



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

Masteroppgave 2016  
Institutt for naturforvaltning  
30 stp

# Småkraftverk i Norge - Geografisk beliggenhet og lønnsomhet

Jeppe Trondsen  
Fornybar energi



## Forord

Denne masteroppgaven er skrevet ved Institutt for Naturforvaltning (INA), ved Norges Miljø og Biovitenskapelig Universitet (NMBU) og er avslutningen på masterstudiet i fornybar energi.

Temaet for denne oppgaven er småkraftverk i Norge. Jeg har tatt utgangspunkt i lønnsomhet i småkraftverk i Norge samt sett om det er noen forskjell mellom de ulike regioner. Etterhvert som jeg kom frem til at forskjellen ikke var så stor, og at det var dårlige resultater i alle regioner har jeg brukt mer tid til å se på lønnsomhetsbildet i en industri som i disse dager sliter med inntjeningen og lønnsomheten.

Jeg vil takke veilederen min Bjørn Sønju-Moltzau for god veiledning i forbindelse med arbeidet med denne oppgaven.

Jeg vil også takke Fredrik Arnesen fra NVE for hjelp til data og veiledning til oppgaven. I tillegg vil jeg også takke Nord Pool spot for data til utregning av likningene i denne oppgaven.

Jeppe Trondsen, 17. mai 2016

## Sammendrag

I denne masteroppgaven har jeg tatt for meg vannkraftverk i Norge og sett på deres vilkår og om geografisk beliggenhet har noen betydning for lønnsomheten. Vannkraft er klart Norges viktigste energikilde og Norge er videre forpliktet av EU til å øke andelen av fornybar energi, noe som har medført at man subsidierer kraftverk med grønne sertifikater. I denne oppgaven har jeg sett på kraftverk mellom 1-10MW. Disse har begrenset lagringsmulighet i form av magasin i motsetning til større kraftverk, men kraften forbrukes når den produseres. Kraftprisen har falt mye de senere år og er påvirket av mange faktorer som olje og gasspris, vindkraft, kjernekraftverk, vær etc. Krafthandel skjer for det meste gjennom Nord Pool som er størst i verden på krafthandel.

Norge deles inn i 5 regionale prisområder. Ut fra disse 5 prisområdene har jeg trukket ut 27 kraftverk som jeg har valgt å analysere nærmere. Jeg har deretter regnet LCOE (energikostnaden over levetiden) for de enkelte kraftverk og sammenlignet. Fra dette kom jeg frem til at noen få skiller seg ut med veldig dårlig resultat, men de fleste ligger rundt "break even ". Alt i alt, var det ingen kraftverk som skilte seg ut med spesielt gode resultater, og jeg fant heller ingen store forskjeller mellom de ulike regionene. For å støtte under resultatene, viser jeg til en undersøkelse Captiva har foretatt av 60 kraftverk basert på 2014 regnskapene som også viser ikke tilfredsstillende resultater selv med dagens subsidiering gjennom grønne sertifikater.

Jeg foretok også en undersøkelse blant ledere i 10 småkraftverk for å få deres synspunkter. Småkraftverkene hadde få produksjonsproblemer, kraftprisen var for lav til å gi tilfredsstillende resultater og nedbetaling av et småkraftverk med dagens kraftpris tar veldig lang tid. De var usikre på fremtiden, men forventet en bedring i kraftprisen på sikt.

## Abstract

In this Master's thesis, I have studied the potential for small hydropower plants situated in Norway. I have looked at conditions such as environment and geographic positioning to find out whether these are relevant factors when evaluating power plants.

Hydropower plants are one of Norway's most important energy sources. The Norwegian government is obligated by EU to supply their share of renewable energy. They are obligated to subsidize hydropower plants with Green Certificates.

In this thesis, I have evaluated the importance of hydropower plants between 1-10MW. These small hydropower plants have limiting storage capacity. Many have no storage capacity contrary to larger hydropower plants that normally have large water storage capacity. The power energy in small hydropower plants is therefore used as soon as it is produced.

The price of hydropower energy has decreased a remarkable amount during the recent years. The hydropower energy prices are influenced by many different factors such as gas and oil prices, wind and solar power, wind power plants, nuclear power plants, weather conditions and so on.

The majority of power is traded through Nord Pool, the largest power trading platform in the world.

Norway is divided into 5 regional price categories. From these 5 price categories I have chosen to concentrate on, and analyze 27 hydropower plants. I have calculated LCOE (the energy cost divided by life expectancy) for the particular hydropower plants and have compared them. Based on the calculations the findings of this thesis are that no hydropower plants had very good results, some plants distinguish themselves with very poor results but most ended up around break even.

There were no large differences between the various regions.

In support of these findings, is a survey done by Captiva (2014), based on annual results from 2014 from 60 hydropower plants. The survey demonstrates unsatisfactory negative results even though they were subsidized through Green Certificates.

10 leaders of small hydropower plants were contacted in order to get their views. The power plants had few production problems, low power price gave not satisfactory results, long period of down payment due to the power price. Uncertainty about the economic future for small hydro powerplants but it is expected an increase in the power price longterm.

# Innholdsfortegnelse

FORORD.....	II
SAMMENDRAG.....	III
ABSTRACT .....	IV
INNHOLDSFORTEGNELSE.....	6
1. INNLEDNING .....	7
2. KRAFTMARKEDET .....	8
2.1 PROGNOSE FOR KRAFT I EUROPA: .....	9
2.2 KRAFTPRODUKSJON I NORDEN.....	9
2.3 KRAFTVERK I NORGE ETTER STØRRELSE.....	10
2.4 ØKNING AV SMÅKRAFTVERK.....	12
POTENSIAL FOR SMÅKRAFTVERK.....	13
3. RESSURSGRUNNLAGET TIL KRAFTVERK .....	14
3.1 VANNKRAFTPOTENSIALET .....	15
4. EL SERTIFIKATER .....	17
5. ELEKTRISK KRAFT .....	18
6. SALG OG PRISING AV KRAFT.....	19
6.1 KRAFTPRISEN ER PÅVIRKET AV .....	19
6.2 SALG AV KRAFT.....	20
6.3 REGIONALE PRISOMRÅDER.....	21
6.4 FYSISK OMSETNING AV KRAFT.....	22
6.5 GJENNOMSNIITTLIG SYSTEMPRIS I NORGE.....	23
6.6 KRAFTPRISENE.....	24
6.7 HVA SKYLDES DEN LAVE KRAFTPRISEN .....	25
6.8 PRISER I NORD, SØR NORGE, SVERIGE OG FINLAND VIL BLI MER LIKE I FREMTIDEN.....	26
7. METODE FOR ANALYSE.....	27
7.1 DATAGRUNNLAG .....	28
7.2 KRAFTVERKENES BELIGGENHET .....	29
7.3 UTREGNINGSMETODE.....	31
8. RESULTAT / DISKUSJON .....	34
8.1 LCOE .....	34
8.2 NÅVERDIEN VED FORSKJELLIGE LCOE .....	38
8.3 GJENNOMSNIITTSPRISER I REGIONENE .....	38
8.4 SVAKHETER VED ANALYSEMETODEN.....	39
8.5 KVALITET PÅ DATAGRUNNLAGET .....	39
8.6 LITE OVERSKUDD BLANT KRAFTVERK .....	40
8.7 UNDERSØKELSE OM DAGENS EIERE /LEDERES SYN PÅ SMÅKRAFTVERK.....	41
8.8 INVESTERING /FINANSIERING.....	43
8.9 NYE KRAFTVERK .....	45
9. KONKLUSJON .....	46
10. KILDER .....	47
11. VEDLEGG .....	50

## 1. Innledning

Jeg ønsker i denne oppgaven å se på forskjellige små vannkraftverk innenfor ulike regioner i Norge. Jeg vil se på lønnsomhet basert på hvor de er lokalisert. Ettersom kraftverkene vil ligge i forskjellige regioner vil inntektene variere etter hva kraftprisen i den aktuelle regionen ligger på.

Jeg vil også gå nærmere gjennom forskjellige måter for finansiering og hva som kan være den beste måten å løse salget av kraften på. Ut fra dette er en hypotese om det er en fordel å bygge småkraftverk i noen kraftregioner framfor andre, som jeg vil se nærmere på.

NVE får mange søknader fra interesserte som vil bygge småkraftverk, men som aldri blir bygget. Det virker som det kan være mangelfull informasjon som gjør at av mange søkerne som får godkjent til å bygge små kraftverk senere ikke bygger. Dette er dermed en tids og ressurskostnad for samfunnet.

Ut i fra dette ønsker jeg å belyse økonomien i småkraftverk og se nærmere på de mest sentrale punktene som er viktig å ta hensyn til før man sender inn søknad for å bygge et småkraftverk.



## 2. Kraftmarkedet

Inntil 2020 vil EUs fornybardirektiv styre hvordan den nordiske energimiksen utvikler seg. For småkraftverk er vann energikilden. Vannkraft er også Norges viktigste energikilde og sto for mer enn 95% av kraftproduksjonen. Ved utgangen av 2020 har Norge forpliktet seg til å øke andelen av fornybar energi til 67,5%. (NVE). Dette blir gjort med hjelp av ekstra subsidier, grønne el sertifikater for kraftverk som vil være i drift innen 2020. Etter denne fristen vil subsidiene på disse sertifikatene opphøre.

Norge var blant de første landene i verden til å deregulere det nasjonale energimarkedet og skape en effektiv energiutveksling gjennom den nordiske kraftbørsen Nord Pool (Norsk vannkraft 2016). Nord Pool ble etablert i 1996 og ble den første multinasjonale kraftbørsen. I 2010 ble kraftbørsen kjøpt av Nasdaq OMX og er i dag en av de største og mest effektive energibørsene i verden (Norsk vannkraft 2016).

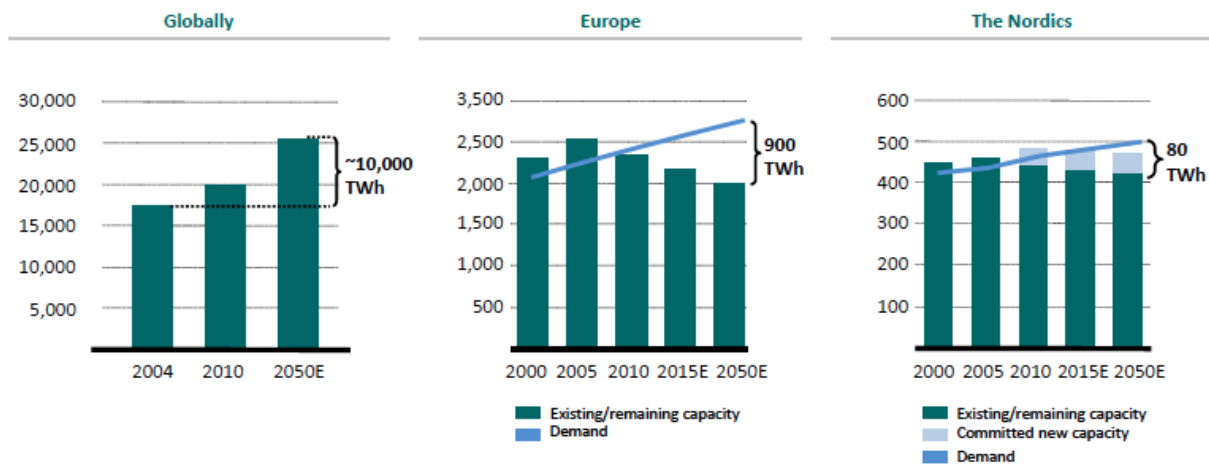
Finland ble inkludert på Nord Pool i 1998 og Danmark gradvis mot 2000. Siden 2005 har Nord Pool utvidet til å inkludere handel og klarering av europeiske utslippsrettigheter (Norsk vannkraft 2016).

Norden var tidlig ute med deregulering og liberalisering av energimarkedene. Norge ble deregulert i 1991, og etter det fulgte Finland i 1995, Sverige i 1996 og Danmark i 1999 (. Det nordiske markedet for all kraft er senere blitt omfattet av også Baltikum. (Norsk vannkraft 2016)

Norge er delt opp i 5 el prisområder for kraft og disse er nummerert etter NO1-NO5. De ulike kraftområdene NO1-NO5 har egne lokale priser innenfor Norge. Tabellene nedenfor viser prognoser for kraft i Europa.

## 2.1 Prognoser for kraft i Europa:

Prognosis' estimates the energy deficit for Europe towards 2050 at 900 TWh out of which the Nordics alone accounts for 80 TWh



Kilde Norsk Vannkraft 2016

Tabellen viser prognoser for kraft globalt, Europa og de nordiske landene. Eksisterende kapasitet og behov.

## 2.2 Kraftproduksjon i Norden

	SE	DK	NO	FI	EE
<b>PRODUKSJON</b>	19 080	4 003	16 678	8 117	935
Kjernekraft	5 598	-	-	2 768	-
Vann	9 374	-	16 331	1 674	-
Varme	1 223	2 049	90	2 915	724
Vind	2 582	1 954	257	699	211
Annet	303	-	-	61	-
<b>FORBRUK</b>	17 385	4 001	15 844	9 729	1 014
<b>NETTO UTVEKSLING</b>	-1 695	-3	-834	1 612	79

28.11.2015 12:00

Kilde Stat 2016

Tabellen beskriver kraftproduksjon i Norden. Som beskrevet i tabellen benytter Norge betydelig mer vannkraft enn andre nordiske land

### 2.3 Kraftverk i Norge etter størrelse.

Kategori	Antall	Ytelse [MW]	Midlere årsproduksjon [TWh]
Under 1 MW	561	176	0,76
1-10 MW	614	2 067	8,50
10-100 MW	255	9 553	43,16
Over 100 MW	80	19 299	79,66
Pumper	26	---	-0,16
Totalt	Kraftverk:1510 Pumper: 26	31 094	131,91

Kilde NVE, 2016

Hos NVE ligger det mange søknader om å bygge småkraftverk som venter på å bli godkjent. I 2014 lå det 651 søknader inne til behandling og i 2015 516 søknader. (NVE3, 2016). Mange søknader blir avslått og i tillegg blir flere av de godkjente aldri bygget ut. Sistnevnt fordi investorene finner ut at det ikke er lønnsomt etter at de har vært gjennom og fått godkjent disse.

