

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi
Institutt for naturforvaltning

Masteroppgave 2014
30 stp

Småkraftverk

En analyse av avvik mellom budsjetterte og faktiske investeringskostnader

An Analysis of the Deviation of Budgeted and Actual
Investment Costs of Small Hydropower Plants

Thomas Stokke

FORORD

Denne masteroppgaven er skrevet ved institutt for naturforvaltning (INA), ved Norges miljø- og biovitenskapelige Universitetet (NMBU) og markerer avslutningen på mastergradstudiet fornybar energi.

Småkraftverk har den tilnærming at det naturgitte utgangspunktet ligger i elva, men at den økonomiske verdien av et kraftprosjekt avhenger av utbyggerens konsept og kompetanse. Her mener jeg det foreligger et stort potensiale. Derfor er det av interesse for å foreta en studie på hva som kan gjøres bedre i utbyggingen av småkraftprosjekter, for så i framtiden å kunne velge ut de prosjektene som er mest samfunnsøkonomisk lønnsomme. Parallelt med dette er det viktig å ta hensyn til samfunnets brukerinteresser der konflikter lett kan oppstå. På den måten er det mulig å redusere, og bruke unødvendige ressurser på prosjekter som til syvende og sist ikke blir realisert.

Etter 3 års bygg- ingeniørutdanning ved Universitetet i Agder har jeg tilegnet meg teknisk innsikt som har vært nyttig i forbindelse ved denne oppgaven. Etter snart 2 år her på NMBU har jeg også etter hvert fått en økonomisk plattform som har gitt meg et grunnlag for å skrive denne masteroppgaven. Den tverrfaglige utdanningsbakgrunnen har gjort meg i stand til å jobbe med flere typer innfallsvinkler.

Jeg vil rette en stor takk til min veileder Erik Trømborg for å ha bidratt med sin faglige kompetanse og engasjement under oppgaveskrivingen. Jeg vil også takke Håvard Hamnaberg og Fredrik Arnesen i NVE for nyttig informasjon og råd underveis.

Thomas Stokke, mai 2014

SAMMENDRAG

Potensialet for småkraftverk er først og fremst avhengig av kostnadsrelaterte forhold, men også geografi, grunnforhold og miljøvirkninger har stor betydning. Formålet med denne oppgaven er å analysere om realiserte investeringskostnader skiller seg fra planlagte eller budsjetterte kostnader for småkraftverk som er satt i drift mellom 2007-2014. I Analysene studeres utvikling for kostnadskomponenter som inngår i utbyggingen av slike kraftverk. Det foretas sammenligninger med kostnadsreferanser fra NVE. Det vil bli gjennomført undersøkelser av avviksforhold og årsakssammenhenger til disse.

Det foretas både kvantitative og kvalitative undersøkelser. I den kvalitative delen samles sentrale data fra kraftverkseiere gjennom telefonsamtaler. Den kvantitative delen består i innhenting av kostnadsdata fra utsendte spørreskjema, konsesjonssøknader og datamateriale fra NVE. De statistiske undersøkelsene behandles ved regresjonsanalyser og ulike diagrammer i Excel.

Analysene gjennomført i dette prosjektet viser en klar tendens til at utbyggerne var for optimistiske med tanke på økonomi og årsproduksjon i konsesjonssøknaden. Det er påvist at 96 % av 24 kraftverk har en økt utbyggingskostnad i kr/ kWh sammenlignet med det som var beregnet og oppgitt i konsesjonssøknaden. Det ser ut til at avviket mellom budsjetterte og faktiske kostnader er størst for postene planlegging/administrering og inntak/dam, og minst for maskin- og elektrotekniske utstyr. Inntak/dam og maskin- og elektrotekniske komponenter er avhengig av årsproduksjonen. For kraftstasjonsbygget viser det seg at delkostnaden blir ca. 5 % høyere enn det som er anslått i NVEs veileder for småkraftverk. Delkostnaden for kraftlinje viser seg å være ca. 10 % lavere enn veilederen.

I årsakssammenhengene til avvik i kostnader er det observert at mange prosjekter foretar for dårlig planlegging og prosjektering. Det foretas heller ikke grundige nok vurderinger av bygg og anleggsarbeid på dam/ inntak og rørgate. Dette fører til store utfordringer knyttet til beregninger av grunnforhold, uttak av masser og trykklassendringer på rørgaten. Mange ser også delvis bort fra minstevannføring og lignende avbøtende tiltak i søknaden. Når disse kravene kommer fra NVE blir årsproduksjonen mindre en planlagt søknadsverdi. Samtidig fører overskridelse av fremdriftsplanen og usikkerhet rundt entreprenørarbeidet at kostnadene øker.

Analysene av avvik i midlere årsproduksjon, total utbyggingskostnad og delkostnader forholdsvis vel fundamentert med få feilkilder. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til entreprenørarbeid og årsakene til avvik der.

ABSTRACT

The potential for small hydropower plants depends mainly on cost- related issues, however geography, soil conditions and the environment are also of great importance. The purpose of this study is to analyze whether the actual cost of investments differs from planned or budgeted costs for 24 small Norwegian power plants that have been in operation from 2007- 2014. The analysis explores the development of cost components in the construction of such power plants. There will be comparisons of cost references from NVE. Surveys of deviation factors are conducted and casual relationships to these factors are examined.

Quantitate and Qualitative research methods are utilized to gather data. In the qualitative part, central data are collected from the power plant owners through phone calls. The quantitative dimension consists of obtaining cost data from a questionnaire hand out, license applications and data from NVE. Statistical surveys are processed by regression analysis and various charts in Excel.

The developing costs of hydro plant components have increased significantly during the last 10 years; however it seems that the costs have become more stable over the last 2-3 years. The conducted analysis in this project shows a clear tendency for owners to overestimate annual production and the economy, as recorded in their license applications. Out of 24 power plants, 96 % had an increased development cost in Kr/ kWh, compared to what was intended and stated in the license application. The difference between budget and actual costs are greatest for planning/administration and inlet / dam, and lowest for machine and electrical components. Inlet / dam, and machine /electrical components are dependent upon the annual production. For the power plant station it turns out that the partial costs are approx. 5 % higher than the estimates in NVE's supervisor for small power plants. Partial costs for power line turns out to be approx. 10 % lower than the estimates. It is observed that many projects have poor feasibility studies, which means that the design takes longer to execute than expected. This problem leads to a lack of detail reviews of construction work on the inlet /dam and pipeline, which causes major challenges, related to incorrect calculations of; ground conditions, extraction of masses and pressure load changes on the pipeline. As a result, this leads to significant added costs for construction work. Owners are also disregarding from the minimum and similar mitigation measures in the application. When these requirements come from NVE, the annual production becomes less compared to the planned application value. At the same time, the uncertainty of work as well as increased labor leads to increased costs.

The analysis of differences in mean annual production, total development cost and partial costs are relatively well-founded with few errors. There is considerable uncertainty associated with the contractor's work and the reasons for discrepancies there.

FORORD	II
SAMMENDRAG.....	III
ABSTRACT	IV
1. INNLEDNING.....	1
1.1 BAKGRUNN	1
1.2 PROBLEMSTILLING	3
1.3 PLAN FOR OPPGAVEN.	3
2. DATAGRUNNLAG OG METODE	4
2.1 KITERIER FOR UTVELGELSE	4
2.2 DATAGRUNNLAG/MATERIALE.....	4
2.3 METODEBRUK.....	5
2.3.1 Estimering av avvik fra datamaterialet	5
2.3.2 Kvantitativ undersøkelse.....	5
2.3.3 Kvalitativ undersøkelse:	7
3. SMÅKRAFT	9
3.1 SMÅKRAFTVERK GENERELT	9
3.2 UTVIKLING OG ØKONOMISK POTENSIAL	10
3.3 ØKONOMI FOR SMÅKRAFTVERK	12
3.3.1 Investeringskostnader.....	12
3.3.2 Inntektskilder for kraftverk	18
4. RESULTATER	21
4.1 FORDELING OG UTVIKLINGEN AV KOSTNADSKOMPONENTER.....	21
4.2 DELKOSTNADER.....	24
4.2.1 Fordeling av kostnader	24
4.3 AVVIK MELLOM BUDSJETT OG FAKTISK KOSTNAD	26
4.3.1 Avvik i totalkostnad.....	26
4.3.2 Avvik i utbyggingskostnad	27
4.3.3 Kumulativ fordeling.....	28
4.3.4 Avvik i delkostnader	28

4.4 ÅRSÅKSSAMMENHENGER	33
4.4.1 Årsaker til avvik.....	33
5. DISKUSJON	39
5.1. DATAGRUNNLAGET	39
5.2. DRØFTING AV RESULTATER	40
5.2.1 Kostnadsutvikling.....	40
5.2.2 Drøfting av fordelingen av delkostnader	41
5.2.3 Årsaker til endring i budsjettert lønnsomhet	42
5.2.4 konsekvenser av økte kostnader	43
5.2.5 Tiltak for å redusere avvikene.....	44
5.2.6 Lønnsomhet i forhold til inntektskilden	45
5.2.7 Videre arbeid.....	46
6. KONKLUSJON.....	47
KOSTNADSSKJEMA	50
SPØRREUNDERSØKELSE.....	51

FIGURLISTE

Figur 1: Viser en skissemessig fremstilling av et småkraftverk(OED 2007b)	9
Figur 2: Utvikling av småkraftverk mot 2020(Husebø 2013)	10
Figur 3 Fylkesvis fordeling av det økonomiske potensialet for ny vannkraft per 1.1.2011.....	11
Figur 4 Grøftetverrsnitt for nedgravde rør(SWECO 2010).....	14
Figur 5: Figuren over viser historisk utvikling av NIBOR - renten for ulike type investeringer.(Bank 2008)	16
Figur 6: Kraftprisutvikling for Norden: Kilde(Spot 2014)	18
Figur 7: Historisk utvikling for sertifikatprisen(Statnett 2014)	19
Figur 8: En oversikt over kostnadsutviklingen på vannkraftkomponenter	21
Figur 9 Gjennomsnittlige bygge-kostnader for 44 kraftverk bygget i perioden 2001-2014.....	23
Figur 10: Graf med effektiv NIBOR- rente og punktene med rentenivå til kraftverkene.....	23
Figur 11 Største kostnadskomponenter for småkraftverk	24
Figur 12 Viser sammenheng mellom totalkostnad og årsproduksjon for hvert kraftverk.....	26
Figur 13 Oversikt over prosentvis avvik (kr/kWh) av utbyggingskostnader	27
Figur 14 Grafen viser den inverse kumulative andel av endring i utbyggingskostnad	28
Figur 15: Figuren over viser på hvilke område i prosjektet avvikene i investeringskostnadene oppstod.	28
Figur 16: Viser sammenheng mellom delkostnad og årsproduksjon for inntak/dam.....	29
Figur 17: Viser sammenheng mellom delkostnad og årsproduksjon for driftsvannveier	30
Figur 18 Viser sammenhengen mellom årsproduksjon og delkostnader for kraftstasjonen	30
Figur 19: Viser sammenheng mellom delkostnad og årsproduksjon for maskin- og elektroteknisk installasjoner	31
Figur 20 Hovedårsaker til avvik mellom planlagte og realiserbare kostnader	33
Figur 21: Viser hvor i prosjektet de Uforutsette kostnadene oppstod.....	35
Figur 22: Oversikt over om entreprenørkostnadene ble høyere, lavere eller uendret.....	35
Figur 23: Oversikt om kraftverkseiere to hensyn til prisstigninger i budsjettet.....	36
Figur 24: Sektoren over viser oversikt pålagt endringer av konsesjonssøknaden fra NVE.	37
Figur: 25 Reduserte kostnader ved egeninnsats i prosjektet	37

TABELLISTE

Tabell 1: Kostnadskomponenter	5
Tabell 2: Kostnadskomponenter	6
Tabell 3: Stikkordsutdrag fra spørsmål i undersøkelsen	7
Tabell 4: erfaringsmessig andelskostnad av komponenter (SWECO 2010)	13
Tabell 5: Oversikt over prosentvis prisstigning på komponenter 2007-2014)	21
Tabell 6: Viser andelskostnader for 10 kostnadskomponenter analysert i undersøkelsen	25
Tabell 7: Avvik i delkomponenter uavhengig av årsmiddelproduksjon	32
Tabell 8: Utdrag fra 2 Intervju med kraftverkseiere	34
Tabell 9: Kostnadsreduksjon ved egeninnsats	38

1. INNLEDNING

1.1 Bakgrunn

Økt andel energi fra fornybare ressurser har blitt et satsningsområde for Norsk og internasjonal klima- og miljøpolitikk. Norge bidrar til å oppnå sine forpliktelser i forhold til EU'S fornybardirektiv der alle medlemsland har forpliktet seg til å øke sin fornybarandel med 20 % innen 2020 (OED 2008). I dag er Norge på god vei mot å nå dette målet med ca. 62 % av kraftproduksjonen dekket av fornybar energi. Målet for Norge er 67,5 % innen 2020 (Bøeng 2010). For å nå målsetningen har Norge blant annet inngått en avtale med Sverige om et felles sertifikatmarked 1. Januar 2012, der hensikten er å stimulere til økt elektrisitetsproduksjon basert på fornybare energiresurser tilsvarende 26,4 TWh innen 2020. Produsentene vil da få en ekstra inntekt ved salg av elektrisk energi. Inntekten bidrar til å stimulere den økte utbyggingen av fornybare prosjekter og lønnsomheten i disse.

I et klimaperspektiv er produksjonen av vannkraft en positiv bidragsyter til å redusere utslipp av klimagasser, så lenge det erstatter produksjon av ikke fornybare energikilder. I Norge har vannkraftens egenskaper blitt utnyttet og bygget ut i stort omfang siden starten av 1900 tallet. Energikilden dekker 99 % av elektrisitets- produksjonen i Norge i dag, og er dermed den viktigste bidragsyteren til at Norge har ca. 62 % av kraftforbruket dekket av fornybar kraft. Mesteparten av de store vannkraftutbyggingene ble ferdigstilt på 80- tallet. Av den grunn har de store utbyggingene avtatt de siste årene(OED 2008). Norge har derfor siden starten på 2000 tallet hatt større fokus på utbygging av småkraftverk (1-10 MW). Pr dags dato ligger det godt over 800 konsesjonssøknader inne til behandling hos NVE.(NVE 2014). Dette er ventet å avta mot avslutningen av sertifikatordningen i 2020.

Den teknologiske utviklingen av småkraftverk har kommet som et resultat av utbyggingen og utviklingen av de større vannkraftverkene. Den største forskjellen er variasjonen i design og sammensetning av utstyr og materialer. Utfordringen ligger i å bygge kraftverk som egner seg best til utbyggerens vannressurs.

Potensialet for småkraftverk er først og fremst avhengig av kostnadsrelaterte forhold, men også geografien, grunnforhold og miljøvirkninger har stor betydning. Størrelsen på energiproduksjonen spiller en avgjørende rolle for lønnsomheten i prosjektet. Linjetilknytning og andelen av produksjonen som vil gå med til utbyggeres eget forbruk er også viktige faktorer som må tas hensyn til. De fleste utbyggere av småkraftverk velger å selge kraftproduksjonen via lokalnettet. Markedsprisen på kraft vil da være styrende faktor for en investeringsbeslutning. Men dagens energipriser gjør bare at en mindre andel av tilgjengelig utnyttbare småkraftprosjekter blir økonomisk attraktive. (Ramm 2014). For utbyggere av småkraftverk er det helt avgjørende at de økonomiske rammene er på plass før prosjektet starter. Når en fremtidig kraftverkseier søker om tillatelse for å bygge ut gjennom

konsesjonssøknaden må utbyggeren budsjettere med et kostnadsoverslag for ulike kategorier som inngår i alle fasene i prosjektet. Mange utbyggere benytter seg av NVEs veileder for å få et referansepunkt på kostnadsnivået ved bygging av vannkraftverk (Stensby & Hofstad 2010).

For småkraftverk avhenger investeringen av en rekke faktorer. Det er flere årsaker til at utbygger velger å bygge et småkraftverk. Blant disse inngår inntekter fra kraftsalg, muligheten til å være selvforsynt med kraft, økt forsyningssikkerhet og lokal verdiskaping i form av flere arbeidsplasser og sysselsetting (SWEKO 2010). Ved utbygging av småkraftverk finnes det også miljømessige konsekvenser som må tas hensyn til, dette gjelder blant annet inngrep i urørte naturområder, endret vannføring i oppstrøms- og nedstrøms elv og tap av biologisk mangfold. Utfordringene før en eventuell investeringsbeslutning foretas er at tilsiget varierer gjennom hele året, og fra til år. De langsiktige elektrisitetsprisene kan også være usikre. Av den grunn er det avgjørende at utbygger velger riktig investeringstidspunkt og riktig størrelse på anlegget.

For en potensiell utbygger er det viktig å innhente kunnskap om hva som kreves for å gjøre ressursen økonomisk utnyttbar og praktisk gjennomførbar. Komponentene som inngår i byggingen av et kraftverk må dimensjoneres og tilpasses ut i fra lokalitets-forholdene i området. Dette kan gi utbygger en rekke utfordringer med å få finansiert prosjektet. Grovt sett fordeles kostnadene seg på utbyggingen og driften av anlegget.

I dag blir mange småkraftprosjekter skrinlagt eller en byrde for utbygger på grunn av dårlig økonomisk lønnsomhet. Dette skyldes veldig ofte lite kunnskap om prognoser på fremtidige kraftpriser, vannføringsmålinger, dårlige rammebetingelser, for raske beslutninger, dårlig likviditet og planlegging (SWEKO 2010). Det å kunne velge ut de prosjektene som er de beste og billigste er en utfordring som småkraftbransjen og andre aktører må sette av ressurser til.

I denne oppgaven fokuseres på hvilke økonomiske vurderinger som har blitt foretatt av kraftverkseiere på småkraftprosjekter som er satt i drift. Det har vært et ønske fra Norges vassdrags og energidirektorat (NVE) å få en mer detaljert og bedre oversikt over det generelle forholdet mellom budsjetterte og realiserte kostnader etter driftsstart av prosjekter. Hensikten er å kunne lokalisere eventuelle årsaker til avvik som har oppstått, og om kostnadsvurderingene NVE har lagt til grunn er pålitelig å bruke som referansekilde før et småkraftverk bygges ut. Med dette som grunnlag er det av interesse å finne ut om det er økonomiske forbedringsmuligheter for utbyggere som har planer om å bygge ut småkraftverk i framtiden. Å kartlegge de Prosjektene som er ferdigstilt gir indikasjoner på hvilke økonomiske beslutninger utbygger har foretatt seg, og gir dermed et bedre utgangspunkt for et beslutningsgrunnlag for framtidige utbyggere som ønsker å utnytte vannet i elven til kraftproduksjon.

1.2 Problemstilling

Oppgaven tar utgangspunkt i økonomianalyser der det foretas en gjennomgang av et utvalg metodiske tilnærminger for vurdering av kostnadsbildet for utbygde småkraftverk i Norge. Hovedformålet er å analysere om realiserte investeringskostnader for småkraftverk skiller seg fra planlagte eller budsjetterte kostnader. Mer spesifikt analyseres følgende problemstillinger:

1. *Hvordan har kostnadsutviklingen på de forskjellige komponentene for småkraftverk vært de ti siste årene.?*
2. *Hvordan fordeles de totale utbyggingskostnadene på de forskjellige kostnadskategoriene ved utbygging av småkraftverk. Er NVEs veileder for kostnadsvurderinger pålitelig å bruke som referansekilde for fremtidige småkraftutbygginger.?*
3. *Hvilke kostnadsposter har størst avvik mellom budsjetterte og faktiske kostnader ved utbygging av småkraftverk, og hva er årsakene til disse?*

1.3 Plan for oppgaven.

I oppbyggingsfasen av oppgaven gjennomgås det datamateriale og metodebruk som er brukt for å komme fram til resultatene. Deretter tas det med relevant litteratur som skal gi leseren innsikt og forståelse for hvordan småkraftverk fungerer. Det presenteres en oversikt over teknisk og økonomisk potensial for utbygging av småkraftverk i dag, og de viktigste kostnadskategoriene som inngår utbygging av slik kraftverk.

