



Forord

Denne oppgaven markerer slutten på 2 års masterstudium i fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet på Ås.

Jeg vil takke Thomas Martinsen for veiledning og gode diskusjoner rundt temaet læringskurver og deres applikasjoner. Jeg ønsker også å takke Kjersti Lindstrøm hos E-CO Energi, som fant frem Oslo Lysverkens årbøker og lot meg gjennomgå dem i fred og ro på et møterom i E-COs loftsetasje med utsikt til slott og fjord.

Oslo, 15/8 2014

John Kristian Alterskjær

Sammendrag

Hovedmålet med denne oppgaven var å se om vi kunne etablere en læringskurve for norsk vannkraft som grunnlag for ny politikk. Dette ble gjort med utgangspunkt i to datasett som beskrev kostnad per installerte MW kapasitet. Det første omfattet utbygginger utført i perioden 1956-1985. Det andre tok for seg utbygginger mellom 1996 og 2014. De eldre kostnadsdataene beskriver primært stor vannkraft, mens de nyere utbyggingene hovedsakelig omhandler småkraftutbygging. Det ble derfor også undersøkt læringsrater for de to periodene separat for å se om en læringskurve for stor vannkraft kan gi innspill til politikk for småkraft.

Læringskurvene for stor vannkraft ga positive læringsrater, 21,27 % for totalkostnadene. Men R^2 -verdien på 0,16 viser en dårlig forklaringsverdi for kostnadsutviklingen ved bruk av læringskurven. Det er store kostnadsvariasjoner mellom utbyggingene. Det var spesielt overraskende å se store svingninger innen elektromagnetisk kostnad, som ifølge litteraturen skal ha mer stabile priser.

For småkraftdominert utbygging ga læringskurvene negative læringsrater, - 82 % for alle utbygginger i datasettet, men med store variasjoner mellom utbyggingene og en R^2 -verdi på bare 0,019.

Læringskurven for hele perioden 1956-2013 ga en positiv læringsrate på 6,6 %, men her var forklaringsverdien svært liten med en R^2 -verdi på 0,0311, som er for lavt til å konkludere med en etablert læringskurve for vannkraft.

Årsaker til de ulike læringsratene og det store kostnadsspennet ble undersøkt. Bildet er komplisert. Noe av grunnen til nåtidens kostnadsøkning ligger i at de beste prospektene ble bygget ut først. Det er også varierende anbudspriser på elektromagnetisk utstyr innen småkraften. Men det er mulig at stedsspesifikke forhold er så viktige at store kostnadsvariasjoner mellom kraftverk er en naturlig del av vannkraften, og at den positive læringsraten for hele perioden ikke er så uforklart som R^2 -verdien tyder på. Dette krever mer forskning og bedre data, og vi kan ikke konkludere med en etablert læringskurve for vannkraft som grunnlag for ny politikk med den eksisterende informasjonen.

Abstract

The main objective of this study was to see if we could establish a learning curve for Norwegian hydropower as a basis for new policy. This was done using two sets of data describing the cost per installed MW capacity. The first included the developments carried out in the period 1956-1985. The second dealt with the developments between 1996 and 2014. The older cost data describe primarily large hydropower, while the more recent developments concern mainly small hydro development. For that reason, the learning rates for the two periods were also investigated separately to see whether a learning curve for large hydropower can provide input to policy for small hydro.

Learning curves for large hydropower showed positive learning rates, 21.27% for total costs. But the R^2 value of 0.16 indicates poor explanatory value for cost reduction using the learning curve. There are huge cost variations between developments. It was especially surprising to see large fluctuations in electromagnetic costs, which according to the literature should have had more stable prices.

For small hydro development, learning curves gave negative learning rates, - 82% for all plants in the data set, but with huge variations between developments and an R^2 value of only 0.019.

The learning curve for the whole period 1956-2013 produced a positive learning rate of 6.6%, but the explanatory value was very small with an R^2 value of only 0.0311, which is too low to conclude that a learning curve for hydropower has been established.

Reasons for the different learning rates and the large cost range were investigated. The picture is complicated. Part of the reason for today's cost increase is that the best prospects were developed first. The prices for electromechanical equipment also vary in small hydro. But it is also possible that the site-specific conditions are so important that large cost variations between plants are a natural part of hydropower, and that the positive learning rate for the entire period is not as unexplained as the R^2 value suggests. This requires more research and better data; we cannot conclude that a learning curve for hydropower has been established as a basis for new policy with the existing information.

Innhold

| | |
|--|-----|
| Forord | I |
| Sammendrag | II |
| Abstract | III |
| Figurliste..... | V |
| Tabelloversikt..... | VII |
| 1. Innledning og målformulering | 1 |
| 2. Bakgrunn..... | 3 |
| 2.1. Teori..... | 3 |
| 2.2. Kostnader ved vannkraftutbygging | 5 |
| 2.3. NVEs kostnadsindekser | 9 |
| 2.4. Tidligere studier..... | 10 |
| 3. Datagrunnlag og metode | 12 |
| 3.1. Datatyper | 12 |
| 3.2. Databehandlinger..... | 13 |
| 3.2.1. Utbygginger 1956-1985, Oslo Lysverker | 13 |
| 3.2.2. Utbygginger 1996-2013 Uttrekk fra NVEs konsesjonsdatabase | 15 |
| 3.2.3. Akkumulert kapasitet i det norske vannkraftsystemet | 16 |
| 3.3. Metode | 20 |
| 3.3.1. Utarbeidelse av læringskurver | 20 |
| 4. Resultater | 22 |
| 4.1. Læringskurver 1956-1985, primært stor vannkraft | 22 |
| 4.1.1. Bygningsmessige kostnader | 22 |
| 4.1.2. Maskinelle og elektriske kostnader..... | 22 |
| 4.1.3. Summerte kostnader for begge kategorier | 23 |
| 4.2. Læringskurver 1996-2013, primært småkraft..... | 24 |

| | | |
|--------|---|----|
| 4.2.1. | All ny vannkraft | 24 |
| 4.2.2. | Småkraft (1-10 MW)..... | 25 |
| 4.2.3. | Læringskurve for 1956-2013 (alle behandlede kostnadsdata)..... | 26 |
| 5. | Diskusjon | 27 |
| 5.1. | Læringskurve for stor vannkraft som grunnlag for småkraftpolitikk | 27 |
| 5.1.1. | Læringskurver for storkraftepoken 1956-1985 | 27 |
| 5.1.2. | Læringskurver for småkraftepoken 1996-2013 | 29 |
| 5.1.3. | Læringskurve for 1956-2013, begge datasett kombinert | 30 |
| 5.2. | Årsaker til kostnadsutviklingen og manglende forklaringsverdier..... | 31 |
| 5.3. | Videre arbeid | 36 |
| 6. | Litteraturliste..... | 37 |

Figurliste

| | |
|--|----|
| Figur 1: Tre stiliserte systemgrenser for teknologilæring (Martinsen 2011) | 5 |
| Figur 2: Skjematisk oppstilling av kostnadselementer ved vannkraftutbygging, basert på (IEA 2012)og (IRENA 2012)..... | 6 |
| Figur 3: Kostnadsindeks for vannkraft i Norge 1997-2014, (NVE 2014) i samarbeid med Norconsult. 1997=1 | 9 |
| Figur 4: Fotografi av en side fra Oslo Lysverkers årbøker. Kapital nedlagt i et verk ved inngang til regnskapsåret vist i kolonne 1, kapital brukt i regnskapsåret i kolonne 2. Kolonne 3 viser nedlagt kapital ved utgang av året. | 13 |
| Figur 5: Fotografi av en side fra Oslo Lysverkers årbøker, med opplysninger om driftsstart for Reppa kraftstasjon. | 13 |
| Figur 6: Utviklingen i akkumulert kapasitet i norsk vannkraft vist grafisk. Tall fra (SSB 1993), (SSB 2013b) og NVEs nettsider om vannkraft. | 19 |

| | |
|---|----|
| Figur 7: Utviklingen i akkumulert kapasitet for småkraftinstallasjoner under 10 MW 1974-2013. Tall fra (SSB 2013b) og NVEs nettsider om vannkraft. | 19 |
| Figur 8: Læringskurve utarbeidet fra kostnader for bygningsmessig del i Oslo Lysverkers utbygginger og akkumulert kapasitet i Norges vannkraftsystem. Akser i logaritmisk skala. ... | 22 |
| Figur 9: Læringskurve utarbeidet fra kostnader for maskinelt og elektrisk utstyr i Oslo Lysverkers utbygginger og akkumulert kapasitet i Norges vannkraftsystem. Akser i logaritmisk skala. | 22 |
| Figur 10: Læringskurve utarbeidet fra summerte kostnader for begge kategorier i Oslo Lysverkers utbygginger og akkumulert kapasitet i Norges vannkraftsystem. Akser i logaritmisk skala. | 24 |
| Figur 11: Læringskurve utarbeidet fra samlet uttrekk fra NVEs konsesjonsdatabase. Årlige vektete gjennomsnittskostnader for ny vannkraft og akkumulert kapasitet i det norske vannkraftsystemet. Akser i logaritmisk skala. | 24 |
| Figur 12: Læringskurve utarbeidet fra filtrert uttrekk fra NVEs konsesjonsdatabase. Årlige vektete gjennomsnittskostnader for ny småkraft (1-10 MW) målt mot total akkumulert kapasitet i det Norske vannkraftsystemet. Akser i logaritmisk skala..... | 25 |
| Figur 13: Læringskurve utarbeidet fra filtrert uttrekk fra NVEs konsesjonsdatabase. Årlige vektete gjennomsnittskostnader for ny småkraft (1-10 MW) målt mot akkumulert småkraft (<10 MW). Akser i logaritmisk skala..... | 25 |
| Figur 14: Kostnadsdata fra Oslo Lysverkers utbygginger og vektete årlige gjennomsnittskostnader for all ny vannkraft i NVEs konsesjonsdatabase. Akser i logaritmisk skala..... | 26 |
| Figur 15: Læringskurve utarbeidet med data fra både Oslo Lysverker og NVEs konsesjonsdatabase, målt mot akkumulert kapasitet i det norske vannkraftsystemet. | 26 |
| Figur 16: Sammenligning mellom kostnadsutvikling i vannkraft (NVE 2014) og konsumprisindeks (SSB 2013a) for perioden 1997-2014. (1997 = 1) | 33 |
| Figur 17: Utvikling i NVEs vannkraftindeks og KPI 1982-2014. Som referanse er det antatt et høytrykksanlegg med stor andel tunnelarbeider og normal maskininstallasjon, dvs. brukstid ca. 4 000 timer/år.. Kilde: (NVE 2011) og (SSB 2013a)(1982 = 100). | 34 |

Tabelloversikt

| | |
|---|----|
| Tabell 1: Kostnadselementer for et referanseverk på 500 MW, USA. Alle tall hentet fra (IRENA 2012). | 7 |
| Tabell 2: Oversikt over Oslo Lysverkers kraftutbygginger brukt i oppgaven, med dato for strømlevering og installert kapasitet | 15 |
| Tabell 3: Akkumulert kapasitet etter installasjonsstørrelse. Tall frem til og med 2011 hentet fra (SSB 1993) og (SSB 2013b), 2012-2013 hentet fra NVEs temaside for vannkraft. | 17 |
| Tabell 4: Prosentvis fordeling mellom de to registrerte kostnadskategoriene for Oslo Lysverkers utbygginger. | 23 |
| Tabell 5: Læringsrater og R2 -verdier ved fjerning av de mindre kraftverkene Gjuva, Brekkefoss og Reppa fra datasett for Oslo Lysverkers utbygginger | 28 |

1. Innledning og målformulering

Læringskurver har vært kjent og anvendt innen industriell produksjon siden T.P. Wright i 1930-årene fant at kostnader tilknyttet produksjon av militærfly sank med en tilnærmet fast rate for hver dobling av produserte enheter (Wright 1936). For nyere former for energiproduksjon har det vært gjort mange studier på læringsrater for å kunne forutsi videre kostnadsutvikling og kommersiell lønnsomhet. For eksempel vindkraft og solcelleteknologi er det produsert læringskurver med god korrelasjon mellom kostnadsnivå og akkumulert kapasitet. Dette muliggjør også beregning av læringskostnadene, dvs. akkumulerte kostnader som vil påløpe innen en teknologi blir kommersielt lønnsom. Etablering av læringskurver gir dermed viktige innspill til energipolitikk og eventuelle støtteordninger.

For vannkraft har det vært gjort lite forskning på feltet. Vannkraft er en moden teknologi, og det gir mulighet til å analysere læringskurver i et langt perspektiv. Tydelige kostnadseffekter fra læring er fremdeles påvist innen en såpass moden teknologi som kullkraft (Yeh & Rubin 2007).. EUs fornybardirektiv og støtteordninger som det norsk-svenske sertifikatmarkedet viser en stor satsning på fornybar energi som vannkraft. Det er dermed interessant å undersøke hvorvidt man kan påvise læringsrater i den norske vannkraftutbyggingen, og om vi kan bruke læringskurver for å forutse videre kostnadsutvikling.

Norge har i dag en installert kapasitet på over 30 GW vannkraft. Mye av dette består av store magasinerte høytrykksinstallasjoner. Utbyggingen er i dag dominert av småkraftmarkedet. Dette vil være situasjonen videre fremover all den tid «tiden for nye store vannkraftutbygginger i Norge er over.» (Stoltenberg 2001). Markedet for grønne sertifikater forventes å utløse ytterligere småkraftutbygging.

Jeg mener det vil være nyttig om det kan etableres en læringskurve for tidligere utbygget vannkraft, og videre om vi kan peke på overført læring mellom fortidens store prosjekter og dagens småkraftdominerte marked. For vindkraft har vi også sett at turbinteknologien, adoptert fra vannkraft, har blitt modifisert til det punkt der den kan kalles ny, egen teknologi med separat læringskurve. Kan vi se en tilsvarende separat læringskurve innen småkraft, målt mot akkumulert kapasitet innen dette markedet? Jeg stiller spørsmålet:

Kan vi etablere en læringskurve ut fra tilgjengelig data om norsk vannkraftutbygging og benytte denne som grunnlag for ny politikk?

Delspørsmål 1: Kan en læringskurve for stor vannkraft benyttes ved politikkutforming for småkraft

Delspørsmål 2: Dersom vi ikke finner en positiv læringsrate (kostnadsreduksjon som følge av økt akkumulert kapasitet), hva kan være årsaken?

2. Bakgrunn

2.1. Teori

Wright (1936) påviste en sammenheng mellom dobling av produserte fly og reduserte kostnader. Etter hvert har man prøvd å utskille ulike former for læring, basert på teknologiens modenhet og utbredelse.

«Learning-by-doing» (Arrow 1962) viser til ovennevnte læring ved gjentagende produksjon av et produkt, i form av større arbeidseffektivitet eller forbedringer i produksjonsmetoder.

Der nyere teknologi først tas i bruk, gir «Learning-by-using» (Rosenberg 1986) en tilbakekobling til design og FoU om erfaringene ved faktisk bruk.

