

BACHELOROPPGÅVE

Konseptstudie av Austreimselva

Ressurskartlegging, tekniske val og økonomisk analyse

Av

Kandidat 111- Øystein Nondal
Kandidat 110- Sondre Austreim
Kandidat 1- Silje Christine Nesheim

Concept Study of Austreimselva

Resource Mapping, Technical Choices and Economic Analysis

Fornybar Energi
FE403
BO6-2010
Juni 2014



Avtale om elektronisk publisering i Høgskulen i Sogn og Fjordane sitt institusjonelle arkiv (Brage)

Eg gjev med dette Høgskulen i Sogn og Fjordane løyve til å publisere oppgåva i Brage Konseptstudie av Austreimselva dersom karakteren A eller B er oppnådd.

Eg garanterer at eg har opphav til oppgåva, saman med eventuelle medforfattarar.

Opphavsrettsleg beskytta materiale er nytta med skriftleg løyve.

Eg garanterer at oppgåva ikkje inneheld materiale som kan stride mot gjeldande norsk rett.

Ved gruppeinnlevering må alle i gruppa samtykke i avtalen.

Fyll inn kandidatnummer og namn og set kryss:

Øystein Nondal 111

JA NEI

Sondre Austreim 110

JA NEI

Silje Christine Nesheim 1

JA NEI

Forord

Dette er ei avsluttende bacheloroppgåve i studiet fornybar energi ved Høgskulen i Sogn og Fjordane, vår 2014. Oppgåva er tverrfagleg, då to studentar har fordjuping i planfag, medan ein student har fordjuping i økonomifag. Problemstillinga til oppgåva vart bygd ut ifrå vår interesse for vasskraft som ei fornybar energikjelde.

Me ville konkretisera ressursgrunnlaget, samt det tekniske og økonomiske grunnlaget i ei elv det ikkje var gjort noko forarbeid eller utgreiing. Dette for å sjå om elva kvalifiserte til ei lønsam utbygging. Med denne føresetnaden blei Austreimselva i Høyanger kommune valt.

Oppgåva består av tre hovudtema der Nondal og Austreim har hatt ansvar for ressurskartlegging og tekniske val, medan Nesheim har hatt ansvar for økonomisk analyse. Dei tre tema er knytt saman til eit detaljert konseptstudie av Austreimselva, der alle har bidrege med sitt for heilheita. Ingen har noko anna motiv enn reint fagleg i forbindelse med denne oppgåva. Likevel er det viktig for oss å trekkje fram at Austreim er i slekt med ein av grunneigarane i elva.

Me vil takka følgande personar for hjelp undervegs i oppgåva:

- Vidar Fossøy. Produksjonsplanleggar- Region vest, Statkraft AS
- Erlend Loe. Hydrolog, Statkraft AS
- Nils Westerheim. Senior ingeniør elkraft, Statkraft AS

Me vil spesielt takka Erling Holden og Johannes Idsø for hjelp og rettleiing.

Kandidat 1 - Silje Christine Nesheim

Kandidat 110 - Sondre Austreim

Kandidat 111 - Øystein Nondal

Juni 2014

Samandrag

Denne oppgåva er eit konseptstudie av Austreimselva i Høyanger kommune. Oppgåva omhandlar ein ressurskartlegging, tekniske val og økonomisk analyse der mogelegheita for ei lønsam vasskraftutbygging vert undersøkt.

Det nyttast kvantitative empiriske data som grunnlag for estimering av ressursgrunnlaget, og som utgangspunkt for dei tekniske vala. Totalkostnaden for utbygging av Austreimselva kjem av vala for optimal produksjon.

Austreimselva snevrar inn ved kote 317, der det dannast eit skar i elveløpet og elvegradienten aukar. Dette gjer området til ein veileigna plassering av inntak og damkonstruksjon.

Kraftstasjonen er plassert i kote 30. Dette gjev ei brutto fallhøgde på 287 meter og ein vassveg på 900 meter. GRP-røyr vil verte nytta langs heile traseen, og første del frå kraftstasjonsbygning vil 550 meter røyr verte lagt i bakken, deretter 350 meter røyr i dagen til inntaket. Med eit friksjonstap på 19 meter, ved full last, vil Austreimselva ha ein netto fallhøgde på 268 meter. Nedbørsfeltet er på 2,53 km², og har ein middelvassføring ved inntak på 0,225 m³/s. Slukeevna er sett til 2,5 gangar midlare vassføring, og gjev ein maksimal slukeevne på 0,56 m³/s. Saman med netto fallhøgde gjev dette ein installert effekt på 1,48 MW. Peltonturbin er valt for optimal utnytting av vassføringa i elva, og gjev kraftverket ein årleg estimert produksjon på 3,35 GWh i eit normalår. Dette tilsvarar 6429 driftstimar i eit normalår, der 773 timar vil bli produksjon på full last. Ressursgrunnlaget og tekniske løysingar tilseier at Austreimselva er utbyggbar. Den optimale løysinga knytt til utnyttingsområde for turbin gjev ein årleg produksjon på 3,35 GWh ved eit normalår. Våre val av tekniske løysingar fører til ein utbyggingskostnad på 16 814 701 kroner.

Metoden som er nytta i den økonomiske analysen er kvalitativ innsamling av relevant data. Der vert det sett på faktorarar som påverkar lønsemda til kraftverket for å gje ein heilheitleg vurdering. Den økonomiske analysen har nytta kjent økonomisk teori, og er nytta for å lage Microsoft-Excel modellar. Der har me rekna på noverdiar og internrente med følsomheitsanalyse, eigenkapitalavkastning og resultatberekning per år. Eigenkapitalavkastning og resultat per år er gjort for to utbyggingsmodellar, med og utan elsertifikatinntekt. Utbyggingsmodell 1 er frå grunneigars perspektiv ved utbygging i eigen regi. Utbyggingsmodell 2 er frå ekstern utbyggjars perspektiv, som her er referansebedrifta me nyttar.

Utbyggingskostnaden fordelt på normalårproduksjonen vert 5,02 kr/kWh. Med middels kraftpris på 0,3 kr/kWh, elsertifikatpris på 0,18 kr/kWh og eit reelt rentekrav på 3,26% etter skatt vil kraftverket få ein positiv noverdi på 3 751 103 kroner. Utan elsertifikatinntekt får me ein negativ noverdi på 1 243 555 kroner.

Utbyggingsmodell 1 har ein eigenkapitalavkasting på 4,82% utan elsertifikatinntekt. Med elsertifikatinntekt har grunneigarane ein eigenkapitalavkasting på 25,89%. Eigenkapitalkravet på 7,67% etter skatt fortel oss at utan elsertifikatinntekt er investeringa ulønsam og lønsam med elsertifikatinntekt.

Utbyggingsmodell 2 har ein ein eigenkapitalavkasting på 3,81% utan elsertifikatinntekt, etter resultatfordeling med grunneigarane. Med elsertifikatinntekt har referansebedrifta ein eigenkapitalavkasting på 7,54% etter resultatfordeling med grunneigarar. Eigenkapitalkravet deira på 7,3% etter skatt fortel oss at utan elsertifikatinntekt er ikkje prosjektet lønsamt, men med elsertifikatinntekt er prosjektet lønsamt.

Hovudfaktoren for gjennomføring av denne investeringa er om prosjektet fell inn under elsertifikatorordninga.

Abstract

This task is a concept study of the Austreim river in Høyanger municipality. The task deals with a resource mapping, technical choices and economic analysis where the possibility for a profitable hydroelectric powerplant are checked.

It is used quantitative empirical data as a basis for estimating the resource base, and as a basis for the technical choices. The total cost for the construction of Austreim river depends on choices for an optimal production.

Austreim river narrows by the elevation of 317 meters, where it forms a cut and get steeper. This makes the area a well suited location for intake and dam construction. The power station is located at a elevation of 30 meters. This gives a gross sheer drop of 287 meters and a waterway of 900 meters. GRP pipes is to be used along the entire route, and the first part from the power station building will be 550 meters buried pipeline, then 350 meters pipeline to the intake placed above surface. With a friction loss of 19 meters at full load, the Austreim river have a net sheer drop of 268 meters. The water catchment area is of 2.53 km² and has a average streamflow by intake of 0,225 m³/s. The flowthrough capacity of the turbine is set to 2.5 times the average streamflow, and gives a maximum flowthrough capacity of 0.56 m³/s. Together with the waterpressure the installed capacity is 1.48 MW. Pelton turbine is chosen for optimum utilization of water flow, and gives the plant an annual estimated production of 3.35 GWh in a normal year. This is equivalent to 6429 hours of operation, in a normal year, in which 773 hours at full load. The resource base and technical solutions indicate that Austreim river is extendible. The optimal solution associated with the utilization area for the turbine gives an annual production of 3.35 GWh in a normal year. Our choice of technical solutions leads to a development cost of 16 814 701 NOK.

The method used in the economic analysis is qualitative collection of data. Where we consider the factors that affect the profitability of the hydropower plant, to give an overall assessment. The economic analysis has used known economic theory to create Microsoft Excel models. Where we calculated the present value and internal rate with a sensitivity analysis, return on capital and profit calculation per year. Return on capital and earnings per year is done for two Development Models, with and without electricity certificates.

Development Model 1 is landowners own developing. Development Model 2 are from an external developer point of view, the reference establishment used.

Development cost divided by normal production is 5,02 NOK/kWh. With average electricity price of 0,3 NOK/kWh, price of electricity certificates of 0,18NOK/kWh and a real interest claim after tax of 3,26% will the hydropower plant get a positive present value of 3 751 103 NOK. Without electricity certificate income we get a negative present value of 1 243 555 NOK.

Development Model 1 has an annualized return on capital of 4,82% without electricity certificates. With electricity certificates landowners have an annualized return on capital of 25,89%. Equity requirement after tax of 7,67% results that without electricity certificates the investment is unprofitable and profitable with electricity certificates.

Development Model 2 has an annualized return on capital of 3,81% without electricity certificates, after profit distribution with the landowners. With electricity certificates the reference establishment has an annualized return on capital of 7,54%, after profit distribution with landowners. Equity requirement after tax of 7,3% results that without electricity certificates the investment is unprofitable and profitable with electricity certificates.

The main factor for the implementation of this investment is if the project fall under the electricity certificate scheme.

Begrepsforklaring

Alminneleg lavvassføring: Alminneleg lavvassføring er den vassføringa som overskridast 350 dagar i året. Dette svarar til ca. 95% av året (Skaugen T., Astrup M., Menginstu Z., & Krokli B. 2002).

Apparatanlegg: Det som inngår i apparatanlegg er: Koblingsutstyr på generatorspenningsnivå, Transformator og høgspeningsutstyr (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010).

Avrenning: Total vannmengde som renner ut i vassdragene, og vidare ut i havet.

Effekt: Definert som energi eller utført arbeid pr. tidsenhet. Angis i watt (W) (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010).

Fallhøgde: Høgdeforskjellen mellom vassnivået i inntak og avløp for eit kraftverk

Falltap: Tap av nyttbar energi i vassvegen på grunn av friksjon og andre faktorar som fører til tap.

Feltparametere: Tekniske data om eit avmerka felt (her: nedbørsfelt)

Flaumtap: Vatn som ikkje kan nyttas til kraftproduksjon på grunn av for lite installert effekt.

Generator: Roterende maskin som omdannar mekanisk energi til elektrisk energi (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010).

Hydrologiske forhold: Omhandlar vatnets forekomst, kretsløp, og korleis det fungerer med kjemiske og fysiske eigenskapar i eit område (NVE, 2008).

Installert effekt: Den effekt som ein turbin eller ein generator er dimensjonert for. Det vil sei maksimal ytelse. Oppgis vanligvis i MW (Rosvold, 2013)

Kote: Høgdekurve som markerer høgde over havnivået.

Lavvannsindekser: Forholdet mellom årleg lavvann og den totale årlege avrenning i ei elv.

Lavvannstap: Vatn som går tapt når vassføringa gjev for lite pådrag.

Midlare vassføring: Berekna gjennomsnittleg vassføring er gjennomsnittet av det totale vassvolumet som per tidsenheit drenerar til eit punkt i eit vassdrag (Beldring, S., Roald A, L., Voksø, A. 2002). Eininga m^3/s vert mest nytta. Kan òg kalles midlare avrenning og middelvassføring.

Minstevassføring: Eit krav om ein mengde vassføring som alltid skal renna i elva (Skaugen T., Astrup M., Mengistu Z., & Krokli B. 2002).

Nedbørsfelt: Det området tilsiget fra vassdraget skjer frå (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010).

Normalavløp: Gjennomsnittleg avløp i ein periode. Normalt 1961-1990.

Normalår: År med normal vassføring (Her: det året som avvik minst frå gjennomsnittet)

Responstid: Tida det tek for nedbør i eit nedbørsfelt og fram til avrenning. Snaufjell har kort responstid, medan felt med myr og skog har lang responstid.

Sjølvregulering: Eit felts evne til å jamne ut vassføringa.

Slukeevne: Maksimal vassføring som ein turbin kan utnytta.

Topografi: Beskriving av eit område på jordoverflata.

Turbin: Ein vassturbin omdammar vatnets energi til mekanisk energi på ein roterande aksling (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010).

Turbinvirkningsgrad: Definert i NVEs rettleiar som forholdet mellom utnytta effekt og nyttbar effekt. Der utnytta effekt er den effekt man får ut på turbinakselen (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010).

Tørt år: År med mindre nedbør enn normalt. (Her: Det året med lavest vassføring)

Vått år: År med meir nedbør enn normalt. (Her: Det året med høgast vassføring)

Innholdsliste

Forord	I
Samandrag	III
Abstract	V
Begrepsforklaring	VII
Innholdsliste	IX
Vedleggsliste	XIII
Figurliste	XIII
Tabelliste	XIV
1 Innleiing	1
1.1 Problemstilling.....	3
1.2 Oppbygging av oppgåva.....	3
1.3 Om vedlegga.....	4
1.4 Tidlegare arbeid og synspunkt frå grunneigarar.....	6
2 Ressurskartlegging og produksjonsestimering	7
2.1 Framgangsmåte.....	7
2.2 Ressurskartlegging.....	7
2.2.1 Plassering av inntak og fastsetting av fallhøgde	7
2.2.2 Plassering av kraftstasjon.....	8
2.2.3 Feltparameter og nedbørsdata.....	9
2.2.4 Beskriving av nedbørsfeltet til planlagt inntakspunkt.....	10
2.2.5 Det Hydrologiske ressursgrunlaget	10
2.2.6 Tilrettelegging av datagrunnlag for hydrologiske berekningar	10
2.2.7 Redusering av usikkerhet.....	12
2.2.8 Samanlikning av nedbørsfeltkarakteristikka	12
2.2.9 Behandling av representative nedbørsdata	13
2.2.10 Skalering.....	14
2.2.11 Normalt-, Vått-, og tørt år	14
2.2.12 Varighetskurve	15
2.2.13 Variasjonar gjennom året	17
2.2.14 Resultat ressursgrunlag.....	18
2.3 Produksjonsestimering.....	18
2.3.1 Falltap.....	19

2.3.2	Fastsetting av turbinstørrelse	20
2.3.3	Virkningsgrad turbin	22
2.3.4	Virkningsgrad apparatanlegg	24
2.3.5	Generator	24
2.3.6	Installert effekt	24
2.3.7	Resultat årleg estimert produksjon	25
2.3.8	Resultat produksjonsestimering	27
2.3.9	Produksjonsestimering vått, tørt og normalt år	27
2.4	Alminnelig lavvassføring og slepp av minstevassføring	27
2.4.1	Korleis berekne alminnelig lavvassføring	28
2.5	Oppsummering	29
3	Val av tekniske løysingar	31
3.1	Damkonstruksjon	31
3.1.1	Inntak	31
3.1.2	Varegrind	32
3.1.3	Luke	33
3.1.4	Dam	33
3.2	Flaumløp	34
3.3	Vassvegen	34
3.3.1	Bruddkonsekvensklasse	34
3.3.2	Røyr	35
3.4	Kraftstasjonsbygg	38
3.4.1	Val av turbintype	39
3.4.2	Generator	40
3.4.3	Apparatanlegg	40
3.4.4	Løfteutstyr	41
3.5	Kostnadsoversikt	42
3.6	Oppsummering	42
4	Økonomisk analyse	43
4.1	Metode	43
4.2	Kostnadar	45
4.2.1	Investeringskostnad	45
4.2.2	Drifts- og vedlikehaldskostnader	46
4.2.3	Avskrivningar	46
4.2.4	Skatt	47
4.3	Inntekt	48

4.3.1 Kraftpris	48
4.3.2 Framtidig kraftpris	51
4.3.3 Diskusjon om framtidig kraftpris	55
4.3.4 Elsertifikat	57
4.3.5 Kraftpris og elsertifikatpris	59
4.4 Lønsamhetsanalyser	59
4.4.1 Tilbakebetalingsmetoden (Payback-metoden).....	59
4.4.2 Noverdimetoden	60
4.4.3 Internrentemetoden.....	60
4.4.4 Kroner per kilo watt time (kr/kWh) beregning.....	60
4.4.5 Avkastingskrav	61
4.4.6 Følsomhetsanalyse	62
4.5. Resultat.....	62
4.5.1 Tilbakebetalingsmetoden	62
4.5.2 Noverdi- og internrentemetoden.....	64
4.5.3 Følsomhetsanalyse	64
4.5.4 Rentekravsendring	64
4.5.5 Endring i kraftprisen.....	66
4.5.6 Endring i investeringskostnad	67
4.5.7 Endringer i produksjon	68
4.6 Oppsummering.....	69
5 Val av utbyggingsmodell.....	70
5.1 Utbyggingsmodell 1	70
5.1.1 Finansiering	70
5.1.2 Kontantoverskot til egenkapitalen per år etter skatt	71
5.1.3 Inflasjonskorrigering	72
5.1.4 Eigenkapitalforretning	72
5.1.5 Resultat for prosjektet ved utbyggingsform 1.....	73
5.2 Utbyggingsmodell 2	75
5.2.1 Finansiering	76
5.2.2 Kontantoverskot til egenkapitalen per år etter skatt	76
5.2.3 Inflasjonskorrigering	77
5.2.4 Eigenkapitalforretning	77
5.2.5 Resultat for utbyggingsmodell 2.....	78
5.3 Vurdering av alternativa.....	79
6 Konklusjon	81

Kjeldeliste	83
Bøker:	83
Artiklar:	83
Lover:	84
Internettkjelder:	85
Personleg kommunikasjon:	90
Presentasjonar:	90
Vedlegg 4: Prisstigning for små vasskraftanlegg	91
Vedlegg 6: Mail frå referansebedrift	92
Vedlegg 7: Elsertifikatprisberekning	93

Vedleggsliste

1. Skalering og utforming av varigheitskurve
2. Produksjonsestimering
3. Slepp av minstevassføring
4. Prisstigning for små vasskraftanlegg
5. Forenkla finansmodell
6. E-post frå referansebedrift
7. Elsertifikatprisberekning
8. Investeringsanalyse
9. Kontantstraum etter skatt med lån

Figurliste

Figur 1: Foreløbige utbygginger i Sverige og Noreg mot målet på 26,4 TWh	2
Figur 2: Avgrensa nedbørsfelt for inntak A, med kraftstasjon	8
Figur 3: Feltparametre Austreimselva, med ein desimal	9
Figur 4: Feltparametre Ullebøelva	11
Figur 5: Feltparametre Nessedalselva	11
Figur 6: Varighetskurve 2000-2012	16
Figur 7: Forklaring til eksempel med 150% slukeevne	16
Figur 8: Varigheitskurve vått, tørt og normalt år	17
Figur 9: Vassføringskurve vist i m ³ /s	18
Figur 10: Virkeområde for turbintypar	22
Figur 11: Virkningsgrad ulike turbiner	23
Figur 12: Eksempel på produksjonsestimering ved 250% slukeevne	26
Figur 13: Tilbod og etterspurnad illustert	50
Figur 14: Produksjonskostnad i Norden etter kraftkjelde	50
Figur 15: Tilbod og etterspurnad heimland og utland	52
Figur 16: Kraftpris utvikling henta frå Nord Pool	56
Figur 17: Illustrasjon av elsertifikatordninga	58
Figur 18: Antal år før investeringa er tilbakebetalt før skatt med og utan elsertifikat	63
Figur 19: Antal år før investeringa er tilbakebetalt etter skatt med og utan elsertifikat	63
Figur 20: Endring av noverdi som følge av endring av rentekrav før skatt, med og utan elsertifikatinntekt	65

Figur 21: Endring i noverdi som følge av endring i rentekravet etter skatt, med og utan elsertifikatendring	66
Figur 22: Endring i noverdi som følge av kraftprisendring	67
Figur 23: Endring i noverdi som følge av endring i utbyggingskostnad	67
Figur 24: Endringar i produksjon og kraftpris med elsertifikatinntekt	68
Figur 25: Endringar i produksjon og kraftpris utan elsertifikatinntekt	69
Figur 26: Oppsett kontantoverskot som tilfell eigenkapitalen etter skatt	72
Figur 27: Resultat per år for grunneigar utan elsertifikatinntekt	74
Figur 28: Resultat per år for grunneigar med elsertifikatinntekt	75
Figur 29: Oppsett kontantoverskot som tilfell grunneigarar og utbyggjar etter skatt	77
Figur 30: Kontantstraum med fordeling av resultat mellom ekstern utbyggjar og grunneigarar, utan elsertifikat	78
Figur 31: Kontantstraum med fordeling av resultat mellom ekstern utbyggjar og grunneigar, med elsertifikat	79

Tabelliste

Tabell 1: Samanlikning feltparametre	12
Tabell 2: Tabell for gjennomsnittleg vassføring (skalert) per år. Målt i m ² /s	15
Tabell 3: Virkningsgrad ved ulikt pådrag og ytelse	23
Tabell 4: Syner bruddkonsekvensklassane	35
Tabell 5: Kostnadsoversikt for røyrgatetrase	38
Tabell 6: Syner kostnadane ved installasjonane i kraftstasjonsbygget	41
Tabell 7: Syner kostnadane ved installasjonane, justert for inflasjon	42
Tabell 8: Oppsummering av investeringskostnad	45
Tabell 9: Årleg produksjon; tørt, normal og vått år	48
Tabell 10: Kraftpris NOK/MWh, Sone NO5 Bergen, Nord Pool	56
Tabell 11: Kraftprisar og elsertifikatpris i kr/kWh utarbeida frå data frå Nord Pool og SKM 59	59
Tabell 12: Resultat investeringsanalyse	64

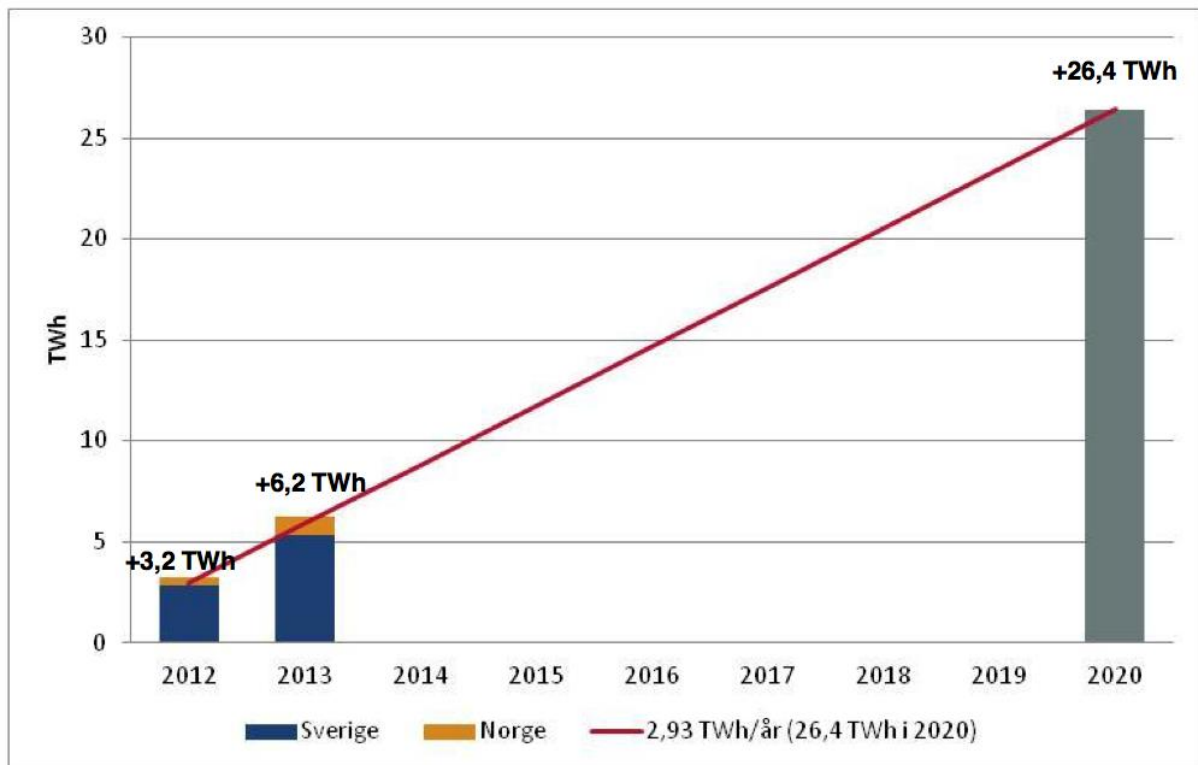
1 Innleiing

Gjennom EUs fornybardirektiv har Noreg saman med andre land i EU vorte pålagt å auke sin fornybarandel. Dette for å nå EUs mål om ein fornybarandel til minimum 20 prosent innan 2020 (Bøeng, 2010). Noreg vert berørt av dette gjennom EØS-avtalen, og har ein stor utfordring då Noreg allereie i 2005 hadde ein høg fornybarandel på 58 prosent, målt som andel av totalt energibruk (Bøeng, 2010).

EUs fornybardirektiv vart innlemma i EØS-avtalen i 2009 og har som hensikt å sikra eit langsiktig samarbeid i Europa, der produksjon og bruk av fornybar energi vert framheva (Regjeringen, 2011). Intensjonen er at direktivet skal føra til forskning og utvikling av nye fornybare energiteknologiar, med fokus på redusering av klimagassutslepp. Det skal også bidra til bærekraftig energiforsyning og betre forsyningsikkerheit innan EU (Bøeng, 2010). Dette er eit ledd for å sikra eit langsiktig samarbeid med Europa om fornybar energidel på 20 prosent innan 2020 (Regjeringen, 2011). Direktivet set obligatoriske mål for andel fornybar energi av totalt energiforbruk, der Noreg har vorte tildelt eit nytt bindande mål om ein landsdekkande fornybarandel på 67,5 prosent innan 2020.

For å kunna nå målet om ein fornybandel på 67,5 prosent har Noreg, i samarbeid med Sverige, innført det me kallar elsertifikat (treddt i kraft 01.01.2012). Dette er den einaste bilaterale samarbeidsordninga av sitt slag (pers. medd. Linnerud K.) og vert forvalta av Norges Vassdrags- og energidirektorat [NVE]. Elsertifikatorordninga skal gjere det meir lønsamt å byggje ut fornybar energi, samtidig som det aukar mogelegheita for at Noreg skal nå sin del av det overordna målet til EU.

Norge og Sverige har eit felles mål om ein produksjonsauke på 26,4 TWh fornybar energi innan 2020. Då vil kvart land, uavhengig av utbyggingsland, kunne godskrive halvparten kvar (13,2 TWh) i fornybarberegningane (Bøeng, 2010). Me ser av figur 1 at Sverige har ei god leiing når det kjem til andelen utbygd fornybar energi.



Figur 1: Foreløbige utbygginger i Sverige og Noreg mot målet på 26,4 TWh (Eliston, A)

Det er framleis potensiale for utbygging av vasskraft i Noreg (NVE, 2014a). Innføring av elsertifikat skal trygge oppstart og sikre inntekt for utbyggarar av elver med potensiale for produksjon av kraft.

Dei siste åra har interessa for vasskraft auka i Noreg, særskilt småkraft (Olje- og energidepartementet, 1998). Betre teknologi og større vilje til å investera i kraftbygging har kome som ein reaksjon etter innføringa av elsertifikat. Norsk kraftnæring har fått ei stor moglegheit til å gjennomføra prosjekt, som tidligere ikkje var lønsame.

For å få løyving til å byggje og drifte eit kraftverk over 1 MW installert effekt, må det søkast om konsesjon. Det er eit krav at ein søknad inneheld all nødvendig informasjon om prosjektet, då og med tanke på miljø- og samfunnsaspekt (Norconsult). Det er NVE som handsamar søknadar og konsesjonar etter energilova (NVE, 2009a). Dei har 793 (1. kvartal 2014) konsesjonessøknader for små vasskraftverk under 10 MW (NVE, 2014b).

Før ein konsesjonssøknad vert forma er det normalt med eit forstudie, dette for å vurdere den økonomiske og tekniske gjennomførbarheita basert på ressursgrunnlaget, også kalt konseptstudie.

”Konseptstudie skal konkretisere det tekniske og økonomiske grunnlaget for en forretningsmulighet på en slik måte at lønnsomhet og gjennomførbarhet kan dokumenteres for det/de konsept(ene) man går videre med (utbyggingsløsning). Konseptstudiene fører frem til ”beslutning om videreføring”.”

Regjeringen, 2008

Me vil i denne oppgåva foreta eit konseptstudie som inneheld ressurskartlegging, val av tekniske løysingar og økonomisk analyse av ei elv i nærområdet til Sogndal. For at dette skal være ei mest mogeleg nyskapande oppgåve, har me funne ei elv der det ikkje er føreteke noko tidlegare konseptstudie eller konsesjonsøknad. Austreimselva i Høyanger passa våre kriterier for utforming av ei slik oppgåve.

Bygging av elvekraftverk er ein stor økonomisk påkjenning for utbyggjar. Det er ein risiko tilhøyrande slike utbyggingar i form av usikkerheit rundt produksjon og inntekt. Difor må me så godt som mogeleg berekna om utbygginga er økonomisk forsvarleg, og om det kan gjennomførast. Ressursgrunnlaget legg føring for produksjonsestimering, og må vurderast nøye. Økonomisk analyse vert gjennomført på bakgrunn av produksjonsestimeringa, som er avhengig av ressursgrunnlaget og dei tekniske vala. Hovuddelane i oppgåva er derfor nært knytt til kvarandre, der konklusjonen skal gje ein riktig og reell vurdering av gjennomførbarheita.

1.1 Problemstilling

Foreta eit konseptstudie av Austreimselva i Høyanger kommune.

Dette inneber vurdering av ressursgrunnlag, val av tekniske løysingar og økonomisk analyse.

- Kva er ressursgrunnlaget?
- Kva slukeevne og turbinstørrelse gjev optimal produksjon?
- Kva tekniske løysingar kan nyttast og kva vert investeringskostnaden?
- Er vasskraftverket økonomisk lønsamt?

1.2 Oppbygging av oppgåva

Oppgåva er bygd opp av fire hovuddelar, der me innleiingsvis tek for oss bakgrunnsstoff som er relevant for oppgåva.

- Kapittel 1: innleiing
- Kapittel 2: Ressurskartlegging og produksjonsestimering

- Kapittel 3: Val av tekniske løysingar
- Kapittel 4 og 5: Økonomisk analyse
- Kapittel 6: Konklusjon

I kapittel 2 vil me sjå på ressursgrunnlaget i elva, dette inneberer sentrale punkter som nedbørsfelt og feltparametere, størrelse, høgdeforskjellar, avrenning og årsvariasjonar. Dette skal i slutten av kapittelet danna grunnlaget for å velje størrelse på kraftverket og fastsette installert effekt, samt til å gjennomføre ein produksjonsestimering. Skalerte nedbørsdata frå representative elver skal danne grunnlaget for vidare utføring av oppgåva. I kapittel 3 vil me sjå nærare på val av tekniske løysingar og utbyggingskostnader ut frå det ressursgrunnlaget me har komme fram til. Nils Westerheim (Senior ingeniør elkraft, Statkraft AS) har etterprøvd og validert arbeidet i kapittel 2 og 3, samt vedlegg 1,2 og 3. Kapittel 4 og 5 tek for seg økonomisk analyse, der prisar for utbygging, kraftpris og inntekt vert gjennomgått for å finne ut om dette er eit lønsamt prosjekt/kraftverk.

1.3 Om vedlegga

Innsamling av data, samt behandling og analysering har vore ein stor og viktig del av oppgåva. Vedlegg 1, 2 og 3 syner våre metodar for analysering og behandling av vassføringsdata fram til våre tekniske avgjerelsar. Arbeidet som er gjort i vedlegg 1 og 2 i Microsoft Excel er omfattande, og ein sær viktig del av ressurskartlegginga, og for val av tekniske løysingar. Heile oppgåva bygger på vassføringsdata fra to representative elver. Dataene har me mottatt frå Erlend Loe og Vidar Fossøy i Statkraft Gaupne, og er henta frå NVE's hydrologiske database hydra 2. Vedlegg 4 syner korleis me har funne fram til inflasjon for kostnadar knytt til vasskraftutbygging. Vedlegg 5 og 6 er informasjon frå referansebedrift som me nyttar for avgjerelsar undervegs i kapittel 4 og 5. Vedlegg 7 tek for seg berekning av elsertifikatpris. Vedlegg 8 og 9 inneheld størstedelen av arbeidet ved den økonomiske analysen. Her er alle økonomiske utrekningar gjennomført, som er grunnlaget for grafar og resultat. Vidare forklaringar og henvisningar vert synt til i teksten.

- Vedlegg 1: I dette vedlegget har alle vassføringsdata frå to representative elver blitt lagt inn og behandla. Vedlegget inneheld fem ark.

Ark 1. Om vedlegget

Ark 2. Vassføringsverdiar og skalering

Ark 3. Tabell for gjennomsnittleg vassføring per år.