Disse søknadene koster mye ressurser og tid, gjør at andre som vil bli bygget tar lengre tid å komme gjennom systemet. Noen søknader kan ende med så lang behandlingstid at byggingen får startet sent og de kan risikere å falle utenfor fristen som gir grønne sertifikater som forutsetter produksjon innen 2020. Dette kan føre til at småkraftverkene går fra å være lønnsomt til å bli et ulønnsomt prosjekt, da man regner 3 års byggetid.

Ifølge NVE er det er mange prosjekter som framlegges som er svært kostbare.

Dette medfører kostnader som er langt over forventede inntekter over tid.

I tillegg kan NVE legge krav om å gjøre det mer miljøvennlig, noe som kan gjøre det ytterligere kostbart og gjøre prosjektet enda mer ulønnsomt.

All kraft generert av denne typen kraftverk kommer fra vannet som renner gjennom elven. Siden lønnsomhet beregnes ut fra energiproduksjon, multiplisert med pris pluss sertifikater er det ikke så vanskelig å finne ut hva inntektene vil bli fra et småkraftverk hvis man har tilgang til tallene. Store vannkraftverk har en fordel at man kan vente med å produsere når strømprisen er høyere, men småkraftverk vanligvis har begrenset eller ingen lagerkapasitet for vann og må produsere når det er vann i elven. På grunn av dette vil de få en lavere inntekt enn vannkraft med stor lagringskapasitet, selv om det finnes flere småkraftverk med noe lagringskapasitet. Disse har jeg luket ut i denne oppgaven. Enkelte såkalte elvekraftverk som ikke har reguleringsmagasin, har kun et inntak magasin med relativt lite volum og ingen regulering. Vannmengde, kraftgenerering, kan ikke reguleres, og produksjonen vil avhenge av vann som til enhver tid kommer.

Når man snakker om småkraftverk finnes det 3 forskjellige typer

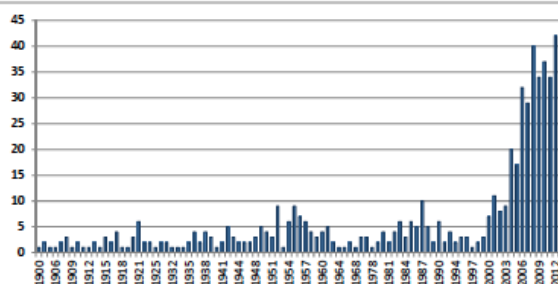
- mikrokraftverk (below 100kW (0,1MW))
- minikraftverk (0,1-1MW)
- småkraftverk (1-10MW) (NVE 2004)

Eventuelle større kraftverk trenger en konsesjonsutredning, noe mindre kraftverk kan slippe unna ved kun inkludere et kapittel med virkning for miljø, naturressurser og samfunn i søknaden. I denne oppgaven ser jeg på småkraftverk, det vil si kraftverk mellom 1-10MW.

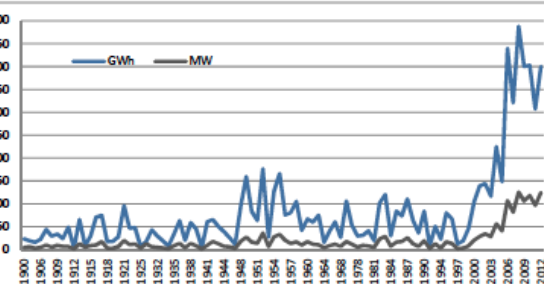
## 2.4 økning av småkraftverk

Small scale hydropower construction has escalated the last 10 – 15 years

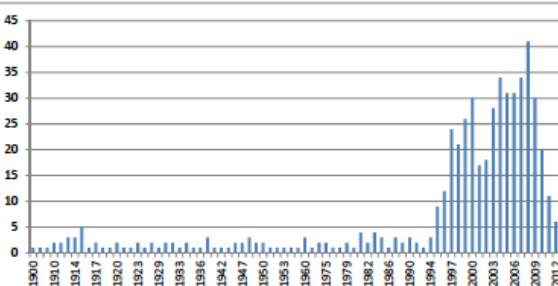
Number of completed plants, 1 – 10 MW, 1900 - 2012



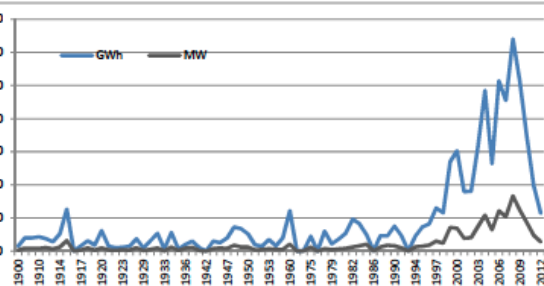
Completed power plants 1 – 10 MW, energy and effect, 1900 - 2012



Number of completed plants, <1 MW, 1900 - 2012



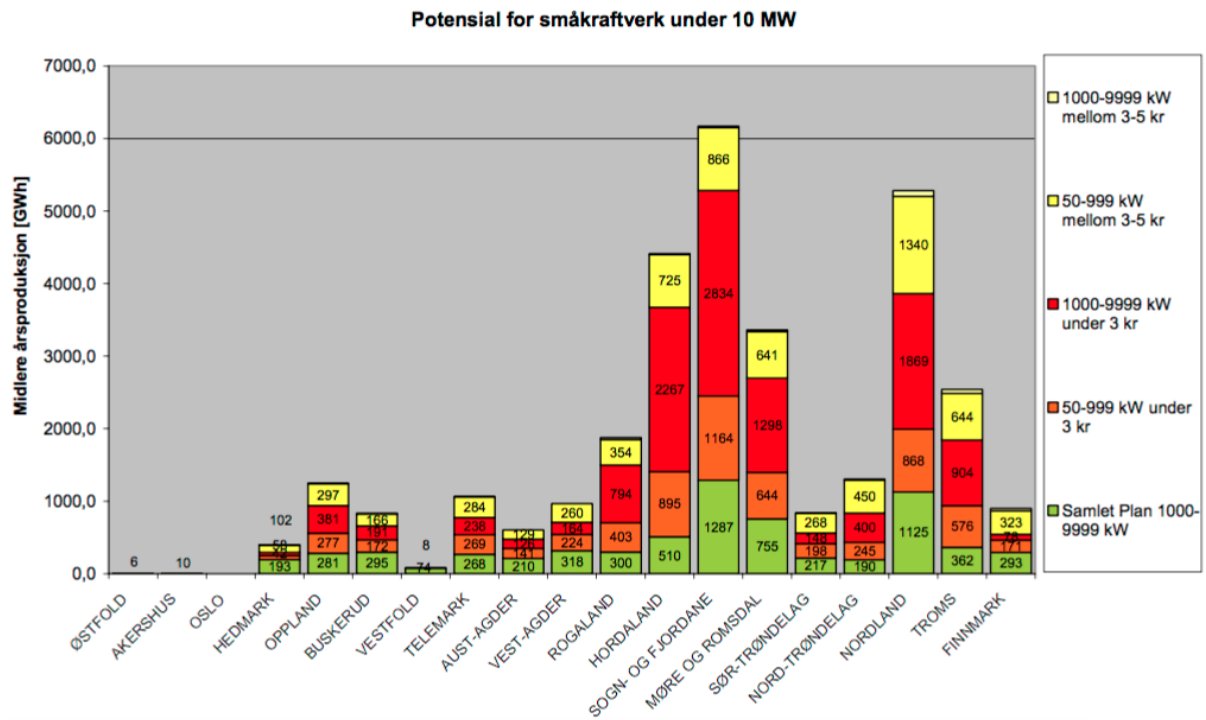
Completed power plants <1 MW, energy and effect, 1900 - 2012



Kilde Norsk vannkraft 2016

Tabellen viser at det har vært en sterk økning i småkraftverk de siste 10-15 årene samtidig har kraftprisene sunket de siste 5 år.

# Potensial for småkraftverk



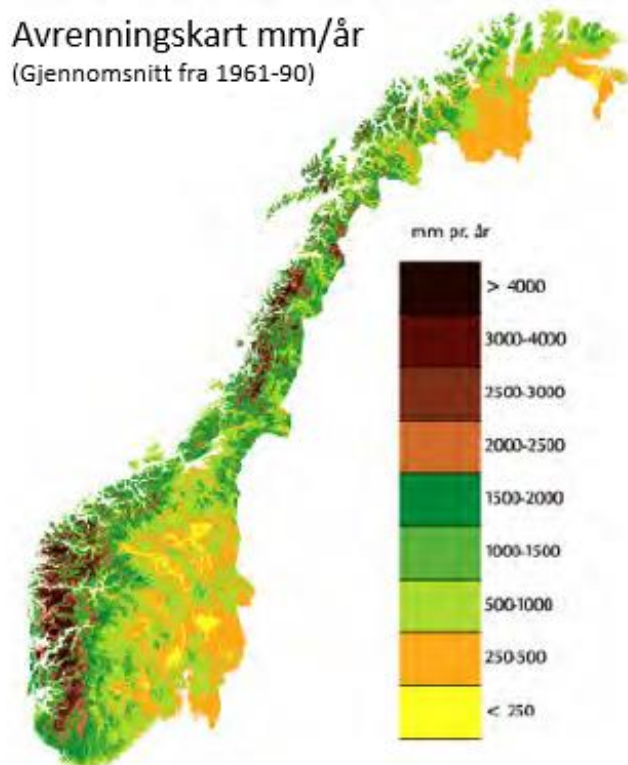
Kilde NVE5, 2004

Tabellen viser potensiale for småkraft fordelt på de forskjellige fylkene i Norge

### 3. Ressursgrunnet til kraftverk

Lønnsomheten til et vannkraftverk er helt avhengig av mengden vann som er tilgjengelig til enhver tid, gjennom året. Dette er kalt vannføringen og er avhengig av størrelsen på nedbørsfeltet, gjennomsnittlig årlig nedbør, mengde fordampning, hvor stor avrenningen er og sesongvariasjonene. Om sommeren kan det være veldig tørt, og om vinteren kan det være mye is. Dette varierer mellom år (NVE 3, 2010).

Gjennomsnittlig nedbør i Norge er på i underkant av 1500 mm. Minus en gjennomsnittlig avdampning på 350 mm blir netto avrenning ca. 1140 mm. Det er store forskjeller gjennom landet, men også lokalt. Avrenningskart kan gi en pekepinne på gjennomsnittlig vannmengde for nedbørsfeltet man vurderer å bygge ut i. Dette er med en usikkerhet på (+/- 20%) og den blir ofte større for mindre felt. (NVE 3, 2010)



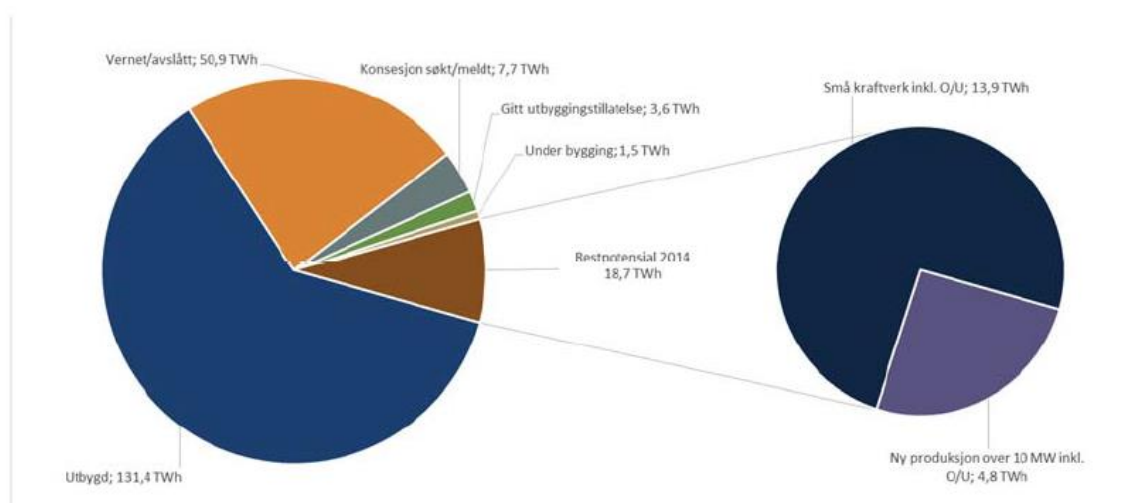
Kilde NVE3, 2010

Småkraftverk har sjeldent magasiner, og i de tilfellene hvor det er magasiner, er disse ofte små. Det vil si at det er ingen eller liten mulighet for lagring av vannressursen. Kraftverket må derfor benytte seg av det vannet som renner i elven til enhver tid. Det er også et krav til minstevannføring. Det betyr at det alltid er en andel av vannet som skal renne i elven og derfor ikke kan nyttes til energiproduksjon.

Flomforholdene er også en viktig faktor for småkraftverk. Flom fører til at mye av avrenningen ikke blir utnyttet til energiproduksjon da rørgatens kapasitet sprenges og vannet renner forbi.

Når man planlegger kraftverk må man skaffe seg kartdata over nedbørsfeltet. En bør også skaffe seg informasjon om gjennomsnittsnedbør og variasjonene gjennom året. Dette kan for eksempel gjøres ved å sette opp målestasjoner. Ved bruk av alle disse hjelpemidlene kan man skaffe seg et bilde over vannføringsvariasjonene gjennom året. Det som er viktig i vurderingen er om vannføringen er god når prisene er høye og omvendt. Det vil si hvor mange timer i året man kan produsere strøm, og hvilke priser man kan forvente for strømmen til disse timene. (NVE 3, 2010).

### 3.1 Vannkraftpotensialet



Figur 5-1 Vannkraftpotensial i Norge per 1.1.2014.