«Learning-by-searching» viser til forskning og utviklingsprosesser (FoU) og er av stor betydning under designfasen og tidlige stadier i et produkts levetid, koblet med tilbakemeldingene man får ved utprøving av teknologien (gjerne i tidlige nisjemarkeder). Men FoU kan også være av betydning for mer modne teknologier via teknologiske forbedringer (Junginger et al. 2006).

Når en teknologi blir allment utbredt, vil det oppstå interaksjoner mellom brukere, industri og forskningsinstitusjoner m.m. Dette forsterker de ovennevnte mekanismene: «Learning-by-interacting» (Lundvall 1988)

Fornybar energi fra eksempelvis sol og vind har vært preget av manglende økonomisk drivverdighet uten støtteordninger som «feed-in»-tariffer og sertifikater. Muligheten til å vurdere tidsrammer for når en teknologi når «break even»-kostnad¹ og tilhørende læringskostnader har gitt bruken av læringskurver enn oppblomstring, ikke minst for vurdering av klimapolitikk (OECD/IEA 2000)

¹ Break-even representerer her et kostnadsnivå som gjør teknologien konkurransedyktig mot konvensjonelle teknologier for energiproduksjon (uten videre støtteordninger).

Forholdet mellom synkende kostnader og akkumulert kapasitet beskrives matematisk via læringskurven:

Formel 1

$$C(x) = C_0 * (X)^{-E}$$

- $C(x)$: kostnad til enhet x
- C_0 : kostnad til den første enheten produsert
- X : antall enheter produsert
- E : læringsparameter²

Ut fra sammenhengen mellom reduserte kostnader og doblinger i akkumulert produksjon kommer denne doblingen inn i formel 2. Progresjonsraten (PR) viser hvordan kostnaden utvikler seg for hver dobling i installert kapasitet. En PR på 0,85 vil si at kostnaden synker med 15 % for hver dobling, med andre ord en læringsrate (LR) på 0,15. Sammenhengen mellom læringsrate og progresjonsrate vises i formel 3.

Formel 2

$$PR = \frac{(C_0 * (2X)^{-E})}{(C_0 * (X)^{-E})} = 2^{-E}$$

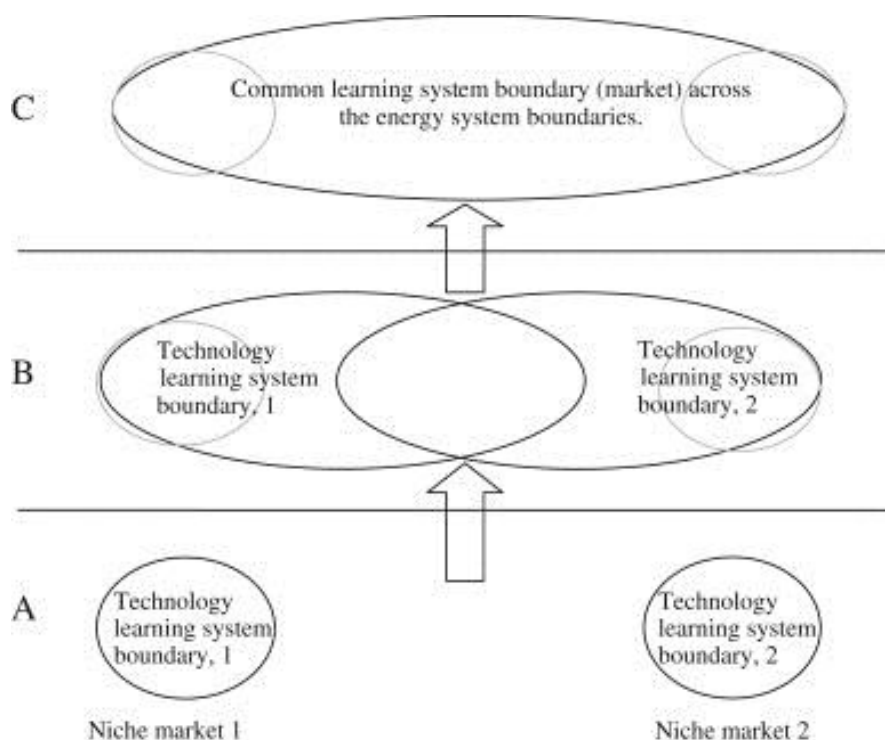
Formel 3

$$LR = 1 - 2^{-E}$$

Plottet i et log-log-diagram får vi en rett linje. Progresjonsrate/læringsrate kan så brukes til å beregne $C(x)$

Systemgrensene utvides når man går fra interne læringsprosesser innen en bedrift til læring på tvers av produsenter innen en teknologi. En visuell fremstilling av ulike stadier for teknologilæring vises i figur 1, fra separate erfaringsprosesser i nisjemarkeder (A) til et felles læringssystem for teknologier med stor utbredelse og diffusjon (C).

² Experience



Figur 1: Tre stiliserte systemgrenser for teknologilæring (Martinsen 2011)

Det gjøres også studier med bruk av en to-faktors læringskurve (2FLC) som prøver å fange opp kostnadsreduksjoner fra både akkumulert produksjon og FoU (Kouvaritakis et al. 2000). Dette krever imidlertid en høyere detaljgrad i datamaterialet, og det er omdiskutert i hvilken grad metoden klarer å skille læringseffekter mellom de to kategoriene.

2.2. Kostnader ved vannkraftutbygging

International Renewable Energy Agency (IRENA) publiserte i 2012 en kostanalyse for vannkraft (IRENA 2012). International Energy Agency (IEA) ga samme år ut Hydropower Roadmap (IEA 2012). Disse rapportene ser begge på kostnadsbildet innen vannkraft, og de oppgitte kostnadselementene vises skjematisk i figur 2.

Både IEA og IRENA peker ut to sentrale kostnadskomponenter:

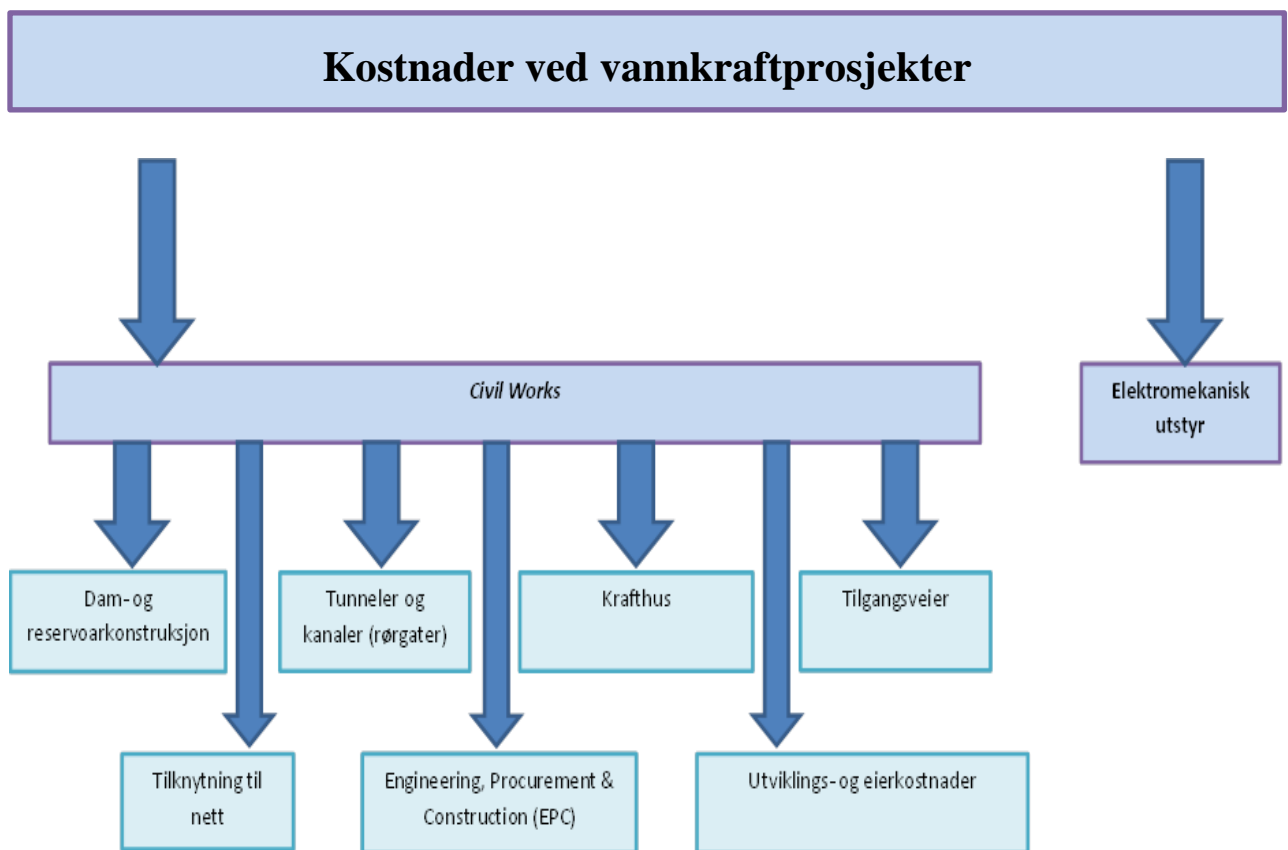
- «Civil Works»; Konstruksjon inkludert infrastruktur og utviklingskostnader
- Elektromagnetisk utstyr

Utviklingskostnader defineres her som utgifter tilknyttet planlegging og forundersøkelser, kartlegging av biodiversitet, kort sagt alt som inngår i en norsk konsesjonsprosess.

Konstruksjon deles videre inn i kategoriene:

- Dam- og reservoarkonstruksjon
- Tunell- og kanalkonstruksjon (rørgater)
- Kraftstasjonsbygging
- Tilgangsveier
- Tilknytning til nett
- «Engineering, procurement and construction» (EPC)
- Utviklings- og eierkostnader som nevnt tidligere.

Se figur 2.



Figur 2: Skjematisk oppstilling av kostnadselementer ved vannkraftutbygging, basert på (IEA 2012) og (IRENA 2012).

IRENAs kostanalyse viser kostnadsbildet for 2012, og har dermed ikke med kostnadsutviklingen. Det vises derimot til ulike kostnadselementer, og hvordan de bidrar til forskjellige typer installasjoner etter størrelse. Design og eventuell reservoarstørrelse er i stor grad bestemt av topografi og andre landskapsmessige faktorer. Utviklinger innen

ingeniørkunst, som for eksempel tunnelbygging og kanaler, kan likevel påvirke hva som er teknisk og økonomisk mulig innenfor en gitt lokalitet. For en gitt vannressurs er det stor fleksibilitet i forhold til installert kapasitet og kapasitetsfaktor. Høy kapasitet med lav kapasitetsfaktor gir mulighet for *peak*³-leveranse og balansering av systemet, mens en lavere kapasitet koblet med høyere brukstid gir et jevnere produksjonsmønster. Data for 142 vannkraftprosjekter verden over ga kapasitetsfaktorer mellom 23 og 95 %, med gjennomsnitt på 50 % (IRENA 2012). Denne fleksibiliteten i design kan påvirke vår mulighet til sammenlignbare data.

Analysen sier ellers at elektromagnetisk utstyr spiller en dominerende rolle ved utbygging av mindre (<5MW) kraftverk, mens det for større prosjekter er «civil works» som står for størstedelen av utgiftene. Kostnadsdrivere knyttet til stedsspesifikke forhold er:

- Tilgjengelighet
- Geologi
- Topografi
- Lønnsnivå (arbeidskraft)
- Design
- Produksjonsvarepriser (særlig stål og betong)
- Hydrologi
- Avstand til eksisterende infrastruktur og kraftlinjer.

IRENA har vurdert et amerikansk referanseverk på 500 MW i forhold til kostnadselementene, se tabell 1.

Tabell 1: Kostnadselementer for et referanseverk på 500 MW, USA. Alle tall hentet fra (IRENA 2012).

| | |
|---|------|
| Reservoar | 26 % |
| Eierkostnader | 23 % |
| Maskinelt og elektromekanisk utstyr | 16 % |
| Tunnelarbeid | 14 % |
| Krafthus og rør | 14 % |
| Engineering, procurement and construction | 7 % |

³ Strømleveranse med høy effekt på tidspunkter der forbruket er størst.

Rapporten peker videre på at hvert kraftverk er en spesialbestilling («custom build»). Elektromagnetisk utstyr følger markedspris, mens øvrige konstruksjonskostnader kan variere kraftig. Det fremholdes at vannkraft er en moden, kommersielt gjennomprøvd teknologi med små utsikter til signifikante kostnadsreduksjoner på kort og mellomlang sikt. På lang sikt vil det være eventuelle forbedringer i generell konstruksjonsvirksomhet, som veibygging og tunnelkonstruksjon, som kan gi eventuelle effekter.

I IRENAs kostnadsanalyse omtales læringskurver på følgende måte: *«There has been relatively little systematic collection of data on the historical trends of hydropower costs, at least in the publically available literature (IPCC, 2011). Such information could be compiled by studying the costs of the large number of already commissioned hydropower projects. However, because hydropower projects are so site-specific, it is difficult to identify trends. This would require detailed data on the cost breakdown of each project and require a significant investment in data collection, time and analysis. Until such time as analysis of this type is completed, it is therefore difficult to present historical trends in investment costs and the LCOE of hydropower»* (IRENA 2012)

IEAs *Hydropower Roadmap* fra samme år slår fast at det er meget vanskelig å finne trender både bakover og fremover i tid fordi kostnadsbildet er så «site-specific» (IEA 2012)

I mangel på slike studier kan det være interessant å se nærmere på kostnadsdriver innen vannkraften, og hvordan de fordeler seg på verk av ulike størrelse.

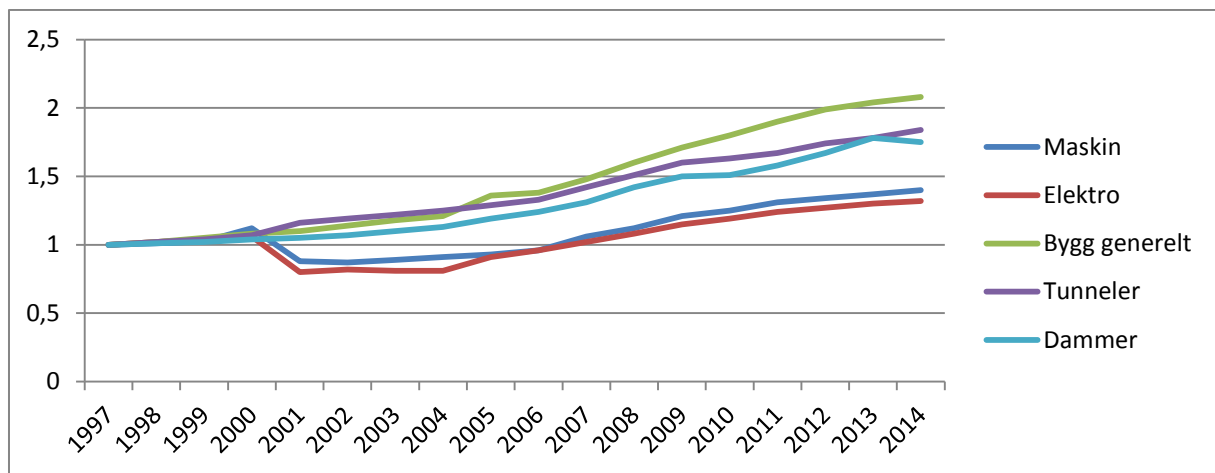
De ulike faktorene er også vanskelig å separere. Det fremkommer ingen klare trender ved å studere verken litteratur eller empiriske kostnadsanalyser. Noen studier konkluderer med kostnadsøkning, andre med muligheter for små reduksjoner. Det faktum at de beste prospektene er utnyttet først, gjør at vi beveger oss oppover tilbudskurven. IRENA konkluderer med at man ikke kan forvente noen kostnadsreduksjoner frem mot 2020, basert på teknologiens modenhetsnivå og stadig mer krevende utbygginger.