Ark 4. Nødvendige utrekningar av verdiar for varigheitskurve

Ark 5. Generell varigheitskurve

- Vedlegg 2: I vedlegg 2 har me gjort produksjonsestimeringar for å finna optimal størrelse. Ut frå vedlegg 1 har me funne eit tørt år, vått år og eit normalår for Austreimselva. Det er desse åra me i hovudsak baserar hovudanalysen vår på ved produksjonsestimering. Vedlegget inneheld 6 Ark:

Ark 1. Om vedlegget

Ark 2. Vassføringsverdiar, skalering og verdiar til varigheitskurva

Ark 3. Varigheitskurve tørt-, vått- og normalår

Ark 4. Produksjonsestimering på slukeevner 225%, 250% og 275% i et normalår

Ark 5. Produksjonsestimering tørt-, vått- og normalår ut frå fastsatt slukeevne.

Ark 6. Vassføringskurve fra 2004 (normalår).

- Vedlegg 3: Me har i dette vedlegget gjort ein produksjonsestimering ved eit fiktivt krav på minstevassføring lik alminnelig lavvassføring, i eit normalår. Dette for å syne til korleis effektar eit slikt krav kunne hatt på produksjon dersom det blei pålagt. Vedlegget inneheld 5 ark:

Ark 1. Om vedlegget

Ark 2. Omgjering av timesdata til døgndata

Ark 3. Sorterte døgndata frå kvart år og berekning av alminneleg lavvassføring

Ark 4. Vassføringsverdiar for estimering

Ark 5. Produksjonsestimering

- Vedlegg 4: Byggekostnadsindeksen for vasskraftanlegg behandla for å finne kva tal me skal nytte for inflasjon ved bygging av vasskraftverk.
- Vedlegg 5: Forenkla finansmodell frå referansebedrift.
- Vedlegg 6: E-post frå referansebedrift
- Vedlegg 7: Elsertifikatprisberekning av historiske prisar.

- Vedlegg 8: Investeringsanalyse som tek føre seg lønsomheitsanalysen for totalkapitalen. Vedlegget inneheld 6 ark.

Ark 1: Noverdi og internrente før skatt, utan elsertifikatinntekt

Ark 2: Noverdi og internrente før skatt, med elsertifikatinntekt

Ark 3: Noverdi og internrente etter skatt, utan elsertifikatinntekt

Ark 4: Noverdi og internrente etter skatt, med elsertifikatinntekt

Ark 5: Følsomhetsanalyse

Ark 6: Tilbakebetalingsmetoden

- Vedlegg 9: Kontantstraum etter skatt med lån. Vedlegget inneheld 7 ark.

Ark 1: Låneberekning grunneigar

Ark 2: Kontantstraum utbyggingsmodell 1 med elsertifikatinntekt

Ark 3: Kontantstraum utbyggingsmodell 1 utan elsertifikatinntekt

Ark 4: Lån ekstern utbyggjar

Ark 5: Konstantstraum utbyggingsmodell 2 utan elsertifikatinntekt

Ark 6: Kontantstraum utbyggingsmodell 2 med elsertifikatinntekt

Ark 7: Fordeling resultat per år

1.4 Tidlegare arbeid og synspunkt frå grunneigarar

Småkraft AS var i 2010 i kontakt med eigarane av fallrettane til Austreimselva. Eit møte fant stad der Småkraft AS synte si interesse ovanfor elva, og ville såleis kartlegge interessa for ei eventuell utbygging. Dersom det synte seg interesse for utbygging, ville Småkraft AS komme med ei grovskisse; ein ressursvurdering og kostnadsoverslag for eventuell utbygging (pers. medd. Austreim, S. Ann).

Fallretteigarane var Ann-Sissel Austreim, Tore Geir Austreim, og Norvald Austreim.

Førstnemnte, Ann-Sissel Austreim, synte interesse for utbygging. Dei to sistnemnte, Nordvald Austreim, og Tore Geir Austreim var ikkje interessert. Det vart difor heller ikkje føreteke vidare utgreiingar av ressursgrunnlaget til Austreimselva.

2 Ressurskartlegging og produksjonsestimering

I denne delen av oppgåva vil me finne ressursgrunnlaget til Austreimselva. Det vert og gjort nokre tekniske val for å fastsette optimal turbinstørrelse. Dette for å kunne estimera produksjonen i eit vått, tørt og normalt år.

2.1 Framgangsmåte

Ved gjennomføring av ei ressurskartlegging er det ein føresetnad med nedbørsdata/vassføringsdata over fleire år. Dette er ei mangelvare ved mange utbyggingar, også for store kraftselskap. Utan tilhøyrande data er beste metode å bruka vassføringsdata frå andre målestasjonar. Ein representativ målestasjon må ha feltparametre og klima som kan visa seg å vere representativt for Austreimselva (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010). Ved denne metoden er det viktig å ta omsyn til usikkerheita, då mogelegheita er stor for å gjere unøyaktig analyse av data. Dette kan føre til eit feildimensjonert kraftverk.

Som hjelp til denne oppgåva har me i hovudsak nytta NVE sin rettleiar i planlegging, bygging og drift av småkraftverk. Denne er laga for å rettleie ikkje-profesjonelle utbyggjarar på vegen til eit vellykka kraftverk (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010).

Denne delen av oppgåva skal danna eit grunnlag for val av tekniske løysingar og økonomisk vurdering. Dette medfører mykje behandling av nedbørsdata i Microsoft Excel. Desse dataene med tilhøyrande skalering og utrekningar er lagt til i vedlegg 1, 2 og 3. Vedlegga utgjer ein stor del av ressurskartlegginga og for val av tekniske løysingar. Oppgåva er i kronologisk rekkefølge for å lettare kunne få oversikt over vår framgangsmåte.

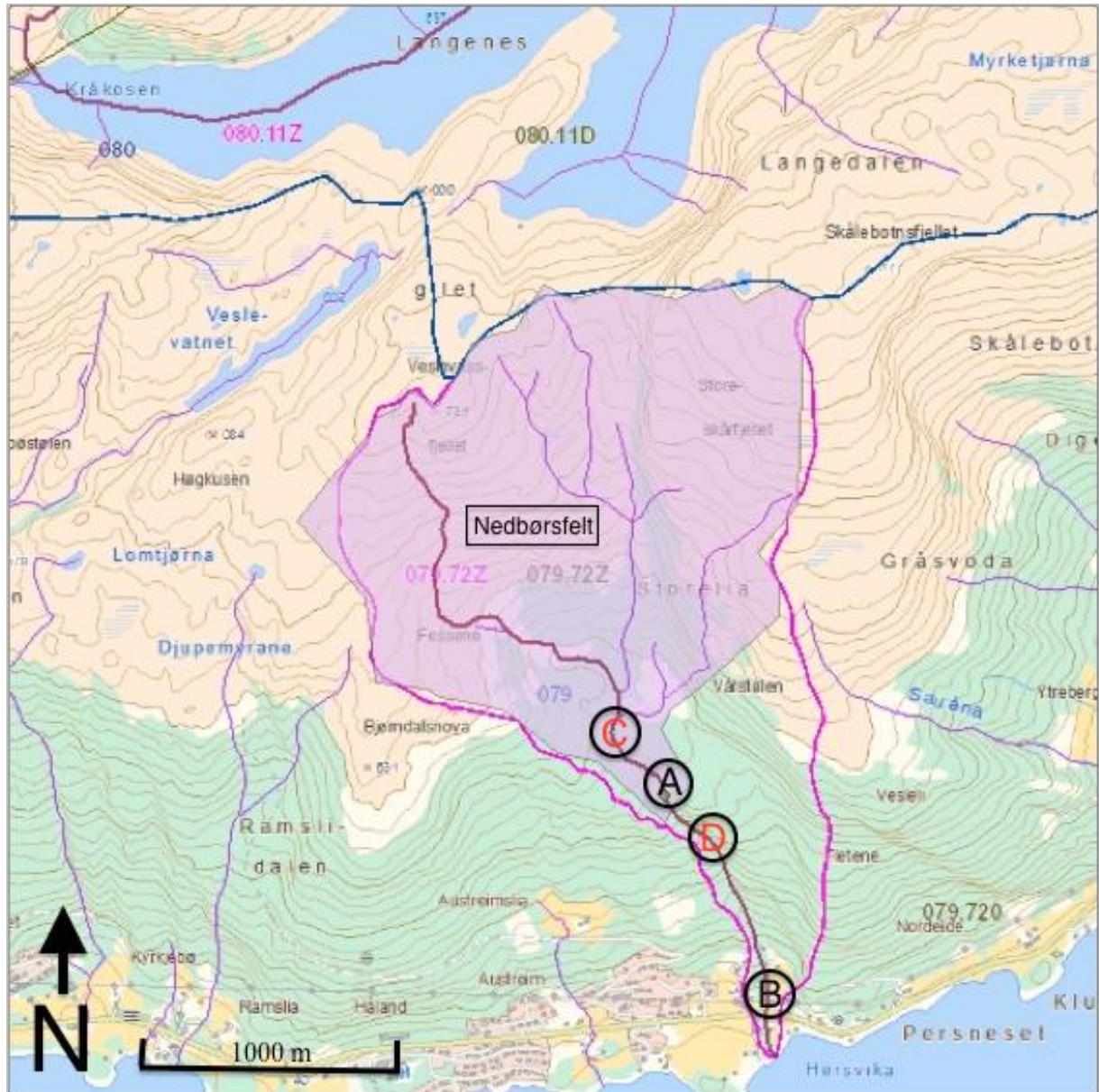
2.2 Ressurskartlegging

For å kartegge ressursgrunnlaget er det viktig å plassere viktige komponentar i landskapet for å avgrense nedbørsfeltet.

2.2.1 Plassering av inntak og fastsetting av fallhøgde

Inntaket har me plassert i ein overgang frå flatt til bratt terreng i kote 317 (figur 2, punkt A). Å plassere inntaket lenger ned i det bratte terrenget (figur 2, punkt D) vil ikkje gje utslag på nedbørsfeltet, men telja negativt for fallhøgda. På same måte vil det ikkje ha hensikt å

plassere det lenger oppover (figur 2, Punkt C) der terrenget flater ut i ein dal. Det vil ha motsett verknad, og gje mindre nedbørsfelt med same fallhøgd. Ved høgare plassering av inntak vil behovet for høgare trykkklasse ved røyrkata melda seg, dette vil gje ein auke i totalpris for kraftverket.



Figur 2: Avgrensa nedbørsfelt for inntak A, med kraftstasjon

2.2.2 Plassering av kraftstasjon

Kraftstasjonsbygget er plassert ved kote 30 (Figur 2, Punkt B), og vert liggande i overkant av riksveg 55 nokre få meter vest av Austreimselva. Dette gjev vatnet ein fallhøgde på 287 meter frå inntak til kraftstasjon. Området kraftstasjonen plasseras på er frå før brukt til slåttemråde,

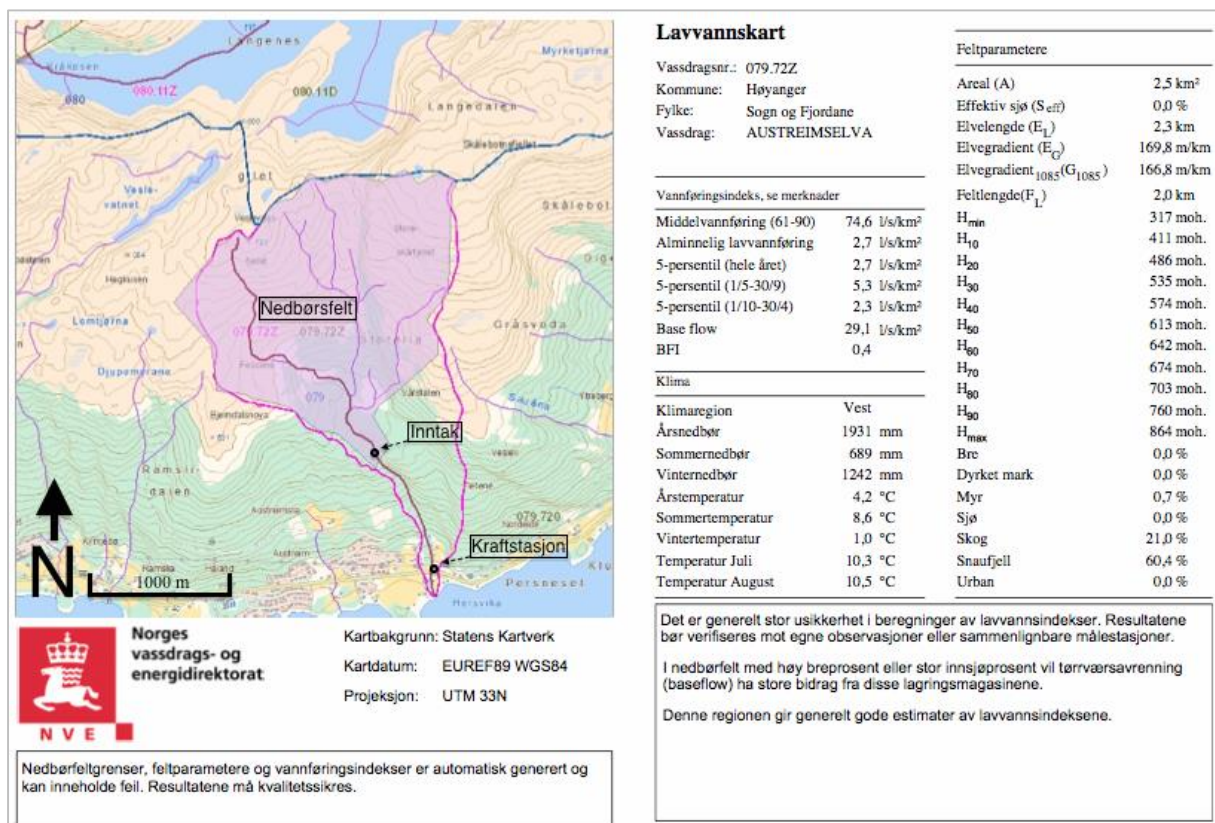
og grunnen består av eit tynt morenedekke (NGU, 2013). Dette forenkler arbeidet med sikring og forankring av kraftstasjonsbygg, og gjer det mogleg å nytte forankringsboltar i fjell.

For å utnytte fallhøgden bør kraftstasjonen ligge så nært havnivå som mogleg, i vårt tilfelle er kraftstasjonen plassert ved kote 30, og vi mister såleis noko fallhøgde. Dette kan forsvarast ved å sjå på røyrгатетrasèen, og kva påverknad røyrгата vil få for omgjevnadane fram til kraftstasjonen ved kote 30.

2.2.3 Feltparameter og nedbørsdata

NVE-Atlas og applikasjonen lavvann kan berekna eit nedbørsfelts størrelse, topografi og midlare avrenning ned til eit gitt punkt (inntak).

Det er viktig å være klar over usikkerheta ved berekningar av lavvasssindeksar. I små nedbørsfelt som det er i Austreimselva kan dataene frå NVE-Atlas ha ein feilmargen på opptil +/- 20% (NVE-Atlas). Det vert lagt særleg vekt på usikkerheita knytt til små felt under ca. 20km² (figur 3). Samanlikningar med andre målestasjonar er difor viktig.



Figur 3: Feltparametre Austreimselva, med ein desimal (NVE-atlas)

2.2.4 Beskriving av nedbørsfeltet til planlagt inntakspunkt

Elv:	Austreimselva
Vassdragsnummer:	079.72Z
Vernestatus:	Vassdraget er ikkje verna
Feltareal, inntak kote 317:	2,53 km ² (berekna gjennom applikasjonen Lavvann) sjå figur 3
Høgdeforskjell i feltet:	317-864 m o h.
Effektiv sjøprosent:	0%

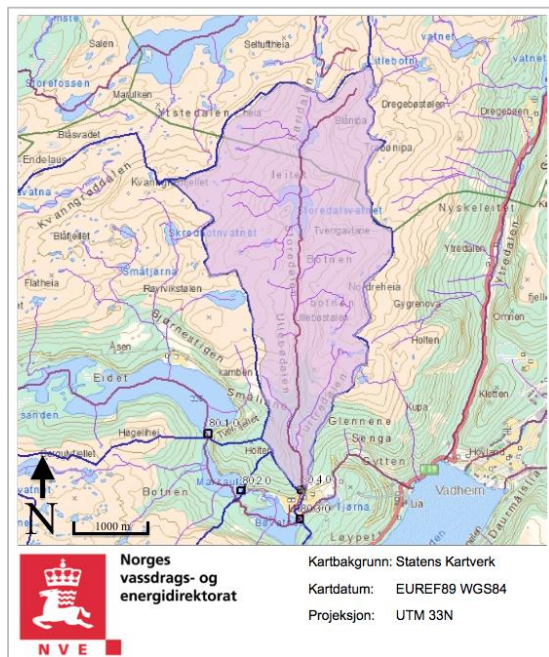
Det tilhører ikkje noko vatn som naturleg magasin i nedbørsfeltet til Austreimselva. Det er i tillegg registrert at rundt 60% av grunnflata er snaufjell (figur 3). Dette gjev oss kort responstid på vassføringa i elva når det er nedbør. Dei fleste omliggande eksisterande vasskraftverk har naturlege magasin i nedbørsfelta. Dette gjev jamn tilførsel av vatn til kraftverka sine inntak ved sjølvregulering. Dette medfører ein større moglegheit for feil ved at me nyttar omliggande nedbørsfelt for å berekna Austreimselvas vassføring. I vårt tilfelle vil veker- eller døgndata på registrert vassføring for nedbørsfelt ikkje vere ein særlig god indikator på den ynskjelege slukeevna for Austreimselva, da responstida vert relativt kort.

2.2.5 Det Hydrologiske ressursgrunnlaget

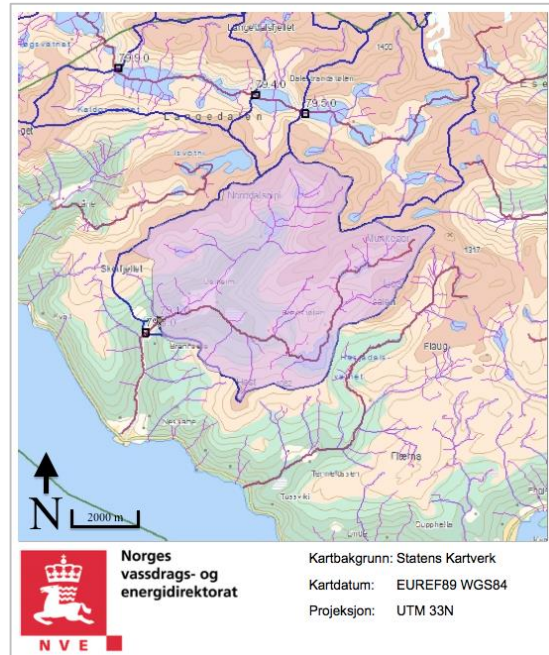
Det er ønskeleg å utnytta vatnet på best mogleg måte under etablering av eit kraftverk. For å få til dette er det viktig at ein let forholda i elva og nedbørsområdet leggja føringar for dimensjonering og val av tekniske løysningar. Produksjonen baserar seg på fallhøgde og hydrologiske førehald. Dette er avgjerande faktorar for lønsemda. Dataene me får ut av NVE gjev ikkje noko informasjon om korleis avrenninga varierer frå år til år, eller frå time til time. Det er ikkje noko målestasjon tilknytt til feltet, det er difor nødvendig med registrerte nedbørsdata frå andre nedbørsfelt.

2.2.6 Tilrettelegging av datagrunnlag for hydrologiske berekningar

Me har i samråd med Even Loe (Hydrolog) og Vidar Fossøy (Produksjonsplanleggar, region vest) i Statkraft komme fram til to nedbørsfelt som er representative for Austreimselva. Desse nedbørsfelta har registrert timesdata for vassføring, som såleis vil minske usikkerheita rundt vår berekning av Austreimselvas vassføring. Valet falt på Ullebøelven i Høyanger og Nessedalselven i Balestrand (figur 4 og 5). Dei er begge utbygde elver med målestasjonar.

Ullebølven

Figur 4: Feltparametre Ullebølva

Nessedalselven

Figur 5: Feltparametre Nessedalselva

NVE sin rettleiar listar opp ei rekke kriteriar for val av ein representativ samanlikningsstasjon. Det vert lagt vekt på kva utslag ein kan få dersom samanlikningsstasjonen har større nedbørsfelt eller større effektiv sjøprosent, då dette fører til at vassføringa jamnas ut, og at sjølvreguleringa blir større. Bruk av samanlikningsstasjon med ”for stort” nedbørsfelt kan føra til underestimering av flaumtap og lavvassstap. Det vert og vektlagt at likskap i feltparametre og årstidsvariasjonar er viktige kriteriar for representative elver.

Å vurdere samanlikningsstasjonars representativitet i forbindelse med vidare hydrologisk analyse er ein svært viktig jobb. I møtet med Fossøy og Loe vart det konkludert med å nytte to representative elver, framfor ei, då det vil gje eit betre anslag for Austreimselva. Gjennom møtet fekk me utlevert data for vassføringar i Ullebølva og Nessedalselva. Dette var timesdata frå 01.01.2000 til 31.12.2012 og kom frå NVE's hydrologiske database Hydra 2. Timesdata er representative for vassføringa og gjev oss ein god indikasjon på korleis avrenninga varierar innanfor kvart døgn. NVE anbefaler helst 20-30 år med data. Mange kraftstasjonar tek utgangspunkt i måleseriar frå 1961-1990. Sidan me har 12 år med nedbørsdata frå nyare tid, meiner me at det vert vel så nøyaktig som nedbørsdata målt for 25 år sidan. Ein auka mengd nedbør vil følgje i åra som kjem (Husebø, 2012), det er derfor realistisk å nytte data frå nyare tid. Det vart påpeikt i møtet med Statkraft at usikkerheita er relativt stor, sjølv for store kraftselskap, under estimering og dimensjonering gjennom

representative nedbørsdata. Målingane som er gjort kan heller aldri verta sett på som 100% korrekte. Fossøy og Loe vurderer kvaliteten på vassføringsdataene som god. Me fekk og litt rettleiing for behandling av desse nedbørsdataene.

2.2.7 Redusering av usikkerhet

Usikkerheita kan reduseras ved å analysere data frå fleire representative målestasjonar, samt nytte modellar basert på nedbørsfeltkarakteristika (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010). Dette vert gjort då me nyttar nedbørsfeltdata og karakteristikka frå to representative elver for utforming av nødvendige modellar.

2.2.8 Samanlikning av nedbørsfeltkarakteristikka

NVE sin Lavvanns applikasjon gjev oss nedbørsfeltkarakteristikka for Austreimselva, Ullebøelven og Nessedalselven, satt inn i Tabell 1.

Elv	Austreimselva ved inntak	Ullebøelven	Nessedalselven
Vassdragsnummer	079.72Z	080.22A3Z	079.4Z
Klimaregion	Vest	Vest	Vest
Areal (km ²)	2.53	8.29	30.2
Minimum høgde (moh)	317	326	288
Maksimal høgde (moh)	864	887	1346
Høgdeforskjell (m)	547	561	1058
Midlare årsavrenning (mm/år)	2353.14	3151.85	1993.13
Middelvassføring (61-90) l/s/km ²	74.58	99.9	63.17
Middelvassføring m ³ /s	0.188	0.829	1.91
Sjø (%)	0	3.37	4.11
Bre (%)	0	0	0
Skog (%)	20.99	10.26	26.47
Dyrka mark (%)	0	0.01	0.39
Myr (%)	0,74	0.11	0.35
Snaufjell (%)	60.41	78.8	66.71
Urban (%)	0	0	0
Effektiv sjø (%)	0	1.21	1.31
Mengde innsjøar			
Årsnedbør (mm)	1930.75	2709	1599.88

Tabell 1: Samanlikning feltparametre

Austreimselva, Nessedalselven og Ullebøelven er alle lokalisert i region vest. Dei største forskjellane desse elvane imellom ligg i nedbørsareal og sjø. Ullebøelven og Nessedalselven har tilhøyrande fjellvatn i nedbørsfeltet, som kan føre til at desse felta har ein jamnare vassføring. Det må samtidig nemnast at dette er små fjellvatn, og fungerer som "utappbare" magasin.

Skog, myr og snaufjell har stor innverknad på responstida i eit nedbørsfelt. Skog og myr vil gje lang responstid samanlikna med snaufjell. Dei representative nedbørsfelta har ein nokså lik samansetning av skog, myr og snaufjell. Dette, saman med klimalikskapar og høgdeforskjellar er grunnen til at me ser på Ullebøelven og Nessedalselven som representative elver. Begge elvane varierar litt i kvar sin retning i forhold til Austreimselva. Ved å nytta gjennomsnittet av skalerte nedbørsdata frå representative nedbørsfelt, vil me få representative data til vidare analysering.

2.2.9 Behandling av representative nedbørsdata

For å nytte nedbørsdata frå representative elver vert alle data skalert til å verte gjeldande for Austreimselva. Dette vert gjort ved å finne midlare avrenning (m^3/s) for Austreimselva og for dei representative elvene gjennom lavvann applikasjonen til NVE. Applikasjonen baserer seg på utrekningar frå perioden 1961-1990 og gjev verdier i midlare avrenning i $l/s/km^2$ (figur 3). Dette må reknast om til m^3/s ved å multiplisera verdien med nedbørsfeltets areal i km^2 og dividere på 1000. Våre data frå 2000-2012 får litt andre verdier på midlare vassføring, men dette vil likevel verta beste metode for å oppnå så nøyaktig estimering som mogleg.

Ut ifrå dataene vil me finne fram til eit normalår. Det vil vere det året der den midlare årsavrenninga vil avvika minst frå den gjennomsnittlege midlare avrenninga. Normalåret skal danna grunnlaget for dimensjonering av kraftverket. Tørt og vått år vil me bruke som eksempel på lønsemd ved ulike scenario. Der tørt år er det året med lågast gjennomsnittleg vassføring, og vått år er det året med høgast gjennomsnittleg vassføring.

Når ein skal bestemme slukeevna til eit kraftverk er det viktig at vassføring er berekna korrekt. Difor må dataene me har samla inn handsamas med omhu. Me vil komma så nær den reelle vassføringa som mogleg, og redusera feilmarginen til eit minimum. Nedbørsdataene nyttar me til utforming av nødvendige verktøy for dimensjonering og produksjonsestimering, samt for å få eit overblikk over korleis avrenningane varierer frå år til år.

2.2.10 Skalering

Dei utleverte nedbørsdataene er overført til Microsoft Excel og behandla der. Her har me multiplisert alle data for kvar elv med eit forholdstall for skalering (vedlegg 1). Deretter har me lokalisert alle avvik av dataseriar gjennom desse 12 åra. Ved manglande dataseriar i Ullebøelven har me skalert data frå Nessedalselven og satt inn for Ullebøelven, og omvendt. Gjennomsnittet av dei skalerte dataene frå elvane vil me nytte som grunnlag for vidare analyse av data.

Forholdstall Ullebøelven:

$$\frac{\text{Midlere vassføring Austreimselva}}{\text{Midlere vassføring Ullebøelven}} = \text{Omrekningsfaktor}$$

$$\frac{0,188}{0,829} = 0,2268$$

Forholdstall Nessedalselven:

$$\frac{\text{Midlere vassføring Austreimselva}}{\text{Midlere vassføring Nessedalselven}} = \text{Omrekningsfaktor}$$

$$\frac{0,188}{1,91} = 0,098$$

2.2.11 Normalt-, Vått-, og tørt år

Etter å ha skalert alle data kan me no finna fram til gjennomsnittleg vassføring for alle år tilsaman. Som forklart i 2.2.9 kan me av denne verdien finna fram til eit normalt-, vått,- og tørt år. Tabell 2 (frå vedlegg 1) syner at 2004 er eit normalt år, 2005 er eit vått år, og at 2010 er eit tørt år.

Gjennomsnittleg vassføring (skalert) per år. Målt i m ³ /s			
År	Ullebøelven (skalert)	Nessedalselven (Skalert)	Gjennomsnitt av dei gjennomsnittlige Timesdata
2000	0,197335881	0,255879109	0,226607495
2001	0,217550548	0,174086932	0,19581874
2002	0,146837165	0,175674442	0,161255804
2003	0,200725767	0,197244913	0,19898534
2004	0,225213882	0,226058354	0,225636118
2005	0,300763467	0,307071659	0,303917563
2006	0,199790347	0,188997587	0,194393967
2007	0,261499882	0,309468328	0,285484105
2008	0,196579397	0,228702684	0,21264104
2009	0,185294315	0,220311719	0,202803017
2010	0,132616713	0,147280799	0,139948756
2011	0,254131989	0,297886103	0,276009046
2012	0,217580295	0,240923901	0,229252098
Gjennomsnitt			0,219442545

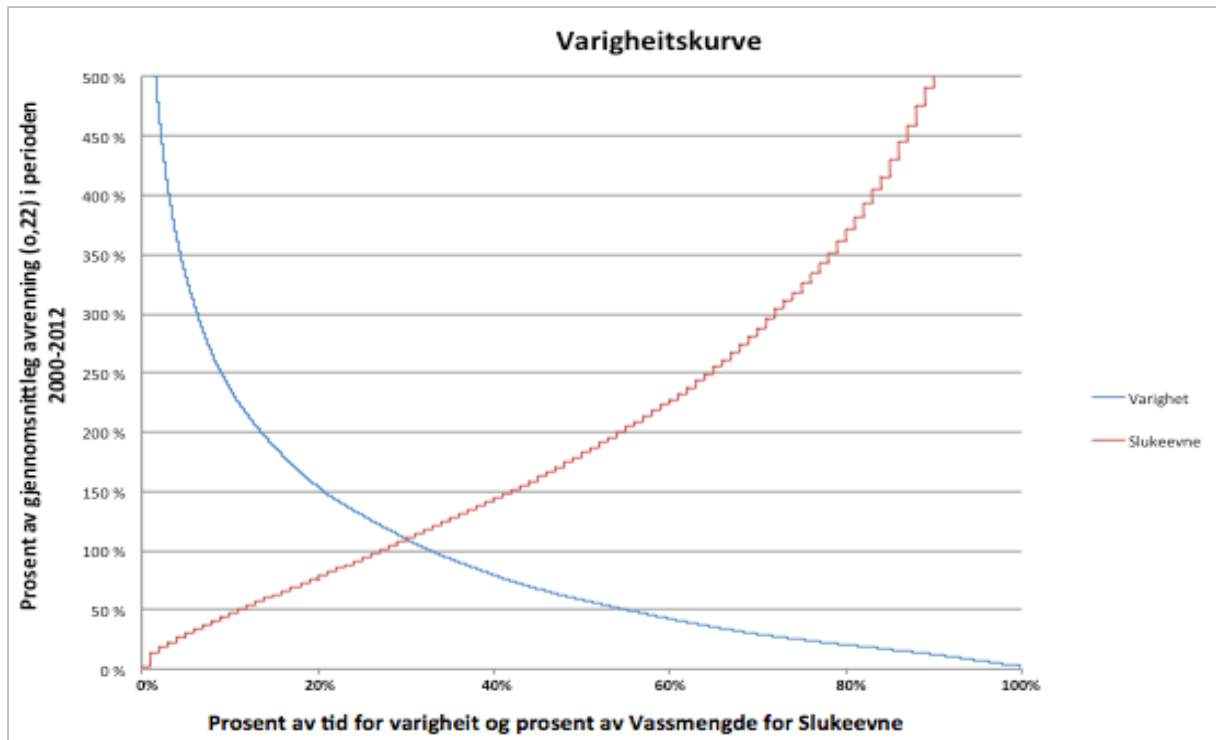
Tabell 2: Tabell for gjennomsnittleg vassføring (skalert) per år. Målt i m³/s (vedlegg 1)

2.2.12 Varighetskurve

”Varighetskurven er et godt hjelpemiddel for å finne driftstid og å dimensjonere et kraftverk. Med dimensjonering menes her ved hvilke vannføringer turbinen kan produsere kraft, dvs. største og minste slukeevne.”