Kilde NVE2,2015



NVE utarbeider vannkraftpotensial hvert år 1/1 (NVE2, 2015)

Restpotensialet er basert på digital kartlegging for småkraftverk med investeringsgrense inntil 3 kr / kWh. Det er viktig å finne ut hva det er mulig å kunne bygge ut i fremtiden som har en kostnad som er økonomisk bærekraftig på under 3 kr / kWh. (NVE2,2015).

Utbyggingskostnader kan for kraftverk variere mye fra prosjekt til prosjekt. Det er vanligvis de billigste som blir bygget ut først.

Kraftselskaper fører til store verdier for stat og kommuner. Det er om lag 100 kommuner som har betydelige interesser i vannkraftverk (NVE2, 2015). Mesteparten av inntektene fra kraftverkene blir returnert til staten og kommunene gjennom mer skatt. Staten mottar selskapsskatt og grunnrenteskatt mens vertskommunene og fylkeskommunen mottar naturressursskatt, verdien av konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Vertskommuner kan også motta eiendomsskatt

## 4. El sertifikater

Norge har som mål å øke sin andel av fornybar kraftproduksjon til 67,5% innen 2020. For å få til dette har Norge og Sverige inngått et samarbeid med et el sertifikatmarked (fra 1. Jan 2012) med formål å øke fornybar kraftproduksjon. Målet nå er en økning på 28,4 TWh innen 2020. (13,2 TWh i Norge og 15,2TWH i Sverige (regjeringen, 2014). Dette ønskes oppnådd med innføring av grønne sertifikater såkalte el sertifikater.

Sertifikatene er en støtteordning der produsentene av fornybar kraft mottar et el sertifikat per MWh. Disse sertifikatene selges videre slik at produsentene får en ekstra inntekt.

Kraftverkene kan få el sertifikater i 15 år og kan velge å selge når de vil innen denne perioden (regjeringen, 2014). Kraftleverandører og enkelte strømkunder er pålagt av myndighetene å kjøpe el sertifikater for en andel av strømmen de selger eller bruker.

Kraftleverandøren legger kostnaden inn i strømprisen slik at det er strømkunden som til slutt betaler regningen (regjeringen, 2014).

NVE som godkjenner kraftverkene krever at kraftverket er satt i drift innen 2020.

Ekspertene på sertifikater er uenige om målsetningen om 28,4 TWh vil bli nådd innen utgangen av 2020. Lav pris både på kraft og sertifikater og stopp i svensk vindkraftutbygging gjør at enkelte tviler på om målsetningen om 28,4 TWh blir nådd innen utgangen av 2020. Prisene er lave og investeringene stopper opp.

Thema consulting group (thema2) har regnet ut at kraftverk som bygges ut trenger en pris på 56 euro/kwh. I 2020 kontraktene er summen av kraftpris (forwardpris) og sertifikatpris 16 euro lavere. Dette vil si at man må ha tro på betydelig høyere priser i 2020 hvis man bygger.

## 5. Elektrisk kraft

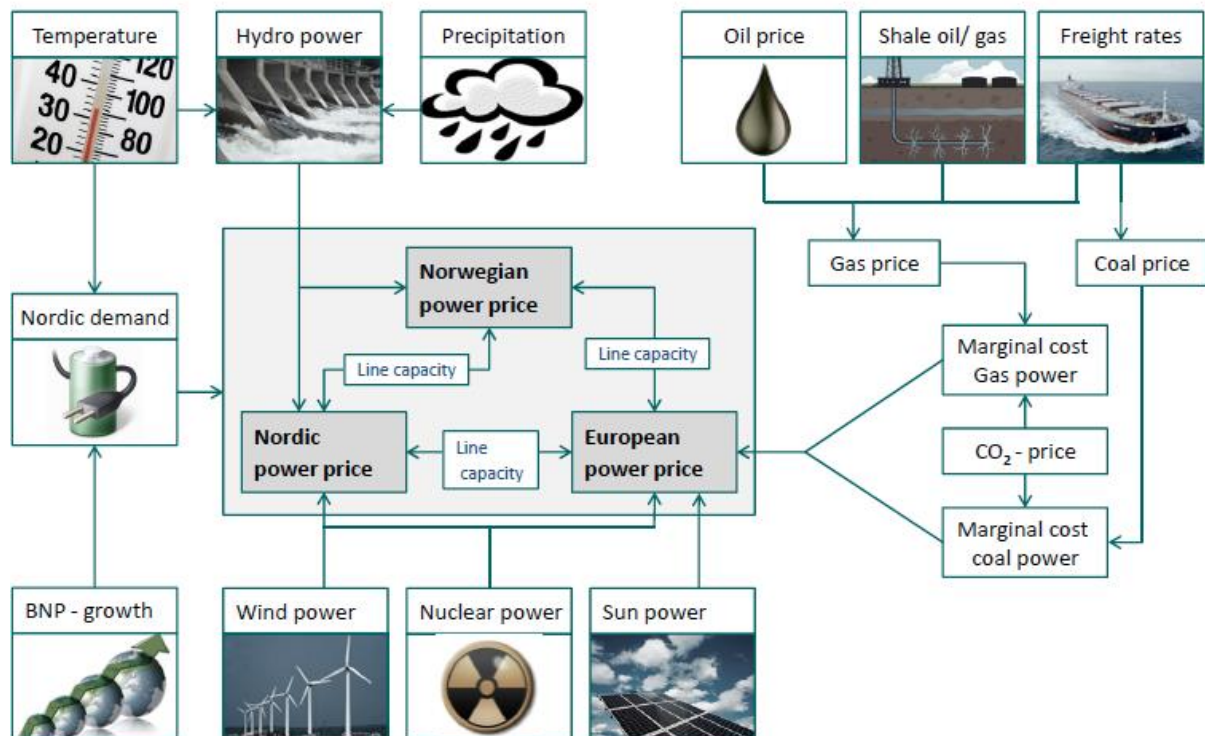
Elektrisk kraft kan ikke lagres, men forbrukes når det produseres. Unntaket er at man kan lagre et volum vann i et magasin til et vannkraftverk da særlig større vannkraftverk, mens småkraftverk som ikke har magasiner kun produserer når det renner vann i elven.

Balansen mellom produksjon og forbruk må derfor opprettholdes innen geografiske områder. Til en viss grad blir kraft overført mellom disse områdene, men kapasitetsbegrensninger og store avstander kan føre til tap ved overføringer.

Forbruket på kraft varierer gjennom døgnet, uken og året. Høyt i arbeidstiden og ukedagene og høyere om vinteren enn om våren og sommeren på grunn av temperaturforskjellen. Grunnet dette er prisen høyere om vinteren enn om sommeren, dette har konsekvenser for småkraftverk som har liten produksjon om vinteren og mer om våren og sommeren. Siden det er mange småkraftverk som ikke har noen produksjon om vinteren, da det ikke er vann i elvene og de er frosset til eller liknende går de glipp av den ekstra høye inntekten.

## 6. Salg og prising av kraft

### 6.1 Kraftprisen er påvirket av



Kilde Norsk Vannkraft 2016

Tabellen ovenfor viser en liste over hvilke faktorer som påvirker den norske kraftprisen. Som illustrert påvirker flere faktorer prisen. Dette inkluderer faktorer som vind, vann og sol, samt ikke fornybare energikilder som olje og gass. Utenlandske kraftpriser og etterspørsel vil også ha betydning. Alt dette henger sammen og vil derfor gjøre at kraftverkene i denne oppgaven bare må ta til takke med den prisen de får og har ingen innflytelse på kraftprisen alene, men er bare en del av et større marked.

## 6.2 Salg av kraft

Et kraftverk kan velge forskjellige strategier ved salg.

Man kan avtale en fastprisavtale for en kortere eller lenger periode, dette medfører at kraftverket blir mer lønnsomt enn om man skulle solgt i spotmarkedet hvis prisen går ned og mindre lønnsomt hvis prisen går opp i den avtalte perioden.

Fordelene er at dette gir en forutsigbarhet, har kraftverket gjeld vil banken i mange tilfeller også kreve at i alle fall en del av produksjonen er låst fast i en fast pris.

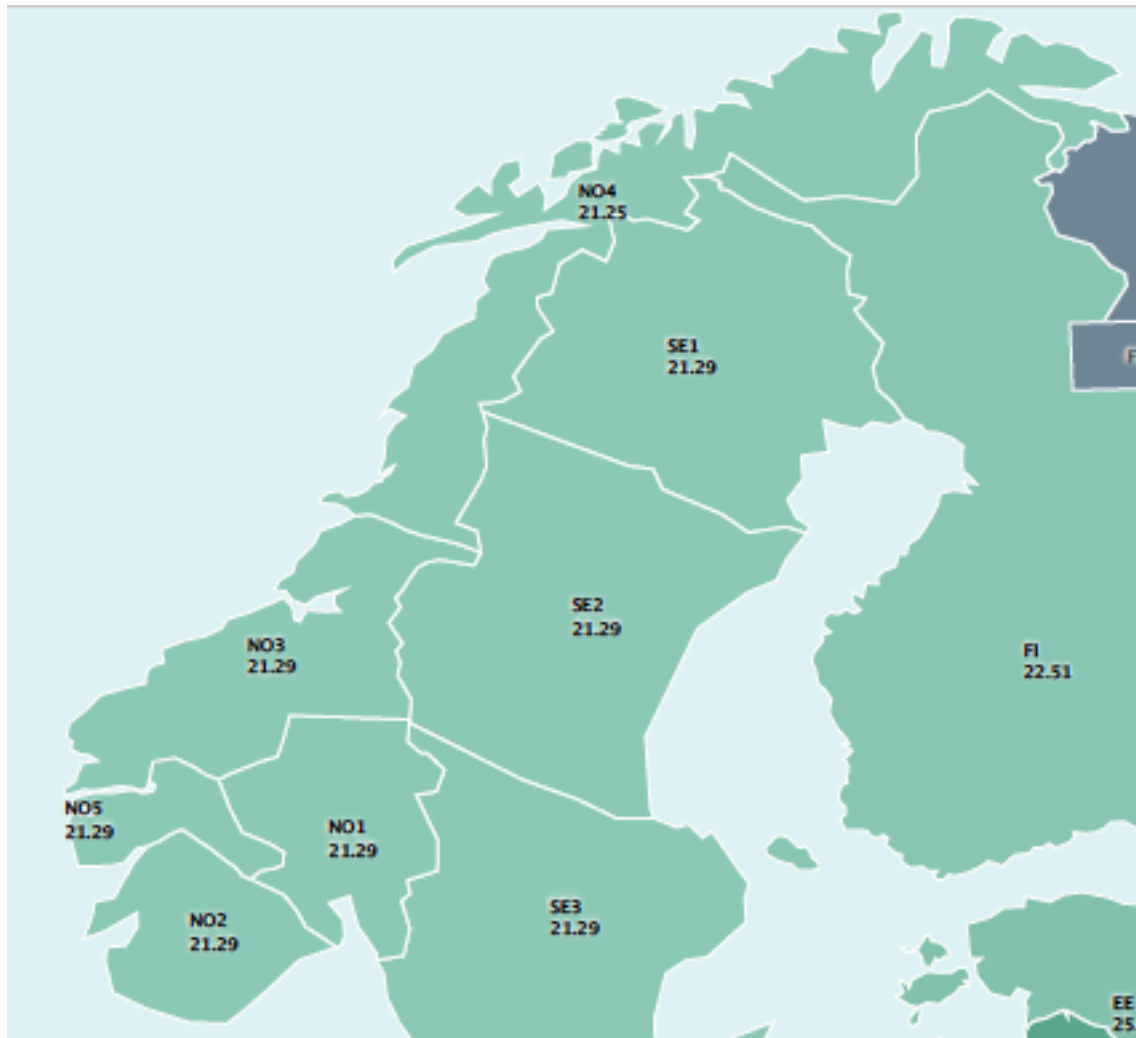
En fastprisavtale gir oftest en lavere pris (og derav lavere avkastning) enn spotprisen så det betales med andre ord en del for den sikkerheten man kjøper seg.

Ved inngåelse av fastprisavtale må det også garanteres for en mengde kraft. Skjer det at man av ulike årsaker ikke produserer denne kraften i perioden må man kjøpe denne i markedet og dette kan være hardt for økonomien til kraftverket. En typisk avtale vil være at eieren inngår en avtale over 5 år hvor han forplikter seg til å selge et fastsatt ukesevolum til en fastsatt pris. Avtalen blir så reforhandlet når man nærmer seg slutten på de første 5 år. Fastprisavtaler uten volum er vanskelig å få med mindre man er villig til å selge for en veldig dårlig pris da det i dette tilfelle er kjøper som tar hele risikoen for produksjonsvolumet.

Ved salg til spotpris får eier den til enhver tid rådende pris i markedet. Dette kan så kombineres med kortere eller lengre avtaler om salg.

Salg til sluttbruker, dette kan være eier av kraftverket som selv trenger strømmen. Da er alternativkostnaden å kjøpe kraften selv i markedet. Dette er gunstig, men er i de fleste tilfeller ikke et alternativ da det er de færreste som selv trenger så mye kraft. Man kan også selv selge til en annen sluttbruker men dette vil kreve at man har omsetningskonsesjon.

## 6.3 Regionale prisområder



Kilde Nordpool 2016

Prisområdene i Norge

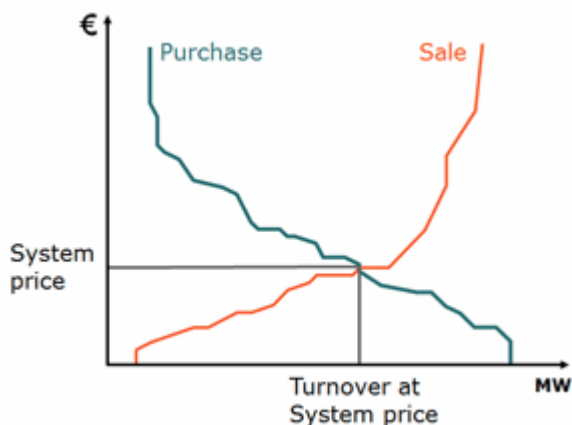
Her er en oversikt over de forskjellige prisområdene i Norge merket NO1-NO5. Jeg har som sagt valgt ut 4-7 kraftverk i hvert område som jeg har sammenliknet.