IEA gjør de samme vurderingene som IRENA når det gjelder kostnadselementer innen vannkraften. De peker på svært prosjektspesifikke kostnader. Små installasjoner vil ha en høy kostnadsandel for elektromagnetisk utstyr, mens større kraftverk domineres av konstruksjonskostnader. De sistnevnte vil variere kraftig med prosjekttype, tilgjengelighet, lønnsnivåer, samt priser på innsatsfaktorer som sement og stål – mellom land og regioner

innenlands. De hevder også, som IRENA, at prisen på elektromagnetisk utstyr følger markedet og varierer mindre.

2.3. NVEs kostnadsindekser

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har utarbeidet kostnadsindekser for vannkraft siden 1982. Fra 1997 er disse basert på arbeid Norconsult har gjort årlig med utarbeidelse av fem indekser for henholdsvis maskin, elektro, generelle byggekostnader, tunneler og dammer, vist i figur 3.



Figur 3: Kostnadsindeks for vannkraft i Norge 1997-2014, (NVE 2014) i samarbeid med Norconsult. 1997=1

Norconsult ser på prisutvikling i anbud gjennom året, samt SSBs indekser for nærliggende bransjer (bygg, anlegg, vegbygging, lønn) og materialer som stål og betong. Ut fra dette vurderes det hvordan dette vil påvirke prisene i vannkraftutbygging ut fra forskjeller og likheter innen bransjene. Også valutakurser for importvarer vurderes. Kostnadsindeksen for vannkraft kommer dermed ikke i tillegg til konsumprisindeksen, men heller en dekomponering av denne som viser antatt kostnadsutvikling for vannkraft.

Ellers viser teksten i indeksene til mange av de samme faktorene vi så tidligere: forskjeller i innenlands betongpris på over 50 %, stor påvirkning fra konjunktur og lønnsnivå innen konstruksjonsnæringene. Det vises også til at stålpriser og internasjonal konjunktur har stor påvirkning på norske utbygginger. Eksempelvis viste kostnadsindeks for 2007 til en økning (fra 2005) i generell byggekostnad på 20 % grunnet økte lønnskostnader, samt økte maskinpriser på 10-14 % grunnet konjunkturpress.

I indeksregulering for 2014 viser Norconsult til at det er store variasjoner i pristilbud på små turbiner, og at utbyggingen domineres av småkraftmarkedet og rehabiliteringer (NVE 2014). NVE peker i sine kostnadshåndbøker også på at de rimeligste prosjektene er bygget ut først, typisk til en pris under 2 kr/kWh. Antatt øvre investeringsgrense regnes i dag for rundt 4,50 kr/kWh. Etter hvert som utbyggingen fortsetter gir dette stadig vanskeligere prospekter for relativt mindre produksjon, slik at kostnadene neppe vil minke.

2.4. Tidligere studier

Det har ikke lyktes å finne særskilte publiserte studier av læringskurver for vannkraft. En studie av mange teknologier (Kouvaritakis et al. 2000) viser til en estimert progresjonsrate på henholdsvis 0,98 (learning-by-doing) og 0,99 (learning-by-searching). For småkraft er tilsvarende tall 0,98 for begge kategorier. Dette er basert på en modellering i *Pole*, en dynamisk modell som bruker nokså grove gjennomsnittskostnader, autonome forutsetninger for «floor costs» og modellering via en 2FLC-tilnærming. Dette er svært lave læringsrater, men det er vanskelig å vurdere empirien fra vannkraftutbyggingene, datagrunnlaget for beregningene blir i liten grad gjennomgått. Det vises derimot til at mange justeringer ble gjort for å tilpasse resultater fra sol- og vindkraft til kjente størrelser fra andre studier som viser læringsrater for vindturbiner (Neij 1999), vindparker (Junginger et al. 2005) og solcelleteknologi (Harmon 2000). For vannkraft fantes ikke slike referanser, slik at det er vanskelig å bedømme presisjonen uten tilgang til kildematerialet.

I artikkelen *Learning rates for energy technologies* (McDonald & Schratzenholzer 2001) presenteres en læringsrate på 1,4 % for tradisjonell vannkraft i OECD-landene i perioden 1975-1993. Dette er hentet fra den tidligere nevnte *Pole*-modelleringen til Kouvaritakis et al, og bruker dermed det samme grunnlaget. Resultatene er ikke referert i senere publikasjoner som omhandler vannkraft og teknologilæring, der man fremholder at det er ikke er gjort gode beregninger av læringskurver for vannkraft.

Mens det har blitt gjort lite for å beregne læringsrater for vannkraft, er det derimot gjort mye forskning innen sol- og vindkraft, mye grunnet kostnadsutfordringer og stor satsing på nye bærekraftige teknologier. Her vises det til adskillig større læringsutbytte, selv om variasjonen er stor også mellom nyere teknologier. Vindturbiner gis en LR på rundt 8 % (Neij 1999), mens vindparker som helhet har en LR så høyt som 17-18 % (Junginger et al. 2005). For

solcelleteknologi vises læringsrater så høyt som rundt 20 % (Harmon 2000), noe som også tilsvarer det man oftest finner for helt nye teknologier (McDonald & Schrattenholzer 2001).

Junginger har også gjort forsøk på å bruke læringskurver for kostnadsutvikling i varmeverk, men der ble konklusjonen at det ikke var mulig å få nok konsistens eller separasjon i datagrunnlaget til at metoden kunne brukes (Junginger et al. 2006). Et problem som tas opp her er den relativt lave mengden målepunkter vi får for hver dobling. Sett i forhold til vindturbiner og solcellepaneler er installasjonene store, og vi får store sprang i kapasitet ved hver utbygging. Dette tilsvarer vannkraftsystemet med til dels svært store kapasiteter per utbygging.

Som tidligere nevnt viser det seg at kullkraft, og da særlig teknologier for pulverisert kull, fremdeles oppnår kostnadsreduksjoner fra teknologilæring på opp mot 7-8 % (Yeh & Rubin 2007). Som vannkraften er dette en moden teknologi, og gir grunn til å undersøke om vi kan bruke læringskurver også her.

3. Datagrunnlag og metode

3.1. Datatyper

I det vannkraftdominerte Norge skulle man tro at kostnadsdata for gjennomførte utbygginger ville være lett tilgjengelige. Dette er ikke tilfelle, og det viste seg vanskelig å oppdrive data i tilstrekkelig mengde og kvalitet. Dette skyldes nok i stor grad at store deler av utbyggingen skjedde i tiden før digitale verktøy og databaser. Dagen kostnadsutvikling innen eksempelvis vindkraft og solcelleteknologi finner sted i et samfunn der informasjon konstant registreres og utveksles, mens eldre vannkraftkostnader nok regnes som «sunk cost» innen en teknologi som regnes som moden. I den grad tallene er bevart, må de hentes fra eldre årsrapporter, regnskap og interne dokumenter. Disse er ikke tilgjengelige i digital form, og heller ikke samlet på ett sted. Sentrale aktører som Statkraft og NVE kunne bare konstatere at de ikke hadde oversikt over historiske kostnader, og at en eventuell innhenting av slike ville være for kostbart og tidkrevende på det nåværende tidspunkt.

Etter lengre tids leting ble data likevel tilgjengelig fra to ulike kilder. E-CO, tidligere Oslo Lysverker (OL), fant en arkivert samling av årsrapporter fra perioden 1885-1996. Disse inneholder detaljerte regnskaper for selskapets drift inkludert kraftutbygginger. Med tilgang til disse var det mulig å følge kostnadene innen OLs kraftverk gjennom utbyggingsperiodene og finne konkrete kostnader. I tillegg ga Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE) tilgang til et upublisert uttrekk fra sin konsesjonsdatabase. Følgende data var da tilgjengelig for behandling:

- 1) Regnskaper for 15 utbygginger⁴ i perioden 1956-1985 fra Oslo Lysverker
- 2) Uttrekk fra NVEs konsesjonsdatabaser. Estimerte kostnader for konsesjonsbehandlede kraftverk, 1996-2013.
- 3) Akkumulert utbygget kapasitet i det norske vannkraftsystemet. Tidsserier fra SSB supplert med nyere tall fra NVE
- 4) Konsumprisindeks fra SSB

⁴ 16 kraftverk var tilgjengelig, men Hammeren kraftverk fra 1901 ble utelatt grunnet avvikende regnskapsform, se kapittel 3.2.1.

3.2. Databehandlinger

3.2.1. Utbygginger 1956-1985, Oslo Lysverker

Oslo Lysverkers årbøker lå samlet i tre pappesker i E-COs arkiv i Oslo. Disse ble hentet opp til et møterom på loftet i bygningen, med tilgang til å gjennomgå materialet uten at det forlot området. Alle OLs vannkraftutbygginger ble gjennomgått fra byggestart til avslutning ved hjelp av notater og fotografering. Ved hjelp av nettbrett ble det tatt 670 bilder av opplysninger og relevante regnskapsposter til bruk ved videre behandling, som vist i figur 5 og 6.

| | | | |
|--|------------------|--------------|----------------|
| 115. Ujuttet: | 4 170 893,04 | | 4 372 265,07 |
| a. Bygningsmessig del | | | |
| b. Maskinelt og elektrisk utstyr ... | 8 540 238 | 423 325,57 | 8 963 563,57 |
| 116. Hemsil I: | 37 188 328,04 | 635 515,28 | 36 323 843,32 |
| a. Bygningsmessig del | 1 500 000 | | - |
| ÷ overført 119 b. | 18 214 066,84 | 2 208 689,25 | 20 422 756,09 |
| b. Maskinelt og elektrisk utstyr ... | 53 902 394,88 | 2 844 204,53 | 56 746 599,41 |
| 117. Hemsil II: | 49 961 238,37 | 662 695,37 | 50 623 933,74 |
| a. Bygningsmessig del | 22 072 220,56 | 1 855 123,83 | 23 927 344,39 |
| b. Maskinelt og elektrisk utstyr ... | 72 033 458,93 | 2 517 819,20 | 74 551 278,13 |
| 118. Brekkefossen: | 1 795 514,79 | 1 424,84 | 1 796 939,63 |
| a. Bygningsmessig del | 611 443,08 | 1 622,68 | 613 065,76 |
| b. Maskinelt og elektrisk utstyr ... | 2 406 957,87 | 3 047,52 | 2 410 005,39 |
| 119. Reguleringene i Hemsedal: | | | |
| a. Ekspropriasjoner, skjønn, erstatninger, tiltak m. v. | 1 081 935,20 | 226 463,99 | 1 308 399,19 |
| b. Reguleringsanleggene | 1) 20 730 994,10 | 425 345,28 | 21 156 339,38 |
| | 21 812 929,30 | 651 809,27 | 22 464 738,57 |
| 122. Mjåvann Kraftstasjon: | | | |
| a. Bygningsmessig del | - | 3 035 | 3 035 |
| c. Renter i anleggstiden | - | 59 | 59 |
| | - | 3 094 | 3 094 |
| Kraftanlegg sum | 477 717 876,96 | 7 354 219,69 | 485 072 096,65 |
| 200. B. Overføringsanlegg: | | | |
| 201. Overføringsanlegg Hammeren-Korsvoll-Hammerledn..... | 325 448,31 | - | 325 448,31 |
| 202. Overføringsanlegg Kykkelsrud-Tøyen: | | | |

Figur 4: Fotografi av en side fra Oslo Lysverkers årbøker. Kapital nedlagt i et verk ved inngang til regnskapsåret vist i kolonne 1, kapital brukt i regnskapsåret i kolonne 2. Kolonne 3 viser nedlagt kapital ved utgang av året.

dambyggingen.

A u r l a n d V

Diverse sluttarbeider i kraftstasjonen er utført. Det er injisert i propp i tilloppstunnel for å stoppe vannlekkasje.

Reppa kraftstasjon som er den siste stasjonen i det vedtatte utbyggingsprosjekt for Aurland, er ferdigstilt og satt i drift.

A n l e g g s k r a f t

Det har pågått endel arbeid med ombyggingen.

Figur 5: Fotografi av en side fra Oslo Lysverkers årbøker, med opplysninger om driftsstart for Reppa kraftstasjon.

Regnskapene har samlet utbyggingskostnader i to hovedkategorier:

- 1) Bygningsmessig del
- 2) Maskinelt og elektrisk utstyr

Dette gjelder alle kraftverk foruten Hammeren (1901). Her var det store «diverse»-poster samt samlekategori som vei + fallrettigheter. Da det ikke var mulig å dekomponere disse for god sammenligning med andre verk ble Hammeren derfor utelatt fra videre behandling.

Aurland 3 (1979) har reversible aggregater slik at det kan fungere som pumpekraftverk. Det ble derfor vurdert utelatt fra datasettet, men gjennomgang av kostnader viste ikke større utslag enn det man kan forvente innen et utvalg med ulike verkstyper. Kun kapasitet for vanlig leveranse er registrert som installert effekt.

For å trekke ut sammenlignbare data må man gå ut fra en forutsetning om at OL har vært konsekvente i kategoriseringen av utgiftene og benyttet samme systemgrense for kraftverk kontra reguleringskostnader, fallrettigheter etc. Dette fremgår ikke av rapportene, men da disse andre postene konsekvent er oppført for alle anlegg synes forutsetningen gyldig.

Årsregnskapene var ikke laget med tanke på en metodisk gjennomgang av kostnadsutviklingen innen de ulike kategoriene, og i enkelte perioder fantes det avvik i poster og oppsett. Enkelte kostnader havner i en samlestpost i ett år, for deretter å dukke opp igjen i et senere regnskap. Heldigvis har OL vært flinke til å spesifisere slike flyttinger, og det har også i liten grad påvirket de to hovedkategoriene. Det har likevel vanskeliggjort alternative behandlinger av tallmaterialet, da kostnader utenfor kategoriene vanskelig kan plasseres til enkeltkraftverk eller fellesutbygginger i den formen de har fått. Eksempler på dette er bygginger av lokal infrastruktur som kompensasjon for fallrettigheter eller negative påvirkninger på natur og næring. Produksjon av et helhetlig regnskap for alle aspekter av alle utbyggingene er vanskelig og langt utenfor rekkevidden av denne undersøkelsen.