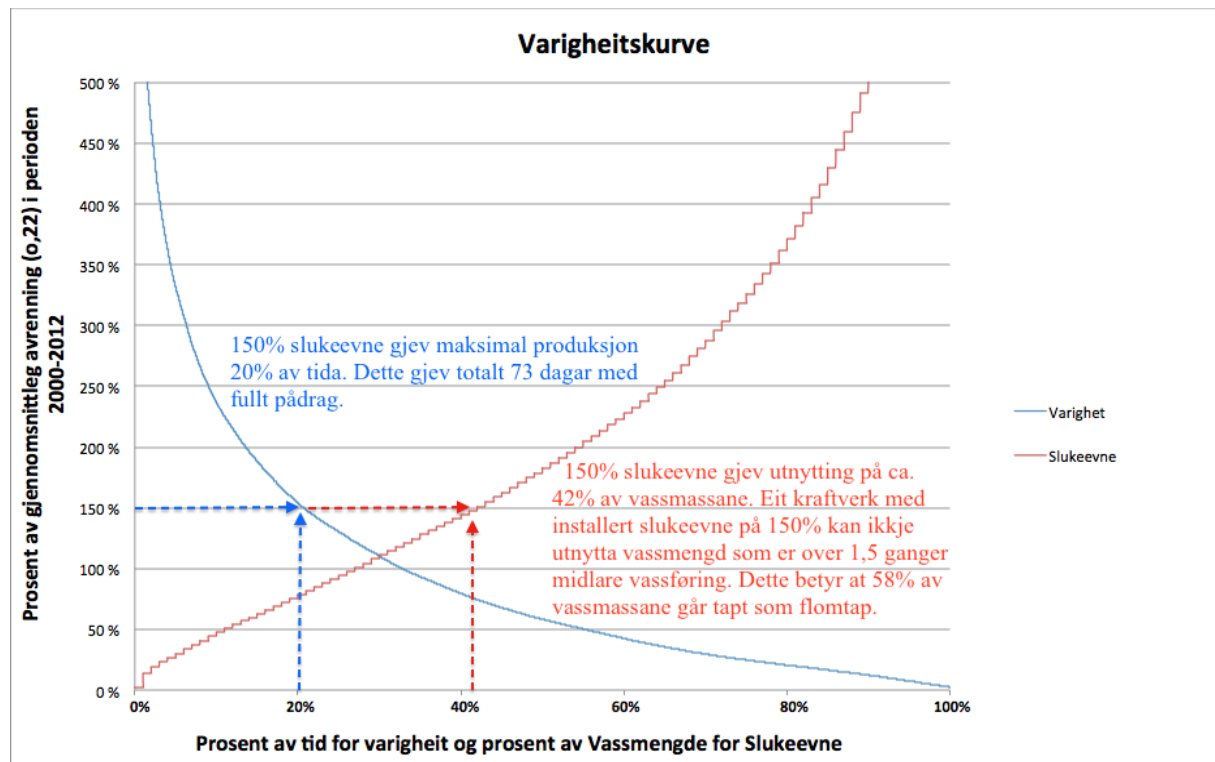
- SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010

Me har laga to varigheitskurver. Desse utforma me på eigenhand i Microsoft Excel (vedlegg 1 og 2) då me ikkje hadde tilgang til NVE sitt START- system. Dette er programvara som kraftselskap normalt nyttar for å laga varigheitskurver. Dette var ein tidkrevande prosess med mykje prøving og feiling. Den fyrste varighetskurva i figur 6 er utforma frå nedbørsdata i perioden 2000-2012. Denne tek utgangspunkt i den gjennomsnittlege midlare vassføringa i tolvårsperioden, som er 0,22 m³/s (0,219442545). Midlare vassføring vert satt til 100% slukeevne. Med slukeevne meiner ein kor høg vassføring eit kraftverk kan utnytta. Eit felt med jamn vassføring ville hatt ein slukeevne på 100% men på grunn av variasjoner vert den sett høgare. Den blå kurva syner kor stor del av tida (angitt i prosent på X-aksen) vassføringa har vore større enn ein gitt vassføringsmengde (i prosent av midlare vassføring på Y-aksen). Samtidig syner den raude kurva kor stor del av tilgjengeleg vassmengde eit kraftverk kan utnytta (X-aksen), i samsvar med den maksimale kapasiteten i turbinen (angitt i prosent av feltets midlare vassføring på Y-aksen). Denne varighetskurva vart utforma som eit verktøy som forenkler våre vurderingar av kraftverkets størrelse.



Figur 6: Varighetskurve 2000-2012 (vedlegg 1)

Eksempel: Dersom me set slukeevna til 150% av midlare vassføring ser me at me kan produsere på maks kapasitet 20% av året (figur 7). Samtidig som me kan utnytte rundt 40% av den tilgjengelege vassmengda. Alle vassmengder over 150% vil gå tapt som flomtap.

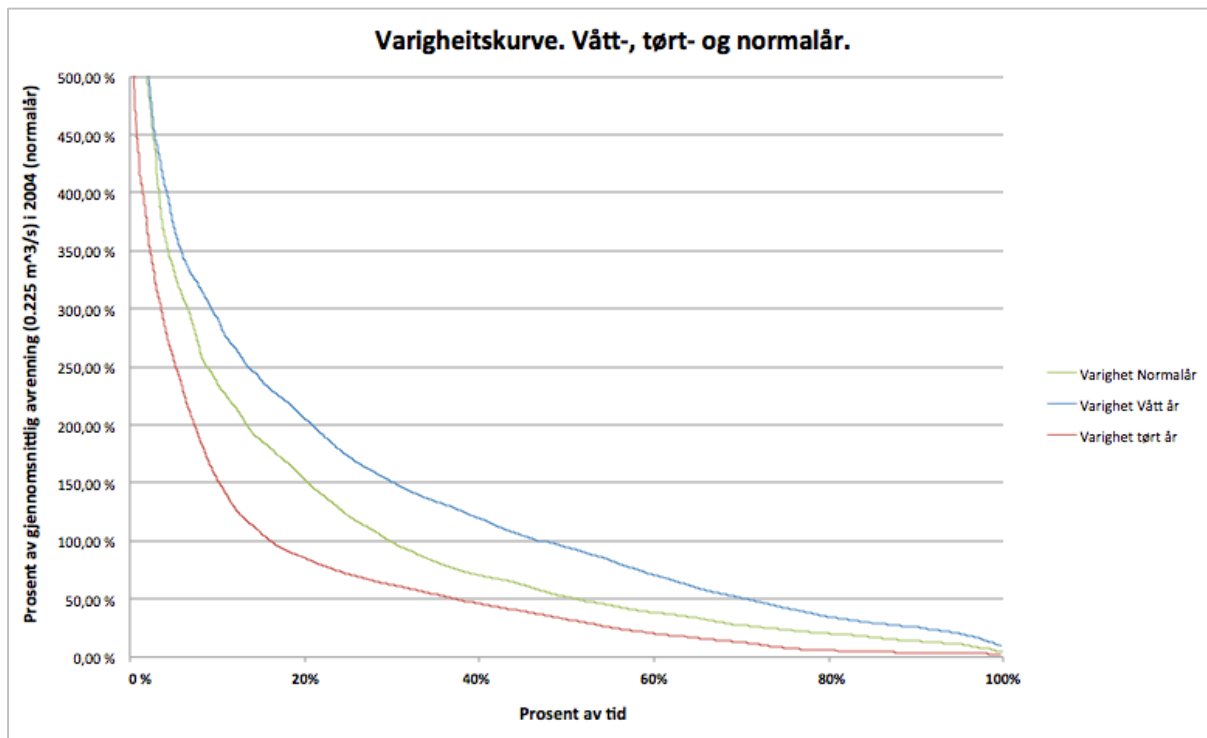


Figur 7: Forklaring til eksempel med 150% slukeevne

Eit kraftverk må og forholde seg til kor låg vassføring ein kan produsera på. Dette har me ikkje laga ei kurve for, men det vert tatt omsyn til ved utrekningar i produksjonsestimeringa.

Dimensjonering av eit kraftverket vert utført på grunnlag av eit normalår. I varigheitskurva i figur 8 har me utforma kurve for tørt år, vått år og normalår (vedlegg 2) for å kunna sjå variasjonane rundt eit normalår. Kurvane vart utforma med omsyn til den midlare vassføringa i normalåret som er $0,225 \text{ m}^3/\text{s}$ (vedlegg 2). Denne er satt til 100%, sidan dette er vassføringa me tek omsyn til i dimensjoneringa.

I figur 8 kan me sjå at dersom kraftverket har ein installert slukeevne på 150% av midlare vassføring, vil dette kunne gje ein variasjon på ca. 10%. Altså ein forskjell på totalt 36 dagar med full produksjon frå år til år.

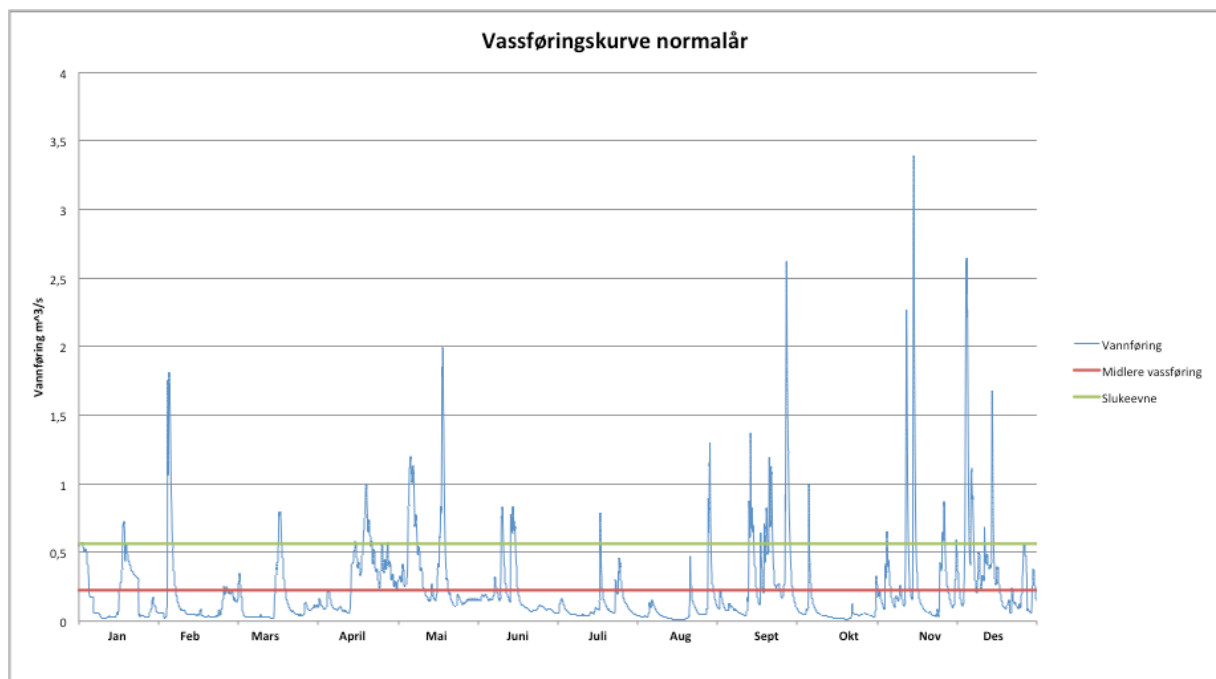


Figur 8: Varigheitskurve vått, tørt og normalt år (vedlegg 2)

2.2.13 Variasjonar gjennom året

Vassføringa sin variasjon gjennom året kan avvika i stor grad frå normalavløpet (midlare vassføring), spesielt i små felt. Korleis avrenninga varierer vert i høg grad påverka av klima og tilhøyring. Typisk for Sogn og Fjordane er brevassdrag og kystvassdrag. Brevassdrag har størst vassføring om sommaren der bre- og snøsmelting er på sitt maksimale. Kystvassdrag har størst avrenning på vår og haust. Austreimselvas avrenningar kan samanliknast med eit

kystvassdrag, der det er mykje høg vassføring i april/mai og September/Oktober. Austreimselva sin korte responstid kan ein sjå av figur 9.



Figur 9: Vassføringskurve vist i m^3/s (vedlegg 2)

2.2.14 Resultat ressursgrunnlag

Ut ifrå feltparameter og nedbørsdata har me gjort vurderingar og skaffa oss eit overblikk over ressursgrunnlaget. Me har fastsatt ein brutto fallhøgde på 287 meter, der me seinare vil ta omsyn til friksjonstap (også kalla falltap). Ut ifrå rettleiaren til NVE har me slått fast at Austreimselva, med sine parameter må ha ei slukeevne på meir enn 2 gantar midlare vassføring (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010). Midlare vassføring i eit normalår er på $0,225 m^3/s$, noko som tilseier at kraftverket må ha ei slukeevne over $0,45 m^3/s$. Av varigheitskurvene og vassføringskurva har me sett at avrenninga overskrid 2 gantar midlare vassføring ca. 14% av året i gjennomsnitt, og at dette skjer i kortare periodar. Likevel er dette vassmengder me vil utnytta for å auke lønsemda og produksjon.

2.3 Produksjonsestimering

Produksjonsestimeringa gjer me for å estimera kor mykje energimengde som kan produseras i løpet av eit år. Ein stor del av produksjonsestimeringa er å finne ut kva slukeevne som syner seg å gje optimal produksjon. Som nemnt anbefaler NVE sin rettleiar 2 gantar midlare vassføring som ein tommelfingerregel. Austreimselva har eit nedbørsfelt med mykje snaufjell

og mindre avdempande faktorar som myr og anna vegetasjon, noko som gjev kort responstid. Med kort responstid er det normalt å sette slukeevna til noko høgare enn NVE sin anbefaling på 2 gangar midlare vassføring (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010). I

Austreimselva vil det være optimal produksjon med høgare slukeevne. Då me får utnytta dagane med høg vassføring.

Det er fleire faktorar som spelar inn når me skal fastsetja slukeevna på kraftverket. Slukeevna vil basera seg på ein heilskapsvurdering av vassføring, årstidsvariasjonar og fallhøgde. Me ser av varigheitskurva i figur 8 at dersom me set slukeevna til 200% av midlare vassføring vil me på eit normalår kunna produsera på maksimal effekt 13% av året. Dette er rundt 55% av den tilgjengelege vassmengde (figur 6). Aukar me slukeevna meir vil produksjonstida på maksimal effekt bli mindre. Dette vil også føra til at kraftverket kan produsera på høgare vassmengdar. Samstundes vil produksjonen på lågt pådrag bli dårlegare då produksjonsgrensa på lågt pådrag vil auka. I denne elva vil det ikkje ha så mykje å sei for den totale vassmengda om me aukar lavvassgrensa. Me vil difor få mykje meir vatn å produsera på om me aukar slukeevna til over 200%. Ut ifrå varigheitskurvene ser me for oss ei slukeevne på mellom 225% og 275%.

For å fastsetja slukeevna vert årleg produksjon estimert ved forskjellige slukeevner med utgangspunkt i eit normalår. For å kunna estimere dette må me fastsetja ein del nødvendige konstantar.

Fallhøgda er allereie fastsatt til 287 meter, men her må me inkludera falltap på grunn av friksjon i røyr.

2.3.1 Falltap

Frå inntak til kraftstasjon går ein del av energien tapt, dette kjem som følge av friksjonen vatnet får frå ruheita, diameteren, og farten vatnet har i røyret. Friksjonen varierar mellom material, og det kan med utgangspunkt i NVE sin rettleiar takast utgangspunkt i friksjonskoeffisienten til valt røyrtype. GRP-rør (glassfiberarmertpolyelten) har ein friksjonskoeffisient på 0,015, som er noko av det lågaste blant tilgjengeleg materiale (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010). Friksjonstapet varierer etter kor mykje vatn som strøymer gjennom røyr gata, og er lågare ved låg vassgjennomstrøyming enn ved høg vassgjennomstrøyming. Friksjonstapet i formelen tek berre utgangspunkt i maks slukeevne, grunnen er at produksjonestimeringa nyttar estimert antall driftstimar ved maks slukeevne.

Me får derfor best estimering ved å nytte maks slukeevne i formelen for falltap ved produksjonsestimering.

Friksjonstapet til GRP-røret vert då rekna ut fra formelen nedanfor som bestemmes ut fra røyrets lengde, diameter, vasshastighet og ruheit i røyrvæggen.

$$\text{Friksjonstap: } h_{tap} = \lambda \times \frac{L}{D} \times \frac{C^2}{2 \times g}$$

Der:

λ - Friksjonskoeffisient (0,015)

L - Røylengde (m)

D – Røydiameter (m)

C – Vasshastighet (m/s)

G – Tyngdens akselerasjon (9.81m/s²)

Friksjonstapet til røret vert då:

$$0,015 \times \frac{900}{0,45} \times \frac{3,54^2}{2 \times 9,81} = 19,16m \approx 19m$$

Fallhøgda blir då sett til 268 meter ved produksjonsestimering.

2.3.2 Fastsetting av turbinstørrelse

NVE sin rettleiar nemner spesielt to faktorar for bestemming av turbinstørrelse :

- Fallhøgde (m)
- Vassføring (m³/s)

Rettleiaren skriver også følgende om dei to mest brukte tubintypene:

- **Peltonturbin**

Peltonturbin vert brukt ved liten vassføring samanlikna med fallhøgda. Dette er derfor ein vanleg turbintype å nytte ved norske kraftverk. Peltonturbinen har ei stor rekkevidde når det gjeld fallhøgde, og overlappar såleis francisturbinen.

Peltonturbinen står i friluft, og det krev at den står høgt nok over vassflata til at dette vert ivareteke ved drift. Rundt turbinen er det fleire dyser, eller «nåler» som styrer vassmengda til turbinen. Ved eit horisontalt aggregat kan turbinen utstyrast med opp

mot seks dyser. I seinare tid har det vorte mest vanleg med fem dyser. Turbinen er bygd opp av fleire skovlar som bøyer av vasstrålen frå dysene og overfører ein impuls som gjev rotasjon. Peltonturbin kan utnytte alt fra 5-10% av maksimal slukeevne.

Peltonturbinen har ein lågare verknadsgrad enn francisturbinen, men har til gjengjeld ein høg verknadsgrad over eit større spekter enn francisturbinen, noko som gjer den meir effektiv ved varierende vassføringar.

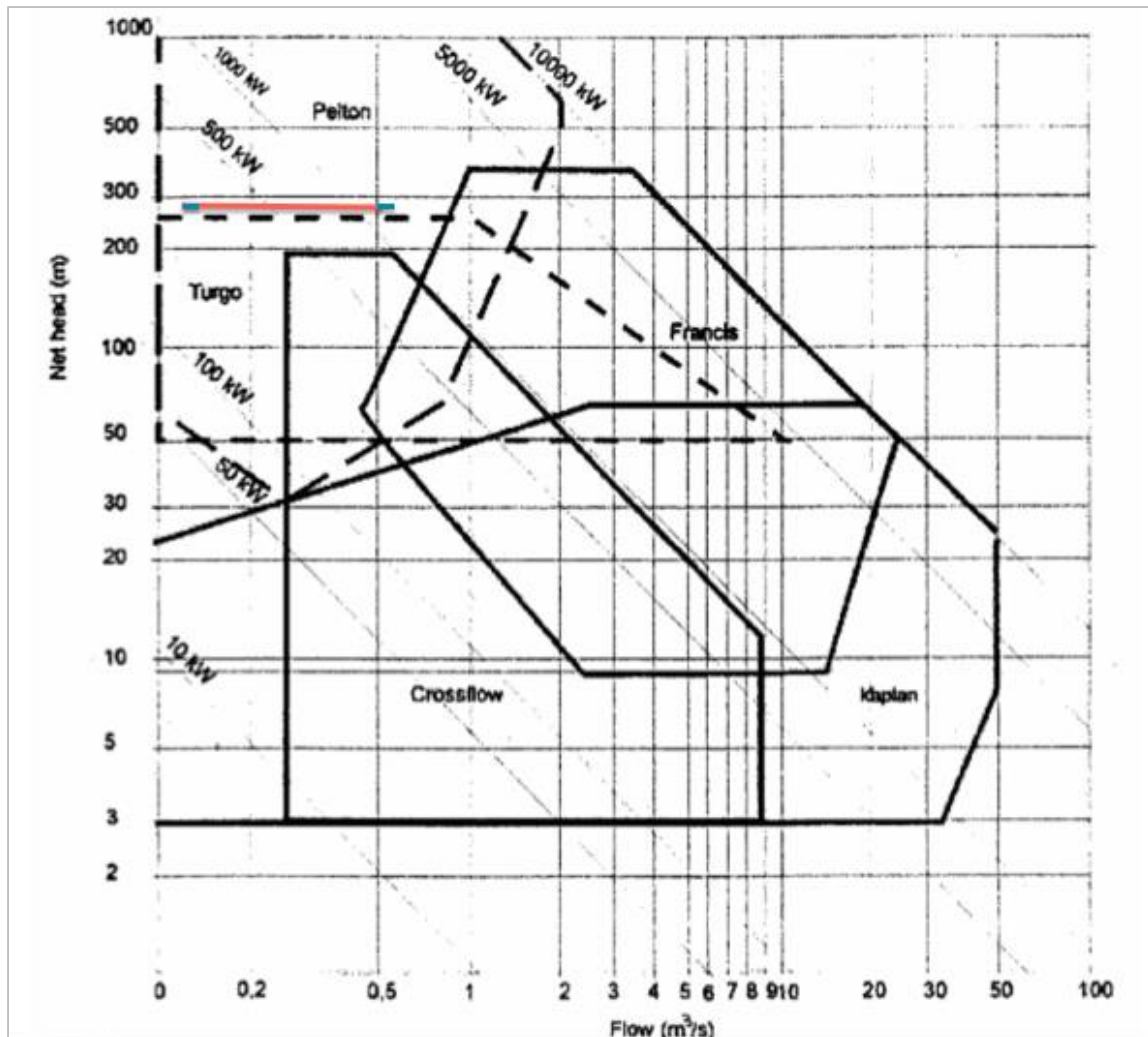
- **Francisturbin**

Francisturbinen nyttast ved høgare vassføring i forhold til peltonturbin ved samme fallhøgde. Den har samtidig høgare utnyttingsgrad ved full drift enn peltonturbinen. Dette gjer at francisturbinen eignar seg godt ved vassføring som er stabil ved turbinens høgaste utnyttingsgrad.

Rundt turbinen er det ein spiraltrommel som leiar vatnet inn til turbinen med ledeskovlar. Ledeskovlane regulerer vassføringa til turbinen, og fordelar vatnet jamt til turbinen.

Francis er til forskjell frå pelton dykka, som vil sei at turbinen står i eit vassfylt løp som må pumpast tørt ved eventuell revisjon. Francisturbinen leiar vatnet inn i løpehjulets dreiarande skiver slik at hastigheten gjennvinnast til trykkhøgde. Det kan difor seiast at høgden på turbinkonstruksjonen er viktig, spesielt ved mindre fallhøgder.

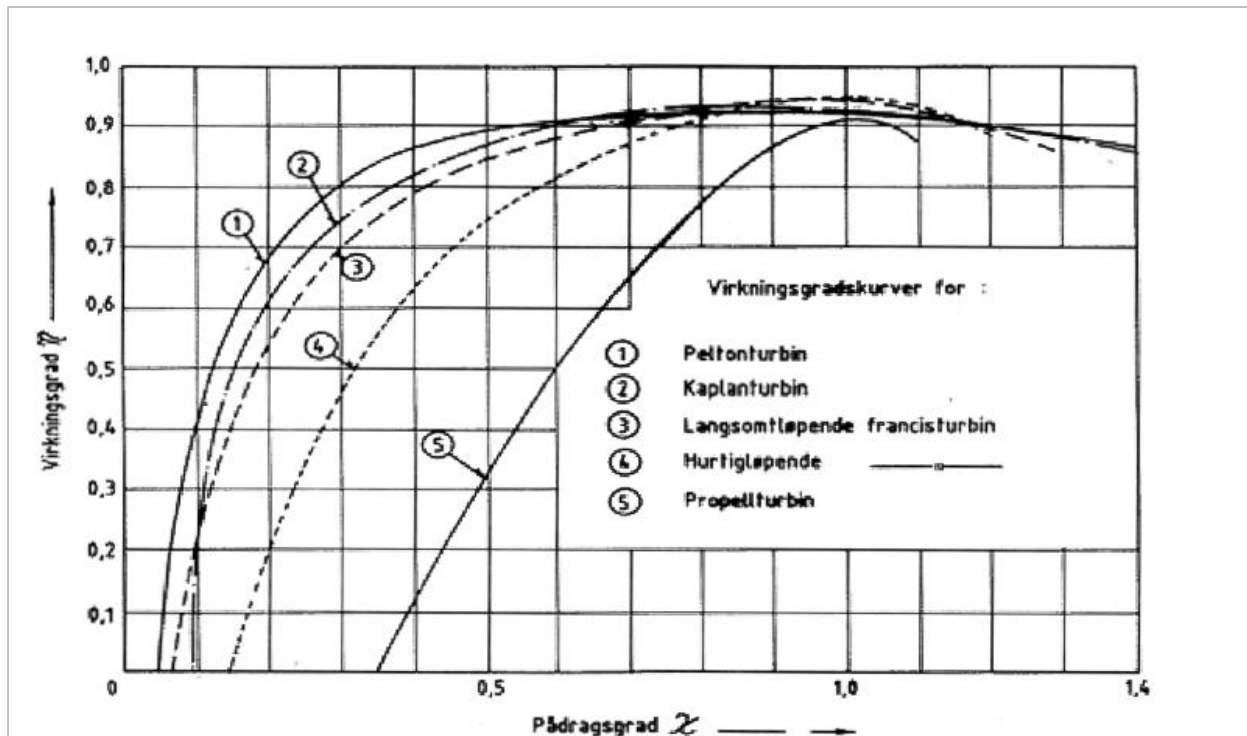
Ut ifrå figur 10 ser me at peltonturbin er eit godt val for Austreimselva. Figuren viser fallhøgde i Y-aksen og vassføring i X-aksen. Det raudfarga området viser intervallet av vassføring som Austreimselva vil ligge på med slukeevne mellom 225% - 275% slukeevne med 10% utnytting av slukeevne (2.3.7). Blått syner forandringane slukeevner innanfor 225-275% medfører.



Figur 10: Virkeområde for turbintypar (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010).

2.3.3 Virkningsgrad turbin

NVE sin rettleiar definerer turbinvirkningsgrad som forholdet mellom utnyttta effekt og nyttbar effekt, der utnyttta effekt svarer til den effekten ein får ut av turbinakselen (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010). I figur 11 ser me i kurve 1 kva slags virkningsgrad ein peltonturbin har ved ulikt pådrag. For å kunne estimere meir nøyaktig har me rekna virkningsgrad med pådragsintervall på 10% (tabell 3).



Figur 11: Virkningsgrad ulike turbiner (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010).

Av figur 11 ser me at 100% ytelse tilseier pådragsgrad 1,0 og ein total virkningsgrad på 0,92. Ytelse ved ulikt pådrag er ført inn i tabell 3 der me har brukt gjennomsnittlig ytelse ved ulike pådragsintervall.

	Intervall /Pådrag	Prosent ytelse	Total virkningsgrad
η_1	0-10	0	0
η_2	10-20	15	0,56
η_3	20-30	25	0,74
η_4	30-40	35	0,83
η_5	40-50	45	0,88
η_6	50-60	55	0,9
η_7	60-70	65	0,91
η_8	70-80	75	0,92
η_9	80-90	85	0,92
η_{10}	90-100	95	0,92
η_{11}	K100	100	0,92

Tabell 3: Virkningsgrad ved ulikt pådrag og ytelse

Når me estimerer produksjonen vil me finne den årlege estimerte produksjonen. Enkelt kan det forklarast som turbinens installerte effekt gangede med tid med produksjon i eit år. For å få meir nøyaktig estimering tek me omsyn til virkningsgrad ved turbin, apparatanlegg og generator, samt falltap. Mengde timar blir rekna ut ifrå tabell 3 og vedlegg 2, der alle driftstimar skal tilseie 100% ytelse med 100% virkningsgrad.

2.3.4 Virkningsgrad apparatanlegg

Me har ved virkningsgrad apparatanlegg brukt ein konstant NVE sin rettleiar bruker i sine eksempel. Den er på 0,99 (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010). Verknadsgraden her vil vere konstant for dei forskjellige pådragsintervalla.

2.3.5 Generator

Også for generator har me også brukt ein konstant frå NVE sin rettleiar som er på 0,96 (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010). Verknadsgraden vil variere ved ulikt pådrag fordi generatortapet er kvadratisk med pådraget grunna ohms lov og magnetiseringstap i generatoren. Dette har mindre påverking på produksjonsestimeringa.

2.3.6 Installert effekt

Effekt er definert som arbeid per tidseining og vert målt i Watt (W)

Me bruker formelen i NVE sin rettleiar.

$$\text{Effekt/ytelse (W)} = N(P) = p \cdot g \cdot \eta \cdot Q \cdot H_n$$

$$p = \text{Vatnets spesifikke vekt} = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$g = \text{Tynngdas akselerasjon} = 9,81 \text{ m/s}^2$$

η = Ubenevnt faktor som uttrykker samla virkningsgrad for turbin, apparatanlegg og generator. Virkningsgrad turbin, generator og apparatanlegg tar me omsyn til seinare da me reknar virkningsgrad saman med timer.

$$Q = \text{Maksimal vassføring gjennom turbinen (også kalla slukeevne)} \text{ i m}^3/\text{s}$$

$$H_n = \text{Netto fallhøgde i meter inkludert falltap}$$

$$N(P) = 1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot (0,225636118 \cdot \text{slukeevne}) \cdot 268 \text{ m}$$

Som nemnt i kapittel 2.3 vil slukeevna på kraftverket ligge ein stad mellom 225% og 275%. Me brukar tre alternativ på slukeevne fram til endeleg produksjonsestimering for å kunna fastsetja optimal størrelse ut ifrå dette. Installert effekt for slukeevne på høvevis 225%, 250% og 275% av midlare vassføring er det første som trengs (vedlegg 2).

Installert effekt:

$$225\% = P = 1334735 \text{ W} = 1334,735 \text{ KW} = \mathbf{1,33 \text{ MW}}$$

$$250\% = P = 1483039 \text{ W} = 1483,039 \text{ KW} = \mathbf{1,48 \text{ MW}}$$

$$275\% = P = 1631342 \text{ W} = 1631,342 \text{ KW} = \mathbf{1,63 \text{ MW}}$$

2.3.7 Resultat årleg estimert produksjon

Data i vedlegg 2 er timesdata frå normalt (2004), tørt (2005) og vått (2010) år. Desse vassføringsdataene har blitt sortert etter størrelse med oppsett for slukeevne, der midlare vassføring i eit normalår er satt til 100% slukeevne. Desse verdiane vil vere til hjelp når tal produksjonstimar innafor ulike pådragsintervall skal teljast. Forandring i slukeevne vil også medføra forandringar i tal timar innafor pådragsintervalla. Peltonturbinar utnyttar alt frå 5-10 % av maksimal slukeevne (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010). Me vel å nytte 10% av slukeevnen for å ikkje overdimensjonere kraftverket, og får intervallene:

Slukeevne maks 225% - Slukeevne min. 22,5%

Slukeevne maks 250% - Slukeevne min. 25,0%

Slukeevne maks 275% - Slukeevne min. 27,5%

I vedlegg 2 (ark2) kan me telja mengde timer innanfor kvart intervall.

Eksempel på framgangsmåte: Me reknar ut 90% av 250% slukeevne. 250% slukeevne tilsvarar her 100%. Deretter tel ein mengde timar frå 90% -100%. Desse timane vert så ganga med ”prosent ytelse” og svaret blir driftstimar tilsvarande 100% ytelse (figur 12). Dette skal vidare gongast med verknadsgrad for turbin i dette intervallet.

Sett opp i formel kan produksjonsestimeringen reknast ut slik:

$$\text{Produksjon} = \left(\sum (\eta_1 \times h_1) + (\eta_2 \times h_2) \dots + (\eta_n \times h_n) \right) \times \eta_{gen} \times \eta_{app} \times P$$

η_n = Virkningsgrad for turbin i intervallet

h_n = Driftstimer skalert til 100% ytelse

η_{gen} = Virkningsgrad generator

η_{app} = Virkningsgrad apparatanlegg

P = Installert effekt (turbin)

For å gjere det meir oversiktleg har me sett utrekninga inn i tre tabellar for kvar slukeevne (vedlegg 2, ark 4). I figur 12 ser me eksempel på ein utrekning av årleg estimert produksjon for ein slukeevne på 2.5 gangar midlare vassføring.

Normalår						
Slukeevne 250%						
<u>Intervall</u>	<u>Driftstimer</u>	<u>Prosent ytelse</u>	<u>Driftstimer 100% ytelse</u>	<u>Turbin Virkningsgrad</u>	<u>Tilsvarende 100% med virkningsgrad 1.</u>	
0-10	0	0	0			
10-20	1935	15	290	0,56		162
20-30	1187	25	297	0,74		219
30-40	686	35	240	0,83		199
40-50	466	45	209	0,88		183
50-60	366	55	201	0,9		180
60-70	311	65	202	0,91		183
70-80	304	75	228	0,92		209
80-90	205	85	174	0,92		160
90-100	196	95	186	0,92		171
K100	773	100	773	0,92		711
Totalt timer	6429		2800			2377
Middelvannføring	0,225636118					
Slukeevne ved 250%	0,564090295					
Timer i året ved 100%	2377 timer					
Fallhøyde	268 meter					
Virkningsgrad Apparatanelegg	0,99					
Virkningsgrad Generator	0,96					
Installert effekt ved 250%	1483,04 KW					
Estimert årlig produksjon	3,35 GWh					

Figur 12: Eksempel på produksjonsestimering ved 250 % slukeevne

Resultat produksjonsestimering ved forskjellige slukeevner:

Estimert årleg produksjon ved 225 % slukeevne = **3,22 GWh**

Estimert årleg produksjon ved 250 % slukeevne = **3,35 GWh**

Estimert årleg produksjon ved 275 % slukeevne = **3,39 GWh**

Av utrekningane kan me sjå at ein slukeevne på 275% gjev høgare årleg produksjon. Me ser også at denne produksjonen ikkje er vesentlig høgare enn ved 250%.

2.3.8 Resultat produksjonsestimering

Me veit at me har nedbørsdata frå representative felt med effektiv innsjø som aukar sjølvreguleringa. Samtidig har Austreimselva eit nedbørsfelt med kort responstid samt store svingingar i vassføring. Dei representative elvane har og større nedbørsfelt enn Austreimselva. Dette kan som nemnt tidlegare føra til underestimering av flomtap og tilsig. Tek me dette i betraktning ser me at ei slukeevne på 2.5 gangar midlere vassføring er det optimale alternativet for energiutnytting i Austreimselva, då og med tanke på våte og tørre år. I eit normalår tilsvarar dette 3.35 GWh med 6429 driftstimar der 773 timer vil vere produksjon på full last (vedlegg 2).

2.3.9 Produksjonsestimering vått, tørt og normalt år

Etter å ha fastsatt at slukeevne på 2.5 ganger midlare vassføring er optimalt for Austreimselva kan me sjå på produksjon ved ulike scenario. Me gjer difor ein ny produksjonsestimering for eit vått år og eit tørt år. Normalår har me allereie estimert til 3,35 GWh. Me estimerer då med same installert effekt og slukeevne, men med nedbørsdata frå henholdsvis vått og tørt år (vedlegg 2).

Me får resultatata (Vedlegg 2, Ark 5):

Vått år:	Estimert årleg produksjon = 4,83 GWh
Normalår:	Estimert årleg produksjon = 3,35 GWh
Tørt år:	Estimert årleg produksjon = 2,12 GWh

2.4 Alminnelig lavvassføring og slepp av minstevassføring

I dimensjonering, produksjonsestimering og økonomisk vurdering av Austreimselva har me ikkje tatt omsyn til slepp av minstevassføring. Dette fordi slepp av minstevassføring blir bestemt ut ifrå offentlege interesser og miljø. Det er difor vanskeleg å vite kva slags type krav som vil bli stilt for ei slik utbygging. Eventuell konsesjon vil ut ifrå vår ressurskartlegging og økonomiske vurdering søkje utan medrekna slepp av minstevassføring. Dette vil ikkje føre til total tørrelegging av elva på grunn av faktorar som flomtap.