## 6.4 Fysisk omsetning av kraft

Krafthandel i Norden skjer for det meste gjennom Nord Pool. Selskapet er størst i verden på krafthandel og står også for omsetningen i det finansielle kraftmarkedet og clearing av kraftkontrakter. Annen handel gjøres også direkte mellom leverandører, meglere og forbrukere.

### Systemprisen

Systemprisen er en likevektspris i markedet som illustrert i figuren nedenfor som skjæringspunktet mellom tilbud og etterspørsel kurvene for hver time i det nordiske markedet. Den ser bort fra eventuelle kapasitetsbegrensninger i overføringsnett. Prisen fastsettes av Nord Pool. Dette er den den fysiske kraftprisen og også en referansepris for det finansielle kraftmarkedet.



Kilde: Nordpoolspot.com.

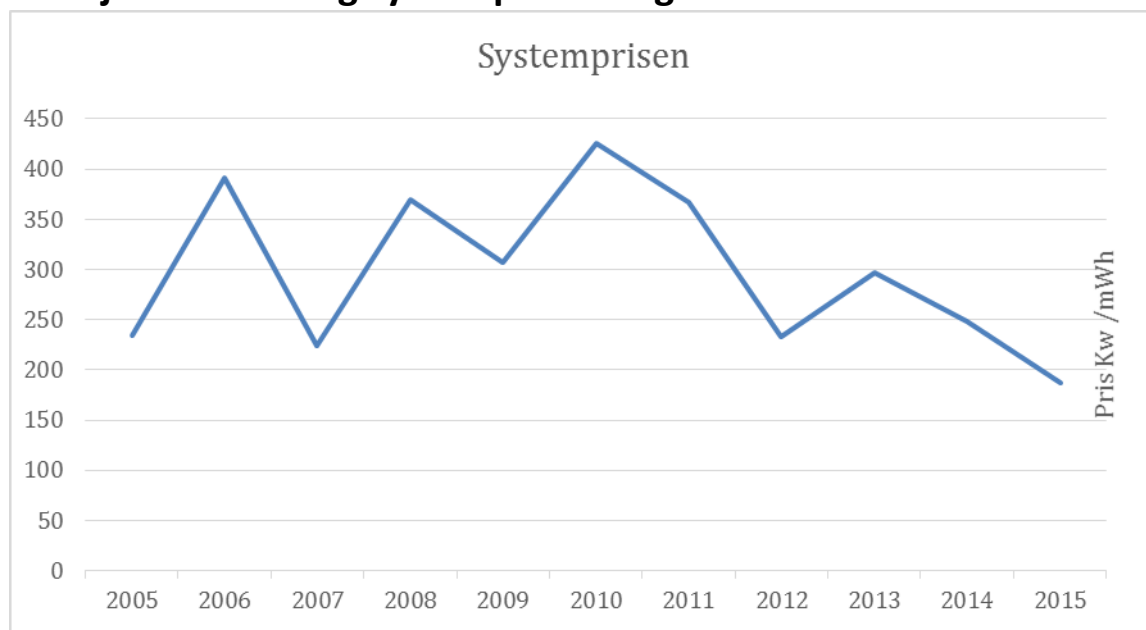
I praksis vil det være ulike priser i de forskjellige områdene i Norge og mellom landene. Dette skyldes begrensninger i overføringer av kraften. Det oppstår også energitap ved overføringer over større avstander. Etterspørselen kan også være større i enkelte områder noen perioder. Hvert prisområde har derfor sin egen pris.

Det finnes et finansielt marked hvor man kan handle derivater innen kraft og dette markedet er stadig økende. Systemprisen fungerer som referansepris og derivatmarkedet påvirkes løpende av prisutviklingen i spotmarkedet. Derivatmarkedet har finansielt oppgjør og det er ingen fysisk levering av kraft involvert.

Markedet benytter seg av futures og forwardkontrakter blant annet til hedging(sikring) av pris på fremtidig produksjon eller forbruk.

Det er også mulig å sikre seg mot prisrisiko i et område gjennom en CfD (Contract for Difference) som er en forwardkontrakt som referer forskjellen mellom områdeprisen og systemprisen. Prisen for en CfD er forventningen til prisdifferansen gjennom leveringsperioden. CfDs har positive priser når markedet tror den aktuelle områdeprisen blir høyere enn systemprisen og negative når markedet tror den blir lavere.

## 6.5 Gjennomsnittlig systempris i Norge








Kilde Nord 2016

Som man ser er systemprisen på et historisk lavt nivå noe som gir utslag i kraftverkernes inntjening.



## 6.6 Kraftprisene

Kraftprisene har som tabellen under falt mye og mange mener at den har nådd bunnen.

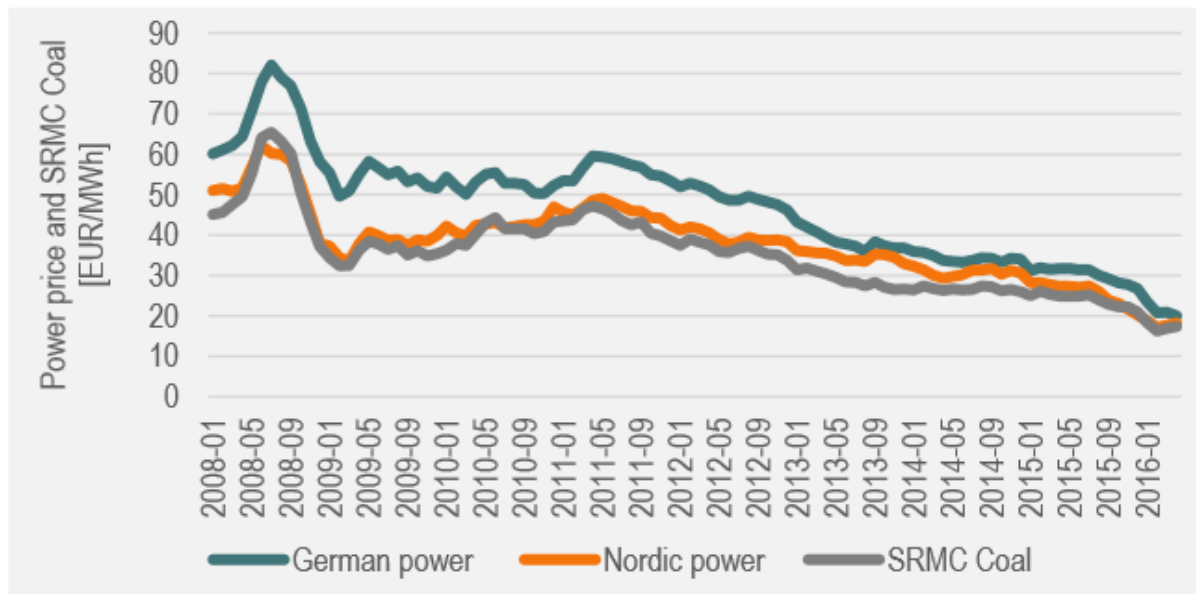
EUR/MWh (spot)	 IPEX Italy	 EPEX Germany	 Nord Pool Nord Pool countries	 OMEL Spain	 EPEX France
2008	87.0	65.8	44.7	64.4	69.2
2009	63.7	38.9	35.0	37.0	43.0
2010	64.1	44.5	53.1	37.0	47.5
2011	72.2	51.1	47.1	49.9	48.9
2012	75.5	42.6	31.2	47.2	46.9
2013	63.0	37.8	38.1	44.3	43.2
2014	52.1	32.8	29.6	42.1	34.6
Difference 2013 - 2014	-17.3%	-13.2%	-22.3%	-5.2%	-19.9%

Kilde Pareto 2015

Tabellen viser oversikt over kraftprisforskjellene ved de nordiske landene i forhold til noen utvalgte europeiske land. Det fremgår at de nordiske landene ligger lavere enn de andre europeiske landene og i tillegg har kraftprisen gått mer ned i de nordiske landene i forhold til de europeiske fra 2013-2014.

I dag, blir mange små kraftverkprosjekter fort en byrde for utbygger på grunn av dårlig økonomisk lønnsomhet. Dette kommer av for lite kunnskap om prognoser for fremtidige kraftpriser, vannmålinger, dårlige forhold, for raske beslutninger, dårlig likviditet og planlegging (SWECO 2010). Å kunne velge de prosjektene som er de mest økonomisk lønnsomme er en utfordring for små kraftverk investorer.

## 6.7 Hva skyldes den lave kraftprisen

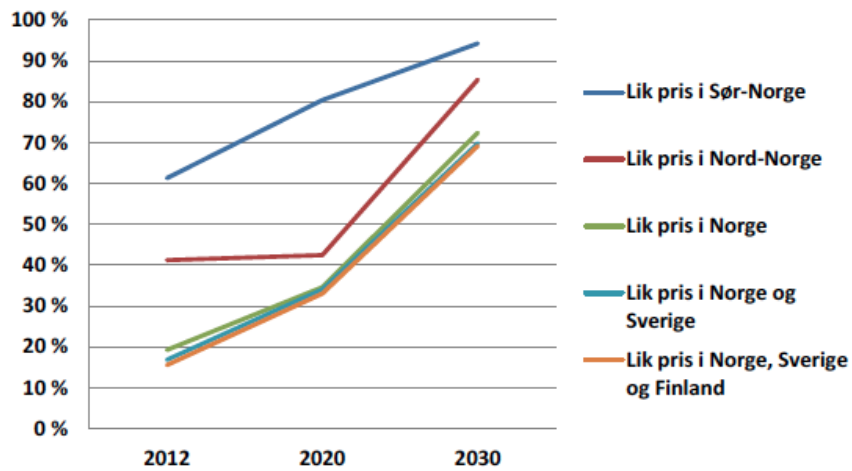


Kilde Thema, 2016

I en debatt rundt kraftprisutviklingen får den raske veksten i vind og solkraft skylden for de lave kraftprisene i spotmarkedet. Faktum er at fornybarinvesteringene har bidratt til prisnedgangen, men den klart viktigste årsaken til de lave kraftprisene både på kontinentet og i Norden er lave brensels- og karbonpriser. (Thema 2016)

Både økonomisk teori, historiske markedsdata og modellsimuleringer identifiserer de lave produksjonskostnadene for kull og gasskraft som de viktigste bidragsyterne til dagens lave kraftpris. Også i fremtiden vil prisene på kull og gass være de viktigste prisankrene. Dette betyr imidlertid ikke at veksten i fornybarproduksjon ikke påvirkes. Spesielt for termiske kraftverk har veksten i fornybarproduksjon ført til langt lavere inntekter. (thema2016)

## 6.8 Priser i Nord, Sør Norge, Sverige og Finland vil bli mer like i fremtiden



Kilde CAB, 2013

Med ny nettførsterkning som er under planlegging eller bygging er det forventet at prisene med tiden vil være den samme i hele Norge og resten av Norden

## 7. Metode for analyse

Jeg ønsker å se på forskjellige småkraftverk innenfor ulike kraftregioner. Jeg vil velge ut 4-6 kraftverk for hver region og se på lønnsomheten. Jeg vil sammenlikne kraftverkene innenfor de forskjellige regionene og regionene mot hverandre. Ettersom kraftverkene vil ligge i forskjellige kraftregioner vil de ha forskjellige inntekter etter hva kraftprisen i den aktuelle regionen ligger på. Jeg vil også se på forskjellige måter for finansiering og hva som kan være den beste måten å løse salget av kraften. Ved småkraft kan man ikke spare på energien men må produsere med en gang den er der og ta den prisen man får for elektrisiteten der og da. Noen kan ha små inntaksdammer som man kan oppbevare noe vann i, men jeg ser bort ifra dem. De skal heller ikke være en del av et større system men være helt uavhengig av andre kraftverk. Dermed vil det ikke være noen støy fra andre kraftverk eller reguleringer som vil kunne ha en innvirkning på kraftverkene.

Det kan være at det er andre ting som ville kunne påvirke prisen som for eksempel nettutbygging og liknende. I denne analysen har jeg sett bort i fra at nett skal ha noen betydning. Dette vil være individuelt og vil ikke ha noen betydning i forhold til regioner, men heller være tilfeldig i forhold til det individuelle kraftverket.

Enkelte kraftverk kan være bygget ut for å komme under 10MW grensen for å bli regnet som et småkraftverk da disse har skattefordeler foran et større kraftverk. Som vi ser i mange eksempler er det mange kraftverk som har kuttet i produksjonen for eksempel kraftverket som ble nevnt i papirutgaven av DN 16/4-15. Dette kraftverket kunne hatt 1/3 større kraftproduksjon, men valgte å ikke øke produksjonen på grunn av skattefordeler ved å produsere som et småkraftverk. Når Norge har som målsetning å øke sin fornybare kraftproduksjon, så bør det gjøres noe med dette. Det kunne ha vært mer fornybar kraft i omløp uten å bygge ut mer av landet og ikke resultert i noe ekstra inngrep i naturen. I denne oppgaven blir ikke disse kraftverkene fanget opp da jeg bare ser på den nåværende produksjonen og ikke den maksimale mulige produksjonen til kraftverkene. Jeg går ikke ned på det spesifikke kraftverket og ser på hvor mye de kan øke sin nåværende produksjon med ved å bytte ut turbiner eller utbygging for å øke inntaket oppstrøms i vannveien.

Kraftverkene har en installert effekt på 1-10MW og er fra rundt 2000-2010. Jeg har valgt ut kraftverk som er nyere siden de som regel ikke har reguleringsmuligheter og magasiner og er ganske likt bygget. Jeg har også plukket ut kraftverk som ikke har noen begrensninger ved at andre kraftverk tar vann fra dem eller påvirker dem på andre måter som vil kunne gi en unaturlig produksjon. Det er heller ingen reguleringsmuligheter som vil påvirke produksjonen til kraftverkene.