Kostnader ført i de to kategoriene ble fulgt for hver utbygging, fra byggestart til ferdig kraftverk. Ideelt sett ville dette tilsvare tidspunktet der verket begynner levering til kraftnettet, men analyse av kostnadsbildet viste at dette kunne bli misvisende. Hver utbygging følger sitt eget forløp, men med produksjon som høyeste prioritet. Det var derfor viktig å se på utgiftene i årene rundt igangsettingen, da en eventuell forsering av produksjonen kan gi store, utsatte utgifter de nærmeste årene i form av massebehandling, ferdigstilling av bygningsmasse etc. I enkelte tilfeller påløp det titalls millioner de første årene etter igangsetting. I disse tilfellene

ble kostnadene fulgt frem til substansielle utgifter avtok. Det skjedde i alle tilfeller svært brått og tydelig, med minimalt behov for skjønnsmessig vurdering. Dette ble også supplert med beskrivelse av aktivitet og gjenstående arbeid for det enkelte verk fra årsrapportene.

Kostnadene ble deretter justert med SSBs konsumprisindeks til 2013-nivå.

Oslo Lysverker har enkelte kraftverk som ble ferdigstilt samme år. I disse tilfellene ble det, ut fra opplysninger om igangsettelse i Oslo Lysverkers rapporter, for det enkelte verk beregnet en økning fra registrert akkumulert kapasitet det foregående år. En oversikt over kraftverkene og oppstartsår vises i tabell 2.

Tabell 2: Oversikt over Oslo Lysverkers kraftutbygginger brukt i oppgaven, med dato for strømlevering og installert kapasitet

| Kraftverk | Levering på strømmettet | Kapasitet |
|------------------------|-------------------------|-----------|
| Hol 1 | 1956 | 180 |
| Hol 2 | 1957 | 25 |
| Gjuva | 1957 | 10 |
| Brekkefoss | 1957 | 1,5 |
| Hol 3 | 1958 | 55 |
| Hemsil 1 | 1960 | 65 |
| Hemsil 2 | 1960 | 76 |
| Usta | 1965 | 175 |
| Nes | 1967 | 250 |
| Aurland 1 ⁵ | 1975 | 450 |
| Aurland 3 | 1979 | 270 |
| Vangen (Aurland 4) | 1980 | 38 |
| Aurland 2 | 1983 | 135 |
| Reppa (Aurland 5) | 1983 | 9 |
| Solbergfoss 2 1985 | 1985 | 100 |

3.2.2. Utbygginger 1996-2013 Uttrekk fra NVEs konsesjonsdatabase

Konsesjonsavdelingen hos NVE har gjort et uttrekk av estimerte kostnader for utbygginger registrert i konsesjonsdatabasen. Dette er gjeldende konsesjoner, og representerer alle saker der utbyggingskostnader er registrert. Dessverre er dette en nokså ny praksis, og det er

⁵ Aurland 1 ble endelig ferdigstilt i 1989, med større aggregat enn det vises til her. Oslo Lysverkers årbøker mangler regnskapsdelen fra og med 1987. Kostnader ble dermed fulgt til første fase var avsluttet og kostnader avtok.

hovedsakelig nyere prosjekter som omfattes. Det er registreringer fra 1986 og utover, men data fra før 1996 kunne ikke benyttes da de enten manglet oppført kapasitet eller kostnad.

Det ble presisert at dette ikke må betraktes eller presenteres som offisielle data fra NVE, da de mangler kvalitetssikring og trenger oppfølging og verifisering. Av hensyn til dette presenteres det ingen kostnader for enkeltutbygginger eller tabeller der slike kan skilles ut. Det var likevel et viktig utgangspunkt for å analysere et bilde av kostnadsutviklingen, med en stor mengde kostnadsdata spesielt innenfor småkraft (<10 MW), som hadde mer enn doblet akkumulert kapasitet innenfor registreringsperioden.

For NVEs data ble materialet filtrert på fire måter, basert på de norske definisjonene av vannkraft etter stasjonsytelse:

- All ny vannkraft uavhengig av størrelse
- Småkraft (1-10MW)

I forkant av dette ble prosjekter som inneholdt opprustning og utvidelse fjernet, samt utbygginger med ukjente data for kostnader eller kapasitet. Et datasett med all ny vannkraft, uavhengig av effekt, ble også produsert.

For hvert byggeår ble det beregnet et vektet gjennomsnitt (summerte kostnader/summert effekt) for å kunne se kostnader i forhold til hvert års registrerte akkumulerte kapasitet. Kostnadsdata for hvert år er så inflasjonsjustert via SSBs konsumprisindeks til 2013-nivå.

3.2.3. Akkumulert kapasitet i det norske vannkraftsystemet

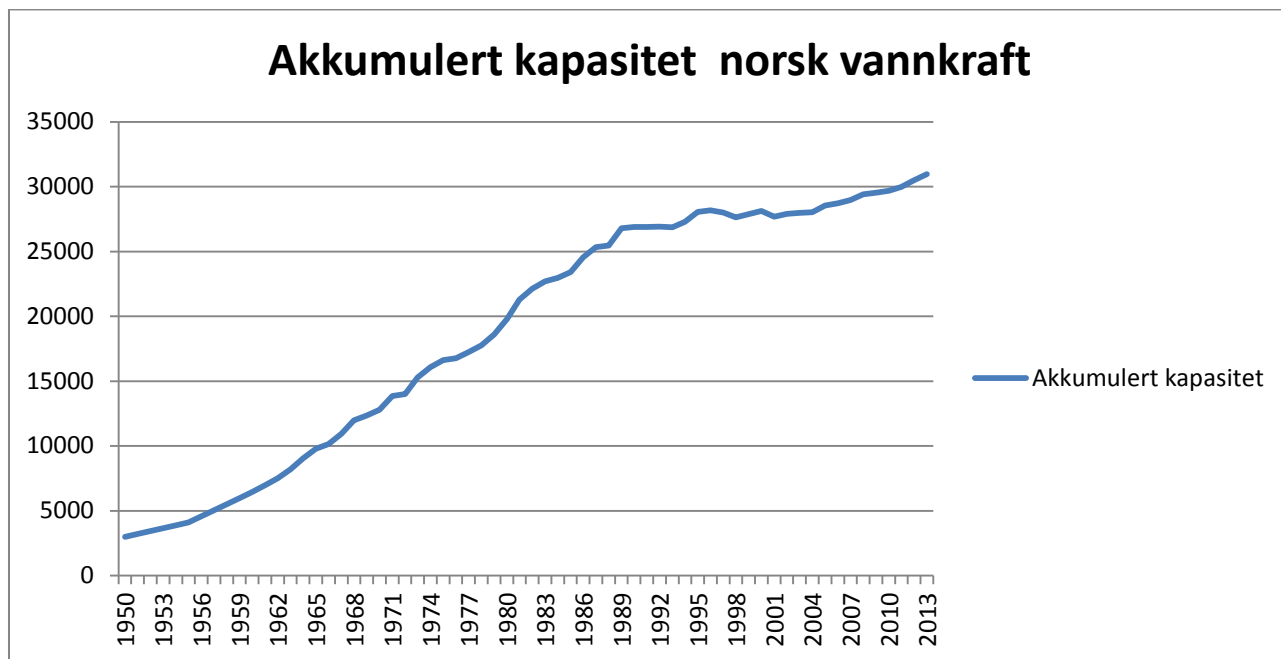
For å se kostnadsutviklingen ved økt installert kapasitet ble det brukt tidsserier fra SSB. Det finnes flere statistikker, med ulik detaljgrad og tidsspenn. Tidsserien som ble valgt som hovedgrunnlag inneholder tall for ulike installasjonsstørrelser (SSB 2013b). Da serien bare viser kapasitet i tidsrommet 1974-2011, ble det nødvendig å supplere med annen publisert statistikk fra SSBs statistikkbank. Første tilgjengelige registrering var fra 1950. Deretter finnes tall fra 1955, før det ble utgitt årlig statistikk fra 1960 (SSB 1993). Tall for tidsspennet 1950-1960 måtte dermed beregnes ut fra disse femårsmålingene, og uten andre holdepunkter ble det antatt en lineær økning i perioden. For tall etter 2011 ble data innhentet fra NVE. Alle tidsseriene samstemmer der de overlapper. Oppføringene vises i tabell 3 med tilhørende detaljgrad.

Tabell 3: Akkumulert kapasitet etter installasjonsstørrelse. Tall frem til og med 2011 hentet fra (SSB 1993) og (SSB 2013b), 2012-2013 hentet fra NVEs temaside for vannkraft.

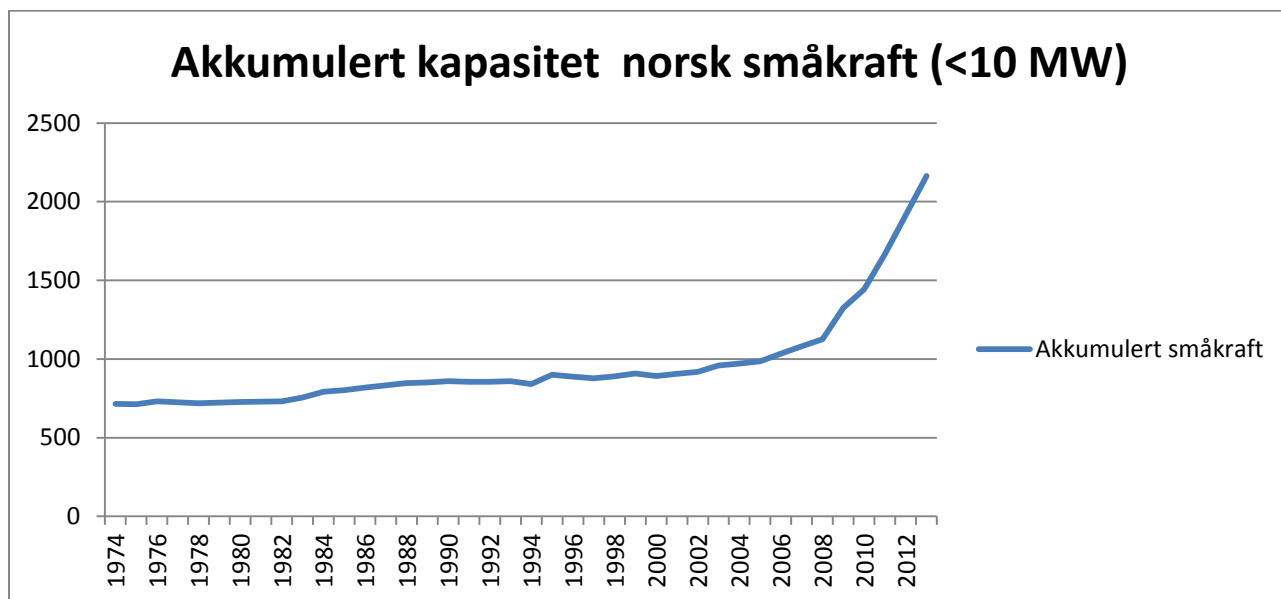
| Vannkraftstasjoner etter maksimal ytelse | | | | | | | |
|---|------|-------|-------------|----------|----------|------------|-------------|
| Ytelse(MW) | | I alt | Under 10 MW | 10-49 MW | 50-99 MW | 100-199 MW | Over 200 MW |
| | 1950 | 2996 | | | | | |
| | 1955 | 4095 | | | | | |
| | 1960 | 6443 | | | | | |
| | 1961 | 6965 | | | | | |
| | 1962 | 7521 | | | | | |
| | 1963 | 8210 | | | | | |
| | 1964 | 9033 | | | | | |
| | 1965 | 9783 | | | | | |
| | 1966 | 10140 | | | | | |
| | 1967 | 10952 | | | | | |
| | 1968 | 11981 | | | | | |
| | 1969 | 12352 | | | | | |
| | 1970 | 12783 | | | | | |
| | 1971 | 13852 | | | | | |
| | 1972 | 13991 | | | | | |
| | 1973 | 15282 | | | | | |
| | 1974 | 16080 | 715 | 2908 | 2720 | 5009 | 4728 |
| | 1975 | 16627 | 712 | 3001 | 2790 | 5164 | 4960 |
| | 1976 | 16777 | 731 | 3060 | 2787 | 4989 | 5210 |
| | 1977 | 17249 | 726 | 3182 | 2842 | 5099 | 5400 |
| | 1978 | 17746 | 719 | 3306 | 2922 | 5199 | 5600 |
| | 1979 | 18584 | 723 | 3291 | 3106 | 5564 | 5900 |
| | 1980 | 19776 | 727 | 3358 | 3192 | 5564 | 6935 |
| | 1981 | 21296 | 729 | 3422 | 3246 | 6026 | 7874 |
| | 1982 | 22122 | 732 | 3511 | 3710 | 6031 | 8138 |
| | 1983 | 22703 | 756 | 3537 | 3996 | 6274 | 8138 |
| | 1984 | 22961 | 793 | 3676 | 3946 | 6408 | 8138 |
| | 1985 | 23409 | 802 | 3694 | 4026 | 6748 | 8138 |
| | 1986 | 24541 | 819 | 3794 | 3941 | 6588 | 9400 |

| | | | | | | | |
|--|------|-------|------|------|------|------|-------|
| | 1987 | 25344 | 833 | 3782 | 3941 | 6774 | 10014 |
| | 1988 | 25451 | 848 | 3918 | 3880 | 6591 | 10214 |
| | 1989 | 26795 | 852 | 4028 | 3999 | 6793 | 11123 |
| | 1990 | 26883 | 860 | 4077 | 3916 | 6901 | 11130 |
| | 1991 | 26889 | 855 | 4063 | 3921 | 6901 | 11150 |
| | 1992 | 26905 | 855 | 4081 | 3919 | 6901 | 11150 |
| | 1993 | 26868 | 860 | 4137 | 3642 | 6622 | 11607 |
| | 1994 | 27282 | 842 | 4233 | 3965 | 6555 | 11685 |
| | 1995 | 28052 | 901 | 4213 | 3864 | 6847 | 12226 |
| | 1996 | 28166 | 887 | 4231 | 3714 | 7017 | 12316 |
| | 1997 | 27999 | 878 | 4295 | 3759 | 6906 | 12162 |
| | 1998 | 27641 | 889 | 4301 | 3889 | 6941 | 11622 |
| | 1999 | 27878 | 908 | 4337 | 3963 | 7048 | 11622 |
| | 2000 | 28126 | 891 | 4401 | 4110 | 6807 | 11917 |
| | 2001 | 27679 | 906 | 4375 | 4093 | 6887 | 11417 |
| | 2002 | 27913 | 918 | 4413 | 4030 | 6729 | 11824 |
| | 2003 | 27989 | 960 | 4415 | 4240 | 6645 | 11729 |
| | 2004 | 28030 | 971 | 4421 | 4230 | 6657 | 11751 |
| | 2005 | 28549 | 986 | 4378 | 4475 | 6629 | 12081 |
| | 2006 | 28725 | 1035 | 4495 | 4475 | 6431 | 12289 |
| | 2007 | 28957 | 1081 | 4447 | 4475 | 6430 | 12524 |
| | 2008 | 29413 | 1125 | 4492 | 4445 | 6567 | 12784 |
| | 2009 | 29539 | 1325 | 4477 | 4310 | 6583 | 12844 |
| | 2010 | 29693 | 1443 | 4579 | 4192 | 6587 | 12892 |
| | 2011 | 29969 | 1667 | 4638 | 4187 | 6590 | 12887 |
| | 2012 | 30509 | 1916 | | | | |
| | 2013 | 30960 | 2164 | | | | |

Utviklingen i total akkumulert kapasitet vises grafisk i figur 6. Kapasitet for småkraft under 10 MW vises i figur 7, fra og med registrering av dette startet i 1974. Det er en markant økning i installert småkraft i de senere årene, mens total akkumulering naturlig nok har flatet ut etter storkraftepoken.