Alminnelig lavvassføring er den vassføringen som overskridas 350 dagar i året. Dette svarer til ca. 95 % av året (Skaugen T., Astrup M., Mengistu Z., & Krokli B. 2002).

Minstevassføring er den minste tillatte vassføringa i eit regulert vassdrag. Krav til minstevassføring har heimel i vassressursloven (Rosvold, 2013).

Vannressursloven §10 Vannuttak og minstevannføring (Vannressursloven, 2000):

“Ved uttak og bortledning av vann som endrer vannføringen i elver og bekker med årssikker vannføring, skal minst den alminnelig lavvannføringen være tilbake, hvis ikke annet følger av denne paragraf. Det samme gjelder når vann holdes tilbake ved oppdemming.”

Det er eit generelt krav til restvassføring (minstevassføring) når det vert gjort inngrep i vassdrag. Dette for at det alltid bør renne vatn i eit vassdrag for å oppretthalde allmenne interesser. Etter vassressurslova vil eit tiltak være konsesjonspliktig dersom minstevassføringskravet på alminneleg lavvassføring ikkje kan haldast. Kravet om minstevassføring lik alminneleg lavvassføring gjeld generelt mikro- og minikraftverk for å unngå at dei skal være konsesjonspliktige.

Austreimselva vil ha ein installert effekt på over 1000 kW. Utbyggingar over 1000 kW vil vere konsesjonspliktige tiltak sidan kraftverk i denne størrelsen vanlegvis berører ein eller fleire allmenne interesser (NVE, 2009b).

Vassressursloven vil i mange tilfelle føre til restriksjonar på ei verksemd og føre til svekka lønnsemd for konsesjonsfrie tiltak. Me har i vedlegg 3 gjort ein berekning av korleis eit krav om minstevassføring tilsvarande den alminnelige lavvassføringa ville påverka den årlege produksjonen av Austreimselva i eit normalår.

2.4.1 Korleis berekne alminnelig lavvassføring

Berekning av alminneleg lavvassføring skjer ved å sortere dagsdata frå ein gjeven tidsperiode, optimalt 20-30 år. Applikasjonen lavvann hos NVE bereknar alminneleg lavvassføring ut frå feltparameter. Denne verdien har me valt å sjå vekk ifrå grunna usikkerheita til denne verdiens kvalitet (Skaugen T., Astrup M., Mengistu Z., & Krokli B. 2002). NVE sin rapport om miljøbasert vassføring påpeikar at denne verdiens utrekning i 2002 ikkje var ferdigutvikla. Me har ikkje funne dokumentasjon på at denne verdien i dag er valid for alminnelig lavvassføring for mindre nedbørsfelt. Me har difor brukt ein metode fra NVE for berekning av alminnelig lavvassføring (Skaugen T., Astrup M., Mengistu Z., & Krokli B. 2002). Dette er gjort gjennom våre representative timesdata frå 2000 - 2012. Her trengs ein verdi for kvart døgn. For å få det har me berekna gjennomsnittet for alle timesdata innanfor kvart døgn.

“Fra den sorterte årsserie blir vannføring nummer 350 tatt ut. Disse vannføringene danner en ny serie som igjen sorteres. Av denne serien blir den laveste tredjedelen fjernet, og alminnelig lavvann- føring er den laveste gjenværende verdien.”

- Skaugen T., Astrup M., Mengistu Z., & Krokli B. 2002, s.18.

Berekninga syner at alminneleg lavvassføring i Austreimselva vert 0,0145 m³/s (vedlegg 3). Dette svarer til rundt 6,5 % av midlare vassføring. Alminneleg lavvassføring ligg ofte i størrelsesorden frå 6 til 12% av middelvassføringa (Skaugen T., Astrup M., Mengistu Z., & Krokli B. 2002).

Minstevassføringa skal i dette tilfellet alltid renne i elva, og vert såleis ikkje nyttbar vassmengder som me kan ta med i denne fiktive estimeringa av årleg produksjon. I Vedlegg 3 har me trekt ifrå alminneleg lavvassføring på 0,0145 m³/s frå alle skalerte nedbørsdata. Vidare har me på nytt estimert den årlege produksjonen ved ny nyttbar vassmengde i eit normalår med 250% slukeevne.

Ark 4 i vedlegg 3 syner ein reduksjon i driftstimer (med 100% ytelse ved turbinvirkningsgrad 1) på 144 timer. Dette svarer til ein reduksjon av årleg produksjon i eit normalår på 0,20 GWh. Vassmengder på under 10 % av slukeevna går allereie tapt på grunn av for lite pådrag. Dersom det skulle verta ein forventa minstevassføring på ekstra 6,5% vil det kunne gi stort utslag på produksjon til Austreimselva.

2.5 Oppsummering

Inntak til kraftverket blei plassert i kote 317, og kraftstasjon i kote 30. Dette gjev ein fallhøgde på 287 meter. Her har me vidare tatt hensyn til friksjon i røyr som gir eit falltap på 19 meter, ved full last, i våre estimeringar. Ny fallhøgde for utrekningar blei da 268 meter. Peltonturbin har blitt valt som beste alternativ for Austreimselva på grunn av stor fallhøgde og store variasjonar i vassføring. Peltonturbin har betre verknadsgrad for lågt pådrag. Ut ifrå varigheitskurvene me har laga, blei det konkludert med at slukeevna måtte vere mellom 225-275% av midlare vassføring. Det blei derfor estimert produksjon med utgangspunkt i eit normalår der alternativa på 225%-, 250%- og 275% slukeevne blei vurdert for å finne optimal slukeevne og turbinstørrelse. Våre vurderingar syner at ei slukeevne på 2,5 gangar midlare vassføring gjev optimal størrelse på turbin med installert effekt på 1,48 MW. Austreimselva

har då ein årleg produksjon i eit normalår på 3,35 GWh med 6429 driftstimar. Dette gjev eit estimert produksjonsspenn frå tørt til vått år på 2,12 GWh – 4,83 GWh.

3 Val av tekniske løysingar

For å kunne gje eit utgangspunkt for lønnsomheitsvurderinga ved ei eventuell utbygging av Austreimselva må det takast val av tekniske løysingar. Ressursgrunnlaget gjev då utgangspunkt for valet av komponentar kraftverket skal innehalde. Med utgangspunkt i NVE's kostnadsgrunnlag for små kraftverk (SWECO Norge AS, 2010), og rettleiar for planlegging, bygging og drift av små kraftverk (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010) kan ein føreta ein kostnadsestimering. Det må samtidig nemnast at kostnadsoverslaga til NVE er basert på gjennomsnittlege tal for utbyggingar, og vil derfor kunne avvike frå den reele kostnaden ved ein utbygging. Valet av tekniske løysingar inneheld då eit prisoverslag på alle betydelege delar av utbygginga. Alt frå inntakskonstruksjon til kraftverksbygning med installasjonar reknast med.

3.1 Damkonstruksjon

Det er fleire løysingar som kan eigne seg som dam og inntakskonstruksjon for Austreimselva. Både konstruksjons-, funksjons- og kostnadmessig må ein ta høgde for kraftverkets spesifikasjonar. I vårt tilfelle har me valt å nytte kjende og velprøvde løysingar, som samtidig syner seg økonomisk forsvarlege. Valde spesifikasjonar for damkonstruksjon følger også retningslinjene gitt av lovrammene for sikkerheit rundt kraftverksbygging (Damsikkerhetsforskriften, 2009).

3.1.1 Inntak

Inntak til vassveg har alltid ein form for dam tilstades. Ein dam har som hovudoppgåve ved større kraftverk å demme opp og regulera vasstanden. Det skal samtidig minske falltapet mest mogeleg utan at forstyrrende element førast med vatnet i vassvegen. Det må også dannas eit lite vassmagasin ved inntaket ved små dammar, for å opnå dei same funksjonane. På denne måten unngår ein opphopingar av sediment, drivved og is som kan stogge, eller forstyrre drifta. Det reduserar også faren for luftboblar i vatnet, som kan føre til kavitasjon på vassveg og turbin. Eventuell gods som kan forstyrre drifta vil måtte leiast vekk frå inntaket, følge overløpet eller samlast opp. Ved krav om minstevassføring må inntaket formast etter dette. Ein stengeventil for sjøve rørgata må vere på plass for å kunne tømme rørgata for vatn ved inspeksjon eller vedlikehald. For Austreimselva kraftverk vil det ikkje vere behov for automatisk stenging av luke då det etter damsikkerheitsforskrifta (Damsikkerheitsforskriften, 2009) havnar innfor bruddkonsekvensklasse 1.

Ved installert effekt på over 1 MW er det vanleg med eit inntak som er minimum 2 meter under vasspegelet, dette gjev ein lågare moglegheit for opphopning av rusk og rask. Ved vårt inntak er det snakk om ein installert effekt på 1,48 MW som tilseier eit dykka inntak med sjølvrensing. Alternativet er eit inntak som krev hyppigare tilsyn og kontroll der ein må rense inntak manuelt ved behov. Fordelen med manuell rensing er lågare utbyggingskostnader då damhøgda kan reduserast.

Inntakskonstruksjonen må byggast i eit med dammen, dette er den vanlegaste løysinga ved mindre kraftverk. Me har rekna med ein damhøgde på 4 meter, dette gjev eit dykka inntak som er over botnen av dammen, og sjølvrenskande. Som ein del av inntakskonstruksjonen vert lukehus berekna ut frå NVE's kostnadsgrunnlag for små kraftverk (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010).

$$\text{Over 1 MW: } 0,0002Q^2 + 0,0392Q + 1,1666$$

$$0,0002 \times 3,54 \text{ m/s} + 0,0392 \times 3,54 \text{ m/s} + 1,1666 = 1,31 \text{ mill kr.}$$

3.1.2 Varegrind

For å hindre at rusk og rask havnar i vassvegen og forstyrrar drifta er det nødvendig med ei varegrind. Størrelsen og lysopning mellom grindristane vurderast etter om gjenstandar kan kile seg fast i turbinen ved opning på 80%, det må også takast i betraktning at vassmengd må ligge på rundt 0,5-0,8 m/s ved grindtversnittet. Tradisjonelt sett har det vore vanleg med grind i rustfritt stål, dette er slitesterkt og godt utprøvd i Noreg. Eit billegare alternativ er varegrind i kunststoff. Ved å bruke kunststoff oppnår ein mange av dei samme eigenskapane som ved rustfritt stål, men har lågare slitestyrke og større utbøying mellom stavane. Valet vårt fall på varegrind i rustfritt stål, dette med grunnlag i at kunststoff er lite prøvd under norske forhold, og har ein låg slitestyrke. Kostnaden er beregna ut frå formel gitt av NVE's kostnadsgrunnlag for små kraftverk (SWECO Norge AS, 2010).

$$\text{Varegrind i rustfritt stål } 8538,8A + 31865$$

$$\text{Varegrind: H: 2 m, B: 0,31 m, A: } 0,627 \text{ m}^2$$

$$8538 \times 0,627 + 31865 = 37105 \text{ kr}$$

3.1.3 Luke

Det er plassert luke ved inntaket for å stenge, eller opne tilførselen av vatn til røyrkata. Ved eventuell inspeksjon eller reparasjon av røyrgate stoggar luka vasstraumen. Alternativa til lukekonstruksjon er både rulleluke, glideluke og klappluke. Rulleluke og glideluke er i denne samanheng dei mest nytta ved små kraftverk. Valet stod difor mellom rulle og glideluke. Rulleluke er noko dyrare enn glideluke, men har til gjengjeld ein mekanisme som er mindre energikrevande ved opning av luka. Rulleluke er mest aktuelt ved større lukeareal og trykk. Lukediameteren bør være noko større enn røyrdatediameteren, med hensyn til vasshastigheita. Ei luke med større opning enn røyrkata vil unngå problem med strømingar og luftbobledanning i vasstraumen. Inntaksluka til Austreimselva vert arealmessig liten, og den vert ikkje utsett for høgare trykk. Dette er grunnlaget for valget av glideluke, som også er billigare enn rulleluke etter NVE's kostnadsgrunnlag for små kraftverk (SWECO Norge AS, 2010).

$$\begin{aligned} \text{Glideluke: } & -0,0022A^2 + 0,1241A + 0,20 \\ & -0,0022 \times 0,7^2 + 0,1241 \times 0,7 + 0,20 = 0,285 \approx 285\ 000 \text{ kr} \end{aligned}$$

3.1.4 Dam

Sjølve inntaksdammen er lagt ved eit punkt der elveløpet «knekker», og området er forma som eit v-skar. Dette gjer det mogeleg å oppnå ein optimal damhøgde med ein relativt liten damstørrelse (m^3). For å unngå forstyrrelsar ved inntak anbefalar NVE ein høgdeskilnad på 2 meter fra inntak til vasspegel. I tillegg vil variasjonar i vasstand grunna kort responstid i nedbørsfeltet tilsei 3 meter høgdeskilnad, då vasstandsregulatoren tilkobla turbinen må ha grunnlag for stabil drift. Anbefalt damtype er gravitasjonsdam i betong, som vil fungera som ein del av vassløpet. Total høgde for dammen vil vere omtrentlig 4 meter medberekna flomløpsdel.

Ein gravistasjonsdam i betong er det beste alternativet ved Austreimselva. Det er ein billig, men samtidig robust dam som føyer seg inn i landskapet. For å berekne kva den vil koste nyttar vi formel for betong gravitasjonsdam gitt av NVE's kostnadsgrunnlag for små kraftverk (SWECO Norge AS, 2010), som gjev oss formelen:

$$\begin{aligned} \text{Betong gravitasjonsdam: } & 1590H^2 + 7807H + 1392 \\ & 1590 \times 4^2 + 7807 \times 4 + 1392 = 58\ 052 \text{ kr pr. løpemetere} \end{aligned}$$

Når inntaksdammen er berekna til å ha ein høgde på 4 meter vil lengda verta 16 meter. Dette gjev ein kostnad for dammen på 928 832 kr.

3.2 Flaumløp

Det finnes fleire konsekvensklassar for dammar, Austreimselva havnar under bruddkonsekvensklasse 1, der Q^{dim} (flomkapasitet) vil være dimensjonert til Q^{200} og Q^{500} (gjenntakelsesintervall hhv. 200 år og 500 år). Det er ikkje gjort vurdering av flaumløpet til elva, og difor kan ein ikkje vurdera korleis ein flaum vil påverka anlegget.

3.3 Vassvegen

Vassvegen er definert som den vegen vatnet går frå inntaket til kraftstasjonen, og fram til utløp i elv eller sjø. Det finst fleire formar for vassveg, det kan være røyr, tunnel, sjakt eller kanal. Normalt sett er røyr på fundament den mest nytta formen ved mindre kraftverk. Større kraftverk nyttar gjerne tunnellar, då desse har ein mykje større vassføringsevne. Vassvegen kan stå for opptil 50% av den totale kostnaden ved eit kraftverk.

3.3.1 Bruddkonsekvensklasse

Det finst fleire bruddkonsekvensklassar som klassifiserar vassvegens risiko for skadar og påverknad av liv og helse som følge av brot på rør, eller ventil. Tabell nr. 3 er meint som eit utgangspunkt for kva restriksjonar dei tekniske løysingane skal følgje. Det må derfor gjennomførast ein analyse av risiko, som må gjerast av føretak som er godkjent av NVE.

<i>Konsekvens-klasse</i>	<i>Boenheter</i>	<i>Infrastruktur, samfunnsfunksjoner</i>	<i>Miljø og eiendom</i>
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 4: Syner bruddkonsekvensklassane (Damsikkerhetsforskriften, 2009)

Områda som kan verte råka av eventuelt røyrbrot er ikkje av betydning for infrastruktur, eller liv og helse. Det er heller ingen særskilte miljøverdier i området som kan verte råka. Ut frå tabell 4 kan me då konkludera med at kraftverket hamnar i konsekvensklasse 1. Dette må ved fullprosjektering etterprovast av godkjent kontrollorgan (Damsikkerhetsforskriften, 2009).

3.3.2 Røyr

Det vert nytta fleire røyrtypar ved nye kraftverk. Materialutvikling har gjeve nye moglegheitar for bruk av fleire røyrmaterialar. Ved større dimensjonar, og høgare trykk er stålrør det einaste alternativet. Ved lågare trykk eller mindre dimensjonar kan ein velge mellom fleire ulike material.

For Austreimselva er det moglegheit for bruk av fleire typar materiell. Både GRP-røyr, duktile støpejernsrøyr og stålrøyr er aktuellt å nytte. Røyrtypar som trerøyr, betongrøyr og gummirøyr utgår som følge av det høge trykket med eit fall på 278 høgdemeter. GRP-røyr er ein lett og billig røyrtipe som kan nyttast opp til eit visst trykk og røyrstorleik. Trykk og røyrstorleik heng saman og gir begrensingar opp mot kvarandre. Andre alternativ er duktilt

støpejernsrør og spiralsveist stålrør. Begge toler høgt trykk og vassføring, og er derfor godt eigna ved større vasskraftutbyggingar.

Vårt val vert å nytte GRP-rør. Av formelen nedanfor ser me at når rørdiameteren er på 450mm, er vasshastigheita 3,54 m/s. Dette er innafor marginen for vasshastigheita i rørgate satt av NVE (2-4m/s). Rør vert levert i forskjellige trykklassar, og aktuelle trykklassar for GRP rør er PN 25 og PN 32 (PN = Bar). Ved val av PN 25-rør må dei siste delane med trykk over PN 22,5 vere av stål, eller støpejern. Derfor fell valet på GRP-rør med PN 32 trykkklasse. NVE still krav om 10% trykkmargin for val av rørgate ved fallhøgde over 200 høgdemeter. Ved å nytte PN 32 vil det da ha ein margin på 0,8 Bar, som er innafor kravet.

GRP-røyra vert levert i standard lengder, diameter og trykklasser. Dei koblast saman med ikkje strekkfaste mufferkoblingar. Røyra vert levert i 6 meters lengder, og krev fastfundamentering for kvart rør i form av støtteblokker. Forankringsblokker vil monterast der det er nødvendig å fange opp krefter i form av forandring av retning på vassvegen og med maksimal avstand på 60 meter.

Me har valt å nytte ei løysing der delar av rørgata vert lagt i bakken, og resten i dagen. Ved å nytte eksisterande skogsveg, og ved å byggje noko ny veg vert det mogeleg å legge 550 meter i bakken. Dei resterande 350 meterane frå skogsveg til dam vert lagt i dagen.

For å finne størrelsen på rørgata, nyttar me formelen for rørgatestørrelse gjeve av NVE's kostnadsgrunnlag for små kraftverk (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010). Den maksimale slukeevne, samt farta på vatnet er utslagsgjevande for rørdiameteren. Farta skal i dette tilfellet ikkje overstige 4m/s, med hensyn til kavitasjon og vibrasjonsproblem det kan medføre.

Formel for rørdiameter:

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

I formelen er: D = rørdiameter, Q = slukeevne, C = vasshastigheit.

Då vert diameter for GRP rør= 450 mm

$$\sqrt{\frac{4 \times 0,5641 m^3/s}{3,54 \times \pi}} = 450 \text{ mm}$$

Vassvegen vert lagt i røyr 550 meter fra kraftverket, og opp til enden av eksisterande skogsveg. Eksisterande skogsveg og andre tilkomstvegar saman med planlagt skogsveg gjer det mogeleg å leggje røyr i bakken i 550 lengdemeter. Resterande 350 meter av rørgate vert lagt i dagen, til dette vil me nytta helikopter for å flyge inn installasjonar.

Del under bakken

Kostnad for rørgate lagt i bakken varierar med breidde og djubde som er nødvendig for rørgata. Grøftbreidda må ha 0.5 meter margin på kvar side av røyret det skal inneholde. For vår rørgate er 1.5 meters breidde innanfor krava. Ved å samtidig nytta ei grøft med djubde på 1,5 meter vert kostnaden pr. lengdemeter på 2000 kr. Det er då tatt utgangspunkt i røyrgrøfta som ei fjellgrøft med jord og fjell. Kostnaden ved røyr under bakken i 550 meter verdt då 1 100 000 kr etter NVE's kostnadsgrunnlag for små kraftverk (SWECO Norge AS, 2010).

Det må også medbereknast tilkomstveg. Tilkomstvegen vil gå frå eksisterande skogsveg i retning mot elva. Denne vegen vert om lag 200 meter lang, og terrenget anslåast til å vere krevjande/vanskeleg å bygge ut i. Dette medfører ein utbyggingskostnad pr. lengdemeter på 2000 kr. Tilkomstvegen vil då gje ein ekstrakostnad på om lag 400 000 kr etter NVE's kostnadsgrunnlag for små kraftverk (SWECO Norge AS, 2010).

Rørgata langs heile trasèen vert av same type, kostnadsoverslaget tilseier då 130 139 kr (SWECO Norge AS, 2010). I tillegg kjem monteringskostnadar som vert på 25% av rørgatekostnaden. Dette tilseier ein ekstrakostnad på 32 534 kr.

Del over bakken

Ved å leggje rørgata over bakken frå ekstisterande skogsveg og opp til inntaksdam treng ein ikkje byggje ut tilkomstveg til rørgatetraseen. Rørgate og fundament må fortsatt fram til anleggsplass, og helikopter vert då einaste nyttbare alternativ.

Kostand ved helikopter

Utgifter ved å nytte helikopter varierar som fylgje av forskjellige forhold, og må difor vurderast nøye. Forhold som må takast med i beregninga er totaltmengde som skal forflyttast, kor langt mengda skal flyttast, og om det er stor høgdeskilnad i flygetraseen. NVE sine

berekningar for kostnad ved helikopterbruk vert nytta for å berekne kostand for nytte av helikopter (SWECO Norge AS, 2010).

Fundamentskostnadar for frittliggande røyrgate

For GRP-røyr er fundamenteringskostnaden noko høgare enn ved stålør, dette kjem av kortare forankringsavstand, og eit meir krevande arbeid med samakobling av røyra. For GRP røyr kan ein følgje formelen for kostnaden etter NVE sitt kostnadsgrunnlag for små kraftverk (SWECO Norge AS, 2010) som tilseier at kostnaden vert $0,0007D^2+3,3197D+2155= 3790$ kr/m. For 350 meter røyrgate vert dette 1 326 500 kr. Me sit då att med ein totalkostnad for røyrгатetrase, tabell 5.

Kostnadstype	pris	mengde	kostnad
Røyrgategrøft	2000 kr/lm	550 lm	1 100 000 kr
Helikopterarbeid			761 000 kr
Fundamentering i dagen	3790 kr/lm	350 lm	1 326 500 kr
Røyrgate	144 kr/lm	9001 m	130 139 kr
Tilkomstveg	2000 kr/lm	200 lm	400 000 kr
Monteringskostnader røyrgate	25% av røyrgate	130 139 kr	32 534 kr
Totalt			3 750 173 kr

Tabell 5: Kostnadsoversikt for røyrгатetrase

3.4 Kraftstasjonsbygg

Bygging av kraftstasjon vert anten gjort i fjell, eller i dagen. For vår del er det både økonomisk og praktisk optimalt å bygge i dagen. Dei viktigaste funksjonane kraftstasjonen må ha er:

- Evna til å ta opp vasstrykket frå røyrгата om ventilen stengjer. Det vil her oppstå eit høgt trykk ved stogg i drift ved fullt pådrag.
- Ta opp krefter påført fundament fra turbin, generator og sugerøyr slik at det ikkje oppstår forskyving av utstyr eller vibrasjonar.
- Skape eit innemiljø for elektronisk utstyr, unngå ising på vinteren og overoppheting på sommaren.
- Isolera for støy, og unngå unødig støy for naboar.
- Sikre utstyr mot flaum i elva.

Kraftstasjonen må vere eit solid bygg for å ta opp kreftene ved ein eventuell ventilstenging. Ved å leggje forankringar, anten som tunge betongklossar, eller forankring i fjell. Det bør helst leggest i fjell, då dette er den mest anvendbare metoden, og har enkel tilkomst ved vårt alternativ. Ved røyrgater av strekkfast stål eller jern kan kraftstasjonen nytte dette som fundamentering. Kraftstasjonen må ha noko sterkare forankring til fjell då me nyttar GRP-røyr som ikkje har mogelegheit til å ta opp krefter frå vassvegen. Opp mot 5% av energien generatoren produserar vert omgjort til varme, dette gjev ein varmeutvikling i vårt anlegg på 70 kW. Denne varmen må leiast vekk frå generator, og derfor må kraftstasjonsbygg ha kjøleanlegg som følge av dette. Ved driftsstans om vinter når det er låg vassføring, er det viktig å halde temperaturen i driftsbygg høg nok til å unngå skade på elektronisk utstyr.

Kraftverket vert plassert i nærheita av omliggande bustadhus, difor må det sikrast at det ikkje vert plagsom støy for desse. Nye kraftverk er i dag støysvake, kilda til støy er i dag ofte vasstraumen frå turbinen, og då spesielt ved bruk av pelton turbin. Løysinga på dette er ofte lyddepande matter som heng i utløpsopninga der vasstraumen fra turbinen kjem ut. Dette saman med eit utløp som tillet jamn helning og vassføring uten fartsvariasjonar i utløpsvegen. I området der vårt alternativ for kraftstasjon ligg, er det ikkje kartlagt flaumsonekart. Det kan derfor ikkje frå vår side seiast noko om korleis ein flaum vil påverke anlegget.

Kostnaden for eit kraftstasjonsbygg er beregna ut frå NVE's kostnadsgrunnlag for små kraftverk (SWECO Norge AS, 2010).

$$0,1012Q^3 - 0,82460,8246Q^2 + 2,8643Q + 1,26$$

Dette gjev oss:

$$0,01012 * 0,5641^3 - 0,82460 * 0,5641^2 + 2,8643 * 0,5641 + 1,26 = 2\,631\,000 \text{ kr}$$

Prisen for kraftstasjonsbygg vert då 2 631 000 kr.

3.4.1 Val av turbintype

Det finst forskjellige turbintypar som har sine verkeområder og eigenskapar. For vår del vart to turbintypar aktuelle; pelton og francis.

På bakgrunn av fallhøgde, slukeevne, midlare vassføring og korleis vassføringa varierar gjennom året falt valet vårt på pelton turbinen. Hovudårsaka til valet er evna den har til å produsere med høg utnyttingsgrad over eit større intervall enn francis turbinen.

Pris for peltonturbin med utgangspunkt i formelen frå NVE sitt kostnadsgrunnlag for små kraftverk (SWECO Norge AS, 2010) er basert på slukeevne. Turbinens installerte effekt vert då 3 150 000 kr gitt av formelen:

$$1789,6Q^{-0,39}$$

Der Q = slukeevne og resultatet er multiplisert med installert effekt.

3.4.2 Generator

Generatoren er oppbygd av ein roterande rotor, denne er omkransa av ein ring kalla stator. Her vert den mekaniske energien omforma til elektrisk energi.

Småkraftverk i dag nyttar anten asynkron eller synkrongenerator. Den største forskjellen på desse er at asynkrongeneratoren trekk reaktiv effekt frå netteverket den er tilkobla for å kunne produsere aktiv energi. Asynkrone generatorar kan difor ikkje forsyne isolerte nett, men er avhengig av magnetiseringsstraum frå nettet. Asynkrongeneratoren vil vanlegast kunne installerast ved effekt opp mot 1000 kW, ved høgare effekt vil den kunne skapa svingingar i spenninga på tilkobla nett. Ved å nytte ein synkrongenerator kan ein sjølv produsere, regulere og balansere ut den reaktive effekten. Dette er ynskjeleg ved kraftverk med forsyning til nett på over 1000 kW.

Me har satt generatoren til 1762 kVA. Ut frå formelen til NVE (SWECO Norge AS, 2010) gjev dette oss ein pris på 1 320 000 kr.

3.4.3 Apparatanlegg

Apparatanlegg omfattar kontrollanlegg, kraftstasjonstransformator, og koblingsanlegg.

Anlegget si oppgåve er å overføre den elektriske energien fra generator og ut på straumnettet.

Høgspenningsutstyr som høgspenningsbryter, spenningstransformator, straumtransformator og lynavleiarar må takast med då apparatanlegget har endring i spenning på straumen.

Virkningsgraden ved apparatanlegg er satt til 98%, denne takast med i produksjonsestimeringa, og er lik ved alle produksjonsintervall.

(SWECO Norge AS, 2010)

Kostnaden for apparatanlegget er gitt av formlar i NVE's kostnadsgrunnlag for små kraftverk, dette er funksjonar av dei mål og størrelsar installasjonane er lagt opp til. Prisen for dette synast i tabell 6.

Apparatanlegg	Kostnad
Transformator	233 000
Kontrollanlegg	710 000
Koblingsanlegg	650 000
Totalt	1 593 000

Tabell 6: Syner kostnadane ved installasjonane i kraftstasjonsbygget

3.4.4 Løfteutstyr

For små kraftstasjonar er det ofte installert forenkla løysingar for løfteredskap i kraftstasjonen. Ved installering av større komponentar blir det ofte teke utgangspunkt i bruk av eksternt løfteutstyr, om tilkomst for dette er mogeleg. Løfteredskap som må tilknyttast kraftstasjonen er dimensjonert for lettare løft ved vedlikehald og inspeksjon. Ved vårt anlegg vil installerte komponentar kreve opp mot 3 tonn løftekraft ved vedlikehald. Ved dette utgangspunktet er det foreneleg å nytta elektrotalje med elektrisk løpekatt og wire. Kranbana vert på 10 meter, og løftehøgda 10 meter. Dette gjev ein god radius for løft og løftesikkerhet. Kostnaden vert rekna ut fra formelen for elektrotalje med elektrisk løpekatt gitt av NVE's kostnadsgrunnlaget for små kraftverk (SWECO Norge AS, 2010) og gjev oss:

$$\text{Wire: } -313,56T^2 + 12198T + 44514$$

$$-313,56 \times 3^2 + 12198 \times 3 + 44514 = 78\,285 \text{ kr}$$

3.5 Kostnadsoversikt

Tabell 7 syner den totale kostnaden, og summerte kostnader for dei forskjellige delane av kraftstasjonen.

Kostnadstype	Pris	Mengde	Kostnad
Inntak m/dam			2 516 000
Røyrgetrasè			3 750 173
Kraftstasjon			8 673 471
Totalt			14 939 644
Totalt m/inflasjon	<u>1,03⁴</u>		16 814 701

Tabell 7: Syner kostnadane ved installasjonane, justert for inflasjon (vedlegg 4).

3.6 Oppsummering

Kraftstasjonen til Austreimselva vil ha ei slukeevne på 250% av midlare vassføring (vedlegg 2). Dei tekniske løysingane er valt ved å nytte rettleiaren til NVE for planlegging, bygging og drift av små kraftverk (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010). Dette har gitt oss utgangspunkt for å gje eit prisoverslag for installasjonane ved å nytte NVE's kostnadsgrunnlag for små vasskraftanlegg (SWECO Norge AS, 2010). Det har synt seg å vere teknisk mogleg å gjennomføre ei utbygging. Kostnaden for kraftverket vert på 16 814 701 kr.

4 Økonomisk analyse

I denne delen av oppgåva skal me sjå på faktorar som spelar inn på den økonomiske analysen. Her vil me sjå på faktorar som påverkar kostnader og inntekt. Dette er for å få eit godt utgangspunkt for å vurdere om eit vasskraftanlegg med dette ressursgrunnlaget og tekniske løysingar er lønsamt. Det er mange faktorar som spelar inn og dei lyt estimerast, for å få eit mest mogeleg realistisk resultat.

For at prosjektet skal gjennomførast lyt me ha ein plan over korleis me skal tene inn att investeringa. Dersom ein ikkje har det, veit ein ikkje om ein vil tene eller tape pengar. Derfor er det viktig å berekne og estimere så godt ein kan for å sjå om det er sjanse for gevinst eller tap. Kjem ein fram til tap, vil ein ikkje fullføre prosjektet og dermed forkaste det (Bredesen, 2011). Me lyt difor vite kva årlege kostnader og inntekter kraftverket generer. Drifts- og vedlikehaldskostnader og inntekter vert styrt av årleg produksjon. I følsomheitsanalysen vil me sjå på kva som skjer dersom faktorane endrar seg. Denne vert utført for at ein skal få betre oversikt over risikoen til prosjektet.

Me har vore i kontakt med eit utbyggingsselskap som me vil referera til som referansebedrift vidare i oppgåva. Denne informasjonen nyttar me som referanse og for å sjå kva føresetnadar dei nyttar, mot kva me finn fram til.

4.1 Metode

Metoden som har vorte brukt i den økonomiske delen av konseptstudie er kvalitativ. Me har brukt fleire kjelder for datainnsamling som bøker, artiklar og spørsmål via telefon og e-post. Det vil sei at me nyttar kvalitative data med dokumentanalyse og personleg kommunikasjon. Poenget med datainnsamlinga er å skaffe kunnskap om faktorar som påverkar kraftbransjen som heilheit for å så trekkje det ned til vår konseptstudie (Jacobsen, 2005). Problemstillinga vår er tydeleg og har ein enkel framstilling. Vår forkunnskap om fornybar energi har ført til ein deduktiv tilnærming av undersøkingsopplegg. Det er deduktiv strategi når me vil teste ein problemstilling opp mot ein spesifikk case (Jacobsen, 2005), då me allereie veit kva faktorar som kan påverke resultatet. Undervegs i innsamlinga har det dukka opp fleire faktorar som me ikkje var klar over før me starta. Dette vil vera ei dybdebeskrivande konseptstudie, som ved hjelp av kvalitative data, finn talmateriale og standardiserte metodar me vil nytte for å analysere økonomiske resultat.