I resultatene gjennomføres det en analyse på hvordan kostnadsutviklingen har vært de siste 10 årene, og årsaker til disse. Deretter gis det en oversikt over de største delkostnadene på de ulike kategoriene, før det fremstilles en prosentvis fordeling av disse forhold til totalkostnad. Dette brukes som et sammenligningsgrunnlag med NVEs veileder som de fleste kraftverkseiere legger til grunn når økonomien i prosjektene skal vurderes. Til slutt analyseres eventuelle avvik som har oppstått gjennom regresjonsanalyser i Excel, og årsakssammenhenger til disse. I diskusjonen vurderes metodebruk og resultater.

2. DATAGRUNNLAG OG METODE

2.1 Kriterier for utvalgelse

I denne oppgaven har det blitt valgt ut tilfeldige småkraftverk i Norge med installert effekt mellom 1-5 MW. Hvert kraftverk er unikt med forskjellig ressursgrunnlag. Kraftverkene ble plukket ut uavhengig av forskjeller i av geografi, topografi, grunnforhold og andre lokale ringvirkninger. Et av utvelgelseskriteriene var kraftverk som har blitt bygd ut og satt i drift mellom 2007-2014, dette for å kunne sammenligne kraftverk innenfor et avgrenset tidsintervall.

2.2 Datagrunnlag/materiale

Utgangspunktet for resultatanalysen er 28 tilfeldig valgte småkraftverk (1-5) MW. Det har blitt foretatt en kombinasjon av kvalitative og kvantitative undersøkelser, der informasjonsinnhenting har bestått i telefonsamtaler med eiere av småkraftverk og utsendte spørreskjema. I det kvalitative intervjuet har det blitt hentet ut datamateriale fra 24 kraftverk. For det kvantitative datamaterialet er det også hentet informasjon fra 24 småkraftverk. For begge disse undersøkelsene var det 4 kraftverk som var forskjellige, det vil si at 20 kraftverk samsvarte i resultatene for begge undersøkelsene. Det har blitt samlet inn forholdsvis omfattende data i forbindelse med dette prosjektarbeidet. Dataene har blitt tolket og behandlet i Excel. Deretter har de blitt analysert i regresjonsanalyser og ulike diagrammer. Relevant informasjon og data om kraftverkene har også blitt hentet ut fra NVEs konsesjonsdatabase for konsesjonssøknader og tilsendte konsesjoner fra NVE. Alle konsesjoner eldre enn 5 år var ikke mulig å hente direkte fra NVE sine databaser, derfor ble disse tilsendt fra NVE via e-post. For 24 kraftverk ble det hentet ut informasjon om budsjetterte kostnader fra kostnadsoverslaget i konsesjonssøknaden. Hensikten var å få et datamateriale som kunne brukes som et sammenligningsgrunnlag med de faktiske kostnadsdataene i kostnadsskjemaet[se Vedlegg 1] som ble sendt ut til kraftverkseierne. Med dette som utgangspunkt har det blitt foretatt en kostnadsanalyse for å se om det eventuelt var mulig å avdekke avvik på kostnadskategoriene. I datamaterialet for den kvalitative delen av undersøkelsen ble det lagd 14 kostnadsrelaterte spørsmål til 24 de kraftverkseiere. Intervjuene foregikk via telefonsamtaler.

2.3 Metodebruk

2.3.1 Estimering av avvik fra datamaterialet

For å finne ut om bakgrunnen og forventninger til eventuelle avvik i datagrunnlaget har NVE tilsendt kostnadsindekser som viser kostnadsutviklingen for de ulike komponentene i utbyggingen av vannkraftverk generelt. Disse dataene gjelder også ved utbygging av småkraftverk. Det har også blitt brukt ulike rapporter fra Norconsult på oppdrag fra NVE for å tolke og finne årsaker til forventninger for kostnadsutviklingen. På grunn av informasjon fra kraftverkseierne ble det vurdert slik at indeksregulering av kostnader ikke var hensiktsmessig. Dette forklares nærmere i resultatkapitlet 4.4.1: årsaker til avvik. Informasjon om de ulike delkostnadene som inngår i kostnadsutviklingen er vist i tabellen under.

Tabell 1: Kostnadskomponenter

Maskin
Elektro
Bygg generelt
Tunneler
Dammer

2.3.2 Kvantitativ undersøkelse

For å finne ut om det har oppstått avvik mellom budsjetterte og faktiske kostnader har budsjetterte kostnadsdata blitt hentet ut i konsesjonssøknadene. For de faktiske kostnadene har det blitt utarbeidet et kostnadsskjema [vedlegg 1]. Dette har blitt sendt ut til kraftverkseiere via e-post. På forhånd ble det tatt kontakt med kraftverkseiere over telefon, hensikten var å vekke interesse ovenfor problemstillingen i oppgaven, samt øke svarresponsen. Faktiske kostnader fra småkraftverkseiere har blitt innhentet etter driftsstart for kraftverkene. Grunnet ønske fra NVE om økt detaljgrad i analysen, har den faktiske utbyggingskostnaden blitt delt inn i de samme kategoriene som kraftverkseierne budsjetterer med i konsesjonssøknaden. Det har gjort det mulig å sammenligne de budsjetterte kostnadene fra konsesjonssøknaden med de faktiske kostnadene fra spørreundersøkelsen. Dette har imidlertid ført til noen utfordringer. Alle småkraftverkseiere er pålagt å sende inn et idriftsettelsesskjema inn til NVE etter driftsstart. I innrapporteringen til NVE blir delkostnadene delt inn i 3 kategorier: inntak, rørgate og kraftverk bygg, i tillegg til en total kostnad. Dette er langt færre kategorier enn det som er skissert i NVEs kostnadsoverslag i konsesjonssøknaden som de fleste småkraftbyggere bruker i budsjetteringen. Innsendt idriftsettelsesskjema viser for eksempel ingen oversikt over kostnadsnivået for maskin og elektroteknisk transportanlegg og nettinvesteringer. Ettersom det er en annen prosedyre for innrapportering av kostnader i

idriftsettelsesskjemaet i forhold til mine innsamlede data har det oppstått en del utfordringer med å få hentet inn riktige og fullverdige data. Dette ble forsøkt løst gjennom oppringing av kraftverkseiere for å bekrefte at dataene stemte overens med faktiske kostnader som ble tilsendt kostnadsskjemaet. Detaljgraden av kostnadskategoriene i spørreundersøkelsen har dermed økt i forhold til den rutinemessige innrapporteringen til NVE.

Det har utelukkende blitt sett bort fra postene for reguleringsanlegg, overføringsanlegg og anleggsbidrag da de fleste småkraftverk ikke budsjetterer med disse kategoriene. Det ble også avtalt med kraftverkseierne at undersøkelsen skulle være konfidensiell i forhold å offentliggjøre navn på kraftverk og navn på kraftverkets eier. I tabellen under vises en oversikt over alle Kostnadskategoriene som inngår konsesjonssøknaden som kraftverkseier budsjetterer med (NVE 2009).

Tabell 2: Kostnadskomponenter

Reguleringsanlegg
Overføringsanlegg
Inntak/dam
Driftsvannveier
Kraftstasjon, bygg
Kraftstasjon, maskin- og elektroteknisk
Kraftlinje
Transportanlegg
Div. tiltak (terskler, landskapspleie)
Uforutsett
Planlegging/administrasjon
Finansieringsutgifter
Anleggsbidrag

For å kunne få en oversikt over kostnadsutviklingen for småkraftverk de siste årene har det blitt innhentet datamateriale fra NVE som viser indeksregulering for dammer, maskin, elektroteknisk, tunneler og bygg. For å finne årsakssammenhenger til denne utviklingen har det blitt brukt 6 rapporter: 1)(Skau 2014) 2)(Skau 2013).3) (Skau 2012). 4) (Skau 2011). 5) (Skau 2010). 6) (Lapgård 2007)fra Norconsult og SWECO på oppdrag fra NVE for å støtte opp under resultatene. Det ble også kontaktet entreprenører i forsøk på å skaffe informasjon om bygge - kostnader for småkraftverk. Det ble innhentet datamateriale fra 44 i driftssatte småkraftverk i Norge i perioden 2001-2014.

2.3.3 Kvalitativ undersøkelse:

I den kvalitative intervjuundersøkelsen ble det foretatt telefonsamtaler med 24 kraftverkseiere. Hensikten var å tilegne kunnskap og informasjon om kostnadsrelaterte forhold, og hvilke meninger, holdninger og erfaringer som har blitt foretatt av kraftverkseierne. Det ble fokusert på å stille så konsise og konkrete spørsmål som mulig slik at det fremkom minst mulig usikkerheter i besvarelsene. Intervjuet var anonymt i forhold til å offentliggjøre navn på kraftverk og eier. I tabellen under vises et stikkordsutdrag fra noen av de viktigste spørsmålene som ble stilt til kraftverkseierne i undersøkelsen.

Tabell 3: Stikkordsutdrag fra spørsmål i undersøkelsen

Største avvik i prosjektet
Årsaker til avvik
Løft i småkraftnæringen
Egeninnsats
Entreprenørutgifter
Budsjettsprikk
Utlånsrente
Uforutsette kostnader
Krav fra NVE

Planlagte spørsmål ble stilt til kraftverkseierne. Der noen av spørsmålene ikke ble godt nok besvart, ble det stilt oppfølgingsspørsmål. I begynnelsen av intervjuet ble det presentert formål og problemstillinger i oppgaven. Deretter ble det stilt innledningsspørsmål til kraftverkseieren etterfulgt av oppfølgingsspørsmål. Dette bidro til å holde samtalen i gang. Fokusset var å lytte til hva intervjupersonen hadde på hjertet, og samtidig kunne holde oppmerksomheten på forskningsspørsmålene (Brinkmann 2010). Under noen intervjuer ble det brukt sonderende spørsmål for få mer detaljerte beskrivelser av det intervjupersonen fortalte om. Spesifiserende spørsmål ble også stilt, disse var mer direkte: <<Hva skjedde så>>?, <<Hva gjorde du så>>?. <<Hvordan opplevde du det>>? etc.(Brinkmann 2010). For å kunne styre intervjuet i en formålstjenlig retning ble det spurt: Nå vil jeg gjerne ta opp et eller annet, eller: La oss se tilbake før den episoden som ble nevnt, skjedde.

Flere av kraftverkene ble bygd ut og satt i drift for 6-7 år tilbake i tid. I noen intervjuer trengte intervjupersonen tid til å tenke gjennom hvordan prosjektet utspilte seg. Fortolkende spørsmål ble stilt for å søke bekreftelse på at kraftverkseieren ble riktig forstått. Noen svar ble omformulert før å søke avklaringer. For eksempel: <<Er det riktig forstått at det var slik? >>, <<Du mener altså slik >>.

Selve analysen av intervjuutsagnene begynte mens intervjuet pågikk, noe som lettet det etterfølgende arbeidet, og gjorde tolkningene mer tydelige. Da intervjuet var ferdig ble det skrevet mer utfyllende kommentarer på spørsmålene.

3. SMÅKRAFT

3.1 Småkraftverk generelt

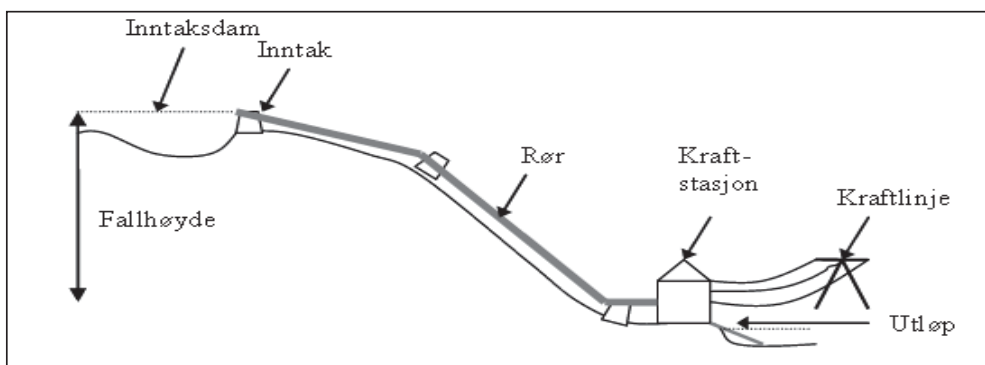
Småkraftverk regnes som vannkraftverk med installert effekt opp til (10 000 kW), og deles inn i følgende kategorier:

Mikrokraftverk: under 100 kW

Minikraftverk: 100 kW- 1000 kW

Småkraftverk: 1000 kW- 10 000 kW

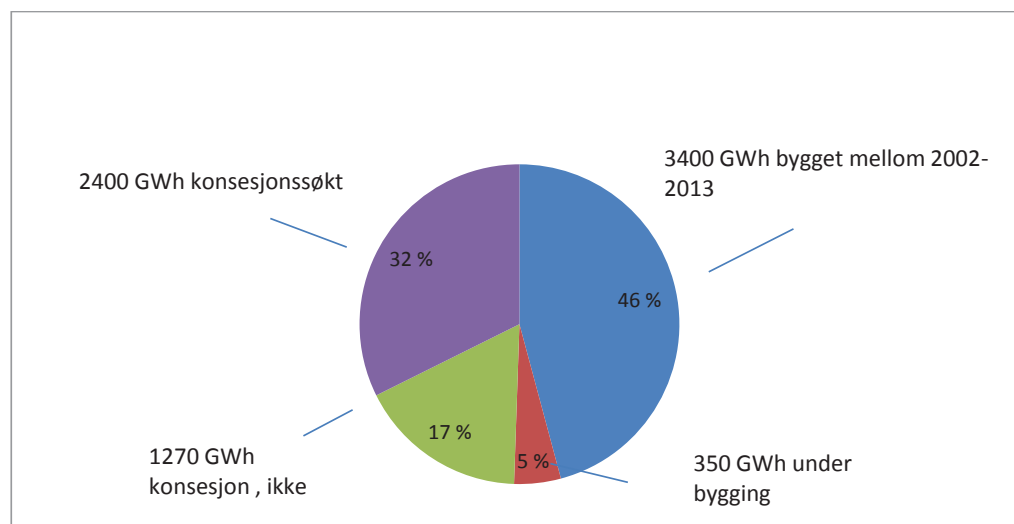
Fokuset i denne oppgaven er hovedsakelig småkraftverk (1-5) MW som produseres for markedet og de kraftverk som har konsesjonsplikt. De fysiske prinsippene for vannkraftverk kan illustreres i figuren nedenfor.



Figur 1: Viser en skissemessig fremstilling av et småkraftverk(OED 2007b)

Figuren over viser en grov skisse hvordan et småkraftverk fungerer. Inntaket er ofte 4-5 m høyt og 20-30 m langt. Rørgaten varierer fra noen hundre meter til et par kilometer langt. Vann som befinner seg på et høyereliggende(ved inntaket) nivå i forhold til kraftverket har en potensiell energi, som omgjøres til trykk og noe kinetisk energi når vannet ledes inn i rørgaten og ned til kraftverket. Denne energien omformes til mekanisk energi i en turbin som deretter omgjøres til elektrisk energi i en generator. Fallhøyden og tilgjengelig vannmengde i elven avgjør energimengden til kraftverket(OED 2007a)

3.2 Utvikling og økonomisk potensial



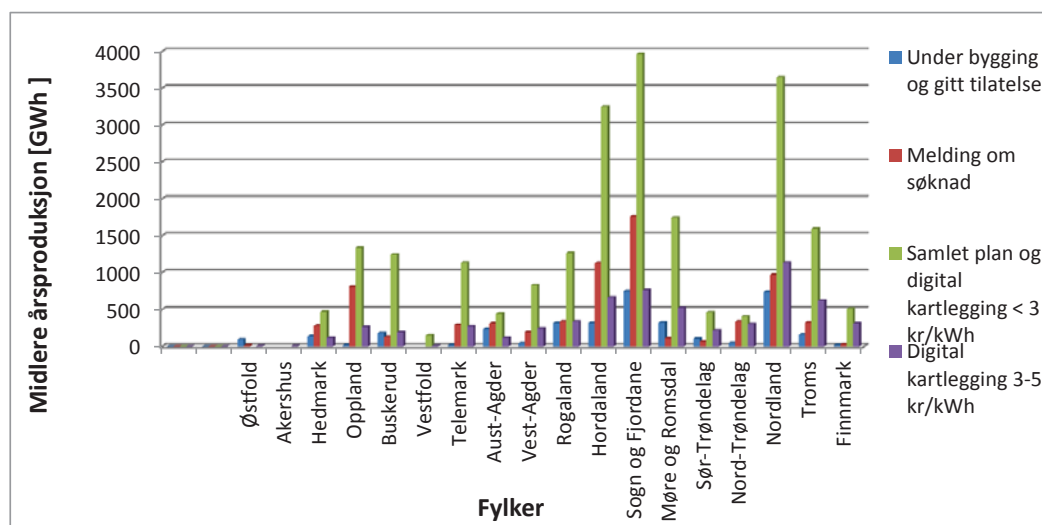
Figur 2: Utvikling av småkraftverk mot 2020(Husebø 2013)

Figuren over viser utbyggingen av småkraftverk frem mot 2020. I perioden mellom 2002-2013 har det blitt bygd 300 småkraftverk. Total realistisk utbygging ligger på 7,4 TWh innen 2020. Dette vil medføre investeringer på over 30 milliarder og 700 nye kraftverk i drift. (Husebø 2013)

Småkraftstatistikk: NVE, fylkeskommunen og OED(NVE 2013)

	Antall 2012	Antall 2013	Endring [%]
Til behandling	859	807	(-6,1 %)
Gitt konsesjon	125	103	(-17,9 %)
Endelig avslag	55	45	(-18,2 %)
Kraftverk satt i drift	46	31	(-32,6 %)
Under bygging	33	35	(+6,1 %)
Gitt tillatelse, ikke igangsatt	296	296	Uendret

Tabellen over viser at Bare 35 av 331 små kraftprosjekter som hadde utbyggingstillatelse, var under bygging ved årsskiftet (NVE 2013). I følge oversikten falt antall småkraftverk satt i drift fra 46 i 2012 til 31 i fjor. Det er en nedgang på 32,6 % i antall kraftverk som er satt i drift i 2013 sammenlignet med 2012. Det er også 294 småkraftkonsesjonærer som avventer i byggestart på verket sitt. (Småkraftforeninga 2014).