Figur 6: Utviklingen i akkumulert kapasitet i norsk vannkraft vist grafisk. Tall fra (SSB 1993), (SSB 2013b) og NVEs nettsider om vannkraft.



Figur 7: Utviklingen i akkumulert kapasitet for småkraftinstallasjoner under 10 MW 1974-2013. Tall fra (SSB 2013b) og NVEs nettsider om vannkraft.

3.3. Metode

3.3.1. Utarbeidelse av læringskurver

Investeringskostnader ble målt mot akkumulert kapasitet i punktdiagrammer med logaritmisk skala på begge akser. For Oslo Lysverkers data ble dette gjort for:

- 1) Bygningsmessig del
- 2) Maskinelt og elektrisk utstyr

Data fra NVE ble behandlet på følgende måter:

- 1) Totalt uttrekk (all konsesjonsgitt ny vannkraft) mot total akkumulert kapasitet (uavhengig av stasjonsytelser)
- 2) Småkraft (1-10 MW) mot akkumulert småkraft (<10 MW)
- 3) Småkraft (1-10 MW)total akkumulert kapasitet

Mini- og mikrokraft ble utelatt fra småkraftbehandlingen da det er svært få kraftverk av denne typen i uttrekket. Mange slike utbygginger går utenom konsesjonsbehandling, og de bidrar i liten grad til akkumulert kapasitet med sine små installasjoner.

Småkraft ble trukket ut som et eget sett for å kunne undersøke om den store satsningen på dette markedet har gitt egen læring og kostnadsreduksjon som skiller seg fra det totale uttrekket. Det er et spørsmål hvorvidt det er riktig å operere med en egen systemgrense for småkraft med den store graden av felles teknologi, men med den store kapasitetsøkningen ble det vurdert som en interessant filtrering av materialet for å se om man kan trekke ut en egen læring for småkraft. Det er ikke utarbeidet tidligere læringskurver for stor eller liten vannkraft, så læringssystemene er ikke gitt på forhånd.

Som vist i formel 3 beregnes læringsraten $LR = 1 - 2^{-E}$ (2^{-E} = progresjonsraten). Ved bruk av Excel kunne kostnader plottes mot akkumulert kapasitet i punktdiagram, og den tilhørende sammenhengen vises i en trendlinje (potens). Man har da muligheten til å la Excel beregne trendlinjens funksjon, slik at læringsparameter E i formelen kunne hentes rett ut fra denne. Kostnad per MW representerer avhengig variabel. Akkumulert kapasitet i det norske vannkraftsystemet representerer uavhengig variabel bortsett fra i behandlingen av småkraft

(1-10 MW), der det i tillegg ble laget en læringskurve med akkumulert småkraft (<10 MW) som uavhengig variabel.

En korrelasjonskoeffisient (R^2) blir også beregnet for funksjonen, som et mål for korrelasjon. R^2 gis som et tall mellom 0 og 1, og uttrykker hvor godt de oppgitte kostnadsdata passer med læringskurven. $R^2 = 0,75$ vil si at 75 % av variasjonen i avhengig variabel forklares av læringskurvemodellen. I sine ekstreme verdier viser en R^2 -verdi på 0 ingen korrelasjon eller forklaringsverdi via læringskurven, mens en verdi på 1 gir perfekt korrelasjon og forklaringsverdi.

Avslutningsvis ble det laget en læringskurve med data fra begge kilder:

- 1) Kostnader fra summerte kategorier⁶ for Oslo Lysverkers kraftverk.
- 2) Totalt uttrekk (all konsesjonsgitt ny vannkraft) fra NVEs konsesjonsdatabase.

Her er det viktig å påpeke at behandlingen inneholder data fra ulike kilder med forskjellig detaljoppløsning. Kostnader for Oslo Lysverker er oppgitt for enkeltkraftverk, mens konsesjonsdatabasen er gitt en vektet gjennomsnittskostnad for hvert år.

⁶ Bygningsmessig del + Maskinelt og elektrisk utstyr

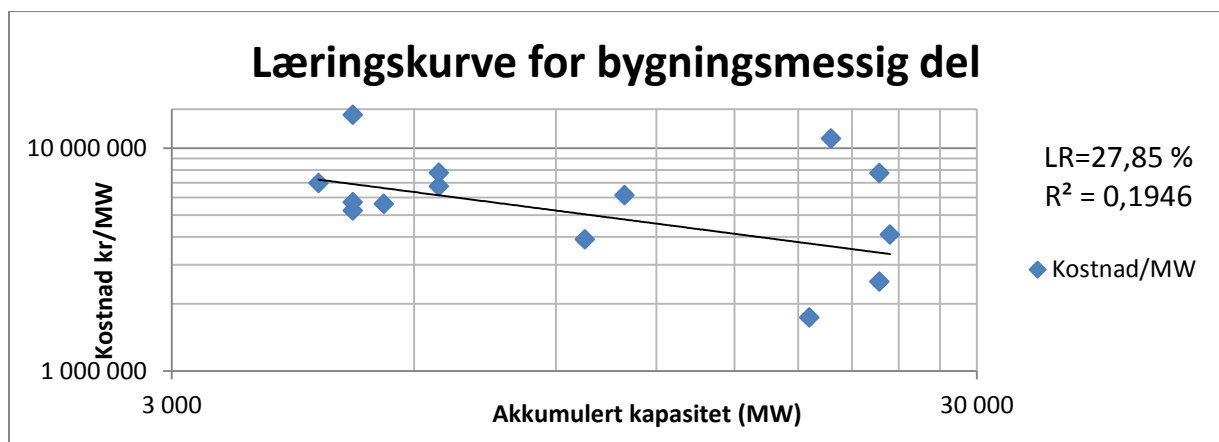
4. Resultater

4.1. Læringskurver 1956-1985, primært stor vannkraft

Her presenteres læringskurvene som ble utarbeidet fra Oslo Lysverkers utbygginger med læringsrater og tilhørende R²-verdier.

4.1.1. Bygningsmessige kostnader

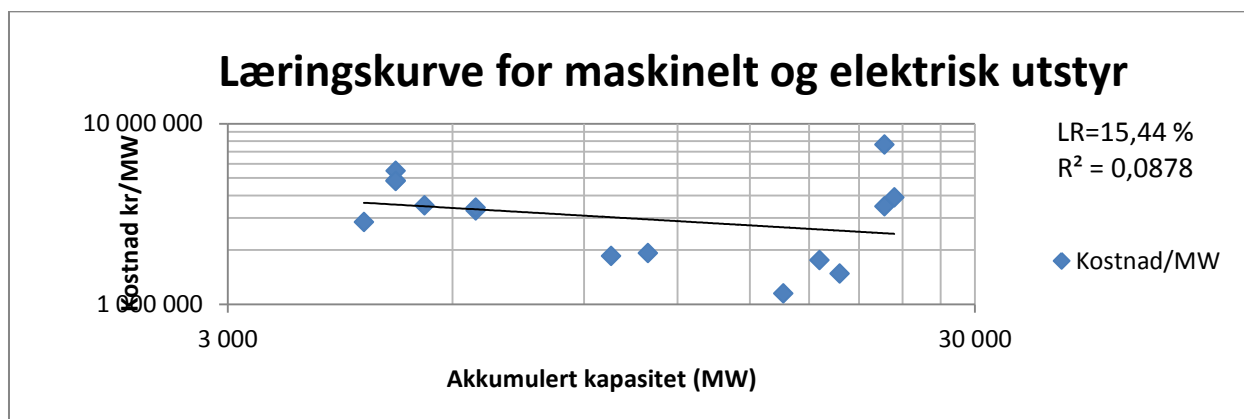
De bygningsmessige kostnadene for Oslo Lysverkers kraftverk viste stor variasjon i kostnadsnivå selv ved relativt lik akkumulert kapasitet i vannkraftutbyggingen. Vi fikk en læringsrate på 27,85 %, men en R²-verdi på 0,1946 er veldig lavt, se figur 8.



Figur 8: Læringskurve utarbeidet fra kostnader for bygningsmessig del i Oslo Lysverkers utbygginger og akkumulert kapasitet i Norges vannkraftsystem. Akser i logaritmisk skala.

4.1.2. Maskinelle og elektriske kostnader

For kategorien maskinelt og elektrisk viste læringskurven også en nedadgående trend med en læringsrate på 15,44 %. R²-verdien var lave 0,0878. Se figur 9.



Figur 9: Læringskurve utarbeidet fra kostnader for maskinelt og elektrisk utstyr i Oslo Lysverkers utbygginger og akkumulert kapasitet i Norges vannkraftsystem. Akser i logaritmisk skala.

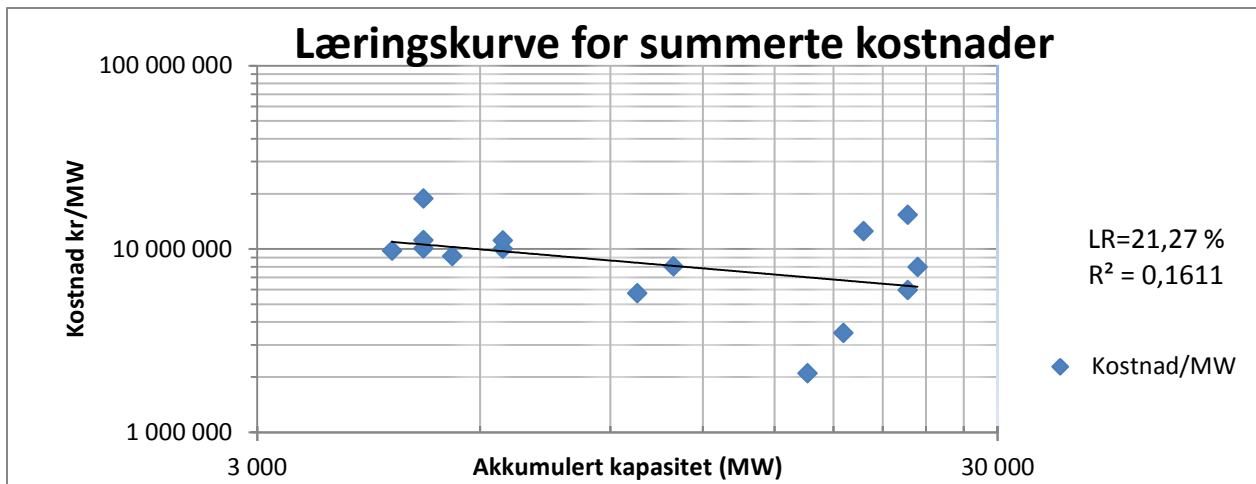
4.1.3. Summerte kostnader for begge kategorier

Kostnadstallene for E-COs kraftverksutbygginger viste også stor variasjon i de to kategoriens relative størrelse. Selv om bygningsmessige kostnader i de fleste tilfeller var størst, varierte forholdet fra bortimot likhet til at Maskinelt & elektrisk utstyr dominerte i enkeltutbygginger, som vi ser i tabell 4.

Tabell 4: Prosentvis fordeling mellom de to registrerte kostnadskategoriene for Oslo Lysverkers utbygginger.

| Prosentvis fordeling mellom kostnadskategorier | | |
|--|------------------------|------------------|
| Kraftverk | Bygningsmessig kostnad | Mask & el-utstyr |
| Hol 1 1956 | 71 % | 29 % |
| Hol 2 1957 | 52 % | 48 % |
| Gjuva 1957 | 51 % | 49 % |
| Brekkefoss 1957 | 75 % | 25 % |
| Hol 3 1958 | 62 % | 38 % |
| Hemsil 1 1960 | 67 % | 33 % |
| Hemsil 2 1960 | 69 % | 31 % |
| Usta 1965 | 59 % | 41 % |
| Nes 1967 | 66 % | 34 % |
| Aurland 3 1979 | 50 % | 50 % |
| Vangen (Aurland 4) 1980 | 75 % | 25 % |
| Aurland 2 1983 | 42 % | 58 % |
| Reppa (Aurland 5) 1983 | 50 % | 50 % |
| Aurland 1 1989* (1975*) | 46 % | 54 % |
| Solbergfoss 2 1985 | 51 % | 49 % |

Spørsmålet var om summerte kostnader fra begge kategorier ville gi høyere R²-verdi. Figur 10 viser at vi fikk en læringsrate som med 21,27 % plasserer seg mellom det vi så for enkeltkategoriene, men R²-verdien på 0,1611 ligger da også mellom det vi så i de separate tilfellene.

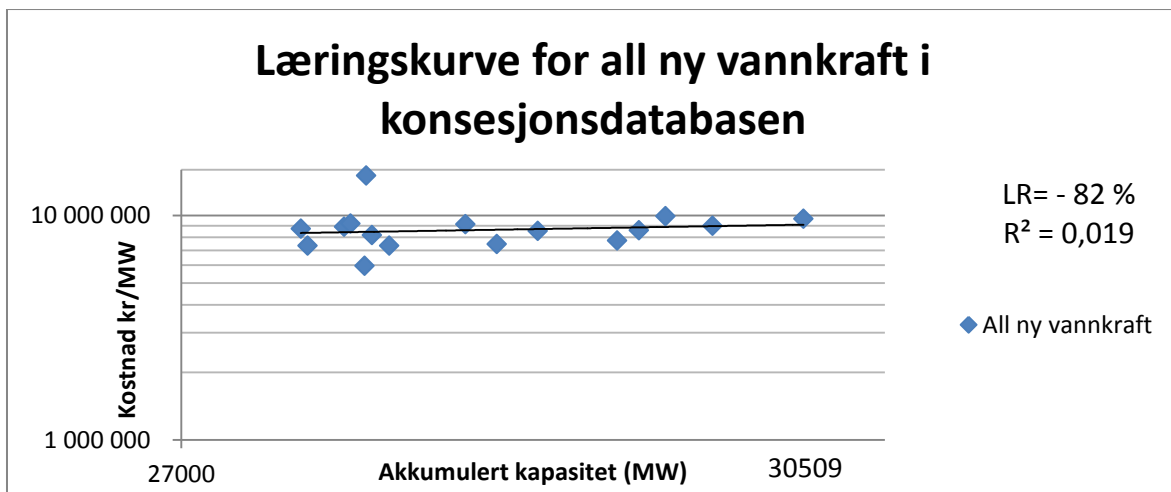


Figur 10: Læringskurve utarbeidet fra summerte kostnader for begge kategorier i Oslo Lysverkers utbygginger og akkumulert kapasitet i Norges vannkraftsystem. Akser i logaritmisk skala.