Me har lagt vekt på at informasjonen av kvalitativ natur skal betraktast mest mogeleg objektivt, for at gode konklusjonar og føresetnader skal verta tatt. Dataanalyse har vore viktig då mykje av arbeidet består i å beskriva og forklara faktorar frå rapportar og statistikkar. Ut i frå dette har me brukt velkjente metodar for vurdering av lønsemd og resultat per år frå økonomisk litteratur. Med det som utgangspunkt har me laga økonomiske modellar i Microsoft-Excel dokument som skal beskrive verkelegheita.

Konseptstudie av Austreimselva er ein case der me skal forsøkje å forklare faktorane som påverkar ei mogleg utbygging. Ved belysing av dei forskjellige faktorane som verkar inn på eit kraftverk, er det nødvendig å ta val undervegs. Desse vil me forankra i empirien. Dette er for å kome fram til resultat som kan nyttast i konklusjonen på problemstillinga i den konteksten me er i.

Datamateriale frå Statistisk sentralbyrå er kvalitative primærdata (Jacobsen, 2005).

Informasjon direkte frå bank om lånetid og rente er kvalitative data frå respondentar som kan sitt fagfelt.

Validitet

For å ha gyldigheit i empirien me har samla inn har me lagt vekt på å ha data samla inn frå offentlege instansar som; Regjeringa og underliggende departement, Nord Pool som styrer marknadsprisen på kraft i Norden, Norges vassdrags- og energidirektorat og fleire. Teorien me har samla inn er relevant for å løyse problemstillinga vår. Me vil jobbe for å få intern gyldigheit for denne casen som tilseier om resultatata våre kan oppfattast som riktige. Ekstern gyldigheit er om funna våre kan generaliserast (Jacobsen, 2005). Resultata våre vil ikkje bli generalisert. Då me har eit konseptstudie av ei konkret elv, vil modellane og framgangsmåten me har nytta, kunne verta brukt til liknande prosjekt.

Reliabilitet

Reliabilitet handlar om kor påliteleg resultatata våre er, og om dei er etterprovbare (Jacobsen, 2005). Reliabilitet er metoden si evne til å gje same resultat ved like eller liknande forhold. Det betyr at oppgåva lyt gjennomførast på ein påliteleg måte som vekkjer tillitt. Den økonomiske analysen er gjennomført på ein objektiv måte. Dersom ein hadde vore grunneigar eller utbyggingsselskap ville ein ikkje vore objektiv, då ville ein fokusert på dei positive sidene for å få prosjektet til å vere lønsamt.

Begrensning og kritikk

Ved starten av arbeidet med oppgåva kontakta me fleire utbyggingselskap for å finne ut korleis dei betaler utbyte til grunneigarar og kontraktsvilkår. Berre eit selskap har svara og gjeve oss ein forenkla finansmodell (vedlegg 5). Denne har me brukt til å trekkje ut relevant informasjon til utrekningane våre, dersom me vel ein utbyggingsmodell der det er ekstern utbyggjar står ansvarleg for utføring og finansielt ansvarleg for prosjektet. På bakgrunn av lite responsvillegheit har me valt å halde denne respondenten utan namn, då me føler at kraftbransjen ynskjer å halde korta tett til brystet.

Det kan rettast kritikk mot metoden som er nytta, då me har definert og valt kva som er viktig å svare på i oppgåva, og deretter samla inn datamateriale. Mykje av datamaterialet me har nytta er overflattisk og laga for andre formål enn det me nyttar dei til, og kan derfor nyttast i mange forskjellige samanhengar. Likevel er materialet svært relevant for oss for å løyse vår problemstilling.

4.2 Kostnadar

I dette delkapittelet vil me ta for oss kostnadar knytt til investeringa og framtidige kostnadar. Framtidige kostnadar er viktig å kartleggje for å vurdere om prosjektet er lønsamt. Her vil me sjå på investeringskostnaden, driftskostnadar, avskrivningar og skatt.

4.2.1 Investeringskostnad

I tabell 8 er dei forskjellige kostnadane som inngår i investeringa, summert frå førre kapittel (3.5).

Kostnadstype	Kostnad	Kostnad justert for inflasjon
Inntak m/dam	2 516 000	2 831 780
Røyrgetrasè	3 750 173	4 220 853
Kraftstasjon	8 673 471	9 762 068
Totalt	14 939 644	16 814 701

Tabell 8: Oppsummering av investeringskostnad

Det totale kostnadsoverslaget for Austreimselva er 16 814 701 kroner. Dette talet er justert med inflasjon etter byggekostnadsindeksen (vedlegg 4) for vasskraftanlegg med installert effekt på 1,48 MW (2.3.6).

4.2.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader

NVE sin rettleiar (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010) anbefale å rekne med 3-6 øre/kWh i drifts- og vedlikeholdskostnader i året, men dette kan variere mykje frå anlegg til anlegg. Vår referansebedrift har derimot sagt at ein bør rekne 6-10 øre/kWh i drifts- og vedlikeholdskostnader, då dette dekkjer fleire eventuelle kostnader (vedlegg 6). Forskjellen på 3 og 10 øre/kWh er stor og ein lyt vera forsiktig med å estimera for låge kostnader, men heller ikkje berekne for høge kostnader.

Det kan tenkast at kraftselskapet me har vore i kontakt med har høgare driftskostnader då dei sender fagpersonell som skal lønnast for tilsyn av kraftverket. Grunneigaren fakturerer ikkje seg sjølv om han har tilsyn av kraftverket. Det kan og tenkast at erfaringstala i referansebedrifta me nyttar har høge driftskostnader eller synes det er best å ha ein margin å gå på i forhold til driftskostnader.

På bakgrunn av dette vel me å leggje oss på ein drifts- og vedlikeholdskostnader på 6 øre/kWh. Då legg me oss på det øvre sjiktet etter NVE, og det nedre sjiktet til referansebedrifta. Med ein normalproduksjon på 3,35 GWh i året (2.3.9), får me årlege drifts- og vedlikeholdskostnader på 201 000 kroner i året.

4.2.3 Avskrivningar

Reglane for avskrivning av driftsmidlar for kraftanlegg er henta frå skattelova§18-6(2001).

«§ 18-6. Lineær avskrivning for særskilte driftsmidlar i kraftanlegg

(1) Følgende særskilte driftsmidlar 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 atkomsttunneler): 1,5 prosent årlig over 67 år,

b. maskinteknisk utrustning i kraftstasjon, generatorer, rør, foring i sjakt/tunnel, luker, rister, etc.: 2,5 prosent årlig over 40 år.»

Skattelova seier at nokre komponentar skal avskrivas over 67 år og nokre komponentar over 40 år. NVE sin rettleiar anbefaler å gjennomføre økonomiske analyser over 40 år, då dette er levetida til anlegget (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010). Derfor vel me avskrivning lineært etter anlegget si levetid. Lineær avskrivning er avskrivning av investeringskostnad med like store beløp kvart år etter anskaffelseskostnad (Sættem, 2006). Dette forenkler analysen på det skissestadiet me er på. Då unngår me ved analyseslutt å ha ein

restverdi på anlegget. At restverdien er null har noko å sei for kva grunneigarar kan kjøpe kraftverket for når leige av fallrettane til ekstern utbyggjar er over. Referansebedrifta vår nyttar og avskrivning av anlegget over 40 år i dei forenkla analysane sine (Vedlegg 5). Det vil seie at me nyttar lineær avskrivning over 40 år, som tilsvara 2,5% i året. $16\,814\,701 \text{ kroner} / 40\text{år} = 420\,367 \text{ kroner}$ i avskrivning kvart år.

4.2.4 Skatt

Det er fleire skattereglar for kraftanlegg. Dei vil me no gå gjennom.

Inntektsskatt

Inntektsskatt for kraftbransjen er lik som for anna næringsliv. Skattesatsen er frå og med 2014 på 27% (Finansdepartementet, 2013). Skattebeløpet vert rekna av inntekt minus driftskostnader, avskrivningar og rentekostnader.

Naturressursskatt

Naturressursskatt vart innført i 1997 for å sikre at kommune og fylkeskommune får ein stabil del av skatteinntektene. Den er ikkje avhengig av inntekta, men av produksjon.

Naturressursskatten er på 1,3øre/kWh der 1,1 øre/kWh tilfall kommunen og 0,2 øre/kWh tilfall fylkeskommunen. Naturressursskatten vert rekna av gjennomsnittleg produksjon av kraftverket dei siste sju åra. Det første året er skattesatsen ein sjuandedel av full verdi på 1,3 øre/kWh, og aukas med ein sjuandedel per år til full skattesats etter sju år. Naturressursskatten skal ikkje vera ein ekstrabelasting for kraftselskapa, og kan derfor trekkast frå skatt på overskot (27%). Difor treng ein ikkje dele skattebeløpet opp i utrekningane etter skatt på inntekt og naturressursskatt, då dei er innbarka i inntektsskatten. Dette kunne vore gjort om ein var interessert i å vite kva kommune og fylkeskommune kan tene på kraftselskapet. For kraftverk med generator som har ytelse under 1500 kVA betaler ikkje naturressursskatt (Skatteloven §18-2, 1999).

Grunnrenteskatt

Grunnrenteskatt er ein overskotsuavhengig skatt som tilfall staten. Den vert berekna av kraftverkets produksjon multiplisert med spotprisen på kraft i tilhøyrande periode. Inntekta vert redusert av driftskostnader, avskrivningar, rentekostnader og friinntekta gjev oss netto grunnrenteinntekt. Friinntekta avheng av kva Finansdepartementet har sett rentesatsen til å vera, og vert rekna av den skattemessige verdien på driftsmidlane i kraftverket.

Grunnrenteskatten er på 30 %. Kraftverk med generatoryting under 5500 kVA betaler ikkje grunnrenteskatt. (Skatteloven § 18-3, 1999).

Eigedomsskatt

Kommunane kan krevje at kraftverka skal betale på lik måte som anna næringseigedom. Skattesatsen ligg på 0,2-0,7% av marknadsverdien på anlegget. Eigedomsskatten vil vera avhengig av marknadsprisen på kraft, fordi takstverdien er basert på spotmarknadsprisen dei siste 5 åra (Eigedomsskattelova, 2014).

Oppsummering

Vårt kraftanlegg vil vera fritatt for grunnrenteskatt, då vår generator har ein yting under 5500 kilo volt ampere [kVA] (Skatteloven § 18-3, 1999). Generatoren vår vil ha ein yting på 1762 kVA (3.4.2) Naturressursskatten er innbarka i inntektsskatten (Skatteloven §18-2, 1999). Då vår oppgåve ikkje ser på kva inntekt kommune og fylkeskommune får av kraftverket vil me ikkje dele den ut frå inntektsskatten. Eigedomsskatt vil kraftverket måtte betala. Den vel me likevel å sjå vekk i frå for å forenkle dei økonomiske analysane. Me vil derfor i analysane berre rekne på skatt av overskot.

4.3 Inntekt

Inntekt vil vera ein funksjon av kraftpris og årleg produksjon. I kapittel 2.3.9 har me estimert årleg produksjone etter ulik vassmengd og tilsig. I tabell 9 kan ein sjå forskjellane i årleg produksjon etter tørt, normal og vått år.

Tørt år (2005)	Normalår (2004)	Vått år (2010)
2,12 GWh	3,35 GWh	4,83 GWh

Tabell 9: Årleg produksjon; tørt, normal og vått år (2.3.9)

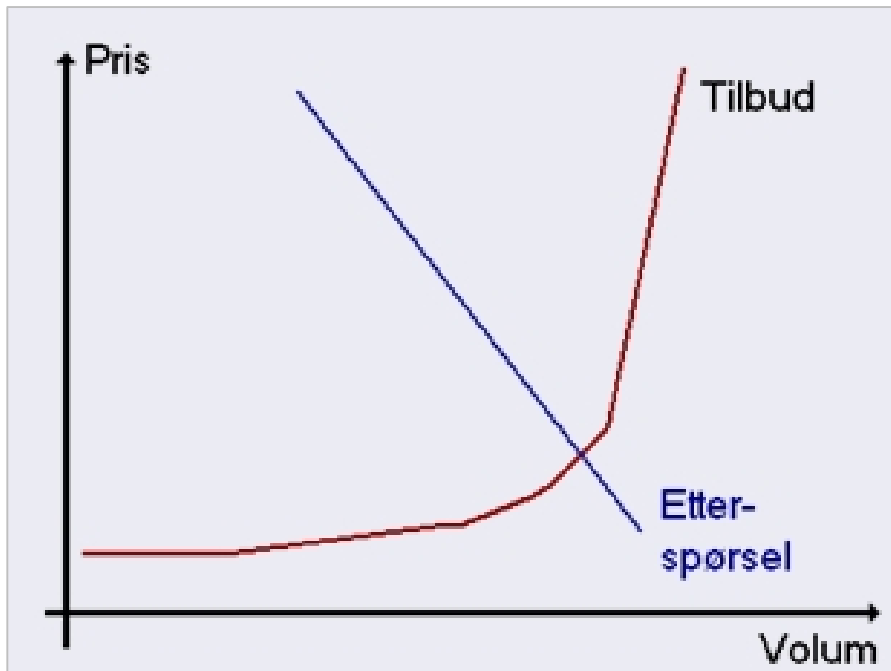
Vidare lyt me sjå på faktorar som påverkar kraftprisen i dag og i framtida.

4.3.1 Kraftpris

Kraftprisane vil og vera avhengig av kor mykje kraft som er tilgjengeleg på marknaden og etterspurnad. Noreg er gjennom Nord Pool knytt til dei Nordiske landa, som igjen er knytt til det Europeiske kraftmarknaden via overføringskablar til Tyskland, Nederland, Estland, Polen og Russland. Nord Pool er ein kraftbørs som verkar på same måte som den Norske børs. Den marknadsbaserte organiseringa bidreg til god utnytting av systemet, då elektrisk strøm eignar

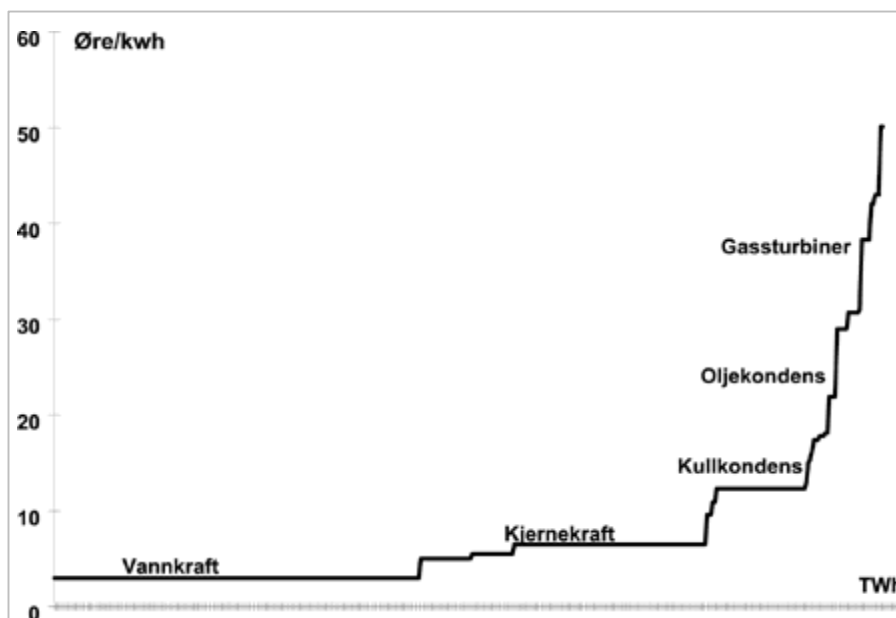
seg dårleg til lagring. For å ha ei sikker og effektiv drift av systemet lyt aktørane planleggja nøye for å ha balanse mellom produksjon og forbruk (Olje- og energidepartementet [OED], 2013).

Marknadsprisen på Nord Pool vert fastsett kvar dag som resultat av tilbod og etterspurnad. Variasjonar i nedbør og tilsig bidreg til at kraftprisane varierer mykje gjennom sesongar og år. Prisane er og avhengige av overføringsforholda, innad i Noreg, internt i Norden, samt mellom Norden og Europa. Noreg har ulike kraftsoner på grunn av ulike produksjonsmogelegheiter og ulik overføringskapasitet. På grunn av begrensingar på overføringskapasiteten i nettet, kan kraftprisane variera i dei ulike kraftsonene og internt i Norden. Kraftprisen i Nord Pool er likevekt mellom samla tilbod og etterspurnad i heile den Nordiske kraftmarknaden, og tek ikkje hensyn til flaskehalsar på nettet. Kraftsonene i Noreg kan verta endra dersom det skjer store endringar i nettet eller geografisk fordeling av produksjon og forbruk. Olje-, gass- og kolprisar i Europa kan på grunn av samankoplinga med Norden påverke kraftprisen. Ved høge olje-, gass- og kolprisar vert tilgangen på kraft frå desse kjeldene redusert og me får auka fornybar produksjon. Dette kan forklarast ved hjelp av figur 13, der tilbodslinja representerar dei ulike kraftkjeldenes grensekostnad ved ein ekstra kWh produsert. Ved høge gass-, kol- og oljeprisar vil produksjonskostnadane auke og me vil heller produsera meir vass- og kjernekraft, som gjev høgare grensekostnad. Dette førar til ein stigning i kraftprisen i Noreg. Det motsette ved låge olje-, gass- og kolprisar (Olje- og energidepartementet, 2013).



Figur 13: Tilbud og etterspurnad illustrert (ndla)

Vasskraft og kjernekraft har dei lågaste produksjonskostnadane. Deretter kjem kol- og oljekondens, og til slutt er gassturbiner. Dette vert illustrert i figur 14.



Figur 14: Produksjonskostnad i Norden etter kraftkjelde (OED, 1998)

4.3.2 Framtidig kraftpris

Framtidig kraftpris er vanskeleg å estimere. NVE sin rettleiar (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010) spår at kraftprisen vil auke. Sjølv om finanskrisa har skapt usikkerheit om etterspørsel, er fornybar energi populær hjå politikarar. Kraftprisen vil svinga med variasjon i tilsig, som er +/-25%. Utbygging av vind og termisk energi vil presse kraftprisen opp. Ut ifrå dette konkluderer NVE med at når marknaden kjem i balanse vil kraftprisen stige til 40 øre/kWh.

Prisen på kraft er bestemt av tilbod og etterspurnad på kraftmarknaden. Det vil sei at det er prisen på den siste kWh som vert tilbode som dannar grunnlaget for kraftprisen (figur 13). Det er i kryssingspunktet mellom etterspurnad og tilbod, pris og mengde vert bestemt til ein kvar tid. Marknaden vil fungere slik kvar dag, med at forbruk og produksjon må samsvare på grunn av elektrisiteten ikkje kan lagrast. Difor lyt me sjå på kva faktorar som påverkar tilbod (produksjon) og etterspurnad (forbruk). Me vil gå gjennom nokon av faktorane for å sjå kva kraftpris me bør bruke vidare i oppgåva.

Nettutbygging i Noreg

Noreg har som sagt ulike kraftsoner i landet fordi kvar landsdel har ulik nettkapasitet og produksjon. Ved å byggje ut sentralnettet i Noreg vil kraftprisane innan landet sine grenser utjevne seg slik at kraftsonene forsvinn, og me får ein kraftpris i Noreg. Det er mange småkraftverk som har stått på vent i Noreg grunna manglande kapasitet på nettet, dette gjeld vestlandet og spesielt Sogn og Fjordane og Sunnmøre. Nokre av dei har fått konsesjon, medan andre står på vent i konsesjonsprosessen (Småkraftforeninga, 2010).

Utbygginga av sentralnettet er viktig i Noreg. Like viktig er det å bygge ut overføringsnettet til Europa for å sikre forsyningssikkerheit og auke fornybar energiproduksjon i Noreg som gjev auka verdiskaping. Verdiskapinga kjem av at me kan nytta ressursane våre optimalt. Dette ved å auke produksjonen når me har mykje tilsig, i staden for å tappe vassmagasina for vatn. Generalsekretær i WWF, Rasmus Hansson seier at meir nett er nødvendig for å nå klimamåla til EU (Statnett, 2013a).

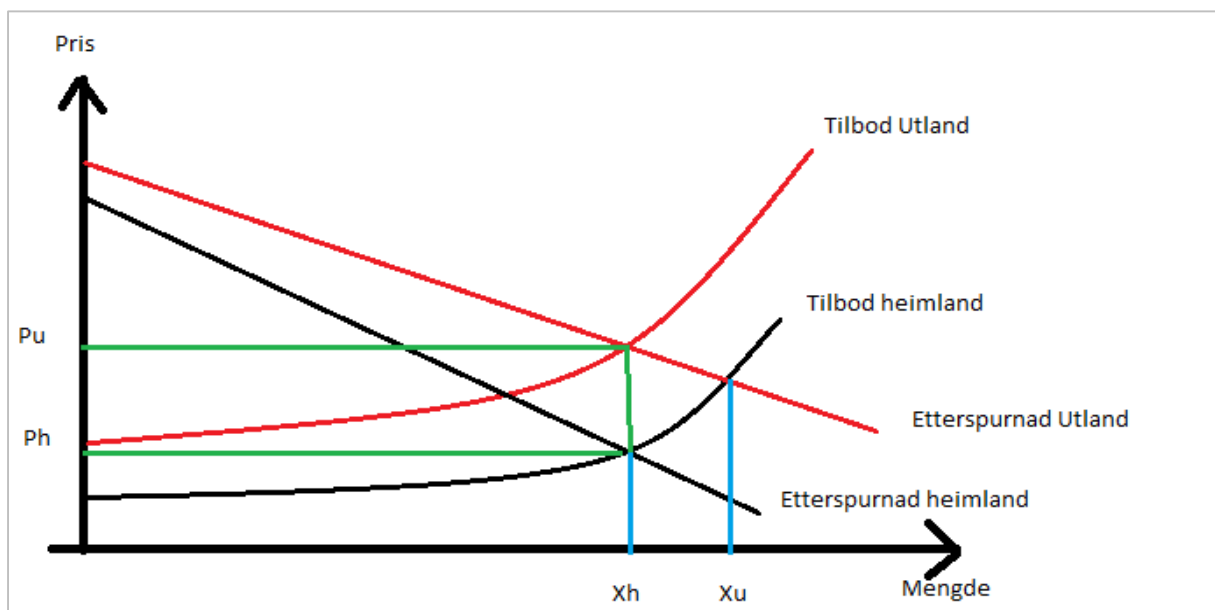
Nettutbygging til Tyskland og England

Statnett har inngått ein samarbeidsavtale med Kreditanstalt für Wiederaufbau [KfW] og Tenne T TSO GmbH om utvikling og bygging av sjøkabel mellom Tyskland og Noreg (Statnett, 2013b). KfW er ein tysk statseigd bank og Tenne T TSO GmbH er eit nederlandsk

nettselskap. Sjøkabelen skal vera ferdigstilt i 2018. Statnett og britiske National Grid, som er ein engelsk systemoperatør, har skreve kontrakt om å byggje strømkabel mellom Noreg og England. Denne skal vere ferdigstilt innan 2020 (Statnett, 2013c). Begge kablane vil ha ein kapasitet på 1400 MW.

Desse kablane vil føra til direkte kraftutveksling med Tyskland og England som ikkje har vore mogeleg før. Dette vil auke nettstabiliteten og redusera prisforskjellane gjennom årstidene i Noreg. Det vil og føra til ein meir effektiv marknad og auke produksjon av fornybar energi. Då kan me i Noreg importera straum til ein rimelegare pris dersom det er tørre periodar i Noreg som gjer straumprisen høg. Me vil og få meir verdiskaping ved at me kan eksportera kraft til Tyskland og England når me har overflod for ein relativt høgare pris enn det me får for den i Noreg (Statkraft, 2013c)(Statkraft, 2013d).

Figur 15 syner at dersom me har eit tilfelle der produksjonskostnadane i Noreg er låge grunna mykje tilsig, og utland har høgare produksjonskostnadar, vil det føre til at tilbodslinja deira ligg høgare enn for heimland. Heimland som i dette tilfellet er Noreg vil ha mindre etterspurnad enn utland. Det vil sei at me sel kraft heime til pris P_h og megde X_h , sidan grensekostnaden i Noreg ligg under utland kan me selje mengde $X_u - X_h$ for pris P_u . Dette vil føre til auka verdiskaping i Noreg. Ein får utnytta potensialet fullt i staden for å sleppe vatn gjennom utan produksjon. Dette vil føre til auka produksjon av fornybar energi og forsyningssikkerheita av fornybar energi (Statnett, 2013d).



Figur 15: Tilbod og etterspurnad heimland og utland

Kraftintensiv industri

Energiforbruket i kraftintensiv industri som inneheld metallindustri, kjemiske råvarer og treforedlingsindustri har flata ut sidan år 2000. Dette vert forklart av nedleggingar, endring i næringsamansetnad og effektiv energibruk. Prisen industrien betaler for kraft har dobla seg frå 12 øre/kWh i 2000 til 24 øre/kWh i 2009. I tillegg kjem nettleige på 2,5-3 øre/kWh. Doblinga i prisen er på grunn av at gamle kontraktar på kraft har gått ut og nye kontraktar på marknadsbestemte vilkår har vorte inngått. For å hjelpe industrien har staten oppretta eit fond med 20 milliardar for å gje dei garanti på nye langsiktige kraftkontraktar. Dette er viktig for å unngå utflagging av industri frå Noreg til andre land (Magnussen, Spilde & Killingland, 2011).

Petroleumssektoren

Petroleumssektoren har hatt kraftig vekst i energiforbruk og er den største brukaren av energi innanfor fastlands Noreg, då elektrisitet frå land til plattformar har auka til 5 TWh i 2009 (Magnussen, Spilde & Killingland, 2011). Elektrifisering av sokkelen er eit omstridt tema, då det ikkje reduserer dei totale karbondioksidutsleppa [CO₂] i Europa. Kyoto avtalen som vart inngått i 1997 i Japan inneberer redusering av klimagassar, som CO₂ (unfccc.int). Noreg er ein del av avtalen og har ei viss mengde kvotar med klimagassar dei kan sleppe ut. Ein klimavote tilsvarar eit tonn CO₂, og Noregs tilknytning til EU gjere at me kan kjøpe og selje kvoter (Europaportalen, 2008). Kjøp og sal av kvotar tillet at ein flyttar utslepp frå Noreg til Europa (Bye, 2013). Derfor er det usikkert kor mange kablar som vert lagt frå land til sokkelen. Elektrifisering av plattformar og utvidingar av eksisterande anlegg på land vil få auka etterspurnad av kraft. Den langsiktige trenden er at elektrisitetsetterspurnaden til petroleumssektoren aukar, medan energibruken (etterspurnaden) i andre sektorar flatar ut (Magnussen, Spilde & Killingland, 2011).

Kraftintensiv industri og petroleumsanlegga står for ca. 40% av det norske forbruket av elektrisitet. Deira val gjev utslag for kraftprodusentane. Auka etterspurnad vil føra til høgare kraftpris for kraftprodusentane, då grensekostnaden ved å produsere meir kraft aukar. Motsett om dei reduserar etterspurnaden på kraft, då vil kraftprisen synke.

Kjernekraft i Norden

Finland byggjer ut ein ny kjernekraftreaktor som skal produsere like mykje som 6000 vindmøller, med ein kapasitet på 1600 MW (Sjølie, 2007). Reaktoren ved Olkiluoto atomkraftverk i Sør-Finland skulle stått klar for produksjon i 2009, men stadige forseinkingar

har ramma prosessen. Den vil tidlegast vera i drift i 2016 (Vedeld, 2013). Når den er klar for drift i 2016 vil me få auka kraftproduksjon med låg produksjonskostnad, som kan føre til at kraftprisane synk i Norden (OED, 1998).

Sverige har kjernekraftanlegg som er klare for nedlegging eller opprusting, og mange av dei er no på forlenga levetid. Innan 10-15 år lyt det takast ei avgjerd om dei skal leggje ned eller gjere nye investeringar. I 1995 var omtrent halvparten av Sveriges elektrisitetsproduksjon kjernekraft (Aune, 1995). Utfasing av kjernekraft i Sverige vil påverke energimarknadane i Norden på fleire måtar; som at likevektsprisen i Sverige går opp. Dette vil igjen føre til at kraftprisen vil auke i dei andre Nordiske landa. Det kan og føre til at Norden kan kome i kraftunderskot. Då kan me få kontinentale kraftprisar styrt av olje-, gass- og kullprisar. Dei kontinentale kraftprisane er høgare enn dei me har i Norden (Lie, 2012). Då kostnadane for kjernekraft er stigande, men synkande for vindkraft, trur direktør for fornybar energi i DNV Kema at det vil føre til at det ikkje vert bygd meir kjernekraft i Sverige, og lite kjernekraft att i 2025 (Adolfson, 2013). Utfasing av kjernekraft i Sverige vil føre til at grensekostnaden/produksjonskostnaden for kraft vil stige. Dette vil igjen føre til at kraftprisen stig, sjå figur 13 og 14.

Elbilutvikling i Noreg

Elbilsalet har auka i Noreg, og Noregs mål om 200 000 elbilar innan år 2020 ser ut til å verta nådd (Norges rikskringkasting [NRK], 2014). Dette fører til at me har 200 000 batteri ute på vegane som krev elektrisitet. Dersom alle går over til å køyre elbil vil det krevje ein god del elektrisitet til opplading av batteri. Kor mykje elektrisitet kvar opplading krev er ut i frå kvalitet og størrelse på batteria (Norsk elbilforening, 2010). Ein elbil med normal køyrelenge på 15 000 km per år bruker om lag 3000 kWh i året. Dersom me får 1 000 000 elbilar på vegane tilsvarar dette eit kraftforbruk på 3 TWh i året (Myklebust, 2013). Den auka etterspurnaden kan vera med på å auka kraftprisen.

Klimautvikling

Hovudtrenden for Noregs klima er at det vert varmare og våtare klima. Særskild vinteren vil verta varmare. Dei geografiske ulikskapane i Noreg vil verta forsterka. Klimaendringane vil føra til at vestlandet og Austreimselva får meir nedbør. Ein forventar at klimaendringane vil gje auka tilsig. Kor mykje tilsiget aukar veit ein ikkje, men det vil gje auka vasskraftproduksjon (Meteorologisk institutt). Dette går mot auka tilbod og lågare kraftpris (figur 13), ved at tilbodskurva vert flytt oppover parallelt vil den krysse etterspurnadskurva

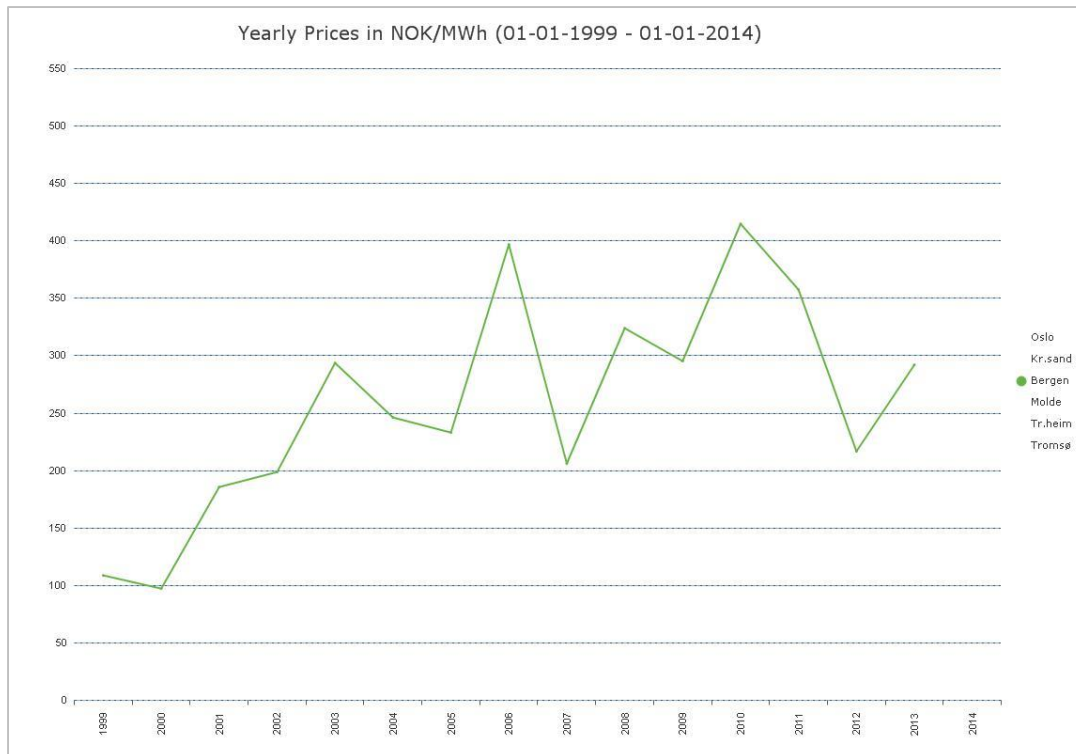
der likevekstprisen for kraft er høgare. Varmare klima kan føre til lågare energiforbruk i bygg, då det er mindre behov for oppvarming (Olje- og energidepartementet, 2012). Temperaturen har mykje å seie for etterspurnaden (OED, 1998) og høg temperatur vil føre til lågare etterspurnad og høgare kraftprisar.

Befolkningsutvikling

I Noreg har me hatt ein befolkningsvekst på 1,5 millionar sidan 1950. Det er for det meste på grunn av nettoinnvandring. Innan år 2050 er det forventa ein befolkning i Noreg på nærare 6 millionar. Det er og stadig fleire single som bur aleine i hushaldninga. Noreg har det høgaste forbruket av straum per innbyggjar, med velutstyrte bustadar med alle tenkjelege hjelpemiddel som TV, kjøleskåp, fryseboks, datamaskin, oppvaskmaskin med meir (Kristiansen, 2009). Dette aukar forbruk og etterspurnad etter straum som gjev eit skyv i etterspurnadskurva utover mot høgre som gjer at kraftprodusentane får høgare pris for krafta dei sel. Dette er fordi det er høgare grensekostnad for den siste produserte kWh (figur 13).