Figur 3 Fylkesvis fordeling av det økonomiske potensialet for ny vannkraft per 1.1.2011

Figuren viser det økonomiske potensialet for utbygging av småkraftverk mellom fylkene. Det er størst potensial på Vestlandet og minst på Østlandet.(OED 2012b). NVE har anslått det økonomiske potensialet for ny vannkraft til 33 TWh ved inngangen til 2011. Anslaget omfatter prosjekter kjent fra konsesjonsbehandling, samlet plan og fra en digital kartlegging av småkraftverk med en utbyggingskostnad opptil tre kroner per kWh årlig produksjonskapasitet. 10 TWh av dette er enten konsesjonsmeldt, konsesjonssøkt, konsesjonsgitt, eller under bygging. I tillegg til de 33 TWh som inngår i NVEs økonomiske potensial er det ved digital kartlegging funnet et potensial på 6 TWh fra småkraftverk med utbyggingskostnad mellom 3 og 5 kroner. Prosjektene som inngår i det økonomiske vannkraftpotensialet er i all hovedsak uregulerte kraftverk. Omlag 5,4 TWh/år har større eller mindre reguleringsevne, men av dette er om lag 1,8 TWh/år plassert i Samlet plan kategori 2.(OED 2012b)

3.3 Økonomi for småkraftverk

3.3.1 Investeringskostnader

Utbyggingskostnad

Utbyggingskostnaden kan beskrives i kr/kWh, der kWh er forventet årsproduksjon fra kraftverket. Den kan variere mye, både mellom ulike kraftverkstyper og fra prosjekt til prosjekt. Naturgitte forskjeller er her avgjørende. Det er vanlig at de rimeligste prosjektene blir bygd ut først. Utbyggingskostnadene for de fleste småkraftprosjekter som har blitt bygd i de senere årene har ligget på mellom 1,5-2,0 kr/kWh/år. Slike prosjekter er såpass gunstige at de kan motstå uventede kostnadsøkninger som kan komme i utbyggings- og driftsfasen. Når inntekspotensialet over tid vil falle (de mest gunstige prosjektene er allerede bygget ut) er det mindre rom for kostnadsavvik. Å unngå kostnadsavvik er særlig viktig når det er privatøkonomier som står bak prosjektinvesteringer. Dette skyldes at disse som oftest har svakere økonomisk ryggrad enn offentlige selskaper. (Bugge Lars 2005)

I dag antas en øvre utbyggingskostnad (investeringsgrense) å være ca. 4,5 kr /kWh (investert beløp/produksjon) (Sweco AS 2011). Dette brukes ofte som grunnlag for beregningene av øvre investeringsgrense for de dyreste kraftverkene. Det er særlig omkostningene ved bygningsmessige arbeid som avhenger av en rekke forhold og kan variere mye fra anlegg til anlegg. Andre viktige faktorer som må tas hensyn til er finansieringskostnader (inkl. renter i byggetiden) og økonomisk levetid (Sweco AS 2011). Det understrekes at fordelingen av kostnadene kan variere mye som følge av installasjon, fallhøyde og kraftverkets maksimale driftsvannføring. Det kan også ha betydning for kostnadsnivået hvordan kraftverket dimensjoneres med tanke på at produsert kraft skal få en høyere verdi, for eksempel ved å tilrettelegge for økt produksjon. (Sweco AS 2011)

Kostnadsfordeling

Fordelingen av utbyggingskostnadene på kraftverkets hoveddeler varierer med kraftverkets egenskaper. Tabellen under viser prosentvis fordeling av hva en småkraftbygger vil kunne forvente seg å investere i de ulike kostnadskomponentene. Denne kostnadsfordelingen gjelder for lavtrykksanlegg med fallhøyde < 30 m, slukeevne > 30 m³ (SWECO 2010).

Tabell 4: erfaringsmessig andelskostnad av komponenter (SWECO 2010).

Komponenter	[%]
Adkomst til kraftstasjon og inntak	1-5
Dam	5-10
Vannvei	10-50
Maskintekniske komponent	20-30
Elektrotekniske komponent	15-25
Kraftstasjon bygg	2-5
Linjetilknytning	5-15
Planlegging og administrering	7-10
Fallrettigheter, evt.	2-5

NVE har utarbeidet gjennomsnittlig andelskostnader som kan brukes til som et grunnlag for fremtidige småkraftutbygginger. Grunnlaget brukes overordnet i tidlig stadium planlegging for å finne tilnærmet riktig kostnadsnivå på prosjekter. Prisnivå for 2010 er brukt.

Riggkostnadene kan variere mye, anslagsvis ligger de på mellom 10-30 % av totale bygg- og anleggskostnader (Stensby & Hofstad 2010). Men dette varierer fra prosjekt til prosjekt og er avhengig av beliggenhet i forhold til transport og kommunikasjon. Riggkostnaden er også entreprenørvhengig.

Dammer

en mest vanlige damtypen for små kraftverk vil være betong gravitasjonsdam (massivdam) fundamentert på fjell. Platedammer i betong er også mye brukt. For lave dammer (< 5 m) på fjell vil disse damtypene være billigst. Dammen vil her være en del av flomløpet, mens en fyllingsdam må ha eget flomløp. Andre fundamenteringsforhold enn fjell, tilgang på lokale materialer eller adkomstforhold kan kreve at andre damtyper som fyllingsdam (flere typer), betong og hvelvdam (SWECO 2010).

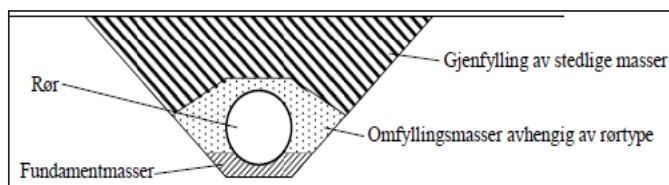
Inntak

Valg av inntakskonstruksjon er svært avhengig av lokale forhold og varierer mye. Et inntak inkluderer et inntaksmagasin, en inntaksryst og en stengemulighet. Inntaket bør utformes slik at problemer med flytende rusk, islegging /sarr og sediment - transport blir holdt til et minimum. Typisk bør toppinntak være minimum 2 m under vannspeilet. Generelt vil et inntak øke i omfang desto større vannføring som skal ivaretas og større driftssikkerhet som bygges inn i konstruksjonen. (Stensby & Hofstad 2010). Inntakskonstruksjoner bygges ofte i ett med inntaksdammen. For svært enkle inntak har disse lav byggehøyde, og kan ha en lav sikkerhet mot brudd. Selve inntaket består ofte bare av en sil, mens ved et litt større anlegg med større slukeevne vil det være mest hensiktsmessig å bygge et inntak av betong. Kostnader for inntakskonstruksjoner er knyttet til vannføring, og gjelder bygnings- og anleggstekniske arbeider(SWECO 2010).

Kraftstasjon

Kostnadene for stasjoner i dagen varierer mye på grunn av store forskjeller i beliggenhet, størrelse og bygningsmessig standard. Kostnadene varierer også ved valg mellom vertikal /horisontalakslet aggregat, antall aggregat, fundamentering på fjell og løsmasser. Kostnadene presenteres som en funksjon av trykkehøyde og slukeevne. For småkraftverk under 2-3 MW er det lite aktuelt med kraftstasjon i fjell(Stensby & Hofstad 2010).

Rørgrøfter



Figur 4 Grøftetverrsnitt for nedgravde rør(SWECO 2010)

Kostnadene for rørgrøfter omfatter entreprenørkostnader for graving, sprengning, og tilbakefylling fra 30 cm over rør. For å kunne kostnadsberegne rørgrøfter er det nødvendig med en terrengprofil og en nøye vurdering av grunnforholdene. Ulendt eller bratt terreng og vanskelig adkomst har stor innflytelse på de totale kostnadene. Usikkerheter ved enhetsprisene settes til +/- 30 %. Dimensjonene på rørene er også utslagsgivende for grøftekostnadene. Større dimensjoner på rørene fører til at grøftedybden øker (Stensby & Hofstad 2010)

Transportanlegg

Kostnadene for bygging av anleggsveier varierer og er avhengig av topografi, tilgjengelige masser og standard på anleggsveien. Kostnadene omfatter opparbeidet vei med planlegging, utstikking, graving, sprenging og stikkrenner. Vedlikeholdskostnader av anleggsveien i anleggsperioden antas å ligge på 10 % av kostnadene for anleggsveien. I

vanskelig terreng kan kostnadene for anleggsvei fort øke til det dobbelte av moderat terreng(Stensby & Hofstad 2010). Riggkostnadene kan variere avhengig av beliggenhet. Anslagsvis ligger den på mellom 10-30 % av totale bygg- og anleggskostnader(Stensby & Hofstad 2010).

Maskintekniske kostnader

Leveranser av maskintekniske arbeider omfatter generelt utstyr komplett montert og i driftssatt. Disse komponentene omfatter turbiner, luker, varegrind og grind -rensker.

Det å finne en optimal sammensetning for et vannkraftverk kan være svært utfordrende. En turbin med stor slukeevne vil kunne dra nytte av mye vann, men vil til sammenligning har lavere virkningsgrad i perioder med lavere vannføringer/tilsig. Turbinpriser er oppgitt som funksjon av maksimal slukeevne og effektiv fallhøyde. Ved lave turtall benyttes det ofte gir for turbiner mindre enn 2-3 MW. Velger man en turbin med et lavere turtall for en gitt vannføring og fallhøydekurve, vil turbinprisen bli noe høyere. (Stensby & Hofstad 2010)Og omvendt hvis turtallet velges høyere(Stensby & Hofstad 2010).

Driftsvannveier

Fundamentering av rør kan i prinsippet være nedgravd eller på fundamentblokker. De ulike rør-typene har ulikt krav til fundamentering. Dette skyldes egenskaper som materialtype, skjøtemetode og hvordan kreftene overføres. Kostnader for rørgatefundamenter er svært avhengig av forankringsklossenes størrelse som dimensjoneres i henhold til vanntrykk, retningsendringer og rørdiameter. (Stensby & Hofstad 2010). Ca. 20-30 % av rør kostnadene er knyttet til montasjekostnader. Montasjekostnadene varierer mye på grunn av terrengforhold og transport langs rørgaten.(Stensby & Hofstad 2010)

Ved klassifiseringen av rør og dam skal alle vannkraftanlegg uavhengig av konsesjonsplikten, klassifiseres i en av fem konsekvensklasser. Anlegg som ved brudd, svikt eller feilfunksjon kan medføre fare for skade på mennesker, miljø eller eiendom og klassifiseres i konsekvensklasse 1-4, der 4 benyttes for anlegg som har de største konsekvensene. Anlegg som har ubetydelige konsekvenser settes i klasse 0. Den nye dam-sikkerhetsforskriften sier at mindre vannkraftanlegg kan plasseres i konsekvensklasse 0 dersom de oppfyller nødvendige kriterier, og kan dermed unngå formell behandling og vedtak i NVE. Kriteriene går på størrelse på dammen og trykk i rørene. Anlegg i klasse 0 er også unnlatt en rekke krav, (OED 2009). For anlegg i klasse 1-4 gjelder en rekke ulike sikkerhetskrav. Et av kravene som stilles er kravet om kompetanse. Den som eier et klassifisert anlegg er nødt til å ha en vassdragsteknisk ansvarlig (VTA) og en fagansvarlig. Disse skal benyttes for å sikre at undersøkelser, beregninger og planer gjennomføres og dokumenteres på korrekt måte, i samsvar med krav i forskriftene. For nye anlegg skal forslaget til konsekvensklassifisering følge konsesjonssøknaden, eventuelt konsesjonspliktutvalget. Endelig

vedtak om konsekvensklasse fattes av NVE, og må være godkjent før NVE kan behandle tekniske planer(OED 2009). En pålagt økning i konsekvensklasse enn det som er forespeilet i konsesjonssøknaden vil som oftest medføre økte kostnader for driftsvannveiene i prosjektet. Større dimensjoner på vannrøret gir mindre tap, men har desto høyere kostnader. Grøftedybden må også økes. Økt klassifisering medfører også økte kostnader knyttet til VTA (vassdragsteknisk ansvarlig).

Elektrotekniske kostnader

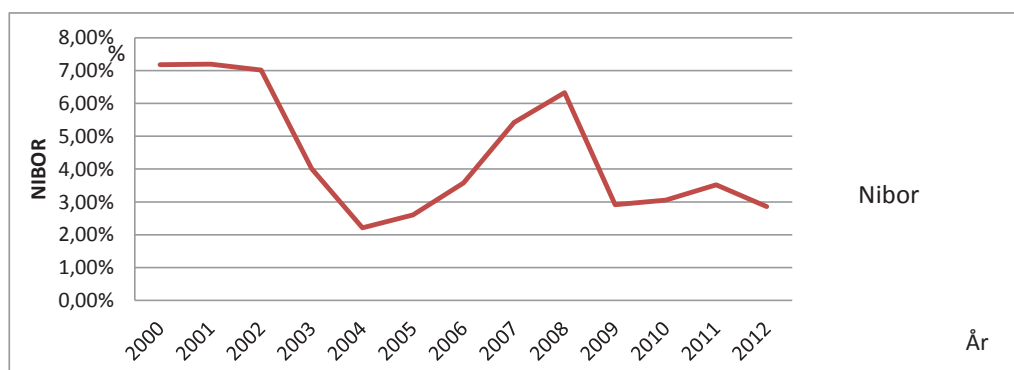
Elektrotekniske installasjoner består av en betydelig andel av totalkostnaden og for et småkraftverk og gjelder transformator, generator kontrollanlegg, koblingsanlegg Elektromekaniske arbeider kan også leveres komplett og omfatter alt nødvendig elektromekanisk utstyr i kraftstasjonen.(Stensby & Hofstad 2010)

Kraftlinje

Noe av det første som bør undersøkes når kraftverk planlegges, er muligheten til nettilknytning slik at elektrisitet fra kraftverket kan mates inn på lokal eller regionalnettet. Priser på kraftkabel varierer sterkt avhengig av terreng- og klimaforhold. Det er viktig å hente råd inn priser fra linjeoperatører og konsulenter.

Finansieringsavgifter

Ved beregningsgrunnlag av rentekostnader og rentesats for småkraft skal renter beregnes av hele investeringen pluss påbeløpt renter i byggeperioden. Renten skal kun beregnes av lånt kapital, og renten som belastes er de faktiske rentekostnadene som småkraft har ved betjening av dette lån.



Figur 5: Figuren over viser historisk utvikling av NIBOR - renten for ulike type investeringer.(Bank 2008)

De fleste investeringene i småkraftprosjekter i Norge ble foretatt fra 2002 og frem til i dag. I følge figuren over var prognosene for rentenivået gunstig fra 2002-2006. I perioden 2006- 2008 økte rentekravet betydelig. Dette skyldes gode markedsutsikter. Fra 2009 og frem til i dag har den effektive styringsrenten vært forholdsvis lav og dermed

gitt gunstige låneforhold for småkraftbyggerne. For de lokale bankene som lånergiver til småkraftprosjektene vil selvfølgelig utlånsrenten være avhengig av risiko og kapitalbindingen i prosjektet.

Planlegging og administrering

Kostnader knyttet til planlegging og administrering utgjør ofte 10-15 % av de totale utbyggingskostnadene. (Stensby & Hofstad 2010) Det omfatter oppmålinger og utarbeidelse av prosjekteringsunderlag (kart, profiler og lignende), Vannføringsmålinger og hydrologivurderinger, miljøundersøkelser, konsekvensutredninger, grunnundersøkelser, administrering, byggeledelse, kvalitetskontroll

Uforutsett

Uforutsette kostnader er kostnader som kan oppstå som følge av at de andre kostnadskategoriene øker (se tabell 2 kapittel 2.3.2 for kostnadskomponenter). Denne kostnaden er vanskelig å budsjettere med siden den har svært få eller ingen referanser å forholde seg til. Generelt anbefales 15-20% tillegg på alle kostnadselementer for å dekke uforutsette kostnader. (Stensby & Hofstad 2010)

Div. tiltak og landskapspleie

Dette gjelder kostnader for avbøtende tiltak ved kraftverksutbygging. Hensikten er å bidra til å redusere og avbøte på negative miljø og biologiske konsekvenser ved en vannkraft-utbygging. Dette kan gjelde Landskapspleie (skogrydding, traseer, deponier, arrondering), terskelbygging for fisk og andre etterundersøkelser etc.

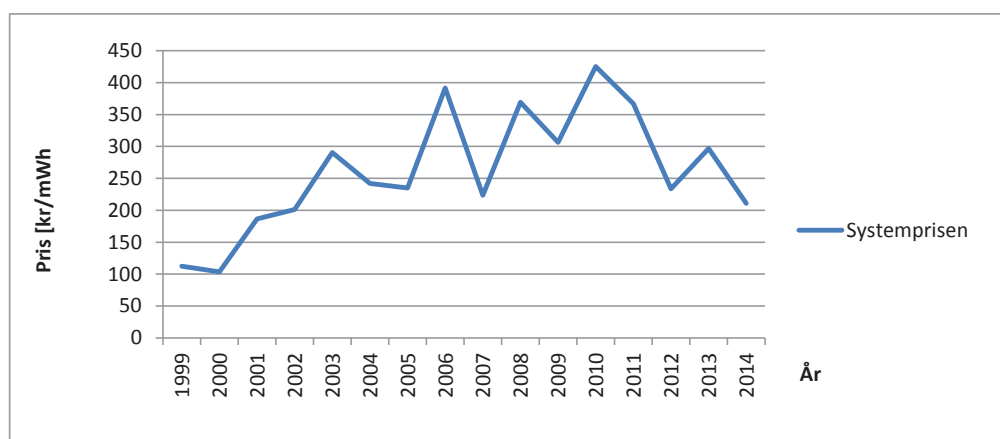
Egeninnsats

Flere utbyggere utfører deler av prosjekteringen selv og reduserer dermed behovet for innleid arbeidsinnsats, og dermed reduserte kostnader. Bygningsmessige arbeider er det kostnadsområdet utbyggeren hovedsakelig kan redusere sine kostnader, det gjelder Skogrydding, anleggsarbeid på dam/inntak, rørgate og veibygging. Egeninnsats kan også bestå i innhenting av informasjon og gjøre seg kjent med saksgangen. Kontakt med rådgivere for å få profesjonell vurdering av prosjektet kan være nyttig for å vurdere størrelsen på anlegget og om det foreligger restriksjoner.