4.2. Læringskurver 1996-2013, primært småkraft

4.2.1. All ny vannkraft

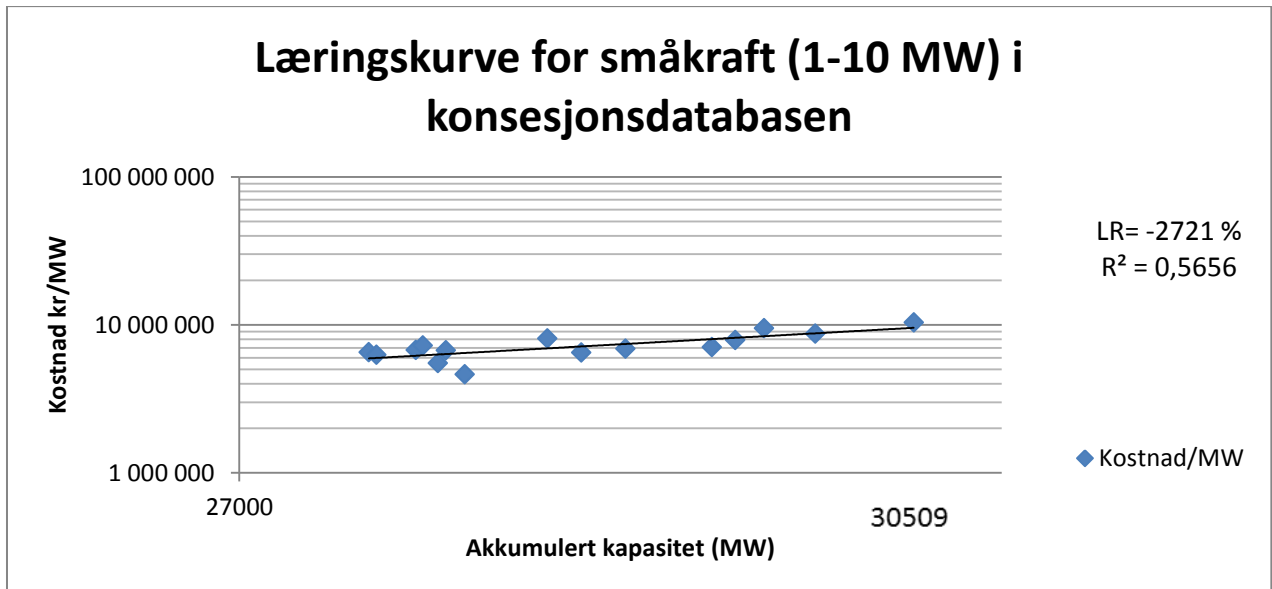
Et samlet uttrekk som inkluderer alle installasjonsstørrelser vises i figur 11. Vi ser at utviklingen viser en negativ læringsrate på – 82 %, men med store variasjoner mellom utbyggingene og en R²-verdi på 0,019.



Figur 11: Læringskurve utarbeidet fra samlet uttrekk fra NVEs konsesjonsdatabase. Årlige vektete gjennomsnittskostnader for ny vannkraft og akkumulert kapasitet i det norske vannkraftsystemet. Akser i logaritmisk skala.

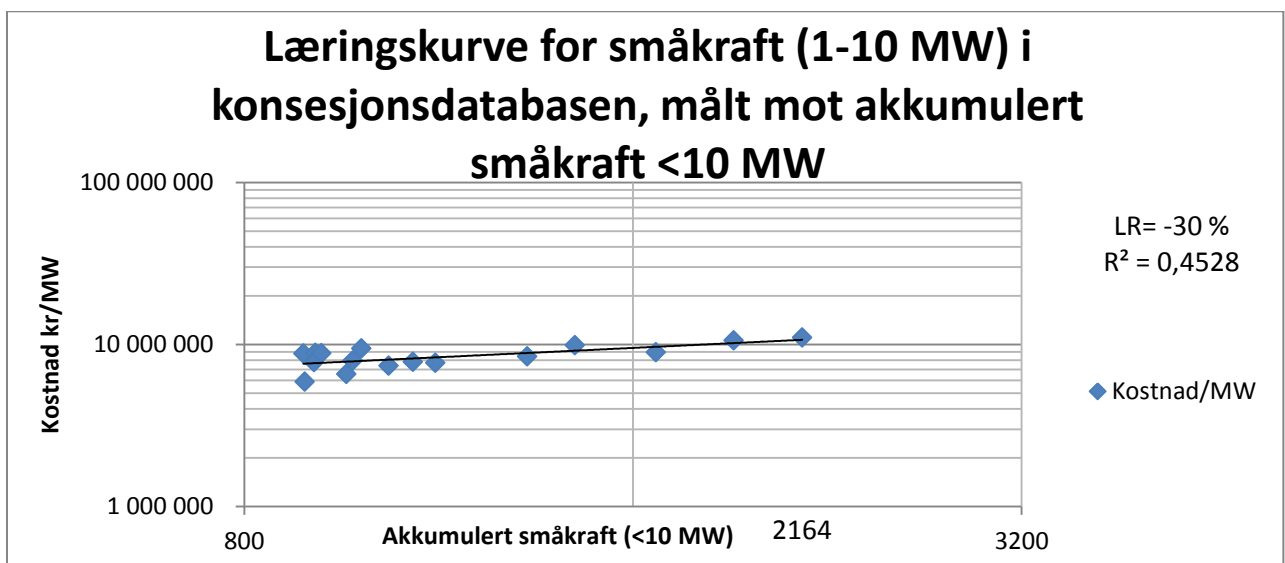
4.2.2. Småkraft (1-10 MW)

Vektet årlig gjennomsnittskostnad for småkraft (1-10 MW) målt mot total akkumulert kapasitet. Igjen får vi en negativ læringsrate. LR= - 2721 % og R²= 0,5656. Se figur 12.



Figur 12: Læringskurve utarbeidet fra filtrert uttrekk fra NVEs konsesjonsdatabase. Årlige vektete gjennomsnittskostnader for ny småkraft (1-10 MW) målt mot total akkumulert kapasitet i det Norske vannkraftsystemet. Akser i logaritmisk skala.

Vektet årlig gjennomsnittskostnad for småkraft (1-10 MW) målt mot akkumulert installert småkraft med kapasiteter under 10 MW. Læringsraten er fremdeles negativ. LR= -30 %, R²= 0,4528. Se figur 13.

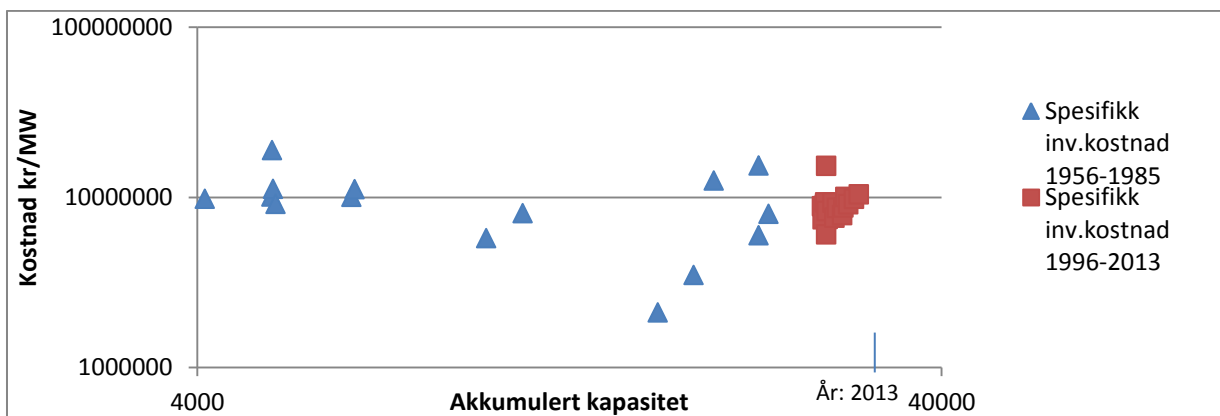


Figur 13: Læringskurve utarbeidet fra filtrert uttrekk fra NVEs konsesjonsdatabase. Årlige vektete gjennomsnittskostnader for ny småkraft (1-10 MW) målt mot akkumulert småkraft (<10 MW). Akser i logaritmisk skala.

Felles for alle behandlinger, uavhengig av klassifikasjon av småkraftkategorier som egne teknologier, er mangel på påviselige positive læringseffekter innenfor NVEs uttrekk. Kostnadsspennet er også stort, med R^2 -verdier fra 0,0182 til 0,5656.

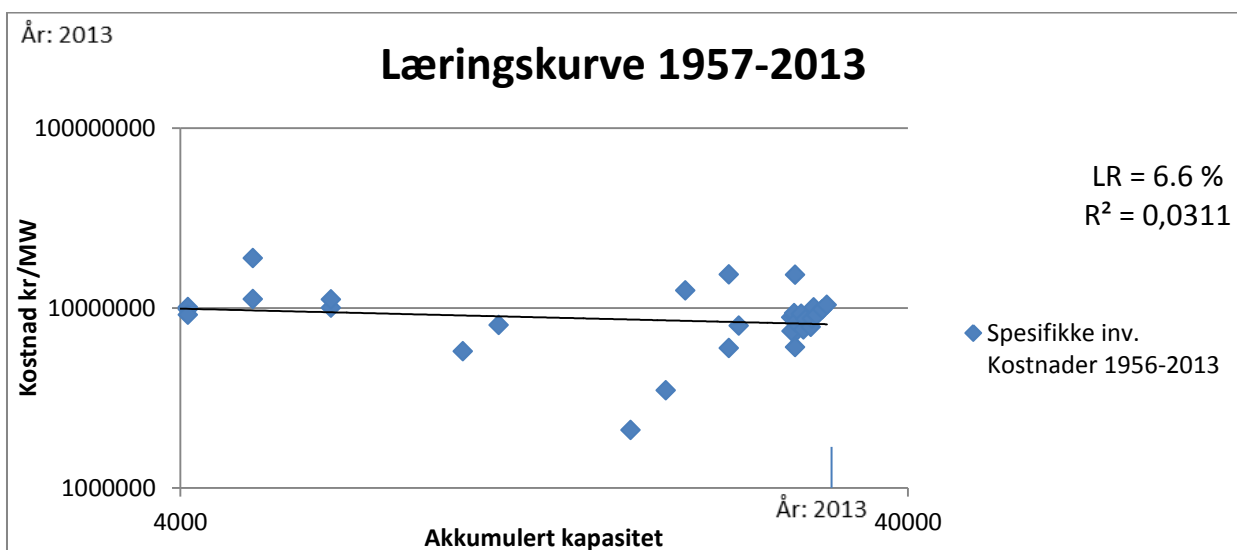
4.2.3. Læringskurve for 1956-2013 (alle behandlede kostnadsdata)

Kostnadsdata summert for begge kategorier i Oslo Lysverkers kraftutbygginger og vektete gjennomsnittskostnader per utbyggingsår fra NVEs konsesjonsdatabase plassert i samme punktdiagram. Oslo Lysverkers utbygginger er representert ved triangler, data fra konsesjonsdatabasen er representert ved kvadrater, se figur 14.



Figur 14: Kostnadsdata fra Oslo Lysverkers utbygginger og vektete årlige gjennomsnittskostnader for all ny vannkraft i NVEs konsesjonsdatabase. Akser i logaritmisk skala.

Læringskurven basert på begge datasett gir en læringsrate på 6,6 %, med R^2 -verdi på 0,0311, se figur 15.



Figur 15: Læringskurve utarbeidet med data fra både Oslo Lysverker og NVEs konsesjonsdatabase, målt mot akkumulert kapasitet i det norske vannkraftsystemet.

5. Diskusjon

5.1. Læringskurve for stor vannkraft som grunnlag for småkraftpolitikk

For å kunne vurdere hvorvidt læringskurver for storkraftutbyggingen kan danne grunnlag for småkraftpolitikk blir forsøkene på etablering av læringskurver for stor vannkraft (1956-1985), småkraftdominert utbygging (1996-2013) og kombinasjonen av de to vurdert.

5.1.1. Læringskurver for storkraftepoken 1956-1985

Konstruksjon ble i kapittel 2.2. fremhevet som det kostnadselementet som varierer mest mellom utbygginger basert på geologiske og andre lokale egenskaper. Det spredte plottet for bygningsmessige kostnader (figur 8) samsvarer med dette. En R^2 -verdi på 0,195 er lav, og underbygger påstanden om stedsspesifikke variasjoner innen kategorien fra prosjekt til prosjekt. Denne korrelasjonen er likevel høyere enn for henholdsvis elektromekanisk utstyr og summerte kostnader. Den høyeste læringsraten (27,8 %) fantes også her. R^2 -verdien gir lav forklaringsverdi via læringskurver, selv om en læringseffekt på kostnadene er sannsynlig.

Den store variasjonen innen elektromagnetiske kostnader (figur 9) er overraskende sett i lys av rapportene fra IRENA og IEA. Begge fremholder at det er «civil works»-kategorien som varierer med stedsspesifikke variable, mens elektromagnetisk kostnad er bortimot konstant. Dette kan være gjeldende i dagens marked, men vises ikke i OLs utbygginger.

Kostnadsvariasjonene er store også for verk av lignende størrelse. Det kan gi grunn til å anta at elektromagnetiske installasjoner innenfor det analyserte tidsrommet også ble påvirket av stedsspesifikke egenskaper, og at produsentene har stått overfor stadig nye utfordringer i forhold til trykk, vannføring og plassering. En synkende læringskurve (15,4 %) ble gitt også for denne kategorien, men en korrelasjonskoeffisient på 0,088 gir lav forklaringsverdi.

Forholdet mellom kostnadene i de ulike kraftverkene (tabell 3) varierer noe, men læringsraten og R^2 -verdien for summerte kostnader (figur 10) havner forutsigbart mellom det vi finner i de separate kategoriene. En LR på 21,27 % minner om det man ofte finner i yngre teknologier (McDonald & Schrattenholzer 2001), men R^2 -verdi er kun 0,161.

Selv om vi har fått kategoriserte kostnader som burde gi sammenlignbare data, er det fare for en del «støy» fra omliggende faktorer. En stor fellesregulering som f.eks.

Aurlandsutbyggingen sikrer vannfordeling over året og riktig utnyttelse av kapasitetene. Den samme vannressursen kan benyttes i flere ledd. Selv om en mindre installasjon som Rappa

kraftverk(Aurland 5) fremstår som kostbar målt mot kapasitet, er den en del av en langt større felleskostnad der fordeling av poster til ulike verk kan være diffus. Slike vanskeligheter er ikke spesielt for Oslo Lysverkers utbygginger, men en del av det generelle bildet i vannkraft.