4.3.3 Diskusjon om framtidig kraftpris

På bakgrunn faktorane me har trekt fram ser me at kva kraftpris me får er avhengig av mykje. Det er mykje som verkar inn og det er vanskeleg å forutsei kraftprisen i framtida, anna enn at den truleg vil stige (4.3.2). Kor mykje kraftprisen vil stige er det vanskelege spørsmålet. Nokon faktorar virkar ein veg, medan andre faktorar ein annan veg. Derfor vel me å sjå på dei historiske kraftprisane dei siste ti åra for å finne grunnlag for låg, middels og høg kraftpris. Figur 16 viser utviklinga grafisk for kraftpris for vestlandet frå 1999 til 2013 (Nord Pool). Tabell 10 syner same utvikling i talverdiar, gjeve i MWh. Desse vil me nytte for å finne låg, middels og høg kraftpris som me vil nytte i dei økonomiske analysane.



Figur 16: Kraftpris utvikling henta frå Nord Pool

	Bergen
2013	292,43
2012	216,76
2011	357,95
2010	414,86
2009	295,47
2008	324,48
2007	206,18
2006	396,56
2005	233,12
2004	246,06

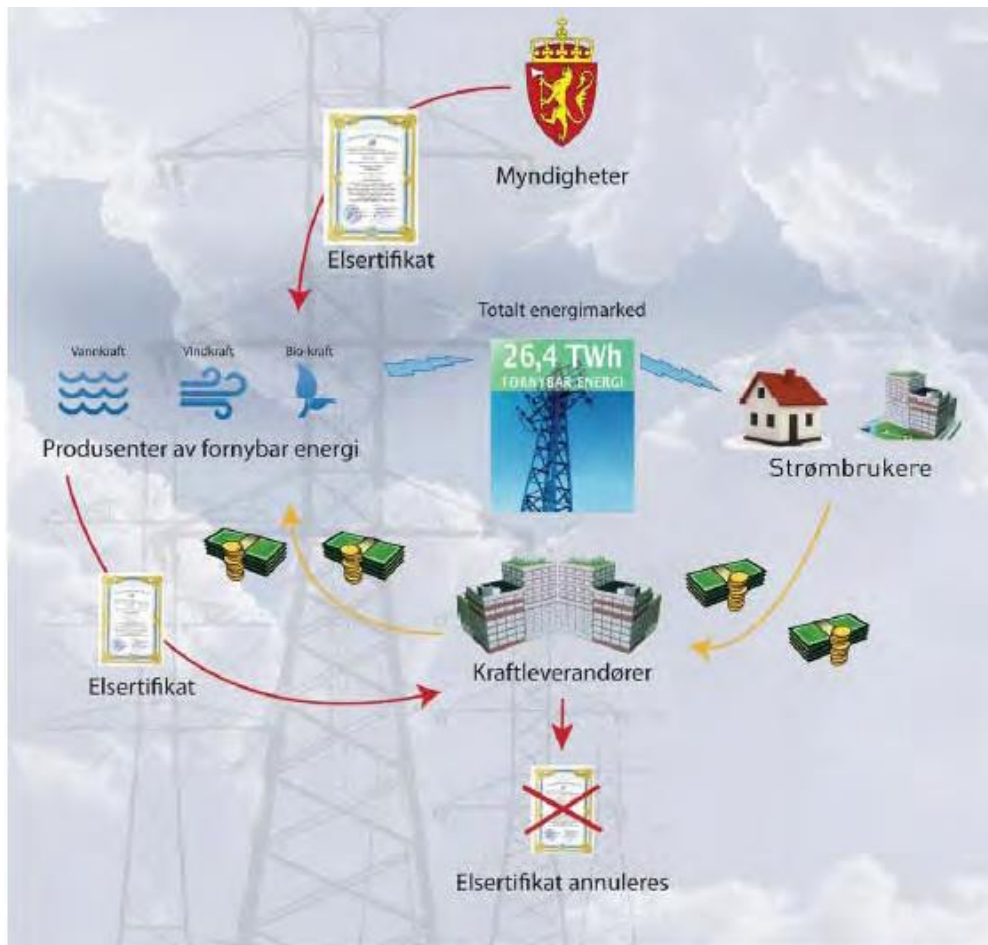
Tabell 10: Kraftpris NOK/MWh, Sone NO5 Bergen, Nord Pool

Den høgaste moglege kraftprisen er 414,86 kr/MWh frå 2010 og lågaste kraftprisen er 206,18 kr/MWh frå 2007. Middels kraftpris får me av gjennomsnittleg kraftpris dei siste ti åra Det gjev oss ein kraftpris på 298,4 kr/MWh (År 2004-2013). I tillegg til kraftpris spelar elsertifikatprisen inn på kva inntekt me får på produksjonen.

4.3.4 Elsertifikat

Elsertifikat er ein del av den langsiktige klimapolitikken og eit bidrag for å forsikre straumsikkerheita i Noreg. Noreg og Sverige sitt samarbeid har eit mål om å auke utbygging av ny fornybar kraft med 26.4 TWh frå 1.1.2012 til 3.12.2020. Dette er eit insentiv fordi det er dyrare å byggje ut fornybar energi, og produsenten får mindre for krafta i kraftmarknaden enn det kostar å produsere den (Energi Norge).

Insentivet går ut på at staten delar ut elsertifikat etter kvar produserte MWh av fornybar energi. Desse vert så selde vidare til leverandør og sluttbrukar, som er lovpålagt å kjøpe ei viss mengde kvotar med elsertifikat. Kvoten er satt av regjeringa i samarbeid med NVE gjennom sin tilknytning til Olje- og energidepartementet (Elsertifikatloven, 2011). Kvoten aukar eller minkar etter kor mange anlegg som har krav på eller som mistar retten sin til elsertifikat. Difor kan me sei at elsertifikatmarknaden er fiktiv og at staten er med på å styre kor mange elsertifikat som er i omløp, sjå figur 17. Dei styrer tilbodet på dei og som følgje av det etterspurnaden i form av produsentar (Elsertifikatloven, 2011). Det er straumkundane som finansierer denne støtteordninga, som gjev produsentane ekstraintekt i tillegg til kraftprisen. Prisen på elsertifikat vert bestemt av tilbod og etterspurnad i elsertifikatmarknaden (Olje- og energidepartementet, 2014).



Figur 17: Illustrasjon av elsertifikatordninga (NVE, februar 2014)

Elsertifikatordninga er gebyrfinansiert og det er Norges vassdrags- og energidirektorat som administrere elsertifikatordninga. Gebyrinntektene skal dekkje saksbehandling og tilsyn med ordninga. For å vera knytt til denne lyt ein betale gebyr til NVE (NVE, 2012).

Elsertifikatprisen har sidan oppstarting av ordninga vore svingande, som framtidig kraftprisen er elsertifikatpris vanskeleg å forutsjå. For å finne eit utgangspunkt på kva me skal nytte som elsertifikatpris i analysane, vil me sjå på ulike metodar for å analysera kva pris me vel.

Den fyrste metoden er å finne ut kva som er dagens elsertifikatpris. Der er per 27.03.2014 168 svenske kroner per MWh (Svensk kraftmekling [SKM]a). Omsett til norske kroner med ein kurs på 0,9267 per norske krone vert det 155,7NOK/MWh (Norges Bank). Per kWh er det 0,15 norske kroner.

Den andre metoden er å finne gjennomsnittleg elsertifikatpris sidan start. Det fyrste året er 2009 og fram til 2013 (SKM b). Gjennomsnittleg elsertifikatpris er på 0,208 kr/kWh (vedlegg 7).

Det er 6 øre i forskjell på alternativa (0,21-0,15). Dette vil slå forskjellig ut i utrekningar av inntekt dei fyrste 15 åra. Med ein produksjon på 3 000 000 kWh vert det 450 000 kroner med 15 øre/kWh mot 624 000 kroner med 21 øre/kWh. Ut ifrå desse to metodane vel me å leggje oss på gjennomsnittet mellom dei to metodane, altså ein elsertifikatpris på 0,18 kr/kWh.

Det er og fleire andre metodar me kan nytte for å finne elsertifikatpris, som å sjå på korleis utviklinga har vore dei siste 5 åra. I 2009 var prisen 316 sek/MWh, dei følgjande 3 åra sank den ned til 167 SEK/MWh, det femte året auka den til 195 SEK/MWh (vedlegg 7). Dette viser at nedgangstrenden kanskje har snudd. Ved å setje elsertifikatprisen til 195 SEK/MWh vert det 180 NOK/MWh (Noreg Bank, 2014), 0,18 kr/kWh. Denne prisen korrelerer bra med valet me tok, med gjennomsnittet av dei to fyrste metodane.

4.3.5 Kraftpris og elsertifikatpris

Summert opp i tabell 11 får me følgjande kraftprisar og elsertifikatpris.

	Låg kraftpris	Middels kraftpris	Høg kraftpris
Kraftpris	0.21 (206.18/1000)	0.30 (298,4/1000)	0.41 (414.86/1000)
Elsertifikatpris	0,18	0,18	0,18
Kraftpris med Elsertifikat	0,39	0,49	0,59

Tabell 11: Kraftprisar og elsertifikatpris i kr/kWh utarbeida frå data frå Nord Pool (2004-2013) og SKM

Ut frå kraftpris, elsertifikatpris, årleg produksjon og kostnadar kan me foreta lønsamheitsanalysar. Me vil rekne med og utan elsertifikatinntekt i berekningane våre då me nærmar oss 01.01.2020 grensa for å komme inn under ordninga. Dersom me kjem inn under ordninga vil me få elsertifikatinntekt dei fyrste 15 åra anlegget er i drift.

4.4 Lønsamheitsanalyser

Det er fleire metodar for å vurdere lønsemda til investeringar. Desse metodane vurderer lønsemda til prosjektet sin total Kapital. Me vil no belyse nokon av metodane.

4.4.1 Tilbakebetalingsmetoden (Payback-metoden)

Tilbakebetalingsmetoden er ein metode som viser kor mange år det tek før ein har tent inn investeringsutgifta (Bredesen, 2011). Dette er ein svært enkel metode som gjev oss lita

grunnlag for å vurdere lønsemda (Boye & Koekebakker, 2006), då pengane ikkje er justert for tidsverdi.

4.4.2 Noverdimetoden

Noverdimetoden vurderer lønsemda ved å justera noverdien av alle framtidige kontantstraumar gjennom prosjektet si levetid til investeringsstidspunktet (Boye og Koekebakker, 2006). For å nytte denne metoden må ein ta stilling til rentekrav og kapitalkostnader. Rentekravet fortel oss kva avkastning ein kunne ha forventa seg, ved alternativ plassering av kapitalen, ved same risikonivå. Noverdien er kontantstraumen minus investeringsbeløpet justert for tidsverdi satt til investeringsåret (År 0), vist med formel (Bredesen, 2011).

$$NV = -U + \frac{I1}{1+k} + \frac{I2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{In}{(1+k)^n} = -U + \sum_{t=1}^n \frac{It}{(1+k)^t}$$

Formel for noverdi, der NV= noverdi, U = investeringsbeløp, I = årlege innbetalingar og k = diskonteringsrenta/ rentekravet (Bredesen, 2011).

Er noverdien null eller positiv, så er prosjektet lønsamt og bør gjennomførast. Dersom noverdien er negativ bør ein late vere å gjennomføre prosjektet (Bredesen, 2011). Ein kan eventuelt vurdere om ein har sett rentekravet for høgt. Dersom den er det, kan noverdien verte positiv dersom ein redusere den.

4.4.3 Internrentemetoden

Internrenta fortel oss kva rentekrav som gjev oss at noverdien er lik null (Bredesen, 2011). Det vil sei kva avkastning ein har på den totale kapitalen som til ein kvar tid er bunden i prosjektet. For at internrentemetoden skal sei at eit prosjekt er lønsamt lyt internrenta vere høgare enn rentekravet (Boye og Koekebakker, 2006). Formel for internrenta (Bredesen, 2011).

$$IR = U = \sum_{t=1}^n \frac{It}{(1+r)^t} = 0$$

Formel for internrenta, lik som noverdiformelen, men vert sett lik 0 for å finne diskonteringsrenta (rentekravet) som gjev oss at noverdien vert lik 0 (Bredesen, 2011).

4.4.4 Kroner per kilo watt time (kr/kWh) beregning

Kraftbransjen nyttar mykje kr/kWh som mål om ei kraftbygging er lønsam. Dette måler kva den totale investeringssummen er opp i mot den forventa gjennomsnittlege årsproduksjonen

(normalårproduksjon). NVE sin rettleiar seier at ved ein kraftpris mellom 30-35 øre/kWh og realrente på 5-7% vil ein investering på opp til 4-4,5 kr/kWh forsvaras (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010). Utbyggingsprosjekt med høgare utbyggingspris delt på årleg produksjon vere ulønsam/uforsvarleg.

I følge kraftleverandøren SKS som dekkjer heile landet, er småkraftinvesteringar lønsame med ein investeringskostnad mellom 3,5-5,5 kr/kWh (Saltens kraftsamband). Dette sagt utan henvisning til kraftpris og lånerente.

Vårt prosjekt vil få ein utbyggingskostnad fordelt på gjennomsnittleg årleg produksjon på 5,02 kr/kWh. Dette vil sei at me ligg i det øvre sjiktet for kva som er lønsamt å byggje ut etter SKS, men i følge NVE er prosjektet ulønsamt.

4.4.5 Avkastingskrav

Ved bruk av noverdi- og internrentemetoden lyt me setje eit avkastingskrav. Avkastingskravet vert sett ut ifrå kva avkastning ein kan få ved alternativ investering ved same risiko (Bredesen, 2011)(Boye & Koekebakker, 2006). Avkastningskravet er summen av risikofri rente pluss risikotillegg. Kapitalverdimodellen er mykje brukt for å finne avkastningskravet: $K = R_f + \beta(R_m - R_f)$. Der K står for avkastningskrav, R_f for risikofri rente, β indikerer marknads- eller konjunkturrisikoen og $(R_m - R_f)$ for marknadsrisiko (Boye & Koekebakker, 2006). Risikofri rente er satt til å vere lik norske statsobligasjonar på 10 år. Noregs Bank har sett renta på norske statsobligasjonar over 10 år til 2.58% (Norges Bank, 2013). Marknadspremien i kraftbransjen er satt til 5% (NVE, 2013). Gjølberg og Johnsen (2007) har vurdert betaen (β) for vasskraft til å vere 0,7.

Referansebedrifta vår har gjeve oss deira nominelle avkastingskrav. Avkastingskrav for totalkapitalen på 7,5% og avkastingskrav for eigenkapitalen til 10% (vedlegg 6). Desse krava er knytt til ei investeringskostnad fordelt på ein årleg produksjon til 4,5 kr/kWh (vedlegg 5). For Austreimselva vil investeringskostnaden, i forhold til årleg normalproduksjon (3,35 GWh) vere på 5,02 kr/kWh. Utbygging av Austreimselva vil dermed ha litt høgare risiko enn deira referanseprosjekt. Det er 0,5 kroner i forskjell. Ut ifrå dette legg me på ein halv prosent i påslag for ekstra risiko, då endar me på eit nominelt rentekrav på 8% for totalkapitalen og 10,5% for eigenkapitalen. Nominelt avkastingskrav vert nytta når ein brukar ein kontantstraum som er nominell. Det vil sei løpande prisar som er justert for inflasjon (Boye & Koekebakker, 2006).

I lønsomheitsanalysen vil me nytte reelle tal, som tilseie faste prisar ved investeringstidspunktet. Difor lyt me nytte eit reelt avkastingskrav. Det får me ved å justera nominelle avkastingskrav for renters rente og inflasjon (Bredesen, 2011). For lønsomheitsanalysane treng me reelt rentekrav før og etter skatt for totalkapitalen. For totalkapitalen går me ut ifrå eit nominelt avkastingskrav på 8%.

Reelt rentekrav før skatt (Bredesen, 2011):

$$Pr = \frac{Pn-j}{1+j} = \frac{8\%-2,5\%}{(1+2,5\%)} = \underline{5,36\%}$$

Reelt rentekrav etter skatt (Bredesen, 2011):

$$Pr = \frac{Pn*(1-s)-j}{1+j} = \frac{5,84\%-2,5\%}{(1+2,5\%)} = \underline{3,26\%}$$

For totalkapitalen vert dei reelle rentekrava 5,36 % før skatt, og 3,26 % etter skatt.

4.4.6 Følsomhetsanalyse

Det vil vera ein del usikkerhet i faktorar som, framtidig kraftpris, rentekrav, utbyggingskostnader og produksjon som er avhengig av tilsig. Difor lyt ein rekne på kva konsekvensar det får om desse faktorane vert større eller mindre. Ved å sjå på konsekvensane det får vil ein finne ut kor mykje endring som gjere prosjektet ulønnsamt og uforsvarleg å gjennomføre (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010).

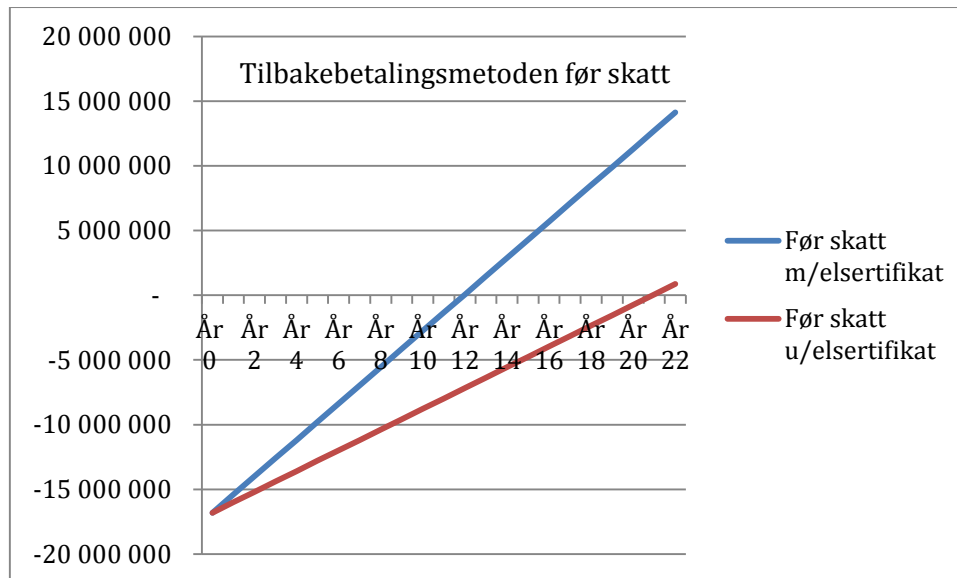
4.5. Resultat

Her vil me sjå på resultata av lønsomheitsanalysane for totalkapitalen investert i prosjektet. Dette er analysar som syner lønsemda i heilheit med følsomheitanalyse. Alle grafar og tall er utarbeida i Microsoft Excel-dokument, vedlegg 8.

4.5.1 Tilbakebetalingsmetoden

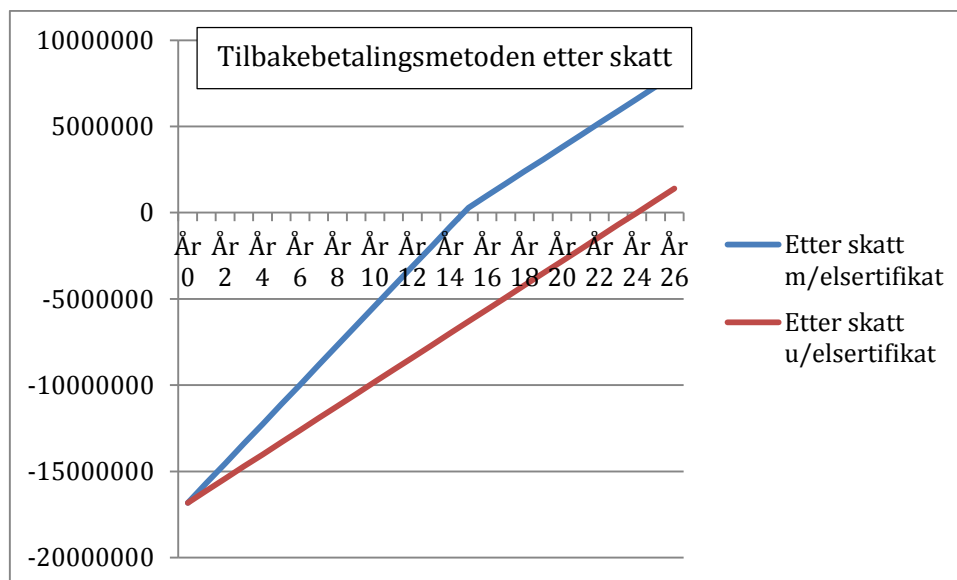
Me har laga grafisk framstilling av kor mange år det tek å nedbetale investeringa med og utan elsertifikat, før og etter skatt. Ved denne metoden har pengane tidsverdi null. Her går me ut ifrå ein normalproduksjon på 3,35 GWh, middels kraftpris på 0,3 kr/kWh, elsertifikatpris på 0,18 kr/kWh og driftskostnader på 6 øre/kWh. Figur 18 syner kor lang tid det tek å betale tilbake investeringa før skatt. Med elsertifikatinntekt vil det ta litt over elleve år å betale

tilbake investeringa. Utan elsertifikatinntekt vil det ta litt over 20 år å betale investeringa tilbake.



Figur 18: Antal år før investeringa er tilbakebetalt før skatt med og utan elsertifikat (vedlegg 8)

Figur 19 viser kor mange år det tek å tilbakebetale investeringa etter skatt. Her er det avskrivning på 2,5% (4.2.3) av investeringsbeløpet og skattesats på 27% (4.2.4). Med elsertifikatinntekt tek det litt over 14 år, og utan elsertifikatinntekt tek det litt over 24 år.



Figur 19: Antal år før investeringa er tilbakebetalt etter skatt med og utan elsertifikat (Vedlegg 8)

Alle fire utrekningane i figur 18 og 19 syner at me har betalt ned anlegget lenge før driftstida på 40 år er over. Likevel fortel desse tala oss lite om det er lønsamt å byggje ut, då overskota ikkje er justert for tidsverdi (4.4.1).

4.5.2 Noverdi- og internrentemetoden

Investeringsanalysane baserer seg på totalkapitalen. Noverdimetoden og internrentemetoden syner til eit lønsamt prosjekt dersom ein fell inn under elsertifikatorordninga, og ulønsamt prosjekt dersom ein fell utanfor elsertifikatorordninga (tabell 12). Denne trenden er lik uavhengig om skatt. Berekningane er gjort med utgangspunkt i normalårproduksjon på 3,35 GWh, middels kraftpris på 0,3 kr/kWh og ein elsertifikatpris på 0,18 kr/kWh. I tabell 12 er dei forskjellige resultatata oppsumert frå vedlegg 8. Det reelle rentekravet før skatt er 5,36%, og 3,36% etter skatt, då me nyttar reelle tal frå investeringstidspunktet. Med elsertifikatinntekt får me eit positivt resultat på 2 312 649 kroner før skatt, og eit positivt resultat på 3 751 103 kroner etter skatt. Dette tyder på at investeringa er lønsam. Dersom ein fell utanfor elsertifikatorordninga (ingen elsertifikatinntekt), får me eit negativt resultat på -3 485 920 kroner før skatt, og eit negativt resultat på -1 243 103 kroner etter skatt. Dette heller mot eit ulønsamt prosjekt.

Alternativ:	Rentekrav (reelt)	Noverdi	Internrenta
Før skatt utan elsertifikat	5,36%	-3 485 920	3,64%
Før skatt med elsertifikat	5,36%	2 312 649	6,63%
Etter skatt utan elsertifikat	3,26%	-1 243 555	2,77%
Etter skatt med elsertifikat	3,26%	3 751 103	4,89%

Tabell 12: Resultat investeringsanalyse (vedlegg 8)

4.5.3 Følsomhetsanalyse

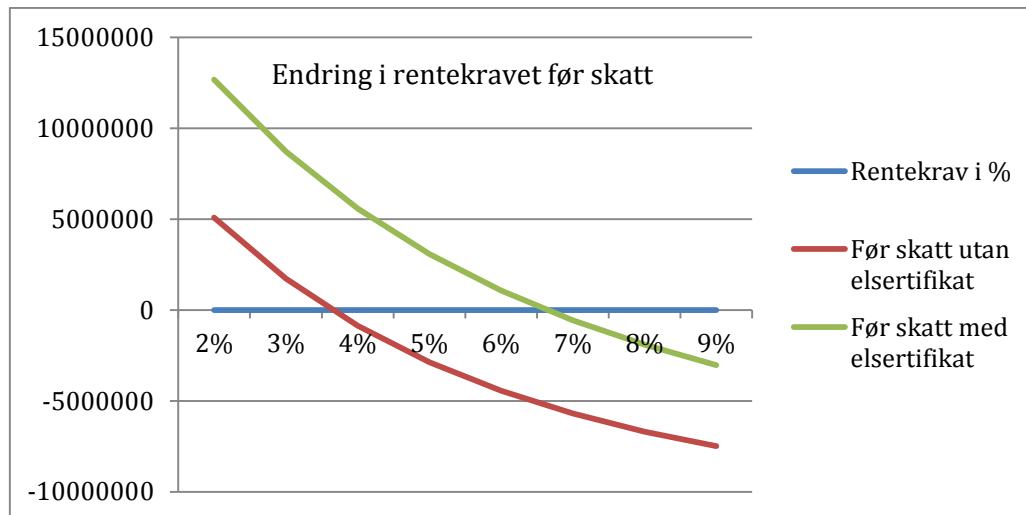
I følsomheitsanalysane vil me endre på faktorar (føresetnadane) for å sjå korleis det påverkar prosjektets resultat. Me vil sjå på endringar ved:

- Noverdi som følgje av rentekravsending
- Noverdi som følgje av kraftprisending
- Noverdi som følgje av investeringskostnadsendingar
- Noverdi som følgje av endringar i produksjonsmengd og kraftpris

4.5.4 Rentekravsending

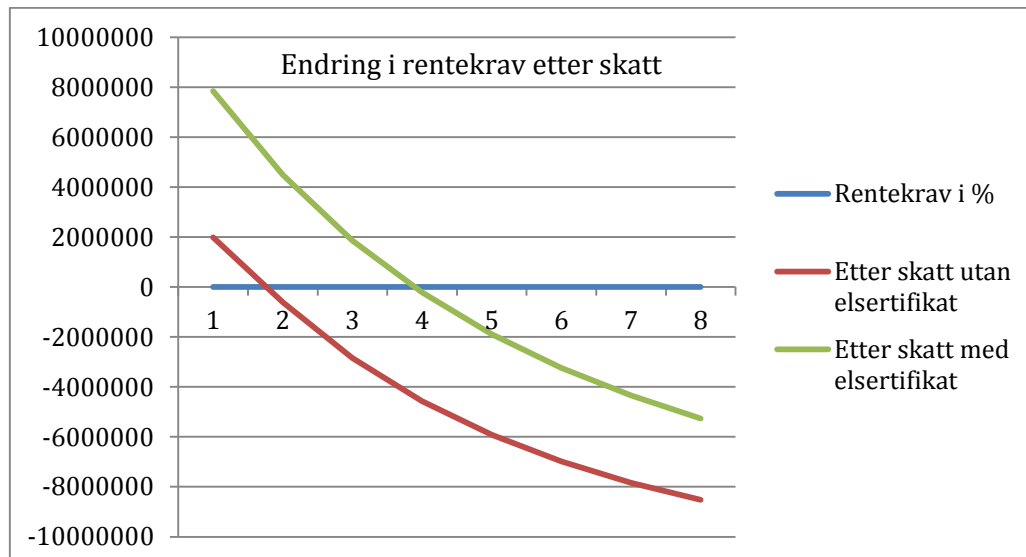
Her vil me endre på rentekravet før og etter skatt for å sjå korleis det påverkar investeringas lønsemd eller ulønsemd (figur 20 og 21). Me vil og sjå på forskjellar med og utan elsertifikatinntekt. Endring av rentekravet før skatt vert illustrert i figur 20, der kan ein sjå at

rentekravet før skatt, og utan elsertifikatinntekt lyt ha eit reelt rentekrav under 3,64% for at investeringa skal vera lønsam. Det reelle rentekravet før skatt er på 5,36%, og utrekninga tyder mot at investeringa er ulønsam og toler ikkje rentekravsauke utan elsertifikatinntekt. Dersom me har elsertifikatinntekt har me derimot eit positiv resultat og toler ein rentekravsauke til 6,63% (internrenta frå tabell 12). Utrekninga med elsertifikatinntekt tyder på at investeringa er lønsam.



Figur 20: Endring av noverdi som følge av endring av rentekrav før skatt, med og utan elsertifikatinntekt (vedlegg 8)

Endring i rentekravet etter skatt vert illustrert i figur 21. Denne figuren viser mot same trend som utrekningane før skatt, i figur 20. Resultatet med elsertifikatinntekt etter skatt tilseier lønsamt prosjekt, og ulønsamt utan elsertifikatinntekt. Figur 21 viser at utan elsertifikatinntekt lyt ein ha eit rentekrav på 2,77% eller lågare for at investeringa skal vera lønsam. Det vil sei at det reelle rentekravet me har satt på 3,26% etter skatt gjere at prosjektet er ulønsamt. Med elsertifikatinntekt er prosjektet lønsamt og toler eit rentekravsauke til 4,89%. Dette tyder mot at dersom ein fell inn under elsertifikatordninga er investeringa lønsam.

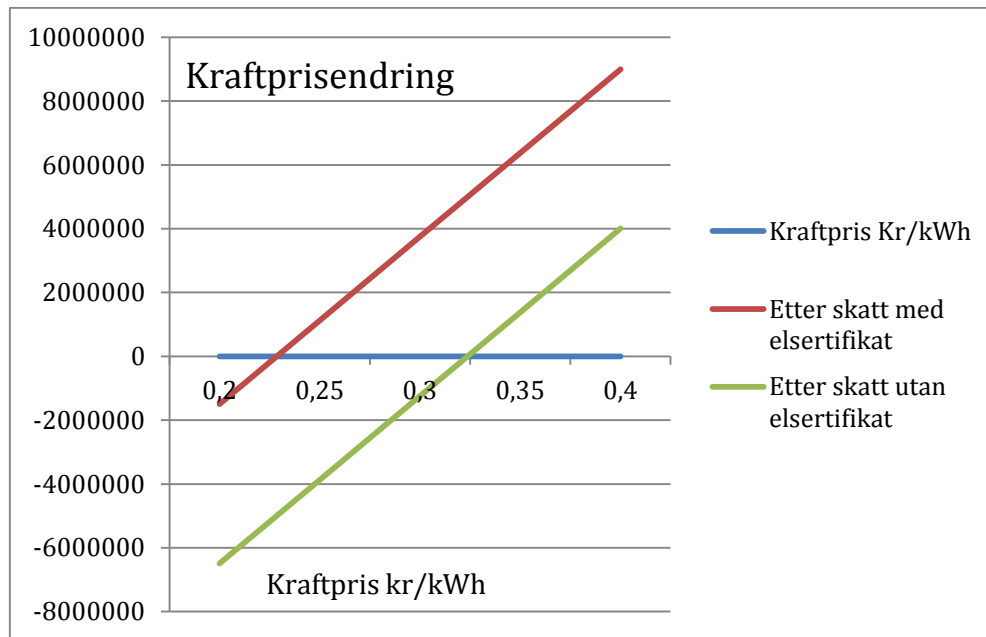


Figur 21: Endring i noverdi som følge av endring i rentekravet etter skatt, med og utan elsertifikatendring (vedlegg 8)

Isolert sett kan me sei at rentekravet er avgjerande for økonomien i prosjektet. Difor er det viktig å setje eit realistisk og så godt som mogeleg rentekrav, som gjev oss godt grunnlag for å kunne sei om prosjektet er økonomisk forsvarleg.

4.5.5 Endring i kraftprisen

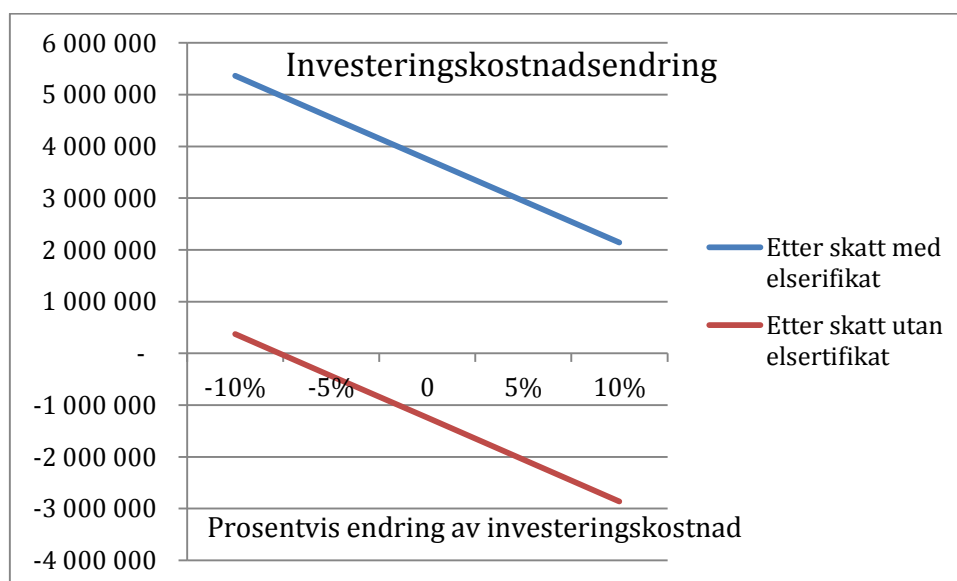
Ved kraftprisendring føresett me at reelt rentekrav etter skatt er 3,26% og at me har ein middles kraftproduksjon på 3,35 GWh. Grafisk framstilt med og utan elsertifikatinntekt i figur 22. Utan elsertifikatinntekt lyt me ha ein auke i kraftpris til ca. 0,325 kr/kWh for at investeringa skal vera positiv eller ein noverdi som er lik null. Med elsertifikatinntekt tolerer me ein nedgang i kraftprisen til ca. 0,225 kr/kWh, og framleis ei lønsam investering. Ein auke i kraftprisen på 10 øre til 0,40 kr/kWh vil noverdien verte 9 002 392 kroner med elsertifikatinntekt, mot ein noverdi på 3 751 102 kroner med ein kraftpris på 0,3 kr/kWh. På bakgrunn av noverdiauken ved kraftprisendring kan me sei at kraftprisen er heilt avgjerande for prosjektets økonomi.