Utgangspunktet for resultatanalysen er 4-6 kraftverk fra hver region, altså totalt 27 småkraftverk (1-10 MW). Jeg har valgt kraftverk i ulike høydeler i ulike regioner, for å se om det kan være signifikante forskjeller i lønnsomhet for en forventet prisprofil over året.

Jeg har kun tilgang til produksjonsdata tilbake til 2010 da NVE ikke hadde lengre tidshistorikk tilgjengelig, som jeg kunne bruke til mitt formål. Lengre tidshistorikk kunne gitt et mer presist datagrunnlag.

## **7.1 Datagrunnlag**

Dataen har blitt tolket og behandlet i Excel. Jeg har sett på hver enkelt region og sammenliknet kraftverkene innad i regionene samt forskjeller mellom de ulike regionene.

Dataen er samlet inn fra NVE og Nord Pool spot.

Utvalget er på 52584 forskjellige timer over 6 år 2010-2015 (1. Januar 2010- 31. Desember 2015) og 27 kraftverk som jeg mener vil gi et godt sammenlignings utvalg.

Jeg har sammenliknet regionene mot hverandre og innenfor hver region. Etter det har jeg regnet ut LCOE for de forskjellige kraftverkene og sammenliknet resultatene for hver region og innenfor de enkelte regionene.

## 7.2 Kraftverkernes beliggenhet

Kartet på neste side viser en oversikt over hvor de forskjellige kraftverkene som er brukt i oppgaven ligger. Det ser veldig tomt ut i Finnmark, men kraftverkene ligger ganske nærme grensen for kraftprisområdet. De ligger litt bak hverandre så noen synes dessverre nesten ikke. Jeg har ikke fått lov til å zoome inn for mye siden NVE ikke vil at det skal komme frem hvilke kraftverk som er brukt i oppgaven. Derfor har kraftverkene også fått navn 1-27 istedenfor sine egentlige navn. Som man ser ut ifra kartet ligger de fleste kraftverkene ganske nær der det bor mennesker, grunnen er at det er lettere for overføringen av kraften fra kraftverket til forbrukerne.

Ut ifra dette kartet så ser man at de fleste kraftverkene heller mot sør i de respektive prisområdene. Dette er helt tilfeldig og det er heller en konsentrasjon grunnet kraftlinjer som går til de respektive kraftverkene. Det er nummer til de forskjellige kraftverkene men det kommer ikke opp i kartet og det vil ikke hjelpe å sette det opp på siden fordi man ser ikke hvilken markør de respektive nummere hører til.



Kilde (Google,2016)

## 7.3 Utrekningsmetode

For å beregne kostnadene har jeg brukt en utrekningsmetode som er standard for kraftverk og som ikke tar hensyn til hvor i landet kraftverkene er bygget. Det kom i slutten av april 2016 en ny metode for å regne ut kostnadene for kraftverkene, denne kom dessverre litt for sent tatt i betraktning innleveringsfristen på denne oppgaven. I tillegg legger den til grunn en del data som jeg ikke har tilgang til.

Optimalt ville jeg brukt kostnadsdata som tok hensyn til regionale forskjeller og hvor i terrenget kraftverkene er bygget. Dette hadde vært det beste for oppgaven men er dessverre ikke tatt hensyn til her da jeg mangler data og ikke får skaffet det. Jeg har målt opp lengden på inntakene til vannveien i NVE atlas på hvert enkelt kraftverk for å kunne bruke denne utrekningsformen i oppgaven. Jeg har også fått tak i fallhøyden, maksimum tilsig og hvor mye som det maksimalt kan produseres for hvert enkelt kraftverk. I utregningen av kostnadsdata har jeg målt inntakslengden for vannet til alle kraftverkene. Dette gjorde jeg for å kunne bruke formelen til å regne ut kostnadene til kraftverkene. Dermed kunne jeg bruke kostnadene til etterpå å regne ut LCOE for alle kraftverkene.



### Eksempel på utregning av kostnadsdata

<b>Inndata fra GIS</b>		
Fallhøyde	178,5	m
Lengde på vannvei	2 400	m
Maksimal inntakskapasitet	3,70	m <sup>3</sup> /s
Lengde over vei	10	m
Lengde på overføringslinje	200	m
Maksimal produksjon	5490	kW
Konstanter i kostnadsfunksjoner		
Vannhastighet	3,0	m/s
Rente	6,5 %	
Byggetid	8	mnd
<b>Kostnader</b>	1000 NOK	
Totale kostnader	51678	
Overføringskostnader	140	
Vei ankomst kostnader	1210	

Kilde NVE4

### Erfaring med databearbeiding

Produksjonstallene og prisene i kraftområdet er veldig sentrale for beregningene og kvaliteten på resultatene. I starten slet jeg med å få tak i produksjonsdata for like kraftverk da kraftverkene ikke kunne ha magasiner eller være en del av et større nettverk av kraftverk som kunne påvirke produksjonen. Analysen kunne ikke fungert hvis det var store forskjeller i anleggene så jeg måtte passe på at alle var mest mulig identiske og laget rundt den samme

tidsperioden. Dette resulterte i at jeg måtte bytte ut kraftverkene flere ganger og ikke kunne ha noen som lå ved en innsjø eller liknende som kunne reguleres. Etter at dette ble kontrollert og justert har jeg endt opp med de 27 kraftverkene som ble brukt i denne analysen.

## 8. Resultat / Diskusjon

### 8.1 LCOE

For å beregne lønnsomheten på småkraftverk har jeg benyttet et begrep som heter LCOE, som er beskrevet videre og utregnet nedenfor.

LCOE - Energikostnaden over levetiden (levelised cost of energy)

Med LCOE kan man sammenligne forskjellige energiressurser tatt hensyn til prosjektets levetid.

LCOE formelen

• *Energikostnaden over levetiden* =  $\frac{\text{Kostnader over levetiden}}{\text{Produksjon over levetiden}}$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$I_t$ : Investerings- og utviklingskostnader

$M_t$ : Drifts- og vedlikeholdskostnader

$F_t$ : Energi- og brenselkostnader

$E_t$ : Energi produsert

$n$ : Økonomisk levetid i år

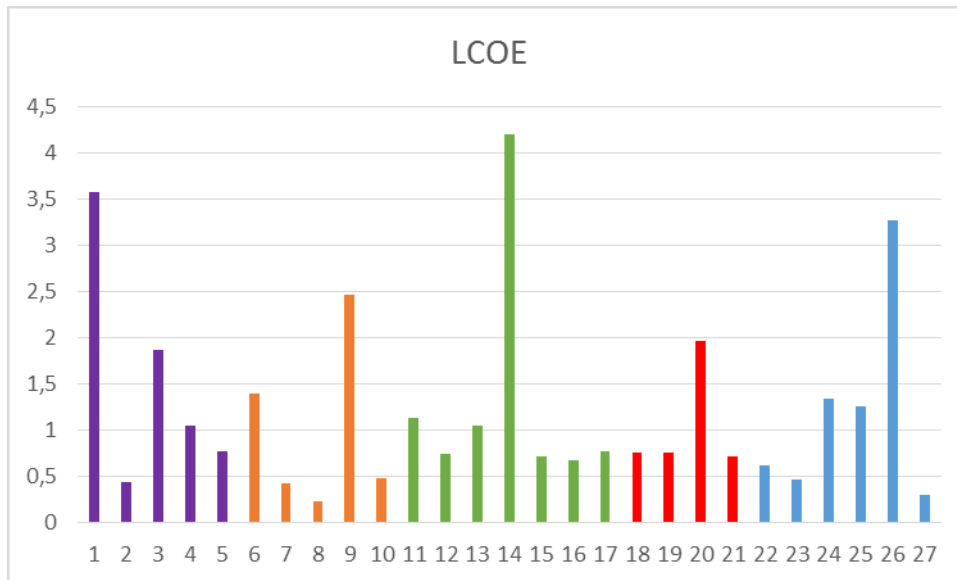
$r$ : Diskonteringsrente

Kilde NVE4

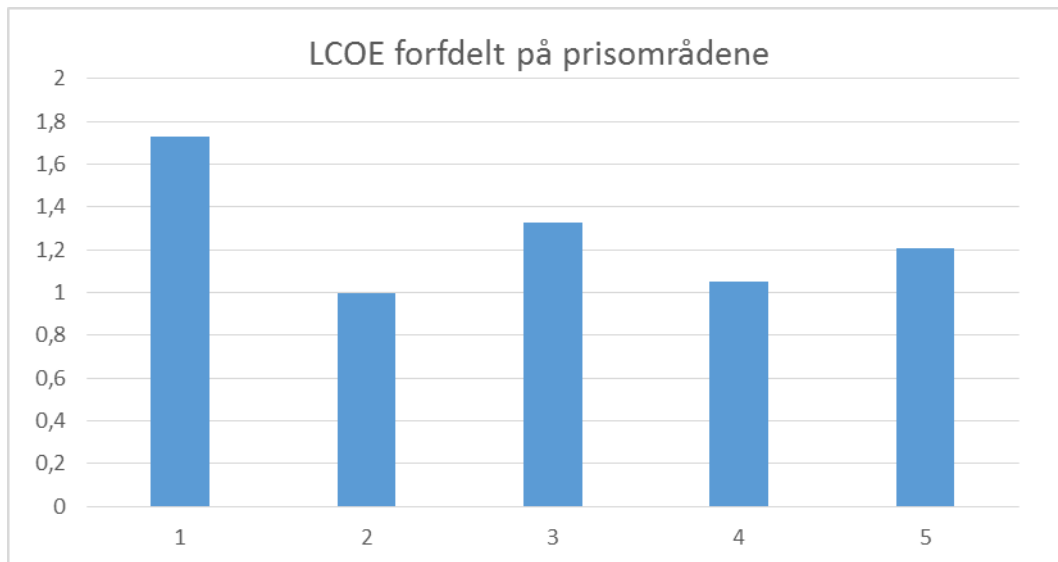
**Eksempel på data brukt i utregningen av LCOE for de forskjellige kraftverkene.**

<b>LCOE</b>	0,7637	1,1314	0,7667	3,2661
Kraftverk	1	21	27	19
år				
2010	6895	0	4274	2347
2011	10262	9555	5837	2705
2012	8337	9914	4201	3066
2013	0	4727	3475	0
2014	8193	5678	4087	2488
2015	0	6976	6501	2505
Total kwh	33687	36850	28376	13110
KostnaderNOK	25426	41393	21457	42520
sertifikater	0,15			
referansepris	0,25			
investering og utviklings kostnader				
Drift og vedlikeholdskostnader			300	
Energi og brenselskostnader			0	
Økonomisk levetid			30	
Diskonteringsrente			5 %	
Tid (2010-2015)			6	

LCOE(energikostnaden over levetiden) under 1 tilsier et overskudd over 1 er underskudd.



Tabellen ovenfor viser en oversikt over LCOE for de 27 forskjellige kraftverkene som jeg har plukket ut i oppgaven. Lilla søyler er område NO1 gule søyler er område NO2 etc. Som man ser er område NO4 litt underrepresentert dette skyldes problemer med å få ut data på kraftverk som tilfredsstilte mine krav (ikke lager, reguleringsmulighet, påvirkning fra andre kraftverk, under 10MW etc) i dette området. Mange ligger rundt 1 (break even), men et par har ekstremt dårlig avkastning et er i tillegg over 4. Det er kraftverk nr 14 som ligger i kraftverksområde NO3. De fleste kraftverkene i samme området ligger rett under 1 som vil gi et overskudd. De andre kraftverkene som ligger høyt er nr 1, 9 og 26. Det som er litt oppsiktsvekkende er at alle disse kraftverkene ligger i forskjellige regionale områder. Dermed er det litt vanskelig å si at det er mindre lønnsomt i noen områder. De med høyest LCOE er de som sliter med lønnsomheten og ikke er lønnsomme selv med grønne sertifikater. De fleste kraftverkene burde vel helst ha ligget under 1 slik at de ikke må subsidieres på andre måter for å overleve. Det er ingen som investerer i kraftverk for å tape penger. Jeg ser bort fra at man investerer for å øke sysselsettingen e.l da et kraftverk ikke sysselsetter mange bortsett fra under byggetiden.

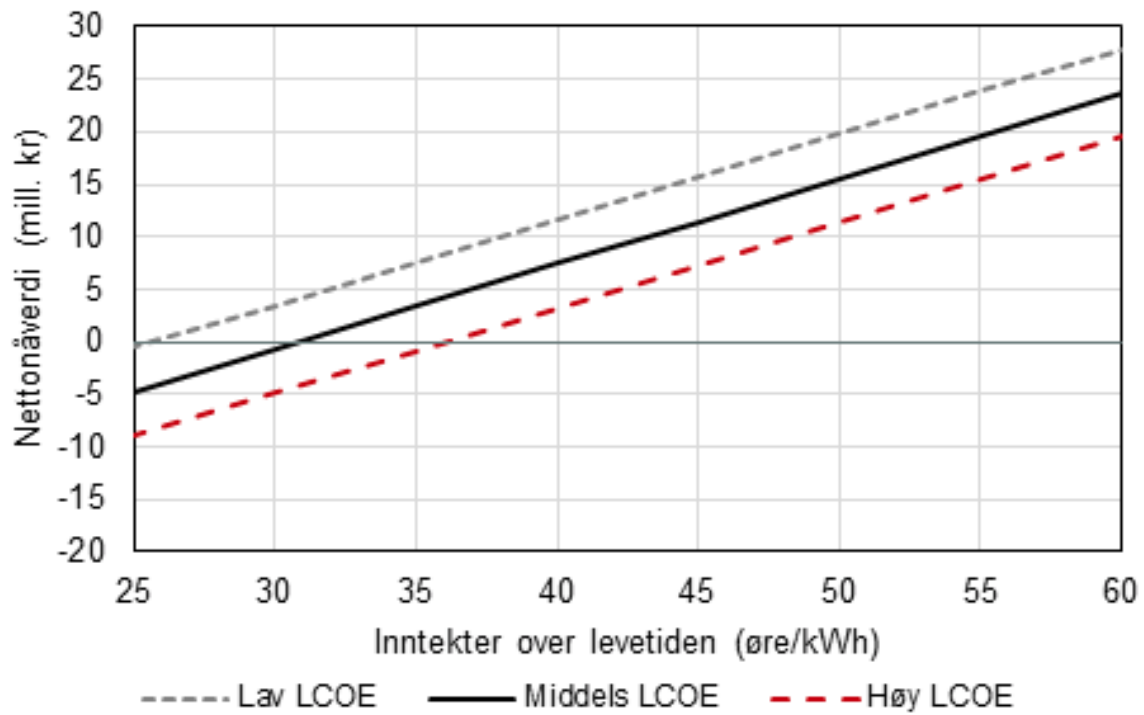


Gjennomsnitt for de forskjellige prisområdene

Tabellen ovenfor viser en oversikt over den gjennomsnittlige LCOE man får i de forskjellige prisområdene. Som man ser utfra tabellen er ingen av regionene i gjennomsnitt lønnsomme dvs alle områder ligger på eller over 1 noe som også har bakgrunn i at antall kraftverk er relativt lite og kraftverk med veldig dårlig resultat derfor slår kraftig ut når man regner gjennomsnitt. Det er derfor vanskelig å trekke noen store konklusjoner utfra dette.