Datasettet for Oslo Lysverker inneholder noen mindre installasjoner: Gjuva (1957, 10 MW), Brekkefoss (1957, 1,5 MW) og Reppa (1983, 1,5 MW), se tabell 2. Fjerning av disse kraftverkene fra datasettet ble vurdert for å vektlegge storkraftperspektivet i perioden, men de tilhører den teknologiutviklingen som fant sted i dette tidsspennet. En læringskurve som ekskluderte disse kraftverkene ble likevel laget for å vurdere utslagene. Læringsratene økte noe for begge kostnadskategorier, men R^2 -verdiene forble lave, se tabell 5.

Tabell 5: Læringsrater og R^2 -verdier ved fjerning av de mindre kraftverkene Gjuva, Brekkefoss og Reppa fra datasett for Oslo Lysverkers utbygginger

| Kategori | LR | R^2 |
|--------------------------------------|-----------|-------------------------|
| Bygningsmessig del | 29 % | 0,23 |
| Maskinelt og elektrisk utstyr | 24 % | 0,27 |
| Summert begge kategorier | 25 % | 0,26 |

Den generelt høyere læringsraten ved bortfall av de mindre installasjonene kan være et utslag av rene skalafordeler, og med lave R^2 -verdier ble den teknologiske tilhørigheten ansett som viktigere..

Det norske vannkraftsystemet er brukt som systemgrense. Det er grunn til å diskutere om dette er riktig. Vi har sett oss selv som et foregangsland for vannkraft, men en stor del av den svenske vannkraftutbyggingen fant sted mellom 1900 og 1950 (Svensk Energi 2012). Ved å utvide systemgrensen til å inkludere erfaring fra Sverige og andre land med vannkraftshistorie måtte målingene blitt gjort mot en helt annen akkumulasjon. Det er vanskelig å analysere i hvilken grad Norge har vært del av slike større læringssystemer, men det er grunn til å tro at Kværner og andre leverandører av vannkraftteknologi ikke har vært helt isolert fra omverdenen. Dersom tidlig svensk utbygging hadde gitt en høyere installert kapasitet ved starten av Oslo Lysverkers data, men ikke bidratt mye til videre kapasitetsøkning grunnet stagnasjon i utbyggingen (Sverige har i dag ca. 16625 MW installert kapasitet), ville læringsratene øke for dette datasettet. Om man derimot har en kraftigere kapasitetsøkning utover i perioden grunnet et større felles læringssystem, kan effekten bli motsatt. Definisjon av de egentlige systemgrensene for læring i norsk vannkraft bør utforskes, men krever en egen

undersøkelse og mer data. Det er uansett verdt å merke seg denne usikkerheten ved beregning av norske læringsrater.

Generelt lave R^2 -verdier gjør det vanskelig å si noe sikkert om forholdet mellom Oslo Lysverkers kostnader og økt akkumulert kapasitet. Det produseres synkende trendlinjer som kan indikere en effekt fra teknologilæring, men kostnadsvariasjonene er store og forklaringsverdiene små.

5.1.2. Læringskurver for småkraftepoken 1996-2013

Uttrekket fra NVE har mange flere utbygginger enn tilsvarende for Oslo Lysverker, men detaljgraden er lavere. Kun totalkostnader er registrert, og det finnes ingen videre informasjon om det enkelte kraftverk. Det er vanskelig å vite hva som ligger bak tallene, og alt fra magasinert høytrykkskraft til umagasinert elvekraft behandles på samme måte. Ved filtrering viser seg imidlertid at de aller fleste registrerte utbyggingene innenfor perioden kan defineres som småkraft (1-10MW), slik at vi i det minste kan forvente noenlunde sammenlignbar teknologisammensetning bak kraftverk i denne kategorien.

Der vi for Oslo Lysverkers utbygginger fikk synkende trendlinjer, ser vi her negative læringsrater. For uttrekket som inkluderer all ny kraftutbygging konsesjonsgitt i perioden er læringsraten -82 %, $R^2=0,019$ (figur 11). Dette angir en økning i kostnader tilknyttet nyere utbygginger, men også at variasjonen fra prosjekt til prosjekt fremdeles er stor i dette småkraftdominerte datasettet.

For uttrekk av småkraft (1-10 MW) ser vi også negative læringsrater, både målt mot total akkumulert kapasitet og utviklingen i kapasitet for småkraft (alle installasjoner < 10 MW). Læringskurven basert på totalt akkumulert kapasitet gir en læringsrate på - 2721 %, $R^2=0,566$ (figur 12), mens måling mot akkumulert småkraft (< 10 MW) gir en læringsrate på - 30 %, $R^2= 0,4528$ (figur 13). Dette er de høyeste R^2 -verdiene vi fant, og tyder på et noe jevnere kostnadsbilde innenfor småkraft enn for kraftutbyggingen totalt inkludert de få større prosjektene samt mini- og mikrokraft. Sammen med de negative læringsratene gir det en indikasjon på stabil kostnadsøkning i småkraften, selv om korrelasjonen fremdeles er lav.

Det er et spørsmål hvorvidt det er riktig å operere med et separat uttrekk og systemgrense (kapasitet) for småkraft med den store graden av felles teknologi. Målet var å vurdere om den kraftige økningen i slike installasjoner fører til teknologiske fremskritt og interaksjoner mellom turbinprodusenter eller konstruksjonsfirma som gjør denne typen mer

strømlinjeformet- og dermed billigere. Kapasiteten innen vannkraft under 10 MW øker fra 887 MW til 2164 MW i perioden, slik at vi har en dobling i sammenligningsgrunnlaget vårt. Læringskurven basert på dette uttrekket har en lavere negativ læringsrate enn ved måling mot total akkumulert kapasitet, men viser likevel til en kraftig kostnadsøkning. Etablering av et eget læringssystem for småkraft er ikke mulig med de negative læringsratene ved begge behandlinger. Det ser derimot ut til å underbygge definisjonen som en moden teknologi der økninger i andre kostnadsdrivere mer enn utligner eventuelle fortsatte læringseffekter.

Som i tilfellet med data fra Oslo Lysverker er det også her et spørsmål om den kapasitetsøkningen vi måler mot er riktig målt. Dersom systemgrensene i realiteten burde inkludere kapasitet i Norden, eller videre et internasjonalt læresystem, ville dette påvirket læringsraten. Dette ser vi eksemplifisert ved forskjellen i læringsrate mellom måling mot ulike kapasiteter i figur 12 og 13. Doblingen i installert småkraft er muligens ikke til stede i dette perspektivet, og den totale akkumulerte kapasiteten brukt i figur 12 er heller ikke nødvendigvis representativ for læringssystemet.

Samlet sett viser trenden for den småkraftdominerte utbyggingen en kostnadsøkning og negative læringsrater, men med store kostnadsvariasjoner.

5.1.3. Læringskurve for 1956-2013, begge datasett kombinert

Læringskurven som inkluderer kostnadsdata fra både Oslo Lysverker og NVEs konsesjonsdatabase gir en læringsrate på 6,6 % og en R^2 -verdi på 0,0311 (figur 15). Kostnadsdata fra konsesjonsdatabasen ligger samlet mot slutten av den kapasitetsøkningen, mens Oslo lysverkens data følger en større del av utviklingen i akkumulert kapasitet i norsk vannkraft.

Det er beskrevet usikkerheter knyttet til data fra begge kilder, og disse blir ikke mindre når vi kombinerer datasettene. Men det er ikke tidligere gjort forsøk på å etablere særskilte læringskurver for vannkraft, og dette er de data som er tilgjengelige på det nåværende tidspunkt.

Behandlingen av eldre utbygginger (1956-1985) ga positive læringsrater innen kostnadskategoriene, men med R^2 -verdier som gjennomgående er for lave til å kunne forklare kostnadsutvikling ved hjelp av læringskurver. Nyere småkraftdominerte utbygginger (1996-

2013) ga negative læringsrater. Også her var kostnadsvariasjonene store, med tilhørende lav R^2 -verdi. Et sammensatt diagram som inneholder begge datasett gir dermed en læringskurve der læringsraten i den ene perioden modifiseres av kostnadsutviklingen i det andre tidsrommet. Den påviste kostnadsøkningen i småkraftdominert utbygging gjør det vanskelig å utforme ny politikk for småkraftbaserte utbygginger basert på læring, og med R^2 -verdien på 0,0311 for den kombinerte kurven har vi kun forklart 3 % av variasjonen i avhengig variabel ved hjelp av læringskurven. Forholdet mellom positive læringsrater i eldre vannkraft og negative rater i dagens utbygginger viser også at man skal være oppmerksom på hvordan bruk av ulike start- og sluttpunkter for det undersøkte materialet kan vri resultatet.

På den annen side har vi fått en læringskurve med positiv læringsrate, der de fleste småkraftkostnadene plasserer seg innen en liten økning i akkumulert kapasitet. Den lave forklaringsverdien gir ikke grunn til å konkludere med en etablert læringskurve, men det gir grunn til å etterprøve metoden med flere og bedre kostnadsdata.

5.2. Årsaker til kostnadsutviklingen og manglende forklaringsverdier

Vi fant positive læringsrater for utbyggingene i perioden 1956-1985, men med for lave R^2 -verdier til at læringskurven gir en god forklaring på kostnadsreduksjonene. For utbygginger i tidsrommet 1997-2013 var læringsratene negative. Kombinert ga kostnadsdataene en læringsrate på 6,6 %, men med svært lav forklaringsverdi. Vi så at kostnadene i nyere tid viste seg økende med småkraftutbyggingen. Vi må derfor vurdere årsakene til de store kostnadsvariasjonene og den senere kostnadsøkningen.

Data fra Oslo Lysverkers kraftutbygginger viser en stor variasjon innen kostnader for elektromagnetisk utstyr (figur 8). I tillegg peker Norconsult i oppdatering for NVEs vannkraftindeks dette året (NVE 2014) på store prisforskjeller i anbud på små turbiner. Dette tyder på at antagelsen om forutsigbare og stabile kostnader innenfor denne delen av utbyggingen ikke nødvendigvis stemmer. Stedsspesifikke forskjeller kan bety at de elektromagnetiske komponentene ikke er fast prisede hyllevarer, men derimot spesialbestillinger med varierende kostnad.

Tidligere i diskusjonen har vi også diskutert hvorvidt akkumulert norsk vannkraftkapasitet er en riktig systemgrense for læring. I kapittel 2.1. ble det vist en visuell fremstilling av felles systemgrenser ved global diffusjon av en teknologi laget av Martinsen (2011) (figur 1). Land

som Kina, Brasil, USA, Canada og Russland har hatt stor kapasitetsutbygging. Et felles læringssystem med land i fjerne verdensdeler var nok lite sannsynlig i tidlige faser av vannkraftutbyggingen. Nordisk og europeisk erfaringsutveksling kan derimot påvirke hvordan vi burde vurdere akkumulert installert kapasitet innen systemet. Og i dagens informasjonssamfunn og stor utbredelse av vannkraftteknologi er det sannsynlig at systemgrensene er ytterligere utvidet. Global installert kapasitet er i dag 936 GW, mens den i Norge er i overkant av 30 GW (IRENA 2012). Avhengig av hvordan erfaring har blitt utvekslet og teknologien homogenisert (B og C i figur 1) kunne en måling av kostnader mot en nordiske, europeiske eller globale tidsserier for akkumulert kapasitet være bedre. Dette ville påvirket læringskurvene i stor grad. Utslagene avhenger av tidslinjer for store globale kapasitetsløft.

Martinsen (2011) viser i figur 1 også separate nisjemarkeder med adskilte systemgrenser for læring (A i figur 1). I dagens småkraftmarked kan det tenkes at bruk av lokale entreprenører som deltar i et lite antall utbygginger gir denne type separate systemgrenser for læring. Dette kan gi stor variasjon i anbudspriser, og mangelen på læring gjennom gjentatte prosjekter kan være med på å forklare fraværet av positive læringsrater i småkraften. Norconsult skriver i siste oppdatering av NVEs kostnadsindeks for vannkraft (NVE 2014) at de store firmaene innen vannkraftutbygging er fullt engasjert med rehabiliteringsprosjekter og oppgraderinger av eksisterende kraft, samt de få store utbyggingene som er konsesjonsgitt.

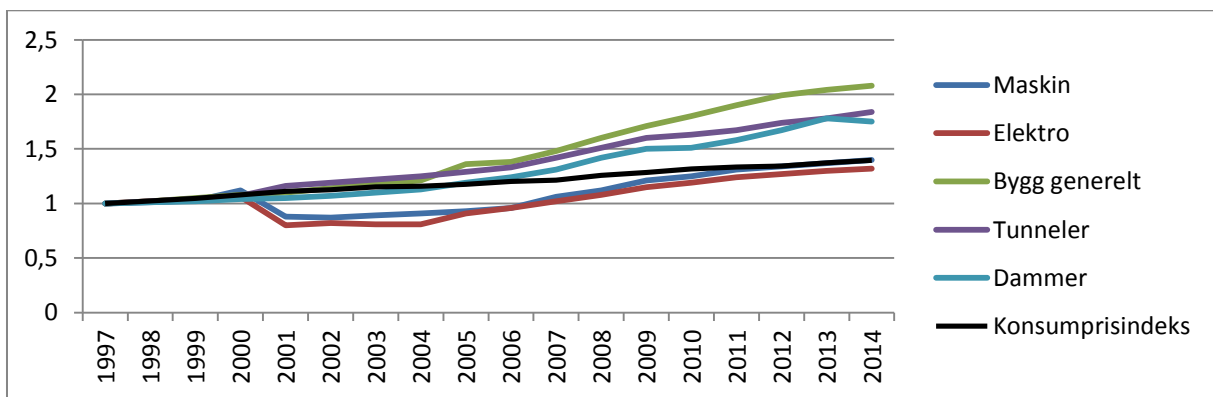
Et annet viktig aspekt er det faktum at vannkraft historisk sett har vært lønnsomt. Der andre fornybare teknologier har hatt behov for kostnadsreduksjoner for å bli økonomisk levedyktige, har ikke vannkraften vært under tilsvarende prispress. For sol- og vindkraft snakker man om en *læringskostnad* som må dekkes innen teknologien når et «break even»-nivå sammenlignet med dominerende produksjonsformer. Vannkraft er nettopp en av disse teknologiene man da måler seg mot. Kraftpris til belysning i Oslo var 50 øre/kWh (med datidens kroneverdi) i 1901 da Oslo Lysverker ⁷ åpnet Hammeren kraftstasjon⁸ (Kristiania Elektricitetsverk 1902). Etterspørselen økte fort, og etterhvert som kraftutbyggingen skjøt fart gikk økende tilbud og synkende pris hånd i hånd; dette var drivkraften bak den særnorske elektrifiseringen. Teknologien er altså kommersielt gjennomtestet over en lang periode, mens ny fornybar produksjon sliter med kommersiell lønnsomhet uten støtteordninger. Dette kan ha

⁷ Den gang het bedriften Kristiania Elektricitetsverk. De har byttet navn gjentatte ganger, men de fleste utbyggingene ble gjort under navnet Oslo Lysverker, som brukes konsistent for lesbarhet.