3.3.2 Inntektskilder for kraftverk

Kraftprisen

Den fysiske krafthandelen på det nordiske kraftmarkedet skjer hovedsakelig på Nord pool spot som er en markeds plass for omsetning av kjøp og salg av kraft. I teorien gjelder den felles systemprisen for hele Norden, men i praksis er det ofte ulike priser, både på tvers av landegrensene og innad i landene. Hovedårsaken er at det er overføringsbegrensninger mellom de geografiske områdene og betydelig energitap ved kraftoverføringer over store avstander. Disse flaskehalsene danner da lokale el- spotmarkeder, såkalte prisområder. (Ivar 2007). Norge er delt inn 5 prisområder der hvert prisområde bestemmes av tilbud og etterspørsel lokalt. I forhold til systemprisen avviker områdeprisene avhengig om området har et overskudd eller underskudd på kraft. Et høyprisområde kan oppstå hvis det er tilbudt for lite kraft i et område, eller at flaskehalser i nettet forårsaker lavere tilførsel av tilstrekkelig kraft. (Ivar 2007)



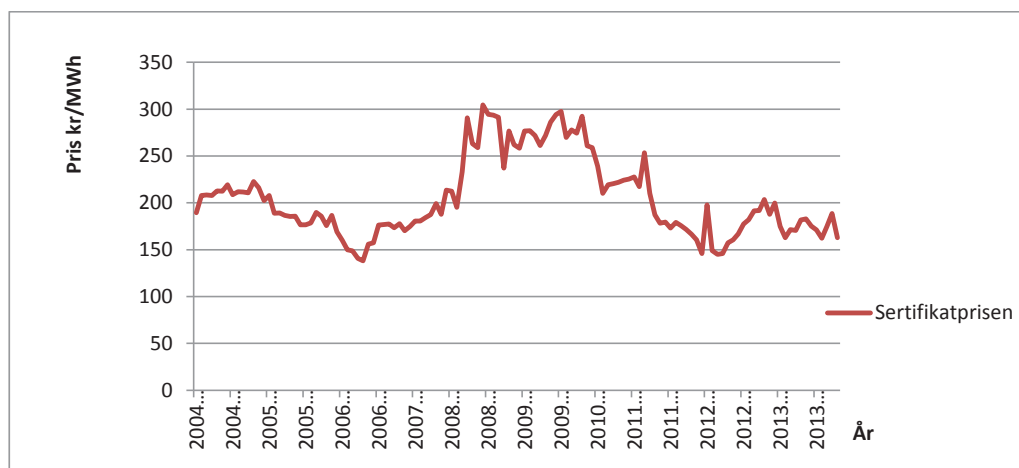
Figur 6: Kraftprisutvikling for Norden: Kilde(Spot 2014)

Prisutviklingen i el- spotmarkedet de siste ti årene er illustrert i figuren over. Figuren viser hvordan den reelle systemprisen på Nord Pool spot har utviklet seg fra 1999 til 2013. I 2006 og 2010 var gode inntektsår for småkraftprodusentene. Grafen er oppdatert til 14. April 2014 der prisen ligger på litt over 20 øre/kWh Dette er en foreløpig reduksjon fra 2013 da prisen var på over 30 øre/kWh. Dette kan sees i sammenheng med høyere kraftproduksjon, mer tilsig av vann til magasinene og høyere fyllingsgrad høsten og ved årsskiftet 2013-2014 (SSB 2013). Som følge av at kapasiteten i Norges kraftproduksjon ikke har holdt følge med forbruksveksten, er det en strammere kraftbalanse nå sammenlignet med tidligere tiår. En svekket kraftbalanse og mindre buffer til å håndtere uventede bortfall av produksjon og økning i forbruket, har ført til endringer i kraftprisens drivere. Dette gir større utslag i variasjoner kraftprisen. Dette fører til en bratt tilbudskurve i situasjoner hvis markedsprisen ligger

opp mot kapasitetsbeskrænkningen. Siden etterspørselen er relativ uelastisk på kort sikt, vil endringer på tilbuds- og etterspørselssiden gi større svingninger i kraftprisen. Det nordiske kraftsystemet var fra 2000- 2010 preget av at betydelige tilsigsvariasjoner, noe som gjenspeiler de store prisvariasjonene gjennom perioden(OED 2012a).

El-sertifikater (grønne sertifikater)

Som nevnt i innledningen av oppgaven ble Norge den 1. Januar 2012 enige om det felles norske svensk el-sertifikatmarkedet. Produsenter av fornybar elektrisitet tildeles et sertifikat per MWh elektrisitet de produserer frem til ordningen tar slutt i 2020. Det er en lovpålagt plikt for alle kraftleverandører og visse forbrukere ved anskaffelse av kraft, å kjøpe sertifikatene for en bestemt andel av sitt forbruk eller salg. Kraftleverandøren legger el-sertifikatkostnaden inn i strømprisen, slik at det til slutt er strømkundene som finansierer ordningen over strørmregningen. Det oppstår da en etterspørsel og et tilbud ved en gitt pris. (OED 2014).



Figur 7: Historisk utvikling for sertifikatprisen(Statnett 2014)

El-sertifikatprisen har vært veldig varierende over 10-årsperioden. For øyeblikket ligger den i underkant av 17 øre/kWh. El-sertifikatprisen forventes å øke fram mot 2020 fordi mer fornybar kraftproduksjon støttes gjennom el-sertifikatordningen. Etter 2020 vil kostnaden trolig synke. (OED 2014)

Produksjon

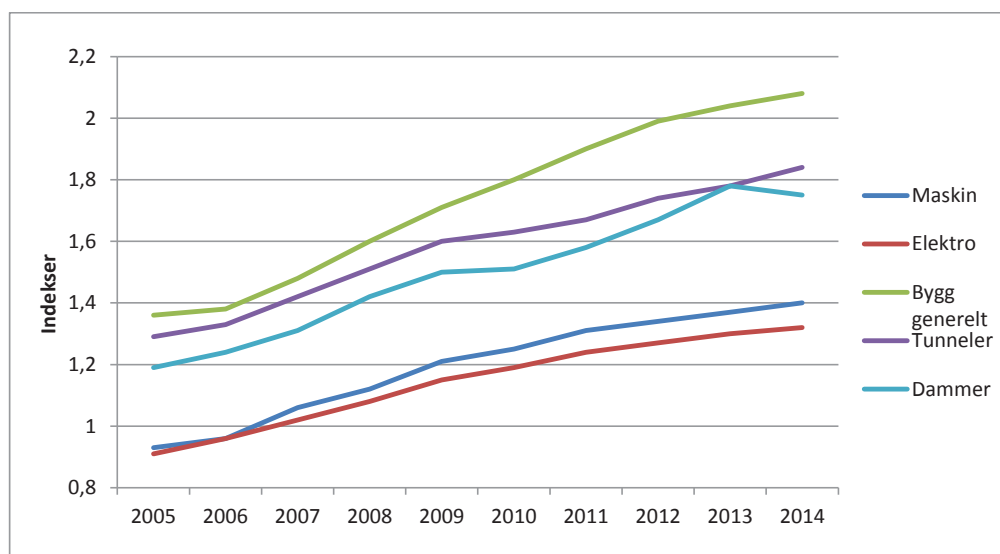
Et småkraftverk kjennetegnes som et lavtrykksanlegg som utnytter store vannmengder og relativt liten fallhøyde i en elvestrekning. Småkraftverk har som oftest ikke regulerings- magasin, men kun et inntaksmagasin. Vannføringen og dermed kraftproduksjonen er u-regulerbar, og produksjonen blir dermed avhengig av vannet som til enhver tid renner i elva. Småkraftverk må derfor ta til takke med en laver strømpris enn et magasin kraftverk siden det typisk produserer om våren og høsten da prisene er lave på grunn av lavere etterspørsel.(SWECO 2010) Krav til

minstevannføring er blant de viktigste vilkårene i en vassdragskonsesjon både for økonomi og miljø. Generelt gjelder det at valg av løsning må tilpasses forholdene på stedet. Dette omfatter landskapsmessige, fysiske - og klimatiske forhold.

4. RESULTATER

4.1 Fordeling og utviklingen av kostnadskomponenter

En analysing av kostnadsutviklingen for vannkraftutbygging har blitt gjennomført for å indikere forventninger til totale utbyggingskostnader. Det har blitt utarbeidet en indeksutvikling for kostnadsutviklingen for ulike komponenter på vannkraft generelt. Denne utviklingen er også dekkende for småkraftverk.



Figur 8: En oversikt over kostnadsutviklingen på vannkraftkomponenter

Kostnadsindeksene i diagrammet over viser en oversikt over prisnivået til de ulike hovedkomponentene i småkraftverk i perioden 2005- 2014.

Tabell 5: Oversikt over prosentvis prisstigning på komponenter 2007-2014)

Komponenter	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Maskin	10,4 %	5,7 %	8,0 %	3,3 %	4,8 %	2,3 %	2,2 %	2,2 %
Elektro	6,3 %	5,9 %	6,5 %	3,5 %	4,2 %	2,4 %	2,4 %	1,5 %
Bygg generelt	7,2 %	8,1 %	6,9 %	5,3 %	5,6 %	4,7 %	2,5 %	2,0 %
Tunneler	6,8 %	6,3 %	6,0 %	1,9 %	2,5 %	4,2 %	2,3 %	3,4 %
Dammer	5,6 %	8,4 %	5,6 %	0,7 %	4,6 %	5,7 %	6,6 %	-1,7 %

Maskinelt utstyr

I 2005- 2007 har det vært en relativt stor økning i materialprisene på grunn av press i markedet. Økt prosjektgjennomføring gir høyere prosjektkostnader. Rustfritt stål og jern har hatt høyere prisstigning enn de mest

vanlige stålkalitetene. Periodiske variasjoner i materialprisene ga variasjoner i prisene på de ferdige produktene. Lønn er en dominerende prsfaktor i verkstedindustrien. Omtrent 80 % av prisen skyldes lønnskostnader, mens resten av prisen består i materialkostnader.

Elektrotekniske komponenter

Tilsvarende som for maskin er det gode konjunkturer som gir pres i markedet, spesielt har det gitt utslag på store transformatorer. For elektromagnetiske komponenter har leverandørene i større grad inngått rammeavtaler med kraftselskaper. Dette er et tegn på at begge parter ønsker å sikre forutsigbarhet og at prisveksten på sikt vil stabilisere seg. Samlet sett for elektrotekniske installasjoner er konsumprisindeksen dominerende. Arbeidslønn spiller også en avgjørende rolle.

Bygg generelt

Det er store variasjoner i enhetsprisene for Betong. Dette skyldes i stor grad geografiske forskjeller. Det er lite konkurranse på regionalt nivå og prisene i monopolsituasjoner stiger gjerne prisen. Transportkostnaden for betong påvirker også mye. Prisveksten skyldes en økning i kostnadsnivået for arbeidskraft og den store prisøkningen på betong- bru og elementer rigg og drift. I 2013 har det vært en utflating av utbygging av småkraftverk. Dette sørget for nedgang i antall tilbydere på anbud og prisstigningen var noe laver enn 2012.

Tunneler

I kostnadsindeks for vegtunneler er det en høy prisstigning fra 2007-2009 som skyldes økte materialkostnader, arbeidskraft og riggkostnader. Variasjonene i enhetsprisene fra år til år har sammenheng med lokale forhold og beliggenhet.

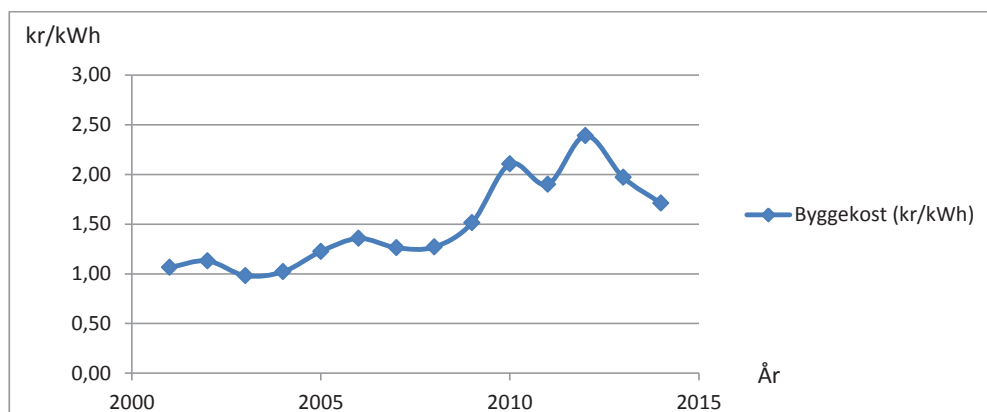
Dammer

20 % av arbeidene ved en fyllingsdam er betongarbeider og 80 % er sprenging, graving og fyllingsarbeider. Arbeider med fyllingsdammer foregår som oftest i værharde strøk og er mer sesongbetont enn veiarbeider generelt. Kostnadsøkningen skyldes økt arbeidskraft og materialer. For 2011 oppstod det en markant prisøkning. Dette året steg oljeprisen med ca. 14 %. Prisøkningen her skyldes at en stor andel av masseflyttingsarbeidene er transportkostnader for kjøretøy. I 2013 har oljeprisen vært noe mer stabil og derved transportkostnadene.

Entreprenørkostnader

Entreprenørkostnadene i forhold til bygg og anleggsarbeid består for en betydelig andel av kostnaden i prosjektene. Det er vanskelig å forutsi hvordan nivået på disse er fordi de ikke budsjetteres spesifikt i konsesjonssøknaden. De

fordeler på nesten alle kategoriene i prosjektet. Det mest vanlig er at entreprenørkostnadene er høyest på inntak, dam, driftsvannveier og bygging av kraftstasjon.

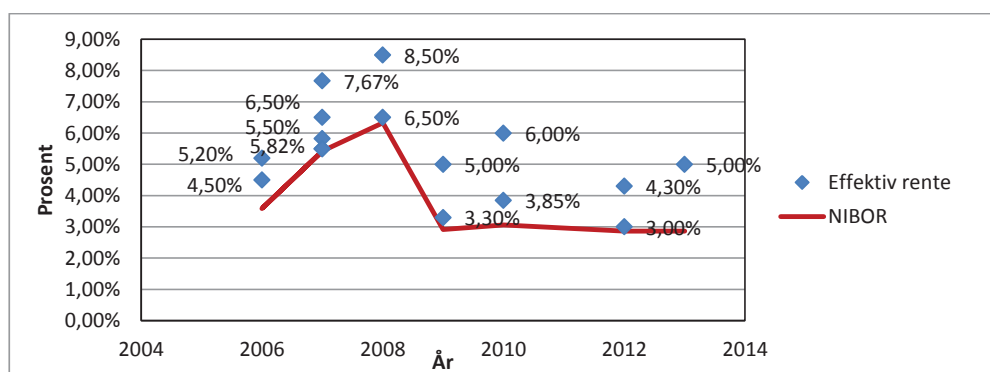


Figur 9 Gjennomsnittlige bygge-kostnader for 44 kraftverk bygget i perioden 2001-2014

Figuren viser kostnadsutviklingen for 44 kraftverk som har blitt bygget og satt i drift i perioden 2001- 2014.

Kostnadsdata er innhentet fra entreprenører i Norge. Entreprenørene har vært med på byggingen av ca. 5 kraftverk årlig fra 2001-2009. Fra 2009 og frem til i dag har antall prosjekter gått ned noe, slik at graf - utviklingen er mer usikker fra 2009-2014. Men hvis man sammenligner årene 2013-2014 med Tabell 5 (prosentvis prisstigning) ovenfor, der prisene på komponenter har gått ned, tyder dette på at bygge-kostnadene for de siste kraftverkene har gått ned som følge av detteforhold til kostnadsutviklingene. Trenden er uansett at de gjennomsnittlige bygge-kostnadene har en tilnærmet lineær økning siden 2001.

Finansieringen

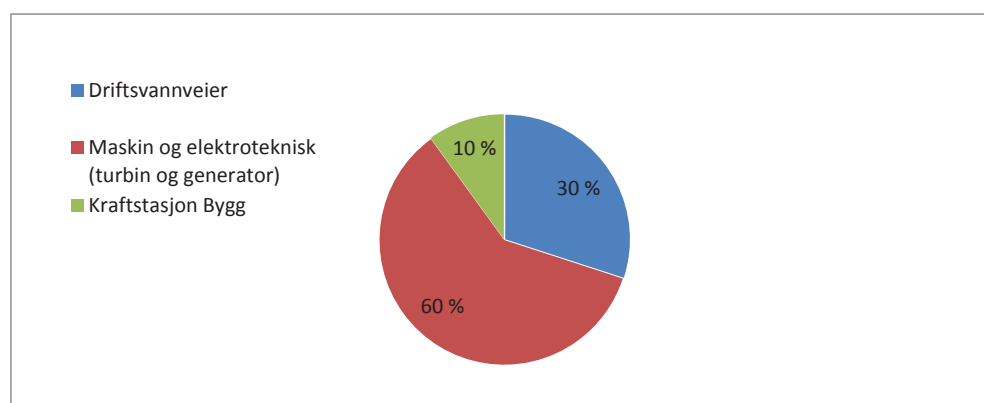


Figur 10: Graf med effektiv NIBOR- rente og punktene med rentenivå til kraftverkene

Figuren ovenfor viser hva utlånsrenten til de 15 kraftverkseierne som svarte på spørreundersøkelsen var på investeringstidspunktet og er plottet inn som punkter i diagrammet. Den effektive styringsrenten som er hentet fra teoridelen er trukket inn sammen med punktene. Diagrammet gir en oversikt over differansen mellom utlånsrenten og Styringsrenten. Avstanden fra styringsrenten og opp til utlånsrenten kan gi en indikasjon på risikonivået og likviditeten i prosjektene. Fra 2006-2007 fikk kraftverkseierne relativt gode utlånsrenter. Dette skyldes hovedsakelig gode kraftprisforventninger i markedet (Figur 7 kapittel 3.3.2 kraftprisutvikling) Fra 2008 -20012 har det vært større variasjoner.

4.2 Delkostnader

I den kvalitative spørreundersøkelsen ble småkrafteierne spurt hva den høyeste kostnaden var i prosjektet.



Figur 11 Største kostnadskomponenter for småkraftverk

Av de 24 kraftverkseierne som svarte på den kvalitative spørreundersøkelsen, svarte 60 % av de 24 kraftverkseierne at de største kostnadene oppstod i på Maskin- elektrotekniske komponenter. Også en betydelig andel (30 %) av kraftverkene hadde den høyeste kostnaden på driftsvannveiene.

4.2.1 Fordeling av kostnader

Det er laget en prosentvis fordeling av faktiske delkostnader for de ulike kostnadskomponentene for å kunne sammenligne dataene opp mot NVES Veileder for kostnadsvurderinger. Se tabell 4 kapittel 3.3.1 erfaringsmessig andelskostnad for komponenter. Tabellen under viser fordelingen av 10 delkostnader. De er delt inn etter samme kategori som i konsesjonssøknaden.

Tabell 6: Viser andelskostnader for 10 kostnadskomponenter analysert i undersøkelsen

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ant	Inn-Tak	Rør-Gate	Bygg	Ma/elek	Plan-adm	Uforu-tsett	Finans	Transport	Div tiltak	Kraft-linje	Totalt	Rest
1	15 %	34 %	8 %	27 %	11 %	0 %	0 %	0 %	5 %	0 %	100 %	0 %
2	5 %	40 %	4 %	34 %	6 %	3 %	3 %	1 %	1 %	3 %	99 %	1 %
3	6 %	26 %	9 %	47 %	6 %	0 %	3 %	1 %	2 %	1 %	100 %	0 %
4	15 %	18 %	11 %	31 %	16 %	0 %	4 %	4 %	0 %	2 %	100 %	0 %
5	5 %	29 %	7 %	26 %	12 %	0 %	1 %	3 %	2 %	6 %	91 %	9 %
6	12 %	12 %	12 %	54 %	3 %	7 %	0 %	1 %	0 %	0 %	100 %	0 %
7	8 %	20 %	12 %	36 %	9 %	1 %	10 %	1 %	0 %	2 %	100 %	0 %
8	5 %	25 %	8 %	32 %	8 %	11 %	5 %	4 %	0 %	2 %	100 %	0 %
9	2 %	29 %	7 %	36 %	7 %	5 %	3 %	3 %	0 %	2 %	93 %	7 %
10	8 %	22 %	6 %	32 %	14 %	9 %	4 %	1 %	0 %	2 %	97 %	3 %
11	4 %	34 %	5 %	25 %	4 %	6 %	5 %	0 %	0 %	0 %	83 %	17 %
12	11 %	18 %	21 %	39 %	13 %	2 %	0 %	0 %	0 %	0 %	100 %	0 %
13	5 %	33 %	8 %	24 %	20 %	4 %	4 %	3 %	0 %	3 %	100 %	0 %
14	5 %	10 %	11 %	32 %	10 %	4 %	10 %	5 %	0 %	5 %	94 %	6 %
15	22 %	15 %	4 %	39 %	5 %	8 %	0 %	6 %	0 %	1 %	100 %	0 %
16	13 %	27 %	10 %	39 %	7 %	4 %	4 %	0 %	0 %	8 %	100 %	0 %
17	5 %	41 %	12 %	22 %	9 %	3 %	1 %	5 %	2 %	0 %	100 %	0 %
18	4 %	28 %	10 %	14 %	11 %	2 %	3 %	3 %	1 %	1 %	78 %	22 %
19	23 %	22 %	11 %	24 %	11 %	0 %	6 %	0 %	3 %	0 %	99 %	1 %
20	11 %	45 %	4 %	36 %	4 %	2 %	2 %	0 %	0 %	4 %	100 %	0 %
Snit	10 %	26 %	9 %	32 %	9 %	3 %	3 %	2 %	1 %	3 %	98 %	2 %

I tabellen viser andelskostnader, totalkostnad og restkostnad. Kraftverkene som har restkostnader har enten hatt mangelfulle data innsendt fra kostnadsskjemaet i undersøkelsen, eller så skyldes dette kostnadene for kategoriene reguleringsanlegg, overføringsanlegg eller anleggsbidrag som ikke ble tatt hensyn til i undersøkelsen. Nederste rad i tabellen viser en gjennomsnittlig og prosentvis fordeling av faktisk andelskostnad i forhold til totalkostnad for 10 de 10 kategoriene.

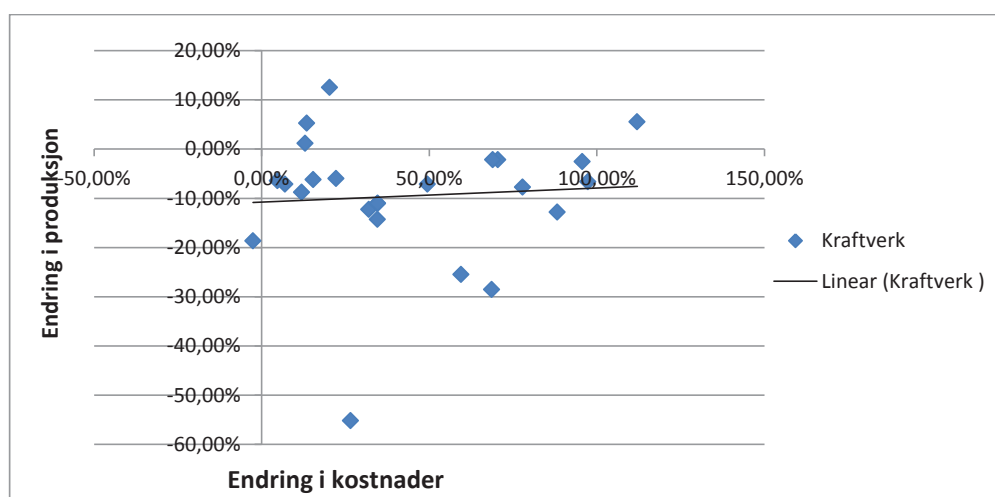
I kolonne 2 for inntak/dam ligger gjennomsnittlig andelskostnad på 10 %. I veilederen til NVE er andelskostnadene satt til henholdsvis 5-10 % for dam og 1-5 for inntak. Det er i midlertidig store variasjoner i andelskostnadene fra kraftverk til kraftverk. Elektroteknisk- og maskinteknisk utstyr dekker 32 % av den totale kostnaden. Det er noe lavere enn Veilederen til NVE der gjennomsnittlig andelskostnad dekker 40 % av totalkostnaden. For drifts-vannveier ligger gjennomsnittlig kostnadsandel på 26 % av den totale utbyggingskostnaden. De fleste kraftverkene med få unntak ligger i kostnadsintervallet 20-30 %. I veilederen til NVE for kraftstasjon bygg er det oppgitt en prosentvis andel av totalkostnaden på mellom 2-5 %. I Resultatanalysen ligger gjennomsnittlig kostnadsandel på 9

% . For kraftlinje eller linjetilknytning ligger gjennomsnittlige andelskostnader på 3 % noe som er langt lavere enn det NVE har lagt til grunn i kostnadsgrunnlaget der andelen er på 5-10 %. I kolonne 6 for planlegging og administrering ligger gjennomsnittlige andelskostnader på 9 %, noe som samsvarer godt med kostnadsgrunnlaget der andelskostnadene er 7-10 %. For uforutsette kostnader, finansutgifter, transport og diverse tiltak står andelskostnaden for mellom 1-3 % av den totale kostnaden. For disse finnes det ikke et sammenligningsgrunnlag med NVES veileder.

4.3 Avvik mellom budsjett og faktisk kostnad

4.3.1 Avvik i totalkostnad

Det ble erfart at både utbyggingens faktiske kostnad og kraftverkets faktiske midlere årsproduksjon kan avvike betydelig fra de verdiene som er oppgitt i konsesjonssøknaden. I grafen under er alle kraftverkene plottet inn med prosentvis endring i kostnad langs x-aksen og prosentvis endring i årsproduksjon langs y-aksen. Det er også tegnet inn en lineær regresjonslinje.

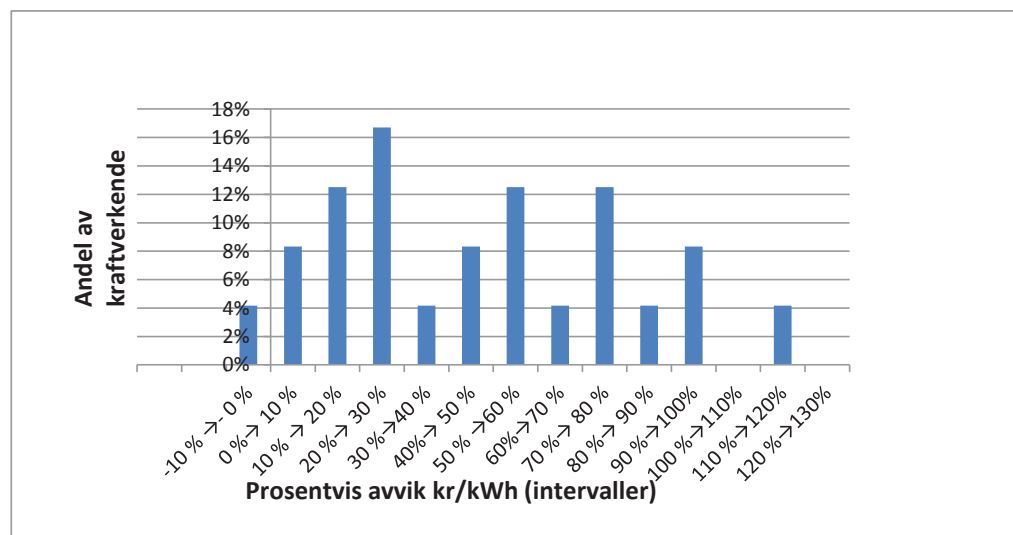


Figur 12 Viser sammenheng mellom totalkostnad og årsproduksjon for hvert kraftverk

Av regresjonslinjen kan man se at det er en svak sammenheng mellom en reduksjon i årsproduksjon og en økning kostnader. Dersom de to variablene var helt uavhengige ville vi forvente en tilnærmet horisontal regresjonsline. Majoriteten av kraftverkene ligger til høyre for y-aksen, hvilket betyr at det er en klar tendens til at de faktiske kostnadene blir høyere enn de budsjetterte. Samtidig er trenden at kraftverkene ender opp med lavere årsproduksjon enn det som var forespeilet i konsesjonssøknaden. Det feste kraftverk fikk en reduksjon i kostnader på mellom 0-20 %. Selv en liten produksjonsendring fører til betydelige endringer i økte kostnader for enkelte kraftverk.

4.3.2 Avvik i utbyggingskostnad

I datamaterialet fra småkraftverkene ble det foretatt en analyse mellom budsjetterte- og faktiske utbyggingskostnader [kr/kWh] for å se sammenheng mellom produksjon og utbyggingskostnader.

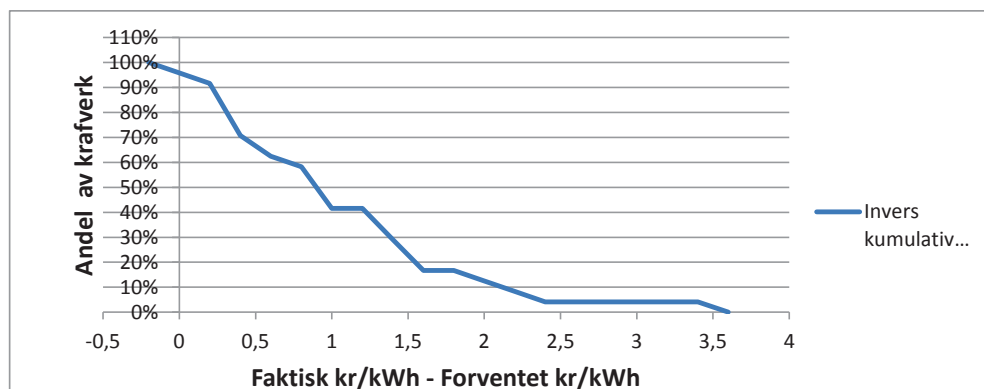


Figur 13 Oversikt over prosentvis avvik (kr/kWh) av utbyggingskostnader

Grafen over viser en oversikt over prosentvis avvik i kr/kWh gitt som andelen kraftverk innenfor ulike 10 % - intervaller. Figuren illustrer tydelig at majoriteten av utbyggingene ender opp med større kostnader og/eller lavere produksjon enn forventet. Den største andelen av kraftverkene ligger innenfor i 20-30 % intervallet. Det ble også analysert 12,5 % av kraftverkene hadde så mye som 90-100 %. Kun en marginal andel av kraftverkene endte opp med lavere utbyggingskostnader en budsjettert.

4.3.3 Kumulativ fordeling

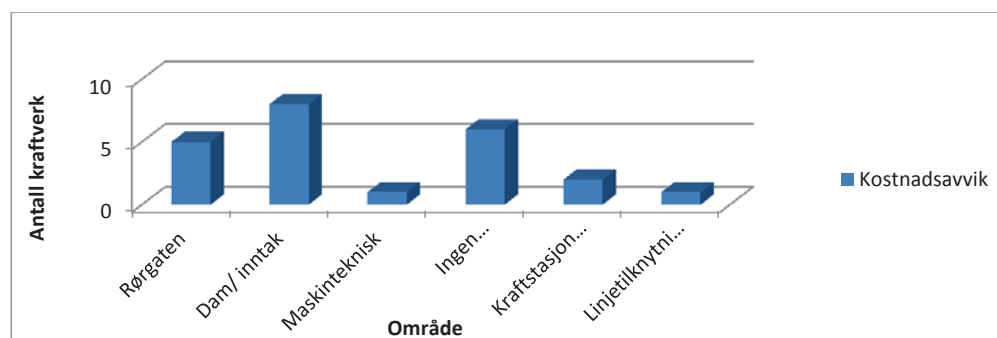
I analysene utført i Excel ble det foretatt kumulativ fordeling for å vise faktiske endringer i kroner per kWh mellom søknadsverdi og faktisk verdi.



Figur 14 Grafen viser den inverse kumulative andel av endring i utbyggingskostnad

Grafen "Endring i kr/kWh" viser mye av det samme som grafen over, men her vises den faktiske endringen i kroner per kWh mellom søknadsverdi og faktisk verdi, i stedet for den prosentvise endringen. Grafen viser den inverse kumulative fordelingen, og kan forstås på følgende måte: 96 % av kraftverkene har en økning i utbyggingskostnadene kr/kWh sammenlignet med konsesjonssøknaden. for 60 % av kraftverkene øker utbyggingskostnadene med mer enn 0,5 kr/kWh sammenlignet med kostnadsoverslaget i konsesjonssøknaden. For over 20 % av kraftverkene øker utbyggingskostnadene med mer enn 1,5 kr/kWh.

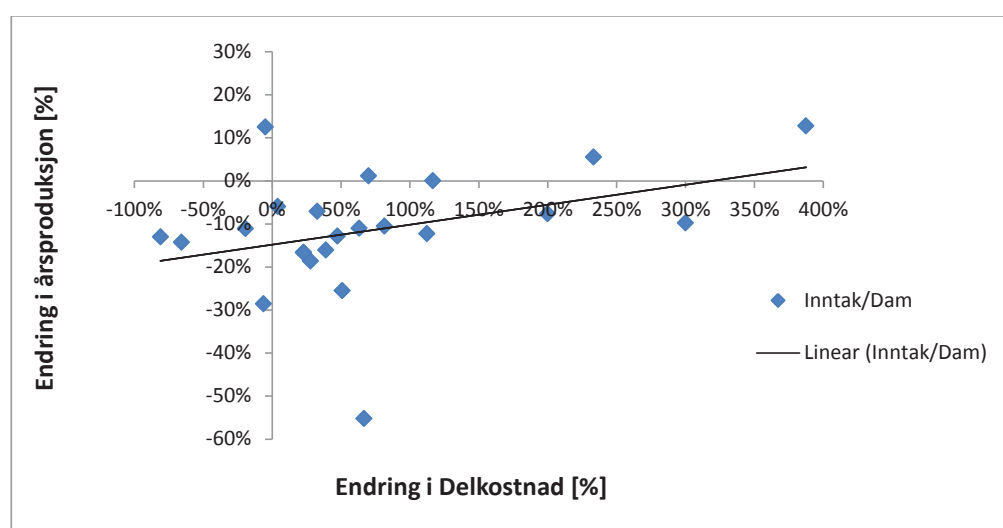
4.3.4 Avvik i delkostnader



Figur 15: Figuren over viser på hvilke område i prosjektet avvikene i investeringskostnadene oppstod.

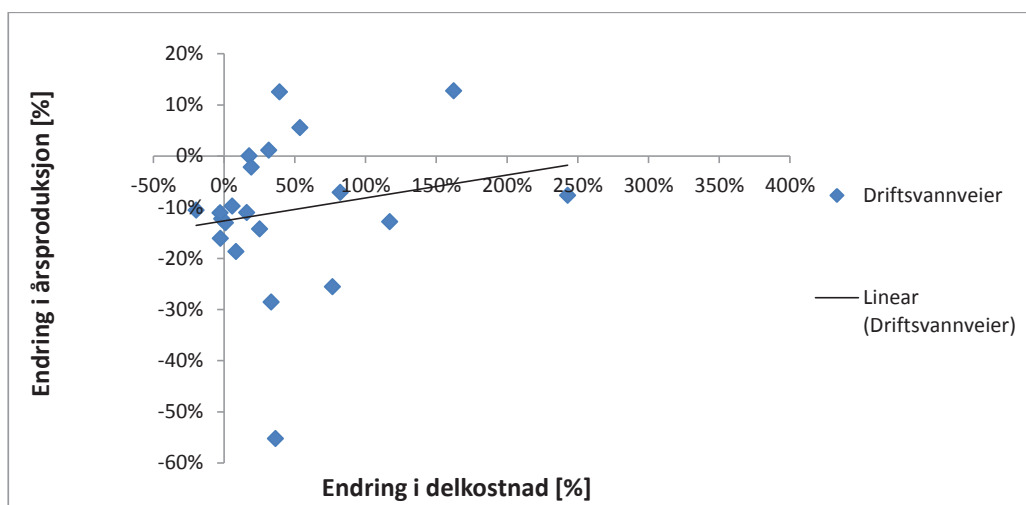
I figuren ovenfor av den kvalitative delen av undersøkelsen ble det avdekket at de største kostnadsavvikene oppstod i anleggsarbeidet med inntak og dam etterfulgt av prosjekteringen av rørgaten. Det var også en del kraftverkseiere som oppga at de ikke fikk merkbare avvik.

Utbyggingens faktiske delkostnader og kraftverkets faktiske midlere årsproduksjon kan avvike betydelig fra de verdiene som er oppgitt i konsesjonssøknaden. I de 4 grafene under er alle kraftverkene plottet inn med prosentvis endring i delkostnader for driftsvannveier, kraftstasjon bygg, maskin og elektroteknisk, og inntak/dam langs x-aksen, og prosentvis endring i årsproduksjon langs y-aksen. Dette gir ett punkt per kraftverk og det er tegnet inn lineære regresjonslinjer som best forsøker å beskrive sammenhengen mellom punktene. Her er kun de kraftverkene som har oppgitt alle kostnader på både i kostnadsskjemaet som ble sendt ut og kostnadsoverslaget i konsesjonssøknaden inkludert. Dette gjelder 23 av 24 småkraftverk for inntak/dam og 22 av 24 småkraftverk for de andre delkostnadene.



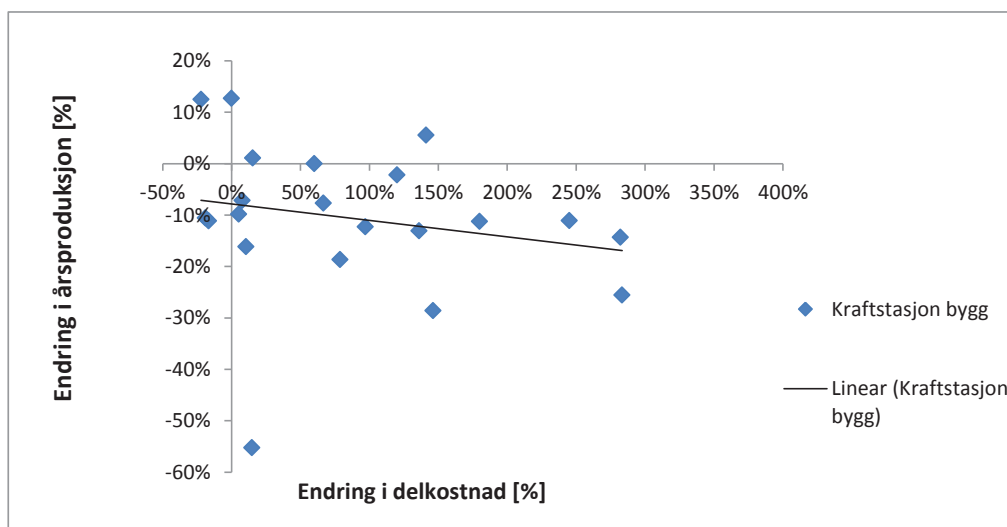
Figur 16: Viser sammenheng mellom delkostnad og årsproduksjon for inntak/dam

Av regresjonslinjen for inntak/dam kan man se sammenhengen mellom reduksjon i årsproduksjon og en økning kostnader. Kraftverkene har ganske stor spredning mellom punktene noe som indikerer at det er ganske store usikkerheter til regresjonslinjen. Punktene viser likevel tendenser til at inntak/dam har en kostnadsøkning på ca. 40-50 % når produksjonen reduseres med 10-20 %.



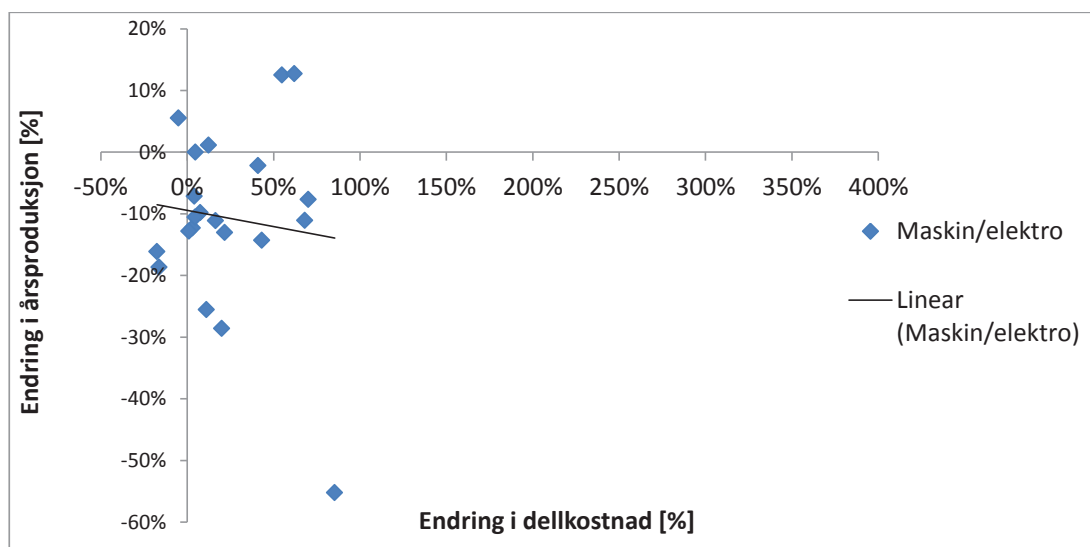
Figur 17: Viser sammenheng mellom delkostnad og årsproduksjon for driftsvannveier

Punktene ligger tett i forhold til x-aksen samtidig som de har stor spredning langs y-aksen. Samling i kostnadsavvik ligger på mellom 0-30 %. Dette viser at en produksjonsendring på mellom -30 +10 % forårsaker en relativt liten kostnadsendring.



Figur 18 Viser sammenhengen mellom årsproduksjon og delkostnader for kraftstasjonen

Punktene har stor spredning langs X-aksen. Selv en liten negativ endring i årsproduksjon kan gjøre stort utslag i kostnader. En god del punkter ligger forholdsvis nærme regresjonslinjen. Av grafen kan man se at både en liten og stor endring i produksjon medfører stor kostnadsøkning. Hvis man ser på regresjonslinjen tyder det på at selv en liten endring i årsproduksjon medfører dette høyt kostnadsavvik.



Figur 19: Viser sammenheng mellom delkostnad og årsproduksjon for maskin- og elektroteknisk installasjoner

Punktene ligger tett i forhold til x-aksen. Samling i kostnadsavvik ligger på mellom 0-10 %. Dette viser at en økning på ca. 10 % eller reduksjon på ca. -20 % i produksjon forårsaker en liten kostnadsendring. Dette indikerer at det er en liten sammenheng mellom endring i kostnader og endring i årsproduksjon.

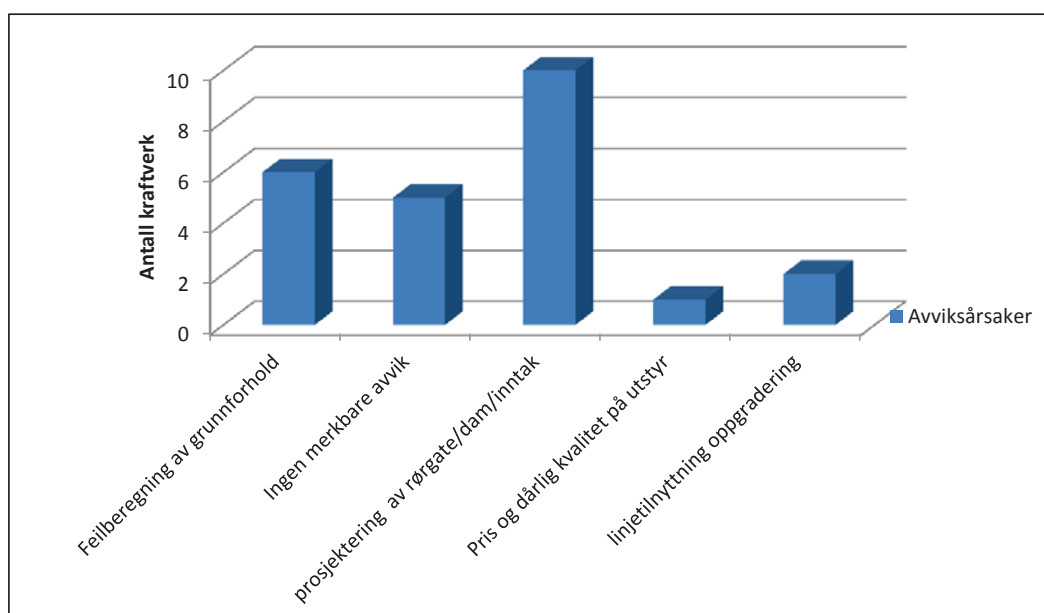
I analysene av avvik for komponenter uavhengig av produksjonen er det veldig stor variasjon og usikkerheter i avvik fra kraftverk til kraftverk. Alle cellene i tabellen er ikke fylt ut fordi en del kraftverkseiere ikke svarte på alle postene i undersøkelsen. I kolonnen for uforutsette kostnader vises det at kraftverkseierne ofte ender opp med en negativ/lavere kostnad enn det de faktisk budsjetterer med. Dette er positivt for økonomien i prosjektene, siden det indikerer at kraftverkseierne har en ekstra buffer å bruke hvis noe skulle gå galt i prosjektet. I tabellen under er det mest tydelig at de største avvikene oppstår i planlegging og administrering av kraftverkene. Avvikene varierer mellom 47 % og 300 %. Denne delkostnaden indikerer at det er stor utfordringer knyttet til forbedringer i planleggingsfasen i prosjektene. For erstatninger og transport, rigg og drift er det en noe mer moderate variasjoner i avvikene og er noe mindre pålitelig.

Tabell 7: Avvik i delkomponenter uavhengig av årsmiddelproduksjon

Antall kraftverk	Planlegging og adm.	Uforutsett	kraftlinje	Transport, og rigg	Erstatning
1	11 %	-300 %	11 %	20 %	2 %
2	10 %	-50 %	7 %	37 %	50 %
3	20 %	-203 %	50 %	-13 %	100 %
4	291 %	-160 %	270 %	160 %	12 %
5	186 %	29 %	-100 %	4 %	-10 %
6	-47 %	-86 %	0 %	22 %	8 %
7	29 %	40 %	390 %	30 %	38 %
8	8 %	-11 %	55 %	10 %	-45 %
9	15 %	36 %	50 %	20 %	-20 %
10	300 %	39 %	-89 %	-9 %	38 %
11	15 %	115 %	-89 %	128 %	179 %
12	111 %	-26 %	167 %	140 %	-10 %
13	490 %	-33 %	200 %	70 %	
14	87 %	0 %	88 %	41 %	
15	60 %	4 %	-50 %	-9 %	
16	78 %	-43 %	44 %	13 %	
17	122 %	-100 %	-73 %		
18	241 %	-470 %			
19	231 %	-30 %			
20	11 %	66 %			

4.4 Årsakssammenhenger

4.4.1 Årsaker til avvik



Figur 20 Hovedårsaker til avvik mellom planlagte og realiserbare kostnader

I den kvalitative delen av undersøkelsen ble de 24 kraftverkseierne spurt om hovedårsaker til avvik i småkraftprosjektene. I Stolpediagrammet indikeres det at de største årsakene til avvik skyldtes dårlig planlegging og prosjektering fra entreprenøren sin side. 10 av kraftverkseierne oppga at de hadde betydelige utfordringer knyttet til inntak/dam og rørgate. Mer spesifikt skyldes dette usikkerheter i grunnforholdene der rørtraseen legges, økt arbeid med inntak/dam og mer sprengningsarbeid. Feil masseberegning i avvikene i forhold til sprengningsarbeidet knyttes til utfordringer med å sette damfoten riktig. Det ble også avdekket at en god del kraftverk ble pålagt fra NVE å endre trykkklasse på grunn av høyere krav til sikkerhet. Mange kraftverkseier hadde i konsesjonssøknaden søkt om klasse 0, men fikk pålegg fra NVE om å øke denne til både klasse 1 og 2. For anlegg i klasse 1-4 gjelder en rekke ulike sikkerhetskrav, hvor noen er administrative og andre rent tekniske. Dette medførte at en god del kraftverk måtte revidere sitt kraftverk med økt krav til kompetanse. Den som eier et klassifisert anlegg er nødt til å ha en vassdragsteknisk ansvarlig (VTA) og en fagansvarlig. Disse skal benyttes for å sikre at undersøkelser, beregninger og planer gjennomføres og dokumenteres på korrekt måte, i samsvar med krav i forskriftene. Økte krav til rørgaten medførte større dimensjoner på rørene. Dette førte dypere grøfter som forårsaket økt arbeidsmengde i forhold til masseflytting, graving og sprengningsarbeid i anleggsarbeidet. Det ble

også påvist at en del eiere måtte endre opprinnelig plassering av rørgaten på grunn av at grunnforholdene ble mer utfordrende. Dette endret ofte rørgatens lengde og profilsammensetning.

Generelt viste seg at grunnforholdene var veldig utfordrende å budsjettere med. Feilberegning av grunnforholdene var også en av hovedårsakene til avvik i kostnader. Dette ansvaret lå som oftest på entreprenørene, der dårlig planlegging førte til mer masseforflytning, sprenging av inntak og tunnel. Terrengforholdene var også en avgjørende faktor, da bratt og ulendt terreng ofte førte til høyere rørkostnader enn forventet. I tillegg var det betydelige avvik på betongarbeidet med dam og inntak.

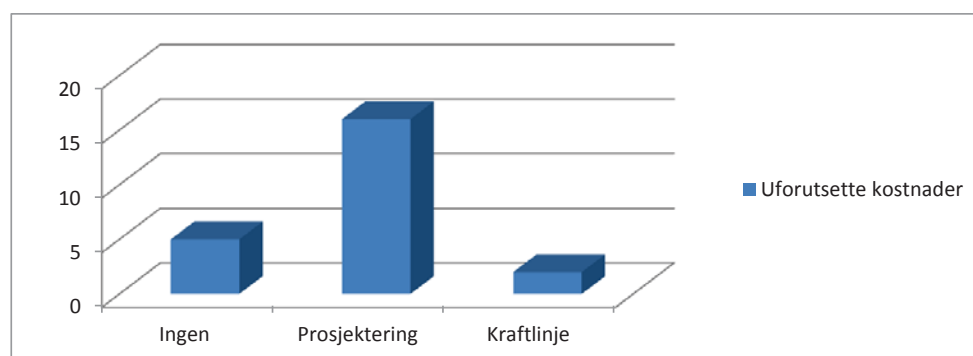
Samtidig kom det frem informasjon om at en god del eiere ikke hadde nevneverdige avvik i forhold til budsjett. Dette kom av at flere sikret seg totalentreprisekontrakter med større entreprenørbedrifter antageligvis til en høyere pris med til gjengjeld lavere risiko for større kostnadsavvik i prosjektet.

I tabellen under er det et utdrag fra intervjuer med 2 kraftverkseiere som ytrer sine synspunkter i forhold til kostnadssprekker i prosjektene.

Tabell 8: Utdrag fra 2 Intervju med kraftverkseiere

Kraftverkseier 1	Det som påpekes er at vi har sett på NVE sitt kostnadsgrunnlag ikke holder mål, dette gjelder spesielt vannvei kostnaden(rør og grøft) som ofte blir underbudsjettet. Utfordringa til bransjen er derfor å finne billige nok vannveisløsninger som prosjektene kan leve med, samtidig som NVE godkjenner de tekniske løsningene i tilknytning til dette.
Kraftverkseier 2	Selskapet har de siste 5 -6 årene bygd ut 6 småkraftverk. De 2 første utbyggingene var preget av usikkerheter. Omstilling fra skreddersøm til byggefase var brå. De to første kraftverka ble en lærepenge for oss. Disse var preget av til dels store overskridelser i forhold til budsjett. De siste kraftverkene vi har bygd ut har kostnadsmessig kommet svært godt ut i forholdt til oppsatt budsjett. Dette skyldes i første rekke svært god kontroll med prosjektering og prosjektoppfølgning, standardisering av kraftstasjonsbyggingen og godt forarbeid ved vurdering av topografi og geologi. Vi har også godt innsyn i markedet for elektromekanisk utstyr. Dette gjør at utbyggingskostnadene har kommet under svært god kontroll.

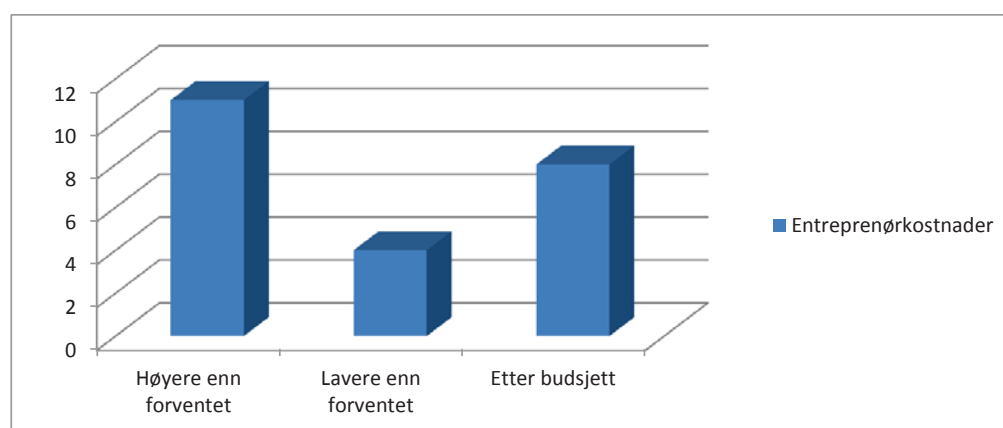
Årsakssammenhenger til avvik i de uforutsette kostnadene er utfordrende å avdekke siden det ofte er tilfeldige hvor disse oppstod. Som det ble vist tidligere i resultatene var kraftverkseierne generelt flinke til å budsjettere med avvik på denne delkostnaden.



Figur 21: Viser hvor i prosjektet de Uforutsette kostnadene oppstod

Figuren viser årsakene til økte avvik i kostnader i prosjektene på grunn av uforutsette hendelser. Det bestod i økt mengde arbeid i prosjekteringsarbeidet på rørgaten inntak/dam, masseberegning og betongberegning. I telefonsamtaler med kraftverkseierne kom det frem at dette hadde sammenheng med hvordan prosjektene ble planlagt og prosjektert fra entreprenørene. Årsaker til økte nettkostnader var knyttet til utfordringer rundt tilknytning til lokalnett, men dette var ikke særlig merkbart.

Årsakene til avvik i entreprenørkostnader har en sammenheng med de uforutsette kostnadene som oppstod i prosjektene.

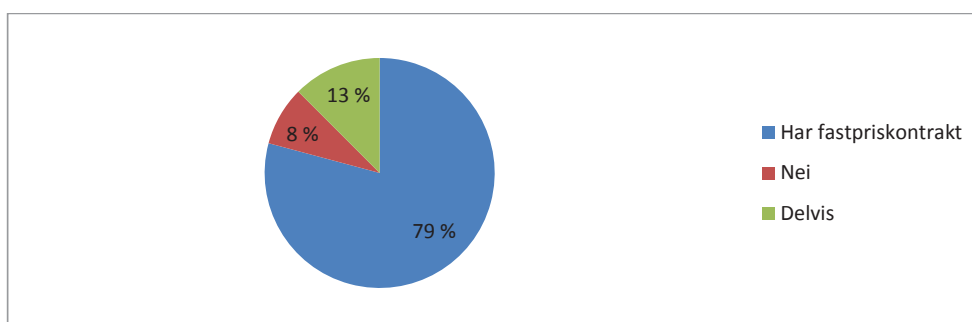


Figur 22: Oversikt over om entreprenørkostnadene ble høyere, lavere eller uendret

Flere kraftverkseiere kommenterte ofte at det var store utfordringer knyttet til feilprosjektering. Mange mente at entreprenørene hadde lite kompetanse og kunnskap om forundersøkelser av grunnforholdene i området. Dette

førte til ekstra arbeid med massehåndtering, økt betongarbeid og sprenging og graving. Legging og prosjektering av rørgaten krevde også mer tid og arbeid en forventet. Det medførte at mange kraftverkseiere måtte utsette oppstarten av kraftverket. Dette påførte økte kostnader grunnet forsinkelser og tapte inntekter som i følge av senere produksjonsstart en forventet.

For å finne flere årsakssammenhenger til avvikene i resultatene ble det sett på om kraftverkseierne tok høyde for prisstigning før investeringsbeslutningen ble foretatt.

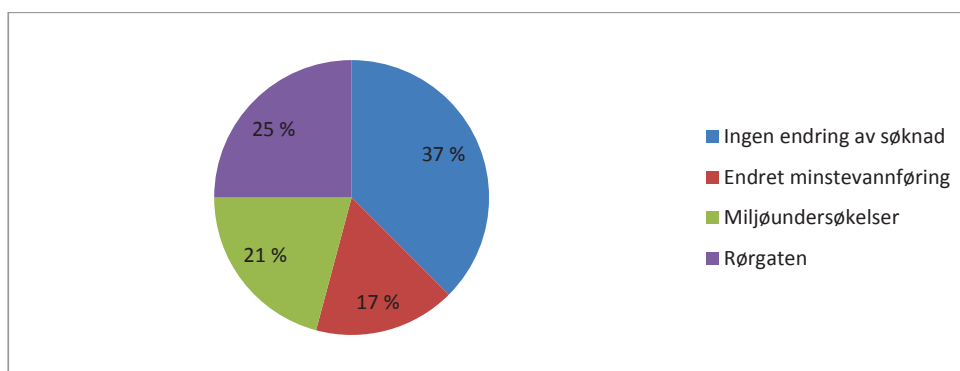


Figur 23: Oversikt om kraftverkseiere to hensyn til prisstigninger i budsjettet

Ved budsjetteringen i konsesjonssøknaden viste det seg at de fleste kraftverkseiere tok høyde for prisstigning før investeringen. Ved inngåelsen av kontrakter med entreprenørene ble prisene normalt låst ved indeksregulering og valuta. Derfor har det utelukkende blitt sett bort fra indeksregulering for kostnadskomponentene i resultatene kapittel 4.3: Avvik.

De kraftverkene som bare delvis tok høyde for prisstigning hadde overskridelser i fremdriftsplanen på prosjektene. Prisstigningen oppstod dermed uventet for kraftverkseier. Det var også noen få kraftverkseiere som ikke tok høyde for prisstigning. De kraftverkseierne som søkte konsesjoner i perioden 2006-2007 tok ikke like stort hensyn prisstigning på grunn av relativt lave priser på komponenter i tiden investeringen.

NVE stiller i dag strenge krav til kraftverkseiere når det søkes om konsesjon for småkraftverk. Hensikten er å ivareta ulike miljø- og samfunnsinteresser. Figuren under viser årsakssammenhenger som er knyttet til pålagte endringer fra konsesjonssøknaden.

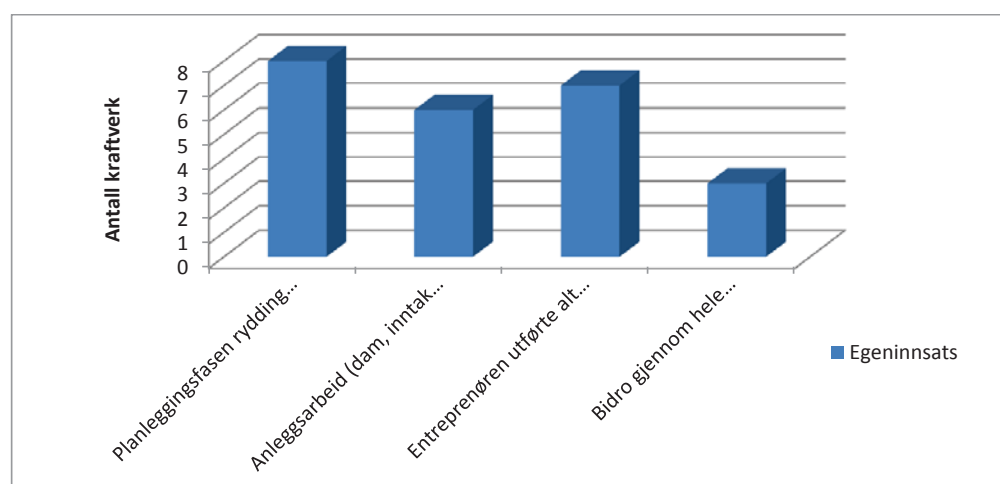


Figur 24: Sektoren over viser oversikt pålagt endringer av konsesjonssøknaden fra NVE.

Figuren viser at 37 % av kraftverkseierne som har blitt intervjuet ikke ble pålagt fysiske endringer på prosjektene. Det tyder på at flere prosjekter foretar grundige vurderinger i søknaden. 25 % av søknadene ble pålagt krav om endringer av rørgaten. Den største årsaken til dette er strengere krav til trykklasser. Dette er noe som gjenspeiler seg i forhold til kapittel 4.4.1: årsakssammenhenger til kostnadsavvik. 17 % av kraftverkene oppga at de hadde fått pålegg om endret minstevannføring. Det er også en god del kraftverk som blir pålagt miljøundersøkelser i etterkant av prosjektets driftsstart. Men dette gjøres som oftest for å bedre tilpasningsdyktigheten til fisk og andre miljøforhold.

Årsaker til kostnadsreduksjoner

Det er svært utfordrende og kunne fastslå mye en kraftverkseiere har klart å redusere kostnadene ved egeninnsats i prosjektet. Det er mest vanlig at Entreprenørene utfører selve prosjekteringen av kraftverket.



Figur: 25 Reduserte kostnader ved egeninnsats i prosjektet

Det viste seg faktisk at ca. 70 % av kraftverkseierne bidro med egeninnsats. Bidragene var som oftest knyttet til planleggingsfasen. Arbeidet bestod i søknadsarbeid, skogrydding og hjelp til byggingen av anleggsveier.

Kostnadsreduksjoner for dette arbeidet blir sjelden eller aldri dokumentert. Data for Kostnadsreduksjoner for 7 kraftverkseiere vises i tabellen under.

Tabell 9: Kostnadsreduksjon ved egeninnsats

Område	Kostnadsreduksjon	Ant kraftverk
Skogrydding, veier	0-300 000 kr	3
Arbeid på inntak og dam	300 000-600 000 kr	2
Bidro i hele prosjektperioden	600 000- 900 000 kr	4

5. DISKUSJON

5.1. Datagrunnlaget.

Det ble utført både kvalitative og kvantitative undersøkelser i oppgaven. I metodebruken har det vært varierende respons både når det gjelder utsendte kostnadsskjema og direkte telefonsamtaler med kraftverkseiere. Derfor ble det besluttet å ta bruk flere metodiske tilnærminger underveis i oppgaven siden datagrunnlaget ble for svakt. Med større datamateriale var det mulig å analysere kostnadsutvikling, sammenligne kostnadsavvik og finne årsakssammenhenger til disse.

Under forutsetninger i undersøkelsens datamateriale er det knyttet relativt få feilkilder ettersom budsjetterte kostnader og total sluttkostnad er basert på vannkraftutbyggerens dokumenter innsendt til NVE. Referanseåret for den budsjetterte kostnaden kan være usikker siden det for noen prosjekter er uvisst hvorvidt hvilke referanseår som har blitt benyttet i konsesjonssøknaden.

Det vil naturlig nok være noe usikkerhet knyttet til fordelingen av de faktiske kostnadene som har blitt innhentet av de 24 kraftverkseierne. Dette skyldes at kostnadene i noen av prosjektene ikke samsvarer med inndelingen i spørreskjemaet som ble sendt ut. Det er også sannsynlig at kraftverkseierne har hatt ulike oppfatninger om hvilke kategori kostnadene tilhører slik at kostnadene kan ha blitt fordelt ulikt seg i mellom. I spørreundersøkelsen har det vært manglende eller sprikende svar på noen av spørsmålene, det har ført at validiteten av resultatene har vært noe svak. Under arbeidet med å kontakte utbyggerne ble det også møtt del utfordringer knyttet til at mange utbyggere hadde byttet arbeid. Innsendt datamateriale som kunne være ukorrekt var også en sannsynlighet for å ha oppstått.

Kombinasjonen av kvalitativ og kvantitativ datainnsamling bidro til å redusere usikkerhetene i resultatene ved at datamaterialet fra kostnadsskjemaene ble knyttet opp mot årsakssammenhenger fra intervjusamtalene med kraftverkseierne. Dermed ble det tydeligere å identifisere hvor avvikene oppstod. I datainnsamlingen ble det i noen tilfeller tilsendt egne kostnadsoverslag fra eiere som hadde en annen type inndeling en det som er skissert i konsesjonssøknaden. Dette førte til at det ble foretatt noen antagelser i forhold til hvor stor andel av kostnadene som tilhørte hva under kostnadskomponentene.

5.2. Drøfting av resultater

5.2.1 Kostnadsutvikling

Resultatdelen for kostnadsutvikling figur 8. i kapitel 4,1, viser at det har vært en betydelig kostnadsøkning på kostnadskomponenter for vannkraftprosjekter. Generelt har utviklingen vært nedslående for småkraftbransjen. Da kraftverkseiere begynte å investere i småkraftverk i begynnelsen av 2000 tallet lå gjerne utbyggingskostnaden på under 2 kr/kW, i dag ligger den gjerne godt over 4,5 kr/kWh. Det betyr i hovedsak at mange av de beste og billigste prosjektene allerede er utbygd.

I resultatene ble det ikke tatt hensyn til indeksregulering fordi de fleste kraftverkseiere tok hensyn til dette under budsjetteringen. Det er også mange kraftverk som får lengre konsesjonsbehandlingstid enn det som kraftverkseiere tar høyde for. I takt med den økende prisutviklingen på komponenter fører dette til at avvikene mellom budsjetterte og faktiske kostnader oppstår uventet for mange. Derfor vil avvikene uten prisregulering kunne reflektere konsesjonsbehandlingstid og uforutsette overskridelser i fremdriftsplanen.

Prisstigningen for Maskin- og elektroteknisk utstyr styres veldig ofte av markedsutsiktene i Europa. Lønnsstigningen i verkstedindustrien har vært økende, det samme har jern og stålprisen. Markedssituasjonen og valutakursen er også en drivende faktor for prisutviklingen siden turbiner ofte blir designet og produsert utenfor Norge (Skau 2009). I 2011-2013 har det vært en mer moderat kostnadsutvikling på grunn av lavere råvarepriser på jern og stål.

For elektrotekniske komponenter har en økning stålprisen gitt utslag i økte kostnader for kraftverkseierne, dette gjelder spesielt transformatorer. Tilbudsevalueringer viser en moderat prisøkning på apparat – og kontrollanlegg. Arbeidslønn spiller også en avgjørende rolle. Generelt er årsaken til prisøkningen montasje og at leverandører har problemer med å tilby tjenester etter kontrakt. Dette tyder på underkapasitet og tilsvarende tidspress. Prisutviklingen har vært noe mer moderat de siste 4-5 årene. Jern- og stål indeksen har vært noe svakere enn tidligere år, det kan også vises en nedgang i tjenester og arbeidslønn. God utvikling av rammeavtaler med leverandører i energibransjen er med på å stabilisere kostnadsøkningen på et mer akseptabelt nivå.

For dammer, tunneler, og kraftstasjon bygg styres kostnaden ofte av regionale forskjeller. Mye av arbeidet må tilpasses på stedet. Derfor varierer enhetsprisen fra prosjekt til prosjekt, og mellom tilbydere. For tunneler skyldes prisstigningen økte materialkostnader, arbeidskraft og riggkostnader. Variasjonene i enhetsprisene fra år til år har sammenheng med lokale forhold og beliggenhet. For bygg og anleggssektoren har det vært et fall i produktiviteten gjennom de siste årene. Det antas at årsaken er en forholdsvis stor økning i enhetspriser på armering, forskaling og betong. Prisnedgangen som oppstod i en kort periode like etter finanskrisen synes nå å være hentet inn. Variasjoner i betongpriser skyldes i stor grad geografiske forskjeller. Det er lite konkurranse på regionalt nivå og

prisene i monopolsituasjoner stiger. Kostnadene for arbeidskraft har også økt. En del utbyggere tar sannsynligvis ikke høyde for dette før investeringsbeslutningen. En betydelig andel av kostnadene for dammer er knyttet til transportkostnader ved masseflyttingsarbeid. En annen årsak skyldes store variasjoner oljeprisen de siste årene (DN 2014).

Gjennomsnittlige utbyggingskostnader mellom 2001-2012 for småkraftverk økte markant med noen korte unntaksperioder. se figur 9. kapittel 4.1. Informasjon fra kraftverkseierne i undersøkelsen bekreftet dette. Flere kraftverkseiere velger å knytte seg til lokale entreprenører med dårlig, eller ingen form for fastprisavtale. Det gjøres for å prøve å få gode avtaler med lave priser. Dette innebærer risiko som viser seg at flere eiere er villig til å ta. Dette kan refereres til utlånsrenten (se figur 10 kapittel 4.1) da enkelte kraftverk lå relativt høyt i forhold til styringsrenten. I de 2 siste årene har tendensen vært en noe lavere utbyggingskostnader for enkelte kraftverk. Det kan tyde på at kostnadsutviklingen på komponenter har stabilisert seg i større grad. Dette er positive indikasjoner for småkraftbransjen.

5.2.2 Drøfting av fordelingen av delkostnader

Totalkostnadene for kraftverkene ble prosentvis fordelt på 10 kostnadskategorier som inngår i utbyggingen av småkraftverk. I Resultatene ble det gjort kjent med at inntak/dam har en gjennomsnittlig andelskostnad på 10 % noe samsvarer relativt bra med veilederen til NVE. Det er i midlertidig store variasjoner i andelskostnadene fra kraftverk til kraftverk. For elektroteknisk- og maskinteknisk er andelskostnaden noe lavere enn veilederen til NVE, der gjennomsnittlig andelskostnad dekker 40 % av totalkostnaden. Dette indikerer at veilederen fra NVE er en god referanse å bruke på elektroteknisk og maskinteknisk utstyr. I forhold til kostnadsvurderinger i NVEs veileder er det knyttet størst usikkerheter rundt driftsvannveien (rørgaten) da det er angitt en dekningsgrad mellom 10-50 % av totalkostnaden. I analysen av kraftverkene viste det seg at gjennomsnittlig kostnadsandel for driftsvannveier ligger på 26 % av den totale utbyggingskostnaden. De fleste kraftverkene med få unntak ligger i kostnadsintervallet 20-30 %. For kraftstasjon bygg ligger kostnadene ca. 5 % høyere enn det NVE har lagt til grunn. Kun 3 av kraftverkene hadde en lavere andelskostnad enn 5 %. Dette har mest sannsynlig årsakssammenhenger med store forskjeller i beliggenhet, størrelse og bygningsmessig standard. Kostnadene varierer også ved valg mellom vertikal og horisontalakslet aggregat, antall aggregat, fundamentering på fjell og løs-masser.

For kraftlinje eller linjetilknytning ligger gjennomsnittlige andelskostnader på 3 % noe som er langt lavere enn det NVE har lagt til grunn i kostnadsgrunnlaget der andelen er på 5-15. Det kan tyde på at de fleste kraftverkseiere ikke har nevneverdige utfordring knyttet til nettilknytning. Det kan og skyldes at utbyggere foretar grundige

forundersøkelser i nett-forholdene før investeringsbeslutningen foretas. Ved en eventuell oppdatering av NVEs veileder vil det anbefales å revurdere andels-kostnaden for kraftstasjon bygg og kraftlinje.

5.2.3 Årsaker til endring i budsjettert lønnsomhet

Det er ofte avgjørende for lønnsomheten i småkraftprosjekter å identifisere hvorfor avvikene oppstod, for å kunne ta lærdom av feilvurderinger som har blitt foretatt ved tidligere prosjekter. Regresjonsanalysene hadde forholdsvis stor spredning mellom punktene og med svake korrelasjonsfaktorer, derfor har resultatene primært blitt tolket ved plottede punkter i diagrammet.

Etter å ha analysert resultatene er det en klar indikasjon på at lønnsomheten til vannkraftverkene endrer seg negativt i forhold til søknaden. 96 % av kraftverkene hadde en økt utbyggingskostnad sammenlignet med det som ble budsjettert med i konsesjons-søknaden. 17 % av de 24 undersøkte kraftverkene hadde et avvik i utbyggingskostnaden på mellom 20-30 %. Det var også kraftverkene som hadde utbyggingskostnad 90-100 % høyere enn det som ble budsjettert med. for 60 % av kraftverkene øker utbyggingskostnadene med mer enn 0,5 kr/kWh, og for over 20 % av kraftverkene øker utbyggingskostnadene med mer enn 1,5 kr/kWh.

En rapport utført av studenter på oppdrag fra ressursseksjonen i NVE sommeren 2013 viser også noe av de samme indikatorene (Sigurd Tangerud Haga 2013). Til sammenligning hadde de et mye større datagrunnlag men desto lavere detaljgrad. Deres resultater viste at 83 % av kraftverkene fikk en økt utbyggingskostnad sammenlignet med kostnadsoverslaget i konsesjonssøknaden. Noe som var noe lavere enn i mine resultater. Største andelen av kraftverkene i deres resultater endte opp med en lavere spredning i avvik, der 22 % Kraftverkene hadde avvik på mellom 30-40 %. De hadde også noen flere kraftverk som endte opp med negative utbyggingskostnader fra budsjett til driftsstart sammenlignet med mine resultater. I en sammenligning av den kumulative fordelingen viser mine resultater det samme som i deres, der over 60 % av kraftverkene hadde økt utbyggingskostnaden med mer enn 0,5 kr/kWh, og 20 % med økte kostnader med mer enn 1, 5 kr/ kWh. Den merkbare forskjellen, er at mine resultater indikerer en høyere andel av kraftverkene som ender opp med høyere utbyggingskostnader. Mens 10 % av kraftverkene i rapporten har en økt utbyggingskostnad på mer en 2 kr/ kWh, er det tilsvarende en økning på 2,2 kr/kWh i mine resultater.

Jeg har valgt å se litt nærmere på årsakene til dette, og har stilt spørsmålet: hvorfor blir kraftverkene mindre lønnsomme enn budsjettert.?

I mine undersøkelser ble det tatt med noen få kraftverk som ble satt i drift 1 år etter at rapporten ble ferdigstilt. Men dette stadfester ikke årsaken til at kraftverkene ble dyrere enn i rapporten. Heller ikke indikasjonene på at bygge- og kostnadsutviklingen på komponenter i markedet har stabilisert seg det det siste året bidrar til å forklare

denne trenden. Det som trolig er årsaken, er at de billigste og beste prosjektene allerede er bygd ut, og at det kreves større ressurser for å bygge ut i dag, sammenlignet med bare for 1 år siden.

Ved gjennomgang av tilsendt datamateriale og informasjon fra dybdeintervjuene har det kommet frem flere årsaker til at utbyggingen ofte blir dyrere og/eller at årsproduksjonen blir lavere enn budsjettert. For det første er det typisk at det søkes om en svært liten, eller ingen, minstevannføring i konsesjonssøknaden. Ved NVEs krav om minstevannføring fører det til at kraftverkene får en redusert midlere årsproduksjon. Kraftverkene har også en tendens til å bli dyrere enn budsjettert fordi mange prosjekter har store utfordringer med planleggingen og prosjekteringen av kraftverket. En kanteffekt av dette er at byggingen tar lenger tid enn forventet. Dette indikerer at fremdriftsplaner vedlagt konsesjonssøknaden ikke blir overholdt. Lengre utbyggingstid vil være kostbart med tanke på lønn til konsulenter og jurister, økte finansielle kostnader og økte prisstigninger.

Et annet element som ofte ble nevnt i dybdeintervjuene var at kostnadene knyttet til entreprenørarbeid er uforutsigbare. Dette gjelder særlig arbeidet med inntak/dam og rørgaten som ofte blir vesentlig dyrere enn forventet, avhengig av hvordan grunnforholdene viser seg å være. NVE kan også stille krav til endring av den planlagte rørtraséen, noe som også kan medføre økte kostnader eller uforutsette problemer. Flere av kraftverkene fikk pålagt trykkklasseendringer på rørgaten på grunn av brudd på dam-sikkerhetsforskriften. I arbeidet med detaljplanen viste det seg ofte at det var behov for større, dam, slukeevne eller lignende. Dette medførte økte kostnader i planleggingsarbeidet.

5.2.4 konsekvenser av økte kostnader

Resultatene viser at det er store avvik i planlegging og forarbeidet i prosjektene. Dette får videre konsekvenser for prosjekteringen. Dette viser seg spesielt for dam/inntak da avviket kan være så mye som 50 % fra kostnadsoverslaget i konsesjonen. Konsekvensene av økte kostnader vil føre til færre og dårligere prosjekter blir realisert i fremtiden.

En lønnsomhetsvurdering av småkraftprosjekter tar alltid utgangspunkt i kontantstrømmer. Deretter bestemmes avkastningskravet. Et lønnsomt prosjekt har en positiv nåverdi. Prosjektets internrente er den diskonteringsrenten som gir kontantstrømmens nåverdi lik 0 og angir prosjektets avkastning. Et eksempel på hvordan lønnsomheten endres kan illustreres ved et av de undersøkte prosjektene. Det er foretatt noen antagelser i eksempelet nedenfor:

Den totale utbyggingskostnaden fra et kraftverk økte fra 16,8 mil til 28 mil fra budsjett til idriftsettelse.

Årsmiddelproduksjon er: 7 GWh, antatt kraftpris på 40 øre / kWh, antatt levetid på 30 år, drift og vedlikehold: 3 % av investeringskostnad og kalkulasjonsrente settes til 7 % etter NVEs veileder. Det forutsettes fast kontantstrøm.

Dette gir en nåverdi i budsjett og idriftsettelse på henholdsvis 5,2 og 15,7. Det gir internrenter på 9 % og 16 % som reflekterer avkastingen i prosjektet. Prosjektene er lønnsomme så lenge avkastningskravet er lavere enn internrenten.

I Eksemplet ble det plukket ut et tilfeldig kraftverk fra undersøkelsen som ikke ender opp med en negativ nåverdi. Likevel illustrerer eksempelet hvordan en økning i kostnadsavvik påvirker lønnsomheten negativt. I prosjektets investeringskalkyle må det også tas hensyn til at kontantstrømmens inn- og utbetalinger vil variere med usikre kraftpriser og sertifikatpriser, tilleggsinvesteringer, skatt på produksjon og drifts og vedlikeholdskostnader som vil også variere fra prosjekt til prosjekt. Prosjektet endte opp med en nåverdi på 5,2. I et marginalt prosjekt med dårlig likviditet så vil risikoen være høy for at alle inntekter kun går til banken for å dekke renter og gjeld. Dette kraftverket var privateid. Det er grunn til å tro at det står til noe bedre til med statlige selskap fordi de har eiere med kapital som kan stå sterkere imot lave kraftpriser.