Som man kanskje hadde håpet er det ikke så veldig stor forskjell på de forskjellige områdene, men optimalt skulle det ikke hatt noe å si hvilket prisområde man velger å bygge kraftverkene sine i. Her ser man at det er en 73% økning fra området 2 til 1 som egentlig er ganske ekstremt når man ser sånn på det. Det er ingen områder som skiller seg veldig ut hvis man ikke gjør det om til prosent, men da vil man få en litt lyvende graf som ikke vil gi et riktig bilde av hvordan det faktisk står til for kraftverkene i de forskjellige områdene.

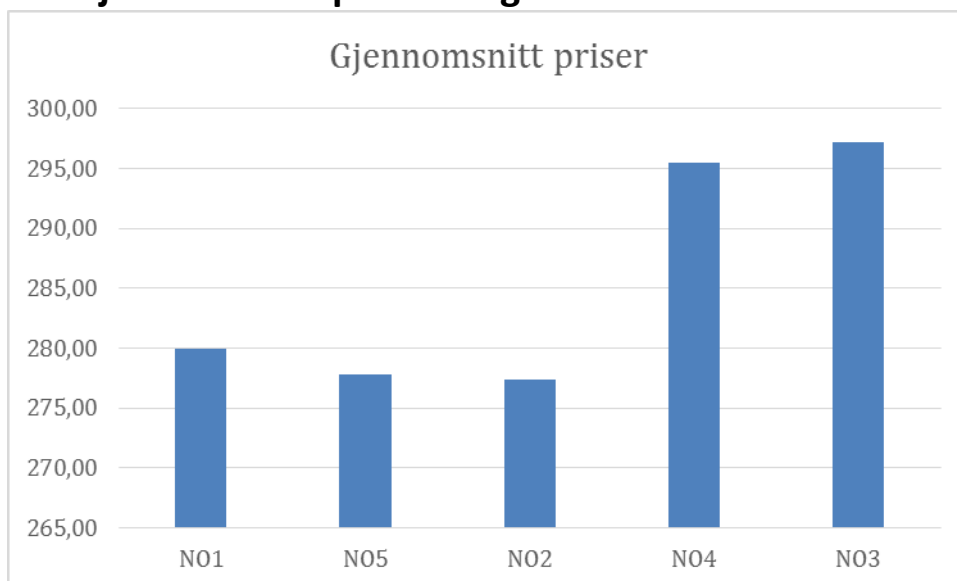
## 8.2 Nåverdien ved forskjellige LCOE



Kilde: NVE4

Eksempel på nåverdi ved lav, middels og høy LCOE på fastsatte inntekter (øre/kWh)

## 8.3 Gjennomsnittspriser i regionene



Tabellen viser gjennomsnittsprisene i 6 år i de forskjellige prisregioner. De gjennomsnittlige prisene er høyere i NO4 og NO3 som er de mest nordlige regioner. Dette kan skyldes at det er begrenset overføringskapasitet til de andre områdene.

Det kan også være lokale forhold som for eksempel liten tilgang på kraft sammen med høy etterspørsel og begrenset tilbud. Det kan være tilfeldigheter som gjør at prisene er høyere i noen perioder, men dette er over flere år som gjør at det er sikrere å kunne si at prisen er noe høyere her. Det er allikevel veldig mye annet som må ligge til rette og det er dermed vanskelig å si at dette alene vil være nok til å investere i disse områdene. Det er også en moderat prosentvis prisforskjell noe som tilsier at man ikke må ta for mye hensyn til dette alene.

#### **8.4 Svakheter ved analysemetoden**

Når jeg kjørte analysen så måtte jeg bruke kostnadsgrunnlag for å kjøre LCOE analysen som ikke tar hensyn til grunnforholdene til de forskjellige kraftverkene.

Dette måtte gjøres siden jeg manglet mye informasjon om de spesifikke kraftverkene til å bruke en ny metode som NVE kom ut med i slutten av april. Denne nye metoden ville jeg helst ha brukt men som nevnt ble den publisert for sent for at jeg rakk å bruke den i denne analysen.

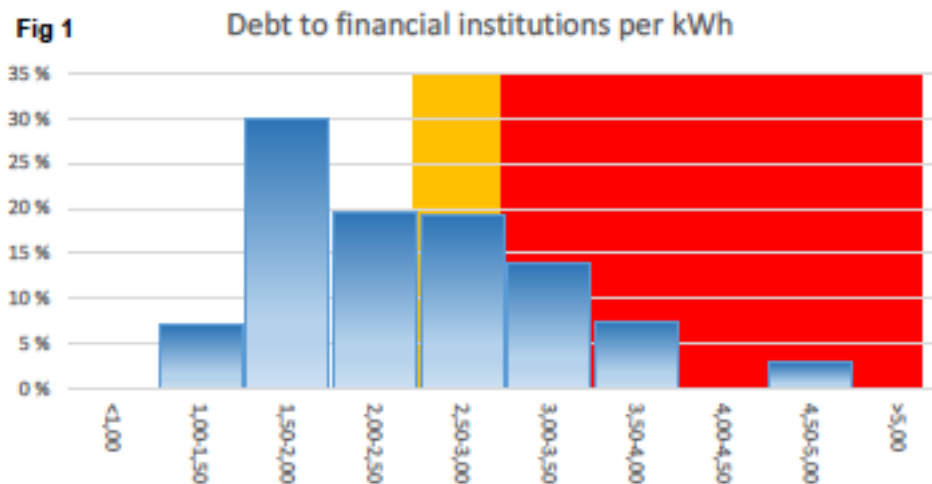
#### **8.5 Kvalitet på datagrunnlaget**

Produksjonsdataen for alle kraftverkene er ganske nøyaktige, de er hentet direkte fra NVE sitt arkiv. Disse dataene er det som er oppgitt fra produsentene og sendt inn. Jeg forutsetter at dette er riktig selv om det kan være målefeil og liknende. Dette er det ikke stor sannsynlighet for siden de har solgt strømmen og fått igjen inntekter. Det kan selvfølgelig ha blitt jukset, men det må jeg se bort fra. Kostnadene kan være annerledes for kraftverkene hvis det er spesielle forhold på det stedet det er bygget.

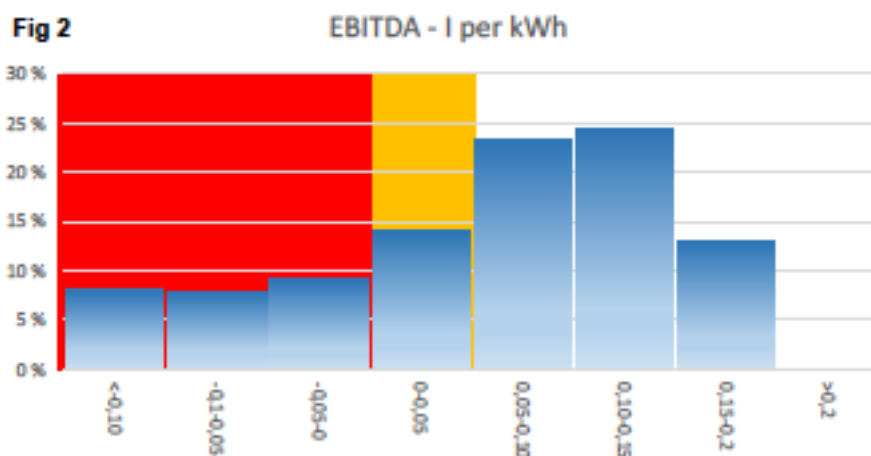


## 8.6 Lite overskudd blant kraftverk

Captiva har laget en analyse av 60 tilfeldige småkraftverk basert på regnskaper fra 2014.

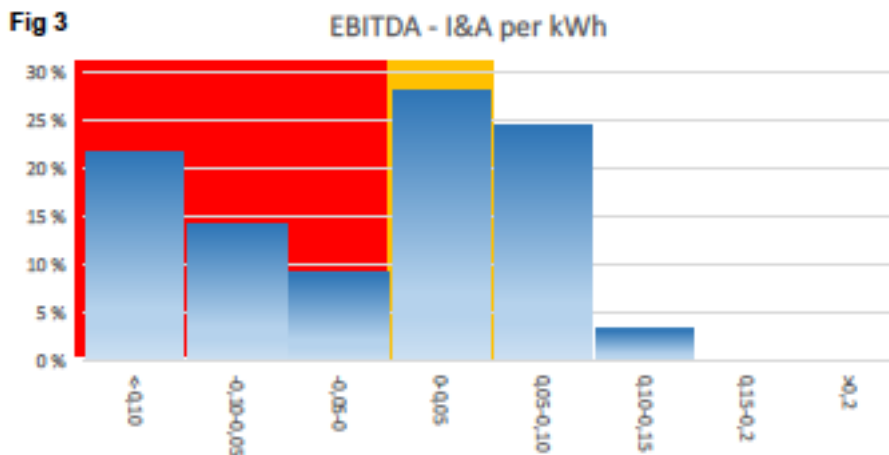


Figur 1 viser mulig ekstern gjeld per kWh, på dagens prisnivå vil et kraftverk ha problemer med å betjene en gjeld på NOK 2,50-3,00 /kwh med rente på 4% ,30 års avdragstid selv med el sertifikater. Captivas analyser viser at 44% sliter.



Figur 2 viser «free cash flow» etter finansielle kostnader per kWh basert på 2014 regnskaper justert for prisforandringer og elsertifikater. 25% av kraftverkene har en EBITDA som ikke dekker finansielle kostnader og 14% sliter.

. kilde: captiva



Figur 3 viser samme som figur 2 men amortisering over 30 år. 45% av har ikke mulighet til dette selv med el sertifikater (betale ned gjelden). Ytterligere 28 % sliter.

Kilde: Captiva

## 8.7 Undersøkelse om dagens eiere /lederes syn på småkraftverk.

Etter å ha dannet meg et klart negativt syn på småkraftverkens inntjeningssevne ønsket jeg å kontakte noen ledere av småkraftverk for å få et mer personlig syn på kraftverkene og deres inntjening. 20 tilfeldige småkraftverk ble kontaktet og jeg fikk en lengre samtale med ledere for 10 småkraftverk. Dette er ikke et representativt utvalg, men vil allikevel gi interessante synspunkter fra de som har kraftverk i drift.

Intervjuene ble basert rundt 9 spørsmål og da antallet intervjuede var såpass begrenset har jeg ikke satt opp svarene i noe diagram, men ønsker heller å knytte noen generelle synspunkter til hvert punkt.

1. Hvor lenge har småkraftverket vært i drift?

Småkraftverkene var jevnt fordelt fra 2005 til 2013 bortsett fra 1 bygget i 1951 (Cappelen Ulefoss).

2. Hvor lang tid tok det fra planlegging til drift?

Dette spørsmålet fikk varierte svar, men det har selvfølgelig også sammenheng med at mange av kraftverkene var en del år gamle, men i gjennomsnitt ble det nevnt ca. 3 år som stemmer godt med tidligere mottatt informasjon.

3. Hva var den største kostnadsposten i prosjektet?

Her var maskin og elektro (turbin og generator) klart størst deretter vannvei.

4. Har dere hatt mange uforutsette utgifter under drift?

Driftssituasjonen hadde foregått uten store problemer, men en hadde hatt flomproblem og en et lukebrudd.

5. Hvor lang tid regner dere med at det tar å nedbetale et småkraftverk som deres fra oppstart?

Her var alle samstemte om at å nedbetale et nytt småkraftverk med dagens kraftpriser var veldig vanskelig, men samtidig var det flere synspunkter på at kraftprisen kan ikke forbli så lav. 5 svarte 30-40 år, 1 svarte 20år de øvrige ville ikke gi noen estimat på det.

6. Er produksjonen høyere eller lavere enn det dere hadde antatt?

Her var et kun 2 som svarte lavere (lite nedbør) mens 3 svarte høyere 3 som antatt og 2 vet ikke. Produksjonsmessig tolker jeg dette som positivt.

7. Kan dere si noe om kraftprisen, lønnsomhet og hvordan ser dere på fremtiden for kraftindustrien.

Det som går igjen her er bekymringen med for mye energi og derav for lave kraftpriser og el sertifikatpriser. Det var tydelig mye usikkerhet, men på sikt så de en høyere pris. Samtidig var alle fornøyd med produksjonen og lite driftsavbrudd.

Carl Diderik Cappelen fra Cappelen Ulefoss ga en god forklaring som på mange måter summerer opp de forskjellige synspunkter. De har eierinteresser i flere kraftverk, men også

et småkraftverk fra 1951. Dette har ingen gjeld/kapitalutgifter og ellers helt minimale utgifter dette går da med et overskudd. Med godt vedlikehold og teknisk oppfølging vil dette kanskje ha en levetid ifølge han på opptil 100 år og driftsutgiftene på et slikt kraftverk er moderate. Men som han poengterte de vurderer ikke å investere i nytt småkraftverk med dagens kraftpris selv om de har fallrettigheter som kan utvikles. Til det var inntjeningen grunnet kraftprisen altfor dårlig og fremtiden usikker.