Figur 22: Endring i noverdi som følge av kraftprisendring (vedlegg 8)

4.5.6 Endring i investeringskostnad

Endring av investeringsbeløpet vil føra til endringar av resultatet. Figur 23 syner oss kva som skjer med noverdien etter skatt, med og utan elsertifikatinntekt, med eit reelt rentekrav på 3,26%. Utan elsertifikatinntekt lyt investeringskostnaden nesten gå ned med 7,5% for at prosjektet i det heile tatt skal gå i null. Med elsertifikatinntekt er prosjektet lønsamt ved både 10% auke og reduksjon i investeringsbeløpet. Ved 10% auke i investeringsbeløpet har ein fortsatt eit overskot på 2 139 941 kroner i noverdien, dette tilseier at investeringa er lønsam.

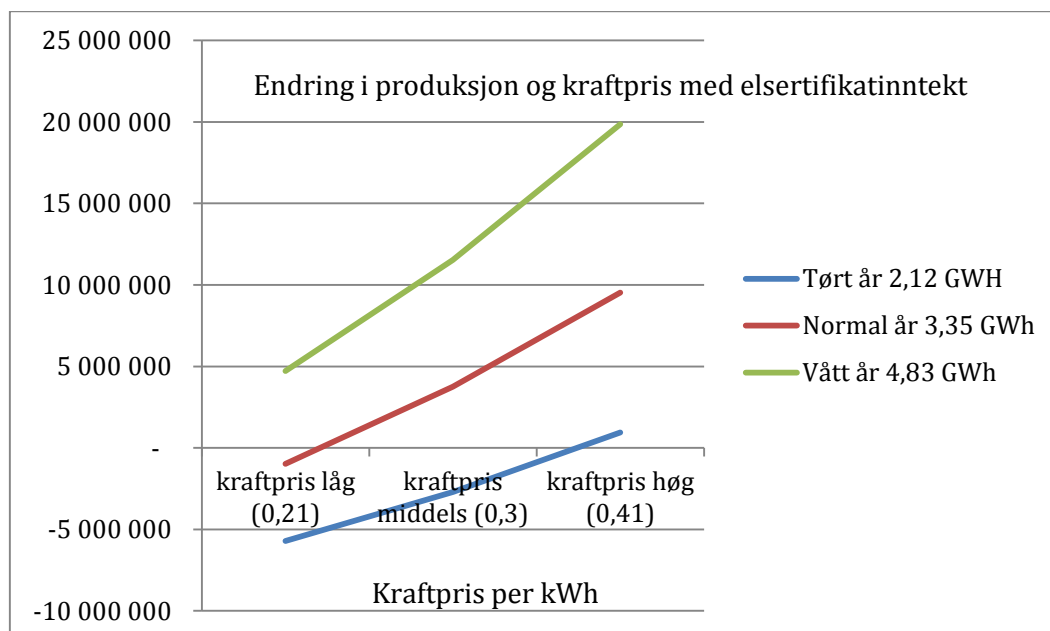


Figur 23: Endring i noverdi som følge av endring i utbyggingskostnad (vedlegg 8)

4.5.7 Endringar i produksjon

Endringar i produksjon ved auka nedbørsmengde kan verke inn på lønsemda i prosjektet. Endrar ein samtidig kraftprisen kan ein få store endringar i lønsemda. I figur 24 ser me på korleis tørt-, vått- og normalår i nedbørsmengde/tilsig verkar inn på noverdien, ved at kraftprisen er låg, middels eller høg med elsertifikatinntekt og eit rentekrav på 3,26%. Dersom me har 40 våte år er noverdien positiv om me har låg, middels eller høg kraftpris. Ved normalårproduksjon i 40 år har me positiv noverdi ved middels og høg kraftpris, men ikkje med låg kraftpris. Dersom me har 40 tørre år på rad treng ein høg kraftpris for at ein skal få positiv noverdi.

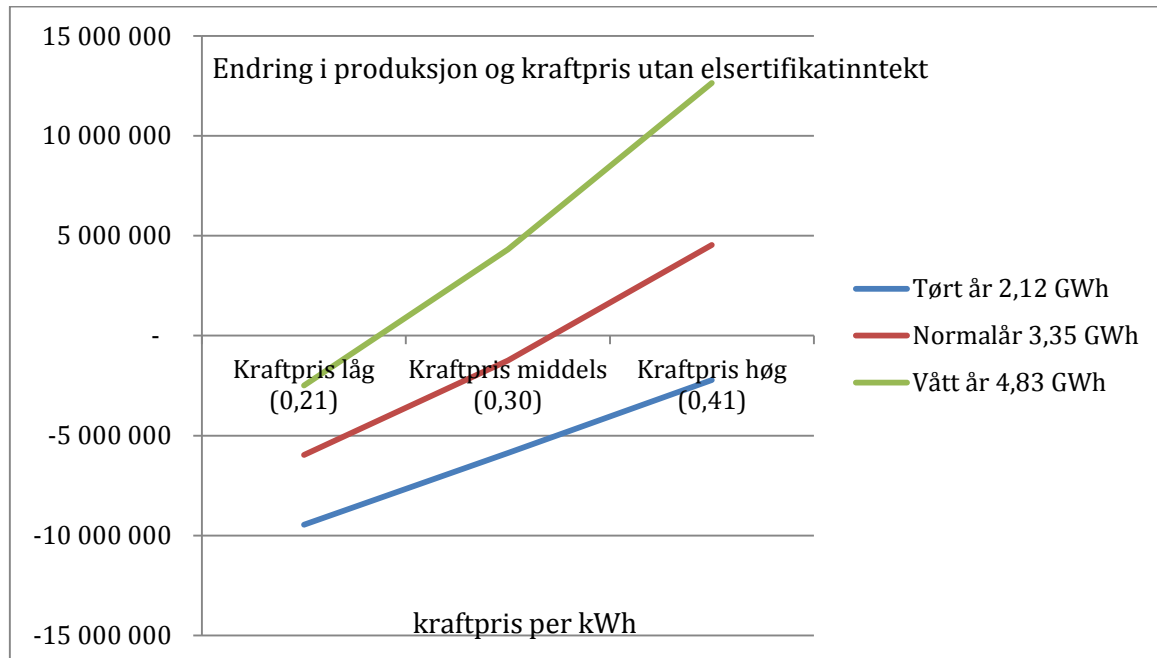
Det er lite reelt at me får 40 like år etter kvarandre. Over ein 40 års periode vil tørre og våte år utjamna kvarandre. Derfor er det mest fornuftig å rekne med normalår. Dersom ein har eit vått år er det naturleg å tenkje seg at den auka mengda vatn vil føra til at kraftprisen er låg, og motsett med vil tørre år gje høg kraftpris. Ved 40 våte år på rad vil det korrelera best med låg kraftpris på 0,21 kr/kWh. Då får me ein positiv noverdi på 4 711 496 kroner. Dersom me har 40 tørre år etter kvarandre og høg kraftpris får me ein positiv noverdi på 945 362 kroner. Noverdi med middels kraftpris og normalår vil vera ein fornuftig indikator på prosjektets lønsemd. Den er i vårt tilfelle ein noverdi på 3 751 103 kroner.



Figur 24: Endringar i produksjon og kraftpris med elsertifikatinntekt (vedlegg 8)

I figur 25 ser me på korleis tørt-, vått- og normalår i nedbørsmengde verkar inn noverdien ved at kraftprisen er låg, middels eller høg utan elsertifikatinntekt. Her har grafane omtrent lik

stigning som med elsertifikat (figur 24), men her startar dei alle med negativ noverdi ved låg kraftpris. Våte år krev middels kraftpris for å få positiv noverdi og tørre år får ikkje positiv noverdi med høg kraftpris. Som tidlegare nemnt i noverdireultatet vil ein med normalår produksjon og middels kraftpris få ein negativ noverdi utan elsertifikatinntekt.



Figur 25: Endringar i produksjon og kraftpris utan elsertifikatinntekt (vedlegg 8)

4.6 Oppsummering

Hovudkonklusjonen i denne delen er at investeringa er lønsam med elsertifikatinntekt og ulønsam utan elsertifikatinntekt. Det er likevel andre faktorar som kan vere med å påverke om investeringa eg lønsam eller ei, som kraftpris, produksjonsmengde, endring i rentekravet og investeringskostnad. Vidare vil me sjå på to ulike utbyggingsmodellar, der grunneigarane byggjer ut sjølv eller nyttar ekstern aktør for utbygging. Ekstern aktør vil i dette tilfellet vere referansebedrifta.

5 Val av utbyggingsmodell

Til no i oppgåva har me sett på lønsemda til totalkapitalen med føresetnad om 100% eigenkapitalfinansiering. Det er lite realistisk. Så no lyt det takast stilling til korleis ein skal organisera seg for å byggje ut. Det er fleire utbyggingsmodellar å velje ut ifrå NVE sin rettleiar (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010). Ei løysing kan vere at fallrettshavarane går saman om planlegging og utbygginga, mens ein i andre tilfelle går saman med ein profesjonell aktør om finansiering og utbygging. Val av utbyggingsmodell kan vera eit viktig moment for eit godt resultat både teknisk og økonomisk. Me vil her sjå på to utbyggingsmodellar der ein tek med korleis prosjektet skal finansierast med fordeling av lån og eigenkapital. Dette vil ha påverknad for korleis eigenkapitalforretninga vert og korleis likviditeten til prosjektet er. Utbyggingsmodell 1 vil vera i form av at grunneigarane går i saman og byggje ut i eigen regi. Utbyggingsmodell 2 vil vera i form av at grunneigarane leiger ut fallrettane sine til ekstern utbyggjar for utbygging.

5.1 Utbyggingsmodell 1

Utbyggingsmodell 1 går ut i frå at grunneigarane går i lag og skipar eit aksjeselskap. Der aksjane i kraftverket er knytt mot gards- og bruksnummer slik at dei ikkje kan seljast fritt. Her vil grunneigarane utarbeide eit skisseprosjekt basert på rettleiaren (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010), for å så leige inn konsulentar og entreprenørar for bygging av kraftverket. Ved ei slik utbygging vil det vera behov for ekstern finansiering. Då det er svært få personar som sit inne med nok kapital til å gjennomføre eit slikt prosjekt aleine. Det er derfor heilt nødvendig å ta opp lån, då investeringsbeløpet er på over 16 millionar vil truleg dei fleste måtte ta opp meir lån enn ein har i eigenkapital. Ved kjøp av bustad kom det i 2012 eit krav i norske bankar, som sa at ein treng 15% eigenkapital får å få lån (Sandnes Sparebank). Det vil tilsvare 300 000 kroner ved bustad til 2 000 000 kroner. For eit kraftverk vil 15% eigenkapitaldel vera ein betydeleg høgare sum. Derfor føresett ein lågare eigenkapitaldel på 5% og lån på 95% gjennom bank for å finansiera utbygginga.

5.1.1 Finansiering

Finansinstitusjonar vil sjå på kor god økonomien er i eit prosjekt for å minimalisere sin eigen risiko. Ved langsiktige lån vert det oftast tatt pant i fast eigedom som sikkerheit for banken. Det vil og vere krav om å sjå kor sikkert/usikkert prosjektet er for å vurdere kva lånerente ein skal gje lånetakar (Bøhren og Michalsen, 2012).

Me har to hovudtypar avdragsformer på lån; annuitetslån og serielån. Annuitetslån har faste terminbeløp kvar termin, det vil sei fast rente + avdragsdel, men at avdrag og rentebeløp er forskjellige. I starten av nedbetalingstida vil ein betale lite avdrag og mykje renter, så vil det endre seg til å verte stigande avdragsbeløp og synkande rentebeløp (Bøhren og Michalsen, 2012). Serielån har ulike terminbeløp kvar termin, det vil sei likt avdragbeløp kvar termin og synkande rentebeløp utover nedbetalingstida. Høgt rentebeløp til å byrja med, så vert rentebeløpet mindre (Bøhren og Michalsen, 2012).

Fordelen med annuitetslånet er at terminbeløpet er det same kvart år, forutsigbart. Totalt sett vert annuitetslån eit dyrare lån enn serielån. Dette er fordi me betaler mindre avdrag i starten av nedbetalingstida, og får som følgje av dette store rentebeløp.

Etter samtale med A. Gravdal (24.03.2014) som er seniorrådgjevar i Sogn og Fjordane Sparebank vil ein med 95% lån og ein produksjon på 3,35 GWh kunne få ei 10-årsrente på 6,2%. Eventuelt ein sikringsavtale på 5,5%. Ved utrekningar som her ved konseptstudie ville ei forenkling til 6% rente vere greitt. Denne renta føreset me at kan forlengast til heile låneperioden. Det er mogeleg med nedbetaling over 30 år, men det mest optimale er 25 år. Dette er fordi det ofte vil vera nødvendig med nye låneopptak for å finansiera opprusting av anlegget. Ein eigenkapital på 5% tilsvarar 840 735 kroner og eit låneopptak på 15 973 966 kroner (vedlegg 9).

5.1.2 Kontantoverskot til eigenkapitalen per år etter skatt

For å gå i djubden på lønsemda per år lyt me finne den nominelle kontantstraumen for prosjektet, som syner kor tid inn- og utbetalingar skjer (Boye og Koekebakker, 2006). Ved langsiktige investeringar er det kontantstrumen til heile prosjektets levetid som vert avgjerande for å finne lønsemda. Til det lyt me finne penganes tidsverdi, det vil sei kontantstraumens noverdi. Korleis ein reknar ut kontantoverskot som tilfello eigenkapitalen per år etter skatt vert vist i figur 26.

Kontantoverskot :
Driftsinntekter
-Driftskostnader
-Rentekostnad
-Avskrivningar
<u>=Skattepliktig resultat</u>
- Skatt
<u>=Resultat etter skatt</u>
+Avskrivningar
-Avdrag
<u>=Innbetaling som tilfell eigenkapitalen (kontantoverskot)</u>

Figur 26: Oppsett kontantoverskot som tilfell eigenkapitalen etter skatt (Boye og Koekebakker, 2006).

No er me interessert i den nominelle kontantstraumen, som er justert for tidsverdi og ikkje verdiar frå investeringspunktet. Difor lyt ein finne ut kva prosent ein skal nytte for prisstigning på drifts- og vedlikehaldskostnader, kraftpris og elsertifikatpris. Den nominelle kontantstraumen vil og verta nytta for å finna eigenkapitalforretninga.

5.1.3 Inflasjonskorrigering

Ved å finne den gjennomsnittlege årlege prisstigninga dei siste ti åra, finn ein trenden som har vore. Årleg gjennomsnittleg prisstigning på bakgrunn av konsumprisindeksen har dei siste ti åra våre på 1,8% stigning i året (Statistisk sentralbyrå, 2014) (vedlegg 7). Dette er lågare enn Noregs bank sitt inflasjonsmål på 2,5 %. Over ein tiårs periode som me har nytte er det mogleg og liggje over eller under inflasjonsmålet, men over lengre tid kan ein tenkje seg at den vil liggje rundt 2,5%. Når folk har tru på at Norges Bank styrer støtt mot inflasjonsmålet på 2,5%, så vil inflasjonen over lang sikt vere det (Steigum, 2006). På bakgrunn av at me reknar for ein lang tidsperiode på 40 år, vel me å nytte 2,5% som inflasjonsmål for drifts- og vedlikehaldskostnader, kraftpris og elsertifikatpris i utrekningane.

5.1.4 Eigenkapitalforretning

Me har tidlegare vist til korleis ein finn kontantoverskota per år. Desse utgjer kontantstraumen til prosjektet. Eigenkapitalforretninga fortel kor mykje avkastning eigarane av kraftverket har på innskoten eigenkapital (Bredesen, 2011). Eigenkapitalkravet har me sett til 10,5% nominelt for skatt(4.4.5). Denne lyt gjerast om til etter skatt då oppsettet me brukar for

kontantoverskotta tek for seg skatt (5.1.2). Formel for eigenkapitalforretninga finn ein ved å nytte formelen (Bredesen, 2011).

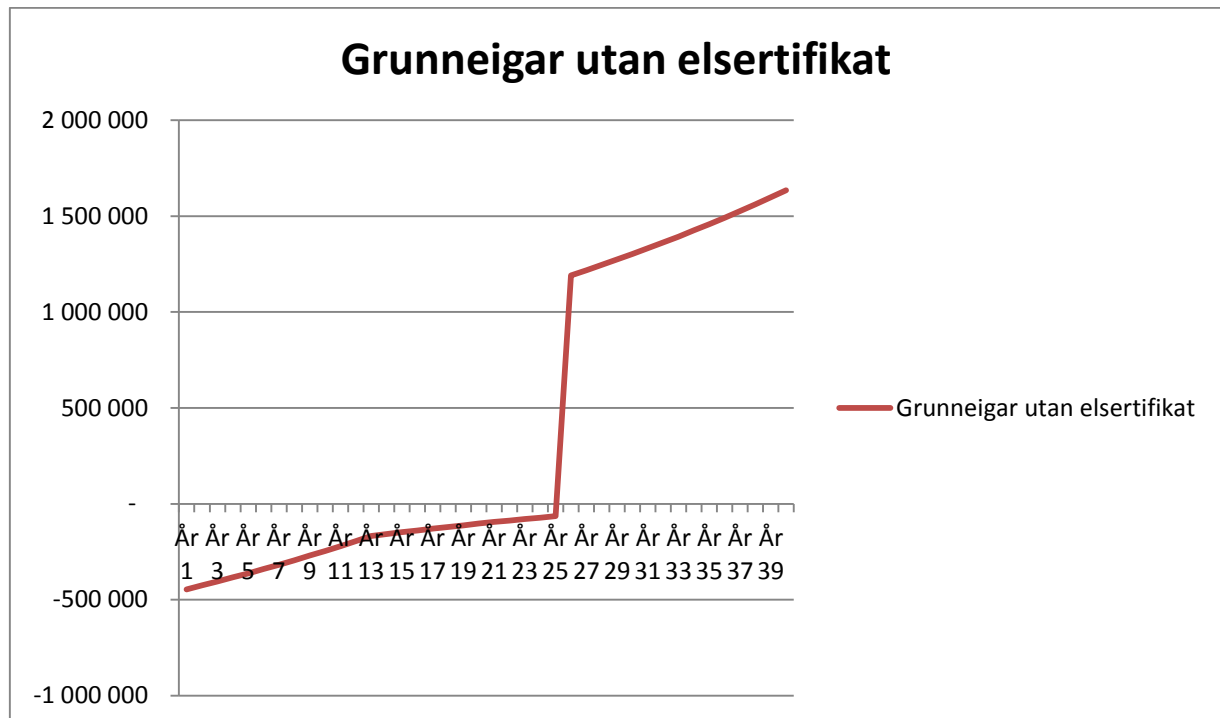
$$EK = \sum_{t=1}^n \frac{It - (It - Rt)s - (Rt + ADt)}{(1 + re)^t} + \frac{Uo * A * s}{r + A}$$

Formel for eigenkapitalforretning, der EK = eigenkapital, It = innbetalingsovereskot, Rt = rentebetaling i år t, s= skattesats, ADt = avdrag i år t, re = eigenkapitalforretning, A = avskrivingsssats og Uo = Investeringsbeløp (Bredesen, 2011).

5.1.5 Resultat for prosjektet ved utbyggingsform 1

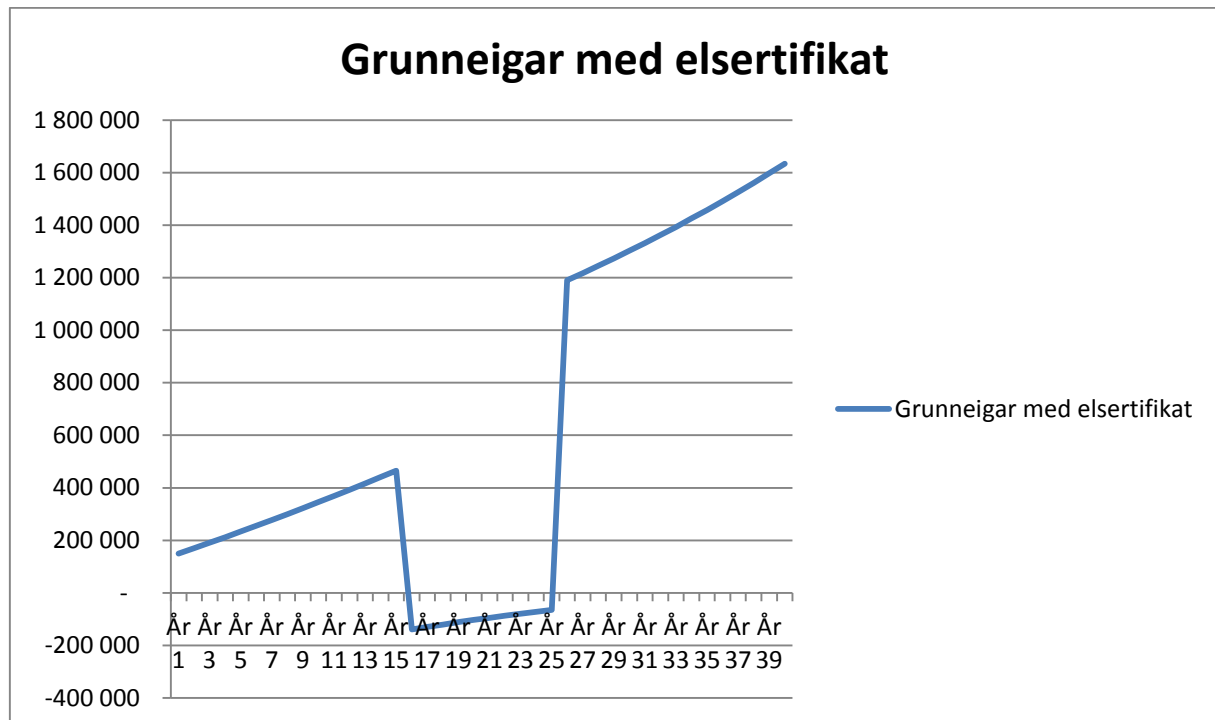
Me føreset i utrekningane at våte og tørre år vil utgjevne kvarandre, slik at me nyttar normalårproduksjon som grunnlag for kontantstraumen. Med ein middels kraftpris på 0,3 kr/kWh, elsertifikatpris på 0,18 kr/kWh og normalårproduksjon på 3,35 GWh vil me no framstille korleis likviditeten til prosjektet vil vera gjennom 40 år (vedlegg 9). Likviditet fortel oss om prosjektet har betalingsevne og evne til å betale kostnader som lån og avdrag (Sættem, 2006). For at prosjektet er realisertbart er det viktig å vite om dei kan betale renter og avdrag på lånet. Den nominelle kontantstraumen krev at me nyttar nominelt rentekrav etter skatt for eigenkapitalen. For utbyggingsmodell 1 vert det nominelle rentekravet etter skatt på $10,5\% * (1-0,27) = \underline{7,67\%}$.

For å få eit bilde av korleis økonomien vil vera for prosjektet har me no laga ein nominell kontantstraum som tek for seg korleis resultatet er kvart år i prosjektets levetid. Den er justert for renters renter og inflasjon. Her er lånerenta satt til 6% og nedbetalingstid til 25 år som nemnt i 5.1.1. I figur 27 vert kontantstraumen for grunneigarar som ikkje fell inn under elsertifikatordninga framstilt grafisk.



Figur 27: Resultat per år for grunneigar utan elsertifikatinntekt (vedlegg 9)

Dersom ein ikkje får elsertifikatinntekt vil me få negativ kontantstraum i 25 år. Dette syner tydeleg dårleg likviditet med dårleg betalingsevne av renter og avdrag. Prosjektet vil ikkje få positiv kontantstraum før år 26. Denne grafiske framstillinga syner tydeleg at eit vasskraftverk i Austreimselva utan elsertifikatinntekt er ulønsam. Det er umogeleg å drive prosjekt som har negative kontantoverskot i 25 år før det vert positive kontantoverskot. Eigenkapitalavkastinga i denne framstillinga utan elsertifikatinntekt er på 4,82% nominelt etter skatt. Dette er mykje lågare enn eigenkapitalkravet vårt på 7,67% nominelt rentekrav etter skatt ($10,5\% \cdot (1 - 0,27) = 7,67\%$). Denne framstillinga samsvarar tabell 12, som seier at prosjektet er ulønsamt utan elsertifikatinntekt. Dersom prosjektet fell inn under elsertifikatorordninga vil kontantstraumen sjå annleis ut. Figur 28 syner kontantstraumen for grunneigarar som fell inn under elsertifikatorordninga grafisk.



Figur 28: Resultat per år for grunneigar med elsertifikatinntekt (vedlegg 9)

Denne framstillinga syner at me har positive kontantoverskot dei fyrste 15 år. Dei åra me har elsertifikatinntekt. Frå år 16 får me negative kontantoverskot til og med år 25. Dette skuldast at lånetida ikkje er ferdig. Deretter positive kontantoverskot etter det. Dette tyder på eit prosjekt som let seg gjennomføra økonomisk, ved at dei positive kontantoverskota dei fyrste 15 åra lyt nyttast for å dekkje underskota frå år 16 til 25. Likviditeten dei har opparbeida seg dei fyrste åra vil løyse underskota, då overskota dei fyrste åra er større enn underskota. Eigenkapitalavkastinga til denne utrekninga er 25,89%. Dette er mykje betre enn det nominelle eigenkapitalkravet etter skatt på 7,67% og tyder mot ei lønsam investering.

5.2 Utbyggingsmodell 2

Her går me ut i frå at grunneigarane dannar allianse med ekstern aktør, som her vil vera referansebedrift. Grunneigarar inngår avtale om fallrettane og utbyggingselskapet er ansvarleg for gjennomføringa av planlegging og realiseringa av utbygginga. Fordelen med denne løysinga er at grunneigarane slepp all risiko og betaler ingenting. Det vil sei at dei ikkje kan tape pengar på utbygginga. Ulempa med denne løysinga er at grunneigarar berre får ein del av overskotet av utbyggingselskapet. Etter eit visst antal år vil kraftverket vera i eigarskap av grunneigarane, for ein avtalt sum som kan vere null, då utbyggingselskapet har fått tilbake investeringsbeløpet gjennom avskrivningar av anlegget. Når 40 års drift er omme vil grunneigarane sitje att med eit kraftverk for seinare generasjonar. Dei vil vera sikra eigen

kraftforsyning og økonomi ved sal av kraft. Det vil nok vera behov for oppgradering, men ikkje i nærleiken av fyrstegongsinvesteringa.

Det er fleire måtar referansebedrift kan betale grunneigarar; eit eingongsbeløp, del av bruttoinntekt eller ein del av nettoinntekta (SWECO, Fladen, Holmqvist, & Bachke, 2010). Dette er opp til utbyggjar og grunneigarar gjennom kontrakt og kontraktsvilkår. I den forenkla finansmodellen me har mottatt av bedrifta me nyttar som referanse, får grunneigarane eit minimumsbeløp kvart år på 150 000 kroner. Dette er ut ifrå ein produksjon på 7,2 GWh i året. Dersom andelen av resultatet, nettoinntekt (35%) er høgare enn minimumsbeløpet får dei det høgaste beløpet av alternativa (Vedlegg 5). Me vil ut ifrå ein produksjon på 3,35 GWh i året i Austreimselva føresette at grunneigarar får 75 000 kroner som eit minimumsbeløp kvart år.

5.2.1 Finansiering

Referansebedrifta vil og ha behov for finansiering av store prosjekt. Finansmodellen til referansebedrifta opererer med ein eigenkapitaldel på 30% og lånedel på 70%. Dei har nedbetaling over 30 år og ei lånerente på 4,5% (vedlegg 5). Dei har synkande rente og avdragsbeløp, difor antek me serielån (5.1.1.). Me vil i våre utrekningar føresette nedbetaling av lånet over 25 år.

5.2.2 Kontantoverskot til eigenkapitalen per år etter skatt

For å gå i djubda på lønsemda per år lyt me finne den nominelle kontantstraumen for prosjektet som syner kor tid inn- og utbetalingar skjer (Boye og Koekebakker, 2006,s212). Ved langsiktige investeringar er det kontantstraumen til heile prosjektets levetid som vert avgjerande for å finne lønsemda. Til det lyt me finne pengane sin tidsverdi, det vil sei kontantstraumens noverdi. Kontantoverskota per år utgjer kontantstraumen. Korleis ein reknar ut kontantoverskot som tilfell eigenkapitalen per år etter skatt vert vist i figur 29.

Kontantoverskot :
Driftsinntekter
-Driftskostnader
-Rentekostnad
-Avskrivningar
= <u>Skattepliktig resultat</u>
- Skatt
= <u>Resultat etter skatt</u>
+Avskrivningar
-Avdrag
= <u>Innbetaling som tilfell eigenkapitalen (kontantoverskot)</u>
- Grunneigardel
= Del til ekstern utbyggjar

Figur 29: Oppsett kontantoverskot som tilfell grunneigarar og utbyggjar etter skatt

Resultatet i figur 19 vert fordelt mellom grunneigar og referansebedrift. Fordelinga er etter nettomodellen der 35% av kontantoverskotet går til grunneigar. Grunneigar har etter del 5.2 krav på eit minimumsbeløp i året. Minimumsbeløpet er 75 000 kr i året dersom ikkje 35% av kontantoverskotet etter skatt er høgare. Referansebedrifta nyttar og avskrivning av investeringa over 40 år. Frå desse opplysningane kan ein finne ut kva resultat referansebedrift og grunneigarar sit att med. Me er no interessert i den nominelle kontantstraumen. For å finne den lyt me finne ut kva tal me skal nytte for inflasjon på driftskostnader, kraftprisar og elsertifikatpris.

5.2.3 Inflasjonskorrigering

Referansebedrifta nyttar inflasjonen til 2,5% (vedlegg 5). Dette stemmer med det me kom fram til i 5.1.3. Inflasjonen vil verta brukt til å justera drifts- og vedlikehaldskostnader, kraftpris og elsertifikatpris.

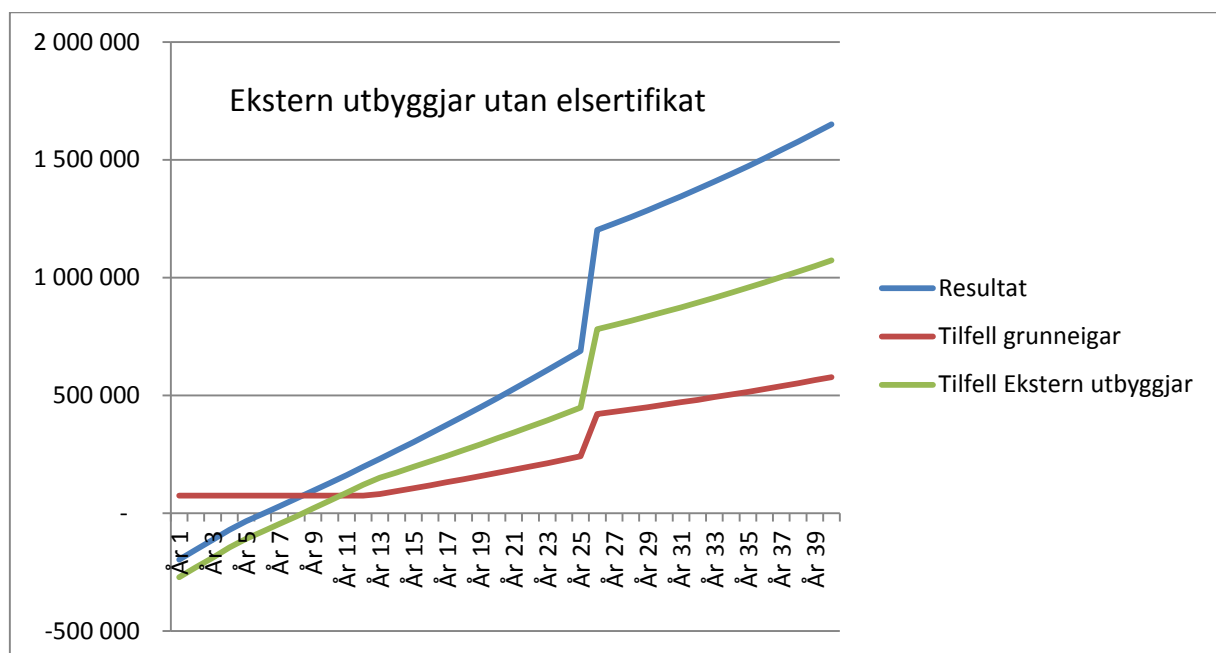
5.2.4 Eigenkapitalforretning

For å finne eigenkapitalforretningen lyt ein vite korleis ein skal setje opp rekneskapan for kvart år for å finne resultatet. Me lyt og vite kva tal ein skal nytte for inflasjon til kostnader og inntekter. Formelen er lik som i punkt 5.1.4.

Den nominelle kontantstraumen krever at me nyttar nominelt rentekrav etter skatt for eigenkapitalen. For ekstern utbyggjar vert det nominelle rentekravet etter skatt på $10\% \cdot (1 - 0,27) = 7,3\%$.