De fleste av kraftverkene som ble foretatt undersøkelser på sliter med bunnskrapte bankkontoer, de som tjener penger er de kraftverkene som ble oppført for 5-10 år siden da investeringskostnadene var lave og kraftprisene høye. Gjeld er dermed nedbetalt på et håndterbart nivå. Kun snille bankforbindelser som kun krever renter og ikke avdrag, gjør at kraftverkene overlever.

5.2.5 Tiltak for å redusere avvikene

I telefonintervjuene ble det fastslått at ca. 70 % av kraftverkseierne bidro med egeninnsats. Bidragene var som oftest knyttet til planleggingsfasen. Arbeidet bestod i søknadsarbeid, skogrydding og hjelp til byggingen av anleggsveier. Kostnadsreduksjoner varierte fra 200 000-1 mil. Dett viser at det er mulig for de fleste fremtidige kraftutbyggere å redusere kostnadene ved dugnadsarbeid.

Det ble avslørt at de største årsakene til største kostnadsavvik oppstod i dam/inntak. Nøye planlegging av grunnforholdene er avgjørende for å kunne redusere disse. Ved for eksempel å dra nytte av oljeindustrien der det brukes seismiske undersøkelser, er det større sannsynlighet for og predikere grunnforhold og dybde ned til berg. Det vil også gjøre det lettere å finne ut om det er mulig å fundamentere dammen på berg langs hele damprofilen.

For rørgaten gjelder de samme prinsippene. I selve anleggsarbeidet er det viktig å velge ut den beste traseen. I et intervju med en kraftverkseier ble kostnadene på rørgaten redusert med 1,4 millioner ved å legge røret i krappere kurver enn det som var vanlig. Vinkelpunkt ble dermed redusert i muffen. Dette reduserte kostnadene betydelig. Det å vurdere dam- sikkerhetsforskriften bedre vil også kunne bidra til at uforutsette kostnader kan unngås.

5.2.6 Lønnsomhet i forhold til inntektskilden

Lønnsomheten i småkraftbransjen står og faller på prisutviklingen i markedet. De fleste småkraftinvesteringer vil skje før 2020. Derfor er det viktig å kunne spå noen scenarioer for kraftprisen 6 år frem i tid. I fremtiden vil det mest sannsynlig bli mer nedbør og mildere klima som vil bidra til å redusere kraftprisene. Norge er integrert i det europeiske kraftmarkedet. Viktige faktorer for kraftprisen er klimapolitikken i EU og kjernekraft. Norge vil mest sannsynlig få et overskudd på fornybar kraft frem mot 2020. Hvis ikke overføringskapasiteten økes vil vi mest sannsynlig få innelåst kraft og lavere kraftpriser. Det er planlagt nye overføringslinjer både mot Tyskland, Storbritannia og Danmark. En slik integrering vil kunne bidra til å øke kraftprisen samtidig som kjernekraftkapasiteten i Europa holdes uendret. En økning i kvoteprisen på CO₂ opp til et visst nivå vil også bidra til en økning i kraftprisene. (Finn Roar Aune 2014) Men hvis investeringene i kjernekraft i Europa øker, noe det tyder på i Finland, vil kraftprisen falle (Finn Roar Aune 2014). Med disse spådommene så vil småkrafteierne mest sannsynlig kunne forvente seg marginale økninger i kraftprisene de kommende årene.

Da de grønne sertifikatene kom på plass var der stor optimisme blant norske småkraftentusiaster. Men har egentlig de grønne sertifikatene innfridd forventningene? Totalt sett er det utvilsomt bygd ut en god del fornybar energi, men sett med norske øyne har det aller meste av utbyggingen kommet i Sverige. Årsaken er ganske enkelt bedre rammevilkår i Sverige enn i Norge. For øyeblikket representerer sertifikatordningen flere av småkraftbransjens største utfordringer. I følge tabellen: småkraftstatistikk i kapittel 3.1 er det en negativ trend i utbyggingen av småkraftverk i fra 2012-2013. Det er 294 småkraftaksjonærer som byggestart på verket sitt fordi de venter på bedre tider. En rekke småkraftverk som ikke får delta i markedet med grønne sertifikater, er i realiteten konkurs. De fleste av kraftverkene som ble foretatt undersøkelser på sliter med bunnskrapte bankkontoer, de som tjener penger er de kraftverkene som ble oppført for 5-10 år siden da investeringskostnadene var lave og kraftprisene høye: se figur 6, kraftpriser og figur 7 grønne sertifikater kapittel 3.3.2. Gjeld er dermed nedbetalt på et håndterbart nivå. De nærmere 170 kraftverkene som ble satt i drift mellom 2004-og 2009 omfattes ikke av denne ordningen selv om det ble lovet fra flere regjeringer. Av 97 privateide småkraftverk som omfatter denne sertifikatordningen, er 15 teknisk konkurs. 24 av dem driver med underskudd og 32 selskaper har så dårlig økonomi at de drives på dugnad (Småkraftforeninga 2014). Bare 26 kraftverk går med overskudd. (Småkraftforeninga 2014)

Småkraftbransjen står ved en skillevei hvor det enten må investeres mer i selskapene eller begjære oppbud/selge. Det handler om kraftpriser, nettilgang og ikke minst sertifikatpriser. Det er avgjørende at norske myndigheter derfor tar grep som sikrer at sertifikatene betaler seg godt nok til at de faktisk utløser utbygging av mer fornybar energi. Grønne sertifikater forsvinner i Norge i 2020. Dette fører til et kappløp med tiden for å rekke å bygge ut før

denne tiden. Det at mange kraftverk allerede venter på utbygging, kan føre til at det forårsaker en utbyggingsboom der alle skal bygge ut samtidig. Dette tror jeg kan gi dyrere, dårligere og ikke minst færre utbygginger enn Norge ellers ville fått. Når markedet for el - sertifikater øker bidrar det til et økt volum av installert kapasitet. Dette fører til at fornybar el - produksjon kan oppnås mer kostnadseffektivt ved at investeringene vil komme der forholdene ligger best til rette for. Generelt vil økningen i fornybar kraftproduksjon kreve en forsterkning av eksisterende nett. Uten dette vil det ikke være positivt rettet for klima og miljømål. Hvis man ikke tar hensyn til oppgradering og utbygging av nettet vil dette kunne føre til økt overskudd på kraft, og dermed lavere kraftpriser og høyere forbruk. Unntaket er hvis det økte forbruket skyldes betydelig økning i elbilmarked i Norge.

5.2.7 Videre arbeid

Dette prosjektet har hatt hovedfokus på å sammenligne kostnader. Det har også blitt forsøkt å dele opp den totale kostnaden i 10 kategorier og sammenligne disse, men dette har gitt noe upålitelige og lite detaljerte resultater. Et mer omfattende prosjekt som sammenligner Utbyggingskostnaden i forhold til den geografiske variabelen der man hadde sett på avstand til infrastruktur, grunnforhold og topografi vil kanskje kunne gitt mer interessante resultater, og ville samtidig kunne fastslå feilkildene som oppstod i mine resultater. Det kan også være nyttig å forsøke å vurdere hvorvidt utbyggerne bevisst spekulerer i å underestimere kostnadene og/eller minstevannføring i konsesjonssøknaden for å få mer gunstig konsesjon.

For teknologier ser man generelt at kostnadene faller etter hvert som teknologiene modnes og tas i bruk. Læreeffekter som vinnes gjennom erfaring er en viktig årsak til at kostnadene faller. Læreeffektene kan beskrives gjennom lærekurver som viser sammenhengen mellom enhetskostnader og akkumulert produksjon. Kurvene sier noe om den langsiktige utviklingen i kostnadene. Småkraft er en moden teknologi i Norge. Vi har hatt en betydelig økning i installert kapasitet for vannkraft i Norge og ellers i Europa. Samtidig viser Denne masteroppgaven viser at kostnadsutviklingen på komponenter øker i takt med økt utbygging. Det kunne derfor vært interessant å studere hvorfor en eventuell læringseffekt har slått feil ut for vannkraftteknologien. Dette er selvfølgelig forhold som kan være vanskelig å måle og modellere.

Å videreføre NVEs veileder i planlegging, bygging og drift av småkraftverk med mer detaljerte standarder for planlegging og prosjektering, kunne hjulpet entreprenører og konsulenter og fått bedre kontroll på bygge-kostnadene. Implementering av kostnader som funksjon av forskjeller i geografi, topografi og geologi i standarden kunne vært interessant å studere.

6. KONKLUSJON

Hovedformålet med denne oppgaven var å analysere om realiserte investeringskostnader for småkraftverk skiller seg fra budsjetterte kostnader i konsesjonssøknaden, og finne årsakssammenhenger til dette.

Generelt for vannkraftbransjen har det vært en signifikant økning i kostnadsutviklingen på de forskjellige kostnadskomponentene som inngår i utbyggingen av slike kraftverk. Mange av de beste og billigste prosjektene har allerede blitt bygd ut. For de 2-3 siste årene kan det likevel se ut som kostnadsnivået har stabilisert seg noe. Dette har gitt noen utslag i lavere i utbyggingskostnader for enkelte småkraftprosjekter.

I sammenligningen med NVEs veileder for planlegging, bygging og drift fra 2010, viser det seg at gjennomsnittlige andelskostnader for Maskin -elektroteknisk, driftsvannveier og dam/inntak er godt dokumentert. Det er i midlertidig store usikkerheter i kostnadsvariasjoner for driftsvannveier og dam/inntak fra kraftverk til kraftverk. Dette har mest sannsynlig sammenheng med variasjonene i kostnadsutviklingen for disse komponentene. Kraftstasjon bygg ender opp med noe høyere andelskostnader enn det som er anslått i NVEs veileder. Andelskostnadene knyttet til nettilknytning(kraftlinje) var betydelig lavere med andel enn et som er forespeilet i NVEs veileder. Men alt under ett, har NVEs veileder relativt pålitelig dokumentasjon for kostnadsbildet på komponentene.

Analysene oppgaven viser en klar tendens til at utbyggerne var for optimistiske med tanke på økonomi og årsproduksjon i konsesjonssøknaden. Det ser ut til at avviket mellom budsjetterte og faktiske kostnader er størst for komponentene planlegging og inntak/dam, og minst for maskin- og elektrotekniske komponenter. Det er i midlertidig knyttet en del usikkerheter i regresjonsanalysen på grunn av lave korrelasjonskoeffisienter som indikerer en noe svakere sammenheng mellom produksjon - og kostnadsvariabelen. Årsakene til kostnadsavvikene skyldes økt mengde anleggsarbeid på grunn dårlig planlegging og prosjektering fra entreprenørens side. Mer spesifikt gjaldt dette usikkerheter grunnforhold som medførte økt sprengningsarbeid ved plassering av damfot, økt uttak av masser, økt betongfylling og overskridelser i fremdriftsplanen. Utbyggingskostnaden knyttet til maskin og elektrotekniske komponenter budsjetteres derimot ofte riktig og avviket i kostnaden ser ut til å være nesten uavhengig avviket i årsproduksjonen.

7. REFERANSER

Bank, N. (2008). *NIBOR renter i Norge fra 1982-2012*. I: bank, N. (red.). Oslo. Tilgjengelig fra: http://www.norges-bank.no/Upload/HMS/short_term_interest_rates/NIBOR_dag_mnd_aar.xlsx.

Brinkmann, S. (2010). *Kvalitative Metoder*. Ålborg: Aalborg Universitetet.

Bugge Lars, I. O. (2005). Leverandørutvikling av små vannkraftutvikling. I: lapgård, J. (red.). *Rapport Leverandørutvikling*, 2005:15. Oslo: NVE. 34 s.

Bøeng, A. C. (2010). Konsekvenser for Norge av EUs fornybardirektiv. *Rapport Økonomiske analyser*. Oslo: SSB. 11 s.

DN. (2014). *Børs og marked*. I: Erikstad, T. (red.). Finans: DN. Tilgjengelig fra: <http://www.dn.no/finans/#/energy> (lest 08.05. 2014).

Finn Roar Aune, K. E. R. (2014). Kraftpris og CO2 pris fram mot 2014. *Markedsutvikling*, 2008:1. Oslo: SSB. 5-7 s.

Husebø, R. (2013). Småkraftstatus 2014. 35 s.

Ivar, W. (2007). *Power System Economics- the Nordic Electricity Market*. Trondheim: Tapir Academic press.

Lapgård, J. (2007). Kostnadsindekser vannkraftanlegg 2005 – 2007 I: Jensen, T. (red.). *Indeksregulering*: NVE. 1-4 s.

NVE. (2009). Saksgang for Småkraftverk. *Søknaden*: 16.

NVE. (2013). *Oversikt over ny Kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Energi1/Analyser/Oversikt-over-ny-kraftproduksjon/> (lest 15.03.2013).

NVE. (2014). *Konsesjoner for vannkraft*. S 1 s.

OED. (2007a). Retningslinjer for små vannkraftverk. Oslo. 54 s.

OED. (2007b). Retningslinjer for små vannkraftverk. *Retningslinjer*, 2007:1: OED. 54 s.

OED. (2008). *Historisk utvikling av vannkraftsektoren*. Oslo: OES. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/otprp/2007-2008/otprp-nr-61-2007-2008-/3/1.html?id=515385> (lest 28.04.2014).

OED. (2009). *Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg (damsikkerhetsforskriften)*. Oslo: OED. Tilgjengelig fra: <http://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2009-12-18-1600> (lest 28.04.2014).

OED. (2012a). Kraftpriser, forsyningsikkerhet og kostnader. I: Møreforskning (red.). *Energiutvalget - priser og forsyningsikkerhet*, 2011: 19. Molde: OED. 78 s.

OED. (2012b). *Ressursgrunnlag og teknologiutvikling*. I: Berthelsen, O. (red.). Energiutredningen - verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø: OED. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/12.html?id=675558#note6> (lest 05.04.2014).

OED. (2014). *Elsertifikatordningen*. Oslo: Olje- og Energidepartementet. Tilgjengelig fra: http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi_og_vannsressurser/elsertifikater.html?id=517462 (lest 05.03.2014).

Ramm, B. (2014). *Teknologi* Oslo: NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge Tilgjengelig fra: <http://fornybar.no/vannkraft/teknologi#vann2.2> (lest 07.03.2014).

Sigurd Tangerud Haga, H. M. E. (2013). Forholdet mellom budsetteerte og faktiske kostnader, 2013:1. Oslo: NVE.

Skau, S. (2009). Kostnadsutvikling Vannkraftprosjekter. . I: Berntsen, M. (red.). *Raport: Indeksregulering fra 1997-2014*. Oslo: NVE. 3 s.

Skau, S. (2010). Kostnadsutvikling for vannkraftprosjekter. I: Aamot, E. (red.). *Indeksregulering*, 2013:13: NVE. 1-4 s.

Skau, S. (2011). Kostnadsutvikling for vannkraftprosjekter. I: Aamot, E. (red.). *Indeksregulering*, 2013:14: NVE. 1-4 s.

Skau, S. (2012). Kostnadsutvikling for vannkraftprosjekter. I: Aamot, E. (red.). *Indeksregulering*, 2013:15: NVE. 1-4 s.

Skau, S. (2013). Kostnadsutvikling for vannkraftprosjekter. I: Aamot, E. (red.). *Indeksregulering*, 2013:15: NVE. 1-4 s.

Skau, S. (2014). Kostnadsutvikling for vannkraftprosjekter. I: Aamot, E. (red.). *Indeksregulering*, 2013:17: NVE. 1-4 s.

Småkraftforeninga. (2014). Tapte alt. *Småkraftnytt*: 38.

Spot, N. p. (2014). *Elspot prices*. Oslo: Nord Pool Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/> (lest 20.03.2014).

SSB. (2013). *Elektrisitetspriser 4 kvartal 2013*: SSB. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/elkraftpris/> (lest 01.05.2014).

Statnett. (2014). *Rapporter elsertifikater > pris*. system, N. E. C. (red.). Oslo. 1 s.

Stensby, K. E. & Hofstad, K. (2010). Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (<10 000 kW). I: Hofstad, K. (red.). *NVE Håndbok*. Oslo: NVE. 66 s.

Sweco AS, S., Kjell Erik (2011). Kostnader ved produksjon av kraft og varme. I: Hofstad, K. (red.). *Håndbok: Økonomi*, 2011:1. Oslo: NVE. 36-38 s.

SWECO, B., Dag / Fladen, Bjørnar / Holmqvist, Erik. (2010). Planlegging, bygging og drift av små kraftverk. I: Jan Slapgård, K. E. s. (red.). *Veileder*, 2010:2. Oslo: NVE. 3-5 s.

Vedlegg**Kostnadsskjema**

Navn på kraftverk og driftsår:

Faktiske kostnader for Kraftverket	Kostnad i mill kr
Kostnadsbærer	Fyll ut i kolonnen under
Reguleringsanlegg	
Overføringsanlegg	
Inntak/dam	
Driftsvannveier: Tunnel/Rør	
Kraftstasjon Bygg	
Kraftstasjon maskin og elektro	
Kraftlinje	
Transportanlegg, Rigg og drift	
Div. tiltak (terskler, landskapspleie, med mer)	
Uforutsett	
Plan- pro - adm	
Finansieringsutgifter	
Anleggsbidrag	
Totale utbyggingskostnader: Bygg+ maskin+ elektro+ diverse [Mill kr]	
Midlere årsproduksjon [KWh]	
Utbyggingspris [kr/kWh]	
Krav til minstevannføring [l/s] som/vint	/

Hvis der er andre kostnader som skulle vært med, men som ikke inngår i skjemaet eller om du er usikker på hvilken kategori de faller under kan du skrive disse under her:

Spørreundersøkelse

1. Var det noen usikkerheter i investeringsbeslutningen?
2. Hva mener du bør gjøres for å få et løft i småkraftnæringa.?
3. Hva var den største kostnadsposten.?
4. Hvor var oppstod de største avvik i kostnadskomponentene.?
5. Hva var hovedårsakene til avvikene mellom planlagte og realiserbare kostnader.?
6. Hvor i var det budsjettet eventuelt sprakk i prosjektet.?
7. Hva var utlånsrenta på når du investerte i prosjektet.?
8. Hva var mest usikkert i forhold til en investeringsbeslutning?
9. Hva mener du bør gjøres for å få et løft i småkraftnæringa.?
10. Hvordan ser du på usikkerheten rundt kraftprisen og sertifikatprisen.?
11. Hvor oppstods de kostnadene som var uforutsett i budsjettet.?

Ble det etter behandlingen av konsesjonssøknaden hos NVE stilt nye krav til forbedring av søknaden. ? Hvis svaret er Ja, hvilke tiltak /forbedringer måtte gjennomføres

12. I henhold til framdriftsplanen i prosjektet, Oppstod uforutsette overskridelser som følge av at framdriftsplanen ble forskjøvet frem i tid.? Hvis svaret er JA. Hvor mange måneder ble prosjektet forskjøvet med og hva var årsaken til det.

13. Ble kostnadene knyttet til entreprenørarbeid høyer/lavere/uendret enn forventet.? Hvis ja, hva var årsaken til dette.?

14. Ble det tatt hensyn til eventuelle prisstigninger i de budsjetterte kostnadene? svar JA eller Nei.?

15. Har du som kraftverkseier vert med på å redusere kostnadene ved egeninnsats.? Ja/nei. Hvis ja, på hvilket område og fase i prosjektet bidro du.?



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no