Denne undersøkelsen bare bekrefter mitt inntrykk til nå, kraftprisen er for lav til å gi tilstrekkelig inntjening men foruten det økonomiske er driftssituasjonen for et småkraftverk uten altfor store problemer.

## **8.8 Investering /finansiering**

Den klart største kostnaden ved et kraftverk er investeringskostnaden. Utstyr som turbin og generator utgjør ca 50%. Dette er avhengig av leverandør, men NVE og Småkraftforeninga anbefaler å tenke på kvaliteten ikke bare pris da det ikke å produsere grunnet tekniske problemer er kostbart. Det er i følge NVE vanlig å benytte 40 års drift i forbindelse med økonomiske kalkyler for et kraftverk. Ser man det fra en grunneiers side har han flere alternativer: Bygge ut et kraftverk selv med egenkapital og /eller lån fra bank /finansinstitusjon. Leie ut fallrettighetene til en profesjonell kraftutbygger for en periode på f. eks 40-60 år Her får grunneieren vanligvis en prosentsats av brutto omsetningen eller en prosentsats av overskuddet. Leie ut som over, men beholde en eierandel i prosjektet Salg av fallrettighetene, dette er vanskelig grunnet strenge regler for salg av deler av gårdseiendommer.

Fordelen med en avtale med profesjonelle utbyggere er at de vil kunne bidra med ekspertise rundt et så vidt komplisert prosjekt. Bygging av et småkraftverk er en kostnadskrevende investering og i mange tilfeller må grunneieren pantsette gård og grunn som ekstra sikkerhet for lån, og han kan risikere å miste alt hvis kraftprisen som er svært variabel ikke utvikler seg i den retning han hadde regnet med. Det er også en risiko for kostnadssprekk under bygging, at det tar lenger tid med prosjekt og bygging etc. Dette blir redusert alt etter hvor stor andel man gir/selger til den profesjonelle aktør. Et større selskap kan også ta større risiko.

Ulempen er selvfølgelig at man gir fra seg en del av gevinsten og får mindre kontroll over utbyggingen.

De variable driftskostnadene er i de fleste småkraftverk relativt lave slik at det er ikke noen hensikt å stenge ned et kraftverk selv om strømprisen er lav.

Driftskostnadene varierer mye fra kraftverk til kraftverk, men i følge NVEs veileder ligger de gjerne rundt 3-6 øre /kWh.

De fleste utgiftene i forbindelse med et kraftverk kommer i forbindelse med utbyggingen mens inntektene kommer over lang tid og er usikre grunnet den varierende kraftprisen. En viss usikkerhet har man også på produksjon/tilsig og tørrårsproblematikk.

Usikkerheten rundt nettilknytning er også et moment, men dette bør være avklart før man tar beslutning om utbygging av et kraftverk.

De faste kostnadene er relativt små (bortsett fra kapitalutgifter) som forsikring, administrasjon, inspeksjoner og den faste delen av innmatingsavgiften.

Utbyggingskostnadene fra vannkraftverk har økt betydelig i løpet av de siste 10 årene; men har stabilisert seg i løpet av de siste 2-3 årene.

Det er for samfunnet sannsynligvis bedre å ha store kraftverk til en større kostnad enn mange små som vil gjøre mer skade i nærområder sammenlagt i forhold til store. Summen av konsekvensene av mange små kan være store selv om de enkeltvis ikke gjør noen stor skade på miljøet.

Hvis et kraftverk produserer mye kraft blir de faste og investeringskostnadene spredt over større inntekter og dermed vil et prosjekt med 300 GWh til en bestemt kostnad på 4,5kr / kWh få bedre økonomisk resultat enn prosjektet på 30 GWh til 4 kr / kWh (NVE2)

## 8.9 Nye kraftverk

Søknader hos NVE		2015	2014	Endring %
Til behandling		516	651	-26,16 %
Gitt konsesjon		70	97	-38,57 %
Endelig avslag		45	58	-28,89 %
Kraftverk satt i drift		20	29	-45,00 %
Under bygging		42	44	-4,76 %
Gitt tillatelse, ikke igangsatt		426	399	6,34 %

NVE3, 2016

Her ser man at selv om det er flere kraftverk som har fått konsesjon er det mye færre som har satt i gang byggeprosessen. Siden det er stor kø i behandlingsfasen bør man få luket ut de som blir sendt inn til behandling men aldri bygget på grunn av lønnsomhet.

Selv om man har et prosjekt som er lønnsomt nå kan det ta mange år i NVE før man kan begynne å bygge, og hvis man er uheldig vil man miste de ekstra inntektene fra el sertifikatene. Med nye kraftlinjer vil prisene bli mer like over hele landet, men den kan variere også grunnet eksport. Hvis prisene blir høyere kan vi bygge ut flere kraftverk, men det er vanskelig å vite på forhånd hva som vil skje med prisene. På det finansielle markedet kan man låse prisene og volumene, men det koster. I det finansielle markedet kan man også se hva folk tror prisene vil bli, men det er veldig mye gjetting i estimatene.

## 9. Konklusjon

Det er på dagens lave kraftpris få småkraftverk som gir store overskudd selv med dagens subsidiering gjennom el sertifikater. Det er liten forskjell i kostnadene hvor i landet de ligger LCOE hadde en viss variasjon, men det var vanskelig å se noen markant forskjell på de enkelte regioner. Kraftprisen er så lav at det er den dominerende faktoren. Fra en investors side vil jeg si at det å investere i småkraftverk nå er en tro på høyere kraftpris på sikt. For en innehaver av fallrettigheter har man forskjellige alternativer. Ta hele risikoen og bygge ut selv, samt låse pris og et fastsatt volum i avtaler for en periode. Dette er noe sannsynligvis banken vil forlange eller man kan gå i spot markedet hvis man har mye egenkapital og er risikovillig, eller gå sammen med profesjonell utbygger og gi fra seg en del av resultat og styringen.

Driftssituasjonen og produksjonen foregikk i de fleste kraftverk jeg har hatt kontakt med uten nevneverdige problemer og som forventet. Det er flere av lederne i småkraftverk som forventer en høyere kraftpris fremover. Men kraftprisen er satt sammen av mange faktorer som blant annet kull, olje, gass, vind og solkraft så småkraftverkene er her bare en liten del av et stort marked.

Jeg har gjennom arbeidet med denne oppgaven blitt mer og mer klar over hvor dårlige vilkår småkraftverkene har i Norge selv med dagens subsidiering og hvor vanskelig det er å gjøre noe med det da kraftprisen henger så nøye sammen med prisen på all annen energi og det er det som er nøkkelfaktoren.

## 10. Kilder

CAB (2013) Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samf.øk. nytte ved spothandel  
Statnett s 17

Captiva, (2016) Presentasjon HydroNor revised: Small producing plants combined with larger plants ready-to-build to increase portfolio effect Captiva, Aktiv eierkapital AS Frank J Berg, Stig J Østebrøt

Captiva2 (2016) Presentasjon Captiva, HydroNor AS Januar 2016 Frank J Berg, Stig Østebrøt

Cappelen Ulefoss, Carl Diderik Cappelen

Dagens næringsliv 16/4 - 2016 s6 Lønner seg å krympe kraftverk. Hensfossen kraftverk

Google Google maps opprettet 20/4-16 tilgjengelig fra: <https://www.google.no/maps>

kon (2015) Konesjonsbehandling småkraftverk Presentasjon NVE Øystein Grundt

Mark <http://www.sb1markets.no>

[www.nordpool.com](http://www.nordpool.com)

Nord <http://markets.nordea.no>

Nordpool 2016 Oversikt over kraftområdene tilgjengelig fra:

<http://www.nordpoolspot.com/maps/#/nordic>

Norsk Vannkraft 2016 Norsk Vannkraft/Per Espen Watle s13, 18

NVE (2012) Nye rutiner for behandling av søknader om konsesjon for småkraft Norges



vassdrags- og energidirektorat Tilgjengelig fra:

<http://naturvernforbundet.no/getfile.php/Fylkeslag%20Nordland/Dokumenter/H%C3%B8ringssuttalelser/130615%20Overordnede%20saksbehandlingsrutiner%20for%20behandling%20av%20sm%C3%A5kraftverk.pdf>

NVE1 (2013) NVE inviterer til dugnad for gode småkraftprosjekter Norges vassdrags- og energidirektorat

NVE2, 2015 Karen Nybakke, Kostnader i energisektoren Kraft varme og effektivisering

Tilgjengelig fra: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015\\_02a.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02a.pdf) s44-45

NVE3 Oversikt over ny kraftproduksjon <http://www.nve.no/no/Energi1/Analyser/Oversikt-over-ny-kraftproduksjon/>

NVE3, 2002, Avrenningskart for Norge Stein Beldring, Lars A Roald Astrid Voksø.

Tilgjengelig fra: <http://www.gis3.nve.no/metadata/tema/pdf/avrenningskart6190.pdf>

NVE 4, Fredrik Arnesen *Seksjon for Ressurs og kraftproduksjon* Norges vassdrags- og energidirektorat

NVE5, 2004 Beregning av potensial for små kraftverk i Norge Torodd Jensen

Tilgjengelig fra: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2004/rapport2004\\_19.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2004/rapport2004_19.pdf) s6

Pareto (2015) Pareto securities corporate finance, The Norwegian power sector a financial overview. s17

Regjeringen, 2014 fra 27.06.2014 Elsertifikatordningen tilgjengelig fra:

<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/elsertifikater1/id517462/>

pot Beregning av potensial for små kraftverk i Norge rapport nr 19 2004

<http://www.smakraftforeninga.no/>

Spot, 2015 Elspotprices,Oslo; NoordPoolTilgjengelig fra: <http://nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Yearly/?view=table> (lest 15/4-16)

Stat, 2016 tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Data-fra-kraftsystemet/Nordisk-produksjon-og-forbruk/>

SWECO, 2010 B., Dag / Fladen, Bjørnar / Holmqvist, Erik. Planlegging, bygging og drift av små kraftverk. I: Jan Slapgård, K.

thema 2015 Hvordan påvirkes forbrukerfleksibilitet og plusskunder av regulering i de nordiske landene? tilgjengelig fra: <http://www.thema.no/hvordan-pavirkes-forbrukerfleksibilitet-og-plusskunder-av-regulering-i-de-nordiske-landene/>

thema 2016 Ikke skyld på været! Hvorfor kraftprisene er så lave tilgjengelig fra: <http://www.thema.no/dont-blame-the-weather-why-power-prices-are-so-low/>

thema2 2015 THEMA@Europower: Sertifikatekspertene uenige om 28,4-målsetningen vil bli nådd tilgjengelig fra: <http://www.thema.no/themaeuropower/>

## 11. Vedlegg

### Spørreundersøkelse av ledere småkraftverk

1. Hvor lenge har kraftverket vært i drift?
2. Hvor lang tid tok det fra planlegging til drift?
3. Hva var den største kostnadsposten i prosjektet?
4. Har dere hatt mange uforutsette utgifter under drift?
5. Hvor lang tid regner dere med at det tar å nedbetale et kraftverk som deres fra oppstart.
6. Er produksjonen høyere eller lavere enn det dere hadde antatt?
7. Kan dere si noe om kraftprisen, lønnsomhet og hvordan ser dere på fremtiden for kraftindustrien.