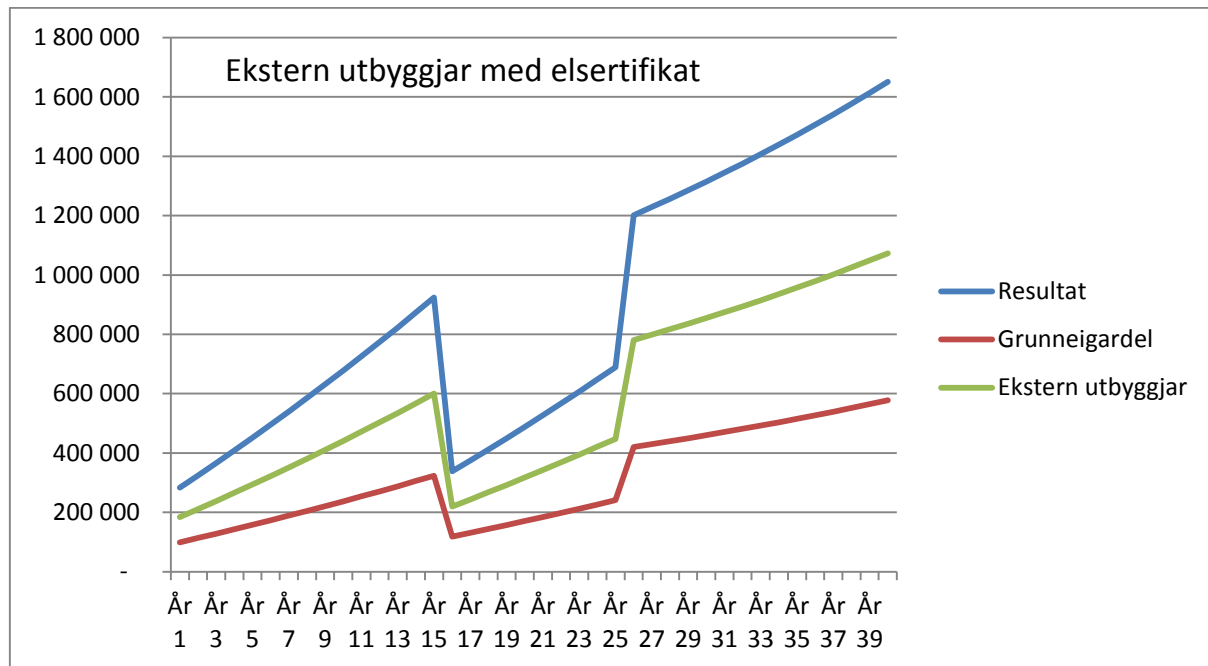
5.2.5 Resultat for utbyggingsmodell 2

Utbyggingsmodell 2 vil ha like føresetnader som utbyggingsmodell 1 på produksjon og inntekt. Lånevilkår og fordeling av overskot er ulikt. Referansebedrifta har lån på 70% og eigenkapitalandel på 30%, serielån over 25 år med rente på 4,5%. Føresettt at grunneigarar skal ha 75 000 kroner i utbetaling i året dersom ikkje 35% av resultatet er høgare. Figur 30 syner kontantstraumen og fordelinga mellom utbyggjar og grunneigarar utan elsertifikatinntekt.



Figur 30: Kontantstrøm med fordeling av resultat mellom ekstern utbyggjar og grunneigarar, utan elsertifikat (vedlegg 9)

Figur 30 viser at grunneigarar har positive kontantoverskot kvart år. Derimot er det for ekstern utbyggjar negative kontantoverskot kvart år fram til år 9. Kontantstraumen ved utbyggingsmodell 2 får tidlegare positive kontantoverskot enn utbyggingsmodell 1. Dette er på grunn av at referansebedrifta nyttar høgare eigenkapitalandel, betre lånevilkår og serielånedbetaling. Grunneigarane har her positive kontantoverskot kvart år, og ingenting som tilseie at prosjektet ikkje skal gjennomførast. For ekstern utbyggjar er saka noko annleis. Ekstern utbyggjar sin eigenkapitalavkastning er på 3,81%. Dette er mykje lågare enn eigenkapitalkravet på 7,3% etter skatt. Det vil sei at ekstern utbyggjar ikkje hadde gjennomført dette prosjektet. Figur 31 syner kontantstraumen med elsertifikatinntekt.



Figur 31: Kontantstrøm med fordeling av resultat mellom ekstern utbyggjar og grunneigar, med elsertifikat (vedlegg 9)

Denne grafiske framstillinga viser til positive kontantoverskot frå fyrste år og ingen negative år. Dette tyder på eit lønsamt prosjekt for både grunneigarar og ekstern utbyggjar. Det er ein naturleg nedgang i den positive kontantstrømmen ved år 16, dette skuldast at elsertifikatinntekta er over og nedbetalingstida på lånet endå ikkje er over. Eigenkapitalavkastinga til ekstern utbyggjar er her på 7,54%. Dette er høgare enn eigenkapitalkravet på 7,3% etter skatt. Det er derfor eit lønsamt prosjekt.

5.3 Vurdering av alternativa

Utbyggingsalternativ 1 er lønsamt med elsertifikatinntekt, og ulønsamt utan elsertifikatinntekt. Eigenkapitalforretninga med elsertifikatinntekt er på 25,89%, som er mykje betre enn eigenkapitalkravet på 7,67%. Eigenkapitalforretninga utan elsertifikatinntekt er på 4,82%, som er lågare enn eigenkapitalkravet. Likevel er eigenkapitalforretninga høgare enn renta i banken, som er på 3,35% (Sogn og Fjordane Sparebank). Som privatperson vil nok dei fleste vera fornøgd med rente på 4,82% ved innskoten kapital. Det er kontantunderskota dei fyrste 25 åra som øydelegg for gjennomføringa, då ingen finansinstitusjon ville ha gjeve lån under føresetnader med dårleg likviditet.

Utbyggingsalternativ 2 er og lønsamt med elsertifikatinntekt, og ulønsam utan elsertifikatinntekt. Utan elsertifikatinntekt er eigenkapitalforretninga 3.81% som er langt under eigenkapitalkravet på 7,3% etter skatt. Dette prosjektet ville nok ikkje blitt gjennomført

av referansebedrifta. Grunneigar som hadde mottatt eit minimumsbeløp kvart år, ville ikkje hatt noko imot utbygging. Då dei var sikra inntekt og etter 40 år kunne overta anlegget for ein symbolsk sum. Med elsertifikatinntekt får referansebedrifta ein eigenkapitalforretning på 7,54%, som ligg over kravet på 7,3%. Dette tyder mot at referansebedrifta ville ha bygd ut. Dersom prosjektet får elsertifikatinntekt er det tydeleg at det hadde lønt seg for grunneigar å byggje ut sjølv, då hadde ikkje grunneigar trengt å dele overskotet med referansebedrifta. Utan elsertifikatinntekt er det ikkje sikkert nokon er villege å ta risikoen ved å byggje ut. I såfall er det tryggast for grunneigarar om referansebedrifta tek risikoen. Då hadde grunneigar fått eit minimumsbeløp kvart år og unngått risiko.

6 Konklusjon

Ut frå skalerte nedbørsdata frå Ullebøelven og Nessedalselven er midlare vassføring i Austreimselva på $0,225 \text{ m}^3/\text{s}$ i eit normalår. For best mogeleg utnytting av vassmengdane er inntak til kraftverket plassert i kote 317, noko som gjev eit nedbørsfelt på $2,53 \text{ km}^2$. Med kraftstasjon plassert i kote 30 får kraftverket ei netto fallhøgde på 268 meter medrekna falltap ved full last.

Austreimselva har store svvingingar i vassføring. Slukeevna til kraftverket er difor vurdert som optimal ved 2,5 gangar midlare vassføring ($0,56 \text{ m}^3/\text{s}$), noko som gjev ein installert effekt på 1,48 MW. Peltonturbin er valt som beste alternativ då den passar best til kraftverk med fallhøgde over 250 meter og ujamn vassføring. Turbinutnytting ned til 10% av slukeevna er brukt for sikker estimering. Dette gjev kraftverket 6429 driftstimar i eit normalår.

Skalert til 100% verknadsgrad og 100% ytelse får kraftverket totalt 2377 driftstimar med full last i eit normalår. Saman med verknadsgraden til generator og apparatanlegg har me komme fram til årleg estimert produksjon i eit normalår på 3,35 GWh.

Tekniske val kjem som følge av bestemte faktorar for eigenskapane kraftverket bør ha. Vala nyttar ressursgrunlaget til Austreimselva og turbinens verkeområde på ein optimal måte ut frå føresetnadane. Totalkostnaden for prosjektet vert 16 814 701 kroner.

Økonomien til småkraftutbygging er avhengig av fleire faktorar, og er avhengige av kvarandre for å få eit best mogeleg resultat. Utbyggingskostnaden fordelt på normalårproduksjon vert $5,02 \text{ kr/kWh}$. Dette er over grensa for kva NVE sin rettleiar anser som lønsamt å byggje ut. Med middels kraftpris på $0,3 \text{ kr/kWh}$ og elsertifikatinntekt på $0,18 \text{ kr/kWh}$, vil me med eit reelt rentekrav etter skatt på 3,26%, få ein positiv noverdi på 3 751 103 kroner. Utan elsertifikatinntekt får me ein negativ noverdi på 1 243 555 kroner.

Kontantstraumen til utbyggingsmodell 1 syner at dei fyrste 25 åra har negative kontantoverskot utan elsertifikatinntekt. Dette gjev dårleg likviditet for betaling av renter og avdrag på lånet. Eigenkapitalforretninga er her på 4,82%, som er lågare enn eigenkapitalkravet etter skatt på 7,67%. Dette gjer prosjektet ulønsamt utan elsertifikatinntekt. Med elsertifikatinntekt får ein positive kontantoverskot dei 15 fyrste åra, så kjem 9 år med kontantunderskot. Eigenkapitalen som er opparbeida dei fyrste åra lyt nyttast for å dekkje

kontantunderskota. Eigenkapitalavkastinga med elsertifikatinntekt er 25,89%. Dette er over eigenkapitalkravet, som tilseier eit lønsamt prosjekt.

Kontantstraumen til utbyggingsmodell 2 har ein eigenkapitalforretning på 3,81% utan elsertifikatinntekt, som er lågare enn eigenkapitalkravet på 7,3%. Referansebedrifta hadde ikkje bygd ved desse føresetnadane. Med elsertifikatinntekt får referansebedrifta ein eigenkapitalforretning på 7,54%. Dette er over eigenkapitalkravet, og prosjektet er lønsamt med elsertifikatinntekt.

Hovudfaktoren for gjennomføring av denne investeringa er om prosjektet fell inn under elsertifikatorordninga. Elsertifikatorordninga finansierer utbygging av vasskraftanlegg som ikkje hadde vore lønsame utan.

Vasskraftutbygging tek mange år frå idè til ferdigstilling. Normalt 4-5 år med planlegging og sakshandsaming hjå NVE, deretter utbyggingstid. Då er det knapt med tid om kraftverket skal driftsetjast innan 01.01.2020. Dersom ein ikkje klarer den fristen, og mistar rett til elsertifikatorordninga, kan det vera aktuelt å undersøkje mogelegheita for å setje opp eit eller fleire mikro-kraftverk. Dette kan vere eit mogeleg studie å undersøkje ved ein seinare anledning.

Kjeldeliste

Bøker:

Boye, K & Koekebakker, S. (2006) *Finansielle emner*. 14. utg. Oslo, J. W. Cappelsens Forlag AS

Bredesen, Ivar. (2011) *Investering og finansiering*. 4.utg. Oslo, Gyldendal Norsk Forlag

Bøhren, Ø & Michalsen, D. (2012) *Finansiell økonomi – Teori og praksis*. 4. utg. Bergen, Fagbokforlaget.

Jacobsen, Dag Ingvar. (2005) *Hvordan gjennomføre undersøkelser – Innføring i samfunnsvitenskapelig metode*. 2.utg. Kristiansand, Høyskoleforlaget.

Steigum, Erling. (2006) *Moderne Makroøkonomi*. 1. utg. Oslo, Gyldendal Norsk forlag AS.

Sættem, Oddbjørn (2006) *Bedriftenes finansregnskap – En caseorientert tilnærming*. 2.utg. Molde, Los Forlag

Artiklar:

Aune, Finn Roar (1995) *Virkninger på de nordiske energimarkedene av en svensk kjernekraftutfasing* [Internett], Oslo-Kongsvinger, Statistisk sentralbyrå.

Beldring, S., Roald A, L., Voksø, A. (2002) *Avrenningskart for norg*”. Rapport nr. 2. Oslo: Norges vassdrags og energidirektorat.

Gjølberg, O. og Johnsen, T. (2007) *Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastingskrav bør Enova SF legge til grunn?* UMB og NHH for Enova SF, Ås, Bergen.

Kristiansen, Jan Erik/Administrerende direktør Olsen, Øystein (Februar 2009) *Dette er Norge: Hva tallene forteller* [internett], Oslo/Kongsvinger, Statistisk sentralbyrå.

Magnussen, Spilde & Killingland, (Mai 2011) *Energibruk, energibruk i Fastlands-Norge*. Oslo, Norges vassdrags- og energidirektorat, Rapport nr 9/2011.

Olje- og Energidepartementet [OED], Norges offentlige utredning [NOU] 1998:11 *Energi og kraftbalansen mot 2020*, Olje- og enerdidpartementet, Oslo.

NVE (Februar, 2014) *Kontrollstasjonsrapport – NVEs gjennomgang av elsertifikaatorordninga.*(Rapport nr. 5/2014), Oslo, Norges vassdrags- og energidirektorat

Olje- og energidepartementet. (2012) *Energiutredningen- verdiskping, forsyningsikkerhet og miljø.* NOU 2012: 9. Oslo, Olje- og energidepartementet.

Skaugen T., Astrup M., Mengistu Z., & Krokli B. (2002). *Lavvannføring – estimering og konsesjonsgrunnlag.* Rapport nr. 1.

SWECO, Fladen, B., Holmqvist, E., & Bachke, D. (2010). *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk.* Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

SWECO Norge AS (2010). *Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (opp til 10.000 kW).* Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

Lover:

Damsikkerhetsforskriften (2009) *Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg.* Tilgjengeleg frå: <http://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2009-12-18-1600> [Lest 14.11.2013]

Eigedomsskattelova (1975) *Lov om eigedomsskatt til kommunane. Endra ved lov 01.01.2014.* Tilgjengeleg frå: <http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1975-06-06-29?q=eiendomsskatt> [Lest 22.05.2014]

Elsertifikatloven (2011) *Lov om elsertifikater.* Tilgjengeleg frå: <http://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39?q=lov+om+elsertifikat> [Lest 22.05.2014]

Skatteloven (2001) *Kapittel 18. Særregler ved skattelegging av kraftforetak. Endret ved lov 21.12.2001.* Tilgjengeleg frå: http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1999-03-26-14/KAPITTEL_19#KAPITTEL_19 [Lest 24.02.2014]

Skatteloven (2003) *Lov om skatt av formue og inntekt (Skatteloven). Endret ved lov 12.12.2003 nr. 107.* Tilgjengeleg frå: http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1999-03-26-14/KAPITTEL_19#KAPITTEL_19 [Lest 18.03.2014]

Vannressursloven (2000) *Lov om vassdrag og grunnvann.* Lovdata. Tilgjengeleg frå: <http://lovdata.no/dokument/NL/lov/2000-11-24-82?q=vannressursloven> [Lest 27.04.2014]

Internettkjelder:

Adolfson, Mona (20.03.2013) *Tror ikke på ny svensk kjernekraft*, Europower. Tilgjengeleg frå: <http://www.europower.com/Public/article231947.ece> [Lest 29.04.2014]

Bye, Torstein Arne (08.05.2013). *Er elektrifisering av sokkelen et godt klimatiltak?*, Energi og klima. Tilgjengeleg frå: <http://energiogklima.no/energiduellen/er-elektrifisering-av-sokkelen-et-godt-klimatiltak-2/>

Bøeng, Ann C. (2010). *Konsekvenser for Norge av EUs fornybardirektivet*. Tilgjengelig frå: https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_201004/boeng.pdf [Lest 01.05.2014]

Bøeng, Ann C. (2011) *Hvordan kan Norge nå sitt mål om fornybar energi i 2020*. Tilgjengelig frå: http://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_201106/boeng.pdf [Lest 01.05.2014]

Energi Norge. *Bakgrunn og formål med elsertifikater*, Energi Norge. Tilgjengeleg frå: <http://www.energinorge.no/elsertifikater/bakgrunnogformaal/> [Lest 13.03.2014]

Energi og klima – Norsk klimastiftelses nettmagasin. Tilgjengeleg frå: <http://energiogklima.no/energiduellen/er-elektrifisering-av-sokkelen-et-godt-klimatiltak/> [Lest 16.05.2014]

Europaportalen (12.09.2008). *Kvotehandling kan finansiere klimapolitikken*, Europaportalen. Tilgjengeleg frå: http://www.regjeringen.no/nb/sub/europaportalen/aktuelt/nyheter/nyhetsartikler/ets_kan_finansiere_klimapolitikken.html?regj_oss=1&id=694775 [Lest 22.05.2014]

Finansdepartementet. (08.11.2013) *Regjeringens forslag til skatte- og avgiftsopplegg for 2014: Tilleggsproposisjon 2014*. Pressemelding Nr.:52/2013. Tilgjengeleg frå: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/pressemeldinger/2013/regjeringens-forslag-til-skatte--og-avgi.html?id=745265> [Lest 29.04.2014]

Husebø, Trond O. (17.07.2012) *Nedbørmengden øker og øker*, YR. Tilgjengeleg frå: www.yr.no/nyheter/1.8241106 [Lest 03.06.2014]

Kyoto avtalen frå FN (unfccc.int) tilgjengeleg frå:

http://unfccc.int/essential_background/convention/background/items/1349.php og

http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php [Lest 22.05.2014]

Lie, Øyvind (26.06.2012) *Kjernekraftstopp kan gi prisboom*. Artikkel på www.E24.no.

Tilgjengeleg frå: <http://e24.no/energi/kjernekraftstopp-kan-gi-prisboom/20247092> [Lest 29.04.2014]

Meteorologisk institutt, *Fremtidig klima i Norge*, Meteorologisk institutt. Tilgjengeleg frå:

<http://www.met.no/Fremtidig+klima+i+Norge.9UFRHI2j.ips> [Lest 29.04.2014]

Myklebust, Benjamin (11.01.2013) *Er elbiler miljøvennlige?*, Zero – transport. Tilgjengeleg

frå: <http://transport.zero.no/2013/01/er-elbiler-miljovennlige/> [Lest 19.05.2014]

NDLA, *Tilbod og ettersørsel*, ndla. Tilgjengeleg frå: <http://ndla.no/nb/node/57477> [Lest

16.05.2014]

NGU (2014) *Løsmassekart*, Norges geologiske undersøkelse. Tilgjengeleg frå:

<http://geo.ngu.no/kart/losmasse/>

Norconsult (2014). *Konsesjonssøknader*, Norconsult. Tilgjengeleg frå:

<http://www.norconsult.no/?did=9110086> [Lest 22.03.2014]

Nord Pool, *Kraftprisutviklinga på vestlandet frå 1999 til 2013*. Tilgjengeleg frå:

<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/> [Lest 13.03.2014]

Norges Bank. *Valutakurs for svenske kroner (SEK)*, Norges Bank. Tilgjengeleg frå:

<http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/valutakurser/sek/> [Lest 27.03.2014]

Norges Bank. (2013) *Statobligasjoner. Årsgjennomsnitt*, Norges Bank. Tilgjengeleg frå:

<http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/rentestatistikk/statsobligasjoner-rente-arsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer/> [Lest 24.03.2014]

Norges rikskringkasting (24.03.2014) *Når nasjonalt elbil-mål lenge før 2020*, Trøndelag,

Norges rikskringkasting. Tilgjengeleg frå: <http://www.nrk.no/trondelag/jubler-over-elbil-vekst-1.11624984> [Lest 29.04.2014]

Norsk elbilforening (18.08.2010) *Fart og spenning – om batterier*, Norsk elbilforening.
Tilgjengeleg frå: <http://www.elbil.no/elbilfakta/teknologi/171-fart-og-spenning-om-batterier>
[Lest 29.04.2014]

NVE Atlas. *Lavvannsapplikasjon*, Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengeleg frå:
<http://atlas.nve.no/ge/Viewer.aspx?Site=Lavvann> [Brukt 05.09.2014]

NVE (2008). *Hydrologi*, Norges vassdrags- og energidirektorat . Tilgjengeleg frå:
www.nve.no/no/Vann-og-vassdrag/hydrologi/ [Lest 02.05.2014]

NVE (16.01.2009a). *Konsesjoner*, Norges vassdrags- og energidirektorat.
Tilgjengeleg frå: <http://www.nve.no/no/konsesjoner/> [Lest 14.05.2014]

NVE (2009b). *Konsesjonspliktavurdering vannkraft*, Norges vassdrags- og energidirektorat.
Tilgjengeleg frå: <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Vannkraft/Konsesjonspliktavurdering/>
[Lest 03.04.2014]

NVE (2011). *Retningslinjer for stenge og tappeorganer, rør og tverrslagporter*, Norges
vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengeleg frå:
<http://www.nve.no/Global/Sikkerhet%20og%20tilsyn/Damsikkerhet/Retningslinjer/retningslinjer1-11.pdf?epslanguage=no> [Lest 05.11.2013]

NVE (18.12.2012). *Gebyr*, Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengeleg frå:
<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/Kraftprodusenter/Gebyr/> [Lest 14.03.2014]

NVE (15.11.2013). *Oppdatert estimat på referanserente for 2013 samt estimat for 2014*,
Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengeleg frå:
<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Nyheter-og-horinger---okonomisk-regulering/Oppdatert-estimat-pa-referanserente-for-2013-samt-estimat-for-2014/>
[Lest 24.03.2014]

NVE (2014a). *Vannkraft*, Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengeleg frå:
<http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/> [Lest 14.05.2014]

NVE (2014b). *Ny kraft: Endelige tillatelser og utbygging*, Norges vassdrags- og
energidirektorat. Tilgjengeleg frå:

http://www.nve.no/Global/Energi/Ny_energi_tillatelser_og_utbygging_1kv_14.pdf [Lest 04.06.2014]

Olje- og energidepartementet (16.05.2013) *Kraftmarkedet og strømprisen*, Regjeringen.

Tilgjengeleg frå:

http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi_og_vannressurser/kraftmarkedet.html?id=443423 [Lest 11.03.2014]

Olje- og energidepartementet, (11.02.2014) *Elsertifikatordningen*, Olje- og energidepartementet. Tilgjengeleg frå:

http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi_og_vannressurser/elsertifikater.html?id=517462 [Lest 13.03.2014]

Regjeringen (19.04.2007) *Fornybardirektivet (EØS-notatene)*, regjeringen. Tilgjengeleg frå:

<http://www.regjeringen.no/nb/sub/europaportalen/eos/eos-notatbasen/notatene/2005/nov/fornybardirektivet.html?id=523720> [Lest 28.02.2014]

Regjeringen (2008). *Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsføremst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)*, regjeringen. Tilgjengeleg frå:

<http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Pud%20Pad/PUDPAD-feb2010.pdf> [Lest 16.05.2014]

Regjeringen (19.12.2011) *Fornybardirektivet en del av EØS-avtalen*, regjeringen. Tilgjengeleg

frå: <http://www.regjeringen.no/nb/dokumentarkiv/stoltenberg-ii/oed/Nyheter-og-pressemeldinger/pressemeldinger/2011/fornybardirektivet-en-del-av-eos-avtalen.html?id=667482> [Lest 21.04.2014]

Regjeringen (20.12.2011) *Fornybardirektivet en del av EØS-avtalen*, Regjeringen.

Tilgjengeleg frå:

<http://www.regjeringen.no/nb/sub/europaportalen/aktuelt/nyheter/2011/fornybardirektivet-en-del-av-eos-avtalen.html?id=693492> [Lest 28.02.2014]

Regjeringen (2012) *Eøs avtalen og Norges øvrige avtaler med EU*, regjeringen. Tilgjengelig

frå: (<http://www.regjeringen.no/nb/dep/ud/dok/regpubl/stmeld/2012-2013/meld-st-5--20122013/6/2/2.html?id=704575>) [Lest 15.05.2014]

Rosvold, Knut A. (31.08.2013) *Minstevannføring*, store norske leksikon. Tilgjengeleg frå: <http://snl.no/minstevannf%C3%B8ring> [Lest 01.05.2014]

Rosvold, Knut A. (23.11.2013). *Installert Effekt*, store norske leksikon. Tilgjengeleg frå: http://snl.no/installert_effekt [Lest 01.05.2014]

Salten kraftsamband. *Veien fram til investeringsbeslutning* (Presentasjon utan dato), Salten kraftsamband(SKS). Tilgjengeleg frå: <https://www.sks.no/getfile.php/Bilder/SKS%20Kraftsalg/Dokumenter/Rune%20Stensland%20Veien%20fram%20til%20investeringsbeslutning-2.pdf> [Lest 20.03.2014]

Sandnes sparebank (2014) *Krav om egenkapital*, sandnes sparebank. Tilgjengeleg frå: <https://www.sandnes-sparebank.no/min-foerste-bolig/hvor-mye-kan-jeg-laane/krav-om-egenkapital/> [Lest 22.05.2014]

Sjølie, Øystein (25.06.2007) *Finsk kjernekraft skal redde Norden*. Artikkel på www.E24.no. Tilgjengeleg frå: <http://e24.no/makro-og-politikk/finsk-kjernekraft-skal-redde-norden/1573749> [Lest 28.04.2014]

Småkraftforeninga. (01.10.2010) *Står verdiskapingen på spill?*, Småkraftforeninga. Tilgjengeleg frå: <http://kraftverk.net/visartikkel.php?id=1951> [Lest 11.03.2014]

Sogn og Fjordane sparebank, høgrentekonto. Tilgjengeleg frå: <https://www.ssf.no/privat/sparing/sparekonto-hogrente/> [Lest 23.05.2014]

Statistisk Sentralbyrå. (10.03.2014) *Konsumprisindeksen, 15.Februar 2014*, Statistisk sentralbyrå. Tilgjengeleg frå : <https://www.ssb.no/priser-og-prisindekser/statistikker/kpi/maaned/2014-03-10?fane=tabell&sort=nummer&tabell=166972> [Lest: 28.03.2014]

Statistisk sentralbyrå. Byggekostnadsindeks for vannkraftanlegg. Tilgjengeleg frå: <http://ssb.no/a/kortnavn/bkianl/hist-tab-03.html> [Lest 24.02.2014]

Statnett (08.04.2013a) *Statnett og miljøorganisasjonene signerer europeisk avtale om miljøvennlig nettutbygging*, Statnett. Tilgjengeleg frå: <http://www.statnett.no/Media/Nyheter/Nyhetsarkiv-2011/Statnett-og-miljoorganisasjonene-signerer-europeisk-avtale-om-miljovennlig-nettutbygging/> [Lest 11.03.2014]

Statnett (18.09.2013b) *Sjøkabel mellom Norge og Tyskland: Samarbeidsavtale inngått om storskala kabelprosjekt*, Statnett. Tilgjengeleg frå:

<http://www.statnett.no/Media/Nyheter/Nyhetsarkiv-2012/Sjokabel-mellom-Norge-og-Tyskland-Samarbeidsavtale-inngatt-om-storskala-kabelprosjekt/> [Lest 11.03.2014]

Statnett (06.02.2013c) *Kabel til England: Mellomlandsforbindelsen vil koble de nordiske og britiske kraftmarkedene sammen*, Statnett. Tilgjengeleg frå:

<http://www.statnett.no/Nettutvikling/Kabel-til-england/> [Lest: 29.04.2013]

Statnett (06.02.2013d) *Kabelprisjett mellom Norge og Tyskland: NORD.LINK*,

Statnett. Tilgjengeleg frå: <http://www.statnett.no/Nettutvikling/NORDLINK/> [Lest 11.03.2014]

Svensk kraftmekling [SKM]a. (27.03.2014) *SKM – Svensk kraftmekling(mækling) el-certificate prices (SEK)*, SKM. Tilgjengeleg frå: <http://skm.se/priceinfo/> [Lest 27.03.2014]

Svensk kraftmekling [SKM]b. (27.03.2014) *SKM – Svensk kraftmekling el-certificate prices history (SEK)*, SKM. Tilgjengeleg frå: <http://skm.se/priceinfo/history/> [Lest 27.03.2014]

Vedeld, Maya (25.03.2013) *Atomkraft i Finland: størst og først*, Bellona. Tilgjengeleg frå:

<http://bellona.no/nyheter/energi/atomkraft/2013-03-atomkraft-i-finland-storst-og-forst> [Lest 28.04.2014]

Personleg kommunikasjon:

Gravdal, A. (tlf :57 82 97 43), 24. mars 2014. Direkte telefonsamtale.

Referansebedrift, e-post mottatt 27.03.2014. Vedlagt som vedlegg nr. 6

Kristin Linnerud personlig meddelelse (16.05.14)

Ann Sissel Austreim Personlig meddelelse (08.10.13)

Presentasjonar:

Eliston, A. The electricity certificate market [Presentasjon], Norges vassdrags- og energidirektorat. Motatt på mail: 27.05.2014

Vedlegg 4: Prisstigning for små vasskraftanlegg

Me har valt å nytte NVE sin rettleiar for kostnadsgrunnlag (SWECO, 2010) for å finne kostnadene ved komponentane ved anlegget med å finne ut kor mykje byggeprisindeksen for vasskraft har auka med i året. SSB har tall frå 1985 til 2003. Me har valt denne indeksen i staden for konsumprisindeksen. Dette har me gjort då me meiner at KPI vert for dårlege måletal å bruke, då det er for prisstigning på vanlege konsumgodar.

ÅR	Pris	% stigning (ÅR0+1-år0/år0
1985	52.2	
1986	57.4	9.96%
1987	66.0	14.98%
1988	69.4	5.15%
1989	70.3	1.29%
1990	73.5	4.55%
1991	77.8	5.85%
1992	78	0.257%
1993	78.6	0.769%
1994	79	0.51%
1995	80.9	2.4%
1996	82.1	1.48%
1997	82.5	0.48%
1998	84.2	2.06%
1999	86.9	3.2%
2000	90.7	4.37%
2001	94	3.63%
2002	96	2.13%
2003	98.7	2.81%

[Tabell med tall bearbeida frå ssb \(ssb.no\)](#)

Den gjennomsnittlige inflasjonen/prisstigninga for byggjeprisar ut ifrå denne tabellen er 3.65%. Me skulle gjerne hatt tall som gjekk lenger opp mot dagens dato, men ut ifrå desse tala ser me ein samanheng med korleis det svingar og ikkje stig like mykje kvart år. Ein kan tenkja seg at finanskrisa rundt 2008 ville synt, men at det har jamna seg ut til jamn fast stigning totalt sett. Frå 1986 til 2003 har me ein gjennomsnittleg inflasjonsrate på 3.65%. Dette vert kanskje litt for høgt, sidan det er få høge stigningstal, kun i 1986-1987. Dersom ein ikkje tek dei to åra med vert den gjennomsnittlege prisstigninga 2.55%. Noko me kan sei oss meir einige om, lik inflasjonsmålet. Prisane på bygg og anlegg vil nok stiga meir enn konsumprisindeksen og Noregs Banks mål for inflasjon. Me vil derfor leggja oss på ein årleg gjennomsnittleg prisstigning på 3%, noko som ligg over 2.5% inflasjonsmålet.

Vedlegg 6: Mail frå referansebedrift

SV: Bacheloroppgåve ved Høgskulen i Sogn og Fjordane

Du svarte 27.03.2014 13:27.

Sendt: 25. mars 2014 14:43

To: [Silje Christine Nesheim](#)

Vedlegg:  2014-03-25 Finansmodell Br-1.xls (74 kB)[Apne i webleser];  2014-03-25 Finansmodell Ne-1.xls (71 kB)[Apne i webleser]

Hei Silje,

Så bra at du ønsker å se nærmere på fornybar energi. Det er det eneste gangbare i fremtiden om jeg fikk bestemme, men der er vi vel ikke enda.

For å gjøre en lang historie kort, så legger jeg ved en anonym modell for lønnsomhetsanalyse av et konkret prosjekt. Modellen er noe forenklet, men gir en god oversikt over hvilke betingelser

Jeg kan legge til at alternativ 1 hvor grunneier bygger ut selv nok ikke er mulig i dag, da bankene i all hovedsak krever egenkapital. Normalt kreves det omkring 30% egenkapital, men Sparebank 1 Gruppen kan tilby lån tilsvarende opptil 3,30 kroner pr kWh. Dvs. at om et prosjekt produserer 10 GWh, er det mulig å få lån opptil NOK 33 millioner.

Driftskostnader er i stor grad prosjektrelatert. Både med hensyn til driftskonsept, størrelse (skalaøkonomi) og nettariff. Vi beregner normalt mellom 6-10 øre pr kWh inkludert alt. I tillegg kommer falleie til grunneiere, samt 3-5% i handelskostnader (ikke med i vedlagt modell) dersom man går for en kraftsalgsavtale med fastpris.

Typiske avkastningskrav;

- Totalkapital (WACC) 7,5%
- Egenkapital 10%

Håper dette bidrar til et godt utgangspunkt for oppgaven.

Om du trenger flere innspill så er det bare å ta kontakt.

Med vennlig hilsen

[Redacted signature]

Vedlegg 7: Elsertifikatprisberekning

Elsertifikatprisberekning

År	2009	2010	2011	2012	2013
Januar	326,3	306,74	232,6	148,38	239
februar	318,9	295,65	219,55	140,24	224
mars	309,11	295,87	214,83	147,52	229,5
april	312,73	283,03	203,18	147	193
mai	301,76	269,75	177,23	145,33	162
juni	294,26	235,62	163,63	151,82	181
juli	305,85	215,43	169,9	167,27	177
august	312	230,93	177,61	173,22	192
september	331,11	221,91	182,68	185,15	204
oktober	339,58	235,52	175,2	189,89	190
november	332,24	239,55	173,36	203,36	186
desember	316,98	234,69	154,79	210,53	171
Gjennomsnitt	316,735	255,390833	187,046667	167,475833	195,708333

Gjennomsnittet av dei 5 åra ein har tilgjengelege tal frå:

Gj.snitt	224,471333	SEK/MWh
Valutakurs	0,9267	Nok/SEK
Gj.snitt	208,017585	NOK/MWh
	0,20801758	NOK/kWh

Kjelde: (SKMb)