⁸ Hammeren leverte strøm i 1900, men fikk økt aggregatstørrelse i 1901

påvirket hvordan tilbydere av elektromagnetisk utstyr og konstruksjonstjenester har posisjonert seg i markedet. NVE og samarbeidspartner Norconsult pekte i kostnadsindeksen for vannkraft fra 2007 (NVE 2007) på at det er vanskelig å få entreprenører til å oppgi priser og kostnader. Denne mangelen på åpenhet, sammen med til dels optimistiske kostnadsanslag, kan bidra til sprik i kostnadsnivåene og gjøre det vanskelig å påvise læringseffekter.

Forholdet mellom SSBs konsumprisindeks⁹ (KPI) og NVEs kostnadsindekser for vannkraft 1997-2014 vises i figur 16. Kostnader til dammer, bygg og tunneler har økt betydelig mer enn generell prisstigning. Maskin og elektro synker i forhold til inflasjonen rundt årtusenskiftet, for så å stige brattere enn KPI.



Figur 16: Sammenligning mellom kostnadsutvikling i vannkraft (NVE 2014) og konsumprisindeks (SSB 2013a) for perioden 1997-2014. (1997 = 1)

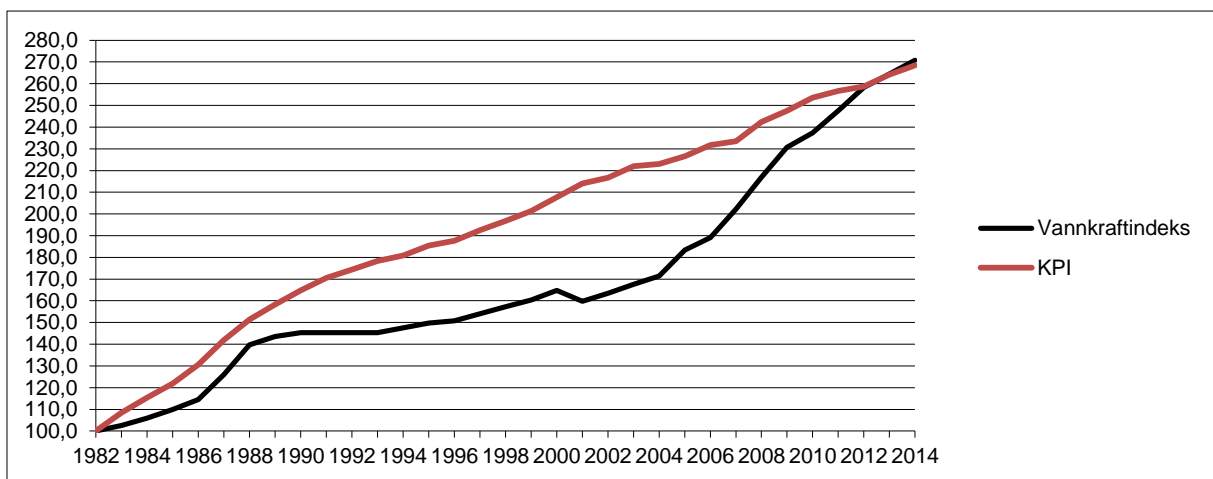
Sammenlignet med konsumprisindeksen er det konstruksjonsvirksomhetene som drar kostnadsnivået høyere enn generell prisstigning. Dette kan samsvare med funnene til (IRENA 2012) og (IEA 2012), der det påpekes at høy konjunktur og lønnsnivåer kan presse prisene opp i de bransjene vannkraften deler med annen konstruksjonsvirksomhet. For maskinelt og elektromagnetisk utstyr faller faktisk kostnadene først i perioden, men stiger bratt utover 2000-tallet frem til i dag. Uttrekket fra NVEs konsesjonsdatabase viste at småkraftmarkedet dominerte utbyggingene i denne perioden. I kapittel 2.2. ble det vist at det innenfor småkraft burde være elektromagnetisk utstyr som står for størstedelen av kostnadene. Kombinert med økningen for bygg generelt støtter dette den negative kostnadsutviklingen påvist for dette datasettet.

Det ble i kapittel 2.3. vist til at Norconsult ser på indekser for råvarer som stål og betong. I forbindelse med kostnadsøkninger (negativ læringsrate) i offshore vindkraft har man vist at en

⁹ Basisår for konsumprisindeksen er her flyttet til 1997 for direkte sammenligning.

positiv læringsrate kan avdekkes ved å korrigere for råvarepriser (van der Zwaan et al. 2012). For småkraftens læringskurver burde slike korreksjoner av kostnader mot denne typen prisvariasjoner vært gjort for å avdekke eventuell læring som blir skjult av slike prisdrivere. Dersom man visste hvor mye f.eks. turbinkostnadene utgjorde i hver utbygging kunne en korreksjon basert på materialbruk og tilhørende kostnadsindekser bidratt til riktigere læringskurver. Detaljgraden innenfor uttrekket fra NVEs konsesjonsdatabase, som er de tilgjengelige data i perioden 1997-2014, mangler imidlertid denne graden av detaljer. Når betongpriser innenlands også varierer så mye som nevnt i kapittel 2.3, stiller det store krav til detaljerte kostnadsdata.

NVE har også laget en kostnadsindeks¹⁰ for vannkraft med startpunkt i 1982, basert på et representativt høytrykksanlegg med en stor andel tunnelarbeider og normal maskininstallasjon, dvs. brukstid ca. 4 000 timer/år (NVE 2011). Her er det to sentrale trender som peker seg ut sammenlignet med KPI. Fra 1988 til 2001 stiger kostnadsindeksen langt svakere enn generell prisstigning, mens kurven derfra stiger svært bratt til den i dag har krysset konsumprisindeksen. Denne relativt kraftige kostnadsøkningen i senere tid passer med de negative læringsratene funnet for uttrekket fra konsesjonsdatabasen til NVE, der svært mange av registreringene skjedde innen samme tidsrom. Se figur 17.



Figur 17: Utvikling i NVEs vannkraftindeks og KPI 1982-2014. Som referanse er det antatt et høytrykksanlegg med stor andel tunnelarbeider og normal maskininstallasjon, dvs. brukstid ca. 4 000 timer/år.. Kilde: (NVE 2011) og (SSB 2013a)(1982 = 100).

¹⁰ Basisår for konsumprisindeksen flyttet til 1982 for direkte sammenligning

Når det gjelder datakvalitet har begge datasettene mangler som gjør det vanskelig å trekke sikre konklusjoner. Oslo Lysverkers utbygginger har kategoriserte kostnader, men inkluderer et forholdsvis lite antall kraftverk. Disse er igjen av svært ulik karakter og størrelse. Det er også problematisk å se hvor systemgrensene for det enkelte kraftverk er satt der flere kraftverk er del av en fellesutbygging.

Uttrekket fra NVE ble oversendt med klare advarsler om manglende gjennomgang og kvalitetssikring. Det finnes usikkerhet om hvorvidt samme mal er brukt ved alle registreringene, og hvordan overføringer o.l. er behandlet ved saker som omfatter flere kraftverk i ett. Det siste kjenner vi igjen fra behandlingen av Oslo Lysverker, og er nok en nokså vanlig problemstilling når man skal beregne utbyggingskostnader for vannkraft. Detaljgraden er også for lav til at man kan gjøre korreksjoner for variasjon innen råvarepriser og kostnadsøkning for andre innsatsfaktorer.

Variasjonen vi så i datagrunnlaget er nok også en naturlig del av vannkraftens egenart. (IRENA 2012) og (IEA 2012) peker begge på problemet med å utpeke trender i kostnadsutviklingen grunnet stedsspesifikke egenskaper, og NVE gir i sin kostnadshåndbok for kraft og varme (NVE 2011) antatte utbyggingskostnader med et spenn fra ca. 12 000 til 20 000 kr/kW for nye prosjekter. Dette gjelder for alle de installasjonsstørrelsene de opererer med, og viser at kostnader nødvendigvis vil måtte variere mye mellom år og prosjekter. Stadig større krav til varsomhet overfor biodiversitet, kompensierende tiltak for fisk og estetikk, strengere vannføringskrav etc. vil også være kostnadsdrivende for nye vannkraftprosjekter, og muligens øke de stedsspesifikke utslagene.

De lave forklaringsverdiene vi fikk for læringskurver for storkraft (1956-1985) og ved å kombinere alle tilgjengelige kostnadsdata (1956-2013) kan ut fra de ovennevnte faktorene være mer representativ for vannkraft enn først antatt. Dersom stor stedsspesifikk kostnadsvariasjon kan vises for alle tidsperioder og akkumulert kapasitet vil læringskurver for vannkraft nødvendigvis ha lave R^2 -verdier, selv om trendene finnes.

Dersom vi skal etablere en læringskurve for vannkraft som grunnlag for ny politikk må datagrunnlaget forbedres i omfang og kvalitet. Systemgrensene må kartlegges, og det må korrigeres for eventuelle elementer som skjuler læring. Grunnlaget for å bruke en læringskurve fra stor vannkraft til småkraftpolitikk er heller ikke tilstede med våre data, som viser positive læringsrater for storkraft og økte kostnader for småkraft.

Årsakene til at det er vanskelig å etablere læringskurver med god forklaringsverdi for vannkraft er, som diskutert, mange. Variasjoner innen elektromagnetiske kostnader er overraskende sammenlignet med litteraturen. Men ved vurdering av videre kostnadsutvikling i småkraften kommer man ikke utenom at gode, lett tilgjengelige vannkraftprospekter er en begrenset ressurs.

Vi har likevel fått positive læringsrater for stor vannkraft og samlede utbyggingsdata, og det er grunn til å se videre på læringskurver for vannkraft. Dette krever data i større omfang og av bedre kvalitet.

5.3. Videre arbeid

Det er overraskende at vannkraftnasjonen Norge ikke har tatt bedre vare på detaljer rundt kraftverksutbyggingene. Arbeidet med Oslo Lysverkers data ga et spennende innblikk i utbyggingskostnadene for et enkelt selskap, men for å fremkalle et klart bilde må kostnader fra flere utbygginger dokumenteres. Om man kunne gjennomgått f.eks. Statskrafts utbyggingshistorie ville svært mye vært gjort, da deres portefølje er langt større. Ved henvendelse viste Statkraft til at slike data ikke var samlet, men muligens kunne finnes i oppføringer og årbøker ved enkeltkraftverk eller kontorer. Innsamling av dette materialet ville være tidkrevende, men kunne gi større innsikt i kostnadsutviklingen i norsk vannkraft.

NVE burde også være interessert i en samlet gjennomgang av såpass sentral teknologi. Ut fra kommunikasjon tilknyttet denne undersøkelsen virker det som om de har tenkt å kvalitetssikre de eksisterende uttrekkene for senere publisering, men dette er relativt nye utbygginger. De har også gjort undersøkelser basert på gjenkjøpsverdi, men disse er i liten grad anvendelige til vårt formål. Dersom NVE, i samarbeid med tunge norske aktører, fikk produsert en mer detaljert oversikt over kostnader knyttet til utbygginger innenfor hele den akkumulerte kapasiteten, ville det gi en bedre mulighet til å analysere læringskurvene og på hvilke felter de har hatt en kostnadseffekt. I tillegg må statistikk fra andre land som kan omfattes av systemgrensene hentes inn, slik at læringssystemet kan defineres.

6. Litteraturliste

- Arrow, K. J. (1962). THE ECONOMIC-IMPLICATIONS OF LEARNING BY DOING. *Review of Economic Studies*, 29 (80): 155-173.
- Harmon, C. (2000). Experience Curves of Photovoltaic Technology: International Institute for Applied Systems Analysis.
- IEA. International Energy Agency (2012). Projected Costs of Generating Electricity. Paris: IEA.
- IRENA. International Renewable Energy Agency (2012). Renewable Energy Cost Analysis: Hydropower.
- Junginger, M., Faaij, A. & Turkenburg, W. C. (2005). Global experience curves for wind farms. *Energy Policy*, 33 (2): 133-150.
- Junginger, M., de Visser, E., Hjort-Gregersen, K., Koornneef, J., Raven, R., Faaij, A. & Turkenburg, W. (2006). Technological learning in bioenergy systems. *Energy Policy*, 34 (18): 4024-4041.
- Kouvaritakis, N., Soria, A. & Isoard, S. (2000). Modelling energy technology dynamics: methodology for adaptive expectations models with learning by doing and learning by searching. *International Journal of Global Energy Issues*, 14 (1): 104-115.
- Kristiania Elektrisitetsverk. (1902). *Kristiania Elektrisitetsverk Drift i Aaret 1901*. Oslo.
- Lundvall, B.-Å. (1988). *Innovation as an interactive process : user-producer interaction to the national system of innovation*.
- Martinsen, T. (2011). Technology learning in a small open economy—The systems, modelling and exploiting the learning effect. *Energy Policy*, 39 (5): 2363.
- McDonald, A. & Schrattenholzer, L. (2001). Learning rates for energy technologies. *Energy Policy*, 29 (4): 255-261.
- Neij, L. (1999). *Experience curves for wind turbines*. IEA Workshop on Experience curves for policy making - the case of energy technologies Stuttgart, Germany.
- NVE. Norges vassdrags- og energidirektorat (2007). *Indeksregulering per 1.1.2007* (lest 05.07).

- NVE. Norges vassdrags- og energidirektorat (2011). *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Kostnader/> (lest 14.08).
- NVE. Norges vassdrags- og energidirektorat (2014). *Indeksregulering per 1.1.2014*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Kostnader/> (lest 14.08).
- OECD/IEA. (2000). *Experience curves for energy technology policy*. Paris: OECD/IEA. 127 pages s.
- Rosenberg, N. (1986). *Inside the black box : technology and economics*. I.
- SSB. Statistisk Sentralbyrå (1993). *Elektrisitetsstatistikk 1993*.
- SSB. Statistisk Sentralbyrå (2013a). *Konsumprisindeksen*. Tilgjengelig fra: www.ssb.no (lest 20.07).
- SSB. Statistisk Sentralbyrå (2013b). *Tabell: 08298: Kraftstasjonar, etter storleik (maksimal stasjonsyting) og krafttype (avslutta serie)*. Tilgjengelig fra: www.ssb.no (lest 09.08).
- Stoltenberg, J. (2001). *Statsministerens nyttårstale 2001*. Tilgjengelig fra: www.regjeringen.no (lest 20.07).
- Svensk Energi. (2012). *Historik - en bransch med över 100 år på nacken*. Tilgjengelig fra: <http://www.svenskenergi.se/Svensk-Energi/Historik-/> (lest 14.08).
- van der Zwaan, B., Rivera-Tinoco, R., Lensink, S. & van den Oosterkamp, P. (2012). Cost reductions for offshore wind power: Exploring the balance between scaling, learning and R&D. *Renewable Energy*, 41: 389-393.
- Wright, T. P. (1936). Factors Affecting the Cost of Airplanes. *Journal of the Aeronautical Sciences (Institute of the Aeronautical Sciences)*, 3 (4): 122-128.
- Yeh, S. & Rubin, E. S. (2007). A centurial history of technological change and learning curves for pulverized coal-fired utility boilers. *Energy*, 32 (10): 1996-2005.



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

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