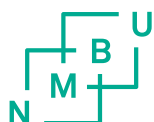
## Eksempler på utregninger LCOE

Kraftverk	5	6	7	8	9	10	11	12							
lcoe	3,56831768	0,43285969	1,86721937	1,05523251	0,76617222	1,3981099	0,428345021	0,23340833							
Kraftverk	5	6	7	8	9	10	11	12							
år															
2010	0	10683,128	4256,504	2347,07	6508,553	5060,53	11030,588	25800,51							
2011	0	10329,579	0	2704,73	7697,134	6261,418	11609,8	47293,13							
2012	0	0	5256,19	3065,652	8186,348	5613,648	14536,909	43248,89							
2013	3248,55	7718,892	3558,134	0	5860,011	3793,616	10524,995	36948,24							
2014	3828,859	11626,693	4380,317	2488,264	7573,259	5942,314	14464,411	56966,87							
2015	0	9684,071	4110,392	2504,665	7040,953	6586,886	11293,09	51031,43							
Total	7077,409	50042,363	21561,537	13110,381	42866,258	33258,412	73459,793	261289,10							
Kostnader	24954,4437	21361,3219	39960,1195	13535	32542,936	46198,9152	31166,13657	60687,0542							
sertifikater	0,15														
referansepris	0,25														
investering og utviklings kostnader															
Drift og vedlikeholdskostnader			300												
Energi og brenselkostnader			0												
Økonomisk levetid			30												
Diskonteringsrente			5 %												
t			6												
Områdets gjennomsnitt pris *															
O-B	O-K	O-Trom	O-Trond	O-Syst	B-Kr	B-Trom	B-Tron	B-Syst	Kr-Trom	Kr-Tron	Kr-Syst	Troms-Tronc	Troms-Syste	Trond-Syste	Sur
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	33,288822	0	0	0	20,9544483	0	0	0	-196,99772	-196,99772	-196,99772	0	0	0	-5
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	-0,443864	-0,443864	-0,0491	0	-0,26894	-0,26894	-0,02975	-2,905908	-2,905908	-0,32145	0	0,039195	0,02584286	-7
0	0	-0,075332	-0,075332	-0,04072	0	-0,0467433	-0,0467433	-0,0252667	-0,47286	-0,47286	-0,2556	0	0,004845	0,00240429	-
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0,587794	0,587794	0,241908	0	0,37118	0,37118	0,15276	3,557234	3,557234	1,463988	0	-0,069275	-0,0265457	10
0	0	3,110508	3,110508	0,378924	0	1,94718	1,94718	0,23720667	19,141128	19,141128	2,331784	0	-0,50512	-0,18368	50
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0,042724	0,042724	0,025246	0	0,02489667	0,02489667	0,01471167	0,28754	0,28754	0,16991	0	-0,0072675	-0,0010029	0,5
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	-0,081042	-0,081042	-0,018702	0	-0,04888	-0,04888	-0,01128	-0,512148	-0,512148	-0,118188	0	0,012975	0,00304286	-1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Kraftverk	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Region	RN	RN	RN	RN	RØ	RØ	RØ	RØ	RØ	RS	RS	RS	RS	RS	RV	RV
Årstime	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon
1	0	0	0,174	0	0	0,479	0,132	0,174	0,286	0,212	0,614	4,931	0,408	0,086	0	0,572
2	0	0	0,175	0	0	0,478	0,132	0,175	0,286	0,216	0,67	4,958	0,408	0,086	0	0,572
3	0	0	0,174	0	0	0,479	0,133	0,174	0,287	0,228	0,708	4,973	0,408	0,086	0	0,573
4	0	0	0,171	0	0	0,478	0,133	0,171	0,286	0,216	0,698	4,955	0,408	0,086	0	0,573
5	0	0	0,157	0	0	0,478	0,134	0,157	0,286	0,218	0,697	4,97	0,402	0,086	0	0,573
6	0	0	0,127	0	0	0,479	0,135	0,127	0,286	0,226	0,715	4,987	0,408	0,086	0	0,573
7	0	0	0,078	0	0	0,483	0,134	0,078	0,287	0,218	0,701	5,016	0,408	0,086	0	0,575
8	0	0	0,114	0	0	0,484	0,134	0,114	0,286	0,216	0,696	4,99	0,402	0,086	0	0,581
9	0	0	0,114	0	0	0,485	0,133	0,114	0,286	0,226	0,731	5,024	0,402	0,086	0	0,581
10	0	0	0,114	0	0	0,484	0,132	0,114	0,286	0,21	0,711	5,042	0,414	0,086	0	0,581
11	0	0	0,114	0	0	0,486	0,133	0,114	0,286	0,214	0,685	5,058	0,402	0,086	0	0,58
12	0	0	0,139	0	0	0,486	0,13	0,139	0,286	0,222	0,656	5,054	0,408	0,086	0	0,581
13	0	0	0,166	0	0	0,484	0,129	0,166	0,286	0,208	0,637	5,074	0,402	0,086	0	0,581
14	0	0	0,175	0	0	0,483	0,128	0,175	0,287	0,21	0,625	5,094	0,402	0,086	0	0,581
15	0	0	0,174	0	0	0,482	0,128	0,174	0,286	0,22	0,628	5,133	0,402	0,086	0	0,58
16	0	0	0,17	0	0	0,477	0,128	0,17	0,286	0,208	0,621	5,104	0,402	0,086	0	0,58
17	0	0	0,154	0	0	0,478	0,125	0,154	0,284	0,21	0,632	5,07	0,408	0,086	0	0,58
18	0	0	0,122	0	0	0,478	0,125	0,122	0,264	0,22	0,626	5,074	0,402	0,086	0	0,58
19	0	0	0,072	0	0	0,472	0,126	0,072	0,264	0,208	0,673	5,085	0,402	0,086	0	0,58
20	0,176	0,176	0,099	0	0	0,482	0,125	0,099	0,263	0,214	0,691	5,118	0,396	0,086	0	0,58
21	0,112	0,112	0,099	0	0	0,483	0,125	0,099	0,264	0,218	0,696	5,133	0,402	0,086	0	0,58
22	0	0	0,126	0	0	0,482	0,125	0,126	0,264	0,208	0,688	5,141	0,402	0,086	0	0,579
23	0	0	0,158	0	0	0,48	0,124	0,158	0,264	0,21	0,68	5,158	0,396	0,086	0	0,58
24	0	0	0,173	0	0	0,481	0,121	0,173	0,264	0,218	0,686	5,174	0,402	0,086	0	0,579
25	0	0	0,174	0	0	0,481	0,122	0,174	0,265	0,206	0,682	5,181	0,396	0,086	0	0,579
26	0	0	0,174	0	0	0,479	0,122	0,174	0,264	0,2	0,695	5,167	0,396	0,085	0	0,579
27	0	0	0,173	0	0	0,479	0,122	0,173	0,264	0,204	0,666	5,156	0,396	0,086	0	0,579
28	0	0	0,168	0	0	0,477	0,121	0,168	0,264	0,194	0,645	5,146	0,39	0,086	0	0,579
29	0	0	0,152	0	0	0,477	0,119	0,152	0,265	0,198	0,63	5,11	0,396	0,086	0	0,579
30	0	0	0,115	0	0	0,471	0,12	0,115	0,264	0,202	0,627	5,085	0,39	0,086	0	0,58
31	0	0	0,073	0	0	0,47	0,12	0,073	0,264	0,188	0,623	5,085	0,39	0,085	0	0,579

Priser	NO1	NO5	NO2	NO4	NO3												
	Oslo	Bergen	Kristiansand	Tromsø	Trondheim	Systempris	O-B	O-K	O-Trom	O-Trond	O-Syst	B-Kr	B-Trom	B-Tron	B-Syst	Kr-Trom	Kr-Tron
Kjøredag Døgnpris																	
01.01.2001	131,78	131,78	131,78	131,78	131,78	131,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02.01.2001	155,41	155,41	0,00	155,41	155,41	155,41	0,00	155,41	0,00	0,00	0,00	155,41	0,00	0,00	0,00	-155,41	-155,41
03.01.2001	150,12	150,12	150,12	150,12	150,12	150,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04.01.2001	149,40	149,40	149,40	149,40	149,40	149,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05.01.2001	142,96	142,96	142,96	142,96	142,96	142,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06.01.2001	128,76	128,76	128,76	128,76	128,76	128,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07.01.2001	125,04	125,04	125,04	127,30	127,30	125,29	0,00	0,00	-2,26	-2,26	-0,25	0,00	-2,26	-2,26	-0,25	-2,26	-2,26
08.01.2001	146,85	146,85	146,85	147,22	147,22	147,05	0,00	0,00	-0,37	-0,37	-0,20	0,00	-0,37	-0,37	-0,20	-0,37	-0,37
09.01.2001	153,58	153,58	153,58	153,58	153,58	153,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.01.2001	192,06	192,06	192,06	192,06	192,06	192,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11.01.2001	182,73	182,73	182,73	182,73	182,73	182,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12.01.2001	180,15	180,15	180,15	180,15	180,15	180,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13.01.2001	142,49	142,49	142,49	142,49	142,49	142,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14.01.2001	140,04	140,04	140,04	140,04	140,04	140,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15.01.2001	206,51	206,51	206,51	206,51	206,51	206,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16.01.2001	233,53	233,53	233,53	230,76	230,76	232,39	0,00	0,00	2,77	2,77	1,14	0,00	2,77	2,77	1,14	2,77	2,77
17.01.2001	237,38	237,38	237,38	222,44	222,44	235,56	0,00	0,00	14,94	14,94	1,82	0,00	14,94	14,94	1,82	14,94	14,94
18.01.2001	207,98	207,98	207,98	207,98	207,98	207,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19.01.2001	207,35	207,35	207,35	207,35	207,35	207,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20.01.2001	154,92	154,92	154,92	154,92	154,92	154,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21.01.2001	151,91	151,91	151,91	151,69	151,69	151,78	0,00	0,00	0,22	0,22	0,13	0,00	0,22	0,22	0,13	0,22	0,22
22.01.2001	179,07	179,07	179,07	179,07	179,07	179,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23.01.2001	169,69	169,69	169,69	169,69	169,69	169,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24.01.2001	162,69	162,69	162,69	163,08	163,08	162,78	0,00	0,00	-0,39	-0,39	-0,09	0,00	-0,39	-0,39	-0,09	-0,39	-0,39
25.01.2001	161,15	161,15	161,15	161,15	161,15	161,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26.01.2001	165,32	165,32	165,32	165,32	165,32	165,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27.01.2001	152,79	152,79	152,79	152,79	152,79	152,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28.01.2001	151,55	151,55	151,55	151,55	151,55	151,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29.01.2001	174,55	174,55	174,55	174,55	174,55	174,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30.01.2001	184,41	184,41	184,41	184,41	184,41	184,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
31.01.2001	207,84	207,84	207,84	207,84	207,84	207,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

52551	30.12.2015 11:00	2015	53	4	12	364	8724	0	0	0,106	0,48	0	0,548	0,114	0,106	0,7	1,03	0,39
52552	30.12.2015 12:00	2015	53	4	13	364	8725	0	0	0,108	0,47	0	0,549	0,114	0,108	0,701	1,036	0,40
52553	30.12.2015 13:00	2015	53	4	14	364	8726	0	0	0,108	0,47	0	0,552	0,114	0,108	0,701	1,026	0,40
52554	30.12.2015 14:00	2015	53	4	15	364	8727	0	0	0,1	0,47	0	0,552	0,114	0,1	0,7	1,032	0,42
52555	30.12.2015 15:00	2015	53	4	16	364	8728	0	0	0,098	0,46	0	0,553	0,115	0,098	0,701	1,024	0,4
52556	30.12.2015 16:00	2015	53	4	17	364	8729	0	0	0,106	0,47	0	0,556	0,116	0,106	0,701	1,022	0,44
52557	30.12.2015 17:00	2015	53	4	18	364	8730	0	0	0,115	0,45	0	0,56	0,118	0,115	0,701	1,016	0,44
52558	30.12.2015 18:00	2015	53	4	19	364	8731	0	0	0,116	0,46	0	0,565	0,118	0,116	0,701	1,016	0,45
52559	30.12.2015 19:00	2015	53	4	20	364	8732	0	0	0,108	0,45	0	0,561	0,118	0,108	0,701	1,012	0,46
52560	30.12.2015 20:00	2015	53	4	21	364	8733	0	0	0,1	0,46	0	0,552	0,118	0,1	0,702	1,008	0,48
52561	30.12.2015 21:00	2015	53	4	22	364	8734	0	0	0,1	0,44	0	0,552	0,119	0,1	0,701	1,006	0,53
52562	30.12.2015 22:00	2015	53	4	23	364	8735	0	0	0,109	0,44	0	0,558	0,12	0,109	0,705	1,004	0,59
52563	30.12.2015 23:00	2015	53	4	24	364	8736	0	0	0,117	0,45	0	0,575	0,12	0,117	0,691	0,996	0,67
52564	31.12.2015 00:00	2015	53	5	1	365	8737	0	0	0,118	0,44	0	0,583	0,12	0,118	0,619	0,99	0,7
52565	31.12.2015 01:00	2015	53	5	2	365	8738	0	0	0,111	0,43	0	0,586	0,12	0,111	0,613	0,984	0,76
52566	31.12.2015 02:00	2015	53	5	3	365	8739	0	0	0,103	0,44	0	0,597	0,12	0,103	0,613	0,98	0,76
52567	31.12.2015 03:00	2015	53	5	4	365	8740	0	0	0,103	0,43	0	0,6	0,119	0,103	0,655	0,972	0,75
52568	31.12.2015 04:00	2015	53	5	5	365	8741	0	0	0,114	0,44	0	0,599	0,12	0,114	0,685	0,964	0,74
52569	31.12.2015 05:00	2015	53	5	6	365	8742	0	0	0,121	0,42	0	0,599	0,123	0,121	0,685	0,962	0,75
52570	31.12.2015 06:00	2015	53	5	7	365	8743	0	0	0,123	0,43	0	0,596	0,123	0,123	0,686	0,954	0,74
52571	31.12.2015 07:00	2015	53	5	8	365	8744	0	0	0,113	0,42	0	0,602	0,123	0,113	0,685	0,946	0,76
52572	31.12.2015 08:00	2015	53	5	9	365	8745	0	0	0,108	0,41	0	0,594	0,123	0,108	0,686	0,93	0,74
52573	31.12.2015 09:00	2015	53	5	10	365	8746	0	0	0,115	0,42	0	0,588	0,123	0,115	0,685	0,922	0,75
52574	31.12.2015 10:00	2015	53	5	11	365	8747	0	0	0,123	0,41	0	0,582	0,125	0,123	0,685	0,908	0,7
52575	31.12.2015 11:00	2015	53	5	12	365	8748	0	0	0,117	0,4	0	0,576	0,125	0,117	0,685	0,9	0,7
52576	31.12.2015 12:00	2015	53	5	13	365	8749	0	0	0,112	0,42	0	0,571	0,125	0,112	0,656	0,896	0,74
52577	31.12.2015 13:00	2015	53	5	14	365	8750	0	0	0,121	0,39	0	0,562	0,126	0,121	0,642	0,892	0,75
52578	31.12.2015 14:00	2015	53	5	15	365	8751	0	0	0,13	0,41	0	0,555	0,125	0,13	0,629	0,884	0,74
52579	31.12.2015 15:00	2015	53	5	16	365	8752	0	0	0,124	0,4	0	0,545	0,126	0,124	0,627	0,88	0,75
52580	31.12.2015 16:00	2015	53	5	17	365	8753	0	0	0,119	0,38	0	0,538	0,126	0,119	0,626	0,874	0,7
52581	31.12.2015 17:00	2015	53	5	18	365	8754	0	0	0,117	0,4	0	0,537	0,126	0,117	0,627	0,87	0,73
52582	31.12.2015 18:00	2015	53	5	19	365	8755	0	0	0,125	0,46	0	0,536	0,126	0,125	0,627	0,87	0,74
52583	31.12.2015 19:00	2015	53	5	20	365	8756	0	0	0,126	0,46	0	0,533	0,127	0,126	0,627	0,862	0,7
52584	31.12.2015 20:00	2015	53	5	21	365	8757	0	0	0,124	0,42	0	0,53	0,126	0,124	0,627	0,872	0,70
52585	31.12.2015 21:00	2015	53	5	22	365	8758	0	0	0,122	0,4	0	0,526	0,126	0,122	0,627	0,866	0,71
52586	31.12.2015 22:00	2015	53	5	23	365	8759	0	0	0,12	0,4	0	0,525	0,126	0,12	0,627	0,876	0,15
52587	31.12.2015 23:00	2015	53	5	24	365	8760	0	0	0,12	0,41	0	0,529	0,126	0,12	0,627	0,858	0,15



Norges miljø- og biovitenskapelig universitet  
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet  
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway