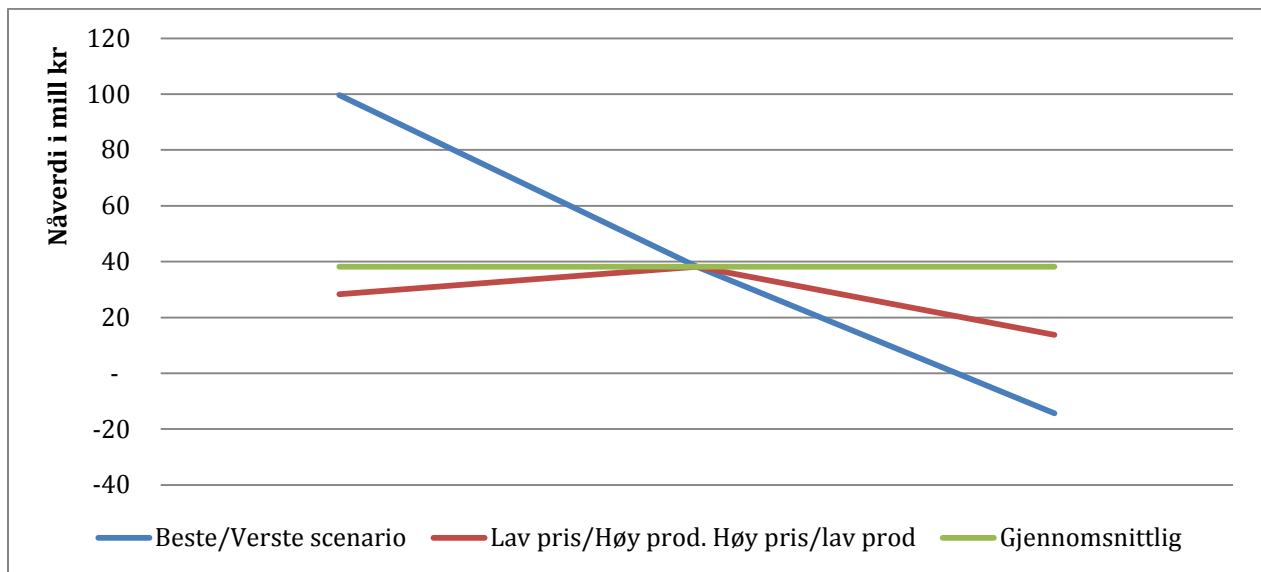
Tabell 13 Nåverdivariasjon som følge av en serie på 40 tørre, normal eller våte år

Tabell 13 viser hvordan nåverdi vil variere dersom vi får en serie av 40 tørrår, normalår eller våte år.

I disse beregningene er det lagt til grunn middels kraftpris på 0,47 kr/kWh der nedbørsmengder er lagt inn som variabel. Får vi en serie av 40 tørre år med middels kraftpris kan vi i verste tilfelle få negativ nåverdi på kr 551 513. Dette er lite reelt ettersom at kraftprisene ofte vil være høyere enn gjennomsnittet i et tørt år, og motsatt i et vått år.

16.5.4 Følsomhet ovenfor variasjon i nedbørsmengder med varierende kraftpris

Variasjon i nedbørsmengder og produksjon korrelerer som sagt med variasjon i kraftprisene. Ved høy produksjon vil kraftprisene være lave, mens ved lav produksjon vil kraftprisene være høye. For å sette følsomheten til prosjektet på prøve, skal vi i neste modell simulere ytterpunktene fra beste til verste scenario. Beste scenario består av en serie med 40 år med høy produksjon ved høy kraftpris, mens verste scenario er en serie av lav produksjon og lav kraftpris over 40 år. I tillegg til dette ligger det inne en mer reel situasjon der vi legger til grunn lave kraftpriser i perioder med høy produksjon, og høye kraftpriser i perioder med lav produksjon.



Figur 14 Blå linje: forskjellen fra beste til verste scenario. Rød linje: forskjellen fra tørre år med høye kraftpriser til våte år med lave kraftpriser. Grønn linje: gjennomsnittlig kraftpris i et normalår

Grafen er laget med et 40 års perspektiv der beregningene er gjort med utgangspunkt i at den gitte situasjonen vil gjenta seg hvert år i 40 år.

Den blå linjen viser ytterpunktene for konsekvensene av ekstremsituasjoner hvert år i 40 år og er presentert med tall i tabell 14.

	Vått år med høy kraftpris	Tørt år med lav kraftpris
Beste/verste scenario	Kr 99 662 261	Kr – 14 390 518

Tabell 14 Nåverdi i beste og verste tilfelle

I beste/verste scenario ser vi at det i verste tilfelle kan ende med negativ nåverdi på kr 14 278 725, mens beste tilfelle kan gi oss positiv nåverdi på kr 99 774 054.

Den røde linjen viser en mer typisk situasjon i kraftprismarkedet der vi har brukt høye kraftpriser ved lav produksjon, og lave kraftpriser ved høy produksjon. Ved å justere forventningene om kraftpris etter nedbørmengde kutter vi spennet mellom ytterpunktene for beste og verste tilfelle, og konsekvensene for slik situasjon er beskrevet med tall i tabell 15, s. 81.

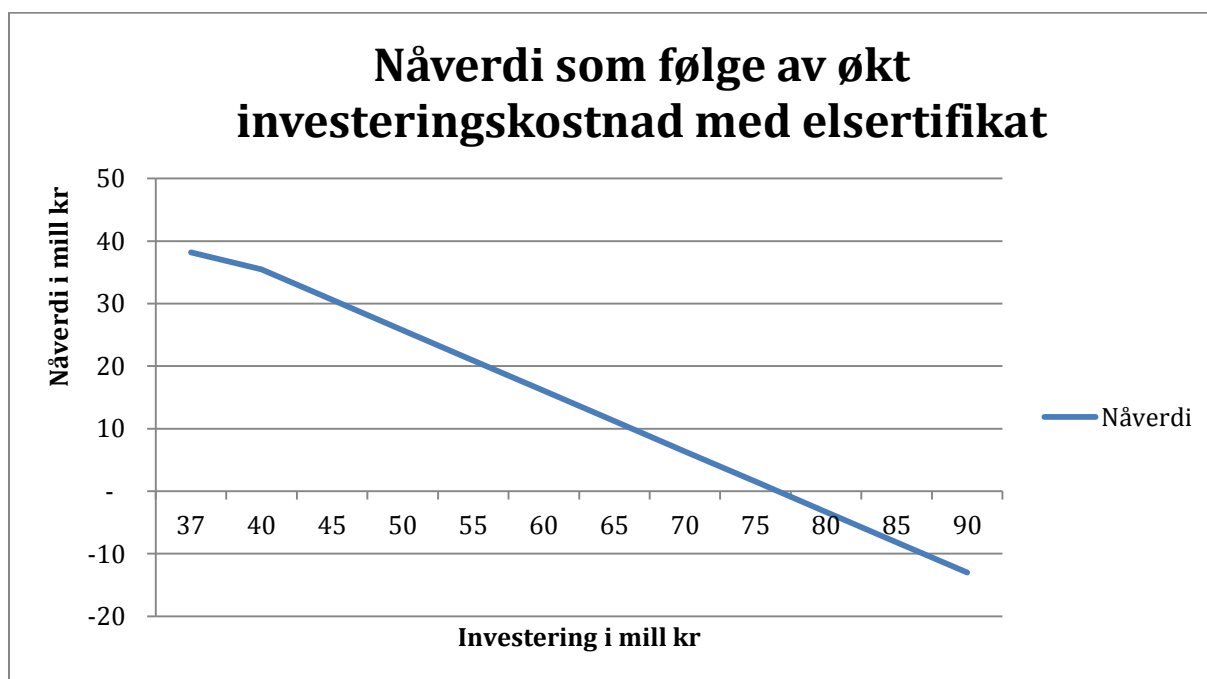
	Vått år med lav kraftpris	Gjennomsnitt normalår	Tørt år med høy kraftpris
Nåverdi	Kr 28 322 030	Kr 38 192 630	Kr 13 804 506

Tabell 15 Nåverdi for situasjoner der kraftpriser korrelerer med nedbørsmengder

Over en 40 års periode mener vi likevel at et tørt år vil utjevne et vått år og at perioder med høye kraftpriser vil utjevne perioder med lave kraftpriser. Da blir den grønne linjen, som viser nåverdi ved middels kraftpris i et normalår, en fornuftig indikator for den forventede nåverdien til prosjektet.

16.5.5 Økte investeringskostnader med og uten elsertifikater

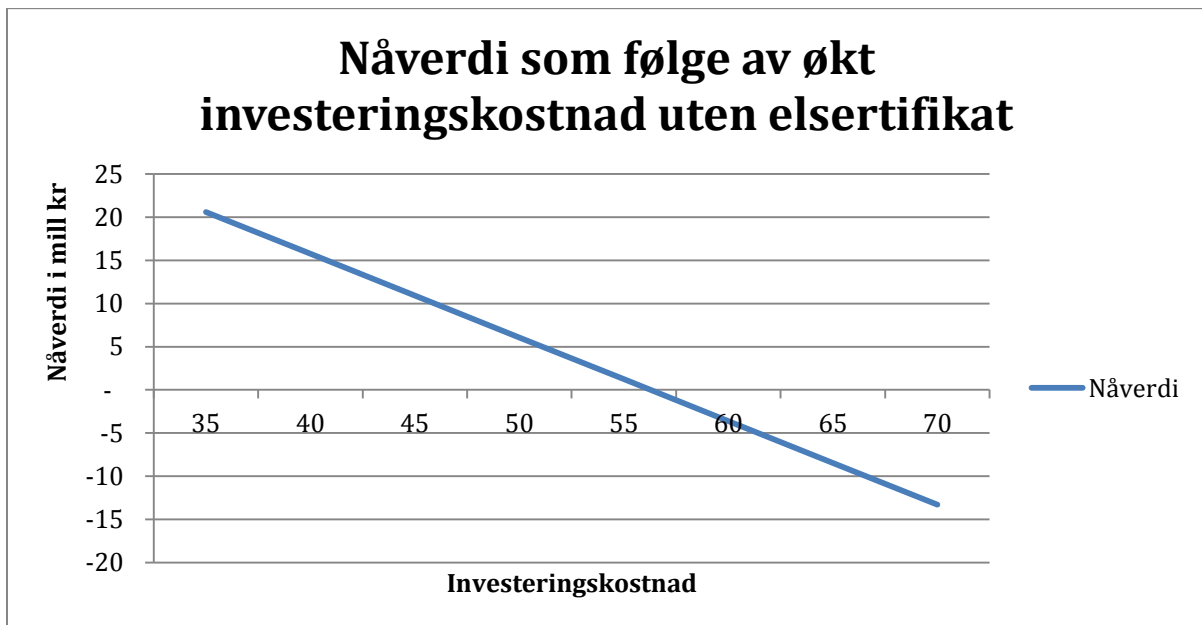
Med et normalår og gjennomsnittlige kraftpriser med elsertifikater lagt til grunn, er det interessant å se hvor god margin vi har i forhold til økte investeringskostnader.



Figur 15 Utvikling i nåverdi som følge av økte investeringsutgifter

Vi ser av figur 15 at nåverdien skjærer nullpunktet ved investeringskostnad på i overkant av 76 millioner kroner. Vi har beregnet de totale kostnadene ved en utbygging i Fardalselvi til totalt kr 37 176 561. Dette viser at investeringskostnaden med avkastningskrav på 3,16 % kan mer enn doubles før nåverdien blir negativ.

Vi gjør samme beregninger, men uten elsertifikater i inntektsberegningen, se figur 16.



Figur 16 Utvikling i nåverdi som følge av økte investeringsutgifter dersom utbyggingen ikke hadde vært subsidiert av elsertifikatordningen

Av figur 16 ser vi at nåverdien er lik null ved en investering på ca. 56 millioner kroner. Dette tilsvarer en investeringskostnad på 5,86 kr/kWh og er et bilde på hvilken investering prosjektet ville tålt uten subsidier i form av grønne sertifikater.

17 Diskusjon

Som en avslutning på oppgaven ønsker vi å reflektere rundt de avgjørelser som er tatt underveis. En småkraftutbygging er et sammensatt prosjekt med flere variabler som avhenger av hverandre for et optimalt resultat. Små endringer i grunnleggende forutsetninger kan gi betydelige utfall for resultatet. Dette gir grunn til å diskutere de valgene vi har tatt.

17.1 Kartlegging av ressursgrunlaget

I kartleggingen av ressursgrunlaget har vi tatt utgangspunkt i offentlig tilgjengelig nedbørsdata fra perioden 1961-1990 gjennom NVE sine nettsider.

Helga Therese Tilley Tajet ved meteorologisk institutt oppsummerer "Klimastatus 2012" med tanke på nedbørsutviklingen på Vestlandet:

"... Siden 1900 har nedbøren på Vestlandet økt med 20 % og vil fortsette å øke... det helhetlige bilde på årsbasis er så langt at nedbøren i perioden 1981-2010 varierer mellom 5 % mindre og 14 % mer enn 1961-1990 perioden, med hovedtyngde rundt 3 - 10 % mer... beregninger kan vise at økningen er størst der det allerede er mye nedbør og særlig på Vestlandet høst, vinter og vår..."

Det indikerer at ressursgrunlaget i Fardalselvi sannsynligvis er større enn det vi har brukt i våre modeller.

Vår ressurskartlegging er basert på nedbørsdata fra nedbørsfeltet. Det er ingen målestasjon i Fardal så det er snakk om estimerer kalkulert ut fra andre målestasjoner i nærområdet. Lokale variasjoner kan være store, men det er først og fremst knyttet usikkerhet til de måledata som foreligger fra værstasjonene i Norge. NVE opererer her med usikkerhet i sine nedbørsdata på ± 20 % for små nedbørfelt.

I Norconsult sin skisserapport fra 2008 er Feios brukt som representativ målestasjon for Fardalselvi. Vi har brukt Krokedalselvi. Vi mener at Feios, som har et mye større nedbørsfelt og innslag av breer og større innsjøer, vil gi et for optimistisk bilde av hvordan avrenningen vil være gjennom året enn hva som vil være tilfelle i Fardalselvi. Bruk av avrenningsdata fra

Feios vil etter vårt syn ikke være representativt for Fardalselvi da denne elven har en mye jevnere vannføring gjennom året. Ved å sette Feios som målestasjon vil den jevne vannføringen føre til at slukeevnen og dimensjoneringen av kraftverket blir for lav i forhold til det som vil være optimalt i Fardalselvi og føre til økt flomtap. At vi har brukt ulik representativ målestasjon gjør at resultatene for produksjon ikke er direkte sammenlignbare.

17.2 Dimensjonering

Variasjoner i avrenning vil ifølge Helga Therese Tilley Tajet bli større i fremtiden og gi større flommer. Dette taler i retning av økt slukeevne til kraftverket, og økt størrelse på turbinen. Dette har vi ikke tatt høyde for i dimensjoneringen av hovedkomponenter. Vi har basert oss på de data som er tilgjengelig og ikke spekulert i hvordan nedbøren vil variere i fremtiden når vi har beregnet størrelsen på hovedkomponentene.

17.3 Turbinvalg

Vi har i produksjonsestimeringen satt nedre grense for produksjon ved 10 % av maksimal slukeevne. Dette er et relativt høyt tall i forhold til det som er tilgjengelig på markedet av Peltonturbiner. Det finnes Peltonturbiner som produserer helt ned til 5 % av maksimal slukeevne. Turbinene kan også ha høyere virkningsgrad ved lavere pådrag enn det som er beskrevet i NVE sin veileder. Vi har valgt å bruke 10 % siden det er det som er beskrevet i beskrivelsen av virkningsgrader. Konsekvensen av dette er at vi sannsynligvis vil kunne produsere mer ved lav delast enn med det anslaget vi har estimert med.

17.4 Rørdiameter

Vi har valgt rørdiameter på 900 mm for å tilfredsstille kravet til NVE for vannhastighet gjennom røret på maksimum 4 m/s. Det bør ses nærmere på om det vil lønne seg å øke denne dimensjonen til 1000 mm. Dette vil gi mindre falltap (friksjon i røret) og øke produksjonen til kraftverket, men det vil koste mer og kreve større turbin og generator m.m. Det vi har funnet ut gjennom våre modeller er at en økning i rørdiameter fra 900 til 1000 mm vil rettferdiggjøre en kostnadsøkning på kraftverkets total kostnad på 4 % og muligens være et lønnsomt valg med dagens situasjon. Vi har ikke nøstet opp denne tråden. En økning av

rørdiameter gjør det mulig å bytte ut, oppgradere eller supplere med en ekstra turbin i fremtiden hvis det skulle vise seg at ressursgrunnlaget er større enn det vi har kalkulert med.

17.5 Lønnsomhet

I lønnsomhetsanalysen har vi lagt til grunn et reelt avkastningskrav på 3,16 %, noe vi mener er et representativt langsiktig krav for en vannkraftinvestering. Det er usikre tider i verdensøkonomien, og sett fra et samfunnsøkonomisk ståsted vil et avkastningskrav lik den økonomiske veksten i Norge pluss et risikotillegg være fornuftig. Ut fra den sikkerheten en vannkraftinvestering kan anses å ha og den store usikkerheten i verdensøkonomien, er det tenkelig at enkelte investorer er villig til å akseptere enda lavere avkastningskrav for å sikre fremtidig vekst i kapitalen.

Ut fra vårt inntrykk av den norske kraftbransjens generelle krav til avkastning, mener vi det vil være naivt å anta at en vannkraftinvestor i realiteten vil akseptere et avkastningskrav lik prisstigning pluss risikotillegg. Vi er kjent med at enkelte aktører i bransjen legger til grunn høye avkastningskrav for sine prosjekter, og en kan diskutere hvorvidt forventet avkastning på vannkraft ligger for høyt i kraftbransjen.

Til tross for at NVE i sin rapport (Voksø, et al., 2004) skriver at investeringer med kostnad over 5 kr/kWh ikke er lønnsomme, har vi sett at vårt prosjekt med inntektene fra grønne sertifikater, kan tåle en utbyggingskostnad på 8,00 kr/kWh og fortsatt være lønnsom. Ser vi bort fra de grønne sertifikatene er marginen noe svakere, men prosjektet vil fortsatt tåle en investeringskostnad på 5,86 kr/kWh og likevel være lønnsom.

En av målsetningene med grønne sertifikater er å øke lønnsomheten til marginale prosjekter. Slike NVE presenterer sin ressurskartlegging kan det imidlertid se ut som det er de allerede lønnsomme prosjektene som skal satses på, og at grønne sertifikater derfor i større grad bidrar til å øke utbytte for eiere enn for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Dette tyder igjen på høye krav til lønnsomhet for vannkraftutbygginger.

I alle ledd, fra ressurskartleggingen, produksjonsestimeringen og lønnsomhetsanalysen har vi vært konservative i valgene vi har tatt, og kan oppsummeres på følgende måte:

Vi har brukt en måleperiode for nedbør som er signifikant tørrere enn det som er virkeligheten i dag. Turbinen vi har valgt er produksjonsmessig dårligere, og kan ha lavere virkningsgrad, enn det som er tilgjengelig på markedet. Under arbeidet med kostnadsoverslaget erfarte vi at prisene i NVE sin veileder gjennomgående lå betydelig høyere enn prisene oppgitt fra leverandører vi har vært i kontakt med. I tillegg til dette taler alle prognoser for økte kraftpriser i fremtiden.

Alle disse faktorene tilsier at en utbygging i Fardalselvi sannsynligvis vil være mer lønnsom enn det vi har kalkulert med i våre beregninger.

18 Konklusjon

Målet med denne oppgaven har vært en ressurskartlegging, finne tekniske løsninger og gjennomføre en lønnsomhetsanalyse av en småkraftutbygging i Fardalselvi.

Resultatene som er presentert er positive og støtter utbygging. Med plassering av inntak på kote 236 og kraftstasjon på kote 38 får vi en brutto fallhøyde på 198 meter. Sammen med slukeevne på $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$ gir det en installert effekt på 3,7 MW som vil gir årlig produksjon på 9,6 GWh. Utbyggingskostnaden på kr 37 176 561 tilsvarer en kostnad på 3,89 kr/kWh. Med et avkastningskrav på 3,16 % får vi en meget gunstig nåverdi på kr 38 192 630 og en internrente på 10,11 %.

Et småkraftanlegg i Fardalselvi kan sies å være et svært lønnsomt prosjekt til tross for at det ligger i NVEs øvre prisskala på hva som anses å være lønnsomt.

19 Bibliografi

- Christensen, D. E. (2011, juli 21). *Elsertifikatmarkedet - Bakgrunn og perspektiver*. NVE dagene. Hentet fra 67,5 prosent fornybarandel for Norge:
<http://www.energinorge.no/energiproduksjon/67-5-prosent-fornybarandel-for-norge-article8737-238.html>
- dki - NVE. (2010, januar). *Norges vassdrags- og energidirektorat*. Hentet fra
<http://www.nve.no/global/sikkerhet%20og%20tilsyn/damsikkerhet/klassifisering/microsoft%20word%20-%20skjema%20og%20veiledning%20klassifisering%20dammer%20og%20trykkr%c3%b8r%20bokm%c3%a5l.pdf?epslanguage=no>
- Energibedriftenes landsforening. (2007, april 12). *Energi Norge*. Hentet fra
<http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/MEDLEMSTJENESTER/KOMMUNIKASJONSVERKT%D8Y/kort%20sagt%202007.pdf>
- energidirektorat, N. v.-o. (2012). *NVE Atlas - Potensial for små kraftverk*. (NVE og GEODATA AS) Hentet mai 2012 fra http://arcus.nve.no/website/potensial_smaakrv/viewer.htm
- Fornybar*. (u.d.). Hentet fra Småkraft - Teknologi: <http://www.fornybar.no/vannkraft/produksjon-av-vannkraft/smakraft/teknologi>
- Gjølberg, O., & Johnsen, T. (2007). *Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?* UMB og NHH, Ås, Bergen.
- Gravdal, A. (2012, august 31). Ansvarlig for småkraftfinansiering hos Sparebanken Sogn og Fjordane.
- Klimakur 2020. (2009). *Internasjonale rammebetingelser for norsk klimapolitikk TA-2574, s.19*.
- Norconsult. (2008). *Skisseprosjekt småkraftverk Fardalselvi*. Norconsult - på oppdrag fra Sognekraft AS.
- Nordpool. (1999-2011). *Nordpool*. Hentet oktober 2012 fra Elspot prices:
<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/>
- Norge offentlige utredninger. (2004, juni 1). *Regjeringen*. Hentet januar 18, 2013 fra Olje- og energidepartementet: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2004/NOU-2004-11/4/1.html?id=418642>
- Norge offentlige utredninger. (2012, oktober 3). *Regjeringen*. Hentet fra Finansdepartementet:
<http://www.regjeringen.no/pages/38064911/PDFS/NOU201220120016000DDDPDFS.pdf>
- Norge, S., Fladen, B., Holmqvist, E., & Bachke, D. (2010). *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2008). *Norges vassdrags- og energidirektorat*. Hentet fra Konesjoner: http://www.nve.no/Global/Konesjoner/Prioriteringskriterier_konesjonssaker.pdf
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2009, februar 11). *Norges vassdrags- og energidirektorat*. Hentet januar 18, 2013 fra Vannkraft: <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2009, mars 23). *Norges vassdrags- og energidirektorat*. Hentet januar 18, 2013 fra Norsk nettutveksling 2007 : <http://www.nve.no/no/Energistatus-2008/Marked/Engrosmarkedet/Norsk-nettutveksling-2007/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2012). *Norges vassdrags- og energidirektorat*. Hentet fra Lavvann: <http://gis.nve.no/ge/Viewer.aspx?Site=Lavvann>
- Nydal, R. (2012). Generell muntlig kilde - Nydal Energiutvikling AS.
- PWC. (2012). *PWC*. Hentet fra <http://www.pwc.no/no/publikasjoner/deals/risiko-pdf.pdf>
- Rognes, A., Skog, M., Henriksen, P., & Grøner, S. (2003). *Rapport nr 2/03 Langhullsborring*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- senorge. (2012). *senorge*. (energidirektorat, Norges vassdrags- og; Meteorologisk institutt; Statens kartverk;) Hentet fra senorge: <http://senorge.no/startPage.aspx>
- Småkraftforeninga. (2010, november 1). *Kraftverk*. Hentet januar 8, 2013 fra Står verdiskapingen på spill?: <http://kraftverk.net/visartikkel.php?id=1951>
- Sofienlund, E. (2012). Generell muntlig kilde - Tyngdekraft AS.
- Sogn og Fjordane Energi. (2012, oktober 24). *Montel*. Hentet fra www.montel.no
- SognekraftAS, T. B. (2012). Uformell samtale om utbygniingsalternativ.
- Statistisk sentralbyrå. (2012). *SSB*. Hentet fra Konsumprisindeksen, per 15. desember 2012: <http://www.ssb.no/kpi/tab-01.html>
- Statnett. (2012). *Statnett - Elsertifikater*. Hentet fra <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Elsertifikater/>
- SWECO Norge. (2010). *Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (<10 000 kW)*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- SWECO, Fladen, B., Holmqvist, E., & Bachke, D. (2010). *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Voksø, A., Stensby, H., Mølmann, K., Tovås, C., Skau, S., & Kavli, O. (2004). *Norges vassdrags- og energidirektorat*. (T. Jensen, Red.)

19.1 Figurliste

Figur 1 Gjennomsnittlig avrenning over 46 år og normalavrenning fra 1975.....	28
Figur 2 Årstidsvariasjon i et tørt, normalt og vått år.....	29
Figur 3 Årstidsvariasjon og flomtap ved 2,1 m ³ /s	32
Figur 4 Oversikt over virkningsområdet til ulike turbiner som en funksjon av vannføring og fallhøyde	37
Figur 5 Virkningsgrader for ulike turbiner ved ulikt pådragsgrad	39
Figur 6 Viser fremgangsmåten for prissetting av komponenter.	46
Figur 7 Norsk nettutveksling de siste 45 år. Plussiden indikerer import og minussiden indikerer eksport (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2009).....	61
Figur 8 Kraftprisområder i Norge	62
Figur 9 Utviklingen i elsertifikatpris fra desember 2009 til medio september 2012. Prisen er gitt i kr/MWh (Sogn og Fjordane Energi, 2012).....	65
Figur 10 Antall år før investeringen er tilbakebetalt	75
Figur 11 Utviklingen av nåverdien ved endring av avkastningskrav. Internrenten kommer frem der grafen krysser x-aksen.....	76
Figur 12 Endring i nåverdi som følge av endring i kraftpris.....	77
Figur 13 Forskjell i nåverdiutvikling der inntekten baseres på kraftpriser med og uten elsertifikater. 78	
Figur 14 Blå linje: forskjellen fra beste til verste scenario. Rød linje: forskjellen fra tørre år med høye kraftpriser til våte år med lave kraftpriser. Grønn linje: gjennomsnittelig kraftpris i et normalår.....	80
Figur 15 Utvikling i nåverdi som følge av økte investeringsutgifter	81
Figur 16 Utvikling i nåverdi som følge av økte investeringsutgifter dersom utbyggingen ikke hadde vært subsidiert av elsertifikatordningen	82

19.2 Kartliste

Kart 1 Rød + blå linje illustrerer Norconsult sitt valg av vannvei	14
Kart 2 NVE sin ressurskartlegging av Fardalselvi	15
Kart 3 Nedbørsfelt Krokedalselvi.....	23
Kart 4 Nedbørsfelt Fardalselvi	26
Kart 5 Fordeling av løsmasser langs vannveien.....	51
Kart 6 Viser plassering av inntak, vannvei og kraftstasjon	56

19.3 Tabelliste

Tabell 1 Sammenligning av nedbørsfeltet til Fardalselvi og Krokedalselvi	27
Tabell 2 Turbinens ytelse ved forskjellig pådragsintervall og turbinens virkningsgrad ved ulikt pådrag	40
Tabell 3 Driftstimer ved ulikt pådrag.....	42
Tabell 4 Totaloversikt som inkluderer produksjon ved ulik last og total produksjon.	44
Tabell 5 Kriterier for klassifisering dam og trykkrør (dkl - NVE, 2010).	49
Tabell 6 Fordelingen av løsmasser av ulik sammensetning langs vannveien.....	52

Tabell 7 Mektighetsoversikt	52
Tabell 8 Oppsummering av byggekostnader	57
Tabell 9 Kraftpriser i kr/KWh. Bearbeidet data hentet fra Nordpool (Nordpool, 1999-2011).....	66
Tabell 10 Forventede innbetalingsoverskudd	71
Tabell 11 Økning i KPI de siste 10 år (Statistisk sentralbyrå, 2012)	73
Tabell 12 Endring i nåverdi som følge av økt avkastningskrav.....	74
Tabell 13 Nåverdivariasjon som følge av en serie på 40 tørre, normal eller våte år	79
Tabell 14 Nåverdi i beste og verste tilfelle	80
Tabell 15 Nåverdi for situasjoner der kraftpriser korrelerer med nedbørsmengder.....	81